



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Mer av alt i Nord-Norge – og raskere enn «søringen»: En kraftsystemanalyse for NO4 mot et netto nullutslippssamfunn i 2050

Martha Johanne Pedersen

Fornybar energi

Nord

Se oftere mot nord.

Gå mot vinden, du får rødere kinn.

Finn den ulendte stien. Hold den.

Den er kortere.

Nord er best.

*Vinterens flammehimmel, sommer-
nattens solmirakel.*

Gå mot vinden. Klyv berg.

Se mot nord.

Oftere.

Det er langt dette landet.

Det meste er nord.

- Rolf Jacobsen -

Forord

Denne oppgaven markerer avslutningen på mitt toårige masterstudium i Fornybar Energi og totalt fem års studier ved Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU). Det har vært fem lærerike, inspirerende og innholdsrike år på Norges vakreste campus. Jeg er takknemlig for alle mine fine medstudenter, dyktige professorer og andre mennesker som jeg har vært så heldig å få møte og bli kjent med gjennom disse årene. Takk for at dere har utfordret meg, delt av deres kunnskap og bidratt til min faglige og personlige utvikling. Det har virkelig vært noen fine år!

Jeg vil gjerne rette en stor takke til min hovedveileder Per Kristian Rørstad og min biveileder Eirik Ogner Jåstad for gode tilbakemeldinger og veiledning gjennom skriveprosessen. En spesiell takk til Eirik for gjennomføring av modellkjøringene i Balmorel, og for stødig og tålmodig hjelp og veiledning underveis. Takk også til klassekamerater for to fine år sammen, for alt jeg har lært av og med dere, og for fellesskap på lesesalen. En spesiell takk rettes til Henning for gode samtaler med både faglig og mindre faglig innhold, mye latter, raus deling av dine kloke tanker og medbrakt snacks, og ikke minst noen gode timer i squashhallen der jeg både har fått utløp for frustrasjon og bygd opp litt sårt tiltrengt selvtillit. En stor takk også til Eskil for god hjelp og støtte i innspurten.

Til slutt vil jeg rette en stor takk til min kjære familie og mine gode venner for oppfølging, støtte og heiarop gjennom hele prosessen. I den forbindelse må jeg sende en spesiell takk til mine søstre Anna og Kristel, og min onkel Per Christian for god hjelp og korrekturlesning i innspurten. En varm takk også til mine hverdagshelter Leah, Solvår, Synne og Jorunn Elisabeth. Dere, med flere, har lyst opp en ellers litt ensformig masterhverdag, og gjort mitt siste halvår på Ås til ett av mine beste.

Takk for nå Ås og NMBU – jeg velger å si, på gjensyn!

Ås, 15.05.2023



Sammendrag

Norges og Europas energisystem skal omstilles fra fossilbasert til fornybart, og det er behov for et taktskifte for å nå Norges klimamål om å bli et netto nullutslippssamfunn innen 2050.

Det nordligste prisområdet i Norge, NO4 - Nord-Norge, har de siste årene vært et lavprisområde med stort kraftoverskudd. Stor tilgang på rimelig og ren kraft, samt arealer gjør landsdelen attraktiv for nyetableringer av grønn industri, og det er ventet stor forbruksvekst fremover.

Denne masterstudien undersøker ulike utfallsrom for kraftsystemet i NO4 frem mot et netto nullutslippssamfunn i 2050. Metoden som benyttes er kraftsystemmodellering, og energimodellen er Balmorel. Det er utarbeidet tre forbruksscenarioer for NO4 (*Basis*, *Høy*, *EkstraHøy*), og gjort en sensitivetsanalyse ved å endre forutsetningene for overføringskapasitet mellom NO4 og naboregioner. Modelleringene er gjort for årene 2030, 2040 og 2050.

Gitt forutsetningene om forbruksvekst og netto nullutslippssamfunn i 2050 viser modellresultatene at kraftprisen i NO4 vil stige, konvergere og forbigå kraftprisen i Sør-Norge i 2040. NO4 går fra å være et lavpris- til et høyprisområde i Norge. Bare NO3 – Midt Norge har høyere kraftpris i 2040 og 2050. Prisutviklingen vil avhenge av størrelse på forbruksveksten og om overføringskapasiteten økes eller ikke.

Resultatene viser også at NO4 går fra positiv til negativ kraftbalanse i 2040, og kraftunderskuddet er særlig stort i scenarioene med økt overføringskapasitet. Som en konsekvens øker kraftimporten, og NO4 går fra å være netto krafteksportør til netto importør.

Modellresultatene viser at kraftproduksjonen i NO4 vil øke frem mot 2050. Vannkraft vil fortsatt utgjøre den største andelen av kraftmiksen, men ny kraftproduksjon kommer i all hovedsak fra vindkraft. For scenarioene med nåværende overføringskapasitet vil ny kraftproduksjon dekkes av havvindproduksjon i NO4, mens etterspørselen for økt nettkapasitet vil dekkes av mer landbasert vindkraft og økt import hovedsakelig fra Sverige.

Nord-Norge er i dag oppfattet som en attraktiv region for kraftkrevende industri mye grunnet rimelig kraft. Resultatene fra denne studien viser at dersom forbruket øker raskt uten tilstrekkelig ny kraftproduksjon vil dette konkurransefortrinnet forsvinne innen 2040. Det er derfor avgjørende at det legges helhetlige planer for hvordan fremtidens kraftsystem i regionen skal utvikles, og det haster å komme i gang.

Abstract

Norway and Europe's energy systems are to be converted from fossil-based to renewable, and a change of pace is needed if Norway is to reach their climate target of becoming a net zero emission society by 2050.

The northernmost price area in Norway, NO4 – Northern Norway, has in recent years been a low-price area with a large power surplus. Great access to affordable and clean power, as well as land, make the region attractive for new green industry establishments, and large consumption growth is expected in the future.

This master's thesis examines different outcomes for the power system in NO4 towards a net zero emission society in 2050. The method used is power system modelling and the energy model is Balmorel. Three consumption scenarios have been prepared for NO4 (*Base*, *High*, *ExtraHigh*), and a sensitivity analysis has been carried out by changing the preconditions for transmission capacity between NO4 and neighbouring regions. The modellings have been done for the years 2030, 2040 and 2050.

With a presupposition of consumption growth and a net zero emission society in 2050, the results of the model show that the power price in NO4 will rise, converge and overtake the power price in Southern Norway in 2040. NO4 will then go from being a low-price to a high-price area in Norway. Only NO3 – Central Norway will have higher power prices in 2040 and 2050. The price development will depend on the size of the growth in consumption and whether the transmission capacity is increased or not.

The results also show that NO4 will go from a positive to a negative power balance in 2040, and the power deficit is particularly large in the scenarios with increased transmission capacity. Consequently, power imports increase and NO4 will go from being a net power exporter to a net importer.

The model results show that power production in NO4 will increase towards 2050. Hydropower will continue to make up the largest share of the power mix, but new power generation will mainly come from wind power. For the scenarios with current transmission capacity, new power production will be covered by offshore wind in NO4. The demand following increased grid capacity, however, will be covered by more onshore wind power production and increased imports mainly from Sweden.

Northern Norway is at present perceived as an attractive region for power-intensive industry largely due to affordable power. The results presented in this thesis show that if consumption increases rapidly without sufficient new power generation, this competitive advantage will disappear by 2040. It is therefore crucial that comprehensive plans are made for how the future power system in the region is to be developed, and it is urgent to get started.

Innholdsfortegnelse

Forord	II
Sammendrag	IV
Abstract	Feil! Bokmerke er ikke definert.
Figurliste.....	IX
Tabelliste	X
Forkortelser og definisjoner	XI
1. Innledning og bakgrunn	1
1.1 Innledning	1
1.2 Bakgrunn og motivasjon.....	3
1.3 Problemstilling.....	7
1.4 Oppgavens struktur.....	8
2. Teori	8
2.1 Energisystem	8
2.1.1 Kraftsystem	9
2.2 Variable fornybarteknologier (VRE).....	10
2.3 Kraftmarked og prisdannelse.....	10
2.3.1 Prisområder og flaskehalsar	12
2.4 Strømnettet.....	13
2.5 Klimamål	14
3. Metode.....	15
3.1 Modellering av energisystemer	15
3.2.1 Scenario-tilnærming.....	15
3.2.2 Top down- og bottom up-modeller	16
3.2.3 Lineær programmering og objektfunksjon	16
3.2 Balmorel	17
4. Data	18
4.1 Datagrunnlag	18
4.1.1 Datainnsamling	18
4.1.2 Databehandling og antakelser	19
4.2 Antakelser og begrensninger	21
4.2.1 Geografisk avgrensning og tidsoppløsning.....	21
4.2.2 Klimamål.....	22
4.2.3 Kapasitetsutvidelser	22
4.3 Scenarier	22

5. Presentasjon og diskusjon av resultater.....	25
5.1 Kraftproduksjon og kraftmiks	26
5.2 Kraftbalanse.....	31
5.3 Kraftflyt	32
5.4 Kraftpris.....	36
5.5 Prisvolatilitet.....	41
5.6 Forbruk og forbruksfleksibilitet.....	44
5.7 Sosial aksept	45
5.8 Hovedfunn	47
5.9 Videre studier	47
6. Diskusjon av metode	48
7. Konklusjon	49
8. Referanser.....	51
Vedlegg	56

Figurliste

Figur 1: Forbruksframskrivninger for Norge frem mot 2050.	2
Figur 2: Kraftproduksjonsmiksen i NO4 i 2022.....	5
Figur 3: Netto innenlands forbruk inkludert råstoff 1990 – 2021.	9
Figur 4: Kraftproduksjonsmiks for Norge i 2022.....	10
Figur 5: Merit order kurve av utvalgte produksjonsteknologier.	12
Figur 6: Kart over prisområdene i Norge, Sverige (utenom SE4) og Finland..	13
Figur 7: Flytdiagram av strukturen i Balmorel.....	18
Figur 8: Forbruksscenarioene for NO4 Basis, Høy og EkstraHøy for 2030, 2040 og 2050 fordelt på ulike forbruksgrupper.	23
Figur 9: Visualisering av de tre forbruksscenarioene for NO4 fra 2022 til 2050.	24
Figur 10: Kraftproduksjon og kraftmiks i NO4 i årene 2030, 2040 og 2050 for de tre forbruksscenarioene med og uten økt overføringskapasitet.	27
Figur 11: Produksjonsprofil per teknologi for Høy-scenariet med nåværende overføringskapasitet i 2040.	30
Figur 12: Figur 10: Produksjonsprofil per teknologi for Høy-scenariet med nåværende overføringskapasitet i 2040.	30
Figur 13: Kraftimport i volum og fra hvilket prisområde for årene 2030, 2040 og 2050.....	34
Figur 14: Krafteksport fra NO4 til naboregioner for årene 2030, 2040 og 2050.....	35
Figur 15: Eksport og import fra og til NO4 for Høy-scenariene med og uten økt overføringskapasitet i 2040.	36
Figur 16: Gjennomsnittlig kraftpris i NO4 for forbruksscenarioene Basis, Høy og EkstraHøy med og uten økt overføringskapasitet i analyseperioden 2030 - 2050.	37
Figur 17: Gjennomsnittlig kraftpris i NO4, NO3, Sør-Norge (NO1, NO2, NO5 = SN), SE1, SE2 og FIN i analyseperioden 2030, 2040 og 2050.....	39
Figur 18: Kraftpris time for time for Basis_nå i 2030, 2040 og 2050.....	42
Figur 19: Kraftpris time for time for Basis_økt i 2030, 2040 og 2050..	42

Tabelliste

Tabell 1: Oversikt over nåværende og økte overføringskapasiteter mellom NO4-Finland, NO3-NO4, NO4-SE1, NO4-SE2, samt SE1-SE2 og SE2-SE3 for årene 2030, 2040 og 2050.	20
Tabell 2: Oversikt over forbruksscenarioene Basis, Høy og EkstraHøy.....	24
Tabell 3: Oversikt over de tre forbruksscenarioene for SE1, resten av Norge og resten av Sverige.....	25
Tabell 4: Navn og kategorisering av de seks modellkjøringene.	25
Tabell 5: Teknologinavngivning fra engelsk til norsk.	26
Tabell 6: Kraftbalansen i NO4 for forbruksscenarioene både med og uten økt overføringskapasitet.	31
Tabell 7: Oversikt over total kraftimport og krafteksport til og fra NO4.	33
Tabell 8: Sammenligning av gjennomsnittlig kraftpris i NO4 fra NVEs LMA21, Statnetts LMA22, og modellresultater fra denne studien.	38
Tabell 9: Standardavvik for kraftprisen i 2030, 2040 og 2050 for Basis-scenarioene med og ute økt kapasitet for utvalgte prisområder.	43

Forkortelser og definisjoner

AR6 – FNs 6 klimarapport (fra engelsk: Assessment Report 6)

DNV – Det Norske Veritas

Eksogen variabel – variabelverdi er definert utenfor modellen

Endogen variabel – variabelverdi er bestemt i modellen

ENØK – energiøkonomisering

Flaskehals – begrenset nettkapasitet som kan gi begrensninger i overføring av kraft mellom områder

GAMS – kodespråket i Balmorel (fra engelsk: General Algebraic Modelling System)

IPCC – FNs klimapanel (fra engelsk: Intergovernmental Panel on Climate Change)

KBNN – Kunnskapsbanken for Nord-Norge

LCOE – gjennomsnittlig energikostnad over levetid (fra engelsk: Levelized Cost of Energy)

LKAB – Luossavaara-Kiirunavaara AB

LMA22 – Langsiktig markedsanalyse 2022-2050

LKM21 – Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040

LP – lineær programmering

NVE – Norges vassdrags- og energidirektorat

SVK – Svenska kraftnät

TSO – transmisjonssystemoperatør (fra engelsk: Transmission System Operator)

VRE – variabel, fornybar energi (fra engelsk: Variabel Renewable Energy)

1. Innledning og bakgrunn

1.1 Innledning

I FNAs sjette og foreløpig siste klimarapport, er man tydeligere enn noensinne på at menneskeskapte aktiviteter er hovedårsak til global oppvarming (IPCC, 2023). Den globale gjennomsnittstemperaturen har steget med mer enn 1 grad sammenlignet med førindustriell tid, og skal målene i Parisavtalen om å begrense økningen til 2 grader (helst 1,5) nås må de globale utslippene av drivhusgasser kuttes med nesten 50 % innen 2030 (IPCC, 2023). Alt dette fastslår klimapanelet i den sjette hovedrapporten, *AR6*. Til sammenligning har de globale utslippene økt med 1,7 % siden avtalen ble undertegnet i 2015 (Our World in Data, 2022).

Dagens klimamål og tiltak er ikke tilstrekkelig hverken i tempo eller størrelse for å takle klimaendringene, og tiden er i ferd med å renne ut (IPCC, 2023). Med andre ord, det globale samfunnet står foran en fundamental omstilling. Utslippskuttene må skje raskt, og de må skje nå.

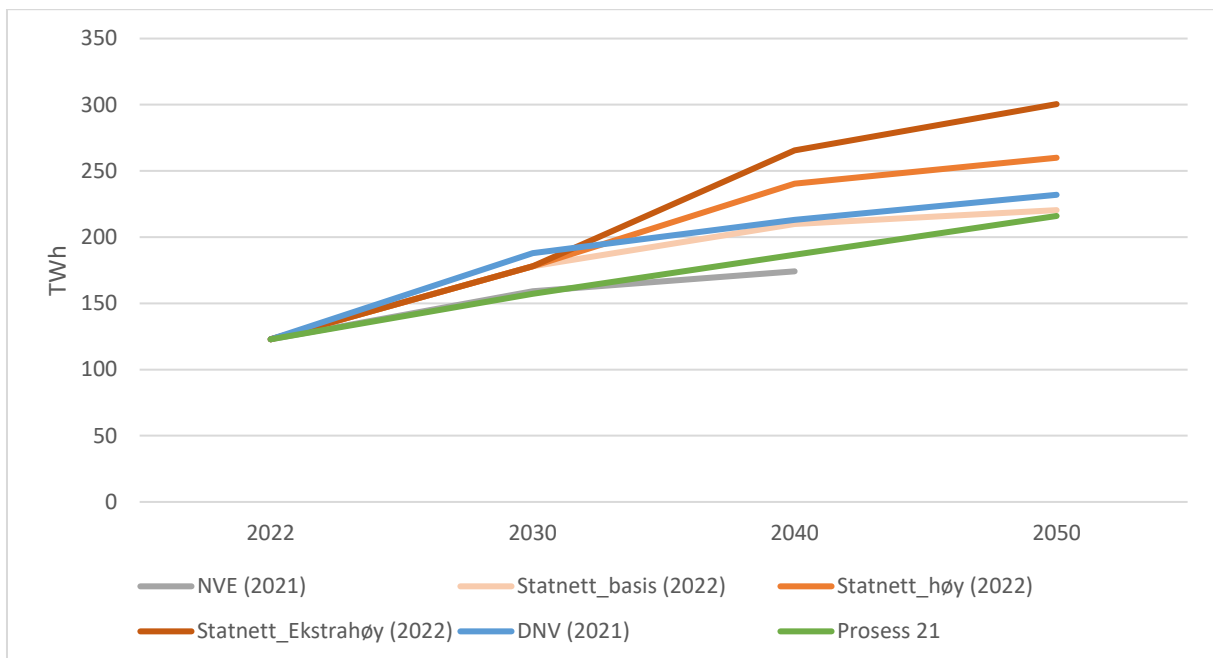
Bildet er nokså likt her til lands. Norge har som mål å redusere sine utslipp med minst 55 % innen 2030 sammenlignet med 1990-nivået, og å bli et lavutslippssamfunn innen 2050 (Miljøstatus, u.å.). Ifølge DNVs analyse *Energy Transition Norway 2022* er Norge verken i rute for å nå klimamålene for 2030 eller 2050 (DNV, 2021).

Norges klimamål for 2030 krever en fornybarandel i det norske energisystemet på rundt 80 %. Til sammenligning var andelen 46,7 % i 2010 og 52,1 % i 2021 (Fornybar Norge, 2022). Det er transportsektoren og petroleumsnæringen som har lavest fornybarandel med henholdsvis 16,1 % og 12,2 % i 2021 (Fornybar Norge, 2022). Samlet sett kom 82 % av norske klimagassutslipp i 2021 fra olje- og gassutvinning, industri og transport (Miljøstatus, u.å.). Det er derfor behov for en kraftig omstilling i energibruken i disse næringene, og elektrifisering er en av nøklene i denne omstillingsprosessen.

Storstilt elektrifisering krever mye kraft. Flere norsk analysemiljøer har gjort framskrivinger av fremtidens kraftbehov. I figur 1 er ulike forbruksframskrivinger fra Statnett, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Det Norske Veritas (DNV) og rapporten *Prosess21* sammenlignet.

I 2022 var Norges kraftforbruk 123 TWh (Elhub, 2023a). Selv om estimatene varierer mye og usikkerheten er stor, viser figuren en klar trend; kraftforbruket vil øke mye frem mot 2050 (DNV, 2021; Moe et al., 2021; NVE, 2021c; Statnett, 2023c). Det er forventet størst

forbruksvekst i kraftkrevende industri og datasentre, og til elektrifisering av transport- og petroleumssektorene og ny hydrogenproduksjon (NVE, 2021b; Statnett, 2023a). For forbruksgruppen husholdninger og tjenesteyting er forventningen en stabilisering og mulig reduksjon i forbruk fremover grunnet energieffektiviseringstiltak (NVE, 2021b).



Figur 1: Sammenstilling av ulike forbruksframskrivninger for Norge frem mot 2050.

Det er krig i Europa og en global energikrise. Dette skaper økonomisk turbulente tider. Som bakteppe ligger klimakrisen som stadig viser seg tydeligere både gjennom hyppigere og kraftigere naturkatastrofer både i Europa og ellers i verden. Strømpriser og forsyningssikkerhet er blitt et gjengs tema rundt middagsbordet i norske hjem, og folk flest kjenner presset på lommeboken. Så langt har Nord-Norge sluppet billig unna med godt kraftoverskudd og en månedlig snittpris 75 % lavere enn Sør-Norge de siste to årene (Nord Pool, 2023). Dette gjør landsdelen attraktiv for kraftkrevende industri.

Nord-Norge, mulighetenes landsdel? Regionen som sittende regjering i sin nordområdepolitikk «har som mål å gjøre [...] til sentrum for grønn omstilling» (Prop. 1 S (2022 - 2023)). Parallelt med at eksisterende industri og petroleumsinstallasjoner ønskes elektrifisert, er interessen og planene for nye grønne industrietableringer mange. Dette krever kraft, mye kraft. Uomtvistelig krever dette mer enn dagens samlede kraftoverskudd i Nord-Norge på i underkant av 9 TWh (Elhub, 2023a; Elhub, 2023b).

I tillegg skal kraften transporteres fra produksjonssted til forbruker. Nettkapasiteten i store deler av Nord-Norge er allerede sprengt og flaskehalsene både ut av landsdelen og internt er store

(Statnett, 2022b; Statnett, 2023e). Nordområdene er rike på naturressurser, kompetanse, billig og ren strøm, noe som gir et konkurransefortrinn for nyetablering av grønn kraftkrevende industri. Samtidig skaper lange avstander, manglende infrastruktur, sterke areal- og interessekonflikter, samt begrensninger i transmisjonsnettet barrierer for ny kraftproduksjon og forbruksvekst.

Spørsmålet er da om det er samsvar mellom de mange og store planene om forbruksøkning og tilgang på kraft, nett og annen infrastruktur som er nødvendig for realisering, samt hvordan en slik kraftsystemutvikling kan se ut på veien mot et netto nullutslippssamfunn i 2050. Det er dette denne oppgaven har til hensikt å kaste nytt lys på.

1.2 Bakgrunn og motivasjon

I dette delkapitlet gis en nærmere beskrivelse av og status for kraftsystemet i Nord-Norge, samt utviklingsplaner for kraftforbruk, kraftproduksjon og kraftnettet. Det er flere analyser, mange utfordringer og utfordringene peker både i retning av store endringer i kraftbalansen i NO4 samt utfordringer med overføringskapasiteter i kraftnettet. I det etterfølgende presenteres de viktigste endringene som ventes de neste tiårene i NO4 både innen kraftforbruk, kraftproduksjon og nettutvikling. Dette gir samlet grunnlag for utformingen av studiens problemstilling som er formulert i neste delkapittel.

De siste tre årene har NO4, Nord-Norge, hatt et gjennomsnittlig kraftforbruk på 18,7 TWh og kraftoverskuddet på 8,7 TWh (Elhub, 2023a; Elhub, 2023b). Dette er overskuddskraft som i hovedsak har blitt eksportert til Nord-Sverige og Midt-Norge.

Siden 2018 har Statnett mottatt søknader fra konsumenter om nytt forbruk på 35 TWh bare i Nord-Norge, der elektrifisering av petroleum, industri og datasentre utgjør mesteparten (PwC, 2022). Omsøkt totalt nytt konsum på 35 TWh må sees i sammenheng med per dags dato samlet sett 15 TWh ny kraftproduksjon i NO4 under behandling hos NVE (NVE, 2023c). Det er ikke bare når man sammenligner energivolum at utfordringene kommer frem; tallene for effekt synliggjør om mulig utfordringene enda mer. Det er et kjent ønske om nettilknytning for over 8000 MW nytt forbruk i Nord-Norge, mot dagens rundt 2900 MW. Med dagens nettkapasitet tillates en økning på omtrent 2200 MW totalt for hele landsdelen (NHO Nordland, 2023). Det viser at allerede i dag setter overføringskapasitet i nettet begrensninger for nytt forbruk.

Tall fra Statnetts *Områdeplan Helgeland og Salten* viser at dersom mange av de store forbruksøkningene realiseres uten ny kraftproduksjon vil det medføre en fundamental endring

i kraftbalansen i nord; NO4 vil i et normalår gå fra kraftoverskudd til et underskudd på 3-5 TWh innen 2040 (Statnett, 2023e).

