

# Storskala utbygging av vind – for nasjonal industriutvikling og eksport

Vegard Kallset<sup>1</sup>, Stefan Jaehnert<sup>1</sup>, Ingeborg Graabak<sup>1</sup>,  
Kristina Haaskjold<sup>2</sup> og Pernille Seljom<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Energisystemer, SINTEF Energi

<sup>2</sup>Fornybare energisystemer, Institutt for Energiteknikk (IFE)



# Innledning

I de neste 30 årene er det mange forandringer som vil skje i det norske, nordiske og europeiske kraftsystemet. EU har mål om null netto utslipp i 2050, og for at det skal skje trengs en stor omstilling. Elektrisitetsproduksjon må skje med fornybare energikilder, mye av energiforbruket som i dag er basert på fossile brenslere må elektrifiseres, og det som ikke kan elektrifiseres må redusere utslippene på andre måter, enten ved å bytte til andre utslippsfrie brenslere, eller ved å kompensere med CO<sub>2</sub> fangst.

Kraftintensiv industri i Norge har lenge hatt et konkurransefortrinn i form av lavere strømpris enn i andre land. De siste tre årene har Statnett fått et mye større volum med henvendelser for tilkobling enn tidligere og fremover mot 2050 er det forventet en høy økning i forbruket. Usikkerheten i utviklingen er allikevel stor, spesielt for ny kraftkrevende industri. De viktigste mulige kildene til nytt forbruk fra industrien er datasenter, batterifabriker, elektrifisering av olje- og gassindustri og annen ny grønn industri som grønn hydrogenproduksjon.

På produksjonssiden har Europa store planer for vindkraft til havs. Til sammen har EU og Storbritannia et mål om 400 TWh med produksjon innen 2050. I Norge har regjeringen lansert et mål om å tildele områder for 30 GW havvind innen 2040, men fram til nå har bare områdene Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II blitt åpnet. Til sammen er kapasiteten på de områdene, fullt utbygde, 4,5 GW, som medfører en årlig produksjon på rundt 20 TWh. Utsira Nord er mest aktuelt for flytende havvind og vil kobles direkte til Norge. På Sørlege Nordsjø II er det mulig med bunnfast havvind, og for tilkoblingen er det flere alternativer. Enten kan den kobles direkte til Norge, direkte til et annet land, eller så kan den kobles til flere ved en hybridforbindelse eller et masket nordsjønett. Hvilket alternativ man går for vil ha stor påvirkning på priser og flyt i Norge.

Med de to nye utenlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia, som ble satt i drift i 2021, har Norge blitt tettere koblet til resten av det europeiske kraftsystemet enn noen gang før. Dette har blitt merket spesielt godt på grunn av krigen i Ukraina og de høye gassprisene i Europa. Høy eksport har ført til lave magasinivåer og høye priser i de sørlige delene av landet og forsyningsikkerhet har blitt et aktuelt tema på agendaen.

I brukercase 2 drøfter vi problemstillingen: "Storskala utbygging av vind – for nasjonal industriutvikling og eksport". Først blir framskrivninger for fremtidig kraftproduksjon og etterspørsel gjennomgått i kapittel 2 og kapittel 3. Kapittel 4 ser nærmere på transmisjon og havnett, inkludert regulatoriske spørsmål. I kapittel 5 og 6 presenteres to studier på vindkraft til havs, gjort av henholdsvis IFE og SINTEF Energi. Kapittel 7 fokuserer på industri og går inn på forskjellige nye industrier som kan vokse frem i Norge frem mot 2040 og 2050. Til slutt blir en del diskusjonspunkter og forslag til fremtidige forskning presentert i kapittel 8.

# Forventet utvikling av kraftetterspørsel

Dette kapitlet beskriver utvikling av etterspørsel etter kraft i Norge i et langsiktig perspektiv basert på to åpne studier og ett forskningsprosjekt. Kapitlet beskriver utviklingen i NVE sin langtidsstudie til 2040 [1] og Statnett sin studie fra 2020 til 2050 [2] samt KPN-prosjektet Norwegian Energy Road Map [3]. Først blir generelle trender i kraftforbruket beskrevet, etterfulgt av en sammenligning av antagelsene som er gjort i de tre prognosene og til slutt en sammenligning av selve tallene i prognosene.

## Analysene

NVE lager hvert år en langsiktig kraftmarkedsanalyse som tar utgangspunkt i de fundamentale langsiktige driverne de ser i markedet, for å evaluere hvordan kraftsystemet i Norge og Europa vil utvikle seg mot 2040. Analysene brukes blant annet til å til å vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet av konsesjonssøknader og til å besvare oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

Tilsvarende lager Statnett en ny langsiktig markedsanalyse hvert andre år, med formålet å tallfeste og forstå hvordan endringer i markedet kan påvirke Statnetts virksomhet. Analysen ser på utviklingen av og samspillet mellom produksjon, forbruk, batterier, hydrogenproduksjon, nett, CO<sub>2</sub>-utslipp og kraftpriser i Norge og Europa. Sentralt i analysen i 2020 er forutsetningen om at CO<sub>2</sub> utslippene i hele det europeiske energisystemet går mot null i 2050.

Norwegian Energy Road Map har en litt annen tilnærming og søker å belyse hvordan en lavkarbonfremtid kan påvirke økonomien, og energi- og kraftsystemet i Norge. Dette gjøres gjennom analyser av to mulige framtidsscenarier: Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet, som sammenlignes med et Referansescenario der endringene fra nåsituasjonen er mindre. I begge scenariene antas det for 2050 en betydelig reduksjon i klimagassutslipp nasjonalt og at det ikke lenger er etterspørsel etter olje globalt. I Tjenestesamfunnet er norsk olje- og gass-sektor avvirket. I Industrisamfunnet er olje- og gass-sektoren vesentlig redusert og lagt om til miljøvennlig reformering av naturgass til hydrogen. For å opprettholde levestandarden for en økende befolkning og kompensere for bortfall av olje- og gassinntekter må andre deler av norsk næringsliv vokse. I Tjenestesamfunnet antas en videreføring av nåværende trend med vekst i tjenestenæringene samtidig som nordmenn blir mer bevisste på å redusere sine utslipp av klimagasser og dermed etterspør færre produkter og transporttjenester. I Industrisamfunnet antas derimot en endring i nåværende trend, slik at det blir en vekst i industrisektoren samtidig som karbonfangst og lagring og hydrogenteknologi får et gjennombrudd.

## Trender

Tre hovedtrender blir trukket fram i analysen til NVE for utviklingen av kraftforbruket fram mot 2050:

- i) overgang fra bruk av fossil energi til fornybar strøm
- ii) utvikling av ny kraftkrevende industri
- iii) energieffektivisering.

Den første, overgangen fra fossil energi til fornybar strøm er drevet av teknologisk utvikling og politikk. Både EU og Norge har høye ambisjoner om rask reduksjon av klimagassutslippene de neste årene. Et element av det er elektrifiseringen av transportsektoren, som går stadig raskere i Norge. For personbiler er snart 50 prosent av nybilsalget elbiler. I Nasjonalbudsjettet for 2021 er det antatt at 90 prosent av nye personbiler i 2025 vil være elbiler og resten ladbare hybrider [4]. Tilsvarende er det

antatt at 45 prosent av nye varebiler vil være elektriske i 2025 og at dette stiger til 78 prosent i 2030. Samtidig har det også vært en markant vekst i antall elektriske busser og ferger de siste årene.

For øyeblikket pågår det også elektrifisering av petroleumsproduksjon med kraft fra land. Feltene som var elektrifisert, eller hadde vedtatt elektrifisering i 2020 sto for 45% av all produksjon av olje og gass. I tillegg vurderes elektrifisering på flere felt [4].

I sektorer der direkte elektrifisering ikke er mulig vil hydrogen vil være nødvendig for å gjennomføre utslippskutt. I tillegg er det sannsynlig at hydrogen vil få en rolle som utslippsfri teknologi for tungtransport på vei og i sjøfart. Det er antatt at en del av denne etterspørselen etter hydrogen vil bli dekket av produksjon via elektrolyse i Norge, noe som vil bidra til økt elektrisk kraftforbruk.

Innen alminnelig forbruk er det forventet at kraftforbruket kommer til å gå ned, ettersom energieffektivisering er en politisk ambisjon i Norge. Gjennom strengere energikrav til bygg, elektriske apparater og belysning, samt forbedret oppvarmingsteknologi, vil man redusere kraftforbruket i bygningssektoren.

Utviklingen av ny kraftkrevende industri er den største kilden til usikkerhet for utviklingen av kraftforbruket fremover. For Norge sin del gjelder dette først en rekke planer om etablering av store datasentre. Disse planene er usikre og siden nye etableringer tar tid, er det først etter 2025 at det kan bli en vesentlig økning i strøm til store datasentre. Økt kraftforbruk er også forventet å komme fra fiskeoppdrett, næringsparker, verdikjeden for batterier og annet næringsforbruk.

## Sammenligning

Både Statnett, NVE, Industrisamfunn-scenarioet i Norwegian Energy Road Map forventer en vesentlig økning i forbruket fremover. Tabell 1 viser en sammenligning av Statnett og NVE sine basisscenario for forbruk i Norge i 2040. Totalt har Statnett en antatt forbruksøkning som er 8 TWh høyere enn NVE. De kategoriene som kan sammenlignes direkte er transport, der begge antar 15 TWh, hydrogen, der NVE og Statnett antar henholdsvis 7 TWh og 8 TWh og petroleum der de antar henholdsvis 15 TWh og 17 TWh. De andre kategoriene kan ikke sammenlignes direkte like enkelt. NVE har husholdning og tjenesteyting (66 TWh), landbasert industri og datasentre (50 TWh) og nettap (10 TWh). Statnett har derimot alminnelig forbruk (85 TWh), kraftkrevende industri (42 TWh), datasentre (8 TWh) og ny næring (7 TWh).

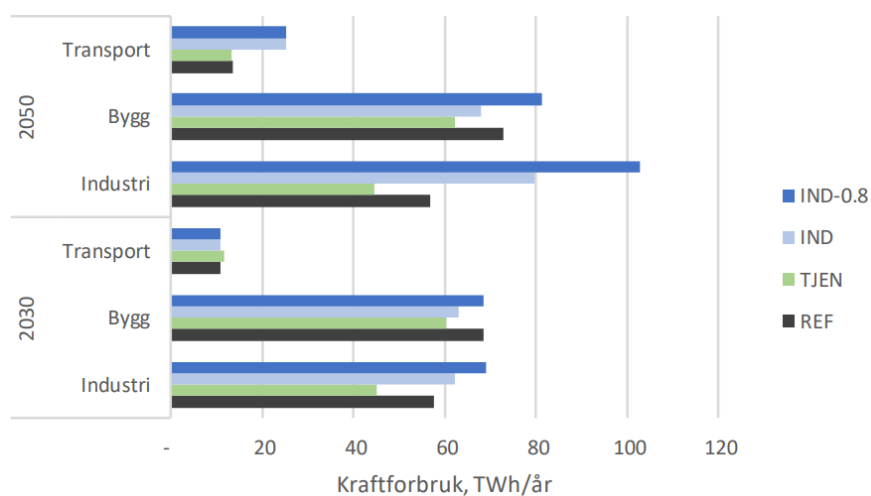
TABELL 1 SAMMENLIGNING AV BASIS SCENARIO FORBRUK I 2040 MELLOM STATNETT OG NVE

FORBRUK NORGE (TWh/år)				
	2021		2040	
Kategori NVE	NVE	NVE	Statnett	Kategori Statnett
Husholdning og tjenesteyting	66	60	85	Alminnelig forbruk
Transport	2	15	15	Elektrisk transport
Landbasert industri og datasentre	50	66	42	Kraftkrevende industri
Petroleum	9	15	17	Petroleum
Hydrogenproduksjon	0	7	8	Hydrogenproduksjon
			8	Datasentre
			7	Ny næring
Nettap	11	10		
<b>TOTALT</b>	<b>138</b>	<b>174</b>	<b>182</b>	

Statnett har også laget to alternative forbruksscenarioer for å få frem et utfallsrom. I "Ekstra høy"-scenarioet er det høyere vekst innen petroleumsforbruk, industri, datasentre og hydrogenproduksjon via elektrolyse, mens alminnelig forbruk er beholdt på tilsvarende nivå som i basisprognosen. Kraftforbruket i dette scenarioet vokser med ca. 80 TWh fra i dag frem til 2050 og det er dette scenarioet som blir lagt til grunn i Statnetts nettutviklingsplan.

I Norwegian Energy Road Map er utviklingen i Tjenestesamfunnet betydelig lavere enn framskrivningene til NVE og Statnett. Utviklingen i bygninger og transport er omtrent lik, men kraftforbruk i industrien er mer enn 30 TWh lavere i 2040. Industrisamfunnet er på nivå med NVEs framskrivning og en alternativ variant av Industrisamfunnet med vekst i verdiskaping som i Perspektivmeldingen 2017 er på nivå med Statnetts framskrivning. De forskjellige scenarioene er presentert i Figur 1

Selv om det er stor forventet økning er det stor usikkerhet i hvor mye og når det vil skje. Spesielt er økningen innen kraftkrevende industri usikker. Statnett påpeker at simuleringene for 2040 og særlig 2050, bør tolkes mer som indikasjoner på retningen enn som et klart svar på hvordan kraftsystemet vil bli. Samtidig sier NVE at utviklingen i kraftforbruk i stor grad vil være et resultat av politiske føringer. I tillegg er det mange faktorer, som tilgang på kraft og kapital, som kan avgjøre om prosjekter og planer blir realisert.



FIGUR 1 KRAFTFORBRUK PER SEKTOR I NORWEGIAN ENERGY ROAD MAP

# Framtidig kraftproduksjon

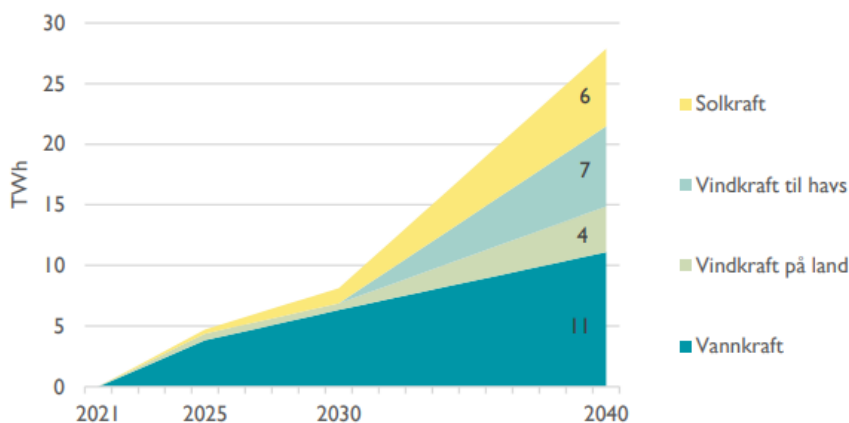
Det er også mange usikkerhetsmomenter når det kommer til produksjonssiden av kraftsystemet i Norge. Blant annet er drivstoffpriser og CO2 priser, utvikling av P2X og rollen til batterier viktige.

Dette kapittelet gir en oppsummering av drivere, usikkerhetsmomenter og utfallsrom for kraftproduksjon i Norge og i mindre grad Norden og Europa basert på markedsanalysene fra NVE og Statnett.

## Vannkraft

Forandringer i skattesystemet har gjort at flere mulige vannkraftinvesteringer er lønnsomme. Dette fører til mer økt vannkraft enn noen av de andre energikildene frem til 2040 i NVE sin markedsanalyse, som vist i Figur 2. Dette vil være i form av utbygging av flere nye mindre vannkraftverk, samtidig som

eksisterende vannkraftverk kan få oppgraderinger i form av nye turbiner og lignende. I tillegg øker tilsiget jevnt over som en følge av global oppvarming og det er forandringer i konsesjonsvilkår. Innen 2040 anslår NVE 5 TWh fra utvidelser og nye vannkraftverk, 3 TWh fra turbin-opprustninger, 4 TWh fra økt tilsig og en nedgang på 1 TWh som en følge av forandringer i konsesjonsvilkår.



FIGUR 2 ØKNING I KRAFTPRODUKSJON I NORGE 2021-2040 FRA DEN LANGSIKTIGE MARKEDSANALYSEN TIL NVE [1]

## Havvind

I Europa er det et høyt ambisjonsnivå for havvind. Ifølge Statnetts nettutviklingsplan [5] har EU planer om 300 GW havvind innen 2050, med 60 GW innen 2030 og Storbritannia har planer om 100 GW innen 2050 med 40 GW i 2030. For øyeblikket ligger mange andre Europeiske land foran Norge i installert og planlagt installert effekt.

I Norge ble Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II i 2020 åpnet for havvind. Utsira Nord er utenfor kysten til Haugesund, og på grunn av dybden er området mest egnet for flytende turbiner. Ifølge Energi til arbeid [6] vil konsesjoner i dette området bli tildelt basert på en kvalitativ konkurranse, siden det ikke er sikkert at de beste teknologiprojektene vil vinne frem i en auksjon. Sørlege Nordsjø II er derimot på grunnere vann som gjør at det er mulig med bunnfaste turbiner. Denne teknologien er mer moden enn flytende turbiner og nærmer seg et prisnivå der den kan være konkurransedyktig uten subsidier. Ambisjonen er derfor at utbygging i dette området skal skje uten subsidier og at tildelingen skal skje ved auksjon. Sørlege Nordsjø II er lengre ute i Nordsjøen, noe som gjør det aktuelt med forskjellige alternativer for tilkobling, for eksempel til Danmark eller Storbritannia, i tillegg til Norge. Utredningen av tilkoblingsalternativ og andre viktige forutsetninger vil bli gjort før tildeling av areal, slik at usikkerheten blir minst mulig ved auksjonen for potensielle utbyggere.

Kostnadene for bunnfast havvind synker, men er for øyeblikket ikke lønnsomt på egenhånd. Utvikling av kostnader, sammen med utvikling i elektrisitetspriser vil være avgjørende for lønnsomheten. Interessen for utbygging er uansett høy, med hittil 12 konsortier som har meldt interesse for å bygge ut på Sørilige Nordsjø II [7].

Av de to områdene som allerede er åpnet for havvind, er den samlede kapasiteten 4,5 GW, men i analysene sine legger NVE og Statnett til grunn henholdsvis 1,5 GW og 3 GW innen 2040. Totalt har regjeringen som ambisjon å tildele områder for 30GW havvind på norsk sokkel innen 2040 [8].

## Vindkraft på land

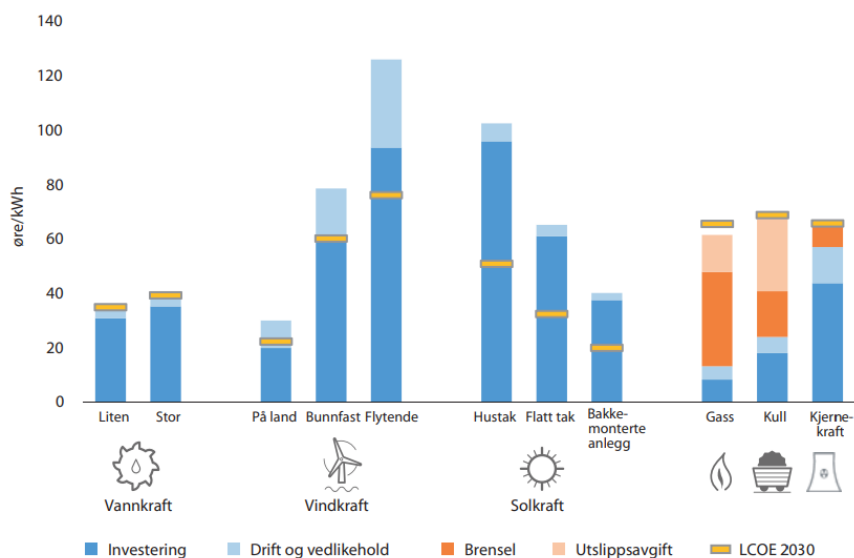
Vindkraft på land er for øyeblikket den billigste formen for ny energi, som vist i Figur 3 fra energi til arbeid. Allikevel var konsesjonsarbeidet i full stopp fra april 2019 til april 2022 på grunn av lav sosial aksept for nye utbygginger. Selv om arbeidet har startet igjen er aktiviteten med nye utbygginger fortsatt lav.

For vindkraft på land estimerer NVE at det ikke kommer noe mer enn det som allerede er under bygging innen 2030 og 4 TWh ekstra innen 2040. Statnett anslår en økning på 3 TWh til 2030 og 5 TWh til 2040. Til sammenligning har det blitt bygget 11 TWh de siste årene og det er fortsatt 4 TWh under bygging.

NVE begrunner sin lave utvikling frem til 2030 med at det tar lang tid å søke konsesjon, planlegge og bygge nye vindkraftanlegg. I praksis regner NVE med at det tar 8 år fra utbyggere leverer sin første søknad til idriftsettelsen. Så selv om det fortsatt er mulig å få til før 2030, er det tvilsomt at det blir tid et stort volum [9].

## Solkraft

Utbygging av solkraft er aktuelt både som dedikerte solparker, og på bygg. For begge variantene er reduksjon i pris den viktigste driveren. Selv om sol på bygg er dyrere enn dedikerte solparker er muligheten til egenforbruk en viktig fordel, siden dette gir lavere nettleie og avgifter. Som vist i Figur 3 er kostnaden nå, og spesielt fra 2030, såpass lav at vi kan få en betydelig utbygging i Norge og de andre nordiske landene. I 2020 ble det installert 40 MW med sol i Norge. Statnett og NVE har relativt like estimater på mengden solkraft som vil være installert i Norge innen 2040, med Statnett på 5 TWh og NVE på 6 TWh. I 2022 har det vært en kraftig økning i etterspørsel etter solcelleanlegg på grunn av høye strømpriser og økt støttesats fra ENOVA [10]. Dette kan ha akselerert utviklingen. Multiconsult har også publisert en rapport der de viser at det tekniske potensialet for solkraft er på samme nivå som vannkraften med 199 TWh årlig produksjon [11].



FIGUR 3 KOSTNADER (LCOE I ØRE/KILOWATTIME FOR NY KRAFTPRODUKSJON I NORGE I 2021 (SØYLER) OG 2030 (GULE STREKER) [6]

På grunn av at solkraft kan produsere mest på sommeren og etterspørselen i Norge er høyest om vinteren, har sol liten påvirkning på de høyeste effekttoppene. Derfor er det fortsatt ukjent hvor mye solkraft det er hensiktsmessig å bygge ut i Norge basert på produksjons- og forbruksprofiler.

Som vist i Figur 3 kan bakkemontert solkraft bli den billigste kilden til ny energi i 2030. Et usikkerhetsmoment er derfor hva som er sosial aksept for slike anlegg i forhold til landbasert vindkraft. I likhet med vindkraft vil bakkemonterte solkraft-anlegg være arealkrevende, men de kan være mulig å plassere nærmere forbruket, noe som vil gjøre at behovet for nye veier og naturinngrep vil være mindre. I tillegg er det sannsynlig at solkraft vil passe bedre øst og sør i landet, i motsetning til vindkraft, som generelt passer best langs kysten.

## Kjernekraft

Selv om det ikke er noen kjernekraft i Norge kan utviklingen av kjernekraft ellers i Norden bety mye for kraftbalansen og systemet som helhet.

I Finland skal Okiluoto 3 på 1600 MW etter planen bli ferdig i 2023 etter flere utsettelse. I tillegg var kjernekraftverk Hanhikivi planlagt (1200 MW), og skulle opprinnelig settes i drift innen 2029, men prosessen ble avsluttet som følge av krigen i Ukraina. Det er også fire andre reaktorer i Finland, Olkiluoto 1 og 2 og Loviisa 1 og 2. Disse har alle relativt nylig vært gjennom fornyelsesprosjekter og fått levetiden sin forlenget [10].

I Sverige er det per i dag ikke planlagt noen nye generatorer, men ifølge den nye regjeringserklæringen fra 2022 skal det bli en framtidig satsing på kjernekraft, som omfatter drift av eksisterende og bygging av nye kraftverk [11].

## Sammenligning

I Tabell 2 kan man se et sammendrag av kraftproduksjonen som blir brukt i NVE og Statnett sine analyser. Forskjellene i de to anslagene kommer av at Statnett legger til grunn null utslipp i 2050, mens NVE baserer seg på allerede vedtatt politikk. Ut ifra dette kan vi se at de største usikkerhetene innen kraftproduksjon er på havbasert vindkraft. Avhengig av om man baserer på det som allerede har blitt vedtatt politisk eller om man ser på hva som trengs for å nå klimamål kan total vindkraftproduksjon øke med mellom 10 og 20 TWh. Utviklingen på vannkraft og solkraft er derimot mindre usikker.

**TABELL 2 SAMMENLIGNING AV KRAFTPRODUKSJON FRA STATNETT OG NVE**

Kraftproduksjon i Norge (TWh)					
	2021	2030		2040	
Kategori	Eksisterende / snart ferdig	NVE	Statnett/NGDP	NVE	Statnett/NGDP
Vannkraft	138	145	148	149	150
Vindkraft på land	18	18	21	21	23
Havvind	0	0	4	7	15
Solkraft	0	2	3	6	5
<b>Totalt</b>	<b>156</b>	<b>165</b>	<b>176</b>	<b>183</b>	<b>193</b>



# Utvikling av nett på land og til havs

## Innledning

I de to foregående seksjonene kommer det frem at krafttettersspørselen i Norge ligger an til å ha en stor økning frem mot 2050 på grunn av elektrifisering og utbygging av ny kraftkrevende industri. Samtidig er det ventet at mesteparten av den økte etterspørselen vil bli møtt av økt produksjon fra fornybare energikilder, spesielt havvind. Siden fornybar kraftproduksjon som regel er langt unna de store lastsentrene, krever dette en tilsvarende forsterkning av nettet i den samme perioden. Regjeringen har satt som mål at det skal tildeles områder for 30GW havvind innen 2040, som kan gi like mye nesten like mye produksjon som Norges kraftsystem har i dag. Denne utbygging vil kreve et betydelig havnett for å høste og overføre kraften til forbrukssenter. Denne seksjonen handler om hvordan utsiktene til nett på land og til havs ser ut fremover.

## Nett på land

Den forventede forbruksveksten har økt drastisk de siste årene, noe som blir demonstrert av at Statnett de siste årene har økt estimatene sine for årlige investeringer fra 2-4 mrd. i 2017 til 8-10 mrd. i 2021. I nettutviklingsplanen fra 2021 planlegger de for en krafttettersspørsel på 220 TWh i 2050, altså tilsvarende som det høyeste estimatet fra kraftmarkedsanalysen deres. Problemene er spesielt store i enkelte områder, som i bergensregionen der det kan bli en dobling av dagens forbruk på grunn av ny industri og elektrifisering av olje- og gassnæring [5].

En stor utfordring for nett på land er å øke tempoet på utbyggingen slik at den kan holde tritt med økningene i last og produksjon. Bygging av nett tar typisk lang tid, og tiden øker desto større utbyggingene er. Nettselskaper melder om lange køer på tilkobling, og at de ofte må si nei til forespørsler [12]. Dette kan i noen tilfeller føre til at Norge går glipp av gode industri-muligheter. For å bøte på problemet ble det i 2021 satt opp et strømnnettutvalg som hadde som oppgave å foreslå løsninger for å redusere ledetiden på nettinstallasjoner og redusere behandlingstiden på søknader om tilknytning [13].

I rapporten som ble levert av strømnnettutvalget i juni 2022 kom det mange forskjellige løsninger. For å redusere tidsbruken var de viktigste anbefalingene å få økt digitalisering, benytte mer parallelle prosesser, gi økte ressurser til konsesjonsmyndighetene og innføring av frister og framdriftsplaner. Samtidig ble det også foreslått tiltak for å sikre en mest mulig samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling.

Derimot ble det ikke anbefalt å innføre et køsystem og/eller prioritering av søknader om tilkobling basert på modenhet av prosjektene. En annen prioritering kunne blitt gjort basert på lønnsomhet ved å innføre pris.

## Nett til havs

Med storskala utvikling av havvind ligger det også an til mye utbygging av nett i Nordsjøen. Dette innebærer radielle tilkoblinger for havvindparker og flere tradisjonelle mellomlandsforbindelser, men også hybridkabler som kobler sammen to land og en havvindpark. I tillegg er det potensiale for å utvikle et masket DC-nett, med flere offshore knutepunkter som er koblet til hverandre, vindkraftparker og ett eller flere av nordsjølandene.

Det er mange fordeler ved å utvikle nettet koordinert i Nordsjøen sammenlignet med en situasjon der hvert land operer selvstendig. Som beskrevet av ENTSO-E i «Regional Investment Plan – Northern

Seas» [14] er den viktigste grunnen at det vil gi raskere dekarboriseringen av energisystemet, ved å gi muligheten til å dele på ren energi fra fornybare energikilder på et europeisk nivå. En del av dette er at behovet for struping blir minimert i timer med høy produksjon og at forsyningssikkerheten blir økt, selv i timer med dårlige værforhold. Prisforskjellene mellom land vil også bli redusert ved at man til enhver tid deler på de billigst tilgjengelige produksjonsressursene.

I en sammenligning av det optimale nettet for 2040, i henhold til ENTSO-E sine antagelser, og et 'no grid scenario' der ingen videre mellomlandsforbindelser blir bygget kommer det frem mange fordeler i Nordsjø-regionen ved å bygge ut nett:

- Energibalansen i regionen øker fra 56 TWh til 87 TWh
- Ikke-produsert energi fra fornybare energikilder blir redusert med 52% til 24,1 TWh
- CO2 utslippene blir redusert med 8%, som tilsvarer en reduksjon på 5,4 Mton CO2
- Atomkraft vil produsere 4% mer, mens gaskraftverk vil produsere 13% mindre. Annen ikke-fornybar produksjon vil produsere 4% mer.
- Det blir en reduksjon i power-to-gas på 8% og pumpe-lagring på 12%.
- Forskjellene i marginalkostnader blir redusert for de fleste land med 4-16%.
- De totale systemkostnadene blir redusert med 11%.

Selv om det er store fordeler med utbyggingen av havnett, er det også en del utfordringer. Første prioritet er å holde systemet sikkert samtidig som man tilrettelegger for en fullstendig redefinering av flytmønstre. Dette inkluderer å sikre fleksible ressurser for å holde systemet balansert. Samtidig er det nødvendig å hensynta miljøvern, og å sikre offentlig aksept for utbyggingen ved å ivareta behovene til andre som bruker de samme områdene, f.eks. fiskere. I tillegg bør de nødvendige nettutbyggingene gjøres med minst mulig kostnad.

## Allerede planlagt/utbygd havnett

Selv om utbyggingen av vindkraft i Nordsjøen er godt i gang har nesten alle vindparker så langt blitt koblet til eksisterende nett ved radielle forbindelser. Etter hvert som feltene nærmest land blir ferdig bygd ut vil det bli nødvendig å gjøre nye utbygginger lengre ut til sjøs. På grunn av den økte avstanden til land vil det for disse vindparkene være mer aktuelt å bruke løsninger som energiøyer eller hybridforbindelser for å redusere de totale investeringskostnadene.

Det første og eneste hybridprosjektet så langt er Kriegers Flak, som ble satt i drift i 2020 [15].

Kriegers Flak er et samarbeidsprosjekt mellom Danmark og Tyskland. Det er en vindpark i Østersjøen på 600 MW, som er koblet til begge landene og hvor forbindelsen mellom dem kan brukes som en standard utenlandsforbindelse når det ikke blåser.

Danmark har også konkrete planer om å bygge to energiøyer innen 2030 [16]. En energiøy er en hub hvor man lager et nær-kyst miljø ute til havs. Rundt energiøyen kan man ha havvindparker og fra øyen kan man ha forbindelser til andre energiøyer og til flere land. I artikkelen 'Towards a fully integrated North Sea offshore grid: An engineering-economic assesment of a power link island' [17] demonstrer Kristiansen, Korpås og Farahmand at en energiøy-løsning kan redusere systemkostnader med opptil 15,8% sammenlignet med en tradisjonell løsning som bare bruker radielle forbindelser.

Den første av de planlagte energiøyene er Bornholm i Østersjøen og det er planlagt at den skal koble til opp mot 2 GW vindkraft. Den andre energiøyen er planlagt som en kunstig øy i Nordsjøen og skal i første omgang ha en kapasitet på 3 GW. På lengre sikt skal kapasiteten kunne utvides til 10 GW. Etter hvert er det også lagt opp til energiøyene skal kunne bruke overskuddskraft fra vindparkene til å produsere hydrogen og andre klimanøytrale drivstoff.

For Norge sin del er det i første omgang planlagt utbygging av havvind på Sørlege Nordsjø II. Der er det bestemt at første del av utbyggingen skal bli koblet til med en radial forbindelse, men et hybridprosjekt er et naturlig alternativ for å knytte resten av produksjonen til land. En slik hybridforbindelse vil kunne bli av de første byggesteinene i et havnett i Nordsjøen. Dette havnettet vil utvikles i samarbeid med EU og UK. Derfor vil Europeisk regulering raskt bli relevant for utviklingen av havvind i Norge.

## Regulatoriske spørsmål

Norges forhold til Europas indre energimarked reguleres av EØS-avtalen overordnet. Under EØS-avtalen regulerer forskjellige direktiver hvordan energi- og kraftmarkedene skal fungere. Under direktivene har EU etablert det som kalles nettkoder. Nettkodene beskriver i relativt detaljert grad flere aspekter som roller og ansvar, tekniske krav, etc., for kraftsystem- og marked. Den viktigste funksjonen til dette regelverket er å sikre et effektivt kraftmarked som beskytter rettighetene til alle markedsaktører.

Et overordnet spørsmål er om eksisterende reguleringer for kraftmarked og -system som hovedregel også skal gjelde offshore, eller om man trenger et nytt sett med reguleringer for det. ENTSO-E har publisert en serie med artikler der de ser på forskjellige løsninger for å realisere Europakommisjonens offshorestrategi [18]. En viktig konklusjon er at de eksisterende regulatoriske rammeverkene også kan brukes for havområder. Allikevel er videre kvantitative analyser anbefalt for å evaluere den endelige effekten av den offshore utviklingen på samfunnsøkonomi, CO2 besparinger, markeder og på hvordan man vil drifte sammenkoblede systemer for å opprettholde sikkerheten.

Hvilken markedsløsning som brukes for havvindparker er et sentralt spørsmål. Det pekes ut to hovedalternativer: offshore budområder og hjemme-marked modellen. Det første alternativet vil si at en havvindpark regnes som en del av et eksisterende budområde, og alltid får prisen derfra. Det andre alternativet innebærer at havvindparker får sine egne budområder, som i første omgang bare har produksjon, og handler med de grenseliggende områdene. Prisen til havvindparken vil da bli lik prisen i det budområdet den er koblet til hvor det ikke er en flaskehals. I praksis betyr dette den laveste prisen i det tilfellet hvor vindparken er koblet til to områder, siden strømmen fra både havvindparken og lavprisområdet vil gå til høyprisområdet.

Offshore budområder blir trukket frem av både EU-kommisjonen og ENTSO-E som den foretrukne løsningen. Fordelene er dette legger til rette for en eksplisitt håndtering av de fysiske begrensningene i nettet og gir korrekte prissignaler til eventuell fremtidig hydrogenproduksjon til sjøs. I tillegg fjerner det nødvendigheten av vindkraft-prognosering under kapasitetsberegninger for TSOene og er kompatibelt med eksisterende krav til kapasitetsallokering. Ulempen er at det vil føre til lavere inntekter for vindkraftprodusentene relativt til hjemme-marked modellen. Dette øker sannsynligheten for at det blir nødvendig med støtteordninger til vindparkene for å gjøre dem lønnsomme og å utløse investeringer.

# Investeringsanalyse IFE: Rollen til havvind i det norske energisystemet

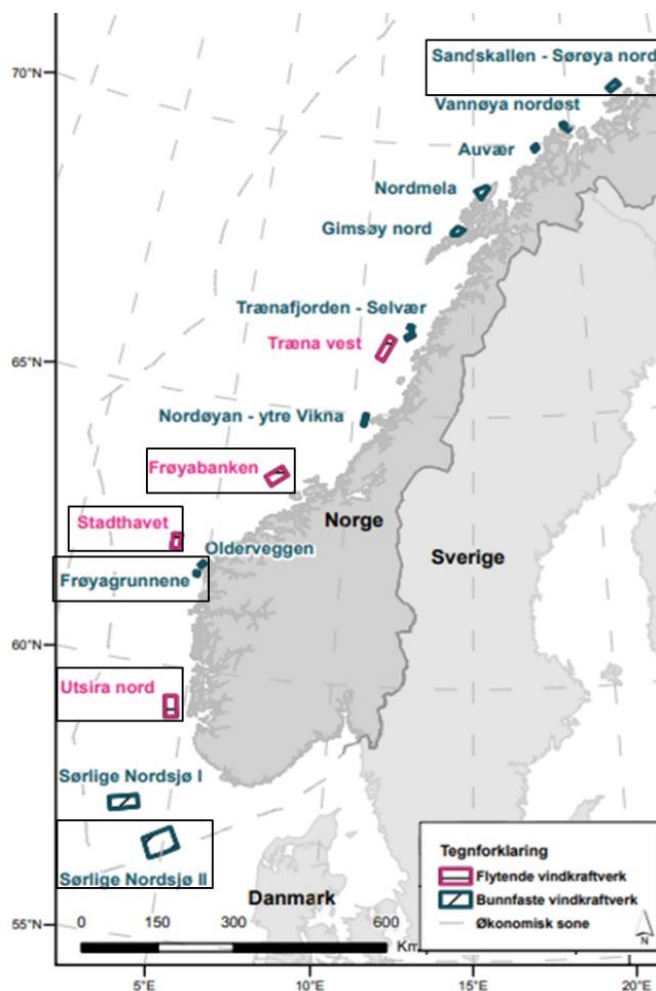
## Introduksjon

Som følge av usikkerheten rundt landbasert vindkraftproduksjon, industriutvikling og elektrifisering, samt den økende avkarboniseringen i Europa, er det ønskelig å undersøke rollen til havvind i Norge i ulike fremtidsscenarioer. Avdelingen for energisystemanalyse på IFE har modellert og analysert rollen til norsk vindkraft til havs i energisystemmodellen IFE-TIMES-Norge, hvor investeringsmuligheter i ulike havområder langs norskekysten er inkludert med eksportmuligheter både til Norge og Europa.

## Metode

I dette arbeidet er energisystemmodellen IFE-TIMES-Norge videreutviklet til å inkludere investeringsmuligheter i havvind langs norskekysten. IFE-TIMES-Norge er utviklet i samarbeid med NVE, og dekker hele energisystemet med energiforsyning, -distribusjon og – sluttbruk. Modellen brukes til langsiktige analyser av det norske energisystemet som en del av det europeiske kraftmarkedet. Dette gir innsikt i hva som er en kostnadseffektiv utvikling av kraftsektoren i samspill med behovet til sluttbrukssektorene for ulike scenarier/fremtider, og i forhold til utviklingen av Europa. IFE-TIMES-Norge analyserer spillet mellom eksisterende kapasitet og behovet for nye investeringer, både for kraftproduksjon; regulert vannkraft, uregulert vannkraft, solparker, sol på bygg, landbasert vindkraft og havbasert vindkraft, og nett; distribusjonsnett, innenlands transmisjonsnett og nett og kabler til Europa [19].

Ulike havområder langs norskekysten har blitt lagt til som investeringsmuligheter i modellen basert på NVE sin konsekvensutredning for havvind fra 2012. I denne rapporten kartlegges 15 utredningsområder med hensyn til nærings-, samfunns- og miljøinteresser, hvorav blant annet skipstrafikk, landskap og friluftsliv, naturmangfold, petroleum-, fiskeri- og luftfartsinteresser er evaluert. I tillegg er områdenes teknisk-økonomisk egnethet vurdert basert på vindforhold, havdybde, teknologi- og kostnadsutvikling, samt kraftsystemvurdering og nettilknytning. Figur 4 viser en oversikt over de 15 områdene som har blitt vurdert, hvor områder som krever flytende vindturbiner er markert i rosa. Basert på



FIGUR 4 FORESLÅTTE UTREDNINGSMÅRÅDER FRA NVE. MARKERTE OMRÅDER ER FORELØPIG INKLUDERT I ANALYSE

konsekvensutredningen eksisterer det gode vindkraftmuligheter langs hele norskekysten, hvor Sør- og Nord-Norge er områdene som egner seg best for bunnfaste installasjoner. Områdene inkludert i dette arbeidet er fremhevet i Figur 4 og baserer seg på NVE sin anbefalte åpningsprioritering.

Informasjon om hvert utredningsområde er oppsummert i Tabell 3 og inkluderer maks kapasitet, gjennomsnittlig kapasitetsfaktor, type fundament og levelized cost of energy (LCOE) inklusiv eksternt nettilkobling for respektive eksportmuligheter. Det er antatt at kun Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II kan eksportere kraft til utlandet, basert på NVE sin utredning, i tillegg til eksport til Norge. For resterende områder kan modellen kun investere i én direkte forbindelse til Norge, en såkalt radiell forbindelse. Investeringskostnader knyttet til havvindparken, interne nettkabler, eksportkabler og nettstasjon på land og til havs er basert på NVE sin regnemodell for havvind. Investeringskostnader skiller mellom bunnfast og flytende installasjoner og hvorvidt eksportkabel til land er HVDC eller HVAC. Investeringskostnadene for eksportkabler er beregnet basert på estimert km avstand til de ulike koblingspunktene. For eksportkabler til utlandet er det antatt at Norge dekker alle kostnadene.

**TABELL 3 INFORMASJON OM DE ULIKE UTREDNINGSMOMRÅDENE OG LCOE FOR UTBYGGING AV HAVVIND INKLUSIV NETTILKOBLING.**

Område	Kapasitet [MW]	Kapasitetsfaktor [%]	Fundament	Tilkobling	LCOE inkl. Eksternt nett [øre/kWh]
Sandskallen	300	0.39	Bunnfast	NO4	83
Frøyabanken	1500	0.42	Flytende	NO3	100
Stadthavet	1500	0.48	Flytende	NO3	89
Frøyagrunnene	200	0.48	Bunnfast	NO3	67
Utsira Nord	1500	0.47	Flytende	NO5	71
				DK1	86
				UK	91
Sørlege	3000	0.57	Bunnfast	NO2	61
Nordsjø II				DK1	62
				UK	68

For å kunne besvare forskningsspørsmålene adressert i denne rapporten har 5 ulike scenarier blitt etablert. Tre av scenarioene følger NVE sine prisantagelser for Europa fra deres «Langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019-2040» [20], referert til som basisscenario. De to resterende scenarioene baserer seg på et lavutslippsscenario for Europa, hvor prisene er høyere og mer volatile

I tillegg til forskjellige prisantagelser, endres flere parametere i de fem scenarioene. En oversikt er presentert i det følgende:

1. Basis: ingen restriksjoner eller insentiver
2. Basis + begrenset handel: Ingen nye eksportkabler og halvert årlig tilgjengelighet av eksisterende kabler til utlandet.
3. Basis + Subsidie: Investeringskostnader er subsidiert, f.eks. gjennom Enova.
4. Lavutslipp: høy CO2 avgift i Norge på 5000,-/tonn i 2030, 10 000,-/tonn i 2040 og 2050
5. Lavutslipp ekstrem: høy CO2 avgift i Norge på 5000,-/tonn i 2030, 10 000,-/tonn i 2040 og 2050 + ingen ny landbasert vind i Norge og høy etterspørselsutvikling.

## Resultat

Et sammendrag av investeringsresultatene i havvind for de ulike utredningsområdene er presentert i Tabell 4.

**TABELL 4 INVESTERINGER I HAVVIND FOR HVERT AV UTREDNINGSOMRÅDENE FOR DE ULIKE SCENARIOENE.**

	Sandskallen	Frøya-banken	Stadthavet	Frøya-grunnene	Utsira Nord	Sørlige Nordsjø II
Basis						3 GW
Begrenset handel						3 GW
Subsidier – 70%				200 MW	1.5 GW	3 GW
Subsidier – 85%			1.5 GW	200 MW	1.5 GW	3 GW
Lavutslipp					1.5 GW	3 GW
Lavutslipp ekstrem	300 MW	1.5 GW	1.5 GW	200 MW	1.5 GW	3 GW

I basisscenarioet viser resultatene at havbasert vind tilkoblet Norge ikke er ansett økonomisk gunstig med modellantagelsene. Derimot viser studien at det vil være lønnsomt å investere i 3 GW kapasitet i Sørlige Nordsjø II i 2040, med en eksportkabel på 2.1 GW til Danmark. I scenario 2 vurderes effekten av å begrense eksport til Europa, som flere politiske partier har ytret ønske om. Fra havvind sitt perspektiv motvirker dette investering, siden redusert eksport fører til større overskudd av kraft.

For å få en indikasjon på hvilket støttenivå som er nødvendig for å gjøre ytterligere utredningsområder kommersielt levedyktige blir investeringskostnadene i det tredje scenarioet redusert. Med 70% lavere investeringskostnader utbygges to ytterligere utredningsområder, Utsira Nord og Frøyagrunnene og med 85% reduksjon vil også en havvindpark i Stadthavet være økonomisk lønnsom.

I scenario 4 er det antatt en ytterligere økning i CO<sub>2</sub>-avgiften i Norge mot 2040 og 2050. Videre brukes også høyere og mer volatile priser for resten av Europa. Resultatene viser at det blir bygget havvind på Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II, men begge blir koblet til andre land istedenfor Norge. I scenario 5 videreføres europeiske priser og CO<sub>2</sub> avgift fra scenario 4, mens det i tillegg antas ytterligere økning i etterspørsel etter kraft og ingen videre vindkraftutbygging på land. Med disse forutsetningen viser resultatene at maks havvindkapasitet utbygges for alle modellerte utredningsområder innen 2050, men riktignok kommer disse investeringene etter at nesten alt potensial for solkraft og vannkraft er realisert.

## Usikkerhet

Robustheten av havvindinvesteringer er testet mot flere parametere. Påfølgende liste oppsummerer endringer i parametere som ikke fremmer ytterligere investeringer i havvind i Norge:

- 1) Redusert potensial for solenergi fra ~ 30 TWh i basisscenario til 6 TWh (som anslått av NVE i 2040 [1]).
- 2) Ingen nye investeringer i landbasert vindkraft, gitt basisantagelser for CO<sub>2</sub>-avgift og etterspørselsvekst.
- 3) Ingen nye investeringer i landbasert vindkraft i kombinasjon med redusert potensiale for solenergi.
- 4) Subsidiert investeringskostnad opp til 70%.
- 5) Begrensninger på handel med Europa

## Konklusjon

Analysen viser at havvind langs norskekysten ikke er konkurransedyktig med landbasert kraftproduksjon i Norge med dagens kostnads- og prisprosjeksjoner. Derimot vil utbygging av 3 GW vindkapasitet på Sørlige Nordsjø II være lønnsomt uten subsidier dersom kraft eksporteres til

Danmark. Generelt sett er eksport av kraft fra havvind til Europa favorisert over tilknytning til Norge, som følge av at europeiske elektrisitetspriser er høyere og mer volatile. Dette skyldes at Norge dekker etterspørsel gjennom mer kostnadseffektiv kraftproduksjon fra vann, landbasert vind og solkraft, i tillegg til at mye overskuddskraft eksporteres til Europa. Dersom politikk på redusert krafthandel med Europa skulle få gjennomslag vil havvind tilkoblet Norge være en enda dårligere business case da mindre kraftproduksjon vil være nødvendig generelt sett.

Videre tilsier resultatene at vesentlige subsidier er nødvendig for at havvind skal være bli en konkurransedyktig energikilde for å dekke det norske kraftbehovet. En satsning på norsk industrivirksomhet i kombinasjon med økt motstand mot naturinngripende sol-, vann- og vindkraft kan riktignok endre utfallet for fremtidig kraftproduksjon. Dersom Norge skal avkarbonisere energisystemet uten ny landbasert vindkraft og samtidig legge til rette for en betydelig ny energiintensiv industri, vil havvind kunne utgjøre en sentral brikke. I tillegg har Norge potensialet til å bli en stor eksportnasjon av havvind med de gode vindforholdene og arealområdene som finnes i Norskehavet og Nordsjøen og den ekspertisen som allerede er etablert innen offshore og maritim sektor.

# Caseanalyse SINTEF: Tilkoblingsalternativer for havvind i Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord

## Introduksjon

SINTEF har gjennomført en caseanalyse der forskjellige tilkoblingsalternativer for en havvindpark på 3 GW i Sørliche Nordsjø II blir sammenlignet. I tillegg til en basecase uten havvind tar analysen for seg fire forskjellige konfigurasjoner av tilkobling for vindparken: Radial tilkobling til Danmark, radial tilkobling til Norge, symmetrisk hybrid tilkobling til både Norge og Danmark med en kapasitet på 1,5 GW hver vei og en asymmetrisk tilkobling med 1,5 GW til Danmark og 3 GW til Norge. De fire casene i studien er vist i Tabell 5.

**TABELL 5: OVERSIKT OVER CASER I ANALYSEN**

Case	Casenavn	Kapasitet til Norge	Kapasitet til Danmark
1	Radial Danmark		3 GW
2	Radial Norge	3 GW	
3	Symmetrisk hybrid	1,5 GW	1,5 GW
4	Asymmetrisk hybrid	3 GW	1,5 GW

Caseanalysen har blitt gjort med EMPS-modellen [21] på et datasett som har blitt utviklet i pågående forskningsprosjekter<sup>1</sup>. Datasettet dekker Nord-Europa med varierende nivå av detalj og representerer et scenario for 2030.

## Resultater

Resultatene viser at en symmetrisk hybridforbindelse gir den høyeste økningen i samfunnsøkonomisk overskudd, når man tar hensyn til investeringskostnader for nett og selve vindparken. Samtidig er det er betydelige forskjeller i fordelingseffektene blant casene som gjør at forskjellige aktører vil ha forskjellige foretrukne alternativer.

Dette kommer tydelig frem i Figur 5, som viser økonomiske resultater for forskjellige deler av markedet. I case 1 er vindparken koblet på radial Danmark. Da går forandringene i inntekt for vannkraftprodusenter, konsumenter og TSO omtrent i 0, men siden investeringskostnadene er større enn inntektene for havvindparken blir det negativt samfunnsøkonomisk overskudd.

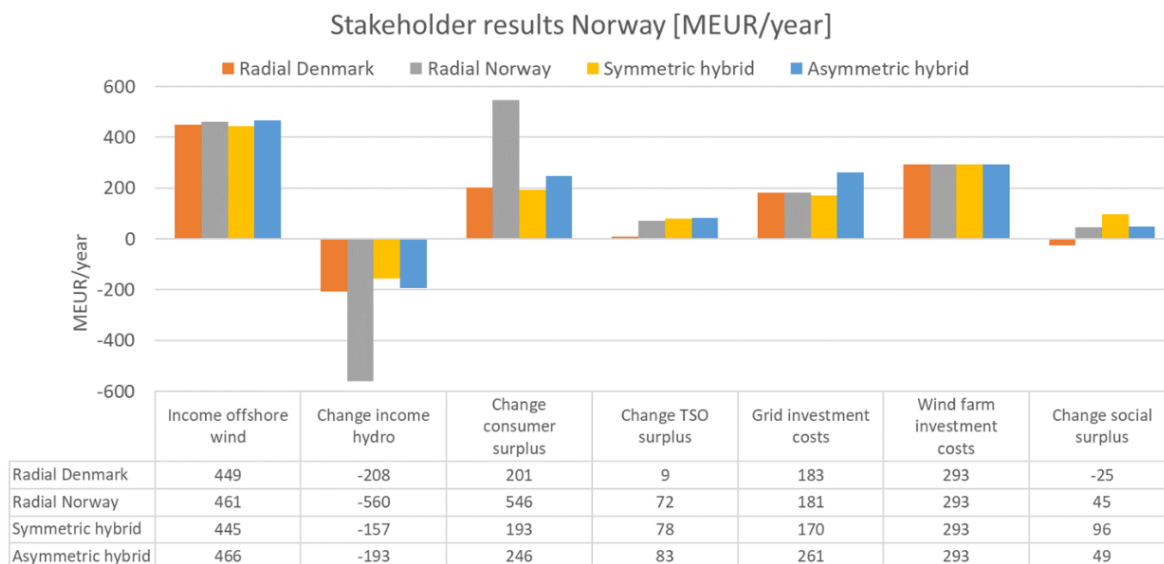
I case 2, hvor havvindparken er koblet til Norge på radial, synker prisene spesielt mye, noe som fører til stor overføring av overskudd fra vannkraftprodusentene til konsumenter. Selv om inntekten til vannkraftprodusentene synker mer enn konsumentoverskuddet øker blir den totale effekten positiv siden havvindparken og TSO får høyere inntekt.

<sup>1</sup>FME "HydroCen" NFR 257588,

IPN "New environmental constraints - consequences for the power system" NFR 309622



Case 3 har høyest samfunnsøkonomisk overskudd, på tross av at dette er casen med lavest økning i konsumentoverskudd og lavest inntekt for havvindparken. Tettere kobling mot Danmark gjør at inntekten for vannkraftprodusentene ikke synker like mye som i de andre casene, som blir utslagsgivende for den totale summen.



**FIGUR 5 STAKEHOLDER RESULTS FRA SINTEF CASEANALYSE**

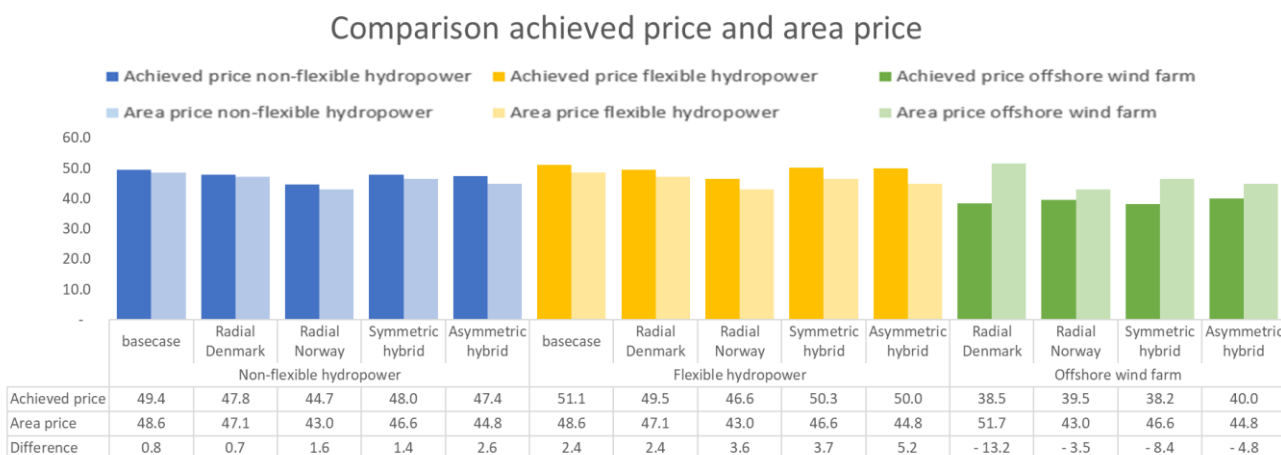
I case 4 øker inntekt til havvindparken, konsumentoverskuddet og TSO overskuddet mer enn inntekten til vannkraftprodusentene synker i forhold til case 3. Allikevel blir det samfunnsøkonomiske overskuddet lavere enn i case 3, siden investeringskostnadene også øker.

## Diskusjon

Siden investeringskostnadene for nett og havvindpark i alle casene er høyere enn inntektene til havvindparken vil ikke havvindparken med antagelsene som ligger til grunn her være lønnsom basert på spotprisinntekter alene. Et viktig spørsmål er derfor hvordan investeringskostnadene for nett blir fordelt. Med en hybridforbindelse virker det sannsynlig at TSO'ene i Norge og Danmark vil betale hele eller deler av investeringskostnaden. I Figur 5 er det antatt at Energinett betaler halvparten av kostnadene for forbindelsen fra havvindparken til Danmark i casene med hybridforbindelse.

Når man vurderer hvilke alternativer som er best for samfunnet som helhet vil det være relevant å ta med i betraktningen at industri i Norge får et konkurransefortrinn med lavere kraftpriser og at lavere kraftpriser dermed kan føre til økte investeringer i norsk industri. Slike effekter er ikke tatt hensyn til i analysen, men det kan være en grunn til å favorisere case 2 eller case 4 over case 1 og 3.

Casestudien demonstrerer også at det er verdifullt å kombinere havvind med norsk vannkraft. Figur 6 viser oppnådd pris for et ikke-fleksibelt vannkraftverk, et fleksibelt vannkraftverk og den nye havvindparken i hvert scenario, sammen med områdeprisen kraftverket befinner seg. De to vannkraftverkene befinner seg begge i sørlige Norge. Vindparken får en høyere oppnådd pris når den er koblet til Norge enn når den er koblet til bare Danmark, på tross av at områdeprisen i Danmark er mye høyere.



FIGUR 6 OPPNÅDD PRIS FOR FORSKJELLIGE PRODUSENTER

## Konklusjon

Resultatene fra caseanalysen viser at det er viktig å tenke på fordelingseffekter og insentivene dette skaper for forskjellige aktører når man vurderer ulike alternativer for tilknytning. Det som er best for en enkeltaktør er ikke nødvendigvis det som gir høyest samfunnsøkonomisk overskudd.

## Industri

Det er spesielt fire typer ny industri som er viktige for temaet i brukercase 2: datasentere, batterifabriker, hydrogenproduksjon og leverandørindustri til havvind. Den siste er ikke energikrevende i samme grad som de første tre, men er allikevel sentral for problemstillingen. I prosjektet «Norske muligheter i grønne elektriske verdikjeder» [22], ledet av NHO, ble seks områder der Norge har potensiale til å skape sterke og varige konkurransefortrinn analysert. Verdikjeden for batterier, hydrogen og leverandørkjeden for havvind er blant disse. Datasentre ble også vurdert til å være et potensielt sterkt forretningsområde, men ble ikke tatt med fordi det ikke har sterke tilknytninger til de andre områdene og fordi det er spørsmål knyttet til styrken i konkurransefortrinnet.

## Datasentere

Norge har en ambisjon om å være et av verdens mest attraktive land for datasentre og databasert næringsliv [23].

I 2019 var det 299 (2376 direkte, indirekte og indusert) ansatte på norske datasentere med en omsetning på 1,6 mrd. NOK, mens ifølge [24] vil datasentereindustrien i forskjellige scenarier undersøkt i rapporten kunne understøtte mellom 15 000 og 24 000 i 2030. Disse tallene inkluderer indirekte og induserte ansatte både i byggefase og i driftsfase. Samtidig kan samfunnsbidraget fra datasentere i 2030 økes til 20-30 milliarder NOK (i dagens priser), hvis de rette betingelsene er til stede, ifølge rapporten.

Disse tallene kan sammenlignes med eksisterende kraftintensiv industri, som har 15 000 – 16 000 ansatte (men rundt 40 000 med ringvirkninger) og eksportverdi på rundt 120 milliarder kroner [25].

Datasenter er mer avhengig av kraftprisen enn mange andre typer industri: For datasenter utgjør kraftprisen omtrent halvparten av de løpende kostnadene, mens for mineralsk industri, produsenter innen kjemiske råvarer, produsenter av primæraluminium og produsenter av ferrolegeringer og silisiummetall utgjør den henholdsvis 6%, 6%, 18% og 19% [26].

I tillegg til strømprisen er saksbehandling relatert til konsesjoner og godkjenninger for økt strømkapasitet noe som kan forsinke prosessen og dempe veksten i datasenterindustrien. Bransjen fremhever blant annet næringspolitikk, strøm og fiber som elementer som er kritiske for å oppnå potensialet.

## Verdikjeden for batterier

Etterspørsel etter batterier er forventet å vokse fra omtrent 200 GWh i dag til omtrent 5 000 GWh i 2050. Denne etterspørselen i 2050 vil gjøre at omsetningen i verdikjeden vil være omtrent 600 mrd. EUR. I grønne elektriske verdikjeder blir det antatt at den europeiske delen av markedet, som utgjør ca. 5-10% av det globale markedet, vil være adresserbart av norske aktører. Dersom Norge lykkes med battericelleproduksjon, vil det kunne gi et omsetningspotensiale på 9 mrd. EUR/år i 2030 og 18 mrd. EUR/år i 2050.

For å lykkes med batterisatsingen er en viktig forutsetning at norske aktører må ha tilgang på rimelig fornybar kraft. I tillegg er det blant annet viktig at det etableres tydelige og ambisiøse nasjonale mål, at det blir gjort en betydelig styrking av FoU aktivitet og at norske aktører har like konkurransevilkår som andre europeiske aktører.

## Leverandørindustri til havvind

Leverandørindustri til havvind er ikke kraftintensivt på samme måte som de andre typene industri i dette kapitlet, men det henger allikevel tett sammen med Norges egen utbygging av havvind. I 2020 hadde norske aktører en eksport på 10 mrd. innenfor dette området, noe som utgjør en markedsandel på 3-5%. På grunn av stort ambisjonsnivå innen havvind, spesielt i Europa, kan eksporten være på 5 mrd. EUR/år. i 2030 og 6 mrd. EUR/år i 2050 ifølge grønne elektriske verdikjeder [22].

Mange av bedriftene som driver med dette i Norge har hovedaktiviteten sin i andre områder og mange av dem er relativt små. Samtidig kan mye av satsingene innenfor området, som å drive aktivt med salg i utlandet og å investere i nye løsninger, være kapitalintensivt. Med et hjemmemarked innenfor havvind kan norske leverandørselskaper få nytte ved å demonstrere kompetanse og nye løsninger, få verdifulle erfaringer og å bidra til å utvikle en norsk leverandørkjede. Ifølge rapporten 'conditions for growth in the Norwegian offshore wind industry' [27] er de markedsmessige utfordringene vel så store som de teknologiske. Selv om den teknologiske likheten mellom havvind og hovedområdet til de norske bedriftene er stor, kan forskjellen mellom være større, blant annet på ting som kundekontakt, salgsprosesser, kontraktdesign og reguleringer.

I 'Global expansion of Solar PV and Offshore Wind – Potential economic impacts on Norwegian industries' fra Sintef Industri [28] analyseres effektene på norsk industri av økt installasjon globalt av solcellepaneler og havvindturbiner. Hvis Norge beholder de samme markedsandelene i disse verdikjedene, samtidig som markedet vokser vil dette kunne ha betydelige økonomiske fordeler gjennom installasjonsfasen. Under drift- og vedlikeholdsfasen vil derimot de samlede økonomiske effektene være negative, ettersom en økning i fornybar elektrisetsproduksjon kommer på bekostning av elektrisitet generert av fossile energikilder, noe som vil redusere eksport av gass. Dette viser at et fortsatt fokus på olje- og gass-aktiviteter under den globale grønne omstillingen kan være negativt for

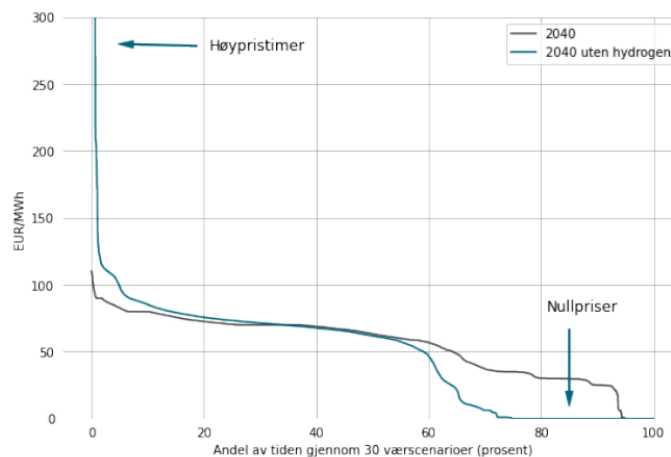
Norge i det lange løp, dersom dette kommer på bekostning av utvikling andre næringer. Det viser også at Norge, spesielt innen havvind, kan ha økonomiske fordeler av å satse på å øke aktiviteten også innen drift- og vedlikehold, istedenfor å bare være en produsent av utstyr.

## Hydrogen

I et kraftsystem som i stadig større grad består av vind og sol kan hydrogen være en viktig kilde til fleksibilitet i kraftsystemet, både ved lav og høy pris. Ved situasjoner der man har mer produksjon av ukontrollerbare energikilder enn etterspørselen kan man produsere hydrogen istedenfor at produksjonen går tapt. Dette vil gjøre at strømprisen man er villig til å betale for å produsere hydrogen kan være prissettende i mange tilfeller.

Tilsvarende kan man bruke hydrogenkraftverk som fleksibilitet når prisene er høye. Samlet sett vil dette gjøre at hydrogen er med på å redusere noe av den prisvolatiliteten som blir introdusert i et kraftsystem som er dominert av ikke-kontrollerbare energikilder.

NVE antar 35 EUR/MWh i 2040 som utkoblingspris og at marginalkostnadene for hydrogenkraftverk vil være mellom 70 og 90 EUR/MWh. Figur 7 illustrer hvordan hydrogen kan være med å redusere prisvolatiliteten i Tyskland. Varighetskurvene viser kraftprisen i Tyskland for 2040, med og uten hydrogen. Uten hydrogen er det nullpriser 25% av tiden. Effekten i Norge vil være lignende, men siden det allerede finnes mye fleksibilitet her vil hydrogen sannsynligvis være mest aktuell som lav-pris fleksibilitet.



FIGUR 7 TIMESPRISER I TYSKLAND I 2040 SORTERT FRA HØYEST TIL LAVEST I BASIS (GRÅ) OG UTEN HYDROGEN (BLÅ) [1]

Det er stor usikkerhet knyttet til hvordan utviklingen av hydrogen vil være. De viktigste usikkerhetsmomentene er kostnadene til elektrolyse og lagring, utviklingen av fornybare energikilder og infrastruktur, blant annet knyttet til transport. Det er også muligheter for at hydrogen kan bli utkonkurrert av andre alternativer i flere situasjoner, som ny batteriteknologi og forbrukerfleksibilitet.

Ifølge grønne elektriske verdikjeder kan omsetningspotensialet for hydrogen være på 1 mrd. EUR/år i 2030 og 7 mrd. EUR/år i 2050. Konkurransefortrinnene ligger innen hydrogenproduksjon til maritim transport, gjødselindustri, tung transport og industri i utlandet, men også innen produksjon av elektrolysører, lagringsutstyr og systemløsninger.

## Diskusjon og videre forskning

I de forrige kapitlene belyses det forskjellige tema innenfor brukercaset. I dette kapitlet diskuterer vi gjennomgangen og fremmer utfordringer for videre forskning.

### Kraftbalanse og sammenligning av fornybare energikilder

Flere analyser indikerer at kraftforbruk kommer til å øke betydelig de neste tiårene. De langsiktige markedsanalysene til NVE og Statnett bekrefter en slik utvikling. Basert på deres studier, antas det at et kraftforbruk i Norge opp til ca. 175 TWh/år kan dekkes av økt vannkraftproduksjon (ca. 11 TWh/år) og solkraftproduksjon (ca. 5 TWh/år) uten at Norge får en negativ kraftbalanse i et normalt hydrologisk år. Dersom forbruket øker utover 175 TWh/år, så er mer vindkraftutbygging nødvendig for å oppnå kraftbalansen. Nylige rapporter tyder på at det kreves enda mer elektrifisering hvis Norge skal nå sine klimamål [29].

Som vist av blant annet investeringsanalysen til IFE, er havvind langs norskekysten ikke konkurransedyktig sammenlignet med landbasert norsk kraftproduksjon basert på kun økonomiske forhold. Derimot, med en lav aksept for landbasert vind sammen med en høy industriutvikling, kan vindkraft til havs være en del av den norske strømmiksen mot 2050.

IFE antar et potensial på 32 TWh solkraft på bygg i Norge i 2050, som i stor grad blir realisert før de fleste havvind-prosjektene. I markedsanalysene til NVE og Statnett, som har andre forutsetninger, ligger det derimot bare inne 5-6 TWh med sol i 2040. I motsetning anslår Multiconsult et potensial opp mot 66 TWh for sol på bygg. Dette er et stort utfallsrom og det resulterende nivået er noe som kan ha store konsekvenser for det norske kraftsystemet.

#### Forskningspunkter med fokus på solkraft

- Hvordan påvirker ulike volum av solkraft det norske og nordiske kraftsystemet?
- Hvordan vil solkraft påvirke tilgjengelig energi og effekt i vinterhalvåret, kraftpriser og disponeringen av vannkraftsystemet?
- Vil solkraft møte de samme utfordringene med sosial aksept som landbasert vindkraft?

#### Forskningspunkt med fokus på kombinasjon av fornybare kilder

- Hvordan vil ulike kombinasjoner av vind- og solkraft påvirke det norske kraftsystemet?
- Hvilken kombinasjon vil gi mest forutsigbart og stabil kraftproduksjon over året i forhold til forbruket for å ivareta forsyningssikkerhet?

Norge har et unikt fortrinn med sin regulerbare vannkraft som kan balansere variabel vind- og solkraftproduksjon på kort og lang sikt, men det er ukjent i hvilken grad vannkraften kan balansere variabiliteten som oppstår ved en storskala produksjon fra vind- og solkraft i et norsk kraftsystem med etterspørsel i størrelsesorden 200-220 TWh/år, samt hvordan fleksibiliteten eventuelt kan eksporteres til Europa. SINTEFs analyse på vindkraftutbygging og -tilkobling i Sørlege Nordsjø synliggjør samspill mellom vindkraft og vannkraft. I tillegg er det synlig at de tilkoblingsalternativer har forskjellige konsekvenser for markedsaktører. Analysen er gjennomført for en vindpark, med marginale konsekvenser for kraftsystemet. En storskala utbygging av havvind vil ha andre og større konsekvenser.

#### **Forskningspunkt med fokus på samspill vann og vind**

- Hvor stor evne har norsk vannkraft til å balansere variabel fornybar produksjon i Norden og Nord-Europa?
- Hvor mye kan denne evnen økes med ytterligere investeringer og hvor mye kan den bidra i en europeisk sammenheng for å redusere klimagass utslipp?

En del av disse forskningsspørsmål belyses i FMEene HydroCen og Northwind samt i KSP HydroConnect. Men det er viktig å sette disse i sammenheng med utvikling i kraftsystem på lengre sikt og i større omfang, samt konsekvenser for samfunn.

Vi kan bygge ut vindkraft på land og/eller til havs. Hvis vi skal bygge ut til lands, trengs en annen sosial aksept enn i dag, et tema som også belyses i brukercase 6 i NTRANS "Samfunnsaspekter av havvind". Hvis vi skal bygge ut til havs, blir det sannsynligvis dyrere enn til lands. Stor forskjell i kostnadsnivået mellom landbasert og havbasert vind gjør at det også kan være relevant å identifisere tiltak som kan øke sosial aksept for landbasert vind, samt å på et tidlig stadium identifisere ulike typer utfordringer og mulige konfliktspørsmål for havvind. Eksempel på tiltak som vurderes er å begrense størrelsen på parker og turbiner, andel av inntekter skal tilfalle vertskommune/lokalmiljø, tiltak for å redusere lokale miljøkonsekvenser og redusert strømpris til innbyggere i vertskommuner.

#### **Forskningspunkt med fokus på landbasert vind**

- Hva skal til, og hvilke tiltak er lovende for å gjøre vindkraft på land akseptabelt?
- Hvordan påvirker ulike tiltak lønnsomheten til landbasert vind?

Det er også mulige fordeler med å bygge ut havvind istedenfor vind på land og sol som ikke kommer frem i de økonomiske analysene. Havvind i Norge vil gi leverandørindustri for havvind i Norge et hjemmemarked hvor de kan demonstrere kompetanse, teste nye løsninger og få verdifulle erfaringer. Dette kan igjen gjøre det lettere å ta markedsandeler i det europeiske og globale markedet.

#### **Forskningspunkt med fokus på havvind**

- Kan havvind fungere som en måte å sikre seg mellom forskjellige utviklingsscenarier og gi muligheten til å forandre kurs underveis?
  - Scenarier med forskjellige nivåer av gjennomslag for hydrogen. Hvis de beste scenariene blir en realitet, kan havvind ha en fordel av nærhet til gassrørledninger som eventuelt kan gjenbrukes?
  - Havvind kan i noen områder eksporteres til andre land like kostnadseffektivt som den kan tas i bruk i Norge. Hvordan kan det sikres at kraften ilandføres dit den har høyest samfunnsøkonomisk verdi?
  - Hvordan er konkurransedyktigheten til havvind i Norge sammenlignet med resten av Europa. Hvor viktig er det for Norge å satse raskt i utbyggingen av havvind i Nordsjøen for å opprettholde et konkurransefortrinn?

Utbygging av fornybare kraftressurser krever en utbygging av transmisjon system på samme måte. Dette gjelder kraftoverføring innenfor landegrenser og mellomlandsforbindelser. Et viktig argument for bygging av utenlandskabler har vært å sikre forsyningssikkerhet i perioder med lavt tilsig. Med kabler til både Storbritannia og Tyskland nylig fullført er sannsynligvis ikke dette et problem i dagens

system. Tettere integrasjon av kraftsystemet på tvers av landene i Europa skal bidra til en mer effektiv utnyttelse av fornybare kraftressurser som bidra til omstillingen.

#### Forskningspunkt med fokus på forsyningsikkerhet

- Hvis forbruket og produksjonen øker slik det blir antydnet i markedsanalysene til Statnett og NVE, hvordan vil forsyningsikkerheten utvikle seg frem mot 2040 og 2050?
- Hvordan bidrar tettere kobling på tvers av Europa til effektiv bruk av fornybare energiressurser?
- Hvordan kan en tettere samarbeid og kobling bidra til redusert avhengighet av fossile kilder i linje med satsing RePowerEU i Europa?

## Fordelingseffekter

Utbygginger i kraftsystemet er et viktig middel til omstillingen og er fra et europeisk/nasjonalt perspektiv samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre. Men enkelte tiltak i kraftsystemet, som å bygge mellomlandsforbindelser, er preget av fordelings effekter der overskuddet øker for noen aktører (f.eks. produsenter) og minker for andre (f.eks. konsumenter).

Når det er fordelings effekter mellom konsumenter og produsenter så kan det ha en betydelig konsekvens for insentiver til utbygging av fornybar kraft på den ene siden og politisk/sosial aksept fra samfunnet på den andre siden. Å oppnå balanserte fordelings effekter er viktig for en framtidig utvikling.

#### Forskningspunkt med fokus på fordelings effekter

- Hvilke fordelings effekter kan forventes med storskala utbygging av fornybare kraftressurser og kraftnett på europeisk nivå?
- Hva kan man gjøre for å omfordele godene ved samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak slik at ingen aktører får et verre resultat enn hvis tiltaket ikke hadde blitt gjennomført?
  - Hvilke fordelings effekter har det å forsterke kraftnettet innenlands?
  - Hvilke fordelings effekter har det å forsterke mellomlandsforbindelser og bygge et mulig havnett?
  - Skal man eksportere kraft fra områder med overskudd, eller er det like bra å flytte etterspørsel (industriutvikling) til områder der produksjonen er?
  - Hvordan ta hensyn til miljøinngrep i en helhetlig vurdering av effekter?
- Hva vil være billigst for staten av å subsidiere investeringer i havvind, eller å betale noe av strømgregningen til konsumenter for å skjerme dem mot de høyeste strømprisene?
- Utbygging av kraftproduksjon i Norge er p.t. hovedsakelig markedsstyrt. Burde det vært mer planlegging? Kan man lage en plan som man prøver å nå ved markeds mekanismer?

IFE sine analyser viser at havvind på radial til Norge vil kreve subsidier for å være økonomisk lønnsomt med antagelsene for energisystemet i analysen, avhengig av plassering og havdybde (flytende/bunnfast).

#### Forskningspunkt med fokus på fordelings effekter

- Hvem skal betale regningen for støtte til havvind? Med sterkere kraftbalanse kan prisen bli lavere. Vil den prisdempende effekten fra ny kraft være tilstrekkelig til å dekke kostnadene ved subsidiene dersom dette skulle bli betalt gjennom et påslag på kraftprisen?

## Industriutvikling

Innen 2050 kan oljeproduksjonen i Norge falle med om lag 65% ifølge perspektivmeldingen 2021 [30]. Dette vil føre til reduserte inntekter for Norge. Samtidig er det muligheter for nye typer industri som kan kompensere for noe av denne reduksjonen og bidra til nye verdiskapende arbeidsplasser.

NHO har identifisert ulike typer industri som kan ha stor vekst i Norge de nærmeste årene [22]. Utviklingen er delvis avhengig av hva som skjer innen kraftsektoren. Norge har et konkurransefortrinn i form av god tilgang på grønn energi med lave produksjonskostnader. Dette er for eksempel viktig for batteriproduksjon, datasentre og hydrogen. Leverandørindustri til havvind er ikke kraftintensiv, men kan få et betydelig løft av et hjemmemarked for havvind. En slik leverandørindustri er også en måte å dra nytte av kompetansen som er opparbeidet i olje og gass sektoren, når aktiviteten der antagelig synker.

For å gjennomføre storskala elektrifisering og utvikling av ny industri er det nødvendig med oppskalering av utbyggingshastighet av transmisjonskapasitet, spesielt i utvalgte områder, som kan få sterk økning i etterspørsel.

### Forskningspunkt med fokus på industriutvikling

- Hva er de viktigste kriteriene og konkurransefortrinn å utløse investeringer i ny kraftkrevende industri? Et tettere integrasjon av det europeiske kraftsystem vil føre til jevnere priser på tvers av Europa. Hva er fordelene av samlokalisering av storskala kraftproduksjon og kraftkrevende industri? Hva er rollen av forsyningssikkerhet ved utbygging av ny kraftkrevende industri?
- Etter hvert som disse industriene vokser frem, er det viktig å ha bedre kjennskap til karakteristikkene deres. Når og hvor vil ny kraftkrevende industri bli koblet til kraftnettet? Hvordan vil forbruksprofiler og prisfleksibilitet se ut? Er det andre karakteristikk som er viktig å ha kjennskap til for å nøyaktig modellere kraftsystemet i Norge?

## Havnett

Sævareid [31] og Kristiansen [17] er blant flere som har vist at et havnett totalt sett vil være billigere enn radielle forbindelser hvis man skal ha en storskala utbygging av havvind i Nordsjøen. Et havnett vil ha mange av de samme konsekvensene som utenlandsforbindelser: Norge vil bli tettere knyttet opp mot resten av Europa og bli mer eksponert for det som skjer der. Samtidig vil det være med å legge til rette for storskala bygging av havvind i Nordsjøen. En slik utbygging vil ha store påvirkninger på det norske kraftsystemet.

Sævareid viser at det er nødvendig for vindparkene i norske områder å ha muligheten til å kobles til andre land for at det skal være lønnsomt å bygge dem ut. I investeringsanalysen til IFE er tilkoblinger til andre land mer økonomisk lønnsomt enn til Norge i de fleste scenariene. Caseanalysen fra Sintef viser også at av de analyserte alternativene for en vindpark i Sørliche Nordsjø II vil det være mest samfunnsøkonomisk lønnsomt å ha en hybrid-forbindelse som knytter vindparken til både Danmark og Norge. Derimot finner den ikke at det er mer lønnsomt for vindparken å være koblet til bare Danmark enn til bare Norge, selv om gjennomsnittlig strømpris er høyere i Danmark enn i Norge. Dette er fordi produksjon i Sørliche Nordsjø II vil korrelere med produksjon fra andre vindparker i Danmark, noe som gjør at oppnådd pris blir mye lavere enn gjennomsnittsprisen. Denne kannibaliseringseffekten blir kanskje ikke fanget opp i god nok grad av analysene til IFE og Sævareid siden disse bruker eksogene priser utenom Norge som ikke nødvendigvis korrelerer i stor nok grad med vindseriene.



### Forskningspunkt med fokus på havnett

- Hvordan vil ulike konfigurasjoner av hybridkabler påvirke det norske kraftsystemet i form av kraftpriser, disponering av vannkraftsystemet, fortjeneste for kraftprodusenter.
- Hva er konsekvensen av tilkobling av havnett i enkelte punkter av det eksisterende nett? Kan dette sees i sammenheng med utbygging av kraftkrevende industri?
- Hvordan kan et havnett utnyttes for å redusere utbygging av det eksisterende nett?

## Konklusjon

Med bakgrunn i en sannsynlig økning av krafttterspørselen og mangel på utbygging av ny kraftproduksjon er det forventet at energibalansen i Norge i et normalt hydrologisk år kommer til å bli negativ allerede i 2027 [32]. Samtidig er olje- og gassproduksjonen i Norge på vei ned, og etter hvert som Europa kommer lengre med elektrifiseringen vil også markedet for fossile brensler bli mindre. Selv om det ikke er realistisk å erstatte inntektene fra olje- og gassutvinning fullstendig kan inntektene kompenseres delvis ved hjelp av storskala utvikling av kraftkrevende industri [3].

Fortsatt har Norge en fordel av gode naturressurser for energiproduksjon med lav produksjonskostnad (LCOE). Både vindkraft til lands, til havs og solkraft har stort potensiale. Sammen med allerede utbygd vannkraft som har en god evne til å balansere den variable produksjonen gir dette gode muligheter for framtidig verdiskaping.

Energiressursene, hvis de blir utnyttet effektivt, kan gi verdiskaping både gjennom eksport og gjennom industriutvikling. Foredlingen av energien gjennom ny grønn industri innad i landet har mange fordeler, men mulighetene kan gå tapt hvis utviklingen av energiproduksjon og transmisjonsnett ikke klarer å holde tritt med forbruksutviklingen.

Uavhengig av samfunnsøkonomien er det uansett helt nødvendig å bygge ut ny energiproduksjon, først og fremst på grunn av behovet for å redusere utslippene av klimagasser, men i andre omgang også for å sikre forsyningssikkerheten. For at den grønne omstillingen skal være mulig fra et teknisk perspektiv er det også nødvendig å bygge et sterkt transmisjonsnett, slik at man kan jevne ut regionale forskjeller i variabel fornybar produksjon.

For å videreutvikle kraftsystemet til det nivået vi trenger i 2050 trengs både politisk arbeid og forskning, for å sikre at kostnadseffektivitet, forsyningssikkerhet og miljøspørsmål blir ivaretatt.

## Takk

Dette arbeidet ble gjort i FME NTRANS – Norwegian Centre for Energy Transition Strategies (NFR – 296205). Forfatterne vil takke Per Arne Vada og Kirsten Svenja Wiebe for bidrag på deler av teksten og alle partnerne i brukercasen for innspill og diskusjoner på workshopen underveis.

## References

- [1] NVE, «Langsiktig Kraftmarkedsanalyse 2021-2040,» NVE, Oslo, 2021.
- [2] Statnett, «Langsiktig markedsanalyse - Norden og Europa 2020-2050,» Statnett, Oslo, 2020.
- [3] L. E. Schäffer, E. Rosenberg, P. Pisciella, S. Damman, K. A. Espegren, M. Fodstad, I. Graabak, G. Perez-Valdes, E. Sandberg, U. Johansen, P. M. Seljom og A. Tomasgard, «Veikart for energi i Norge mot 2050,» SINTEF Energi, Trondheim, 2019.
- [4] Oljedirektoratet, NVE, Petroleumstilsynet, Miljødirektoratet, «KraftFraLand til norsk sokkel,» Oljedirektoratet, Stavanger, 2020.
- [5] Statnett, «Nettutviklingsplan 2021,» Statnett, Oslo, 2021.
- [6] Olje- og energidepartementet, «Energi til arbeid - langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser,» 2021.
- [7] O. A. Øvrebø og K. Å. Øystese, «Energi og klima,» 16 August 2021. [Internett]. Available: <https://energiogklima.no/nyhet/det-perfekte-stedet-for-offshore-vind-i-europa/>.
- [8] Regjeringen, «Regjeringen.no: Havvind,» 23. Juni 2022. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/tema/naringsliv/gront-industri/loft/havvind/id2920295/>. [Funnet 30. November 2022].
- [9] Forskning.no, «Neppe særlig mer vindkraft de neste 5 til 10 årene,» 20 8 2021. [Internett]. Available: <https://forskning.no/energi-politikk/neppe-saerlig-mer-vindkraft-de-neste-5-til-10-arene/1899711>.
- [10] M. F. Børresen, K. Røsrud og G. O. Slåen, «nrk.no: Høye strømpriser gir boom for solcelleanlegg,» <https://www.nrk.no/innlandet/hoye-strompriser-gir-boom-for-solcelleanlegg.-erik-marstein-sier-solcelle-er-mer-lonnsomt-1.15897570>, 21. Mars 2022. [Internett]. [Funnet 12. Desember 2022].
- [11] Multiconsult, «Multiconsult: Sol kan bli like stort som vannkraft i Norge,» Multiconsult, 15. August 2022. [Internett]. Available: <https://www.multiconsult.no/sol-kan-bli-like-stort-som-vannkraft-i-norge/>. [Funnet 12. Desember 2022].
- [12] World Nuclear Association, «world-nuclear.org,» 01. Juni 2022. [Internett]. Available: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland.aspx>. [Funnet 05. November 2022].
- [13] Sverigedemokraterna, Moderaterna, Kristendemokraterna och Liberalerna, «Tidöavtalet: Överenskommelse för Sverige,» 2022.
- [14] A. Abelsen, «Energiteknikk,» Energiteknikk, 04. Oktober 2022. [Internett]. Available: <https://energiteknikk.net/2022/10/det-haster-enda-mer/>. [Funnet 28. November 2022].

- [15] N. K. Nakstad, M. H. Bjørndal, T. A. Lien, T. A. Bye, M. M. L. Pandey, S. A. Lundberg, E. K. Sund, G. Hindersland, N.-B. F. Jens og T. M. Wetterhus, «Nett i tide - om utvikling av strømmettet,» Olje- og energidepartementet, Oslo, 2022.
- [16] ENTSO-E, «Regional Investment Plan 2022 - Northern Seas,» ENTSO-E, 2022.
- [17] A. L. Brenna, «Europower-energi,» Europower, 15. Februar 2022. [Internett]. Available: <https://www.europower-energi.no/nett/dette-er-europas-forste-og-eneste-hybridkabel/2-1-1166967>. [Funnet 28. November 2022].
- [18] Energinet, «Energy islands in Denmark,» 22 10 2021. [Internett]. Available: <https://en.energinet.dk/Green-Transition/Energy-Islands>.
- [19] M. Kristiansen, M. Korpås og H. Farahmand, «Towards a fully integrated North Sea offshore grid: An engineering-economic assesment of a power link island,» *Wiley Interdisciplinary Reviews*, vol. 7, nr. 4, 2018.
- [20] ENTSO-E, «entsoe: Offshore-development,» ENTSO-E, 02. November 2021. [Internett]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/offshore-development/index.html>. [Funnet 14 10. 2022].
- [21] E. Rosenberg, J. Danebergs, P. Seljom og L. Kvalbein, «Documentation of IFE-TIMES-Norway v1,» IFE, 2020.
- [22] NVE, «Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040,» NVE, Oslo, 2019.
- [23] O. Wolfgang, A. Haugstad, B. Mo, A. Gjelsvik, I. Wangensteen og G. Doorman, «Hydro reservoir handling in Norway before and after deregulation,» *Energy*, pp. 1642-1651, 2009.
- [24] NHO, «Norske muligheter i Grønne elektriske verdikjeder,» Styringskomiteen for Grønne Elektriske Verdikjeder, 2020.
- [25] Kommunal- og moderniseringsdepartementet, «Norske datasenter - berekraftige, digitale kraftsenter,» Kommunal- og moderniseringsdepartementet, 2021.
- [26] Kommunal- og moderniseringsdepartementet, «Datasentre i Norge,» Kommunal- og moderniseringsdepartementet, 2020.
- [27] R. Eilertsen, «Mot ny Acer strid? Konsekvenser av EUs 4 energipakke,» De Facto, Oslo, 2021.
- [28] NVE, «Energiintensiv industri,» NVE, Oslo, 2013.
- [29] S. Aferwerki, A. Aspelund, Ø. Bjørgum, J. Hanson, A. Karlsen, A. Kenzhegaliyeva, H. E. Normann, M. Steen og E. A. Sæther, «Conditions for growth in the Norwegian offshore wind industry,» CenSES, Oslo, 2019.
- [30] K. S. Wiebe, F. Aponte og M. Simas, «Global expansion of Solar PV and Offshore Wind - Potential economic impacts on Norwegian industries,» 2021.
- [31] PwC, «Målsetninger og realiteter - kraft til å gjennomføre det grønne skiftet?,» PwC, 2022.

- [32] Finansdepartementet, «Perspektivmeldingen 2021 - meld st. 14 (2020-2021),» Finansdepartementet, Oslo, 2021.
- [33] E. Sævareid, «The impacts of a North Sea offshore grid solution and aluminium flexibility in the European system until 2060,» NTNU, Trondheim, 2021.
- [34] Statnett, «Kortsiktig Markedsanalyse (KMA) 2022-2027,» Statnett, Oslo, 2022.



We study the role of the energy system in the transition to the zero-emission society.