



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Markedseffekter av teknologibegrensning i kraftutbygging mot 2040

Market effects of technology constraints in power
development towards 2040

Cecilie Ane Madeleine Hereid Henrichsen

Fornybar Energi

Forord

Denne masteroppgaven markerer avslutningen på mine studier i Fornybar Energi ved NMBU. Først og fremst vil jeg rette en stor takk til hovedveileder Torjus Folsland Bolkesjø for gode innspill, diskusjoner og motivasjon. Jeg vil også takke Eirik Ogner Jåstad og Niels Oliver Nagel for uvurderlig hjelp og gode svar på alle spørsmål jeg har hatt underveis i min bruk og læring av Balmorel.

Oslo, 14.05.2023

Cecilie Henriksen

Sammendrag

Klimakrisen krever en omfattende global omstilling innen kraftproduksjon. Ambisiøse klimamål skal nås gjennom utslippsreduksjoner samtidig som kraftforbruket øker. Dette fører til et stort behov for investeringer og utbygging av utslippsfri kraftproduksjon.

Teknologier som solkraft og landbasert vindkraft er i dag det rimeligste alternativet og kan i dag bygges i mange land uten behov for subsidier. Likevel har solkraft og landbasert vindkraft vist seg å være svært kontroversielt grunnet store arealbehov.

For å erstatte ny kraftproduksjon fra landbasert vindkraft og solkraft er det ikke gitt hva som vil lønne seg og hvordan det vil påvirke kraftmarkedet. Særlig havvind og kjernekraft diskuteres om hverandre og kan virke mest aktuelle selv om disse teknologiene vil koste betydelig mer. Ulike teknologier har ulike egenskaper som kan påvirke markedet.

Formålet med oppgaven er å belyse markedseffekter av teknologibegrensning i kraftutbygging og bidra til å gjøre godt begrunnede valg sett fra et bedriftsøkonomisk perspektiv. Resultatene kan brukes som et bidrag til en mer helhetlig analyse og gi et bedre beslutningsgrunnlag. Med markedseffekter menes påvirkning og endring i produksjonsmiks, handelsbalanse, kraftpriser og teknologienes markedsverdi.

For å gjennomføre analysen er energisystemmodellen Balmorel benyttet. Modellen er kjørt for flere scenarier med ulike begrensninger i teknologiinvesteringer og handelsbalanse. Begrensningen i handelsbalanse er innført for å se hvilke investeringer Norge må gjøre for å ha et kraftoverskudd i et normalår, uten at hver time har et overskudd da dette vil være nærmest umulig med usikkerheten og variabiliteten fornybar energi innehar.

Analysen viser som ventet at de billigste teknologiene også gir billigst gjennomsnittlig kraftpris, men sesongvariasjonen er større og gir høyere kraftpriser når det er lite vind og sol. Det vil derfor være viktig å ta høyde for dette i beslutningstaking og belyse konsekvensene for kraftkonsumenter. Når investeringene blir dyrere øker også kraftprisen og det blir konsumentene som tar kostnaden av dette, enten i form av økt kraftpris, subsidier eller begge. Valg av dyrere løsninger kan imidlertid øke allmenn aksept og gjøre kontroversielle kraftutbygginger aktuelle i de områdene det er utfordrende og mye motstand i dag.

Abstract

The climate crisis demands a global transition in power generation. Ambitious climate goals have been set to reduce emissions while power demand is rising. This creates a significant need for investment and development in emission free power production.

Technologies such as solar and onshore wind power are the most affordable options and can be built in many countries today without subsidies. However, they have proven to be highly controversial due to their large land requirements.

To replace new power generation from onshore wind and solar power, it is uncertain what will be the most cost effective and how it will affect the power market. Offshore wind power and nuclear power are particularly debated and may seem more relevant, even though these technologies will be more expensive. Different technologies also have different characteristics that may affect the market.

The purpose of this paper is to shed light on the market effects of technology constraints in newbuild power production and contribute to making integral choices from a business economic perspective. The results can be used as a contribution to a more comprehensive analysis and provide an enhanced decision basis. Market effects refer to impacts and changes in production mix, trade balance, power prices and the market value of different technologies.

To conduct the analysis the energy system model Balmorel is used. The model is run for multiple scenarios with different constraints for technology investments and balance of trade. The balance of trade constraint is introduced to see which investments Norway must make to have a power surplus in a normal year. This constraint does not mean that Norway is self sufficient every hour which would be close to impossible with the uncertainty and variability of renewables.

The conclusion of the analysis is as expected that the cheapest technologies also provide the lowest average power price, but seasonal variations are larger and result in higher power prices in hours with little inflow of wind and solar. It will therefore be important to take this into consideration when decisions are made and highlight the consequences for power consumers. Expensive investments results in higher power prices and it is consumers who must pay the increase in the form of higher power prices, subsidies or both. Choosing expensive solutions may contribute to increasing public acceptance and make solar and onshore wind less controversial.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	iii
Abstract.....	iv
1. Innledning.....	1
2. Bakgrunn	2
3. Teoretisk rammeverk.....	5
3.1. Investeringsanalyse	5
3.2. Optimalisering i Balmorel.....	6
3.3. Kraftmarkedet og prissetting.....	7
4. Metode.....	9
4.1. Datainnhenting	9
4.2. Balmorel	10
5. Datagrunnlag, antagelser og scenario.....	11
5.1. Datagrunnlag	11
5.2. LCOE	14
5.3. Andre Forutsetninger.....	16
5.4. Scenario	16
6. Resultater.....	17
6.1. Produksjon.....	17
6.2. Nettoeksport	20
6.3. Kraftpriser	21
6.4. Markedsverdi.....	26
6.5. Verdifaktor	28
6.6. Oppsummering	29
7. Diskusjon.....	30
7.1. Metode.....	32
7.2. Videre arbeid	33
8. Konklusjon	35
Kildeliste.....	i

1. Innledning

Langsiktige prognoser for kraftmarkedet peker i retning av en betydelig vekst i forbruket de kommende tiårene. Norge har klimaforpliktelser ovenfor EU og Norges klimamål innebærer å redusere klimagassutslipp med minimum 50 prosent i 2030, og hele 90 prosent i 2050 sammenlignet med utslippsnivået i 1990 (Klima- og Miljødepartementet 2021). For å nå klimamålene og dekke den forventede veksten i norsk kraftforbruk gjennom egen kraftproduksjon kreves det en omfattende utbygging av fornybar energi.

Fra et bedriftsøkonomisk perspektiv er det viktig å vurdere kostnadene og inntektspotensialet for ulike teknologier. Noen teknologier er mer lønnsomme og attraktive enn andre, avhengig av faktorer som kapital- og driftskostnader, tilgjengelighet, pålitelighet, og miljøpåvirkning.

De fleste kraftproduksjonsteknologier kan ha ulike negative effekter på miljø og samfunn. Det er derfor viktig å vurdere andre teknologier enn de mest lønnsomme fra et bedriftsøkonomisk perspektiv. Dette kan inkludere fornybar energi og energieffektiviseringstiltak.

Denne oppgaven vil gjennom en scenarioanalyse ved bruk av energisystemmodellen Balmorel belyse hvilke teknologivalg som vil bli tatt fra et bedriftsøkonomisk perspektiv. Deretter vurdere hvilke teknologier som kan erstatte de mest kontroversielle teknologiene. Videre vil oppgaven se på hva de økonomiske konsekvensene kan bli av ulike teknologivalg. For å avgrense oppgaven er det valgt å fokusere på 2040.

Dette vil gi en bedre forståelse av de utfordringene energisystemet står overfor og hvilke tiltak som kan tas for å møte disse utfordringene på en best mulig måte ut ifra et bedriftsøkonomisk perspektiv.

Problemstillingen skal besvares ved å analysere følgende forskningsspørsmål:

- a. Hvilke teknologier bør det investeres i utfra et rent bedriftsøkonomisk perspektiv, dvs. dersom valget er fritt uten begrensninger og med ser bort fra utfordringer knyttet til allmenn aksept?
- b. Hvilke teknologier bør det investeres i når de mest lønnsomme investeringene er uønsket og begrenses?
- c. Hva er konsekvensene for kraftproduksjonsmik, kraftpriser og lønnsomhet for investorer av å begrense utbygging av de mest lønnsomme teknologiene?

2. Bakgrunn

Verden står ovenfor store globale klimaendringer og for å minimere klimarisikoen og unngå negative konsekvenser ble det under FNs klimakonferanse COP21 i Paris utarbeidet en historisk klimaavtale, kalt Parisavtalen (United Nations 2023). En viktig del av Parisavtalen er at alle landene forplikter seg til å redusere utslipp av drivhusgasser der en av de største utslippsbidragene kommer fra CO₂. Parisavtalen markerte starten på et grønt skifte og store utslippsreduksjoner. Avtalen er essensiell for å nå FNs bærekraftsmål (FN-SAMBANDET, 2023). Hvert land skal sette egne utslippsmål, og Norge har forpliktet seg til å redusere utslipp med minst 40 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå. Norge har ambisiøse mål utenfor klimaavtalen om en utslippsreduksjon på minst 50 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå (Klima- og Miljødepartementet 2021). Et steg i riktig retning for å nå satte klimamål vil være å investere i grønn teknologi som skaper lave eller ingen CO₂ utslipp.

Kraft er et nødvendig gode og en viktig faktor når samfunn og industri skal videreutvikles. I 2021 var kraftforbruket i Norge 139,5TWh (Aanensen, 2022). Kraftforbruket øker og Statnett peker i sin kortsiktige markedsanalyse på at energibalansen som i dag viser et kraftoverskudd vil snu og gå i underskudd i Sør-Norge allerede i 2026, og hele landet i 2027 (Christiansen et al., 2023). Bedrifter står i kø og får avslag på forespørsler om å koble seg på strømmettet (Tonne, 2021). Dette tegner at bilde av at ikke bare strømmettet, men også kraftproduksjon må bygges ut for å møte en økende etterspørsel. Både NVE og Statnett forventer økt forbruk mot 2040. NVEs forbruksprognose øker til 174TWh i 2040 (Birkelund et al., 2021), og Statnetts basisscenario øker til hele 220TWh (Christiansen et al., 2023).

Norges kraftressurser er helt unike, og regulerbarheten til vannkraft kombinert med en stor mengde potensiell vindkraft ligger til rette for en kraftproduksjonen i stadig utvikling (Killingtveit, 2012). Det som startet som et vannkrafteventyr sent på 1800 tallet er i dag en midlere årsproduksjon for vannkraft på hele 136,7TWh (NVE, 2019).

I februar 2017 bestemte Olje- og energidepartementet at utvikling av nasjonal ramme for vindkraftutbygging skulle tildeles NVE (Olje- og energidepartementet 2019). Da NVE to år senere la frem sitt forslag til nasjonal ramme for vindkraft var utbyggingstempoet for vindkraft på land i Norge allerede høyt og det kunne tenkes at dette ville bli det nye industrieventyret (Inderberg & Lund, 2021). Vindkraft på land er i dag så lønnsomt at det kan bygges uten statlige subsidier (NVE, 2021).

Det regjeringen og NVE ikke forutså da forslaget til nasjonal ramme for vindkraft ble lagt frem var at den skulle møte massiv motstand (Falnes, 2019). NVE besluttet når forslaget ble levert i april 2019 at konsesjonsbehandlingene av vindkraft på land skulle stanses inntil forslaget ble godkjent, noe det aldri ble. Konsesjonsbehandling av vindkraft på land har derfor vært stanset siden april 2019.

Dersom all vannkraft i Norge kunne utnyttes har NVE estimert at det teoretisk mulige kraftproduksjonspotensialet er så høyt som over 600TWh. Dette innebærer en enorm utbygging og alle vannfall i Norge ville vært utnyttet til kraftproduksjon, som verken ville vært lønnsomt eller uten store konsekvenser for naturen (NVE, 2020). Det teknoøkonomiske potensiale er estimert til 216TWh, og av disse er allerede 64% bygget ut og 23% vernet. Det teknoøkonomiske potensiale som gjenstår er 23TWh. Dette inkluderer både nye kraftverk og 6-8TWh med O/U prosjekter (NVE, 2020).

Det problematiske med å bygge ut resterende produksjonskapasitet er de store naturkonsekvensene som følger av vannkraftutbygging. Nye vannkraftverk krever store naturinngrep som utbygging av vei, oppdemming av innsjøer og elver og utbygging av kraftledninger i områder som har stor betydning for biologisk mangfold, fisk, villmark og turismen (Wan et al., 2023). Dette peker på at det ikke vil være problemfritt å utnytte det resterende produksjonspotensialet ved ny vannkraftutbygging.

Med stor motstand mot vindkraft på land og et begrenset utbyggingspotensial for vannkraft peker nå mange på havvind som hovedløsningen for å øke norsk kraftproduksjon. Norges unike vindressurser kombinert med erfaringer fra både petroleumssektoren og utbygging av vindkraft på land ligger til rette for at dette kan bli et nytt industrieventyr for Norge, og trolig vil havvind være langt mindre omstridt enn vindkraft på land.

Havvind er ikke uproblematisk og kan havne i arealkonflikter med fiskeri og natur som var tilfelle da Fiskebåt og Norges Fiskarlag mente at pilotprosjektet Hywind «overkjører fiskeinteressene» (Avinor et al., 2019).

En annen utfordring er at norskekysten har krevende bunnforhold, i motsetning til vårt naboland Danmark (NTNU, 2015). Derfor vil flytende havvind være mest aktuelt. Flytende havvind er enda i en startfase og finnes kun i pilotutgaver. Regjeringens utlysning for å bygge ut havvind prosjekter for både flytende og bunnfast i Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord kan anses som startskuddet for storskala havvind i Norge. Regjeringen har ambisjoner om 30GW havvind innen 2040 (Statsministerens kontor, 2023). Kostnadene for flytende havvind er

store, men fordi det enda er i en startfase finnes det potensiale for læringskostnader som gir kostnadsreduksjoner på sikt.

Solkraft er en teknologi som er i vekst i Norge. Multiconsult har utført en stor kartlegging av teoretisk potensiale og utarbeidet en rapport som viser at solkraft vil kunne gi en produksjon på ca. 199TWh (Hjelme et al., 2022). Noen av disse områdene vil kunne utløse arealkonflikter, blant annet ved utbygging på beslaglagt mark. Dersom man ser vekk fra de områdene med høyest risiko for arealkonflikter er det teoretiske potensiale for solkraft ca. 133TWh. Selv om det teoretiske potensiale for solkraft er så høyt er solkraft langt mer egnet på sørlige breddegrader (The World Bank 2020), og det teknoøkonomiske potensiale er trolig langt lavere.

Kjernekraft er en teknologi som diskuteres i Norge med jevne mellomrom. I mars 2023 ble det bevilget 200 millioner fra regjeringen til et nasjonalt senter for nukleær forskning (Forskningsrådet, 2023). Selv om ingen prosjekter per i dag er planlagt realisert kan det være en aktuell teknologi i Norge grunnet sin egenskap som stabil grunnlast. Kjernekraft er en dyr energikilde med lang konstruksjonstid og er ikke problemfri. En utfordring det ofte pekes på er håndtering av nukleært avfall og kostnadene som medfølger. Tradisjonell kjernekraft har også vist seg å være vanskelig å drifte under ekstremvær, og analyser peker på at klimaendringene gjør det krevende for kjernekraft med økende hyppighet av hetebølger, storm og tørke (Ahmad, 2021). En del av grunnen til at kjernekraftdebatten har blitt aktuell er teknologiutviklingen og det snakkes i dag om både thoriumreaktorer og små modulære reaktorer. Disse teknologiene er ikke kommersialisert i dag, men flere bedrifter jobber med pilotprosjekter for små modulære reaktorer og i Kina skal thorium reaktorer testes ut med planlagt utbygging i 2030 dersom pilotprosjektet lykkes (World Nuclear News 2022).

Energisystemet står overfor en rekke utfordringer og det er knyttet stor usikkerhet til utviklingen fremover. Klimaendringer, økende etterspørsel etter energi og begrensede ressurser har ført til at det er behov for å utvikle og utbygge kraftproduksjon som kan møte disse utfordringene.

3. Teoretisk rammeverk

Formålet med dette kapitlet er å presentere det teoretiske rammeverket som er relevant for oppgaven. Nøkkelteori for å forstå resultat- og diskusjonskapittel presenteres. Kapitlet omfatter indikatorer for investeringsbeslutninger, optimalisering i Balmorel og hvordan dette gjøres, samt en introduksjon av kraftmarkedet og dens prissetting.

3.1. Investeringsanalyse

For å foreta investeringsbeslutninger i fornybar energi er det hensiktsmessig å utføre en sammenligning av forskjellige teknologier. I den sammenheng kan man undersøke ulike indikatorer som gir et sammenligningsgrunnlag av teknologienes lønnsomhet og produksjonsevne.

En viktig indikator i denne sammenhengen er markedsverdi. Markedsverdien er den gjennomsnittlige kraftprisen teknologien oppnår og vil kunne variere fra gjennomsnittlig kraftpris i markedet. Markedsverdien er nyttig i investeringsbeslutninger og gir et mer presist bilde av hvilken gjennomsnittspris hver enkelt teknologi kan forvente å oppnå.

Fordi energiproduserende teknologier har forskjellige egenskaper og forbruksprofiler vil de kunne oppnå ulik kraftpris. Derfor kan det å se på forventet produksjon sammen med markedets gjennomsnittspris være misvisende.

Det er spesielt viktig å skille mellom teknologier som er egnet for grunnlast og teknologier med stor variabilitet i produksjonsprofil, samt hvor hurtig teknologiene kan øke eller minske produksjon. Disse skillene vil påvirke markedsverdien til de ulike teknologiene.

Basert på markedsverdien kan man deretter beregne en verdifaktor, som sammenligner gjennomsnittlig kraftpris i markedet med teknologiens markedsverdi. Verdifaktor er en indikator på om teknologien selger energi til over eller under gjennomsnittlig kraftpris. En verdifaktor under 1 indikerer en relativt lav kraftpris, og motsatt dersom verdifaktor er over 1. Verdifaktor påvirkes av andelen av teknologier som konkurrerer med hverandre, da de kan ha en kannibaliseringseffekt og dytte hverandre ut av markedet. Verdifaktor er et nyttig verktøy for å sammenligne teknologienes lønnsomhet, men det er ikke et direkte mål på om teknologien er lønnsom eller ikke.

LCOE står for Levelized cost of energy og viser energikostnad over kraftverkets levetid (NVE, 2021). Hensikten med LCOE er å sammenligne produksjonsteknologier og gi en indikator på hvilken markedsverdi kraftprodusenten må oppnå over levetiden for at prosjektet skal være lønnsomt. LCOE vil ikke gi et bilde av avkastningen med mindre dette er inkludert indirekte ved valg av kalkulasjonsrente.

$$LCOE = \frac{\text{Totale Årskostnader}}{\text{Total forventet energileveranse}}$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$t = \text{År}$

$I_t = \text{Investerings – og byggekostnader i år } t$

$M_t = \text{Drifts – og vedlikeholdskostnad i år } t$

$F_t = \text{Energi – og brenselkostnad i år } t$

$E_t = \text{Energi produsert i år } t$

$n = \text{Forventet økonomisk levetid}$

$r = \text{Kalkulasjonsrente}$

3.2. Optimalisering i Balmorel

Balmorel har som hensikt å maksimere samfunnsøkonomisk velferd. Hovedsakelig benyttes lineær programmering, men «mixed-integer modelling» kan også anvendes i Balmorel for å representere stordriftsfordeler og enhetsforpliktelser (Wiese et al., 2018).

Objektfunksjonen representerer summen av samfunnsøkonomisk velferd og det inkluderer systemkostnader som drivstoff, overføringskostnader, faste og variable drifts- og vedlikeholdskostnader, skatter og subsidier. Summen av kostnadene blir fratrasket nytten forbrukerne får.

For å lage en realistisk simulering av energisystemet er det også inkludert noen begrensninger. I modellen er det innført balanseligninger for at tilbud skal møte etterspørsel i

energisystemet til enhver tid. Det er også innført kapasitets-, energi og operasjonsbegrensninger.

Kapasitetsbegrensninger er innført for at kraften som produseres fra ulike kraftverk per tidsenhet ikke kan overskride kraftverkets installerte effekt. Energibegrensninger indikerer at kraft som går til forbruk eller lagring kan være lavere, lik eller høyere enn gitt verdi over et bestemt tidsintervall. Operasjonsbegrensninger legger til rette for en dynamisk produksjon og de tekniske egenskaper ved et kraftverk (Wiese et al., 2018).

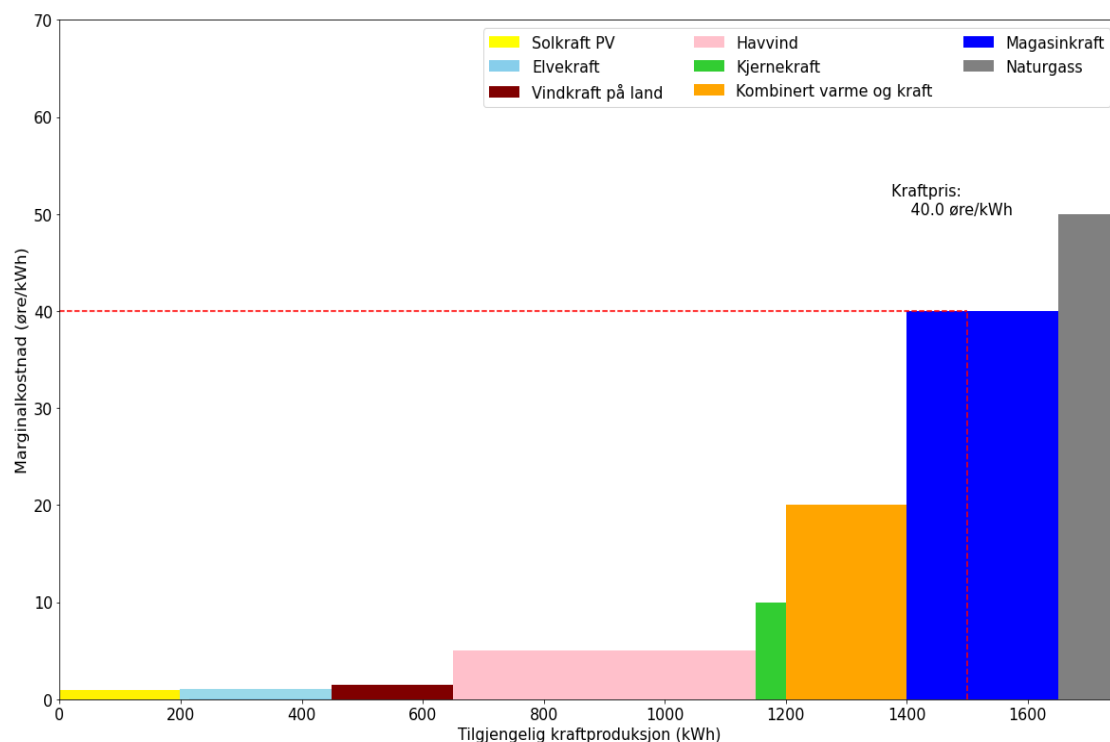
3.3. Kraftmarkedet og prissetting

Kraft omsettes på kraftmarkedet, ofte gjennom kraftbørser slik som Nord Pool (Nord Pool, 2023). Prissettingen skjer gjennom et samspill mellom tilbud og etterspørsel. Kraftmarkedet er delt inn i prisområder og gir et bilde av flaskehalser i kraftnettet og behovet for å bygge ut mer produksjonskapasitet og overføringskabler. Det er viktig at kraftflyten med tilbud og etterspørsel møter hverandre til enhver tid, da det ikke er rom for over- eller underskudd på nettet.

Prissettingen av kraft er hovedsakelig auksjonsbasert der kraftprodusenter lager budskjema som forenklet inneholder hvor mye kraft de vil selge til en gitt pris. Kraftprodusenter baserer budgivingen på kortsiktige marginalkostnader. Kortsiktige marginalkostnader er kostnadene ved å produsere én enhet til, mens langsiktige marginalkostnader åpner opp for å gjøre nye investeringer og inkluderer derfor investeringskostnader. Det innebærer at dersom kraftprisen er lik eller høyere enn marginalkostnaden vil kraftprodusenten foretrekke å levere kraft til markedet. Regulær vannkraft har en alternativkostnad som må legges til marginalkostnaden for å vurdere å selge eller holde produksjonen igjen og vente på en forventet høyere kraftpris. Marginalkostnaden for energiproduksjon vil variere avhengig av ulike faktorer, som type produksjonsanlegg, brenselpriser, produksjonskapasitet og vedlikeholdskostnader.

Merit order effekten er en viktig faktor i prissettingen av kraft. Dette innebærer at kraftprodusentene rangeres etter deres marginale produksjonskostnader, og de med lavest kostnad får levere kraft til markedet først (som vist under i Figur 1). Dette presser de regulerbare kraftverkene med høyere marginalkostnader ut av markedet. Merit order effekten

vil også avhenge av tilgjengeligheten av fornybar energi som har lave marginalkostnader og produserer når det er gode sol-, vind- og vannforhold.



Figur 1- Illustrasjon av kortsiktige marginalkostnadskurve, på engelsk merit order curve. laget i Python. Kun ment som illustrasjon for å forklare prissetting i kraftmarkedet på kort sikt. Installert effekt og marginalkostnad vil variere fra modellen.

På lang sikt har kraftprodusenter mulighet til å gjøre nye investeringer og dette tas med i beregningen når langsiktige marginalkostnader regnes ut. Langsiktige marginalkostnader uttrykkes ofte som LCOE (Bolkesjø, 2022). Det er relevant å se på langsiktige marginalkostnader for å estimere langsiktige kraftpriser fordi det gir et inntrykk av hvilken kraftpris som må ligge til grunn for at kraftproduksjonen skal være lønnsom.

Kraftprisene vil også påvirkes av hydrobalansen i land som har mye vannkraft, som i Norge. Dette innebærer at kraftprisene vil kunne variere avhengig av om det er tørre eller våte år med hensyn på nedbør og snøsmelting. Magasinkraft med stor regulerbarhet vil i tillegg til marginalkostnad ha en alternativkostnad som vil påvirke prissettingen.

Videre er det mange usikkerhetsfaktorer som påvirker prissettingen av energi, som endringer i brenselpriser, priser på CO2-kvoter og politikk.

Gassprisen påvirker prissettingen av kraft, spesielt i land som er avhengig av gass til kraftproduksjon der kraftprisen følger gassprisens trender. Kraftprisen følger gassprisen tett, og land som ikke er avhengige av gass til kraftproduksjon blir påvirket ved kraftimport.

Ved kraftoverføring mellom prisområder blir kraftprisene påvirket av hverandre siden prisområder med høye priser vil importere kraft fra områder med lavere priser. Handelen innebærer at prisområdet med høyere kraftpris vil få en reduksjon i kraftpris, mens prisområdet med lavere kraftpris vil få en økning i prisene som et resultat av overføringen.

4. Metode

Dette kapittelet har som formål å beskrive de metodene som ble brukt for å besvare forskningsspørsmålene. Første steg var å utføre datainnhenting for å oppdatere input til modellen. Deretter ble modellen justert for å kunne imøtekomme nye antagelser gjort i ulike scenarier. Data som ble generert gjennom modellkjøringer ble deretter analysert for å kunne gi innsikt og svar på forskningsspørsmålene.

4.1. Datainnhenting

For å oppdatere inputverdier i modellen er det gjennomført datainnhenting.

Verdier som er oppdatert er investerings-, variable og faste kostnader for blant annet kjernekraft, forbruksscenarier for 2040 og installert effekt per januar 2023. Det er også lagt inn CO2 kvotepriser for Norge selv om det ikke påvirker resultatene i denne analysen.

4.1.1. Forbruk

I Balmorel er det meste av kraftforbruk en eksogen verdi, som innebærer at det legges inn som input i modellen. I denne oppgaven er det kun oppdatert forbruksscenario for Norge, Sverige og Danmark. Forbruksscenarier er hentet fra NVE og Statnett for Norge og Sverige. I Balmorel er det forskjellige forbruksgrupper der forbruksmønster og fleksibilitet varierer. Forbruksgruppene er henholdsvis Transport, PII, Other og RES. PII er en forkortelse for «Power Intensive Industry», på norsk kraftkrevende industri, og har en flat etterspørsel hele

året. RES er en forkortelse for Residential, altså husholdninger. Others er en samlekategori og har en lik forbruksprofil som RES.

En husholdning vil i ukedagene typisk ha et større forbruk på morgen og kveld, mens industri vil ha et forbruk som øker når arbeidsdagen starter typisk rundt 8-9 og minker når arbeidsdagen er ferdig på ettermiddagen og arbeiderne går hjem. For å endre forbruket er forbruksgruppene skalert lineært opp slik at andelene er like som før.

4.1.2. Investerings-, variable og faste kostnader

Investeringskostnader som ligger i modellen fra før er hentet fra Teknologikatalog for produktion av el og varme, produsert av det som tilsvare dansk NVE, Energistyrelsen (Energistyrelsen, 2015). Investeringskostnader for tradisjonell kjernekraft er oppdatert med estimater fra NVE (NVE, 2021).

For teknologier som vann-, vind- og solkraft er kostnadene arealavhengige og inndelt i regioner, der region 1 har flest fullasttimer og har lavest investeringskostnad, region 2 er en blanding av region 1 og 3 mens region tre har færrest fullasttimer og høyest investeringskostnad. Disse kostnadsestimatene har av denne grunn ikke blitt oppdatert i modellen, men sammenlignet med andre kostnadsestimater for å se at det er rimelige kostnadsanslag.

4.1.3. Installert effekt

Installerte effekter for vind- og vannkraft i Norge, Sverige og Danmark er oppdatert med dagens kapasiteter og godkjente konsesjoner. Dataene er hentet fra NVEs Vind- og Vannkraftsdatabase (NVE, 2022) og Energimyndigheten i Sverige (Energimyndigheten, 2023). Produksjonskapasiteter i Danmark er oppdatert av Danish Technical University.

4.2. Balmorel

For å svare på forskningsspørsmålene og utarbeide et datagrunnlag er Balmorel benyttet. Balmorel er en energisystemmodell som brukes til å analysere markedet for elektrisitet og varme. Modellen er en partiell likevektsmodell, som betyr at den tar hensyn til begrensninger

og interaksjoner mellom utvalgte markeder og sektorer, i dette tilfellet kraftmarkedet (Wiese et al., 2018). Påvirkning fra andre typer markeder vil derfor ikke inkluderes i en slik modell.

Modellen tar hensyn til en rekke faktorer som påvirker kraftmarkedet, som produksjonskapasitet, etterspørsel, råvarepriser og CO₂-utslipp. Balmorel kan modellere både kortsiktige og langsiktige endringer i energisystemet, og gir en indikasjon på hvordan endringer kan påvirke resten av systemet.

Modellen bruker optimaliseringsmetoder for å beregne de beste løsningene for produksjon og fordeling av kraft og varme. Dette gjør det mulig å simulere ulike scenarier og forutsi hvordan markedet vil utvikle seg i fremtiden.

5. Datagrunnlag, antagelser og scenario

Balmorel krever et betydelig antall inputdata for å kunne optimalisere og analysere kraftmarkedet. Modellen er såpass stor at det i denne analysen ikke har vært mulig å oppdatere all inputdata. Likevel er det viktig å ha oppdaterte inputdata, og det antas at inputdata som ikke er oppdatert spesifikt for denne analysen er tilstrekkelige.

For å forstå resultatene fra modellen er det viktig å ha en oversikt over alle viktige forutsetninger som er gjort i analysen. Dette inkluderer blant annet hvilke typer teknologier som er inkludert i modellen, og hvilke begrensninger som er satt på produksjonskapasitet og utslipp. Videre er det viktig å ha oversikt over hvilke kostnader som er inkludert i analysen, og hvor disse er hentet fra.

I dette kapitlet vil datagrunnlaget som er brukt i analysen bli presentert, og det vil bli gjort rede for de antagelsene som er gjort i modellen. Det vil også bli presentert hvilke scenarier som er kjørt i modellen, og hvordan disse påvirker resultatene. På denne måten vil leseren kunne få en helhetlig forståelse av hva som ligger bak analysen og dens resultater.

5.1. Datagrunnlag

Dette kapitlet viser en del av datagrunnlaget som er brukt som input i Balmorel og hvor oppdatert data er hentet fra. Datagrunnlaget er viktig for å forstå resultatkapitlet.

5.1.1. Forbruk

For denne oppgaven er det valgt å legge til 50TWh på dagens forbruk på 140TWh i Norge. Samlet forbruk i modellen ligger derfor på 190TWh i Norge, som da gir en forbruksprognose som ligger mellom NVEs forbruksscenario på 174TWh (Birkelund et al., 2021), og Statnetts basisscenario på 210TWh (Christiansen et al., 2023).

5.1.2. Investerings-, variable og faste kostnader

Tabell 1 illustrerer kostnader tilknyttet de ulike teknologiene. Tabellen inkluderer kun teknologier som inngår i den norske produksjonsmiksen. Tabellen gir derfor en oversikt over kraftpriser som påvirker prissetting i det norske kraftmarkedet og dets prisområder dersom det ikke var noen overføringskapasitet mellom prisområdene og utlandet.

Tabellen viser investeringskostnad og faste drifts- og vedlikeholdskostnader oppgitt i kroner per MW og denne kostnaden varierer derfor med størrelsen på installert effekt. Den viser også variable drifts- og vedlikeholdskostnader oppgitt i kroner per MWh som varierer med produksjonsstørrelse, altså antall MWh produsert. Vannkraft er ikke et investeringsalternativ i denne analysen og er derfor fjernet fra tabellen. Brensels- og utslippskostnader er oppgitt separat i Tabell 2 og 3 og er ikke inkludert i Tabell 1 under variable drifts- og vedlikeholdskostnader.

Tabell 1- Oversikt over kostnader for ulike teknologier, oppgitt i norske kroner og 2023 priser. Investeringskostnad og faste drifts- og vedlikeholdskostnader er oppgitt i kroner per MW og øker per MW installert effekt mens variable drifts- og vedlikeholdskostnader er oppgitt i kroner per MWh og øker per produsert MWh.

Teknologi	Investeringskostnad (tusen kr/MW)	Faste drifts- og vedlikeholdskostnader (kr/MW)	Variable drifts- og vedlikeholdskostnader (kr/MWh)
Kombinert varme og kraft (Avfall)	111 032	3 005	79
Termisk kraft	80 933	1 912	324
Vindkraft på land RG1	13 385	158	17
Vindkraft på land RG2	13 385	158	17
Vindkraft på land RG3	13 385	158	17
Kombinert varme og kraft (Naturgass)	11 951	122	33
Strøm til varme	7 684	27	23
Solkraft PV RG1	3 551	72	0
Solkraft PV RG2	3 551	72	0
Solkraft Varme	3 265	1	4
Varmelagring	18	0	0
Kjernekraft	56 718	1 081	96
Havvind NO2 RG3	30 513	465	34
Havvind NO3 RG1	20 523	419	31
Havvind NO3 RG2	24 427	465	34
Havvind NO4 RG1	23 112	419	31
Havvind NO4 RG2	25 298	465	34

Tabell 2- Oversikt over utslippsskatt fordelt på utvalgte land i 2040. Co2 pris er lik for alle land i modellen.

	CO2	NOx	SO2
Danmark	1437	9,35	
Norge	1437	0,03	
Sverige	1437	0,07	0,04

Tabell 3- Oversikt over brenselspriser i 2040, oppgitt i norske kroner per MWh og 2023 priser. Brenselsprisene er like for alle land.

Brenselstype	Pris (NOK/MWh)
Biogass	12,7
Bioolje	27,8
Kull	2,9
Brensel olje	11,0
Tungolje	12,6
Lettolje	15,3
Lignitt	0,9
LNG	10,1
Avfall	-3,3
Naturgass	7,4
Uran	0,8
Torv	1,8
Resirkulert tre	2,6
Tørrgass	1,0
Skifer	2,0
Strå	6,1
Avfallsvarme	0,1
Ved	7,2
Flis	7,2
Trepellets	9,0
Treavfall	0,7

5.2. LCOE

For å vurdere teknologienes lønnsomhet er det utregnet spesifikk energikostnad, kalt LCOE. LCOE gir en oversikt over levetidskostnadene fordelt per forventet produsert enhet kraft, og kan sees opp imot markedsverdi for å estimere om levetidskostnader blir tjent inn igjen. For å regne ut LCOE er det valgt en kalkulasjonsrente på 7%. Levetiden er for vindkraft satt til 30 år, solkraft 40 år og kjernekraft 50 år. Teknologiene er sortert fra lavest LCOE til høyest LCOE, der lavest LCOE er teknologien der kostnaden per produsert enhet kraft er minst.

Tabell 4 - Oversikt over LCOE. Illustrerer totale levetidskostnader per produsert enhet kraft. Sortert fra billigste til dyreste teknologi. Sol og vindkraft er fordelt i regioner der region 1 er mer gunstig for utbygging fra et bedriftsøkonomisk perspektiv. For havvind er region 1 kun bunnfast, mens region 2 er en blanding og region 3 er flytende.

Teknologi	LCOE (kr/kWh)
Solkraft PV RG1	0,31
Solkraft PV RG2	0,31
Vindkraft på land RG1	0,33
Vindkraft på land RG2	0,33
Vindkraft på land RG3	0,33
Havvind NO3 RG1	0,47
Havvind NO4 RG1	0,51
Havvind NO3 RG2	0,55
Havvind NO4 RG2	0,56
Havvind NO2 RG3	0,65
Kjernekraft	1,01

Solkraft og vindkraft teknologiene er fordelt på regioner der region 1 er ansett som mest gunstig og region 3 minst. Dette kommer av forskjeller i eksempelvis fullasttimer eller investeringskostnader. I denne LCOE utregningen har regionene innenfor vindkraft, solkraft og havvind likt antall fullasttimer som en forenkling mens dette vil variere fra modellen.

Kostnader for havvind har økt mye de siste årene og LCOE ville med nyere kostnadsestimer vært høyere. Kostnader for havvind og kjernekraft i Norge er usikre frem mot 2040. For havvind vil kostnadsestimatene i Norge trolig være høyere fordi det er krevende bunnforhold og det må bygges mye flytende som igjen blir dyrere enn bunnfast. Dette er ny teknologi og det er mulighet for kostnadsreduksjoner hvis læringskurven til havvind følger lik læringskurve som landbasert vindkraft. Kjernekraft lider av både budsjett- og byggetidssprekker på prosjekter i nyere tid, og særlig de nye teknologiene som thorium og SMR vil være dyre å bygge og vil ikke kommersialiseres før langt frem i tid.

5.3. Andre Forutsetninger

I tillegg til de nevnte forutsetningene i modellen er det også gjort andre antagelser som kan påvirke resultatene. Blant annet forutsettes det perfekt konkurranse i kraftmarkedet. Dette betyr at alle produsenter og forbrukere antas å ha full informasjon om priser og tilbud, og at det ikke er noen markedspekt blant aktørene.

Videre er det antatt at alle scenariene kan eksportere kraft innenfor begrensningene på transmisjonsnettet, uten at det er tillatt med investeringer i transmisjonsnettet. Dette innebærer en begrensning i analysen som kan påvirke resultatene, særlig dersom det oppstår flaskehalser i transmisjonsnettet som begrenser eksportmulighetene.

En annen antagelse som er gjort, er at man ser bort fra effektiviseringstiltak og vannkraftutbygginger. Dette kan påvirke resultatene, da slike tiltak kan ha konsekvenser for mengden av nye kraftinvesteringer som behøves.

Det er viktig å ha en god forståelse av disse antagelsene og begrensningene i analysen, da de kan påvirke tolkningen av resultatene og konklusjonene som trekkes.

5.4. Scenario

Resultatene er fordelt etter scenarier med forskjellige begrensninger. Hensikten med å gjennomføre modellkjøringer for flere scenarier i modellen er å belyse konsekvensene av begrensninger i teknologiinvesteringer og nettoeksport.

Scenariene er delt i to grupper, der den første gruppen «Nettoeksport større eller lik 0» ikke tillater at Norge er en nettoimportør, dvs. at det importeres mer enn det eksporteres. Den andre gruppen «Ingen netto eksport begrensninger» har ingen begrensning på nettoeksport og Norge kan derfor være nettoimportør.

Innenfor disse to gruppene kjøres det fire forskjellige scenarier med investeringsbegrensninger for ulike teknologityper. Med teknologitype menes f.eks. vindkraft på land eller solkraft. De fire scenariene er kalt henholdsvis «Ingen begrensninger», «Ingen vindkraft på land», «Ingen vindkraft» og «Ingen fornybar».

«Ingen begrensninger» har som hensikt å belyse hvilke teknologier som koster minst. I dette scenariet kan modellen investere fritt i alle teknologier.

«Ingen vindkraft på land» begrenser alle investeringer i vindkraft på land strengt, og scenariet tillater ingen investering i utvidelse av kapasiteter for vindkraft på land. Dagens installerte effekt for vindkraft på land ligger inne som en eksogen verdi i modellen og vil fortsatt produsere, men kapasitetene kan ikke økes. Dette scenariet har som hensikt å belyse konsekvenser av å begrense utbygging i vindkraft på land. Modellen kan investere fritt i alle teknologier utenom vindkraft på land.

«Ingen vindkraft» har samme hensikt som «Ingen vindkraft på land» men er utvidet til å gjelde både vindkraft på land og havvind. Modellen kan investere fritt i alle teknologier utenom vindkraft på land og havvind.

«Ingen fornybar» har samme hensikt som «Ingen vindkraft på land» og «Ingen vindkraft» men er utvidet til å også gjelde for solkraft. Modellen kan investere fritt i andre teknologier.

6. Resultater

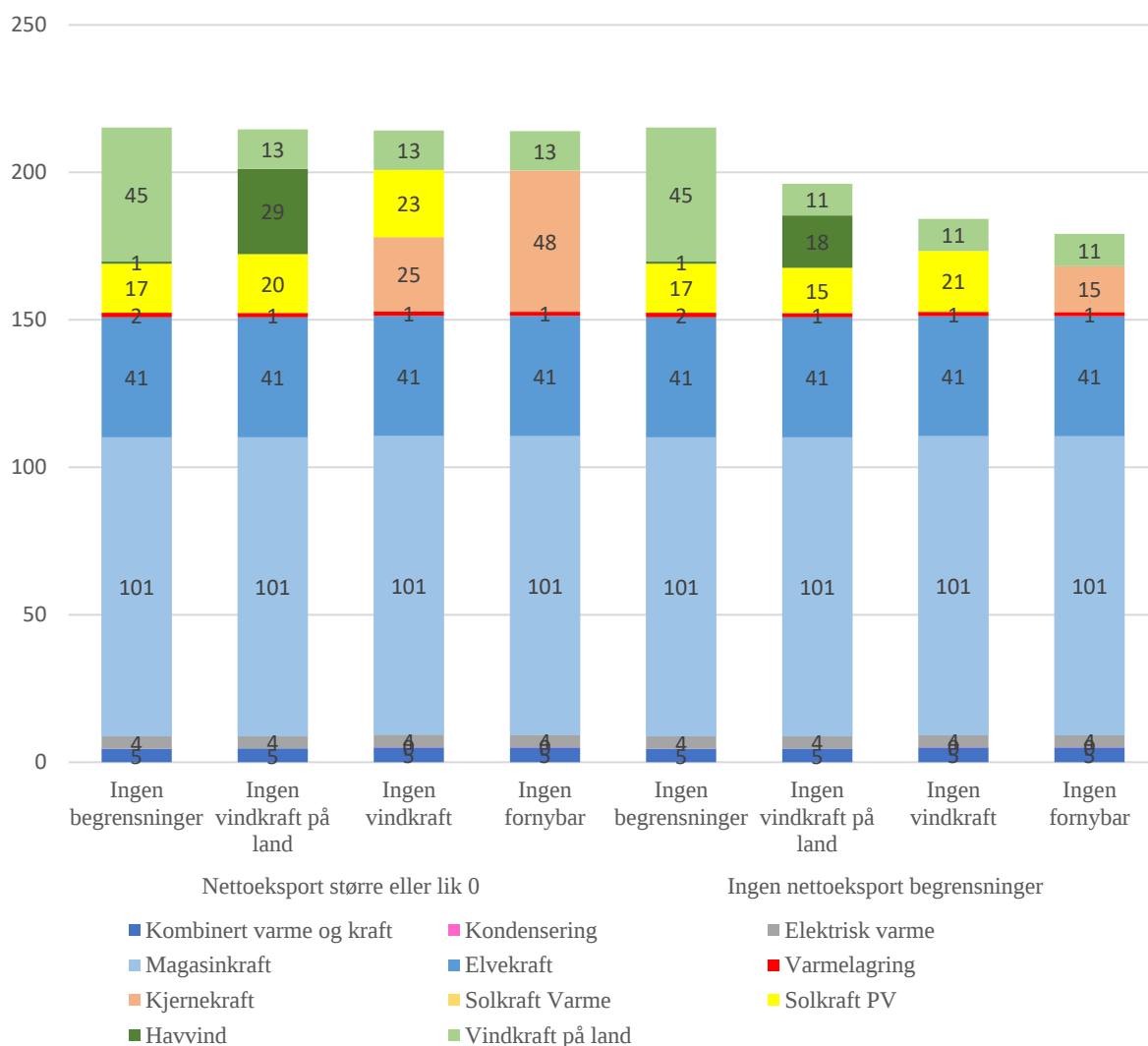
Dette kapittelet presenterer resultater fra modellkjøringer i Balmorel og utregninger basert på disse dataene. Det innebærer en rekke nøkkelindikatorer for investeringer og teknologienes lønnsomhet. Alle resultater er fordelt i scenarier.

Kapittelet er strukturert i følgende rekkefølge: Produksjon, handelsbalanse, kraftpriser, markedsverdi og verdifaktor. Disse indikatorene gir et helhetlig bilde av energisystemets ytelse og utvikling over tid.

Ved å analysere og tolke disse resultatene vil trender og mønstre kunne identifiseres som kan gi verdifulle innsikter for å optimalisere energisystemet i fremtiden.

6.1. Produksjon

Dette kapittelet viser estimert kraftproduksjon for Norge i 2040 for ulike scenarier. Produksjonen er til både eget forbruk og eksport. Figur 2 viser total kraftproduksjon per teknologi oppgitt i TWh. Investeringer i vannkraft og energieffektivisering er sett bort ifra i denne analysen og kunne påvirket resultatene.



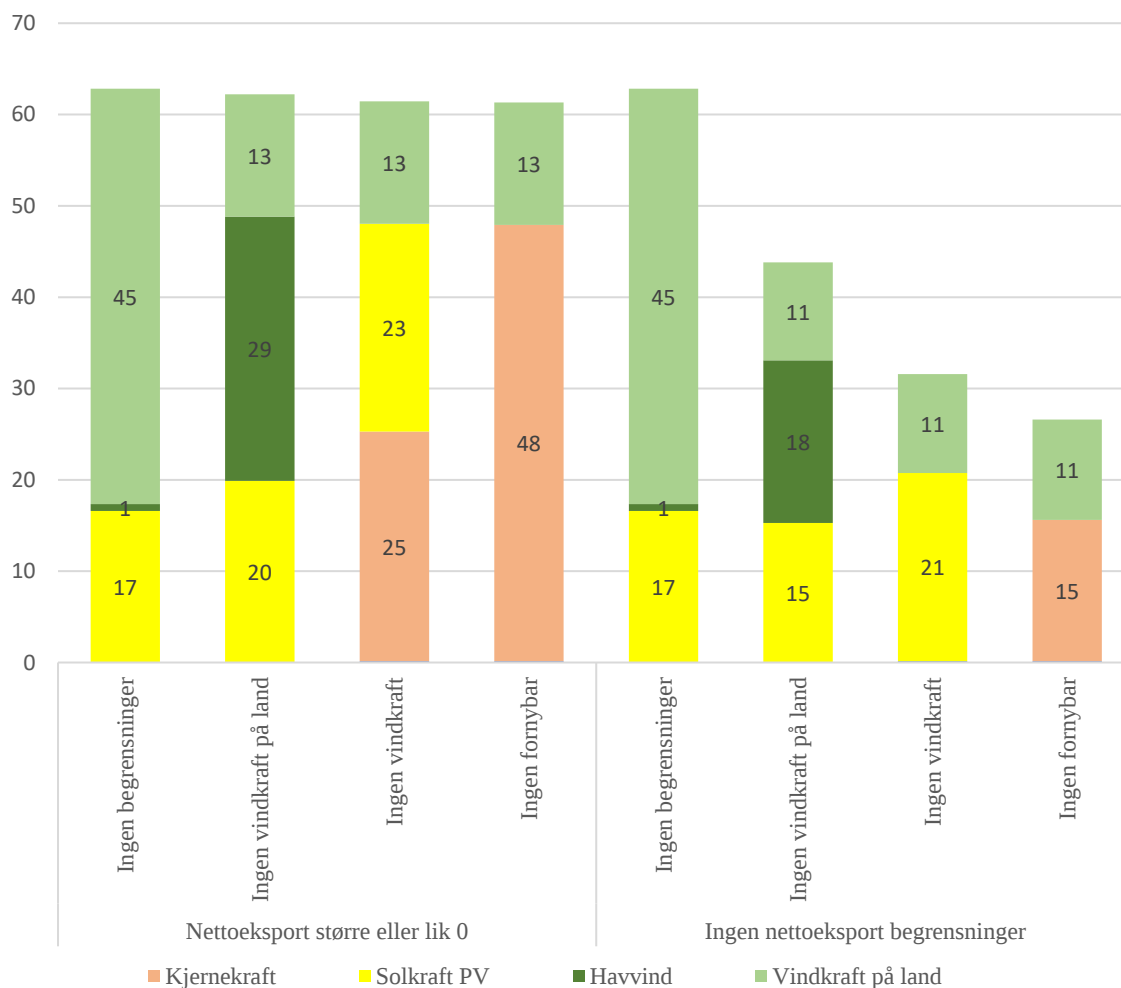
Figur 2 – Total elproduksjon i Norge 2040 oppgitt i TWh. Fordelt på to grupper, «Nettoeksport større eller lik 0» og «Ingen nettoeksport begrensninger». Innad i de to gruppene er det fire scenarier med forskjellig grad av investeringsbegrensninger.

Investeringer blir ikke gjort i visse teknologier. For å fremheve de det blir investert i er øvrige teknologier fjernet fra Figur 3. Dette gjelder blant annet vannkraft, herunder elvekraft og magasinkraft.

Investeringer i havvind gjøres fordelt på tre regioner, der regionene skiller seg ut ved egnethet for bunnfast eller flytende havvind, eller en kombinasjon av disse. Bunnfast er anslått å være langt billigere enn flytende havvind, og det er først investert i bunnfast, deretter flytende havvind.

Figur 3 viser at scenariene uten investeringsbegrensninger har tilnærmet lik produksjon selv om netto eksport begrensningene er ulike. I de andre scenariene med like

investeringsbegrensninger vil produksjonen variere dersom import er et rimeligere alternativ enn egen kraftproduksjon.



Figur 3 – Oversikt over elproduksjon i Norge i 2040 for teknologier der produksjon ikke holdes konstant gjennom alle scenarier. Oppgitt i TWh. Fordelt på to grupper, «Nettoeksport større eller lik 0» og «Ingen nettoeksport begrensninger». Innad i de to gruppene er det fire scenarier med forskjellig grad av investeringsbegrensninger.

Figur 2 og 3 viser at når modellen har frihet til å investere i de mest lønnsomme teknologiene velger den først å investere i landbasert vindkraft og solkraft. Når landbasert vindkraft har en streng investeringsbegrensning øker havvindproduksjon med 28TWh i det scenariet der nettoeksport må være større eller lik 0. Når modellen ikke har noen begrensninger på nettoeksport importeres 10 av de 28TWh fremfor selvforsyning.

Modellen velger å investere i kjernekraft, kun hvis landbasert vind og havvind utelukkes som alternativer. Modellen velger som forventet mer kjernekraft dersom Norge ikke kan være nettoimportør. Da investeres det i hele 25TWh kjernekraft dersom vindkraft er strengt begrenset.

I de strengeste investeringsbegrensningene uten fornybar velger modellen å investere 48TWh

kjernekraft for at Norge skal unngå å være nettoimportør. Dersom Norge kan være nettoimportør velger modellen å importere foran egen produksjon og det produseres da 35TWh mindre kjernekraft i 2040.

Figur 2 og 3 viser hvordan modellen velger billig og konkurransedyktig landbasert vindkraft først og deretter solkraft. Hvis landbasert vind fjernes som alternativ velger modellen å investere i havvind og deretter kjernekraft. Ved å sammenligne scenariene med eller uten nettoeksport begrensninger kan man se at modellen foretrekker å importere istedenfor å bygge ut relativt dyr ny kapasitet i Norge.

Tabell 4 gir en oversikt over totalproduksjonen i de ulike scenariene. Innenfor gruppen «Nettoeksport større eller lik 0» holder totalproduksjonen seg nesten uendret på 215TWh på tvers av scenariene. Imidlertid oppstår det en produksjonsdifferanse på 36TWh når nettoeksport begrensningen fjernes mellom scenariet med størst og lavest produksjon. Tabell 5 tegner det samme bilde som figur 2 og 3, når de mest lønnsomme teknologiene har strenge investeringsbegrensninger foretrekker modellen å importere mer kraft til Norge fremfor å investere i relativt dyr ny kraftproduksjon.

Tabell 5 – Total elproduksjon i Norge i 2040 fordelt på scenarier.

Scenario		Totalproduksjon TWh
Nettoeksport større eller lik 0	Ingen begrensninger	215
	Ingen vindkraft på land	215
	Ingen vindkraft	214
	Ingen fornybar	214
Ingen nettoeksport begrensninger	Ingen begrensninger	215
	Ingen vindkraft på land	196
	Ingen vindkraft	184
	Ingen fornybar	179

6.2. Nettoeksport

Den viktigste begrensningen i dette kapittelet for de ulike scenariene er «Nettoeksport større eller lik 0» som ikke tillater noe nettoimport, mens «Ingen nettoeksport begrensning» tillater at Norge kan være nettoimportør, dvs. importere mer enn det eksporteres. Når nettoeksport er positiv betyr det at det eksporteres mer enn det importeres, og motsatt når nettoeksport er negativ, da importeres det mer enn det eksporteres.

Av Tabell 6 kan man lese at import øker gradvis ved strengere investeringsbegrensninger parallelt med en minskende eksport. I scenariogruppen «Nettoeksport større eller lik 0» er nettoeksport omtrent 0 for alle scenarier. Uten nettoeksport begrensninger øker import samtidig som eksport minsker ved større investeringsbegrensninger som igjen fører til at nettoimport øker. Nettoeksport viser likt som produksjon at ved strenge investeringsbegrensninger foretrekkes import fremfor å investere i relativt dyr teknologi.

Tabell 6 – Nettoeksport for Norge i 2040, fordelt på scenarier. Figuren viser at når nettoeksport skal være større eller lik 0 velger modellen å eksportere mer og importere mindre. I scenariene uten nettoeksport begrensninger øker nettoeksport når investeringsbegrensningene blir strengere.

		EKSPORT	IMPORT	NETTOEKSPORT
Nettoeksport større eller lik 0	Ingen begrensninger	30,7	30,1	0,6
	Ingen vindkraft på land	31,4	31,4	0,00
	Ingen vindkraft	30,8	30,8	0,00
	Ingen fornybar	30,8	30,8	0,00
Ingen nettoeksport begrensninger	Ingen begrensninger	30,7	30,1	0,6
	Ingen vindkraft på land	24,7	38,6	-13,8
	Ingen vindkraft	19,0	49,6	-30,6
	Ingen fornybar	18,5	54,1	-35,6

6.3. Kraftpriser

En viktig faktor for å vurdere teknologiens lønnsomhet vil være nivået kraftprisen ligger på. Kraftprisen varierer for de ulike scenariene, og er fordelt på prisområder innad i Norge. I dette kapitlet er kraftprisene illustrert gjennom gjennomsnittlig kraftpris og kraftprisens sesong- og timevariasjon.

6.3.1. Gjennomsnittlig kraftpris

Tabell 7 viser en oversikt over gjennomsnittlig kraftpris per prisområde. Det er noe variasjon mellom prisområdene, men sammenlignet med historiske kraftpriser hos Nordpool er variasjonen redusert fra dagens nivå (Nord Pool, 2023). Prisene er betydelig høyere enn prisnivået var i Norge i 2020 og før det, men sett i forhold til kraftprisene i 2022 ligger de på et langt lavere nivå.

Tabell 7- Gjennomsnittlige modellerte kraftpriser i 2040, fordelt på ulike scenarier og prisområder, oppgitt i kr/kWh og i 2023 priser.

		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Nettoeksport større eller lik 0	Ingen begrensninger	0,65	0,58	0,55	0,31	0,58
	Ingen vindkraft på land	0,68	0,60	0,64	0,60	0,62
	Ingen vindkraft	0,77	0,77	0,77	0,71	0,75
	Ingen fornybar	0,77	0,77	0,77	0,77	0,76
Ingen nettoeksport begrensning	Ingen begrensninger	0,65	0,58	0,55	0,31	0,58
	Ingen vindkraft på land	0,66	0,60	0,63	0,59	0,61
	Ingen vindkraft	0,75	0,74	0,74	0,66	0,72
	Ingen fornybar	0,76	0,76	0,76	0,74	0,74

Tabellen viser at gjennomsnittlig kraftpris øker når investeringsbegrensningene blir strengere. I scenarier uten netto eksport begrensninger er gjennomsnittlig kraftpris redusert i forhold til scenarier med nettoeksport større eller lik 0.

Trenden viser at kraftprisdifferansen mellom scenariene med lik investeringsbegrensning og ulik nettoeksport begrensning øker desto strengere investeringsbegrensningen blir.

I NO4 dobles gjennomsnittlig kraftpris fra scenariet uten investeringsbegrensninger til scenariet uten vindkraft på land. Det betyr at prisområdet vil ved innføring av mer landbasert vindkraft redusere kraftprisene og være på et prisnivå som er langt lavere enn øvrige prisområdene i Norge.

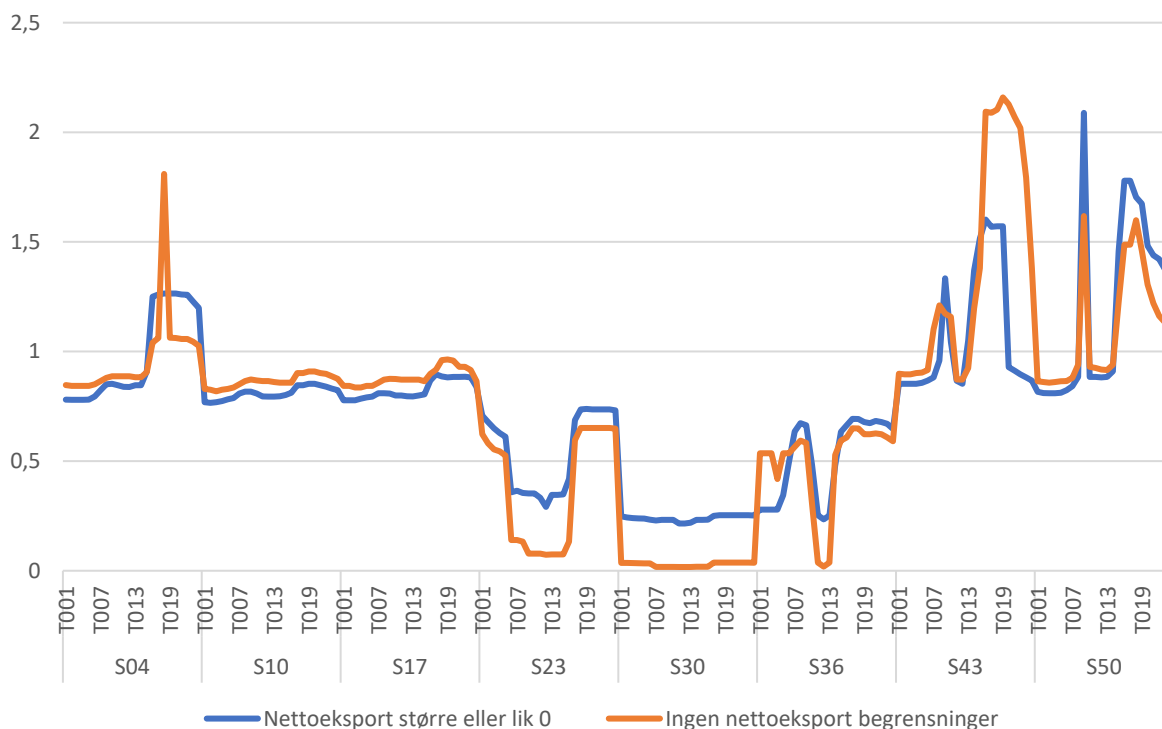
6.3.2. Sesongvariasjon i kraftpriser for scenarier uten investeringer i fornybar energi

For å gjøre en vurdering av ulike teknologiers markedsverdi vil sesongvariasjon i kraftpris være viktig. Figur 4 viser prisområde NO1 og dens prisdifferanse og sesongvariasjon for scenariene der investeringer i fornybar energi ikke er tillatt.

Scenariene er valgt ut fordi de har lik investeringsbegrensning og størst kraftprisdifferanse per time. Dette vil belyse forskjellene ved ulike netto eksport begrensninger.

Den oransje kurven viser scenariet uten nettoeksport begrensninger og det importeres betydelig mer enn i scenariet for nettoeksport større eller lik 0, illustrert ved den blå kurven. De største toppene kommer rundt uke 43 og uke 50 og har en kraftpris som overstiger 2 kr/kWh.

Figuren viser at større andel grunnlast i kapasitetsmiksen jevner ut kraftprisen. Dette fører til en prisreduksjon rundt pristoppene og en prisøkning rundt bunnpunktene. Kraftprisen er lavere mot slutten av året for den oransje linjen uten nettoeksport begrensninger, og her antas det at den importerte kraftprisen er lavere og fører til prisreduksjon.



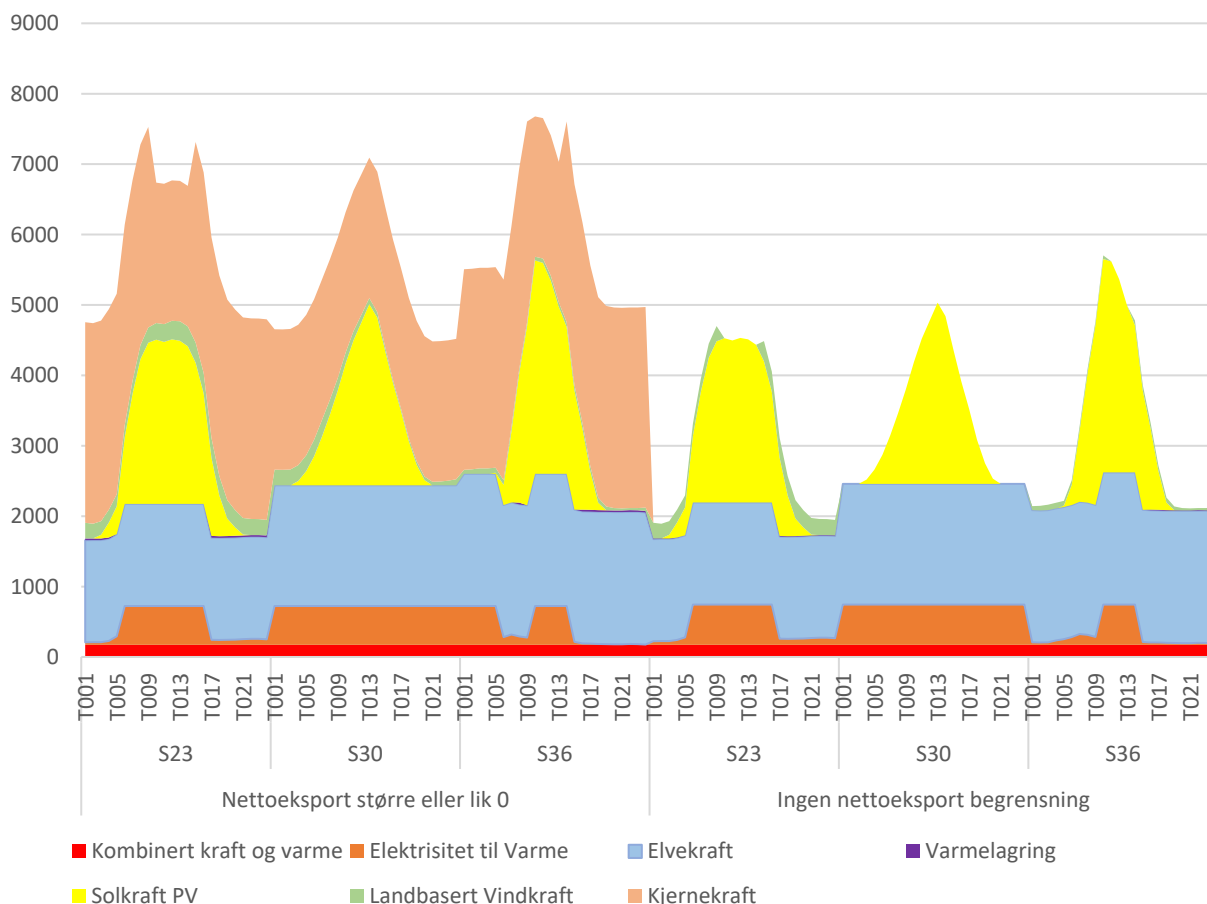
Figur 4 Kraftpriser prisområde NO1 i Norge i 2040 for scenariene der ingen nye investeringer i fornybar energi er tillatt. Oppgitt i kr/kWh i 2023 priser. Sesongvariasjoner vises gjennom 8 uker spredd jevnt over året. S viser hvilken uke det er, fra S04 (uke 4) – S50 (uke 50).

