
Langsiktig nettstruktur for havvind på norsk sokkel

Utarbeidet for Fornybar Norge og Offshore Norge



Publiseringsdato

21. april 2023

Om prosjektet

Prosjektnummer: MCS-22-12

Prosjektnavn: Langsiktig nettstruktur for havvind på norsk sokkel

Oppdragsgiver: Fornybar Norge og Offshore Norge

Om rapporten

Rapportnavn: Langsiktig nettstruktur for havvind på norsk sokkel

Rapportnummer: 2023-07

ISBN-nummer: 978-82-8368-128-4

Tilgjengelighet: Offentlig

Prosjektbeskrivelse

THEMA har gjennomført en kvalitativ analyse av mulige nettløsninger for utbygging av 30 GW havvind på norsk sokkel. Analysen tar utgangspunkt i tre scenarier som bygger på ulike kombinasjoner av nettløsninger med radialer til Norge og direkte til andre land samt tilknytning til havnett i Nordsjøen og hybridforbindelser. Scenariene skiller seg fra hverandre med hensyn til potensialet for innenlandsk vekst i kraftforbruket, behov for nettinvesteringer og fleksibiliteten i avsetningsmuligheter for havvindproduksjonen. Videre peker vi på noen overordnede implikasjoner for politikk og regulering av de ulike scenariene.

Prosjektteam**Kontaktperson**

Åsmund Jenssen
aasmund.jenssen@thema.no
416 53 049

Bidragstere (alfabetisk)

David K. Attlmayr

Yi-kuang Chen

Berit Tennbakk

Om THEMA Consulting Group

Postadresse: Øvre Vollgate 6
Besøksadresse: Nedre Vollgate 9
0158 Oslo, Norway

Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

INNHold

Sammendrag og konklusjoner	4
1 Innledning.....	9
1.1 Bakgrunn og problemstilling.....	9
1.2 Om rapporten.....	10
2 Havvind vil spille en viktig rolle i kraftsystemet mot 2050.....	11
2.1 Sterk forbruksvekst ventet i Norge	11
2.2 Potensialet for havvind på norsk sokkel er stort.....	11
2.3 Sterk forbruksvekst også i andre land rundt Nordsjøen.....	12
2.4 Store planer for havvind i andre land.....	13
2.5 Norsk havvind kan spille en viktig europeisk rolle	15
3 Vi kan bygge ut 30 GW havvind på forskjellige måter.....	16
3.1 30 GW havvind endrer det norske kraftsystemet	16
3.2 Tre valg har særlig betydning for storskala utbygging av havvind.....	18
3.3 Tre scenarier for storskala havvindutbygging	19
3.4 Radialer til Norge	20
3.5 Havnett i sør.....	23
3.6 Havnett og radialer til Norge og Europa	26
3.7 Sammenligning av scenarioene.....	28
4 Gode langsiktige løsninger stiller krav til politikk og regulering nå	30
4.1 Radialer til Norge	30
4.2 Havnett i sør.....	31
4.3 Havnett og radialer til Norge og Europa	31
4.4 Veien videre	31

Sammendrag og konklusjoner

Ambisjonene om 30 GW havvind kan realiseres med ulike nettløsninger

Norske myndigheter har lyst ut arealer for utbygging av 3 GW havvind fordelt på områdene Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord. Samtidig har regjeringen kunngjort en ambisjon om å tildele områder for totalt 30 GW havvind innen 2040. Et viktig spørsmål er valg av nettløsninger for havvindparkene. De første prosjektene vil bli knyttet til det norske fastlandet via radialer. For senere utlysninger vil nettløsninger etter planen bli besluttet i forbindelse med de enkelte prosjektene. Samtidig er det viktig at de individuelle løsningene til sammen gir en hensiktsmessig utvikling og legger til rette for at vi når de samfunnsmessige målene knyttet til havvindutbyggingen. Det gjelder både med hensyn til innenlandske kraftprisvirkninger, forsyningsikkerhet, samlede kostnader i kraftsystemet og miljøkostnader.

Den norske debatten om havvind og tilhørende nettløsninger har til nå handlet mye om radialer kontra hybridforbindelser som også kan brukes til kraftutveksling mellom Norge og andre land. Det er imidlertid også mulig med tilknytning til et masket havnett i Nordsjøen eller direkte radialer til andre land. Over tid gir valgene av nettløsninger et betydelig utfallsrom for det norske kraftsystemet.

På oppdrag fra Fornybar Norge og Offshore Norge har THEMA gjennomført en kvalitativ analyse av hvordan 30 GW havvind på norsk sokkel kan realiseres med vekt på ulike langsiktige nettløsninger i Norge og i Nordsjøen. På det grunnlaget har vi også drøftet implikasjonene for politikk, markedsdesign og regulering ved de ulike strategivalgene. Hovedmålet har vært å identifisere viktige konsekvenser på et overordnet nivå og identifisere sentrale dilemmaer og avveininger som må gjøres. Vi har ikke vurdert hva som alt i alt er den beste løsningen ut fra en samlet vurdering av kraftprisvirkninger, forsyningsikkerhet, kostnader og andre hensyn, og vi har heller ikke vurdert om 30 GW-ambisjonen er samfunnsøkonomisk lønnsom.

Havvind vil spille en viktig rolle i kraftsystemet fram mot 2050

Det er planer om en omfattende vekst i kraftforbruket i Norge og landene rundt Nordsjøen fram mot 2050, som følge av langsiktige klima- og fornybarmål. Elektrifisering av transportsektoren og tradisjonell industrivirksomhet er viktige drivere. Ny kraftintensiv industri som batterifabriker og hydrogenproduksjon er andre sentrale elementer, sammen med datasentre. Land som Tyskland og Storbritannia opererer med forbruksscenarioer som kan innebære en dobling av krafttetterspørselen på sikt. I Norge kommer elektrifisering av petroleumsvirksomhet i tillegg til veksten i andre sektorer. Prognoser fra Statnett, NVE og andre miljøer viser en vekst på om lag 50 prosent fra dagens nivå som et hovedscenario for 2050, men potensialet for ytterligere økninger er betydelig.

For Nordsjølandene spiller utbygging av havvind en helt sentral rolle for å dekke den ventede forbruksveksten. Storbritannia, Danmark og Nederland peker seg ut som land med særlig høye ambisjoner, og har kommet lenger enn Norge i å utvikle havvindprosjekter med tilhørende infrastruktur og regulatorisk rammeverk. Flere land utforsker aktivt mulighetene for å utvikle felles nettløsninger for havvind. Flere europeiske land har også omfattende planer for utvikling av infrastruktur for produksjon og transport av hydrogen som henger tett sammen med ambisjonene om havvindutbygging.

Norske havvindressurser har en plass i dette europeiske bildet av flere grunner. Det er et forholdsvis stort tilgjengelig areal på norsk sokkel, og vindforholdene er gunstige slik at prosjektene kan realiseres til en relativt lav kostnad pr. kWh. Spesielt i sørlige

områder av norsk sokkel ligger det godt til rette for å realisere kostnadseffektive prosjekter på grunn av gode vindforhold og mindre havdybder enn lenger nord. Mulighetene for samspill mellom havvind og regulerbar vannkraft er et annet konkurransefortrinn. Endelig har Norge en lang kyst med varierende vindforhold, slik at vi kan dra nytte av å ha vindkraft i ulike områder.

30 GW havvind vil endre det norske kraftsystemet

30 GW havvind innebærer i størrelsesorden 140 TWh ny norsk kraftproduksjon årlig. I Statnetts seneste langsiktige markedsanalyse fra 2023 og tidligere analyser av THEMA er det lagt til grunn norsk havvindproduksjon i 2050 i størrelsesorden 10-14 GW, med utgangspunkt i forbruksprognoser på i overkant av 200 TWh. Havvind utgjør i disse analysene mesteparten av produksjonsveksten etter 2030, mens vannkraft og solkraft typisk står for det meste av det resterende. En ambisjon om ytterligere 16-20 GW vil derfor trolig i liten grad fortrenge annen ny norsk kraftproduksjon. Skal vi bygge ut 30 GW havvind på norsk sokkel, må det derfor finnes nye anvendelser av kraft utover det som følger av etablerte forbruksscenarioer for Norge, i størrelsesorden 60-80 TWh avhengig av driftstid.

En annen implikasjon av 30 GW havvind er at Statnetts analyser av de første planlagte prosjektene på Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II, viser at havvind gir utfordringer både for systemdriften og forsyningssikkerheten. Endringer i havvindproduksjonen fører til store endringer i kraftflyten i nettet på land, noe som igjen gir store skift i transmisjonsnettet og flaskehalsproblemer. Statnett viser til at det blir økt behov for reserver og automatiske løsninger i systemdriften, og det blir behov for ny overføringskapasitet for å håndtere flaskehalser. Med 30 GW havvind blir disse utfordringene enda større. Når det gjelder forsyningssikkerheten, peker Statnett på at havvind styrker energibalansen, men i mindre grad effektbalansen i kalde og vindstille perioder. Dersom det etableres mye nytt forbruk i takt med utbyggingen av havvind, må det investeres i mye overføringskapasitet eller fleksibelt forbruk (inkludert hydrogenproduksjon) for å sikre at forbruket har forsyning også i perioder med lite produksjon av vindkraft.

Tre særlig viktige valg som setter rammene for nettløsningene

30 GW havvind medfører fundamentale endringer i det norske kraftsystemet i lys av implikasjonene for kraftbalansen og systemdriften. Vi kan velge hvor vi bygger ut og hvordan produksjonen knyttes til kraftsystemet. Hvilke nettløsninger som velges, får stor betydning for fordelingen mellom økt innenlandsk forbruk og eksport av kraft. Hvordan endringene påvirker systemet på lang sikt, avhenger av valgene vi gjør langs tre dimensjoner:

- Hvorvidt det skal satses på økning i det norske kraftforbruket eller om produksjonen skal dekke etterspørselsveksten i andre land.
- Hvorvidt utbyggingen av havvind skal konsentreres om de isolert sett mest kostnadseffektive løsningene i sørlige deler av norsk sokkel eller om utbyggingen skal spres langs hele kysten.
- Hvorvidt havvindparkene skal knyttes utelukkende til Norge eller også til andre land. I det siste tilfellet er det også et spørsmål om tilknytningen til andre land skjer via et felles havnett, hybridforbindelser eller direkteforbindelser (radialer) uten ilandføring i Norge.

For å klargjøre mulighetsrommet for norsk storskala havvindutbygging har vi definert tre scenarioer som bygger på ulike valg langs disse tre dimensjonene. Vi tar ikke stilling til realismen i scenarioene, men har valgt dem fordi de utgjør ytterpunkter som til sammen spenner ut et interessant utfallsrom:

1. *Radialer til Norge.* Her er Norge hovedmarkedet for norsk havvind, og parkene knyttes til fastlandet med radielle løsninger distribuert langs hele kysten.
2. *Havnett i sør.* I dette scenarioet bygges hoveddelen av havvindpotensialet ut i den sørlige delen av norsk sokkel og parkene knyttes til andre europeiske land via et havnett. Produksjonen fordeles mellom det norske og det europeiske markedet basert på de relative kraftprisene i ulike markedsområder.
3. *Havnett og radialer til Norge og Europa.* Dette scenarioet kjennetegnes ved at en betydelig andel av den norske havvindproduksjonen ikke knyttes til Norge, men leveres direkte til det europeiske markedet via havnett og radialer. Også her bygges norske havvindressurser ut langs hele kysten.

En løsning med radialer til Norge krever svært høy forbruksvekst og store nettinvesteringer utover det som allerede er planlagt

30 GW havvind som ilandføres i Norge, uten direkte tilknytning til andre land, innebærer at tilgangen på kraft i det norske nettet styrkes med 140 TWh, som tilsvarer forbruksnivået i det norske kraftmarkedet i dag. En slik løsning er teknisk og regulatorisk mulig å implementere, men vil ha omfattende konsekvenser for driften av kraftsystemet. En strategi med radialer til Norge betyr at all variasjon i havvindproduksjonen må absorberes gjennom endringer i kraftflyten i det norske transmisjonsnettet. Statnetts analyser av de første havvindprosjektene gir en pekepinn om omfanget av endringer når vi skal opp til 30 GW.

Utfordringene i systemdriften må håndteres både med nye løsninger og investeringer i fysisk overføringskapasitet. En svært sterk forbruksvekst vil også utløse et stort behov for nettinvesteringer for å sikre tilstrekkelig kapasitet når havvindproduksjonen er lav. Statnetts eksisterende planer for nettutvikling, som omfatter 60-100 milliarder kroner fram mot 2030 og tilsvarende årlige investeringer i perioden etter, tar ikke høyde for en slik utvikling. Det er rimelig å anta at det blir behov for flere titalls milliarder kroner i ekstra nettinvesteringer for å håndtere 30 GW havvind. Nettutbygging i en slik skala vil også innebære store miljøinngrep, både ved ilandføringspunktene og som følge av nettførsterkningene innenlands. Dette gjelder selv om vi antar at havvindressursene bygges ut både i sørlige og nordlige deler av norsk sokkel. Skal vi få full nytte av den begrensede samvariasjonen mellom vindkraftproduksjon i ulike områder, blir det behov for å styrke overføringskapasiteten mellom landsdelene i enda større grad enn planlagt.

Skal løsningen med nasjonale radialer realiseres, kreves det en svært sterk vekst i kraftforbruket innenlands og aksept for tilhørende nettførsterkninger i stor skala. Det er også avgjørende at utbyggingen av produksjon, forbruk og nett skjer på en koordinert måte slik at vi unngår langvarige og store ubalanser markedsmessig og fysisk i kraftsystemet.

Store mengder havvind vil også føre til mye lavere kraftpriser og på den måten incentiver til etablering av mer forbruk. Det er imidlertid ikke gitt at forbruket øker i takt med produksjonsveksten. Det vil i så fall utløse et stort behov for støtte til havvind dersom forbruket vokser langsommere enn produksjonen. Gitt at det er usikkert hvor mye forbruket vil øke og når det skjer, må det uansett etableres og få aksept for støtteordninger for å sikre at produksjonen faktisk bygges ut. Vi har ikke grunnlag for å tallfeste støttebehovet, men som en illustrasjon vil 1 øre/kWh i støtte til 30 GW eller 140 TWh havvind innebære en årlig overføring på 1,4 milliarder kroner. Hvert øre i støttebehov vil da øke totalregningen med mer enn 1 milliard kroner.

Utbygging av ressursene i sørlige deler av norsk sokkel med tilknytning til Europa gir gode avsetningsmuligheter, men utfordrer systemdriften og stiller høye krav til internasjonal koordinering

I dette scenarioet påvirkes det norske kraftmarkedet i mindre grad enn i løsningen med radialer til Norge fordi kraften lettere vil flyte til andre land når prisene er høyest der, og det blir mindre risiko for innestengt kraft. Støttebehovet antas derfor også å være mindre. Det vil også oppstå flaskehalsinntekter i havnettet som kan brukes til å finansiere investeringer i nett og eventuelt havvindparkene avhengig av hvordan havnettet organiseres og reguleres. På den andre siden er havvindproduksjon i sørlige deler av Nordsjøen høyt korrelert med vindkraftproduksjon til havs i landene rundt Nordsjøen. Det skaper risiko for såkalt kannibalisering, det vil si at havvindparkene oppnår lavere priser enn snittprisen i markedet, i dette tilfellet som følge av samtidigheten i havvindproduksjonen. Kapasiteten på de ulike forbindelsene i havnettet og hvilke land som er knyttet til nettet (nettopologien) er imidlertid en viktig faktor for oppnådde priser og flaskehalsinntekter.

Det er i dette scenarioet behov for utvikling av nye teknologiske løsninger for et masket HVDC-nett til havs. Også her blir driften av det norske kraftsystemet i stor grad påvirket av variasjoner i havvindproduksjonen, særlig i de sørlige delene av Norge der hovedtyngden av havvindutbyggingen skjer. Implikasjonene for systemdriften vil dermed ligne scenarioet med radialer til Norge. Samtidig vil forbruksveksten ventelig være mindre, noe som gir et lavere behov for nettinvesteringer for å gi tilstrekkelig forsyningsikkerhet siden forbruket øker i mindre grad. Det vil imidlertid fortsatt være behov for betydelige nettinvesteringer i tillegg til eksisterende planer.

Endelig er det her et stort behov for å koordinere beslutninger og regelverksutvikling på tvers av landegrenser. Ivaretagelse av norske interesser i disse prosessene blir et nøkkelspørsmål.

Hovedutfordringene som må løses i dette scenarioet er å oppnå aksept både politisk og i opinionen for at det bygges ut mer kapasitet for kraftutveksling. I tillegg må det sikres koordinering av viktige beslutninger ikke bare internt i Norge, men også på tvers av landegrensene, samt aksept for at vi ikke står fritt til å fatte alle relevante beslutninger selv.

Distribuert utbygging og direkte tilknytninger til Europa demper effekten på det norske kraftsystemet, men vil også kreve mye internasjonal koordinering og aksept for direkte eksport av havvindproduksjon

I det siste scenarioet får vi mindre virkninger på kraftsystemet innenlands enn i begge de andre scenarioene. Det skyldes at en andel av havvindproduksjonen mates direkte inn i nettet i andre land uten å gå veien om et havnett, og uten at det er noen fysisk tilknytning til Norge. Sammenlignet med det andre scenarioet med hovedutbyggingen i sør legges det til rette for en mer distribuert utbygging langs hele kysten. Systemdriften utfordres derfor ikke i samme grad, men det vil fortsatt være betydelige endringer sammenlignet med dagens situasjon.

De direkte tilknytningene til andre land begrenser også den direkte effekten på kraftprisene innenlands sammenlignet med det nasjonale radialsenarioet, i tillegg til at mindre av havvindproduksjonen vil flyte til Norge. Forbruksveksten innenlands vil derfor også være mindre enn med de nasjonale radialene. Behovet for nettinvesteringer for å sikre forsyningsikkerhet blir relativt mindre enn med en norsk radialløsning. Det vil likevel være behov for betydelige nettinvesteringer og forbruksvekst innenlands.

Behovet for teknologiutvikling og internasjonal koordinering og regelverksutvikling vil i stor grad følge scenarioet med satsing på havnett og hybrider i sørlige deler av norsk sokkel. Et særegent regulatorisk og juridisk spørsmål som oppstår, er tilknytning av havvindprosjekter i norsk økonomisk sone til andre lands kraftsystemer, uten at de er knyttet til det norske nettet. Her kan det

imidlertid være lærdommer å hente fra petroleumssektoren, som i stor grad bygger på et eksportkonsept med svært begrenset infrastruktur i Norge.

Suksesskriteriene for dette scenarioet vil i stor grad handle om aksept for direkte eksport av norske havvindressurser og vellykket nasjonal og internasjonal koordinering.

Gode langsiktige løsninger stiller krav til regulering og politikk nå

Overordnet innebærer 30 GW havvind store endringer i det norske kraftsystemet over tid. Det er behov for et langsiktig perspektiv i utviklingen av havvind for å sikre at vi når mål knyttet til klima og næringsutvikling på en kostnadseffektiv måte. Scenarioene skiller seg fra hverandre langs flere dimensjoner, noe som også får konsekvenser for regulering og politikk. Det nasjonale scenarioet kan kreve at det utvikles støtteordninger for havvind i stort omfang og virkemidler for å gjøre Norge attraktivt for nytt kraftforbruk. Her er det også viktig å styrke beslutningsprosessene for nettutbygging slik at de nødvendige nettinvesteringene kommer på plass i tide. I de mer europeisk orienterte scenarioene blir det viktig å avklare regulatoriske og organisatoriske spørsmål knyttet til grensekryssende nettløsninger for havvind.

Vi trenger fortsatt mer kunnskap om tekniske, økonomiske og miljømessige egenskaper ved storskala havvindutbygging før vi beslutter en langsiktig utviklingsretning. Scenarioene vi har sett på, utgjør i stor grad ytterpunkter langs ulike dimensjoner. Trolig vil vi ikke følge ett rendyrket scenario hele veien fram mot 30 GW. For eksempel vil vi i alle scenarioer starte med radialer, og så vil neste steg gi flere muligheter som kan utvikles i ulike retninger. Scenarioene belyser på den måten implikasjonene av ulike veivalg og hvilke rammer som må være på plass på ulike trinn. Det er likevel noen handlingsalternativer som peker seg ut som robuste på tvers av scenarioene og som bør settes på agendaen raskt:

- *Sikre aksept for nettutbygging innenlands.* Nettutbygging innenlands blir viktig uansett scenario, om enn i varierende grad. Arbeidet som gjøres på dette området, vil uansett langsiktige veivalg ha stor verdi.
- *Styrke koordineringen mellom produksjon, forbruk og nett.* For å unngå store ubalanser som gir knapphet og høye priser eller store overskudd med tilhørende støttebehov og ineffektiv ressursutnyttelse, må koordineringen mellom myndighetene og aktørene i de ulike delene av kraftsystemet styrkes. I den forbindelse er det også viktig å bruke markedsbaserte virkemidler så langt det er mulig for å gi signaler om knapphet og overskudd i ulike deler av nettet.
- *Sikre norsk deltakelse i politiske og regulatoriske prosesser på EU-nivå og mellom landene rundt Nordsjøen.* Selv om vi på sikt skulle velge en mer nasjonal utviklingsretning med hensyn til havvind, er engasjement i europeiske prosesser viktig for å bevare handlingsrommet inntil vi har besluttet hvordan 30 GW havvind skal utvikles med hensyn til nettløsninger. Dette er uansett vesentlig billigere enn om muligheter knyttet til norsk havvindutvikling skulle gå tapt fordi vi ikke har vært med og påvirket løsningene for havnettet og integrasjon med andre land.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Norske myndigheter har i mars 2023 lyst ut arealer for utbygging av havvind i Sørlige Nordsjø II fase 1 og Utsira Nord på 1,5 GW hver, til sammen 3 GW, med en mulig økning på ytterligere 750 MW på Utsira Nord. Støre-regjeringen kunngjorde videre i mai 2022 en ambisjon om å tildele områder for totalt 30 GW havvind innen 2040. For Utsira Nord er det mest aktuelt å knytte havvindproduksjonen til Norge via én eller flere radialer, og en radiell løsning er også valgt for fase 1 av utbyggingen i Sørlige Nordsjø II.

For senere utlysninger er planen å beslutte nettløsning i forbindelse med de enkelte prosjektene. Regjeringen har varslet flere nye utlysninger før 2030. I første omgang vil dette antagelig dreie seg om Sørlige Nordsjø fase 2 og en varslet stor utlysning i 2025.

Det har vært en omfattende offentlig debatt om hva slags nettløsninger som skal velges for utbygging av havvind på norsk sokkel, der mye av oppmerksomheten har vært rettet mot enkeltprosjekter og markedsvirkningene på kort og mellomlang sikt. Særlig har effekten av hybridprosjekter vært diskutert. Hybridprosjekter innebærer at havvindparkene knyttes til to eller flere land, der nettanleggene brukes til både overføring av havvindproduksjon og kraftutveksling mellom landene når kapasiteten ikke utnyttes fullt ut av havvindparkene. Et sentralt spørsmål har vært effekten av hybridprosjekter på eksport fra det norske kraftsystemet og kraftprisene i Norge, som oftest med utgangspunkt i dagens markedssituasjon. Det er også mulig å tenke seg tilknytning til et masket havnett som innebærer forbindelser mellom flere land og havvindparker.

Overordnet bør valg av nettløsninger for havvindprosjekter på norsk sokkel treffes på grunnlag av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, der også hensyn til forsyningssikkerhet og miljø vektlegges, og der nytte- og kostnadsvirkninger vurderes over hele levetiden til prosjektene. Videre er det viktig at

konsekvensene av ulike løsninger vurderes innenfor et helhetlig perspektiv der det tas hensyn til utviklingen av havvind og annen kraftproduksjon samt forbruksutviklingen i Norge og Europa, gitt at langsiktige mål om utslippskutt skal realiseres. Utviklingen av et Nordsjønett for havvind – uavhengig av hva norske myndigheter beslutter – er en annen viktig faktor. Samtidig vil utviklingen av havvind rent praktisk skje trinnvis gjennom utlysninger av avgrensede områder eller enkeltprosjekter, der den samfunnsøkonomiske lønnsomheten og virkningene på kraftpriser mm. av ulike valg vurderes på prosjektbasis. Det er da viktig at de enkelte prosjektene passer inn i en overordnet ramme og til sammen gir en hensiktsmessig løsning på lang sikt.

Med dette som utgangspunkt er det interessant å få analysert hvordan 30 GW havvind på norsk sokkel kan realiseres med ulike nettløsninger i Norge og i Nordsjøen og hva som er de overordnede implikasjonene for politikk, markedsdesign og regulering ved ulike strategivalg.

I denne analysen ser vi på mulighetsrommet for ulike nettløsninger med utgangspunkt i scenarioer for forbruk og produksjon av kraft og ulike nettløsninger for havvind i Norge og landene rundt Nordsjøen fram mot 2050. I analysen av mulighetsrommet tar vi hensyn til både norske og utenlandske forhold og preferanser for ulike typer løsninger. På det grunnlaget diskuterer vi overordnet hvordan norske myndigheter bør innrette politikk og virkemiddelbruk for at de ulike løsningene skal kunne realiseres.

Formålet med analysen er ikke å gjøre en vurdering av hvilket norsk ambisjonsnivå for havvind som er samfunnsøkonomisk optimalt eller hvilken nettløsning som er best, men synliggjøre forutsetningene for at 30 GW norsk havvind skal kunne realiseres på en måte som ivaretar viktige samfunnsmessige hensyn i Norge og landene rundt Nordsjøen.

1.2 Om rapporten

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Fornybar Norge og Offshore Norge, og har følgende innhold:

- I kapittel 2 beskriver vi noen viktige drivkrefter for utviklingen av kraftsystemet i Norge og landene rundt Nordsjøen, med vekt på utfallsrommet for framtidig kraftforbruk og -produksjon og tilhørende infrastruktur, og rollen til havvind i dette bildet.
- I kapittel 3 beskriver vi et utvalg scenarier for hvordan en ambisjon om 30 GW havvind på norsk sokkel kan realiseres med ulike langsiktige nettløsninger. Deretter analyserer vi scenarioene kvalitativt.
- I kapittel 4 diskuterer vi avslutningsvis de overordnede implikasjonene av ambisjonene om storskala havvindutbygging for politikk og regulering.

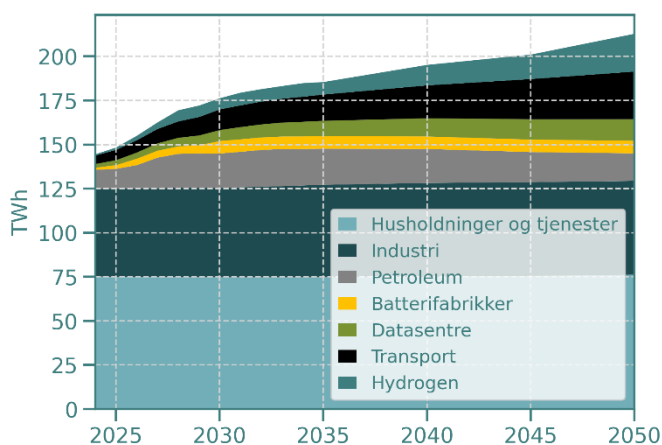
2 Havvind vil spille en viktig rolle i kraftsystemet mot 2050

I dette kapitlet beskriver vi langsiktige utviklingstrekk i det norske kraftsystemet og i landene rundt Nordsjøen fram mot 2050. Vi ser først på utviklingen i kraftforbruk og -produksjon i Norge. Deretter beskriver vi utviklingen i andre land og gir en oversikt over status med hensyn til politikken på havvindfeltet i utvalgte EU-land og Storbritannia.

2.1 Sterk forbruksvekst ventet i Norge

De siste årene har mer ambisiøse avkarboniseringsmål også ført til at Norge har gjort et løfte om netto nullutslipp innen 2050. Elektrifisering blir sett på som en av de viktigste veiene for å oppnå dette. Med Norges fleksible vannkraftressurser og en allerede nesten fullstendig avkarbonisert kraftsektor er landet svært attraktivt for nye næringer, bl.a. batterifabriker eller datasentre. I tillegg er utviklingen innen elektrifisering av transport også videre fremskreden enn i andre europeiske land. Strategien for å redusere utslippene fra olje- og gasssektoren ved å kobleproduksjonen til Norges strømnett og utsiktene for hydrogenproduksjon for eksport til Europa spiller også en vesentlig rolle fremover. For å illustrere denne utviklingen viser Figur 1 THEMA's langsiktige utsikter per sektor for Norges kraftbehov.

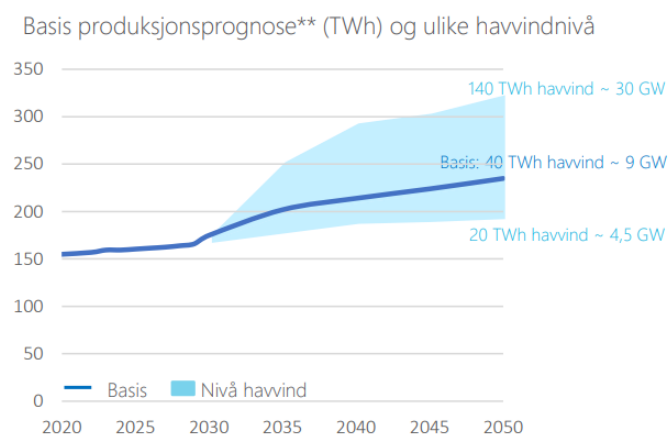
Figur 1: Kraftforbruk i Norge over tid



Kilde: THEMA Base Scenario, Sep 2022

De siste årene har tempoet i nye prosjekter økt betraktelig og tilknytningsforespørsler til nettsystemoperatører har skutt i været. I sin siste langsiktige etterspørselsprognose økte Statnett basisanslaget til 220 TWh innen 2050, opp fra 190 TWh i 2020-versjonen. Videre introduserte TSO-en også et "ekstra høy"-scenario som viser at etterspørselen når opp til 300 TWh ved midten av århundret. Selv innen 2030 kan etterspørselen være 40-60 TWh høyere enn i dag. Utover denne perioden planlegger systemoperatøren med et høyt scenario på 260 TWh i 2050 for å ha nok fleksibilitet i gjennomføringen av nettplanlegging. Statnett ser for seg at en stor andel av økningen i kraftproduksjonen må komme fra havvind (se Figur 2).

Figur 2: Statnett LMA22 - Produksjonsprognose



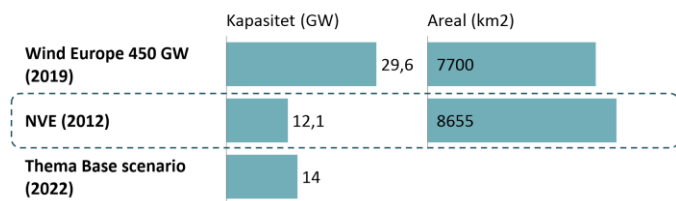
Kilde: Statnett

2.2 Potensialet for havvind på norsk sokkel er stort

Det er et stort potensial for havvindproduksjon på norsk sokkel. NVE gjorde en kartlegging i 2012 som viste et potensial på vel 12 GW innenfor et areal på 8655 km², mens Wind Europe identifiserte et potensial på nesten 30 GW på et mindre areal (Wind Europe, 2019). I THEMA's Base scenario fra høsten 2022, som ikke tar hensyn til 30 GW-ambisjonen, ble det lagt til grunn 14 GW havvind på norsk sokkel. Dette skjer gjennom en kombinasjon av prosjekter som bygges ut i henhold til politiske planer og til dels med støtteordninger i en tidlig fase og prosjekter som bygges ut på kommersielt grunnlag uten

støtte på lang sikt. NVE er pr. februar 2023 i gang med å gjøre nye analyser av det norske havvindpotensialet.

Figur 3: Havvindpotensial på norsk sokkel



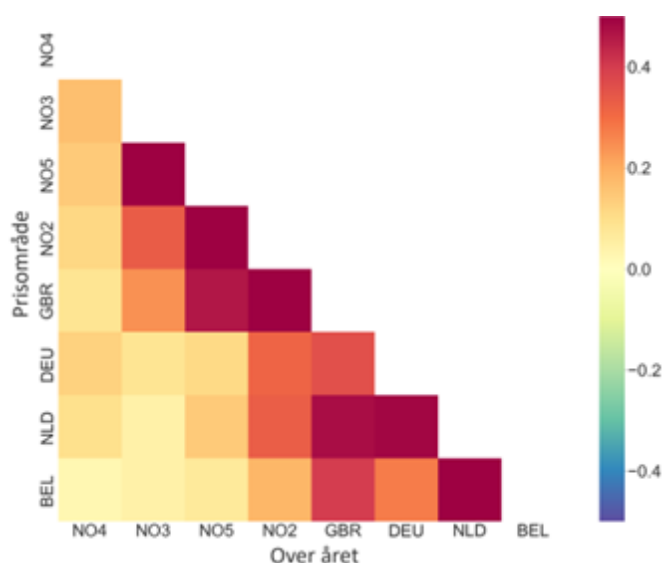
Kilde: NVE, Wind Europe, THEMA Base scenario September 2022

Vindressursene og arealet på norsk sokkel er tilstrekkelig til å bygge ut 30 GW havvind på lang sikt. Det vil være begrensninger på hva som faktisk kan bygges ut avhengig av utbyggingskostnader og miljøvirkninger, men samlet sett er potensialet stort.

Når vi skal vurdere potensialet, er det enkelte viktige momenter som må tas med i vurderingen av ulike strategier for havvindutbygging:

- Vindressursene er større i de sørligere delene av norsk sokkel (fra Midt-Norge og sørover). Brukstiden på havvindparkene antas å ligge over 4000 timer, mot 3-4000 timer i snitt lenger nord.
- Havvindressursene i sør er høyt korrelert med vindkraftproduksjon i andre land rundt Nordsjøen, mens produksjonen i nordlige deler er mindre korrelert (se figuren nedenfor).
- I sørlige deler er det mulig å bygge ut havvind i flere områder på relativt små dyp, slik at bunnfast havvind er et alternativ flere steder. I nord er det mer aktuelt med flytende havvind da det bare er i helt kystnære områder det er mulig med bunnfast havvind.
- I sør vil det være betydelige avstander for å knytte de bunnfaste havvindparkene til land. I nord vil det være kortere avstander mellom havvindparkene og land.
- Det er færre særlig verdifulle og sårbare naturområder i de sørlige delene (SVO-områder).

Figur 4: Korrelasjon mellom havvindproduksjon i ulike land



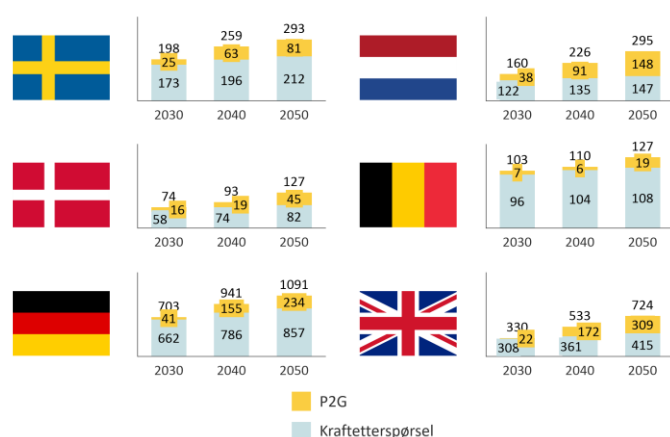
Kilde: THEMA-analyse basert på NASA MERRA-2 og ENTSO-E

2.3 Sterk forbruksvekst også i andre land rundt Nordsjøen

I likhet med Norge må andre land rundt Nordsjøen finne måter å avkarbonisere energisektorene sine på. Et kjennetegn ved de andre landene er at de i utgangspunktet er mer avhengige av fossile brensel og at elektrisitet til nå har spilt en mindre rolle i energibruken sammenlignet med Norge.

I de nordiske nabolandene er situasjonen når det gjelder etterspørselsutviklingen for det meste lik Norge, bortsett fra petroleumssektoren. Sverige har store planer om å elektrifisere sin stålindustri, med etterspørselsprognoser som også strekker seg til en dobling av dagens etterspørsel en gang mellom 2040 og 2050. Danmark forventer også vekst fra elektrifisering av transport og (ny) industri, men posisjonerer seg som en fremtidig eksportør av grønt hydrogen med store elektrolysevolumer som skal komme etter 2030. På grunn av gode sammenkoblinger til naboene kan landet ha høye ambisjoner om å øke andelen fornybar energi, men vil dra betydelig nytte av fleksibiliteten til elektrolyserer fremover.

Figur 5: Kraftetterspørsel i landene rundt Nordsjøen i TWh



Kilde: THEMA Base Scenario, Sep 2022

Tyskland, Nederland, Belgia og Storbritannia driver alle hovedsakelig med elektrifisering innen industri og transport og har de siste årene justert etterspørselsprognosene betydelig oppover.

For eksempel anslår flere prognoser (eksempelvis Prognos/BCG, consentec) at Tyskland vil nå mer enn 800 TWh etterspørsel innen 2040, og øke til over 1000 TWh innen 2050. Dette vil kreve dramatiske investeringer i ny kapasitet for å dekke økningen fra ca. 570 TWh i dag. Tilsvarende kan Storbritannia se etterspørselen etter elektrisitet øke fra ca. 330 TWh i 2022 til mer enn 700 TWh rundt 2050 (ifølge flere National Grid-scenarioer, Statnett m.fl.).

2.4 Store planer for havvind i andre land

Havvind anses som stor bidragsyter til å opprettholde en sterk kraftbalanse i Nordsjølandene i fremtiden. I North Seas Energy Cooperation (NSEC) forpliktet medlemslandene seg til ambisiøse utviklingsmål frem til 2050, som vist i Tabell 1.

Storbritannia har siden avtalen ble inngått også blitt tatt opp igjen i koordineringsorganet. Med en kapasitet på 50 GW innen 2030 og 100-125 GW innen 2050, blir landets ambisjon i samme størrelsesorden som Danmark og Nederland når det gjelder havvindandel i prosent av total fornybar energi som skal bygges ut. Samlet kan den totale produksjonen nå mer enn 1300 TWh i 2050.

Tabell 1: Havvindmål fra North Seas Energy Cooperation

Land	2030	2040	2050
	6 GW	8 GW	8 GW
	12.9 GW	22.65 GW	35 GW
	30	>40 GW	70 GW
	16-21 GW	30-50 GW	40-70 GW
	(3 GW)	30 GW	-
	ikke spesifisert målsetning		

Kilde: NSEC

Den teknologiske utviklingen byr imidlertid fortsatt på noen usikkerhetsmomenter, da utbygging av havvind også er avhengig av politisk støtte og kostnadsreduksjoner, særlig for flytende havvindmøller som er nødvendige for å nå dypere havnivåer med gunstigere vindforhold. I scenarioene THEMA analyserte utgjør forskjellen mellom maksimal og minimum utvidelse mer enn 50 prosent av total produksjon.

Mens Norge har satt et mål om å lyse ut arealer for 30 GW innen 2040 og begynner med å få på plass auksjonsrammeverket for Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II har andre land kommet en del videre i utviklingen av havvindsatsingen. Planene støttes i økende grad også aktivt av politikk.

Danmark planlegger å bygge store energiøyer i både Østersjøen og Nordsjøen som vil tillate forbindelser til andre land. De første analysene viser at det vil være lønnsomt å knytte øyene også til andre land. Energinet er utpekt som eier/operatør av havnettet og har et klart oppdrag om å forberede nettet for å ta imot store mengder av havvind fremover. Den underliggende politiske motivasjonen bak støtten til energiøyene er å realisere EUs klimamål.

Sveriges tidligere regjering ga et oppdrag til Svenska kraftnät (SvK) om å forberede og subsidiere nettilknytningen til havvindparker langs kysten, men den nye administrasjonen foretrekker en teknologinøytral tilnærming, der alle produksjonsbedrifter betaler for nettilknytning selv. Det er for øyeblikket uklart om tilknytningspunktene som ble foreslått er fortsatt aktuelle.

Tysklands regjering økte landets 2030-mål fra 20 til 30 GW som respons til Ukraina-krigen, et tall som er begrenset på

mellomlang sikt av mangel på nettkapasitet sørover. Også Tyskland må satse på havvind i økende grad fordi vindkraft på land møter stor motstand. Landet fordeler lisenser i et auksjonssystem med markedspremier og stiller kabelforbindelser til disposisjon for utviklere. Hybridtilknytninger er sett som en god forsikring mot mulige flaskehals i nettet. Regjeringen planlegger å forenkle og fremskynde tillatelsesprosessen. Der finnes også muligheter for prosjekter i nabolandene å få støtte dersom det avtales en samarbeidsmekanisme, det gjennomføres felles anbud og strømmen kan importeres til Tyskland.

I Nederland går diskusjonen i den samme retningen og store prosjekter av «nasjonal betydning» skal akselereres, med staten som ansvarlig for fremdriften av prosjektene. TenneT er utpekt som havnettseier og har offentliggjort en 2 GW nettilknytningsstandard til havs for Nordsjøen for å redusere antallet av tilknytningskabler. Regjeringen har bestemt seg for å vente på europeiske standarder når det gjelder hybridprosjekter, men har begynt med å sentralisere planleggingen av utbyggingen av havvind og tilhørende infrastruktur.

Begrensninger i fornybarpotensial gjør at Belgia søker samarbeid om havvindutbygginger. Landet har nylig annonsert planer om å bygge en kunstig øy som skal fungere som et knutepunkt for fremtidige sammenkoblinger med Storbritannia og/eller Danmark. Det vil være den første europeiske havvindøya, klar innen 2026.

Storbritannia har lenge vært et ledende havvindland. Nylig har diskusjoner kommet videre om hvordan man best kan tilpasse regelverket for å støtte koordinert havvindutvikling, og også for å muliggjøre hybridprosjekter («multi-purpose interconnector framework»). Brexit har selvsagt komplisert samarbeidet, men gjeninntredenen i NSEC vil føre til bedre kommunikasjonskanaler med de andre Nordsjølandene.

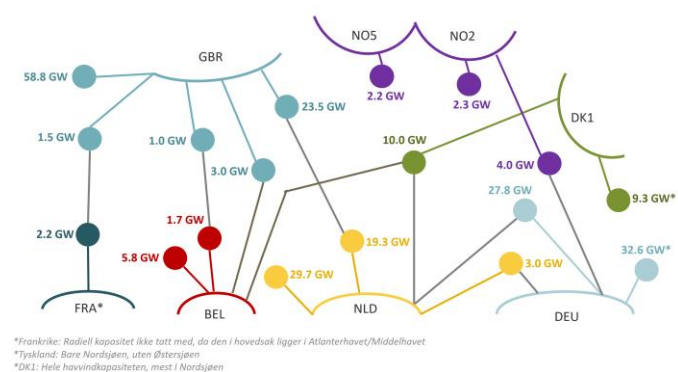
Selv om politisk støtte for havvind er til stede i alle land, er det fortsatt noen barrierer for neste trinnet med å sammenkoble dem, spesielt fordi det juridiske rammeverket for å gjøre det i

stor grad mangler. Landene forventer at EU legger frem en felles tilnærming i årene som kommer.

Dette vil også være nødvendig fremover, da koordinering vil være nøkkelen til å utnytte de begrensede plass- og vindressursene optimalt av landene. Etter hvert som det bygges mer uregulerbar og lite forutsigbar kapasitet, må man finne måter å legge til fleksibilitet i systemet for å slippe å begrense den fornybare produksjonen. Å bygge hybrider vil muliggjøre effektiv overføring av elektrisitet produsert av havvind til land, hvor den kan distribueres til de nasjonale elektrisitetsnettene og forbrukerne som har behov for det.

Hybrider og utbygging til et masket nett til havs i et videre steg vil også gi fordeler som økt nettstabilitet, forbedret integrering av fornybare energikilder, reduserte overføringstap og bedre utnyttelse av tilgjengelige energiresurser. Figur 6 viser hvordan et slikt havnett kunne se ut i 2050.

Figur 6: THEMAs Best Guess havnett i 2050 (Feb 22)



Kilde: THEMA-analyse

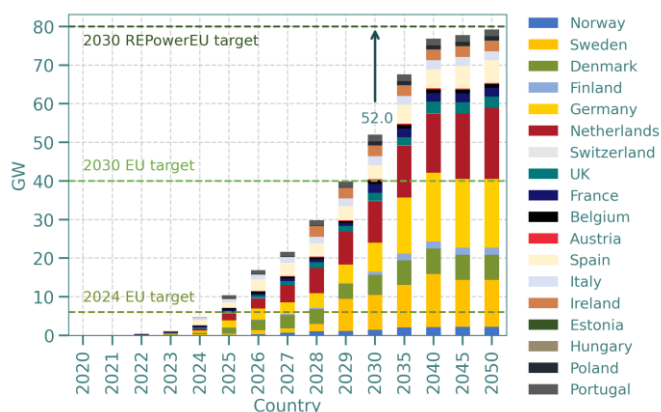
I nær forbindelse med utbygging av havvind er også utviklingen av hydrogen. Med potensielt over 1300 TWh uregulerbar kraftproduksjon vil det være viktig å finne en måte for å øke fleksibiliteten i kraftforbruket. Synergipotensialet ved å forbinde havvind med elektrolyserkapasiteter har flere fordeler:

Elektrolyse muliggjør produksjon av rent hydrogen, som kan brukes som en karbonfri energibærer for ulike industriområder, og som bidrar til avkarboniseringen av energisystemet. Overskudd av fornybar energi kan lagres som hydrogen, som kan brukes senere etter behov, og gir en fleksibel og skalerbar

energilagringssystemer. Denne prosessen hjelper også med å balansere nettet. Også pga. deres gunstige posisjon langs Nordsjøkysten har landene nevnt ovenfor lansert store ambisjoner om utbygging av elektrolysekapasitet (se Figur 7).

nyttig for å unngå en for konsentrert produksjonsprofil som vil kreve store mengder fleksibilitet fra industri og fremtidig hydrogenproduksjon.

Figur 7: Annonserte hydrogenprosjekter i Europa frem mot 2050 (THEMA, september 2022)



Kilde: THEMA-analyse

2.5 Norsk havvind kan spille en viktig europeisk rolle

Som vist ovenfor er det store planer om økt kraftforbruk og -produksjon for å nå langsiktige klimamål i landene rundt Nordsjøen. For å garantere den mest effektive responsen på økende etterspørsel fra avkarbonisering og elektrifisering av ikke bare elektrisitet, men også andre sektorer, må europeiske land bruke de best egnede ressursene. Norsk havvind er godt posisjonert til å spille en viktig rolle for Europas nullutslippsambisjoner ettersom områdene langs kysten drar nytte av noen av de beste vindforholdene på kontinentet og derfor kan oppnå de laveste kostnadene.

Videre har Norge gode forutsetninger for å balansere variasjoner i havvindproduksjonen med landets fleksible vannkraftressurser. Vi har også registrert gjennom intervjuer med ulike aktører at det er interesse i landene rundt Nordsjøen for å finne felles løsninger med Norge innen havvindutbygging.

I tillegg har vindforholdene i nord en tendens til å ikke være korrelert med vind i de sørlige delene, noe som også kan være

3 Vi kan bygge ut 30 GW havvind på forskjellige måter

I det forrige kapitlet beskrev vi sentrale utviklingstrekk i kraftsystemet i Norge og landene rundt Nordsjøen fram mot 2050, med vekt på rollen til havvind. En utbygging av 30 GW havvind på norsk sokkel krever omfattende investeringer i tilhørende infrastruktur for overføring av kraft. Spørsmålet vi drøfter i dette kapitlet, er hvilke overordnede nettløsninger som kan egne seg. Utgangspunktet for diskusjonen om ulike nettløsninger er en vurdering av hvordan den norske kraftbalansen, kraftflyten og behovet for investeringer i transmisjonsnettendres som følge av storskala havvindutbygging. På dette grunnlaget har vi utviklet tre scenarioer for storskala havvindutbygging som spenner ut et interessant utfallsrom. Vi tar ikke stilling til hvorvidt scenarioene er sannsynlige.

3.1 30 GW havvind endrer det norske kraftsystemet

3.1.1 Kraftbalansen styrkes

Det innledende spørsmålet vi stiller, er hvordan den norske kraftbalansen påvirkes av en utbygging av havvind i størrelsesorden 30 GW. Analysene av utviklingen av norsk kraftforbruk og -produksjon fram mot 2050 antar i utgangspunktet en sterk økning i forbruk og produksjon også uten en utbygging av havvind, i tråd med ambisjonene til Støre-regjeringen.

Hvordan veksten i produksjonen er sammensatt, varierer mellom analysene som vi har sett på. I THEMAAs basisscenario fra september 2022 er 14 GW havvind inkludert. Havvind utgjør mer enn 2/3 av den antatte produksjonsveksten etter

2030, og det aller meste av havvindproduksjonen kommer i drift etter 2030. Det resterende utgjøres i hovedsak av vannkraft og solkraft, mens landvind bare øker marginalt. I noen langsiktige analyser er det også lagt til grunn en noe høyere vekst i landvindproduksjonen.

Hovedbildet på tvers av de ulike analysene er likevel sammenfallene. Havvind er antatt å bli bygd ut i et vesentlig mindre omfang enn 30 GW-ambisjonen tilsier, og utbyggingen skjer i hovedsak etter 2030. De andre teknologiene som vokser i betydelig grad, må videre antas å ha lavere utbyggings- og driftskostnader enn havvind. Det er derfor sannsynlig at storskala havvindutbygging i liten grad vil fortrenge eksisterende og sannsynlig ny kraftproduksjon. Gitt våre antakelser om 14 GW havvind i et basisscenario, kan det med en 30 GW-ambisjon være snakk om opptil 16 GW ekstra kapasitet eller 60-70 TWh. Det tilsvarer om lag halvparten av kraftforbruket i Norge i et normalår i dag. Et lignende bilde tegnes også i basisscenarioet i Statnetts seneste langsiktige markedsanalyse, der Statnett opererer med rundt 10 GW havvindproduksjon i Norge fram mot 2040-tallet. 30 GW havvind ses i sammenheng med en svært sterk forbruksvekst utover basisscenarioet.¹

Vi kan på dette grunnlaget konkludere med at utbygging av 30 GW havvind krever at det finnes nye anvendelser for kraft i Norge utover det som følger av etablerte scenarioer fram mot 2050. Dette gjelder selv om forbruksprognosene er i stadig utvikling, jf. Statnetts seneste analyser fra januar 2023 som ble beskrevet i forrige kapittel, og selv om for eksempel elektrifisering av petroleumsvirksomhet skulle få enda større omfang enn det som er lagt til grunn i prognosene.

¹ Langsiktig markedsanalyse. Norge, Norden og Europa 2022-2050. Statnett, mars 2023.

3.1.2 Nettdriften blir mer komplisert, og det blir behov for store nettinvesteringer

Det er etter hva vi kjenner til foreløpig ikke gjort fullstendige nettanalyser av hvordan 30 GW havvind vil påvirke driften av det norske kraftsystemet. Statnett har imidlertid analysert hvordan systemdriften påvirkes av de planlagte prosjektene på Utsira Nord og fase 1 av Sørilige Nordsjø II, som skal bygges ut med radielle tilknytninger til det norske transmisjonsnettet, og av ulike konsepter for fase 2 av Sørilige Nordsjø II (som del av en områdestudie for Sør- og Østlandet), der tilknytning til et havnett kan være et alternativ til en radiell løsning. Disse analysene gir viktig innsikt i hvordan det norske kraftsystemet påvirkes av havvind generelt, og gir også grunnlag for å gjøre noen foreløpige vurderinger av virkningene av storskala havvindutbygging.²

Et viktig resultat fra analysen av Utsira Nord og første fase av Sørilige Nordsjø II er at tilknytning av disse havvindparkene vil øke overføringsbehovet mellom NO1 og NO2 betydelig. De to prosjektene vil til sammen øke innmatingen med nær 3000 MW når parkene produserer for fullt, og med over 4000 MW med andre fase av Sørilige Nordsjø II i tillegg.³ Parallelt med produksjonsøkningen venter Statnett et økt industriforbruk i størrelsesorden 3500-5000 MW. Statnett peker videre på at havvindproduksjonen utenfor kysten av Sør- og Vest-Norge er høyt korrelert med vindkraftproduksjonen både på land i Norge og med havvindproduksjonen i andre land rundt Nordsjøen. Flyten øker både nordover og sørover i transmisjonsnettet i Sør-Norge, med store sesongvariasjoner. I dagens nett er det tidvis betydelige flaskehals mellom Sørlandet og Østlandet over Flesakersnittet. Økt industriforbruk og havvind vil gi økte flaskehalsproblemer, og flaskehalsene om vinteren vil i større

grad oppstå lenger vest mot Grenland (Grenlandssnittet). Om sommeren vil Flesakersnittet fremdeles være en flaskehals, og det i enda større grad enn i dag.

Statnetts konklusjon er at det vil være ønskelig å forsterke transmisjonsnettet mellom Sørlandet og Oslo. Dette inkluderer spenningsoppgradering av flere eksisterende linjer og ny ledning i Østre korridor mellom Arendal og Bamble. Denne konklusjonen gjelder uavhengig av valg av tilknytningspunkt internt i NO2 for den første fasen av Sørilige Nordsjø II. Dette viser også at det er behov for nettførsterkninger selv om det finner sted en forbruksøkning som tilsvarer økningen i produksjon fra havvind. En viktig bakenforliggende årsak er at forbruk og produksjon ikke nødvendigvis samsvarer i tid. Havvindutbyggingen som Statnett har analysert, vil derfor øke behovet for overføring av kraft for å dekke forbruket i perioder med lite vind, og når produksjonen overstiger forbruket. I tillegg øker behovet for å ha tilstrekkelig reserve i nettet i feilsituasjoner.

I analysen av nettilknytning av fase 2 av Sørilige Nordsjø II konkluderer Statnett med at denne delen bør knyttes til et framtidig havnett i Nordsjøen. Havnett kan her være en hybridforbindelse som knytter sammen Norge og et annet land, eller det kan være et masket nett der det ikke er noe dedikert ilandføringspunkt i den andre enden, men der kraften i stedet flyter dit den er mest verdt time for time. Tilknytning til et havnett er billigere som følge av skalafordeler (lavere enhetskostnader ved utbygging av større anlegg) og fordi nettkostnadene kan deles med andre land. Samtidig viser Statnett til at Norge har gode forutsetninger for å bygge ut havvind nær kysten med radielle nettløsninger i områder med stort kraftforbruk. Statnett viser også til konklusjonene fra

² Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet. Områdestudie. Statnett, 1. desember 2022. Virkninger på kraftsystemet av ulike nettløsninger for utbygging av havvind i fase 2 på Sørilige Nordsjø II. Statnett, 2. desember 2022.

³ Det skal lyses ut areal på til sammen inntil 2x1500 MW, men det er antatt at innmatingen i det norske nettet vil begrenses til 1400 MW pr. prosjekt gitt standardstørrelsene på de aktuelle overføringsanleggene.

områdestudien for Sør- og Østlandet om at hybrid utveksling er en bedre løsning samfunnsøkonomisk, blant annet fordi nettanleggene gjør det mulig å utveksle kraft når havvindparkene ikke produserer for fullt. Både Sørlandet og Østlandet er reelle alternativer for tilknytning av fase 2.

Statnett peker imidlertid også på at havvind bidrar til å øke utfordringene for systemdriften. Behovet for ulike typer reserver øker, og det blir behov for mer automatiske løsninger i systemdriften for å integrere havvind i det nordiske kraftsystemet. Havvind styrker videre energibalansen i Norge, men vil i mindre grad styrke effektbalansen når det er kaldt og vindstille. Om havvindparkene knyttes radielt til Norge eller via et havnett har ifølge Statnetts oppsummering liten betydning for forsyningssikkerheten.

En økt andel kraftelektronikk som følge av mer havvind og tilhørende høyspenningskonverterere er en annen kilde til nye utfordringer i systemdriften.

Samlet sett tyder Statnetts analyser på at storskala utbygging av havvind både vil gi utfordringer i systemdriften og gi et sterkt behov for nettførsterkninger. I transmisjonsnettet i Sør-Norge følger dette direkte av analysene som allerede er gjennomført. Vi vil anta at lignende effekter vil oppstå i nettet i Midt-Norge og Nord-Norge.

3.2 Tre valg har særlig betydning for storskala utbygging av havvind

Med utgangspunkt i observasjonene over kan vi konkludere med at 30 GW havvind krever avsetning for en svært stor mengde kraftproduksjon utover det som ligger inne av forbruksvekst i de etablerte scenarioene fram mot 2050. Vi kan også konkludere med at driften og utviklingen av det norske transmisjonsnettet vil bli påvirket i stor grad. Spørsmålet er hvilke konsekvenser disse observasjonene har for utviklingen av en langsiktig nettstrategi for havvind på norsk sokkel. Vi har identifisert tre viktige valg som legger premissene for strategien:

Marked. Gitt at 30 GW-ambisjonen innebærer en økning av norsk kraftproduksjon utover kjente planer og prognoser, har vi to overordnede valg for å sikre avsetning for kraften: Økning i innenlandsk norsk kraftforbruk eller bidrag til å dekke økningen i europeisk kraftforbruk. Kombinasjoner er også mulige.

Geografisk fordeling av havvindprosjektene. De mest kostnadseffektive havvindprosjektene er lokalisert i den sørlige delen av norsk sokkel, når vi vurderer prosjektene isolert ut fra kostnader pr. kWh produsert og uten at vi tar hensyn til miljøvirkninger, korrelasjon mellom vindkraftproduksjon i ulike områder og tilhørende kannibaliseringseffekter samt samlede nettkostnader. Et sentralt spørsmål er om utbyggingen skal konsentreres om de billigste prosjektene i sør eller om det skal satses på utvikling av havvind flere steder langs kysten.

Nettløsninger. Valg av nettløsninger avhenger dels av hva slags markedsstrategi som velges og hvor ressursene bygges ut. En markedsstrategi basert på dekning av europeisk forbruksvekst krever åpenbart økt nettkapasitet til andre land, for eksempel via tilknytning av norsk havvind til et havnett. En nasjonal strategi vil på sin side ha implikasjoner for nettutviklingen innenlands. Det er imidlertid også innenfor disse to hovedstrategiene flere valgmuligheter med hensyn til nettløsninger. Et alternativ til havnett som også knyttes til Norge kan være å bygge radialer til andre europeiske land (eller tilknytning direkte til havnettet uten å gå veien om Norge).

Valgene langs disse dimensjonene spenner ut et betydelig utfallsrom for utviklingen av norsk havvind, norsk kraftforbruk og tilhørende nettløsninger. Valgene kan også variere over tid. For eksempel kan vi se for oss at de første prosjektene knyttes til Norge via radialer og at de konsentreres i den sørlige delen av norsk sokkel. Det utelukker ikke at man kan fatte andre valg på lang sikt. For å tydeliggjøre konsekvensene av valgene langs ulike dimensjoner har vi valgt å ta utgangspunkt i scenarioer for den langsiktige nettstrukturen. Scenarioene er definert langs to hoveddimensjoner:

- Marked – Norge eller Europa som avsetningsalternativ

- Nettløsning – vekt på radialer eller tilknytning til havnett

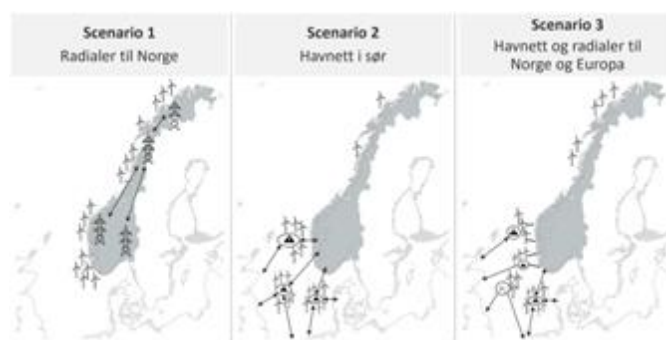
3.3 Tre scenarier for storskala havvindutbygging

Med utgangspunkt i de sentrale valgene vi beskrev over, har vi utviklet tre scenarier som gir forskjellige utfall for nettløsningene på lang sikt. Scenarioene er ikke gjensidig utelukkende i den forstand at de er helt rendyrkede uten åpning for andre typer løsninger enn den dominerende. De er i stedet kjennetegnet ved at de har ulike tyngdepunkter. De tre scenarioene kan oppsummeres i følgende hovedpunkter:

1. *Radialer til Norge.* Her er Norge hovedmarkedet for norsk havvind, og parkene knyttes til fastlandet med radiale løsninger distribuert langs hele kysten (men ikke nødvendigvis proporsjonalt med arealet).
2. *Havnett i sør.* I dette scenarioet bygges hoveddelen av havvindpotensialet ut i den sørlige delen av norsk sokkel, og parkene knyttes til andre europeiske land via havnett. Noe produksjon bygges også ut lenger nord, men betydelig mindre enn i det første scenarioet. Produksjonen fordeles i første omgang mellom det norske og det europeiske markedet avhengig av de relative prisene i ulike markedsområder.
3. *Havnett og radialer til Norge og Europa.* Dette scenarioet kjennetegnes ved at en betydelig andel av den norske havvindproduksjonen leveres til det europeiske markedet via havnett og radialer som ikke knyttes til Norge. Her bygges norske havvindressurser ut langs hele kysten, slik at den geografiske fordelingen vil ligne mer på scenario 1 enn på 2, uten at det nødvendigvis blir nøyaktig lik fordeling.

Scenarioene er illustrert og oppsummert i figuren og tabellen nedenfor.

Figur 8: Scenarioer for havvindutbygging i Norge



Tabell 2: Scenarioelementer

Scenario	Marked	Geografisk fordeling	Nettløsninger
Radialer til Norge	Norge	Fordeling mellom nord og sør	Radialer
Havnett i sør	Norge og Europa	Mest i sørlige deler, noe utbygging i nord	Havnett og hybrider, noen radialer
Havnett og radialer til Norge og Europa	Norge og Europa	Fordeling mellom nord og sør	Havnett og hybrider, radialer til Norge og andre land

I det følgende beskriver og analyserer vi scenarioene nærmere.

Beskrivelsen omfatter følgende dimensjoner:

- *Tekniske aspekter:* Løsninger for nettutbygging, behov for teknologiutvikling, kapasitetsbehov i nettet.
- *Markedsaspekter:* Konsekvenser for norske kraftpriser, priser som oppnås av havvind, støttebehov.
- *Energibalanse:* Konsekvenser for den norske kraftbalansen med utgangspunkt i etablerte scenarier.

- *Regulering:* Politiske og regulatoriske forhold som er relevante for utbyggingen av havvind.
- *Miljø.* Naturinngrep som følge av havvind og tilhørende nettutbygging.
- *Annet:* Økonomisk utvikling, internasjonalt samarbeid mm.

Med utgangspunkt i scenariobeskrivelsene gjør vi deretter en vurdering av scenarioene i henhold til tre dimensjoner som danner et grunnlag for sammenligning av scenarioene. Vi bruker disse dimensjonene til å beskrive scenarioene kvalitativt og ikke til å gi en normativ vurdering av dem langs noen skala. De tre dimensjonene er:

- *Innenlandske nettforsterkningsbehov:* I hvilken grad det er behov for å forsterke spesielt transmisjonsnett for at havvind skal kunne integreres i det norske kraftsystemet uten vesentlige negative konsekvenser for sikkerheten i systemdriften og for å håndtere flaskehalsar.
- *Utvikling i norsk etterspørsel:* I hvilken grad det er nødvendig å øke norsk kraftforbruk for at havvind skal kunne integreres på en kostnadseffektiv måte.
- *Fleksibilitet:* I hvilken grad det er alternative avsetningsmuligheter for havvind i det aktuelle scenarioet, som både påvirker forventet oppnådd pris for havvindproduksjonen og usikkerheten om hva slags priser som oppnås.

3.4 Radialer til Norge

3.4.1 Scenariobeskrivelse

I den første løsningen bygges all havvind ut kun med tilknytning til Norge. Hoveddrivkraften bak scenarioet er at det er et politisk mål at havvindressursene skal utnyttes innenlands og gjøre Norge til en attraktiv lokasjon for kraftintensiv industri ved at en kraftig styrking av kraftbalansen legger til rette for lavere markedspriser i Norge, spesielt sammenlignet med andre europeiske land. Havvindparkene bygges ut langs hele

kysten (om ikke nødvendigvis helt proporsjonalt med arealet i ulike områder) for å ivareta hensyn til næringsutvikling over hele landet og utnytte den begrensede samvariasjonen i vindkraftproduksjon mellom ulike deler av norsk sokkel. Scenarioet er illustrert i figuren nedenfor.

Figur 9: Radialer til Norge



I dette scenarioet bygges det utelukkende radielle tilknytninger. De første prosjektene knyttes til nettet på fastlandet ved radielle tilknytninger som planlegges og bygges ut enkeltvis, og ilandføringspunktene velges ut fra den korteste avstanden til sterke punkter i nettet.

Hovedpoenget i dette scenarioet er at all havvind som bygges ut på norsk sokkel også ilandføres i Norge. Over tid kan det imidlertid oppstå gevinster knyttet til koordinering av nettløsninger mellom havvindparkene. Det betyr ikke at alle havvindparker som bygges etter et visst tidspunkt vil velge felles nettløsninger, men at det gjøres en konkret vurdering av muligheter og behov i hvert enkelt tilfelle.

Koordinering kan bidra til å realisere skalafordeler både til lands og til havs. Det kan bygges færre transformator- og omformerstasjoner og færre linjer enn med løsninger der det i mindre grad koordineres mellom havvindparkene. Det er betydelige skalafordeler knyttet til bygging og dimensjonering av nettanlegg. For eksempel vil det være vesentlig billigere å bygge én linje med en gitt kapasitet enn to linjer med halv kapasitet.

En annen fordel med koordinering av ilandføringspunktene er at det blir behov for færre stasjoner på land og kanskje også færre linjer. Nettanlegg har miljøkostnader som i noen tilfeller kan være betydelige, jf. debatten om utbygging av transmisjonsnett for å håndtere situasjoner med regional knapphet på kraft (for eksempel Ørskog-Sogndal og Sima-Samnanger).

Britiske myndigheter har mål om å forbedre koordineringen og effektiviteten av infrastrukturen for havvind. Siden landet har kommet lenger i prosessen enn Norge og har behov for å videreutvikle sitt regulatoriske rammeverk, er det flere erfaringer som kan være relevante for norske forhold. Et mål med endringsprosessene er å begrense behovet for å bygge nettilknytningspunkter på land og kabler, og dermed redusere risikoen knyttet til konsesjonsprosessene for involverte utbyggere. Å bygge individuelle tilknytninger for hver havvindpark kan bli en stor barriere gitt de betydelige miljømessige og lokale påvirkningene, spesielt fra den tilhørende infrastrukturen på land som kreves for å knytte havvind til det nasjonale overføringsnettet. I stedet etterstreber Storbritannia et koordinert, «holistisk nettverksdesign».

På den andre siden kan det argumenteres for at krav om koordinering kan føre til at utbyggingen av havvind blir forsinket fordi det blir behov for å avklare hvordan kostnader skal fordeles og hva slags fellesløsninger som skal velges. Det kan også være at felles ilandføringspunkter med stor kapasitet kan utløse et mer omfattende behov for forsterkninger i nettet innenlands, fordi kraftflyten påvirkes mer enn med distribuerte løsninger og fordi sårbarheten for utfall øker med tilhørende behov for ekstra nettkapasitet for å ivareta forsynings-sikkerheten. Endelig begrenses potensialet for koordinering av kravet til dimensjonerende feil. Store felles ilandføringspunkter kan føre til overskridelse av grenseverdien for hvor store utfall kraftsystemet er dimensjonert for å tåle.

3.4.2 Egenskaper

Tekniske aspekter

Selve nettløsningene for tilknytning av havvindparkene er kjente og relativt enkle. Det vil være behov for utvikling av standarder og tilrettelegging for senere tilknytning av flere parker i de tilfellene hvor det er ønskelig med koordinering, men dette er ikke prinsipielt nye problemstillinger sett fra Statnetts perspektiv.

Derimot kan utbygging av havvind i stor skala som føres i land utelukkende i Norge, medføre store utfordringer i systemdriften. Svingningene i vindkraftproduksjonen vil ha stor påvirkning på kraftflyten i transmisjonsnettet. Dette dempes i noen grad på nasjonalt nivå ved at ressurser bygges ut langs hele kysten, men det vil fortsatt være store konsekvenser på regionalt nivå, som vist i Statnetts analyser av utbygging av havvind som knyttes til nettet i Sør-Norge. Dette stiller nye krav til markedsløsninger og løsninger for automatisering og digitalisering i kraftsystemet. Det vil også bli stort behov for nettinvesteringer innenlands, selv om noe av investeringsbehovet kan reduseres dersom det etableres mye nytt forbruk i tilknytning til ilandføringspunktene. Skal det nye forbruket ha tilstrekkelig forsyningsikkerhet, må det være kapasitet i nettet til å dekke forbruket i perioder med lav produksjon av havvind, alternativt at forbruket er fleksibelt.

Statnetts nettutviklingsplan fra 2021 anslo et totalt investeringsbehov på 60-100 milliarder kroner fram mot 2030 og et tilsvarende nivå i de etterfølgende årene (Statnett, 2021). Anslaget tok utgangspunkt i scenarier for framtidig forbruk i størrelsesorden 160-220 TWh i 2050. Det virker på dette grunnlaget rimelig å anta at 30 GW havvind og tilhørende forbruksøkninger vil utløse nettinvesteringer på minimum flere titalls milliarder kroner.

Mer fleksibelt forbruk kan redusere utfordringene i systemdriften og behovet for økt forsyningsikkerhet, men det er svært usikkert om fleksibiliteten kan økes i den skalaen det er behov for.

Det vil også oppstå behov for å styrke overføringskapasiteten mellom ulike områder i Norge for å sikre at vi får utnyttet den begrensede samvariasjonen mellom havvindproduksjon i ulike områder. Det bidrar til å redusere risikoen for innestengt kraft og vil på den måten øke markedsverdien av havvinden, og det styrker forsyningssikkerheten nasjonalt. Det kan være aktuelt å gjøre dette ved hjelp av sjøkabler som knytter ulike havvindområder sammen, og dermed redusere behovet for nettførsterkninger på land. En slik løsning krever nærmere analyser av kostnader og tekniske muligheter.

Markedsaspekter

Tilknytning av all havvindproduksjon til Norge vil gi vesentlig lavere kraftpriser dersom ikke forbruket utvikles i takt med produksjonen. De lave prisene utløser i sin tur behov for omfattende støtte til havvind. Vi har ikke grunnlag for å tallfeste støttebehovet, men som en illustrasjon vil 1 øre/kWh til 30 GW eller 140 TWh havvind innebære en årlig overføring på 1,4 milliarder kroner. Hvert øre ekstra i støttebehov vil da utløse mer enn 1 milliard kroner i støtte.

Vi kan også få det motsatte problemet med høye kraftpriser dersom forbruksveksten skjer raskere enn produksjonen bygges ut. Forventet stor utbygging av havvind vil skape forventninger om relativt sett lave kraftpriser. Forbruk kan etableres raskt, mens havvind og forsterkninger av transmisjonsnettet på land vil ta flere år. Kraft som brukes til produksjon av hydrogen kan spille en viktig rolle for å dempe prissvingningene og øke den oppnådde prisen for havvind, men i så fall må det i dette scenarioet sikres avsetning for hydrogenproduksjonen gjennom lokalt forbruk eller tilknytning til europeisk infrastruktur for eksport av hydrogen.

Et kritisk spørsmål her er også hvor mye nytt forbruk det faktisk er realistisk å etablere i Norge gitt at en del av det aktuelle forbruket også vil ha lokaliseringmuligheter utenfor Europa. Det er ikke nødvendigvis tilstrekkelig at norske kraftpriser ligger på et lavt europeisk nivå dersom globale kraftpriser er enda lavere. Det kan også være andre begrensninger i form av mangel på arbeidskraft (selv om noen anvendelser er lite

arbeidsintensive), befolknings- og næringsstruktur, arealbehov og miljøkostnader ved forbruket.

Dersom det ikke etableres nytt forbruk i tilstrekkelig stor skala, må kraftoverskuddet håndteres på andre måter. Dersom produksjon ikke skal gå tapt, og hybridforbindelser eller tilknytning til et havnett ikke er aktuelt, står en i praksis igjen med flere utenlandsforbindelser som alternativ.

Energibalanse

I dette scenarioet styrkes energibalansen i Norge ved at det bygges ut mye ny produksjon som knyttes direkte og utelukkende til det norske nettet. Samtidig vil forventninger om lave priser gjøre det mer lønnsomt å etablere forbruk i Norge, noe som kan gjøre at nettovirkningen på sikt blir relativt liten.

Regulering

Regulatorisk er scenarioet relativt enkelt ved at det bare involverer norske aktører, og havvindparkene og tilhørende nettløsninger kan bygges ut innenfor det eksisterende regelverket for nettvirksomhet og kraftproduksjon med mindre justeringer.

Utviklingen stiller imidlertid store krav til planlegging og koordinering av nett, produksjon og forbruk samlet sett og av de ulike havvindprosjektene. Generelle prissignaler i markedet og den økonomiske reguleringen av nettselskapene og tariffregelverket vil neppe gi den ønskede koordineringen av seg selv. Til det er beslutningene som skal fattes, for komplekse, og fra tidligere analyser (se for eksempel THEMA og Møreforskning Molde, 2011) vet vi at de teknisk-økonomiske egenskapene ved kraftsystemet medfører at prissignalene i markedet ikke vil være perfekte, blant annet fordi kapasiteten i nettet (og i noen grad også produksjon og forbruk) utvides i større sprang som påvirker de lokale og regionale prissignalene slik at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer kan bli bedriftsøkonomisk ulønnsomme. Det kan for eksempel skje ved at utbygging av ny produksjon i et underskuddsområde fjerner områdeprisforskjeller. Det er derfor behov for styringsverktøy

og økt vekt på integrert nettplanlegging på land og til havs (og i grensesnittet) for å løse utfordringene på lang sikt.

Vi kan også se for oss at valg av ilandføringspunkter vil gi opphav til lokaliseringdebatter.

Miljø

Det er behov for omfattende forsterkninger av nettet innenlands som vil ha miljøkostnader. Med 30 GW havvind kan det være snakk om inntil 15-20 ilandføringspunkter gitt en antatt størrelse på 1,4-2 GW pr. kabel til land. Ilandføringsanlegg for HVDC-forbindelser krever mye areal med tilhørende miljøkostnader og tap av andre økonomiske verdier (som lokalisering av boliger og næringsvirksomhet).

Annet

Det legges til rette for næringsutvikling særlig innen kraftintensiv virksomhet. Hvorvidt dette er en samfunnsøkonomisk effektiv løsning, er et annet spørsmål som vi ikke kan svare på uten supplerende analyser.

3.4.3 Oppsummering

Vi har ovenfor diskutert egenskapene til scenarioet med radialer til Norge med vekt på konsekvensene for kraftsystemet. Basert på denne diskusjonen kan vi nå oppsummere de viktigste egenskapene ved scenarioet fra et overordnet perspektiv.

Innenlandske nettforsterkninger. Det er behov for omfattende innenlandske nettforsterkninger for å integrere 30 GW havvind i det norske kraftsystemet. Det skyldes behovet for å sikre tilstrekkelig kapasitet til å dekke forbruket når havvinden ikke produserer for fullt. I tillegg utløser en vesentlig mer kompleks systemdrift ytterligere behov for forsterkninger. I den grad det ikke skjer en tilsvarende vekst i forbruket innenlands, blir det behov for å utvekslingskapasiteten til utlandet (samtidig som det fortsatt vil være et stort behov for nett innenlands).

Utvikling i norsk kraftetterspørsel. Scenarioet krever en svært sterk vekst i norsk kraftetterspørsel med mindre det skal legges opp til en betydelig krafteksport.

Fleksibilitet. Tilknytning av 30 GW havvind til det norske nettet gir lite fleksibilitet med hensyn til avsetningsmuligheter for kraftproduksjon og risiko for at havvindproduksjonen må strupes i perioder med lav etterspørsel eller begrenset nettkapasitet. Det er primært innenlandsk etterspørsel som må dekke produksjonsveksten, selv om det også kan tenkes at noe av overskuddet kan eksporteres dersom det etableres nye utenlandsforbindelser.

3.5 Havnett i sør

I dette scenarioet bygges hoveddelen av havvindpotensialet ut i den sørlige delen av norsk sokkel med vekt på tilknytning til andre europeiske land via et felles havnett, selv om noen prosjekter knyttes radielt til Norge. Utbyggingen i de nordlige delene av Norge er begrenset. En viktig drivkraft for denne løsningen er at de mest kostnadseffektive vindressursene befinner seg i den sørlige delen av norsk sokkel. En annen viktig drivkraft er at landene rundt Nordsjøen ønsker å utnytte ressurser i fellesskap for å nå fornybar- og klimamål på en kostnadseffektiv måte. Mye av havvindpotensialet i den sørlige delen av sokkelen knyttes derfor til Europa via havnett, både via et masket Nordsjønett og via bilaterale hybridforbindelser mellom Norge og andre land. Det gir grunnlag for høyere oppnådde priser i havvindparkene gjennom tilknytning til markeder med høyere betalingsvilje og flaskehalsinntekter som bidrar til å finansiere de høyere nettinvesteringene til havs. Tilgang på kraft til næringsutvikling vektlegges i mindre grad enn i scenarioet med utelukkende radielle tilknytninger til Norge, men også i dette scenarioet vil havvind legge til rette for en betydelig forbruksvekst innenlands.

Vi antar at utviklingen av havvindressursene vil starte med prosjekter som knyttes til det norske fastlandet med radialer, men etter relativt kort tid starter utviklingen av felles nettløsninger med Nordsjølandene, både i form av et havnett og ved bilaterale forbindelser. Disse prosjektene krever en omfattende koordinering mellom norske og utenlandske aktører og myndigheter for å realisere en hensiktsmessig nettutvikling.

Figur 10: Havnett i sør



3.5.1 Egenskaper

Tekniske aspekter

Utviklingen av havnettet stiller krav til felles valg av standarder på tvers av landegrensener og mellom de ulike havvindprosjektene. Det er også behov for utvikling av nye teknologiske løsninger for et masket HVDC-nett til havs.

Selv om nettoeffekten på krafttilgangen i Norge er mindre enn i det radielle scenarioet, vil systemdriften bli vesentlig mer kompleks også her. I denne løsningen får vi en sterk økning i overføringskapasiteten mellom Norge og andre land via havnettet. Det har store konsekvenser for driften av transmisjonsnettet spesielt i Sør-Norge. Fordi havvindproduksjonen i Nordsjøen er sterkt korrelert i de ulike landene, og dessuten med vindkraftproduksjonen på land i Sør-Norge, vil handelen via havnettet tendere til å være stor og skiftende. Det skaper utfordringer for systemdriften som utløser behov for nettinvesteringer og nye løsninger innen systemdriften i stor skala. Samtidig venter vi at behovet for nettinvesteringer blir mindre enn i det radielle scenarioet fordi det innenlandske forbruket vil vokse mindre. Da blir det mindre behov for reservekapasitet for å dekke forbruk i perioder med lite havvindproduksjon.

Markedsaspekter

I dette scenarioet vil havvindproduksjonen som er knyttet til havnettet, flyte til det markedet som har størst betalingsvilje, det vil si de høyeste prisene i døgnmarkedet. Havvinden som knyttes til Norge radielt, som altså utgjør en begrenset andel her, vil flyte til Norge. I tillegg kan havnettet utnyttes til kraftutveksling når det ikke blåser for fullt, noe som også vil ha markedskonsekvenser. Samlet sett vil vi vente høyere kraftprisinivå enn i det radielle scenarioet, både for markedsprisene i Norge og de oppnådde prisene i havvindparkene. Fordi mye av kraften vil flyte til Norge, trenger ikke nettoeffekten på kraftprisene å være veldig stor. Her vil blant annet markedsdesign og kapasiteter i havnettet spille en viktig rolle, både hvilke land havvinden knyttes til, hvor mye overskuddsproduksjon som kan absorberes i disse markedene og hvor stor overføringskapasitet som bygges til respektive landene og relativt til kapasiteten i havvindparkene.

Den sterke korrelasjonen mellom vindkraftproduksjonen har imidlertid også markedsmessige konsekvenser. Det er risiko for en betydelig grad av kannibalisering, det vil si at de oppnådde prisene for havvindproduksjonen blir relativt lave i hele området i perioder med mye vind. Det reiser spørsmål om etablering av ordninger for risikoavlastning eller støtte for å sikre at havvindparkene blir bedriftsøkonomisk lønnsomme. Det er som diskutert over, trolig lite realistisk at havvindutbygging i størrelsesorden 30 GW kan baseres på langsiktige omfattende støttebetalinger. Etablering av hydrogenproduksjon i tilknytning til havnettet eller i nærheten av ilandføringspunktene kan imidlertid redusere risikoen for lave oppnådde priser.

Det er også mulig at de mange nye forbindelsene i havnettet vil føre til lignende kannibaliseringseffekter for flaskehalsinntektene som for de oppnådde prisene i havvindparkene. Flaskehalsinntektene kan utgjøre en betydelig andel av både de samfunnsøkonomiske og de bedriftsøkonomiske verdiene i et havnett eller i tradisjonelle hybridprosjekter som knytter sammen to land. I så fall vil havnettet i mindre grad være selvfinansierende, noe som skaper ytterligere tvil om den

økonomiske bærekraften i en storskala havvindutbygging. Vi kan imidlertid ikke si noe mer spesifikt om konsekvensene for flaskehalsinntektene uten å gjøre kvantitative analyser av markedskonsekvensene.

Energibalanse

Den norske energibalansen styrkes i utgangspunktet like mye som i det første scenarioet, men mengden kraft fra havvindproduksjonen som fysisk flyter til Norge vil være mindre enn med en ren radiell løsning. Det demper effekten av havvindutbyggingen på de innenlandske prisene og legger til rette for mindre forbruksvekst. En større andel av havvindproduksjonen eksporteres fordi prisene blir høyere (relativt sett). Nettoeffekten på energibalansen på lang sikt kan på den måten bli relativt liten, men det avhenger av hvor prisfølsom industrien er. Uten mer detaljerte analyser kan vi imidlertid ikke si noe mer presist om hvor mye som flyter fysisk til Norge fra havvindparkene og nettoeffekten av kraftutveksling via havnettet og under hvilke forutsetninger.

Regulering

Fra et regulatorisk perspektiv er dette scenarioet mer krevende enn den radielle løsningen. Her må det utvikles regelverk for tilknytning, tariffing og drift av havnett på tvers av landegrensene, og det må etableres løsninger for markeddesign. Organisering og eierskap til havnettet blir også en utfordring som må løses. Europeisk regelverk og andre landsprosesser vil gi viktige føringer for det norske regelverket. Samtidig åpner dette muligheter for Norge til å bidra i utviklingen av reguleringen av havnettet på en måte som tjener norske interesser.

Planprosessene blir mer komplekse som følge av behovet for internasjonal koordinering. Med grensekryssende prosjekter vil dette bli enda mer komplisert enn i en rendyrket norsk løsning.

Lokaliseringsdebatter knyttet til ilandføringspunktene vil også her være et tema.

Miljø

Gitt at det blir mindre behov for nettinvesteringer innenlands, vil miljøkostnadene på fastlandet bli mindre enn i det radielle scenarioet. Naturinngrepene til havs kan på den andre siden bli større ved at det bygges mer omfattende havnettløsninger i stedet for radialer. Nettoeffekten lar seg ikke vurdere uten nærmere analyser, men i utgangspunktet vil vi anta at naturinngrepene på land ved en nasjonal radiallysning vil være større enn naturinngrepene til havs med tilknytning til havnett og utbygging av hybridforbindelser.

Annet

Næringsutvikling vil trolig skje i mindre omfang enn i det radielle scenarioet, uten at dette nødvendigvis gir noe samfunnsøkonomisk tap. Om det oppstår et samfunnsøkonomisk tap, avhenger av betalingsviljen til det ekstra kraftforbruket i det radielle scenarioet og det samlede produsent- og konsumentoverskuddet inkludert effekten på nettinvesteringer innenlands. Krafttilgangen vil dessuten fortsatt øke betydelig.

3.5.2 Oppsummering

Ovenfor beskrev og drøftet vi egenskapene til et scenario der en stor andel av havvindpotensialet i de sørlige delene av norsk sokkel knyttes til et havnett i Nordsjøen. Scenarioet skiller seg fra den radielle løsningen på flere måter.

Innenlandske nettforsterkninger. Behovet for innenlandske nettforsterkninger vil være betydelig, men trolig mindre enn i scenarioet med radielle løsninger for alle havvindparkene. Systemdriften vil fortsatt bli utfordret, men fordi vi venter en lavere forbruksvekst, vil det være mindre behov for reservekapasitet til nytt industrielt forbruk med høye krav til leveringspålitelighet.

Utvikling i norsk kraftteterspørsmål. En del av havvindproduksjonen vil flyte direkte til andre europeiske land via havnettet. Det er derfor ikke like lønnsomt med en svært sterk vekst i innenlandsk forbruk som i scenario 1, selv om 30 GW havvind fortsatt er en stor mengde ny produksjon som trenger

avsetning. Kraftprisene vil trolig ikke synke i en slik grad at det gir svært sterke incentiver til forbruksvekst heller.

Flexibilitet. Med tilknytning til et havnett vil det være flere muligheter for avsetning av havvindproduksjonen. Generelt vil kraften flyte til markedet med de høyeste prisene, innenfor de grensene som settes av overføringskapasiteten i ulike retninger. Både norsk og europeisk forbruk vil spille en rolle i den forbindelse.

3.6 Havnett og radialer til Norge og Europa

3.6.1 Scenariobeskrivelse

Den sentrale driveren i dette scenarioet er et ønske om at havvindproduksjonen skal bygges ut på en måte som gir lav risiko for store kraftprisreduksjoner med tilhørende behov for omfattende støtte, og at utbyggingen skal skje på en måte som er mest mulig samfunnsøkonomisk lønnsom. I likhet med det forrige scenarioet er felles ressursutnyttelse i landene rundt Nordsjøen av hensyn til klimamål og kostnadseffektivitet en viktig drivkraft.

For å maksimere de oppnådde prisene knyttes en betydelig andel av potensialet i de sørlige delene av sokkelen direkte til europeiske land, uten tilknytning til Norge. Disse prosjektene blir i praksis en del av kraftmarkedet og kraftsystemet i andre land. Andelen som knyttes til et havnett med muligheter for toveis kraftflyt er dermed lavere. Dette bygger på en antakelse om at gevinsten med økt fleksibilitet gjennom havnett og hybridforbindelser ikke er tilstrekkelig til å forsvare de ekstra nettkostnadene sammenlignet med radialer direkte til andre land. Dette er imidlertid en antakelse og ikke noe som vi har analysert i dette prosjektet.

I dette scenarioet skjer det videre en utbygging av havvindparker langs hele kysten av hensyn til forsyningsikkerhet og et ønske om næringsutvikling i flere regioner. Derfor øker også krafttilgangen og flyten inn til det norske nettet fordi en andel av prosjektene bygges ut med

radiell tilknytning til Norge, men i mindre grad enn i scenarioet med radielle tilknytninger.

Bruken av direkteforbindelser til andre land innebærer også at det kan bli mindre flaskehalsinntekter tilgjengelige for finansiering av nettinvesteringer enn i et scenario med større vekt på tilknytning til havnett og toveisforbindelser. På den andre siden åpner bruken av direkte forbindelser for en tettere fysisk kobling til hydrogenproduksjon med direkte adgang til markedene i andre europeiske land. For den sørlige delen av sokkelen har scenarioet likhetstrekk med den tradisjonelle modellen for olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel, der energiressursene i hovedsak eksporteres i stedet for å anvendes i hjemmemarkedet.

Figur 11: Havnett og radialer til Norge og Europa



3.6.2 Egenskaper

Tekniske aspekter

Teknisk er dette scenarioet på mange måter lik det forrige scenarioet ved at det kreves felles standarder ved utvikling av havnettet og teknologiutvikling for å realisere et masket HVDC-nett til havs. Prosjektene som knyttes direkte til andre land må oppfylle de tekniske kravene for tilknytning der.

Med et betydelig innslag av direktetilknøyninger til andre land blir imidlertid systemdriften i mindre grad utfordret fordi den

samlede mengden havvind som kan flyte direkte til det norske kraftsystemet blir mindre. Det betyr også mindre variasjoner i kraftflyten som følge av varierende vindforhold. Vi kan også se for oss at dette scenarioet gir mindre vekst i forbruket og dermed mindre behov for nettførsterkninger innenlands enn de andre scenarioene.

I tillegg ser vi for oss en integrasjon mellom havvindproduksjon og infrastruktur for produksjon og transport av hydrogen. Det vil kreve utvikling av nye løsninger og integrert planlegging på tvers av energisektorene.

Markedsaspekter

En satsing på radialer direkte til andre land har to effekter på kraftprisene i Norge: Det blir mindre kraft direkte tilgjengelig i det norske markedet, slik at kraftprisene i Norge isolert sett går mindre ned enn i de andre scenarioene (for et gitt forbruk). På den andre siden vil kapasiteten for krafthandel mellom Norge og andre land være mindre enn i scenarioet med omfattende utbygging som knyttes til et europeisk havnett, noe som bidrar til å redusere oppsiden i kraftprisene som følger av økt handel (gitt en forutsetning om at norske priser i snitt vil ligge under landene rundt Nordsjøen også på lang sikt). Økt produksjonskapasitet i Nord-Europa kan også bidra til reduserte priser i Norge via eksisterende overføringsforbindelser mellom Norge og andre land. Den samlede virkningen på kraftprisene i Norge kan ikke fastslås uten nærmere kvantitative analyser av markedsutviklingen på lang sikt. Incentivene til å etablere nytt forbruk i Norge vil uansett være svakere enn i scenarioet med radielle tilknytninger, ettersom en direkte ilandføring av 30 GW havvind i det norske kraftsystemet entydig vil gi betydelig lavere priser på kort sikt.

Havvindprosjektene i den sørlige delen av sokkelen vil kunne realisere høyere oppnådde priser enn i de andre scenarioene, forutsatt integrasjon med hydrogenproduksjon slik at kannibaliseringseffektene reduseres.

Energibalanse

Mengden med kraft som flyter direkte til Norge vil være mindre enn i de andre scenarioene, men energibalansen vil uansett styrkes betydelig gjennom prosjektene som knyttes radielt til Norge og via havnettet. De langsiktige effektene på energibalansen avhenger av prisforventningene og effekten på incentivene til å investere i produksjon og forbruk. Regionalt kan imidlertid incentivene til å etablere nytt forbruk i de nordligere delene styrkes på linje med den radielle løsningen avhengig av hvordan nettet innenlands (eller langs kysten) bygges ut.

Regulering

Behovet for utvikling av reguleringer på tvers av landegrenser vil i stor grad sammenfalle med det vi identifiserte i scenarioet med tilknytning til havnett som hovedmodell for prosjektene i sør. I tillegg er det behov for å utvikle regulering og konsesjonsprosesser for prosjekter i norsk økonomisk sone som utelukkende knyttes til kraftsystemet i andre land, men dette skaper neppe vesentlig større utfordringer enn regelverket for havnettet. Tilsvarende vil behovet for koordinering nasjonalt og over landegrenser ligne det forrige scenarioet.

Miljø

Den innenlandske forbruksveksten og mengden havvind som potensielt kan ilandføres i Norge vil være mindre enn i de andre to scenarioene. Det vil derfor være behov for mindre nettførsterkninger på land, som vil utgjøre en miljøgevinst. Miljøvirkningene kan også bli noe mindre på norsk sokkel isolert sett på grunn av færre nettanlegg mellom havvindparkene og det norske fastlandet, men effekten av dette er trolig ikke svært stor.

Annet

Potensialet for vekst i kraftintensiv industri på fastlandet blir mindre enn i de andre scenarioene, men det vil fortsatt være snakk om vekst sett i forhold til de eksisterende hovedscenarioene for norsk kraftforbruk på lang sikt. Til

gjengjeld kan mulighetene innen produksjon av hydrogen med direkte tilknytning til europeisk infrastruktur øke. Merverdien av dette sammenlignet med utnyttelse av eksisterende gassinfrastruktur, er imidlertid usikker.

3.6.3 Oppsummering

I det siste scenarioet har vi drøftet hvordan kraftsystemet påvirkes når en betydelig andel av det norske havvindpotensialet i sør knyttes direkte til andre land rundt Nordsjøen uten fysisk kobling til Norge. Scenarioet har flere interessante egenskaper sammenlignet med de to andre vi har sett på.

Innenlandske nettførsterkninger. Det norske kraftsystemet blir i mindre grad påvirket av havvindproduksjon og endringer i denne enn i løsningene hvor all produksjonen må eller kan mates inn i det norske nettet. Incentivene til økt forbruk blir også svakere enn i radialsenarioet. I forhold til scenarioet med hoveddelen av utbyggingen i sør og tilknytning til havnett og hybridforbindelser, er det mer usikkert, det avhenger blant annet av fordelingen mellom tilknytning til havnett og hybridforbindelser (samt dimensjonering og valg av land for tilknytning). På den andre siden fordeles utbyggingen i større grad mellom regioner her. Det kan også argumenteres for at det i dette scenarioet er større fleksibilitet med hensyn til nettførsterkninger innenlands ved at direkte tilknytninger til andre land er en del av strategien og at utbyggingen innenlands kan tilpasses over tid på en mer effektiv måte. Til sammen trekker dette i retning av mindre behov for innenlandske nettførsterkninger, relativt sett. Det er likevel snakk om betydelige investeringsbehov utover eksisterende planer, avhengig av hvor mye som eksporteres direkte.

Utvikling i norsk kraftetterspørsel. Scenarioet gir ikke like sterke incentiver til vekst i norsk kraftforbruk på fastlandet som de andre scenarioene. Det kan imidlertid være regionale forskjeller særlig i forhold til scenarioet med hoveddelen av utbyggingen i sør og integrasjon med andre land. Det skyldes at en del av utbyggingen i dette scenarioet skjer i nordlige deler av norsk sokkel og med direkte tilknytning til Norge via radialer.

Fleksibilitet. Scenarioet gir en betydelig grad av fleksibilitet med hensyn til avsetningsmuligheter, men noe mindre i den løpende driften enn scenarioet med en stor andel tilknytninger til havnett i Nordsjøen. Det skyldes at avsetningsmulighetene i større grad låses til enkeltland med radiale tilknytninger i stedet for tilknytning til et havnett. Integrasjon med hydrogenproduksjon kan imidlertid kompensere delvis for bortfallet av kortsiktig fleksibilitet.

3.7 Sammenligning av scenarioene

Vi kan nå sammenligne de tre scenarioene vi har analysert, langs de overordnede dimensjonene vi har brukt underveis. Vurderingene er oppsummert i tabellen nedenfor.

Tabell 3: Sammenligning av scenarioegenskaper

Scenario	Innenlands nettførsterkninger utover eksisterende planer	Utvikling i norsk kraftetterspørsel utover eksisterende scenarioer	Fleksibilitet mht. avsetning av havvindproduksjonen
Radialer til Norge	Svært stort behov	Svært sterk vekst	Lav, bare Norge som alternativ
Havnett i sør	Stort behov	Middels til sterk vekst	Høy
Havnett og radialer til Norge og Europa	Middels behov	Middels vekst	Middels

En langsiktig strategi der 30 GW havvind knyttes utelukkende til det norske kraftsystemet med radialer, fører til et stort behov for innenlandske nettførsterkninger og en sterk etterspørselsvekst. Scenarioet er også lite fleksibelt ved at den viktigste avsetningsmuligheten er innenlands norsk forbruk. Dersom etterspørselsveksten uteblir, må det bygges mye mer overføringskapasitet til andre land med mindre kraftproduksjon

skal gå tapt. Generelt må det i dette scenarioet også være tilgjengelige mekanismer for støtte eller risikoavlastning, og det er en stor risiko for at det blir behov for omfattende støtte også selv om forbruket skulle vokse sterkt.

En satsing der havvind i sør i stor grad knyttes til et havnett, vil også gi behov for nettførsterkninger innenlands, men trolig i mindre grad enn det rene radialsenarioet. Den innenlandske forbruksveksten må antas å bli lavere og risikoen for omfattende struping av produksjon reduseres. På den andre siden føres en større andel av produksjonen i land i sør sammenlignet med radialsenarioet. Også i scenarioet med tilknytning til havnettet er det dessuten potensial for forbruksvekst innenlands, og det vil være behov for vekst for å unngå store ubalanser mellom forbruk og produksjon på lang sikt. Dette scenarioet er det som gir størst fleksibilitet med hensyn til avsetning av 30 GW havvind. Det skyldes at havnettet gir muligheter for at kraften kan flyte dit det til enhver tid er størst betalingsvilje. Med mange land tilknyttet havnettet gir det stor fleksibilitet og et betydelig inntekspotensial. I tillegg kan hydrogenproduksjon til havs eller nær ilandføringspunktene spille en rolle. En usikker faktor er i hvilken grad oppnådde priser i havvindparkene påvirkes av kannibalisering, det vil si lave markedspriser når det er høy vindkraftproduksjon.

I det siste scenarioet der en del av produksjonen i sør knyttes direkte til andre land i stedet for via havnettet, vil behovet for nettførsterkninger innenlands være minst, ettersom mengden havvind som kan mates inn i det norske systemet blir mindre. Dette scenarioet legger trolig også til rette for en mindre forbruksvekst enn de andre to scenarioene, noe som også bidrar til et relativt mindre behov for nettinvesteringer. Derimot er det grunn til å anta at løsningen med flere direkte tilknytninger til andre land vil gi noe mindre fleksibilitet enn ved utelukkende tilknytninger til havnettet i sør. Det skyldes at en andel av havvindparkene låses til å levere til enkeltland i stedet for å utnytte fleksibiliteten i havnettet. På den andre siden er dette scenarioet enda bedre tilrettelagt for integrasjon med

hydrogenproduksjon, slik at forskjellen ikke trenger å være veldig stor i praksis.

Avslutningsvis kan vi oppsummere hva som er skal til for at de tre scenarioene skal gi gode løsninger for det norske samfunnet på lang sikt:

- En satsing på nasjonale radialer krever at det bygges opp et vesentlig større innenlandsk kraftforbruk for å unngå at havvindparkene må subsidieres. Scenarioet krever også at det etableres en offentlig aksept for svært omfattende nettutbygging innenlands dersom den ønskede forbruksveksten skal realiseres.
- En strategi der mye av havvindproduksjonen bygges ut i sør og knyttes til et europeisk havnett, krever i sin tur at økt overføringskapasitet mellom Norge og andre land blir akseptert politisk. Her er det også avgjørende at norske interesser blir godt ivaretatt i prosessene rundt planlegging og regulering av havnett i landene rundt Nordsjøen.
- En satsing på direkte tilknytninger til andre land i sør krever en aksept for at en andel av de norske havvindressursene eksporteres direkte. I tillegg må vi også her lykkes med å koordinere utviklingen av norske havvindressurser med andre land rundt Nordsjøen, og regelverk for grensekryssende prosjekter må utvikles.

4 Gode langsiktige løsninger stiller krav til politikk og regulering nå

I de foregående kapitlene har vi beskrevet drivkreftene for utviklingen av kraftsystemet i Norge og landene rundt Nordsjøen på lang sikt og vurdert hvordan en norsk ambisjon om å lyse ut arealer for 30 GW havvind innen 2040 passer inn i et slikt bilde. Vi har drøftet tre forskjellige scenarier for hvordan 30 GW havvind kan bygges ut i henhold til en langsiktig strategi. Scenarioene skiller seg særlig fra hverandre med hensyn til hvilket marked kraften skal selges i, der vi skiller mellom en løsning radialer og løsninger som kombinerer ilandføring i Norge med ulike handelsløsninger. I dette kapitlet kommenterer vi kort noen viktige implikasjoner av hvert av scenarioene for politikk og regulering på et overordnet nivå.

4.1 Radialer til Norge

I dette scenarioet er et sentralt politisk og regulatorisk spørsmål hvordan en skal realisere den ønskede veksten i kraftforbruket. Det aktuelle forbruket vil i stor grad være industriell virksomhet med en betalingsvilje for lokalisering i Norge som avhenger av alternativkostnadene ved etablering i andre land i Europa, eller utenfor Europa for noen typer virksomhet. Etablering av slikt forbruk krever konkurranse-dyktige og forutsigbare rammevilkår både i og utenfor kraftsystemet, men uten at forbruket subsidieres.

Det er imidlertid ikke nok å tiltrekke nytt forbruk til Norge. Det er også ønskelig at forbruk og produksjon kan utvikles noenlunde i takt for å unngå store ubalanser i kraftmarkedet. Kraftforbruket kan generelt vokse raskere enn produksjons- og nettkapasiteten, og dersom mye forbruk etableres på kort tid (som følge av forventninger om lave kraftpriser på grunn av storstilt utbygging av havvind og eventuelt andre gunstige rammevilkår), kan det gi perioder med knapphet på kraft og høye priser. Vi kan også få en utvikling der produksjonen vokser raskere enn forbruket, for eksempel fordi industrielle aktører

velger lokaliseringer med enda lavere kraftpriser og andre gunstige rammevilkår.

I den grad det er usikkert om man lykkes med å realisere økt forbruk i tide, er det viktig å ha på plass effektive ordninger for støtte eller risikoavlastning slik at havvindparkene faktisk bygges, selv om markedsprisene ikke er tilstrekkelige til å gi lønnsomhet i investeringene (i hvert fall i en tidlig fase).

En overordnet utfordring er med andre ord å sikre at produksjon, forbruk og nett utvikles i takt. Dette gjelder i alle scenarioene, selv om vektleggingen av de ulike delene varierer. Det er derfor behov for å styrke koordineringen mellom ulike aktører, ikke minst mellom Statnett, store produsenter og industrielle forbrukere. Kraftmarkedene og prisforventningene som oppstår der, vil bidra til slik koordinering og vil være en nødvendig del av rammevilkårene, men vil ikke være tilstrekkelig. Til det er beslutningene som skal fattes, for komplekse, og de teknisk-økonomiske egenskapene ved kraftsystemet fører til at prisen ikke fungerer perfekt som lokaliseringssignal. For eksempel vil større forsterkninger i nettet eller bygging av storskala kraftproduksjon i et underskuddsområde som har høye kraftpriser i forkant av en investering, føre til lavere områdepriser. Når prissignalene som skal belønne riktig lokalisering av produksjon og forbruk forsvinner etter en investering, kan samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer bli bedriftsøkonomisk ulønnsomme (denne egenskapen ved kraftsystemet betegnes gjerne som sprangvise investeringer). Hvordan koordineringen skal styrkes, er imidlertid et spørsmål som må vurderes nærmere.

Det er også viktig at beslutningsprosessene for nettførsterkninger innenlands forbedres slik at forbruk og produksjon faktisk kan utvikles i takt. Gitt omfanget av de nødvendige nettinvesteringene, avhenger raskere prosesser i stor grad av at det etableres offentlig aksept for nettinvesteringer. Erfaringene fra utbygging av transmisjonsnett i Norge på 2000-tallet, eksemplifisert ved de omstridte Ørskog-Sogndal- og Sima-Samnanger-prosjektene, viser at dette vil være en krevende oppgave.

4.2 Havnett i sør

Tilknytning av havvindproduksjon i sør til et havnett på tvers av landenes økonomiske soner krever at det utvikles et felles europeisk regelverk for havnettet og tilknyttede havvindparker. Dette inkluderer tilpasning av konsesjonsprosesser for grensekryssende anlegg, markedsdesign (budområder til havs vs. andre løsninger), organisering og eierskap til havnettet, økonomisk regulering inkludert regler for flaskehalsinntekter, kostnadsfordeling i nettet, tariffregime med mer. EU-kommisjonen arbeider med å utvikle forslag til regelverk på flere av disse områdene, men mye vil også bli bestemt nasjonalt. Mulige reformer av kraftmarkedsdesign som for tiden diskuteres på EU-nivå vil også være en faktor i dette arbeidet.

For Norges del er det viktig at det oppnås enighet om hva som er felles norske interesser og hva som er den nasjonale strategien for omfattende havvindutbygging. Regelverket må deretter utvikles slik at interessene til de norske havvindprosjektene og det norske kraftsystemet mer generelt ivaretas på en god måte. Dette krever at norske myndigheter og andre norske interessenter engasjerer seg i de pågående og kommende politiske og regulatoriske prosessene på EU-nivå og i Nordsjølandene.

Videre er det nødvendig å integrere planleggingen av norske nettløsninger for tilknytning av havvindproduksjon med de europeiske planprosessene, og at det skjer en høy grad av koordinering av beslutningene om nettutvikling til havs. Dette krever avklaring av roller og oppgaver på norsk side, herunder etablering av en egnet modell for organisering, eierskap og regulering av havnett.

I tillegg er integrasjon med hydrogenproduksjon og -infrastruktur i Europa en faktor, noe som skaper behov for å lage regelverk som ivaretar norske interesser og legger til rette for effektive løsninger.

Også i dette scenarioet vil det være behov for å sikre offentlig aksept for omfattende innenlandske nettinvesteringer og eventuelt virkemidler for å sikre at det etableres nytt

kraftforbruk i Norge. Utfordringen bør imidlertid være mindre på begge punkter enn i scenarioet med bare radialer. Likevel vil vi også ha behov for å koordinere mellom produksjon, forbruk og nett på samme måte som i scenarioet med radialer til Norge.

4.3 Havnett og radialer til Norge og Europa

I det siste scenarioet er mange av de politiske og regulatoriske utfordringene sammenfallende med det forrige. Den viktigste forskjellen er at en andel av prosjektene som knyttes til havnettet i stedet føres direkte til andre land via radialer fra norsk økonomisk sone. Et spørsmål som må løses, er derfor hvordan konsesjonsprosesser og eventuelle støtteordninger kan utformes slik at det blir mulig å gjennomføre havvindutbygging i norsk sone med direkte tilknytning til andre land i praksis. Regelverk for hydrogeninfrastruktur i Europa og grensesnittet mot Norge blir også her et spørsmål.

4.4 Veien videre

Vi har pekt på noen viktige politiske og regulatoriske spørsmål som må avklares i de ulike scenarioene for en storskala utbygging av havvind på norsk sokkel. Som påpekt innledningsvis er ikke hovedformålet med analysen å peke på hva som er den optimale løsningen, men å identifisere dilemmaer og avveininger som må gjøres.

Som vi har sett, skiller de tre scenarioene seg fra hverandre langs flere dimensjoner, noe som også får konsekvenser for regulering og politikk. Trolig vil vi ikke følge ett rendyrket scenario hele veien fram mot 30 GW. For eksempel vil vi i alle scenarioer starte med radialer, og så vil neste steg gi flere muligheter som kan utvikles i ulike retninger. Scenarioene belyser på den måten implikasjonene av ulike veivalg og hvilke rammer som må være på plass på ulike trinn. Vi trenger fortsatt mer kunnskap om tekniske, økonomiske og miljømessige forhold ved storskala havvindutbygging før vi beslutter en langsiktig utviklingsretning. Likevel er det noen handlingsalternativer som peker seg ut som robuste på tvers

av scenarioene, og som bør settes på agendaen raskt. Det er særlig tre overordnede spørsmål som vi ser som viktige dersom vi skal kunne realisere 30 GW havvind på en samfunnsøkonomisk effektiv måte:

- *Sikre aksept for nettutbygging innenlands.*
Nettutbygging innenlands blir viktig uansett scenario, om enn i varierende grad. Arbeidet som gjøres på dette området, vil uansett langsiktige veivalg ha stor verdi.
- *Styrke koordineringen mellom produksjon, forbruk og nett.* For å unngå store ubalanser som gir knapphet og høye priser eller store overskudd med tilhørende støttebehov og ineffektiv ressursutnyttelse må koordineringen mellom myndighetene og aktørene i de ulike delene av kraftsystemet styrkes. I den forbindelse er det fortsatt viktig å bruke markedsbaserte virkemidler så langt det er mulig for å gi signaler om knapphet og overskudd i ulike deler av nettet.
- *Sikre norsk deltakelse i politiske og regulatoriske prosesser på EU-nivå og i landene rundt Nordsjøen.*
Selv om vi på sikt skulle velge en mer nasjonal utviklingsretning, er engasjement i europeiske prosesser viktig for å bevare handlingsrommet inntil vi har besluttet hvordan 30 GW havvind skal utvikles med hensyn til nettløsninger. Et norsk engasjement i slike prosesser er uansett vesentlig billigere enn om muligheter knyttet til norsk havvindutvikling skulle gå tapt fordi vi ikke har vært med og påvirket løsningene for havnettet og integrasjon med andre land.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

Om THEMA

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.



THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo, Norway

www.thema.no

Berlin-kontor

Albrechtstraße 22

10117 Berlin, Germany