

Langsiktig markedsanalyse

Norge, Norden og Europa 2022-2050



Forord

Statnett utarbeider en *langsiktig markedsanalyse (LMA)* annet hvert år. Normalt vil LMA publiseres 1. november i partallsår. Denne utgaven er et unntak. Analysen drøfter og tallfester utviklingen i det europeiske markedet og hvordan dette spiller sammen med utviklingen av forbruk, produksjon og kraftpriser i Norge. Fra årets analyse vil vi trekke fram følgende hovedbudskap:

- Kraftprisene blir raskt mye lavere i hele Europa, og Norge får mer like snittpriser internt.
- Norges kraftforbruk øker mye, og deler av dette forbruket må bli fleksibelt.
- Det er nødvendig å bygge ut mye mer produksjon både i form av energi og effekt i Norge.
- Økt forbruk og produksjon, og mer like priser, forutsetter at vi bygger ut nettet.

Målet med analysen er å dokumentere forutsetninger og gi et underlag for videre analyser av blant annet nettbehov, driftsutfordringer og samfunnsøkonomisk nytte av nettførsterkninger. Vi bruker scenarioene og de ulike modelldatasettene fra LMA som startpunkt i mange modellbaserte analyser. To eksempler fra 2022 var *Fagrapport om havvind og Forbruk, produksjon og nett på Sør- og Østlandet*, i tillegg til ulike bidrag inn i områdeplanene. LMA gir også viktig input til arbeidet med Systemutviklingsplanen (SUP) som kommer høsten 2023.

Rapporten utfyller de tidligere publiserte rapportene *Kortsiktig markedsanalyse (KMA 2022-27)* og *Delrapport om forbruksutviklingen i Norge*. Den gjøres offentlig for å gi andre innsyn i vår tenkning og for å få tilbakemeldinger fra interessenter i det norske kraftsystemet.

Analysen er utarbeidet av Julie Larsen Gunnerød, Dalibor Vagner, Rolf Korneliussen, Kine Wold, Eirik Tømte Bøhnsdalen, Lasse Christiansen, Katrine Storaker, Lisa Zafoschnig, Lars Martin Hytten og Anders Kringstad, med bidrag fra flere andre i Statnett.

Gunnar G. Løvås

15. mars 2023

Alle fremtidige priser og utbyggingskostnader i rapporten er reelle 2022-tall

Våre tall for teknologikostnader, brenselspriser og CO₂-pris bygger på ulike kilder med noe ulik inflasjonsforventning.

Sammendrag

Det europeiske energisystemet, inkludert det norske, er på vei mot å bli utslippsfritt. Elektrifisering gir mye mer kraftforbruk og energien vil i hovedsak hentes fra vind- og solkraft. For å jevne ut de store variasjonene i produksjonen må det dermed også utvikles mye ny fleksibilitet. I sum gir dette en sikker energiforsyning til en moderat kostnad. Og sammen med lavere gasspriser får vi raskt mye lavere kraftpriser i hele Europa. Hovedforskjellen fra forrige langsiktige markedsanalyse er at energiomstillingen går fortere. Dette øker behovet for økonomisk støtte til ulike deler av omstillingen.

I Norden forventer vi en enda høyere produksjons- og forbruksvekst enn i forrige LMA. Veksten i Norge styres i stor grad av tilgangen på ny konkurransedyktig produksjon. Kraftprisene i Sør-Norge faller i takt med nedgangen ellers i Europa, og vi forventer likere priser mellom prisområdene i Norge.

Krigen og energikrisen gir fortsatt en stor prisusikkerhet på kort sikt. Bortfallet av russisk gass vil imidlertid være erstattet innen få år. Krisen har fremskyndet overgangen til det utslippsfrie systemet.

Norges omstilling er en del av en stadig raskere europeisk energitransformasjon

Omstillingen til nullutslipp innen energi, industri og transport har de siste årene fått en mye sterkere framdrift i hele Europa. Flere ulike faktorer forsterker hverandre og gir en sterk snøballeffekt:

- EU-landene og Storbritannia utvikler og vedtar ulike direktiver, krav og støtteordninger som sikrer at de vedtatte målene om 55 % utslippskutt til 2030 blir oppnådd.
- Krigen i Ukraina og energikrisen forsterker og fremskynder behovet for å gå over til utslippsfri og egenprodusert energi, både av hensyn til energisikkerhet og for å få lavere energikostnader.
- Teknologikostnadene for fornybar produksjon og energilagring faller videre. Dermed blir det utslippsfrie systemet billigere enn en tenkt fortsettelse av et system basert på kull og gass.
- Løsningene på de mange utfordringene ved det nye utslippsfrie energisystemet blir stadig tydeligere og mer modne, både innen teknologi, marked og det mer helhetlige systemet.
- Industrien, ulike næringer, finanssektoren og offentlige virksomheter driver fram utviklingen, for å tilpasse seg strengere utslippsmål og kunne utnytte nye forretningsmuligheter.
- Klimakrisen er mer synlig, og på europeisk nivå er det demokratisk støtte for store utslippskutt.

Samlet sett fremstår hele den europeiske energiomstillingen som mye mer gjennomførbar og realistisk enn for bare få år siden. Og selv om det er en viss usikkerhet knyttet til tempoet, vil omstillingen trolig gå mye raskere enn tidligere forventet. Vi forutsetter derfor at den europeiske kraftsektoren vil være tilnærmet utslippsfri – og betydelig større – allerede til 2035-40. Dette er i hovedsak på linje med vedtatte politiske mål og virkemidler, og hva eksterne prognoser viser.

Norges klimalov sier at Norge skal bli et lavutslippssamfunn. Dette skal skje i samarbeid med EU, og med en mye sterkere fremdrift ellers i Europa vil omstillingen gå fortere også i Norge. Og uansett blir det norske kraftsystemet påvirket gjennom priser, flyt og nye regler i våre naboland.

Det europeiske systemet blir i hovedsak basert på sol- og vindkraft og mye ny fleksibilitet

Det framtidige europeiske energisystemet vil i hovedsak være basert på sol- og vindkraft, med innslag av kjernekraft i enkeltland. Samtidig blir kraftforbruket mye større som følge av elektrifisering. I tillegg vil det utvikles flere hundre GW med fleksibilitet for å jevne ut og utnytte fornybarproduksjonen. Basert på kostnadsprognoser og modellsimuleringer av inntjeningen i markedet, bekrefter våre beregninger at fornybar produksjon og fleksibilitet i sum trolig gir de laveste kostnadene for å nå utslippsmålene. Eksterne analyser og planene til EU og medlemslandene viser det samme bildet.

I vårt nye basisscenario (Basis) legger vi til grunn en økning på nesten 1000 GW sol- og vindkraft allerede til 2035, for den delen av Europa som dekkes av våre markedsmodeller¹. Dette innebærer en årlig utbygging som er nesten tre ganger raskere enn snittet de fem siste årene. Veksten er størst innen solkraft og havvind. Arealbegrensninger demper veksten i landvind.

Med så mye sol- og vindkraft vil det bli utviklet mye fleksibilitet i ulike format fordi det blir lønnsomt, teknologisk mulig og nødvendig for å nå utslippsmålene. Her er hovedbildet nå tydeligere enn tidligere. Fleksibel elektrolyse og batterier vil trolig fange opp mye av overproduksjonen når det er mye sol- og vindkraft, sammen med fleksibel varmeproduksjon. Elektrolyseanlegg og ulike varianter av hydrogenlagring vil bli billigere, og da viser våre beregninger at det vil lønne seg å investere i høy elektrolysekapasitet og hydrogenlager, og konsentrere hydrogenproduksjonen til timer med lave priser og mye vind- og solkraft. Dette gir billigere hydrogen til industri og transport enn om man har jevn produksjon, og samtidig fleksibilitet for kraftsystemet. På samme måte vil lavere kostnader gjøre det lønnsomt å bygge ut batterier som kan lade opp i perioder med mye sol- og vindkraft, og bidra tilbake når det motsatte er tilfellet. I Basis har vi lagt inn 40 GW batterier og 250 GW elektrolysekapasitet i området dekket av våre modeller til 2040. Dette er usikre anslag, men skalaen sier likevel mye om det enorme behovet.

Regulerbare kraftverk som kan gå på hydrogen og biogass fremstår som en viktig løsning for å dekke opp i perioder med lite sol- og vindkraft, sammen med batterier, forbruksfleksibilitet og kjernekraft. Fordelen med kraftverkene er at de kan gå lengre uten å tømmes for energi enn batterier, og at kostnadene blir lavere fordi man kan bruke eksisterende gasskraftverk og tilpasse disse.

Kostnadene ved investering og drift av kjernekraft må falle mye for å bli konkurransedyktig i vår analyse. Vi forutsetter derfor at kjernekraft videreføres der dette er et politisk mål og det er tilstrekkelig økonomisk støtte. Kjernekraft er i vår analyse verken lønnsomt eller nødvendig i Norge.

Kostnader og tempo i utbyggingen av fleksibilitet og fornybar kraft er sentrale usikkerhetsfaktorer
Til tross for en tydelig hovedretning er det en del usikkerhet knyttet til kostnader og tempo i utviklingen av fleksibilitet og fornybar produksjon. Det er usikkerhet i teknologiutviklingen og tilgangen på areal til fornybarutbygging. På kortere sikt kan knapphet i leverandørkjedene ha betydning. Hvordan samspillet og prisdannelsen blir mellom ulike typer fleksibilitet, produksjon og forbruk er også usikkert. En annen faktor er om det kommer fundamentale endringer i markedsdesignet.

Det vil ta tid å utvikle og bygge ut teknologiene som fremskaffer den nødvendige fleksibiliteten. For hydrogen er det særlig lagring, infrastruktur for transport og et marked for hydrogenbruk som mangler. For batterier handler det mye om å få ned kostnadene. I sum forventer vi derfor at det ikke kommer nok fleksibilitet til 2030 – og at dette gir en periode med lavere lønnsomhet av sol- og vindkraft. På 2030 tallet forventer vi at det kommer inn mye batterikapasitet og fleksibel hydrogenproduksjon, i tillegg til mye annen fleksibilitet. Dette løfter utnyttelsen og lønnsomheten av vind- og solkraft. Her er det imidlertid mye usikkerhet både knyttet til utbyggingstempoet og kostnadene.

Kraftprisene på kontinentet og i UK faller raskt, men prisvolatiliteten blir trolig høy det første tiåret
Sammenlignet med i dag viser våre beregninger at de gjennomsnittlige kraftprisene blir betydelig lavere på få år. I første omgang bidrar en normalisering av gassprisene. Parallelt gir overgangen til fornybar produksjon også lavere priser. Og i løpet av de neste ti årene blir prisnivået gradvis mindre påvirket av marginalkostnader i fossile kraftverk, og stadig mer gitt av de bakenforliggende kostnadene

¹ Norden, UK, Baltikum og det kontinentale Europa med unntak av Spania/Portugal og Romania, Ungarn, Bulgaria og Balkan

for ny vind- og solkraft pluss nødvendig fleksibilitet. I Basis gir dette snittpriser rundt 60 €/MWh i 2030 på kontinentet og i UK før prisene går ned mot 45-40 €/MWh i 2040-50.

Bak gjennomsnittsprisene har vi en høy kortsiktig prisvariasjon de første ti til femten årene. Dette skyldes at vi forventer en saktere utbygging av fleksibilitet enn av sol- og vindkraft. Resultatet blir nullpriser i rundt 30 % av tiden i 2030 både i Tyskland og andre land. Samtidig gir høy CO₂-pris relativt høye priser når gasskraft setter prisen. Det blir også flere pristopper der industriforbruk kobler ut. Utbygging av mer og billigere fleksibilitet til 2035-40 demper prisvolatiliteten.

Våre alternative markedsscenarioer, Høypris og Lavpris, gir et utfallsrom i snittprisene for kontinentet på 50 til 90 €/MWh i 2030 og 30 til 60 €/MWh i 2040-50. Over kortere perioder vil utfallsrommet i snittprisene være mye større. I Høypris er det i hovedsak høyere kostnader til ny produksjon og fleksibilitet som driver opp prisene. Eksempelvis antar vi her at det blir mindre tilgjengelig areal for utbygging av havvind nært land og dermed høyere kostnader for tilknytningen til nettet på land. Høyere CO₂-pris og mindre økonomisk støtte bidrar også. I Lavpris er det motsatt, med mer økonomisk støtte til utbyggingen av både produksjon og fleksibilitet, og i tillegg lavere kostnader.

Lavt behov for økonomisk støtte på kontinentet i Basis – unntatt for regulerbare topplastverk

Våre beregninger viser at markedet kan fungere og bidra til utviklingen av det utslippsfrie energisystemet med relativt lite økonomisk støtte utenom garantier og andre risikoreduserende grep. I Basis dekker de simulerte markedsinntektene i hovedsak kostnadene for investering og drift av sol- og havvind både på kontinentet og i UK. Vi forutsetter imidlertid at støtteordninger sikrer omstillingen. Kraftverk bygget rundt 2030 har for lav inntekt de første årene, men dette jevner seg trolig ut over levetiden. Etter hvert som det blir mer tilgjengelig lagring av hydrogen utover på 2030-tallet blir den beregnede kostnaden for grønt hydrogen relativt lav – og konkurransedyktig med blått hydrogen fra naturgass. Dette forutsetter at det er gitt økonomisk støtte til å få i gang et marked og nødvendig infrastruktur for hydrogen. Batterier vil også i hovedsak være lønnsomt basert på markedsinntektene, men her legger vi til grunn at også inntekter fra mer kortsiktig regulering bidrar.

Når det gjelder topplastverk som dekker opp i perioder med lite sol- og vindkraft vil det være mer behov for støtte. Konvensjonelle gasskraftverk kan bruke biogass og kan tilpasses for å bruke hydrogen som drivstoff. Det reduserer investeringskostnadene vesentlig. Likevel gjør usikker inntekt det vanskelig å finne en likevekt der inntektene fra kraftsalg dekker kostnadene. Her legger vi derfor til grunn at kapasitetsmarkeder bidrar, også for Tyskland som til nå har satset på strategiske reserver.²

Forbruk og produksjon dobles i Norden – fleksibel grønn hydrogenproduksjon blir sentralt

Omstillingen går fort også i Norden, og utviklingstrekkene er de samme som på kontinentet og i UK:

- Det nordiske kraftforbruket øker kraftig til 2050 – drevet av elektrifisering og mer industri
- Vindkraft dekker det meste av veksten i energibehovet – med bidrag fra solkraft
- Økt behov og lønnsomhet gjør at det utvikles mye ny fleksibilitet

Sammenlignet med forrige LMA forventer vi nå langt høyere forbruksvekst i alle landene i Norden. Veksten drives blant annet av batterifabriker, datasenter og mye produksjon av hydrogen. Hvor stor veksten blir er usikkert. I basisscenarioet har vi forutsatt en dobling av det nordiske kraftforbruket til i underkant av 850 TWh i 2050. Produksjonen øker omtrent like mye, og den nordiske energibalansen holder seg svakt positiv. Vindkraft til havs gir de største energivolumene i 2050, men det er også mye landvind, særlig nord i Sverige og i Finland. I tillegg bidrar solkraft. Ny kjernekraft er ikke lønnsomt

² Strategiske reserver holdes utenfor det ordinære markedet. Dette gir strammere balanse, flere pristopper og økt inntjening for topplastverk sammenlignet med kapasitetsmarkeder der man støtter kapasitet i markedet.

basert på markedsprisene alene i våre scenarioer, men både forlengelse og nye prosjekter diskuteres i Sverige og Finland. I vårt basisscenario er den nordiske kjernekraftkapasiteten i 2050 redusert med 20 % fra dagens nivå, men dette er usikre anslag.

Norden har i dag mye fleksibilitet tilgjengelig fra regulerbar vannkraft. Mer vind- og solkraft gir imidlertid behov for mye mer fleksibilitet også i Norden – særlig til å fange opp overproduksjon av uregulerbar produksjon. Og siden mye av forbruksveksten er fra elektrolyse er det naturlig at denne vil måtte bli fleksibel. Her er det imidlertid mye usikkerhet, blant annet fordi geologien i Finland og Sverige ikke gir mulighet til å utvikle billig lagring av hydrogen i saltgruver slik som på kontinentet. Det vil også komme batterier, i tilknytning til solkraftanlegg og direkte koblet til hovednettet. I tillegg er det sannsynlig at det vil komme mer regulerbar effekt for å dekke opp i timer med lite sol og vind.

Norge – økende forbruk og produksjonsvekst i takt med forbruket

I Norge øker forbruket mye, både drevet av behovet for å kutte norske utslipp med elektrifisering og ved utvikling av ny industri og næringsvirksomhet. I tillegg påvirkes forbruket av energisparing og hvorvidt vi henter hydrogen fra elektrolyse eller naturgass med CO₂-rensing. Den viktigste faktoren for hvor mye forbruket vokser, er imidlertid tilgangen på store nok volumer ny produksjon til lave nok kostnader. Vi har utarbeidet fire norske forbruksscenarioer og disse gir et utfallsrom på mellom 190 og 300 TWh i 2050. I Basis øker forbruket til 220 TWh, opp 80 TWh fra i dag. Dette gir både nullutslipp og mye industrivekst. I de to høye scenarioene er veksten mer styrt av at flytende havvind blir fullt ut konkurransedyktig, mens energisparing og mindre ny produksjon preger det lave scenarioet.

Produksjonen øker saktere enn forbruket de første årene. I basisscenarioet gir dette et midlertidig underskudd på den norske energibalansen i årene rundt 2030 før ny produksjon gir et svakt overskudd fra 2035. I Basis har vi en samlet økning på 30 TWh sol- og vannkraft til 2050. Landvind er lønnsomt i alle scenarioer og kan gi et betydelig bidrag om det blir gitt konsesjoner. Det er imidlertid havvind som kan gi de virkelig store volumene og i Basis har vi lagt til grunn ca. 40 TWh i 2050. En del av dette kan bygges som bunnfast og våre beregninger viser at dette kan være lønnsomt med et lavt støttebehov. Teknologisk utvikling kan også gi mye lavere kostnader for flytende havvind, og med kraftpriser som i vårt høye prisscenario er det sannsynlig at flytende havvind blir lønnsomt uten støtte i Norge.

Forbruksveksten forutsetter at vi har en balansert utvikling også på regionalt nivå. Dette gjelder særlig i scenarioene med høyest vekst. Skal det komme mye nytt forbruk i en landsdel må også produksjonen øke i omtrent samme takt i den samme regionen.

Norge og hele energisystemet trenger mer regulerbar effekt

Forbruksveksten vil øke det maksimale effektforbruket. I Basis har vi en økning på 7 GW i Norge allerede til 2035. I våre naboland øker også maksforbruket, selv om mye er fleksibelt. Her bidrar i tillegg utfasing av regulerbare termiske kraftverk til å øke behovet for ny effekt. På europeisk nivå forventer vi likevel en bra oppdekning av det økende effektbehovet gjennom kraftverk som kan brenne hydrogen og biogass, batterier, kjernekraft og forbruksfleksibilitet. I Norge legger vi til grunn at økt effekt i eksisterende vannkraftverk gir et vesentlig bidrag. Uten dette blir det effektunderskudd og krevende systemdrift i vindstille kuldeperioder særlig om det også blir for lite effekt i våre naboland.

Kraftprisene i Norge og Norden faller og blir mer like

Kraftprisene sør i Norge og sør i Sverige faller tilbake fra dagens ekstraordinære nivå mot 2030, drevet av fallende priser på kontinentet/UK. I Basis gir dette en snittpris i Sør-Norge på rundt 45-55 €/MWh i 2030/2035 og rundt 40 €/MWh i 2040/2050. Snittprisene i nord og sør blir mer like, drevet av lavere overskudd i nord og høyere nettkapasitet. Den kortsiktige prisvariasjonen i Norden er høyest rundt 2030, drevet av høy variasjon på kontinentet og UK, og mer vind og sol i Norden. I Norge, med mye

regulerbar vannkraft, er volatiliteten likevel langt lavere enn på kontinentet. Dette gir store prisforskjeller time for time til utlandet og høy handelsnytte. En forventet utbygging av store mengder fleksibilitet på kontinentet og i UK demper prisforskjellene utover mot 2040.

Utfallsrommet for kraftprisene i Norge og Norden er i hovedsak gitt av utfallsrommet i prisene ellers i Europa og kostnadene for ny produksjon i Norden. Vi ser også at tilgangen på fleksibilitet og da særlig graden av fleksibilitet i hydrogenproduksjonen i Sverige og Finland har mye å si. Mindre fleksibilitet i hydrogenproduksjonen gir høyere kraftpriser, større prisforskjeller internt i Norden og høyere hydrogenkostnader. En slik utvikling er dermed ikke forenelig med en så stor hydrogenproduksjon.

Energibalansen i Norge og Norden kan også bety mye. Et underskudd i Norge vil heve de norske prisene relativt til våre naboland, og motsatt. Våre beregninger viser imidlertid at det er vanskelig å opprettholde et overskudd på den norske og nordiske energibalansen og samtidig få til en situasjon der det er tilstrekkelig lønnsomhet av ny produksjon i Norden. Dette skyldes at prisene ellers i Europa i vår analyse blir gitt av kostnadene for å få inn ny produksjon pluss nødvendig fleksibilitet. Siden det er omtrent samme kostnad å bygge ut ny produksjon i Norge og Norden som ellers i Europa, går det ikke å ha særlig stort overskudd i Norge og Norden. Når vi prøver dette, blir prisene i Norge presset ned under nivået gitt av utbyggingskostnadene for ny produksjon som da blir ulønnsom. Et større norsk overskudd forutsetter dermed enten at vi kan bygge ut mye produksjon til lavere kostnader enn i våre naboland, eller at den økte produksjonen blir subsidiert.

Økt norsk forbruk og produksjon, og mer like norske priser, forutsetter at vi bygger ut nettet

I basisscenarioet forutsetter vi at vi bygger ut nettet i henhold til områdeplanene, og at utviklingen av produksjon og forbruk er noenlunde jevnt fordelt per landsdel. Sammen med mer svensk nettkapasitet og mye fleksibilitet i svensk og finsk hydrogenproduksjon gir dette relativt like priser. Tar vi derimot bort flere av nettførsterkningene – og i tillegg legger inn en mer ubalansert fordeling av produksjon og forbruk – viser våre simuleringer at det raskt blir større flaskehals og prisforskjeller. Dette bekrefter at nettplanene våre er tilpasset utviklingen vi ser foran oss.

Utbygging av nødvendig nett og kraftproduksjon for å møte etterspørselen forutsetter gode samfunnsprosesser. Det må være aksept for både omfanget og de enkelte utbyggingene. Samtidig er det mulige interessekonflikter i mange områder hvor det er aktuelt å bygge ut nett, blant annet med reindriftsnæringen. Tidlig og grundig dialog med utbyggere og myndigheter, lokalsamfunn og interessenter er derfor viktig.

Tydlig retning for det norske systemet - selv om mye ved markedsutviklingen er usikkert

Det er mye ved markedsutviklingen som er usikkert, og ulike analyser gir ulike estimater på veksten i forbruk og produksjon, tempoet i energiomstillingen og i prisbildet, både i Norge, Norden og Europa samlet. I denne utgaven av LMA har vi samtidig kommet fram til mange tydelige sammenhenger og konklusjoner som står seg, selv om det er usikkerhet. I det videre arbeidet med å planlegge og utvikle det norske nettet og kraftsystemet, tar vi med oss både disse konklusjonene og innsikten i hvordan ulike usikkerhetsfaktorer henger sammen og påvirker markeds og systemutviklingen.

Innhold

	Forord	ii
	Sammendrag	iii
	Innhold	viii
Del I	Overblikk, metode og våre scenarier	1
1	Hvorfor vi lager langsiktige markedsanalyser i Statnett	2
2	Metode og grunnleggende forutsetninger	3
3	Status i markedet og utviklingen på kort sikt	6
4	Oversikt over våre scenarier	8
Del II	Hovedtrekk for produksjon, forbruk, fleksibilitet, nett og brenselkostnader	9
5	Europa legger om til et utslippsfritt energisystem	10
6	Lavere kostnader for vind- og solkraft bidrar til omstillingstempoet	20
7	Det nye europeiske systemet må ha enorme mengder fleksibilitet	23
8	Utvikling av forbruk, produksjon og energibalanse i Norge	30
9	Høy vekst i nordisk forbruk og produksjon – behovet for fleks øker	34
10	Effektbehovet øker i Norge og Norden	39
11	Nettkapasiteten øker mye i Norge og Sverige	41
12	Gass- og kullprisene faller og betyr mindre innen få år	45
Del III	Kraftpriser og samspill i markedet	46
13	Hovedbildet og utfallsrom for prisene på kontinentet og i UK	47
14	Behovet for økonomisk støtte på kontinentet og i UK	54
15	Norge og Norden – lavere og likere snittpriser, økt volatilitet	58
16	Lønnsomhet av ny norsk og nordisk produksjon og forbruk	67
17	Prisforskjeller internt i Norge og Norden, og mot kontinentet/UK	72
18	Mulige konsekvenser av enda høyere volumvekst i Norge	77
	Andre relevante rapporter fra Statnett	79

Del I

Overblikk, metode og våre scenarier

I denne delen forklarer vi bakgrunnen for at vi utarbeider Langsiktig markedsanalyse i Statnett, hva denne består av og hva vi bruker dette arbeidet til. Deretter presenterer vi kort vår overordnede metode og noen grunnleggende forutsetninger for analysen. Til slutt går vi gjennom sentrale drivere for kraftprisene nå og fremover, samt gir en oversikt over de viktigste antakelsene i våre tre scenarier.

1 Hvorfor vi lager langsiktige markedsanalyser i Statnett

Statnetts langsiktige markedsanalyser dekker det europeiske markedet og ser på utviklingen av og samspillet mellom produksjon, forbruk, batterier, hydrogenproduksjon, nett, CO₂-utslipp og kraftpriser. Vi lager en ny utgave hvert andre år og analysen består av flere likeverdige elementer:

- Forstå og tallfeste langsiktig utvikling av kraftsystemet – og klargjøre relevant usikkerhet
- Dokumentere forutsetninger for det vi vurderer som den mest sannsynlige utviklingen
- Lage modelldatasett til analyser av nettbehov og samfunnsøkonomisk nytte av forsterkninger
- Gi en prognose for forventet kraftpris og et utfallsrom for denne for Norge, Norden og Europa
- Bidra til å klargjøre og svare ut ulike temaer som er særlig relevante for Statnett

LMA gir viktig innsikt og flere delsvaer i seg selv. Vi drøfter og tallfester markedsutviklingen i det europeiske markedet, og hvordan dette spiller sammen med og påvirker utviklingen av forbruk, produksjon og kraftpriser i Norge. Hovedpoenget med analysen er imidlertid å dokumentere forutsetninger, og gi et underlag og et utgangspunkt for mer spesifikke analyser av nettbehov, samfunnsøkonomiske nyttevirkninger av nettfosterkninger, driftsutfordringer og andre markedsmessige forhold.

Vi bruker scenarioene og datasettene fra LMA som startpunkt i mange ulike modellbaserte analyser. I disse mer spesifikke analysene simulerer vi et stort antall sensitiviteter og regionale scenarioer tilpasset den aktuelle problemstillingen. Med et felles utgangspunkt fra LMA skaper vi konsistens på tvers. I 2023 vil de nye datasettene gi et utgangspunkt for en ny versjon av Analyse av Transportkanaler og være underlag for Systemutviklingsplanen 2023.

For Statnett er denne prosessen nødvendig samtidig som den effektiviserer vår analyseaktivitet. Utviklingen i Norden og Europa har stor betydning for Norge og for Statnetts beslutninger. For å kunne gjøre relevante analyser og modellsimuleringer må vi ha oppdaterte og detaljerte datasett til bruk i våre egne modeller. Det er ikke tilstrekkelig å kjøpe eksterne prisprognoser og markedsrapporter alene. Tilsvarende vil det å sette ut jobben til et eksternt analyseselskap i sin helhet, eller kopiere datasett fra scenarioer utarbeidet av ENTSO-E direkte, ikke gi verken tilstrekkelig forståelse for markedsutviklingen, eller kontroll på forutsetninger og modellresultater. I lys av dette behovet er det effektivt å strukturere og samle arbeidet med prognoser og datasett i denne prosessen hvert andre år. Vi henter mye data og forutsetninger fra ENTSO-E og det nordiske plansamarbeidet, men mye av poenget er å komplettere dette, samt ivareta det norske perspektivet.

LMA-rapporten utfyller rapportene "Kortsiktig markedsanalyse (KMA 2022-27)" og "Forbruksutviklingen i Norge 2022-2050". Vi publiserer disse rapportene for å gjøre det lettere for andre å få innsikt i våre forutsetninger og begrunnelsen for disse.

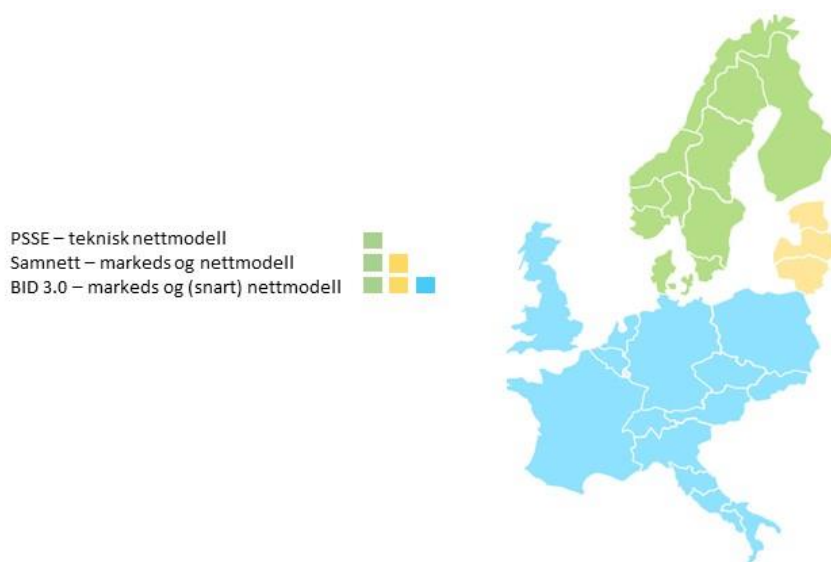
2 Metode og grunnleggende forutsetninger

2.1 Fundamental analyse og modellsimuleringer ligger til grunn for våre utredninger

Fundamentale analyser er viktig når vi skal utrede fremtidige utfordringer og mulige løsninger. Dette innebærer at vi gjør analyser og beregninger basert på grunnleggende økonomiske og fysiske forhold, og detaljerte databeskrivelser av kraftsystemet. Det er flere årsaker til at vi gjør det slik:

- Vi får mer konsistente estimater på kraftflyt, samfunnsøkonomisk nytte, prisforskjeller o.l.
- Vårt langsiktige perspektiv og endringer i kraftsystemet gjør historikk alene mindre relevant.
- Det er enklere å kommunisere konklusjoner og løsninger ut fra fundamentale begrunnelser.

System- og markedsmodeller er vesentlige verktøy for vår analyseaktivitet. Med våre to hovedmodeller Samnett og BID simulerer vi kraftsystemet for ulike stadier frem i tid. Vi kan da få en konsistent og helhetlig vurdering av konsekvensene i kraftsystemet for utviklingen i produksjon, forbruk, overføringskapasitet, brenselpriser og teknologikostnader.



Figur 2-1: Oversikt over hvilke land og områder våre system- og markedsmodeller dekker.

- BID³ er en markedsmodell med timesoppløsning, realistisk beskrivelse av egenskapene ved termiske verk og en relativt god beskrivelse av vannkraftsystemet. I våre datasett i BID er store deler av det europeiske kraftmarkedet fundamentalt modellert.⁴
- Samnett⁵ er en nett- og markedsmodell og vi bruker den til å dekke det nordiske kraftsystemet. Modellen har sin styrke i en mer detaljert modellering av vannkraftsystemet og transmisjonsnett. Den har timesoppløsning og bruker simulerte prisrekker fra BID som eksogen representasjon av markedene på kontinentet og i Storbritannia. I Norge er modellen delt opp i 15 delområder for å få en best mulig representasjon av magasindisponering, vannverdier og flaskehals i nettet. Samnett bruker flytbasert markedsalgoritme for å løse flaskehals mellom prisområdene. Vi kan velge å legge sammen flere delområder til et prisområde eller simulere med alle 15 som prisområder.

³ Utviklet av Afry

⁴ Detaljert modellering av Baltikum, Tyskland, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Benelux og Storbritannia. I rapporten omtaler vi ofte området i vår BID modell utenfor Norden som "Europa 11".

⁵ Utviklet av Sintef

For å få fram effekten av varierende tilsig, temperatur, vind og sol, simulerer vi normalt hvert datasett over 29 historiske værår. Med timesoppløsning gir dette i sum 250 000 tilstander for det europeiske kraftsystemet per simulering. Begge våre to hovedmodeller er i kontinuerlig utvikling med mål om en stadig bedre gjengivelse av det nordiske og europeiske markedet og systemet. Samtidig er vi opptatt av å forstå modellsvakheter og se resultatene opp mot teori, historikk, driftserfaringer og eksterne analyser.

2.2 Analytisk fremgangsmåte og grunnleggende forutsetninger

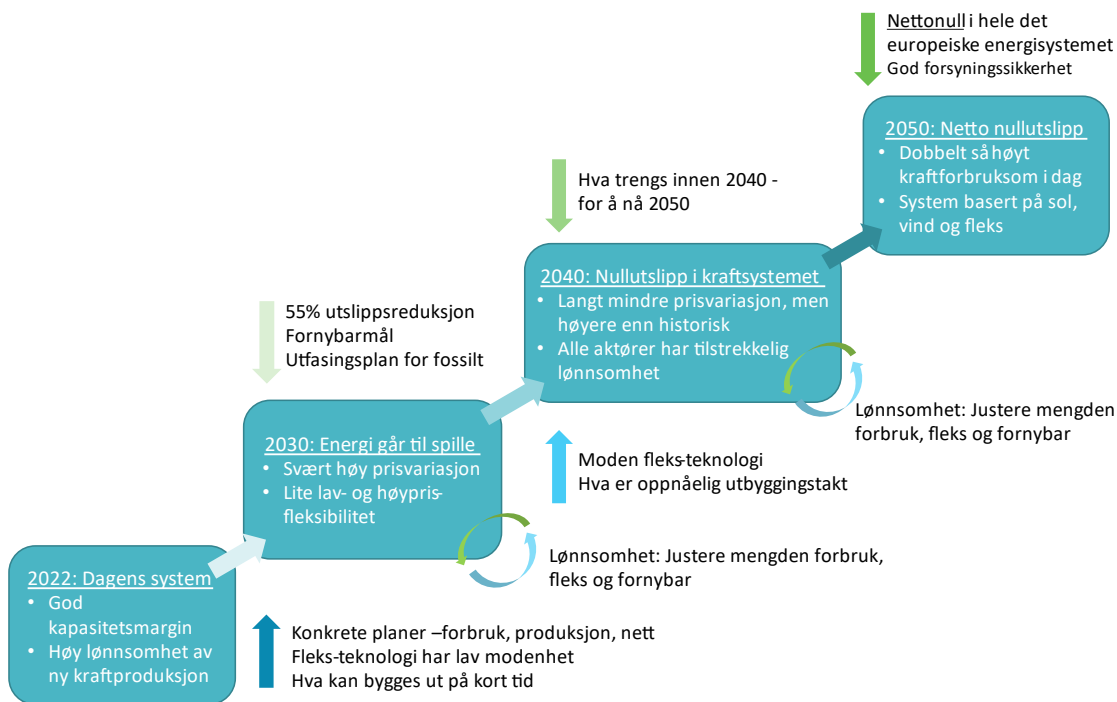
Vi tar utgangspunkt i det eksisterende systemet og legger inn det vi kan kalle sikre prognoser for fysiske endringer. For eksempel utbyggingsprosjekter innen produksjon, nett eller større forbruksenheter hvor det er tatt endelig investeringsbeslutning. Denne delen dekkes i stor grad gjennom vår kortsiktige markedsanalyse, KMA 2022-27.

Lengre ut i tid øker usikkerheten, og vi må basere oss på politiske mål og planer, prognoser og mer usikre utbyggingsplaner. Som en del av dette har vi noen grunnleggende forutsetninger om hovedretning og økonomi som vi bygger analysen på:

- Europa legger om til nullutslipp innen energi, industri og transport i alle scenarier. Utslippsmålene for 2030 i Europa blir oppnådd og Norge når målet om lavutslipp i 2050.
- Det europeiske energi- og kraftsystemet fortsetter å være markedsbasert og integrert.
- Alle aktører baserer seg på muligheten til å tjene nok over tid til å dekke sine kostnader – men inntekten kan variere og delvis komme fra andre steder enn i markedet.
- Konkurransen og rasjonelle aktører gjør at energi- og kraftmarkedet tenderer mot en langsiktig markedsbalanse og med lite superprofitt.
- Analysen forutsetter en normal økonomisk utvikling samlet sett.
- Levestandard og nødvendige energitjenester opprettholdes, men det blir mer sirkulær-økonomi og bærekraft.
- Myndigheter i alle land utformer og vedtar fortløpende tiltak som sammen med markedet sikrer at forsyningssikkerheten blir opprettholdt på et høyt nivå.

Den konkrete utviklingen av produksjon, fleksibilitet i produksjon og forbruk, avgjøres i stor grad av hva som er billigst og mest lønnsomt. Derfor har kostnadsutviklingen for ulike teknologier stor betydning, samt tilgangen på areal til fornybarutbygging hvor det er gode sol- og vindforhold. Politiske mål, krav og økonomiske støtteordninger betyr også mye. Men i hovedsak trekker både politikk og marked i retning av å få frem de billigste og beste løsningene for det framtidige og utslippsfrie energisystemet. Vi baserer derfor mye av vår analyse på kostnadsprognoser og simulert lønnsomhet for ulike teknologier. I tillegg forutsetter vi et fungerende marked der prissignalene kommer frem og de ulike aktørene responderer på disse.

Markedskreftene trekker i retning av en langsiktig likevekt der alle aktører kan tjene tilstrekkelig til å dekke sine kostnader. I en slik likevekt er det samtidig i liten grad mulig å ha høyere inntjening enn normal avkastning gitt den aktuelle risikoen, hvis det ikke er politiske eller ressursmessige begrensninger som hindrer nye etableringer. Denne prosessen mot en langsiktig likevekt etterligner vi ved hjelp av kostnadsprognoser og iterative modellsimuleringer. Vi estimerer den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av investeringer i ulike typer fornybar produksjon, kjernekraft, fleksibel grønn hydrogenproduksjon, batterier og topplastverk. Dette bruker vi til å tilpasse veksten i de ulike typene teknologier til vi oppnår en noenlunde beregnet lønnsomhet over tid. Løsningen skal samtidig møte forutsatte politiske mål, planer og krav om blant annet utslippskutt og fornybarutbygging.



Figur 2-2 Hovedtrekk ved vår metode for å ta hensyn til ulike typer informasjon og antakelser

Vi benytter oss av en rekke ulike kilder for informasjon og prognoser om utviklingen av produksjon, forbruk, fleksibilitet, nett og prisutvikling innen gass, kull og CO₂:

- Priser på kull og gass: IHS, Bloomberg New Energy Finance, IEA, EIA, THEMA med flere
- Utfasing av eksisterende termisk produksjonskapasitet: Database fra Afry og egen research
- Alminnelig forsyning i Norge og Sverige: Modell utviklet av Optimeering
- Industriforbruk i Norden: Innmeldte planer, nordiske TSOer og myndigheter
- Forbruk og nett i Europa: ENTSO-E, IHS, andre TSOer, ulike langsiktige analyserapporter, nasjonale studier og strategidokumenter
- EU ETS (CO₂): Refinitiv
- Fornybarutbygging: Politiske mål på EU-nivå og nasjonalt, THEMA, eksterne analyserapporter
- Kostnadsutvikling innen fornybar/lagring: Bloomberg New Energy Finance, THEMA, DNV GL, IHS, IRENA

I tillegg henter vi mye informasjon og data fra NVE, ENTSO-E og samarbeidet med de nordiske TSO-ene. Vi bruker også nasjonale energi- og klimaplaner, ulike scenarioer fra EU-kommisjonen og mer helhetlige analyser av veien til nullutslipp fra Afry, Thema, Storm Geo, ENTSO-E og Wind Europe.

For å sikre at vi har holdbare forutsetninger, simuleringsresultater og konklusjoner sammenligner vi med eksterne langsiktige markedsanalyse⁶. Videre drøfter vi både våre forutsetninger og simuleringsresultater. Dette gjør vi for å synliggjøre logikken bak våre forutsetninger og klargjøre usikkerhetsmomenter, slik at vi får mer transparens i våre beslutninger om både nettutvikling og driftsmessige forhold. Målet er at det skal være mulig å forstå hva vi legger til grunn og hvorfor. Gjennom dette ønsker vi også å legge til rette for tilbakemeldinger og eventuell kritikk.

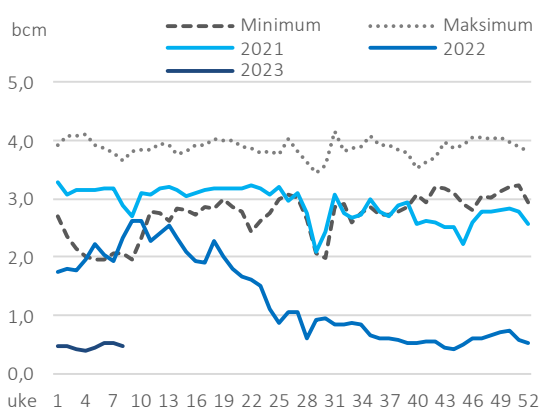
⁶ SKM, Nena, IHS, Wattsight, Bloomberg New Energy Finance, THEMA, IEA, DNV GL, NVE og andre

3 Status i markedet og utviklingen på kort sikt

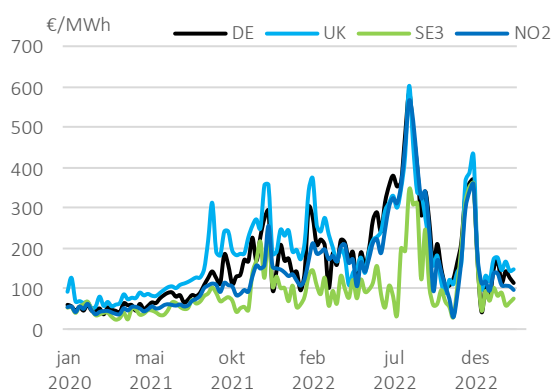
I dette kapittelet gir vi en kort status av markedssituasjonen det siste året og utviklingen frem til 2027. For mer detaljer viser vi til rapporten Kortsiktige Markedsanalyse 2022-2027⁷.

3.1 Krise og krig preger energi- og kraftmarkedene nå

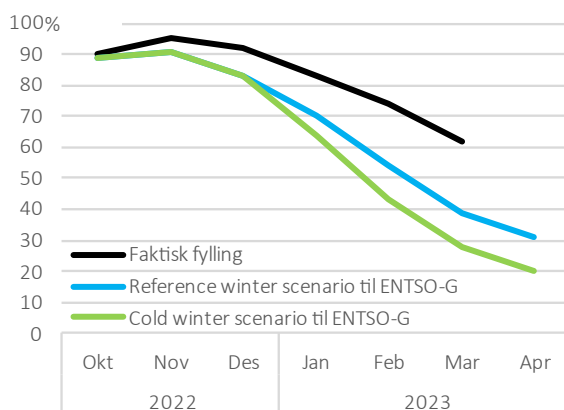
Krigen i Ukraina og bortfallet av russisk gass skapte en alvorlig energikrise og skyhøye energi- og kraftpriser i det meste av Europa i 2022. Situasjonen ble forsterket av redusert kjernekraftproduksjon i Frankrike og tørke som ga lite vannkraft i Alpene og utfordringer med å frakte kull på europeiske elver. Den europeiske energisituasjonen er fortsatt anstrengt. Imidlertid har høye temperaturer gjennom vinteren 2022-23, vesentlig lavere energi- og gassforbruk som følge av høyere priser og god tilgang på LNG, gitt en mye bedre kortsiktig situasjon enn forventet. Fyllingsgraden i gasslagrene er god og høyere enn fryktet. Gass- og kraftprisene har derfor blitt mye lavere. Fremtidsprisen på gass for vinteren 23/24 tilsier at det kan bli mer knapphet, men ikke like stramt som høsten 2022.



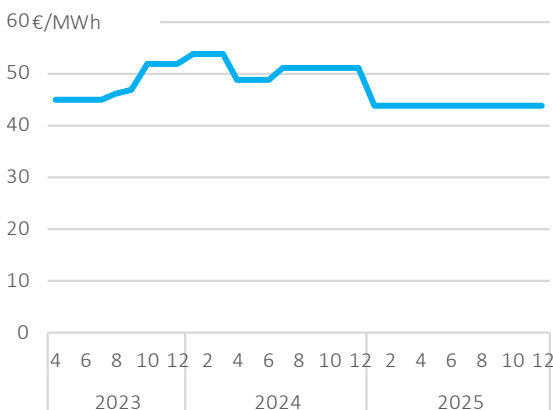
Figur 3-1: Samlet flyt av naturgass målt i bcm per uke fra Russland til EU + UK⁸. Minimum og maksimum i grafen er for perioden 2015 til 2020. (1 bcm=10,5 TWh)



Figur 3-2: Utvikling i kraftpris i Norden, Tyskland og UK i etterkant av invasjonen i Ukraina, ukensnitt



Figur 3-3: Utvikling i fyllingsgrad for gasslagre til EU sammenlignet med Winter Supply Outlook-scenarier til ENTSO-G



Figur 3-4: Utvikling i gasspris i perioden 2023-2025, basert på TTF Forwardpris⁹ på gass.

⁷ (Statnett 2022), Kortsiktig Markedsanalyse 2022-2027

⁸ Brugel, nettside: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>

⁹ Satt sammen av ulike fremtidskontrakter fra Dutch TTF Gas pr 3.3.23. Historisk nivå har vært under 20 €/MWh.

3.2 Energikrise og omstilling til nullutslipp preger de fem neste årene

Responser fra EU og de europeiske landene på energikrisen har vært tredelt. For det første har man erstattet og er i ferd med å erstatte mye av den russiske gassen med LNG. Det andre hovedgrepet handler om ulike sparetiltak for både kraft og gass. Det siste og viktigste er ytterligere å framskynde overgangen til et utslippsfritt energi- og kraftsystem, noe som innebærer en raskere utbygging av sol- og vindkraft, og at elektrifiseringen går fortere. Det er knyttet noe usikkerhet til hvor raskt det lar seg gjøre å øke utbyggingstakten betydelig fra dages nivå, spesielt når det gjelder vindkraft.

Strammere effektbalanse i timer med lite sol- og vindkraft er fortsatt en sentral utfordring ved den europeiske energiomstillingen. Energikrisen gir imidlertid en kortsiktig forbedring i effektbalansen gjennom restart og forlenget levetid på kullkraft, og lavere kraftforbruk.

I vårt basisscenario får vi en sterk nedgang i kraftprisene på kontinentet og i UK fra prisnivået rundt 100-300 €/MWh slik det var inntil nylig, til omtrent 70-90 €/MWh i gjennomsnitt i 2027. Lavere gasspriser er den viktigste forklaringen, men prisene trekkes også ned av mer vind- og solkraft.

Energikrisen og krigen gir et ekstraordinært stort utfallsrom for kraftprisene, særlig de første par årene. Blant annet kan en kald vinter og økt konkurranse med Asia om å få kjøpt LNG gi nye pristopper. Motsatt vil en ny mild vinter og et eventuelt europeisk pristak på gass dempe prisene. Samtidig er det sannsynlig at det kan bli store svingninger i kraftprisene drevet av variasjoner i været og brenselpriser.

Høye kraftpriser har gitt midlertidige reduksjoner i kraftforbruket i Sør-Norge. Vi forventer likevel en betydelig vekst i det norske normalårsforbruket til 2027. Elektrifisering av petroleumssektoren utgjør en vesentlig andel, og mye kommer etter planen i siste halvdel av 2020-tallet. Utsettelse av prosjekter og varige reduksjoner som følge av høye priser kan gi en lavere vekst. Vi forventer at kraftproduksjonen øker mye mindre enn forbruket, og at dette kan gi en negativ energibalanse for Norge i et normalår i 2027.

Produksjon og forbruk øker mye også i de øvrige nordiske landene de kommende fem årene. Mesteparten av produksjonen kommer som vindkraft, men solkraft er også i sterk vekst. Overskuddet nord for snitt 2 i Sverige og Dovre i Norge holder seg trolig høyt de første årene, og gir sammen med en styrket finsk energibalanse høy energiflyt nord-sør. Høyere forbruk nord i Sverige vil samtidig ha en dempende effekt allerede de første fem årene.

Variierende vær gir et stort utfallsrom i kraftprisene i Norge. I Nord- og Midt-Norge er prisene ekstra sensitive for variasjoner i været. I tillegg gir kraftprisene i våre naboland mye usikkerhet for de norske kraftprisene, særlig for de første to årene i Sør-Norge. Men selv om det er mye usikkerhet er det en klar trend mot lavere priser. I vårt basisscenario faller den sørnorske prisen til om lag 50-70 €/MWh i 2027 i snitt over året og i snitt over alle simulerte værår, fordi europeiske priser går ned.

Med gjennomsnittlig værforhold og økt handelskapasitet nord-sør i Sverige, viser våre simuleringer at prisene i Midt og Nord-Norge øker til 30-50 €/MWh i 2027. Kombinert med lavere priser i sør gir dette mye mindre prisforskjell nord-sør. Prisforskjellene er imidlertid fortsatt vesentlig høyere enn de har vært i snitt det siste tiåret før 2021.

4 Oversikt over våre scenarier

Vi har tre scenarier for den europeiske markedsutviklingen. I tillegg har vi fire scenarier for utviklingen i forbruk og produksjon i Norge. Scenarioene tallfestes gjennom konsistente modelldatasett for utvalgte analyseår gjennom analyseperioden. I årets analyse har vi årlige datasett fra 2022 til 2027 (KMA) og deretter for årene 2030, 2035, 2040 og 2050.

4.1 Basis – vårt hovedscenario for markedsutviklingen

Basisscenarioet beskriver det vi anser som den mest realistiske utviklingsbanen av systemet og kraftprisene fra nå og frem til 2050. Scenarioet er ment å beskrive en hovedretning og må derfor ikke tolkes som noen eksakt prognose. Modellresultatene belyser og forklarer viktige sammenhenger og sikrer at vi i større grad har konsistente forutsetninger – men gir ingen fasit.

4.2 Høypris og Lavpris er alternative markedsscenarier som gir et utfallsrom i kraftpriser

For å kvantifisere usikkerheten i fremtidige kraftpriser har vi de to alternative markedsscenarioene Høypris og Lavpris. Dette er scenarier der vi med utgangspunkt i Basis justerer på flere usikre faktorer som trekker kraftprisene henholdsvis opp og ned. Begge har utslippskutt og høy fornybarvekst.

- **Høypris:** Prisene på CO₂ og gass er høyere enn i Basis. I tillegg har scenarioet høyere kostnader for både fornybar og fleksibilitet. Dette skyldes både høyere teknologikostnader og at det er mindre areal tilgjengelig på gunstige steder for fornybarutbygging – eksempelvis ved at havvind bygges lenger fra land. Produksjonskostnadene og prisen for hydrogen er også høyere. Scenarioet innebærer lite økonomisk støtte utover garantier – også for topplastverk. Det har dermed et mer rendyrket "energy only" marked, der topplastverk og annen fleksibilitet får all inntekt fra markedet. Dette gir høyere pristopper og mer prisvolatilitet.
- **Lavpris:** Gass- og CO₂-prisen er lavere enn i Basis. Det gjelder også de samlede enhetskostnadene for ny produksjon og fleksibilitet. I tillegg er det mer økonomisk støtte utenfor markedet i form av blant annet utbetalinger gjennom eksempelvis CFD-kontrakter.

De alternative markeds- og prisscenarioene er laget for å kunne illustrere vedvarende høyere og lavere prisbaner. Vi understreker at prisene vil svinge mye både over kortere og lengre tidsrom gjennom hele analyseperioden i alle scenarier. Og utfallsrommet for pris over kortere tidsrom er mye større enn det som kommer fram i snittprisene i de to prisscenarioene. I tillegg er det sannsynlig at høyere priser kan lede til en sterkere innovasjon slik at kostnadene og prisene i det høye scenarioet går ned på sikt.

4.3 Vi har fire forbruks- og produksjonsscenarier for Norge

Det vil bli vekst i både forbruk og produksjon i Norge. Det er likevel et stort utfallsrom for hvor stor veksten blir. For å illustrere og analysere effekten av dette utfallsrommet har vi utviklet fire forbruks- og produksjonsscenarier for utviklingen i Norge. Disse er dokumentert i en egen delrapport som ble publisert i januar 2023¹⁰. Hensikten med disse scenarioene er å drøfte utviklingen og utfallsrommet for produksjon og forbruk i Norge i lys av markedsutviklingen ellers i Europa. De norske scenarioene kan alle kombineres med flere av de overordnede markedsscenarioene. Samtidig er det en del økonomiske sammenhenger som gjør at visse kombinasjoner blir mer sannsynlige enn andre. Eksempelvis er det mer sannsynlig at vi får lønnsom flytende havvind, som er en forutsetning i det høye forbruksscenarioet for Norge, i markedsscenarioet Høypris. Motsatt er det sannsynlig at det bygges mindre ny produksjon i Norge, og at vi dermed får lavere vekst i forbruket, i markedsscenarioet Lavpris. Da vil subsidiert produksjon i andre land tiltrekke seg mer av den europeiske industriveksten.

¹⁰ [Statnett \(2023\), Forbruksutvikling i Norge 2022-2050, delrapport til Langsiktig markedsanalyse.](#)

Del II

Hovedtrekk for produksjon, forbruk, fleksibilitet, nett og brenselkostnader

I denne delen forklarer vi hvordan utviklingen blir for produksjon, forbruk og nett, drevet av omstillingen til nullutslipp. Vi presenterer hvordan Europa, inkludert Norden legger om til et utslippsfritt energisystem, og hva det betyr for volumene av ny fornybar kraftproduksjon og fossile kraftkilder. Deretter forklarer vi sammenhengen med hva det har å si for utvikling av fleksibilitet i kraftmarkedet og effektbehov. Avslutningsvis viser vi våre forutsetninger om nettutvikling- og kapasiteter.

5 Europa legger om til et utslippsfritt energisystem

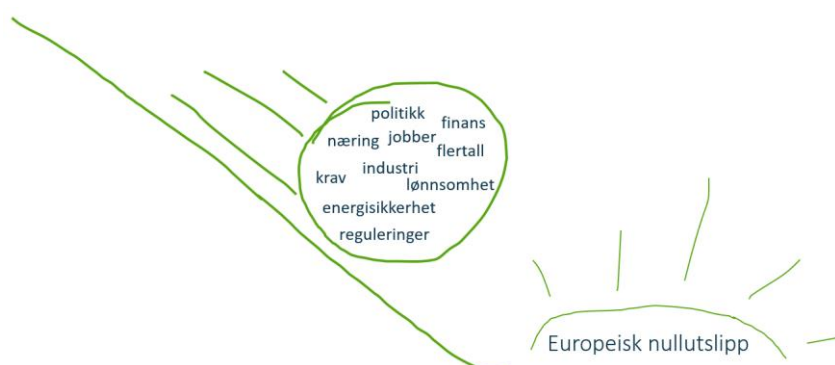
5.1 Energiomstillingen i Europa drives fram av flere faktorer – og påvirker Norge

Den europeiske energitransformasjonen innebærer en storstilt omlegging av industri, transport og energisektoren til nært netto null utslipp, i hovedsak ved elektrifisering og utbygging av vind- og solkraft. De siste årene har denne utviklingen fått mye sterkere framdrift. Flere faktorer bidrar til dette og forsterker hverandre:

- EU-landene og Storbritannia utvikler og vedtar ulike direktiver, krav og støtteordninger som sikrer at de vedtatte målene om 55 % utslippskutt til 2030 blir oppnådd.
- Krigen i Ukraina og energikrisen forsterker og framskynder behovet for å gå over til utslippsfri og egenprodusert energi, både av hensyn til energisikkerhet og for å få lavere energikostnader.
- Teknologikostnadene for fornybar produksjon og energilagring faller videre. Dermed blir det utslippsfrie systemet billigere enn en tenkt fortsettelse av et system basert på kull og gass.
- Løsningene på de mange utfordringene ved det nye utslippsfrie energisystemet blir stadig mer modne, både innen teknologi, marked og det mer helhetlige energisystemet.
- Ulike næringer, finanssektoren og offentlige virksomheter driver fram utviklingen, for å tilpasse seg strengere utslippsmål og kunne utnytte nye forretningsmuligheter.
- Klimakrisen er mer synlig, og på europeisk nivå er det demokratisk støtte for store utslippskutt.

Det er fortsatt mange utfordringer og ulike interessemotsetninger som kan bremse utviklingen. Samlet sett fremstår imidlertid energiomstillingen som mye mer realistisk enn tidligere. Vi forutsetter derfor at EU når målene for 2030 og 2050. Dette innebærer en mye raskere omstilling enn vi la til grunn i forrige LMA. Allerede til 2035-40 forventer vi at den europeiske kraftsektoren vil være tilnærmet utslippsfri – og betydelig større. Dette gjelder også for de nordiske landene, og er i hovedsak på linje med vedtatte politiske mål og virkemidler, og hva eksterne prognoser viser.

Den europeiske transformasjonen har stor betydning for utviklingen av kraftsystemet i Norge, blant annet gjennom kraftprisene og EU ETS, kraftutveksling, økt forbruk, billigere teknologi og nytt regelverk. Siden Norge har vedtatt at omstillingen skal skje i samarbeid med EU vil en sterkere fremdrift ellers i Europa også gi raskere omstilling i Norge.



Figur 5-1: Ulike faktorer forsterker hverandre og skaper en sterk snøballeffekt (illustratør – Anders Kringstad)

5.2 Energi- og klimapolitikken i EU fosser fram

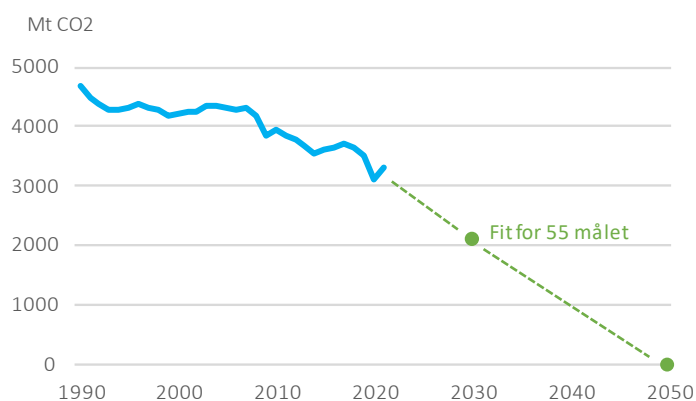
Russlands invasjon av Ukraina forsterker og framskynder Europas grønne skifte

EU og medlemslandenes fordømmelse av Russlands invasjon er fulgt opp med stadig utvidede sanksjonspakker som rammer russisk eksport av kull, olje og gass. Godt hjulpet av en bevisst

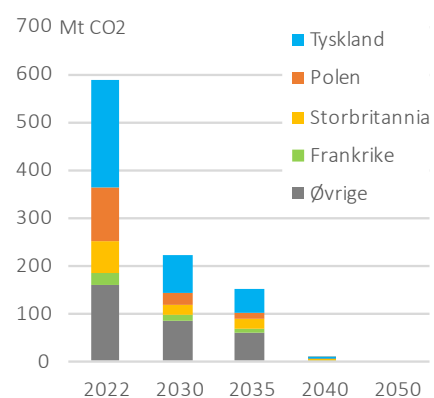
nedskalering av eksporten av gass fra russisk side, har dette gitt et stort og varig bortfall av russisk fossil energi i det europeiske energimarkedet, og en alvorlig energikrise.

EUs reaksjon på energikrisen har vært tredelt. For det første har EU og medlemslandene økt tilgangen på LNG gjennom å bygge mottaksanlegg og inngå avtaler om leveranser fra andre land. Her er allerede flere nye LNG terminaler satt i drift og en serie bilaterale avtaler er inngått for å sikre import fra blant annet USA og Kazakhstan. For det andre har EU og medlemslandene forsterket og framskyndet utbyggingen av sol- og vindkraft. I utgangspunktet lå det i Fit for 55-pakken et mål om 40 % fornybarandel av det samlede energiforbruket innen 2030. I RepowerEU er dette nå hevet til 45 %. Til sammenligning var det gjeldene 2030-målet for fem år siden på bare 27 % fornybarandel. EUs tredje hovedrespons på energikrisen har vært å øke innsatsen på energisparing – både med kortsiktige tiltak og lengre fram, blant annet gjennom å heve energieffektiviseringsmålet for 2030 fra 9 % til 13 %. Satsingen på et raskere energiskifte følges også opp av nye mål for industrien i European Green Deal Industrial Plan, som EU-kommisjonen foreslo i februar 2023.

Energikrisen har styrket det europeiske energisamarbeidet. Energisikkerhet og farene ved europeisk importavhengighet har fått langt større vekt. Innsatsen for å løse energikrisen gjennom økt fornybarutbygging, lavere energiforbruk og alternative importkilder har i stor grad lyktes. Med den nye satsningen vil kraftsystemet være tilnærmet utslippsfritt innen 2035/40.



Figur 5-2 De totale netto CO₂-utslippene til EU siden 1990 og EUs målsettinger¹¹



Figur 5-3: Simulerte CO₂-utslipp i kraftsektoren frem til 2050 i vår europeisk basisdatasett. ekskl. biogass, biomasse og avfallsforbrenning

Green Deal er rammeverket for veien til netto null i EU

European Green Deal forblir EUs rammeverk for det grønne skiftet. Den konkretiserer og gjør veien fram til målet om klimanøytralitet innen 2050 forpliktende gjennom den europeiske klimaloven. Det juridiske grunnlaget for hele EUs fornybarsatsning ligger i klimalovens mål om klimanøytralitet innen 2050 og minst 55 % utslippskutt til 2030. Både RepowerEU og Green Industrial Plan inngår i European Green Deal, i tillegg revisjonen av det kvotehandelsystemet og de konkrete energi-strategiene:

- Strategien for energisystemintegrasjon
- Offshorestrategien
- Strategien for energirenovering
- Hydrogenplanen

¹¹ [Total greenhouse gas emission trends and projections in Europe](#), European Commission, European Environment Agency (EEA), oktober 2022

EUs grønne industriplan og strømmarkedsreform

EUs grønne industristrategi (Green Deal Industrial Plan) skal sikre vekst i grønne næringer og at EUs industri utvikles i takt med målene for klima- og energiskiftet. Strategien er basert på fire søyler: i) forutsigbare og forenklede regulatoriske rammer, ii) raskere tilgang til finansiering, iii) fokus på etterutdanning og styrket kompetanse og iv) åpen handel i robuste verdikjeder. For å få mer og raskere finansiering til grønne næringer, åpner strategien for å forlenge de midlertidige lettelsene i EUs statsstøttereguleringer.

Strømmarkedsreformen inngår i den grønne industriplanen. Prissettingen i strømmarkedet har siden høsten 2021 vært satt under press av forskjellen mellom de høye pristoppene på gass og den billige produksjonen av strøm fra sol og vind. EU vurderer våren 2023 endringer i strømmarkedsdesignet som skal sikre at både husholdninger og næringsliv nyter godt av den økende andelen billig fornybar energi, samtidig som nødvendige investeringer i fornybar produksjon og fleksibilitet sikres bedre.

Offshorestrategien følges opp med massiv satsing på havvind i Nordsjøen

I etterkant av lanseringen av EUs offshorestrategi har flere medlemsland fulgt opp med egne ambisjoner for utbygging av havvind og større energiøyer. Målsettingen er å nå minst 260 GW havvind innen 2050, med delmål på minst 76 GW innen 2030 og 193 GW innen 2040. Danmark, Tyskland, Nederland, Belgia og UK har invitert Norge inn i Esbjergsamarbeidet om utbygging av havvind og infrastruktur i Nordsjøen.

Solid satsning på hydrogen som energibærer

I 2020 offentliggjorde EU-kommisjonen den europeiske hydrogenstrategien der målet er å øke andelen hydrogen i den europeiske energimiksen fra dagens 2 % til 14 % innen 2050. De totale investeringene anslås å være mellom 180 og 470 milliarder euro. Den europeiske elektrolysekapasiteten skal økes til 6 GW innen 2024 og 40 GW innen 2030. RePowerEU-planen bekrefter satsingen på hydrogen og målet om 10 Mt hydrogenproduksjon i EU og 10 Mt hydrogenimport innen 2030.

I februar 2023 ble retningslinjer for klassifisering av fornybart hydrogen vedtatt av EU-kommisjonen gjennom deres Delegated Acts for Renewable Hydrogen¹². For å telle som grønt hydrogen må et elektrolyseanlegg enten være koblet direkte til et nytt fornybart kraftverk, være knyttet til et system med mer enn 90 % fornybar produksjon, produsere i timer med lave kraftpriser, eller oppfylle kriterier om samtidig produksjon og geografisk nærhet med ny usubsidiert fornybar kraftproduksjon. I en første fase fram til 2030 vil kriteriene være mindre strenge for å få i gang oppskalering av hydrogenproduksjon. Klassifiseringen som grønt hydrogen er en forutsetning for å kunne få økonomisk støtte. Dermed vil disse reglene bidra til utviklingen av fleksibel grønn hydrogenproduksjon.

5.3 Tydelige nasjonale klimamål i alle våre naboland – Norden, Tyskland og UK

Våre naboland har alle nasjonale politiske energi- og klimamål, og ulike virkemidler som støtter og kompletterer mål og tiltak på EU-nivå.

Sverige

Sveriges overordnede nasjonale klimamål er å ha netto nullutslipp av klimagasser innen 2045¹³. For kraftsektoren er det offisielle målet at all produksjon skal være 100 % fornybar innen 2040. Den politiske diskusjonen om kjernekraftens framtid er imidlertid fortsatt ikke landet. Og den nye regjeringen har endret målet for 2040 til en 100 % fossilfri kraftproduksjon for å åpne for mer kjernekraft. De vil også bruke mer på forskning og innovasjon av kjernekraft og har fjernet forbudet

¹² EUC, Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs (2023)

¹³ [Sveriges energi- og klimamål](#), Energimyndigheten, 22.april 2022

mot å bygge nye kjernekraftverk på nye steder. Samtidig er det ikke lagt opp til noen større økonomiske støtteordninger for ny produksjon, verken for fornybar eller kjernekraft. Den nye regjeringen har også signalisert at Svenska kraftnät (SvK) likevel ikke skal bygge ut deler av havnettet som trengs for å knytte til havvind – men foreløpig er dette ikke helt avklart. Sverige har en egen strategi for hydrogen med målsetning om 5 GW elektrolysekapasitet innen 2025 og ytterligere 10 GW innen 2045.

Danmark

Danmark har lovfestet en utslippsreduksjon på 70 % innen 2030 og klimanøytralitet innen 2050. Som en del av sikkerhetspolitikken ga regjeringen i april 2022 ut rapporten *Danmark kan mere II* hvor de viser planer for å gjøre landet uavhengig av russisk gass og øke farten på den grønne omstillingen. Danmark har som mål å være en nettoeksportør av grønn energi i 2030 og satser mye på produksjon av hydrogen og hydrogenprodukter basert på vind- og solkraft. For å nå klimamålene satser de også på utslippsfri fjernvarme, blant annet med bidrag fra varmepumper. Danmark har i dag 2,3 GW havvind, og et mål om ytterligere 16 GW, hvor 10 GW kommer fra Nordsjøen. Det er anslått at det ligger et potensial opp til 35 GW havvind i dansk sektor i Nordsjøen frem mot 2050¹⁴.

Finland

Det er lovfestet at Finland skal være karbonnøytrale allerede i 2035 og ha negative utslipp i 2040. Det meste av det økte kraftbehovet i det finske systemet vil komme fra vindkraft. Samtidig dekkes landets oppvarmingsbehov i stor grad av bioenergi. Og Finland anser kjernekraft som viktig i overgangen til et kraftsystem med økt variabel kraftproduksjon. I likhet med mange andre, har landet en egen strategi for hydrogenutvikling og ser hydrogen som en løsning for å bli mer selvforsynt, nå nye klimamål og unngå høye strømpriser. Hydrogen skal også bidra med fleksibilitet. Målet er minst 200 MW elektrolysekapasitet innen 2025 og 1000 MW innen 2030, med forbehold om kommersialisering av teknologien¹⁵. I februar 2023 uttalte regjeringen at Finland skal produsere minst 10 % av EUs utslippsfrie hydrogen innen 2030. Dette sammen med elektrodrivstoff (e-fuel som skal stå for 3 % av transportsektoren innen 2030), skal brukes til finsk industri, transport og energisystemet. Vindkraft som overstiger Finland sitt behov, skal benyttes til å produsere hydrogen. CCS/CCU¹⁶-teknologi for å redusere utslipp forårsaket av avfall vil bli pilotert.

Tyskland

Tyskland er et av landene som fram til krigen var mest avhengig av import av russisk fossil energi. Det å erstatte bortfallet av russisk energi er derfor det viktigste på kort sikt i den tyske energipolitikken. Og på kort tid har landet bestilt og satt i drift flytende anlegg for mottak av LNG. Like etter krigsutbruddet ble det også laget en særdeles ambisiøs fornybarutbyggingsplan kalt påskepakken¹⁷. Denne omfatter endringer i regler og juridiske prosesser som skal gjøre det mulig å øke fornybarutbyggingen til en årlig vekst på 22 GW solkraft og 10 GW landvind. I tillegg regner utviklingsplanen for havvind med 30 GW installert effekt i 2030. Med mer LNG og mye mer fornybar kraftproduksjon er målet i første omgang å erstatte russisk gass. Like viktig er det å oppnå store utslippskutt og møte de ambisiøse nasjonale klimamålene. Allerede i 2030 skal 80 % av den tyske kraftproduksjonen være uten utslipp og i 2035 er målet at kraftsystemet skal være helt utslippsfritt. Samtidig vil kraftforbruket øke.

Tyskland har vedtatt å avvikle all kull- og kjernekraft. Den offisielle vedtatte utfasingsplanen for kullkraft er satt til 2038. Den tyske regjeringen sikter imidlertid på utfasing av kull og lignitt allerede til 2030. De vil trolig oppdatere utfasingsplanen etter at den akutte energikrisen løser seg. Levetiden til

¹⁴ [Danmark kan mere II](#), Regeringen, 19.april 2022

¹⁵ [Carbon neutral Finland 2035 - national climate and energy strategy](#), Finnish Government, 9.september 2022

¹⁶ CCU: Carbon Capture and Utilisation – karbonfangst og bruk

¹⁷ [Überblickspapier Osterpaket](#), Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 6. april 2022

landets tre siste kjernekraftverk ble forlenget på grunn av frykt for gassmangel. Disse er tillatt å produsere kraft fram til slutten av april 2023. Deretter vil de bli nedlagt.

Tilrettelegging for produksjon og bruk av hydrogen er sentralt i den tyske energi- og klimapolitikken. Her er planen å utnytte den eksisterende gassinfrastrukturen og mange av gasskraftverkene. Disse skal bygges om til å kunne frakte og bruke hydrogen. Den tyske regjeringen har annonsert en stor auksjon for 25 GW nye gasskraftverk som skal bygges fram til 2030 og som skal være forberedt for overgang til hydrogen. Det er fortsatt uklart om disse skal være en del av spotmarkedet eller kun som reserver. I tillegg vil den tyske regjeringen øke planlagt elektrolysekapasitet i 2030 til 10 GW, og bygge ut hydrogen rørnettverk, hydrogenlagre og mellomlandsforbindelser for import og eksport av hydrogen.

Storbritannia

Landet oppdaterte strategien for energisikkerhet kort tid etter at krigen i Ukraina startet. Denne er beskrevet i dokumentet *British Energy Security Strategy*¹⁸, publisert i april 2022. Målet er at Storbritannias kraftsystem skal bli 100 % dekarbonisert innen 2035. Hovedsatsingen er på havvind som allerede i 2030 skal utgjøre opp til 50 GW. Av dette skal opp til 5 GW være flytende. Forrige mål fra *Net Zero Strategy*¹⁹ publisert i oktober 2021 var 40 GW havvind i 2030 med 1 GW flytende. UK støtter fornybarutbygging med CFD-auksjoner (contract for difference) for å oppnå dette. I den siste runden ble det øremerket 285 millioner pund årlig støtte til utbetaling av CFD, ut av dette går 200 millioner pund årlig til havvind. I tillegg har Storbritannia etablert et kapasitetsmarked der staten sikrer tilgjengelig effekt, også via auksjoner.

Sammen med vindkraft og solkraft er satsing på hydrogen, fleksibilitet, kjernekraft og nett sentralt. Storbritannia er åpen til alle former for lavutslippshydrogen. Målet er å bygge 10 GW kapasitet for produksjon av lavutslippshydrogen innen 2030, av dette skal minst 5 GW være elektrolysekapasitet. Det er også satt mål for kjernekraft, hvor kapasiteten skal tredobles mot 2050 til 24 GW og i 2050 er målet at 25 % av elektrisiteten skal være produsert fra kjernekraft, opp fra 15 % i dag.

5.4 EUs kvotehandelsystem (ETS) fortsetter å være et sentralt virkemiddel

EU ETS er et sentralt virkemiddel i EU for å sikre at utslippsreduksjonene skjer som vedtatt og på en effektiv måte. Kvotemarkedet dekker omtrent halvparten av EUs CO₂-utslipp i dag. Karbonprisen er avgjørende for å øke marginalkostnadene til fossile kraftverk og dermed øke lønnsomheten av fornybar produksjon. Prisen på CO₂-kvoter vil ha størst direkte effekt på kraftprisene i 2030 og 2035. Fra 2040 er kraftsystemet i våre scenarier tilnærmet karbonfritt, og da vil EU ETS ha en mer indirekte effekt ved å øke betalingsviljen for nullutslippsenergi. F.eks. av hydrogen som igjen påvirker utkoblingsprisene for elektrolyseaktører og lønnsomhet for fornybar produksjon.

Det er stor usikkerhet i den framtidige karbonprisen. Den viktigste usikkerhetsfaktoren er i hvor stor grad CO₂-prisen vil bli supplert med andre virkemidler som subsidier, påbud og forbud. Desto mindre bruk av andre virkemidler, desto høyere må CO₂-prisen være – og motsatt. En annen viktig usikkerhet er hvor mye og hvor raskt teknologiutviklingen reduserer kostnadene ved utslippskutt i ulike sektorer. Kostnadene for å ha negative utslipp lengre fram i tid – for eksempel å hente CO₂ ut fra lufta og over i sikker lagring – er en tredje faktor som vil bety mer etter hvert.

Karbonprisen har økt fra rundt 20 €/t for to år siden til i underkant av 100 €/t i dag. Dette skyldes reformen i ETS-systemet med større reduksjon i det årlige kvotetaket for fasen til 2030, og

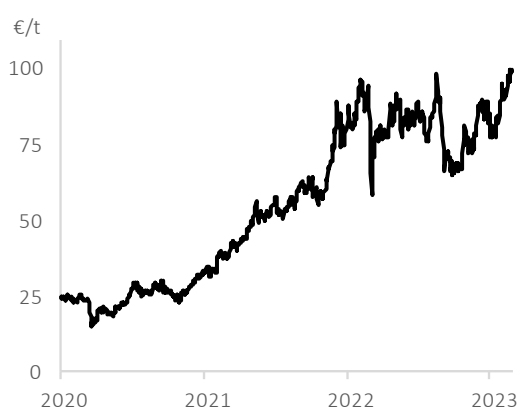
¹⁸ [British Energy Security Strategy](#), Hinkley Point C, Somerset, 7. april 2022

¹⁹ [Net Zero Strategy](#), HM Government, oktober 2021

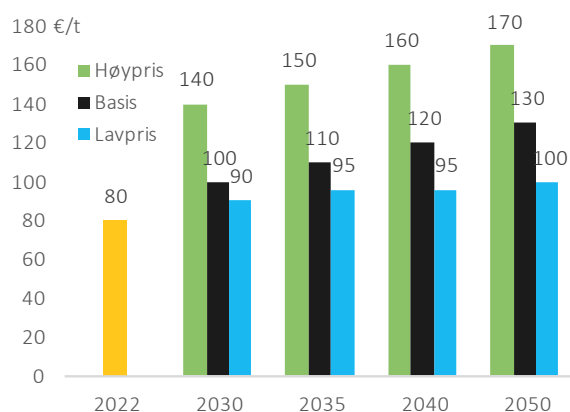
opprettelsen av en markedsstabilitetsreserve (MSR), innstramminger i EUs utslippsmål for 2030 og høy gasspris. Den høye prisen viser viktigheten av karbonmarkedet og at dette virkemidlet fungerer.

Kvotemarkedet er revidert for å oppnå Fit for 55-målene om 55 % utslippskutt til 2030. Samlet skal utslippene innen ETS reduseres med 62 % sammenlignet med 2005. Dette innebærer en kraftig innskjerping fra det opprinnelige målet på 43 %, som var tilpasset de gamle 2030 målene. Og om den årlige reduksjonen i kvotetaket på 4,2 % videreføres etter 2030, vil EU gå tom for kvoter innen 2040.

Her vil det trolig komme endringer, men den raske nedgangen vil uansett øke behovet for å inkludere ordninger med negative utslipp. Dette vil gjøre at det fortsatt er mulig å kjøpe kvoter for å dekke opp for prosesser der reduksjon til nullutslipp er vanskelig og dyrt. Negative utslipp kan eksempelvis oppstå når CCS²⁰ er brukt på utslipp fra forbrenning av biogass/biomasse, eller ved hjelp av DAC²¹ kombinert med ulike varianter av varig lagring av CO₂. Sistnevnte er en energikrevende prosess som vil gi løpende kostnader og bidra til å opprettholde en høy CO₂-pris over tid. Et marked med negative utslipp vil reflektere den reelle kostnaden av å fjerne CO₂ fra atmosfæren. Denne kostnaden blir i mange tilfeller høyere enn kostnaden av å redusere utslipp i utgangspunktet og vil dermed tvinge fram utslippskutt.



Figur 5-4: Prisutvikling i EU ETS [100 €/t] for perioden januar 2020 til februar 2023.



Figur 5-5: Forutsetninger om prisutvikling innen EU ETS for Lav, Basis og Høy.

Vi har estimert hvor høy karbonprisen må være for å drive overgang til hydrogenbaserte alternativ i skipsfart, luftfart, varmesektoren og for topplastkraftverk rundt året 2030. Som hydrogenbasert alternativ mener vi rent grønt hydrogen og dets derivater i form av ammoniakk og syntetisk drivstoff. Med forventet fall i utbyggingskostnader for elektrolyse og etablering av storskala hydrogenlagring finner vi at det trengs en karbonpris på mellom 50 og 200 €/t. En slik pris kan sikre lønnsom overgang til grønt hydrogen i disse sektorene, avhengig av hvor i Europa hydrogenet blir produsert og med hvilken fornybarteknologi. En del av usikkerheten er knyttet til utvikling av utbyggingskostnader for grønn hydrogenproduksjon og selve fornybarproduksjonen.

Vi baserer våre prognoser for CO₂-prisen både på markedspriser og prognoser fra eksterne analyseselskaper, blant annet Refinitiv. I tillegg legger vi inn et betydelig utfallsrom for CO₂-pris i våre alternative markedsscenarioer. I Basis og Høypris forutsetter vi at karbonprisen er så høy at inntekter fra kraftsalg i hovedsak dekker kostnadene både til fornybar produksjon og tilhørende fleksibilitet – med noe støtte gjennom garantiordninger. I scenarioet Lavpris forutsetter vi en lavere CO₂-pris og at det er mer økonomisk støtte til fornybarprodusenter og utbyggere av fleksibilitet.

²⁰ CCS: Carbon Capture and Storage – karbonfangst med lagring

²¹ Direct Air Capture – karbonfangst fra luften

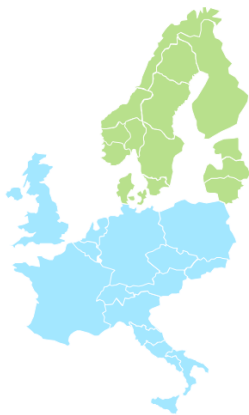
Storbritannia har utviklet sitt eget marked for CO₂-kvoter, UK-ETS. Karbonprisen her følger markedet i EU-ETS ganske tett. I tillegg betaler fossile kraftverk en ekstra skatt på 18 GBP/tonn CO₂. Vi forventer at denne ekstra skatten gradvis forsvinner når karbonprisen øker i perioden 2030 og 2040.

5.5 Europa – høy vekst i både kraftforbruk og fornybar kraftproduksjon

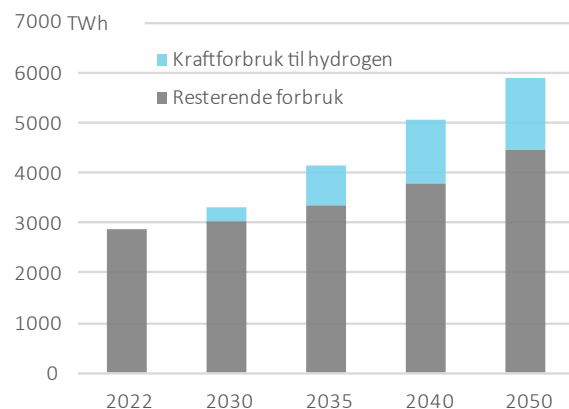
Europas samlede kraftforbruk dobles som følge av elektrifisering i vårt basisscenario

Den samlede energibruken i Europa og andre modne økonomier har lenge vært stabil og gradvis mer dekoblet den økonomiske veksten. Med sterke mål og tiltak om energisparing vil den samlede europeiske energibruken gå ned. Raske og store utslippskutt vil imidlertid innebære en massiv elektrifisering. Dermed vil det europeiske kraftforbruket øke mye selv om energibruken går ned.

Vi antar at det samlede forbruket i Europa dobler seg til 2050, drevet av utslippskutt og direkte og indirekte elektrifisering. Vi forventer også en dobling av forbruket i Norden. Dette forutsetter at det gjøres mange andre tiltak for å få ned utslippene, som blant annet energisparing, mer sirkulærøkonomi og økt bruk av bergvarme. Blir det mindre av disse andre tiltakene kan kraftforbruket bli enda større.

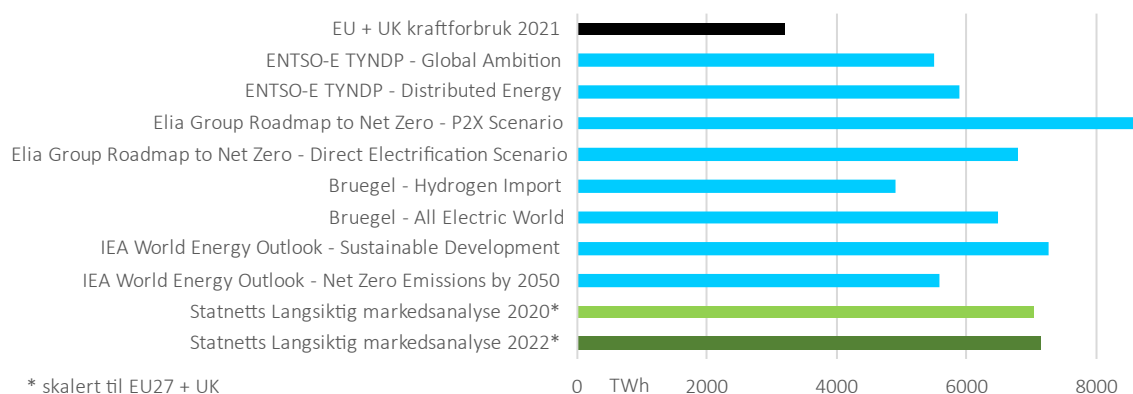


Figur 5-6: I det simulerte område inngår "Europa 11" (blått) og "Norden" (grønt)



Figur 5-7: Statnett sitt Basis scenario for kraftforbruk i det simulerte området fordelt på kraftforbruk til hydrogenproduksjon og resten

Vi benchmarker våre anslag med nasjonale studier, strategidokumenter og anslag til andre nasjonale TSO-er. I tillegg ser vi på store prosjekter som har påvirkning på samlet industriforbruk i enkelte land. Vi legger til grunn en balansert utvikling der forbruk og produksjon målt i energi over året øker omtrent like mye i hvert land. Kortvarige ubalanser jevnes ut med import og eksport mellom landene. Dette betyr også at største forbruksveksten i våre datasett finner sted i de områdene som har god tilgang til fornybar energi, typisk i landene med tilgang til havvind.



Figur 5-8: Forutsetninger om forbruk i 2050 i Statnetts LMA og andre analyser

Direkte elektrifisering består hovedsakelig av elektrifisering av transport ved bruk av batterier og elektrifisering av oppvarming. Fossilbasert oppvarming av bygninger på kontinentet og UK går over til blant annet varmepumper og i noen bruksområder elkjeler, som utnytter perioder med lave priser. EU har mål for energisparing. Dette gir lavere energiforbruk. Likevel øker strømforbruket i byggesektoren som følge av at mer av energibruken skjer gjennom elektrisitet. Dette er motsatt av i Norge der varmepumper reduserer strømforbruket siden dette erstatter direkte el-oppvarming i norske husholdninger. I resten av Europa erstatter varmepumper hovedsakelig fossile kilder. Dermed øker strømforbruket selv om det kommer strengere krav for isolering og andre ENØK-tiltak i byggesektoren.

Sektorer som ikke kan avkarboniseres ved direkte elektrifisering kan i mange tilfeller elektrifiseres indirekte. Dette kan gjøres gjennom produksjon av grønt hydrogen og dets derivater i form av ammoniakk og syntetisk drivstoff, basert på elektrisitet fra fornybar produksjon. Sektorer som trolig vil bli elektrifisert indirekte på denne måten er for eksempel skipsfart, luftfart, industrielle prosesser som trenger høy varme og noen andre industrielle prosesser der grønt hydrogen erstatter grått hydrogen (kunstgjødelse), eller kull som kjemisk reduksjonsmiddel (stålproduksjon). Vi antar også at grønt hydrogen blir brukt i toppplastkraftverk for å hjelpe i perioder med lite fornybarproduksjon.

I Norden antar vi i tillegg at det kommer en del ny kraftintensiv industri, for eksempel batterifabrikker og datasentre. Dette drives fram av rikelig tilgang til fornybar kraft, evne til å utnytte overskuddsvarme, høy grad av digitalisering og lett tilgang til verdensmarkeder.

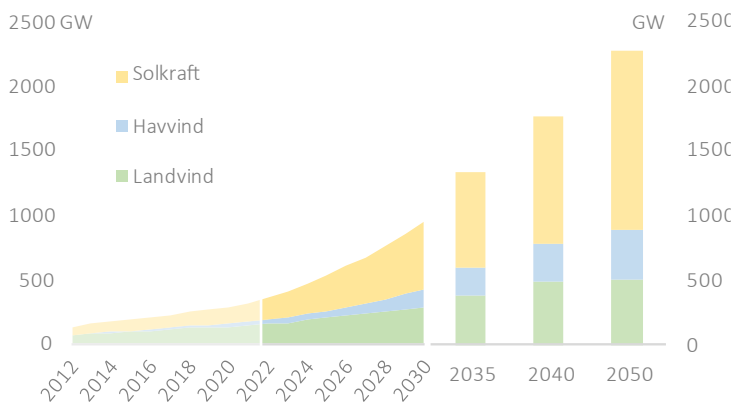
Den samlede installerte sol- og vindkraftkapasiteten mangedobles

Energien i det europeiske energisystemet vil i hovedsak hentes fra sol- og vindkraft. Årsaken er at fornybar sammen med ny nødvendig fleksibilitet er det billigste alternativet for å nå nullutslipp.

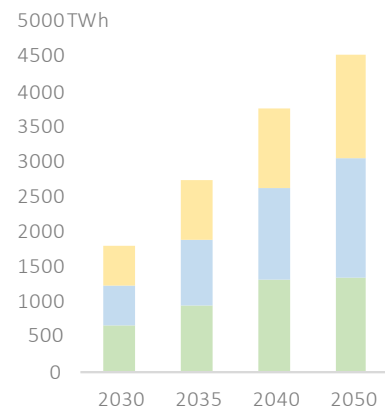
Den nye fornybare kraften skal både erstatte den fossile kraftproduksjonen og veksten i forbruket. Dette gir en mangedobling av dagens produksjon. I vårt basisscenario forutsetter vi at samlet installert effekt av sol- og vindkraft seksdobles fra i dag til 2050, i området dekket av våre markedsmodeller. Allerede til 2035 forutsetter vi at den samlede kapasiteten er på ca. 1300 MW, en økning på 1000 MW fra i dag. Veksten målt i installert effekt blir størst for solkraft som er enkel å installere, mindre konfliktfylt og som bygges ut i høyt tempo allerede i dag. I EU ble det installert over 40 GW ny solkraft i 2022²². Dette er mer enn en dobling av den historiske utbyggingstakten frem til 2022. I området dekket av våre modeller antar vi vekst i solkraft fram til 2050 på 1200 GW.

²² [EU Market Outlook For Solar Power 2022-2026](#), SolarPower Europe, 2022

Videre antar vi 350 GW vekst i landvind og omtrent lik vekst i havvind. Bedre brukstid for havvind gjør at mengden energi produsert fra havvind er omtrent lik som mengde energi fra solkraft i vårt 2050-datasett, selv om solkraft har mye høyere installert kapasitet.



Figur 5-9: Installert effekt for sol- og vindkraft i det simulerte området i vår Basis.



Figur 5-10: Kraftproduksjon i TWh for sol og vind i det simulerte området i vår Basis.

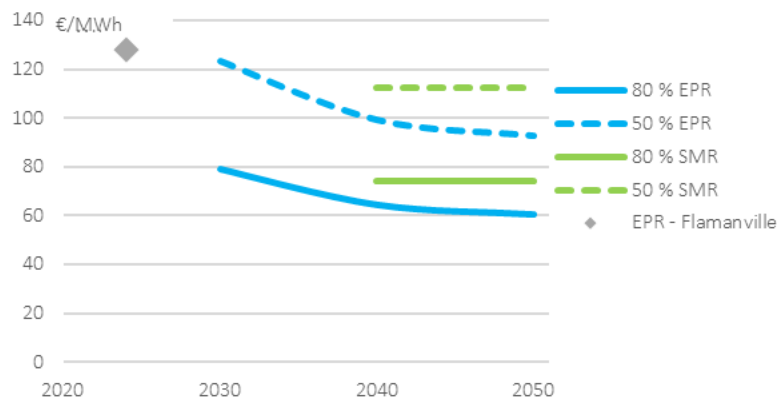
5.6 Kjernekraft bidrar, men må få mye lavere kostnader for å bli konkurransedyktig

Høye kostnader og lave priser i en økende andel av tiden som følge av mye sol- og vindkraft, gjør at kjernekraft er ulønnsomt basert på markedsprisene alene i våre scenarier. Uten vesentlig lavere kostnader vil dermed ny kjernekraft forutsette mye økonomisk støtte. Likevel har flere land bestemt seg å satse på kjernekraft, enten gjennom nye kraftverk eller forlengelse av levetiden for eksisterende.

Frankrike vurderer en utvidelse av levetiden for eksisterende reaktorer til opptil 60 år, og skal bygge minst åtte nye EPR-kraftverk (European Pressurised Reactor) mellom 2035 og 2060. Belgia, som tidligere hadde et mål om utfasing av kjernekraft innen 2025, har bestemt seg å beholde to av sine kjernekraftreaktorer med samlet effekt på 2 GW fram til 2035. UK har som mål å bygge ut 24 GW installert kjernekraftkapasitet innen 2050. I sin energistrategi nevner Polen planer om å bygge 6-9 GW nye kjernekraftkapasitet innen 2040. I tillegg har flere energiselskaper vist interesse for å bygge småskala kjernekraft, også kalt SMR (Small Modular Reactors).

Kostnadene for framtidig kjernekraft er usikre. De største prosjektene som er under bygging i Europa, Hinkley Point C i UK, Flamanville in Frankrike og Olkiluoto 3 i Finland har alle store forsinkelser og budsjettoverskridelser. LCOE²³ for EPR-kjernekraftverket Flamanville estimeres til rundt 130 EUR/MWh, langt høyere enn de gjennomsnittlige kraftprisene vi beregner i vår analyse, og dermed også mye høyere enn kostnaden for ny fornybar produksjon og nødvendig og tilhørende fleksibilitet.

²³ LCOE: levelized cost of electricity - kostnad per MWh, produsert over levetiden for et nytt kraftverk.



Figur 5-11: Utvikling i LCOE for kjernekraft for ulike teknologi og brukstid. EPR – European Pressurised Reactor – storskala kjernekraft; SMR – Small Modular Reactor – småskala kjernekraft; Flamanville kraftverk i Frankrike forventet i drift 2024 ²⁴

I dagens system driftes kjernekraftverk jevnt over hele året. Mye mer vind og solkraft gir imidlertid mange flere timer med kraftpriser ned mot null. Dette reduserer den gjennomsnittlige oppnådde salgsprisen for kjernekraftproduksjonen, og gir dermed lavere inntekt og lønnsomhet. I perioder med veldig lave priser kan og vil det også være hensiktsmessig å redusere kjernekraftproduksjonen. Dermed vil brukstiden for kjernekraften bli lavere, og da øker i praksis LCOE for kjernekraft. Figur 5-11 viser forventet LCOE for både EPR- og SMR-kjernekraft med ulike brukstider. Med en brukstid på 80 % ligger LCOE for en EPR i 2040-2050 på rundt 60 EUR/MWh, mens en brukstid på 50 % vil øke LCOE til knapt under 100 EUR/MWh i samme perioden.

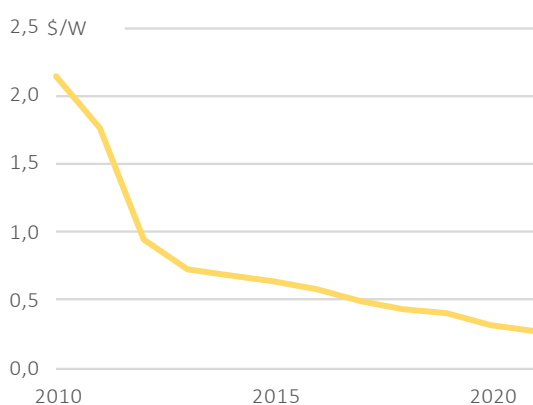
Small Modular Reactors er per i dag ikke en moden teknologi. Dette kan bli billigere enn store kjernekraftverk, men her er det mye usikkerhet. Kilden vi bruker i figuren over tilsier at kostnaden er på nivå med EPR-anlegg. SMR kan likevel være attraktivt sammenlignet med storskala kjernekraft, som følge av muligheten for mer fleksibilitet i drift, dimensjonering og plassering.

Land med tilgang på mye fleksibilitet til å ta unna overproduksjon og til å dekke underskudd når det er lite sol- og vindkraft, som vannkraft og fleksibel hydrogenproduksjon, vil ha mindre nytte av kjernekraft. Vi forutsetter at den samlede kjernekraftkapasiteten på europeisk nivå holdes på dagens nivå over hele analyseperioden. Planer om nye kraftverk og forlengelsen av levetiden balanserer ut utfasing av gamle anlegg.

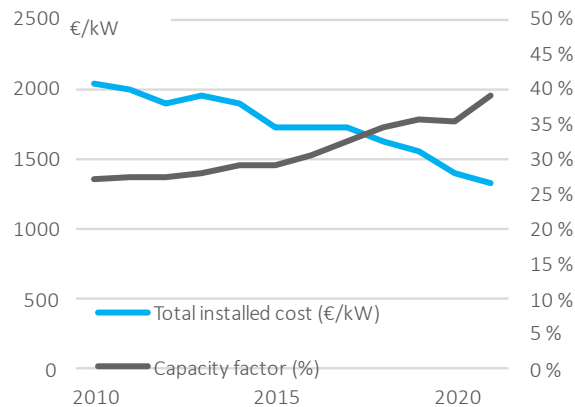
²⁴ Kostnader for Flamanville, EPR og SMR fra RTE, [futurs énergétiques](#) (2022), EPR kostnader sammenlignet med IEA, [World Energy Outlook](#) (2022)

6 Lavere kostnader for vind- og solkraft bidrar til omstillingstempoet

Det bygges store volumer fornybar kraftproduksjon globalt, og i EU er det omtrent bare fornybar som blir realisert. Dette gjør at teknologien stadig forbedres, og at kostnadene til fornybar produksjon har falt mye og forventes å falle ytterligere. Fornybar energi er nå det mest kostnadseffektive alternativet til ny kraftproduksjon i nesten hele verden.²⁵ Dette bidrar ytterligere til videre kostnadsreduksjoner.



Figur 6-1: Utvikling i modulpriser for solkraft siste 10 år. Modulene står for mye av investeringskostnaden. (Irena, Power generation costs 2022)



Figur 6-2: Investeringskostnadene til landvind har falt mye siste 10 år, samtidig som kapasitetsfaktoren har økt betraktelig. (Irena, Power generation costs 2022)

Kostnadsfallet stoppet noe opp i 2022, og på noen områder økte de noe. Dette skyldes imidlertid forbigående utfordringer i leveransekedene. Hovedtrenden med lavere kostnader vil fortsette.

6.1 Fallende kostnader for alle typer fornybar kraftproduksjon

LCOE er det mest brukte målet på hvor konkurransedyktig ulike teknologier er, ofte omtalt som teknologikostnaden. Den viser forholdet mellom total kostnaden over levetiden og hvor mye energi som da blir produsert. De beste teknologiene og prosjektene har derfor lavest LCOE (teknologikostnad). Både lavere kostnader og økt brukstid (kapasitetsfaktor) gir lavere LCOE. Den kan også benyttes til en forenklet vurdering av lønnsomheten, ved å sammenlignes med oppnådd kraftpris over levetiden. Våre prognoser er basert på en sammenstilling av ulike kilder²⁶ og egne vurderinger.

Solkraft har vært og er den raskest voksende teknologien. Med en reduksjon i LCOE på nærmere 90 %²⁷ siste 10 år, er den nå blant de mest konkurransedyktige teknologiene. Dette er i hovedsak drevet av kraftig fall i modulprisene, samt økt virkningsgrad. I Spania og Italia har kostnadsfallet vært tilstrekkelig til at solkraft kan bygges ut uten subsidier. Også i Tyskland, Storbritannia og Danmark er det realisert enkeltprosjekter subsidiefritt, men disse fullfinansieres av kraftforbrukere gjennom langsiktige kontrakter (PPAer)²⁸. Det gir en trygg inntjening og kan også innebære et tillegg på spotprisen som speiler kundenes betalingsvilje for å sikre seg fornybar produksjon.

²⁵ Mer enn 80 % av de totale investeringene i energisektoren i 2022 var i fornybar energi (IEA, World Energy Investment 2022).

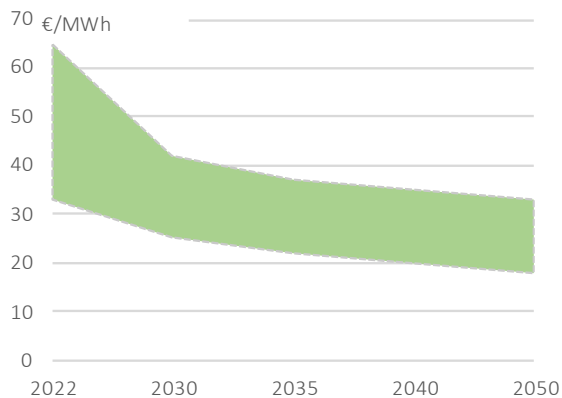
²⁶ Bloomberg New Energy Finance, Irena, DNV GL, THEMA, Storm Geo (NENA).

²⁷ PV Global LCOE 2010-2021, Kilde: Irena Power Cost generation (2022).

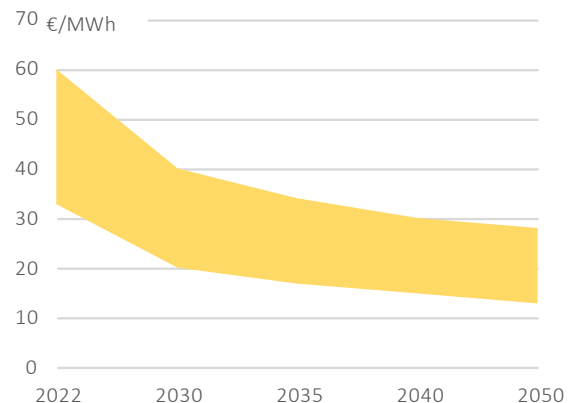
²⁸ PPA: Power purchase agreement – langsiktig kraftkontrakt mellom en produsent og forbruker om kjøp av en gitt årlig mengde kraft til en gitt pris.

Landbasert vind er, sammen med solkraft, den billigste kilden til ny kraftproduksjon i de delene av verden som har gode vindforhold, også sammenlignet med den billigste fossile kraft²⁹. Kostnadsfallet er drevet av reduksjon i turbinpriser og økt brukstid, som følge av større turbiner.

Ytterligere kostnadseffektivisering og gradvis bedre kapasitetsfaktor, vil etter all sannsynlighet bidra til fortsatt fallende teknologikostnader. Mot 2040 legger vi til grunn en halvering av LCOE, og allerede i 2030 kan storskala solkraft mange steder i Europa få en lavere LCOE enn vindkraft. Arealrestriksjoner kan begrense noen steder, spesielt for store landvind/solparker. For solkraft er det imidlertid muligheter å bygge oppå etablert infrastruktur som bygninger etc. Det planlegges også kombinerte sol- og vindparker for å utnytte planarealet og tilknytningen til hovednettet mer effektivt.



Figur 6-3: Utvikling snitt LCOE (€/MWh) landvind i Europa frem til 2050. I den lave delen av skalaen finner vi både en gunstig utvikling i kostnader og prosjekter/land med høy brukstid



Figur 6-4: Utvikling LCOE (€/MWh) solkraft i Europa frem til 2050. I den lave delen av skalaen finner vi både en gunstig utvikling i kostnader og prosjekter/land med høy brukstid

6.2 Havvind blir stadig mer konkurransedyktig

Havvind er dyrere enn landvind. Men teknologiutviklingen går raskt, i takt med økende volum som bygges. Det er til nå primært bygget bunnfast havvind, men det planlegges for stadig mer flytende havvind. Havvind møter vesentlig mindre arealrestriksjoner enn landvind, men også til havs kan det være konflikter med andre interesser som f.eks. fiske, skipsfart, forsvar, havbruk og miljø.

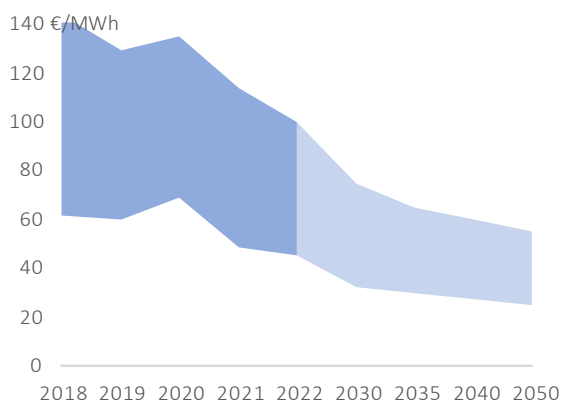
Kostnadene for bunnfast havvind har falt mye, men er fremdeles tidlig i teknologiutviklingen. Det er derfor sannsynlig at kostnadene faller videre med høyere utbyggingstakt og teknologiutvikling. Stadig større avstand fra land og økende havdyp kan utligne noe av kostnadsreduksjonen. Allerede på 2030-tallet kan imidlertid LCOE komme under 40 €/MWh for de beste prosjektene. Flere europeiske land har allerede realisert subsidiefrie havvindprosjekter i grunne områder med kort avstand fra land.

Flytende havvind er på et veldig tidlig teknologistadium. Svært få parker er bygget og teknologien er enda ikke industrialisert i stor skala³⁰. Usikkerheten i videre kostnadsutvikling er derfor stor. Flytende havvind har fordelen av å kunne plasseres i områder med svært gode vindforhold, og mer av installasjonen kan foregå på land, noe som reduserer kostnadene per MWh. Siden flere land trenger å bygge flytende havvind for å realisere sine utbyggingsmål, er det avgjørende at flytende havvind blir

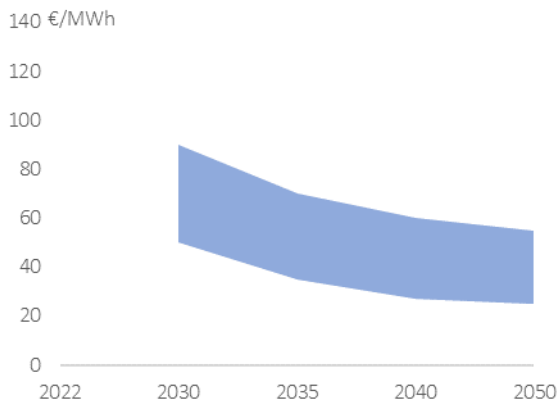
²⁹ Ifølge vektet, global LCOE. Kilde: IRENA, Renewable Power Generation Costs (2022).

³⁰ I Europa er om lag 170 MW flytende havvind bygd pr 2022. Dette er pilot- og demoprojekter (Kilde: Wind Europe). De første ordinære prosjektene antas å komme fra 2026.

konkurransedyktig med bunnfast, noe flere analyseselskaper antar at kan skje for de billigste prosjektene i løpet av 2030-tallet.



Figur 6-5: Utvikling snitt LCOE (€/MWh) bunnfast havvind Europa. Faktiske utfallsrom frem til 2021 (Irena 2022) og estimater frem til 2050. I den lave delen av skalaen finner vi både en gunstig utvikling i kostnader og prosjekter/land med høy brukstid.



Figur 6-6: Utvikling snitt LCOE (€/MWh) flytende havvind Europa frem til 2050. I den lave delen av skalaen finner vi både en gunstig utvikling i kostnader og prosjekter/land med høy brukstid.

6.3 Nettilknytning og finansieringskostnader har mye å si for samlet kostnad for havvind

Nettkostnaden for å bli knyttet til systemet på land kan utgjøre en stor andel av kostnadene for havvind. Anlegg nært land gir færre kilometer med kabler og dermed lavere nett- og total kostnader, sammenlignet med havvindanlegg langt til havs. I tillegg kan anlegg nært land bruke vekselstrøm (AC), mens havvind som er lengre enn 70-100 km fra land vil bruke likestrøm (DC). Siden anlegg basert på DC-teknologi trenger fordyrende likerettere i begge ender, forsterker dette den samlede kostnadsforskjellen.

Kostnaden for tilknytningsløsningen kan avgjøre hvilke havområder som er mest rasjonelt å bygge ut. Sammenligner vi eksempelvis en 200 km lang DC-tilknytning av feltet Sørilige Nordsjø II til Norge med en AC-basert tilknytning på 50 km, kan dette gi en forskjell i LCOE med om lag 10 €/MWh³¹. I Norge kan dette innebære at flytende havvind blir konkurransedyktig med bunnfast havvind tidligere, fordi topografien i Norge tilsier at flere flytende havvindområder kan bygges nærmere land enn områdene som egner seg for bunnfast havvind. Investorene kan også se en lavere nettkostnad, hvis disse inngår som en del av et økonomisk støttesystem, eller om de finansieres via handelsinntekter. Med slike ordninger kan de beste havvindprosjektene på sikt bli konkurransedyktig med dyre landvindprosjekter.

Finansieringskostnadene varierer både mellom land og teknologier, noe som også påvirker lønnsomheten. Deling av risiko mellom utbygger og myndighetene (f.eks. CFD) kan gi lavere finansieringskostnader og derfor redusere LCOE ytterligere. Etter hvert som teknologien og markedet modnes vil også avkastningskravene falle³² og bidra til lavere LCOE. I tillegg forventes levetiden på flytende havvind å øke, noe som også vil bidra til at LCOE faller.

³¹ Basert på Statnetts tidlige fase kostnadsestimat, 55 % kapasitetsfaktor, 4 % realrente, 40 års levetid på kabelen.

³² På samme måte som bunnfast hadde tidligere, har flytende havvind relativt høye avkastningskrav siden det er i en tidlig fase.

7 Det nye europeiske systemet må ha enorme mengder fleksibilitet

Med så mye sol- og vindkraft vil og må det bli utviklet mye fleksibilitet i ulike format. Dette er nødvendig for å nå utslippsmålene og det blir også lønnsomt. Hovedbildet for hvilke teknologier som trolig vil levere mest fleksibilitet er nå mer tydelig enn tidligere.

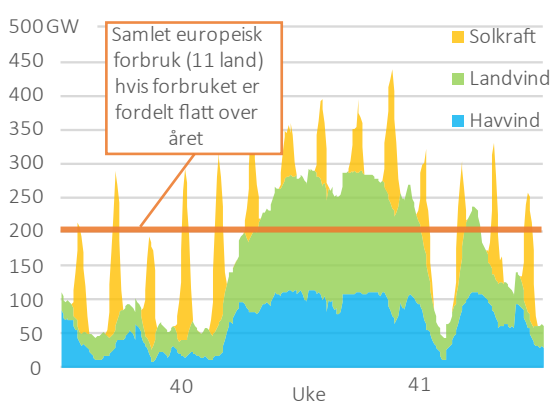
- Batterier, fleksibel elektrolyse med hydrogenlager og annet fleksibelt forbruk fanger opp overproduksjon av vind- og solkraft
- Topplastverk med hydrogen og biogass, kjernekraft, batterier og forbruksfleksibilitet dekker opp ved lite sol- og vindkraft
- Økt nettkapasitet og geografisk spredning av vind- og solkraft jevner ut fornybarproduksjonen

I tillegg vil trolig pumpekraft og økt effektkapasitet i vannkraft, samspill med varmemarkedet, fleksibel elbillading og mange andre typer fleksibilitet bidra i større og mindre grad.

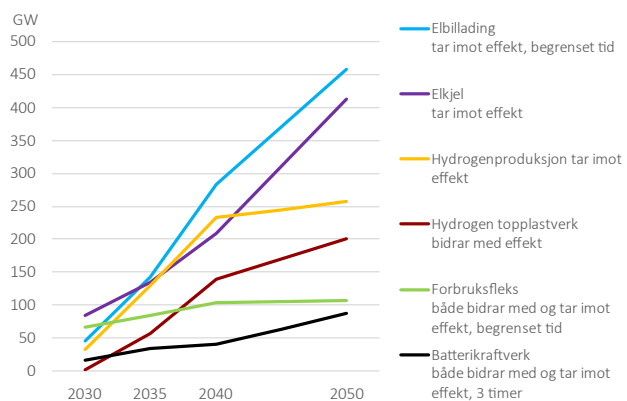
7.1 Fornybarproduksjonen kan svinge mye og gir stort behov for fleksibilitet

Fornybarproduksjon svinger i korte, men også i lange perioder. I vårt basisdatasett for 2050 svinger ukentlig samlet snittproduksjon av fornybar fra 20 GW til 700 GW, over 29 historiske værår i de 11 land³³ på kontinentet pluss UK, som er dekket av vår modell. Månedlig fornybar produksjon kan svinge med opptil 50 %. Forskjellen i årlig fornybarproduksjon i de 29 historiske værårene kan være opptil 500 TWh i 2050. Dette tilsvarer over 10 % av den samlet årsproduksjonen. I tillegg varierer forbruket med været og generelle svingninger i økonomisk aktivitet.

I sum gir dette behov for store mengder fleksibilitet, for å dekke opp i perioder med lite sol- og vindkraft, og for å kunne utnytte mer av overproduksjonen. Det siste er viktig for å løfte kraftprisene i timer med mye sol- og vindkraft, og dermed bidra til å opprettholde lønnsomheten av å bygge ut mer. Figuren under til høyre viser våre forutsetninger om fleksible kapasiteter for de 11 europeiske landene vi modellerer. Det er stor usikkerhet knyttet til tilgjengelighet og kostnader av denne fleksibiliteten. Dette er drøftet videre i kapittel 13.3.



Figur 7-1: Samlet fornybarproduksjon i 11 europeiske land i Basis 2030.



Figur 7-2: Forutsetninger om fleksible kapasiteter i "Europa 11" i Basis.

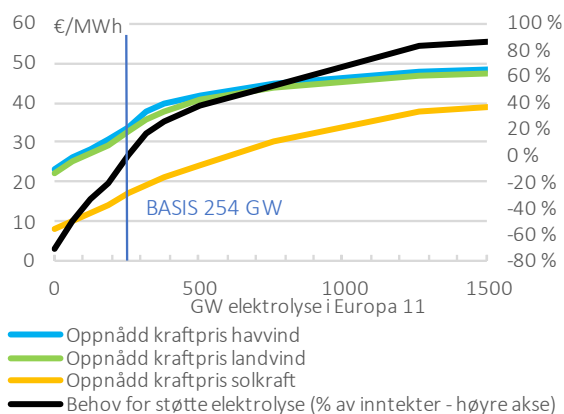
³³ Dette gjelder UK, Frankrike, Tyskland, Sveits, Østerrike, Nederland, Belgia, Tsjekkia, Polen, Italia og Slovakia

7.2 Lønnsomhet av fleksibilitet og fornybar kraft må balansere over tid

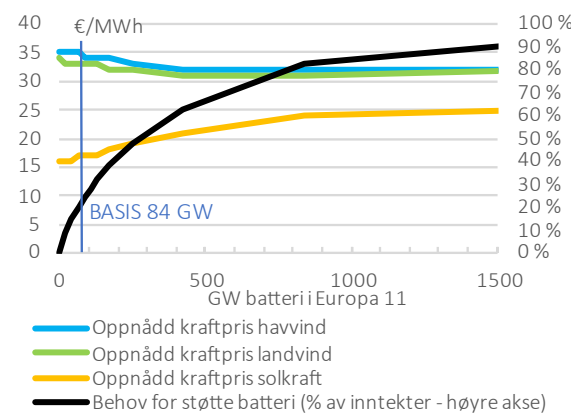
Mengden fleksibilitet i systemet påvirker oppnådd kraftpris for fornybar kraftproduksjon og samtidig lønnsomhet av fleksibiliteten, noe Figur 7-3 og Figur 7-4 viser. Økt installert effekt av elektrolysører øker oppnådd kraftpris i disse simuleringene til alle fornybarteknologier. Mens installert batterikapasitet i større grad bidrar til å øke den oppnådde kraftprisen for solkraft, som har behov for mer kortvarig balansering.

Figurene viser også hvordan det etter hvert oppstår en stadig lavere lønnsomhet av den økte fleksibiliteten og at denne da trenger mer økonomisk støtte etter hvert som mengden øker. Dette skisserer prinsippet om at det over tid vil være en økonomisk balansering mellom lønnsomheten av ny produksjon og ny fleksibilitet. I Basis har vi lagt inn ulike mengder som tilsvarer en slik antatt og beregnet balanse.

Årsaken til at oppnådd pris for vindkraft går ned i figuren til høyre når batterikapasiteten øker, er at batteriene tar ned pristopper og at det er en del sol- og vindkraft som produseres i disse timene – og som dermed får lavere oppnådd pris. Vi forklarer nærmere om sammenhengene mellom kraftpriser, kostnader og lønnsomhet for ulike aktører i den siste delen av denne rapporten.



Figur 7-3: Venstre akse: oppnådd kraftpris for fornybarproduksjon i Tyskland i 2050 for ulike mengder installert effekt elektrolyse sammenlignet med behov for støtte i % av inntekter for elektrolyse (høyre akse)



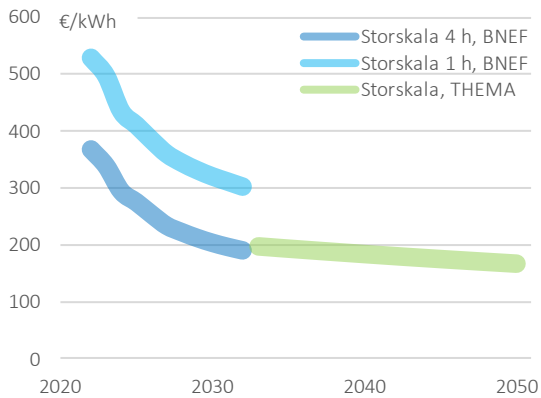
Figur 7-4: Venstre akse: oppnådd kraftpris for fornybarproduksjon i Tyskland i 2050 for ulike mengder installert effekt batteri sammenlignet med behov for støtte i % av inntekter for batteri (høyre akse)

7.3 Billigere batterier gir et stort bidrag til mer lagring og fleksibilitet

Batterier er viktig for overgangen til elektriske kjøretøy, og for lagring i kraftmarkedet til å dekke kortvarige svingninger (timer/dager). Større etterspørsel etter elektriske kjøretøy er mye av årsaken til at vi har hatt og fortsatt forventer fallende kostnader. Per i dag er litium-ionbatterier den mest brukte lagringsteknologien. Men andre teknologier og forretningsmodeller kan få betydning i framtiden.

Applikasjoner og drift av batterier i kraftsystemet kan variere. Storskala batterier vil optimere driften basert på kraftprisen. De kan dermed bidra med fleksibilitet ved å flytte overproduksjon fra perioder med mye vind og sol til knapphetstimer. Storskala stasjonære batterier som er knyttet direkte til kraftnettet har færre begrensninger på størrelse og responstid. Batterier hos forbrukerne kan knyttes til lokal produksjon f.eks. fra solkraft. Slike batterier vil driftes for å redusere strømregningen, og eventuelt for å overholde fysiske restriksjoner mht. innmating til nettet. Batterier kan også brukes til kortsiktig balansering av systemet, der rask responstid er viktigst. Vi forventer i tillegg at smart lading av elbilbatterier bidrar med fleksibilitet på forbrukssiden.

I vår analyse forventer vi at investeringer i batterier blir lønnsomme ved hjelp av inntekter fra både kraft- og reservemarkedet. Det fører til en betydelig økning i batterikapasitet i Europa. Batterilagring er en av flere teknologier som leverer fleksibilitet til et utslippsfrie kraftsystem. Sammenlignet med pumpekraft eller hydrogen er lagring i batterier mer kortvarig. Her bidrar både fallende kostnader og at batteriene trolig vil utvikle seg til å tåle mange flere ladesykluser. Det siste har mye å si for kostnadene.



Figur 7-5: Investeringskostnader for storskala batteri-system basert på prognoser til BNEF og THEMA.³⁴ Utfallsrommet viser ulike kostnadsscenarioer.

7.4 Fleksibel hydrogenproduksjon blir trolig avgjørende – men er i startfasen

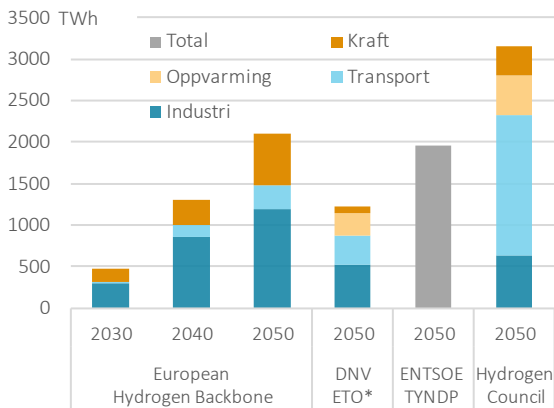
De siste årene har hydrogen fått mye oppmerksomhet både som utslippsfrie energibærer og som fleksibilitetskilde i kraftsystemet. Veien mot nullutslipp vil kreve en omstilling av alle sektorer som per i dag bruker fossil energi. For prosesser som ikke kan elektrifiseres direkte, er hydrogen et lovende og allsidig alternativ. Hydrogen kan brennes for å skape varme i industriprosesser, kan omformes videre til ammoniakk eller syntetiske brensel til transportsektoren, og kan brukes til kraftproduksjon gjennom gasturbiner eller brenselceller.

Størst vekst i hydrogenetterspørsel fra industri og transport, men volumene er usikre

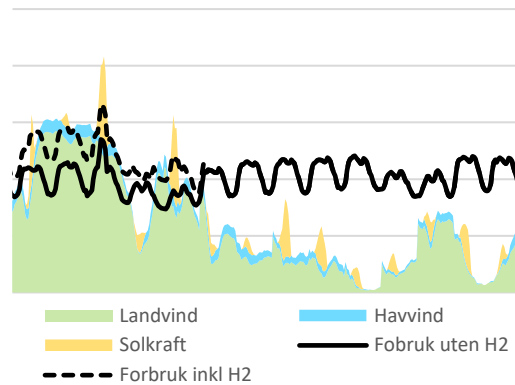
Potensialet for hydrogen er stort, men utviklingen er fortsatt i en tidlig fase med tilhørende usikkerhet. Anslag for hydrogenforbruket i Europa fram til 2050, vist i Figur 7-6, synliggjør den forventede økningen i hydrogenetterspørselen og usikkerheten knyttet til volumene. Hydrogenforbruket vil i stor grad komme fra industri og transport med relativt jevn etterspørsel. Trolig vil hydrogen i mindre grad brennes i topplastverk og brukes til oppvarming i bygg.

Utviklingen på forbrukssiden vil avhenge av tilgang til billig utslippsfrie hydrogen. For at hydrogen skal telles som lavutslippsbrensel, må den produseres enten gjennom dampreforming av naturgass koblet til karbonfangst (blått hydrogen), eller gjennom elektrolyse fra fornybar kraft (grønt hydrogen). Dampreforming kan driftes jevnt, mens elektrolyse sannsynligvis vil driftes mer fleksibelt for å følge signaler fra kraftmarkedet.

³⁴ BNEF, Energy Storage System Cost Survey (2022), THEMA Technology Outlook (2022)



Figur 7-6: Hydrogenforbruk pr sektor for å nå nullutslipp i Europa (*antar ikke nullutslipp innen 2050). Stor usikkerhet om forbruksvolumene er knyttet til kostnaden for hydrogen og andre avkarboniseringsalternativer³⁵.



Figur 7-7: Fornybar kraftproduksjon og forbruk i Tyskland to vinteruker i 2040, vårrår 2012.

Hydrogen kan bidra med både lav- og høyprisfleksibilitet i kraftmarkedet

I kraftsektoren vil store volumer av fornybar kraft føre til mer volatil produksjon og et økende behov for fleksibilitet. Et eksempel på det er vist i Figur 7-7 for Tyskland i 2040. De første dagene i den to ukers perioden er fornybar produksjon høyere enn forbruket og overskuddet vil føre til lave priser. Resten av tiden er fornybar produksjon lav og forbruket må dekkes av andre kilder. Det blir avgjørende å finne løsninger som kan utnytte overskuddsproduksjon og tilby produksjon i knapphets situasjoner. Hydrogenproduksjon gjennom elektrolyse kan tilby lavprisfleksibilitet, og kraftproduksjon fra hydrogen kan tas i drift i timer med lite fornybar kraft.

I perioder med høy fornybarproduksjon kan kraftoverskuddet brukes til hydrogenproduksjon. I disse timene vil kraftprisen ofte være lav, og produksjonskostnaden for hydrogen er derfor også lav. Samtidig vil hydrogenproduksjonen øke kraftforbruket og dermed løfte prisnivået, noe som støtter inntekten for fornybaraktørene. Større volumer av elektrolyse vil derfor gjøre investeringer i fornybar kapasitet mer lønnsomme og vice versa. Topplastverk med hydrogen kan hjelpe å dekke forbruket i timer med lite sol- og vindkraft. Hydrogenkraftverk vil kun driftes i få timer, der kraftprisen er høy.

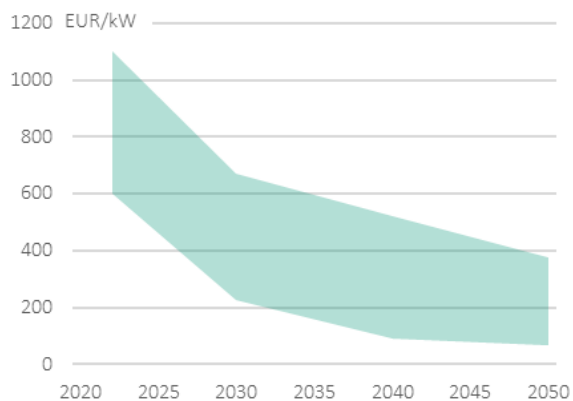
Mye må til for å lykkes med et hydrogenmarked og mye skjer allerede

For å lykkes med hydrogen må utviklingen av teknologi, marked og infrastruktur skje hånd i hånd. Kostnaden for hydrogenproduksjon gjennom elektrolyse må være lav nok til å konkurrere med hydrogen fra andre kilder. Driftskostnaden for elektrolyse er knyttet til prisen for kraft, og kan derfor reduseres med å drifte elektrolysørene fleksibelt. Allerede i dag er elektrolyseteknologiene fleksible og kan tilpasse driften fra time til time. Investeringskostnaden for elektrolyse er fortsatt høy, men som vi viser i Figur 7-8 vil det trolig bli en stor nedgang i kostnadene når bruk av elektrolyse oppskaleres verden rundt. Pilotprosjekter og støtteordninger i Europa vil også bidra til kostnadsreduksjonen og teknologiutvikling. Figur 7-9 illustrerer at driftsmønsteret for elektrolysørene har stor betydning for produksjonskostnaden.

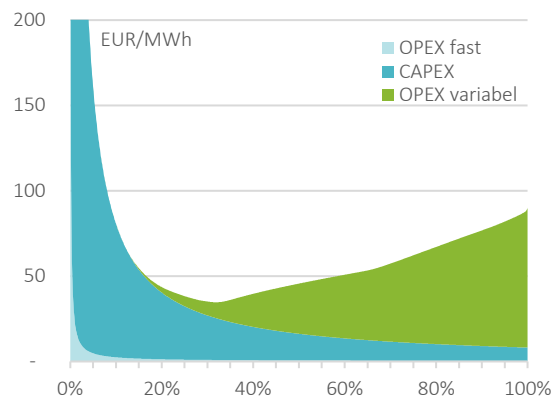
Med økende brukstid blir andelen av investeringskostnaden lavere pr. MWh produsert hydrogen. Samtidig øker OPEX knyttet til kjøp av kraft. En elektrolyser med jevn produksjon vil bruke strøm til

³⁵ European Hydrogen Backbone, [Analysing the Future Demand and Supply of Hydrogen](#) (2021), DNV Energy Transition Outlook (2022), ENTSO-E [Ten Year Network Development Plan](#) (2022), Scenario: Global Ambition (2022), Hydrogen Council [Hydrogen for Net Zero](#) (2021)

gjennomsnittlig kraftpris, mens fleksibel drift kan utnytte de timene med lavest kraftpris. Den laveste produksjonskostnaden oppnås med å produsere mest hydrogen når det er lavest kraftpris. Dette vil kreve en overkapasitet i elektrolyseanleggene kombinert med mulighet for lagring av hydrogen. I realiteten vil den laveste kostnaden for hydrogenproduksjon også avhenge av etterspørselsvolumene og kostnaden for lagring.



Figur 7-8: Investeringskostnader for elektrolysører³⁶.



Figur 7-9: Eksempel på hvordan brukstiden påvirker Hydrogen produksjonskostnader. Lav brukstid samsvarer med timer med lavest kraftpris.

Betydelig lagerbehov for hydrogen i Europa – og for infrastruktur til transport

For å kunne dekke et jevnt forbruk fra industri og transportsektoren med grønt hydrogen, vil det oppstå et stort lagerbehov i Europa. Alternativt kan grønt hydrogen blandes inn i naturgassinfrastrukturen, eller konverteres videre til ammoniakk som er enklere å lagre. Det største potensialet for underjordisk storskala lagring av hydrogen er i saltgruver og nedlagte olje- og gassfelt i Tyskland, Nederland og Polen. Lagring av hydrogen i andre regioner må enten skje gjennom transport til store (billige) lager eller i dyrere trykktanker. Det finnes store planer for etablering av et europeisk nettverk av rørledninger og lager, den såkalte "European Hydrogen"³⁷.

Et velfungerende marked for hydrogen må etableres for å sikre effektiv drift og gi incentiver for investeringer i hele verdikjeden. Forbruk, produksjon og lagring må utvikles samtidig for å kunne utnytte fleksibiliteten av hydrogen i best mulig grad. Et viktig første steg er den nylig vedtatte Delegated Act fra EU-kommisjonen. Den fastsetter kriterier for produksjon av fornybart hydrogen. Produksjon av grønt hydrogen forutsetter at et elektrolyseanlegg enten må være koblet direkte til et nytt fornybart kraftverk, være knyttet til et system med mer enn 90 % fornybar produksjon, produsere i timer med lav kraftpris, eller oppfylle kriterier om samtidig produksjon og geografisk nærhet med ny usubsidiert fornybar kraftproduksjon.

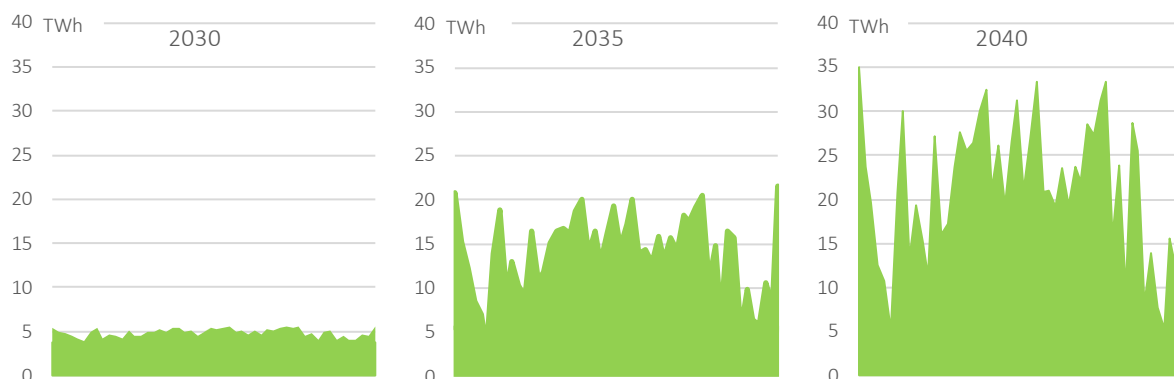
Volumene av hydrogenproduksjon og fleksibilitet øker over tid i Basis

Vi forventer at hydrogen vil spille en stor rolle i framtidens energisystem. Fram til 2030 er hydrogenproduksjon fra elektrolyse mer direkte knyttet til forbruket og derfor mindre fleksibelt. Etter 2030 legger infrastrukturen for transport og lagring av hydrogen til rette for at elektrolyseanleggene kan driftes fleksibelt, og at hydrogenproduksjon i stor grad følger kraftprisen. Fleksibel drift av elektrolyse fører til lavere priser for grønn hydrogenproduksjon, og bedre inntjening for fornybare

³⁶ Elektrolysekostnader basert på European Hydrogen Backbone [Analysing the Future Demand and Supply of Hydrogen](#) (2021), energinet – Infrastruktur og teknologidata omkostninger (2022), IEA [Future of Hydrogen](#) (2019), BNEF – Hydrogen Economy Outlook (2020). Utfallsrommet viser høyest og lavest verdi fra alle kilder.

³⁷ European Hydrogen Backbone, A European Hydrogen Infrastructure Vision covering 28 Countries (2022)

kraftverk. På lang sikt, øker volumene av hydrogenproduksjon gjennom elektrolyse og støtter videre utbygging av fornybar kraft.

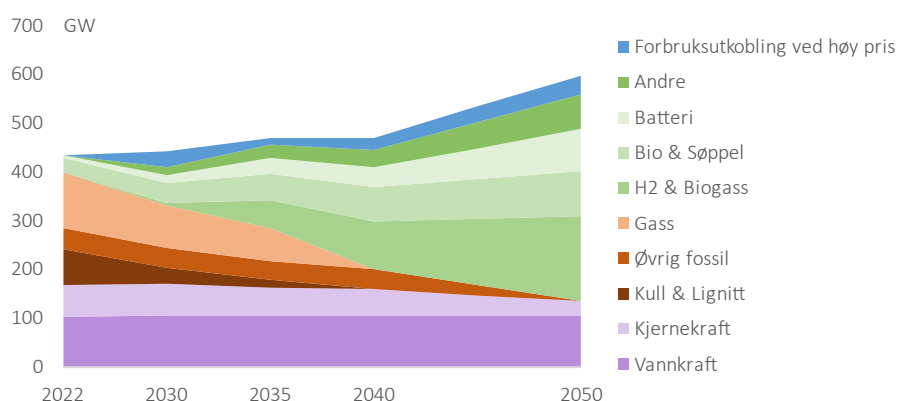


Figur 7-10: Kraftforbruk til hydrogenproduksjon gjennom elektrolyse per uke for Europa 11, værår 2012.

7.5 Topplastverk dekker maksforbruket i timer med lite sol- og vindkraft

I framtiden vil fornybar energi erstatte mye av kapasiteten fra fossile kraftverk som skal fases ut. Men siden vind- og solkraft vil variere fra time til time, oppstår det også et behov for kraftverk som kan dekke maksforbruket i perioder med lav fornybarproduksjon. Slike topplastverk må være fleksible til å kunne starte og stoppe opp raskt, uten store rampingbegrensninger eller kostnader.

I dagens system brukes ofte gassturbiner som topplastverk. I et utslippsfritt energisystem kan gassturbiner drevet med hydrogen eller biogass, andre kraftverk basert på bioenergi og batterier bidra i topplasttimer. Noen forbrukssegmenter kan også reagere på høye priser med å redusere eller flytte forbruket i tid.



Figur 7-11: Installert effekt av regulerbare kilder i Europa 11

Figur 7-11 viser utviklingen i installert effekt for regulerbar energi i Basis. Vi antar at en stor del av eksisterende gassturbiner i Europa bygges om til bruk av hydrogen og at nye hydrogenkraftverk kommer i drift. I tillegg øker installert effekt av bioenergi-kraftverk. Et økende volum av batterier kan flytte produksjon fra perioder med overskudd fra vind- og solkraft til timer med lite fornybarproduksjon. Vannkraft og kjernekraft holdes relativt konstant over hele analyseperioden.

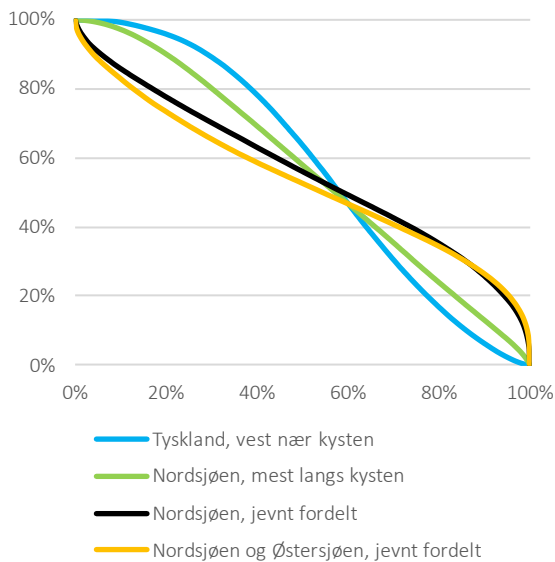
7.6 Økt nettkapasitet i Europa jevner ut fornybarproduksjonen

I tillegg til batterier, hydrogen og topplastverk kan strategisk plassering av fornybar kapasitet og utbygging av nett bidra med fleksibilitet til systemet. Kraftproduksjonen fra ett anlegg vil svinge mye

fra time til time basert på lokale ressursforhold. Siden vind- og solforhold varierer geografisk, vil samlet produksjon fra flere prosjekter på ulike steder og med ulik teknologi variere mindre og være jevnere.

Figur 7-12 viser et eksempel på hvordan ulik geografisk fordeling av havvindutbyggingen fører til en jevnere kraftproduksjon. Ser vi kun på produksjonen som bygges i et mindre område – f.eks. nær kysten i Tyskland – vil produksjonen ha høy korrelasjon og være veldig volatil. I mange timer vil alle kraftverkene produsere på full kapasitet, mens det også vil være en del timer uten produksjon. Ser vi på et større område langs kysten i Nordsjøen, er det mindre samtidig produksjon. Effekten blir enda større når man også ser på havvind i Østersjøen. Når havvind fra et større geografisk område er knyttet sammen, vil samlet produksjon kun være under 20 % i svært få timer. I tillegg til geografisk fordeling, vil også bidrag fra ulike teknologier jevne ut kraftproduksjonen.

En jevnere produksjon fra geografisk fordeling av ulike teknologier kan kun utnyttes med tilstrekkelig nettkapasitet. I Norge legger vi til grunn nettet beskrevet i kapittel 11.2. For øvrige land i Europa og Norden legger vi i LMA til grunn ENTSO-Es tiårsplan.

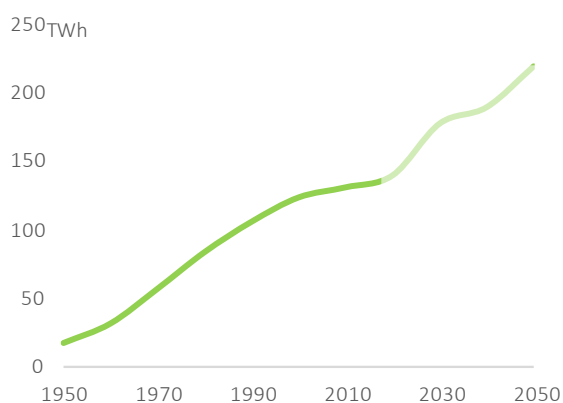


Figur 7-12: Varighetskurve for produksjon fra havvind med ulik geografisk spredning

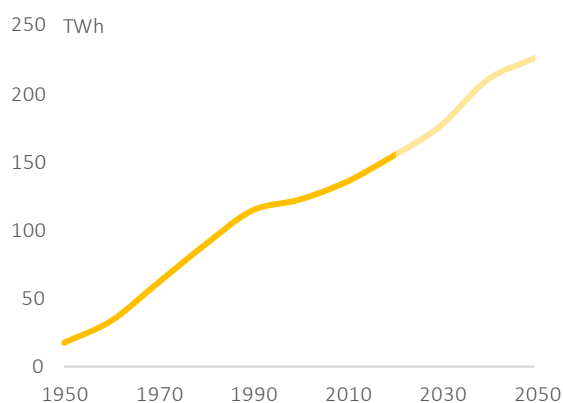
8 Utvikling av forbruk, produksjon og energibalanse i Norge

8.1 Forventet vekst i forbruk og produksjon er på nivå med det vi har hatt historisk

Norge er nå i starten av en periode med rask vekst i kraftforbruket. I vår basisprognose vokser forbruket med 80 TWh til 2050. Siden midten av 90-tallet har forbruksveksten vært moderat, men som man ser av figur 8-1 hadde vi også en svært rask vekst fra 60-tallet og til litt inn på 90-tallet. Den gang skjedde veksten i en økonomi som var langt mindre enn nå, målt ved folketall og BNP. Den kommende veksten er drevet av elektrifisering for å fase ut fossil energi, og av ny industri knyttet til nye forretningsmuligheter som veien mot nullutslipp gir. I mange tilfeller vil elektrifisering bety både energieffektivisering og mer økonomisk effektiv drift. Forbruksutviklingen i Norge har vi drøftet i en egen delrapport til årets LMA³⁸.



Figur 8-1: Historisk utvikling i kraftforbruket 1950-2022. Kilde SSB³⁹. Basis forbruksprognose til 2050.



Figur 8-2: Historisk utvikling i kraftproduksjonen 1950-2022. Kilde SSB³⁹. Basis produksjonsprognose til 2050.

Veksten i kraftproduksjonen må henge noenlunde sammen med forbruksveksten. Vi legger til grunn at kraftproduksjonen over tid øker omtrent like mye som forbruket. Det ser vi også at det har gjort historisk, jfr. Figur 8-2. I vår basisprognose vokser kraftproduksjonen med ca. 70 TWh. Over halvparten av denne kommer fra havvind og resten er utbygging av vann-, sol- og vindkraft. 70 TWh er tilstrekkelig til å dekke forbruksvekst knyttet til utslippskutt og en del ny industri mot 2050, samtidig som vi beholder et lite kraftoverskudd.

Utviklingen i energi- og kraftmarkedet er underlagt markedsmekanismer og politisk styring hvor utforming av rammebetingelser er helt sentralt. Dette beskriver vi i kapittel 2. Samspillet mellom økonomi og energi- og kraftmarkeder er komplekst. Veien til lavutslipp i 2050 i Norge vil opplagt påvirke norsk økonomi. Dette vil eksempelvis vri økonomien bort fra olje- og gassektoren til nye lavutslippsnæringer. Endringene i kraftsystemet og økonomien blir betydelige, men ikke større enn Norge har vært gjennom før. Som nevnt vil elektrifiseringen ofte bety effektivisering og frigjøring av ressurser. Dette er f.eks. tydelig i transportsektoren hvor elektrisk drift vil bli billigere, og krever mindre vedlikehold enn tidligere løsninger. Det samme kan gjelde ved elektrifisering offshore. Analyser av konsekvenser for hele den norske økonomien sees blant annet på i forskningsprosjekter innenfor EnergiX.⁴⁰

³⁸ Statnett, [Forbruksutviklingen i Norge 2022-2050- Delrapport LMA](#) (2022)

³⁹ 10-års intervall fra 1950 og med tilhørende glidende gjennomsnitt.

⁴⁰ EnergiX- stort program energi: [Stress-testing the Norwegian economy, the effects of the 1.5 degree scenario on global energy markets and the Norwegian economy.](#)

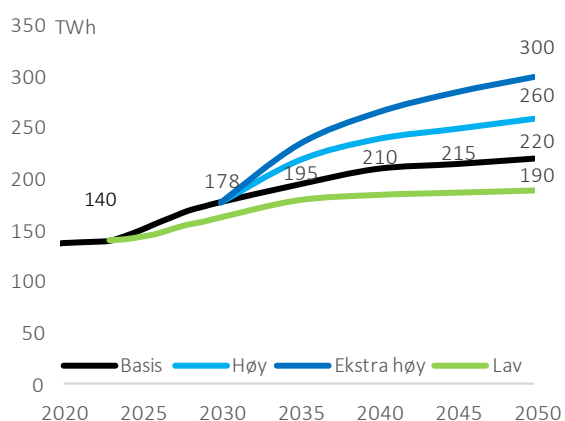
8.2 Vi har fire scenarier for norsk forbruk og produksjon

Elektrifisering, industrivekst og tilgang på produksjon styrer forbruksveksten

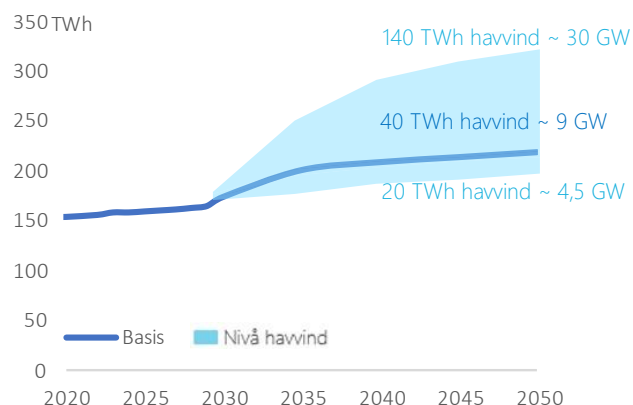
Det er i hovedsak tre sentrale faktorer som påvirker forbruksveksten. Den første er elektrifisering for å kutte eksisterende norske klimagassutslipp. Netto nullutslipp av klimagasser i Norge vil alene gi anslagsvis 40-60 TWh i økt kraftforbruk, avhengig av energisparing og graden av grønt og blått hydrogen. Den andre faktoren er økt industri og næringsaktivitet. Den europeiske og globale omstillingen gir en veldig stor økning i ulike industriprosesser basert på elektrisitet, og Norge kan og vil få en andel av denne veksten. Det er også mange eksisterende industribedrifter som planlegger å utvide virksomheten. De mange henvendelsene om tilknytning til nettet er en klar indikasjon på dette.

Den tredje og kanskje viktigste faktoren for hvor mye forbruket vokser i Norge fram til 2050, er tilgangen på tilstrekkelige volumer ny fornybar produksjon til lave nok kostnader. Lavere energibalanse gir høyere priser relativt til andre land, og uten ny produksjon vil dette redusere viljen til å etablere ny industri og dermed begrense veksten i forbruket. Vi forventer at havvind dekker mye av det økte kraftbehovet i Norge fra 2030 og utover, da bidragene fra solkraft, vannkraft og landvind ikke vil være tilstrekkelige. En virkelig høy forbruksvekst forutsetter at flytende havvind blir så billig at den kan gi grunnlag for en industri som konkurrerer internasjonalt.

Selv om vi forventer mye energisparing, blir det uansett en økning i det norske kraftforbruket. Og for å vise et utfallsrom for veksten har vi etablert fire scenarier for forbruksutviklingen.



Figur 8-3: Ulike scenarier for forbruksutviklingen i Norge 2022-2050.



Figur 8-4: Basis produksjonsprognose og ulike nivå på havvind.

Basis – 220 TWh forbruk drevet av overgang til nullutslipp, grønn industrivekst og mye ny produksjon

I basisscenarioet øker forbruket med ca. 80 TWh til 2050. Dette dekker overgangen til nullutslipp i Norge og ny industri. Siden mye av forbruksveksten kommer med lite fleksibilitet og flat forbruksprofil, gir den nye basisprognosen også høyere maksimalt effektforbruk.

En god del av forbruksøkningen er lite prissensitiv og kommer uavhengig av utviklingen i ny produksjon. Likevel er scenarioet avhengig av at det kommer inn minst 50 TWh ny produksjon, helst innen 2040. Av dette må realistisk sett 30-40 TWh være havvind, og siden dette ikke kommer før på 2030-tallet begrenser dette forbruksveksten de første årene. Samtidig er ikke havvindvolumet i dette scenarioet større enn at det også er realistisk om det skulle bli nødvendig med en viss grad av økonomisk støtte.

Høy og Ekstra høy – flytende havvind tar av i Norge og møter global etterspørsel fra grønn industri

Etterspørselen etter kraft fra internasjonal grønn industri er tilnærmet bunnløs sett fra et norsk perspektiv. Tilgangen på ny kraftproduksjon av ulike typer, vil derfor bestemme forbruksutviklingen. Forutsatt at flytende havvind blir billig nok, og bygget ut i stor skala, kan derfor forbruksveksten bli

veldig høy. Dette illustrerer vi med scenarioene Høy og Ekstra høy forbruksvekst. I begge disse er utviklingen av konkurransedyktig flytende havvind en sentral driver for en mye høyere forbruksvekst fra ny grønn industri. I Ekstra høy antar vi 30 GW havvind til 2050.

I Statnetts strategi vektlegger vi det høye scenarioet (260 TWh) for vår nettplanlegging. Dette er for å få mer fleksibilitet i gjennomføringen. Det er rasjonelt å planlegge nettet for større volumer enn i vårt basisscenario fordi (1) nettet bør ikke være en barriere mot ønsket samfunnsutvikling, (2) vi vet ikke hvor forbruket kommer, (3) det er rasjonelt med et robust nett, og (4) det er lettere å nedskalere nettplanleggingen, enn motsatt.

Lav forbruksvekst – mer politisk styring, mye enøk og mindre industri og havvind

I dette scenarioet er veksten i forbruket lavere enn i Basis, drevet av energieffektivisering og knapphet på ny kraft. I sum øker forbruket med 50 TWh til 2050. Scenarioet har knapphet på kraft fordi det bygges ut mindre ny produksjon. Blant annet er det bare halvparten så mye havvind som i Basis. Dette begrenser forbruksveksten. Petroleumsforbruket er lavere og mer ENØK gir en større nedgang i alminnelig forbruk enn i Basis. Det siste innebærer at rehabilitering- og rivningsrater er høyere enn det naturlige nivået.

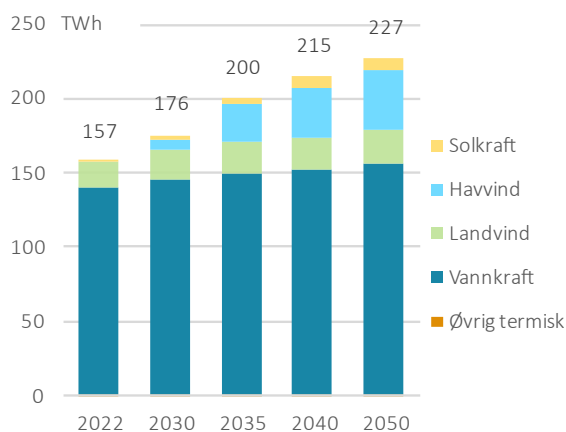
Lav-scenarioet skisserer en vei til netto nullutslipp for Norge, men scenarioet forutsetter en mye sterkere politisk styring av forbruksveksten. Dette er nødvendig for å unngå at industriprosjekter som ikke reduserer eksisterende norske utslipp bruker opp den begrensede mengden tilgjengelig fornybar produksjon. Motsatt vil den knappe kraften gå til mye av den nye industrien som nå ligger først i køen. Og når dagens næringer skal kutte utslipp senere, blir kostnaden så høy at mange ikke klarer omstillingen. Scenarioet forutsetter dermed at elektrifisering av eksisterende industri prioriteres foran etablering av ny grønn industri og utvidelser av eksisterende industriproduksjon.

8.3 Havvind kan utgjøre mer en halvparten av produksjonsveksten

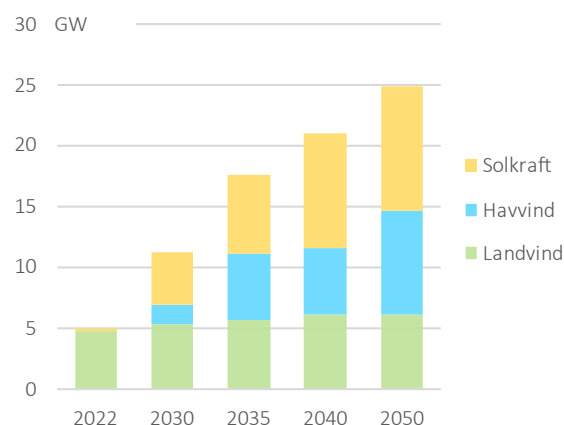
I Basis øker kraftproduksjonen med omtrent 70 TWh frem til 2050 i et normalår. Av dette legger vi til grunn at rundt 40 TWh kommer fra havvind – som er den teknologien som kan gi de klart største volumene ny produksjon. Resten er utbygging av vannkraft, solkraft og landvind. Solkraft er teknologien som har størst økning i installert effekt, men gir relativt lite energi pga. lav brukstid.

Norge har en målsetting om å åpne områder for en mulig utbygging av 30 GW havvind. En del av dette kan bygges som bunnfaste installasjoner, til relativt konkurransedyktige kostnader allerede i dag. Få områder med tilstrekkelig grunt vann gjør imidlertid at vi antar at minst halvparten må være flytende havvind. For flytende havvind gjenstår det mer teknologiutvikling og industrialisering, før man eventuelt klarer å få ned kostnadene til et konkurransedyktig nivå.

En del havvind kan trolig bygges med en viss støtte, og norske myndigheter vurderer nå bruk av CfD-kontrakter. I analysen legger vi til grunn at en storstilt utbygging, større enn nivået i Basis, vil måtte være basert på lønnsomhet uten vesentlige støtteordninger utover eventuelle garantier. Kostnadsutviklingen for flytende havvind, relativt til andre produksjonsteknologier i Europa, blir derfor en viktig faktor for forbruksutviklingen. Hvis kostnadene faller til et tilstrekkelig lavt nivå, kan store mengder flytende havvind gi en mye større forbruksvekst i form av økt industriproduksjon og grønt hydrogen.



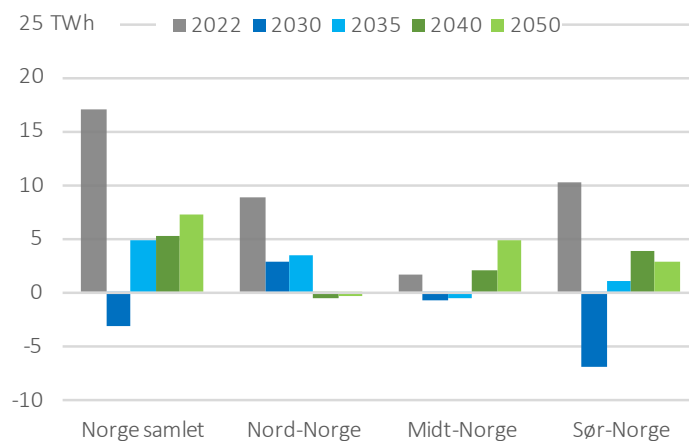
Figur 8-5 Utvikling i kraftproduksjon i Norge i Basis, målt i energi (TWh).



Figur 8-6 Utvikling i norsk kraftproduksjon målt i installert effekt sol, landvind og havvind i Basis.

8.4 Norsk energibalanse og regional balanse

Det norske kraftoverskuddet er i dag på ca. 17 TWh i et normalår. Vi forventer imidlertid at produksjonen øker mye saktere enn forbruket de første årene. I vårt basisscenario gir dette et midlertidig underskudd på den norske energibalansen i årene rundt 2030, før høyere vekst i ny produksjon gir et svakt overskudd fra 2035. I vår Basis er Nord- og Midt-Norge omtrent i balanse fra 2030, mens Sør-Norge har et lite kraftoverskudd fra 2035. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til både de regionale balansene og energibalansen for Norge samlet. Høy endringstakt vil trolig også gjøre at det oppstår midlertidige ubalanser. Uansett vil vær og vind ha stor påvirkning på hva den faktiske balansen vil bli år for år.



Figur 8-7: Utvikling i kraftbalanse i Norge samlet og per region i vår Basis

I Basisscenarioet har vi lagt til grunn at forbruk og produksjon til en viss grad tilpasser seg nettkapasitet og kraftprisene, og at dette sammen med andre faktorer bidrar til en relativt jevnt fordelt vekst per landsdel. Veksten kan imidlertid også bli mer skjevfordelt. Vi viser hvordan dette påvirker priser og prisforskjeller i siste del av analysen.

Våre beregninger viser at det er vanskelig å opprettholde et større overskudd på den gjennomsnittlige energibalansen i Norge – og samtidig ha tilstrekkelig lønnsomhet i ny produksjon. Dette skyldes at kraftprisene i våre naboland er gitt av kostnadene for ny produksjon og fleksibilitet. Når vi tester med å legge inn mer produksjon enn forbruk i Norge og Norden ser vi at prisene presses ned. Og vi får raskt at den nye produksjonen på norsk og nordisk side blir ulønnsom, gitt nivået på teknologikostnadene.

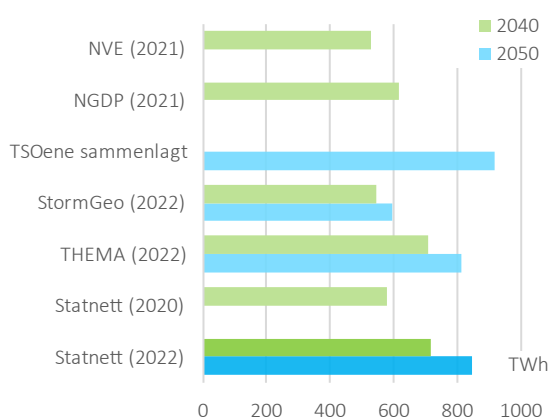
9 Høy vekst i nordisk forbruk og produksjon – behovet for fleks øker

Omstillingen til et nullutslippsenergisystem i Norden går i likhet med omstillingen i resten av Europa svært fort, og utviklingen er dominert av de samme hovedtrendene som på kontinentet og i UK. Kraftforbruket øker mye, som følge av elektrifisering og nye, grønne verdikjeder. En høy andel av forbruksveksten går til hydrogenproduksjon. Vindkraft dekker det meste av energibehovet – med bidrag fra sol-, vann- og kjernekraft. Dermed vil det måtte utvikles mye mer fleksibilitet, utover vannkraftens bidrag.

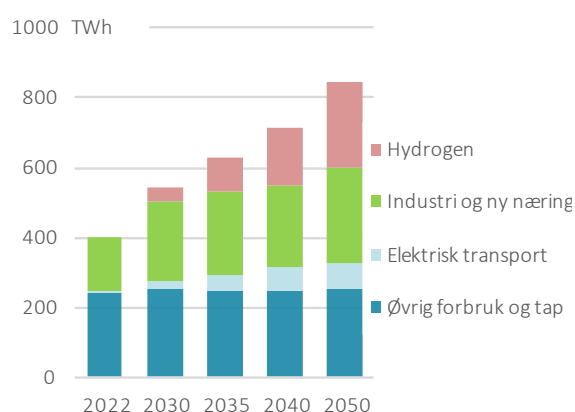
9.1 Det nordiske kraftforbruket kan doble seg – mye går til hydrogenproduksjon

Vi forventer at det nordiske kraftforbruket øker mye fremover, men understreker at det er usikkert hvor stor veksten blir. I vårt basisscenario har vi lagt inn en dobling fra rundt 400 TWh i dag til rundt 850 TWh i 2050. Andre eksterne scenarier viser både mer og mindre enn dette. Veksten kommer primært innen elektrifisering av større industriforbruk og olje- og gassinntallasjoner, transport, samt utvidelser og nyetablering i industrien. Det vil trolig også komme noe vekst fra økt bruk av kraft til varme, blant annet i fjernvarmeanlegg. Energieffektivisering, blant annet i bygg, reduserer forbruket og demper forbruksveksten. Hvor stor forbruksveksten blir vil i stor grad avhenge av tilgangen på produksjon, og hvor stor andel av den nye grønne industrien som blir etablert i Norden.

Mange analyser venter høy vekst i kraftforbruket i samtlige nordiske land⁴¹, men det er per nå få publiserte analyser som har prognose for samlet nordisk kraftforbruk i 2050. Trenden er imidlertid tydelig, omstilling til nullutslipp gir høy vekst. Vår Basis er på nivå med THEMA (2022) og noe lavere enn summen av de ulike TSO-ene sine oppdaterte scenarier.



Figur 9-1: Samlet kraftforbruk i Norden i vår Basis og i en rekke andre analyser⁴²



Figur 9-2: Utvikling i kraftforbruket i Norden 2022-2050 i vårt basisscenario

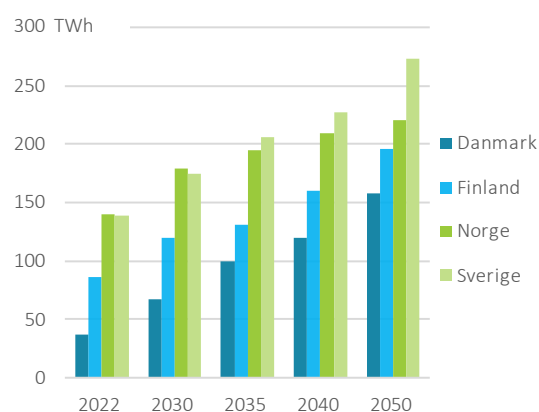
I perioden frem mot 2030 er det transportforbruket og kraftforbruket i eksisterende industri som vokser mest i Norden. Transportforbruket øker til nesten 80 TWh i 2050, opp fra rundt 5 TWh i dag. Fra rundt 2030 står kraftforbruk til produksjon av hydrogen for en stor andel av økningen i det samlede forbruket. I 2050 går om lag 25 % av det nordiske kraftforbruket til hydrogenproduksjon.

⁴¹ Norge er landet med minst prosentvis vekst.

⁴² NVE (2021), [Langsiktig Kraftmarkedsanalyse](#). NGDP (2021), [Nordic Grid Development Perspective 2021](#). TSO-scenariene sammenlagt er summen av [Fingrids scenario](#) Windy Seas (2022), [Energinets hovedscenario](#) (2022), [Svenska kraftnäts Elektrifisering Planerat](#) (2021), Statnetts Basis (2022). StormGeo (2022) og THEMA (2022) er innkjøpte analyser og scenariene som er vist er Best Guess.

Vi forventer at hydrogenproduksjonen blir stadig mer fleksibel utover i tid. Etter hvert som det utvikles hydrogenlager og -infrastruktur, vil det i stadig økende grad lønne seg å konsentrere produksjonen til timer med lave kraftpriser. Fra rundt 2035 legger vi til grunn at hydrogenproduksjonen kobler ut på kraftpriser over 60-100 €/MWh. Annet industriforbruk er lite prissensitivt, og bidrar til økt effektbehov i timer med lite sol- og vindkraft.

Våre prognoser for kraftforbruket i hvert enkelt av de nordiske landene baserer seg på nasjonal politikk og/eller scenarioer utarbeidet av de respektive landenes myndigheter, TSO-enes respektive prognoser, og en samlet vurdering av simulert/beregnet lønnsomhet for ulike markedsaktører. Det er stort utfallsrom i analysene, og vi legger til grunn en forbruksvekst som følger utviklingen i produksjon. Generelt legger vi til grunn en lavere vekst i forbruk og produksjon til 2035 enn mange av scenarioene vi har brukt som underlag. Dette er som følge av en samlet vurdering av simulerte priser, lønnsomhet og støttebehov.



Figur 9-3: Utvikling i kraftforbruket for de ulike nordiske landene 2022-2050 i vårt basisscenario

I vår prognose har Danmark den største prosentvise økningen i kraftforbruket av de nordiske landene, med nesten en femdobling av forbruket, fra et i utgangspunktet lite kraftsystem. Danmark har et relativt lavt samlet CO₂-utslipp i dag. Dermed er den viktigste driveren for veksten Danmarks industripolitiske målsetning om å bli nettoeksportør av nullutslippenergi. Vår prognose er basert på hovedscenarioet til Energimyndigheten⁴³, som vi har nedjustert noe. I Finland og Sverige er veksten i større grad drevet av elektrifisering og utslippskutt i eksisterende industri, i tillegg til vekst i nye næringer. Vår prognose for Finland bygger på en samlet vurdering av Fingrids fire scenarioer⁴⁴, utsiktene til kraftproduksjon og en studie av kraftbehovet ved nullutslipp i Finland, Sitra (2021)⁴⁵. For Sverige er vår prognose basert på en samlet vurdering av Svenska kraftnäts KMA (2022) og LMA (2021)⁴⁶, Energimyndighetens scenariorapport⁴⁷, samt Svensk Vind sin prognose for vindkraft⁴⁸.

9.2 Landvind og etter hvert også havvind står for den største volumveksten i produksjon

I vår Basis dobler kraftproduksjonen seg fra rundt 450 TWh i dag til nesten 850 TWh i 2050. Det er vind- og solkraft som gir de største volumene i Norden, med rundt 520 TWh og over 60 % av energivolumet/produksjonsmiksen i 2050. Produksjonen fra vannkraft øker noe gjennom perioden,

⁴³ Energinet/Energistyrelsen (2022). [Analyseforudsætninger til Energinet 2022 \(AF22\)](#)

⁴⁴ Fingrid (2022). [Fingrid's electricity system vision 2022 – draft scenarios for the future electricity system.](#)

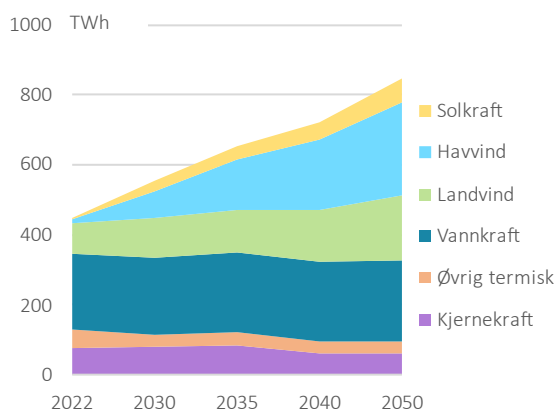
⁴⁵ Sitra (2021). [Enabling cost-efficient electrification in Finland.](#)

⁴⁶ Svenska kraftnät (2021 og 2022). [Kortsiktig marknadsanalys 2022](#) og [Långsiktig marknadsanalys 2021](#)

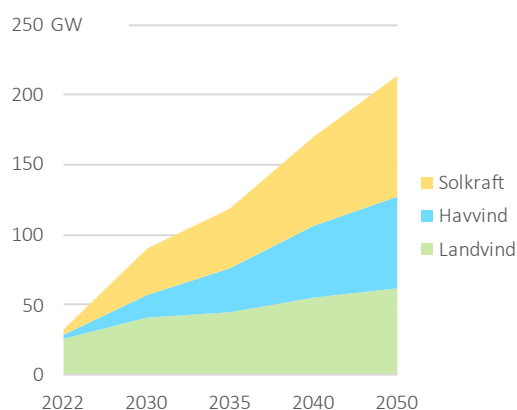
⁴⁷ Energimyndigheten (2021). [Scenarier över Sveriges energisystem 2020](#)

⁴⁸ Svensk vindenergi (2022). [Statistics and forecast – Q3 2022](#) Svensk vindenergi (2022). [Statistics and forecast – Q3 2022](#)

men volumene er små sammenlignet med vind og sol. Kjernekraftkapasiteten minker svakt fra 2035. Veksten i samlet nordisk produksjon er tilnærmet lik den nordiske forbruksveksten i Basis.



Figur 9-4: Utvikling i kraftproduksjon i Norden 2022-2050 i vårt basisscenario



Figur 9-5: Utvikling i installert kapasitet (GW) solkraft, havvind og landvind i Norden.

Vindkraft til havs gir de største energivolumene i 2050, men det er også mye landvind, særlig nord i Sverige og i Finland. Vi har ca. 185 TWh landvind og 265 TWh havvind i 2050 i Basis. Vi legger i dette scenarioet til grunn at utbyggingen av havvind skyter fart fra rundt 2035 etter hvert som flere prosjekt blir modne. Mye av dette vil være bunnfast havvind i områdene rundt Danmark og i Østersjøen.

Vi forventer en betydelig mengde solkraft i Norden til 2030, rundt 28 TWh. Deretter legger vi til grunn at utbyggingstakten øker og gir en samlet produksjon fra solkraft på rundt 70 TWh i 2050. Volumet solkraft er høyere enn i forrige LMA, drevet av en høyere forbruksvekst som åpner for større volum før kannibaliseringseffekten gjør seg gjeldende. Det meste av solkraften er lagt til Sør-Sverige, Danmark og sør i Finland i våre datasett. Veksten i solkraft er lavest i Norge i basisscenarioet. Årsaken er lavere lønnsomhet som følge av en høyere andel uregulert kraftproduksjonen fra elvekraft.

Både Sverige og Finland diskuterer forlengelse av eksisterende kjernekraft og også nybygging. Her er det fortsatt mye som er uavklart. I vår Basis legger vi til grunn at kjernekraftkapasiteten holder seg ganske stabil frem til 2035, etter at Olkilouto 3 kommer i full drift i 2023 og øker samlet kjernekraftkapasitet i Norden. Videre til 2050 er utviklingen i kjernekraftkapasitet langt mer usikker, men vi har lagt til grunn at det kun er en svak nedgang i kapasitet, som gir en samlet kapasitet i 2050 på i underkant av 9000 MW. Nedgangen skyldes at vi legger til grunn utfasing av enkelte kjernekraftverk i Sverige pga. alder. Samtidig forventer vi at noen eksisterende kjernekraftverk får forlenget drift⁴⁹.

9.3 Behov for fleksibelt forbruk til å fange overskuddproduksjonen

Norden har i dag mye fleksibilitet tilgjengelig fra regulerbar vannkraft. Stadig mer sol- og vindkraft, kombinert med høy forbruksvekst og noe utfasing av kjernekraft, gir imidlertid behov for mer fleksibilitet i Norden slik som på kontinentet og i Storbritannia. Allerede rundt 2030 er mengden sol- og vindkraft i Norden så høy at produksjonen overstiger forbruket i stadig flere timer. Dermed oppstår samme behovet for å fange opp overskuddsproduksjonen i Norden på kontinentet.

⁴⁹ Loviisa 1 og 2 i Finland fikk nylig vedtatt forlenget drift. Vi forventer også at driften bli forlenget i flere kjernekraftverk.

I Norge er utviklingen preget av stor forbruksvekst og lite ny produksjon de nærmeste årene. Dermed blir residualforbruk høyere i nesten alle timer. Etter 2030 forventer vi en mer balansert utvikling i forbruk, produksjon og ny fleksibilitet i Norge.

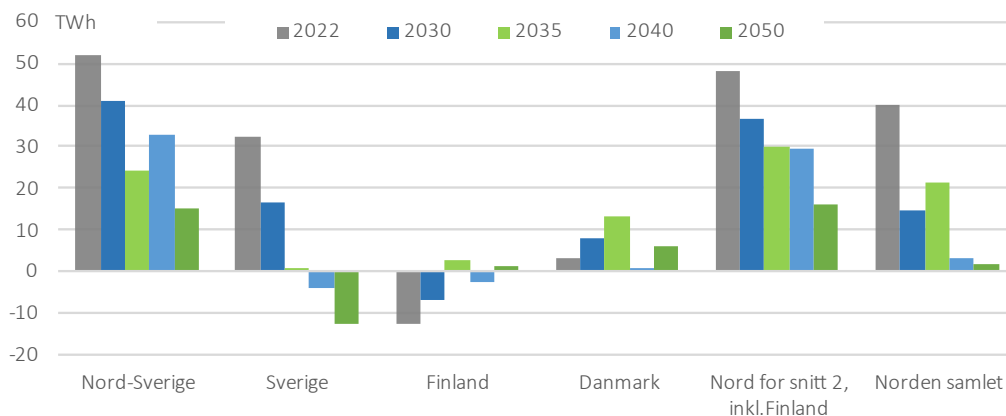
Vi forventer at en stor del av forbruksveksten i Norden vi gå til hydrogenproduksjon. I Basis legger vi til grunn at det bygges ut rundt 30 GW elektrolysekapasitet innen 2050. Dette er et høyt og usikkert anslag. Til sammenligning har vi lagt inn 250 GW på kontinentet og UK. Så høy elektrolysekapasitet i Norden vil bare komme dersom hydrogenproduksjonen blir fleksibel. Dette kan skje enten ved at det blir utviklet hydrogenlager og -infrastruktur også i Norden⁵⁰ eller at bruken av hydrogen kan bli delvis fleksibel, enten gjennom ammoniakkproduksjon som kan stoppes noen ganger i året, eller fleksibel iblanding av grønt hydrogen i gass. Om de nødvendige lager- og infrastrukturløsningene ikke blir utviklet, vil elektrolysekapasiteten bli langt lavere. Da vil også utbyggingen av vind- og solkraft bli langt lavere enn i vår Basis.

Vi legger til grunn at fleksibiliteten til hydrogenproduksjonen kommer til uttrykk gjennom hvilken kraftpris elektrolysørene er villige til å produsere opp til. I 2030 forutsetter vi at hydrogenproduksjonen i Norden kobler ut på kraftpriser over 200 €/MWh. Etter hvert som fleksibiliteten bedres som følge av teknologiutviklingen, synker utkoblingsprisene. I 2035 kobler hydrogenproduksjonen ut på kraftpriser mellom 40-200 €/MWh og i 2050 er utkoblingsprisen i intervallet 35-75 €/MWh.

I tillegg til fleksibel hydrogenproduksjon vil også batterier og fleksibel elbillading bidra til å jevne ut produksjonen. Batteriene kan være i direkte tilknytning til solkraftanlegg eller direkte koblet til hovednettet. I tillegg er det sannsynlig at det vil komme noe mer regulerbar effekt. I Norge vil dette trolig komme som økt effekt i eksisterende vannkraftverk.

9.4 Nordisk kraftbalanse og regionale balanser

Det nordiske kraftoverskuddet er i dag rundt 50 TWh i et normalår. Høy forbruksvekst gir et betydelig fall i balansen allerede til 2030 i vår Basis. Mot 2050 holder den seg svakt positiv.



Figur 9-6: Utvikling i kraftbalanse i Norden samlet og for ulike utvalgte regioner

Vi finner at det er urealistisk å opprettholde en kraftpris som gir tilstrekkelig inntjening til vind- og solkraft, samtidig som det er et betydelig overskudd på energibalansen. Dette henger sammen med stadig høyere korrelasjon i vind og sol og dermed også likere kraftpris i Norden og på kontinentet, samt at prisene på kontinentet gis av utbyggingskostnadene for produksjon og fleksibilitet. Mer produksjon

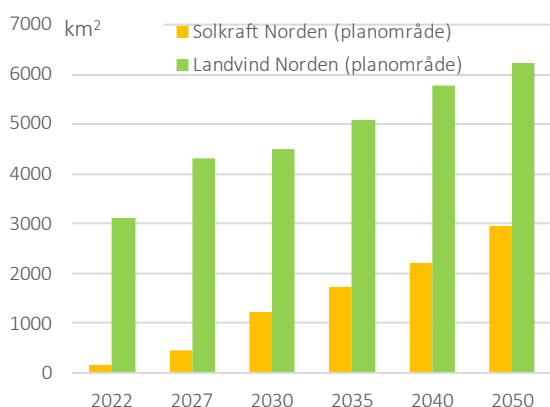
⁵⁰ I Danmark som har nærhet til forekomst av saltgruver og vil trolig se dette som beste alternativ, mens Finland og Sverige må finne andre alternativ. HYBRIT-prosjektet i Sverige tester lagring av hydrogen i porøse bergarter, som trolig vil ha noe høyere kostnader enn lagring i saltgruve.

enn forbruk presser ned kraftprisene og gir ulønnsom utbygging av ny produksjon på nordisk side. Dette drøfter vi nærmere i kapittel 15.7 og 16.4.

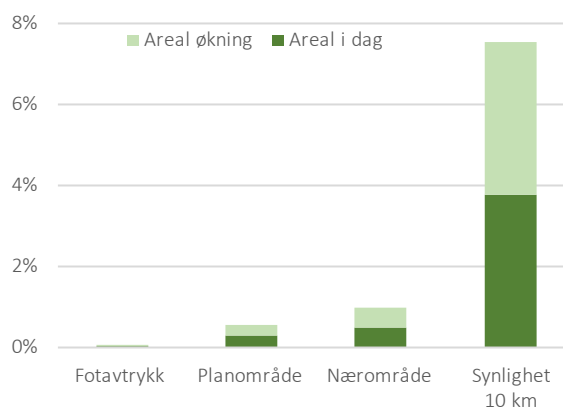
Internt i Norden jevner også de regionale energibalansene seg mer ut over tid. Særlig minker overskuddet nord for snitt to i Sverige, inkludert Finland, etter hvert som kraftforbruket øker.

9.5 Fornybarutbygging vil legge beslag på mer areal

Vi har gjort en beregning av arealbeslaget for landvind og solkraft i Norden i vår Basis. Her er det benyttet generiske tall for arealbruk (km²) pr energienhet (TWh) og pr energikilde fra en artikkel publisert i Nature⁵¹ og tall fra NVE⁵² i beregningen. Norden er her fastlandet i Norge, Sverige og Finland (1 155 013 km²).



Figur 9-7: Arealbeslag til planområdet for sol- og vindkraft i Norden frem til 2050.



Figur 9-8: Påvirkning på nordisk arealandel for sum av sol- og vindkraft med ulike måleindikatorer.

I Norden vil planarealet til landvind kunne dobles frem mot 2050. Og planarealet til landvind vil da også utgjøre om lag dobbelt så mye som solkraft. Samlet kan utbygging av sol- og vindkraft i Norden legge beslag på i underkant av 1 % av det totale arealet i 2050.

Det er flere måter å vurdere arealbeslaget på, selv om planareal (det direkte påvirkede området) er den mest brukte indikatoren. Landvind vil være synlig over langt større områder enn planarealet og uansett mer synlig enn solparker. Her vil det imidlertid ha betydning mye hvor mange turbiner det er per park, hvor høye de er og hvordan parken er plassert topologisk.

Det direkte inngrepet (fotavtrykket) er imidlertid lite. Sammenlignet med planarealet blir arealbeslaget til landvind da redusert til 1/20, som tilsvarer i størrelsesorden 0,05 % av landarealet. Og i en slik målestokk utgjør landvind langt mindre inngrep enn sol. Men solkraft kan bygges på tak o.l. og i praksis gjenbruke allerede beslaglagt areal. Vi ser også at det planlegges noen steder for samlokasjon av vind og sol, dvs. på samme planareal. Dette ville kunne gi vesentlig lavere samlet arealbeslag enn å bygge de ut hver for seg.

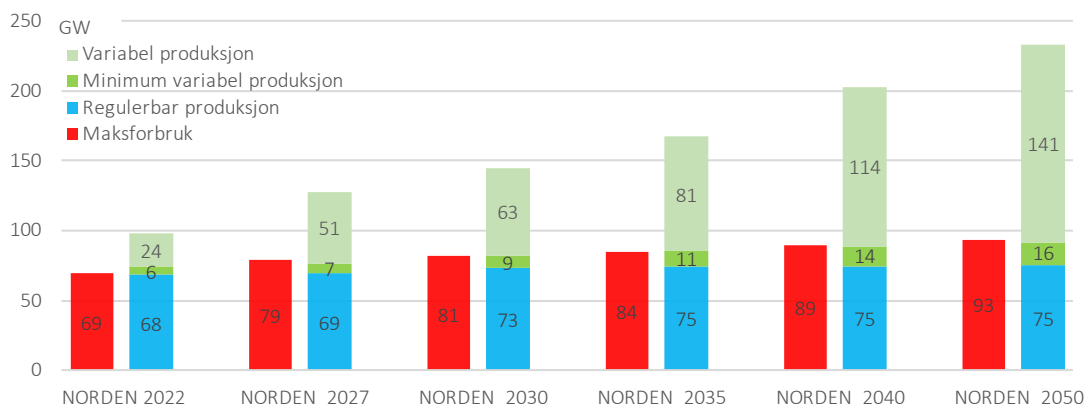
⁵¹ Nature (2022) Spatial energy density of large-scale electricity generation from power sources worldwide

⁵² NVE, nettside: [Arealbruk for vindkraftverk – NVE](#)

10 Effektbehovet øker i Norge og Norden

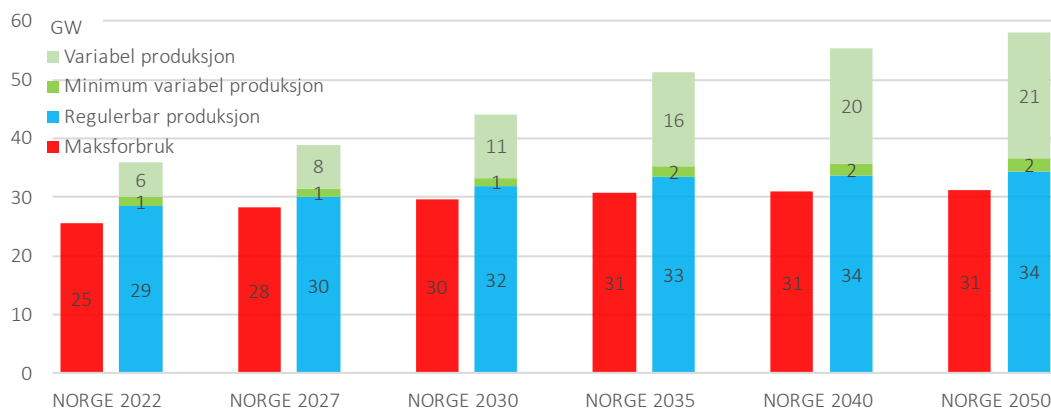
10.1 Effektforbruket i Norge og Norden øker betydelig – selv om mye forbruk er fleksibelt

Vi forventer og forutsetter at det meste av hydrogenproduksjonen er fleksibel. Det samme gjelder for mye av ladingen av elbiler som først og fremst vil skje i timer med mindre belastning. Likevel forventer vi at det blir en betydelig økning i det samlede nordiske effektforbruket. Dette skyldes at mye av den øvrige forbruksveksten mest sannsynlig vil være lite prissensitiv.



Figur 10-1 Utvikling i effektmargin for Norden samlet (GW)⁵³.

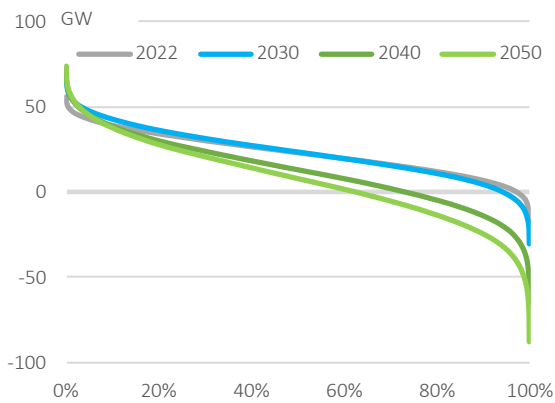
Figur 10-1 viser en skjematisk fremstilling av hvordan det nordiske effektforbruket utvikler seg i Basis for Norden samlet. Figuren viser også utviklingen i installert effekt for regulerbar produksjon og uregulerbar produksjon som vind- og solkraft.



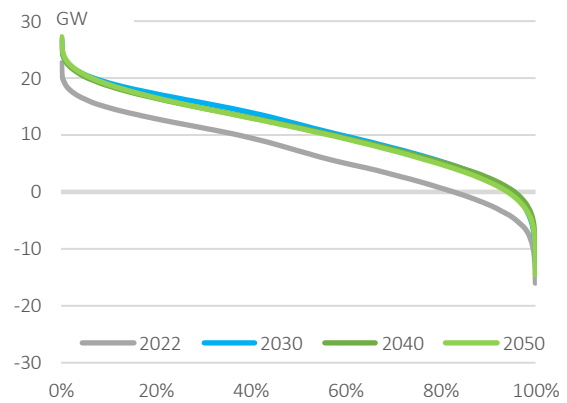
Figur 10-2: Utvikling i effektmargin i Norge (GW)⁵⁰

Residualforbruket, altså forbruket i en time fratrukket produksjonen fra sol-, vind- og uregulerbar vannkraft, bestemmer hvor mye som må dekkes av regulerbar produksjon og eventuelt import fra andre regioner. Figur 10-3 viser residualforbruket i alle simulerte tidsavsnitt for Norden samlet i Basis. Her ser vi at dette faller selv om det legges inn store volumer vind og solkraft i dette scenarioet.

⁵³ Maksforbruket er tatt i timen med høyest forbruk for hele området fratrukket forbruk til hydrogenproduksjon. Regulerbarproduksjon er installert effekt fra termiske kraftverk og regulerbar vannkraft. Variabel produksjon er maksproduksjon fra landvind, havvind, sol og småskala vannkraft for hele området samlet. Minimum av variabel produksjon tar timen med lavest samlet produksjon fra variable produksjonskilder i hele området. Verdier for Norge og Norden samlet vil ikke være de samme som summen av verdier for hvert område fordi timen med maksimal forbruk og variabel produksjon ikke nødvendigvis oppstår samtidig i alle inkluderte områder.



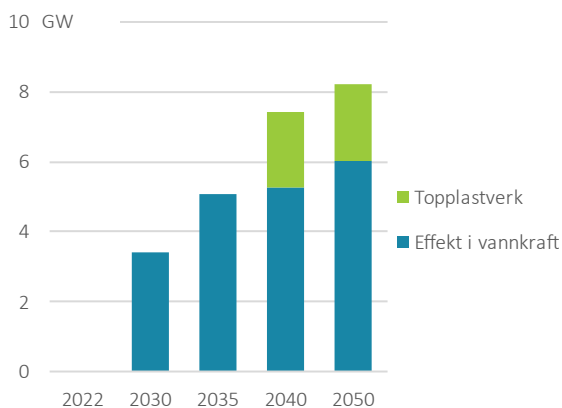
Figur 10-3: Utvikling i residualforbruk i Norden frem til 2050. Nedre del viser overproduksjonen.



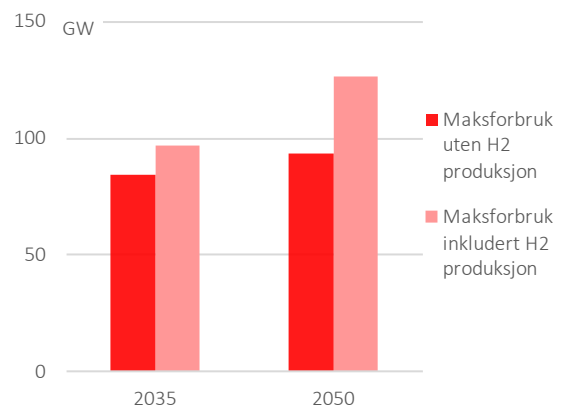
Figur 10-4: Utvikling i residualforbruk i Norge frem til 2050.

10.2 Behov for økt effekt i regulerbar produksjon for å unngå for stram effektbalanse

For å dekke opp for det økende effektbehovet forutsetter vi at det kommer inn mer effekt i norsk vannkraft, og mer regulerbar effekt i form av topplastverk i andre nordiske land. Hvor mye som kommer er avhengig av hvor mye fleksibilitet det er i forbruket. Desto mindre fleksibilitet det er i forbruket, desto mer må man øke effekten fra kraftverk og sannsynligvis også batterier.



Figur 10-5: Økning i regulerbar effekt i vannkraft i Norge og i topplastverk i Sverige og Finland



Figur 10-6: Makslast i Norden med og uten hydrogenproduksjon

Per i dag er det installert ca. 29 GW regulerbar vannkraftproduksjon i Norge. Med et maksforbruk på rundt 25 GW, har vi et lite overskudd på effektbalansen, også i timene med høyest residualforbruk⁵⁴. Imidlertid vil vi, med en forbruksutvikling som i Basis og uten endring i regulerbar produksjon, gå mot et underskudd på effektbalansen. I vår basisprognose for produksjon legger vi til grunn en økning i regulerbar produksjon på ca. 5 GW mot 2035 i eksisterende vannkraftverk. Derfor har vi et overskudd på den norske effektbalansen mot 2035 i Basis, men overskuddet er betinget av effektutvidelser i vannkraftproduksjonen.

⁵⁴ Timevis forbruk fratrukket samlet uregulerbar produksjon (elvekraft, sol og vindkraft) i samme time.

11 Nettkapasiteten øker mye i Norge og Sverige

Vi er inne i en periode hvor det gjennomføres og planlegges en rekke oppgraderinger av transmisjonsnettet i Norge og Sverige. Oppgraderingene er viktige for å kunne møte et økende behov for utvekslingskapasitet internt i Norge og med våre naboland. Nettmodellene vi bruker i simuleringene må gjenspeile disse endringene.

11.1 Oppdatering av nettmodellene

Til denne utgaven av LMA har vi gjort et omfattende arbeid med å oppdatere nettmodellene og snittbegrensningene vi bruker i simuleringene våre. Vi har laget nye nettmodeller for tidsstadiene 2025, 2030, 2035 og 2040 basert på Statnetts områdeplaner⁵⁵. Nettmodellene inkluderer også planlagte oppgraderinger av det svenske nettet for hvert tidsstadium, basert på input fra Svenska kraftnät.

Snittene representerer N-1-kapasitet i nettet, og begrenser hvor mye kraft som kan overføres mellom ulike områder. Snittene vi har benyttet i simuleringene våre er basert på de som benyttes i driften av kraftsystemet i dag. Etter hvert som topologien i nettet endres som følge av nettoppgraderingene utover i analyseperioden, må også snittene justeres. Dette har vi tatt hensyn til ved å benytte snitt som er beregnet under arbeidet med områdestudier og områdeplaner.

Flytbasert markedsløsning (FB) er inne i en ekstern parallellkjøringsfase. Når denne er gjennomført med tilstrekkelig kvalitet vil løsningen iverksettes i spotmarkedet. Det innebærer at informasjon om fysiske nettbegrensninger inngår i beregningen av flyt og pris, og at flere snittkapasiteter vil inngå enn dagens handelskapasiteter. FB vil gjøre det lettere å utnytte kapasiteten i nettet, og vil i mange tilfeller føre til at mer kapasitet er tilgjengelig der det er størst behov for den. I simuleringene i denne analysen har vi inkludert langt flere snitt enn vi har gjort i tidligere studier. Dette betyr at vi bedre gjenskaper driften slik den vil bli med flytbasert markedsklarering.

11.2 Vi legger til grunn mange nye forsterkningstiltak i Norge

Nettmodellene for 2025, 2030 og 2035 tar utgangspunkt i prosjekter som er under gjennomføring eller planlegging. Nettmodellen for 2040 er i større grad en representasjon av mål nettet, som fremstiller Statnetts langsiktige plan for utvikling av transmisjonsnettet. Den samme nettmodellen legges derfor også til grunn i datasettet for 2050.

Det er viktig å presisere at fordi vi lager datasett for hvert femte år, skal nettmodellene være representative for transmisjonsnettet en tidsperiode rundt de respektive årene. Det medfører at det kan være enkelte forskjeller mellom tidspunktene for nettendringene som vi legger til grunn her sammenlignet med øvrig kommunikasjon fra Statnett om nettforsterkninger. For tidsangivelse for tiltak og prosjekter viser vi til Statnetts planer og øvrig informasjon om prosjektfremdrift.

Områdeplanene legger opp til en høy utbyggingstakt i årene som kommer. Dette gjelder også nettendringene i våre datasett. Det er flere ting som kan skape forsinkelser i denne planen. Konesjonsprosesser kan ta lenger tid enn forutsatt, og knapphet på leverandører kan gi utfordringer i gjennomføringsfasen. Alle byggeprosjektene må også planlegges slik at den totale påvirkningen på systemdriften under gjennomføringen ikke blir for stor. Det gir en naturlig begrensning på hvor mye som kan gjennomføres i parallell. Vi tar derfor forbehold om at det kan bli forsinkelser sammenlignet

⁵⁵ [Statnetts områdeplaner, utarbeidet gjennom 2022 og vinteren 2023](#)

med den planen vi skisserer her, og illustrerer konsekvensene av forsinket nettutbygging gjennom sensitivitetene i kapittel 15.7.

Arbeidet med Vestre Korridor, Balsfjord-Skaidi, NordLink og North Sea Link (NSL) er ferdigstilt siden forrige LMA. De nye mellomlandsforbindelsene har ført til en økning i utvekslingskapasitet på 2800 MW fra Sør-Norge. Vestre Korridor var en forutsetning for å kunne utnytte denne kapasiteten uten flaskehals. Balsfjord-Skaidi har bedret forsyningsikkerheten til Finnmark.

11.3 Oversikt modellerte nettendringer

Nedenfor er nettendringene vi har modellert i Norge for perioden 2025-2050, som er viktigst for flyten mellom prisområder. Listen viser modellforutsetninger og er ikke uttømmende. Den viser de endringene som er viktigst for våre analyser, men det meste av det som oppdateres nedenfor er ennå ikke besluttet.

Til 2025:

- Aurland-Sogndal
- Lyse-Fagrafjell

Til 2030:

- Skaidi-Varangerbotn
- Back-to-back Varangerbotn
- Åfjord-Snilldal
- Surna-Viklandet 2
- Sogndal-Modalen og ytre ring i Bergen
Oppgraderes til 420 kV
- Blåfalli-Gismarvik
- Gismarvik-Sauda
- Blåfalli-Mauranger
Temperaturoppgradering
- Rjukan-Flesaker-Sylling
- Flesaker-Hof-Tveiten-Porsgrunn-Bamble
Oppgraderes til 420 kV
- Hamang-Bærum-Smestad

Til 2035:

- Balsfjord-Skillemoen Ny 420 kV-ledning
- Rana-Nedre Røssåga Ny 420 kV-ledning
- Nedre Røssåga-Marka Oppgraderes til 420 kV
- Nedre Røssåga-Ajaure-Grundfors
Oppgraderes til 420 kV

Til 2035:

- Spenningsoppgradering Bergen
- Sauda-Blåfalli-Mauranger-Samnanger
Oppgraderes til 420 kV
- Ertsmyra-Fagrafjell
- Arendal-Bamble 2
- Rød-Reskjem-Flesaker
- Flesaker-Tegneby-Hasle
Oppgraderes til 420 kV

Til 2040:

- Skillemoen-Skaidi Ny 420 kV-ledning
- Rana-Salten-Ofoten Ny 420 kV-ledning
- Marka-Tunnsjødal
Oppgraderes til 420 kV
- Haugalandet/SKL
- 420 kV Ertsmyra-Fagrafjell erstatter dagens 300 kV Tonstad-Stokkeland
- 420 kV-forbindelse mellom Kvinesdal og Fagrafjell erstatter dagens 300 kV-forbindelse mellom Kvinesdal og Stokkeland
- 420 kV gjennom Oslo
- Ringerike-Sogn
- Usta-Svenkerud-Ringerike/Årdal
- Frogner-Minne-Vang-Fåberg oppisolert til 420 kV
- Fåberg-Vardal-Roa-Oslo – ny 420 kV-ledning
- Aura-Vågåmo-Øvre Vinstra-Nedre Vinstra-Fåberg oppgradert/ny 420 kV

Skagerakforbindelsen mellom Norge og Danmark består i dag av fire kabelanlegg (Skagerak 1-4) som driftes samlet, og har en kapasitet på ca. 1700 MW. Skagerakforbindelsene 1 og 2 vil nå forventet tekniske levetid i løpet av det kommende tiåret. Skagerak 3 vil nå sin antatte tekniske levetid mot slutten av analyseperioden. I Basis legger vi til grunn at vi reinvesterer Skagerak 1 og 2. Dermed opprettholdes kapasiteten på 1700 MW mellom Norge og Danmark, inntil Skagerak 3 går ut av drift. Fra og med 2040 er kapasiteten mellom Norge og Danmark 1400 MW.

Vi legger til grunn en hybrid fra Sørlige Nordsjø II fra 2035 på 1500 MW. Mottakerlandet har ikke særlig betydning i denne sammenheng, siden vi forventer et rimelig likt prisbilde på kontinentet og i UK fra 2035. I Basis ligger hybridene i vår modell tilknyttet Tyskland.

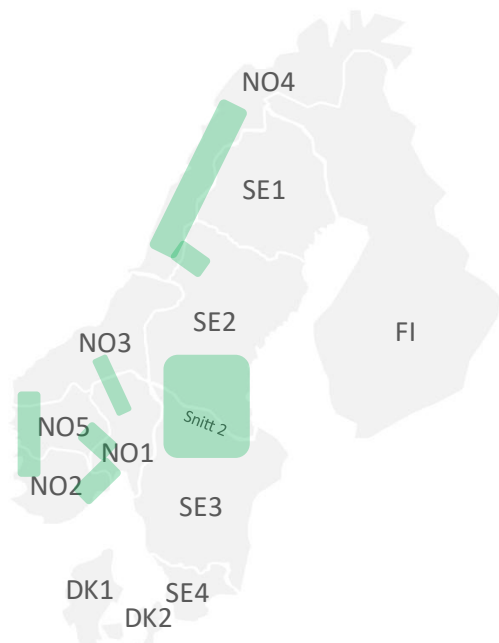
11.4 Forsterkningstiltakene gir bedre overføringskapasitet mellom landsdelene og lokalt

De planlagte oppgraderingene gir bedre overføringskapasitet i flere av transportkanalene som knytter sammen de ulike landsdelene. De gir også økt kapasitet for tilknytninger lokalt. På grunn av kompleksiteten i FB kan det være utfordrende å sammenligne endringer i kapasitet som følge av nettoppgraderinger. Vi vil ikke lenger snakke om NTC⁵⁶-kapasiteter og maks antall MW som kan overføres mellom to prisområder. Den samlede kapasiteten er gitt av summen av begrensninger mellom områdene. Vi vil likevel forsøke å vise konsekvensen av noen av tiltakene ved å angi intervaller for kapasitetsøkningen.

- Oppgradering av 300 kV-nettet i vest mellom Sauda og Sogndal gir sammen med oppgraderingen av Sogndal-Aurland opp mot 1000 MW mer kapasitet sørover fra Sogndal. Denne kapasiteten utnyttes særlig når det er mye produksjon i NO5 og NO3. Oppgraderingen mellom Sauda og Sogndal gir også bedre kapasitet inn til Bergen og Haugalandet i perioder med høyt forbruk. Økt kapasitet mellom Sogndal og Modalen utnyttes først og fremst i søroverretning, mens økt kapasitet mellom Samnanger og Sauda utnyttes i begge retninger.
- Oppgradering av nettet på sørøstlandet (mellom Arendal og Sylling), vil redusere flaskehalsen mellom NO1 og NO2 i perioder med høyt forbruk i NO1, og særlig i kombinasjon med import fra kontinentet. Flere av prosjektene som inngår i denne oppgraderingen starter i løpet av 2023. Det medfører et stramt tidsskjema for å nå idriftsettelse slik vi forutsetter.
- Vi har modellert en betydelig oppgradering av nettet internt i Nordland og Troms, samt oppgradering av forbindelsen mellom Nordland og SE2 til 420 kV i våre modeller. Behov og løsningsvalg for forbindelsen mellom Nordland og SE2 skal utredes, og dersom det besluttes å gå videre med prosjektet skal den planlegges og bygges i samarbeid med Svenska kraftnät⁵⁷. Oppgraderingene vil øke den termiske kapasiteten på overføringen mellom Nordland og SE2 betraktelig. Termiske snitt hvor denne ledningen inngår begrenser mye allerede i dag. På grunn av dynamiske forhold vil ikke den totale kapasiteten ut av området øke like mye, men oppgraderingen gjør at vi i større grad kan utnytte det rommet vi har innenfor de dynamiske begrensningene.
- I 2040 har vi modellert oppgradering av nettet fra Hallingdal og inn mot Oslo, og i Gudbrandsdalen. Dette øker den samlede kapasiteten på disse to korridorane med mellom 1000 og 1500 MW.

⁵⁶ Net transfer capacity (NTC) – handelskapasiteten mellom budområder som gis til markedet av systemansvarlig.

⁵⁷ Det finnes alternative løsninger for å øke kapasiteten mellom Nord-Norge og Nord-Sverige, og alle alternativene skal utredes i samarbeid med Svenska kraftnät. Vi anser det som sannsynlig at det vil komme tiltak som øker kapasiteten, og har valgt å ta med oppgradering mellom Nordland og SE2 i modellene våre for å ta hensyn til dette, selv om det ikke er sikkert at det er det som blir endelig løsning.



Figur 11-1: Oversikt over de viktigste transportkanalene som oppgraderes i løpet av analyseperioden.

11.5 Forsterkning til Sverige i nord og økt intern svensk kapasitet bidrar positivt for Norge

Norge og Sverige har mye kraftutveksling og et felles masket AC-nett der kraften følger minste motstands vei. Kombinert med stort overskudd i nord og mange flere ledninger nord-sør i Sverige, gjør dette at flyt og flaskehalsar internt i Sverige påvirker Norge.

Svenske kraftnät er i gang med å oppgradere nettet mellom nord og sør, og vi legger til grunn flere oppgraderinger i det svenske nettet i tråd med dette. Viktigste for oss er Snitt 2, mellom SE2 og SE3, som vi forutsetter oppgradert i flere trinn i løpet av analyseperioden. Det er allerede gjennomført mindre tiltak som har økt kapasiteten på Snitt 2 betraktelig fra i fjor vinter. Begrensninger i dette snittet førte til store prisforskjeller mellom nord og sør både i Norge og Sverige.

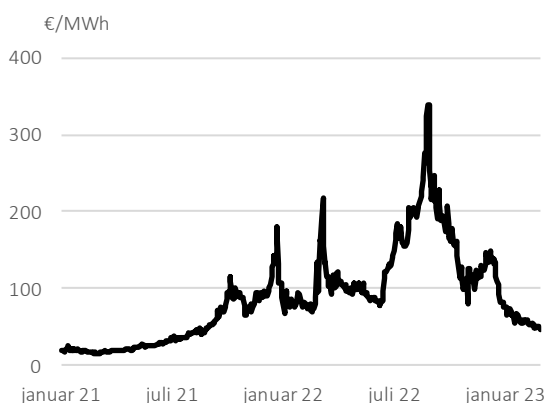
Utover 2030-tallet gjennomføres flere nettforsterkninger, og kapasiteten på Snitt 2 økes trinnvis fra dagens 7300 MW til 10 500 MW i 2040⁵⁸. Som nevnt tidligere legger vi også til grunn utskiftning av dagens 220 kV-ledning mellom Nordland og SE2, med en ny 420 kV-ledning⁵⁹ rundt 2035. Dette øker kapasiteten både mellom Nord-Norge og Sverige, og mellom Nord-Norge og Midt-Norge. Kombinasjonen av forsterkningene internt i Sverige, og mellom Nord-Norge og Sverige, bedrer muligheten for å overføre kraft mellom nord og sør i Norge.

⁵⁸ [Systemutvecklingsplan 2022–2031 – Vägen mot en dubblerad elanvändning](#)

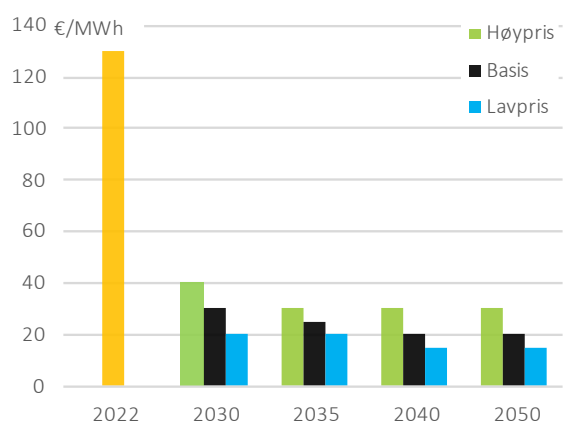
⁵⁹ Skal utredes i samarbeid med Svenska kraftnät

12 Gass- og kullprisene faller og betyr mindre innen få år

Gassprisene har allerede falt mye fra toppen i 2022. Med mye ny LNG inn i markedet⁶⁰ vil prisnivået for gass falle ned mot de fundamentale kostnadene knyttet til å levere gass til Europa. I følge flere eksterne analyser vil dette i all hovedsak skje i løpet av de neste årene⁶¹. Den mer langsiktige prisen for gass fra LNG vil være noe høyere enn prisen for russisk rørgass. Det å gjøre gassen til flytende, frakte den på et skip og regassifisere har en kostnad på omtrent 7 €/MWh. I tillegg bygges det ny infrastruktur som må nedbetales. Derfor bruker vi høyere anslag for gasspris også på lang sikt sammenlignet med sist LMA. Vi legger ikke til grunn at Europa skal kjøpe russisk rørgass igjen.



Figur 12-1: Utvikling i gasspris fra januar 2021 til mars 2023.

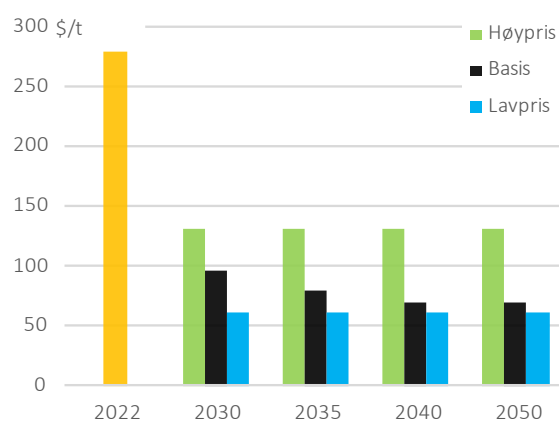


Figur 12-2: Våre forutsetninger for gasspris sammenlignet med historikk.

Høye gasspriser har gitt en betydelig overgang til bruk av kullkraft både i Europa og ellers i verden – og dermed mye større etterspørsel etter kull. Dette førte til rekordhøye kullpriser i 2022. Vi legger til grunn at prisen normaliserer seg relativt raskt. Samtidig blir prisen på kull raskt lite relevant for kraftprisene, da det allerede fra 2030 er lite gjenværende kullkraft i kraftmiksen.



Figur 12-3: Utvikling i kullpris fra 2021 til i dag mars 2023.



Figur 12-4: Våre forutsetninger for kullpris sammenlignet med historikk.

⁶⁰ Eksempelvis bygger både USA og Qatar ut vesentlig ny LNG produksjon.

⁶¹ Dette bekreftes også av kontraktsprisene på gasshuben TTF som pr. mars 2023 viser fallende priser fra drøyt 40 €/MWh nå til ca. 30 €/MWh i 2026-27.

Del III

Kraftpriser og samspill i markedet

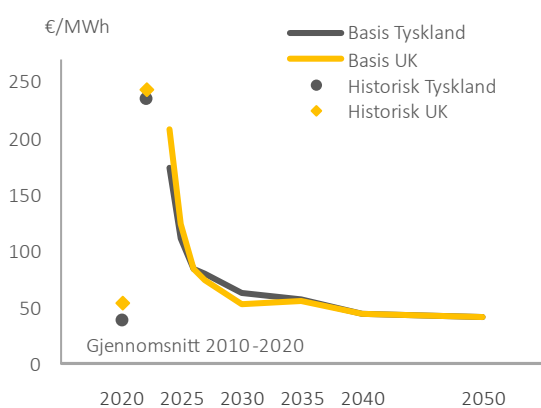
I denne delen viser vi hvordan det fysiske kraftsystemet og de ulike aktørene i markedet spiller sammen i våre modellsimuleringer. Vi presenterer kraftpriser, lønnsomheten for ulike aktører og samspillet i markedet, og drøfter usikkerhet og hvordan resultatene står seg opp mot hovedretningen og forutsetningene vi har drøftet i del to av rapporten.

13 Hovedbildet og utfallsrom for prisene på kontinentet og i UK

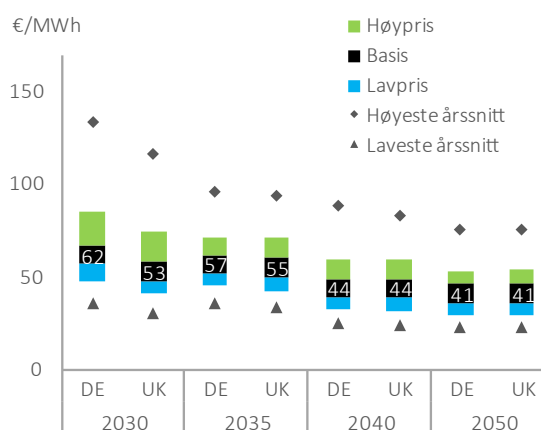
13.1 Fallende priser – teknologikostnader for fornybar og ny fleksibilitet betyr stadig mer

Sammenlignet med det rekordhøye nivået det siste året blir de gjennomsnittlige kraftprisene i vår analyse raskt betydelig lavere i hele Europa. Dette gjelder både for basisscenarioet og våre to alternative markedsscenarioer, Høypris og Lavpris. I første omgang skyldes dette i stor grad at gass- og kullprisene faller tilbake til et mer normalt nivå. Disse er allerede sterkt redusert fra toppen i 2022, og vi forventer en videre nedgang de nærmeste årene. Parallelt bidrar utbygging av enorme volumer sol- og vindkraft til at kraftprisene faller ned mot null i en mye større andel av tiden.

I Basis er de simulerte snittprisene for 2030 og 2035 rundt 60 €/MWh på kontinentet og omtrent 55 €/MWh i UK. Selv om dette er lavere enn i dag, er det høyere enn det historiske snittet det siste tiåret før Russland startet krigen i Ukraina. Hovedsakelig skyldes det at høye CO₂-priser gir relativt høye marginalkostnader for gasskraftverk. Og siden gasskraft fortsatt setter prisene i en god del av tiden i vårt basisscenario for 2030, gir dette høyere snittpriser enn historikken.⁶² Grunnen til at UK har lavere simulert snittpris i 2030 er at vi forventer en raskere havvindutbygging her de første årene.



Figur 13-1: Simulert kraftpris i Tyskland og UK. Heltrukken linje representerer Basis. 2030-2050 er fra simuleringer i LMA2022. For 2023-2027 er tallene hentet fra KMA2022. Punktene viser historisk gjennomsnittspris i perioden 2010-2020 og historisk gjennomsnittspris i 2022.



Figur 13-2: Simulert kraftpris i Tyskland og UK, årlig snitt over 29 værår

Fra 2035 er det kostnadene for ny fornybar produksjon og ulike typer fleksibilitet som har klart mest å si for prisene i våre scenarioer. I Basis er det dels en forutsetning og dels et resultat av analysen at det er et lavt behov for økonomisk støtte utenfor markedet for ny produksjon og fleksibilitet. Vi forutsetter at det er ulike garantier, gjennom eksempelvis CFD, for å redusere risikoen for nye investeringer i eksempelvis havvind. Vi forutsetter også støtteordninger for mer umoden teknologi innen lagring og nødvendig infrastruktur for hydrogen. Samtidig er det mest sannsynlig at kraftprisene blir høye nok til at de dekker hele eller det meste av kostnadene for å bygge ut ny produksjon og fleksibilitet.

I Basis har vi derfor satt utkoblingsprisene for blant annet hydrogenproduksjon høyt nok til at kraftprisene i snitt reflekterer gjennomsnittlig LCOE i både produksjon og fleksibilitet. Med våre

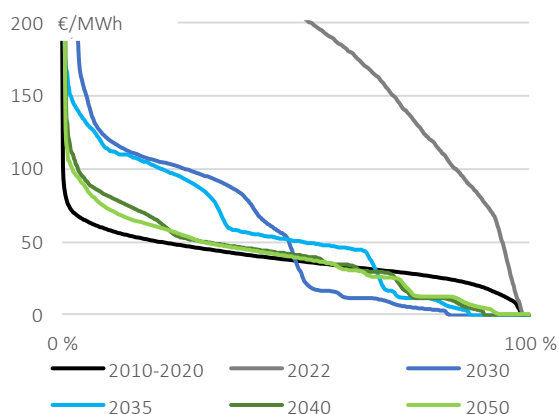
⁶² Det må her sies at prisene i perioden 2010-2020 var relativt lave. Årsaken var blant annet av forbruket falt i etterkant av den store økonomiske krisen på slutten av 2000-tallet. Kombinert med at relativt stor utbygging av fornybar bidro til overkapasitet i kraftmarkedet. Kvotepriene var også lave i hele perioden.

forutsetninger om fallende utbyggings- og driftskostnader, gir dette at de simulerte snittprisene er på rundt 45 €/MWh i 2040 og omtrent 40 €/MWh i 2050 i Europa.

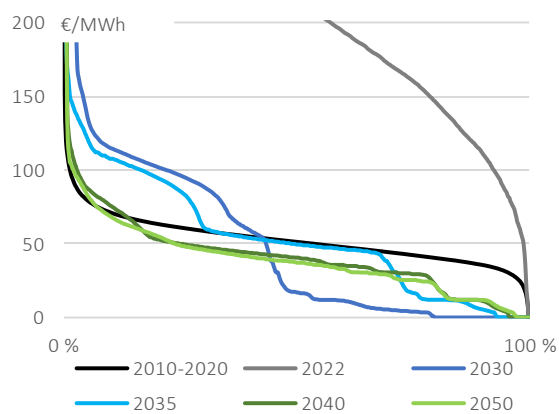
Siden vi ikke har vesentlige forskjeller i kostnadene for å bygge ut ny produksjon og fleksibilitet i ulike land, og i tillegg legger til grunn økt nettkapasitet, får vi heller ingen systematisk forskjell mellom snittprisen i UK og i Tyskland, Nederland og Polen – slik det har vært de siste årene. Det er forskjeller time for time som følge av svingninger i fornybarproduksjonen, men snittprisene er på samme nivå.

13.2 Høy prisvariasjon første tiår – mer jevne priser med økt fleksibilitet på sikt

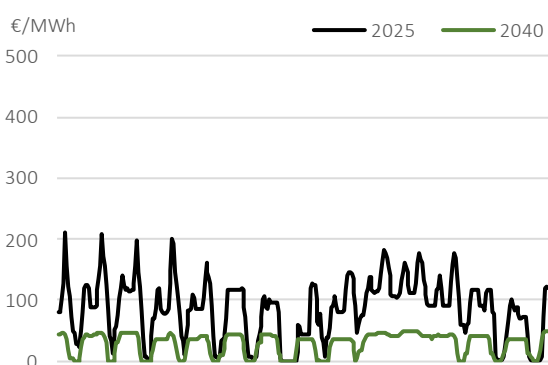
Det første tiåret har vi en ekstra høy kortsiktig prisvariasjon, både på kontinentet og i UK. I Basis 2030 har vi mange timer og perioder med relativt høye priser rundt 100 €/MWh når gasskraftverk setter prisen. Samtidig er det mye nullpriser siden andelen vind- og solkraft er mye større. I tillegg forutsetter vi at det ikke er utviklet nok fleksibilitet gjennom batterier, hydrogenproduksjon og samspill med varmesektoren til å fange opp overproduksjon, for å løfte prisene i timer med mye sol- og vindkraft. I sum gir dette et prisbilde der prisene varierer mye mellom tilnærmet null og 150 €/MWh.



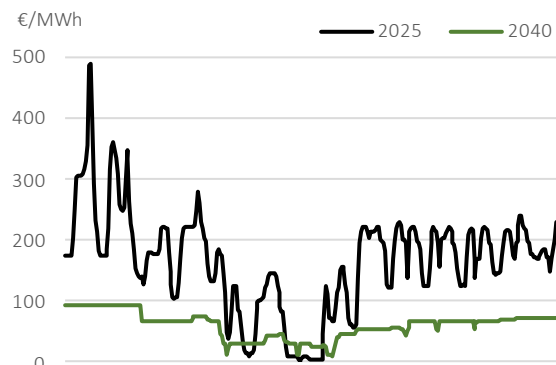
Figur 13-3: Varighetskurve for tysk kraftpris for simulerte tidsstadier 2030-2050. Svart kurve viser historisk pris i perioden 2010-2020. Grå kurve viser historisk pris i 2022.



Figur 13-4: Varighetskurve for kraftpris i UK for simulerte tidsstadier 2030-2050. Svart kurve viser historisk pris i perioden 2010-2020. Grå kurve viser historisk pris i 2022.



Figur 13-5: Tysk kraftpris gjennom to representative sommeruker 2025 og 2040 (uke 24- 25, værår 2015).



Figur 13-6: Tysk kraftpris gjennom to representative vinteruker 2025 og 2040 (uke 4 og 5, værår 2015).

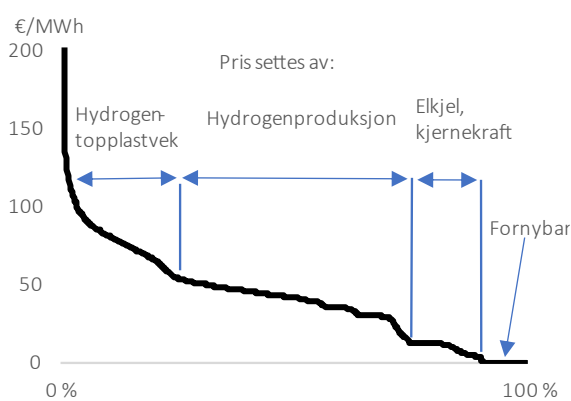
Fra 2035 forutsetter vi lavere teknologikostnader som da gjør at det kommer inn mye mer fleksibel hydrogenproduksjon og mer batterikapasitet – i tillegg til annen fleksibilitet. Som vi ser av Figur 13-3 og Figur 13-4 reduserer dette andelen av tiden med nullpriser, sammenlignet med 2030. Vi får også stadig flere topplastverk basert på hydrogen og biogass som utkonkurrerer vanlige gasskraftverk.

Årsaken er billigere hydrogen og at disse verkene ikke trenger å betale for CO₂ kvoter. Det bidrar også positivt at topplastverk av denne typen ofte blir bygget om fra vanlige gasskraftverk med lave kostnader. I sum gir denne utviklingen noe lavere snittpriser i 2035 enn i 2030, og mindre volatilitet.

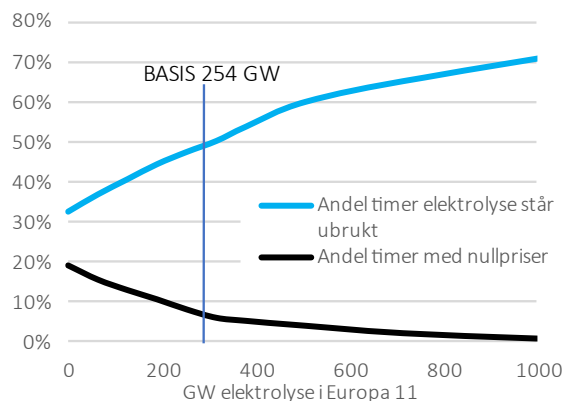
Videre til 2040 og 2050 forsterkes utviklingen mot gradvis lavere og jevnere priser drevet av billigere vind- og solkraft samt billigere fleksibilitet. Eksempelvis faller marginalkostnadene for et typisk topplastverk i Basis fra rundt 150 €/MWh i 2035 til rundt 60 €/MWh i 2050 fordi hydrogen blir billigere. Dette reduserer den kortsiktige volatiliteten fra det høye nivået frem mot 2035. Denne holder seg dog en del høyere enn det vi har sett historisk før 2021.

13.3 Samspillet med fleksibilitet blir sentralt for prisdannelsen

Utover på 2030-tallet blir kraftprisene i en stadig større andel av tiden satt av i) utkoblingsprisene for produksjon av grønt hydrogen, ii) topplastverk som forbrenner hydrogen og biogass, iii) batterier som kjøper og selger, iv) utkoblingspriser for annen type fleksibelt forbruk, og v) av marginalkostnadene for vind- og solkraft direkte. Figur 13-7 skisserer hvordan ulike aktører bidrar til prissettingen i de ulike delene av varighetskurven for tyske kraftpriser i 2040.



Figur 13-7: Varighetskurve for tysk kraftpris i 2040.

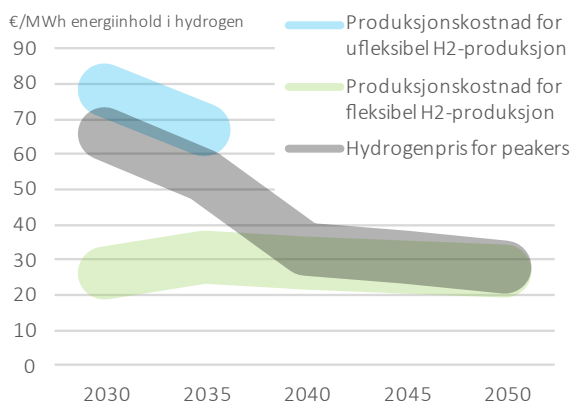


Figur 13-8: Forhold mellom brukstid for elektrolyse og nullpriser i 2050-datasettet. Kapasiteten på andre typer fleksibilitet er uendret. Uten annen fleksibilitet ville mengden timer med nullpris i utgangspunktet vært mye større.

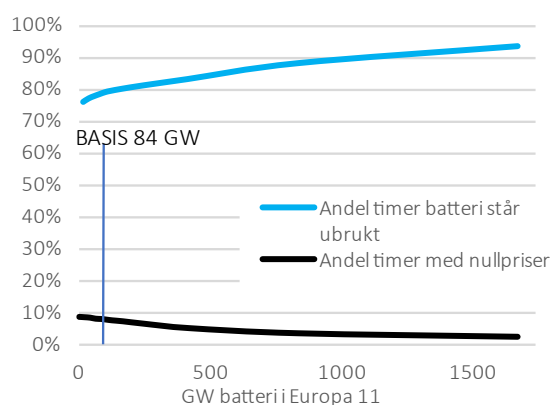
Vår analyse er i stor grad basert på prognoser for kostnadsutviklingen og beregninger av lønnsomhet for de ulike aktørene. Dette styrer både hvor mye det bygges ut av ulike typer fleksibilitet, og hvordan de ulike aktørene byr inn i markedet og dermed påvirker prisene. Hovedtrekkene i denne analysen sier etter vår vurdering mye om hvordan kraftprisene og prisvolatiliteten vil utvikle seg. Eksempelvis vil det oppstå en balanse mellom lønnsomheten i å ha mye fleksibilitet som står ubrukt i mye av tiden, og mengden energi som går til spille i timer med mye sol- og vindkraft. Dette illustrerer vi i Figur 13-8 med sammenhengen mellom fleksibel elektrolyse og andelen nullpris. Det vil lønne seg å bygge ut fleksibilitet, men ikke så mye at alle nullpriser forsvinner.

En annen referanse vi bruker til å vurdere troverdigheten, og justere inn både forutsetninger og dermed også resultatene, er de resulterende hydrogenkostnadene. Med anslag på kostnader til hydrogenlager og elektrolyseanlegg beregner vi en simulert hydrogenkostnad. Når vi i Basis finner at dette både er innenfor det vi antar er betalingsviljen, og konkurransedyktig med konkurrerende blått hydrogen basert på naturgass med CCS, så øker dette troverdigheten av de beregnede prisene. Vi bruker også eksterne kilder for utviklingen av teknologikostnader, og for å sammenligne hydrogen- og batterikapasiteten vi kommer fram til, samt virkningen av andre typer fleksibilitet.

Figur 13-9 illustrerer mulig utvikling av prisen på hydrogen. På starten av analyseperioden rundt 2030 antar vi at mesteparten av elektrolysekapasitet er uflexibel (blå kurve). Vi forutsetter at hydrogeninfrastruktur ikke er helt utviklet enda, og lokal lagring i trykktank er uforholdsmessig dyr for å forsvare fleksibel drift. Derfor må de fleste elektrolysørene kjøre med full brukstid. Grønn kurve stiliserer produksjonskostnad med fullt utviklet infrastruktur med kobling til billig lagring i saltgruver og andre geologiske formasjoner. Denne typen lagring er stort sett ikke tilgjengelig i Basis 2030. Fra 2035 forutsetter vi at det blir tilgang til billig lagring og en mulighet til fleksibel drift, som tillater å plukke timene med laveste kraftpris. Denne typen hydrogenproduksjon gir lavere hydrogenpris og vil gradvis utkonkurrere uflexibel produksjon mot 2040.



Figur 13-9: Eksempel på mulig utvikling av hydrogenpris⁶³



Figur 13-10: Forhold mellom brukstid for batteri og nullpriser i 2050-datasettet. Kapasitet på andre typer fleksibilitet er uendret.

Selv om hovedtrekkene er tydelige er det mye usikkerhet om hvordan samspillet mellom produksjon og fleksibilitet vil utvikle seg, og om bakenforliggende forutsetninger som bestemmer prissettingen:

- Usikre teknologikostnader for elektrolyseanlegg og hydrogenlagring bestemmer hva som er optimal brukstid for hydrogenproduksjon, og dermed utkoblingsprisen og samlet installert effekt av elektrolyse. Dette påvirker igjen antall nullpriser og kostnaden for grønt hydrogen.
- Det kan bli en raskere eller saktere utvikling av infrastruktur, hydrogenlager og andre faktorer, som gjør det mulig og lønnsomt å produsere hydrogen fleksibelt i takt med kraftprisene. Dette vil gi en henholdsvis raskere eller langsommere reduksjon i andelen nullpriser.
- Kostnads- og teknologiutviklingen for batterier og andre former for fleksibilitet er usikker. Dette gjelder særlig for umoden teknologi for stasjonære batterier med flytende elektrolytt, Na-ion eller jernoksid-baserte teknologier. Her vil det også bety mye hvor mange sykluser batteriene tåler. I Basis legger vi til grunn bruk av litium ion batterier, og at disse får akseptabel lønnsomhet fra kjøp og salg av kraft, og moderat behov for inntekter fra andre kilder (reguleringstjenester, subsidier). Hvis utbyggingskostnadene for stasjonære batterier reduseres kraftig, vil den optimale installerte batterieffekten øke og redusere andelen nullpriser.
- Når det meste av bilparken i Europa blir elektrisk, vil dette gi et betydelig samlet bidrag gjennom fleksibel lading. Hvor stort bidraget blir, er imidlertid usikkert.
- Vi forventer også et betydelig bidrag fra andre typer forbruksfleksibilitet, hydrogen topplastverk og samspill med varmemarkedet. Samtidig er det usikkert hvor mye av det alminnelige og

⁶³ I beregningen inngår estimat på kapitalkostnader knyttet til elektrolyseanlegg og hydrogenlagring benchmarket med estimater fra IEA, THEMA, BloombergNEF, EHB og Clean Hydrogen JU

industrielle forbruket som blir fleksibelt, og hvordan prisfølsomheten vil være. Vi må også gjøre grove anslag på utviklingen av elkjeler som blir brukt til å utnytte perioder med veldig lave priser.

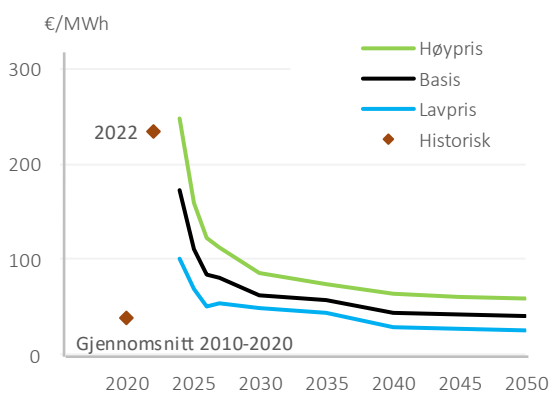
Vi forutsetter at det er et fungerende marked der prissignalene kommer frem, og de ulike aktørene responderer på disse. I hvilken grad dette faktisk vil gjelde er også en usikkerhetsfaktor, som delvis vil avhenge av utviklingen i markedsdesignet.

13.4 Høypris og Lavpris gir et betydelig utfallsrom for snittprisene på kontinentet og i UK

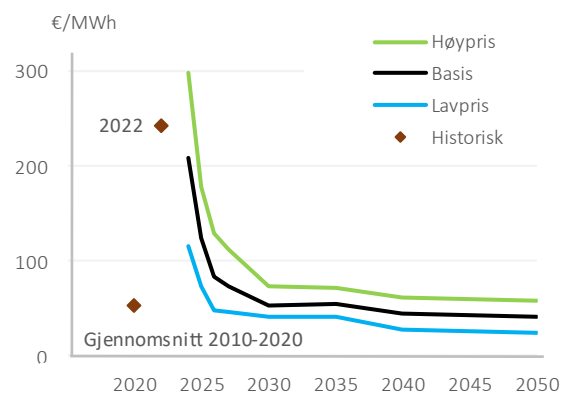
Våre to alternative markedsscenarioer skisserer et utfallsrom, både for de gjennomsnittlige kraftprisene over tid og for nivået på den mer kortsiktige prisvolatiliteten.

I høyprisscenarioet ligger prisene på ca. 80 €/MWh i 2030 omtrent 20 €/MWh høyere snittpriser enn i Basis. I årene 2035-2050 reduseres prisenivået til ca. 60 €/MWh. I 2030 er forskjellen fra Basis hovedsakelig drevet av høyere karbonpris (140 €/t kontra 100 €/t i Basis) og andre brenselpriser. Fra 2035 er forskjellen drevet primært av høyere kostnader for både vind- og solkraft, og for de ulike typene fleksibilitet. Høyere CO₂-priser gir samtidig høyere betalingsvilje for hydrogen, og den gjennomsnittlige utkoblingsprisen av elektrolyseanlegg er omtrent 10 €/MWh høyere. Dette gjør at den gjennomsnittlige prisen for grønt hydrogen er omtrent 13 €/MWh høyere. I tillegg til dette har vi et noe høyere avkastningskrav i dette scenarioet, siden vi her forutsetter at det ikke er vesentlig økonomisk støtte utenfor markedet.

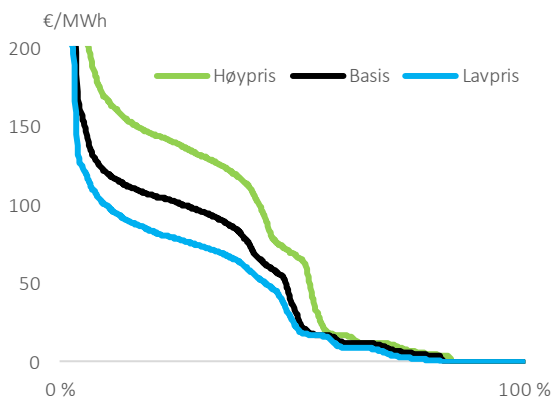
I Lavpris er prisene 40-50 €/MWh rundt 2030. Mot 2040 faller prisene til rundt 30 €/MWh og blir liggende omtrent på dette nivået. Som i Høypris er differansen i 2030 drevet av forskjell i brenselpris og fra 2035 er det lavere teknologikostnader og/eller mer økonomisk støtte utenfor spotmarkedet som trekker ned. Havvind og solkraft som er lønnsomme i Basis uten støtte, trenger rundt 25 % av inntekter fra andre kilder i Lavpris. Dette diskuterer vi i neste kapittel.



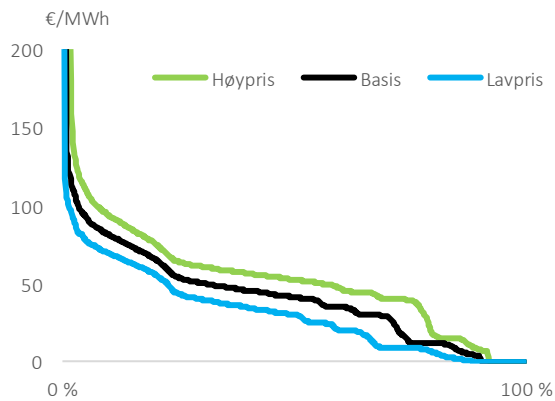
Figur 13-11: Simulert kraftpris i Tyskland. Heltrukken linje viser gjennomsnittspriser basert på simulering av 29 historiske værår. Brune punkter viser historikk. 2030-2050 er fra simuleringer i LMA2022. For 2024-2027 er tallene hentet fra KMA2022.



Figur 13-12: Simulert kraftpris i UK. Heltrukken linje viser gjennomsnittspriser basert på simulering av 29 historiske værår. Brune punkter viser historikk. 2030-2050 er fra simuleringer i LMA2022. For 2024-2027 er tallene hentet fra KMA2022.



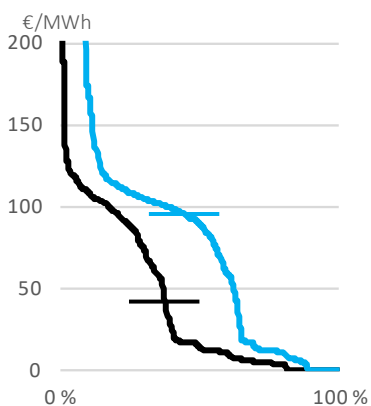
Figur 13-13: Varighetskurve for tysk kraftpris 2030. Kurvene viser alle simulerte priser over 29 historiske værår. Prisbildet er omtrent det samme i UK.



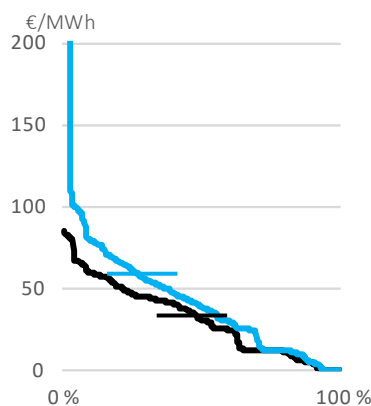
Figur 13-14: Varighetskurve for tysk kraftpris 2040. Kurvene viser alle simulerte priser over 29 historiske værår. Prisbildet er omtrent det samme i UK.

13.5 Variasjoner i været vil gi store utslag i kraftprisene – også over lengre perioder

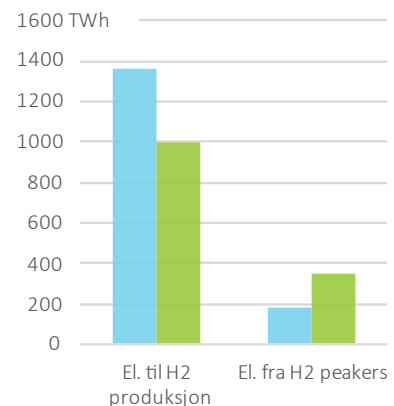
Scenarioene for høy og lav kraftpris dekker usikkerheten knyttet til utviklingen av prisene på lang sikt. Samtidig vil prisene variere år for år innenfor hvert scenario, basert på store variasjoner i energitilgangen fra fornybar kraftproduksjon. Energietterspørselen fra husholdningene er også større i kalde og vindfattede år. I Basis varierer den årlige samlede fornybarproduksjonen mellom de simulerte værårene med opp til 250 TWh i 2030 og 500 TWh i 2050, i de 11 europeiske land som vi modellerer utenfor Norden. Dette gir en forskjell i den gjennomsnittlige kraftprisen over året i eksempelvis Tyskland på ca. 55 €/MWh mellom fornybarrike og fornybarfattede år i 2030 som vist i Figur 13-15.



Figur 13-15: Varighetskurve for Tysk kraftpris i 2030 i de to mest ekstreme værårene, i Basis.



Figur 13-16: Varighetskurve for Tysk kraftpris i 2050 i de to mest ekstreme værårene, i Basis.



Figur 13-17: Forbruk til elektrolyse og produksjon fra nullutslipp topplastverk i 2050 i Europa 11, i de to mest ekstreme værårene i Basis.

Dette kommer i tillegg til utfallsrommet gitt av faktorene i Høypris og Lavpris, som diskutert i kapittel 13.4. Figur 13-2 vist på starten av kapittel 13.1, viser hvordan dette i sum gir et utfallsrom i tysk årspris for 2030 mellom 40 €/MWh i det året med mest fornybarproduksjon i Lavpris, og 140 €/MWh i året med minst fornybarproduksjon i Høypris. I 2050 er prisforskjellene mellom år med mye og lite produksjon mindre, selv om de simulerte svingningene i fornybarproduksjonen er større. I 2050 er den simulerte prisforskjellen i den gjennomsnittlige kraftprisen over året i eksempelvis Tyskland på kun ca. 30 €/MWh mellom fornybarrike og fornybarfattede som vist i Figur 13-16. Årsaken er at det er mye

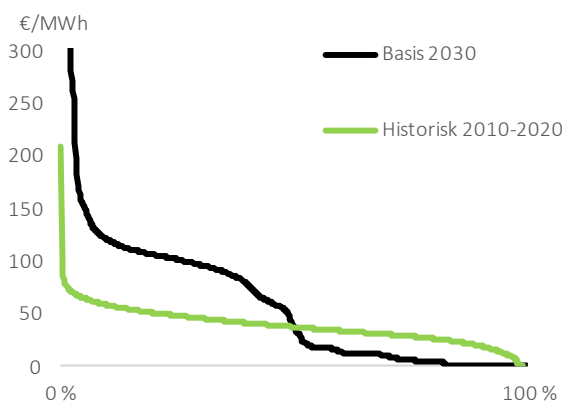
mer fleksibilitet i 2050. Her er det imidlertid mye usikkerhet i volum fleksibilitet og graden av fleksibilitet i denne.

Når vi kommer så langt som til 2040-50, og har vi et system der det aller meste av energien kommer fra sol- og vindkraft, vil det være nødvendig å ha en form for fleksibilitet som også kan jevne ut den varierende produksjonen mellom år på europeisk nivå. Hvordan dette skal skje er per i dag er usikkert, men en kombinasjon av lagring av hydrogen, mulighet for global handel med hydrogenprodukter og energiintensive industriprodukter, og/eller industriforbruk som kan variere mellom år, eksempelvis CCS fra lufta, virker sannsynlig.

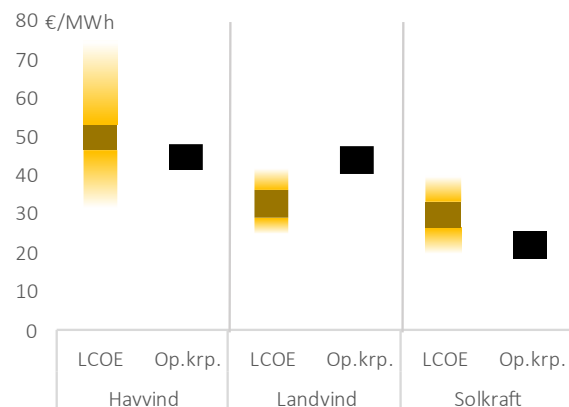
14 Behovet for økonomisk støtte på kontinentet og i UK

14.1 Rask utbygging av vind og sol gir mye nullpris og kannibaliseringseffekt rundt 2030

En rask fornybarutbygging det første tiåret gir mange timer med priser nær null rundt 2030. Dette henger også sammen med at vi forventer at utviklingen innen fleksibelt forbruk, og da særlig fleksibel hydrogenproduksjon, ikke går like fort som utbyggingen av fornybar produksjon. Konsekvensen er raskt fallende inntekter for sol- og vindkraftproduksjon. Og som vi ser under er simulert oppnådd kraftpris lavere enn LCOE for 2030. Om denne situasjonen hadde vedvart ville det med andre ord vært vanskelig å se for seg en videre utbygging, før det kommer inn nok fleksibilitet som kan løfte prisene og lønnsomheten.



Figur 14-1: Varighetskurve for historisk tysk kraftpris sammenlignet med simuleringer i Basis 2030



Figur 14-2: Sammenlikning av LCOE og oppnådd kraftpris for havvind, landvind og solkraft i 2030 i Tyskland i Basis

14.2 Gjennom levetiden har vind- og solkraft et lavt beregnet støttebehov i vår Basis

Mot 2035 og 2040 forventer og forutsetter vi at det blir utviklet mye fleksibilitet, som løfter kraftprisene i timene med mest sol- og vindkraft. Dette løfter den oppnådde kraftprisen og dermed også lønnsomheten for nye sol- og vindkraftverk. Ser vi forbi øyeblikksbildet i 2030 og beregner nåverdien for enkelte prosjekt over hele levetiden, finner vi dermed et lavt støttebehov. En videre utbygging forbi de kritiske årene rundt 2030, spesielt i det lave prissenarioet, forutsetter trolig at man bruker langsiktige kontrakter enten i form av PPA eller CFD. Dvs. kontrakter mellom utbyggere av ny produksjon og hhv. større forbrukere (PPA) eller nasjonale myndigheter (CFD).

Lønnsomhetsvurdering – vi bruker internrentebetraktninger

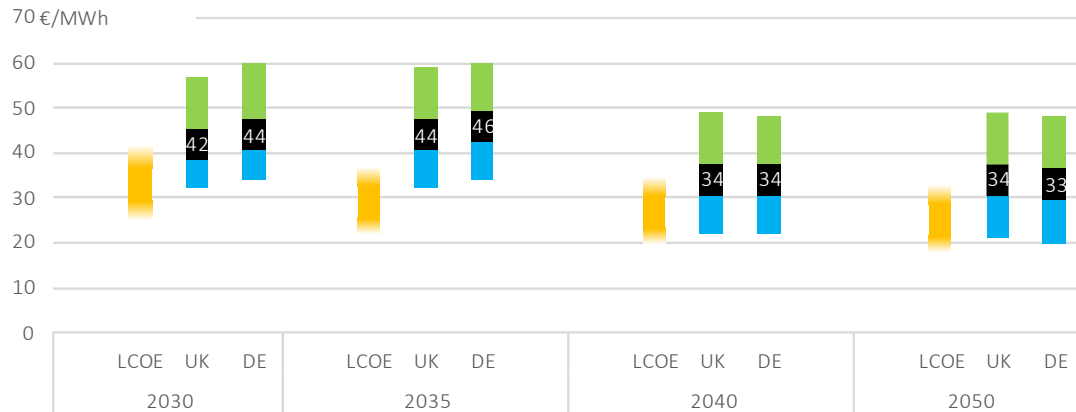
Vi beregner såkalt internrente (IRR) for investeringscasene i fornybarproduksjon i Norden og Europa. IRR er den renten som gir null i nåverdi av fremtidige kontantstrømmer i løpet av levetiden. Den kan også kalles for årlig avkastning i løpet av levetiden.

I Basis legger vi til grunn et reelt avkastningskrav (uten inflasjon) på 4 %. Det vil si at hvis reell IRR er høyere enn 4 % er prosjektet lønnsomt uten støtte. Og hvis IRR er lavere enn 4 % trenger prosjektet inntektskilder utenfor kraftsalg, i form av for eksempel statlig støtte. Vi beregner også hvor stor andel av inntekten som måtte komme i tillegg til kraftsalg for å tilfredsstillere avkastningskravet på 4 %.

Vi har balansert datasettet gjennom iterasjoner slik at i Basis får alle aktører rimelig lønnsomhet. I Basis og Høypris er det en forutsetning at fornybarproduksjon ikke trenger støtte. I Lavpris tillater vi at fornybarproduksjon har inntekter fra annet enn kraftsalg for å tilfredsstillere avkastningskravet.

Landvind kan bygges uten støtte – men møter arealbegrensninger

Landvind fremstår som lønnsom i alle prisscenarioer og tidsstadier, og er den eneste kraftkilden som er lønnsom også i Lavpris. Eksempelvis har en investering i landvind i 2030 med 30-års levetid i gjennomsnitt en internrente på omtrent 10 % i vår Basis. I Høypris er det 14 % og i lavpris er det 5 %, som er fortsatt høyere enn avkastningskravet på 4 %. Men på grunn av arealrestriksjoner og lokal motstand forventer vi at det blir begrenset utbygging.

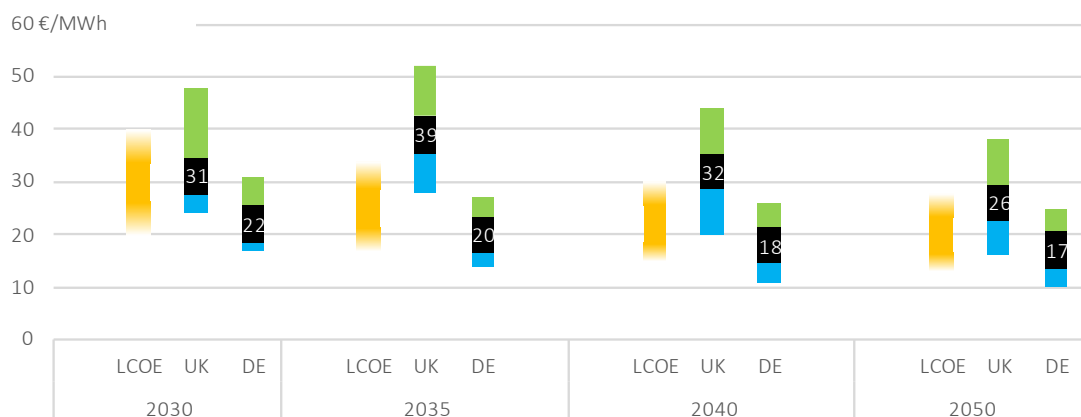


Figur 14-3: Sammenlikning av LCOE for landvind (oransje) mot oppnådd kraftpris i Tyskland og UK for tidsstadiene 2030-2050. Oppnådd kraftpris i Basis (svart), Høypris (grønt), Lavpris (blått).

Solkraft vil trolig ha lite behov for støtte og møter trolig i mindre grad arealbegrensninger

Storskala parker med solkraft er i dag en av de billigste teknologiene, og som det trolig vil bli bygd mest av i Europa fremover (målt i effekt). En investering i solkraft i 2030 i Basis har en gjennomsnittlig internrente på 4 %, som er akkurat nok for å dekke investeringskravet. I Høypris har solkraft beregnet IRR på 8 %, som indikerer at volumene kan bli enda større enn i vår Basis. Dette er gitt av en forutsetning om at solkraft er enkelt å etablere, og ikke møter mye arealrestriksjoner og motstand.

Vårt Lavpris-scenario er i hovedsak drevet av et høyere støttenivå enn i Basis og/eller lavere teknologikostnader enn i Basis. Med Basis teknologikostnader gir oppnådd kraftpris i Lavpris 0 % internrente for solkraft. Dersom Lavpris er støttetrevet trenger solkraft å dekke 35 % av kostnadene med inntekter utenfor kraftsalg, ved eksempelvis en subsidie. Hvis Lavpris isteden er drevet av lavere teknologikostnader, vil støttebehovet bli mindre eller neglisjerbart.



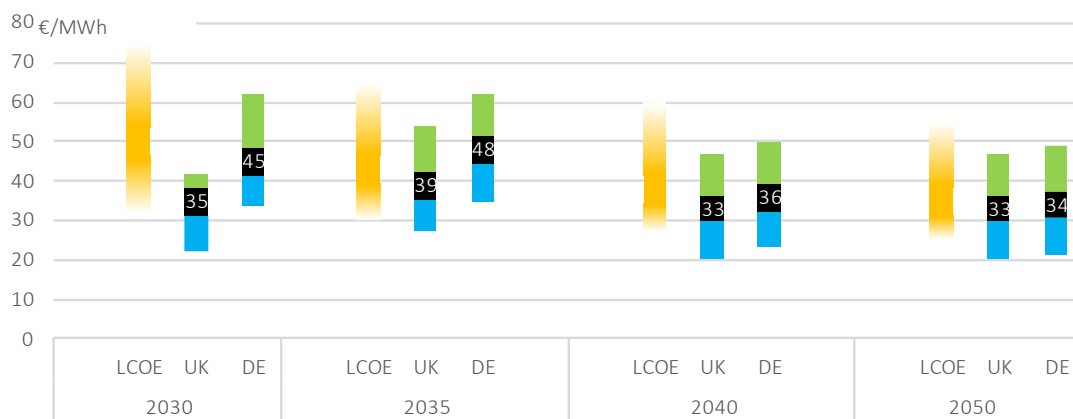
Figur 14-4: Sammenlikning av LCOE for solkraft (oransje) mot oppnådd kraftpris i Tyskland og UK for tidsstadiene 2030-2050. Oppnådd kraftpris i Basis (svart), Høypris (grønt), Lavpris (blått).

Lav oppnådd kraftpris for solkraft i Tyskland, skyldes enorm utbygging av denne teknologien sammenlignet med UK som satser mer på havvind. Brukstiden for solkraft er omtrent 30 % høyere i Tyskland enn i Storbritannia. Det betyr at den oppnådde kraftprisen i Storbritannia også må være høyere for å oppnå samme lønnsomhet.

Bunnfast havvind kan bygges ut uten støtte – gitt at nettkostnadene holdes på et rimelig nivå

En investering i bunnfast havvind i 2030 har i vår Basis en gjennomsnittlig internrente på 6 %, og fremstår som lønnsom. Prosjekter som blir realisert etter 2030 ser også ut til å være lønnsomme. Årsaken er at selv om oppnådd kraftpris faller noe gjennom analyseperioden, så ventes teknologikostnadene å falle enda raskere. I Lavpris er beregnet IRR for havvind i snitt rundt 2 %. I det scenarioet trenger derfor havvind omtrent 20 % av inntektene fra utenfor kraftsalg. Dersom Lavpris⁶⁴ er drevet av lavere teknologikostnader vil støttebehovet også bli mindre.

Poenget ovenfor er basert på gjennomsnittlig LCOE i Europa. Det vil være forskjeller mellom land, både i oppnådd kraftpris og teknologikostnader på bunnfast havvind, som vist i figuren under. Eksempelvis er det lavere oppnådd kraftpris i UK rundt 2030, enn i Tyskland. Samtidig har UK bedre brukstid på havvind og kortere avstand til land som gir lavere kostnader og dermed bedre lønnsomhet.



Figur 14-5: Sammenlikning av LCOE for havvind (oransje) mot oppnådd kraftpris i Tyskland og UK for tidsstadiene 2030-2050. Oppnådd kraftpris i Basis (svart), Høypris (grønt), Lavpris (blått).

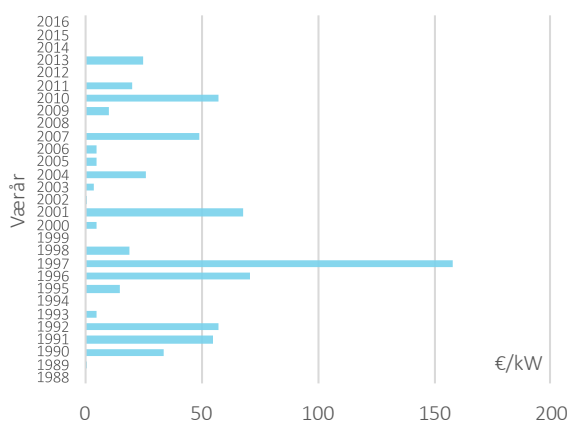
14.3 Kan bli behov for støtte av topplastverk og batterilagring

Topplastverk og til dels batterier, som brukes kun for å dekke opp forbruket i periodene med det største og mest langvarige bortfallet av sol- og vindkraft, har generelt usikker og lav inntjening. Muligheten for å kunne gjenbruke eksisterende konvensjonelle gasskraftverk til å bruke hydrogen eller biogass reduserer investeringskostnadene betydelig, og gjør at det trengs lavere inntekter for å oppnå lønnsomhet for investeringer og drift. Både topplastverk og batterier kan også tjene på å levere regulering i reservekraftmarkedene. Likevel blir den samlede lønnsomheten usikker og ustabil.

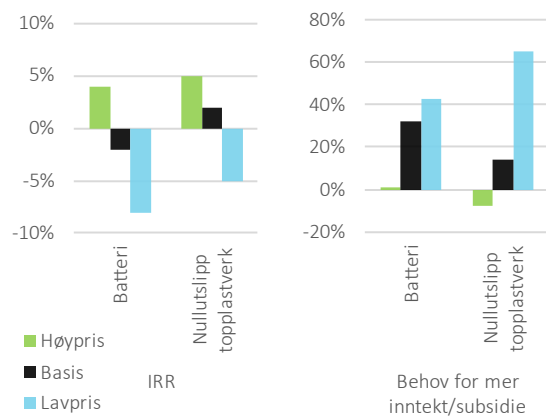
Det er mulig å oppnå en markedslikevekt der denne typen regulerbar kapasitet som brukes sjeldent likevel får nok inntekt fra kraftsalg i de ulike markedene alene. En slik såkalt "Energy only" løsning forutsetter imidlertid at myndighetene legger opp til dette i flere land parallelt, og avstår fra å bidra med økonomisk støtte til denne typen kapasitet utenfor markedet. Gitt dette kan det oppstå en balanse der det i en del timer hvert år blir så knapp effektbalanse at forbruk med høy betalingsvilje må koble ut for å skape balanse. Dette gir pristopper som da gir inntekter til topplastverk og batterier som brukes sjeldent, og dermed lønnsomhet til disse. Våre simuleringer og beregninger viser imidlertid at

⁶⁴ Vårt Lavpris-scenario er i hovedsak drevet av et høyere støttenivå enn i Basis og/eller lavere teknologikostnader enn i Basis.

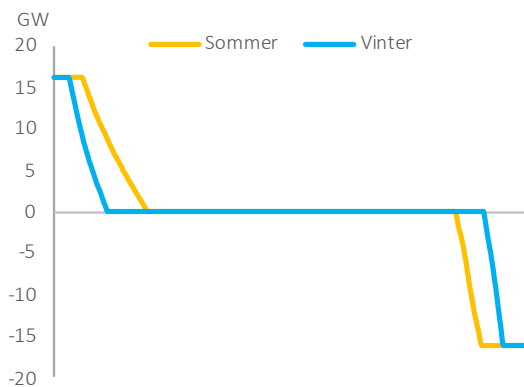
det er vanskelig å oppnå en slik likevekt og at den mest sannsynlig ikke vil være særlig stabil. I tillegg forutsettes det at myndighetene ikke innfører ytterligere pristak. Hvis myndighetene i flere land derimot bidrar med økonomisk støtte til denne typen kraftverk utenfor markedet gjennom kapasitetsmarkeder, vil dette redusere antallet timer med pristopper og dermed redusere lønnsomheten av topplastverkene. Da får dette en selvforsterkende effekt og det blir tyngre å oppnå en markedsutvikling der inntektene til topplastverk bæres av det ordinære kraftmarkedet. I lys av at det allerede er flere land som har eller er i ferd med å vurdere kapasitetsmarkeder⁶⁵, forutsetter vi i vår analyse at det ikke blir tilstrekkelig stramhet og nok pristopper til å gi en full finansiering av topplastverkene basert på markedet alene. Her er det imidlertid mye usikkerhet. Og det er mulig å heller satse på strategiske reserver der man lar markedet virke og skaper balanse for topplastverk gjennom å ha høye pristopper av og til – samtidig som man sikrer at det er god forsyningssikkerhet med den strategiske reserven som da kun kan settes inn hvis det ikke blir mulig å dekke forbruket i markedet og prisene når et pristak.



Figur 14-6: Simulert inntjening for hydrogendrevet OCGT kraftverk i Tyskland i 2040 for ulike værår i Basis



Figur 14-7: Simulert lønnsomhet i snitt over 29 værår for en investering i batterikraftverk og nullutslipp topplastverk vist som IRR eller behov for mer inntekt (for eksempel fra kapasitetsmarked eller subsidie)



Figur 14-8: Varighetskurve for simulert utnyttelse av batterikraftverk i Sør-Tyskland i 2050 i Basis viser at batterikraftverk brukes oftere om sommeren

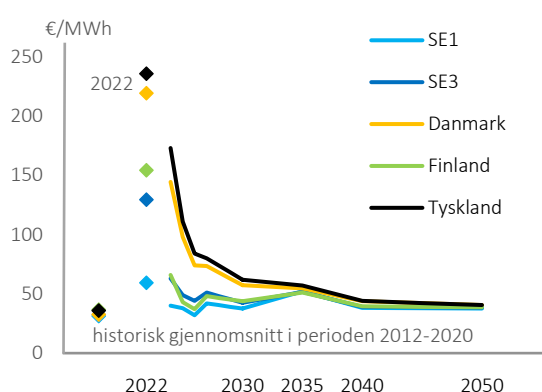
⁶⁵ Tyskland har i utgangspunktet satset på energy only kombinert med strategiske reserver, men har nå sagt at de skal ha en stor auksjon på 25 GW gasskraft klargjort for å bruke hydrogen fram til 2030. Her er det mye som ikke er klargjort, men det virker som at planen er at denne kapasiteten skal kunne inngå som del av det ordinære markedet. Da blir det i så tilfelle en variant av et kapasitetsmarked også her – med tilhørende demping av pristoppene i det ordinære markedet.

15 Norge og Norden – lavere og likere snittpriser, økt volatilitet

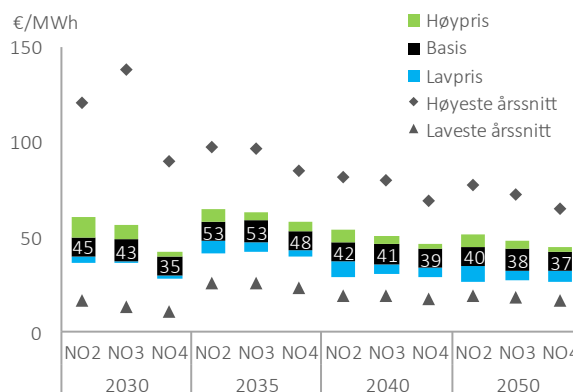
15.1 Prisene i sør i Sverige og Norge faller ned fra nivået i 2022 i alle scenario mot 2030

De ekstraordinært høye prisene i Europa gav svært høye priser i Sør-Norge, Sør-Sverige og Finland fra høsten 2021 og gjennom hele 2022. Stort kraftoverskudd i Sverige, lite kapasitet fra Sør-Sverige til Norge, samt lite tilsig i store deler av året i Sør-Norge, bidro til at prisene i Sør-Norge lå betydelig over de i Sør-Sverige. Samtidig lå prisene i NO3 og NO4 omtrent på det historiske snittet på tross av de høye prisene ellers i Europa. Dette skyldtes oppbygging av et stort energioverskudd nord i Norden, primært drevet av landvind i Sverige, lavere overføringskapasitet enn normalt gjennom Sverige og mye tilsig.

Som beskrevet i kapittel 3 har lavere gasspriser og lavt forbruk, blant annet som følge av en varm vinter, drevet ned kraftprisene betydelig i Europa og sør i Norden fra toppen sensommeren 2022⁶⁶. Til 2030 faller prisnivået i Europa og sør i Norden ytterligere i alle våre scenario, inkludert høyprisscenarioet (Figur 15-2). Dette bidrar også til å dempe de store prisdifferensene vi har sett mellom nord og sør siden 2021. Spesielt i det høye scenarioet kan likevel prisene i enkelt år bli svært høye.



Figur 15-1: Historisk og simulert årlig snittpris for ulike områder i Norden. 2030-2050 er fra simuleringer i LMA2022. For 2024-2027 er tallene hentet fra KMA2022. Punktene viser historisk gjennomsnittspris.



Figur 15-2: Simulert årlig snittpris i Norge for Basis, Høypris og Lavpris for NO2, NO3, NO4, årlig snitt over 29 værår. Punktene viser henholdsvis prisene i enkeltåret med høyest og lavest pris i henholdsvis høy- og lavprisscenarioet

15.2 Snittprisene i Norge blir likere og i stor grad satt av kostnadene med havvind

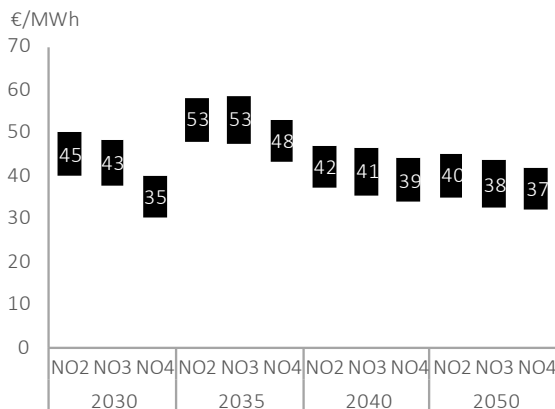
I Basis blir kraftprisen i Sør-Norge rundt 45-55 €/MWh i 2030 og 2035, og rundt 40 €/MWh i 2040 og 2050. Dette er omtrent som det historiske snittet i perioden 2010-2020.

Frem til 2030/35 ligger prisene i Sør-Norge en god del under prisene på kontinentet. Grunnen er mer tilgang på effekt med lavere kostnader enn på kontinentet og et (svakt) nordisk overskudd. Svært lave priser i opp mot 50 % av tiden i Europa bidrar også til å holde vannverdiene relativt lave.

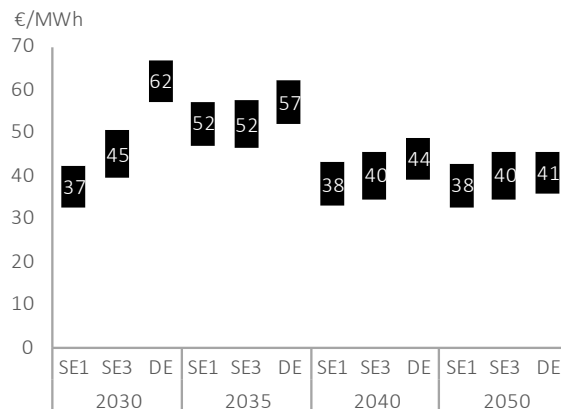
⁶⁶ I de to første månedene av 2023 har prisene i Tyskland ligget på ca. 120 €/MWh, mens prisene i Sør-Norge har ligget på i overkant av 100 €/MWh. I NO3 og NO4 har prisene ligget på i overkant av 50 €/MWh.

Mot 2040 og 2050 konvergerer norske, nordiske og kontinentale priser til kostnadsnivået for havvind og produksjon og lagring av hydrogen. I vår Basis faller dette nivået til 40-45 €/MWh⁶⁷.⁶⁸

I Nord-Norge og nord i Norden er prisene i 2030 preget av at store volum ny vindkraft har blitt bygget ut nord i Sverige og i Finland. Samtidig har forbruksveksten, og særlig den fleksible hydrogenproduksjonen, ennå ikke nådd et høyt volum. Dette gir et betydelig kraftoverskudd i nord og fortsatt relativt lave priser. Utover på 2030-tallet øker imidlertid prisene ettersom høy vekst i forbruket reduserer overskuddet. Mer nettkapasitet bidrar også. Samtidig bidrar mindre overskudd i nord til at utvekslingen av kraft mellom nord og sør blir mer balansert. Dette forsterkes av at det flyter mye kraft nordover i timer der bidraget fra vind og solkraft er relativt høyt i sør, og lavt i nord. I 2040 og 2050 ligger prisene i Nord-Norge i underkant av 40 €/MWh, altså litt under nivået i sør. Midt-Norge ligger i vår Basis mellom Nord og Sør-Norge.



Figur 15-3: Simulert årlig snittpris i NO₂, NO₃ og NO₄ i Basis



Figur 15-4: Simulert årlig snittpris for SE1, SE3 og Tyskland i Basis.

15.3 Utfallsrommet for norsk kraftpris på sikt er i stor grad knyttet til teknologikostnader

Kraftprisene i Norge er i stor grad en funksjon av kraftprisene i våre naboland. Utfallsrommet for kraftprisene i Norge er derfor i hovedsak gitt av utfallsrommet i kraftprisene ellers i Norden og Europa. Våre to alternative markedsscenarioer for det samlede europeiske markedet, Høypris og Lavpris, gir dermed også et relevant utfallsrom for de norske kraftprisene.

Dette utfallsrommet på europeisk nivå er de neste 10 årene mye knyttet til utviklingen i gass- og kvotepriser. Men fra 2030 og utover er prisusikkerheten i stadig større grad knyttet til kostnadene med vindkraft og ny fleksibilitet. For å få frem et konsistent utfallsrom for norske og nordiske priser har vi også justert opp utkoblingsprisene for hydrogenproduksjon basert på elektrolyse på nordisk side i Høypris. Kostnadene med å produsere hydrogen i Norden blir dermed høyere enn i Basis. Dette er i tråd med forutsetningene om at de underliggende teknologikostnadene, med ny produksjon og fleksibilitet, også er høyere ellers i Europa i Høypris.

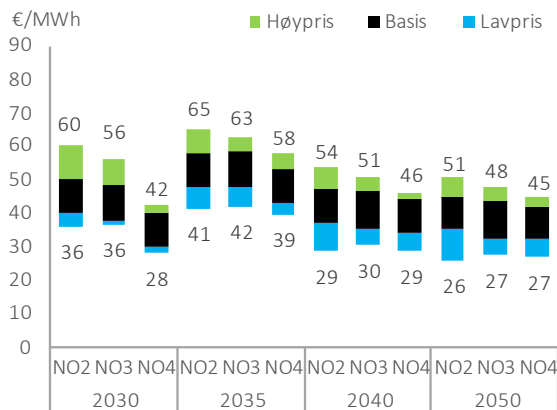
I Sør-Norge er snittprisene i Høypris mellom 60-70 €/MWh i første halvdel av 2030-tallet. Det er også da prisene ligger lavest relativt til kontinentet hvor prisene i snitt ligger på over 80 €/MWh. Mot 2050 faller prisene til 50-55 €/MWh, drevet av lavere kontinentale og britiske priser. Nedgangen i europeiske priser er enda større i Høy enn i Basis. Som i Basis er prisene i Nord-Norge lavere enn i Sør-Norge i 2030. En del av dette skyldes at prisene i Nord-Sverige fortsatt ligger en del lavere enn i Sør-Sverige. Vi

⁶⁷ Vi går nærmere inn på sammenhengene mellom kostnadene med ny kraftproduksjon og fleksibilitet i kapittel 15.7 og 16.

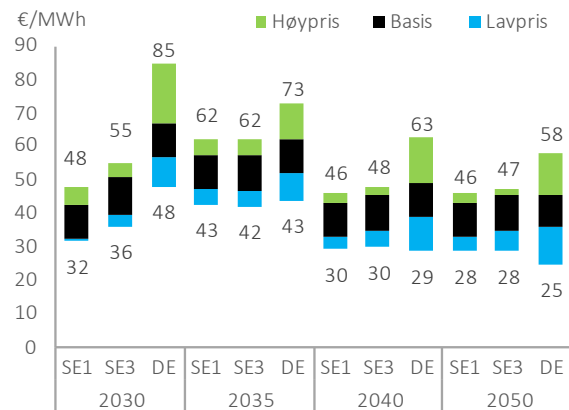
⁶⁸ Vi oppgir i figurene at vi bruker eksakte tall. Disse skal ikke tolkes for bokstavelig, men indikere nivået prisene ligger rundt i de ulike scenarioene.

må presisere at utfallsrommet for høy og lav ikke skal dekke utfallsrommet per prisområde, men være av mer overordnet karakter. For eksempel vil en større forbruksvekst i NO4 til 2030 enn det vi har lagt til grunn her, raskt øke prisene til et nivå som er nærmere Midt- og Sør-Norge. I 2040 og 2050 ligger prisene i Nord fortsatt noe lavere enn i sør, men differansen er liten.

I Lavpris når prisene i Sør-Norge en topp på ca. 40 €/MWh på midten av 2030-tallet. Mot 2040 faller prisene til i underkant av 30 €/MWh drevet av at prisene er på dette lave nivået ellers i Europa. Prisene i dette scenarioriet er lave og like i hele landet.



Figur 15-5: Utfallsrom for årlig snittpris i NO2, NO3 og NO4 for Høypris og Lavpris



Figur 15-6: Utfallsrom for årlig snittpris i SE1, SE3 og Tyskland for Høypris og Lavpris

At det utover i analyseperioden i stadig større grad er de samme teknologiene som setter prisen i Europa og Norden, gjør at utfallsrommet for norske priser blir enda mer knyttet til utfallsrommet ellers i Europa. I utgangspunktet vil normalårsbalansen⁶⁹ i Norge og Norden påvirke hvor norske priser over tid vil ligge sammenlignet med Europa. Og samlet sett vil dette trolig dempe utfallsrommet noe for norske priser, i et normalår, sammenlignet med det europeiske.

Våre beregninger viser at det er vanskelig å opprettholde et overskudd på den norske og nordiske energibalansen, og samtidig få til en situasjon der det er tilstrekkelig lønnsomhet av ny produksjon, da det er havvind med ganske like utbyggingskostnader i Norge og i Europa. Dette gjelder i Basis, men i enda større grad i lavprisscenarioriet. Med så lave priser i Europa som det er i Lavpris, er det lite trolig at det blir et vesentlig overskudd i Norden som presser prisene ytterligere ned.

I Høypris kan trolig utbygging av ny fornybar gi større overskudd og en del lavere priser i Norden. Det er også dette som til en viss grad skjer i Basis de neste 10 årene, før nivået i Europa faller betydelig mot 2040. Likevel er det lite trolig at prisene i Norden over tid blir liggende langt under. For det første vil faktorene som gir høyere priser på kontinentet og i UK, altså høyere kostnader med fornybar og fleksibilitet, gjøre seg gjeldene i omtrent tilsvarende grad i Norden. Dessuten vil relativt lave priser i Norge gjør det mer lønnsomt å etablere nytt forbruk. Våre høye anslag på forbruksvekst i Norden er derfor mest sannsynlige i et høyt prisscenario der flytende havvind i større grad blir konkurransedyktig. Det er også mer lønnsomt med investeringer i effekt og kanskje noe pumpekraft i det norske vannkraftsystemet i Høypris.

⁶⁹ Med normalårsbalanse mener vi balansen mellom samlet kraftproduksjon og forbruk i et år med normalt vær.

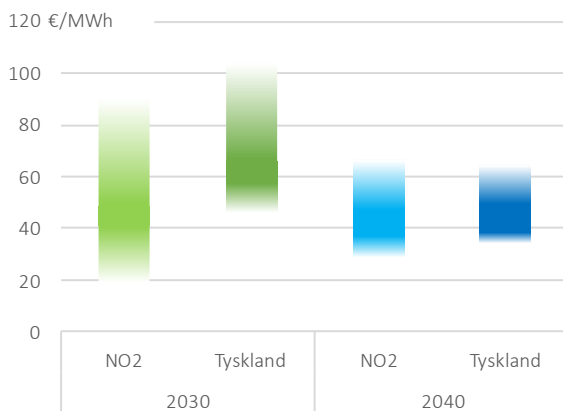
15.4 Prisene vil variere mye fra år til år med energitilgangen fra vind, vann og solkraft

Variierende nedbør og temperatur gir store årlige variasjoner i kraftprisen i Norge, i tillegg til det som kommer gjennom variasjoner i gass, kull og CO₂⁷⁰. Energibidraget fra vindkraft i Norge er dessuten positivt korrelert med nedbør som betyr at det ofte kommer mer tilsig i år med mye vind, og negativt korrelert med temperatur, som betyr at det ofte er lite vind når det er kaldere vær.

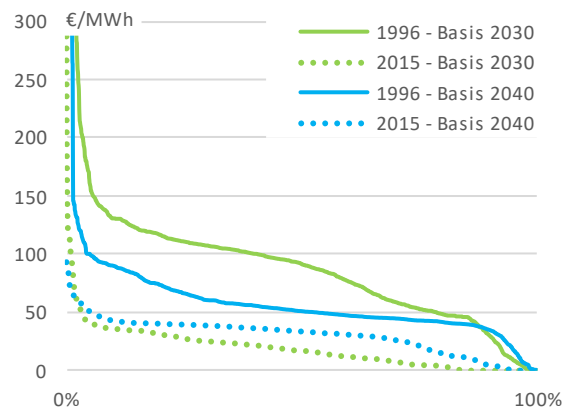
Den store utbyggingen av fornybar kraftproduksjon de siste 15 årene har gjort at gjennomsnittsprisene over året på kontinentet og i UK varierer mer med det årlige bidraget fra fornybar. I kapittel 13.5 viste vi at europeiske kraftpriser vil variere voldsomt mellom ulike værår fra 2030 og utover. Dette vil påvirke prisene i Norge direkte. Samtidig blir denne sammenhengen forsterket av at varme og tilsigsrike år i Norge er korrelert med år med mye vind ellers i Europa, og motsatt.

Figur 15-7 viser utfallsrommet for årsprisen over de 29 værårene vi simulerer i NO2 og Tyskland for 2030 og 2040 i Basis. I 2030 varierer årlig snittpris i Norge fra nærmere 100 €/MWh til ned mot 20 €/MWh i årene med mest nedbør. Vi ser også at variasjonen er betydelig større i Norge enn i Tyskland, mye drevet av flere år med svært lave priser.

Mot 2040 dempes utfallsrommet fra i overkant av 60 €/MWh til i underkant av 30 €/MWh i Sør-Norge. Mye av dette skyldes mye mindre utfallsrom på kontinentet ettersom prisnivået faller og det blir mer tilgang på fleksibilitet. Prisedgangen i Europa skyldes i stor grad lavere kostnader i termiske verk. Fleksibel hydrogenproduksjon i Sverige og Finland er med på løfte prisen i årene med mest fornybar i Norden. Dette bidrar til å løfte prisene i årene med mest tilsig også i Norge og dermed dempe utfallsrommet.⁷¹ I 2040 er samlet forbruk til hydrogenproduksjon i Sverige og Finland ca. 90 TWh i året med høyest priser og 120 TWh i året med lavest. I 2050 er tallene henholdsvis 110 TWh og 160 TWh.



Figur 15-7: Utfallsrom i årlig snittpris for NO2 og Tyskland over de 29 værårene vi simulerer for 2030 og 2040.



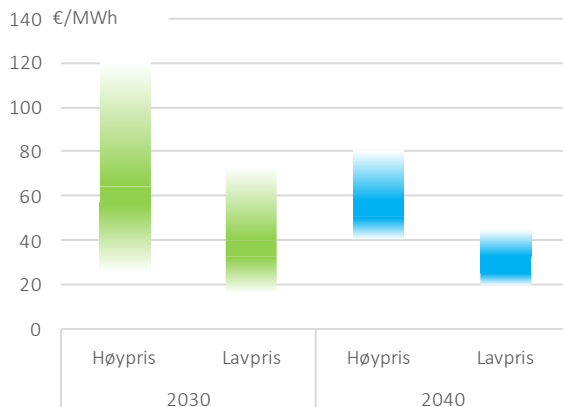
Figur 15-8: Varighetskurve NO2 i Basis 2030 og 2040 for værårene 1996 og 2015. 1996 er eksempel på et typisk år med lite fornybarproduksjon, mens 2015 er et eksempel på det motsatte.

Utfallsrommet øker naturlig nok med prisnivået på kraft. Figur 15-9 illustrerer dette gjennom å vise variasjonen for de ulike værårene i Sør-Norge i Høypris og Lavpris for 2030 og 2040. I Høypris varierer dette i 2030 fra 120 €/MWh til under 30 €/MWh. I 2040 er tilsvarende utfallsrom fra ca. 80 €/MWh til i underkant av 40 €/MWh.

⁷⁰ Det at brenselprisene har vært høyere i kalde år i Europa, og motsatt, har gjort at disse kreftene har forsterket hverandre.

⁷¹ Det er fleksibilitet også i norsk produksjon av hydrogen. Men siden volumet er mindre og denne er mindre fleksibel i vår Basis bidrar den også i mindre grad til å dempe utfallsrommet i prisene.

I Lavpris er utfallsrommet fra ca. 70 €/MWh til under 20 €/MWh i 2030. I 2040 skiller det mindre enn 20 €/MWh mellom høyeste og laveste årspris. De fleste år ligger snittprisen på rundt 30 €/MWh.



Figur 15-9: Utfallsrom i årlig snittpris for NO₂ over de 29 værårerne vi simulerer for vårt Høypris og Lavpris scenario.

I våre simuleringer er det kun variasjoner i været som gir utfallsrom i kraftprisene innenfor hvert enkelt prisscenario. Vi får dermed ikke fram sammenhengene som trolig vil oppstå både på europeisk og globalt nivå mellom energibidraget fra fornybar og hydrogenprisen. Sannsynligvis vil prisen på hydrogen synke i år med mye fornybar og motsatt. Dette vil sammen med andre typer hendelser øke det reelle utfallsrommet.

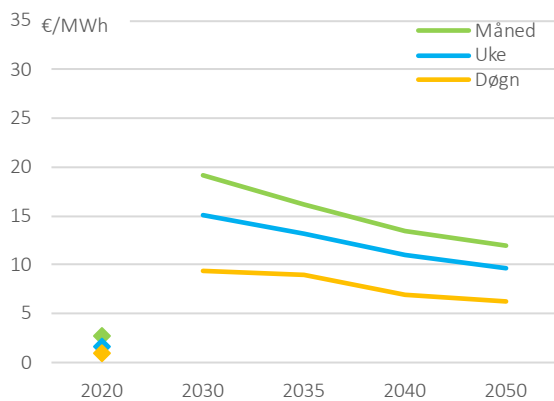
15.5 Store mengder vind- og solkraft gir høy prisvariasjon innenfor ulike deler av året

Prisvariasjonen på kort sikt, for eksempel innenfor en uke, har historisk vært lavere i Norge enn på kontinentet/i UK, som følge av at den regulerbare vannkraften. Dette vil fortsatt være tilfellet.

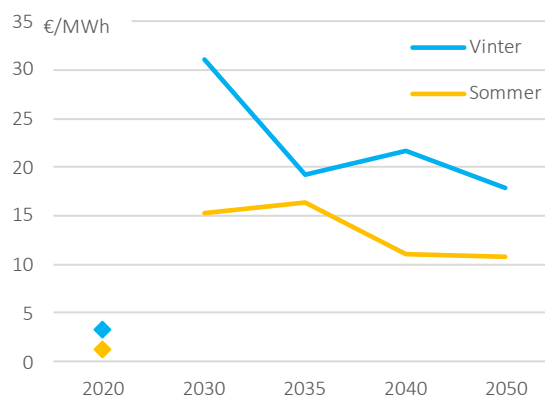
Sammenliknet med perioden 2010-2020 vil likevel prisene i Norge variere langt mer mot 2035⁷² i Basis. Dette skyldes at prisene i Europa varierer mye mer enn de har gjort, andelen sol- og vindkraft øker kraftig i Norden, samt at den forutsatte utvekslingskapasiteten til andre land er noe større. På kontinentet vil prisene svinge mest om vinteren i takt med endringer i bidraget fra vindkraften. Denne varierer mellom høyt og lavt i sykluser som ofte varierer fra et døgn til opp mot to uker. Batterier bidrar til å redusere volatiliteten gjennom døgnet.

På enda lengre sikt vil prisvariasjonen gå betydelig ned ettersom andelen fleksibilitet i det europeiske kraftsystemet både øker i volum og blir mye billigere. I Norge blir det også lønnsomt med investeringer i vannkraftsystemet som demper prisvariasjonen her noe. Lønnsomheten av slike investeringer vil avta etter 2035.

⁷² Prisvolatiliteten i dag er i stor grad avhengig av marginalkostnadene i termiske kraftverk. De høye gass, kull og kvoteprisene har derfor gitt en enorm variasjon i kraftprisene i 2021 og 2022. Så selv om prisene på 2030-tallet blir langt mer volatile enn de var på 2010-tallet vil de likevel variere mindre enn det vi har sett de siste året. Men det skyldes altså det helt ekstraordinære prisnivået som har vært fra høsten 2021.



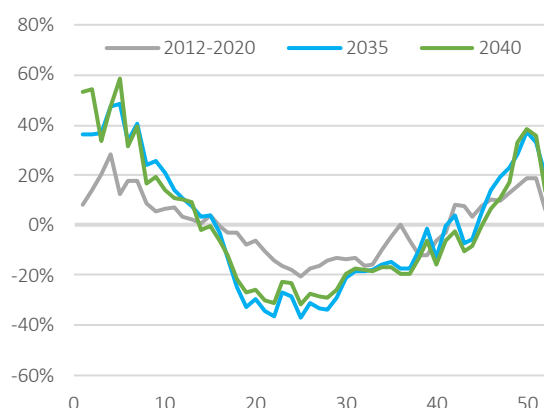
Figur 15-10: Gjennomsnittlig variasjon i timespris i NO2 over ulike tidsperioder⁷³



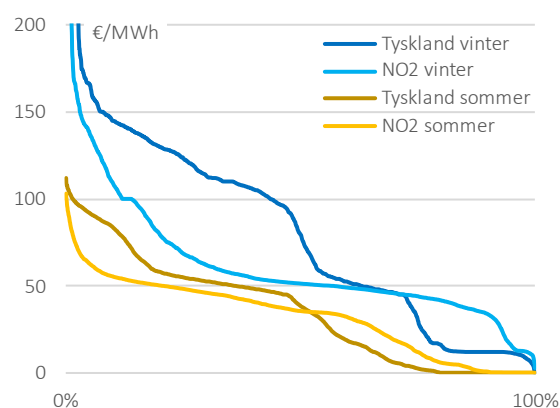
Figur 15-11: Gjennomsnittlig variasjon i timespris i NO2 i vinter- og sommermåned

Prisene har i snitt ligget høyere om vinteren enn om sommeren i Norge. Sesongvariasjonen har dessuten vært høyere her enn i Europa, fordi oppvarming utgjør en stor andel av det norske forbruket, samt at mye uregulert vannkraft bidrar til å presse prisene ned i sommerhalvåret. En annen årsak til prisforskjellen mellom sommer og vinter er at det er begrenset lagerkapasitet i norske vannkraftmagasiner. Dermed blir vannet i magasinene som kan spares til vinteren priset høyere enn vannet som ikke kan spares og som må omsettes til kraft i sommerhalvåret.

Isolert sett reduserer forbindelsene til kontinentet og Storbritannia forskjellen mellom sesongene noe. Energibidraget fra vindkraften er også klart høyest om vinteren. Likevel ser vi at andre utviklingstrekk virker andre veien og forsterker sesongvariasjonen. Hovedgrunnen er at enorme mengder sol i hele Europa, inkludert Norden, presser ned prisene i perioden fra mars til oktober. Solkraft kombinert med batteri, mye hydrogenproduksjon med lav betalingsvilje og noe lavere alminnelig forbruk gjør at det i våre simuleringer aldri oppstår pristopper om sommeren der prisen typisk er satt av hydrogenkraftverk. Midt på dagen vil kraftprisene uansett bli svært lave fordi det er umulig å bygge ut nok batteri for å løfte kraftprisene i disse timene. Og siden solkraft har lavere LCOE enn havvind så opprettholdes lønnsomheten for solkraften selv om prisene i snitt er lavere i sommerhalvåret.



Figur 15-12: Normalisert ukensnitt for sørnorsk kraftpris i 2035, 2040 og et historisk snitt for perioden 2012-2020



Figur 15-13: Varighetskurve for sør-norsk og tysk kraftpris for vinterpriser (uke 48-5) og sommerpriser (uke 20-30) i 2040

⁷³ Variasjonen er beregnet fra gjennomsnittlig absolutt forskjell mellom timespriser og gjennomsnittsprisen over hele perioden

Om vinteren vil prisene i perioder med lite vind bli satt av marginalkostnadene i hydrogenkraftverk og fra kraftverk som brenner biogass. I perioder med unormalt lite bidrag fra vindkraften vil prisene i kortere perioder bli satt av utkoblingsprisen for forbruk med relativt høy betalingsvilje. Dette bidrar til at snittprisene om vinteren er betydelig høyere enn i sommerhalvåret selv om energibidraget fra vindkraften er vesentlig større om vinteren.

15.6 En betydelig andel av produksjonen av hydrogen i Norden må være fleksibel

Norden, og spesielt Norge, har bedre tilgang på billig fleksibilitet enn ellers i Europa gjennom den regulerte vannkraften. Fleksibiliteten i vannkraften blir utnyttet godt i dag, og det er potensiale for enda mer utnyttelse ettersom det fortsatt er mulig å nedregulere og skyve på mye av vannkraftproduksjonen på vinteren, og slik bidra til bedre utnyttelse av vindkraftproduksjonen i timer med mye vind. I dag og de nærmeste årene bidrar vannkraftens fleksibilitet til at kraftprisene blir lavere i Norge og Norden enn ellers i Europa, samtidig med at vindkraften oppnår høyere lønnsomhet enn andre steder.

Etter hvert som utbyggingen av vind- og solkraft fortsetter vil imidlertid utviklingen i Norden bli mer lik den vi ser på kontinentet der prisene blir høye, drevet av høye priser i perioder med lite vind, samtidig med at lønnsomheten av vindkraften synker. Dette skjer raskt i Finland og Sverige både på grunn av høy vekst i vindkraft og fordi vannkraften har en lavere markedsandel i utgangspunktet og er mindre regulerbar enn i Norge. I Norge vil de høye prisene kunne motvirkes av mer effekt i vannkraften, noen steder også forsterket av mer pumpekapasitet. I Basis antar vi at hydrogenproduksjonen særlig i Finland og Sverige etter hvert blir fleksibel i nesten like stor grad som på kontinentet. Dette må den være for å være konkurransedyktig med hydrogen produsert andre steder.

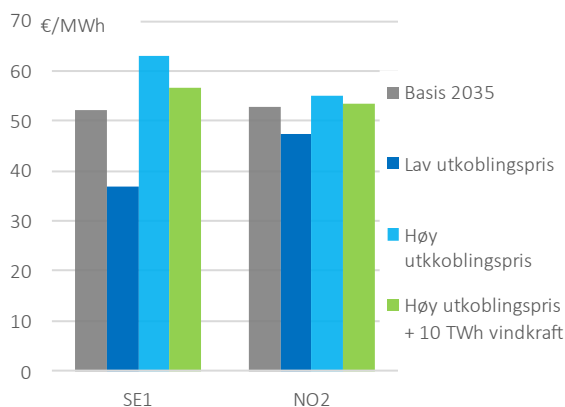
Mengden hydrogenproduksjon og graden av fleksibilitet i denne i Sverige og Finland har stor betydning for de nordiske prisene. I Basis i 2035 legger vi til grunn at hydrogenproduksjon kobler ut på priser mellom 40-200€/MWh. I en sensitivitet har vi sett på virkningen av å plassere all hydrogenproduksjon i Sverige og Finland på en utkoblingspris på 200 €/MWh (Høy utkoblingspris), og på 35 €/MWh (Lav utkoblingspris), for å illustrere henholdsvis lav og høy fleksibilitet i hydrogenproduksjonen. I kapittel 16.4 viser vi hvordan ulike elektrolysekapasitet påvirker oppnådd kraftpris for sol og vindkraft og hydrogenkostnaden.

En høy utkoblingspris for hydrogenproduksjonen gir en betydelig høyere snittpris i Norden⁷⁴. Prisvirkningen er høyest i SE1 og betydelig lavere i NO2, noe som gir høye forskjeller i snittpris i Norden, som vist i Figur 15-14. Prisene øker mest i SE1, da elektrolysekapasiteten er høyest Nord i Sverige og i Finland, og at andelen regulert vannkraft er høy i Sør-Norge.

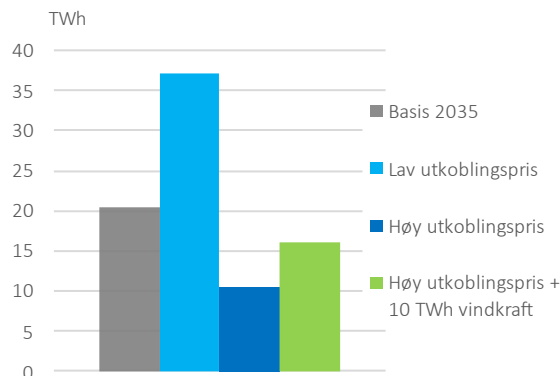
En høyere utkoblingspris øker også kostnaden for hydrogen produsert i Norden, til et nivå hvor det er lite trolig at denne er konkurransedyktig. I et slikt scenario er også kraftprisen på et nivå som gir rom for høyere volum fornybarproduksjon. Når vi øker vindkraftproduksjonen med 10 TWh i sensitiviteten med Høy utkoblingspris, faller kraftprisen noe, som vist i figurene under⁷⁵. Dette reduserer også hydrogenkostnaden noe.

⁷⁴ Når utkoblingsprisen øker, øker også hydrogenproduksjonen, fordi elektrolysekapasiteten får høyere brukstid. I vår sensitivitet blir overskuddet i Norden redusert med 10 TWh, noe som også bidrar til å trekke opp snittprisen i denne sensitiviteten.

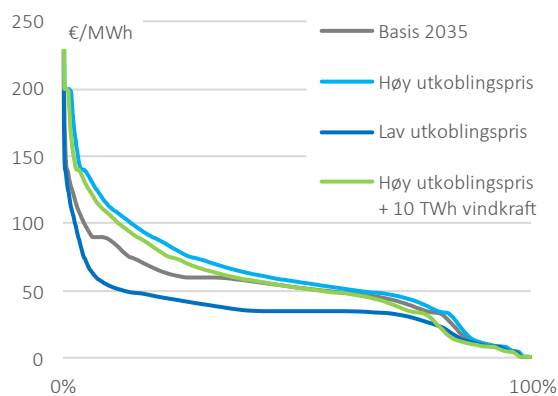
⁷⁵ Effekten av mer vindkraft blir imidlertid motvirket noe ved at annen produksjon reduseres, i hovedsak kjernekraft og CHP i Finland og Sverige.



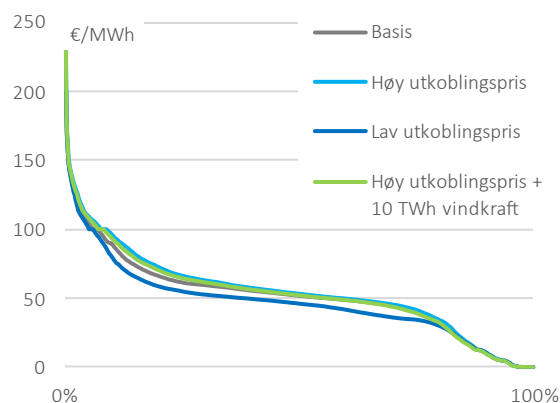
Figur 15-14: Simulert årlig snittpris i Basis 2035, scenario med Høy og Lav utkoblingspris, og scenario med Høy utkoblingspris og 10 TWh økt vindkraft i SE1 og Finland.



Figur 15-15: Balanse Norden i Basis 2035 og med Høy og Lav utkoblingspris, og scenario med Høy utkoblingspris med 10 TWh mer vindkraft i SE1/FI



Figur 15-16: Varighetskurve for SE1 i Basis 2035, scenario med Høy og Lav utkoblingspris, og scenario med Høy utkoblingspris og 10 TWh økt vindkraft i SE1 og Finland.



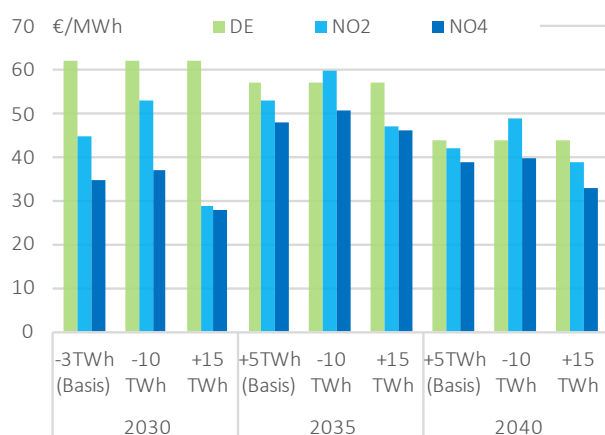
Figur 15-17: Varighetskurve for Sør-Norge (NO2) i Basis 2035, scenario med Høy og Lav utkoblingspris, og scenario med Høy utkoblingspris og 10 TWh økt vindkraft i SE1 og Finland.

15.7 Energibalanse i Norge har fortsatt mye å si for kraftprisene

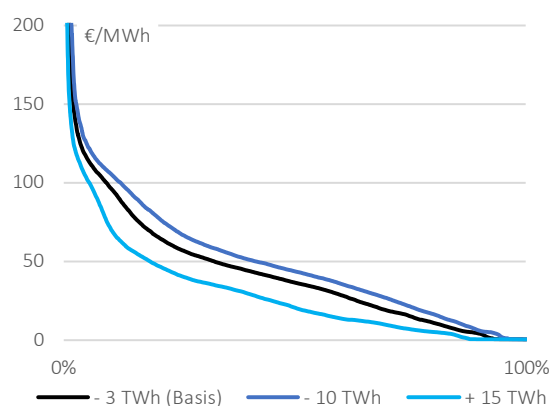
Energibalansen i Norge er med på å bestemme kraftprisnivået i Norge relativt til landene rundt oss. I årene rundt 2030 er det høy utbygging av sol og vindkraft i våre naboland, noe som skaper en høy andel lave priser i landene vi utveksler kraft med. Dette bidrar også til å gi relativt lave priser i Norge i Basis i 2030, hvor Norge samlet har et svakt underskudd på energibalansen. Når vi simulerer med et større overskudd på energibalansen i Norge på 15 TWh i 2030, blir de norske kraftprisene presset betydelig ned både i snitt gjennom året og andelen nullpriser øker, som vist i Figur 15-18 og Figur 15-19. I motsatt tilfelle øker snittprisen i Norge når vi simulerer med et underskudd på 10 TWh i Norge i 2030, men snittprisen i NO2 holder seg likevel under tysk snittpris, som følge av den høye andelen lave priser i våre naboland og særlig Sverige.

Mot 2040 blir effekten av endringer i den norske energibalansen på de norske gjennomsnittsprisene mindre. Dette henger sammen med at kraftprisene i Europa fra 2030 til 2040 blir mindre volatile. For det første skyldes dette at mye ny fleksibilitet, som hydrogenproduksjon, bidrar til å løfte mange av de laveste prisene. På den andre siden bidrar lavere kostnader i termiske verk til at prisene i den høye delen av varighetskurven faller mye.

Normalårsbalansen har altså betydning for hvor norske kraftpriser over tid vil ligge relativt til landene rundt selv om effekten avtar utover i analyseperioden. Dette, kombinert med at prisnivået i våre naboland er gitt av utbyggingskostnadene for ny sol og vindkapasitet og fleksibilitet, trekker mot at det er trolig at det verken blir et stort vedvarende over- eller underskudd på energibalansen i Norge på lang sikt. Eksempelvis vil et vedvarende overskudd på energibalansen i Norge gjøre at kraftprisene i Norge presses under kraftprisen i våre naboland, som igjen innebærer at oppnådd kraftpris for fornybar faller under hva som er utbyggingskostnadene for ny produksjon. Dermed vil utbyggingen av ny produksjon stoppe opp. Dette dynamikken viser vi nærmere i kapittel 16.4.



Figur 15-18: Simulert årlig snittpris for ulike kraftbalanse i Norge



Figur 15-19: Varighetskurve for kraftpris i NO2 i 2030 med ulike kraftbalanse i Norge

15.8 Høy endringstakt kan gi store midlertidige ubalanser som slår inn på kraftprisene

De neste 20-30 årene vil endringstakten i Europa og Norden være betydelig større enn det den har vært i perioden 2010-2020. Bare i Norden øker forbruket i snitt med om lag 15 TWh årlig. Dette gjør at sannsynligheten er stor for at det kan oppstå større midlertidige ubalanser i markedet, som igjen kan gi vesentlig utslag på kraftprisene. Med midlertidige ubalanser mener vi situasjoner som kan påvirke markedet i flere år. Spesielt blir effekten sterk når vi vet at disse vil samspille med mer tilfeldige variasjoner i vær og vind. Samlet sett gjør det at sannsynligheten for at enkelt år får enten lave eller høye priser øker sammenlignet med om endringstakten hadde vært lavere. På lang sikt ser vi likevel en overordnet trend mot lavere priser ettersom teknologikostnadene faller.

16 Lønnsomhet av ny norsk og nordisk produksjon og forbruk

I Basis har solkraft og bunnfast havvind i Norden et lavt støttebehov. Samtidig er produksjonskostnaden for hydrogen produsert i Norden noe høyere enn på kontinentet og i UK. Flytende havvind har trolig behov for noe støtte i Basis, men er uten støttebehov i Høypris-scenariot. Landvind er lønnsomt i alle scenario.

Tilstrekkelig inntjening for ny norsk og nordisk kraftproduksjon forutsetter mot 2040 at den nordiske hydrogenproduksjonen blir fleksibel, i nesten like stor grad som på kontinentet. Videre viser våre beregninger at det er lite trolig med et stort overskudd på energibalansen over året i Norge og Norden. Årsaken er at et overskudd vil presse ned norsk og nordisk kraftpris sammenlignet med prisene på kontinentet og i UK. Dermed blir prisene på norsk og nordisk side lavere enn kostnadsnivået for ny produksjon, som da blir ulønnsom.

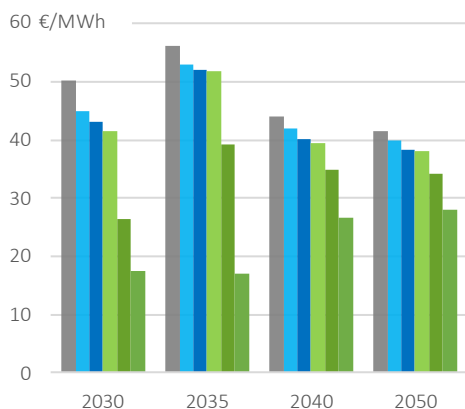
Vi forutsetter at en stor del av inntjeningen til ny norsk og nordisk produksjon kommer gjennom inntekter fra det ordinære kraftmarkedet i Basis, men også at det er bidrag gjennom garantiordninger, langsiktige avtaler, opprinnelsesgarantier og salg av balansetjenester.

16.1 Flexibelt forbruk får betydelig lavere kraftpris enn den årlige snittprisen

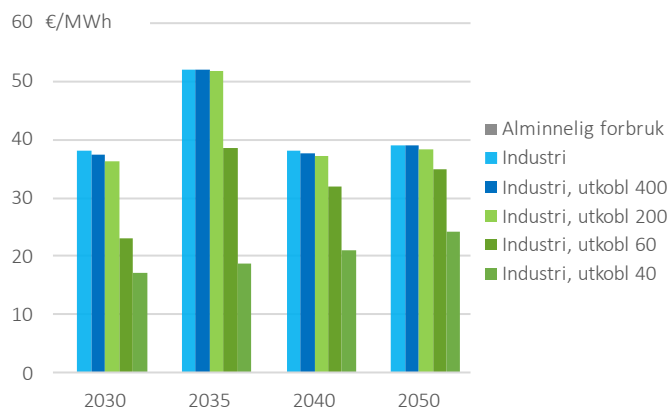
Forbruk med ulik forbruksprofil gjennom året og grad av fleksibilitet vil møte ulik kraftpris. Industriforbruk med jevn last vil i stor grad betale det samme som gjennomsnittsprisen, mens alminnelig forbruk betaler en pris som er noe over snittet fordi forbruket er høyere om vinteren når prisene er høyest. I vår Basis i 2035 og 2040 betaler alminnelig forbruk i NO2 en kraftpris som er hhv. 56 og 44 €/MWh, som er hhv. 3 og 2 €/MWh over den gjennomsnittlige kraftprisen gjennom året.

Fleksibel industri som kobler ut produksjonen, kan oppnå en lavere kraftpris enn snittprisen over året. Eksempelvis får hydrogenproduksjon i Nord-Sverige, i Basis i 2040, som vi i dette datasettet antar at kobler ut på kraftpriser over 60 €/MWh, en kraftpris som er mer enn 10 €/MWh lavere enn snittprisen gjennom året.

For grønt hydrogen som skal brukes i en prosess som krever jevn leveranse, vil hydrogenkostnaden avhenge av kostnadene til kraftkjøp og kostnadene for elektrolyseanlegg og hydrogenlager. Vi beregner i Basis at grønt hydrogen kan produseres til rundt 40-45 €/MWh H₂ i Nord-Sverige og Finland i årene rundt 2040/50. Kostnaden inkluderer kostnaden for elektrolyseanlegg, lager i geologiske formasjoner og kostnaden for kraftkjøp. Hydrogenkostnaden i Norden er dermed noe høyere enn kostnaden på kontinentet, som ligger på rundt 30-40 €/MWh H₂. Trolig blir det tilgang på billigere hydrogenlager i f.eks. saltgruver og bedre infrastruktur på kontinentet, som gir lavere beregnet hydrogenkostnad der enn i Nord-Sverige og Finland. Fraktkostnader og andre usikre faktorer kan likevel bidra til at hydrogenproduksjon i Norden blir konkurransedyktig.



Figur 16-1: Illustrasjon på oppnådd kraftpris for ulike typer forbruk i NO2.



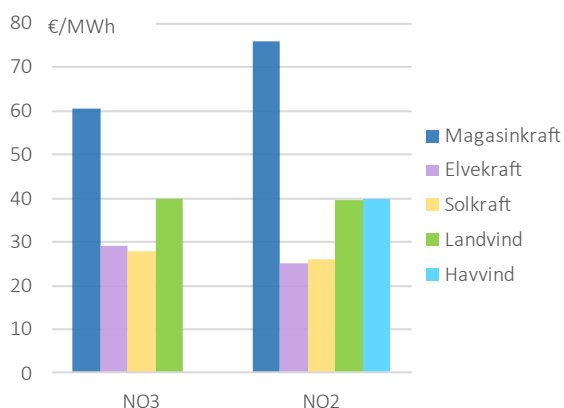
Figur 16-2: Illustrasjon på oppnådd kraftpris for ulike typer forbruk i SE1.

16.2 Regulerbar kraftproduksjon får betydelig bedre betalt enn elvekraft, sol- og vindkraft

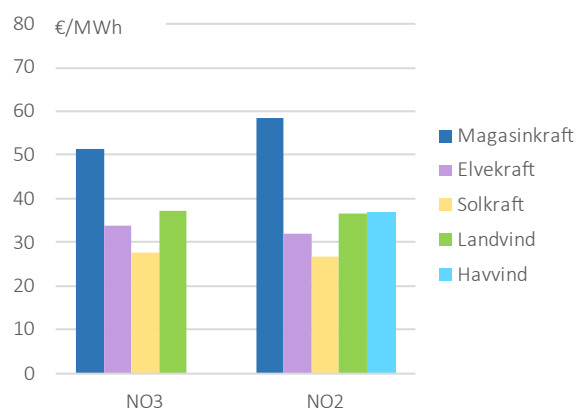
Når kraftprisen varierer mer, vil kraftproduksjon med reguleringssevne oppnå en betydelig høyere kraftpris enn snittprisen. Variabel kraftproduksjon, som ikke har mulighet til å flytte produksjonen fra en time til en annen, oppnår på den andre siden en pris som typisk ligger lavere enn snittet.

Magasinkraft i NO2 som kan konsentrere produksjonen til timene med høyest pris på vinteren oppnår i 2030 en kraftpris på over 70 €/MWh, som er mer enn dobbelt så høy som oppnådd kraftpris for sol- og elvekraft. Dette er vist Figur 16-3. Oppnådd kraftpris for magasinkraft høyest rundt 2030, når prisvariasjonen er høyest, før den avtar mot 2040 med minkende prisvariasjon.

Variabel produksjon har høy samvariasjon på tvers av områder og får derfor en langt lavere produksjonsvektet kraftpris. Elvekraft og solkraft produserer mest i en begrenset periode på sommeren, og oppnår lavest kraftpris av den variable kraftproduksjonen. Landvind og havvind oppnår noe høyere produksjonsvektet kraftpris siden disse har høyest produksjonen om vinteren.



Figur 16-3: Oppnådd kraftpris for sol, landvind, havvind⁷⁶, elvekraft og magasinkraft i 2030



Figur 16-4: Oppnådd kraftpris for sol, landvind, havvind⁶⁷, elvekraft og magasinkraft i 2040

16.3 Lavt støttebehov for ny norsk og nordisk kraftproduksjon i Basis

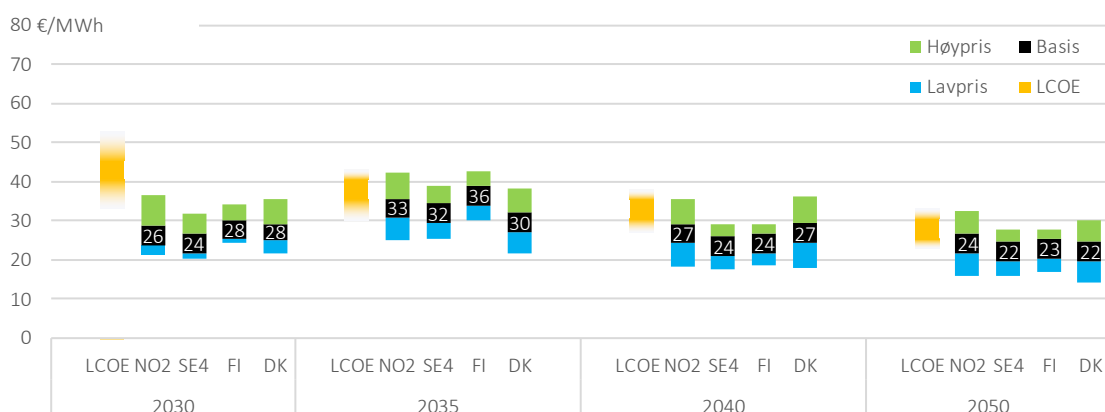
For å få en indikasjon på lønnsomhet sammenstiller vi oppnådd kraftpris for solkraft, landvind og havvind med gjennomsnittlige kostnader over levetiden, LCOE. Sammen gir dette en indikasjon på

⁷⁶ Oppnådd kraftpris for havvind tilknyttet med radial. Havvind tilknyttet med hybrid, med offshore bidding zones, vil få noe lavere oppnådd kraftpris.

lønnsomhet. Vi understreker imidlertid at det også er andre faktorer som vil avgjøre lønnsomheten. Eksempler på dette er bruk av langsiktige kontrakter med større forbrukere og med myndigheter gjennom eventuelle CFD-kontrakter. Opprinnelsesgarantier er en annen mulig inntektskilde som vi ikke har med i vår enkle sammenstilling. Tallene på LCOE er basert på kostnadsprognoser for de ulike teknologiene, presentert i kapittel 6, og en justering basert på nordiske forhold.

I vår Basis får solkraft en oppnådd kraftpris på i underkant av 30 €/MWh i nesten hele perioden, med unntak av 2035 som har en noe høyere oppnådd kraftpris. LCOE for storskala solkraft ligger noe høyere enn dette. I Norden i Basis legger vi til grunn rundt 70 TWh solkraft i 2050, opp fra rundt 22 TWh i 2030. Denne volumveksten er noe usikker, men vi forventer at solkraft i stor grad bygges ut som følge av bygningskrav og reguleringer, og fordi tak- og fasadekledning med integrert solcellepanel trolig vil komme til en svært lav ekstrakostnad. Videre vil andre inntektsstrømmer, som opprinnelsesgarantier og spart nettleie og el-avgift, også kunne bidra til bedre bedriftsøkonomisk lønnsomhet. I Høypris er oppnådd kraftpris på nivå med LCOE for solkraft.

Oppnådd kraftpris for solkraft i Norge ligger på nivå med de øvrige nordiske landene, men det utbygde volumet er lavere. I Norge er det rundt 8 TWh solkraft i vår Basis i 2050, mens volumet er rundt 24 TWh i Sverige og rundt 20 TWh i Danmark. At det markedsmessig er plass til mindre solkraft i Norge henger sammen med at Norge har en høyere andel uregulert vannkraftproduksjon i sommermånedene som bidrar til å senke sommerprisene i Norge relativt til andre land. Dette senker også den oppnådde kraftprisen for solkraft. Videre er Sør-Norge godt tilknyttet andre land med høy solkraftandel, noe som også bidrar til lave sommerpriser i Norge. Her er det imidlertid mye usikkerhet og solkraftvolumet kan bli større.

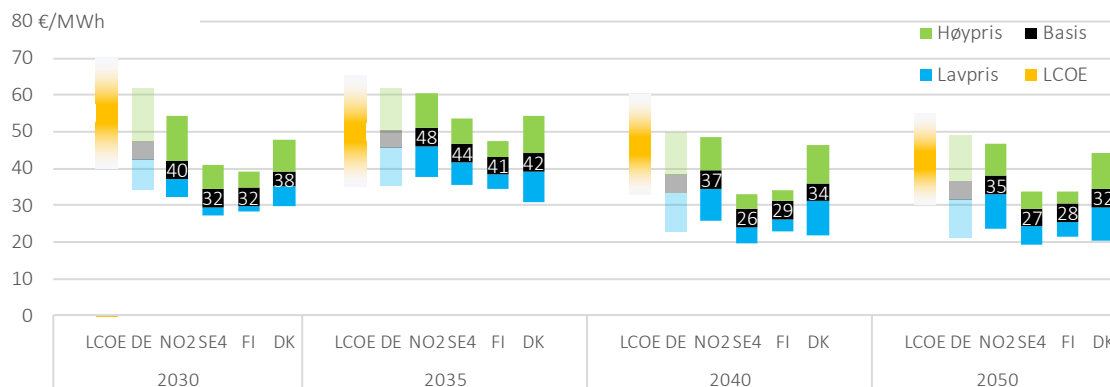


Figur 16-5: Sammenlikning av LCOE for sol mot oppnådd kraftpris for tidsstadiene 2030-2050

Vindkraft på land kan bygges ut uten støtte i alle våre scenarier. Det er primært nord i Sverige og i Finland at vi legger til grunn en utbygging av vindkraft. I Norge og Danmark er det strengere arealrestriksjoner som begrenser volumene som bygges ut. Utbyggingen i Sverige og Finland er avhengig av en samtidig utbygging av fleksibel hydrogenproduksjon som løfter oppnådd kraftpris.

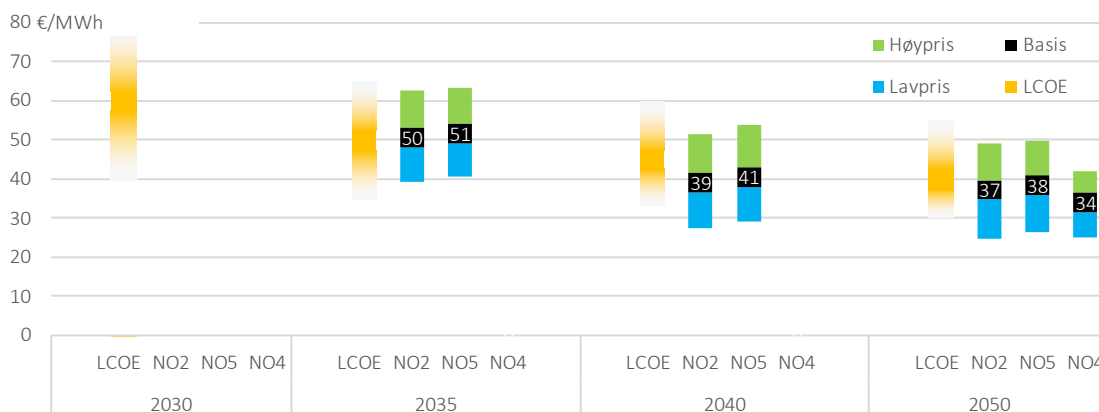
Bunnfast havvind i Norge får i vår Basis en oppnådd kraftpris på rundt 40-50 €/MWh, utover på 2030-tallet. Mot 2040/50 faller dette til under 40 €/MWh i Basis som følge av at prisnivået i Europa synker. Oppnådd kraftpris for havvinden synker også ettersom totalvolumet øker. Norsk havvind får en noe høyere salgspris enn i de andre nordiske landene som følge av høy andel regulert vannkraft i Norge og en lavere vindkraftandel. Med en LCOE på bunnfast havvind, inkludert nett, på rundt 40-50 €/MWh, vil bunnfast havvind som bygges ut rundt 2030 trolig kun ha et lavt støttebehov i Basis.

I de øvrige nordiske landene er oppnådd kraftpris for havvind rundt 30 €/MWh i Basis. Rundt Danmark og i Østersjøen er vannet vesentlig grunnere, og prosjektene planlegges nærmere land enn i Norge. Dette gjør at støttenivået i disse landene også er rimelig lavt. Mengden elektrolysekapasitet og fleksibiliteten på denne er usikre faktorer som har stor betydning for inntjeningen til havvind. Dette drøfter vi nærmere i neste avsnitt.



Figur 16-6: Sammenlikning av LCOE for havvind⁷⁷ mot oppnådd kraftpris for tidsstadiene 2030-2050

Vi venter at flytende havvind får høyere utbyggingskostnader enn bunnfast havvind rundt 2035, før kostnadsdifferansen mellom bunnfast og flytende blir betydelig mindre mot 2040. For en oppnådd kraftpris for havvind på rundt 40 €/MWh, innebærer det at flytende havvind i Norge har behov for noe økonomisk støtte i vår Basis. I Høypris-scenariet viser simuleringene imidlertid at oppnådd kraftpris løftes opp mot nivået for LCOE, noe som indikerer et lavt støttebehov i dette scenariet.



Figur 16-7: Sammenlikning av LCOE for flytende havvind mot oppnådd kraftpris for tidsstadiene 2030-2050

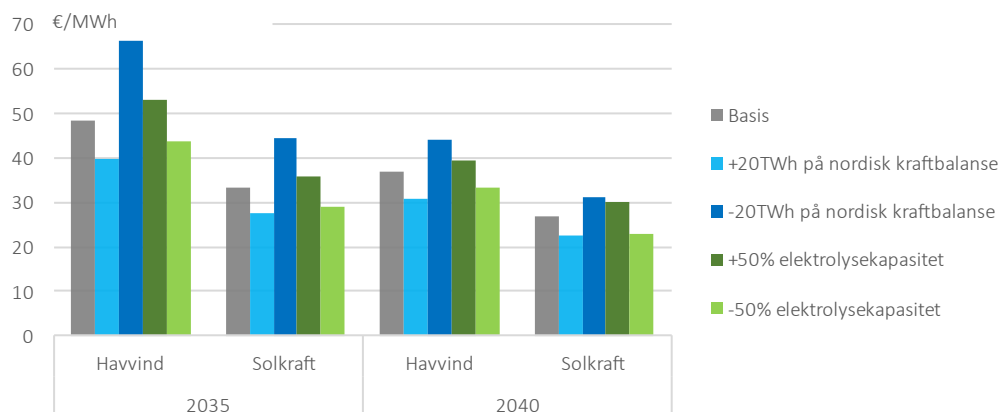
16.4 Lite trolig med nordisk kraftoverskudd da prisen synker under kostnadene for havvind

Prisnivået på kontinentet/UK, som er gitt av teknologikostnadene, har betydning for prisnivået i Norden og inntjeningen til fornybar, som vist i kapittel 16.3 gjennom scenarioene Høypris og Lavpris. Videre har også energibalansen i Norge og Norden, samt mengden elektrolysekapasitet og graden av fleksibilitet i denne, stor betydning for inntjeningen til havvind og solkraft.

I Basis er forbruk og produksjon på nordisk nivå i et normalår like stort i både 2040 og 2050. Samtidig ligger oppnådd kraftpris for havvind på eller noe under nivået for utbyggingskostnader. Når vi øker det

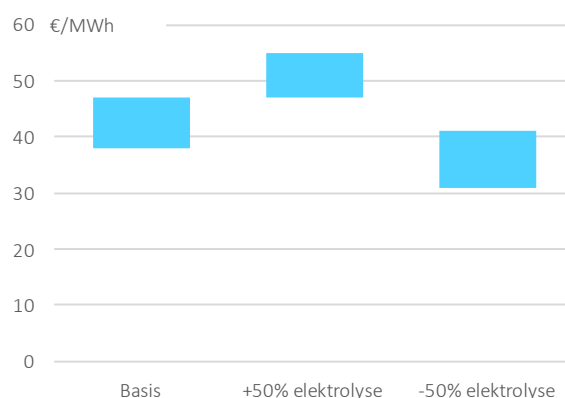
⁷⁷ Oppnådd kraftpris for havvind tilknyttet med radial. Havvind tilknyttet med hybrid, med offshore bidding zones, vil få noe lavere oppnådd kraftpris.

nordiske overskuddet blir oppnådd kraftpris presset under utbyggingskostnadene, som vist i Figur 16-8. Det er derfor lite trolig at vi får et vedvarende større overskudd på energibalansen i Norden, med mindre ny produksjonskapasitet i Norden er vesentlig billigere enn på kontinentet/UK, eksempelvis om landvind kan dekke store deler av forbruksveksten i Norden. Alternativt kan et nordisk overskudd på energibalansen vedvare dersom ny produksjon subsidieres.



Figur 16-8: Oppnådd kraftpris i NO2 i Basis for havvind og solkraft i 2035 og 2040

Store mengder sol og vindkraft og høy samvariasjon i denne produksjonen gir behov for høy elektrolysekapasitet for å løfte prisene i timer med høyt bidrag fra den fornybare produksjonen. Figur 16-8 viser hvordan mer elektrolysekapasitet øker oppnådd kraftpris for havvind og solkraft. Samtidig som elektrolysekapasiteten øker, øker imidlertid kostnaden for å produsere hydrogen i Norden, som vist i Figur 16-9. I en likevekt må hydrogenproduksjonen i Norden samtidig være konkurransedyktig med hydrogen produsert andre steder, inkludert fraktkostnader.



Figur 16-9: Hydrogenkostnad i Basis i SE1, for ulike elektrolysekapasiteter i Norden i 2040

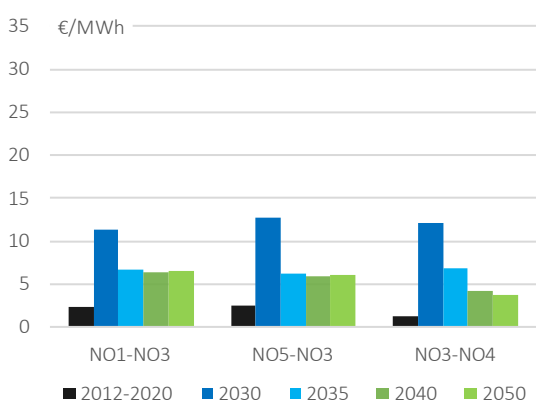
Som vist er balansen mellom de ulike aktørenes lønnsomhet svært følsom, og en endring i en parameter gir fort også endringer på flere andre områder. Vi balanserer datasettene manuelt og den eksakte likevekten er derfor utfordrende å finne. Basis-datasettene gir en indikasjon på denne likevekten.

17 Prisforskjeller internt i Norge og Norden, og mot kontinentet/UK

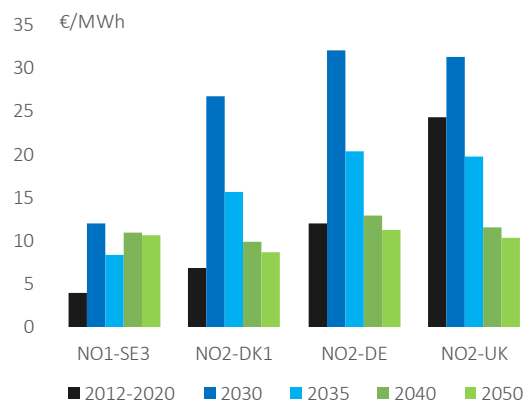
17.1 Høye prisforskjeller time for time internt og mot utlandet, selv med jevne snittpriser

Dagens enorme prisforskjeller internt i Norge og Norden er primært drevet av store forskjeller i gjennomsnittsprisen i ulike områder. Og i vårt basisscenario dempes disse forskjellene kraftig de neste årene. Mer nettkapasitet, mindre overskudd på energibalansen nord i Norden og lavere priser på kontinentet, gir mer like gjennomsnittspriser mellom prisområder i Norge og internt i Norden. Forutsetningen om at hydrogenforbruket blir fleksibelt bidrar også til å jevne ut kraftprisene i Basis. En mer ubalansert utvikling vil imidlertid kunne gi større forskjeller i de gjennomsnittlige kraftprisene. Eksempelvis om det blir større overskudd i nord, forsinket nettutvikling eller mer ufleksibelt hydrogenforbruk enn i Basis.

Selv om det i basisscenarioet er relativt like gjennomsnittspriser viser våre modellsimuleringer at det er betydelige prisforskjeller time for time internt i Norge og Norden. Dette skyldes at bidraget fra vind- og solkraft varierer betydelig mellom geografiske områder. I tillegg vil perioder der tilsiget varierer mye mellom ulike landsdeler, slik 2022 var et eksempel på, fortsatt være en årsak til prisforskjeller, spesielt internt i Norge.



Figur 17-1: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mellom norske prisområder.



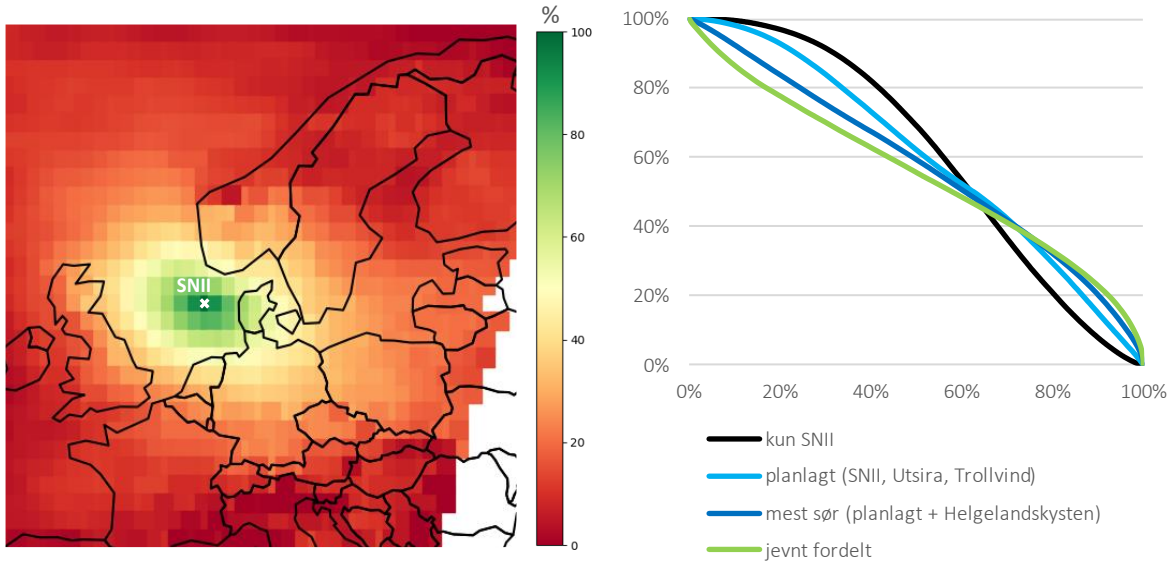
Figur 17-2: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mellom Norge og naboland.

Forskjellene i gjennomsnittspris mellom Norge og kontinentet, UK og andre nordiske land, blir også vesentlig mindre i Basis enn de har vært de siste par årene. Men også her blir det betydelige prisforskjeller time for time. Mye av årsaken ligger i det norske vannkraftsystemet som bidrar til dette i hovedsak gjennom to mekanismer. For det første gir fleksibiliteten i vannkraften vesentlig lavere kortsiktig prisvariasjon i Norge enn i våre naboland, og dermed også en høy prisforskjell mellom Norge og våre naboland time for time. For det andre gir store svingningene i tilsiget store variasjoner i hvordan vannet prissettes, sammenlignet med prisene i våre naboland. I år med mye tilsig settes prisene lavt sammenlignet med prisnivået i våre naboland og motsatt. Det at vindkraften i Europa og Norge ikke er helt korrelert forsterker dette.

Den kortsiktige prisvariasjonen i våre naboland har også stor betydning for de gjennomsnittlige prisforskjellene time for time. Generelt vil det bli større prisforskjeller time for time desto mer prisene varierer i landene rundt oss. Figur 17-2 viser dette tydelig. Som vi har vist tidligere i rapporten har vi høy kortsiktig prisvariasjon på kontinentet og i UK i 2030, som følge av at det ikke er bygget ut nok fleksibilitet. Dette gir store prisforskjeller time for time med prisene i Norge – i figuren representert med prisområdet NO2. Lengre ut i tid blir det derimot lavere prisforskjeller etter hvert som det

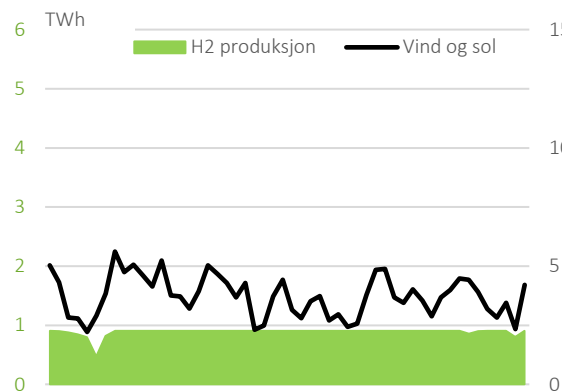
kommer inn mer fleksibilitet på kontinentet og i UK. Det jevner ut prisene og reduserer den kortsiktige kontinentale og britiske prisvariasjonen.

I Basis innebærer mye mer vind- og solkraft, og lavere markedsandel for vannkraften i Norden, at den kortsiktige prisvariasjonen øker i Sverige. Dermed får vi omtrent like store gjennomsnittlige prisforskjeller time for time mellom Sør-Norge og kontinentet, som mellom Sør-Norge og Sverige i Basis i 2040/50.

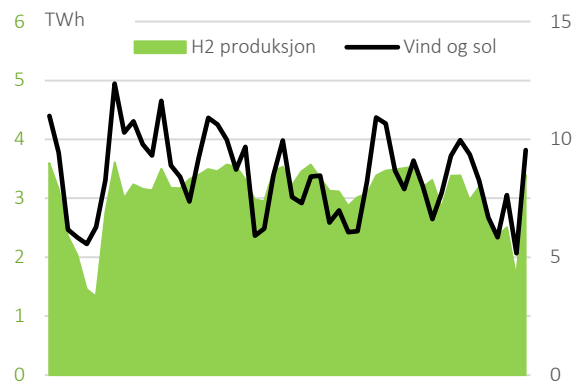


Figur 17-3: Korrelasjon av vindhastighet mellom SNII og resten av Europa. Basert på reanalyse av data fra Kjeller vindteknikk. Grønn = høy korrelasjon, Rød = lav korrelasjon på timesbasis.

Figur 17-4: Varighetskurve for havvindproduksjon med ulike geografisk spredning.



Figur 17-5: Ukentlig kraftforbruk til hydrogenproduksjon sammenlignet med ukentlig vind og solkraftproduksjon i Norden, Basis 2030, værår 2012.



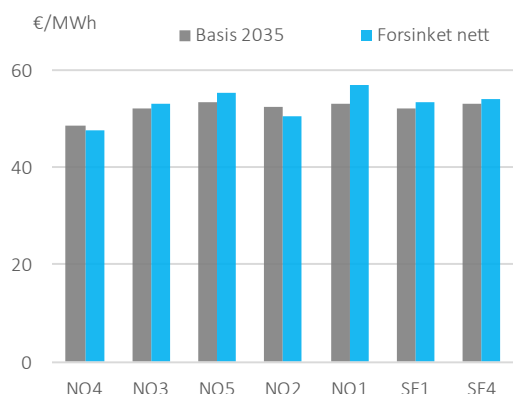
Figur 17-6: Ukentlig kraftforbruk til hydrogenproduksjon sammenlignet med ukentlig vind og solkraftproduksjon i Norden, Basis 2040, værår 2012.

17.2 Forsinket nettutvikling vil gi større prisforskjeller mellom norske prisområder

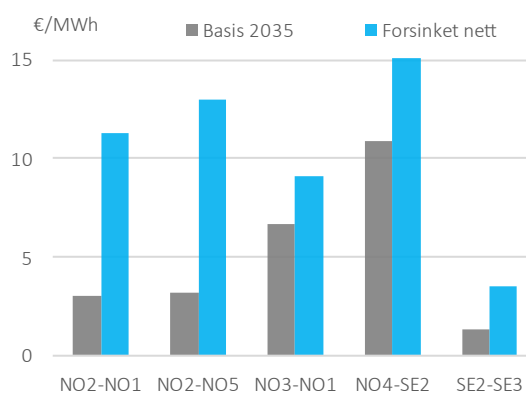
Et robust transmisjonsnett er en viktig forutsetning for å lykkes med det grønne skiftet. I datasettene våre har vi lagt til grunn at nettet bygges ut i tråd med Statnetts nettutviklingsplan og områdeplaner. Det er imidlertid en risiko for forsinkelser i nettutviklingen og dette vil i så fall gi større flaskehals og prisforskjeller enn i Basisscenarioet.

Forsinket nettutbygging har begrenset virkning på gjennomsnittsprisene, men øker prisforskjellene time for time

For å illustrere effekten av forsinket nettutbygging har vi simulert basisdatasettene for 2035 og 2040 – med nettet slik vi forutsetter at det er i 2030 – men uten forsterkningene som er planlagt etter 2030. Denne stiliserte øvelsen gir en viss endring i de gjennomsnittlige kraftprisene. I 2035 datasettet som figurene under er hentet, fra går prisen noe opp i underskuddsområder som NO1, og noe ned i overskuddsområder som i NO2. Generelt er det imidlertid relativt beskjedne utslag. Dette er en følge av at vi i Basis har en relativt jevnt fordelt økning i produksjon og forbruk i de ulike prisområdene – målt i energi over året.



Figur 17-7: Simulert årlig snittpris for Basis 2035 og 2035 med 2030-nett



Figur 17-8: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mellom områder, i Basis 2035 og i 2035 med 2030-nett

De gjennomsnittlige prisforskjellene time for time øker imidlertid mye. Et eksempel er prisforskjellen mellom NO2 og NO5, der forskjellen øker fra 3 €/MWh i Basis til 13 €/MWh i scenarioriet med forsinket nett. Denne forskjellen skyldes særlig at vi ikke har oppgradert forbindelsen mellom Sauda og Samnanger, slik vi legger til grunn i Basis. Oppgraderingen til 420 kV mellom Sauda og Samnanger øker den termiske kapasiteten på denne strekningen med om lag 1000 MW. Det medfører at det i våre datasett kan flyte opp til 60 % mer mellom NO2 og NO5 når oppgraderingen er på plass. Flaskehalsen med forsinket nett blir spesielt begrensende ved høy flyt nordover når det er lite oppregulering tilgjengelig i NO5. Derfor blir også endringen i prisforskjell dominerende i denne retningen.

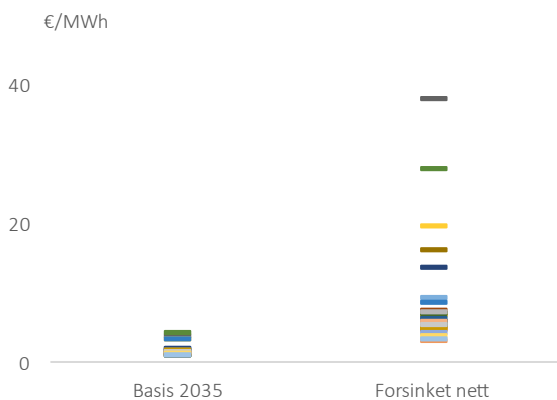
Et annet eksempel er den gjennomsnittlige prisforskjellen time for time mellom NO2 og NO1, som øker fra 3 til 11 €/MWh. I Basis legger vi til grunn at Arendal-Bamble 2 og ny 420 kV-ledning mellom Rød, Reskjem og Flesaker kommer på drift i 2035. Simuleringene viser at det kan flyte opp mot 40 % mer på korridoren mellom NO2 og NO1 med disse oppgraderingene. I simuleringene med forsinket nett blir flyten begrenset i begge retninger, men det er det særlig begrensningen i nordgående retning på vinterstid når forbruket er høyt i NO1 at vi får størst prisforskjeller. For å begrense flyten inn til NO1 i disse situasjonene må prisen i NO1 bli svært høy, slik at enten produksjon som ikke allerede kjører for fullt øker, eller at forbruket reduseres.

Kapasitetsbegrensninger på Snitt 2, mellom prisområdene SE2 og SE3, har vært en viktig årsak til de store prisforskjellene nord-sør i Norden de siste par årene. Svenska kraftnät har imidlertid satt i gang flere tiltak for å øke kapasiteten. Blant annet gjennom utskiftning av endepunkt-komponenter og økt bruk av systemvern. Disse tiltakene har allerede økt kapasiteten opp mot det den har ligget på historisk. Med de ytterligere planlagte tiltakene forventer vi i Basis at kapasiteten på vinterstid vil øke

fra ca. 7300 MW i dag og trinnvis opp mot 10 500 MW i 2040. I sum gjør dette at det skal mye til før redusert kapasitet i Sverige påvirker prisforskjellene internt i Norge i vesentlig grad.

Betydningen av forsinket nett varierer mellom ulike værår

I hvilken grad forsinket nettutbygging påvirker flaskehalsene varierer med været. Eksempelvis vil flaskehals ut av overskuddsområder bli mye større i år med mye tilsig. Motsatt kan forsinket nett i tørre og kalde år i verste fall gi problemer med å dekke opp for forbruket i områder med stort underskudd. Figur 17-9 illustrerer dette poenget. Her blir prisforskjellen mellom NO2 og NO1 mye større i tørre og kalde år enn i våte og varme år, når vi simulerer med forsinket nettutbygging. Årsaken er at dette gir flere timer med effektknapphet i NO1 og dermed økt behov for utkobling av forbruk for å skape balanse. Høye utkoblingspriser for industri og alminnelig forsyning i NO1 gir høye priser i NO1 i disse timene. Dermed øker den gjennomsnittlige prisforskjellen time for time mellom NO2 og NO1 kraftig, på det meste til 38 €/MWh i snitt over året. Motsatt vil det ikke være noen timer med utkoblingspris i de aller våteste årene, og prisforskjellen ligger på 5 €/MWh.



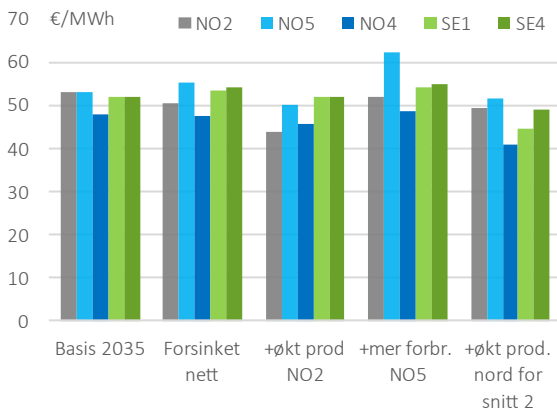
Figur 17-9: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom NO2 og NO1 for 29 værår

17.3 Større regionale ubalanser forsterker konsekvensen av forsinket nett

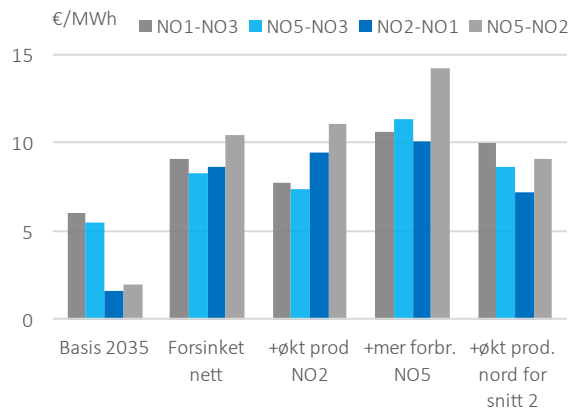
Vi legger til grunn en balansert utvikling av forbruk og produksjon i Basis. En mindre balansert utvikling – med større regionale overskudd og underskudd på energibalansen – vil gi større prisforskjeller. Kombinerer vi dette med en forsinket nettutbygging forsterkes både flaskehalsene og de resulterende prisforskjellene.

Figurene under viser fire scenarioer for 2035 der vi har lagt til grunn 2030-nettet, tilsvarende som i kapittel 17.2, og kombinert dette med ulike regionale ubalanser. Disse ubalansene er henholdsvis 15 TWh økt overskudd nord for Snitt 2 i Sverige, 5 TWh økt forbruk i Bergensområdet og 13 TWh økt produksjon på Sørlandet.

Figur 17-10 viser at endret energibalanse flytter prisene i alle områder, men mest i området der vi legger til forbruket eller produksjonen. Tilsvarende viser Figur 17-11 at økte regionale ubalanser øker prisforskjellene mellom området der vi endrer balansen og de tilstøtende områdene, mens virkningen på de andre flaskehalsene varierer.



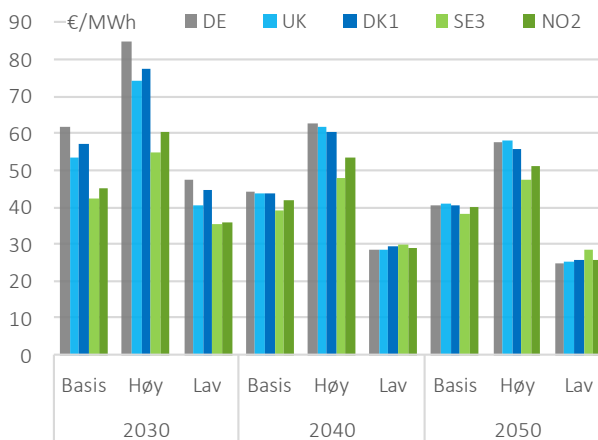
Figur 17-10: Simulert årlig snittpris i 2035 for simuleringer med ulike regionale ubalanser kombinert med forsinket nett (Basis og kun forsinket nett til sammenlikning)



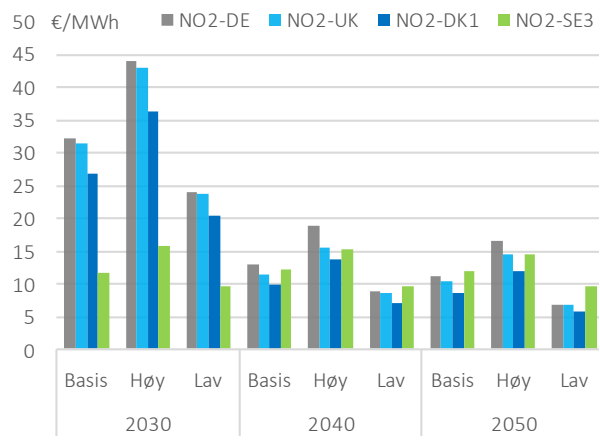
Figur 17-11: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2035 for simuleringer med ulike regionale ubalanser og forsinket nett (Basis og kun forsinket nett til sammenlikning)

17.4 Prisforskjellene mellom Norge og utlandet er usikre

Basisscenarioet gir en tydelig trend der vi først får høye prisforskjeller time for time mellom Norge og våre naboland, og deretter noe mindre som følge av at det kommer inn mye ny fleksibilitet som demper den kortsiktige prisvariasjonen i hele det europeiske markedet. Det er imidlertid mange usikkerhetsfaktorer som i sum gir et stort utfallsrom for de framtidige prisforskjellene time for time, og for forskjellene i snittpriser mellom Norge og andre land. I scenarioene Høypris og Lavpris viser også et utfallsrom for prisforskjellene time for time og for forskjeller i gjennomsnittlig kraftpris.



Figur 17-12: Simulert årlig snittpris i Basis, Høypris og Lavpris



Figur 17-13: Absolutt, gjennomsnittlig prisforskjell i Basis, Høypris og Lavpris

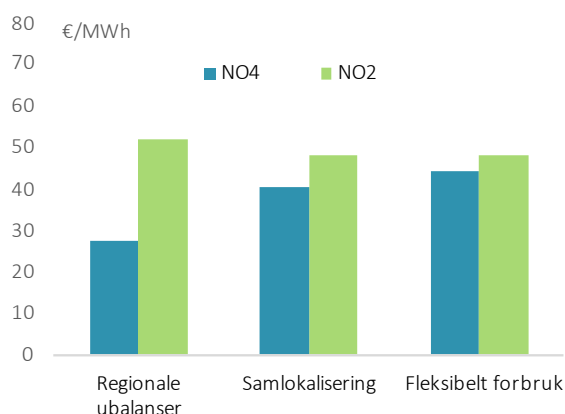
17.5 Simuleringsresultatene våre undervurderer flaskehals og prisforskjeller

Simuleringsmodellene våre underdriver trolig flaskehalsene og prisforskjellene nok noe. For det første har vannverdiene i ulike magasin i modellen både for lite spredning og også tilgjengelig effekt fra regulert vannkraft er noe for høy. Dette gjør at modellen underdriver prisforskjellene internt i Norge og gir for lite prisstruktur. For det andre fanger simuleringene våre i liten grad opp perioder med redusert kapasitet som følge av utkoblinger i nettanlegg eller produksjonsanlegg. Med utbyggingstempoet vi legger til grunn vil det bli behov for en rekke slike utkoblinger i årene som kommer. Vi må derfor forvente at prisforskjellene vil være noe høyere enn det vi viser i kapitlene over. Like fullt mener vi at resultatene våre står seg og illustrerer de viktigste poengene på en god måte.

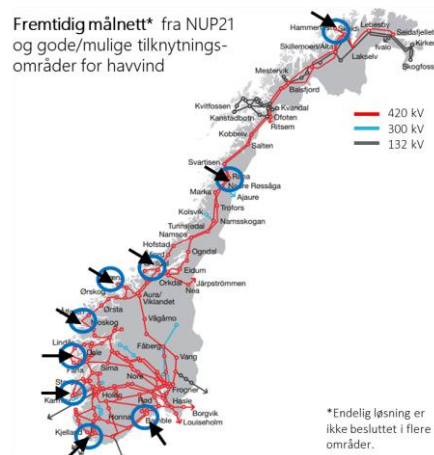
18 Mulige konsekvenser av enda høyere volumvekst i Norge

Vårt scenario for høy forbruksutvikling i Norge har et samlet norsk kraftforbruk på 260 TWh. Dette er 40 TWh høyere enn i Basis. Den høye veksten er i stor grad drevet av at norsk flytende havvind blir fullt ut konkurransedyktig med havvind ellers i Europa. Med så høy vekst i både norsk forbruk og norsk produksjon⁷⁸ som i dette scenarioet, er det både rasjonelt og sannsynlig at veksten vil måtte bli relativt balansert per landsdel. Det trenger ikke bli like høy vekst overalt, men det er trolig at forbruk og produksjon målt i energi øker omtrent like mye per landsdel. En slik utvikling vil forsterkes av at den ekstra forbruksøkningen i all hovedsak vil bestå av industriforbruk av ulike typer, og som i stor grad fordeler seg langs kysten av Norge. Siden flytende havvind kan bygges mange steder, blir det da rasjonelt å knytte denne rett inn til de ulike områdene der det er mye industri.

Med så høy vekst vil det, på samme måte som i andre land, måtte utvikles mye ny fleksibilitet også i Norge. Dette kan komme ved at mye av forbruksøkningen består av fleksibel hydrogenproduksjon. Hvis veksten i større grad består mer av industriforbruk med høy betalingsvilje, vil dette trolig kreve at pumpekraft i en viss skala må bli lønnsomt i Norge. Pumpekraft vil bidra til at det er nok effekt i timer med lite vindkraft, og at det er noe som kan kjøpe og opprettholde en høy nok kraftpris i timer med mye vindkraftproduksjon. Hvis ikke vil det på samme måte som for andre land med tilsvarende vekst, bli vanskelig å få tilstrekkelig lønnsomhet av både ny industri og havvind.



Figur 18-1: Illustrasjon på kraftpris i Nord og Sør-Norge med ulik samlokalisering av produksjon og forbruk, og fleksibilitet i forbruket, gitt høy forbruksvekst.



Figur 18-2: Illustrasjon på målnett og mulige tilknytningsområder for havvind.

Gitt disse premisene viser våre foreløpige modellsimuleringer⁷⁹ av dette scenarioet, med målnett som er nettet slik det ligger inne i Basis 2040, at vi får relativt moderate prisforskjeller og håndterbar flyt på viktige snitt. Dette er til tross for at volumet forbruk og produksjon er vesentlig høyere enn i Basis, og at effektprofilen for havvind og forbruk er svært ulik. Her er det et stort utfallsrom og mye analyse som gjenstår.

Samtidig indikerer simuleringene et vesentlig og holdbart poeng – at målnett mest sannsynlig også vil kunne håndtere mer forbruk og produksjon enn det er i basisscenarioet. Dette skyldes både at målnett har mye kapasitet, og at nettbehovet dempes ved en geografisk balansert vekst i forbruk og

⁷⁸ I Norge har vi i vårt høye forbruksscenario en samlet kraftproduksjon på rundt 280 TWh i 2050. I resten av Norden har vi beholdt forbruk og produksjon som basisprognosen.

⁷⁹ Vi bruker her kraftprisene fra Høyprisscenarioet da dette mest sannsynlig gir lønnsom flytende norsk havvind

produksjon, og en høy andel fleksibelt forbruk. I tillegg bidrar regulert vannkraft som er godt fordelt utover landet, og fleksibel hydrogenproduksjon i Sverige og Finland, ytterligere til å dempe flytvirkningen i transportkanalene.

En mer ubalansert utvikling vil raskt gi større flaskehals og mer nettbehov. Vi understreker også at det helt klart vil være behov for sterkere nett regionalt mange steder, for å kunne ha sikker tilknytning til nettet av så mye mer forbruk og produksjon. Det vil også være behov for mer effekt i vannkraften i et slikt scenario.

Vi vil i fortsettelsen gjøre mer detaljerte analyser av nettbehovet ved både en høyere og lavere vekst i norsk forbruk og produksjon enn hva vi har i basisscenarioet.

Andre relevante rapporter fra Statnett

Statnett gjennomfører en rekke analyser og utredninger for å sikre en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av sentralnettene. Se mer på vår [tematiske oversikt over analysene vi har publisert](#).



Forbruksutvikling i Norge 2022-2050

- delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050

Delrapport til denne LMA om forventet forbruksutvikling i Norge

[Langsiktig markedsanalyse – Delrapport forbruksutvikling Norge | Statnett](#)



Kortsiktig markedsanalyse 2022-2027

November 2022

Forrige utgave av KMA fra 2022

[Statnetts Kortsiktige markedsanalyse | Statnett](#)

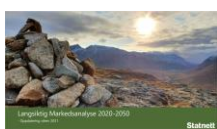


Langsiktig markedsanalyse 2020

Norden og Europa 2020-2050

Forrige utgave av LMA fra 2020

[Langsiktig markedsanalyse | Statnett](#)



Langsiktig markedsanalyse 2020-2050

- Oppdatering våren 2021

Oppdatering av LMA 2020 for å ta høyde for endringer i sentrale faktorer

[Langsiktig markedsanalyse | Statnett](#)



Analyse av transportkanaler

Norge 2021-2040

Analyse av transportkanaler er en overordnet analyse av flyt og flaskehalsar i de store transportkanalene i det norske kraftsystemet frem mot 2040.

[Analyse av transportkanaler 2021-2040 | Statnett](#)



Statnetts områdeplaner

Områdeplanene skal hjelpe Statnett og våre samarbeidspartnere med å oppnå mer helhetlige løsninger, tydeligere og mer forutsigbar nettutvikling og mer effektiv prosjektgjennomføring. Det skal totalt utarbeides 10 områdeplaner.

[Områdeplaner: helhetlig og forutsigbar nettutvikling | Statnett](#)



Statnett Nettutviklingsplan 2021

Nettutviklingsplanen er en av Statnetts viktigste plattformer for å kommunisere våre planer for nettutviklingen i Norge fremover. En oppdatert versjon blir publisert hvert annet år.

[Nettutviklings- og investeringsplan | Statnett](#)



Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet

Områdestudie

Analyse av hvordan tilknytning av havvind fra Sørlege Nordsjø II og nytt industriforbruk på Østlandet påvirker behovet for overføringskapasitet i Sør-Norge.

[Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet | Statnett](#)



Fagrapport om havvind i Sørlege Nordsjø II

Fakta og analyse av økonomiske og markedsmessige forhold

Sammenlikning av radiell tilkobling av havvind i Sørlege Nordsjø II med flere varianter av hybrid tilkobling. Vi viser også hvordan havvind og hybrid tilkobling påvirker prisene i Norge parallelt med økt industriforbruk

[Fagrapport om havvind i Sørlege Nordsjø II | Statnett](#)

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

Nettside: www.statnett.no

Statnett