Uke 4 og 43 er kraftprisene høyere uten nettoeksport begrensninger, mens i uke 50 får scenariet med nettoeksport større eller lik 0 høyest kraftpris. I sommerhalvåret er prisene lavere for begge scenariene, og kraftprisen i scenariet uten nettoeksport begrensninger får en kraftpris nære null store deler av perioden. Det kommer trolig av at kraftprisen påvirkes av importert kraft som er billigere enn egen produksjon i sommerhalvåret.

Figur 5 viser produksjonsprofilen i disse områdene per uke per time i sommerhalvåret når prisene er lave. Begge scenariene har innført kjernekraft, men i scenariet uten netto eksport begrensninger produserer kjernekraft ingenting i sommerhalvåret. Dette underbygger påstanden om at importert kraft var billigere i sommerhalvåret enn egen produksjon.

I scenariet der nettoeksport må være større eller lik 0 produserer elektrisitet til varme de første

timene i uke 36. Denne produksjonen fjernes i scenariet uten nettoeksport begrensninger. Figur 5 tegner derfor et bilde av at denne teknologien har en høy marginalkostnad, og modellen velger å øke import til NO1 i disse timene. Dette stemmer godt overens med den økte importmengden i scenariet uten nettoeksport begrensninger. Prisen på importert kraft påvirker kraftprisen i Norge som resulterer i en reduksjon i kraftpris.



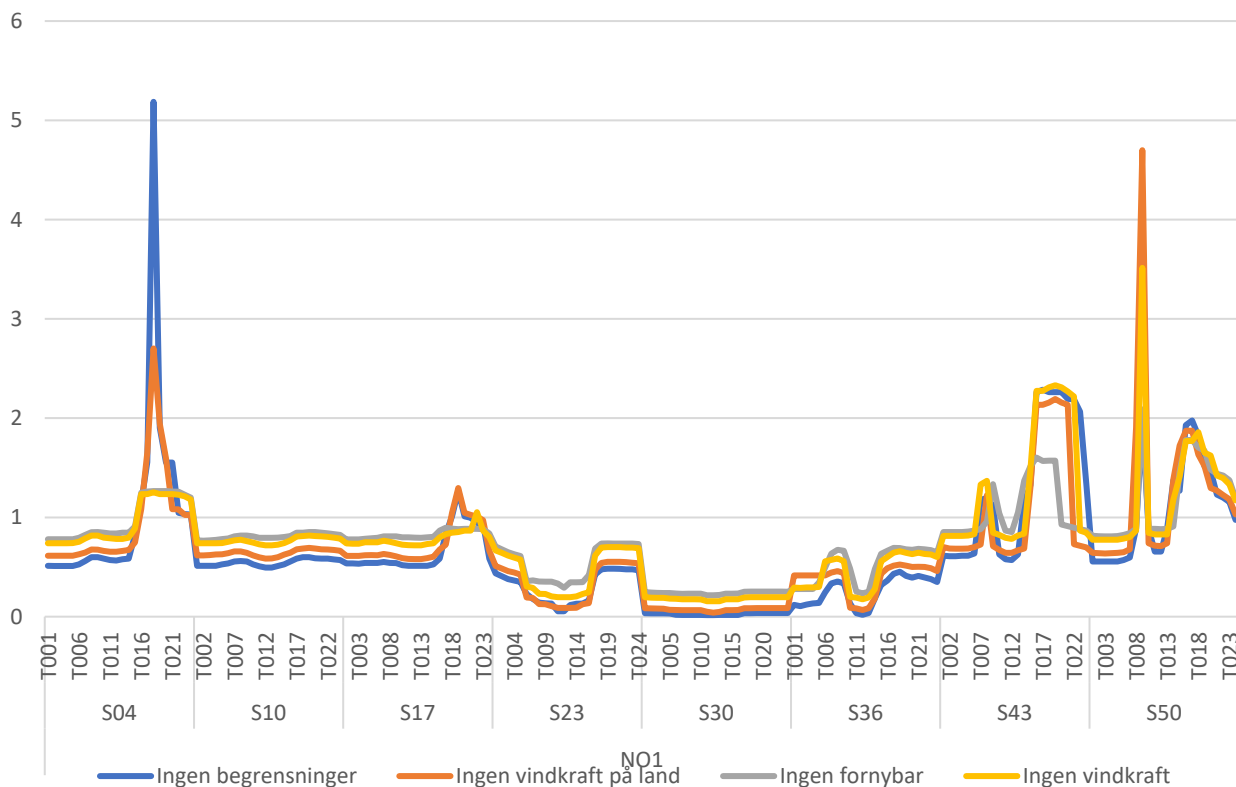
Figur 5 - Produksjonsprofil for ulike teknologier i Norge på sommerhalvåret i 2040 i NO1 for begge scenariene der ingen investering i fornybar energi er tillatt. Figuren viser at produksjonsprofilen for alle teknologier er relativt like foruten om kjernekraft. Kjernekraft blir innført i produksjonsmiksen i begge scenariene, men i scenariet uten nettoeksport begrensninger er det ingen sommerproduksjon samt at totalproduksjonen er betydelig lavere enn scenariet med nettoeksport større eller lik 0. Det vil si at modellen velger å importere fremfor å investere i relativt dyr kraftproduksjon.

6.3.3. Sesongvariasjon i kraftpriser for scenarier med nettoeksport større eller lik 0.

Sesongvariasjonen i kraftpriser for ulike scenarier er illustrert nedenfor i Figur 5. Kraftprisene er oppgitt i kr/kWh for hver time i 8 uker og spredt over året. Kun scenarier med nettoeksport større eller lik 0 er inkludert.

Figur 5 viser at scenariene følger like trender, men med noen variasjoner, spesielt i

pristoppene der kraftprisen innenfor prisområdene kan variere opptil ca. 4 kroner som vist i uke 4.

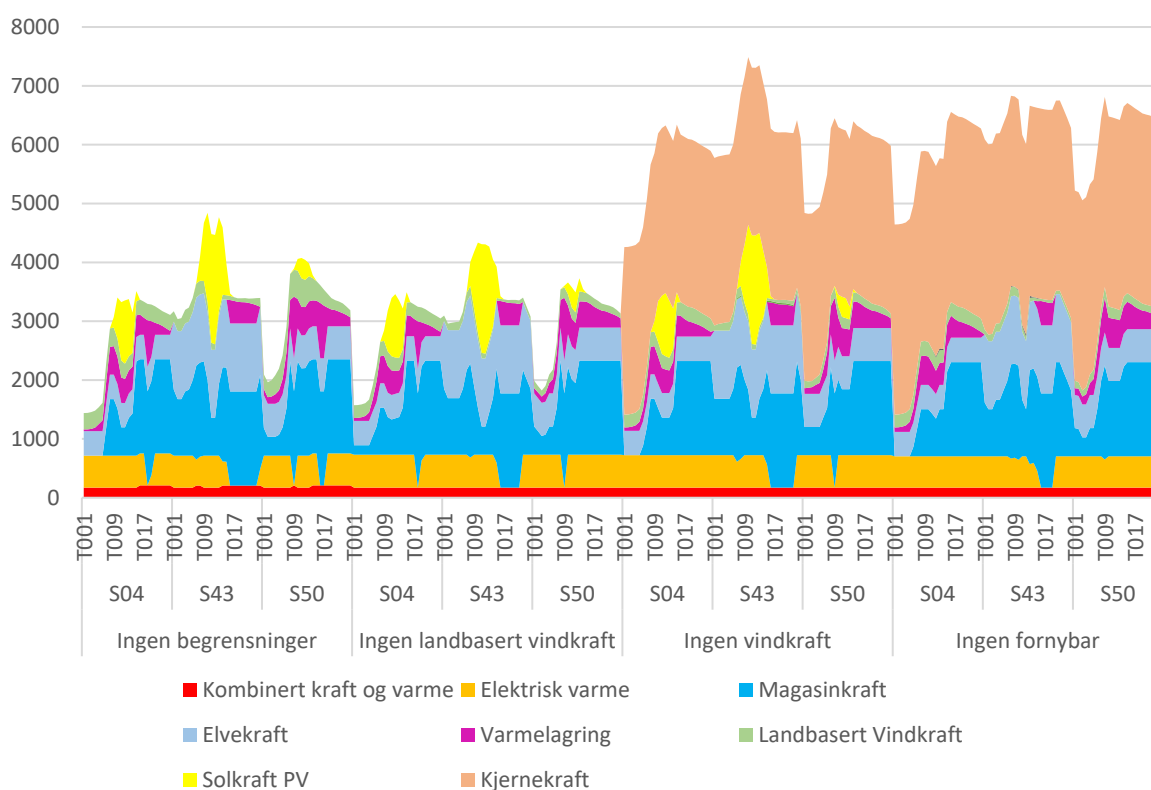


Figur 6- Kraftpriser prisområde NO1 i Norge i 2040 for scenariene der ingen nye investeringer i fornybar energi er tillatt. Oppgitt i kr/kWh i 2023 priser. Sesongvariasjoner vises gjennom 8 uker spredd jevnt over året. S viser hvilken uke det er, fra S04 (uke 4) – S50 (uke 50).

Figur 5 viser at de største pristoppene for NO1 skjer i uke 4, 43 og 50. Pristoppen i uke 4 er interessant fordi den kun gjelder for scenariene med minst investeringsbegrensninger. I uke 43 får samtlige scenarier en pristopp, men scenariet med strengest investeringsbegrensninger får en betydelig lavere topp og en kraftpris som er ca 0,5 kr/kWh. Dette skyldes trolig kjernekraft som blir innført og ligger som grunnlast som reduserer kraftprisen i de timene der det er liten fornybar energi produksjon.

Figur 6 viser produksjonsprofilen i NO1 for de ukene der kraftprisen når pristoppene som er illustrert i Figur 5. Scenariene til høyre, henholdsvis ingen vindkraft og ingen fornybar investeringer har en stor andel kjernekraft i produksjonsmiksen, og toppene jevnes derfor ut.

Fellestrekk for alle disse scenariene er at det er svært lite vindproduksjon i disse ukene med høye priser. Dermed er prisen høyest i scenariene med størst andel vindkraft i kapasitetsmiksen.



Figur 7 – Produksjonsprofil for NO1 fordelt på scenarier med nettoeksport større eller lik 0 i ukene med høyest kraftpris, henholdsvis uke 4, 43 og 50. Figuren viser at produksjonen i NO1 er betydelig større i de dyreste timene når investeringer i fornybar energi begrenses og kjernekraft innføres som grunnlast.

6.4. Markedsverdi

Markedsverdi viser den gjennomsnittlige kraftprisen teknologien oppnår. Dette vil variere fra markedets gjennomsnittlige kraftpris fordi teknologiene ikke produserer lik mengde til lik tid. Tabell 8 viser de teknologiene som ifølge modellen produserer mest kraft i Norge i 2040. Solkraft og elvekraft er ikke regulerbare teknologier og har lavest markedsverdi. Magasinkraft som kan regulere kraftproduksjonen i stor grad og selge når kraftprisen er høy har høyest markedsverdi. Gjennomsnittlig kraftpris for alle prisområder er illustrert i kolonnen lengst til venstre og gir en indikasjon på kraftprisene, men må ikke forveksles med faktisk kraftpris da disse varierer per prisområde.

Tabell 8- Oversikt over gjennomsnittskraftpris for alle prisområder samlet som et vektet gjennomsnitt i Norge og respektive teknologiers markedsverdi, fordelt på ulike scenarier og per teknologi. Oppgitt i kr/kWh i 2023 priser.

		Gjennomsnitt kraftpris	Magasin- kraft	Elve- kraft	Kjerne- kraft	Solkraft PV	Hav- vind	Vind kraft på land
Netto eksport større eller lik 0	Ingen begrensninger	0,54	0,79	0,37		0,34	0,65	0,47
	Ingen vindkraft på land	0,63	0,88	0,43		0,37	0,58	0,58
	Ingen vindkraft	0,75	1,02	0,55	0,80	0,49		0,71
	Ingen fornybar	0,77	0,98	0,58	0,77			0,74
Ingen netto eksport begrensning	Ingen begrensninger	0,54	0,79	0,37		0,34	0,65	0,47
	Ingen vindkraft på land	0,62	0,87	0,41		0,35	0,65	0,71
	Ingen vindkraft	0,72	1,02	0,49		0,42		0,82
	Ingen fornybar	0,76	1,02	0,52	0,80			0,84

Markedsverdien for teknologiene som blir begrenset øker når teknologiens markedsandel blir redusert. For eksisterende vindkraft på land og solkraft øker markedsverdien og lønnsomheten vil øke desto strenge investeringsbegrensninger som implementeres. Det har sammenheng med at markedsandelen blir mindre og at kannibaliseringseffekten utgår, samtidig som dyr grunnlast øker kraftprisen. Magasinkraft og elvekraft følger samme trend.

Havvind har motsatt utvikling fra scenariet med nettoeksport større eller lik 0 fra ingen begrensninger til ingen vindkraft på land. Markedsverdien synker fordi markedsandelen øker som gir økt kannibaliseringseffekt. Uten nettoeksport begrensninger investeres det i mindre

havvind og markedsverdien holder seg lik fra ingen begrensninger til ingen vindkraft på land som kan skyldes mindre markedsandel i scenariet uten vindkraft på land.

Markedsverdien bør være høyere enn LCOE for at teknologien skal være lønnsom. Fra datagrunnlaget har kjernekraft en LCOE på 1,01kr/KWh og oppnår en markedsverdi på 0,8kr/kWh. For at kjernekraft skal investeres må differansen subsidieres. Flytende havvinds LCOE er trolig høyere enn estimert og vil måtte subsidieres, mens bunnfast kan klare seg uten i disse scenariene.

6.5. Verdifaktor

Verdifaktor gir en indikasjon på om teknologien produserer og selger til forholdsvis høy eller lav pris, sammenlignet med markedets gjennomsnittspris. En verdifaktor over 1 betyr at det selges til forholdsvis høy pris og under 1 betyr at det selges til forholdsvis lav pris.

Teknologier som fungerer som baselast vil vanligvis produsere gjennom hele året og ha stabil produksjon og kan derfor anta å ha en verdifaktor som er nær 1. Teknologienes respektive verdifaktor er illustrert i Tabell 9. Trendene er lik som for markedsverdi, at elvekraft og solkraft selger til forholdsvis lav pris og magasinkraft selger til forholdsvis høy pris.

Tabell 9- Oversikt over respektive teknologiers verdifaktor, fordelt på ulike scenarier og per teknologi. Oppgitt i kr/kWh i 2023 priser

		Magasin- kraft	Elve- kraft	Kjerne- kraft	Solkraft PV	Havvind	Vindkraft på land
Nettoeksport større eller lik 0	Ingen begrensninger	1,48	0,70		0,63	1,21	0,88
	Ingen vindkraft på land	1,40	0,68		0,59	0,92	0,93
	Ingen vindkraft	1,36	0,73	1,06	0,64		0,95
	Ingen fornybar	1,28	0,76	1,00			0,97
Ingen nettoeksport begrensning	Ingen begrensninger	1,48	0,70		0,63	1,21	0,88
	Ingen vindkraft på land	1,41	0,67		0,56	1,05	1,15
	Ingen vindkraft	1,41	0,68		0,58		1,13
	Ingen fornybar	1,34	0,69	1,06			1,12

6.6. Oppsummering

Resultatdelen viser at dersom modellen står fritt uten investeringsbegrensninger velger modellen å investere i store andeler vind- og solkraft. Modellen har i dette scenariet nettoeksport tilnærmet lik 0 og anses som selvforsynt selv uten nettoeksport begrensninger. Det betyr at det mest lønnsomme er å bygge egen kraftproduksjon istedenfor å importere. Uten investeringsbegrensninger er gjennomsnittlige kraftpriser og markedsverdi lavest foruten om markedsverdien til havvind, som betyr at dette scenariet er billigst for konsumenter og mindre lønnsomt for kraftprodusenter.

I scenariet der landbasert vindkraft er strengt begrenset og ikke kan investeres i velger modellen å erstatte ny landbasert vindkraft med solkraft og havvind. Dersom modellen står fritt til å være nettoimportør velger den å importere 14TWh istedenfor å produsere de selv, og totalproduksjonen reduseres med 19TWh.

Fordi investeringene i havvind øker og markedsandelen blir større reduseres havvinds markedsverdi. Markedsverdien til øvrige teknologier øker, særlig for vindkraft på land.

Kraftprisen øker i alle prisområder. Dette scenariet er derfor litt mindre gunstig for konsumenter, men lønnsomheten for teknologier utenom havvind øker.

Vindkraftinvesteringer begrenses i det tredje scenariet, og dette er det første scenariet modellen velger å investere i kjernekraft. Modellen velger heller å importere kraft enn å investere i kjernekraft når det er tillatt. Dette scenariet har økte kraftpriser og de øker mest med innføring av kjernekraft fremfor import. Når modellen velger å import fremfor å investere i kjernekraft reduseres markedsverdi og kraftpris for alle teknologier utenom vindkraft på land.

Det strengeste scenariet for investeringsbegrensninger tillater ingen utbygging av fornybar kraft. Dette scenariet har høyest kraftpris, men den er jevnere mellom Norges prisområder. Uten nettoeksport begrensninger øker alle teknologienes markedsverdi, men når modellen kan importere reduseres markedsverdi for kjernekraft og magasinkraft.

7. Diskusjon

Dette kapittelet vil drøfte funn fra øvrige kapitler for å besvare forskningsspørsmålene, samt sammenligne analysens resultater med andre studier. Kapittelet starter med en generell diskusjon av oppgaven før metode og videre arbeid.

Selv om modellen velger å investere i noen teknologier vil det være flere behov som må avveies for å gjøre gode investeringsbeslutninger. Å velge relativt billig kraft uten behov for subsidier som også gir lave kraftpriser vil ikke nødvendigvis være det beste valget. Denne problemstillingen er krevende med flere hensyn som skal tas, og hvordan andre hensyn vil påvirke er ikke gitt.

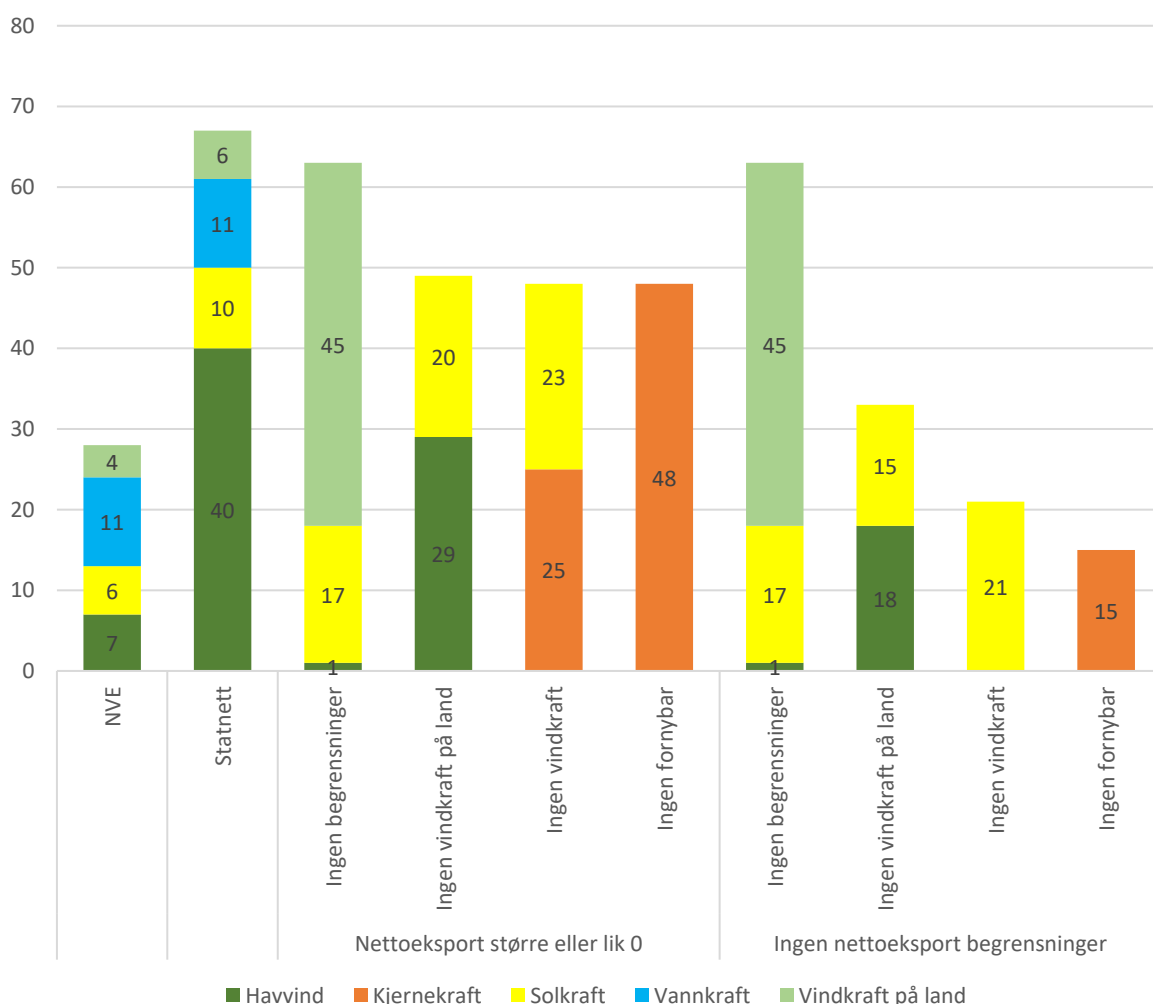
Høyere kraftpriser har en negativ påvirkning på forbrukere og næringsliv, spesielt for de som allerede har begrensede ressurser. Utbygging av kraftintensiv industri er ønsket, men kan bli krevende dersom kraftprisene ikke ligger på et lavt nok nivå.

En annen utfordring er å vurdere om subsidier er verdt investeringen. Subsidier er et godt verktøy for å utvikle nye teknologier, redusere læringskostnader og øke innovasjon. Men dersom subsidier blir den nye normalen for all utbygging av kraftproduksjon vil subsidier kunne føre til ineffektiv ressursbruk og samfunnsøkonomisk tap. Billig kraft kan føre til uønskede effekter som at energieffektiviseringstiltak og strømsparing ikke er

bedriftsøkonomisk lønnsomt nok. All industri burde på sikt ha som mål å være konkurransedyktig på sikt også uten støtte, og å investere i teknologi som er avhengig av subsidier burde veies opp mot alternativer.

Arealkonflikter øker, og det vil være viktig å begrense naturinngrep og velge teknologier som får mest mulig ut av minst mulig arealbruk. Scenariet uten investeringsbegrensninger velger å øke vindkraftproduksjon med 40TWh, og med dagens konfliktnivå virker scenariet usannsynlig. Scenariene som innfører kjernekraft tar ikke høyde for mulige utfordringer knyttet til avfallshåndtering, sikkerhet og stabil kraftforsyning.

Det er viktig å evaluere ulike løsninger for kraftproduksjon fra et helhetlig perspektiv og ta hensyn til allmenn aksept, økonomi, klima og miljø. Gode avveininger vil bidra til å finne løsninger som er bærekraftige på sikt og redusere dagens konfliktnivå.



Figur 8 - Nye investeringer i kraftproduksjon oppgitt i TWh. NVE og Statnetts prognoser sammenlignet med resultater fra denne analysen.

Figur 10 viser Statnett og NVEs prognoser for ny kraftproduksjon, sammenlignet med resultatene fra denne analysen. NVEs prognose er fra 2021 og kan ha endret seg siden da. I sitt lave scenario antar Statnett en havvindproduksjon på 20TWh, mens deres høye scenario inkluderer 140TWh fra flytende havvind, som antas å ha hatt en stor nok kostnadsreduksjon til at havvind er konkurransedyktig med andre teknologier.

Det er viktig å merke seg at denne analysen ikke har inkludert muligheten for utbygging av vannkraft eller energieffektivisering i motsetning til NVE og Statnetts prognoser som har en økning i ny vannkraftproduksjon.

Det er interessant å se at Statnett i sitt basisscenario forventer en introduksjon av hele 40TWh havvind, sammenlignet med 29TWh i det scenarioet med størst investering i havvind, som kun vil bli introdusert i denne analysens scenarier hvis nettoeksporten må være større eller lik 0 og vindkraft på land ikke er tillatt å investere i.

7.1. Metode

I denne delen av diskusjonskapitlet vil styrker og svakheter ved metoden belyses.

I alle analyser er god input viktig for å få god output. Kostnadsanslagene er usikre, og prisstigning for innsatsfaktorer og problemer med forsyningskjede kan føre til at kostnader for havvind vil øke før eventuelle læringskostnader rekker å påvirke og redusere investeringskostnader. Kostnadene kan også variere fra pilotprosjekter til kommersielle vindparker. Det samme er tilfelle for kjernekraft, der både investeringskostnader og byggetid har økt etter igangsetting av prosjekter i nyere tid. Kostnadsestimatene for kjernekraft vil også påvirkes av at Norge har høye lønnskostnader og liten kompetanse på feltet.

En annen input som gjør resultatene usikre er gassprisen. Kraftprisen følger utvikling i gasspris i stor grad og det var nok få som ville gjettest utviklingen i gasspris etter at krigen i Ukraina brøt ut. Gassprisen kan stabilisere seg mer i fremtiden, men det er krevende å forutsi prisutviklingen.

Simulering av vannkraftproduksjon er unøyaktig, og en forbedring av produksjonsprofilen kan påvirke resultatene. Magasinkraft med reguleringsmuligheter for produksjon følger samme trender i produksjonsprofil som elvekraftverk og virker usannsynlig da Norge og

Europa er avhengig av mer regulerbar kraft. Det hadde vært fordelaktig for analysen med en mer avansert produksjon fra magasinkraft.

Kjernekraft vil i scenariene kjøre hele året med mindre kraftprisen er for lav. Dette er en svakhet ved analysen da kjernekraftverk har et årlig vedlikeholdsbehov og må stoppe produksjon i noen uker i løpet av et år og vedlikeholdsbehovet øker med kraftverkets alder. Vedlikeholdet ville normalt sett gjøres på sommeren når kraftprisen er lav, men det er vanskelig å planlegge og å treffe tidsrommet med lavest kraftpriser vil være krevende. Dette ville påvirket markedsverdien for kjernekraft, men også andre teknologier som solkraft der produksjonen er høy på sommeren.

Balmorel er et godt verktøy for å vise hvordan forandringer i innsatsfaktorer påvirker kraftmarkedet, og selv om det er krevende å treffe nøyaktig i slike prognoser vil analysen vise noen trender i utviklingen og hvordan investeringsbegrensninger vil utgjøre en forskjell i markedet.

Markedsverdi og verdifaktor avhenger mye av produksjonsplanlegging ved de ulike kraftverkene og de reelle verdiene vil variere fra prognosen, men de kan anses som en forventningsverdi.

LCOE er brukt i analysen for å se på utbyggingskostnader opp mot mottatt kraftpris. Fordelen med LCOE utregninger er at det er en forenkling av investeringskostnader, og det er relativt enkelt å regne ut og forstå. Det er også en vanlig verdi å anvende og det er derfor enkelt å finne resultater for sammenligning.

7.2. Videre arbeid

Dette kapitlet belyser muligheter for videre arbeid for å evaluere videre utfordringer og usikkerheter knyttet til problemstillingen og utvikling av fremtidens kraftmarked.

Arbeidet vil kunne forbedre grunnlaget for investeringsbeslutninger i kraftutbygging.

En utfordring som har vist seg å være svært krevende er behovet for allmenn aksept. For å gjøre gode beslutninger kan det være nyttig å analysere forbrukeres betalingsvillighet for å innføre mindre kontroversielle teknologier og innføre funn fra analysen om betalingsvillighet som grunnlag i nye modellkjøringer. I en slik analyse kan ulike scenarier settes opp mot

hverandre for å eksempelvis kartlegge kraftprisdifferansen forbruker er villig til å betale for å bygge mer kjernekraft fremfor landbasert vindkraft.

En annen viktig faktor er usikkerhet i kostnadsestimatene. Havvind har vist seg å ha økende kostnader fra de første bunnfaste parkene ble bygget, og kjernekraft har aldri vært bygget for kommersiell drift i Norge. Kostnadsutviklingen mot 2040 er veldig usikker og med tanke på læringskostnader for havvind og store sprekker i kostnader og utbyggingstid for kjernekraft i andre land. En sensitivitetsanalyse ville vært nyttig for å se hvordan forskjellige kostnader for utbygging av særlig kjernekraft og havvind ville endret resultatene i analysen.

Variabel fornybar energi er en betydelig andel i kraftproduksjonsmiksen og følgelig er værforhold en viktig faktor som vil kunne påvirke resultatene. Blant annet installert effekt for ulike teknologier og kraftpriser kan bli påvirket. Det vil derfor være interessant å analysere påvirkningen vær har på resultatene, og gjøre en sensitivitetsanalyse for å vurdere hvordan optimal produksjonsmiks vil endre seg ved tørre eller våte år, og år med mye eller lite vind.

Teknologiutvikling vil være viktig fremover og det skjer stadig forbedringer. Arealkonflikter er krevende og dersom arealene kan utnyttes til å produsere mer kraft på samme areal vil det alltid være gunstig. Kraftproduksjon er i hurtig utvikling og grunnet et globalt økende kraftbehov er det sannsynlig at teknologiutviklingen vil fortsette. En mulig analyse ville vært å se om økt produksjon for å bygge ut mindre areal kan påvirke resultatene.

I denne analysen er det sett vekk fra opprusting og utvidelse av transmisjonsnettene både innenlands og for eksport. Overføring av kraft påvirker kraftprisene og jevner ut prisdifferansen mellom prisområder. En mulig ny studie kunne vært å innføre transmisjonsnettene med Statnetts investeringsplan, samt teste ulike scenarier for eksportkapasitet. Dette ville belyst viktigheten av transmisjonsnettene og dets påvirkning.

Det er flere muligheter for videre arbeid og analyser for å evaluere all mulig påvirkning på fremtidige investeringsbeslutninger vil være interessant og nyttig for å gjøre godt begrunnede valg.

8. Konklusjon

Analysen viser at fra et bedriftsøkonomisk perspektiv er det mest lønnsomt å investere i vindkraft på land og deretter solkraft. Dersom disse er uønsket og ikke kan investeres i vil kraftproduksjonen erstattes av havvind og deretter kjernekraft, gitt at premisset er at ny norsk produksjon skal presses inn.

Markedseffektene av ulike scenarier er en gjennomsnittlig kraftpris som øker ved strengere investeringsbegrensninger. Gjennomsnittlig kraftpris for Østlandet er i 2040 modellert til å være 0,65 kr/kWh. Dersom de billigste teknologiene velges bort fører det til en prisøkning til 0,76 kr/kWh, som vil øke ytterligere til 0,77 kr/kWh dersom Norge skal ha et kraftoverskudd i et normalår. I Nord-Norge er endringen i kraftpris langt større med en gjennomsnittlig kraftpris på 0,31 kr/kWh som mer enn dobles til 0,74 kr/kWh ved å velge bort de billigste teknologiene. Variasjonen i kraftpris reduseres når de billigste teknologiene velges bort fordi andelen stabil grunnlast i kapasitetsmiksen øker.

Markedsverdi for fornybar kraftproduksjon vil ved strengere investeringsbegrensninger gi redusert markedsandel som fører til økt markedsverdi for eksisterende kraftverk. For vindkraft på land øker markedsverdien uten nettoeksport begrensninger, mens for sol- og elvekraft reduseres den. At Norge skal ha et kraftoverskudd i et normalår vil derfor påvirke teknologienes lønnsomhet forskjellig.

Kjernekraft må subsidieres fordi markedsverdien er lavere enn LCOE. For havvind vil bunnfaste vindturbiner være lønnsomme uten subsidier mens flytende med nye kostnadsestimater vil behøve det. Kostnaden ved å investere i dyre teknologier må dekkes av konsumenter enten i form av økt kraftpris, subsidier eller begge.

Kildeliste

- Ahmad, A. (2021). *Increase in frequency of nuclear power outages due to changing climate: nature energy*.
- Avinor, LO, NFL, Fiskeridirektoratet, Forsvarsbygg, Havforskningsinstituttet, Kystverket, Lederne, Luftfartstilsynet, Miljødirektoratet, et al. (2019). *Høringsuttalelser til forslag til utredningsprogram for Hywind Tampen*.
- Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, S., Aulie, F. H. & Haukeli, I. E. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040*. I: Ueland, I. (red.): NVE.
- Bolkesjø, T. F. (2022). *Kraftmarkedet og prisdynamikk*. Canvas: NMBU. Upublisert manuskript.
- Christiansen, L., Korneliussen, R., Gunnerød, J. & Kringstad, A. (2023). *Forbruksutvikling i Norge 2022-2050*.
- Energimyndigheten. (2023). *Vindkraftsstatistik*. Vindkraftsstatistik (red.).
- Energistyrelsen. (2015). *Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme*.
- Falnes, J. (2019). Vindkraftplanen skrotes. *Aftenposten*.
- FN-SAMBANDET. (2023). *FNs bærekraftsmål*. Tilgjengelig fra: <https://www.fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal>.
- Forskningsrådet. (2023). *200 millioner til nasjonalt senter for nukleær forskning*.
- Hjelme, O. A., Thorud, B., Evensen, T., Rendall, C. G., Holm, Ø., Gholami, H., Kanestrøm, M. K., Bøhn, T. I., Dalen, H. Ø., Flesjø, J. R., et al. (2022). *Norsk solkraft 2022 - innenlands og eksport*. Multiconsult.
- Inderberg, T. H. J. & Lund, K. (2021). *Neppe særlig mer vindkraft de neste 5 til 10 årene*. Amundsen, B. (red.).
- Killingtveit, Å. (2012). Omlegging til fornybar energi i Europa: Norges rolle. Tilgjengelig fra: <https://energiogklima.no/meninger-og-analyse/kommentar/omlegging-til-fornybar-energi-i-europa-norges-rolle/>.
- Klima- og Miljødepartementet (2021). Klimaendringer og norsk klimapolitikk. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>.
- Nord Pool. (2023). *Nord Pool Homepage*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/>.
- NTNU. (2015). Norskekysten er krevende for bunnfaste vindmøller til havs. Tilgjengelig fra: <https://forskning.no/alternativ-energi-ntnu-partner/norskekysten-er-krevende-for-bunnfaste-vindmoller-til-havs/459070>.

- NVE. (2019). *Vannkraft*: NVE. Tilgjengelig fra:
<https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/>.
- NVE. (2020). *Hvor mye kraft kan vi få ved oppgradering og utvidelse av kraftverkene?*
 Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/hvor-mye-kraft-kan-vi-fa-ved-oppggradering-og-utvidelse-av-kraftverkene/#:~:text=Vannkraftpotensialet%20i%20Norge%20er%20over%20600%20TWh%20hvis,utvidelse%20av%20eksisterende%20vannkraft.%20Illustrasjon%3A%20Jarand%20Hole%2C%20NVE.>
- NVE. (2021). *Kostnader for kraftproduksjon*.
- NVE. (2022). *Vindkraftdata*. Vindkraftdata (red.).
- Olje- og energidepartementet (2019). NVEs forslag til en nasjonal ramme for vindkraft på land. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing--nves-forslag-til-en-nasjonal-ramme-for-vindkraft-pa-land/id2639213/>.
- Statsministerens kontor, O.-o. e. (2023). *Nå lyser regjeringen ut de første havvindområdene*.
- The World Bank (2020). Solar Photovoltaic Power Potential by Country. Tilgjengelig fra:
<https://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/solar-photovoltaic-power-potential-by-country#>.
- Tonne, H. (2021). *Selskaper i kø for å koble seg til strømmettet: - Vi holdt nesten på å drukne*
sier Statnett-sjef Hilde Tonne. Ånestad, M. & Holter, M. (red.).
- United Nations (2023). *The Paris Agreement*. Tilgjengelig fra:
<https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>.
- Wan, H., Xie, Y., Li, B., Cai, Y. & Yang, Z. (2023). *Environmental Impact Assessment Review*. Elsevier.
- Wiese, F., Bramstoft, R., Koduvere, H., Alonso, A. P., Balyk, O., Kirkerud, J. G., Tveten, Å. G., Bolkesjø, T. F., Münster, M. & Ravn, H. (2018). *Balmorel open source energy system model*. Elsevier.
- World Nuclear News (2022). *Chinese molten-salt reactor cleared for start up*.
- Aanensen, T. (2022). Rekordhøyt strømforbruk i fjor. Tilgjengelig fra:
<https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/rekordhoyt-stromforbruk-i-fjor>.



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway