
RAPPORT

Effekter av havvind på kraftnettet i Bergensregionen

OPPDRAGSGIVER

Equinor ASA

EMNE

Analyse av effekter av havvind på kraftnettet i Bergensregionen

DATO / REVISJON: 15. oktober 2021 / 01

DOKUMENTKODE: 10227704-01-RIEn-RAP-001



Denne rapporten er utarbeidet av Multiconsult i egen regi eller på oppdrag fra kunde. Kundens rettigheter til rapporten er regulert i oppdragsavtalen. Hvis kunden i samsvar med oppdragsavtalen gir tredjepart tilgang til rapporten, har ikke tredjepart andre eller større rettigheter enn det han kan utlede fra kunden. Multiconsult har intet ansvar dersom rapporten eller deler av denne brukes til andre formål, på annen måte eller av andre enn det Multiconsult skriftlig har avtalt eller samtykket til. Deler av rapportens innhold er i tillegg beskyttet av opphavsrett. Kopiering, distribusjon, endring, bearbeidelse eller annen bruk av rapporten kan ikke skje uten avtale med Multiconsult eller eventuell annen opphavsrettshaver.

RAPPORT

OPPDRAG	Effekter av havvind på kraftnettet i Bergensregionen	DOKUMENTKODE	10227704-01-RIEn-RAP-001
		TILGJENGELIGHET	Konfidensielt
		OPPDRAGSLEDER	Oda Andrea Hjelme
EMNE	Analyse av effekter av havvind på kraftnettet i Bergensregionen	UTARBEIDET AV	Oda Andrea Hjelme, Thomas Haugstenrød, Andreas Birkeland, Raghav Gogia, Arndt von Schemde, Ole Kristian Ådnanes
OPPDRAGSGIVER	Equinor ASA	ANSVARLIG ENHET	10105020 Seksjon Elkraftsystemer - Oslo
KONTAKTPERSON	Simen Moxnes		

FORORD

Multiconsult Norge AS (Multiconsult) og THEMA Consulting Group (THEMA) har fått i oppdrag av Equinor å beskrive virkninger av tilknytning av havvind til kraftnettet i Bergensregionen. Prosjektet er inndelt i to deler, en konseptstudie i del 1 og mer detaljerte tekniske nettanalyser og samfunnsøkonomiske analyser i del 2. Resultatene fra konseptstudien ble levert 15. september 2021. Denne rapporten presenterer resultatene fra detaljerte tekniske nettanalyser og samfunnsøkonomiske analyser i del 2.

01	15.10.21	Delleveranse 2	Oda Andrea Hjelme Thomas Haugstenrød Andreas Birkeland Raghav Gogia Arndt von Schemde Ole Kristian Ådnanes	Heikki E. Holmås Berit Tennbakk Kristian L. B. Ek Ingar Flatlandsmo	Oda Andrea Hjelme
00	15.09.21	Delleveranse 1	Oda Andrea Hjelme Thomas Haugstenrød Andreas Birkeland Raghav Gogia	Kristian L. B. Ek Ingar Flatlandsmo	Oda Andrea Hjelme
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

SAMMENDRAG

I Stortingsmeldingen «Energi til arbeid» (juni 2021) åpner Regjeringen for utbygging av inntil 1,5 GW flytende vindkraft i området Utsira Nord og det indikeres en fremtidig prosess med mulig åpning av flere områder for flytende havvind. Equinor vurderer Bergensregionen som et aktuelt tilknytningspunkt for fremtidig vindkraft på grunn av stor forventet forbruksvekst og utfordrende nettsituasjon.

Multiconsult og THEMA har fått i oppdrag av Equinor å beskrive virkninger av tilknytning av havvind til kraftnettet i Bergensregionen. Denne rapporten presenterer resultater fra tekniske nettanalyser og samfunnsøkonomiske analyser av hvordan tilknytning av havvind til kraftnettet i Bergensregionen påvirker den forventede kraftbalansen og kraftflyten i området samt forventede avbruddskostnader og kraftpris.

De tekniske nettanalysene tar utgangspunkt i kraftnettet i Bergensregionen i 2030 og 2040, med fokus på forsyningen til transmisjonsnettstasjonene Kollsnes og Lindås lengst vest i nettet og sammenlikner det med en situasjon der flytende havvind i størrelsesorden 1 GW installert effekt er tilknyttet kraftnettet på Kollsnes. Tilknytning av 1 GW vindkraft i 2030 vil etter analysene gi en reduksjon i forventet tid hvor man opererer utenfor kapasitetsgrensene i nettet og gi et positivt bidrag til energibalansen i området.

Analysene av timesterier for vindkraftproduksjon og forbruket i Bergensregionen i denne rapporten indikerer god korrelasjon mellom vindkraftproduksjon og tunglasttimer i regionen – vindkraften produserer når strømforbruket er høyt. Denne korrelasjonen gir størst utslag på effektflyten over Bergenssnittet. Videre vestover mot Kollsnes og Lindås vil det konstante industriforbruket bety at tunglasttimene er som før. Vindkraften vil altså ikke kunne påvirke nødvendig nettkapasitet lengst vest i systemet. Det vil være behov for grundigere analyser for å stadfeste konklusjonen om at offshore vindkraft ikke bare gir et bidrag til energibalansen i området, men også effektbalansen i tunglastperioder.

Med hensyn til forsyningssikkerhet indikerer analysene at tilknytning av vindkraften kan bidra positivt. I og med at vindkraftproduksjonen er væravhengig kan det ikke garanteres at den produserer når den trengs som mest. Analysene viser at de forventede avbruddskostnadene i 2030, både for varige og forbigående enkeltfeil i nettet, kan reduseres med 70-80% per år ved installasjon av 1 GW vindkraft, sammenliknet med en situasjon uten vindkraft tilknyttet på Kollsnes. Utfallsrommet i den estimerte endringen er avhengig av om det blåser mye eller lite det aktuelle året.

I hovedscenariet for 2040 indikerer analysen at nettet er forsterket ytterligere, slik at det ikke oppstår avbruddskostnader grunnet enkeltutfall. Med denne nettkonfigurasjonen blir det dermed ingen endringer i avbruddskostnadene med vindkraft tilknyttet Kollsnes, ettersom en feil ikke medfører utfall og de forventede avbruddskostnadene allerede er null.

Det er videre sett på ulike alternative scenarier for 2040, ett med forsinket nettutvikling, og ett med nettutvikling som i hovedscenariet og ytterligere 650 MW forbruksvekst i nye verdikjeder i området. I disse scenariene fremkommer det at forventede avbruddskostnader vil kunne ventes å øke sammenliknet med hovedscenariet. Ved produksjon av 1 GW vindkraft utenfor kysten vil imidlertid de forventede avbruddskostnadene i disse scenariene være i samme størrelsesorden som for 2030 i et normalår. En tilkopling av 1 GW havvind eller mer på Kollsnes, vil dermed kunne fungere som en effektiv buffer mot forsinkelser i nettutbyggingen eller høyere forbruksvekst enn forventet i Bergensområdet.

Det samlede samfunnsøkonomiske overskuddet påvirkes ganske lite som følge av tilknytning av havvind. I 2030 er den samlede endringen positiv, mens den i 2040 er negativ. En viktig årsak til det er at det er en negativ kraftbalanse i Norge i 2030 og positiv kraftbalanse i 2040. Det skjer en betydelig omfordeling av overskuddet fra produsenter til konsumenter fordi økt produksjon gir lavere kraftpriser.

Tilknytning av 1 GW havvind i 2030 og 2040 vil redusere kraftprisene i NO5 og i alle de andre prisområdene i Norge. Kraftprisen reduseres ytterligere med mer tilkoblet havvind. Tilknytningen fører også til en utjevning av kraftprisen på tvers av prisområdene. Ny havvind påvirker norske kraftpriser mindre i 2040 enn i 2030 fordi kraftsystemet er mer fleksibelt i 2040. I 2030 reduseres kraftprisen i NO5 med 2,8 EUR/MWh, fra 57,6 EUR/MWh i området. I 2040 reduseres kraftprisen med 1,3 EUR/MWh ved 1 GW installert havvind, fra et referansenivå på 45,0 EUR/MWh.

SUMMARY

In the Government White Paper to the Norwegian Parliament "Energy for Work" (June 2021), the Government proposes to offer a license to build up to 1.5 GW of floating wind power in the Utsira North area with the possibility of opening more areas for floating offshore wind power in the future. Equinor considers the Bergen region to be a relevant connection point for future wind power due to large expected consumption growth in the region as well as a general need to improve grid reliability there.

Multiconsult and THEMA were commissioned by Equinor to analyse the effects of connecting offshore wind power of this magnitude to the power grid in the Bergen region. This report presents results from our technical analysis together with socio-economic analysis on how the connection of offshore wind power to the grid in the Bergen region may affect the expected power balance and power flow as well as likely interruption costs and power price impacts.

The technical grid analysis takes as its baseline a less extensive power grid development in and around the Bergen region between 2030 and 2040 than outlined in the latest grid development plan published by the Norwegian TSO Statnett. It focuses particularly on the supply of power to and through the westerly transmission grid stations "Kollsnes" and "Lindås". This future baseline scenario is then compared with a scenario where 1 GW offshore wind power is connected to the power grid at Kollsnes. A key finding is that connection of 1 GW of wind power in 2030 will reduce the time of operation above the capacity limits of the power grid thus making a positive contribution to the energy balance in the area.

Our analysis of hourly time series data for wind power production and consumption in the Bergen region indicates a good correlation between wind power production and peak load hours in the region. In short wind power is generally produced while electricity consumption is high. This correlation has the greatest effect on the power flow across the Bergen interface. Further west towards Kollsnes and Lindås, the large, increasing and predictable industrial power loads means that even 1 GW of offshore wind power generation will not necessitate changes to plans for future grid capacity furthest west in the system. More detailed analysis will be needed to conclude that offshore wind power not only contributes to the energy balance in the area, but also to the power balance during peak load periods.

The analysis also indicates that the connection of wind power can make a positive contribution to security of supply. As wind power production is weather dependent, it cannot be guaranteed that it produces power when needed the most. The analysis shows that the expected interruption costs in 2030 - both for lasting and temporary single faults in the grid - can be reduced by 70-80% per year by installing 1 GW of offshore wind power, compared with a situation without new wind power connected at Kollsnes. The percentage variation in expected interruption costs is a function of the amount of wind power produced in the given year.

In the main scenario for 2040, the grid analysis indicates that the network has been further strengthened, and no interruption costs occur due to single faults. In other words, there will be no changes in the expected interruption costs with this grid configuration including wind power collected at Kollsnes, since single line or cable failures do not result in an outage and the expected interruption costs are already zero.

Various alternative scenarios for 2040 have also been considered, one with delayed grid development, and one with grid development as in the main scenario and 650 MW additional consumption growth in new value chains in the area. In these scenarios, it appears that expected interruption costs can be expected to increase when compared to the main scenario. When adding 1 GW of offshore wind power the expected interruption costs in these scenarios will be at the same level as for 2030 in a normal year. Connecting 1 GW of offshore wind power or more at Kollsnes will thus function as an effective buffer against delays in grid development or higher than expected consumption growth in the Bergen area.

The overall socio-economic surplus is affected only marginally by the connection of offshore wind power. In 2030, the overall change is positive, while in 2040 it is negative. An important reason for this is that there is a negative power balance in Norway in 2030 and a positive power balance in 2040. There is also a significant redistribution of profits from producers to consumers because the increased power production results in lower power prices.

Connection of 1 GW offshore wind power between 2030 and 2040 will reduce power prices in the NO5 price area and indeed in all the other price areas in Norway. The price of power is reduced further with further increases in connected offshore wind power capacity. The connection of wind power also leads to an equalization of the power price across the price areas. New offshore wind power affects Norwegian power prices less in 2040 compared to 2030 because the power system is more flexible in 2040. In 2030, the power price in NO5 will be reduced by 2.8 EUR/MWh, from 57.6 EUR/MWh. In 2040, the power price with 1 GW of offshore wind power installed will be reduced by 1.3 EUR/MWh, from a reference level of 45.0 EUR/MWh.

DEFINISJONER

KILE-satser

Kvalitetsjustert inntektsramme ved ikke levert energi (KILE) justerer årlig inntektsramme for nettselskapene som følge av avbruddskostnader for tilknyttede sluttbrukere. Spesifikke avbruddskostnader for hver kundegruppe beregnes ved hjelp av kostnadsfunksjoner avhengig av referansetidspunkt og avbruddets varighet.

Lastfaktor / Fullasttimer

Lastfaktor er et mål på kapasitetsutnyttelsen i kraftverk. En lastfaktor på 40 prosent betyr at samlet årsproduksjon kan produseres i løpet av 40 prosent av timene i året dersom kapasiteten utnyttes fullt ut (fullasttimer).

N-0 kapasitet

Overføringskapasiteten på et overføringssnitt ved intakt nett.

N-1 kapasitet

Den laveste observerte overføringskapasiteten på et overføringssnitt med én forbindelse i snittet utkoblet.

N-0 perioder / N-0 drift

Driftssituasjon hvor en utkobling vil medføre avbrudd i forsyningen.

N-1 perioder / N-1 drift

Driftssituasjon hvor nettet tåler en utkobling uten at det vil gi avbrudd i forsyningen. To samtidige feil, eller feil samtidig med en planlagt utkobling, vil gi avbrudd i forsyningen.

NUP

Nettutviklingsplan for transmisjonsnettet i Norge, utarbeidet og utgitt av Statnett SF.

(Overførings)snitt

Komponenter (ledninger og kabler) som i fellesskap danner en grense for hva som er forsvarlig kraftoverføring i strømmettet.

Konsumentoverskudd

Merverdien kraftforbrukere hadde vært villige til å betale for kraften de konsumerer utover kostnadene de faktisk betaler.

Produsentoverskudd

Profitten kraftprodusenter oppnår på kraften de leverer.

Flaskehalsinntekter

Inntekter som tjenes av transmisjonssystemoperator (i Norge Statnett) ved kraftflyt mellom prisområder med ulik kraftpris. For en gitt forbindelse og driftstime beregnes flaskehalsinntekter som produktet av kraftflyt i MWh og prisdifferanse i EUR/MWh. På mellomlandsforbindelser regnes kun 50% av flaskehalsinntektene som norske flaskehalsinntekter.

Samfunnsøkonomisk overskudd

Summen av produsentoverskudd, konsumentoverskudd og flaskehalsinntekter.

INNHOLDSFORTEGNELSE

FORORD	3
SAMMENDRAG	4
SUMMARY	5
DEFINISJONER	6
1 Introduksjon	8
1.1 Bakgrunn	8
1.2 Studiens geografiske fokusområde	8
2 Forutsetninger og begrensninger	10
2.1 Nettutvikling	10
2.1.1 Statnetts nettutviklingsplan 2021	10
2.1.2 Nettutvikling lagt til grunn for denne analysen	11
2.2 Prognoser for produksjon og forbruk	12
2.2.1 Forbruksvekst mot 2030 og 2040	12
2.2.2 Prognoser for produksjon fra havvind	13
2.3 Feilstatistikk	14
2.4 Vurdering av avbruddskostnader	15
2.5 Utviklingen i kraftmarkedet	16
2.5.1 Forutsetninger for hovedscenariet	16
2.5.2 Forutsetninger for analyser av markedseffekter av havvind	17
3 Metode	19
3.1 Teknisk nettanalyse	19
3.1.1 Oppdatering av nettmodellen	20
3.1.2 Beregning av nettkapasitet	20
3.1.3 Vurderte overføringsnett	21
3.2 Vurdering av avbruddskostnader	21
3.3 Kraftmarkedsmodellering	22
3.3.1 Kraftmarkedsmodellen TheMA	22
3.3.2 Endringer i samfunnsøkonomisk overskudd	23
4 Tekniske nettanalyser	24
4.1 Estimert kraftflyt 2030	24
4.2 Lastflytanalyser for 2030	25
4.3 Estimert kraftflyt 2040	26
4.4 Lastflytanalyser for 2040	27
4.4.1 2040 Hovedscenario	27
4.4.2 2040 – sensitivitet 1: 2040-lastnivå i 2030-nett	27
4.4.3 2040 – sensitivitet 2: Stor vekst i nye verdikjeder	27
4.5 Resultater fra teknisk nettanalyse	27
5 Vurdering av avbruddskostnader	29
5.1 Antall timer med N-0 drift og forventet avbrutt effekt	29
5.2 Endring i forventede avbruddskostnader	30
6 Påvirkninger på kraftmarkedet	32
6.1 Preiseffekter	32
6.1.1 Normalår	32
6.1.2 Tørrår og våtår	33
6.1.3 Prisstruktur og knapphetspriser	34
6.2 Innelåst kraftproduksjon	36
6.3 Samfunnsøkonomiske virkninger	37
7 Konklusjon	38
7.1 Tekniske virkninger	38
7.2 Økonomiske virkninger	38
7.2.1 Samfunnsøkonomiske virkninger	38
7.2.2 Markedseffekter	38
7.3 Oppsummering	39

1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Multiconsult og THEMA har fått i oppdrag av Equinor å beskrive virkninger av tilknytning av havvind til kraftnettet i Bergensregionen. I Stortingsmeldingen «Energi til arbeid» (juni 2021) åpner Regjeringen for utbygging av inntil 1,5 GW flytende vindkraft i området Utsira Nord og det indikeres en fremtidig prosess med mulig åpning av flere områder for flytende havvind. Equinor vurderer Bergensregionen som et aktuelt tilknytningspunkt for fremtidig vindkraft på grunn av stor forventet forbruksvekst og utfordrende nettsituasjon.

I denne studien ønsker Equinor å få belyst hvorvidt tilknytning av havvind i underskuddsområder kan erstatte eller utsette utbygging av ny overføringskapasitet i nettet og få belyst hvilke samfunnsøkonomiske effekter dette kan ha. Analysene tar utgangspunkt i kraftnettet i Bergensregionen, med fokus på forsyningen til Bergensområdet og transmisjonsnettstasjonene Kollsnes og Lindås lengst vest i nettet (det såkalte Kollsnes-/Lindåssnittet).

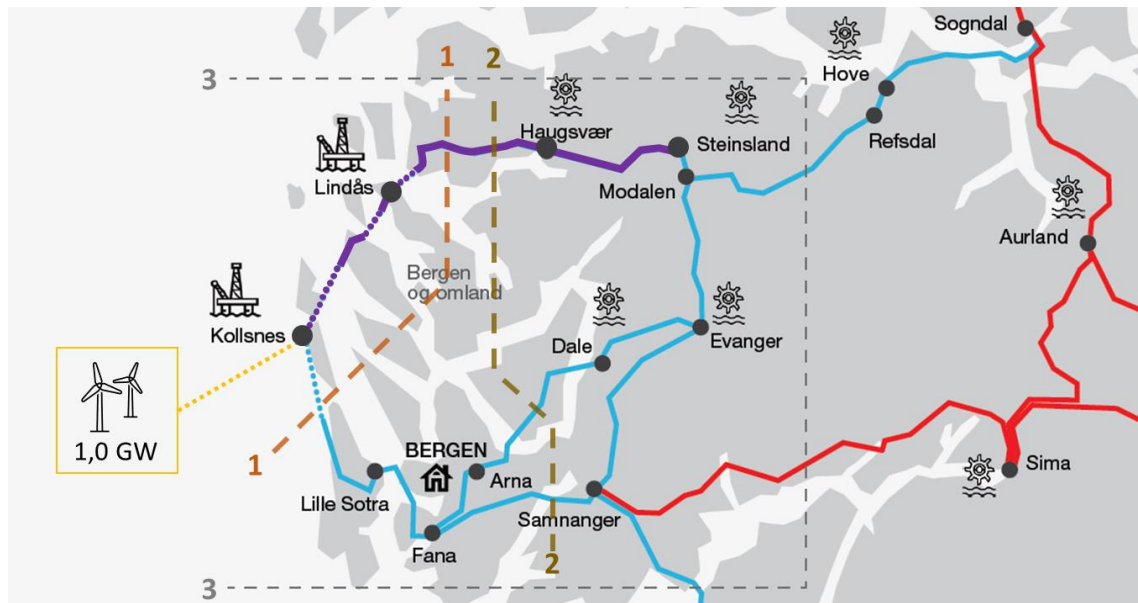
Denne rapporten presenterer resultater fra tekniske nettanalyser og samfunnsøkonomiske analyser av hvordan tilknytning av havvind til kraftnettet i Bergensregionen påvirker den forventede kraftbalansen og kraftflyten i området samt avbruddskostnader og kraftpris i 2030 og 2040.

1.2 Studiens geografiske fokusområde

Det norske strømmettet er fysisk sammenkoblet fra nord til sør og øst til vest. Transmisjonsnettet har de høyeste spenningene og binder regionene sammen, mens lokale og regionale distribusjonsnett har noe lavere spenninger og sørger for å distribuere kraften i de ulike delområdene. Norge er også tilknyttet resten av det nordiske og europeiske kraftsystemet gjennom luftledninger og sjøkabler til naboland. Innad i Norge er kraftsystemet inndelt i fem prisområder (elspotområder). Inndelingen er basert på hvor forbruk og produksjon i systemet er lokalisert, og hvor stor nettkapasitet det er mellom de ulike områdene. Grensen mellom to prisområder går typisk der hvor det er begrenset nettkapasitet. Et område med høy (lav) produksjon og lavt (høyt) forbruk vil ha lavere (høyere) kraftpris enn de andre områdene. Prisforskjellen vil øke jo større begrensningen i overføringskapasitet er. Det kan også være begrensninger i kapasiteten internt i prisområdene.

Analysens fokus er å vurdere regionale virkninger av å tilknytte 1,0 GW flytende havvind til kraftnettet på Kollsnes. Analyseområdet omfatter elspotområdet NO5 (Vest-Norge)¹, med fokus på Bergen og omegn. Internt i dette området er karakteristiske kjennetegn at det er stort industriforbruk og petroleumsrelatert forbruk lokalisert vest i området, mot kysten, med uttak i transmisjonsnettstasjonene Kollsnes og Lindås. Like øst for dette er Bergen og omkringliggende områder et stort forbruksområde, forsynt fra stasjonene Lille Sotra, Fana og Arna. Øst for dette er forbruket lavere, og det er betydelig vannkraftproduksjon under stasjonene Dale, Evanger, Haugsvær og Steinsland. Figur 1-1 viser begrensende snitt internt i området med stiplede linjer.

¹ Vest-Norge er avgrenset av ledningene 420 kV Sogndal-Høyanger, 132 kV Grindsdalen-Mel, 300 kV Mauranger-Blåfelli, 420 kV Dagali-Ringerike, 420 kV Nore1-Sylling, 420 kV Usta-Ådal, 300 kV Nes-Sogn, 300 kV Hemsil 2-Sogn og 132 kV Flå-Sandum, hvor førstnevnte ligger i NO5.



Figur 1-1: Oversikt over transmisjonsnettet i analyseområdet (grunnlagsfigur: [1], s.III.)
Blå: 300 kV. Rød: 420 kV. Lilla: Bygget for 420 kV, driftes på 300 kV. Overføringsnett indikert:
1: Kollsnes-/Lindåssnittet. 2: Bergenssnittet. 3: Bergen og omegn, som definert i [1].

Nettanalyser fokuserer på kapasiteten på Kollsnes-/Lindåssnittet (1) og Bergenssnittet (2). Dette er nærmere beskrevet i kap. 3.1.3.

2 Forutsetninger og begrensninger

Denne analysen tar for seg hvilke effekter tilknytning av storskala havvind kan ha på kraftsystemutviklingen i Bergensområdet – teknisk, markedsmessig og samfunnsøkonomisk. For å svare på dette spørsmålet har det vært nødvendig å gjøre flere forutsetninger og antakelser.

Forutsetninger som ligger til grunn for analysen er basert på nettutviklingsplaner og prognoser for produksjon og forbruk, som beskrevet i kap. 2.1 og 2.2 Dette inkluderer også prognoser for havvind (kap. 2.2.2). Feilstatistikk er basert på offentlig tilgjengelig informasjon og er beskrevet i kap. 2.3.

Kapittel 2.4 beskriver hva som er lagt til grunn for beregning av avbruddskostnader, og inkluderer også en oversikt over scenariene som er vurdert i våre analyser.

Til slutt gir kapittel 2.5 en beskrivelse av de forutsetninger og antagelser som er gjort om utviklingen i kraftmarkedet frem mot 2030 og 2040.

2.1 Nettutvikling

Nettutviklingsplaner for området er basert på følgende underlag:

- Konseptvalgutredning for Bergen og omland [1]
- Powerpointpresentasjon av elektrifiseringsplaner for Bergen og omland [2]
- Investeringsoversikt for nettutviklingsprosjekter 2020, excelark [3]
- Regional kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger 2020-2040 [4]
- Statnetts nettutviklingsplan 2021 [5]

Følgende planer om nettførsterkning er hensyntatt i analysen for 2030:

- Spenningsoppgradering av Sogndal-Modalen- Kollsnes til 420 kV
- Nytt kabelsett på strekningen Haugsvær-Lindås
- Nytt kabelsett på strekningen Kollsnes-Lille Sotra
- Nedlegging av gjenværende kraftproduksjon i Energiverk Mongstad («EVM»).
- Fornyerelser av stasjoner og transformorkapasitet i området

Videre er følgende planer om nettførsterkning hensyntatt i analysen for 2040:

- Spenningsoppgradering av transportkanalen mellom Modalen og Sauda fra 300 kV til 420 kV.
- Ny 420 kV ledning fra Samnanger til Kollsnes

2.1.1 Statnetts nettutviklingsplan 2021

30. september 2021 publiserte Statnett sin nettutviklingsplan for 2021. («NUP 2021») [5] I denne er oppdaterte planer for nettutviklingen skissert. I NUP 2021 omtaler Statnett et «grønt taktskifte». Et av hovedbudskapene er at Statnett planlegger spenningsoppgradering til 420 kV i regioner med stor aktivitet og alle transportkanaler innen 2040.

Følgende oppsummering er gitt for nettutviklingen i Bergensregionen [5] (s.9):

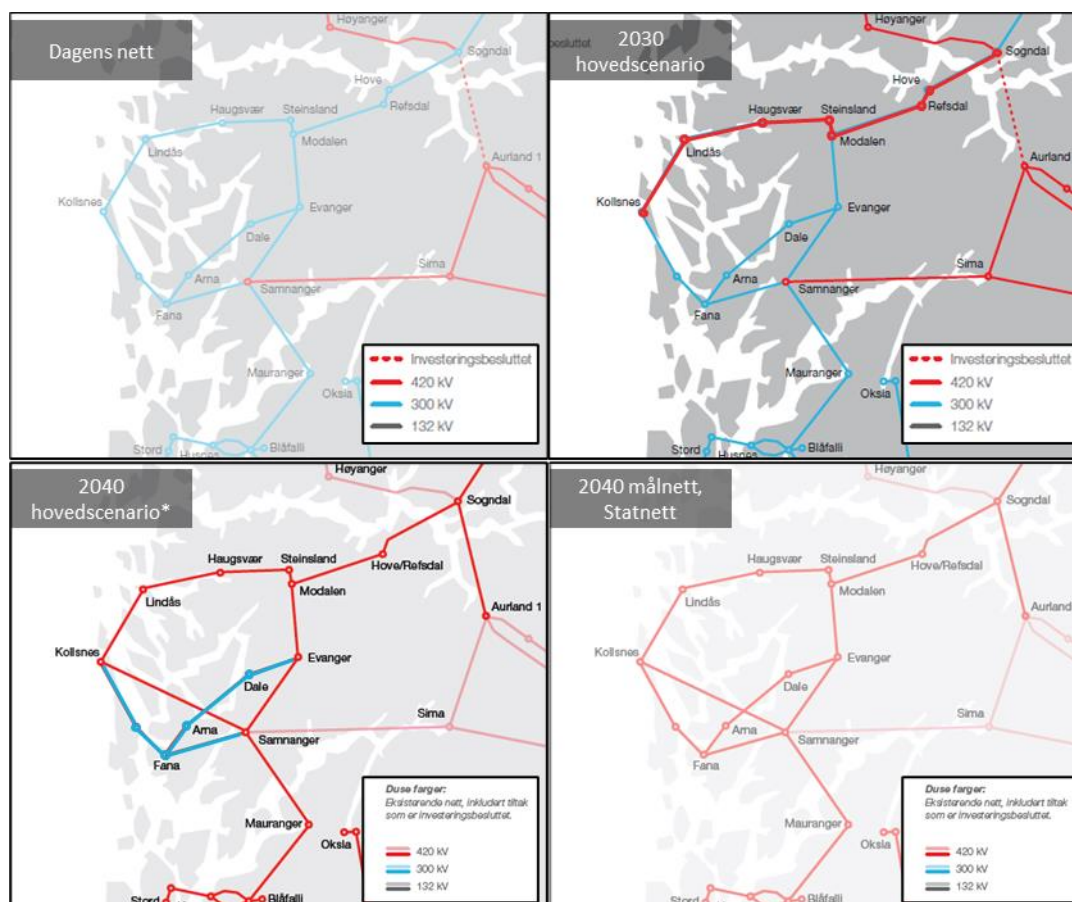
1. Stasjonsfornyelser og økt kapasitet i stasjoner
2. Økt kapasitet på kabler i ytre deler av området
3. Spenningsoppgradering fra Sogndal via Modalen til Kollsnes

4. Spenningsoppgradering av transportkanalen sørover mot Sauda
5. Ny forbindelse mot Kollsnes
6. Spenningsoppgradering av resterende 300 kV-nett til 420 kV i området

Om ledningen fra Sauda til Modalen står det at denne er «høyt prioritert i NUP 2021» (s.62). Målnettet for region vest er 420 kV i hele regionen (s.84), og for Bergen og omland konkluderer Statnett med «trinnsvis spenningsoppgradering og nybygging for å møte forbruksplanene i området» (s.85). Tabelloversikten gitt på side 88-90 i [5] er benyttet for å anslå idriftsettelsesår for de ulike tiltakene. I tabellen over mulige, større tiltak på sikt (s.90) er det angitt at spenningsoppgraderinger i Bergen og omland er planlagt før 2035.

2.1.2 Nettutvikling lagt til grunn for denne analysen

Statnetts senest oppdaterte mål og planer for transmisjonsnettet i området er gitt i NUP 2021 [5]. I vår analyse baserer vi oss på at nettet i 2030 og 2040 ikke har blitt forsterket i like stor grad som det som der skisseres. Det er flere årsaker til dette. Det ene er at myndighetsprosesser potensielt kan medføre forsinkelser i nettutviklingen. I tillegg er formålet med vår analyse å fokusere på hvorvidt vindkraft potensielt kan bidra til å utsette eller redusere omfanget av nettforsterkninger i området. For å få frem nettbegrensninger og innvirkning av vindkraft på disse begrensningene er det dermed naturlig å studere fremtidsbilder hvor man ikke har bygd seg ut av alle begrensninger allerede. Figur 2-1 illustrerer hvordan hovedscenariet for nettutviklingen i 2030 og 2040 er definert i denne analysen, samt hvordan dette samsvarer med nettutviklingen skissert i NUP 2021.



*2040 hovedscenarioet tilsvarer planlagt transmisjonsnett i 2030 iht. NUP 2021 (s 14)

Figur 2-1: Antatt nettutvikling i 2030 og 2040 i analysene og hvordan det samsvarer med Statnetts 2040 målnett som beskrevet i nettutviklingsplan som ble publisert 30.september 2021 [5]. Basert på figurer i [5].

I 2040 er det i nettanalysene lagt til grunn at Samnanger til Mauranger og Blåfalli også er oppdatert, som vist i figuren over. Denne ledningen inngår i snittbegrensningen mellom NO5 og NO2, og øker den fysiske kapasiteten noe, men har lite å si for nettkapasiteten internt i Bergen og omegn. I kapittel 2.5.2 er det beskrevet at kraftmarkedsmodelleringen legger samme kapasitet mellom prisområder til grunn i analyser av prisvirkninger i 2030 og 2040. Dette gjelder kapasitet i markedet, og har lite å si for de tekniske nettanalysene.

Ved oppgraderinger av nettet i området til høyere spenningsnivå er det, som en konservativ antagelse, antatt samme strømgrenser og samme impedans som i dagens ledninger. Ved kabelforsterkninger mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen) og Haugsvær-Lindås er det også antatt at nytt kabelsett har samme strømgrenser og samme impedans som dagens kabelsett. Det er *ikke* antatt at luftledningene mellom hver ende av kabelsettene og transmisjonsnettstasjonene i hver ende av forbindelsen forsterkes. På Lille Sotra-Kollsnes og Haugsvær-Lindås vil luftledningssegmentene ha lavere kapasitet enn summen av kapasiteten på kabelsettene etter at kabelkapasiteten doubles.

Når nettet oppgraderes til 420 kV mellom Sogndal og Modalen er det antatt at reaktiv kompensering på strekningen dimensjoneres slik at spenningsforhold er godt kontrollert både i intakt nett og ved utkoblinger som gir ensidig kraftforsyning via ledningen.

Ny 420 kV forbindelse mellom Samnanger og Kollsnes er modellert med en impedans som tilsvarer 50-60 km luftlinje og 8-10 km sjøkabel, basert på enkle målinger i kart. Faktisk impedans vil avhenge av endelige trasélengder for ledning og kabel og av type ledning og kabel som velges, som kan avvike fra det som er antatt i denne analysen. Det er antatt 2 000 MW kapasitet på denne nye forbindelsen.

Det er antatt at tilstrekkelig transformator kapasitet installeres i alle transmisjonsnettstasjoner. Med unntak av ledninger som inngår i dagens begrensende snitt er det også antatt at regionalnettet forsterkes etter behov og at det er mulig å gjøre omkoblinger for å hindre overlast på komponenter. Kapasitetsbegrensninger i regionalnettet er dermed ikke vurdert i del 1.

2.2 Prognoser for produksjon og forbruk

Prognoser fra THEMAs kraftmarkedsmodell for produksjon og forbruk for NO5 er benyttet for å angi produksjon og forbruk i 2030 og 2040. I 2030 er ikke utbygging av offshore vindkraft i NO5 hensyntatt.

2.2.1 Forbruksvekst mot 2030 og 2040

I tilbudsbeskrivelsen er det beskrevet at:

«Studien skal ta høyde for økt effektbehov i Bergensregionen knyttet til elektrifisering av olje og gass installasjoner på 470 MW (330MW Kollsnes + 140MW Samnanger) samt etablering av nye verdikjeder på 200 MW.»

Ytterligere detaljer om hvilket forbruk som ligger bak disse tallene har vært diskutert med Equinor i løpet av oppdragsgjennomføringen. Tabell 2-1 (nedenfor) illustrerer hva som er hensyntatt av eksplisitt økning i kraftkrevende industri i analysene for 2030 og 2040:

Tabell 2-1: Nytt industriforbruk, eksplisitt hensyntatt i analysene

Ny last i studieområdet			Ny industri, antatt i analysen			Kommentar
Hvor	Hva	Mengde	2030	2040	Plassering	
Kollsnes	Troll B + Troll C	Effekt [MW]	160	170	Kollsnes	116 MW (2x58 MW) nevnt i konsesjon. 170 MW er fullelektrifisering. 2030: Nivå basert på 670 MW totalt.
		Energi [TWh]	1,4	1,5		
Kollsnes	Oseberg	Effekt [MW]	170	180	Kollsnes	Konsesjon: opp mot 105 MW, pot. opp mot 180 MW. 2030: Nivå basert på 670 MW totalt.
		Energi [TWh]	1,5	1,6		
Kollsnes	Gassprosesseringsanlegg	Effekt [MW]	-	50	Kollsnes	Basert på NVE rapport nr 18/2020 (s15)
		Energi [TWh]	-	0,4		
Kollsnes	H ₂ Kollsnes	Effekt [MW]	50	50	Kollsnes	Nye verdikjeder - Blue Hydrogen - kan potensielt bli opp mot 700MW mot 2040, dette er sett på som en sensitivitet.
		Energi [TWh]	0,4	0,4		
Mongstad	Mongstad raffineri	Effekt [MW]	150	150	Mongstad	
		Energi [TWh]	1,2	1,3		
Samnanger	NOA Krafla	Effekt [MW]	140	150	Samnanger	Melding: 140 MW
		Energi [TWh]	1,2	1,3		
SUM		Effekt [MW]	670	750		
		Energi [TWh]	5,7	6,5		

For forbruk utover kraftkrevende industri er følgende forbruksvekst relativt til 2021 lagt til grunn:

- 2030: Effekt i topplast øker med 11,2%. Total elektrisk energibruk øker med 11,7%.
- 2040: Effekt i topplast øker med 16,3%. Total elektrisk energibruk øker med 17,2%

Ved intakt nett er kapasiteten i området tilstrekkelig for å forsyne forbruket, men nettanalysene som presenteres i kapittel 3.3.1 viser at det ikke er kapasitet i nettet til alt dette forbruket med N-1 kapasitet. Statnett har i [1] indikert at noe forbruk kan bli nektet tilknytning. Denne analysen baserer seg på at alt det skisserte forbruket er tilknyttet nettet, men at kraftkrevende industri må frakobles nettet momentant ved en feilhendelse.

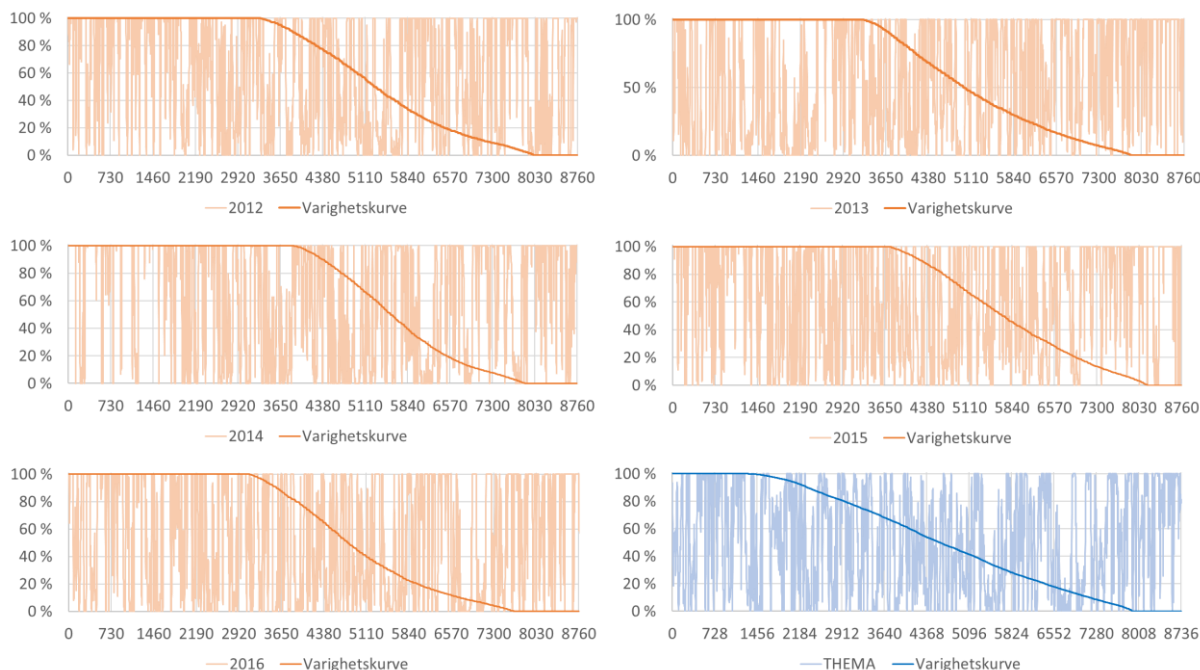
2.2.2 Prognoser for produksjon fra havvind

Equinor har som underlag for analysene presentert prognoser for havvind, beregnet basert på historisk vindhastighet for et punkt utenfor Kollsnes og en typisk turbinkarakteristikk. I prognosene benyttes historikk fra 2012 til å modellere et normalår, 2015 til et høy-produksjonsår og 2016 til et lav-produksjonsår. Lastfaktoren for vindkraften varierer fra 57 % til 66 %. Det opplyses at vindprofilene ikke inkluderer at turbiner iblant kan være utilgjengelige av tekniske årsaker, tap i det elektriske systemet samt vaketap² grunnet vakeeffekter («wake effects») mellom turbinene. Gjennomsnittlig brukstid kan derfor antas å være noe lavere enn det som fremkommer fra tidsseriene. Hywind Scotland har f.eks. hatt en brukstid på 4730 t i snitt (lastfaktor 54%) siden oppstart, med 57% i toppåret. Det er stor variasjon i lastfaktoren over året i de ulike prognosene for havvindproduksjon. Eksempelvis er lastfaktoren for februar nesten 90 % i 2014-serien, men kun ca. 50 % i 2013-serien.

I THEMAs kraftmarkedsmodell ligger det også en timesserie for offshore vindkraft i NO5. Denne vindprofilen fra THEMA er benyttet som basis for analysene, i hovedsak for å sikre konsistens med markedsmodellering. THEMAs timesserie har færre timer med maksimal produksjon og i sum en lavere lastfaktor over året enn det som er mottatt fra Equinor. Lastfaktor er 53 % i THEMAs vindserie.

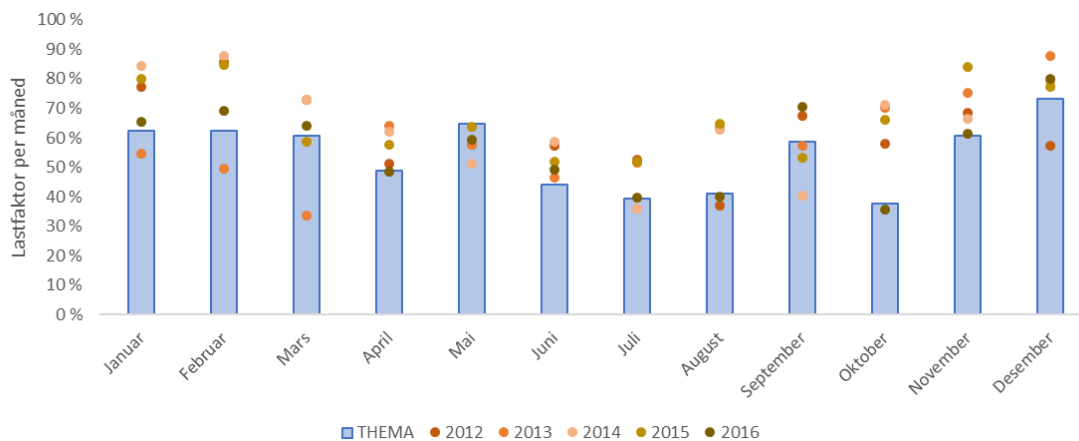
² Turbulens og reduksjon i vindhastighet (engelsk: «wake») bak rotorbladene til en vindturbin i vindkraftverket medfører noe redusert produksjon i bakenforliggende turbiner.

Figur 2-2 viser tidsserier og varighetskurver for estimert vindkraftproduksjon mottatt fra Equinor for årene 2012 til 2016 (oransje), samt fra THEMA's kraftmarkedsmodell (blå).



Figur 2-2: Tidsserier for havvindproduksjon mottatt fra Equinor (oransje) og THEMA (blå). Timeindikator vist på x-akse, prosentvis produksjon av maksimal installert effekt vist på y-akse.

Figur 2-3 nedenfor viser hvordan produsert energi fra vindkraften er fordelt utover året i tidsseriene.



Figur 2-3: Fordeling av vindkraftproduksjon: Lastfaktor per måned i mottatt underlag

2.3 Feilstatistikk

Det er innhentet generelle feilrater for kraftsystemet med utgangspunkt i NVEs modell for beregning av sannsynlige avbruddskostnader [6]. De generelle feilratene bygger på Statnett sin årsstatistikk fra 2009 til 2016, og gir et estimat på feilhyppighet på ulike komponenter i kraftsystemet. Det er også fremskaffet informasjon om forventet utetid for aktuelle komponenter fra samme kalkyleverktøy. NVE skiller på feil som er «forbigående» og feil som er «varige». Av NVEs veiledende utetider ved de ulike feilene fremkommer det at en forbigående feil er antatt å ha en varighet på 0-3 timer, mens en varig feil forårsaker utetid utover dette. Tabell 2-2 oppsummerer feilrater per 100 km linje/kabel og forventet utetid benyttet i vurderingen av endringer i forventede avbruddskostnader.

Feilsannsynligheten er et landsgjennomsnitt, men denne vil variere med lokale forhold. I analysen er feilratene tilpasset lengden av relevante linjer og kabler i Bergensområdet.

Tabell 2-2 Feilrater for transmisjonsnettet benyttet i analysen, hentet fra NVEs modell for beregning av sannsynlige avbruddskostnader [6]

Komponent	Forbigående feil		Varige feil	
	Forventet feilrate [feil/100 km/år]	Forventet utetid [timer]	Forventet feilrate [feil/100 km/år]	Forventet utetid [timer]
Sjøkabel (420 kV)	0	2	0,58	1440
Sjøkabel (300 kV)	0	1	0,11	720
Luftlinje (420 kV)	1,01	3	0,06	60
Luftlinje (300 kV)	0,72	2	0,05	60
Transformator (420 kV)	1,35 ³	1	1,33	1440

2.4 Vurdering av avbruddskostnader

Det er gjort en vurdering av endringen i forventede avbruddskostnader under ulike forutsetninger i denne analysen. Basert på prognoser for nettutvikling, kraftproduksjon og forbruksvekst i området tar denne rapporten for seg følgende scenarier og sensitiviteter i denne vurderingen:

Tabell 2-3: Beskrivelse av scenarier og sensitiviteter («S1», «S2») inkludert i vurdering av avbruddskostnader.

	Scenario/år: Sensitivitet:	2030 ingen	2040 Ingen	2040 S1 2030-nett	2040 S2 Stor vekst i nye verdikjeder
Nettutvikling	Tid [5]				
1: Stasjoner	Før 2030	✓	✓	✓	✓
2: Kabler	Før 2030	✓	✓	✓	✓
3: Sogndal-Kollsnes	Før 2030	✓	✓	✓	✓
4: Transportkanal Sauda	Før 2030		✓		✓
5: Ny forbindelse Kollsnes	Før 2030*		✓		✓
6: Full Spenningsoppgradering	Før 2040				
Offshore vindkraft	Effekt, Profil	1 GW, THEMA	1 GW, THEMA	1 GW, THEMA	1 GW, THEMA
Sensitiviteter i vindprofiler		Equinors vindserier for værårrene 2012-2016			
Forbruk		2030- prognoser	2040- prognoser	2040- prognoser	2040-prognoser + 650 MW**

* Kan komme senere enn 2030 på grunn av myndighetsbehandling [5]

**Nye verdikjeder på Kollsnes økt fra 50 til 700 MW

Ved estimering av avbruddskostnader er det for en gitt feil antatt at det kobles ut den effekten som i gjennomsnitt er nødvendig for å håndtere feilhendelsen, og at systemansvarlig har mulighet til å gjøre nettopp dette. Dette er en forenkling, da et utfall av en linje vil medføre utkobling av varierende forbruk basert på driftshensyn – i topplasttiden vil det for eksempel være behov for å koble ut mer forbruk enn i en mindre kritisk vintersituasjon med noe lavere last. Det er heller ikke sannsynlig at man

³ Forventet feilrate for transformator er oppgitt med enhet feil/100 transformator/år

har mulighet til å koble ut den nøyaktige lasten som muliggjør drift av kraftnettet akkurat innenfor grenseverdiene for snittene.

Det er lagt til grunn avbruddskostnader for én spesifikk kundegruppe, industri med eldrevne prosesser. Denne representerer ikke forbrukerspesifikke avbruddskostnader som kan være relevante i Bergensområdet. KILE-satsene for andre kundegrupper som industri, handel og tjenester, og offentlig virksomhet er høyere, og ville gitt høyere avbruddskostnader. Videre varierer kostnaden med lengden på avbruddet, mens det i analysen er antatt en gjennomsnittlig varighet for forbigående- og varige feil basert på NVEs veiledende utetider.

Analysen estimerer avbruddskostnader basert på perioder med N-0 drift i området, da det antas at det er i disse timene eventuelle feil i nettet vil medføre avbrudd. Dermed estimeres ikke avbrudd i forsyningen så lenge det er kapasitet til å håndtere en feil inn til området («N-1 drift»), noe som er en forenkling. I perioder med N-1 drift vil man måtte ha to komponenter utkoblet samtidig for å oppleve avbrudd, enten i form av to samtidige feilhendelser, eller ved at en feil inntreffer samtidig som en planlagt utkobling. Sannsynligheten for dette er antatt å være så lav at forventede avbruddskostnader blir neglisjerbare i denne analysen.

Det er også verdt å merke seg at denne rapporten ser på *endringene* i de forventede avbruddskostnadene som følge av 1,0 GW ny havvind. For å få frem disse endringene er det dermed i de tekniske analysene antatt at det knyttes til mer forbruk enn man ville tillatt i praksis dersom nettet ikke forsterkes. Videre er det gjort forenklinger i bruken av virkemidler til rådighet ved feilhendelser, slik at den forventede avbruddskostnaden kan være overdrevet både i scenariene med og uten vindkraft. De relative endringene vil gi et bilde av effektene på forventede avbruddskostnader med tilknytning av ny vindkraft, selv om nøyaktigheten i de absolutte tallene vil kunne variere.

2.5 Utviklingen i kraftmarkedet

Analysen av kraftmarkedseffektene av ilandføring av økende mengder havvindproduksjon i NO5 tar utgangspunkt i et oppdatert og justert hovedscenario for kraftmarkedet i 2030 og 2040.

2.5.1 Forutsetninger for hovedscenariet

Hovedscenariet tar utgangspunkt i Best Guess-scenariet i THEMAs kraftprisprognose (oppdatert september 2021). Scenariet representerer en framtid der EUs klimamål, presentert i European Green Deal og Fit-for-55, nås. Generelt forventes kraftforbruket å øke betydelig på grunn av elektrifisering av transport, industri og oppvarming. På lengre sikt vil hydrogen spille en større rolle i kraftsystemet, noe som fører til økt krafttettspørsmål, men også bidrar med mer fleksibilitet, energihandel og kraftproduksjon. Grunnforutsetningene om norsk kraftforbruk er i tråd med Statnetts basisscenario i deres Langsiktige markedsanalyse fra 2020 ([7], oppdatert våren 2021), som også ligger til grunn for Nettutviklingsplan 2021 [5].

Sammenlignet med Best Guess-scenariet gjøres to justeringer i hovedscenariet:

- Kraftforbruket i kraftkrevende industri i NO5 er endret for å sikre at lastene beskrevet i Tabell 2-1 i kapittel 2.2 inkluderes i det totale kraftforbruket. Endringen innebærer at kraftforbruket til kraftkrevende industri i NO5 økes med ca. 0,9 TWh i 2030 og 1,4 TWh i 2040, sammenlignet med Best Guess. Grunnen til at forbruket økes sammenlignet med Best Guess, er at flere av prosjektene, særlig de nye verdikjedene, enten er ukjente eller har vært vurdert som for usikre til å bli inkludert i prognosen som ligger til grunn for Best Guess.

- I Best Guess antas 1,0 GW havvind å bli installert på Utsira Nord mellom 2030 og 2040, og at produksjonen fra feltet ilandføres i NO5. I hovedscenariet antas i stedet denne produksjonen å bli tilknyttet strømnettet på land i NO2.

På grunnlag av havvindprofiler for et normalår vil et havvindanlegg tilknyttet NO5 oppnå en lastfaktor på 49 % eller ca. 4 300 fullasttimer dersom produksjonen ikke strupes. Ved en installert effekt på 1,0 GW tilsvarer dette en årsproduksjon på rundt 4,3 TWh. THEMAs vindprofiler er brukt i analysene for å sikre konsistens mellom vindprofiler i ulike områder og mellom vind- og tilsigsprofiler i modelleringen.

2.5.2 Forutsetninger for analyser av markedseffekter av havvind

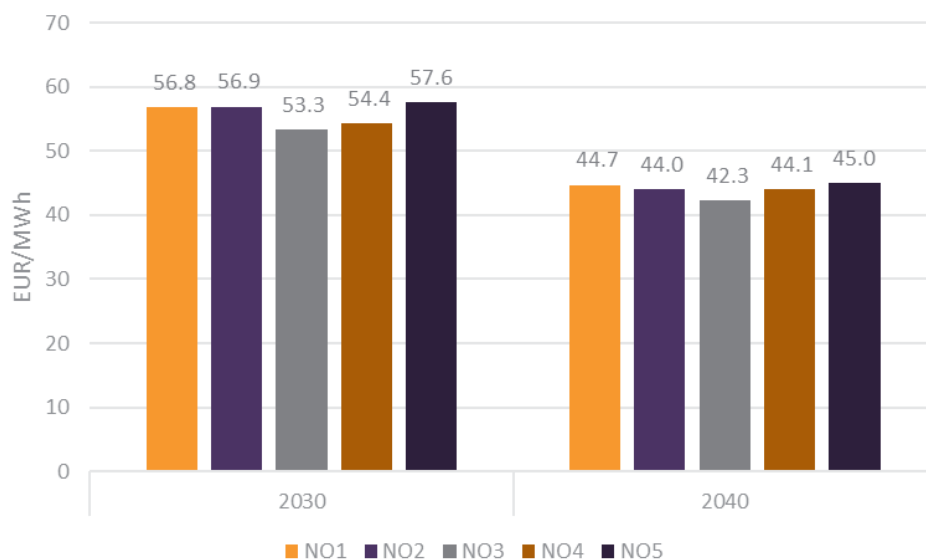
Resultatene fra simulering av hovedscenariet danner utgangspunktet for analysen av markedseffektene av å tilknytte havvind til kraftnettet i NO5. I kraftmarkedsmodelleringen er effekten av å tilknytte henholdsvis 1, 2, 3 og 4 GW havvind vurdert. Hensikten er å teste hvordan økende volumer av havvind påvirker markedsprisene både i NO5 og resten av kraftsystemet.

I hovedscenariet har Norge i utgangspunktet et lite kraftunderskudd i 2030 og en positiv kraftbalanse i 2040. Mot 2030 vokser kraftforbruket mer enn kraftproduksjonen, slik at balansen reduseres fra dagens 5 TWh i netto overskudd til et netto underskudd på rundt 3 TWh i normalår. Etter 2030 øker produksjonen betydelig raskere enn forbruket, slik at norsk kraftbalanse når et overskudd på 26 TWh i 2040.

NO5 har historisk vært et prisområde med kraftoverskudd, noe som også er tilfelle i hovedscenariet. Framover følger kraftbalansen i NO5 samme trend som resten av Norge, med en reduksjon fra dagens overskudd på 11 TWh til rundt 7 TWh i 2030, fulgt av en økning til 9 TWh i 2040. Eksportkapasiteten ut av området er 6,7 GW i begge år. Dette betyr at ny havvind i NO5, alt annet likt, vil oppleve større konkurranse om begrenset eksportkapasitet i 2040 enn i 2030. Importkapasiteten til NO5 er betydelig lavere, 3,1 GW i begge år.

Kraftprisene i de norske prisområdene i hovedscenariet er vist i Figur 2-4. I 2030 er kraftprisene i Norge preget av en relativt knapp kraftbalanse og høye kraftpriser på kontinentet. Begrensninger i overføringskapasitet mellom sør og nord medfører at Sør-Norge påvirkes mer enn Nord-Norge av prisene på kontinentet. NO5 er prisområdet med høyest kraftpris på 57,6 EUR/MWh, men prisdifferansen til tilstøtende prisområder i Sør-Norge (NO1 og NO2) er under 1 EUR/MWh. Prisområdene i nord (NO3 og NO4) holder et lavere prisnivå på rundt 53-54 EUR/MWh.

Mot 2040 reduseres kraftprisene etter hvert som det bygges ut mer vindkraft i Norge og Sverige. Nettførsterkninger, spesielt mellom Nord- og Sør-Sverige, øker overføringskapasiteten slik at prisdifferansene mellom de norske og svenske prisområdene reduseres. Prisene på kontinentet er også lavere fordi økte andeler fornybar produksjonskapasitet innebærer at gass- og utslippskvotepriser får mindre betydning for prisdannelsen. Samtidig antas kostnadene for utbygging av fornybarkapasitet, hydrogenproduksjon og energilagringsanlegg i form av batterier å falle på lang sikt, slik at kostnadsnivået er lavere i 2040 enn i 2030. Videre sørger muligheten for hydrogenproduksjon med elektrisitet, energilagring og økende grad av fleksibelt kraftforbruk for at fleksibiliteten i systemet øker. Av de norske prisområdene har NO5 også høyest kraftpris i 2040, men prisdifferansen til de andre norske prisområdene er mindre, under 1 EUR/MWh, med unntak av mot NO3. I NO3 er prisen 42,3 EUR/MWh.



Figur 2-4: Norske kraftpriser i hovedscenariet.

Produksjonskapasiteten for hydrogen er dels eksogent lagt inn med utgangspunkt i det THEMA kjenner til av planer i dag, og dels bestemt endogent i simuleringen av hovedscenariet.⁴ Endogene investeringer i hydrogen i Norge er ca. 1,2 GW i 2040.

⁴ Parametere som legges inn i modellen på forhånd, kalles eksogene, mens de parameterne som bestemmes av modellen gjennom optimaliseringsprosessen er endogene. Eksisterende og besluttet produksjonskapasitet legges f.eks. inn eksogent, mens modellen kan «beslutte» å bygge ut ytterligere kapasitet, dersom det er lønnsomt, endogent.

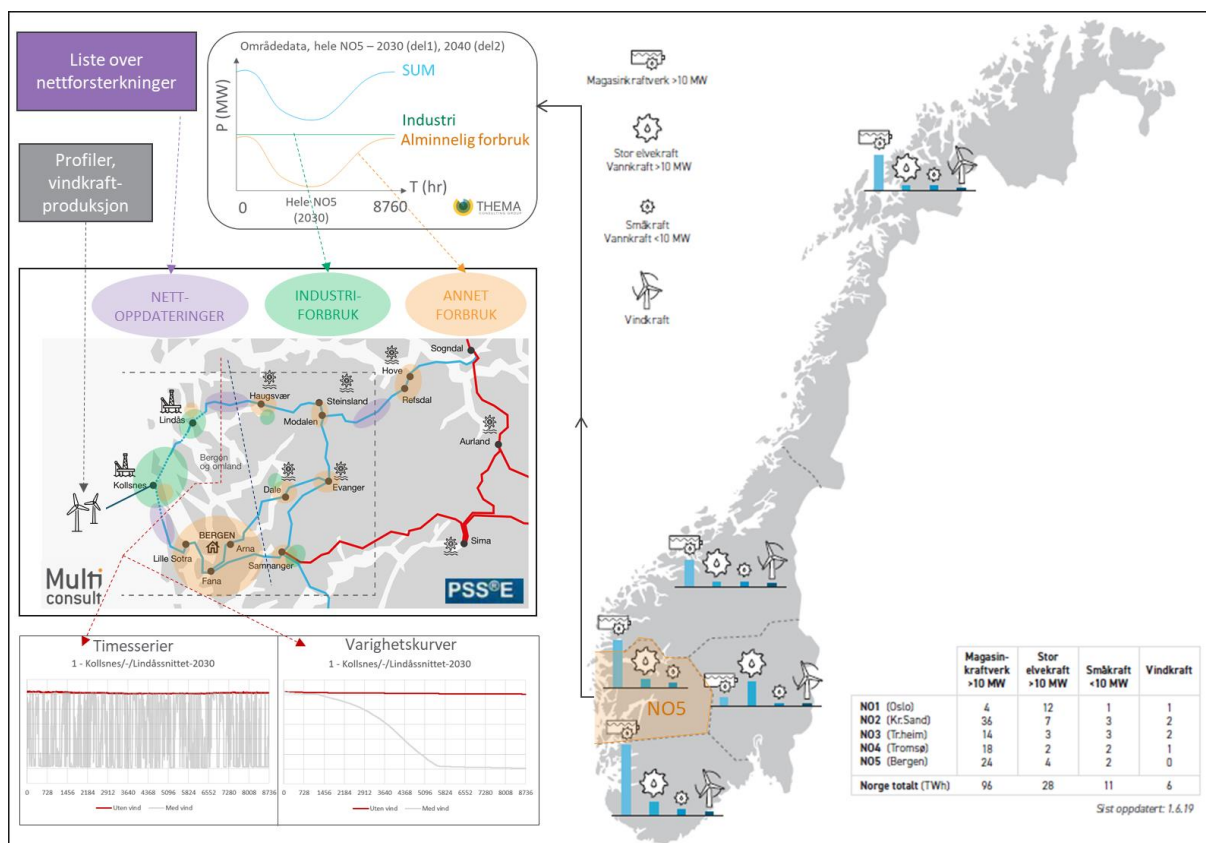
3 Metode

3.1 Teknisk nettanalyse

De tekniske nettanalysene er gjennomført ved at prognoser for forbruk og produksjon i NO5 er kombinert med en nettmodell av det norske kraftsystemet i programvaren PSS®E. Informasjon på områdenivå for NO5 er kombinert med mer detaljert nettinformasjon og beregnet overføringskapasitet fra PSS®E for å vurdere begrensninger i Bergensområdet og mot Kollsnes og Lindås. For å estimere forbruk og produksjon innenfor hvert av overføringssnittene i nettet er det benyttet en fordelingsnøkkel som tar utgangspunkt i det som er tilknyttet de ulike transmisjonsnettstasjonene i Statnetts nettmodell for det norske kraftsystemet (Norgesmodellen) i 2021.

Lastflytanalyser er utført for å kartlegge overføringskapasiteten i nettet i området i 2030 og 2040 ved intakt nett (omtales heretter som «N-0 kapasitet») og med én ledning utkoblet. Kapasiteten i nettet med den sterkeste ledningen i et snitt utkoblet omtales heretter som «N-1 kapasitet». Kapasitetsgrenser i kraftsystemet kan være å betrakte som kraftsensitiv informasjon. Til tross for at det som er funnet i denne analysen er kalkulererte kapasitetsgrenser 10-20 år frem i tid, med de begrensninger i resultatnøyaktighet som nevnt i dette kapittelet og i kapittel 2, er eksakte tallverdier derfor ikke angitt i denne rapporten.

Prognoser for forbruk og produksjon i NO5 fremkommer fra THEMAs kraftmarkedsmodell. Analysene belager seg på THEMAs såkalte Best Guess»-scenario, oppdatert i september 2021, som er deres basisscenario for fremtidig utvikling. I tillegg er også spesifikke større industriprosjekter hensyntatt etter avtale med oppdragsgiver. I Tabell 2-1 og kapittel 2.2 er forutsetninger for forbruk beskrevet nærmere. Metoden som er brukt i de tekniske nettanalysene er illustrert nedenfor i Figur 3-1.



Figur 3-1: Metodebeskrivelse, tekniske nettanalyser. Kartfigurer hentet fra energifaktanorge.no og Statnett.

3.1.1 Oppdatering av nettmodellen

Nettanalyser er utført i programvaren PSS®E, med utgangspunkt i ovennevnte Norgesmodell for 2021, versjon 06A. Nettmodellen i PSS®E er deretter oppdatert fra 2021 til 2030 som følger:

- Nettforsterkninger er inkludert i modellen basert på offentlig tilgjengelig informasjon om alle nettutviklingsplaner fram mot 2030 og 2040. Nettutviklingsplanene er listet i kap. 2.1.
- Alminnelig forbruk er justert til prognosert nivå i 2030 og 2040 i THEMAs kraftmarkedsmodell (se kap. 2.2). Prosentvis vekst er lagt inn likt for alt forbruk, utenom kraftkrevende industri, i hele NO5.
- Kraftkrevende industri er modellert basert på informasjon mottatt fra Equinor, se Tabell 2-1.
- Energiverk Mongstad tas ut av drift. Eksisterende aggregater G10 og G11 er derfor frakoblet i den oppdaterte nettmodellen.
- Vannkraftproduksjon øker marginalt i THEMAs prognoser. Dette er i liten grad relevant for nettanalyser i PSS®E ettersom økningen antas å komme øst for begrensende overføringssnitt mot Bergen, Kollsnes og Lindås. For kapasiteten inn til Bergen og omegn er dette dog mer relevant.
- I PSS®E er havvindkraftverket på 1,0 GW modellert som ett ekvivalent kraftverk, tilknyttet Kollsnes.
- Prognoser for havvind i 2030 for området utenfor Kollsnes (se kap. 2.2.2) i THEMAs kraftmarkedsmodell er benyttet for å fremskaffe timesterier for kraftproduksjon fra havvind. Som en sensitivitet er resultater også sammenlignet mot resultater ved å benytte timesterier mottatt fra Equinor, basert på vinddata for et punkt i havet utenfor Kollsnes.
- Timesterien for flyt over de ulike snittene i modellen oppdateres til å inkludere effekten av vindkraft. Det er antatt at innmatet vindkraft på Kollsnes er maksimalt 1 GW. I praksis vil det være noe tap i vindkraftverket og overføringen til land. Det er ved sammenstilling av timesterier også sett bort fra tapsreduksjoner i kraftnettet på land, som til en viss grad vil veie opp for dette.

3.1.2 Beregning av nettkapasitet

For å vurdere hvorvidt den prognoserte kraftflyten kan by på utfordringer beregnes nettkapasiteten i PSS®E ved intakt nett og ved enkeltutfall av alle ledninger på transmisjonsnettnivå i Bergen og omegn (området omhyllt av den grå, stiplede linjen i oversikten over nettet til venstre i Figur 3-1).

For å avdekke hvor stor overføringskapasitet nettet har er ikke alt nytt forventet industriforbruk lagt inn i modellen samtidig, det er i stedet lagt inn en last i nettstasjonen Kollsnes som økes i steg på 10 MW inntil en nettbegrensning oppstår. Produksjonen er tilpasset ved å legge inn tilsvarende effektproduksjon i Sogndal. Avvik mellom det som er lagt inn av produksjon og forbruk er fanget opp av produksjonsapparatet sør for NO5, hvor en av maskinene i Kvildal er benyttet som svingmaskin. Nettbegrensninger er antatt å oppstå dersom termisk begrensning på en ledning overskrides, eller dersom spenningen i området synker under tillatte grenser. For å ha noe sikkerhetsmargin pga. modellusikkerhet er beregnet overføringskapasitet rundet ned til nærmeste 10 MW.

Metoden for å beregne nettkapasitet er noe forenklet, og i praksis vil operative driftsgrenser i kraftsystemet ofte avvike fra beregnet nettkapasitet. Ettersom analysens formål ikke er å avdekke nøyaktig nettkapasitet i området, samtidig som den ser 10-20 år inn i fremtiden, er dette ansett som en akseptabel forenkling.

For å vurdere effekten av kraftproduksjon fra havvind er varighetskurvene for effektflyt over de ulike overføringssnittene, med og uten havvind, sammenlignet med overføringsgrensen ved intakt nett og alle utfallene som nevnt over. Sammenligningen resulterer i en vurdering av to parametere:

1. Forventet tid hvor kraftflyten er høyere enn kapasitetsgrenser i nettet.
2. Hvor mye høyere enn kapasitetsgrensene den forventede kraftflyten er, i gjennomsnitt, i denne tidsperioden.

Disse parameterne inngår som informasjon til den samfunnsøkonomiske vurderingen.

3.1.3 Vurderte overføringssnitt

Figur 1-1 i introduksjonskapittelet viser det geografiske området for analysen og overføringssnitt som er relevante å vurdere. Overføringssnittene indikert i figuren er:

1. Kollsnes-/Lindåssnittet.
2. Bergenssnittet.
3. Bergen og omegn, som definert i [1]

I denne analysen er det antatt at forbruk kobles ut ved feil i nettet, mens spesialregulering av produksjon for å avlaste snittutfordringer ikke er vurdert. Mellom Bergenssnittet og snitt 3 – *Bergen og omegn*, ligger det tilgjengelig et produksjonsapparat med regulerbar vannkraft som vil kunne avlaste Bergen og omegn-snittet ved behov. Hvorvidt forbruket i timer med kapasitetsbegrensninger i dette snittet vil kunne dekkes av lokal vannkraft vil være avhengig av produksjonsmønster og driftsbilde. En slik vurdering krever ytterligere analyser av virkemidlene systemansvarlig har til rådighet. Kapasitetsgrenser over «snitt 3» vil også i større grad enn for snittene lenger vest avhenge av hvor i systemet kraften kommer fra og eventuell transitt igjennom området. Kapasitet over «Bergen og omegn-snittet» og vindkraftens innvirkning på denne er derfor holdt utenfor denne rapporten. Vest for Bergenssnittet («snitt 2») er det kun marginale mengder produksjon. Begrensningene som er beskrevet ovenfor for Bergen og omegn-snittet er dermed ikke gyldige for Kollsnes-/Lindåssnittet og Bergenssnittet. Analysene antas å gi en god representasjon av forholdene i denne delen av analyseområdet.

3.2 Vurdering av avbruddskostnader

Vurderingene av endringene i de forventede avbruddskostnadene gjøres på grunnlag av de tekniske nettanalysene, supplert med data om feilstatistikk og KILE-satser. Varighetskurvene utarbeidet i den tekniske nettanalysen vil gi et estimat for hvor lang tid i løpet av et år en feil vil medføre et avbrudd, samt estimert forventet avbrutt effekt dersom en feil inntreffer. Disse vil ligge til grunn for å beregne forventede endringer i avbruddskostnader under ulike forutsetninger.

Offentlig tilgjengelig feilstatistikk som gir et landsgjennomsnitt for antall feil per år i ulike komponenter i transmisjonsnettet blir benyttet i vurderingen [6]. Forventet feilrate er oppgitt med enheten «feil per 100 kilometer per år». For kablene og linjene som inngår i snittene beskrevet i den tekniske analysen vil den forventede feilraten justeres for lengden på delstrekningen, slik at feilraten benyttet i arbeidet vil være på formen «feil per år» på komponenten.

NVEs kalkyleverktøy for beregning av avbruddskostnader oppgir veiledende varighet for forbigående og varige feil. Disse utetidene er basert på innrapporterte tall fra nettselskap og utetider fra FASIT, og vil bli benyttet for å beregne avbruddskostnadene i analysen.

Avbruddskostnader er gitt i *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff*⁵. Det antas at all avbrutt effekt ved en feil i nettet kompenseres ved utkobling av kundegruppen *industri med eldrevne prosesser*. Det vil si at utkobling av forbruk gjøres på

⁵ https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_4-3#%C2%A79-2

Kollsnes for å opprettholde forsyningen til andre kunder. Selv om dette er en forenkling, er forbruket på Kollsnes av en karakter som gjør tilnærmingen tilfredsstillende for denne analysen. Industri med eldrevne prosesser har ingen korreksjonsfaktor for måned, dag eller klokkeslett, slik at kostnaden for ikke levert energi kun vil være avhengig av avbruddsvarigheten. Kostnadsfunksjonen for denne kundegruppen skiller på om avbruddsvarighet er kortere eller lengre enn fire timer. Dermed vil kostnadsfunksjonene under bli brukt, hvor t er avbruddsvarigheten angitt i timer:

$$(1) \text{ Kostnad ved avbruddsvarighet under 4 timer } \left[\frac{\text{NOK}}{\text{kW}} \right] = 55,1 + 3,1 * t$$

$$(2) \text{ Kostnad ved avbruddsvarighet over 4 timer } \left[\frac{\text{NOK}}{\text{kW}} \right] = 102,3 + 3,1 * t$$

Kostnadsfunksjonen i forskriften er angitt i 2017-kroner. De månedlige konsumprisindeksene fra SSB⁶ vil bli benyttet for å omgjøre kostnadene til 2021-kroner. Det vil bli lagt til grunn en KPI-justering på 10,2 % fra 2017-kroner for denne justeringen.

Ved å se de overnevnte komponentene i sammenheng estimeres forventede avbruddskostnader, for ulike scenarier i 2030 og 2040.

3.3 Kraftmarkedsmodellering

For å vurdere markedseffektene ved å tilknytte produksjon fra ny havvind ved Kollsnes, simuleres ulike varianter av hovedscenariet i 2030 og 2040 (se avsnitt 2.5). I variasjonene antas tilknytning av 1, 2, 3 eller 4 GW ny havvind i NO5, mens alt annet holdes likt hovedscenariet.

For å analysere markedsvirkningene i ulike værår (variasjoner i vanntilsg og vindforhold) er det også gjort simuleringer med data fra de fire historiske værårene 1990, 1996, 2000 og 2010 for hovedscenariet og tilfellet med tilknytning av 4 GW ny havvind i NO5.

3.3.1 Kraftmarkedsmodellen TheMA

I markedsanalysen brukes kraftmarkedsmodellen TheMA. TheMA er en fundamental modell, noe som vil si at kraftmarkedet simuleres med en bottom-up-tilnærming der markedslukevektene beskriver produksjon fordelt på anleggstyper, kraftetterspørsel, handelsflyt mellom prisområder m.m. Prisområdeinndelingen i modellen gjenspeiler dagens inndeling i prisområder. I tillegg til NO5 er Norge inndelt i 4 prisområder (NO1 i Øst-Norge, NO2 i Sør-Norge, NO3 i Midt-Norge og NO4 i Nord-Norge). Prisområdeinndelingen gjenspeiler grensesnitt i nettet der det systematisk oppstår flaskehalser (såkalt strukturelle flaskehalser). Når flaskehalser oppstår mellom prisområdene, justeres markedsprisene slik at det oppnås markedslukevekt uten av overføringskapasiteten overskrides.

Modellen dekker store deler av det integrerte europeiske kraftsystemet med full timesoppløsning. Det tas hensyn til særpreg ved de ulike delene av markedet. For produksjon er det brukt relevante profiler for brenselpriser, vanntilsg, vind, sol osv., i tillegg til tekniske parametere som virkningsgrader, oppstarts- og stoppkostnader m.m. På etterspørselssiden deles kraftforbruk inn i ulike kategorier med egne forbruksprofiler. Deler av forbruket er også fleksibelt, slik at det kan kobles ut i timer med høye priser. Videre er det implementert sektorkobling, der kraft kan brukes til å produsere grønt hydrogen (power-to-gas, P2G) eller hydrogen til å produsere kraft (gas-to-power, G2P). Resultatene er et resultat av matematisk optimering, og bruker metoder som gjenspeiler måten prisen bestemmes i kraftmarkeder i virkeligheten.

⁶ <https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/konsumpriser/statistikk/konsumprisindeksen>

3.3.2 Endringer i samfunnsøkonomisk overskudd

Basert på markedssimuleringene vurderes endringer i samfunnsøkonomisk overskudd. Det fokuseres dermed på endringer sammenlignet med hovedscenariet, og ikke totalnivået for samfunnsøkonomisk overskudd.

I denne sammenhengen defineres samfunnsøkonomisk overskudd som summen av produsentoverskudd, konsumentoverskudd og flaskehalsinntekter. Produsentoverskuddet er definert som inntektene til kraftprodusentene. Ved vurderingen av samfunnsøkonomiske virkninger på det norske kraftmarkedet ellers er det inntektsendringene til eksisterende kraftprodusenter, og ikke de nye anleggene som er relevante. Vi analyserer med andre ord hvordan produsentoverskuddet til øvrig kraftproduksjon påvirkes av økt havvindproduksjon og vurderer ikke lønnsomheten av havvindproduksjonen som sådan. Konsumentoverskuddet reflekterer et tilsvarende overskudd for konsumentene som kommer av at de har en høyere betalingsvilje for sitt kraftforbruk enn det de betaler i markedet. Også her vurderes ikke absolutte tall, men endring i konsumentoverskudd i form av økt eller redusert samlet kostnad for konsumentene.

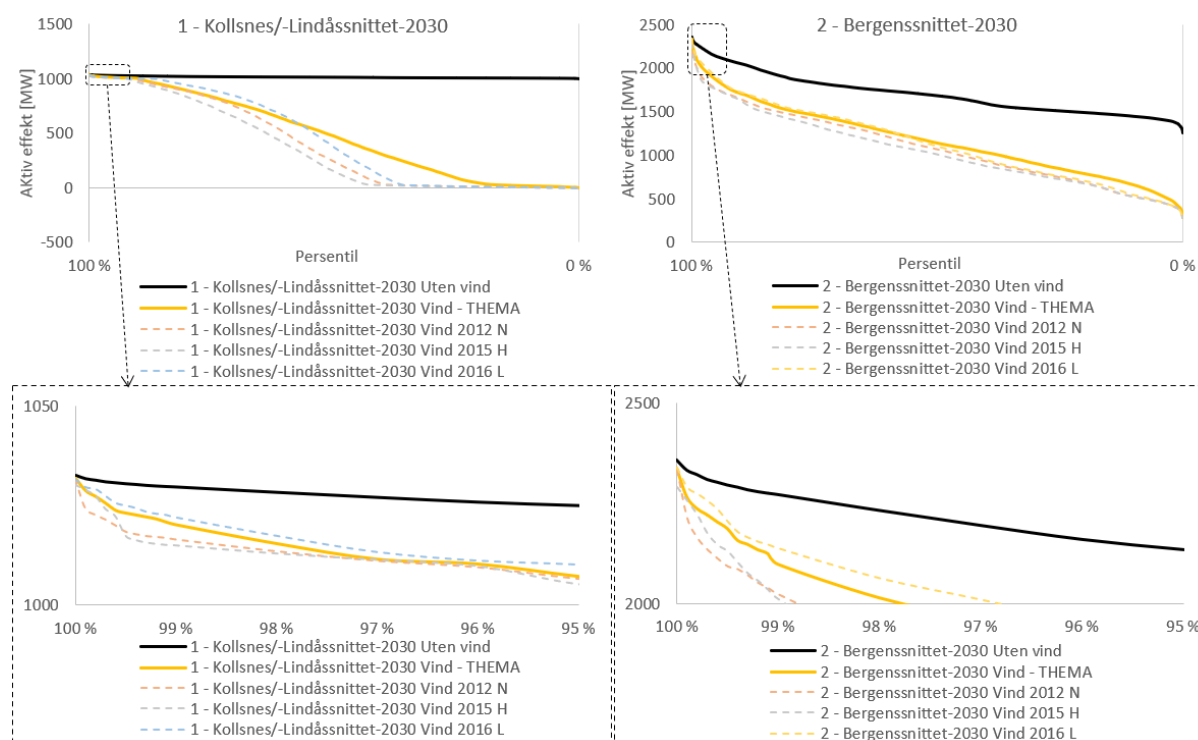
Både produsent- og konsumentoverskuddet påvirkes av prisendringer. Flaskehalsinntektene påvirkes av endringer i prisforskjellene mellom prisområder og hvor mye kraft som utveksles, og består både av flaskehalsinntekter mellom prisområder internt i Norge og flaskehalser for norske utenlandsforbindelser. Det er antatt at halvparten av flaskehalsinntektene på utenlandsforbindelsene tilfaller Norge (Statnett).

4 Tekniske nettanalyser

Tekniske nettanalyser er utført for å fordele prognoser på områdenivå på de konkrete nettstasjonene i området, samt kartlegge hvorvidt denne utviklingen kan medføre brudd på kapasitetsgrenser i nettet. Ved å fordele last og produksjonsprognosene på nettstasjonene kan kraftflyt over overføringssnittene definert i kap. 1.2 og 3.1.3 estimeres, og ved å overvåke termisk overføringskapasitet i ledninger samt spenningsforhold i nettstasjonene i området kan kapasiteten i nettet beregnes for ulik grad av nettutvikling. Informasjon om disse to punktene benyttes i beregning av forventede avbruddskostnader (kap. 5).

4.1 Estimert kraftflyt 2030

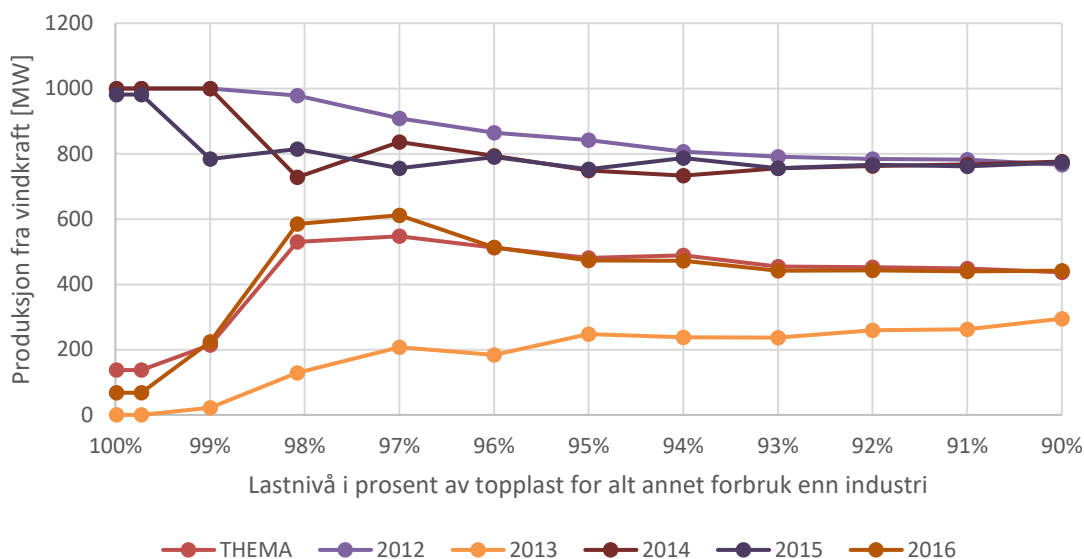
Basert på metoden beskrevet i Figur 3-1 i kapittel 3.1, er varighetskurver for kraftflyt for 2030, uten og med 1 GW offshore vindkraft, estimert som vist i Figur 4-1. Merk at x-aksen er gitt som persentil. «x-persentil»-verdien tilhørende en viss prosentsats på x-aksen betyr at verdien er lavere enn dette i x prosent av tiden.



Figur 4-1: Estimerte varighetskurver for effektflyt på Bergenssnittet og Kollsnes-/Lindåssnittet med og uten vindkraft, 2030.

Ved å studere kurvene ser man at for de benyttede forbruks- og produksjonsprofilene er det slik at alle vindseriene har noe produksjon i timene med høyest forbruk. Dette kan sees ved at det ikke er noen overlapp mellom kurvene med og uten vindkraft.

Figur 4-2 viser produksjon fra offshore vindkraft i gjennomsnitt i timer med høyt lastnivå i området. 100%-verdien i figuren er registrert produksjon i toppplasttimen, mens for eksempel 95% verdien er gjennomsnittlig produksjon i alle driftstimer hvor lastnivået fra all annen last enn det konstante industriforbruket er likt eller høyere enn 95% av sitt toppplastnivå. Figuren viser at det varierer i hvor stor grad vindkraften bidrar til å dekke toppplasttimen, men at den i gjennomsnitt produserer anseelig mengde effekt i timer med høyt forbruk i Bergen og omegn.



Figur 4-2: Gjennomsnittlig produsert effekt fra offshore vind i vindprofiler fra THEMA og Equinor (2012-2016) i timer med lastnivå lik eller høyere enn vist på x-aksen

For Kollsnes-/Lindåssnittet er kraftflyten dominert av flatt industriforbruk. Effekten av at det er godt samsvar mellom den tidsvarierende vindkraftproduksjonen og det tidsvarierende forbruket i regionen er dermed liten for dette snittet. Mer interessant er kurvene for Bergenssnittet. Sammenstillingen av prognosert forbruk og prognosert vindkraft indikerer at vindkraften vil kunne avlaste Bergenssnittet med en anseelig effektmengde i svært mange driftstimer.

Avlastningen i Bergenssnittet er noe overraskende ettersom høyt forbruk vintertid normalt sammenfaller med kaldt vær og høytrykk, som igjen er korrelert med lav vind og lav produksjon fra vindkraft. Med variabel fornybar kraftproduksjon fra vindkraft er det alltid en risiko for at det ikke er tilgjengelig effekt når man trenger den. Dersom det kan vise seg at denne risikoen statistisk sett er lav, og offshore vindkraft kan ha et betydelig bidrag også i typiske tunglasttimer i Bergensregionen, vil dette kunne være en god støttespiller for ytterligere forbruksutvikling i området og ta ned risikoen for kostbare avbrudd på grunn av begrenset nettkapasitet. Det vil være behov for grundigere analyser for å konkretisere i hvor stor grad offshore vindkraft ikke bare gir et bidrag til energibalansen i området, men også til forsyningssikkerhet i de ovennevnte tunglasttimene. Å se på vindkraft i kombinasjon med lagring og fleksibilitetsløsninger vil være en naturlig videreføring av slike vurderinger.

4.2 Lastflytanalyser for 2030

Det er funnet at N-0 kapasiteten i nettet er tilstrekkelig for å forsyne den analyserte forbruksveksten i 2030, men selv med de nettførsterkningene som er lagt inn i 2030-modellen viser lastflytanalyser at nettet i området ikke har god nok N-1 kapasitet til å kunne tilknytte hele den prognoserte forbruksøkningen. I tillegg til å finne N-0 kapasitet og den dimensjonerende N-1 kapasiteten på overføringsnettene, er overføringskapasiteten funnet ved feil på hver enkelt av ledningene i området «Bergen og omegn».

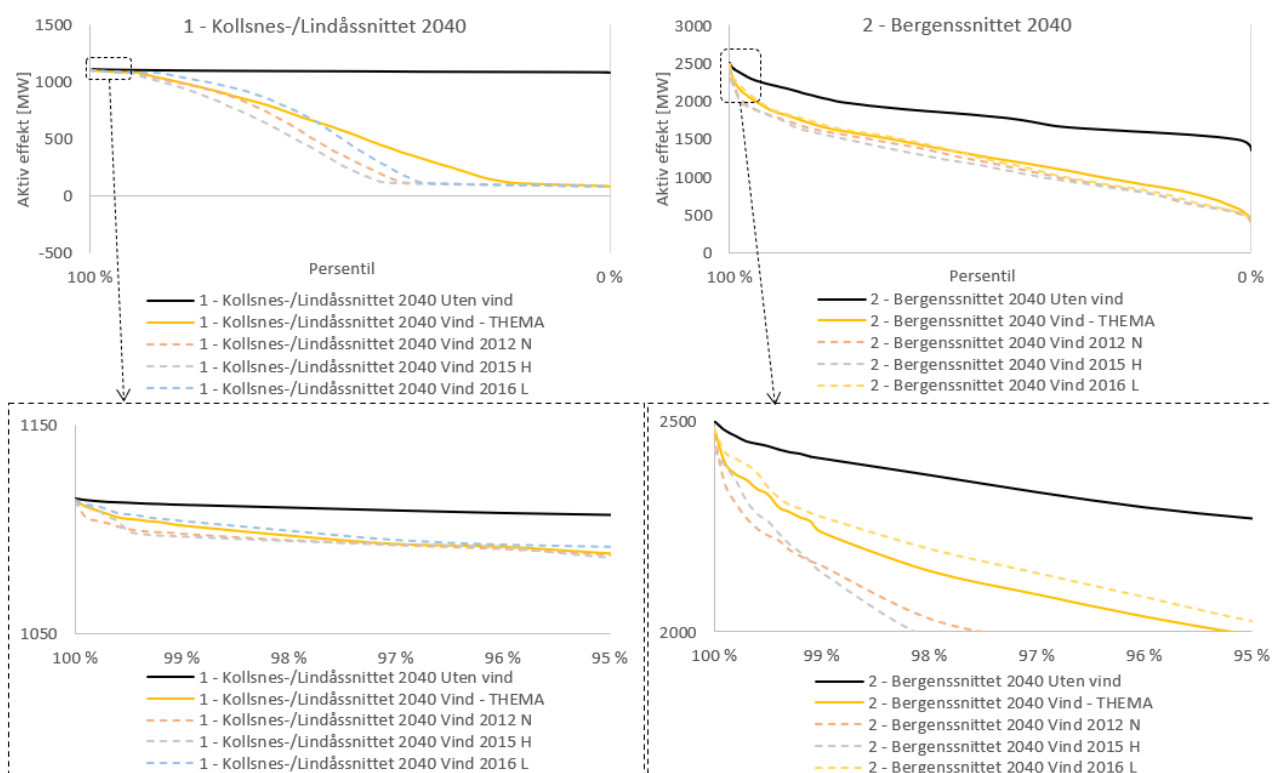
Tiden hvor forventet kraftflyt ligger over N-1 kapasiteten i nettet reduseres drastisk, fra 100% av tiden til 42%, gitt THEMA's vindserie. Med Equinors vindserier varierer tiden fra 32% (høy vind) til 43% (lite vind). Det er ikke bare dimensjonerende utfall som gir overlast. Det er i utfallanalysen sett på utfall av over 30 linjer og kabler i området. I analysene gir 41 % av utfallene brudd på kapasitetsbegrensninger. Dette er likt både med og uten vindkraft, men gjennomsnittlig andel av tid

hvor et utfall gir avbrudd for disse ledningene reduseres fra 93% av tiden til 30% av tiden (høy vind: 23%, lite vind: 32%).

I analysene for 2030 er det lagt til grunn at spenningsregulerende utstyr er inkludert som en del av oppgraderingen av strekningen Sogndal-Modalen-Kollsnes, og at spenningsbegrensning ved mating av effekt nordfra ikke er en utfordring. Ved utkoblinger som medfører at alt forbruk på Kollsnes må forsynes fra 300 kV sørfra er det, gitt denne antagelsen, observert at termisk overlast slår inn før spenningsbegrensninger. Det er derfor kun termisk overlast som er rapportert på i analysen. Det er benyttet en grenseverdi på 100 % av termisk vinterkapasitet på ledninger og kabler i analysen, og nettbegrensninger er antatt å oppstå dersom termisk begrensning på en ledning eller kabel overskrides. For ledninger i eksisterende nett er det benyttet de kapasitetsgrenser som ligger i Statnetts Norgesmodell, uendret. Det er ikke gjort noen vurdering av hvorvidt det er endepunktskomponenter eller selve kablen/ledningen som bestemmer kapasiteten på en gitt forbindelse mellom to nettstasjoner.

4.3 Estimert kraftflyt 2040

Kraftflyten i 2040 er høyere enn i 2030. Industrilasten i hovedscenariet for 2040 er 80 MW høyere enn i 2030, og aktiv effekt fra annet forbruk er om lag 5 % høyere enn i 2030. Dette gir estimerte varighetskurver som illustrert i Figur 4-3. Vindseriene som er benyttet er uendret fra det som er lagt til grunn for tilsvarende 2030-figur i Figur 4-1. Effekten av samme mengde vindkraft blir dermed mer eller mindre den samme i 2040 som i 2030.



Figur 4-3: Estimerte varighetskurver for effektflyt på Bergenssnittet og Kollsnes-/Lindåssnittet med og uten vindkraft, 2040, hovedscenariet.

I sensitivitetscenariet med økt forbruk fra nye verdikjeder er det lagt til 650 MW økt forbruk på Kollsnes, flatt over hele året, i tillegg til det som er vist over i Figur 4-3. Det er ikke vist nye varighetskurver for dette ettersom dette kun vil medføre at alle kurvene løftes 650 MW høyere opp på ordinataksen («y-aksen»).

4.4 Lastflytanalyser for 2040

4.4.1 2040 Hovedscenario

Lastflytresultatene for 2040 indikerer at med de nettførsterkningene som ligger til grunn vil det ikke oppstå avbruddkostnader på grunn av enkeltutfall i nettet, selv uten tilknytning av vindkraften. Det kan bli behov for spesialregulering av vannkraften for å overholde kapasitetsgrenser inn til Bergen og omegn, men dette er ansett å være utenfor analysens omfang.

4.4.2 2040 – sensitivitet 1: 2040-lastnivå i 2030-nett

Uten ytterligere nettførsterkninger etter det som er lagt til grunn for 2030 vil forventede avbrudd for 2040 øke ettersom nettkapasiteten er uendret, mens lastnivået er noe høyere.

Oppdaterte lastflytresultater for 2040 - sensitivitet 1 (2030-verdier i parentes) viser at tiden hvor forventet kraftflyt ligger over N-1 kapasiteten i nettet reduseres drastisk ved tilknytning av 1 GW vindkraft, fra 100% (100%) av tiden til 48% (42%), gitt THEMAs vindserie. Med Equinors vindserier varierer tiden fra 36% (32%) ved høy vind til 45% (43%) ved lite vind.

Som også nevnt for 2030-analysene er det ikke bare dimensjonerende utfall som gir overlast. Det er i utfallsanalysen sett på utfall av over 30 linjer og kabler i området. I analysene gir 50% (41%) av utfallene brudd på kapasitetsbegrensninger. Dette er likt både med og uten vindkraft, men gjennomsnittlig andel av tiden hvor et utfall gir avbrudd for disse ledningene reduseres fra 100% (93%) av tiden til 31% (30%) av tiden med THEMAs vindserie. Tilsvarende tall for sensitiviteter med høy og lav vindkraftproduksjon er henholdsvis 24% (23%) og 34% (32%).

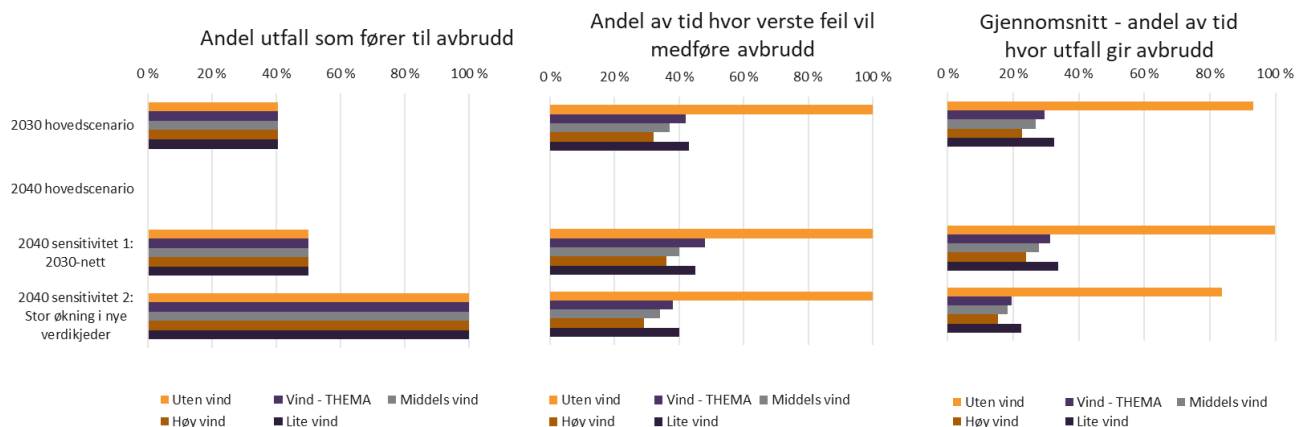
4.4.3 2040 – sensitivitet 2: Stor vekst i nye verdikjeder

I dette sensitivitetsscenariet er nettet uendret sammenlignet med 2040 hovedscenario, mens forbruket er økt med 650 MW for å representere potensialet i nye verdikjeder. Tiden hvor forventet kraftflyt ligger over N-1 kapasiteten i nettet reduseres fra 100% til 38% med 1 GW vindkraft. Med Equinors vindserier varierer tiden fra 29% ved høy vind til 40% ved lite vind.

Med stor vekst i nye verdikjeder tilknyttet Kollsnes blir det totale lastnivået så høyt at alle utfall kan forventes å gi avbrudd, selv med planlagte nettoppgraderinger frem til 2040. Dette gjelder både med og uten vindkraft hensyntatt. Nettkapasiteten ved intakt nett er dog god nok til å håndtere lastnivået i alle driftstimer. Gjennomsnittlig andel av tid hvor et utfall gir avbrudd for de studerte ledningene reduseres fra 84% uten vindkraft til 20% med 1 GW vindkraft (15-22% i sensitivitetene med høy og lav vindkraftproduksjon).

4.5 Resultater fra teknisk nettanalyse

Resultatene fra den tekniske nettanalysen er oppsummert nedenfor i Figur 4-4.



Figur 4-4: Resultater fra teknisk nettanalyse – oppsummert

Hovedtrekk i utfallsanalysene er at:

- N-0 kapasiteten i nettet er tilstrekkelig for å forsyne den analyserte forbruksveksten i alle studerte scenario.
- N-1 kapasiteten i nettet er ikke tilstrekkelig til å forsyne den analyserte forbruksveksten i 2030, selv med 420 kV mellom Modalen og Kollsnes og forsterkning av kabelforbindelser lengst vest i området. 1 GW vindkraft bidrar til å redusere tiden hvor utfall av ledninger eller kabler i nettet gir avbrudd med mellom 60 og 70%, men tar den ikke ned til null.
- N-1 kapasiteten i nettet etter bygging av en ny ledning til Kollsnes er god nok til å håndtere det som i denne analysen er lagt til grunn som prognosert forbruksvekst frem mot 2040. I sensitivitetsscenarier med forsinket nettutvikling eller stor forbruksvekst vil effekten av vindkraft være som for 2030 – antallet kritiske driftstimer reduseres betydelig.

Analysene i denne rapporten antyder at det kan være en god korrelasjon mellom vindkraftproduksjon og tunglasttimer i Bergensområdet. Det er ikke avdekket utfordringer med spenningsforhold i nettområdet i 2030-analyser, men dette er basert på at det blir installert tilstrekkelig reaktiv kompensering i området ved nettforsterkninger mot Kollsnes. For 2040 vil dette avhenge av hvordan nettforsterkninger designes.

Moderne vindkraftverk med fullfrekvensomformere kan designes for å levere og trekke reaktiv effekt også når kraftverkene er ute av drift. Det kan også være at det som en del av tilknytningsprosessen for et eventuelt vindkraftverk stilles krav om utstyr for å regulere reaktiv effekt i tilknytningspunktet på Kollsnes. Det kan være fordelaktig å koordinere dette med nettselskaper for å utnytte ressursene på best mulig vis. Dersom reaktiv effekt skal leveres fra turbinene vil det fordre at sjøkabelen og turbinene er spenningssatt.

5 Vurdering av avbruddskostnader

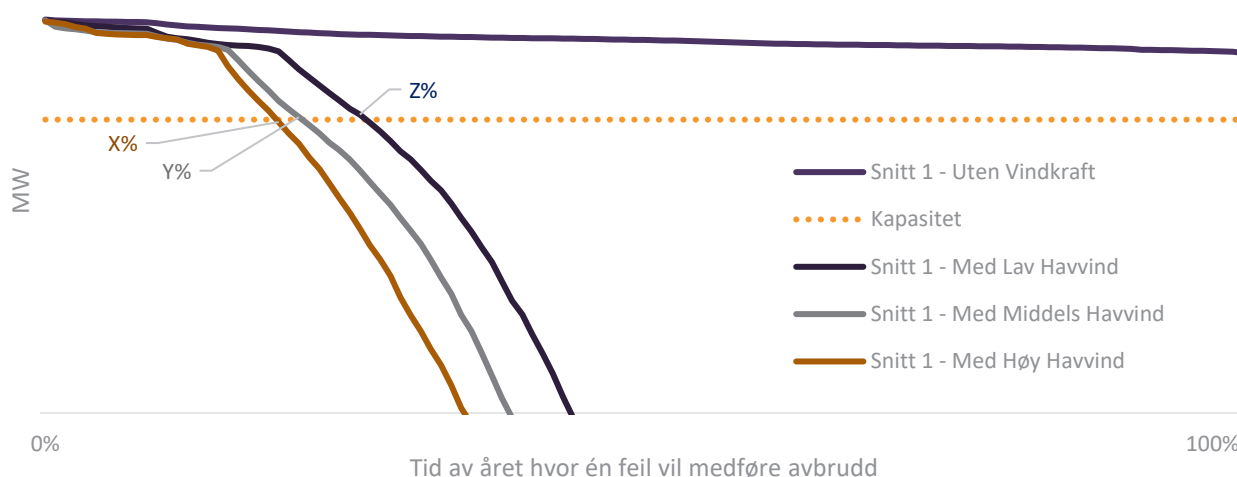
Basert på metoden skissert i kapittel 3.2 er endringer i de forventede avbruddskostnadene estimert. Slik det kommer frem av den tekniske nettanalysen er det i dag et tungt belastet kraftnett som forsyner Bergensområdet med strøm. Det er planlagt oppgradering av kraftnettet i årene mot 2030 og 2040, men avhengig av forbruksutviklingen i samme periode vil forsyningen fortsatt kunne være sårbar for langvarige utfall av kraftledninger eller andre komponenter i kraftsystemet. Statnett skriver at om mer forbruk hadde blitt tilknyttet uten å gjøre tiltak, ville det manglet N-1 forsyningssikkerhet på nesten alle forbindelser i Bergen og omland. Nåverdien av de forventede avbruddskostnadene hadde vært over 2 milliarder kroner dersom industriforbruk måtte kobles ut ved feil eller vedlikehold [1].

Med utbygging av havvind vil Bergensområdet forsynes fra «begge sider», slik at ny produksjon vil kunne avlaste kraftnettet i anstrengte situasjoner. Vindkraften kan redusere flaskehalsene inn til området, men blåser ikke nødvendigvis i de timene hvor behovet for kraftoverføring er størst. For å kunne anslå hvor mye 1,0 GW havvind kan avlaste nettet gjennom året, er endringene i forventede avbruddskostnader blitt analysert.

5.1 Antall timer med N-0 drift og forventet avbrutt effekt

De tekniske analysene av kraftflyten i Bergensområdet med og uten vindkraft, i 2030 og 2040, er benyttet for å vurdere hvor lang tid en feil er forventet å medføre avbrudd, samt hvor høy effekt som vil måtte kobles ut dersom feilen inntreffer.

Ved å sammenstille varighetskurvene presentert i kapittel 4 er det beregnet hvor lang tid de ulike snittene vil ligge med N-0 gjennom året, som illustrert i Figur 5-1. Figuren viser hvordan kraftflyten på «Snitt 1» vil bli driftet med N-0 sett mot kapasiteten angitt som «Kapasitet». N-0 drift vil tilsa at verste enkeltfeil i kraftnettet vil medføre avbrudd i kraftforsyningen. Uten vindkraften vil en feil på en linje i dette driftsbilde medføre redusert forsyning i alle årets timer. Med gradvis økt vindkraft avtar antallet timer med redusert forsyningssikkerhet, fra Z% med «Lav Havvind» til X% med «Høy Havvind».



Figur 5-1: Illustrasjon av hvor stor tid av året en feil vil medføre avbrudd, samt avbrutt effekt.

Den antatte avbrutte effekten, forbruksutkoblingen, er beregnet som den gjennomsnittlige effekten ikke levert i de timene en feil vil medføre avbrudd. Systemansvarlig vil kunne koble ut forbruk etter behov i de situasjonene hvor en feil i nettet oppstår. Avhengig av når feilen inntreffer kan avbruddskostnaden bli både høyere og lavere enn antagelsen benyttet i disse analysene, men i et

gjennomsnittsår legger vi til grunn en avbruddskostnad basert på en gjennomsnittlig effekt som må kobles ut. Slik er antakelsen med gjennomsnittlig effekt en forenkling av virkelighetsbildet.

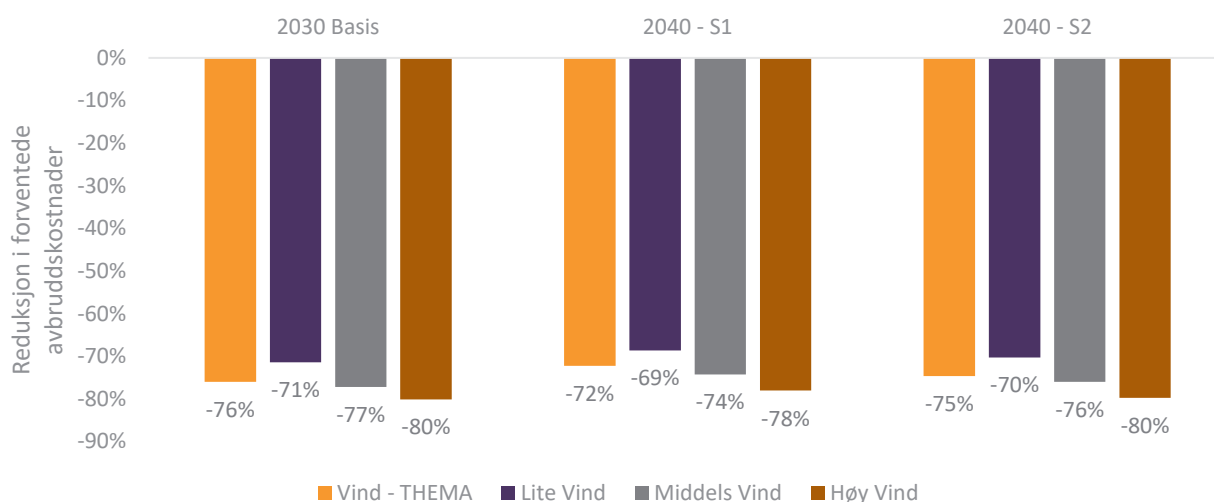
Figur 4-4 oppsummerer funnene knyttet til reduksjon av antallet timer i året hvor flyten er utenfor kapasitetsbegrensningene. Den skisserte nedgangen i timer med N-0 drift grunnet vindkraftproduksjonen kan forstås som styrket forsyningssikkerhet, da tiden hvor en feil kan forårsake fravær av levert energi forkortes.

Både nedgangen i forventet tid utenfor kapasitetsgrenser og gjennomsnittlig avbrutt effekt er ventet å være størst i 2040-scenariet med forsinket nettutvikling. I motsatt ende er effekten av ny havvind minst i 2040 hovedscenariet hvor nettet er tilstrekkelig utbygd og det er ventet at forsyningssikkerheten er godt ivaretatt.

5.2 Endring i forventede avbruddskostnader

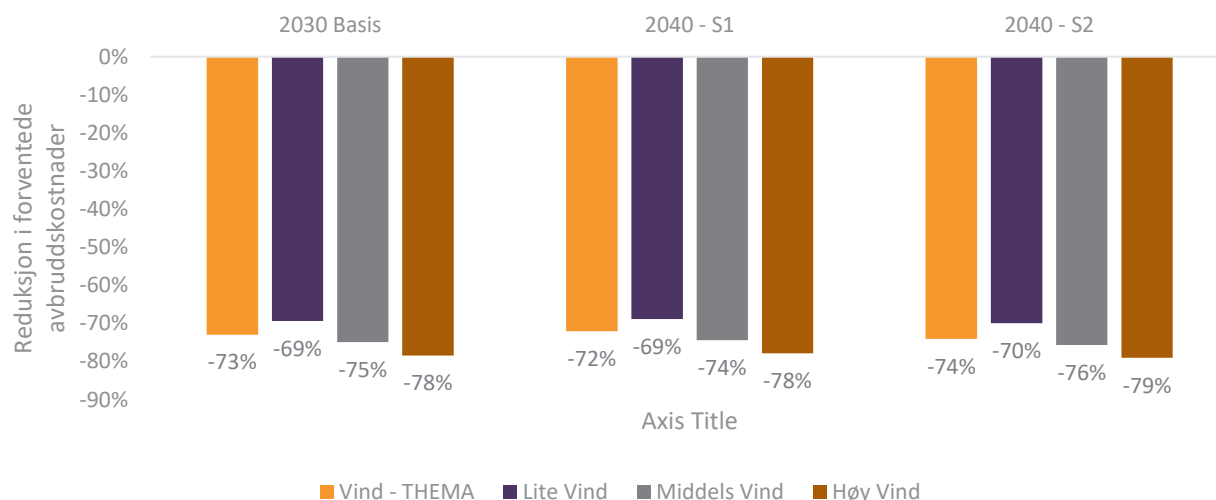
Forventet feilsannsynlighet og utetider for kabler, linjer og transformatorstasjoner oppgitt i Tabell 2-2, gir en beregning av hvor ofte en komponent er forventet å feile i de analyserte kraftsystemene i 2030 og 2040. På grunnlag av de tekniske analysene beregnes hvor lenge denne feilen vil medføre kapasitetsbegrensning. Det er særlig i periodene der det er redusert forsyning til Bergensområdet fra kraftlinjene øst for snittene at vindkraft produsert utenfor kysten vil kunne forsyne området og redusere forventede avbruddskostnader forbundet med utetider i kraftnettet.

Ved å multiplisere forventet feilrate, feilvarighet, avbrutt effekt, andel timer med N-0 og kostnadsfunksjonen er endringene i forventede avbruddskostnader estimert, både for varige og forbigående feil. Vindkraftproduksjon vest for Bergensområdet vil øke andelen timer gjennom året hvor området driftes med N-1⁷ og N-2, slik at om det skulle oppstå en feil i nettet vil lasten fortsatt kunne forsynes i flere timer om den nye havvinden produserer, sammenliknet med en situasjon uten ny havvind. Forsyningssikkerheten vil dermed styrkes og systemet blir mindre sårbart for utfall av enkeltlinjer. Med færre timer med N-0 drift reduseres antallet timer en feil i en komponent vil kunne medføre avbrudd, slik at den forventede avbruddskostnaden faller i takt med økt vindkraftproduksjon i kraftsystemet.



Figur 5-2 Estimert reduksjon i forventede avbruddskostnader ved **varige feil**, for ulike vindkraft-, nettutvikling-, og forbruksutviklingsscenarier sammenliknet scenariet uten vindkraft tilknyttet Kollsnes.

⁷ N-X-drift: Nettet tåler utfall av X komponenter uten at det medfører avbrudd, se definisjoner i begynnelsen av rapporten.



Figur 5-3 Estimert reduksjon i forventede avbruddskostnader ved **forbigående feil**, for ulike vindkraft-, nettutvikling-, og forbruksutviklings-scenarier sammenliknet scenariet uten vindkraft tilknyttet Kollsnes

Analysene viser at de forventede avbruddskostnadene i 2030, både for varige og forbigående enkeltfeil i nettet, kan reduseres med 70-80% per år, sammenliknet med scenariet uten vindkraft tilknyttet Kollsnes. Utfallsrommet i den estimerte endringen er avhengig av om det blåser mye eller lite det året. I 2040 hovedscenariet indikerer analysen at nettet er forsterket ytterligere, slik at det ikke oppstår avbruddskostnader grunnet enkeltutfall i utgangspunktet. Med denne nettkonfigurasjonen blir det dermed ingen endringer i avbruddskostnadene med vindkraft tilknyttet Kollsnes, ettersom en feil ikke medfører utfall og de forventede avbruddskostnadene allerede er null.

I sensitivitetene i 2040 fremkommer det at forventede avbruddskostnader er ventet å øke, både uten de planlagte nettforsterkningene mellom 2030 og 2040 (2040 S1) og med en forbruksøkning ved stor vekst i nye verdikjeder (2040 S2). Ved produksjon av 1,0 GW havvind utenfor kysten vil imidlertid de forventede avbruddskostnadene reduseres med 70-80% per år avhengig av vindkraftscenariene som legges til grunn.

6 Påvirkninger på kraftmarkedet

I dette kapitlet presenteres resultatene av analysen av markedseffekter av å tilknytte ulike mengder havvind til det norske kraftnettet i NO5.

6.1 Preiseffekter

6.1.1 Normalår

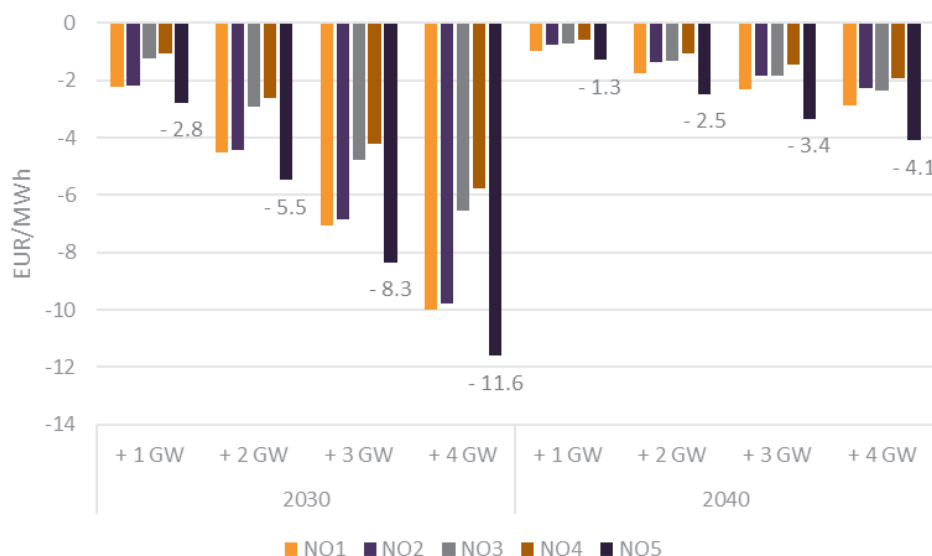
Kraftproduksjon og -forbruk påvirkes av værforholdene og varierer betydelig fra år til år. Derfor er det vanlig å gjøre analyser av markedsutviklingen framover med utgangspunkt i et nærmere definert «normalår». Normal vannkraftproduksjon defineres av NVE på basis av statistikk for de siste tre tiårene. Dagens normalår er basert på perioden 1981-2010. For vindkraft og solkraft tar modellsimuleringene utgangspunkt i totalproduksjon og produksjonsprofiler fra 2016. NVEs anslag for normalårsforbruk er basert på statistikk for forbruk og temperaturer.

Figur 6-1 viser hvordan de norske områdeprisene påvirkes ved ulik grad av tilknytning av havvind i NO5.

- En første observasjon er at prisene i alle områdene reduseres av at havvindproduksjonen øker.
- En andre observasjon er at prisene reduseres mest i NO5.
- En tredje observasjon er at prisene mellom prisområdene utjevnes og at med økende mengder havvind blir prisene i NO5 lavere enn i NO1 og NO2.

Generelt viser resultatene at den økte produksjon i 2030 reduserer prisene betydelig i alle de norske prisområdene. Det tyder på at den største priseffekten kommer av økt produksjon og økt kraftoverskudd, og ikke av lokaliseringen (tilknytningen) av den økte produksjonen.

NO5 har den høyeste områdeprisen i utgangspunktet, jfr. Figur 2-4. I 2030 vil tilknytning av 1 GW havvind redusere kraftprisen i NO5 med 2,8 EUR/MWh fra 57,6 EUR/MWh. Kraftprisen faller raskere etter hvert som mer produksjonskapasitet tilknyttes. Ved utvidelsen fra 3 til 4 GW reduseres kraftprisen med 3,3 EUR/MWh.



Figur 6-1: Kraftprisendring ved tilknytning av havvind i NO5 sammenlignet med hovedscenariet.

Prisene faller mye, og mest i NO5 der produksjonen tilknyttes. Med tilknytning av 4 GW faller prisen i NO5 med hele 11,6 EUR/MWh, men fallet i NO1 er nesten like stort, 10,0 EUR/MWh. Fallet er størst i

de sørlige områdene (NO1 og NO2) der priskoblingen til NO5 er sterkest. Ved tilknytning av 1 GW blir prisene tilnærmet like i NO2 og NO5. Utvidelser av produksjonskapasitet utover dette resulterer i lavere kraftpriser i NO5 enn i NO2. Ved tilknytning av 4 GW blir kraftprisen i NO5 i normalår 1,2 EUR/MWh lavere enn i NO2. I forhold til NO1, der prisfallet er noe større enn i NO2, er prisfallet i NO5 på det meste bare 1,6 EUR/MWh større enn prisfallet i NO1.

Modellsimuleringene viser at ny havvind vil påvirke norske kraftpriser mindre i 2040 enn i 2030. Da vil tilknytning av 1 GW redusere NO5-prisen med 1,3 EUR/MWh fra et referansenivå på 45,0 EUR/MWh. Etter hvert som mer effekt tilknyttes, reduseres kraftprisen saktere. Når kapasiteten øker fra 3 til 4 GW, faller NO5-prisen med 0,7 EUR/MWh. Forklaringen på at prispåvirkningen er mindre i 2040 er at kraftsystemet generelt er mer fleksibelt enn i 2030. Ikke minst representerer hydrogenproduksjon en fleksibel etterspørsel som bidrar til å ta unna overskuddsproduksjon.

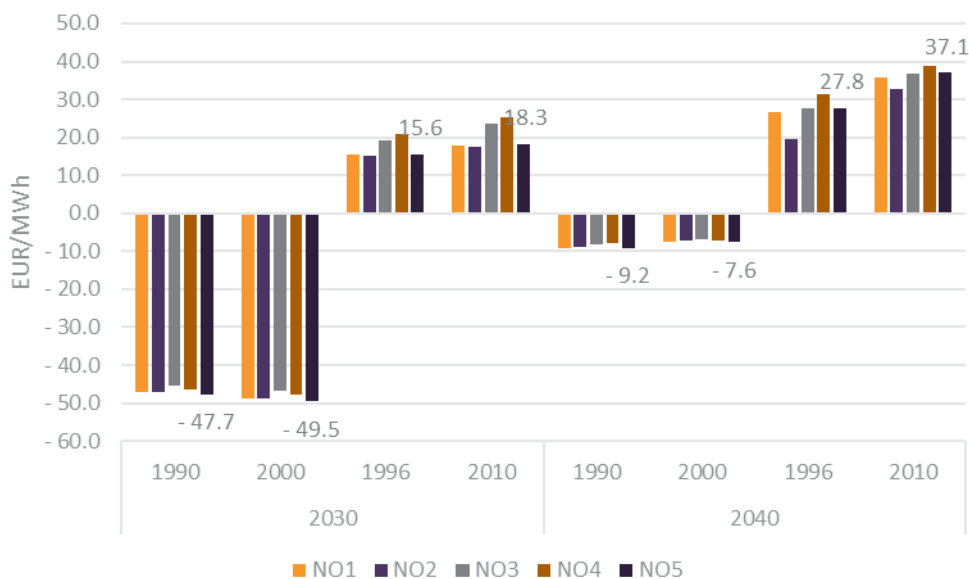
Kraftprisene i de andre norske prisområdene følger samme trend. Utslagene er mindre enn i 2030, men samme mønster observeres. Siden priskoblingen mellom de norske prisområdene er sterkere i 2040, er prisendringene på tvers av prisområdene utenom NO5 omtrent like, med et mindre tydelig skille mellom områdene i sør og områdene i nord. Også i 2040 blir kraftprisen i NO5 lavere enn i NO2 ved tilknytning av mer enn 1 GW havvind i NO5.

6.1.2 Tørrår og våtår

Årlig prisnivå avhenger sterkt av været, og variasjoner i tilsiget til vannkraftverkene har stor betydning. For å undersøke hvordan resultatene påvirkes i tørre og våte år, har vi brukt tilsiget fra fire historiske år. Mens 1990 og 2000 er våtår som har større kraftoverskudd og lavere kraftpriser, er 1996 og 2010 tørrår som har kraftunderskudd og høyere kraftpriser. De valgte årene er de mest ekstreme årene i den 30-årsperioden som ligger til grunn for NVEs definisjon av normalår (1981-2010). Figur 6-2 viser kraftprisendringer i hovedscenariet når det simuleres med forutsetninger som tilsvarer værforholdene i de historiske årene, mens Figur 6-3 viser prisendringene av værårene med tilknytning av 4 GW havvind.

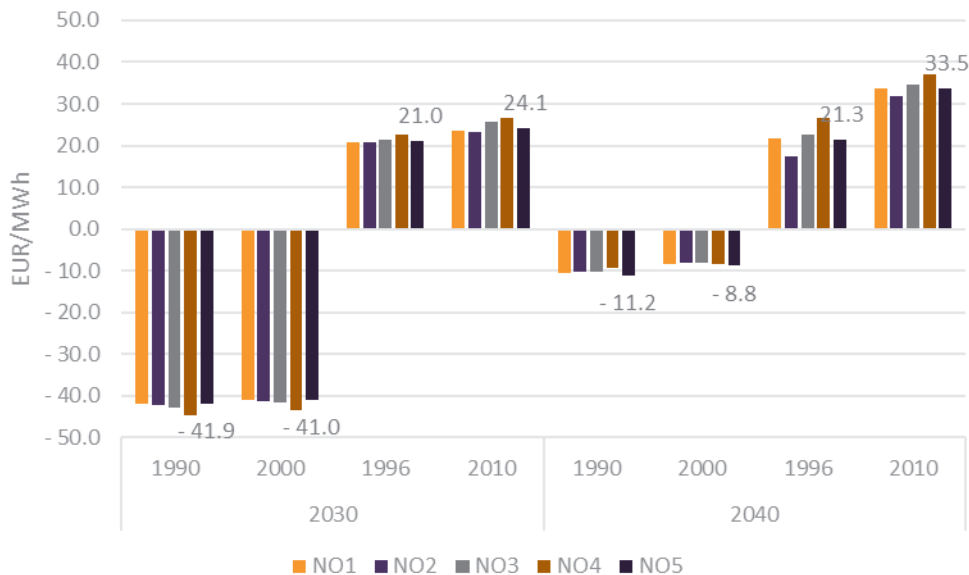
I 2030 er det våtårene som gir størst utslag i prisene; i et våtår reduseres kraftprisene mer enn de øker i et tørrår, alt annet likt. Det er verdt å merke seg at priseffektene er tilnærmet like i prisområdene i Sør-Norge. Prisen i NO5 faller noe mer i våtår og øker noe mer i tørrår enn prisene i NO2. Det henger blant annet sammen med at NO5 har et relativt stort kraftoverskudd også i normalår.

For 2040 er utfallsrommet mindre, noe som skyldes at kraftsystemet generelt er mer fleksibelt enn i 2030 (se avsnitt 2.5), og prisdifferansen er størst i tørrårene. I våtår absorberes den økte kraftproduksjonen av økt produksjon av grønt hydrogen.



Figur 6-2: Kraftprisendring i hovedscenariet for utvalgte værår uten ny havvind i NO5 sammenlignet med normalåret.

Neste spørsmål er hvordan tilknytning av havvind påvirker prisutslagene i tørrår og våtår. Figur 6-3 viser kraftprisendringene for de samme værårene med tilknytning av 4 GW ny havvind. Resultatene viser at prisutslagene ikke skiller seg vesentlig fra prisutslagene i hovedscenariet. Og igjen ser vi at effektene er ganske like for alle prisområdene i Sør-Norge.

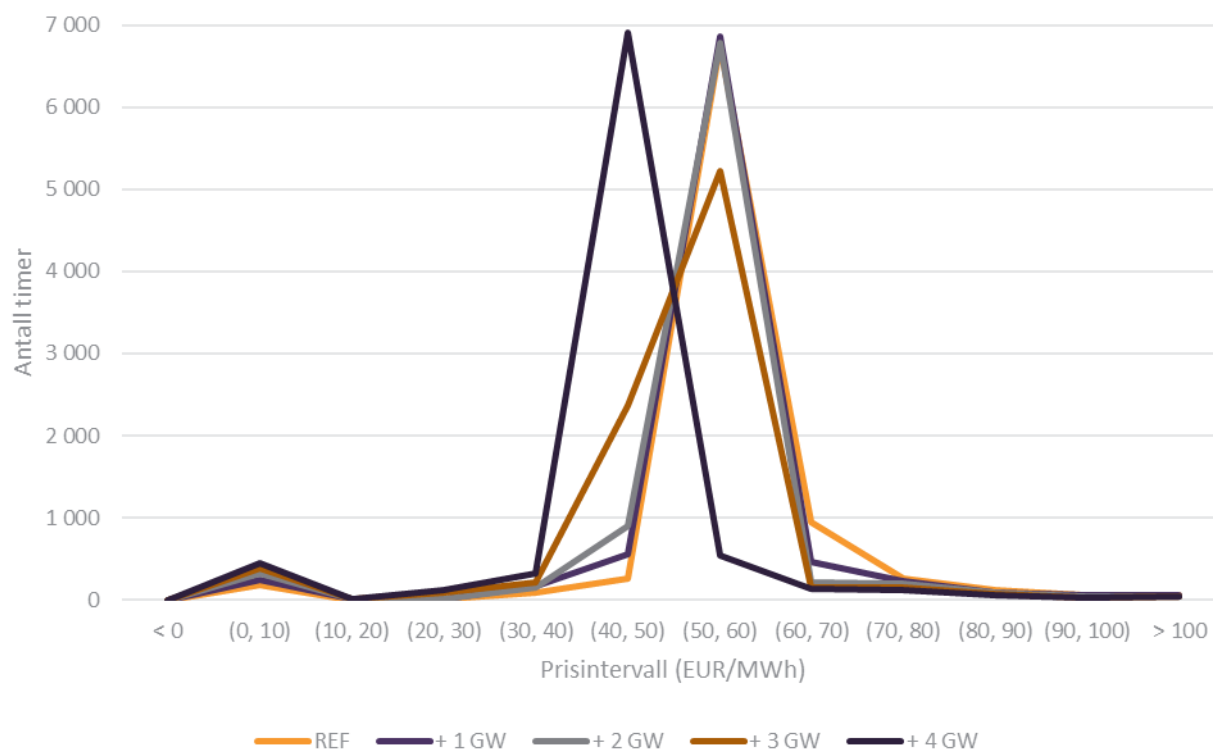


Figur 6-3: Kraftprisendringer for utvalgte værår ved tilknytning av 4 GW ny havvind i NO5 sammenlignet med normalåret.

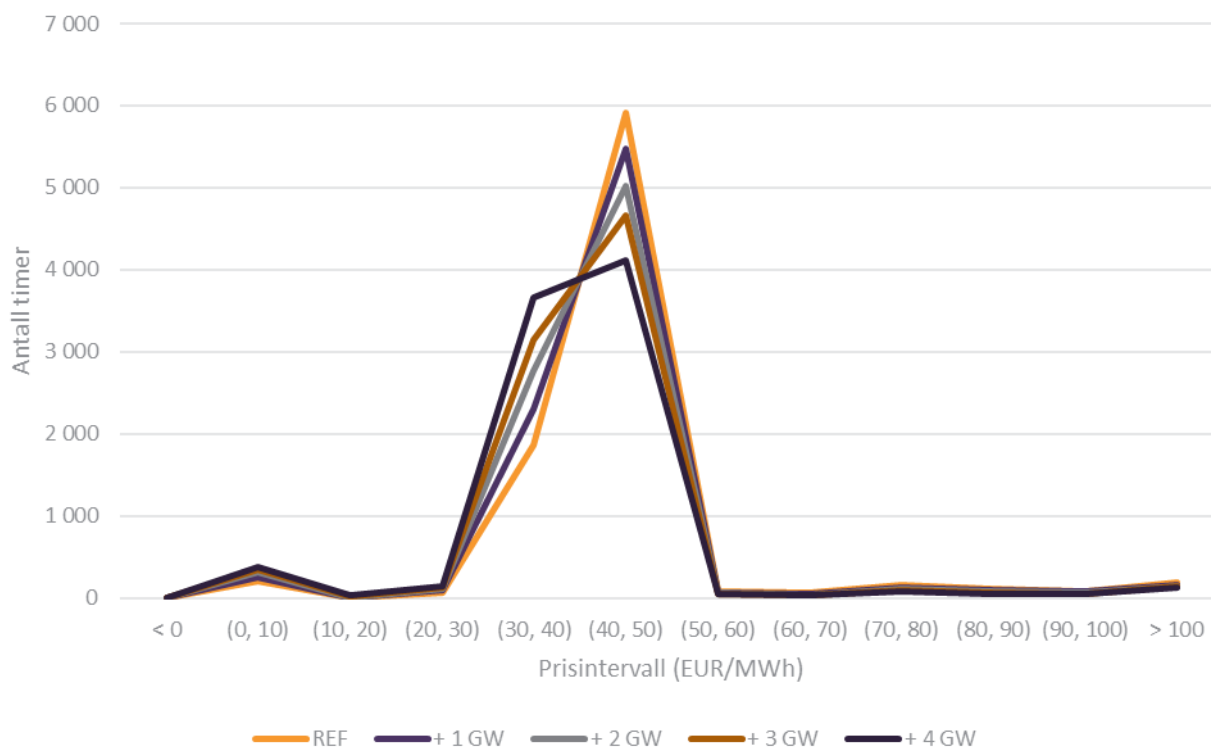
6.1.3 Prisstruktur og knapphetspriser

Et spørsmål for analysen er i hvilken grad ilandføring av vindkraft i NO5 reduserer forekomsten av eventuelle knapphetspriser (pristopper) i NO5. Knapphet oppstår når produksjon i NO5 og import til NO5 ikke er tilstrekkelig til å dekke forbruket, dvs. i topplasttimer. Som nevnt tidligere, er importkapasiteten til NO5 ganske mye mindre enn eksportkapasiteten.

En første indikasjon på at vindkraften avhjelper knapphet, er at prisene i tørrår ikke øker mer i NO5 enn i de andre prisområdene. Det er et tegn på at det ikke er spesielle knapphetsutfordringer i NO5; dersom det var større knapphet i NO5 enn i de andre prisområdene ville vi forvente hyppigere knapphetspriser i NO5 i tørrår sammenlignet med de andre prisområdene. Figur 6-4 og Figur 6-5 nedenfor viser hvordan prisene fordeler seg mellom ulike prisintervaller i de ulike havvind-scenariene. Økte innslag av havvindproduksjon øker hyppigheten av priser mellom 0 og 10 EUR/MWh både i 2030 og 2040. Ut fra denne grafen ser økt havvindproduksjon ut til å ha liten effekt på antallet timer med priser fra 70 EUR/MWh og oppover i 2030. I 2040 er prisene generelt lavere, så her ser vi ingen tydelig reduksjon i hyppigheten av priser over 50 EUR/MWh.



Figur 6-4: Fordeling av observerte NO5-priser i 2030 i hovedscenariet og med ulike havvindkapasiteter.



Figur 6-5: Fordeling av observerte NO5-priser i 2040 i hovedscenariet og med ulike havvindkapasiteter.

Modellen har også mulighet til å håndtere knapphetssituasjoner ved å utløse etterspørselsrespons. Resultatene for reduksjoner i etterspørselen tyder på at havvindproduksjonen har en positiv, men liten effekt på hyppigheten av knapphetstimer: I 2030 reduseres bruken av etterspørselsrespons fra 46,5 GWh i hovedscenariet til 39,0 GWh med 4 GW havvind, en differanse på 7,5 GWh. I 2040 reduseres bruken av etterspørselsrespons fra 162,1 GWh i hovedscenariet til 122,8 GWh ved 4 GW, en differanse på 39,3 GWh. Vindkraften bidrar med andre ord til å øke kapasitetsmarginen i noen timer i året, men det er ikke gitt at det blåser i alle timer med størst behov.

6.2 Innelåst kraftproduksjon

For hver GW havvind som tilknyttes i NO5 øker produksjonspotensialet i et normalår med 4,3 TWh. En havvindkapasitet på 4 GW øker med andre ord produksjonen som tilknyttes i NO5 med 17.2 TWh, noe som er en betydelig produksjonsøkning (om lag 50 prosent). Med en så betydelig produksjonsøkning i et område som allerede har overskuddsproduksjon, er det verdt å undersøke om det i timer med høy (full) havvindproduksjon og lav etterspørsel vil være mulig å eksportere alt overskuddet. I overskuddssituasjoner med priser ned mot eller under null vil all vannkraft med magasinkapasitet redusere produksjonen så mye som mulig. Dersom det fortsatt ikke er mulig å eksportere alt overskuddet, må deler av produksjonen reduseres (strupes) for at systemet skal være i balanse og eksportkapasiteten ikke overskrides.

Etter hvert som mer havvindeffekt tilknyttes, øker antallet timer der produksjonen må strupes på grunn av begrensninger i nettet. I normale år utgjør struping mindre enn 1% av produksjonspotensialet i alle scenariene. Det tyder på at det er god fleksibilitet i systemet til å ta imot økt havvindproduksjon.

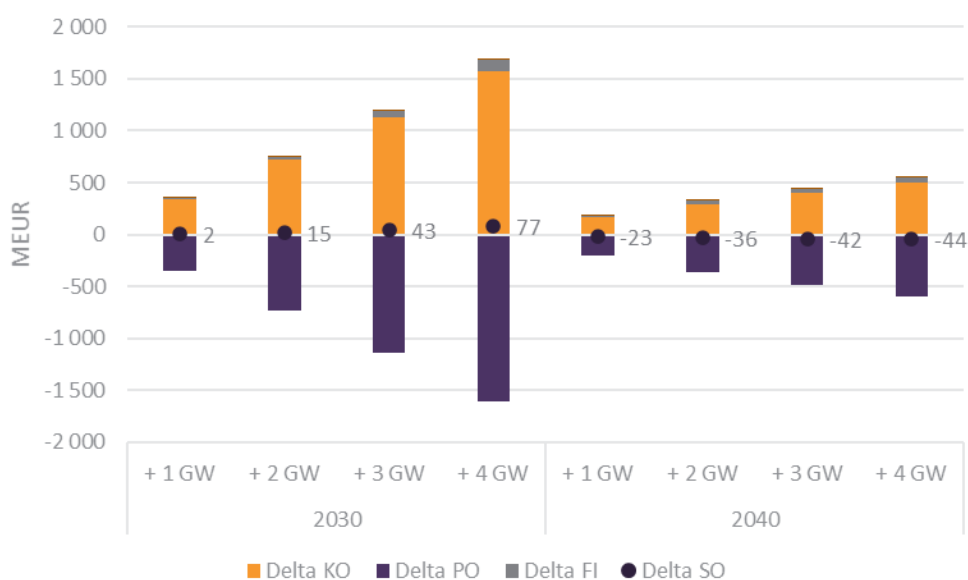
I vårtårberegningene øker strupingen i tilfellet med 4 GW havvind betydelig i 2030, med litt over 1 TWh. Men da er det verdt å ha i mente at vi snakker om svært våte år og at 4 GW havvind i utgangspunktet innebærer en stor økning av produksjonen tilknyttet NO5. I 2040 øker også strupingen noe, men ganske ubetydelig i forhold til normale år og strupingen i 2030.

6.3 Samfunnsøkonomiske virkninger

I dette avsnittet presenteres de samfunnsøkonomiske konsekvensene av økt havvindkapasitet i NO5. Det betyr at hvordan produsent- og konsumentoverskudd samt flaskehalsinntektene endres analyseres.

Tilknytning av ny havvind reduserer markedsprisene. Dermed øker konsumentoverskuddet mens eksisterende produsenter tjener mindre, så produsentoverskuddet for disse reduseres. Her fokuserer vi på hvordan øvrige markedsaktører påvirkes av økt havvindproduksjon, og ikke på lønnsomheten av havvindproduksjonen i seg selv.

Figur 6-6 viser at det samlede samfunnsøkonomiske overskuddet påvirkes ganske lite, men at det skjer en betydelig omfordeling mellom produsenter og konsumenter. Nye havvindanlegg gir i alle tilfellene økte flaskehalsinntekter som bidrar positivt til det totale overskuddet. I 2030 er den samlede endringen positiv, mens den i 2040 er negativ. En viktig årsak til det er at det er en negativ kraftbalanse i 2030 og positiv kraftbalanse i 2040. Produksjonsvolumet er derfor høyere enn forbruksvolumet i 2040.



Figur 6-6: Endring i samfunnsøkonomisk overskudd ved utbygging av havvind i NO5 sammenlignet med hovedscenariet. (KO – Konsumentoverskudd, PO – Produsentoverskudd, FI – Flaskehalsinntekter, SO – Samfunnsøkonomisk overskudd)

De interne flaskehalsinntektene påvirkes av endringer i prisforskjellene mellom prisområdene. Med små mengder økt havvindproduksjon reduseres de interne flaskehalsinntektene fordi prisene blir likere, men når det tilknyttet mer, blir prisene mer ulike igjen – med motsatt fortegn. Dermed øker de interne flaskehalsinntektene igjen.

7 Konklusjon

Denne rapporten presenterer resultater fra tekniske nettanalyser og samfunnsøkonomiske analyser av hvordan tilknytning av havvind til kraftnettet i Bergensregionen påvirker den forventede kraftbalansen og kraftflyten i området samt tilhørende avbruddskostnader og kraftpris i 2030 og 2040 for ulike scenarier.

7.1 Tekniske virkninger

Tilknytning av 1 GW havvind til kraftnettet på Kollsnes vil medføre at den vestgående kraftflyten i Bergen og omegn reduseres i perioder hvor vindkraften produserer. Analysene indikerer at en kan forvente at perioder med begrenset nettkapasitet reduseres betraktelig. Med de antagelser som er gjort om nettutviklingen i området frem til 2030, er det funnet at 1 GW vindkraft bidrar til at tiden hvor verste utfall av en ledning eller kabel i nettet medfører avbrudd reduseres med mellom 57 % og 68 %. For vårt hovedscenario i 2040 er det antatt at nettutviklingen er så god at det ikke vil oppstå avbrudd på grunn av enkeltutfall av ledninger og kabler. I sensitivitetsscenariene med forsinket nettutvikling (2040 S1), eller høy forbruksvekst fra nye verdikjeder (2040 S2), er tilsvarende tall ca. 50-70 %.

7.2 Økonomiske virkninger

7.2.1 Samfunnsøkonomiske virkninger

Basert på de tekniske analysene og innhentet feilstatistikk er de forventede avbruddskostnadene som følge av både varige og forbigående enkeltfeil i nettet ventet å reduseres dersom ny havvind tilknyttes. Ved utbygging av havvind vil Bergensområdet forsynes fra «begge sider», slik at ny produksjon vil kunne avlaste kraftnettet i anstrengte situasjoner. Reduksjonen i forventede avbruddskostnader skyldes dermed først og fremst en nedgang i antallet timer med N-0 drift, og følgelig tiden hvor en feil i kraftnettet kan forårsake avbrudd. I hovedscenariet for 2030, og de to scenariene for 2040 med forsinket nettutvikling (2040 S1) eller forbruksvekst fra nye verdikjeder (2040 S2), er det estimert at de forventede avbruddskostnadene vil kunne reduseres med 70-80 %. I hovedscenariet for 2040 er det imidlertid antatt at kraftnettet er tilstrekkelig utbygd slik at det ikke er ventet noen avbrudd grunnet enkeltutfall, og dermed heller ingen avbruddskostnad uavhengig av mengde vindkraftproduksjon.

Vi har undersøkt hvordan ilandføring av havvind påvirker konsument- og produsentoverskudd, samt flaskehalsinntektene. Beregningene viser at det samlede samfunnsøkonomiske overskuddet påvirkes ganske lite, men at det skjer en betydelig omfordeling fra produsenter til konsumenter. Det skyldes at økt produksjon gir lavere priser. I 2030 er den samlede endringen i Norge positiv, mens den i 2040 er negativ. En viktig årsak til det, er at vi har negativ kraftbalanse i 2030 og positiv kraftbalanse i 2040. Produksjonsvolumet er derfor høyere enn forbruksvolumet i 2040. Nye havvindanlegg gir i alle tilfellene økte flaskehalsinntekter som bidrar positivt til det totale overskuddet.

7.2.2 Markedseffekter

Hovedkonklusjonene fra analysen av priseffekter er at:

- prisene i alle områdene reduseres av at havvindproduksjonen øker
- prisene reduseres mest i NO5,
- prisene mellom prisområdene utjevnes, og
- med økende mengder havvind blir prisene i NO5 lavere enn i NO1 og NO2.

Økt havvindproduksjon gir først og fremst lavere priser i alle de norske prisområdene, og priseffekten øker med økende havvindproduksjon. Ny havvind påvirker norske kraftpriser mindre i 2040 enn i 2030.

Det skyldes at prisene generelt er lavere og at kraftsystemet er mer fleksibelt i 2040 enn i 2030. Flexibiliteten skyldes bl.a. økt hydrogenproduksjon. Priseffektene blir større i tørre og våte år, men også i disse tilfellene er de generelle prisvirkningene på tvers av de norske prisområdene dominerende. Den økte produksjonen avhjelper til en viss grad knapphetssituasjoner i NO5. Med økende tilknytning av havvind reduseres både hyppigheten av høye priser og bruk av etterspørselsrespons.

Vi har også undersøkt i hvilken grad havvindproduksjonen risikerer å bli inntengt i NO5. Når havvindproduksjonen øker, blir det nødvendig å strupe produksjonen i flere timer fordi eksportkapasiteten ut av NO5 ikke er tilstrekkelig. Struping utgjør imidlertid ikke mer enn 1 % i normalår, selv med tilknytning av 4 GW havvind.

Samlet sett indikerer analysen av markedseffektene at det er tilstrekkelig rom for, og fleksibilitet i systemet, til å tilknytte betydelige mengder havvind i NO5. Størstedelen av markedsvirkningene skyldes at produksjonen i Norge øker, og ikke at den økte produksjonen tilknyttes i NO5.

7.3 Oppsummering

De tekniske nettanalysene viser at tilknytning av 1 GW havvind til kraftnettet på Kollsnes vil forbedre forsyningssikkerheten i Bergensområdet. Nettanalysene viser at tilknytning av havvind vil forbedre forsyningssikkerheten i 2030, i 2040-scenariet med forsinket nettutvikling (2040 S1) og i 2040-scenariet med høy forbruksvekst fra nye verdikjeder (2040 S2). Tilknytning av havvind vil derfor kunne fungere som en buffer mot forsinkelser i nettutbyggingen eller ved høyere forbruksvekst enn forventet i Bergensområdet.

Analysene av timesterier for vindkraftproduksjon og forbruket i Bergensregionen i denne rapporten indikerer god korrelasjon mellom vindkraftproduksjon og tunglasttimer i regionen – vindkraften produserer når lasten er høy. Denne korrelasjonen gir størst utslag på effektflyten over Bergenssnittet.

De forventede avbruddskostnadene, for både varige og forbigående enkeltfeil i nettet, kan reduseres med 70-80 % for scenariene 2030, 2040 S1 og 2040 S2, ved å tilkoble 1 GW havvind. I hovedscenariet for 2040, med forventet forbruksvekst og nettutvikling, vil det ikke oppstå avbruddskostnader grunnet enkeltutfall.

Tilknytning av 1 GW havvind i 2030 og 2040 vil redusere kraftprisene i NO5 og i alle de andre prisområdene i Norge. Kraftprisen reduseres ytterligere med mer tilkoblet havvind. Tilknytningen fører også til en utjevning av kraftprisen på tvers av prisområdene. Ny havvind påvirker norske kraftpriser mindre i 2040 enn i 2030 fordi kraftsystemet er mer fleksibelt i 2040.

Det samlede samfunnsøkonomiske overskuddet påvirkes ganske lite som følge av tilknytning av havvind. I 2030 er den samlede endringen positiv, mens den i 2040 er negativ. En viktig årsak til det er at det er en negativ kraftbalanse i Norge i 2030 og positiv kraftbalanse i 2040. Det skjer en betydelig omfordeling av overskuddet fra produsenter til konsumenter fordi økt produksjon gir lavere kraftpriser.

Referanser

- [1] Statnett, «Konseptvalgutredning Bergen og omland November 2020,» Statnett, 2020.
- [2] Statnett SF, «Den videre elektrifiseringen av Bergen og omland, powerpointpresentasjon,» 11 November 2020. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/region-vest/konseptvalgutredning-bergen-og-omland/>. [Funnet 13 September 2021].
- [3] «Investeringsoversikt for nettutviklingsprosjekter 2020 (excelark),» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/nettutviklings-og-investeringsplan/>. [Funnet 13 September 2021].
- [4] BKK Nett, «Regional Kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger 2020-2040,» 1.juni 2020.
- [5] Statnett SF, «Nettutviklingsplan 2021,» 30.september 2021.
- [6] NVE, «NVE - beregning av avbruddskostnad,» NVE, 2017. [Internett]. Available: https://www.nve.no/media/8729/beregning_avbruddskostnader_v2-1.xlsx. [Funnet 13 September 2021].
- [7] Statnett SF, «Langsiktig Markedsanalyse Norden og Europa 2020-2050,» 2020.
- [8] Statnett, «Årsstatistikk 2018 - Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV-nettet,» Statnett SF - Avdeling feilanalyse, Oslo, 2019.