En annen analyse gjennomført PwC for Kunnskapsbanken for Nord-Norge (KBNN) viser negativ kraftbalanse allerede i 2030 (PwC, 2022). Blant de største forbruksøkningene i landsdelen er vekstplanene til Mo Industripark i Mo i Rana som blant annet inkludere batterifabrikken Freyr som totalt vil ha et årlig kraftforbruk på mer enn 3 TWh (NHO Nordland, 2023). I Narvik etableres battericellefabrikken Teco 2030 med et forbruk på 0,054 TWh (PwC, 2022).

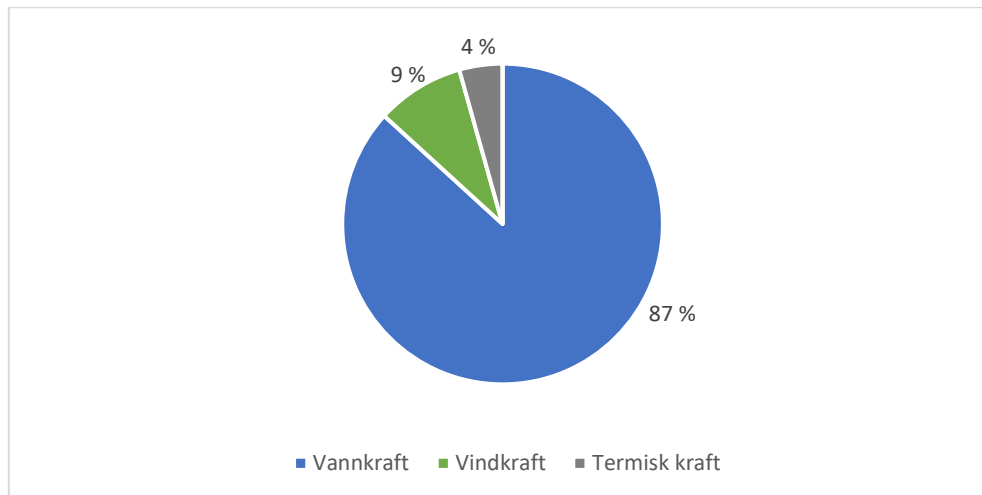
Elektrifisering av gassanlegget på Melkøya utenfor Hammerfest er et hett tema på den politiske agendaen om dagen og endelig beslutning er ikke tatt. Omleggingen fra termisk til elektrisk kraft vil kunne kreve et årlig kraftforbruk på i overkant av 3 TWh (NHO Nordland, 2023). Lokalt i Finnmark er frykten stor for at dette tømmer regionen for kraft og dermed hindre annen industri- og næringsutvikling. Elektrifiseringen vil også kreve utbygging av en ny 420kV-ledning fra Skaidi til Hammerfest.

I Narvikområdet har Aker sammen med regional aktør Nordkraft store industriplaner med estimert kraftbehov på over 8 TWh innen 2030 (PwC, 2022). Planene inkluderer batterifabrikk, datasenter og muligheter for grønt stål og hydrogenproduksjon. Totalt er 18 av 50 hydrogenprosjekter i Norge lokalisert i Nord-Norge (PwC, 2022). I tillegg til overnevnte forbruksøkninger skal eksisterende industri, oppdrettsnæringen, fiskeflåten og transportsektoren elektrifiseres.

Lignende forbruksutvikling som i Nord-Norge ser man i Nord-Sverige. Det er fremover store planer om etableringer av datasentre, batterifabrikk og grønn stålproduksjon. De norske og svenske kraftsystemene er tett integrert, og utviklingen i Nord-Sverige har derfor stor innvirkning på situasjonen i Nord-Norge.

Den svenske gruveaktøren, LKAB, har planer om å elektrifisere gruve drift i Nord-Sverige. Selskapet opplyser selv at elektrifiseringen vil kreve et kraftforbruk på 20 TWh innen 2030 med økning til 50 TWh innen 2040 og opp til 70 TWh innen 2050 (LKAB, 2022). Til sammenligning er forbruksframskrivingene i det høyeste scenario i Svenska kraftnät *Långsiktig marknadsanalys 2021* på 38 TWh i 2030, 78 TWh i 2040 og 85 TWh i 2050 totalt for prisområdet SE1 der gruvene er lokalisert (Svenska Kraftnät, 2021). Planen er å dekke det nye forbruket med landbasert vindkraft i Nord-Sverige.

Total kraftproduksjon i NO4 var i 2022 på 30,2 TWh (Elhub, 2023b). Det var betydelig høyere enn foregående år, og utgjorde 21 % av Norges totale kraftproduksjon på 146 TWh (Elhub, 2023b). Som vist i figur 2 kommer mesteparten av kraftproduksjonen fra vannkraft (87 %), deretter landbasert vind (9 %) og en liten andel termisk kraft (4 %).



Figur 2: Kraftproduksjonsmiksen i NO4 i 2022.

I dag er det 272 operative vannkraftverk i NO4. I tillegg er det pågående 16 vannkraftutbygginger, hvorav 11 nye kraftverk, fire opprustning og utvidelser og en planendring. I tillegg er det 81 prosjekter med godkjent detaljplan, ubenyttede konsesjoner eller konsesjonsfritak, eller som er til behandling hos myndighetene. Totalt sett utgjør dette en potensiell produksjonsøkning på 3,2 TWh (NVE, 2022b).

Det er forventet at andelen vannkraft i kraftmiksen vil reduseres fremover ettersom forventningene knyttet til utbygging av havvind er store, også i Nord-Norge. Både Statnett og NVE tror havvind vil være teknologien som dekker store deler av økt forbruksvekst i Norge etter 2030. I Statnetts basisscenarioer i *Langsiktig markedsanalyse* for 2022-2050 er det estimert en økt kraftproduksjon mot 2050 på cirka 70 TWh, derav 40 TWh kommer fra havvindproduksjon (Statnett, 2023b). NVE estimerer i sin *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040* at havvind kommer til å stå for 25 % av økt kraftproduksjon i 2040 (NVE, 2021b). Fem av de totalt 20 identifiserte utredningsområdene i NVEs nyeste Havvind-rapport, *Identifisering av utredningsområder for havvind*, ligger i NO4 (NVE, 2023b). Dette er områder som er regnet som godt egnet for havvind og som skal utredes videre. Alle er kategorisert som områder for flytende havvind.

Landbasert vindkraft er den billigste fornybare energikilden i Norge (NVE, 2021a). I 2022 ble det produsert 2,7 TWh fra landbasert vindkraft i NO4. Vindressursene i Nord-Norge er gode,

og bare i Finnmark behandler NVE vindkraftprosjekter med samlet installert effekt på i overkant av 3000 MW (NVE, 2023c). Dersom man antar gjennomsnittlig brukstid for landbaserte vindkraft i Norge i 2021 på 2844 timer (NVE, 2023a), tilsvarer dette en midlere årsproduksjon på 8,5 TWh. Likevel kan utfordringer rundt sosial aksept og sterke areal- og interessekonflikter sette begrensninger for utbyggingen av store prosjekter innen landbasert vindkraft.

Det forventes sterk vekst innen solkraft i Norge, og dette er teknologien med størst økning i installert effekt frem mot 2050 (Statnett, 2023b). Likevel er energiproduksjonen lav på grunn av lav brukstid. Solkraft vil totalt sett utgjøre en liten andel av Norges totale kraftmiks, og veksten vil hovedsakelig være i Sør-Norge grunnet bedre solforhold enn i nord. Samtidig estimerer Multiconsult et årlig teknisk produksjonspotensial på 5,7 TWh for solkraft på bygg i Nord-Norge (Solenergiklyngen & Multiconsult, 2022). Forskning viser at kaldt klima og snø har positiv effekt på solkraftproduksjon både i form av høyere effekt og lengre levetid for solcellepanelene (Benjaminsen, 2018), noe som også gjør de nordlige områdene av Norge aktuelle for solkraftutbygging.

Termisk kraftproduksjon utgjør 2 % av Norges totale kraftmiks, og 4 % av den nordnorske kraftmiksen (Elhub, 2023b). Mesteparten av kraften produseres på gasskraftanlegget på Melkøya utenfor Hammerfest. Kraftproduksjonen er i hovedsak knyttet til petroleumsplattformer og benytter naturgass som brensel. Kraftverkene forventes å fases ut ettersom klimagassutslippene skal reduseres og plattformene elektrifiseres.

Historisk har kraftprisene i Norge vært nokså like landet over (Nord Pool, 2023), men de siste årene har prisforskjellen mellom nord og sør i Norge vært store. Hovedgrunnen er stort kraftoverskudd i nord og manglende overføringskapasitet sørover. I 2022 var det stort skille i kraftsituasjonen mellom nord og sør. Dette skyldes en kombinasjon av mer vind og mer vann i magasinene i Nord-Norge og Nord-Sverige enn i sør, i tillegg til at mellomlandsforbindelser med kontinentet er lokalisert i sør og gjør sørlige deler av Norge og Sverige mer påvirket av høye priser på kontinentet (Statnett, 2022a). Kraftmarkedsanalyser til NVE og Statnett viser at den nordnorske kraftprisen vil forbli lavere enn i sør de neste årene, men at områdeprisene vil konvergere på lengre sikt med ny produksjon i sør, mer forbruk i nord, samt nettførsterkninger mellom regionene (NVE, 2021b; Statnett, 2023b).

Nytt kraftforbruk og ny kraftproduksjon fordrer ledig kapasitet i strømmettet. Som nevnt overstiger ønske om nettilknytning i NO4 dagens tilgjengelige kapasitet med god margin. Det

betyr at det kreves interne nettførsterkninger i regionen for å tilrettelegge for forbruksvekst. I tillegg vil begrensninger i overføringskapasitet ut av prisområdet som i dag bidrar til rimelige kraftpriser, i en fremtidig kraftunderskuddssituasjon drive prisene opp. Det betyr at det også er behov for å styrke overføringskapasiteten mellom NO4 og naboregionene.

De interne nettkapasitetsutfordringene i NO4 er mange og særlig i Finnmark, men dette ligger utenfor denne masterstudiens rammeverk. Dette er godt behandlet i Statnetts nylige publiserte områdeplaner for nettutvikling i Nord-Norge, *Områdeplan Nord* og *Områdeplan Helgeland og Salten*. I disse finner man trinnvise planer for nettutvikling internt i og ut av NO4 mot 2040. Av relevans for dette studiet planlegges det back-to-back effektstyring mot Finland, kapasitetsforsterkning mot sørlige deler av Nord-Sverige (SE2), og det utredes ny 420 kV-ledning til Nord-Sverige (SE1). På sikt vil det også utredes å øke kapasiteten mellom Nord-Norge (NO4) og Midt-Norge (NO3). For modellkjøringene i denne studien med økt overføringskapasitet endres forutsetningene for alle disse fire forbindelsene, se tabell 1.

Et velfungerende kraftsystem krever balanse mellom kraftforbruk, kraftproduksjon og overføringskapasitet. Stor forbruksvekst uten økt kraftproduksjon og nettførsterkninger i NO4 vil gi negativ kraftbalanse, og det nordnorske konkurransefortrinnet med tilgang på rimelig, fornybar kraft vil forsvinne (NHO Nordland, 2023). Samtidig vil utbygging av kraftproduksjon og nett legge beslag på store arealer i landsdelens uberørte natur. Dette gjør bildet og utviklingen av fremtidens kraftsystem svært kompleks og interessant å undersøke nærmere. Hvordan vil fremtidens kraftsystem i NO4 se ut?

1.3 Problemstilling

Målet med oppgaven er å svare på problemstillingen:

Hvordan kan utviklingen av kraftsystemet i NO4 se ut mot et nullutslippssamfunn i 2050?

Problemstillingen belyses gjennom to delanalyser:

1. Skissering av utviklingen av kraftsystemet (kraftpris, kraftmiks, kraftflyt og kraftbalanse) i NO4 frem mot 2050.
2. Beskrivelse av effektene endring i etterspørsel og overføringskapasitet gir på kraftsystemet i NO4.

Det er utarbeidet tre ulike forbruksscenarioer - *Basis*, *Høy*, *EkstraHøy* - der alle forutsetter ulik grad av økt kraftetterspørsel som inputverdier for kraftsystemanalysen. I studien er

energisystemmodellen Balmorel benyttet. Resultatene fra modelleringene gir grunnlaget for besvarelsen av problemstillingen.

1.4 Oppgavens struktur

Oppgaven er strukturert i kapitler og delkapitler. I kapittel 2 presenteres relevant teori for god forståelse av studiens resultater og diskusjon. Videre i kapittel 3 gis en grundig gjennomgang av metoden brukt i dette studiet og energisystemmodellen Balmorel. Deretter følger nærmere detaljer om datagrunnlag, antakelsene og scenarioene som ligger til grunn for denne studien i kapittel 4, før resultatene presenteres og diskuteres i kapittel 5. I tillegg gis en kort oppsummering av hovedfunnene fra modelleringene, og de gis innspill til videre studier. I kapittel 6 diskuteres metoden, og til slutt følger konklusjon i kapittel 7 og en referanseoversikt i kapittel 8.

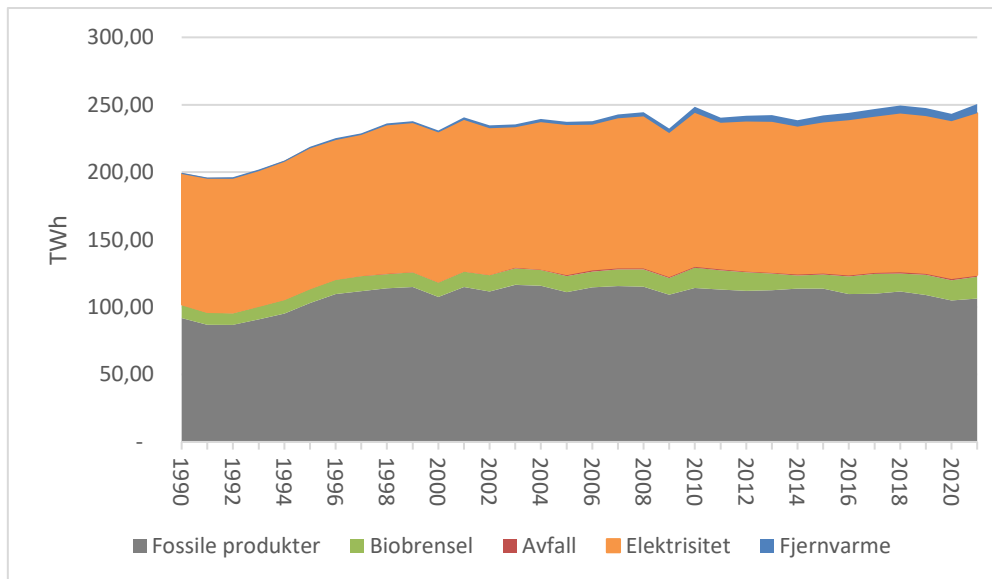
2. Teori

I dette kapittelet gis en innføring i nødvendig bakgrunnsteori for god forståelse av resultater og diskusjonen videre i studien. Først gis en beskrivelse av hva energi- og kraftsystemer er med hovedfokus på det norske systemet. Deretter gis en kort innføring om VRE-teknologier, før det gis en innføring i det nordiske kraftmarkedet og prisdannelse. Videre følger litt teori om det norske strømmettet og helt til slutt litt kort om Norges klimamål.

2.1 Energisystem

Et energisystem omfatter hele den fysiske kjeden fra utvinning av primærenergi til sluttbruk (Blok & Nieuwlaar, 2021). Det inkluderer energikonvertering til energibærere, distribusjon og lagring av energi, samt ulike former for tap i systemet. Ved analyser er det vanlig å avgrense energisystemet til en region, et land eller for eksempel Europa.

I 2021 ble det produsert 2 486 TWh primære energiprodukter i Norge, hvorav 2 281 TWh ble eksportert (SSB, 2022). Fossil energiproduksjon utgjorde 93 % av denne energiproduksjonen. Netto innenlands forbruk inkludert råstoff i 2021 var på 250,5 TWh. Som figur 3 viser utgjorde rundt halvparten av dette elektrisk forbruk, mens resterende besto av fossile energiprodukter, bioenergi, fjernvarme og avfall. Det var en sterk økning i energibruken fra 1990-2000, før forbruket flatet mer ut den siste 20-årsperioden. Trenden den siste femårsperioden har vært reduksjon i fossile energivarer og økning i elektrisitet, fjernvarme og bioenergi.



Figur 3: Netto innenlands forbruk inkludert råstoff i perioden 1990 – 2021.

2.1.1 Kraftsystem

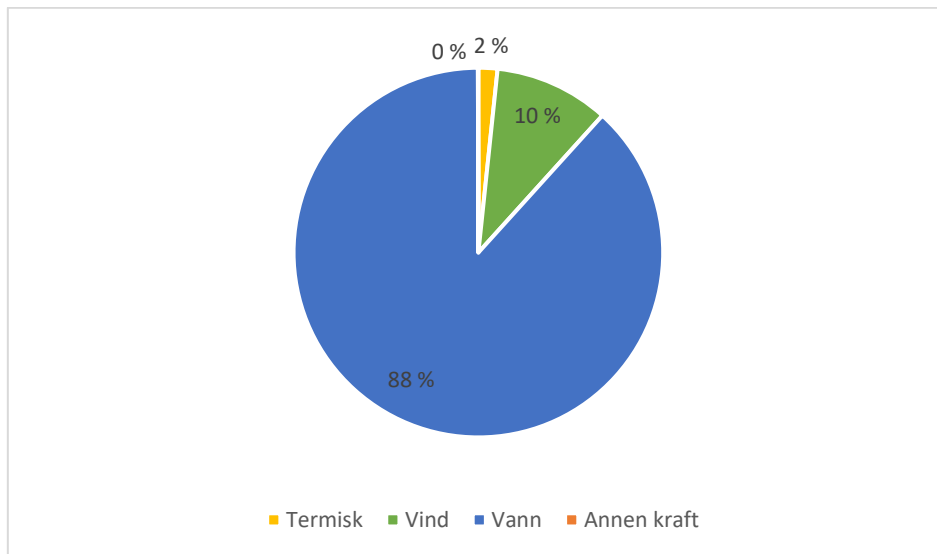
Norge har en økende og høy andel elektrisitet i energibruken sammenlignet med andre land (NOU 2023: 3). Skal man tro fremtidsestimaterne, vil elektrisitetsforbruket øke betraktelig frem mot 2050 som en konsekvens av elektrifiseringen av samfunnet for å nå klimamålene (DNV, 2021; NVE, 2021b; Statnett, 2023b). Det betyr med andre ord at kraftsystemet vil få en stadig viktigere rolle i Norges energisystem.

Kraftsystemet er delen av energisystemet som omhandler produksjon, transmisjon og forbruk av elektrisitet (Statnett, 2018). Et kraftsystem er ofte komplekst og kan bestå av mange ulike energikilder. I Norge er vannkraft dominerende, mens en termisk kraftmikse av kull-, gass- og kjernekraft er dominerende i det europeiske kraftsystemet (IEA, 2022).

Det norske kraftsystemet har de laveste utslippene og den høyeste fornybarandel i Europa (Energifakta Norge, 2022). Ser man på kraftproduksjonen de fem siste årene (2018-2022) er det i gjennomsnitt produsert 148,6 TWh elektrisk energi med en fornybarandel på i overkant av 98 %. Globalt produseres 38 % av elektrisiteten fra rene energikilder (EMBER, 2022).

Den norske kraftproduksjonen består som vist i figur 4 av vannkraft (88 %), vindkraft (10 %) og termisk kraft (2 %) (Elhub, 2023b). I tillegg til litt solkraft og annen kraft som utgjør én promille av den totale produksjonen. I et så værbasert kraftsystem som det norske kan årsproduksjonen variere mye fra år til år. Tilsiget for vannkraftsystemet mellom tørrår og våtår kan variere med 76 TWh. Denne differansen er formidabel selv når man justerer for den

utjevne effekten av landets titalls flerårsmagasiner. For vind- og solkraftproduksjon kan årsproduksjonen variere med +/- 15% (NOU 2023: 3).



Figur 4: Kraftproduksjonsmiks for Norge i 2022.

2.2 Variable fornybarteknologier (VRE)

Energi- og kraftsystemet skal omstilles fra fossilt til fornybart, og typisk for mange fornybare energikilder er at de er uregulerbare. Unntak er magasinert vannkraft, bioenergi og geotermisk energi. I magasin kraftverk kan vann lagres i store magasiner og vann kan tappes og kraft produseres når behovet er der. Halvparten av Europas vannmagasinkapasitet ligger i Norge, og tre fjerdedeler av vannkraftproduksjonen er regulerbar (NOU 2023: 3).

For bioenergi og geotermisk energi lagres energiressursen i henholdsvis biomassen og i berggrunnen. Andre fornybare energikilder som vind-, sol- og uregulerbar vannkraft, såkalt VRE-teknologier, har ikke denne reguleringsmuligheten, og må produsere når energien er tilgjengelig uavhengig av etterspørsel og kraftpris. Disse fornybare energikildene kjennetegnes med at primærenergien er gratis, men stedsavhengig. Kraftverkene må ligge der elven renner, vinden blåser og solen skinner.

For fossile energikilder er det typisk motsatt; tilgang på primærenergi er uavhengig av kraftverkens lokasjon, men til gjengjeld er brenselet dyrt og reguleringssevnen kan for mange teknologier være langsom og kostbar.

2.3 Kraftmarked og prisdannelse

Norge og Norden for øvrig (foruten Island) har en markedsbasert kraftforsyning. Kjøp og salg av kraft i Norden er tett integrert både fysisk og finansielt gjennom et felles kraftmarked og

kraftbørsen. Hensikten med et kraftmarked er å utnytte ressursene effektivt, ivareta forsyningssikkerheten og hindre at kraften blir dyrere enn nødvending.

Kraftmarkedet deles inn i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet (Energifakta Norge, 2019).

I engrosmarkedet kjøpes og selges store kraftvolum, og aktørene i dette markedet er kraftprodusenter, kraftleverandører og store industrikunder. Sluttbrukermarkedet er krafthandel mellom kraftleverandør og den enkelte sluttforbruker. Her inngår mindre industri, mellomstore sluttforbrukere som for eksempel næringsbygg, hoteller og husholdninger.

Engrosmarkedet består av day-aheadmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkeder. Day-aheadmarkedet er der de store kraftvolumene handles, og er hovedmarkedet for krafthandel i Norden. I day-aheadmarkedet settes timeprisen for kraft klokken 12 for neste døgn.

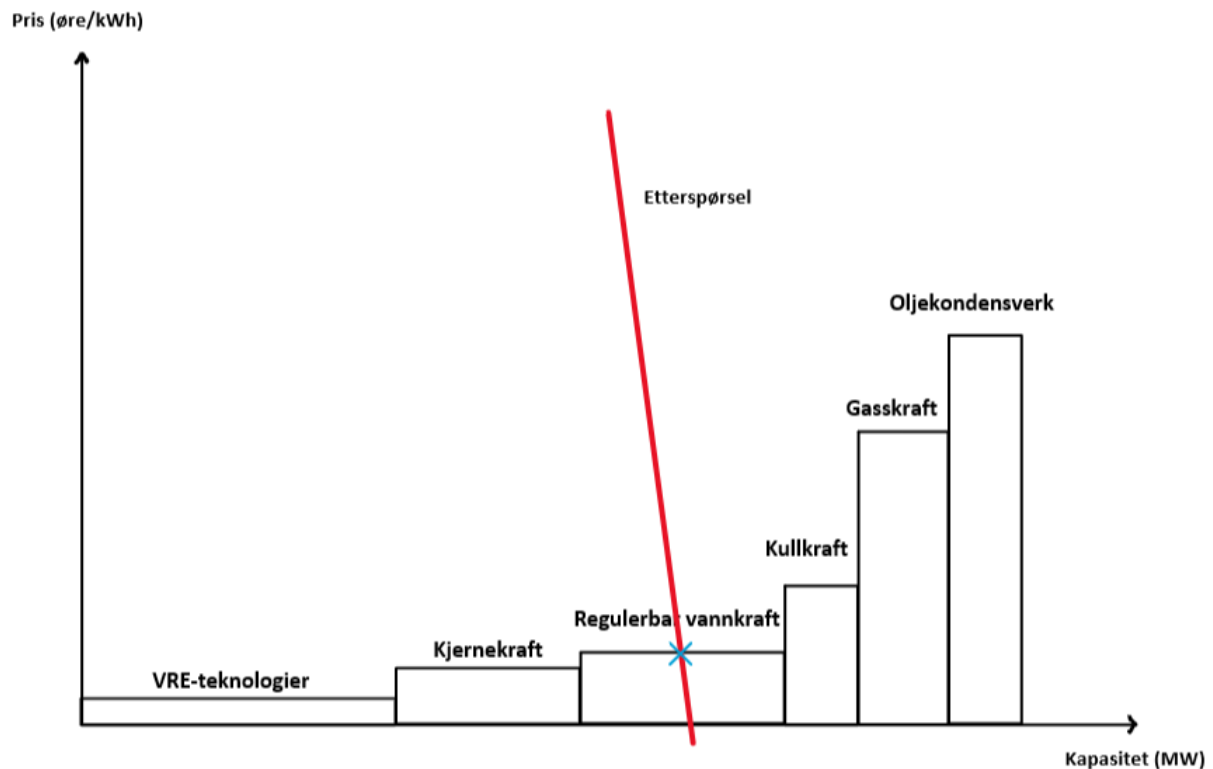
Dersom uforutsette hendelser fører til ubalanse mellom innmeldt tilbud og etterspørsel benyttes intradagmarkedet for å opprettholde balansen i markedet. Balansemarkedet driftes av Statnett i Norge, og er til for å sikre at det til enhver tid er balanse i driftstimene.

Prisdannelse for hver enkelt time skjer basert på markedsaktørenes tilbud og etterspørsel og tilgjengelig nettkapasiteter i et område. Markedsaktørene legger daglig inn sine salgs- og kjøpsbud for neste dags timespris. Dette, sammen med innmeldt ledig transmisjonskapasitet, legger så grunnlaget for beregninger av kraftpris og kraftflyt i day-aheadmarkedet.

Kraftprisen bestemmes ved likevekten mellom tilbud og etterspørsel. I likevekten mellom tilbud og etterspørsel, kalt markedsprisen, er det marginalkostnaden til produksjonsteknologien som setter prisen; altså kostanden ved å produsere den siste kraftenheten for å dekke etterspørselen. På denne måten sikrer man at de rimeligste produksjonsteknologiene tas i bruk først og at kraftbehovet dekkes ved lavest mulig kostnad for samfunnet. Markedsprisen angir systemprisen. Dette er en teoretisk pris beregnet under forutsetningen av ingen overføringsbegrensninger i transmisjonsnett, samt at både tilbudssiden og etterspørselssiden treffer med sine bud for pris og volum. Systemprisen er felles for det nordiske markedet.

I tillegg til systemprisen beregnes områdepriser. Disse tar hensyn til kapasitetsbegrensningene i overføringsnett. Områdeprisene sørger for balanse mellom aktørenes salgs- og kjøpsbud i prisområdene i Norden. I tillegg til at områdeprisen synliggjør behovet for langsiktige systemtiltak, signaliseres gunstige lokasjoner både for ny produksjon og nytt forbruk.

Prisdannelsen kan illustreres i såkalte merit order-kurver som i figur 5. I figuren er markedskrysset markert med et blått kryss, og regulerbar vannkraft er prissettende teknologi.



Figur 5: Merit order kurve av utvalgte produksjonsteknologier. Kraftprisen settes i markedskrysset (blått kryss) der tilbud av kraftproduksjon og kraftetterspørsel møtes (illustrert av Pedersen).

NordPool er de nordiske og baltiske landenes felles kraftbørs for fysisk krafthandel, og tilsvarende er Nasdaq børsen for finansiell krafthandel i Norden. I tillegg er Norden tilknyttet et europeisk kraftmarked både fysisk gjennom overføringskabler og finansielt gjennom sammenkobling av børser.

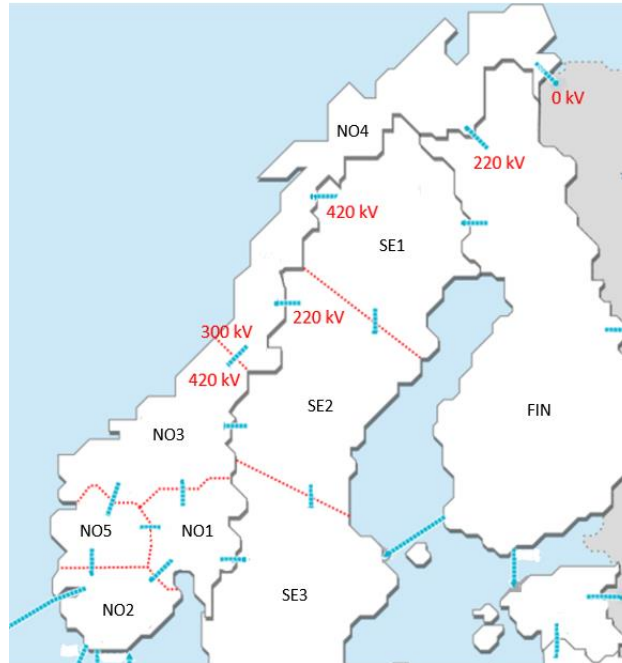
Den europeiske markedskoblingen omfatter i dag 95 % av Europas kraftforbruk og 25 land i day-aheadmarkedet (Energifakta Norge, 2019). Koblingene i markedet skal sørge for at kraftflyten styres av kraftprisene og dermed utnytter eksisterende nett- og produksjonsressurser på best mulig måte. Den nære tilknytningen til det europeiske markedet både fysisk og finansielt gjør at også det norske markedet blir følsomt for produksjonskostnader i termiske kraftverk, da disse ofte er de prissettende teknologiene på kontinentet.

2.3.1 Prisområder og flaskehals

Norge, Sverige og Danmark er delt inn i prissoner. Det er flaskehals i transmisjonsnettet som er opphav til inndelingen. Flaskehalsene oppstår når det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet i nettet mellom over- og underskuddsområder. Disse over- og

underskuddsområdene oppstår naturlig i et værbasert kraftsystem som i Norge, der kraftsituasjonen vil være ulik i ulike deler av landet.

I Norge er det fem prisområder NO1 (Østlandet), NO2 (Sørlandet), NO3 (Midt-Norge), NO4 (Nord-Norge) og NO5 (Vestlandet). Figur 6 viser prisområdene i Norge, Sverige (utenom SE4 i sør) og Finland, samt nåværende overføringsforbindelser mellom NO4 og naboregionene.



Figur 6: Kart over prisområdene i Norge, Sverige (utenom SE4) og Finland, og nåværende overføringskapasiteten i nettet mellom NO4 og naboregionene. Mellom NO4 og NO3 er det både en 420 kV og en 300 kV kabel (Figuren er hentet fra (Statnett, 2023f), men er redigert av undertegnede).

2.4 Strømnettet

Strømnettet er bindeleddet mellom produsent og forbruker, og selve ryggraden i kraftsystemet. Det knytter kraftsystemet sammen både internt i et land og mellom land. I et moderne samfunn er strømnettet en helt nødvendig infrastruktur for å sikre velfungerende og sikker strømforsyning.

Strøm er ferskvare, og det må til enhver tid være balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. Sikker kraftforsyning krever et fleksibelt strømnett for både kortsiktige og langsiktige variasjoner i produksjon og forbruk. Nettet må dimensjoneres for å tåle topplasttimene og timene med høy strømproduksjon. I fremtidens mer uregulerbare og væravhengige energisystem vil kraftproduksjon variere mer og behovet for fleksibilitet i forbruket vil øke.

Strømnettet er delt i flere nivåer (Energifakta Norge, 2019). Transmisjonsnettet er motorveien i strømnettet, og bindeleddet mellom store kraftverk og forbrukere i et landsdekkende system. Det inkluderer også utenlandsforbindelser. I Norge er Statnett transmisjonssystemoperatør, forkortet TSO. Det innebærer ansvar for å bygge, drifte og vedlikeholde kraftsystemet. Spenningsnivået i transmisjonsnettet ligger typisk på 300 eller 420 kV.

Regionalnettet er bindeleddet mellom transmisjons- og distribusjonsnettet. Spenningsnivået er normalt sett 66 eller 132 kV.

Distribusjonsnettet er det lokale kraftnettet som frakter strøm hjem til husholdninger og andre mindre sluttbrukere. Spenningsnivået i distribusjonsnettet er fra 22 kV ned til 230 V

Det norske og svenske kraftnettet er tett sammenkoblet. Mye av kraftflyten nord-sør i Norge går gjennom det svenske kraftnettet. Den tette koblingen gjør at nettkapasitet og kraftfylt internt i Sverige har sterk påvirkning på norsk kraftoverføring og kraftpris, og vice versa.

2.5 Klimamål

Norges naturgitte rike ressursgrunnlag med halve Europas magasinerte vannmengde, gode vindressurser, verdens nest lengste kystlinje og gode solforhold særlig i Sør-Norge gir Norge gode forutsetninger og et forsprang i den grønne omstillingen (Energifakta Norge, 2022; NOU 2023: 3). Norge har en kraftproduksjon med en fornybarandel på 98 % (Elhub, 2023b). Likevel er fornybarandelen i totalt norsk energibruk bare på rett over 50 % (52,1% i 2021) (Fornybar Norge, 2022).

Norge har som mål å redusere klimagassutslippene med minst 55 % innen 2030 sammenlignet med utslippsnivået i 1990. Dette tilsvarer ifølge Fornybar Norge en fornybarandel på 80 % (Fornybar Norge, 2022). I 2016 vedtok Stortinget at Norge skal være klimanøytrale fra og med 2030. Dette kan oppnås gjennom å kutte i utslipp internt, eller kompensere for utslipp ved kjøp av kvoter eller finansiering av utslippskutt utenfor Norge. Innen 2050 skal Norge bli et lavutslippssamfunn. Det vil si at klimagassutslippene skal reduseres med 90-95 % sammenlignet med 1990-nivået (Miljøstatus, u.å). Norges klimamål for 2030 og 2050 er lovfestet i Klimaloven som trådte i kraft i 2018 (Klimaloven, 2018).

I tillegg til klimamålene som er nevnt ovenfor, har Stortinget vedtatt sektorspesifikke utslippsmål blant annet for transportsektoren både på land og til havs, i industrien og for olje- og gassproduksjon. Mange av disse målene skal nås gjennom storstilt elektrifisering. Dette vil gi en kraftig økning i kraftforbruket.

3. Metode

I dette kapittelet gis en beskrivelse av metoden brukt i masterstudien. Først gis en mer generell beskrivelse av energisystemmodellering, før energimodellen Balmorel som brukt i denne oppgavens analysedel utdypes.

3.1 Modellering av energisystemer

Energisystemanalyse har historie tilbake til 1950-tallet da lineær programmering ble tatt i bruk til planlegging av kapasitetsutvidelser (Kagiannas et al., 2004). Etter oljekrisen på 70-tallet ble det mer fokus rundt bærekraftig energiforsyning også i energimodellene (Wiese et al., 2018). I dag er energisystemanalyser mye brukt både av politiske beslutningstakere, energiselskaper og i forskning for å øke innsikten i energimarkeder, for planlegging av fremtidens energisystemutvikling og for å undersøke implikasjoner av energipolitikk.

Energisystemmodeller kan ta for seg hele energisystemet eller deler av systemet, eksempelvis kraft- og fjernvarmesystemet, som i denne studien. Norske aktører har høy kompetanse og erfaring med modellering av kraftsektoren. I mange tiår har det blitt gjennomført detaljerte modelleringer av kraftmarkedet og vannkraftsystemet (NOU 2023: 3). Annet hvert år gir Statnett ut kortsiktig og langsiktig kraftmarkedsanalyse, og NVE har siden 2016 årlig publisert langsiktige kraftmarkedsanalyser. Disse inneholder modelleringer av kraftsystemet i et 20-30 års perspektiv, og brukes som grunnlag for fremtidig kraftsystemdesign, i forvaltning og som grunnlag for politiske beslutninger. I slike analyser benyttes ofte scenarioer for å vise et mulig utfallsrom av framtiden.

3.2.1 Scenario-tilnærming

«Scenario er en ordnet oversikt over tenkte begivenheter i fremtiden» (SNL, 2020). Scenarioanalyse er en teknikk for å kartlegge én eller flere alternative fremtider (Blok & Nieuwlaar, 2021).

Fremtiden er usikker, og usikkerhet er hensyntatt blant annet gjennom å lage en gruppe med scenarioer, som i denne studien. Ved å modellere for tre ulike forbruksscenarioer (*Basis*, *Høy*, *EkstraHøy*) gis et mulig utfallsrom for fremtidens utvikling av kraftsystemets i NO4 frem mot 2050. Forbruksscenarioene i denne studien må ikke betraktes som en prognose av fremtiden, men som *mulige* fremtidsutviklinger.

3.2.2 Top down- og bottom up-modeller

Det er vanlig å skille mellom top-down og bottom-up modeller ved modellering av energisystemer. Top-down modeller har en makroøkonomisk tilnærming, mens bottom-up er mer teknologirettet (Böhringer & Rutherford, 2008). Litt forenklet sagt gir top-down økonomimodeller mer innsikt i atferd og marked, mens bottom-up energimodeller gir mer innsikt i det fysiske energisystemet (Forskningsrådet, 2017).

Bottom-up modeller er teknologirike. I slike modeller er energisektoren representert som en partiell likevektsmodell (Böhringer & Rutherford, 2008). Det vil si at modellen inkluderer og modellerer deler av energisystemet på mikronivå (Wahlquist, 2007). Modellene er ofte optimaliseringsmodeller, der man søker å minimere systemkostnaden for å imøtekomme en etterspørsel.

Et eksempel på en bottom-up-energimodell er Times. Her er etterspørselen endogent gitt, og det finnes modeller med elastisk etterspørsel. Et annet eksempel er Balmorel som er brukt i denne masterstudien. Her er etterspørselen eksogent definert. Det betyr at etterspørselen er uelastisk, i motsetning til i top-down modeller der produksjon- og forbruksnivå kan justeres ut fra politiske retningslinjer (Forskningsrådet, 2017).

Top-down modeller har et bredt økonomisk perspektiv på energisystemet på bekostning av det teknologiske detaljnivået (Wahlquist, 2007). Slike modeller mangler ofte detaljer om nåværende og fremtidige teknologiske alternativer som kan være relevant for modellering. Modellene er ofte generelle likevektsmodeller som modellerer energisystemet på makronivå. Det vil si at effekter på energisystemet undersøkes på et mer overordnet plan sammenlignet med bottom-up modeller (Wahlquist, 2007).

I denne masterstudien er det valgt å modellere i energimodellen Balmorel, fordi fokuset er rettet mot teknologier fremfor å se på økonomien i sin helhet. Balmorel er en bottom-up partiell likevektsmodell.

3.2.3 Lineær programmering og objektfunksjon

Lineær programmering (LP) er en matematisk metode for å finne optimal løsning til et lineært optimeringsproblem. LP-problemer består av en objektfunksjon som skal optimeres, og variabelbegrensinger uttrykt i lineære likninger eller ulikheter. Begrensningene er betingelsene som må tilfredsstilles for å finne en gyldig løsning.

Balmorel er en kostnadsminimeringsmodell der objektfunksjonen minimerer systemkostnaden gitt tekniske, fysiske og regulatoriske begrensninger (Wiese et al., 2018).

I denne studien minimeres objektfunksjonen for å dekke etterspørselsbehovene som er gitt i scenarioene *Basis*, *Høy* og *EkstraHøy*. De viktigste begrensningene i modellen er gitt ved balanselikninger, kapasitetslikninger og energi- og driftsbegrensninger. I tillegg kan man legge inn egne begrensninger som for eksempel maksimal kapasitetsutvidelse innad i et år, maksimalt utslippsnivå av drivhusgasser eller et minimum av fornybarandel i energiproduksjonen.

I denne studien er det lagt inn en begrensning om null CO₂-utslipp i 2050, for å simulere et netto nullutslippssamfunn. Begrensninger knyttet til kapasitetsutvidelser er beskrevet i delkapittel 4.2.3 (Wiese et al., 2018).

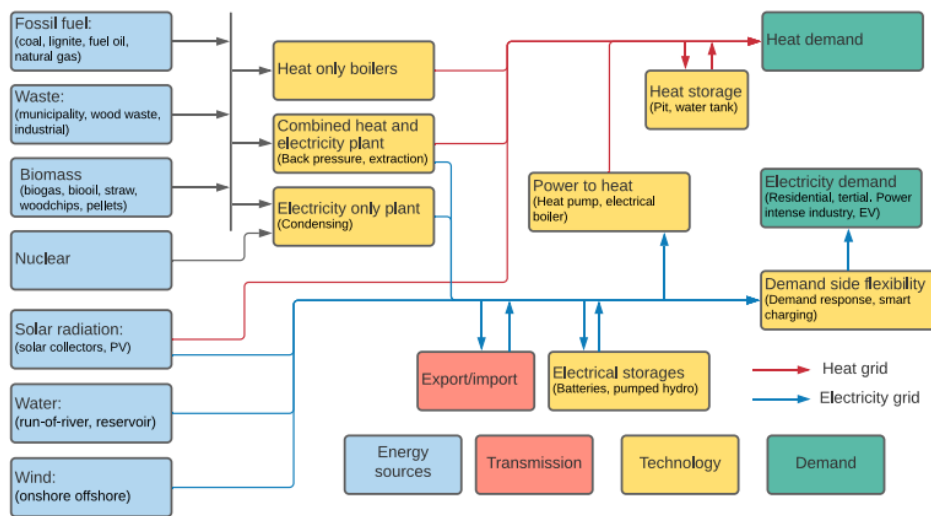
3.2 Balmorel

Balmorel er en bottom-up partiell likevektsmodell for kraft- og varmesektorene (Jåstad et al., 2021). Modellen inkluderer de Nordiske og Baltiske landene, samt Nord- og Vest-Europa (Forskningsrådet, 2017). I modellen optimeres simultant elektrisitet- og varmeproduksjon, transmisjon mot gitt kraft- og varmeforbruk under antakelsen om perfekt konkurranse i markedet (Wiese et al., 2018).

Balmorel ble først utgitt i 2001 av Ravn et al. (2001), og har siden den gang vært under kontinuerlig utvikling (Wiese et al., 2018). Modellens kode er åpen kilde, noe som gjør energisystemmodellen transparent. Strukturen er generisk og utvidbar, og gir mulighet til å supplere modellen med blant annet nye energibærere som for eksempel hydrogen (Wiese et al., 2018). Balmorel skrives i kodespråket GAMS (General Algebraic Modelling System).

Figur 7 er en skjematisk visualisering av kjernestrukturen i Balmorel-modellen med tilgjengelige energikilder (blå bokser), teknologier (gule bokser), etterspørselskategorier (grønne bokser) og transmisjon (røde bokser). Etterspørsel og brenselpriser er eksogene parametere i Balmorel, mens energikonvertering av ressurser til elektrisitet og varme, lagring og transmisjon, og total kostnad og tap i energidistribusjon er endogene parametere (Wiese et al., 2018).

Teknologiene har spesifisert brensel og virkningsgrad, investerings-, drift- og vedlikeholdskostnader, definert forhold mellom elektrisitet og varmeproduksjon, forventet teknisk levetid, samt miljøkarakteriseringer. I tillegg har VRE-teknologier eksogent definerte produksjons- og tilsigsprofiler for hvert tidssegment og geografiske enhet (Wiese et al., 2018).



Figur 7: Flyttdiagram av strukturen i Balmorel med tilgjengelige energikilder og teknologier i modellen. Systemet optimeres simultant for alle regioner og tidssteg (Figur: (Jåstad et al., 2021).

4. Data

I dette kapittelet tar jeg for meg innhenting av datagrunnlaget for studien, hvilke antakelser og begrensninger som er brukt i modellberegningene, og det gis en nærmere beskrivelse av forbruksscenarioene.

4.1 Datagrunnlag

4.1.1 Datainnsamling

Datagrunnlaget i denne masterstudien for utarbeidelsen av de tre forbruksscenarioene for NO4 er hentet fra åpne datakilder hos Statnett, NVE, DNV, SVK, samt fra rapporten *Prosess21* (DNV, 2021; Moe et al., 2021; NVE, 2021c; Statnett, 2023c; Svenska Kraftnät, 2021). Det er så langt det har vært mulig blitt brukt de siste tilgjengelig og mest oppdaterte datakildene ved modelleringstidspunktet. Det vil si følgende rapporter:

- Statnetts delrapport til årets langsiktige markedsanalyse *Forbruksutvikling i Norge 2022-2050*
- NVEs *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040*
- DNVs *Energy Transition Norway 2021*
- Strategi arbeidsrapporten for norsk prosessindustri *Prosess21*
- SVKs *Långsiktig marknadsanalys 2021*

NVE er et direktorat underlagt Olje- og energidepartementet og har ansvar for å forvalte Norges vann- og energiresurser. Statnett er statlig foretak som har ansvar for å bygge, drifte og vedlikeholde det norske kraftsystemet, og SVK har tilsvarende rolle i Sverige. *Prosess21* er et strategiarbeid for norsk prosessindustri etablert av Nærings- og fiskeridepartementet i 2018. Rapporten skal gi råd og anbefalinger som skal bidra til utvikling av norsk prosessindustri mot minimale utslipp i 2050 og samtidig bærekraftig vekst.

4.1.2 Databehandling og antakelser

Grunndataene fra modelleringene er konvertert til Excel og videre bearbeidet der. Datagrunnlaget for sensitivitetsanalysen med endringer i forutsetningene for overføringskapasitet er basert på Statnetts og lokale nettselskaps tanker om nettutvikling presentert i *Områdeplan Nord* og *Områdeplan Helgeland og Salten* (Statnett, 2022b; Statnett, 2023e).

Forbruksscenarioer

Basert på forbruksframskrivninger for NO₄ i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyser for årene 2019, 2020 og 2021 er det beregnet hvor stor andel av Norges totale forbruk som tilegnes NO₄. Prosentandelen ble beregnet til 13,4 % i 2030, 14,0 % i 2040 og 14,1 % i 2050. Til sammenligning var gjennomsnittlig prosentandel i 2020-2022 på 13,9 %. Prosentandelene ble så benyttet til å beregne forbruksutviklingen i NO₄ basert på Statnetts, NVEs, DNVs og *Prosess21* sine estimater for Norges utvikling totalt.

Grunnet planer om stor forbruksvekst i Nord-Sverige (SE1) og den tette nettforbindelsen mellom Nord-Norge og Nord-Sverige, ble det laget en forbruksframskrivning for utviklingen i SE1 frem mot 2050. Denne er basert på et gjennomsnitt av de to høyeste forbruksframskrivningene for SE1 i SVKs *Långsiktig marknadsanalys 2021* (Svenska Kraftnät, 2021).

I tillegg ble det utarbeidet en framskrivning av det totale forbruket for resten av Norge (utenom NO₄) og Sverige (utenom SE1). Disse baserer seg på gjennomsnittsverdier av framskrivninger fra NVE, Statnett, DNV og *Prosess21* for Norge og SVK for Sverige.

Alle forbruksframskrivningene er oppgitt i tabeller under delkapitlet 4.3.

Overføringskapasitet

Overføringskapasiteten i nettet begrenser kraftflyten mellom land og regioner. Modellen inkluderer eksisterende, planlagte og endogene investeringer i nett (Wiese et al., 2018). Internt i regionene antas kobberplatesystem, som vil si uendelig overføringskapasitet.

Flaskehalsen i nettet er en kjent utfordring i det nordiske kraftsystemet, og både i Norge og Sverige er det store flaskehalsen i overføringen nord-sør (Statnett, 2021). For å undersøke betydningen av økt overføringskapasitet er det gjort en modellkjøring for de tre forbruksscenarioer med eksogent økte kapasitetsverdier. Endringer i overføringskapasitet er basert på nettutviklingsplaner presentert i Statnetts *Områdeplan Nord* og *Områdeplan Helgeland og Salten* (Statnett, 2022b; Statnett, 2023e). Dette er nærmere omtalt i delkapittel 1.2.

I tabell 1 finnes en oversikt over endringene i overføringskapasitetene. Endringene gjelder for forbindelsene mellom NO4 og Finland, NO4 og NO3, NO4 og SE1, NO4 og SE2, samt økninger internt i Sverige både mellom SE1 og SE2, og SE2 og SE3. Alle endringene er lagt inn fra 2040, ettersom det antas at disse ikke vil være realisert innen 2030. Endringene i overføringskapasitet er likt for alle scenarioene.

Tabell 1: Oversikt over nåværende og økte overføringskapasiteter mellom NO4-Finland, NO3-NO4, NO4-SE1, NO4-SE2, samt SE1-SE2 og SE2-SE3 for årene 2030, 2040 og 2050.

Overføringskapasitet (MW)			
	År	Nåværende kapasitet	Ny kapasitet
NO4 – FIN	2030	0	0
	2040	0	1500
	2050	0	1500
NO4 – NO3	2030	1200	1200
	2040	1200	2700
	2050	1200	2700
NO4 – SE1	2030	700	700
	2040	700	2900
	2050	700	2900
NO4 – SE2	2030	250	250
	2040	250	1750
	2050	250	1750
SE1 – SE2	2030	3300	3300

	2040	3300	4800
	2050	3300	4800
SE2 – SE3	2030	8100	8100
	2040	8100	9600
	2050	8100	9600

4.2 Antakelser og begrensninger

4.2.1 Geografisk avgrensning og tidsoppløsning

Balmorel er bygd opp hierarkisk i tid og rom.

Geografisk avgrensning

I denne masterstudien er modellen kjørt i 13 land (Norge, Sverige, Finland, Danmark, Estland, Latvia, Litauen, Polen, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike og Storbritannia). Balmorel er delt inn i tre geografiske lag; Land, Region og Område.

I Landlaget defineres generelle økonomiske inputs som politiske tiltak, fornybare energimål, ressursbegrensninger og brenselpriser (Wiese et al., 2018). I denne masterstudien er det brukt like brenselpriser i alle land.

Hvert land er igjen delt inn i én eller flere regioner. I Regionlaget følger inndelingen de nordiske landenes spotprisområder, Tyskland er inndelt i fire regioner og resterende land i én region. I regionlagene defineres kraftteterspørsel, i dette tilfellet gjennom tre forbruksscenarioer (*Basis*, *Høy*, *EkstraHøy*) for NO₄, og modellen sikrer at kraftbalansen i hver region går i null (Wiese et al., 2018). Nærmere beskrivelse av hva som ligger i de tre forbruksscenarioene er beskrevet i delkapittel 4.3.

Områdelaget brukes til å representere individuelle geografiske karakteristikk internt i regioner, og her er klimatiske forhold, teknologier og kapasitet for kraft- og varmeproduksjon og lagringsenheter definert (Wiese et al., 2018).

Tidsoppløsning

Tidsoppløsningen er delt inn i år, uker og timer. I denne studien er sesongene modellert som seks uker med 72 timer i hver for årene 2030, 2040 og 2050. De seks tidsstegene er fordelt på uke 2, 11, 20, 29, 38 og 47; som tilsvarer én uke annen hver måned i et år. De 72 timene utgjør mandag, tirsdag og lørdag i en uke. Målet er at de valgte ukene og timene som både er hverdager og helg totalt sett skal favne de naturlige svingningene som er i kraftproduksjon og forbruk gjennom et året, og at utvalget på den måten er representativt for et helt år.

4.2.2 Klimamål

Premisset for modelleringen er Norges og EUs mål om netto nullutslipp innen 2050 (EU, 2023; Miljøstatus, u.å.). Dette er modellert som null CO₂-utslipp i kraftsystemet for Norge og Norden etter 2030 og for resterende land i 2050. Dette er basert på forventet utvikling og politiske målsetninger.

4.2.3 Kapasitetsutvidelser

Energimodellen er innenfor gitte begrensninger fri til å gjøre endogene investeringer i ulike produksjonsteknologier for å minimere systemkostnaden gitt at etterspørselsbehovet imøtekommes. For Norge er det særlig begrensningene knyttet til vannkraft og landbasert vindkraft som er relevante. For vannkraftproduksjon er det i modellen lagt inn en antatt økning for hele landet som følger NVEs nyeste langsiktige markedsanalyse. Endringene er lagt inn som en lik prosentvis økning for alle prisområdene i Norge. For vindkraftproduksjon på land er det i Norge satt en øvre grense på 25 TWh og 7,5 GW. Disse er basert på et teknisk og sosiopolitisk potensial. Lignende type begrensninger finnes blant annet for solkraft, atomkraft og alle fossile teknologier, men disse er ikke like relevante for det norske kraftsystemet.

4.3 Scenarioer

Datagrunnlaget og databehandlingen for utformingen av forbruksscenarioene er beskrevet ovenfor i kapittel 4.1. I dette delkapittelet gis en nærmere beskrivelse av hva de tre scenarioene inneholder.

Basis

Basis-scenarioet er basert på et gjennomsnitt av forbruksframskrivninger utført av Statnett, NVE, DVE og rapporten *Prosess21*. Som oppgitt i tabell 2 er forbruksbanen for dette scenarioet 22,5 TWh i 2030, 26,6 TWh i 2040 og 31,4 TWh i 2050. Statnett og *Prosess21* forutsetter i sine analyser at Norge og Europa når målet om tilnærmet utslippsfritt i 2050, mens NVE og DNV forutsetter at dagens virkemidler videreføres (DNV, 2021; Moe et al., 2021; NOU 2023: 3; NVE, 2021b; Statnett, 2023b). Statnetts *basis*-scenario er basert på deres beste antakelser av ulike faktorer. Forbruksøkningene vil i hovedsak komme fra elektrifisering av transportsektoren, kraftkrevende industri, datasentre, batterifabrikker og hydrogenproduksjon (Statnett, 2023a). Til tross for befolkningsvekst forventes reduksjon i alminnelig forbruk grunnet ENØK-tiltak, samt nedgang i kraftforbruket i petroleumsnæringen etter 2035.

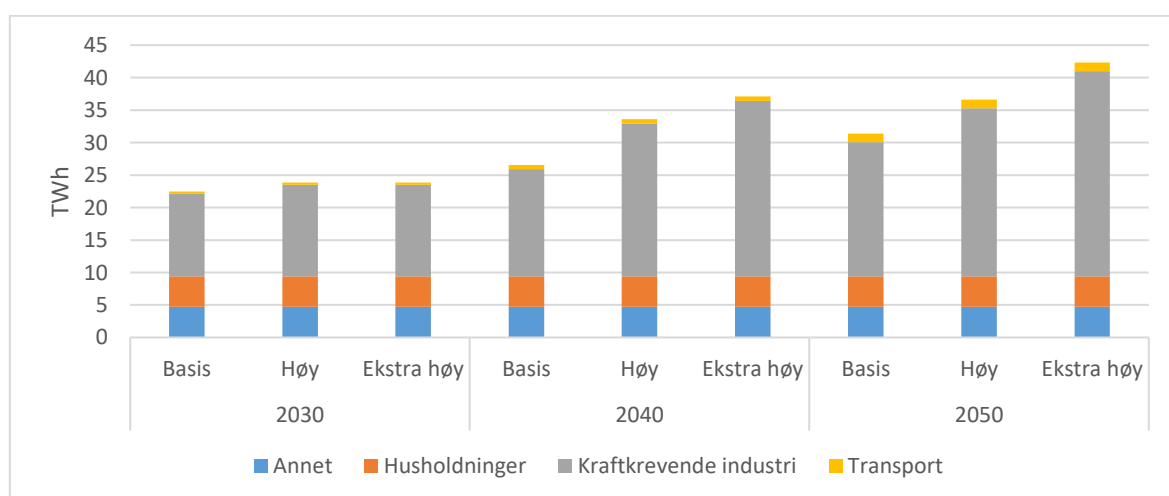
Høy

Høy-scenariet er basert på høy-scenariet i Statnetts *Forbruksutvikling i Norge 2022-2050* (Statnett, 2023c). Scenariet har en forbruksbane på 23,9 TWh i 2030, 33,6 TWh i 2040 og 36,6 TWh i 2050. Høy-scenariet til Statnett tar utgangspunkt i at det blir en kraftig vekst i forbruket drevet av veldig mye flytende havvindproduksjon. Det antas også at Norge produserer og eksporterer mye hydrogen til kontinentet (Statnett, 2023a). I likhet med Statnetts basisscenario forventes reduksjon i alminnelig forbruk grunnet ENØK-tiltak og nedgang i kraftforbruket i petroleumsnæringen etter 2035. Forbruksøkningene kommer fra elektrifisering av transportsektoren, kraftkrevende industri, datasentre, batterifabriker og hydrogenproduksjon.

EkstraHøy

I likhet med Høy-scenariet er EkstraHøy-scenariet basert på Statnetts forbruksutviklingsrapport, men denne gangen Statnetts Ekstra høy-scenario (Statnett, 2023c). Scenariet har en forbruksbane på 23,9 TWh i 2030, 37,1 TWh i 2040 og 42,3 TWh i 2050. Det som skiller forbruksveksten i Høy- og Ekstra høy-scenariene til Statnett er mengden flytende havvindproduksjon. Mye havvindproduksjon gir lave kraftpriser og driver opp forbruket. Det antas liten vekst i alminnelig forbruk, kraftforbruket i petroleumsnæringen vil flates ut etter 2035 og de store forbruksvekstene kommer i hovedsak fra kraftkrevende industri, hydrogenproduksjon, datasenter og batterifabriker.

I figur 8 vises fordelingen per forbruksgruppe for hvert av de tre forbruksscenarioene for NO4. Inputverdiene i Balmorel ble fordelt mellom forbruksgruppene husholdning, kraftkrevende industri, transport og annet. Som figur 8 viser, antas ingen vekst i kraftforbruk i husholdninger og annet, litt vekst i transportsektoren og mye i kraftkrevende industri.

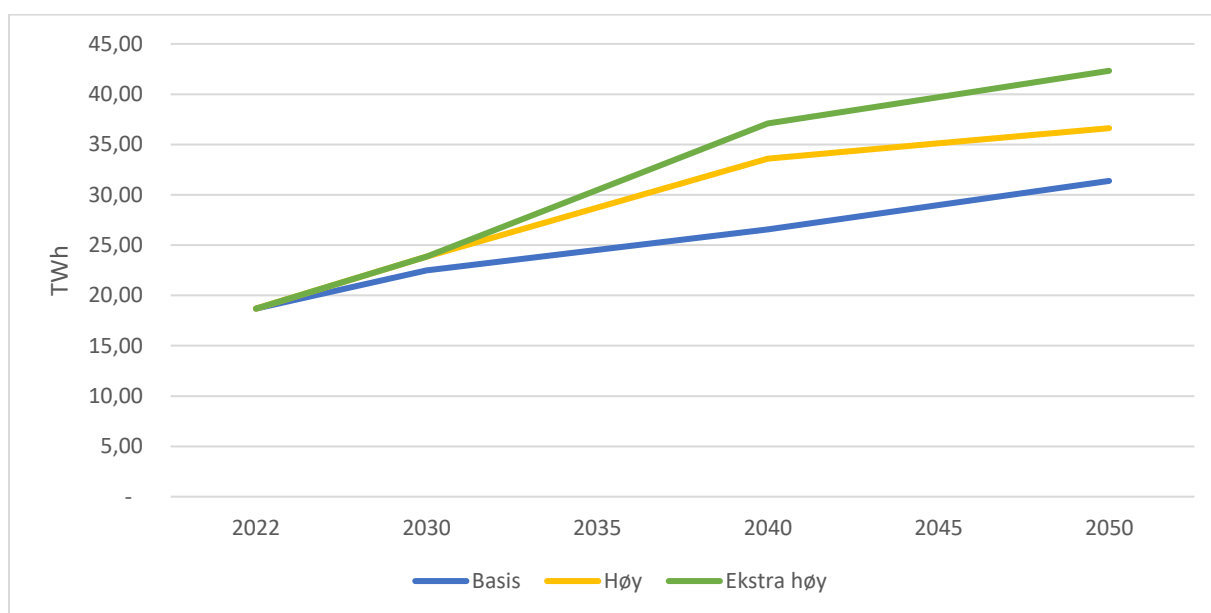


Figur 8: Forbruksscenarioene for NO4 Basis, Høy og EkstraHøy for 2030, 2040 og 2050 fordelt på ulike forbruksgrupper.

Scenariooversikt

Figur 9 viser utviklingen i de tre forbruksscenarioene *Basis*, *Høy* og *EkstraHøy* for NO4 fra 2022 frem til 2050. Tallverdiene for scenarioene i NO4 er gitt i tabell 2, og tabell 3 gir en oversikt over forbruksscenarioene for SE1 og resten av Norge og Sverige.

For bedre forståelse og sammenligning minnes det om at kraftforbruket i NO4 de siste tre årene var på 18,7 TWh, og nevnte forbruksøkninger i delkapittel 1.2 tilsvarer totalt 14 TWh.



Figur 9: Visualisering av de tre forbruksscenarioene for NO4 fra 2022 til 2050.

Tabell 2: Oversikt over forbruksscenarioene *Basis*, *Høy* og *EkstraHøy* for årene 2030, 2040 og 2050.

Forbruksscenarioer for NO4 2030 – 2050 (TWh)			
År	<i>Basis</i>	<i>Høy</i>	<i>EkstraHøy</i>
2030	22,5	23,9	23,9
2040	26,6	33,6	37,1
2050	31,4	36,6	42,3

Tabell 3: Oversikt over de tre forbruksscenarioene for SE1, resten av Norge og resten av Sverige for årene 2030, 2040 og 2050.

Forbruksscenarioer 2030 – 2050 (TWh)			
År	SE1	Resten av Norge	Resten av Sverige
2030	36,1	148,0	148,0
2040	64,3	169,3	180,4
2050	81,9	191,4	208,2

Tabell 4 gir en oversikt over navngivning på de seks modellkjøringene, med nåværende overføringskapasitet (nå) og med økt overføringskapasitet (økt). Utenom endring i overføringskapasitet holdes alt annet likt for de seks modellkjøringene.

Tabell 4: Navn og kategorisering av de seks modellkjøringene.

Navn på modellscenarioer	
Nåværende kapasitet	Ny kapasitet
<i>Basis_nå</i>	<i>Basis_økt</i>
<i>Høy_nå</i>	<i>Høy_økt</i>
<i>EkstraHøy_nå</i>	<i>EkstraHøy_økt</i>

5. Presentasjon og diskusjon av resultater

Dette kapittelet tar for seg resultater fra modellering av kraftsystemet i Balmorel med fokus på prisområdet NO4. Målet med dette kapittelet er å besvare problemstillingen og tilhørende delanalyser gjennom presentasjon og diskusjon av modellresultater.

Problemstilling:

Hvordan kan utviklingen av kraftsystemet i NO4 se ut mot et nullutslippssamfunn i 2050?

Problemstillingen besvarer gjennom to delanalyser:

1. Skissering av utviklingen av kraftsystemet (kraftpris, kraftmiks, kraftflyt og kraftbalanse) i NO4 frem mot 2050.
2. Beskrivelse av effektene endring i etterspørsel og overføringskapasitet gir på kraftsystemet i NO4.

Resultatene knyttet til analysepunkt 1 presenteres gjennom de tre forbruksscenarioene med nåværende overføringskapasitet (*Basis_nå*, *Høy_nå*, *EkstraHøy_nå*), mens analysepunkt 2 er en sammenligning mellom disse og scenarioene med økt overføringskapasitet (*Basis_økt*, *Høy_økt*, *EkstraHøy_økt*).

Økt overføringskapasitet er først lagt inn fra 2040, så resultatene for *Basis_nå* og *Basis_økt* vil alltid være like i 2030. Tilsvarende gjelder for *Høy* og *EkstraHøy*.

I likhet med databehandlingen i forkant av analysen, er resultatene fra modelleringene behandlet i Excel, såkalt protprosessering.

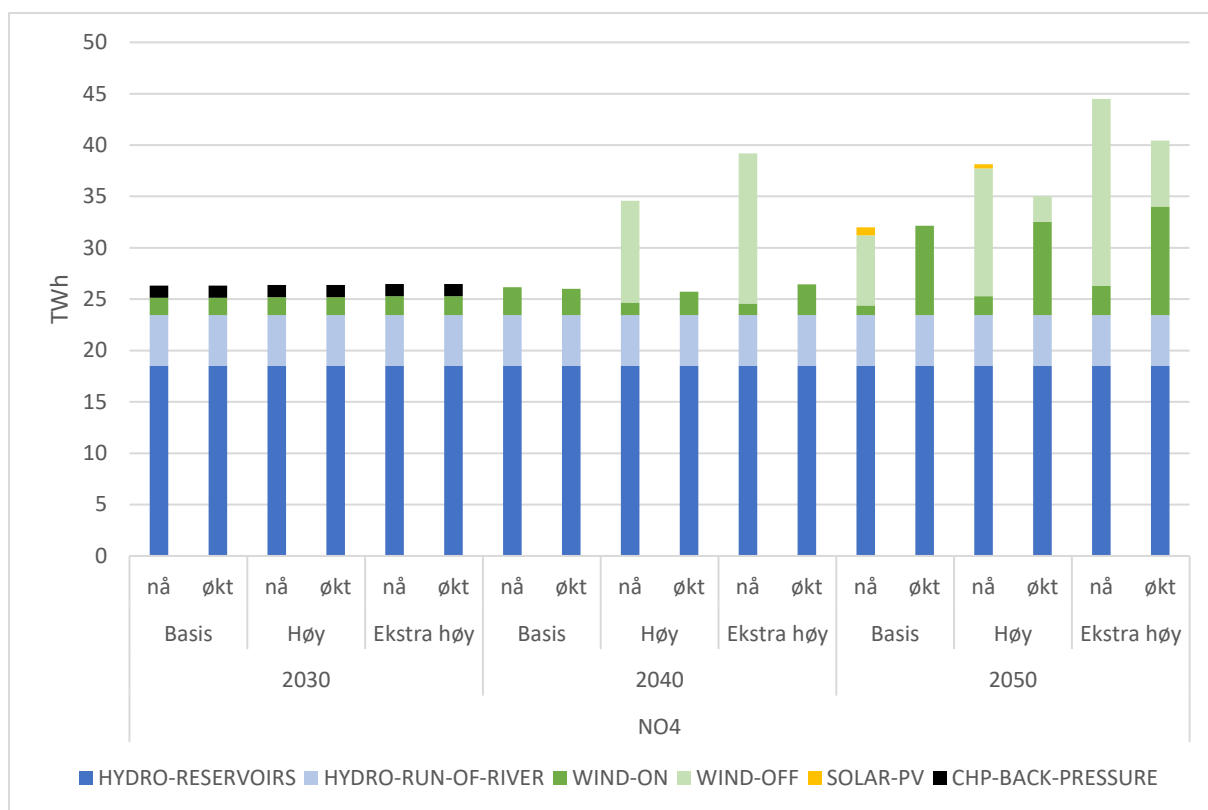
Tabell 5 gir en oversikt over navnene på teknologiparameterne som presenteres i figurene videre i kapittel 5, samt deres tilhørende norske navn.

Tabell 5: Navngivning av produksjonsteknologier fra engelsk til norsk.

Teknologiparametere (engelsk → norsk)	
CHP-BACK-PRESSURE	Termisk kraft
HYDRO-RESERVOIRS	Regulerbar vannkraft
HYDRO-RUN-OF-RIVER	Uregulerbar vannkraft
SOLAR-PV	Solkraft PV
WIND-OFF	Havvind
WIND-ON	Landvind

5.1 Kraftproduksjon og kraftmiks

De overordnede resultatene fra analysen viser at kraftmiksen i N04 frem mot 2050 i all hovedsak vil bestå av vannkraft, landbasert vindkraft og havvind, og det er vindkraft som står for ny kraftproduksjon. Resultatene fra modelleringene tilsier også en liten andel solkraft i 2050 for *Basis_nå* og *Høy_nå*, mens termisk kraft fases ut etter 2030. Dette er lagt inn som en betingelse i modellen og er basert på klimamål. Mengden vannkraft holdes stabil. Det er også lagt som en begrensning i modellen og er nærmere beskrevet i delkapittel 4.2.3.



Figur 10: Kraftproduksjon og kraftmiks i NO4 i årene 2030, 2040 og 2050 for de tre forbruksscenarioene med og uten økt overføringskapasitet.

Kraftproduksjonen i NO4 skal økes mot 2050, og som man ser av figur 10 er det i all hovedsak vindkraft som står for økt produksjon. Det tilsier resultatene fra samtlige seks scenarioer som er modellert. Likevel er eksakt produksjonsvolum, når økningen skjer, og om det blir mest landvind eller havvind, ulik for forbruksscenarioene og avhengig av overføringskapasiteten.

I 2030 er kraftproduksjon tilnærmet 26 TWh, og kraftmiksen består av regulerbar vannkraft, uregulerbar vannkraft, landbasert vindkraft og litt termisk kraft. Dette er likt for alle scenarioene. Sett bort fra *Høy_nå* og *EkstraHøy_nå*, reduseres kraftproduksjonen litt i NO4 i 2040 sammenlignet med 2030. Årsaken er at termisk kraft utgår fra kraftmiksen, og at investeringene i ny landbasert vindkraft ikke tilstrekkelig dekker tapet. Likevel er kraftproduksjonen i 2040 også tilnærmet 26 TWh. Til sammenligning har NVE i *Langsiktige kraftmarkedsanalyse 2021-2040* estimert en kraftproduksjon i NO4 på 31 TWh i 2030 og 32 TWh i 2040 (NVE, 2021c).

For *Høy_nå* og *EkstraHøy_nå* er det derimot en sterk økning i kraftproduksjon på henholdsvis 8,2 og 12,7 TWh fra 2030 til 2040. Økningen kommer utelukkende fra havvindproduksjon. For

scenarioene med nåværende overføringskapasitet investeres det i mye havvindproduksjon, selv i *Basis_nå* med 6,8 TWh i 2050. På det meste gir modellen produksjon fra havvind på 18,2 TWh for *EkstraHøy_nå* i 2050. Til sammenligning estimerer Statnett i sitt basis-scenario en økt kraftproduksjon fra havvind på 40 TWh frem mot 2050 totalt for Norge (Statnett, 2023d). Dette kontraintuitive resultatet diskuteres tre avsnitt ned.

Økt overføringskapasitet gir både lavere kraftproduksjon i NO4 i 2040 og 2050, og mer landbasert vindkraftproduksjon sammenlignet med scenarioene med nåværende overføringskapasitet.

For *Basis*-scenarioet er kraftproduksjon tilnærmet lik uavhengig av overføringskapasiteten med omtrent 26,1 TWh i 2040 og omtrent 32,1 TWh i 2050. Det som skiller *Basis_nå* fra *Basis_økt* er produksjonsteknologi. For førstnevntes kommer økt kraftproduksjon fra mye havvind og litt solkraft i 2050, mens sistnevntes produksjonsøkning utelukkende skyldes økt vindproduksjon på land.

I 2050 tilsier resultatene for *Basis_økt* 8,7 TWh landbasert vindkraft i NO4, mot 2,7 TWh som ble produsert i 2022 (Elhub, 2023b). Samme trend ser man for *Høy*- og *EkstraHøy*-scenarioene. I *EkstraHøy_økt* produseres 10,6 TWh fra landbasert vindkraft i 2050. Dette tilsvarer omtrent 10 ganger årsproduksjonen til Norges største landbaserte vindpark Storheia på Fosen (Statkraft, u.å.).

Samtidig, som beskrevet i delkapittel 1.2, er potensialet for vindkraftutbygginger stort i NO4 dersom man bare ser på vindressurser og areal. Per dags dato behandler NVE søknader for utbygginger av vindkraft i NO4 tilsvarer rundt 8,5 TWh. Likevel er det andre faktorer enn vindressurser og tilgjengelige arealer som må tas med i vurderingen, blant annet miljø og utfordringer med å skape sosial aksept. Dette diskuteres mer under delkapittel 5.7 lengre ned.

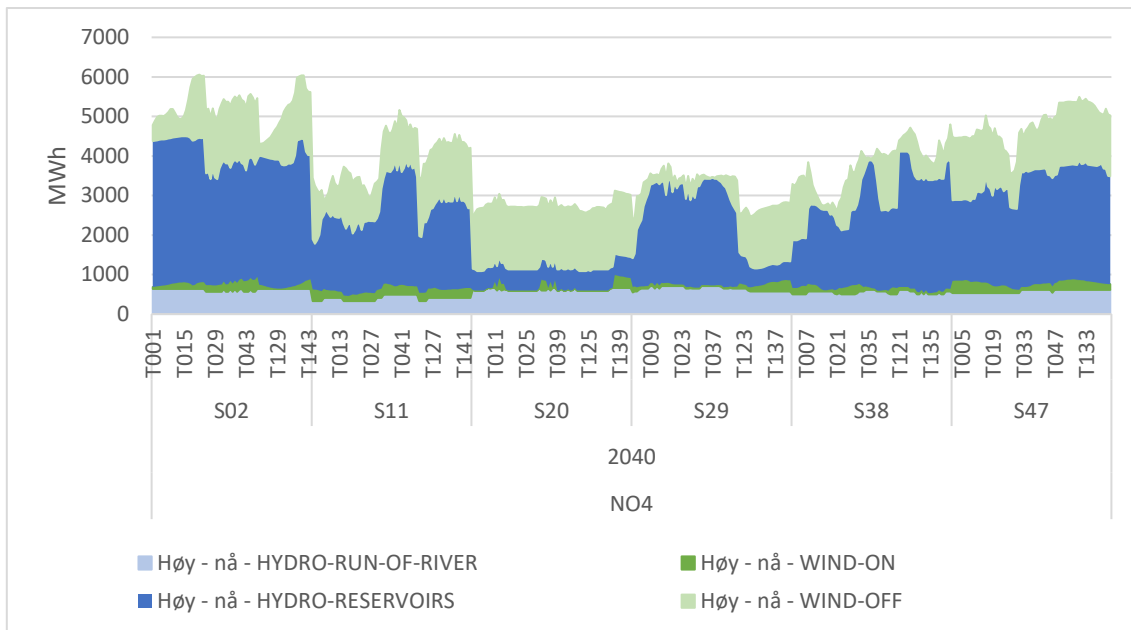
Mens produksjonsvolumet holder seg stabilt for *Basis*-scenarioene over analyseperioden, er trenden for *Høy*- og *EkstraHøy*-scenarioene ved økt overføringskapasitet at produksjonsvolumet reduseres i 2040 for så å igjen øke i 2050. Total kraftproduksjon for disse scenarioene både i 2040 og 2050 er betydelig lavere enn for tilsvarende scenarioer med nåværende kapasitet. Det er med andre ord i disse tilfellene mer lønnsomt å importere kraft enn å investere i økt kraftproduksjon i NO4. Dette studeres nærmere i delkapittel 5.3.

Som nevnt i delkapittel 4.2.3 er landbasert vindkraftproduksjon i Norge begrenset til 25 TWh og 7,5 GW. Ut fra disse begrensningene står modellen fritt til å allokere hvor i landet vindkraftproduksjonen lokaliseres basert på hvor det er mest lønnsomt.

Ser man på Norge som helhet produseres det totalt 25 TWh i 2040 og 2050 for alle scenarioene med nåværende overføringskapasitet, men produksjonen er lokalisert i andre prisområder enn NO4, se vedlegg 2-4. Modellen minimerer systemkostnaden, og finner det altså gitt forutsetningene i modellen, at de ved nåværende overføringskapasitet er mer lønnsomt å bygge landbasert vindkraft i andre deler av landet enn Nord-Norge. Det betyr at kraften i NO4 må produseres på annet vis, i denne sammenhengen i form av havvind. Ved endrede forutsetninger overføringskapasitet ut av NO4 finner modellen det i stedet mest lønnsomt å allokere noe av landbasert vindkraftproduksjon i NO4, og samtidig da redusere havvindproduksjonen.

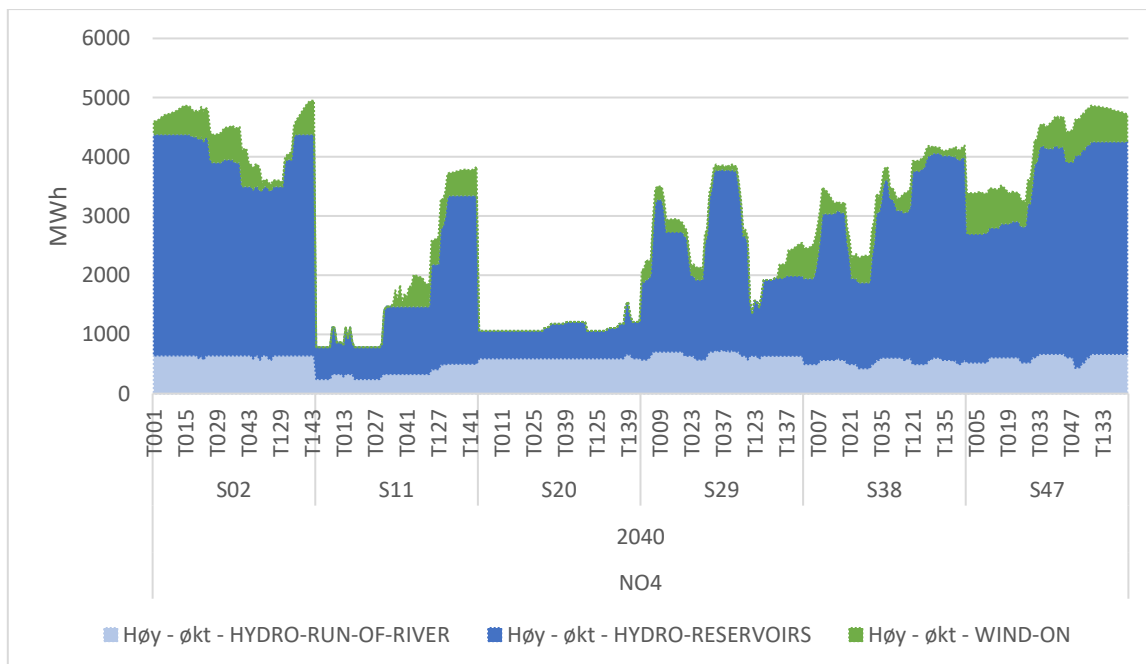
Figur 11 viser en typisk produksjonsprofil i NO4 gjennom et år, her illustrert med *Høy_nå* i 2040. Man ser at produksjonen fra elvekraft er tilnærmet stabilt på samme nivå hele året. Produksjonsprofilen til regulerbar vannkraft følger i stor grad kurven for fyllingsgrad i magasinene (NVE, 2023d). Det vil si mye produksjon på starten av året som reduseres utover våren i takt med at magasinene tømmes. Deretter er det lite produksjon på senvåren (S20) når fyllingsgraden er på sitt laveste, før snøsmeltinga har startet og produksjonen igjen tar seg opp på høsten i takt med at magasinene fylles opp.

Landbasert vindkraft har en svingende profil og produserer minst på sen vår (S20) og sommer (S29). Havvind har en varierende produksjonsprofil gjennom året, men er den teknologien som produseres mest på senvåren når det er lite annen produksjon.



Figur 11: Produksjonsprofil per teknologi for Høy-scenariet med nåværende overføringskapasitet i 2040.

Figur 12 viser årsprofilen for kraftproduksjon i NO4 for Høy_økt. Vannkraftprofilen for både elve- og magasinkraftverk og produksjonsprofilen for landbasert vindkraft har lignende profiler som i figur 11. Havvindproduksjonen som jevnet ut svingningene i total kraftproduksjon med nåværende overføringskapasitet er ute av kraftmiksen ved økt kapasitet. Det gir store svingninger i total kraftproduksjon gjennom året.



Figur 12: Produksjonsprofil per teknologi for Høy-scenariet med nåværende overføringskapasitet i 2040.

5.2 Kraftbalanse

Kraftbalansen i NO4 går fra positiv til negativ innen 2040 for alle scenarioene både med nårværende og økt overføringskapasitet. Endring fra positiv til negativ kraftbalanse skyldes økning i kraftforbruk uten tilstrekkelig økning i ny kraftproduksjon. Som vist i tabell 6 reduseres kraftoverskuddet i 2030 fra gjennomsnittsverdien de siste tre årene på 8,7 TWh, men kraftbalansen forblir positivt for alle scenarioene.

I 2040 er kraftbalansen negativ for samtlige scenarioer, men kraftunderskuddet er særlig stort i scenarioene med økt overføringskapasitet. Kraftunderskuddet for *Høy_nå* og *EkstraHøy_nå* er på hele 9,8 og 13 TWh.

I 2050 er fortsatt NO4 en region med kraftunderskudd, men ettersom produksjonen har økt mer enn etterspørselen, er kraftbalansen mindre negativ sammenlignet med 2040-nivået. NVE estimerer i likhet med denne analysen en nedgang i kraftoverskudd fra dagens situasjon mot 2030 og 2040. Likevel estimerer NVE høyere produksjon enn resultatene i denne masterstudien, samt lavere forbruksvekst i NO4. Dette gir et kraftoverskudd i NO4 på 11 TWh i 2030 og 9 TWh i 2040 (NVE, 2021b), som er betydelig høyere enn resultatene her.

Statnett i sin langsiktige markedsanalyse forventer mye raskere forbruksvekst enn økt produksjon de neste årene, og forventer derfor et svakt kraftunderskudd (under 1 TWh) i NO4 fra 2040 (Statnett, 2023b). I likhet med modellresultatene i denne studien forventer Statnett at kraftunderskuddet reduseres mot 2050 sammenlignet med 2040. Forskjellene i resultatene viser at det er vanskelig å forutsi tidspunkt og balansen for nytt forbruk og ny produksjon.

Tabell 6: Kraftbalansen i NO4 for forbruksscenarioene både med og uten økt overføringskapasitet.

Kraftbalansen i NO4 i 2030, 2040 og 2050 (TWh)							
År	Forbruk →	Nåværende kapasitet			Ny kapasitet		
		<i>Basis</i>	<i>Høy</i>	<i>EkstraHøy</i>	<i>Basis</i>	<i>Høy</i>	<i>EkstraHøy</i>
2030	Produsert	26,3	26,4	26,5	26,3	26,4	26,5
	Etterspørsel	23,9	25,2	25,4	23,9	25,2	25,4
	Kraftbalanse	2,4	1,2	1,1	2,4	1,2	1,1

2040	Produsert	26,2	34,6	39,2	26,0	25,7	26,4
	Etterspørsel	28,2	35,5	39,4	28,2	35,5	39,4
	Kraftbalanse	- 2,1	- 1,0	- 0,2	- 2,2	- 9,8	- 13,0
2050	Produsert	32,0	38,1	44,5	32,2	35,0	40,4
	Etterspørsel	33,1	38,4	44,7	33,1	38,4	44,7
	Kraftbalanse	- 1,1	- 0,3	- 0,2	- 0,9	- 3,4	- 4,3

Resultatene fra denne studien tilsier at NO4 vil gå fra å være en kraftoverskuddsregion til en underskuddsregion innen 2040. Dette gjør regionen mer avhengig av naboregioner og svekker forsyningssikkerheten, i tillegg til at industrivirksomhet i regionen risikerer økte priser på elektrisiteten som innsatsfaktor. I den sammenheng er det viktig å bemerke at modellen i dette studiet står fritt til å allokere produksjon, import og eksport i og mellom prisområde for å minimere systemkostnaden. Det er ikke lagt inn krav om positiv kraftbalanse internt i NO4 eller for Norge totalt. Dette er noe som kan være av politisk interesse både i NO4 og nasjonalt med tanke på forsyningssikkerhet, men også av næringsinteresse for å opprettholde konkurransefortrinnet med å være kraftoverskuddsregion med rikelig tilgang på fornybar kraft.

5.3 Kraftflyt

Kraftunderskudd fra 2040 fordrer økt kraftimport for å dekke økt kraftforbruk i NO4. Modellresultatene viser at kraftimporten øker, og NO4 går fra å være en nettoeksportør i 2030 til nettoimportør i 2040 og 2050.

I tabell 7 ser man at kraftimporten øker for samtlige scenarioer i 2040 sammenlignet med i 2030. For scenarioene med nåværende overføringskapasitet reduseres krafteksporten i 2040 sammenlignet med 2030, mens kraftimporten øker litt. Frem mot 2050 er det lite endring, men litt lavere import enn i 2040.

For scenarioene med økt overføringskapasitet øker kraftvolumet som både eksporteres og importeres betydelig fra 2030 til 2040. Videre frem mot 2050 fortsetter krafteksporten å øke, mens kraftimporten reduseres noe. Dette gjelder for alle scenarioene, bortsett fra *Basis_økt* der også kraftimporten øker fra 2040 til 2050.

Tabell 7: Oversikt over total kraftimport og krafteksport til og fra NO4 for årene 2030, 2040 og 2050.

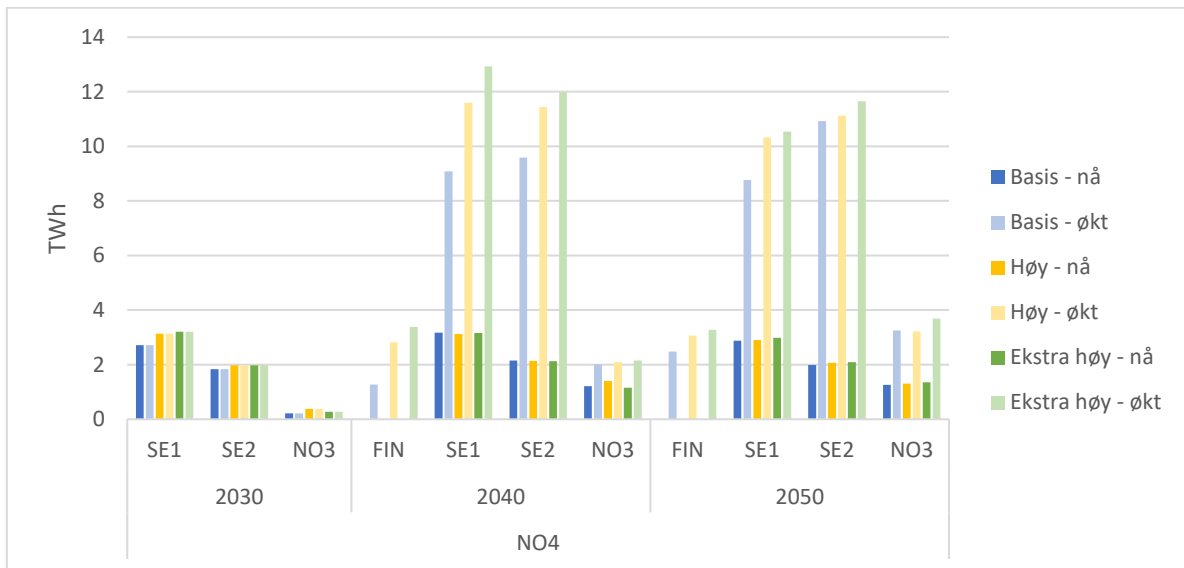
Eksport - Import NO4 (TWh)							
		Nåværende kapasitet			Ny kapasitet		
År	Forbruk →	<i>Basis</i>	<i>Høy</i>	<i>EkstraHøy</i>	<i>Basis</i>	<i>Høy</i>	<i>EkstraHøy</i>
2030	Eksport	7,1	6,6	6,5	7,1	6,6	6,5
	Import	4,8	5,5	5,5	4,8	5,5	5,5
	Netto	2,4	1,2	1,1	2,4	1,2	1,1
2040	Eksport	4,3	5,4	5,8	19,0	17,3	16,5
	Import	6,5	6,7	6,4	21,9	28,0	30,4
	Netto	- 2,3	- 1,3	- 0,6	- 2,9	- 10,7	- 13,9
2050	Eksport	4,8	5,6	5,7	23,6	23,3	23,8
	Import	6,1	6,3	6,4	25,4	27,7	29,2
	Netto	- 1,4	- 0,7	- 0,7	- 1,8	- 4,4	- 5,4

Total kraftbalanse (produksjon – etterspørsel – eksport + import) skal gå i null for alle prisområdene. For at kraftbalansen skal gå i null i NO4 burde netto-radene i tabell 7 vært lik kraftbalanse-radene i tabell 6. Dette er ikke tilfellet for alle scenarioene og i alle årene. Årsaken til den lille differansen som er størst i 2050 for scenarioene med økt nettkapasitet, er at alle tap i nettet, strømforbruk til fjernvarme og i elbiler ikke er inkludert. Det største avviket er likevel på kun i underkant av 3 % av etterspørselen og må sies å være akseptabelt.

Kraftflyt mellom prisområder er styrt av forskjeller i kraftpris og overføringskapasitet mellom områdene. Typisk kraftflyt mellom prisområder i dagens bilde er kraftimport fra Nord-Sverige om vinteren for å dekke effektunderskudd i Troms og Finnmark, og kraftflyt sørover i Norge og mot Sverige om sommeren (Statnett, 2022b; Statnett, 2023e).

Figur 13 viser at NO4 importerer mest kraft fra Nord-Sverige, SE1 og SE2. Dette gjelder for hele analyseperioden og for alle de seks scenarioene. Med dagens overføringskapasitet importeres mest fra SE1, mens ved økt nettkapasitet vil SE2 overta som største importregion. Importen fra SE1 og SE2 øker kraftig med økt overføringskapasitet. Dette skyldes store

mengder ny landbasert vindkraftproduksjon i Nord-Sverige (vedlegg 2-4). Det importeres også noe kraft fra Finland og NO3, men dette utgjør kun en brøkdel sammenlignet med SE1 og SE2.

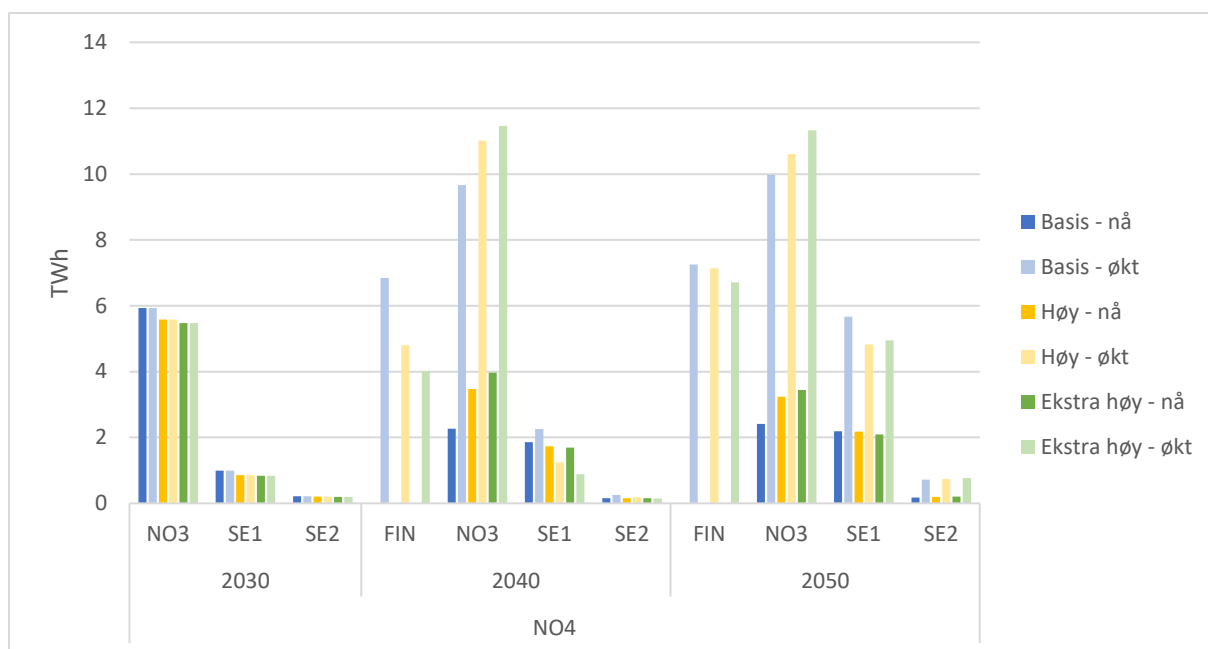


Figur 13: Kraftimport til NO4 fra naboregionene for årene 2030, 2040 og 2050.

For krafteksport er kraftflyten en litt annen. Som vist i figur 14 er NO3 den største eksportregionen for alle scenarioene og for alle årene. SE1 er også en viktig eksportregion, og eksporten til SE1 øker frem mot 2050.

Med økt overføringskapasitet øker eksporten til Finland kraftig. I scenarioene uten økt kapasitet er kraftflyten til Finland lik null, mens med økt nettkapasitet er eksporten på 6,8 og 7,3 TWh for *Basis_økt* i henholdsvis 2040 og 2050. Disse resultatene må tas med en klype salt ettersom modellen ikke modellerer interne flaskehalsverken i NO4 eller Finland.

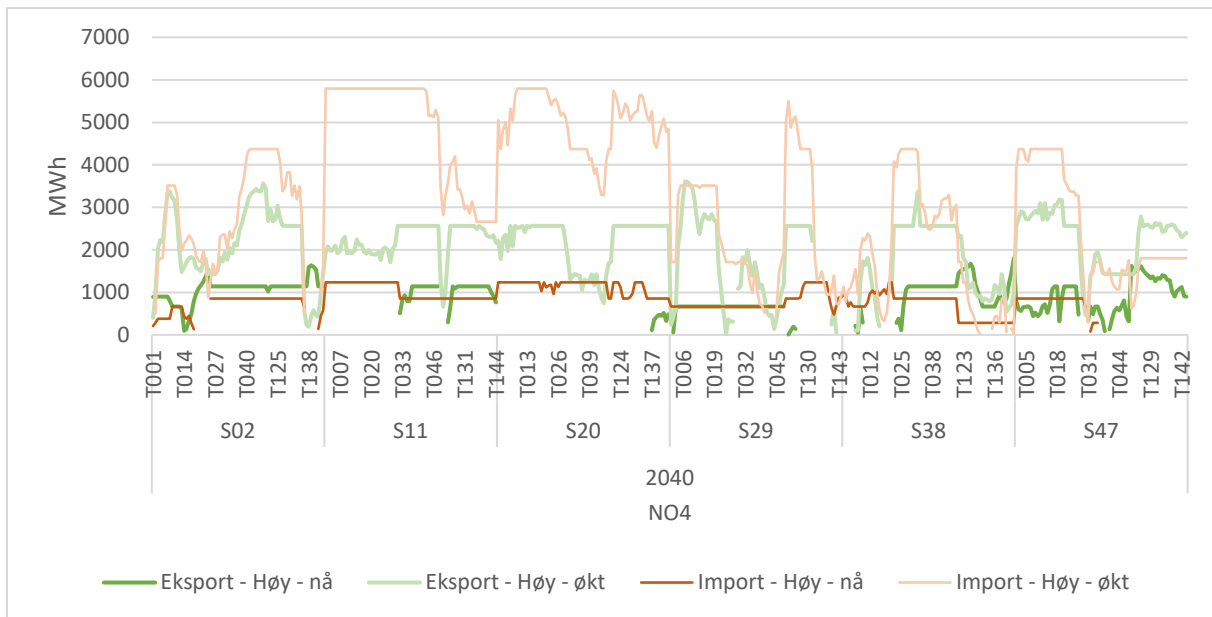
Finland har bare én prissone og er derfor modellert som én sone. Det er kjent at det er store interne flaskehals i Finnmark der overføringskabelen mot Finland går, og i Finland er det største forbruket i sør, mens overføringskabelen er i nord (Entsoe, 2023). Mye økt kraftproduksjon i Finnmark og nord i Finland, samt nettførsterkninger internt kan bidra til å styrke realismen i resultatene. Likevel bør resultatene leses mer som et trendbilde, og nøyaktige verdier av krafteksportereren bør ikke vektlegges høyt.



Figur 14: Krafteksport fra NO4 til naboregioner for årene 2030, 2040 og 2050.

Kraftflyten varierer gjennom året. Dette er vist i figur 15 og *Høy*-scenarioet for 2040 er brukt som eksempel. Med nåværende overføringskapasitet importerer NO4 ganske jevne kraftvolum gjennom året, bortsett fra på vinteren (S02, S47), da er importene lavere enn ellers. Eksporten er tilsvarende høy på høsten og vinteren (S02, S38, S47), mens det eksporteres tilnærmet null kraft store deler av vår og sommer (S11, S20, S29). Dette samsvarer godt med produksjonsprofilen i figur 11; importen er størst når produksjonen er lavest, og motsatt eksporten er høyest når det produseres mest kraft.

Med økt overføringskapasitet ser man som tidligere at både eksport- og importvolumene øker kraftig. Man ser også at det eksporteres mer jevnt gjennom året sammenlignet med nåværende kapasitet i nettet. Det importeres mest kraft om våren (S11, S20) når produksjonen er lavest som tidligere vist i figur 12.



Figur 15: Eksport og import fra og til NO4 for Høy-scenarioene med og uten økt overføringskapasitet i 2040.

Økt kraftutveksling med naboregioner gjør NO4 mer sårbart for endringer i andre lands kraftsystemer. Det betyr også at kraftprisen i NO4 frem mot 2050 i større grad en tidligere vil oppleve prissmitte. Dette er særlig gjeldende dersom overføringskapasiteten økes.

5.4 Kraftpris

Prisene fra modellen er gitt i 2016-Euro, men de er deretter først omregnet til 2022-Euro og så konvertert til norske 2022-kroner med valutakurs 10,1. Kraftprisene som presenteres her oppgis i øre/kWh.

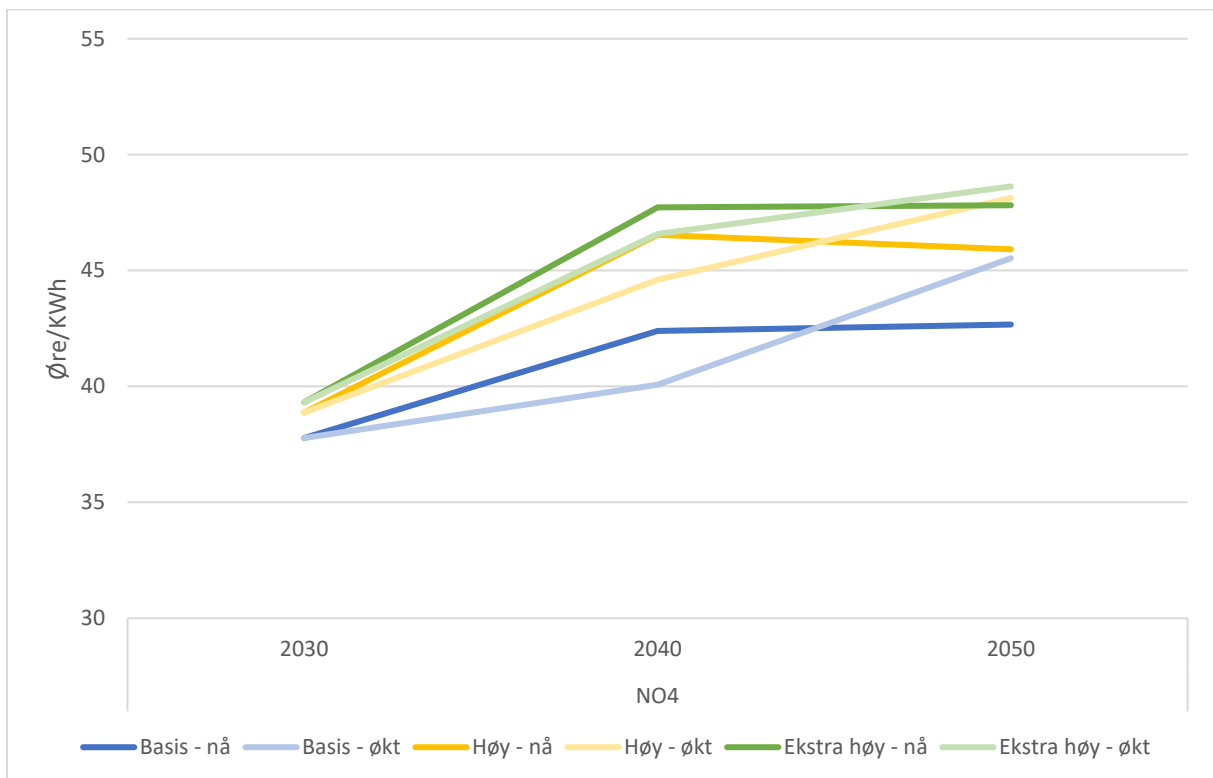
Gjennomsnittlig årlig kraftprisen øker i alle scenarioene frem mot 2050 sammenlignet med dagens nivå, og økningen er størst ved høyest forbruksvekst.

Figur 16 viser gjennomsnittlig kraftpris i NO4 i årene 2030, 2040 og 2050 for alle scenarioene med og uten økt overføringskapasitet. Gjennomsnittlig kraftpris for samtlige scenarioer ligger under 40 øre/kWh i 2030. Til sammenligning var gjennomsnittlig reell kraftpris 31,1 øre/kWh i NO4 i perioden 2012-2022 (Nord Pool, 2023). For alle scenarioene, både med nåværende og økt overføringskapasitet, øker kraftprisen betydelig fram mot 2040, før den for *Basis_nå* og *EkstraHøy_nå* flater ut og for *Høy_nå* reduseres ut mot 2050.

Kraftpris er en viktig faktor både for kraftprodusenter, industriaktører og folk flest. For *Basis_nå* gir modelleringene en prisøkning på 37 % i 2050 sammenlignet med gjennomsnittsprisen siste tiårsperiode i NO4. For *Høy_nå* er tilsvarende verdi 48 % og for

EkstraHøy_nå 54 %. Med økt kapasitet er prisøkningen enda høyere, og differansen er særlig stor for *Basis*-scenarioet. At kraftprisen har størst økning frem mot 2040 passer godt med forbruks- og produksjonsutviklingen; der forbruksveksten er større enn produksjonsveksten mot 2040 og motsatt for 2050, som vist i tabell 6.

Det er viktig å bemerke at det er mange faktorer som spiller inn når kraftpriser estimeres, blant annet kraftforbruk, kraftteterspørsel og utvikling i CO2-prisen. Derfor bør fokuset på prisestimatene her først og fremst være å se på trendene i prisutviklingen, og ikke nøyaktige verdier.



Figur 16: Gjennomsnittlig kraftpris i NO4 for forbruksscenarioene *Basis*, *Høy* og *EkstraHøy* med og uten økt overføringskapasitet i analyseperioden 2030 - 2050. Vær obs på at x-aksen her starter på 30 og ikke 0 øre/kWh.

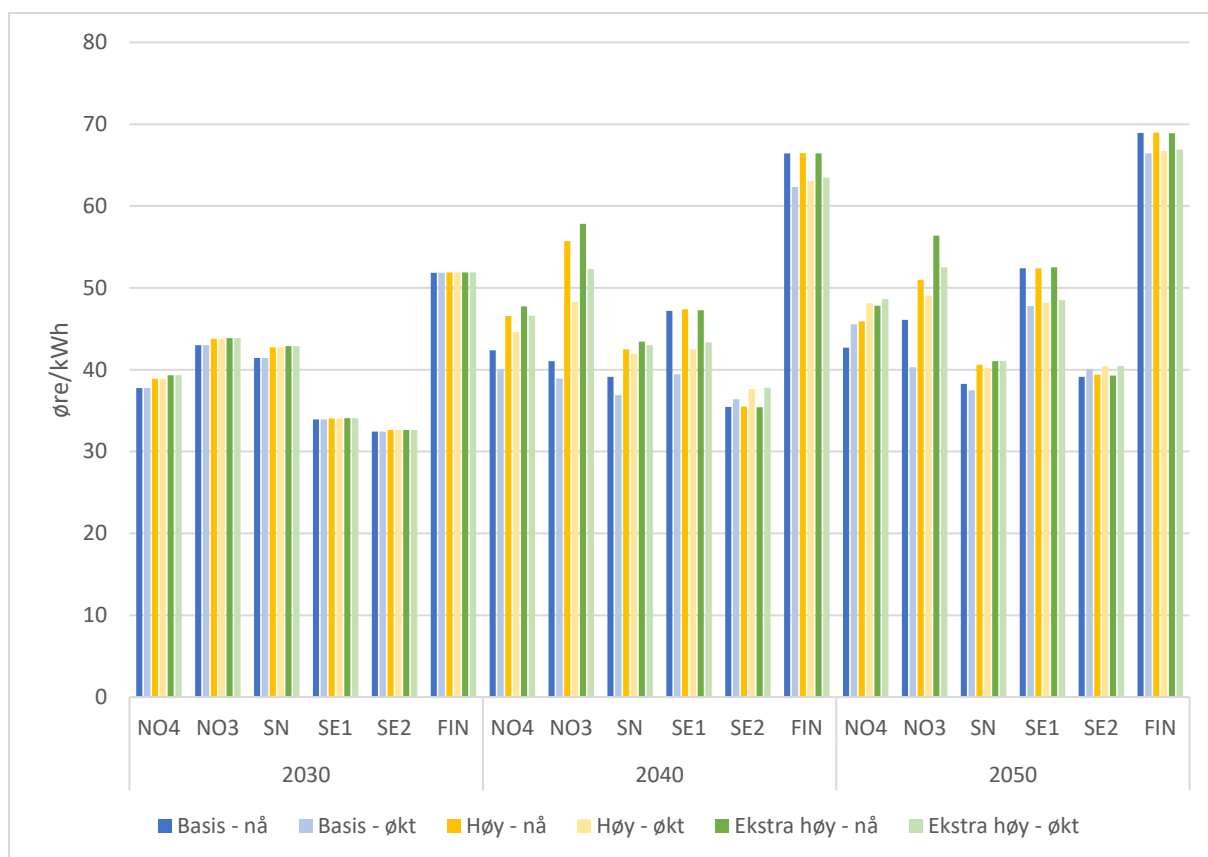
I tabell 8 er modellresultatene for gjennomsnittlig kraftpris i NO4 for *Basis_nå* i årene 2030, 2040 og 2050 sammenlignet med estimater fra NVE og Statnetts siste langsiktige markedsanalyser. Som man kan se forventer alle en prisøkning både frem mot 2030 og 2040 sammenlignet med dagens prisnivå, men størrelse på prisøkningen og når pristoppen nås er ulik for analysene. Mens NVE estimerer pristopp i 2030, forventer Statnett pristopp i 2040 og resultatene for *Basis_nå* tilsier at en liten økning kraftprisen helt frem mot 2050. Forskjellene skyldes sannsynligvis ulikheter i forutsetningene som ligger til grunn for estimatene.

Tabell 8: Sammenligning av gjennomsnittlig kraftpris i NO4 fra NVEs LMA21, Statnetts LMA22, og modellresultater fra denne studien. Prisene er gitt i 2022-kroner, og kraftprisene for NVE og Statnett er verdier for deres basis-prisscenarier (NVE, 2021c; Statnett, 2023d).

Sammenligning kraftprisestimer for NO4 (øre/kWh)			
	<i>Basis_nå</i>	NVE LMA21	Statnett LMA23
2030	37,8	46,9	35,4
2040	42,4	45,7	39,4
2050	42,7		37,4

NO4 går fra å være prisområdet i Norge med lavest gjennomsnittlig kraftpris i 2030, til å ha nest høyest kraftpris i 2040 og 2050, bare slått av NO3. Figur 17 viser forholdet mellom forventet kraftpris for de tre forbruksscenarioene for prisområdene i Norge, samt naboregionene Finland, SE1 og SE2.

Sør-Norge, i figuren forkortet SN, er et gjennomsnitt av kraftprisene i NO1, NO2 og NO5. Som man ser av figuren vil kraftprisen i Sør-Norge, som de siste årene har hatt høyest gjennomsnittlig kraftpris i Norge (Nord Pool, 2023), reduseres jevnt mot 2050 og blir lavere enn NO4 innen 2040. For *Basis*-scenarioene er kraftprisen i NO4 høyeste i Norge i 2040, mens det for *Høy*- og *EkstraHøy*-scenarioene har NO3 høyest kraftpris i 2040 og 2050. Generelt stiger gjennomsnittlig kraftpris fra 2030 og frem mot 2050 for samtlige scenarioer, med klart høyest økning i prisområdene NO3, SE1 og Finland.



Figur 17: Gjennomsnittlig kraftpris i NO4, NO3, Sør-Norge (NO1, NO2, NO5 = SN), SE1, SE2 og FIN i analyseperioden 2030, 2040 og 2050.

Generelt vil prissmitten mellom prisområdet øke med økt nettførbindelser, og økt kapasitet tenderer til lavere kraftpris. Dette gjelder for samtlige scenarier i prisområdene NO3, Sør-Norge, SE1 og Finland. Se vedlegg 1 for nærmere detaljer om prisverdiene for scenarioene i figuren ovenfor.

For NO4 bidrar økt kapasitet som tidligere nevnt i første omgang til en prisreduksjon, mens i 2050 er gjennomsnittlig kraftprisen høyere ved økt kapasitet sammenlignet med nåværende.

I SE2 er det lite forskjell i kraftprisen om kapasiteten øker eller ikke, men kraftprisen tenderer til å øke litt med økt overføringskapasitet både i 2040 og 2050. Prisene i Finland er betydelig høyere sammenlignet med kraftprisen i de andre prisområdene i figur 17. Det er naturlig at økt interaksjon med det finske kraftmarkedet etter økt overføringskapasitet er en av årsakene til økt kraftpris i NO4 frem mot 2050.

Resultatene i figur 17 viser også at endret forbruksvekst i NO4 først og fremst gir utslag i kraftprisen i de norske prisområdene, og særlig NO3 og NO4. Kraftprisen i SE1, SE2 og Finland er tilnærmet lik for alle tre forbruksscenarioene. Disse trendene ser vi både med nåværende og økt overføringskapasitet. Samtidig ser man at kraftprisen i SE1 i 2040 ved økt

overføringskapasitet påvirkes noe forbruksscenarioene. Dette er naturlig tatt i betraktning at det importeres store kraftvolum fra SE1 til NO4 med økt overføringskapasitet og mest i 2040, som vist tidligere i figur 13.

I dette studiet er det lagt inn tre forbruksscenarioer for NO4, ett for SE1 og ett for resten av Norge og Sverige. Særlig *Høy* og *EkstraHøy*-scenarioene for NO4 samt SE1-scenariot legger opp til sterk forbruksvekst frem mot 2050. For resten av Norge og Sverige gjelder et basisscenario for alle modellkjøringene. Det er derfor naturlig at resultatene viser størst endringer i NO4 og områdene nærmest tilknyttet dette, og mindre endringer i Sør-Norge.

Det at resultatene fra denne studien gir at kraftprisen i NO4 vil stige, konvergere og forbigå kraftprisen i Sør-Norge i 2040, skiller seg fra noe fra Statnetts og NVEs markedsanalyser. Både Statnett og NVE forventer, i likhet med resultatene i denne studien, at områdeprisen i nord og sør vil konvergere på lengre sikt med økt kraftproduksjon i sør, økt forbruk i nord og økt overføringskapasitet nord-sør, men begge forventer at den nordnorske kraftprisen vil forbli lavere enn i sør (NVE, 2021b; Statnett, 2023b).

I tabell 8 er prisbanene for basisscenarioene til NVE og Statnett valgt til sammenligning. Begge aktørene har lagd prisscenarioer (lav, basis, høy) for å illustrere ulike mulige prisbaner fremover, i hovedsak påvirket av endringer i fossile brenselpriser og CO₂-prisen. I alle prisscenarioene er NO4-kraftprisen lavere enn de andre prisområdene, sett bort fra i lavprisscenariot til Statnett i 2040 og 2050 der kraftprisen er tilnærmet lik i hele landet (Statnett, 2023b).

At NO4 går fra et lavpris- til et høyprisområde er et interessant funn. Dette resultatet gjelder for alle forbruksscenarioene både med og uten økt nettkapasitet. Dette tyder på mer kraftproduksjon, eventuelt ytterligere overføringsutvidelser utover de som er lagt inn i modellen må til dersom man ønsker å beholde NO4 som en lavprisregion. Hvordan ytterligere overføringskapasitet vil slå ut er vanskelig å si, fordi denne studien har vist at økt overføringskapasitet ikke nødvendigvis betyr lavere kraftpris.

I figur 17 kan man se at økt overføringskapasitet gir lavere kraftpris enn ved nåværende nettkapasitet frem til rundt 2045. Etter dette overstiger kraftprisen med økt kapasitet kraftprisen med nærværende kapasitet. Differansen i kraftpris grunnet endring i overføringskapasitet er størst i *Basis*- og *Høy*-scenarioene.

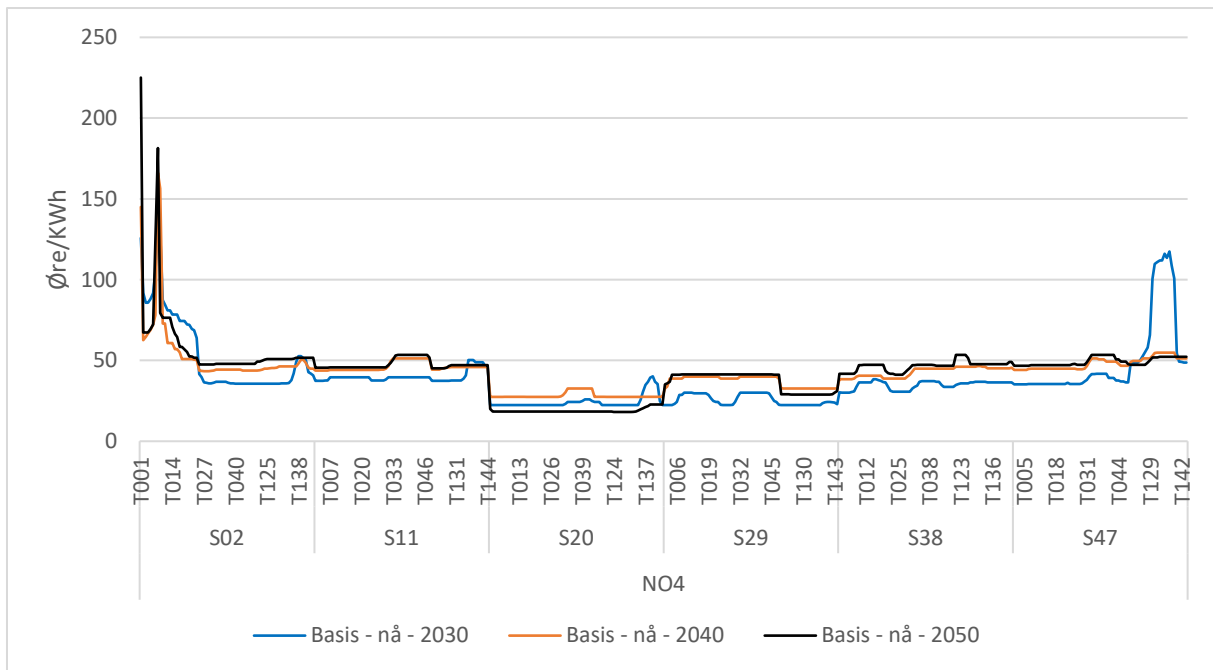
En mulig forklaring kan være økt prissmitte fra Nord-Sverige (SE1 og SE2) og Finland. I figur 17 ser man at SE2 er det eneste prisområdet sammen med NO4 som opplever høyere kraftpriser i 2050 enn i 2040 ved økt overføringskapasitet. Ser man i tabell 7 er den totale kraftutvekslingen (eksport + import) med naboregionene høyere i 2050 enn i 2040. Dette gjelder spesielt for *Basis*-scenarioet der både eksporten og importen er høyere i 2050 sammenlignet med både 2030 og 2040.

Figur 13 viser at kraftutvekslingen for *Basis_økt* er størst med SE2 i 2050. Det at kraftprisen i 2050 er høyere med økt overføringskapasitet sammenlignet med nåværende kapasitet er et interessant funn som jeg anbefaler undersøkt nærmere i videre studier.

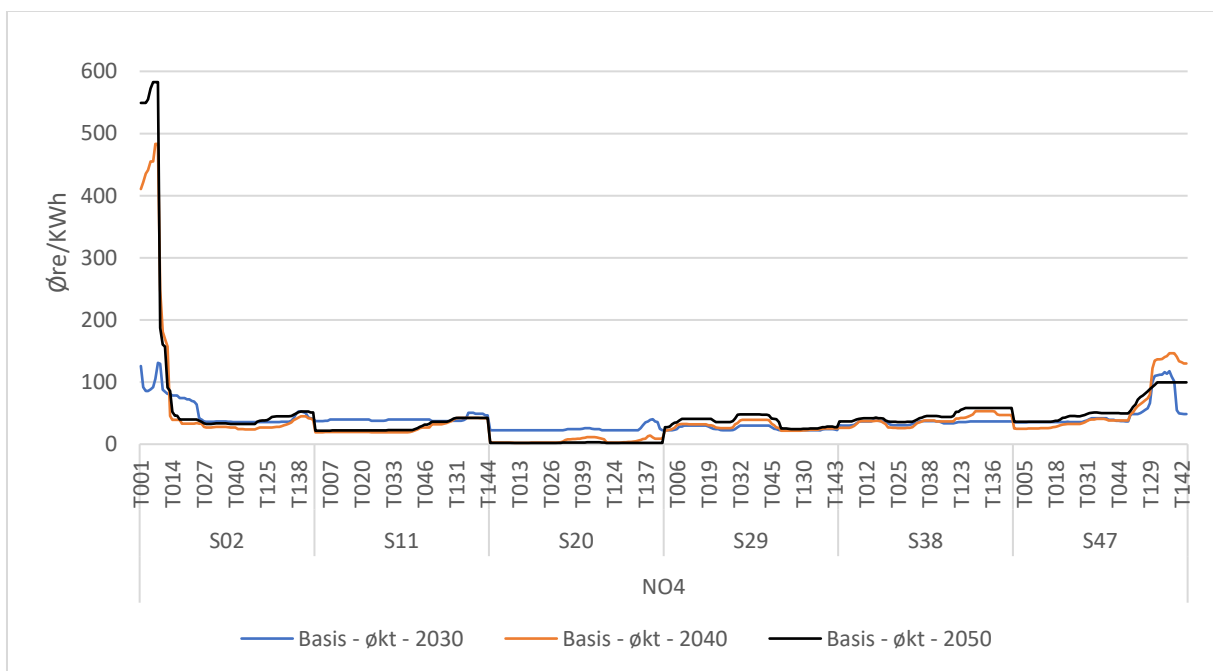
5.5 Prisvolatilitet

Mer fornybar, uregulerbar kraft gir større prisvolatilitet (NOU 2023: 3). Gitt prisdannelsen beskrevet i kapittel 2.2 og illustrert i figur 5 vil svingninger i mengden VRE-teknologier i kraftmiksen føre til større og hyppigere prisvariasjoner. Store mengder regulerbar vannkraft i det norske kraftsystemet vil kunne dempe prissvingningene i Norge, samtidig som nære koblinger til det nordiske og europeiske kraftsystemet også vil øke prisvariasjonen innenlands (NOU 2023: 3).

Prisvolatilitet er her presentert gjennom *Basis*-scenarioene, men trendene er lik for *Høy*- og *EkstraHøy*-scenarioene selv om svingningene i kraftpris er større i absoluttverdi. Figur 18 viser kraftprisen time for time i *Basis*-scenarioet for NO4 i årene 2030, 2040 og 2050 med nåværende overføringskapasitet, mens figur 19 viser for økt nettkapasitet. Som man kan se av begge figurene er pristoppene høyere i 2040 og 2050 sammenlignet med 2030. Kraftprisen er høyest om vinteren når forbruket typisk er høyest (Energifakta Norge, 2022). Med økt overføringskapasitet ser man også at prisbunnene er lavest i 2040 og 2050. I disse årene kan prisene krype ned mot null om sommeren. Likevel er det vanskelig å si noe om endring i prisvolatiliteten kun ved å se på figurene.



Figur 18: Kraftpris time for time for Basis_nå i 2030, 2040 og 2050. S representerer ukenummer, S02 er for eksempel uke 2 i et år. T står for time og T001 er mandag kl. 01.00. Totalt er det modellert seks uker og 72 timer per år.



Figur 19: Kraftpris time for time for Basis_økt i 2030, 2040 og 2050. S representerer ukenummer, S02 er for eksempel uke 2 i et år. T står for time og T001 er mandag kl. 01.00. Totalt er det modellert seks uker og 72 timer per år.

I tabell 9 er standardavviket for kraftprisen time for time i utvalgte prisområder i årene 2030, 2040 og 2050 beregnet, både med og uten endring i overføringskapasitet. Av tabellen kan man se at prissvingningene i NO4 går ned i 2040 og 2050 for nåværende overføringskapasitet. Med

økt kapasitet er bildet motsatt, da ser man en sterk økning i svingningene i kraftprisen mot 2050. For SE1 og Finland ser man at økt overføringskapasitet er med å dempe prissvingningene, mens i NO2 er det ikke et klart mønster annet enn at forskjellene verken er spesielt store mellom årene eller ved endring i overføringskapasitet. Nord i Tyskland (DE4-N) ser man klar økning i prisvolatiliteten fra 2030 til 2050, men som forventet vil ikke endring i overføringskapasitet ut av NO4 i særlig grad påvirke kraftprisen i Tyskland.

Tabell 9: Standardavvik for kraftprisen i 2030, 2040 og 2050 for Basis-scenarioene med og ute økt kapasitet for utvalgte prisområder.

Standardavvik kraftpris for utvalgte prisområder (øre/kWh)						
	<i>Basis_nå</i>			<i>Basis_økt</i>		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
NO4	18,6	12,8	17,2	18,6	63,0	75,3
NO2	24,1	17,3	19,9	24,1	28,9	22,3
SE1	26,9	87,1	97,9	26,9	64,3	89,7
FIN	61,7	119,6	120,5	61,7	113,9	120,3
DE4-N	57,6	67,1	87,9	57,6	67,6	87,6

De sterke økningene i prisvolatilitet som man særlig ser i SE1, Finland og Nord-Tyskland i 2040 og 2050 skyldes integrasjon av store mengder uregulebar kraftproduksjon og reduksjon i regulerbare produksjonsteknologier. Se vedlegg 2-4 for nærmere detaljer rundt kraftproduksjon for de nevnte prisområdene.

I SE1, FIN og DE4-N står landbasert vindkraft alene for over 50 % av kraftproduksjonen fra 2040 og utover, og i DE4-N utgjør vindkraftproduksjon på land betydelig mer (vedlegg 2-4).

I både NO4 og NO2, som opplever mindre svingninger, har kraftmiksen en høy andel regulerbar vannkraft som er med på å stabilisere systemet og dempe svingningene. I Europa er landbasert vind- og solkraft de raskest voksende kraftproduserende teknologiene (Our World in Data, 2023). En rask andel voksende uregulerbar kraftproduksjon inn i energimiksen skjer parallelt med et økende kraftbehov. Dette gjør systemet mer sårbart, særlig i perioder der tørke og lite vind sammenfaller, og gjør forsyningssikkerhet til et viktig tema i energiomstillingen.

Økt prisvolatilitet øker også behovet for fleksibilitet i kraftsystemet. Det er verdt å merke seg at amplituden på svingningene er betydelig større i resultatene med økt overføringskapasitet enn for de med nåværende nettkapasitet. Kraftprisen kan ifølge resultatene bli opp mot 6 NOK/kWh for *Basis_økt* i 2050. Med slike prisnivåer vil forbrukselastisiteten være stor både for industri og husholdninger. Dette speiles ikke i modellresultatene siden forbruk i denne studien er lagt inn eksogent og er uelastisk for hele analyseperioden.

5.6 Forbruk og forbruksfleksibilitet

Framskrivninger av kraftforbruk er en utfordrende disiplin, fordi kraftsystemet er komplekst og det er mange faktorer som påvirker utviklingen. Mens elektrifisering av ulike sektorer fører til økt forbruk, bidrar energieffektiviseringstiltak til reduksjon i forbruk.

For fremtidig kraftforbruk er det utviklingen innen industri- og transportsektoren som er de viktigste driverne, og samtidig områdene det er knyttet størst usikkerhet til. For industriutvikling er det store usikkerhet knyttet til hvilken type industri som kommer, hvor mye, hvor og når. Dette bestemmes blant annet av kraftpris, tilgjengelig kraft, areal, infrastruktur og nettkapasitet.

Felles for forbruksscenarioene i denne masterstudien er at det er forventet stor vekst i kraftforbruket i industri- og transportsektoren. Hovedgrunnen til forventning om stor industrivekst i NO4 er konkurransefortrinnet med billig, ren kraft. Senest i slutten av april i år annonserte Norwegian og selskapet Norsk e-Fuel at de skal bygge verdens første fullskala e-fuel fabrikk i Mosjøen i Nordland. Hovedargumentet for valg av lokasjon var kombinasjonen av god infrastruktur, blant Europas billigste kraftpriser og stabil tilgang på ren fornybar vannkraft (Norsk e-fuel, 2022). Resultater fra denne studien viser at konkurransefortrinnet knyttet til rimelig kraftpris kan forsvinne innen kort tid.

I et mer værbasert kraftsystem og større prisvolatilitet blir forbrukerfleksibilitet sentralt for å balansere kraftsystemet. I modellkjøringene er etterspørsel etter kraft lagt inn som eksogene variabler. Det betyr at etterspørselen i analysen er uelastiske. I realiteten er kraftetterspørselen noe elastisk, mer for husholdninger enn industrien.

Dette kommer tydelig frem i NVEs analyse av kortsiktige effekter av høye kraftpriser. Resultatene viser en betydelig nedgang i kraftforbruket i høyprisperioder (NVE, 2022a). Reduksjonen i faktisk kraftbruk i NO1 fra vinter 2020/21 til vinter 2021/22 var på 7,9 %. Endringene var størst i husholdninger og tjenesteytende sektor, mens endringene var små for industrien på kort sikt.

Det er flere årsaker til dette. Industribedrifter har ofte langsiktige kraftkontrakter som gjør dem mindre sårbare for svingninger i kraftprisen. I tillegg vil typisk et smelteverk eller en batterifabrikk ha fysiske begrensninger og blant annet høye start- og stoppkostnader som gjør forbruksfleksibiliteten lavere. Husholdninger og tjenesteytende næringer kan i mye større grad tilpasse forbruk etter kraftprisen, for eksempel ved å senke innetemperaturen eller ved å lade elbilen på natten.

Forbruksfleksibilitet i industrien blir særlig viktig siden det her er snakk om store forbruksvolum. Men også forbrukerfleksibilitet i husholdninger kan påvirke, særlig i toppplasttimene. Selv om forbrukselastisiteten er lavere for de store forbruksslukene vil kraftpriser på flere NOK/kWh som kan bli tilfellet i periode av året i årene frem mot 2050, også tvinge industrien til å måtte tilpasse forbruket. Godt samspill mellom produksjon og forbruk kan både dempe de store prissvingningene, samt redusere behovet for økt nettkapasitet og nye utbygninger.

5.7 Sosial aksept

Modellresultatene tilsier at økt kraftforbruk i NO4 frem mot 2050 skal dekkes av ny vindkraftproduksjon. Om det er landbasert vindkraft eller havvind som skal bygges ut er ifølge resultatene avhengig av hva som skjer med nettutviklingen. Modellen minimerer systemkostnaden og investeringer i eksempelvis vindkraft er kun begrenset av fysiske og tekniske begrensninger lagt inn for NO4. Andre aspekter som for eksempel miljø og sosial aksept, er ikke med i vurderingen i modellen.

Selv om vindkraft gir reduserte klimagassutslipp, fører til økt verdiskaping og bidrar til å dekke økt kraftetterspørsel, er det på ingen måte problemfritt. Fornybar energiproduksjon, og kanskje vindkraft spesielt, legger beslag på store arealer, og det oppstår raskt interessekonflikt med andre næringer, forsvaret, natur og naturmangfold, samt folks friluftsinnteresser. I en studie fra Lindhjem et. al blir det tydelig at den norske befolkningen er opptatt av mer enn penger når det kommer til utbygging av ny kraftproduksjon. Et klart flertall (80 %) ønsker mer «naturpositiv» forvaltning av naturarealer framfor bruk for å oppnå økonomisk vekst og skape arbeidsplasser (Lindhjem et al., 2022a).

Landbasert vindkraft har i Norge over lengre tid opplevd sterk motvind. I en nasjonal spørreundersøkelse fra 2022 ble nordmenns preferanser for landbasert vindkraft undersøkt (Lindhjem et al., 2022a). Studien tyder på at motstanden mot landvind er stor og økende siden 2019. 53 % oppga at de er negative til utbygging av landbasert vindkraft mot 20% i en studie

fra 2019 med respondenter fra Oslo og Rogaland (Dugstad et al., 2020). I Ciceros klimaundersøkelse for 2018-2022 har støtte til utbygging av landbasert vindkraft sunket fra 65 % i 2018 til 39 % i 2022 (Cicero, 2023).

Også befolkningen i Nord-Norge er skeptiske til vindkraftutbygginger. En spørreundersøkelse fra Norsk Medborgerpanel fra 2021 viser at 51 % fra den nordligste landsdelen er uenige i at det bør bygges ut mer vindkraft på land i Norge (Energi og klima, 2022).

I Grimsrud et al. (2022) fremheves tre konfliktlinjer ved samfunnsøkonomisk vurdering av lokasjon av vindkraftverk. Det første er avveining mellom kraftverks lønnsomhet isolert sett mot hensyn til å bevare uberørt natur og naturmangfold. Det andre er vektlegging av å unngå påvirkning av beiteområder for tamrein mot bevaring av natur. Og det tredje er konfliktlinjen rundt å bygge vindkraft nært forbrukere og allerede eksisterende infrastruktur mot å unngå nedbygging av uberørt natur. Særlig natur- og reindriftspektene er spesielt aktuelle for NO4.

Tilnærmet hele Nord-Norge er reinbeitedistrikt, og tre fjerdedeler av tamreinbestanden i Norge holder til i Finnmark (Reinbase, 2023). Diskusjonen rundt sameksistens mellom reindrift og vindkraftanlegg har gått lenge, og ble på nytt høyaktuell etter at Fosen-dommen kom i 2021 (Høyesterett, 2021). Her ugyldiggjorde Høyesterett vedtaket om konsesjon til vindkraftutbygging av Storheia og Roan vindkraftverk fordi det krenker reindriftssamenes rett til kulturutøvelse, jamfør den Europeiske menneskerettighetskonvensjonen.

Hvilke konsekvenser Fosen-dommen får for fremtidig kraftutbygging er fremdeles uviss, men det vil nødvendigvis og bør, vil mange si, få betydning og legge føringer for fremtidig konsesjonsbehandling av vindkraftprosjekter.

Dette vil igjen kunne få særlig stor betydning for videre kraftsystemutvikling i NO4, enten det gir utslag i form av lengre behandlingstid, får betydning for størrelsene på vindparkene eller at aktuelle områder utelukkes.

Støtten til vindkraft til havs er betydelig høyere enn vindkraft på land. I klimaundersøkelsen til Cicero var støtten til utbygging av havvind 61 % i 2022 mot 72 % i 2018 (Cicero, 2023). I spørreundersøkelsen vist til ovenfor var 76 % positive til utbygging av havvind i 2021, med tilsvarende andel på 71 % blant det nordnorske befolkningen (Energi og klima, 2022). Lindhjem et.al viser at nordmenn er mer positive til havvind enn landvind, men nordmenn flest foretrekker at oppgradering av eksisterende vannkraftanlegg og mindre krafteksport til utlandet skal dekke økende kraftbehov fremfor vindkraftutbygginger (Lindhjem et al., 2022b). Hensyn til og

sameksistens med fiskeriinteresser forventes også å bli en betydelig faktor som må ivaretas dersom havvind skal realiseres.

5.8 Hovedfunn

- Kraftproduksjonen i NO4 øker mot 2050, og økningen kommer i all hovedsak fra ny vindkraftproduksjon.
- Med nåværende overføringskapasitet bygges det ut havvind for alle forbruksscenarioene i NO4 i 2050, mens det med økt nettkapasitet bygges mest landvind og kraftimporten øker kraftig.
- NO4 går fra kraftoverskudd til kraftunderskudd i 2040, og kraftunderskuddet er særlig stort i scenarioene med økt overføringskapasitet.
- Gjennomsnittlig årlig kraftprisen øker i alle scenarioene frem mot 2050 sammenlignet med dagens nivå, og økningen er størst ved høyest forbruksvekst.
- NO4 går fra et lavpris- til et høyprisområde i Norge. NO4 går fra å være prisområdet i Norge med lavest gjennomsnittlig kraftpris i 2030, til å ha nest høyest kraftpris i 2040 og 2050, bare slått av NO3.

5.9 Videre studier

Norge og Europa er for fullt i gang med den grønne omstillingen. Det gjør studier av energi- og kraftsystemer svært interessante og viktige for å gi et godt grunnlag for fremtidens systemdesign. NO4 er en attraktiv region for nyetablering av kraftkrevende industri og forbruksplanene er mange. Det er derfor viktig å studere videre hvilke implikasjoner økt forbruk har for regionen, både når det gjelder behovet for ny kraftproduksjon og fremtidens nettutvikling.

Basert på resultatene fra denne studien vil det etter mitt syn være interessant å gå videre og undersøke mer detaljer rundt lokasjoner for nytt forbruk og hvor behovet for ny produksjon vil være, samt hvordan interne flaksehalsen spiller inn på dette. En slik type studie vil styrke verdien til resultatene og gi et enda bedre grunnlag for beslutningstakere sammenlignet med hva mine resultater gir. I tillegg vil det være interessant å gjøre videre studier på hvordan økt overføringskapasitet med naboregionene påvirker særlig kraftprisen i NO4, siden dette prisområdet skilte seg ut fra naboregionene, sett bort fra SE2.

Det er kjent at Statnett undersøker om prisområdet NO4 skal deles i to (Statnett, 2023e). Innledende analyser tyder på at en deling av prisområdet NO4 vil gi mer optimal utnyttelse av eksisterende nettkapasitet. Årsaken til dette er skjevfordeling av flyt på ledningene inn og ut av

området som gir dårlig utnyttelse av kapasiteten. Ingen beslutning er tatt og videre analyser kreves, samt vurdering av hvor en eventuell deling skal være. I videre studier vil det derfor være interessant å se på ulike lokasjoner for deling av NO₄, og hvilke utslag dette vil få for kraftsystemet i Nord-Norge.

6. Diskusjon av metode

En modell vil aldri klare å speile virkeligheten fullstendig, og i alle fall ikke når det er snakk om å forutsi utvikling flere tiår frem i tid. Det er derfor viktig å kjenne til modellens begrensninger, svakheter og forenklinger, og modellens underliggende antakelser og forutsetninger. For eksempel forutsetter denne studien et netto nullutslippssamfunn i 2050. Det er også viktig å ikke lese modellresultatene som en eksakt prognose av framtiden, men som mulige utviklinger av kraftsystemet frem mot 2050.

Balmorel er en partiell likevektsmodell som kun ser på ett område av samfunnet. I virkeligheten er bilde mer komplekst og det vil være mange samfunnsøkonomiske faktorer i ulike deler av økonomien som vil forme utviklingen av kraftsystemet. Energimodellen egner seg godt til hva-hvis-analyser, men det gir noe begrenset innsikt. For eksempel modelleres forbruket basert på eksogent definerte verdier. Som tidligere nevnt vil faktisk forbruk være noe elastisk, og da særlig i høyprister.

Modellresultatene er gitt for 2030, 2040 og 2050, der hvert år inneholder seks uker og 72 timer. En tidsavgrensning er gjort for å få en håndterlig datamengde, men dette vil ikke fullt ut klare å representere årlige, sesongbaserte eller daglige svingninger som kan være store i et så væravhengig kraftsystem som NO₄ er. Modellen modellerer basert på været i 2013. Et gjennomsnitt over flere værår eller modelleringer for tørr- eller våtår vil kunne gi andre resultater.

Det er mange fallgruver knyttet til modellering og scenario-bygging. Kraftsystemet er komplekst og det er mange faktorer som påvirker hverandre. En energimodell vil ha et begrenset perspektiv, og kan ikke forutsi teknologit utvikling utover 15 – 25 år frem i tid.

Andre plutselige hendelser som finanskriser, pandemier eller krig er ting som i stor grad kan påvirke utviklingen i et kraftsystem, men som en modell ikke vil kunne forutsi. Det er også knyttet stor usikkerhet til antakelser om fremtidig kostnadsutvikling og virkningsgrader for ny teknologi, for ikke å snakke om antakelser knyttet til fremtidig utvikling i CO₂-prisen. Særlig

sistnevnte vil ha stor betydning for estimering av fremtidig kraftpris og en viktig faktor både for forbruksutvikling og investeringer i ny kraftproduksjon.

En annen svakhet med Balmorel som er brukt i denne studien er at overføringskapasiteten internt i prisområder modelleres som ubegrenset. Det betyr at det ikke tas hensyn til interne flaskehals. Realiteten er at kraftoverskuddet i NO4 først og fremst er sør i prisområdet og at det er store flaskehals i nettet mellom nordlige og sørlige deler av regionen. Det er derfor viktig å være obs på denne antakelsen i modelleringen når man skal trekke slutninger fra resultatene.

Energimodellen minimerer systemkostnaden for å imøtekomme de eksogent definerte forbruksscenarioene. Inputdataene er dermed avgjørende for modellresultatet. Å fremskrive fremtidig kraftforbruk er en kompleks øvelse som det er knyttet stor usikkerhet til. Det er viktig å ha med seg i analysen av modellresultatene.

Ideelt sett skulle man bygd opp scenarioene fra bunnen av for eksisterende og planlagt forbruk spesifikt i NO4. Da dette er svært tidkrevende, komplekst og delvis krever data som er unntatt offentligheten, ble scenarioene bygd opp gjennom å beregne en prosentandel av nasjonale forbruksframskrivninger. *Basis*-scenarioet er bygd på et gjennomsnitt av data fra Statnett, NVE, DNV og *Prosess21*. *Høy*- og *EkstraHøy*-scenarioene er derimot kun basert på data fra Statnett.

Det bør i den forbindelse nevnes at Statnetts forbruksframskrivninger ligger i det høyere sjiktet sammenlignet med andre aktører, se figur 1. Det kan derfor være at spesielt *Høy*- og *EkstraHøy*-scenarioene inneholder urealistisk høye verdier for forbruket frem mot 2050, men analysen av resultatene for disse gir likevel verdifull innsikt i mulig systemutvikling med slike høye forbruksvolum. Det at forbruksscenarioene i denne studien er basert på data fra andre aktører, gjør at deres forutsetninger også i en viss grad blir gjeldene for min studie.

7. Konklusjon

I denne studien er energisystemmodellen Balmorel brukt for å undersøke hvordan utviklingen av kraftsystemet i NO4 kan se ut mot et nullutslippssamfunn i 2050. Det ble modellert for tre forbruksscenarioer for NO4 (*Basis*, *Høy*, *EkstraHøy*), samt en sensitivitetsanalyse med endrede forutsetninger for overføringskapasitet mellom NO4 og naboregioner. Modellen ble kjørt for seks uker og 72 timer per uke for årene 2030, 2040 og 2050.

Resultatene viser at økt kraftforbruk gir økt kraftproduksjon i NO4. Den økte produksjonen kommer i all hovedsak fra nye investeringer i vindkraft. Med nåværende overføringskapasitet

vil det for alle scenarioene være lønnsomt å investere i havvind i NO4 ettersom maksimal mengde landbasert vindkraft allokeres i andre prisområder i Norge. Med økt kapasitet i nettet vil det investeres i landbasert vind. I tillegg gir økt overføringskapasitet lavere årlig kraftproduksjon i NO4 sammenlignet med ingen kapasitetsøkning, men da stor økning i kraftimport særlig fra Nord-Sverige.

Nord-Norge vil gå fra å ha kraftoverskudd til kraftunderskudd, og fra å være nettoeksportør til nettoimportør i 2040. Dette gjelder for alle forbruksscenarioene både med nåværende og økt overføringskapasitet. Samtidig fører økt overføringskapasitet til betydelig høyere kraftutveksling med naboregioner enn med nåværende kapasitet. Dette gjør kraftprisen i NO4 mer utsatt for prissmitte.

Modellresultatene viser at kraftprisen vil øke frem mot 2050, og at NO4 vil gå fra et lavpris- til et høyprisområde i Norge. Økt overføringskapasitet vil gi økt kraftutveksling særlig mellom NO4 og naboregionene NO3 og SE1 og SE2. Det er vanskelig å trekke en entydig konklusjon fra hvordan økt overføringskapasitet vil påvirke kraftprisen. Mye tyder på at økt kapasitet i nettet vil redusere kraftprisen i prisområdene rundt NO4, men for NO4 viser resultatene at kraftprisen vil økes mellom 2040 og 2050 med økt nettkapasitet.

Det er utfordrende å forutsi hvordan kraftsystemet i nord vil utvikle seg. I studien er det forutsatt forbruksvekst, og i *Høy-* og *EkstraHøy-*scenarioene kraftig vekst. Planene og interessen for å etablere kraftkrevende industri er mange, men realisering av store forbrukssluk fordrer forutsigbar kraftforsyning og tilstrekkelig overføringskapasitet i kraftnettet. Denne trekløveren er gjensidig avhengig av hverandre; økt forbruk krever kraft og kapasitet, ny produksjon krever økt forbruk eller nok kapasitet til å eksportere kraften til andre områder, og investering i nettutvidelser forutsetter visshet om at det faktisk kommer økt forbruk og ny produksjon.

Forbruket vokser ofte raskere enn ny produksjon og nettutbygginger som må gjennom et konsesjonssystem. Det betyr at dersom NO4 skal nå målet om netto nullutslipp i 2050 og samtidig være en attraktiv region for ny grønn industri må det legges en helhetlig plan for videre kraftsystemdesign, og det haster.

8. Referanser

- Benjaminsen, C. (2018). Hvor godt virker egentlig solceller om vinteren? *Gemini*.
- Blok, K. & Nieuwlaar, E. (2021). *Introduction to Energy Analysis*: Routledge.
- Böhringer, C. & Rutherford, T. F. (2008). Combining bottom-up and top-down. *Energy Economics*, 30 (2): 574-596. doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.03.004>.
- Cicero. (2023). *CICEROs klimaundersøkelse: Kort oppsummering årene 2018-2022*. Tilgjengelig fra: https://xp.cicero.oslo.no/no/api/_attachment/inline/3cfadfe2-7334-42f7-b4b6-67e6abdb7880:c08a8b57e95a3734c3e838ea082d2becc76986e2/CICEROs%20klimaunders%C3%B8kelse%202018-2022%20kortversjon.pdf?fbclid=IwAR0felRahQBf6-LkkeRscOi2yPmDEqwIMvi2rf4RtJ2sUNA0PUCZMph0wQ0 (lest 15.05.2023).
- DNV. (2021). *Energy Transition Norway 2021*. Tilgjengelig fra: <https://www.dnv.com/Publications/energy-transition-norway-2021-212201> (lest 14.05.23).
- Dugstad, A., Grimsrud, K., Kipperberg, G., Lindhjem, H. & Navrud, S. (2020). Acceptance of wind power development and exposure - Not-in-anybody's-backyard. *Energy Policy*, 147: 111780. doi: 10.1016/j.enpol.2020.111780.
- Elhub. (2023a). *Strømforbruk*. Tilgjengelig fra: <https://elhub.no/app/uploads/2023/05/Daglig-forbruk-pr-gruppe-og-prisomrade-MWh.xlsx> (lest 05.05.2023).
- Elhub. (2023b). *Strømproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://elhub.no/app/uploads/2023/05/Daglig-produksjon-pr-type-og-prisomrade-MWh.xlsx> (lest 05.05.2023).
- EMBER. (2022). *Global Electricity Review 2022*. Tilgjengelig fra: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2022/> (lest 10.05.2023).
- Energi og klima. (2022). *Folket vil ha havvind – delt på midten om vindkraft på land*. Tilgjengelig fra: <https://energiogklima.no/nyhet/folket-vil-ha-havvind-delt-pa-midten-om-vindkraft-pa-land/> (lest 15.05.2023).
- Energifakta Norge. (2019). *Strømmettet*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/> (lest 14.05.2023).
- Energifakta Norge. (2022). *Kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>.
- Entsoe. (2023). *ENTSO-E Transmission System Map*. Tilgjengelig fra: <https://www.entsoe.eu/data/map/> (lest 15.05.2023).
- EU. (2023). *2050 long-term strategy*. Tilgjengelig fra: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en.
- Fornybar Norge. (2022). *Fornybarometeret*. Tilgjengelig fra: <https://fornybarometeret.no/status-for-norsk-omstilling-til-fornybar-energi%ef%bf%bc/> (lest 15.04.2023).
- Forskningsrådet. (2017). *Modellering av energisystemet*. Tilgjengelig fra: <https://www.forskningsradet.no/contentassets/4648b7b6dc2b4f9ea42026740dcc6d09/modellering-av-energisystemet---rapport-2017-med-vedlegg.pdf> (lest 14.05.2023).
- Grimsrud, K., Hagem, C., Haaskjold, K., Lindhjem, H. & Nowell, M. (2022). *Spatial trade-offs in national landbased wind power production in times of*

- biodiversity and climate crises*. Tilgjengelig fra: https://www.ssb.no/natur-og-miljo/miljoregnskap/artikler/avveininger-ved-plassering-av-vindkraft-pa-land-nar-bade-lokale-miljohensyn-biodiversitet-og-klimaeffekter-spiller-en-rolle/_attachment/inline/f4d13d02-35a3-4574-a1ca-8588327c7fda:ae2f2949848ce995370762d8d2d9b3643cfaf2c6/DP992_web.pdf (lest 15.05.2023).
- Høyesterett, N. (2021). *HR-2021-1975-S*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/HRSIV/avgjorelse/hr-2021-1975-s> (lest 15.05.2023).
- IEA. (2022). *Electricity mix in the European Union*. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/electricity-mix-in-the-european-union-january-september-2020> (lest 10.05.2023).
- IPCC. (2023). *Synthesis Report of The IPCC Sixth Assessment Report (AR6)*. Tilgjengelig fra: https://report.ipcc.ch/ar6syр/pdf/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf (lest 14.05.2023).
- Jåstad, E. O., Bolkesjø, T. F., Trømborg, E. & Rørstad, P. K. (2021). Integration of forest and energy sector models – New insights in the bioenergy markets. *Energy Conversion and Management*, 227: 113626. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113626>.
- Kagiannas, A. G., Askounis, D. T. & Psarras, J. (2004). Power generation planning: a survey from monopoly to competition. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 26 (6): 413-421. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2003.11.003>.
- Klimaloven. (2018). *Lov om klimamål (klimaloven)*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2017-06-16-60> (lest 14.05.2023).
- Lindhjem, H., Dugstad, A., Grimsrud, K., Kipperberg, G. & Naverud, S. (2022a). Medvind for landbasert vindkraft eller stille før ny storm? *Samfunnsøkonomen*.
- Lindhjem, H., Dugstad, A., Grimsrud, K., Kipperberg, G. & Navrud, S. (2022b). Medvind for landbasert vindkraft eller stille før ny storm? Vi har tatt tempen på folks preferanser for videre utbygging. 5: 48-61.
- LKAB. (2022). *A faster pace and higher targets in LKAB's transition towards a sustainable future*. Tilgjengelig fra: <https://lkab.com/en/press/a-faster-pace-and-higher-targets-in-lkabs-transition-towards-a-sustainable-future/> (lest 01.05.2023).
- Miljøstatus. (u.å). *Klima*. Tilgjengelig fra: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/miljomal/klima/> (lest 14.05.2023).
- Miljøstatus. (u.å). *Norske utslipp og opptak av klimagasser*. Tilgjengelig fra: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/> (lest 05.05.2023).
- Moe, H. I., Vatne, H. E., Næss, K., Johansen, G. L., Dahl, N., Tranell, G., Alsos, G., Tomsgard, A. & Lier-Hansen, S. (2021). *Prosess21 : Hovedrapport*. Tilgjengelig fra: https://www.prosess21.no/contentassets/d4c74305ab764cf2b24f3f61f0514f5d/prosess_21_rapport_hovedrapport_web-1.pdf (lest 14.05.2023).
- NHO Nordland. (2023). *Webinar: Kraft- og nettsituasjonen i Nord-Norge* (24.04.2023).

- Nord Pool. (2023). *Day-ahead prices*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table> (lest 05.05.2023).
- Norsk e-fuel. (2022). *NORWEGIAN PARTNERS WITH NORSK E-FUEL TO BUILD NEW E-FUEL PLANT IN NORWAY*. Tilgjengelig fra: https://www.norsk-e-fuel.com/articles/partnership_with_norwegian (lest 14.05.2023).
- NOU 2023: 3. *Mer av alt - raskere: Energikommisjonens rapport*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/pdfs/nou202320230003000dddpdfs.pdf> (lest 15.02.2023).
- NVE. (2021a). *Kostnader for kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> (lest 01.05.2023).
- NVE. (2021b). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040: Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene*. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf (lest 14.05.2023).
- NVE. (2021c). *Vedlegg til NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2021*. Tilgjengelig fra: https://www.nve.no/media/13032/vedlegg_nves_langsiktige_kraftmarkedsanalyse_2021.xlsx (lest 14.05.2023).
- NVE. (2022a). *Høy strømpris har gitt redusert forbruk*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/hoey-stroempris-har-gitt-reduisert-forbruk/> (lest 14.05.2023).
- NVE. (2022b). *Status for ny vannkraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/status-for-ny-vannkraftproduksjon/> (lest 04.05.2023).
- NVE. (2023a). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. Tilgjengelig fra: https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/?fbclid=IwAR3IdsOUPGGkLpb3nHrY8CEKNmoU_Apjn8thbmQjoUQd0Ubc6bGtIgD2CrQ.
- NVE. (2023b). *Identifisering av utredningsområder for havvind*. Tilgjengelig fra: <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/>.
- NVE. (2023c). *Konsesjonssaker*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/>.
- NVE. (2023d). *Magasinstatistikk*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk/> (lest 14.05.2023).
- Our World in Data. (2022). *CO₂ and Greenhouse Gas Emissions*. Tilgjengelig fra: <https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>.
- Our World in Data. (2023). *Renewable Energy*. Tilgjengelig fra: <https://ourworldindata.org/renewable-energy> (lest 15.05.2023).
- Prop. 1 S (2022 - 2023). *Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak): Det Kongelige Utenriksdepartement*.
- PwC. (2022). *Kraft nok i nord til å dekke fremtidens behov?* Tilgjengelig fra: <https://www.kbnn.no/artikkel/ny-kraftproduksjon-nodvendig-for-okt-industriutvikling-og-elektrifisering> (lest 14.05.2023).

- Ravn, H. F., Hindsberger, M., Petersen, M., Schmidt, R., Bøg, R., Grohnheit, P. E., Larsen, H. V., Munksgaard, J., Ramskov, J., Esop, M.-R., et al. (2001). *Baltimore: A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region*. Tilgjengelig fra: <http://www.balmorel.com/images/downloads/balmorel-a-model-for-analyses-of-the-electricity-and-chp-markets-in-the-baltic-sea-region.pdf> (lest 15.05.2023).
- Reinbase. (2023). *Reindriften i Norge*. Tilgjengelig fra: <https://www.reinbase.no/nb-no/Studer-reindriften/Reindriften-i-Norge> (lest 15.05.2023).
- SNL. (2020). *Scenario*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/scenario> (lest 15.05.2023).
- Solenergiklyngen & Multiconsult. (2022). *Markedsrapport: Norsk solkraft 2022 - innenlands og eksport*. Tilgjengelig fra: <https://www.multiconsult.no/assets/220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf> (lest 12.05.2023).
- SSB. (2022). *11561: Energibalanse. Tilgang og anvendelse av energiprodukter 1990 - 2021*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/11561> (lest 15.05.2023).
- Statkraft. (u.å.). *Storheia vindpark*. Tilgjengelig fra: <https://www.statkraft.no/om-statkraft/hvor-vi-har-virksomhet/norge/storheia-vindpark/> (lest 15.05.2023).
- Statnett. (2018). *Slik fungerer kraftsystemet*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/> (lest 14.05.2023).
- Statnett. (2021). *Nettutviklingsplan 2021*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan-2021.pdf> (lest 14.05.2023).
- Statnett. (2022a). *Derfor har vi prisområder*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>.
- Statnett. (2022b). *Områdeplan Nord - Nordre Nordland, Troms og Finnmark*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/omradeplaner/nord/omradeplan-nord-2022.pdf>.
- Statnett. (2023a). *Forbruksutvikling i Norge 2022-2050 : delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/forbruksutvikling-i-norge-2022-2050--delrapport-til-lma-2022-2050.pdf> (lest 14.05.2023).
- Statnett. (2023b). *Langsiktig markedsanalyse : Norge, Norden og Europa 2022-2050*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf> (lest 14.05.2023).
- Statnett. (2023c). *Nøkkeltall Forbruksutvikling i Norge 2022-2050 - delrapport til LMA 2022-2050*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/nokkeltall-forbruksutvikling-i-norge-2022-2050--delrapport-til-lma-2022-2050.xlsx> (lest 14.05.2023).
- Statnett. (2023d). *Nøkkeltall Langsiktig markedsanalyse 2022-2050*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/nokkeltall-langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.xlsx> (lest 14.05.2023).
- Statnett. (2023e). *Områdeplan Helgeland og Salten*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/05-dokumentlisteblokker/omradeplaner/omradeplan-helgeland-og-salten.pdf> (lest 14.05.2023).

- Statnett. (2023f). *Tall og data fra kraftsystemet*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/> (lest 14.05.2023).
- Svenska Kraftnät. (2021). *Långsiktig marknadsanalys 2021 : Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050*. Tilgjengelig fra: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf> (lest 14.05.2023).
- Wahlquist, H. (2007). *Bottom-up modeller og subsidiering: Nyttige for økonomisk planlegging eller morsomme leketøy?* . Masteroppgave: Universitetet i Oslo (lest 10.05.2023).
- Wiese, F., Bramstoft, R., Koduvere, H., Pizarro Alonso, A., Balyk, O., Kirkerud, J. G., Tveten, Å. G., Bolkesjø, T. F., Münster, M. & Ravn, H. (2018). Balmorel open source energy system model. *Energy Strategy Reviews*, 20: 26-34. doi: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.01.003>.

Vedlegg

Vedlegg 1: Gjennomsnittlig kraftpris i NO1 - NO5, SE1, SE2 og Finland for årene 2030, 2040 og 2050 med nåværende og økt overføringskapasitet.

Gjennomsnittlig kraftpris i NO1-NO4, SE1, SE2 og FIN for årene 2030 - 2050 (øre/kWh)							
Pris- område	År	<i>Basis</i>		<i>Moderat</i>		<i>Høy</i>	
		nå	økt	nå	økt	nå	økt
NO1	2030	41,77	41,77	43,05	43,05	43,22	43,22
	2040	39,48	37,36	42,83	42,44	43,89	43,94
	2050	38,55	37,88	40,92	40,92	41,47	42,08
NO2	2030	41,07	41,07	42,44	42,44	42,58	42,58
	2040	38,69	36,44	42,44	41,80	43,43	42,69
	2050	38,00	37,31	40,53	40,13	41,23	41,10
NO3	2030	43,02	43,02	43,82	43,82	43,90	43,90
	2040	41,08	38,96	55,74	48,32	57,84	52,36
	2050	46,12	40,32	50,99	49,08	56,41	52,53
NO4	2030	37,80	37,80	38,90	38,90	39,34	39,34
	2040	42,42	40,09	46,57	44,63	47,75	46,61
	2050	42,69	45,56	45,94	48,16	47,84	48,66
NO5	2030	41,51	41,51	42,80	42,80	42,96	42,96
	2040	39,25	36,97	42,25	41,63	43,08	42,45
	2050	38,28	37,29	40,45	39,65	40,55	40,12
SE1	2030	33,95	33,95	34,08	34,08	34,12	34,12
	2040	47,23	39,48	47,40	42,51	47,31	43,36
	2050	52,44	47,79	52,40	48,18	52,52	48,53
SE2	2030	32,46	32,46	32,66	32,66	32,63	32,63
	2040	35,46	36,40	35,52	37,67	35,45	37,83
	2050	39,16	40,11	39,42	40,44	39,32	40,50
FIN	2030	51,86	51,86	51,90	51,90	51,90	51,90
	2040	66,46	62,36	66,51	63,09	66,47	63,48
	2050	68,99	66,48	69,00	66,74	68,91	66,95

Vedlegg 2: Kraftproduksjon per produksjonsteknologi for prisområdene NO1 - NO5, SE1, SE2 og Finland for årene 2030 med næværende og økt overføringskapasitet

Kraftproduksjon per produksjonsteknologi for prisområdene i Norge i 2030 (TWh)							
Pris- område	Teknologi	Basis		Høy		Ekstra høy	
		nå	økt	nå	økt	nå	økt
NO1	CHP-BACK-PRESSURE	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	HYDRO-RESERVOIRS	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89
	SOLAR-PV						
	WIND-ON	0,60	0,60	0,59	0,59	0,58	0,58
NO2	CHP-BACK-PRESSURE	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	HYDRO-RESERVOIRS	26,78	26,78	26,78	26,78	26,78	26,78
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	18,27	18,27	18,40	18,40	18,23	18,23
	WIND-OFF						
	WIND-ON	16,06	16,06	16,06	16,06	16,05	16,05
NO3	CHP-BACK-PRESSURE	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	HYDRO-RESERVOIRS	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE						
	SOLAR-PV						
	WIND-OFF	2,86	2,86	7,95	7,95	8,36	8,36
	WIND-ON	3,67	3,67	3,61	3,61	3,55	3,55
NO4	CHP-BACK-PRESSURE	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
	HYDRO-RESERVOIRS	18,50	18,50	18,50	18,50	18,50	18,50
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95
	SOLAR-PV						
	WIND-OFF						
	WIND-ON	1,67	1,67	1,73	1,73	1,82	1,82
NO5	CHP-BACK-PRESSURE	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	HYDRO-RESERVOIRS	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45

	HYDRO-RUN-OF-RIVER	11,42	11,42	11,43	11,43	11,40	11,40
	WIND-OFF			0,50	0,50	0,11	0,11
	CHP-BACK-PRESSURE	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
	CONDENSING	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SE1	HYDRO-RESERVOIRS	18,31	18,31	18,31	18,31	18,31	18,31
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE						
	SOLAR-PV	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	WIND-ON	24,89	24,89	25,13	25,13	26,02	26,02
		CHP-BACK-PRESSURE	2,02	2,02	2,03	2,03	2,03
SE2	HYDRO-RESERVOIRS	32,01	32,01	32,01	32,01	32,01	32,01
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
	SOLAR-PV	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	WIND-ON	56,83	56,83	56,47	56,47	56,77	56,77
		CHP-BACK-PRESSURE	3,33	3,33	3,33	3,33	3,33
DE4-N	CHP-EXTRACTION	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	CONDENSING	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE	4,12	4,12	2,33	2,33	4,09	4,09
	SOLAR-PV	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
	WIND-OFF	3,82	3,82	3,91	3,91	3,81	3,81
	WIND-ON	37,22	37,23	37,32	37,32	37,27	37,27
		CHP-BACK-PRESSURE	8,54	8,54	8,48	8,48	8,55
FIN	CHP-EXTRACTION						
	CONDENSING	38,29	38,29	38,15	38,15	38,19	38,19
	HYDRO-RESERVOIRS	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE						
	WIND-ON	19,76	19,76	20,46	20,46	19,61	19,61

Vedlegg 3: Kraftproduksjon per produksjonsteknologi for prisområdene NO1 - NO5, SE1, SE2 og Finland for årene 2040 med nåværende og økt overføringskapasitet

Kraftproduksjon per produksjonsteknologi for prisområdene i Norge i 2040 (TWh)							
Pris- område	Teknologi	Basis		Høy		Ekstra høy	
		nå	økt	nå	økt	nå	økt
NO1	CHP-BACK-PRESSURE						
	HYDRO-RESERVOIRS	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89
	SOLAR-PV	0,91		4,17	1,20	4,74	3,35
	WIND-ON	0,58	0,65	0,59	0,61	0,59	0,65
NO2	CHP-BACK-PRESSURE						
	HYDRO-RESERVOIRS	26,78	26,61	26,78	26,78	26,78	26,78
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	18,34	18,25	18,41	18,25	18,45	18,25
	WIND-OFF			5,51	3,89	12,84	15,32
	WIND-ON	18,62	19,00	14,61	18,63	14,92	15,39
NO3	CHP-BACK-PRESSURE					0,06	
	HYDRO-RESERVOIRS	11,18	11,16	11,18	11,18	11,18	11,18
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	7,51	7,53	7,51	7,54	7,52	7,53
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE			0,88	0,22	1,97	1,08
	SOLAR-PV			4,22	0,32	8,52	3,35
	WIND-OFF	19,80	18,41	23,07	29,63	27,22	32,27
	WIND-ON	3,10	2,80	8,59	3,48	8,37	5,97
NO4	CHP-BACK-PRESSURE						
	HYDRO-RESERVOIRS	18,50	18,50	18,50	18,50	18,50	18,50
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95
	SOLAR-PV						
	WIND-OFF			9,91		14,60	
	WIND-ON	2,70	2,55	1,20	2,28	1,12	2,99
NO5	CHP-BACK-PRESSURE						
	HYDRO-RESERVOIRS	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	11,41	11,36	11,43	11,39	11,45	11,41

	WIND-OFF		1,23	20,47	18,89	25,68	22,40
SE1	CHP-BACK-PRESSURE	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
	CONDENSING						
	HYDRO-RESERVOIRS	18,31	18,31	18,31	18,31	18,31	18,31
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE	1,63		1,60		1,62	
	SOLAR-PV	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	WIND-ON	56,61	45,93	57,38	52,66	57,12	56,21
	SE2	CHP-BACK-PRESSURE	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
HYDRO-RESERVOIRS		31,79	32,01	31,78	32,01	31,79	32,01
HYDRO-RUN-OF-RIVER		0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
SOLAR-PV		0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
WIND-ON		67,50	97,78	66,77	93,23	66,81	92,51
DE4-N	CHP-BACK-PRESSURE	0,76	0,76	0,85	0,85	0,75	0,79
	CHP-EXTRACTION	0,09	0,09	0,07	0,07	0,06	0,06
	CONDENSING	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE	4,02	4,06	2,15	2,10	3,88	3,92
	SOLAR-PV	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
	WIND-OFF	1,08	1,08	1,05	1,05	1,07	1,07
	WIND-ON	53,47	50,33	47,00	43,04	56,66	53,23
FIN	CHP-BACK-PRESSURE	3,47	3,69	3,47	3,61	3,46	3,59
	CHP-EXTRACTION	5,52	2,79	5,66	3,07	5,49	2,99
	CONDENSING	20,03	20,81	19,88	20,41	19,98	20,23
	HYDRO-RESERVOIRS	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE	0,12		0,18		0,12	
	WIND-ON	54,07	48,55	53,11	51,01	54,34	54,22

Vedlegg 4: Kraftproduksjon per produksjonsteknologi for prisområdene NO1 - NO5, SE1, SE2 og Finland for årene 2050 med nåværende og økt overføringskapasitet

Kraftproduksjon per produksjonsteknologi for prisområdene i Norge i 2050 (TWh)							
Pris- område	Teknologi	Basis		Høy		Ekstra høy	
		nå	økt	nå	økt	nå	økt
NO1	CHP-BACK-PRESSURE						
	HYDRO-RESERVOIRS	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89
	SOLAR-PV	3,58	0,33	6,81	4,79	7,71	8,37
	WIND-ON						
NO2	CHP-BACK-PRESSURE						
	HYDRO-RESERVOIRS	26,70	26,46	26,70	26,46	26,57	26,51
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	18,49	18,27	18,45	18,25	18,40	18,25
	WIND-OFF		4,88	13,48	13,15	29,28	28,36
	WIND-ON	20,56	16,30	12,66	15,00	11,29	11,53
NO3	CHP-BACK-PRESSURE					0,06	
	HYDRO-RESERVOIRS	11,18	11,09	11,18	11,09	11,15	11,09
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE			0,76	0,62	2,78	2,21
	SOLAR-PV	1,83		5,04	4,46	11,09	10,27
	WIND-OFF	26,41	27,90	25,21	34,11	35,28	39,21
	WIND-ON	3,51		10,52	0,92	10,89	2,89
NO4	CHP-BACK-PRESSURE						
	HYDRO-RESERVOIRS	18,50	18,50	18,50	18,50	18,50	18,50
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95
	SOLAR-PV	0,76		0,39			
	WIND-OFF	6,83		12,45	2,47	18,21	6,41
	WIND-ON	0,93	8,70	1,82	9,07	2,82	10,57
NO5	CHP-BACK-PRESSURE						
	HYDRO-RESERVOIRS	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	11,45	11,42	11,45	11,44	11,45	11,45

	WIND-OFF	12,81	14,26	26,60	23,26	32,39	31,86
SE1	CHP-BACK-PRESSURE	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
	CONDENSING						
	HYDRO-RESERVOIRS	18,31	18,31	18,31	18,31	18,31	18,31
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE	4,78	0,95	5,04	1,40	4,72	1,08
	SOLAR-PV	4,36	0,01	4,31	0,01	4,28	0,01
	WIND-ON	75,19	58,67	76,87	63,91	76,00	64,24
	SE2	CHP-BACK-PRESSURE	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
HYDRO-RESERVOIRS		32,01	31,99	32,01	31,93	32,01	31,94
HYDRO-RUN-OF-RIVER		0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
SOLAR-PV		0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
WIND-ON		68,94	96,25	67,76	95,52	68,29	95,13
DE4-N	CHP-BACK-PRESSURE	0,34	0,34	0,37	0,37	0,33	0,35
	CHP-EXTRACTION						
	CONDENSING						
	HYDRO-RUN-OF-RIVER	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE	1,30	1,33	1,48	0,92	1,96	1,28
	SOLAR-PV	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
	WIND-OFF						
	WIND-ON	51,03	47,62	46,85	42,54	54,39	50,55
FIN	CHP-BACK-PRESSURE	1,66	1,80	1,58	1,85	1,60	1,94
	CHP-EXTRACTION	8,16	4,98	8,42	5,24	8,31	5,11
	CONDENSING	20,89	21,02	20,81	20,87	20,86	20,97
	HYDRO-RESERVOIRS	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56
	INTRASEASONAL-ELECT-STORAGE	0,09	0,19	0,33	0,57	0,08	0,11
	WIND-ON	62,45	60,88	62,15	60,86	62,55	61,80



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway