



Noregs miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgåve 2024 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA)

Norges kraftsystem i 2040 – effekten av ulik vasstilsig og utfasing av naturgass.

*Norway's Power System in 2040 – The effect of
different hydropower inflow and phasing out gas
power.*

Amaresh Neguse Eyob

Fornybar energi

Forord

Denne masteroppgåva markerer slutten på mitt masterstudie i Fornybar energi ved Noregs miljø- og biovitenskaplege universitet, på fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning.

Eg ønsker å sei tusen takk til rettleiaren min **Eirik Ogner Jåstad** for ei utmerka rettleiing gjennom heile semesteret. Eg har lært mykje frå deg!

Eg vil og takke bestevenninna mi Linn Therese Urnes for korrekturlesing, familien min som heia på meg og ikkje minst kjærasten min Jarle Olsen for støtte og tolmod. Til slutt fortener mine medstudentar på lesesalen og ei takk for hyggeleg selskap!

Gjennom arbeidet har eg køyrt modellen sjølv, men mot slutten er dei endelege modellkøyningane gjort av Eirik Ogner Jåstad.

15 Mai 2024
Amaresh Neguse Eyob

Samandrag

Magasin vasskraft for Noreg og gasskraft for Europa har ein sentral rolle i å balansere og forsyne kraftsystemet. På grunn av energiomstillinga skal gasskraft fases ut, og vasskraft får større rolle i det europeiske kraftsystemet. Denne analysen vurderer effekta av utfasing av naturgass og variabelt tilsig på det norske kraftsystemet i 2040, samt fleksibilitetens bidraget frå tre kjelder: etterpørselrespons, lading av elektriske bilar og energilagring i litiumbatteri.

Metoden for analysen er modellsimuleringa i Balmorel. Modellsimuleringa er gjort for fem scenarioa som inkluderer eit basis scenario, samt fire andre scenario som representerer fullstendig utfasing av naturgass, 50% utfasing av naturgass, tørrår og vått år.

Som forventa viser analysen at eit tørrår har større effekt på Noreg enn ein utfasing av naturgass. Som ein erstatning for gasskraft eller vasskraft auka produksjonen av vindkraft og solkraft på grunn av låge variable kostnader. Investeringa i havvind er særleg høgast i eit tørt år. Det er fleire høgpristimar i eit tørrår enn ved utfasing av naturgass, men dei høgste kraftprisane på årsbasis observerte ved utfasing av naturgass. Etterspørselrespons, elbillading og bruk av batteri bidrar til å redusere etterspørselen i topplasttimar. Det er større bidrag frå DR i eit tørt år enn ved utfasing om vinteren i topplasttimar. Investering i batteria skjer ved utfasing av naturgass.

Abstract

Reservoir hydropower for Norway and gas power for Europe have a central role in balancing and supplying the power system. Due to the energy transition, gas power will be phased out, and hydropower will play a greater role in the European power system. This analysis assesses the effect of phasing out natural gas and variable inflow on the Norwegian power system in 2040, as well as the contribution of flexibility from three sources: demand response, charging of electric cars and use of energy storage in lithium batteries.

The method for this analysis is the model simulation in Balmorel. The model simulations is executed for five scenarios that include a base scenario, in addition to four other scenarios that represent complete phasing out of natural gas, 50% phasing out of natural gas, dry year and wet year.

As expected, the analysis shows that a dry year has a greater impact on the Norwegian power system than phasing out of natural gas. As a replacement for gas power or hydropower, the production of wind power and solar power increased due to low variable costs. Investment in offshore wind is particularly highest in a dry year. There are more high-price hours in a dry year than when natural gas is phased out, but the highest power prices on an annual basis are observed when natural gas is phased out. Demand response, electric car charging and battery use help reduce demand during peak hours. There is a greater contribution from DR in a dry year than when phasing out in winter during peak load hours. Investment in batteries occurs when natural gas is phased out.

Liste over forkortinger

DR (Demand response)- Etterspørelsesrespons

LNG (Liquified Natural Gas) - Flytande naturgass

NOA (North Atlantic Oscillation) - Den nordatlantiske svingning

SCAND (Scandinavian Pattern) - Det skandinaviske mønsteret

G2V (Grid to Vehicle) - Grid til kjøretøy

V2G (Vehicle to Grid) - Kjøretøy til grid

V2B - (Vehicle to Building) - kjøretøy til bygning

V2V - (Vehicle to Vehicle) - kjøretøy til kjøretøy

Contents

List of Figures	vii
List of Tables	viii
1 Introduksjon	1
1.1 Motivasjon	2
1.2 Problemstilling	3
2 Bakgrunn	3
2.1 Tidlegare studiar	3
2.2 Energisituasjonen i dag	8
2.3 Energi og klimasamarbeid med EU	10
2.4 Kraftforholdet med naboland	11
3 Teori	13
3.1 Kraftsystemet i Noreg	13
3.2 Kraftmarknaden	15
3.2.1 Prisdanning i kraftmarknaden	15
3.2.2 Faktorar som påverkar straumprisen	17
3.3 Fleksibilitet	18
4 Data & Metode	20
4.1 Beskriving av Balmorel	20
4.2 Datagrunnlag og antakingar for simulering	22
4.2.1 Tidsoppsett	22
4.2.2 Geografisk avgrensing	23
4.2.3 Kostnadar	23
4.2.4 Forbruk	23
4.3 Beskriving av scenario	25
5 Presentasjon & Diskusjon – Modellresultat	26
5.1 Kraftbalanse	27
5.2 Norsk kraftproduksjon i 2040	28
5.3 Kraftprisar	28
5.4 Kraftflyt mellom Noreg og naboland	33
5.5 Fleksibilitet	36
5.6 Overordna diskusjon	40
5.7 Optimistisk etterspørsel i 2040	44

6	Avgrensinga av metoden & kvaliteten på føresetnadar	45
7	Konklusjon	47
	Referanser	49
	Appendix	57
A	Vedlegg	57
A	Script	57
B	Investeringskostnadar, fastekostnadar og variable kostnadar	59
C	EV - Kapasitet	59
D	Kostnadar	59

List of Figures

1	Utviklinga av gassprisane i Europa frå juni 2021 til oktober 2022 [IEA, 2022]	9
2	Utviklinga av kraftpris frå 2017 til 2023. Data er henta frå [Gran et al., 2023]	10
3	Energikjeldene som stod for produksjon av elektrisitet i 2023 [Our World in data, 2023].	12
4	Mellomlandssambanda til Noreg. Kartet er henta frå [Nagel et al., 2023] og inspirert av [NOU, 2023].	13
5	Illustrasjon av korleis kraftprisen blir satt i kraftmarknaden.	17
6	Grunnstrukturen i Balmorel. Biletet er henta frå [Jåstad et al., 2022].	21
7	Totalt årstilsig frå 2004 til 2018 i Noreg. Dette er brukt som grunnlag til å velje det hydrologiske året for scenario 4 og 5.	26
8	Elektrisitetsproduksjonen i Noreg i 2040. Verdiane i figuren for Scenario 2-5 viser endringar frå Scenario 1 for kvar kjelde.	29
9	Gjennomsnittleg kraftpris av vekene i 2040 ved 100% utfasing av naturgass	30
10	Prisvarigheitskurve av NO1 i 2040	32
11	Prisvarigheitskurve av NO2 til NO5 i 2040	32
12	Forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse - Ingen endringar	34
13	Forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse - 100% utfasing av naturgass	34
14	Forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse - 50% utfasing av naturgass	34
15	Forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse - Tørrår	35
16	Forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse - Vått år	35
17	Opp- og nedshift av elektrisitet i forhold til topplast ved utfasing av naturgass	37
18	Opp- og nedshift av elektrisitet i forhold til topplast i tørrår	38
19	Elbillading i forhold til topplast om sommaren og vinter, både for scenario 2 og scenario 4	39
20	Produksjon til og forbruk av batteri både om sommaren og vinteren ved 100% utfasing av naturgass	40

List of Tables

1	Elektrisitetsproduksjonen i Noreg i 2023 [SSB, 2024a]	15
2	Kraftoverskudd som er eksportert fra 2020-2023 [SSB, 2024a]	15
3	Brensletype og priser som er oppgitt i Euro/GJ for 2030 og 2040. Det er kun naturgassprisen som er oppdatert. Brenselprisane er like for alle land. .	24
4	NVE sine forbruksprognosar frå LMA i TWh	24
5	Kraftbalanse i Noreg, presentert etter scenarioa i TWh	27
6	Kraftbalanse i NO1-NO5 i TWh	27
7	Gjennomsnittleg kraftpris i EURO/MWh i 2023 prisar, presentert etter bodsoner i dei ulike scenarioa	30
8	Eksport, import og netto eksport for Noreg i 2040 i TWh	33
9	Modellens investeringa i kraftproduksjon, i forhold til NVE og Statnett sine basisprognoser [NVE, 2023 & Statnett, 2023]	41
10	Egenskaper for elbillading i hus og på Parkeringsareal ved flyplassar, tallene er gjennomsnittet for alle kjøretøy i en gruppe [Nagel et al., 2024]	60
11	Kostnadar av investerbare teknologiar [Nagel et al., 2023]	60

1 Introduksjon

Den europeiske unionen (EU) og Noreg har eit ambisiøst mål om å bli klimanøytrale innan 2050 [European Council, 2024a]. Det vil utvilsamt medføre betydelege endringar i kraftsystemet, som vil bli drivne av blant anna teknologiske forbetringar, strammare interne utsleppsmål, energipolitikk og reguleringar. Per i dag er energisektoren ansvarleg for over 75% av dei totale klimagassutsleppa i EU [European Council, 2023], og i Noreg kjem utslepp i hovudsak frå industri og utvinning av olje og gass [SSB, 2023]. Derfor er nettopp desse sektorane eit nødvendig startpunkt for omstillinga.

Framtidige kraftprognosar i Noreg viser at elektrifisering av ulike sektorar og utfasing av fossile kjelder kjem til å auke kraftforbruket [Statnett, 2024]. Som følgje av dette blir det behov for meir kraftproduksjon og kapasiteten på dei ulike nettnivåa blir høgare. Utfasing av fossile kjelder, som drivast av klimamåla, gjer at kraftsystemet bygger på meir variable energikjelder som elve-, sol- og vindkraft. Kraftsystemet blir i større grad veivhengig, og magasinvasskraft får ei merkbar rolle i å balansere variabiliteten i kraftsystemet [Graabak et al., 2017], spesielt i Norden. Aukande kraftproduksjon frå variable fornybare kjelder kan føre til større svingingar i spotprisane, og det gjer balanseringa av kraftsystemet meir utfordrande.

Magasinvasskraft betraktast som batterikjelde gitt si evne til å lagre energi og fleksibilitet i justering av produksjon. For Europa har gasskraft vore den teknologien som sikrar balanse, og blir rekna som ein viktig teknologi i overgangen til eit lågutslepp kraftsystem. Per i dag er dei fleste europeiske land i større grad avhengig av gass for å dekke kraftbehovet, samanlikna med Noreg. Avgrensinga av desse kjeldene kan svekke fleksibilitet på tilbodsida i kraftmarknaden. Det er viktig å undersøke korleis dette kan påverke det norske kraftsystemet ettersom at det er avgjerande for å kunne foreta nødvendige investeringar som sikra ei effektiv energiomstilling.

1.1 Motivasjon

Energikrisa i 2022 satte spørsmål om forsyningsikkerheita av kraft og har samtidig auka viljen frå EU til å framskande energiomstillinga. Sidan det er ulike faktorar som påverka eit kraftsystem, er analysar med ulike formål og føresetnader viktig for å få ei heilskapleg forståing av det framtidige kraftsystemet. Omstillinga til eit fornybart system vil bli dyrt og krev investeringar innan ulike fornybare energiprojekt og teknologiar. Desse investeringane er i større grad basert på studiar som blir utført.

Historisk sett har Noreg hatt låge kraftprisar over tid på grunn av rikeleg tilgang på ulike naturressursar, spesielt vasskraft. Likevel har dette biletet endra seg dei siste åra sidan kraftprisane har stige og fått meir merksemd parallelt med generell energipolitikk. Det norske kraftsystemet blir meir samankopla med det europeiske og dermed blir straumprisane påverka av det som skjer i andre europeiske land når kraft utvekslast mellom landa. Vidare inkluderer modellering av kraftsystemet til eit land å balansere sitt eige forhold mellom forbruk og produksjon, i tillegg til politiske krav frå naboland. Sjølv om vasskraft gir Noreg høg forsyningsikkerheit og fleksibilitet, er produksjonen avhengig av det årlege vasstilsiget. I tørre år kan det bli utfordrande for Noreg å dekke den etterspurde kraftmengda.

Denne studien er motivert av den aukande interessa for framtidig utvikling av det norske kraftsystemet og fleksibilitet. Dette er eit forskingsfelt som er i vinden, og behovet for å kartlegge effektar av avgrensinga i kraftsystemet er fortsett nødvendig. Tilnærminga i oppgåva er informativ av fleire grunnar. Først kan utfasing av gasskraft endre kraftmiksen, særleg i nabolanda til Noreg, som påverka kraftbalansen gjennom mellomlandssamband. For å sikre ein jamn overgang til meir lågutslepp, er det viktig å få innsikt i korleis ei slik endring kan påverke kraftprisar og forsyningspålitelegheita av det norske kraftsystemet. Ein tredje grunn er at variasjon i vasskrafttilsiget kan påverke kraftproduksjonen, spesielt i Noreg. Oppgåva kan og gi eit bilete på korleis kraftsystemet reagerer på slike naturlege variasjonar og kva andre kjelder og teknologiar som kan redusere ubalanse i det norske kraftsystemet. I periodar der fleksible kraftkjelder er avgrensa, trengs det vurdering av effektane av dette, rolla til fleksibilitet, og kva for fleksibilitetskjelder som spelar inn under desse forholda.

1.2 Problemstilling

Formålet med denne oppgåva er å gi ei forståing av innverknaden av energiomstillinga i Noreg i 2040, og å vurdere i kva grad det norske kraftsystemet påverkast av naboland. Det skal gjerast ved å sjå på korleis det norske kraftsystemet kan bli under ulike forhold i 2040. Det er gjort ein del studiar om utvikling av kraftmarknaden og fleksibilitet, men det står framleis att fleire område som krev ytterlegare utforsking. Gjennom modellering av kraftsystemet ved bruk av energisystemmodellen Balmorel, skal denne studien ta sikte på å utforske og gi svar på følgjande problemstillingar:

- i. Kva effekt har utfasing av gasskraft på det norske kraftsystemet?
- ii. Kva effekt har variabelt årstilsig til vasskraft på det norske kraftsystemet?
- iii. Kva bidrar fleksibilitetskilder med for å balansere det norske kraftsystemet i 2040 ved utfasing av naturgass og i tørkeår?

2 Bakgrunn

Dette kapitlet presenterer relevant bakgrunnsinformasjon for problemstillinga. Seksjon 2.1 gir oversikt over studiar relatert til forskingsspørsmåla og seksjon 2.2 beskriver energisituasjonen i Europa dei siste fire åra. Vidare blir det gitt ein kort oversikt over relevante klimamål og avtalar i EU som påverkar energiutviklinga i Noreg. Kapitlet avsluttast med seksjon 2.4 som omhandlar Noregs mellomlandssamband og elektrisitetsmiksen i Danmark, Sverige, Finland, Nederland, Storbritannia og Tyskland.

2.1 Tidlegare studiar

Litteraturen som omhandlar kraftsystemet og omstillinga til fornybart energisystem er enorm, og det kan forklarast med at feltet er breitt med fleire uvisse faktorar som spelar inn. Med eit overblikk over litteraturen, er det konsensus om at dagens energisystem bør bli mindre avhengig av fossile kjelder for å minimere dei langsiktige klimaeffektane frå utslepp av drivhusgassar. Overgangen mot høgare utnytting av fornybare energikjelder vil krevje ein omfattande revisjon av eksisterande fossile energisystem. Potensialet for å handtere dette varierer frå land til land og er avhengig av faktorar som tilgang på res-

sursar, økonomi og politikk.

Vasskraft – grønt batteri for Europa

Noreg har ei leiande rolle innan fornybar energi, hovudsakeleg frå vasskraft. Potensialet Noreg har som grønt batteri er blant interessetema i litteraturen, og forskinga peika på at Europas energiomstilling støtter seg på lagringskapasiteten av vasskraft i Noreg [Graabak et al., 2017, Egging and Tomasgard, 2018]. Graabak et al. (2017) såg på potensialet for vasskraftsystemet i Noreg til å balansere framtidig produksjon frå variable energikjelder i Europa. Resultata i studien viser til at dei fleste regulerbare vasskraftsystem delvis kan bidra til å balansere produksjon frå vind- og solkraft, i tillegg til å redusere kraftprisane. Delvis potensial forklarast med at enkelte vasskraftverk ikkje auka produksjonskapasiteten på grunn av hydrologiske- og modellavgrensingar. Sjølv om det tekniske potensialet er til stades, er utnyttinga av vasskraftkapasitet avhengig av politiske val og handlingar [Seljom and Tomasgard, 2017], og ifølgje Gullberg (2013) er gjennomføringa noko usikker.

Innan vasskraft i Noreg er det ein del forskning med ulike aspekt og tilnærmingar, men dei mest oppdaterte er relatert til den tekniske fleksibiliteten av vasskraftproduksjon. Studien ser i større grad på sesongar eller periodar i året, i tillegg til usikkerheita i fordelinga av vassføringa i dei utvalde periodane. Birkedal and Bolkesjø (2016) har i sin studie sett på korleis ulike økonomiske faktorar kan påverke den faktiske vasskraftproduksjonen. Produksjonen i løpet av ei veke blei rekna basert på verdiar av vassbalansen, vassføring, temperatur og dei kortsiktige marginale kostnadane for kullkraftproduksjon. Relevante funn frå denne studien er at vassføringa og vassbalansen påverka vasskraftforsyninga på kort sikt. I ein langsiktig analyse av norske kraftprisar og marknadsverdi utarbeida av Jåstad et al. (2022), blir det nemnt i analysen at aukande kapasitet på magasinkraftverk har stor effekt på den norske kraftprisen.

I ein studie av Korpas et al. (2013) blei det undersøkt korleis den norske vasskrafta kan balansere variasjon i vindkraft i det europeiske kraftsystemet. Dei fant at magasininstørrelse er tilfredsstillande i dei fleste tilfelle og hadde minst påverknad, medan strammare rammer innan produksjonsavgrensinga og utviding av kapasitet påverka balanseringa. Innan vindkraft blir det forventa at havvinden kjem til å vekse i dei nordiske landa og per i dag kjem om lag 80% av den europeiske kapasiteten i havvind frå Nordsjøen [Jåstad and

Bolkesjø, 2023]. Ved å sjå på marknadseffektar av havvindproduksjon i Noreg, har Jåstad and Bolkesjø (2023) konkludert med at auke i havvindkapasiteten kan redusere den norske kraftprisen med 0.39 ± 0.09 Euro/MWh for kvar GW som blir installert. Jo meir det investerast i havvind på storskala, desto lågare blir verdifaktoren. Lav verdifaktor betyr at teknologien blir prioritert høgt i marknaden, noko som gjer at krafta blir solgt til ein relativt låg kraftpris.

Mellomlandssambandet mellom Norden og Nordvest-Europa kan gi gjensidig fleksibilitet. I Europa kan den norske vasskrafta gi fleksibilitet i periodar med lite fornybar kraft. Til gjengjeld kan Europa verke som reserveenergi til Skandinavia i tørre år. Podewski and Weber (2021) studerte korleis mangel på vatn, sesong- og stokastiske variasjonar i tilsig påverka handelsbalansen i Skandinavia. Resultata i analysen viser at tilfeldige svingingar i vassmangel har større innverknad på handelsbalanse enn sesongvariasjonar. Tilfeldige avvik frå medianfyllingsnivå vil bli gjenspegla i korleis den skandinaviske handelsbalansen blir, noko som betyr at fyllingsnivå over medianen fører til eksport ut av Skandinavia. I eit tørt år med fyllingsnivå under medianen, vil importen auke frå Europa til Skandinavia. Frå ei økonomisk side, har Chen et al. (2020) studert innverknaden av ulike nivå av overføringskapasitet i Norvest-Europa på kraftsystemet og kraftmarknaden i 2050. Ved å samanlikne eit scenario med definert overføringskapasitet til 2030 og eit der modellen investerer fritt til eit optimalt nivå, er det konkludert med at eit optimalt nivå tilsvarar 76 GW og dette er fire ganger så stort som det definerte nivået. Som eit resultat av auking i overføringsnett, blir det installert meir vindkraft. Eit optimalt nivå vil redusere kostnadane i systemet med 5% i forhold til eit definert nivå.

Gasskraft – rolla i kraftmarknaden

Gasskraft har historisk hatt ei sentral rolle i den Europeiske energimiksen og kraftmarknaden. I framtida er det nødvendig å fase ut naturgass i kraftsektoren for å nå klimamåla. Naturgass i Europa har vore eit hovudfokus etter energikrisa i 2022. Rolla til naturgass har blitt revurdert, og Europa jobbar aktivt med å bli mindre avhengig av naturgass [Commission, 2022]. Per i dag har reduksjon av naturgass til Europa ført til ei auke i import av LNG og generell innanlands naturgassproduksjon [Moskalenko et al., 2024].

I kraftmarknaden har gasskraft vore den teknologien som set marknadsprisen i periodar der kraftbehovet er høgt. I 2021 var gasskraft den marginale teknologien meir enn 80% av

tida i fleire Europeiske land [Uribe et al., 2022]. Nyare og aktuell litteratur har fokusert mykje på forholdet mellom naturgass og elektrisitetsmarknaden [Moskalenko et al., 2024]. Eksempelvis har Chen et al. (2021) vurdert 15 studiar om kraftprognosar for den nordiske kraftmarknaden og presiserer usikkerheita i gass- og karbonpris i studiane, der endringar i prisane ville reflekterast i straumprisane.

Jåstad et al. (2022) har sett på korleis ulike risikofaktorar kan påverke framtidige marknadsverdiar og straumpris for fornybar energi i Noreg. Ved bruk av ei tilnærming basert på sannsyn, kom studien fram til at karbon- og gassprisen er hovudpådrivarar i 2040. Sidan Noreg dekkjer det meste av kraftbehovet frå fornybare kjelder, har desse to faktorane indirekte effekt på kraftprisane. Prisane stig som eit resultat av aukande produksjonskostnadar frå fossile kjelder og investeringar i fornybar energi i utlandet. Studiens funn viser at norske kraftprisar er sensitive for auke i kapasitet av regulerbar vasskraft. Vidare viser resultata at kapasitetsendring i naboland også har betydeleg effekt på kraftprisane, spesielt frå vass- og vindkraft frå Sverige og kjernekraft frå Finland.

Zakeri et al. (2023) undersøkte rolla som naturgass i Europa har til å sette kraftprisen i Engrosmarknaden. Resultata i studien viser at i 39% av tida har naturgass satt marknadsprisen, men produserer kraft i 18% av tida i løpet eit år. Ifølgje Uribe 2022 er innflytelsen naturgassprisen kan forklarast med samankoplinga av marknaden mellom landa. Studiens funn indikerer at Danmark, Sverige, Finland og Tyskland er mest utsett for brå prisstigning av naturgass. I ein studie frå 2023 modellerte Siddique et al. (2023) Danmarks energisystem i 2030, under føresetnaden av store investeringar i varmeinnsparande tiltak og ein tidlegare utfasing av naturgass. Funna frå studien viser at investering i varmeinnsparing ikkje er effektivt eller kostnadseffektivt til å redusere utslepp i energisystemet. I tillegg blei det funne at utviding av fjernvarme kan medverke til ei tidleg utfasing av naturgass.

Fleksibilitet

Med aukande variable energikjelder, blir bruk av ulike fleksibilitetskjelder frå kraftsystemet nødvendig. I litteraturen er det fleire studiar som tar for seg ein type/kategori av fleksibilitet, enn samspelet mellom fleire. I dagens energisystem mellom 20-25% av variable fornybare kjelder som teknisk sett blir integrert utan å påverke balansen i kraftnettet

[Stadler, 2008]. Å sikre stabilitet og å styrke overføringsnett i framtidens kraftsystem er blant utfordringane som nemnast. Verdien av fleksibilitet er dermed av interesse i fleire studiar.

Energilagringar er ofte presentert som nødvendig fleksibel kjelde i avkarbonisering av energisektoren. Ein case-studie av Sisternes et al. (2016) utført i Texas, vurderte verdien av energilagring i elektrisitetssektoren. Studien konkluderte med at den mest kostnadseffektive produksjonsmiksen består av ulike ressursar, både fleksible og uregulerbare, og dette spesielt sol-, vind- og kjernekraft. Ved å fjerne fleksibel kjernekraft frå energimiksen, blir kostnadane høgare, noko som kan gjenspeilast i betydninga av energilagring eller andre fleksible kjelder. Det påpeikast og at under strammare utsleppsgrenser kan energilagring redusere produksjonskostnadane indirekte gjennom høgare utnytting av andre installerte ressursar. Til slutt konkluderer studien med at bruk av lagringsteknologiar som litium-ion-batteri med 2 timars varigheit, berre har verdi under strenge utleppsgrenser, og ikkje minst når det er relativt lite bruk av denne teknologien. Som kontrast får lagringsteknologiar med 10 timars lagringskapasitet ein verdi tilsvarande kostnaden for pumpekraftverk. Verdien av energilagringsteknologiar blir påverka av usikkerheita rundt framtidige kostnader.

Litium-ion-batteri har evne til å lagre fornybar kraft til lågast kostnad per syklus. På grunn av høg etterspørsel av denne type batteri, har prisen vore relativt høg [Ould Amrouche et al., 2016]. Ould Amrouche et al. (2016) understrekar nødvendigheita av meir forskning innan lagringsfeltet for å oppnå lågare kostnader til stabile og effektive materialer. Litium batteri spelar og ei viktig rolle i å utvikle elbillading.

For å redusere utslepp frå transportsektoren har elektriske bilar hatt indirekte politiske subsidiar i Noreg. Dette har ført til at elbilar blei tatt i bruk av fleire forbrukarar, som eit berekraftig alternativ for fossile bilar. Auke i adopsjon av elbil har ført til at forskinga rundt dette feltet også veks. Elektriske bilar blir ikkje berre sett på som eit berekraftig transportmiddel i litteraturen, men også som elektriske laster (G2V), lagringseining for nettet (V2G), energilagring for bygningar (V2B) og som energikjelde for andre elbilar (V2V). Forskinga i dette feltet omhandlar optimalisering av lade- og utladingsstrategiar, infrastrukturen for elbillading, samt tekniske og økonomiske effektar av elbillading på straumnettet i framtida. Dette blir forska på for å gjere elektriske bilar meir konkurranse-

dyktige i marknaden [Das et al., 2020]. Das et al. (2020) gir oppdatering på forskinga av EV fram til 2020, og kommer med forslag til kva framtidig forskning bør dekke.

Sidan fleksibilitet kan komme frå etterspørselssida og, reknast det at etterspørselsrespons (DR) vil ha ei viktig rolle i stabiliteten av kraftnettet i framtida. Interesse av å utvikle etterspørselsrespons programmer for å balansere produksjon og etterspørsel av kraft på ein effektive måte er stor. Fleire studiar relatert til DR retta seg mot hushaldningar, ettersom etterspørsel er meir variert der enn frå industrien. Ein studie av Kirkerud et al. (2021) såg på det økonomiske potensialet for etterspørselsrespons og effektane av å innføre dette i storskala i det nord-europeiske energisystemet. Studiens funn er at Noreg og Sverige har stort potensial for DR, sidan vel etablert elektrisk oppvarming av rom og vatn vil vere ein stor kjelde for fleksibilitet i DR. Resultata viser og at last i 2050, ved bruk av DR, kan bli forskyvd med opptil 18.6% av total topplast. Som følgje av eit stort potensial blir behovet for fleksibel gasskraft, batterilagring eller andre lagringskjelder mindre.

2.2 Energisituasjonen i dag

Historisk sett har kriser, uavhengig om dei er politiske, økonomiske eller miljørelaterte, ofte ført til betydelege prisutslag på varer og tenester. Når ein ubalanse mellom tilbod og etterspørsel oppstår, reflekterast dette i prisane. I løpet av dei siste åra har kraftmarknaden i Europa svinga meir enn normalt. I pandemiåret (2020) førte gode vêrforhold og betydeleg redusert kraftetterspørsel til at energiproduksjonen i Europa frå fornybare kjelder oversteig den frå fossile kjelder. Både gass- og kraftprisane var betydeleg lågare enn gjennomsnittet. Dette resulterte i nedgang i investeringar av gasskraft globalt. Som kontrast snudde energisituasjonen i midten av 2021. Knappeheit av energi i Europa førte til at kraftprisane steig i 2021, noko som varte fram til starten av 2023 [Rystad Energy, 2022]. Figur 1 viser utvikling av naturgassprisane i Europa.

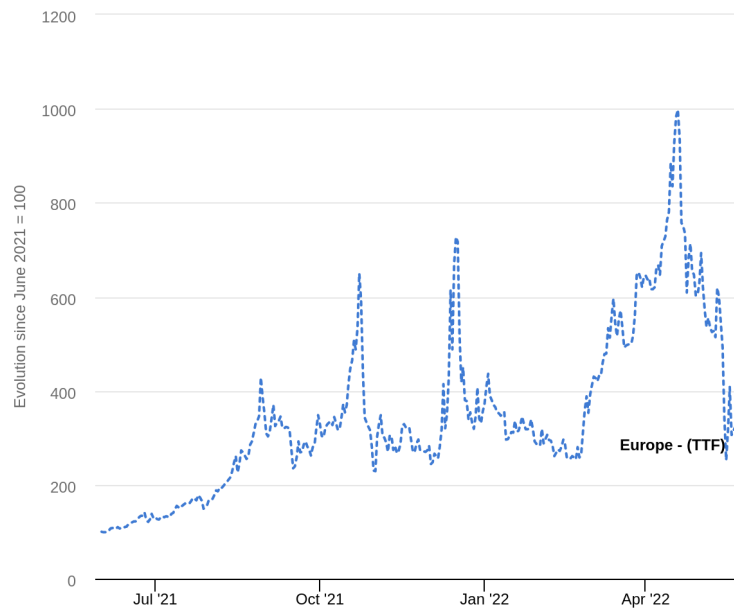


Figure 1: Utviklinga av gassprisane i Europa frå juni 2021 til oktober 2022 [IEA, 2022]

Det er fleire faktorar som har resultert i dei høge kraftprisane, men den primære grunnen var knappheit på gass og auken i gassprisar som eit resultat av Russlands invasjon av Ukraina i februar 2022. Dette skapte endringar i importmønsteret av gass og høg usikkerheit i forsyninga av kraft, noko som igjen gav utslag i høge gassprisar. Lite tilgang på gass leda til større forbruk av kol. Sidan kol er ei utsleppsintensiv kjelde, steig etterspørselen og prisen på CO₂-kvotar i kraftmarknaden. På grunn av lite vasstilsig i 2022 blei kraftproduksjonen frå vasskraft og kjernekraft noko avgrensa i delar av året, noko som forsterka effekten av energikrisa [NOU, 2023]. Sidan 2021 har EU redusert importen av russisk gass med 32% til 2023. Noreg og USA er per i dag dei to største gassleverandørane i Europa i 2023 [European Council, 2024b].

Sidan Noreg er kopla til Europa har norske kraftprisar blitt påverka av Europeiske kraftprisar, særleg i NO1, NO2 og NO5. Marknadssituasjonen og gassprisutviklinga frå 2020 til 2023 har ført til at verdien av gass, olje og vassmagasina frå Noreg blei betydeleg høgare [NOU, 2023]. Som følgje av marknadssituasjonen har satsinga på fornybar energi i EU akselerert, ved å redusere sin avhengigheit av naturgass i energimiksen. På bakgrunn av dette hadde det vore interessant å sjå på korleis det norske kraftsystemet påverkast i framtida, utan naturgass i kraftsystemet. Figur 2 viser korleis kraftprisen har utvikla seg fram til 2023. Kraftprisen er eit gjennomsnitt per månad for Sør-Noreg, Sør-Sverige, Danmark og kontinentet som inkluderer gjennomsnittleg kraftpris for Tyskland, Nederland og Frankrike.

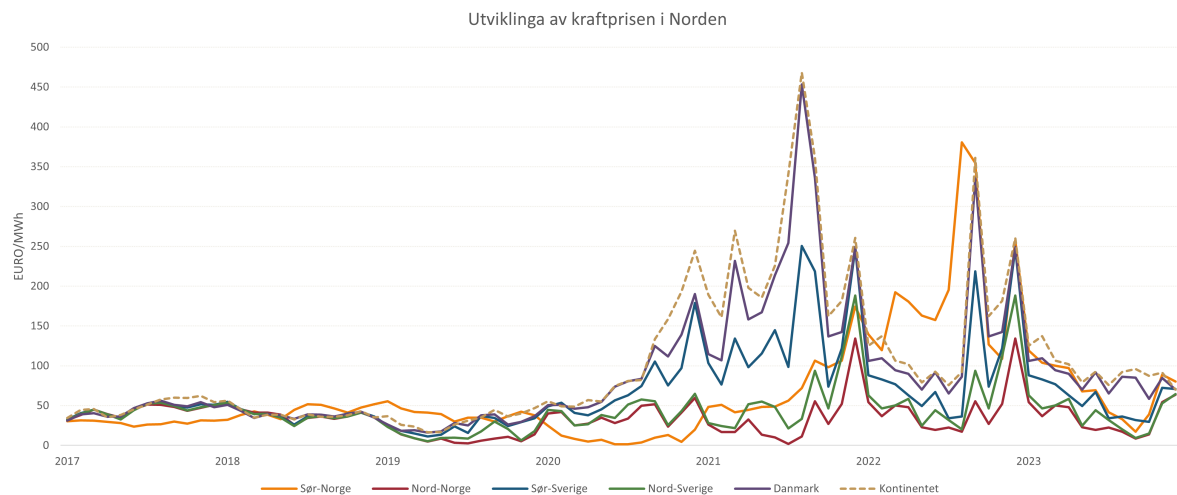


Figure 2: Utviklinga av kraftpris frå 2017 til 2023. Data er henta frå [Gran et al., 2023]

2.3 Energi og klimasamarbeid med EU

Noreg har ei nær samhandling med EU innan energisektoren og tilgang på marknaden i EU gjennom EØS-avtalen. Denne avtalen er mellom medlemsland i EU og EFTA (European Free Trade Association), og har som mål å styrke det økonomiske forholdet. Sjølv om Noreg ikkje er medlem av EU, blir landet påverka av deira politikk [Stortinget, 2023]. I 2021 la EU-kommisjonen fram tiltaket fit- for - 55, som presenterte strengare krav for utslepp mot 2030, da gjeldande krav var for låge til å nå klimanøytralitet innan 2050. Dette førte til ei endring i klimamålsettinga for året 2030, der målet for reduksjon i klimagassutslepp blei endra frå 40% til 55%, samanlikna med år 1990. I energisektoren skal reduksjonen skje gjennom 40% auke av fornybare kjelder i energimiksen, reduksjon av energiforbruk med 11.7% innan 2030, bruk av lågutsleppsådrivstoff for transportmidler og å erstatte naturgass med andre fornybare kjelder [European Council, 2024a]. Noreg følgjer i stor grad dei klimamåla og avtalane som EU setter, i tillegg til å sette sine eigne klimamål [Øystese, 2023].

På bakgrunn av energisituasjonen i Europa (beskrive i 2.1) ville EU redusere sin avhengnad av russisk gass, og framskynde overgangen til berekraftig energiomstilling. I mai 2022 presenterte EU ein ny strategi som skal rettleie for samarbeid og omforming av energisystemet, som blir kalla for REPowerEU. Denne planen bygger på Fit-for-55 strategien og inkluderer mål relatert til investering av fornybare energiprojekt, energiforbruk og å auke partnerskapet med ulike leverandørar. Tiltaka for nå måla i REpowerEU er retta mot variasjon av energiforsyninga, energieffektivisering og innsparingar, i tillegg til rask erstatning

av fossile kjelder med fornybare i ulike sektorar. Innan solkraft setter REpower eit mål på 600 GW innan 2030, i tillegg til å auke satsing på havvind og varmpumper [Commission, 2022].

For å oppnå dette presiserast nødvendigheita for investering i energieffektivisering, høgare andel av fornybar energi og nettinfrastruktur. Det inkluderer investering i utviding av gassforsyninga i Europa ved importauke av LNG og røyrleidningar frå andre leverandørar enn russiske på kort sikt. På lengre sikt leggast det vekt på utvikling av hydrogenproduksjon og tilhøyrande infrastruktur. Hydrogen er forventet å bli ei nøkkelkjelde til å erstatte naturgass, kol og olje, spesielt i industrisektoren. REpowerEU presenterte eit mål på produksjon og import av hydrogen tilsvarande 10 millionar tonn innan 2030 [Commission, 2022]

2.4 Kraftforholdet med naboland

Mellomlandssamband er ei kopling av to eller fleire elektriske system via luft- eller under-vasskablar mellom to land. Noreg har lenge hatt mellomlandssamband for overføring av kraft til Sverige, Danmark og Finland. I 2008 blei den første kabelen til Europa (ekskludert Skandinavia) tatt i bruk. Denne går til Nederland og har ein kapasitet på 700 MW [Tennet, u.å]. For å auke forsyningsikkerheita i landet, det vil si eksport og import, har Noreg i 2021 utvida utvekslingskapasiteten til Europa ved å implementere overføringskabel til Tyskland og England. Sjølv om Noreg har høg forsyningsgrad, er nytten av kraftkablane størst i tørre år [NVE, 2022]. NordLink, kabelsambandet til Tyskland, og North Sea Link, overføringskabelen til England, har begge ein kapasitet på 1400 MW [Statnett, 2021 & Statnett, 2022b]. Etter at kablane blei satt i drift har kapasiteten på mellomlandssambandet auka med 50% [NOU, 2023]. Sidan kablane går frå prisområdet NO2, har dei europeiske kraftprisane i størst grad påverka kraftprisane i Sør-Noreg. Krafthandelen mellom Noreg og utlandet skjer gjennom kraftbørsar som Nord Pool og EPEX Spot. Figur 4 illustrerer korleis Skandinavia er kople med nabolanda i Europa.

Det som er felles for Noregs naboland, er at andelen av elektrisitet frå fornybare kjelder gradvis har stige over tid. Dei skandinaviske landa (ekskludert Noreg) har generelt høgare elektrisitetsproduksjon frå fornybare kjelder, der Danmark og Sverige står for det høgste. For Finland og Sverige kjem det meste av kraftforsyninga frå vasskraft og kjernekraft, og samanlikna med naboland har dei høgst elektrisitetsproduksjon per innbyggjar. Sidan Danmark har gode vindforhold, er vindkraft hovudkjelda for elektrisitet. Omlag 44-56% av kraftproduksjonen for Nederland, Tyskland og Storbritannia er basert på fossile kjelder [Our World in data, 2023]. Landa jobbar aktivt med å redusere forbruket frå fossile kjelder i energimiksen. Figur 3 viser ein oversikt av dei ulike energikjeldene som stod for elektrisitetsproduksjonen i 2022. Det er viktig å merke seg at prosentgraden av gass i elektrisitetsmiksen er høgst i Storbritannia og Nederland, etterfølgt av Tyskland. Omstilling til nullutsleppskjelde betyr at denne mengda må erstattast av fornybare energikjelder.

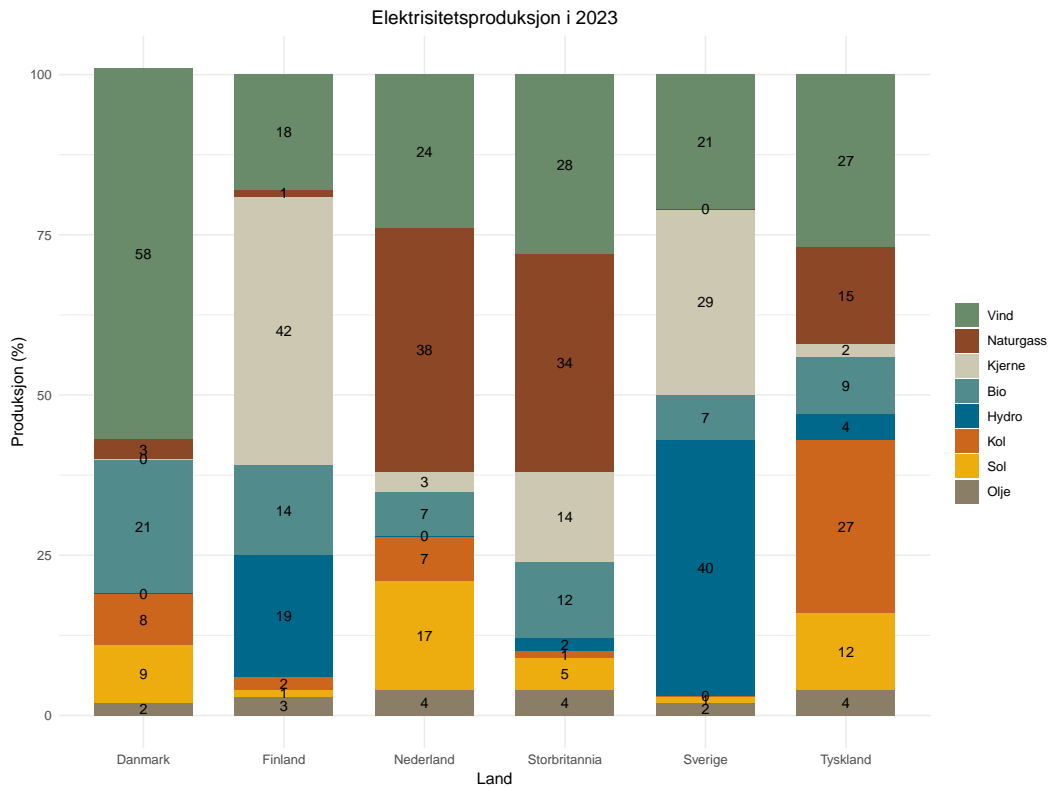


Figure 3: Energikjeldene som stod for produksjon av elektrisitet i 2023 [Our World in data, 2023].



Figure 4: Mellomlandssambanda til Noreg. Kartet er henta frå [Nagel et al., 2023] og inspirert av [NOU, 2023].

3 Teori

Utvalt teori i dette kapitlet er relevant forkunnskap som trengs for å sette seg inn i resultata. Kapitlet gir innsikt i kraftsystemet i Noreg, korleis prisen i kraftmarknaden setjast og faktorar som påverka dette. Vidare presenterast relevante fleksibilitetskilder i kraftsystemet for denne oppgåva.

3.1 Kraftsystemet i Noreg

Eit kraftsystem er eit samleomgrep for samspelet mellom alle komponentane for produksjon og overføring av kraft, frå ulike kraftstasjonar til utnytting av krafta av forbrukarar. Eit kraftsystem er ein del av eit energisystem, og er som oftast kompleks, bestående av ulike teknologiar og energikjelder [Statnett, 2018]. Ein spesielt viktig utfordring i eit kraftsystem er at produksjonen av elektrisitet alltid må samsvare med forbruket, da det ikkje kan lagrast. Kraftsystemet er bygd opp forskjellig i dei ulike landa fordi samansetnaden av

kraftsystemet varierer og bestemast av blant anna energiresursar, topografi, geografi, økonomi og politikk til kvart land.

Kraftforsyninga i Noreg kjem i hovudsak frå vass- og vindkraft. I 2023 blei det produsert 154 TWh med kraft, der 89% av dette kjem frå vasskraft [SSB, 2024a]. Tabell 1 viser elektrisitetsproduksjonen etter kjelde i 2023. Det årlege tilsiget og installert produksjonskapasitet til kraftverk avgjer produksjonsgrunnlaget. Eit kjenneteikn med vasskrafta er at vatnet kan lagrast i magasina, og dette sikrar høg fleksibilitet i produksjon av kraft til låge kostnadar. Produksjonskapasiteten er ujamt fordelt mellom regionane, ettersom ressurstilgangen av fornybare kjelder er avhengig av lokasjon [SSB, 2024b]. På grunn av den fysiske avgrensinga i nettet er Noreg delt inn fem soner [Statnett, 2022a], sjå Figur 4.

Tilgang og moglegheit for å lagre vassenergi og mellomlandssamband gir kraftforsyninga i Noreg betydeleg fleksibilitet og auka robustheit mot sesong- og årsvariasjonar i produksjonen. Med gunstig ressurstilgang både av fornybare og fossile energikjelder, har Noreg vorte ein leiande eksportør av energi sidan midten av 1970-talet. Om lag 96% av naturgass og all olje som er produsert i Norge har vorte eksportert i 2022 [SSB, 2024c]. Fleire europeiske land har termisk kraftproduksjon, og er avhengig av norsk olje og gass for dekke sitt energibehov.

Straumen transporterast via kraftnettet frå produsent til forbrukar. I Noreg er kraftnettet delt inn i tre nivå: Sentralnettet (132 kV – 400 kV), Regionalnettet (33 kV – 132 kV) og Distribusjonsnettet (under 22 kV). Desse binder saman dei ulike komponentane i kraftsystemet [NVE, 2024b]. Statnett, også kalla for Transmission system operator (TSO), er den ansvarlege for å halde kraftsystemet i balanse, og drifter sentralnettet. Kraftnettselskapa er ansvarleg for dei to andre nettnivåa, fordelt geografisk [Statnett, 2018]. Drifta av kraftnettet er eit naturleg monopol i Noreg, da det er kostnadseffektivt at ein bedrift styrer enn fleire [Bye et al., 2010]. Kraftsystemet skal ha ein frekvens på 50 Hz. Dersom frekvensen ikkje er på dette nivået, er kraftsystemet i ubalanse [NVE, 2024a].

Table 1: Elektrisitetsproduksjonen i Noreg i 2023 [SSB, 2024a]

Type kraft	Produksjon (TWh)
Vasskraft (89,2%)	137.33
Varmekraft (1,7%)	2.68
Vindkraft (9,1%)	13.97
SUM	153.98

Table 2: Kraftoverskudd som er eksportert fra 2020-2023 [SSB, 2024a]

År	Eksporthoverskudd TWh
2020	20.1
2021	17.4
2022	12.2
2023	17.3

3.2 Kraftmarknaden

Den norske kraftmarknaden blei deregulert og liberalisert da Energilova av 1990 tredde i kraft i 1991. Gradvis følgde Skandinavia omstillinga, og sidan år 2000 blei den nordiske kraftmarknaden til eit felles marknad, beståande av Finland, Sverige, Danmark og Noreg [Bye and Hope, 2007]. Fleire europeiske land følgde trenden, og Norden blei etter kvart integrert med den europeiske kraftmarknaden gjennom overføringskabler til Baltikum, Nederland, Storbritannia og Tyskland [NOU, 2023].

Ei marknadsbasert omsetting blei innført for å fremme konkurranse, ressurseffektivitet og lågare kraftprisar. Målet med dereguleringa var å maksimere den samfunnsøkonomiske velferda både på kort og lang sikt. For å sikre ei effektiv og påliteleg kraftforsyning, må balansen mellom tilbod og etterspørsel holdast til ei kvar tid [Bye and Hope, 2007 & Bye et al., 2010].

3.2.1 Prisdanning i kraftmarknaden

Kraftmarknaden er delt inn i engros- og sluttbrukarmarknaden. Krafta omsettast i Engrosmarknaden, vanlegvis gjennom kraftbørsar. For Norden er Nordpool handlingsplassen for kraft, og er ansvarleg for å balansere tilbod og etterspørsel frå ulike soner. Engrosmarknaden delast vidare inn i tre ulike marknader: day-aheadmarknad, intradagmarknad og balansemarknad [Cretì, 2019, s.23]. Kvar dag legger Statnett ut tilgjengeleg kapasitet på både straumkabler og nett. Fram til klokka 12:00 har kjøparar og seljarar moglegheit til å gi sine endelege bod for fysisk levering av kraft for neste dag. Gjennom marknadskobling via ein algoritme, kalla for Euphemia, blir desse boda samanlikna med andre bod frå europeiske land. Etter day-aheadmarknaden og fram til ein time før brukstida handlast straumen i intradagmarknaden. Her blir overskot eller underskot av kraft som er kjøpt

eller selt dagen før, justert. Den siste timen før straumen skal brukast, gjelder balansemarknaden. I balansemarknaden blir dei siste justeringar gjort for å halde straumnettlet i balanse. Med omsyn til avgrensinga i overføringskapasitet klarerer marknaden ein pris for kvar time og bodsoner, der tilbodet og etterspørselen møtast. Nordpool berekna og ein systempris, som er ein marknadspris utan avgrensingar i det nordiske transmisjonsnettlet [Nord Pool, u.å].

Det er ulike prismodellar for prissetting av kraft. I Norden er prissettinga i stor grad auksjonsbasert. Bodet til kraftprodusentane i auksjonar skal representere den verdien dei reknar produksjonen sin vil ha. Verdien av å produsere er hovudsakleg basert på dei variable kostnadene knytt til kraftproduksjonen. Denne forma for prissetjing blir kalla for marginalprising. I Norden er uniform auksjon, kjent som pay as cleared, mest nytta. I slike auksjonar kan alle som har bydd lågare enn marknadsprisen, få same pris. Dette gjev bodgjevarar eit intensiv til å by nærmast mogleg sin marginale kostnad, da auka bod vil føre til høgare marknadspris [Bye et al., 2010 & Thema Consulting Group, 2022].

For å sikre effektiv allokering av tilgjengelege ressursar og minimere dei totale kostnadane for forbrukarane, vel systemoperatørar boda frå kraftprodusentar med lågast marginal kostnad for å dekke kapasitetsbehovet. Denne fordelinga blir kalla for meritt order, og inneberer at kraftverka blir rangert frå lågast til høgast etter sine variable kostnader. Kraftprodusentar med lågast pris får levere kraft først [Creti, 2019, s. 98]. Prisen til den sist valde teknologien som dekker etterspørselen blir marknadsprisen. Likevekt i marknaden oppnåast når prisen for å produsere ei ekstra eining er lik prisen ein forbrukar er villig til å betale. Kraftprodusentar bruker i stor grad kortsiktige marginale kostnader som utgangspunkt for bodgjeving i auksjoner. Dette er fordi på kort sikt er dei variable kostnadane kjente og priselastisiteten i etterspørselen etter kraft er lav. Kortsiktige marginalkostnader er kostnadene ved å produsere ei eining til utan å inkludere nye investeringar, medan langsiktige marginalkostnader tar nye investeringar i betraktning [Bye et al., 2010 & Thema Consulting Group, 2022]. Prissetjinga av kraft er illustrert i Figur 5 .

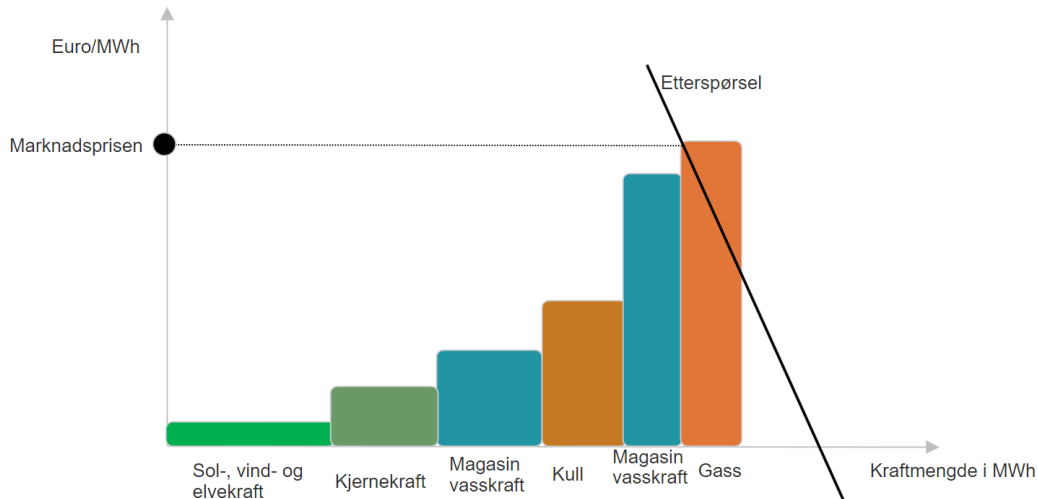


Figure 5: Illustrasjon av korleis kraftprisen blir satt i kraftmarknaden.

3.2.2 Faktorar som påverkar straumprisen

Prisfastsetjing av kraft blir påverka av ulike faktorar både på tilbods- og etterspørselkurva. Den marginale kostnaden for å produsere energi variera etter teknologi, da produksjonskapasitet og kostnadane er ulike. Sidan det ikkje er mogleg å regulere energiutnytting av vind, sol og småkraft, blir krafta produsert etter ressurstilgjengelegheit. Dette fører til geografiske prisvariasjonar, da kraftverk plasserast på stader med god ressurstilgang. Når det er behov for reparasjon eller vedlikehald kan tilgjengelegheita av kraftverk bli redusert. Det kan resultere i høgare kraftprisar når kraftproduksjonen blir avgrensa.

Den årlege nedbørsmengda og tilsiget til vasskraftverka har stor betydning for kva prisen i Noreg blir. Vasskraftverk med lagringsmoglegheiter har ein alternativ verdi for vatn, som blir kalla for vassverdi. På grunn av vassverdien og avgrensingar i vasskraftsystemet er prissettinga annleis. Lagringskapasitet i magasin, produksjonskapasiteten og tilgjengeleg tilsig i kraftverk påverkar vassverdien. Mykje tilsig og fulle magasin gjer at vassverdien minka, som trekker ned straumprisen, og motsett. Kraftprodusentar må derfor vurdere framtidig verdi av vatnet i magasin og bestemme sine marginale kostnader etter det [Bye et al., 2010].

Avgrensing i overføringskapasitet er og ein faktor som påverkar kraftprisen. Dei ulike prissonene er kopla saman gjennom kraftlinjer, kablar og andre komponentar. Kraftflyten i straumnett er bestemt av fysiske lover og kan ikkje styrast. Dei ulike komponentane i kraftsystemet har tekniske og termiske avgrensingar, samt krav til spenning

som må haldast. Kor mykje kraft som kan overførast er dermed avgrensa. Når behovet for kraftoverføring i nettet mellom to eller fleire regionar er større enn overføringsgrensa, oppstår flaskehalsar. Krafta flyter frå ein region med låg pris til ein anna region med høgare pris, der det er mest behov for straum. Basert på tilbodet og etterspørselen innan kvar prissone, samt tilgjengeleg overføringskapasitet mellom prissoner, blir straumprisen for kvar sone berekna [Bye et al., 2010].

Subsidier og politikk kan ha innverknad på kva for teknologiar som er kostnadseffektive og kan konkurrere i kraftmarknaden [Özdemir et al., 2020]. Endring og usikkerheit i brenselprisar og CO₂ avgifter i Europa påverkar både vassverdien og straumprisen. Dette gjeld i hovudsak land som Noreg handlar med. Noreg blir indirekte påverka av karbonprisen da kraftproduksjonen kjem frå fornybare kjelder. Innverknaden kjem gjennom vekst i investeringa i fornybar energi og kostnadar frå fossile kraftverk. Ved auking i karbonpris blir importkostnadane av elektrisitet høgare, og for Noreg auka vassverdien gjennom høgare behov for eksport frå utlandet. Som følgje av det blir verdien av overføringkablar større, noko som fører til at norske kraftprisar går opp [Jåstad et al., 2022].

Kraftsystema i fleire europeiske land er avhengig av gass [Our World in data, 2023], og derfor kan tilbodet og etterspørselen etter naturgass gjer at kraftprisen utvikla seg i takt med gassprisane. Etterspørsel av kraft bestemast i hovudsak av årstid og tidspunkt på dagen, befolkningsmengda og betalingsviljen til forbrukarar. Aukande forbruk og etterspørsel etter fossile energikjelder betyr ofte at utslepp følgjer same utvikling. I periodar der det er knappheit på fornybar energi og etterspørselen er høg, blir kull- og gasskraft dei marginale teknologiane. Kvotepreisen vil dermed reflekterast direkte i straumprisen. Sidan eksport og import av kraft blir bestemt av prisdifferansen på timebasis mellom regionar og at krafta flyter frå lågprisområdet til høgprisområdet, setjast kraftprisane opp for å avgrense eksportmengda [Thema Consulting Group, 2022].

3.3 Fleksibilitet

Fleksibilitet kan definerast som evna til å bruke ulike ressursar og teknologiar til å halde balanse mellom tilbod og etterspørsel, å handtere usikkerheita relatert til det og å halde flyt i uventa forhold [Impram et al., 2020]. Fleksibiliteten kan oppnåast på tilbodssida, gjennom styring av etterspørsel og ved bruk av energilagringsteknolog [Chen et al., 2020]. Med aukande kraftproduksjon frå variable fornybare kjelder er det nødvendig med ulike

typar kjelder for fleksibilitet. Behovet for fleksibilitet visast gjennom variasjonar i kraftpris. For eksempel kan låge kraftprisar når energiproduksjonen av fornybare kjelder er stor bety at det er behov for fleksible lagringskjelder. Dermed kan investering i batteri eller hydrogen bli lønnsamt. Høge kraftprisar og låg kraftproduksjon kan tyde på at det er behov for fleksible energikjelder og teknologiar. Det er ulike kjelder til fleksibilitet, og dei kan delast i tre kategoriar:

Forsyningssida: Fleksibilitet i forsyningssida kan oppnåast ved å stoppe eller auke produksjon av kraftverk som ikkje går på fullkapasitet. Produsentar kan og flytte tidspunkt på produksjon til periodar der behovet er størst for å balansere kraftnettet. Dei sentrale kjeldene som nyttast er vasskraft med magasin, gasskraft og pumpekraft.

Etterspørselssida: Etterspørselen bestemast av forbrukarar og kan endrast ved styring av etterspørsel (DSM) og etterspørselrespons (DR), enten teknisk eller gjennom insentivar. Forbruket kan flyttast eller slåast av [Babatunde et al., 2020]. For småforbrukarar som hushaldningar kan fleksibiliteten oppnåast gjennom energieffektivisering, oppvarming, elbillading og varmvatn. For store forbrukarar som i industrisektoren kan bruk av ventilasjonsanlegg og kjølelager hjelpe med å oppnå fleksibilitet [Söder et al., 2018]. I tillegg til justering av energiforbruk gjennom prissignal.

DR inneberer at sluttforbrukarar justerer elektrisitetsforbruket sitt gjennom prisendringar eller insentivbetalingar. Det skal bidra til at systemet held seg i balanse i periodar der etterspørselen er stor eller produksjonen er for høg. Elektrisitetsforbruket i DR styrast gjennom DR-program. Forbrukarar som deltar i DR kan endre forbruket sitt ved å redusere eller flytte, i tillegg til å bruke straum som er lokalt generert [Siano, 2014]. Liknande konsept finnast og for elbillading. Reduksjon av etterspørsel i topplasttimar kan skje ved å endre tidspunkt på lading [Das et al., 2020].

Energilagring: Med energilagring inneberer fleksibilitet å lagre energi når det er overskot og billeg produksjon, og å bruke energi når det er behov. Det inkluderer teknologiar som batteri eller pumpekraftverk. I forhold til DR og andre fleksibilitetskjelder, har batteri høgare investeringskostnadar [Babatunde et al., 2020].

4 Data & Metode

For å få innsikt i korleis eit energisystem kan utviklast i framtida blir energimodellar nytta. Dei kan brukast som ei retningslinje i avgjersler knytt til blant anna utviding av kraftkapasitet ved å visualisere ulike scenario for å tilfredsstille gitte krav og mål. Energimodellar kan inkludere eit heilt system eller berre ein del av eit system. I stor grad blir det valt å fokusere på ein bestemt del av eit energisystem, som for eksempel kraft- og fjernvarmesystem [Blok, 2021, s.299]. I denne oppgåva er fokus på modellering av det norske kraftsystemet.

Formålet med dette kapittelet er å beskrive metoden som er brukt for å svare på problemstillingane. Metoden for masteroppgåva er simuleringar av kraftsystemet i Balmorel. Modellen er eigna for denne tilnærmingen da den inneheld detaljert data om det nordiske kraftsystemet. I seksjon 2.1 blir det gitt ei beskriving av Balmorel. Vidare skal oppdatering av inputsdata, vurderingar og justeringar som er gjort for å få representative resultat bli beskrive. Metoden er kvantitativ, som inneberer analysar og behandling av talbasert data.

Gitt nye retningslinjer er det nødvendig å presisere at enkelte grafar er laga i Rstudio og oppgåva er skrive i LATEX. KI-chat er brukt til å lage koder for å plotte, i tillegg til å løyse errors under plotting og skriving i LATEX.

4.1 Beskriving av Balmorel

Balmorel er ein optimaliseringsmodell som brukast til både drifts- og investeringsanalysar av ulike energisystem, i hovudsak av kraft- og fjernvarmesektorar. Den første modellen blei gitt ut i 2001 av Ravn et al., 2001, og sidan har den vore jamleg utvikla og nytta i fleire vitenskaplege studiar. Grunnmodellen er lineær og blir skriven i General Algebraic Modelling System (GAMS)[Wiese et al., 2018]. Figur 6 viser korleis strukturen av grunnmodellen er bygd opp, og dei ulike komponentane den består av. Det illustrerer og samspelet mellom dei sentrale kjeldene og teknologiane i eit energisystem.

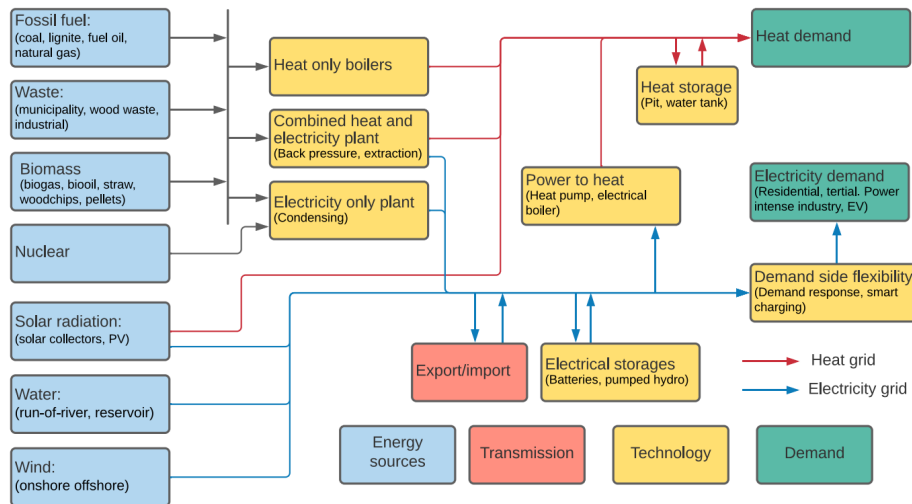


Figure 6: Grunnstrukturen i Balmorel. Biletet er henta frå [Jåstad et al., 2022].

Balmorel er ein partiell jamvektsmodell, som betyr at modellen tar utgangspunkt i ein marknad av gangen, og ekskluderer potensielle forhold med andre marknader. Hovudformålet med modellen er å finne ei optimal fordeling av energiteknologiar, overføring av kraft og varme, samt energilagring for å dekke ei gitt mengde av energibehov i ulike prisområder. Den optimale fordelinga er å maksimere samfunnsvelferda ved å minimere dei totale kostnadane til det modellerte systemet. I modellen er dette gitt ut som objektfunksjonen, som er differansen mellom konsumentnyttan og dei totale kostnadane til systemet. Dei totale kostnadane kan minimerast ved å finne den mest kostnadseffektive allokering (merit order) av produksjon frå fornybar energi og termiske kraftverk, straumoverføring mellom regionar, samt bruk av fleksible kjelder i modellen [Wiese et al., 2018]. Optimaliseringa av det valte tidsintervall skjer samtidig. Kraftprisane som blir generert i modellen tilsvara den variable kostnaden til den marginale teknologien [Nagel et al., 2023].

Tidsoppsettet er fleksibelt og kan bli justert på timebasis. Det gjer det mogleg å modullere langsiktige energisystemanalysar, som er gjort i denne oppgåva. Timane er strukturert kronologisk, og starta frå time 1 som er klokka 24 på ein måndag. Ein kan velje å modellere fram til time 168 [Nagel et al., 2024], som tilsvara klokka 1 på ein søndag.

Det er fleire faktorar og avgrensingar i modellen som tas i betraktning under modellering av framtidige kraftmarknadsanalysar. Modellen opererer med utgangspunkt i antakinga om perfekt konkurranse i marknaden. Geografisk er den avgrensa til Nordvest-Europa [Wiese et al., 2018] med areal, region og land som geografiske einingar [Ravn et al., 2001]. Regionane som er inkludert i Balmorel er vist i Figur 4. Andre avgrensingar i modellen

er relatert til energimengde, type råvarer, einingspris for råvarer, pris for CO₂-utslepp, teknologiar, produksjonskapasitet og energietterspørsel. I Balmorel er brenselprisar og energietterspørsel definert som eksogene parametrar, medan konverteringa til kraft og varme, lagring og overføring av energi, samt kostnader og tap knytt til det er endogene [Wiese et al., 2018].

Modellen aksepterer investeringar i framtidige kraftlinjer mellom regionane i alle land nemnt ovanfor. Kapasiteten i overføringslinjene er eksogene med berre eksisterande og planlagd utbygging i kraftnettet. Kapasiteten er avgrensa til 0.25 – 2.9 GW mellom regionane i dei skandinaviske regionar, 0.4 – 4.5 GW mellom dei skandinaviske og resten av dei europeiske bodområda, og 1.4 – 5 GW mellom berre dei europeiske regionane, ekskludert Skandinavia.

4.2 Datagrunnlag og antakingar for simulering

Datasettet og denne versjonen av modellen i denne oppgåva er gitt av NMBU. Modellen består av stort volum med inngangstal for å kunne analysere heile kraftsystem, dermed er det vanskeleg å gi oversikt over alle. Som følge av det blir datasettet som er brukt direkte presentert. Det er data som omhandlar kostnader, brenselprisar, årstilsig, sol- og vindkraftproduksjon og etterspørsel. Det er valt å fokusere på året 2040, men modellen er køyrd for både 2030 og 2040. Oppdateringane av inputsverdiane varierer, men sidan 2030 er modellert først vil investeringar i systemet (endogene) ta omsyn til historiske endringar. Det blir anteke at inngangsverdiar som ikkje er oppdatert, er godt nok for analysen. Simuleringa av modellen er gjort for alle land. Som nemnt i seksjon 4.1 opererer modellen under antakinga om perfekt konkurranse i marknaden. Data om kapasitet til elektriske bilar som brukt i modellen er presenter i vedlegg C.

4.2.1 Tidsoppsett

Modellen er generert med 936 tidssteg, som består av totalt 72 timer og 13 veker. I modellen er det valt timeintervallet på 1 til 48 og 121 til 144, som er måndag, tysdag og laurdag. For å finne representative veker for heile år 2040, er det sett på variasjon av både vindkraft- og solkraftproduksjon gjennom eit år for budområda i Noreg for tidsperioden 2030 til 2040. Utvalde veker er frå ulike årstider eller periodar der produksjonen varierer. Det er gjort for å fange opp sesongvariasjonar i løpet av eit år. Dei utvalde vekene er 4,

6, 11, 15, 17, 18, 24, 28, 33, 38, 40, 44 og 47.

4.2.2 Geografisk avgrensing

Modellen er køyrd for 13 europeiske land. Desse er Noreg, Sverige, Finland, Danmark, Nederland, Storbritannia, Tyskland, Frankrike, Estland, Latvia, Litauen, Polen og Belgia. Geografisk er romoppløysinga delt inn land, region, og delområde innan kvar region. Regionar presenterer spotprisområda til kvart land. Figur 4 viser dei gjeldande regionane i modellen med deira forkortingar. I denne masteroppgåva gjelder analysen i hovudsak Noreg, men er avgrensa til Sverige(SE), Finland(FIN), Danmark(DK), Nederland(NL), Storbritannia(UK) og Tyskland(DE4-W). Det kjem av at desse landa, som er direkte kopla til Noreg via kraftkablur, har potensial til å påverke kraftbalansen.

4.2.3 Kostnadar

Inputskostnadar utgjer investeringskostnadar og faste- og variable kostnadar knytt til teknologiane. Investeringskostnadane i modellen er basert på data av elektrisitets- og varmeproduksjon frå Teknologikatalogen av Danish Energy Agency [Danish Energy Agency, u.å]. Ein oversikt av dei sentrale antakinga av kostnadar til investerbare teknologiar er presentert i ein studie av [Nagel et al., 2023], sjå Vedlegg 7.4 . Alle prisene i modellen er angitt i Euro og har pengeverdien i 2015.

Gjennom modellkøyninga blei det observert at prisene på naturgass var for låge, noko som førte til urealistisk låge kraftprisar for spesielt dei europeiske landa. Prisen for naturgass var satt til 4.3 EURO/GJ, og blei endra til 11.9 EURO/GJ for 2030 og 12.72 EURO/GJ for 2040 [Outlook, 2023, s.96]. Tabell [3] viser prisen på ulike brenseltypar i modellen.

4.2.4 Forbruk

Det er valt å oppdatere etterspørselmengda for Noreg, Sverige, Danmark, Finland, Nederland, Storbritannia, Tyskland og Frankrike. I Noreg legger Statnett og NVE både kort- og langsiktige kraftmarknadsanalyser. Analysane brukast som grunnlag til avgjersler i politikk, forvaltning og framtidig utvikling av kraftsystemet. Verdiane av etterspørselen i denne analysen er basert på prognosar frå NVEs rapport *langsiktig kraftmarknadsanalyser (LMA)* frå 2023. For at forbruket skal bli fordelt likt mellom forbrukargruppene og pri-

Table 3: Brensletype og priser som er oppgitt i Euro/GJ for 2030 og 2040. Det er kun naturgassprisen som er oppdatert. Brenselprisane er like for alle land.

Brensetype	2030 [Euro/GJ]	2040 [Euro/GJ]
Naturgass	11.90	12.72
Kull	2.03	1.78
Lignitt	0.86	0.86
Lettolje	13.53	15.30
Bioolje	27.78	27.78
Uran/Nuclear	0.76	0.76
Treffis	8.82	7.16
Trepellets	8.82	9.00
Resirkulert tre	2.59	2.59
Strå	5.86	7.16
Skifer	1.97	1.82
Torv	1.87	1.82
Treavfall	0.65	0.65
Komunalt avfall	-3.26	-3.26
Biogass	12.72	12.72

sområda, er etterspørselmengda per land delt på etterspørselen som er oppgitt i modellen. Dette er gjort for alle regionane for landa som er nemnt ovanfor. Tabell 4 gir oversikt over verdiane av forbruket som er oppdatert i modellen. Prognosane er basert på antakinga om at strømforbruket vil auke med 56 TWh frå i dag, som forklarast med at forbruket hos petroleumsnæringa og til produksjon av hydrogen vil vokse.

Table 4: NVE sine forbruksprognosar frå LMA i TWh

Land	2030 [TWh]	2040 [TWh]
Noreg	163.3	191.4
Sverige	165.0	193.0
Finland	102.0	122.0
Danmark	52.4	81.5
Tyskland	619,3	786.0
Nederland	141.6	200.0
Frankrike	514.5	644.8
Storbritannia	357.6	439.7

4.3 Beskriving av scenario

Besvarelsen av problemstillingane skal gjerast gjennom simulering av scenario. Denne masteroppgåva omfattar fem scenario, der fire skal representere ei eventuell endring av kraftsystemet i året 2040. Scenario 1, 2 og 3 er modellert med årstilsig frå 2013. Årstilsiget i 2013 er antekte som representativt for eit normalt år.

Gjennom modellanalyse er det observert at vêrprofilen frå året 2010 (scenario 4) og 2015 (scenario 5) i Noreg ikkje blei rekna som eit tørke- eller våtår. Dette ga ikkje dei forventede effektane på kraftprisar og produksjon. Som følgje av dette er årstilsiget for scenario 4 redusert med 30% (-33.8 GWh) i forhold til 2010, og auka med 30% (+47.8 GWh) i forhold til 2015 for scenario 5.

Scenario 1: Basis

Basis-scenarioet skal representere året 2040 utan endringar. Modellen vil velje fritt korleis kraftsystemet skal balanserast og kva for teknologiar som har lågast kostnader for å tilfredsstille etterspørselen. Scenarioet fungerer som ein referanse for samanlikning.

Scenario 2: 100 % utfasing av naturgass

I dette scenarioet er det ikkje mogleg å bruke naturgass i energimiksen for å dekke kraftetterspørselen. Modellen kan investere i alle teknologiar utanom gasskraft. Hensikten med dette scenarioet er i hovudsak å sjå på kva for alternativ som erstatta rolla til gasskraft i det norske kraftsystemet, men også å sjå eksterne påverknader frå nabolanda.

Scenario 3: 50 % utfasing av naturgass

I dette scenarioet har modellen moglegheit til å investere i gasskraft, men med avgrensa kapasitet. Med dette scenarioet er målet å sjå på kor tid modellen vel å investere i naturgass.

Scenario 4: Tørt år

Scenario 4 inneberer eit år med låg årstilsig til vasskraftverk, som betyr redusert produksjon. For å kunne finne eit representativt tørt år for 2040, er det gjort analyser av variasjon av vassstilsiget til magasinane i Noreg. Dette er basert på eit datasett av vêrprofiler for Norden frå 2004 til 2018, som er illustrert i Figur 7. Året 2010 er valt som utgangspunkt for dette scenarioet.

Scenario 5: Vått år

I motsetnad til scenario 4, er hensikta med dette å sjå på det norske kraftsystemet dersom det er høgt tilsig av vatn i 2040. For dette scenarioet er 2015 valt som vêrår, da det var tekniske feil med data frå 2011. Årstilsiget for året 2015 er i overkant av 159 GWh (utan auke).

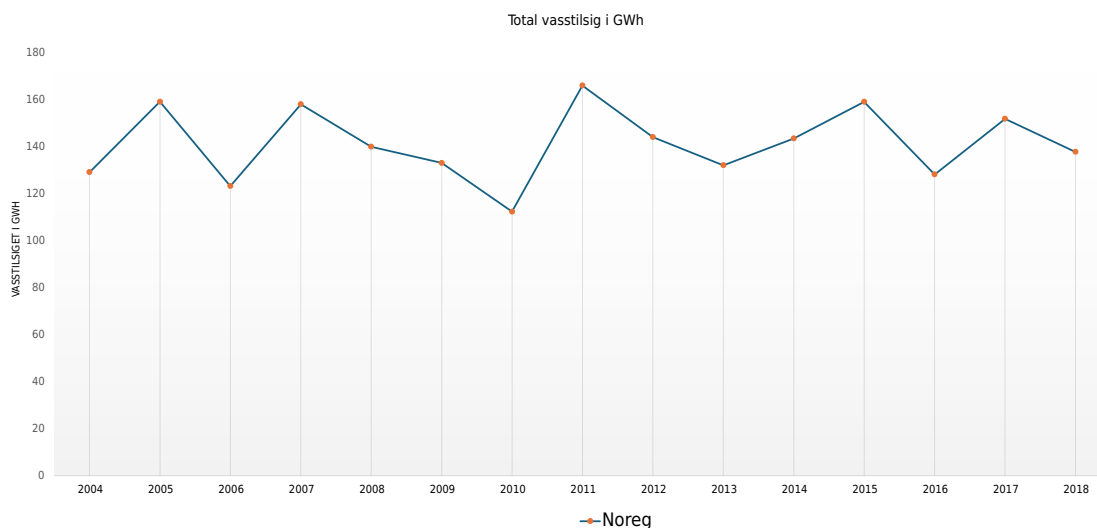


Figure 7: Totalt årstilsig frå 2004 til 2018 i Noreg. Dette er brukt som grunnlag til å velje det hydrologiske året for scenario 4 og 5.

5 Presentasjon & Diskusjon – Modellresultat

I dette kapitlet blir hovudfunn av modellsimuleringa formidla. Det er gjort ein analyse på innverknad av ulikt tilsig for vasskraftproduksjon og utfasing av gasskraft på det norske kraftsystemet. Resultata av scenarioa, beskrive i delkapittel 4.3, blir presentert etter kraftbalanse, kraftprisar og handel av kraft i Noreg for året 2040. Enkelte observasjonar knytt til Nederland, Storbritannia og Tyskland er også inkludert for å gi ei forklaring av resultata relatert til Noreg. Alle kraftprisane er oppgitt i Euro/MWh, og justert til 2023 prisar med ein inflasjon på 22.2% [CSO, 2024]. Seksjon 5.5 presenterer resultata relatert til fleksibilitetens bidrag i å balansere kraftsystemet.

5.1 Kraftbalanse

Kraftbalansen seier noko om forholdet mellom produksjon og forbruk av kraft for eit land. Gitt dei ulike føresetnadane som er tatt, har Noreg i 2040 høgare forbruk av elektrisitet enn produksjon. Tabell [5] og [6] viser kraftbalansen per scenario og prissone for Noreg i 2040. Det er eit tydeleg kraftunderskot i Noreg, spesielt i Basis og scenario 4. Det forklarast med at vassstilsiget påverka den totale produksjonen i begge scenarioa, og avgjer dermed om Noreg har eit underskot eller overskot av straum. Ein reduksjon i vassføring resulterer i lågare nettoproduksjon, som reflekterast i negativ kraftbalanse. Det er ikkje sett på etterspørsel i denne masteroppgåva, og dermed held den seg på tilnærma same nivå (264 TWh). Den lille differansen i forbruket skyldast tap i systemet. Innad i sonane, viser analysen til ein markant negativ kraftbalanse i NO1, samanlikna med andre prisområder. Det tyder på eit betydeleg høgare kraftforbruk enn produksjon innan denne sonen. Total kraftmengde produsert i NO1 er på 28-32 TWh, med ein stabil etterspørsel på 72 TWh i dei ulike scenarioa. NO2, NO4 og NO5 har positiv kraftbalanse uavhengig av scenario.

Scenario	Total produksjon	Totalt forbruk	Δ
Scenario 1 - basis	250.6	263.9	-13.30
Scenario 2 - 100% utfasing av naturgass	255.9	264.5	-8.6
Scenario 3 - 50% utfasing av naturgass	255.6	264.3	-8.6
Scenario 4 - Tørrår	244.3	263.7	-19.4
Scenario 5 - Våttår	259.7	263.9	-4.2

Table 5: Kraftbalanse i Noreg, presentert etter scenarioa i TWh

	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Basis	-43.70	19.68	-9.00	5.17	14.57
100% utfasing av naturgass	-43.35	21.39	-6.87	5.83	14.37
50% utfasing av naturgass	-42.50	20.42	-6.61	5.74	14.32
Tørrår	-43.11	21.43	-8.89	5.11	6.07
Våttår	-38.82	16.76	-5.24	1.35	21.72

Table 6: Kraftbalanse i NO1-NO5 i TWh

Kraftbalansen viser meir sensitivitet for eit tørrår. Gitt kor mykje kraft som kjem frå vasskraft i dag i Noreg, er det naturleg at kraftbalansen blir betydeleg negativ. Resultata indikera behov for import eller investeringar i energiproduksjon. At produksjonen er lågare enn etterspørsel kan skyldast kapasitetsavgrensinga som er satt i modellen. Det er og viktig å bemerke at modellen vel fritt den mest kostnadseffektive investeringa og allokeringa av kjeldene, teknologiane og krafthandel. Derfor er differansen mellom den

totale produksjonsmengda i dei ulike scenarioa mindre enn forventa. NO1, etterfølgt av NO3 har størst effekt på kraftbalansen innad sonane. Regionane blir derfor meir avhengig av andre regionar for å dekke sine kraftbehov under desse forholda.

5.2 Norsk kraftproduksjon i 2040

Modellen investera i dei same energiteknologiane som Noreg har i dag, men produksjonsmengda frå dei ulike energikjeldene variera etter scenario. Figur 8 viser elektrisitetsproduksjonsmiks i TWh. Elektrisitetsproduksjon er presentert etter kjelder, der bioenergi inkludera råstoffa flis og trepellets. I figuren representera verdiane i Scenario 1 summen av produksjonsmengda for kvar kjelde. Verdiane for Scenario 2-4 viser derimot til differansen av produksjonsmengda for kvar kraftkjelde (-er) mellom scenario 2-4 og scenario 1. Felles for alle scenarioa er at landbasert vindkraft blir nytta optimalt, da den maksimale kapasiteten i modellen er eksogent bestemt til 25 TWh. Det betyr at modellen vel først å investere i landbasert vindkraft, deretter etter billigare kraftkjelder som solkraft og elvekraft. Ved utfasing av naturgass auka produksjonen av elektrisitet frå havvind og bioenergi. Analysen viser at kraftproduksjonen frå naturgass eller vasskraft erstattast i større grad med vindkraft, spesielt havvind. Kraftproduksjonen frå havvind er betydeleg større i eit tørt år enn ved utfasing av naturgass. Produksjon av naturgass skjer i scenario 1 (4.7 TWh) og scenario 4 (11. 5 TWh) Noreg, dette er eit resultat av høg etterspørsel og lite tilsig til å balansere kraftsystemet.

Analysen viser og at hydrologiske år har tydeleg påverknad på produksjonsmengda som kjem frå vasskraft. Vasskraftproduksjonen i Scenario 5 er 29.6% høgare enn i Scenario 4. Ettersom mykje tilsig auka vasskraftproduksjonen, har produksjonen frå havvind minka betrakteleg. Kraftproduksjonen variera i dei ulike sonene. NO2 står for mest kraftproduksjon i alle scenarioa, medan NO1 har lågast produksjon. Krafta kjem i større grad frå vind- og vasskraft.

5.3 Kraftprisar

Kraftprisar gir indikasjon på verdien av elektrisitet til ein bestemt tidsperiode og fungera og som eit signal for både forbrukarar og produsentar. Resultata viser ein variasjon i kraftprisane innanfor dei ulike bodssonene, og for Noreg ligger den gjennomsnittlege kraftprisen på mellom 41-81 Euro/MWh i 2040. Tabell 7 viser oversikt over gjennomsnittleg kraft-

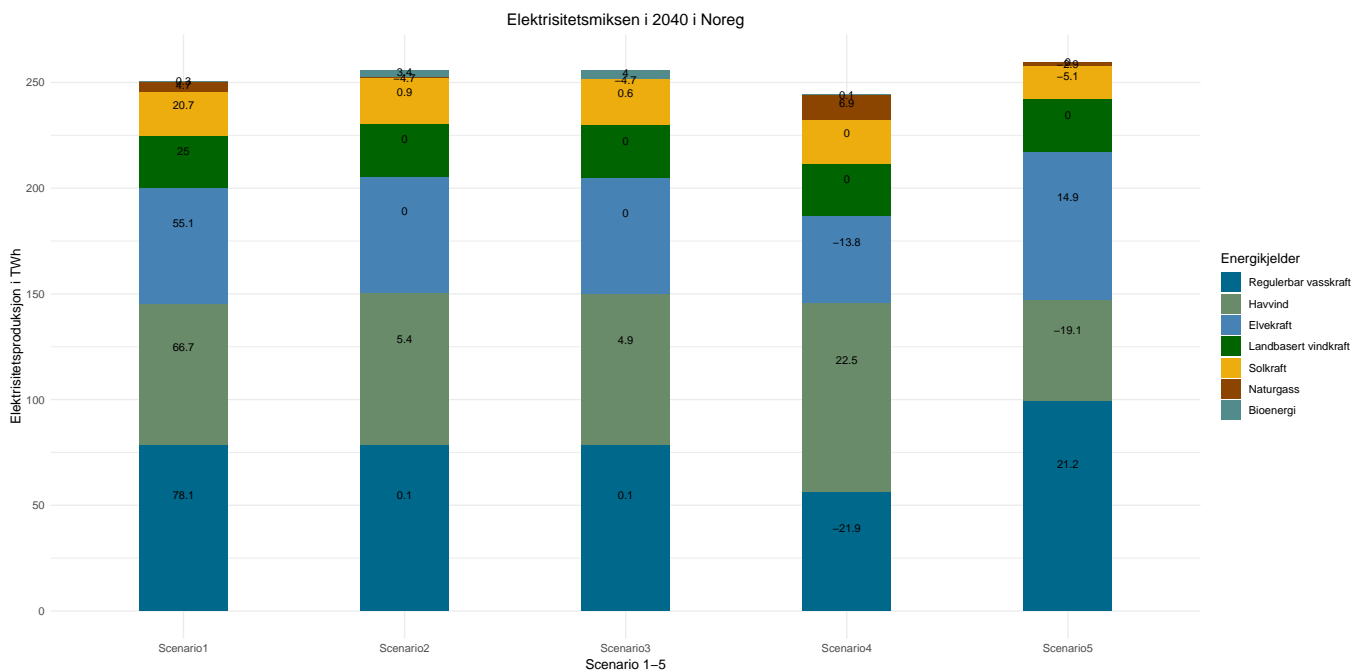


Figure 8: Elektrisitetsproduksjonen i Noreg i 2040. Verdiane i figuren for Scenario 2-5 viser endringar frå Scenario 1 for kvar kjelde.

pris for alle scenarioa i kvar prissone. Kraftprisane reflekterer LCOE verdien for bunnfast havvind og bakkemonterte solceller [NVE, u.å], noko som samsvarer med modellens resultat med stor produksjon frå havvind og solkraft. Endringar i kraftbalansen har direkte innverknad på kraftprisane. NO1 har høgst gjennomsnittleg kraftpris grunna avgrensa kraftproduksjon innad i sona og importmoglegheita frå mellomlandssambanda. NO2 har generelt meir lik gjennomsnittleg kraftpris, men har og fått importert kraft frå naboland i periodar der behovet var stort.

Lågare gjennomsnittlege kraftprisar i Nederland, Storbritannia og Tyskland ved utfasing av naturgass, i forhold til NO1, kjem av at det er høgare elektrisitetsproduksjon enn etterspørsel innad i sonane. Modellen vel å investere betrakteleg i solkraft, vindkraft og bioenergi (mest i Tyskland). Ut ifrå Figur 9 kan ein sjå at kraftprisane i gjeldande land i veke 6 er på sitt høgste, da tilbodet er avgrensa og etterspørselen er høg. Dette betyr at det er vanskeleg for kraftsystemet å halde seg stabilt, og dyre og fleksible teknologiar må tas i bruk for å balansere kraftsystemet. Låge straumprisar gjennom dei andre vekene kjem av at modellen tillét mykje fleksibilitet.

Table 7: Gjennomsnittleg kraftpris i EURO/MWh i 2023 prisar, presentert etter bodsoner i dei ulike scenarioa

	Basis	100% utfasing av naturgass	50% utfasing av naturgass	Tørrår	Våttår
NO1	72.4	78.4	78.4	81.9	68.9
NO2	60.4	60.3	61.2	64.8	56.1
NO3	66.8	74.9	73.9	75.9	59.1
NO4	56.8	64.4	64.4	65.6	51.3
NO5	64.7	63.7	64.4	80.1	54.3

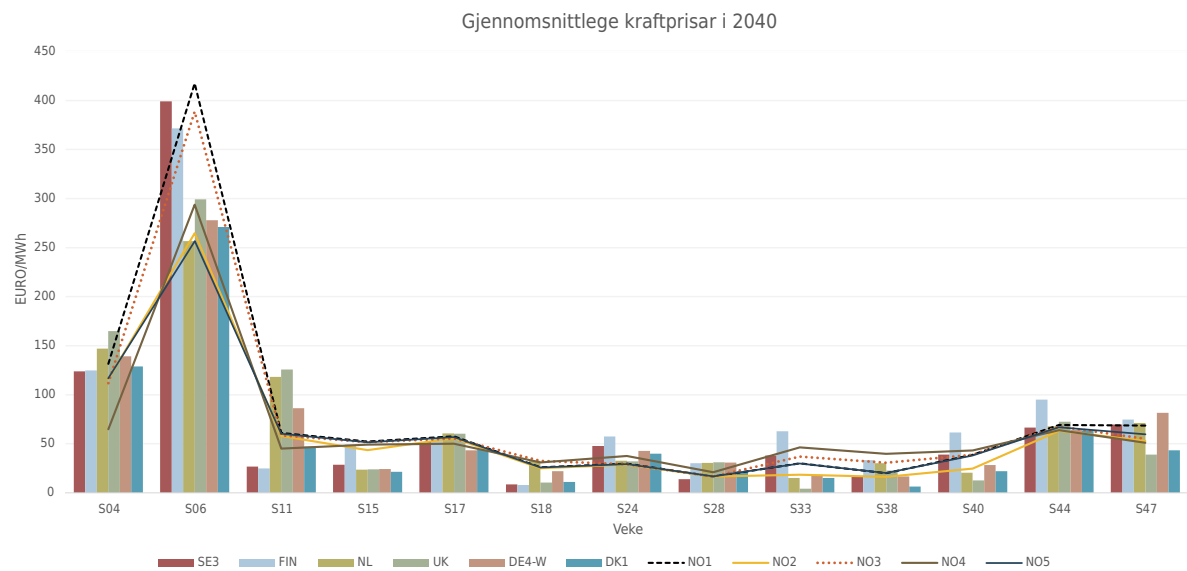


Figure 9: Gjennomsnittleg kraftpris av vekene i 2040 ved 100% utfasing av naturgass

Modellerte kraftprisar er visualisert med bruk av prisvarigheitskurve, også kjent som *Price duration Curve* (PDC). Dette er for å gi ei framstilling av prisendringa i dei ulike prissonene som ein funksjon av tid. PDC viser kraftprisane i ei rekkefølge som går fra høgst til lavast i forhold til tid, der x-aksen representerer tid og y-aksen kraftpris i Euro/MWh. Frå PDC kan ein peike på periodar med høge eller låge kraftprisar, og varigheita på dei. Sidan det berre er 13 veker som er modellert, vil ein time i modellen bli skalert opp tilsvarande 9.49 timar ($8760/(13 * 72)$ timar).

Figur [10] og Figur [11] viser PDC for NO1-NO5 illustrert etter kraftprisen i scenarioa. Analysane viser at det i Noreg er fleire høgpris timar i eit tørt år enn ved utfasing av naturgass. Utfasinga gir dei høgste timeprisane, men med liten varigheit. Vått år resultera i lågare kraftprisar over lengre tid, der kraftprisen ligger på under 50 Euro/MWh i 48% (42% for NO4) av tida.

Kraftprisane er på sitt høgste under utfasing av naturgass, etterfølgt av tørt år, spesielt i bodsonene NO3 og NO4. Desse to prissonane får dei høgste elektrisitetprisane på 2000 - 2240 EURO/MWh, sjølv om dette er tilfelle i mindre enn 0.5% av tida. Dette kjem av periodar i året da etterspørselen etter kraft overstig tilbodet i kraftsystemet, og gasskraft ikkje lenger er ein tilgjengeleg teknologi for å balansere kraftsystemet.

Det er ujamn fordeling av høge pristimar mellom prisområda. NO4 har generelt fleire timar med høgpris samanlikna med resten. I eit tørrår har NO1 og NO5 i opptil ca. 30% av tida ein kraftpris tilsvarande 100 EURO/ MWh eller høgare, medan for NO2, NO3 og NO4 er det observert ein tilsvarande pris i omlag 23%, 24% og 30% av tida, høvesvis.

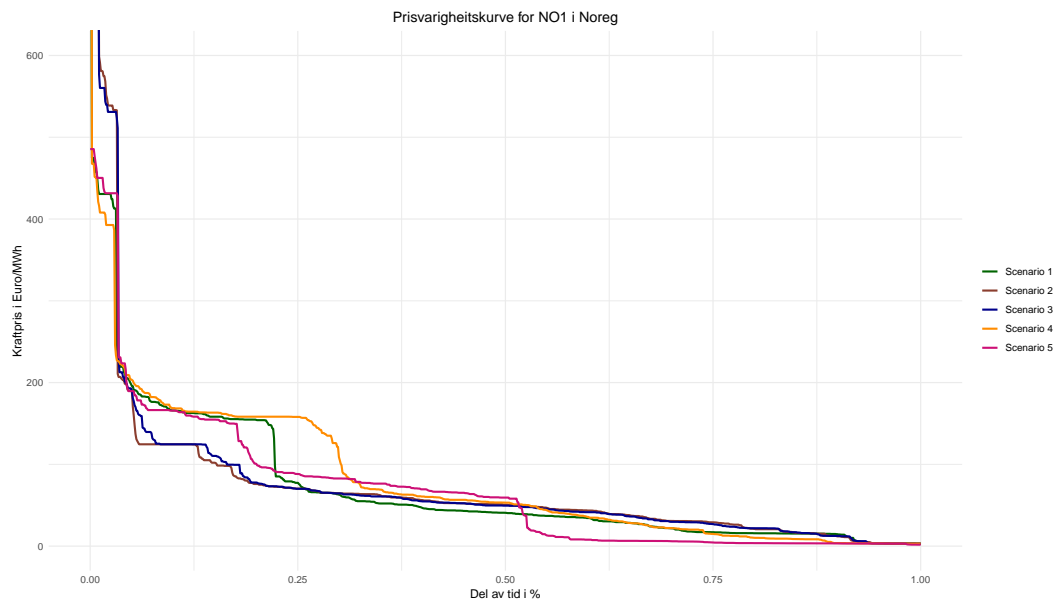


Figure 10: Prisvarigheitskurve av NO1 i 2040

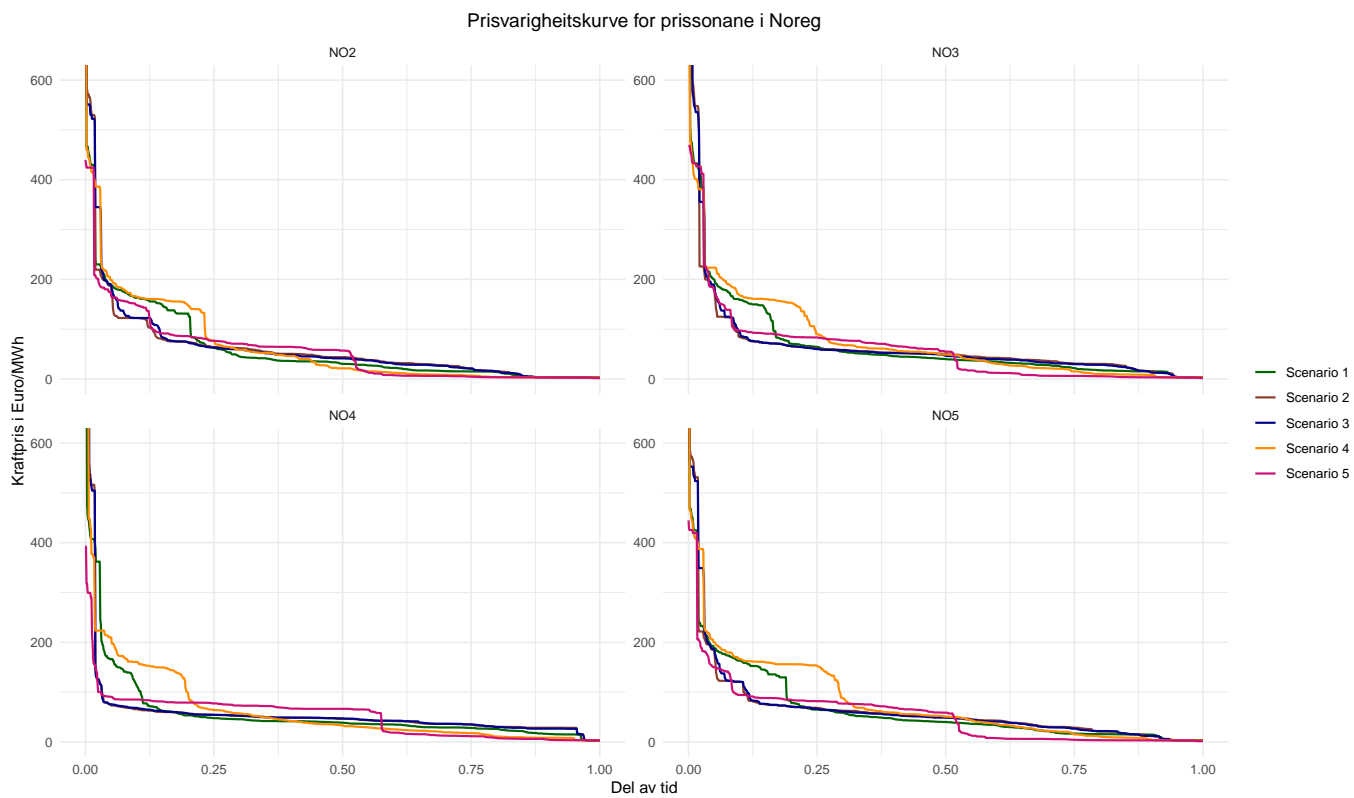


Figure 11: Prisvarigheitskurve av NO2 til NO5 i 2040

5.4 Kraftflyt mellom Noreg og naboland

Ved å samle den totale kraftmengda som er eksportert og trekke det frå det som er importert er netto eksport for kvart scenario berekna. Resultata frå studien indikera at behovet for elektrisitet i Noreg overstig produksjonskapasiteten, og at import av kraft er nødvendig for å dekke etterspørselen. Tabell [8] presentera resultata av handelsbalansen for kvart scenario. Det betyr at Noreg i 2040 har negativ nettoeksport. Importnivået er lågast i eit vått år, og høgast i eit tørt år. Differansen mellom Scenario 1 og dei andre scenarioa er marginal, og det kan forklarast med at modellen ikkje ser på vêrprofilen frå 2013 som gjennomsnittleg, som påverke produksjonsnivået og handelsbalansen.

Table 8: Eksport, import og netto eksport for Noreg i 2040 i TWh

Scenario	Eksport	Import	Netto eksport
Basis	21.9	40.9	-18.9
100% utfasing av naturgass	24.7	38.4	-13.6
50% utfasing av naturgass	24.9	38.7	-13.8
Tørt år	18.2	42.6	-24.3
Vått år	25.4	34.7	-9.2

Figur 12 illustrer viser forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse i scenario 1, medan Figur [13:16] viser differansen i produksjon, eksport og import mellom Scenario 2-5 og Scenario 1. Ved utfasing av naturgass minkar importgraden. Kraftutvekslinga er mindre i vekene 6 til 17, i Scenario 2 og 3, som kan forklarast med at Noreg har høg etterspørsel sjølv i desse periodane. Det observerast og at eksporten auka frå tidleg haust og utover vinteren (28 til 47). Krafteksporten er høgst når naturgass fasast ut og i eit vått år. Når Europa fortsett har noko naturgass for å balansere kraftsystemet, unngår Noreg å auke eiga kraftproduksjon i veke 4 til 17. I eit vått år er variasjon i kraftutveksling generelt mindre enn i andre Scenarioa.

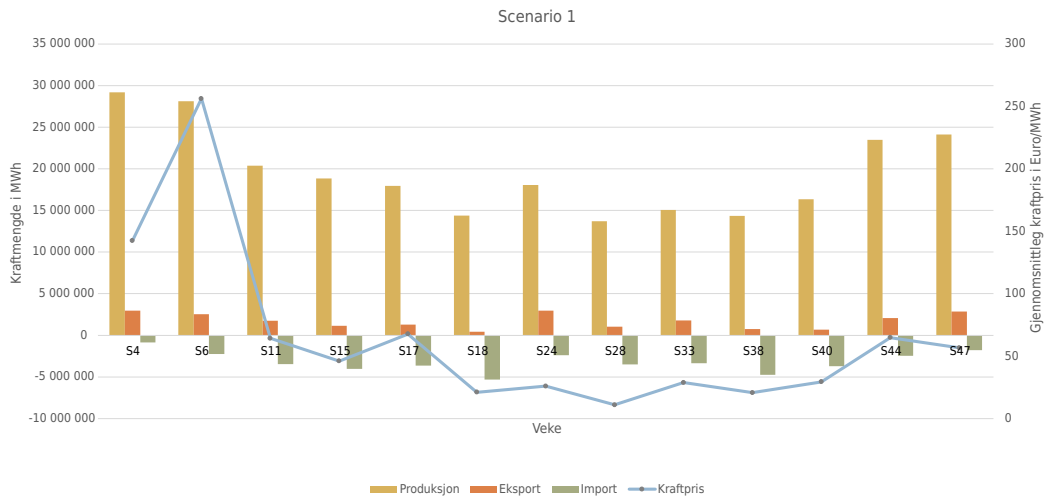


Figure 12: Forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse - Ingen endringer

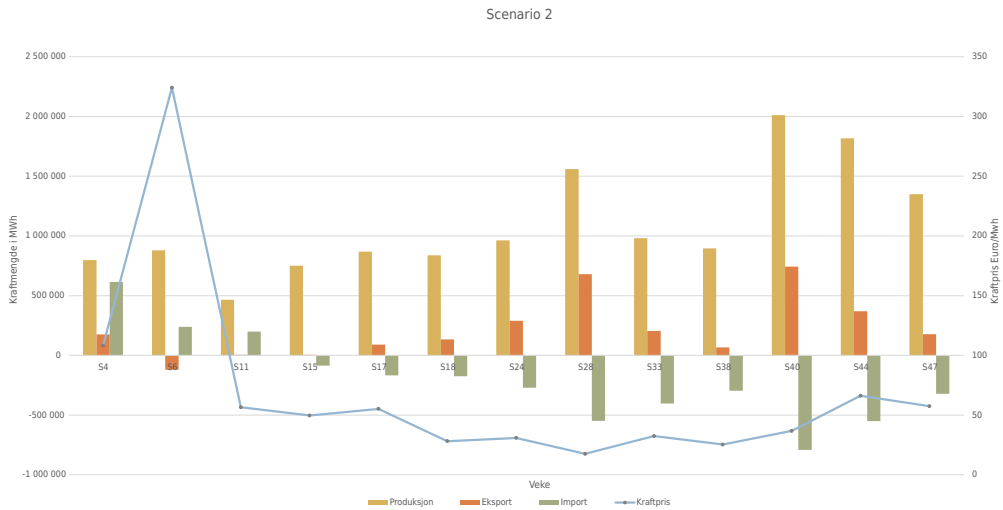


Figure 13: Forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse - 100% utfasing av naturgass

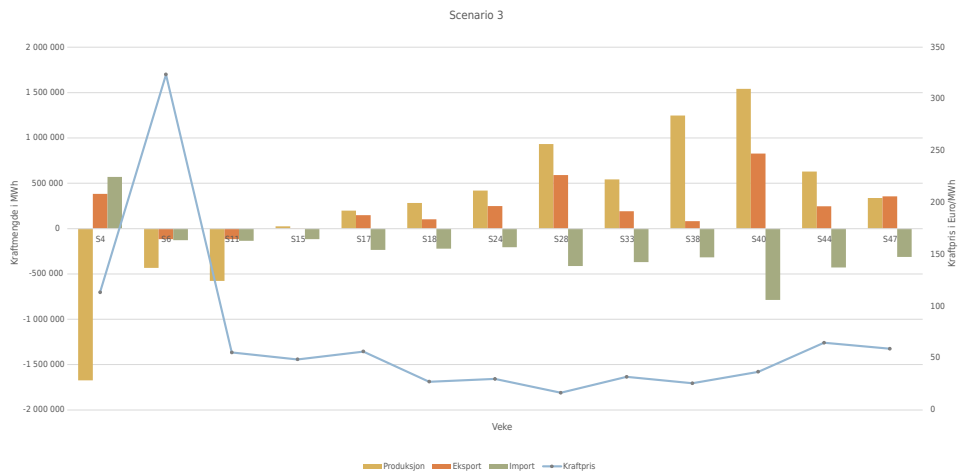


Figure 14: Forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse - 50% utfasing av naturgass

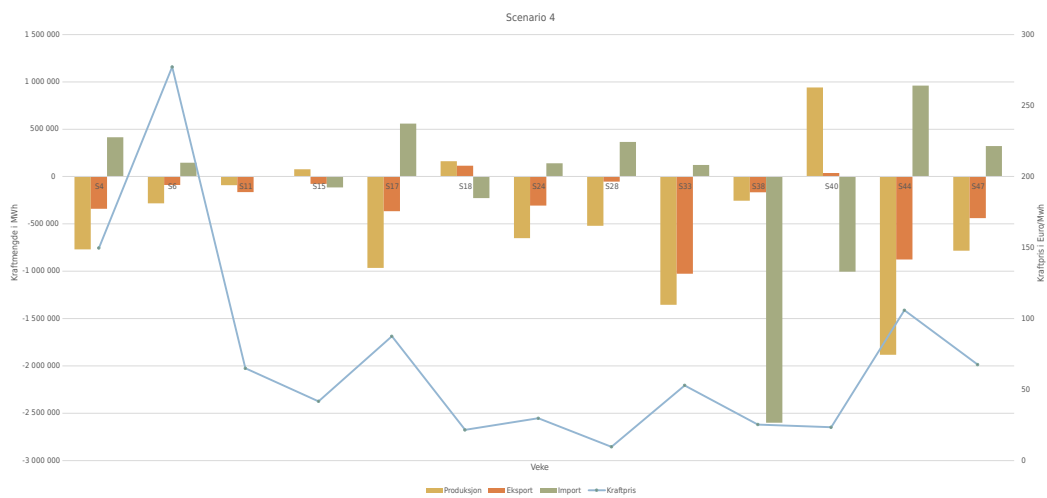


Figure 15: Forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse - Tørrår

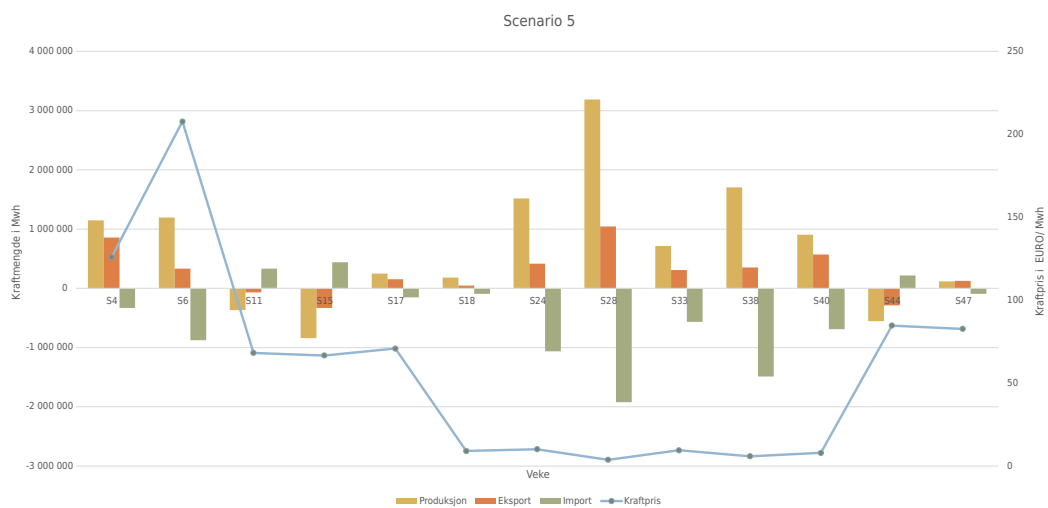


Figure 16: Forholdet mellom kraftpris, produksjon og handelbalanse - Vått år

5.5 Fleksibilitet

For å sei noko om fleksibilitetens bidrag under fullstendig utfasing av naturgass og i tørrår er det tatt utgangspunkt i tre fleksibilitetskilder: Demand respons, elbillading og energilagring. For framstilling er det valt å bruke veke 6 som representativ veke for vinter, og veke 18 for sommar. Valet av vekene forklarast med at dei typiske forholda for vinter og sommar vil bli avdekka. Det er også gjort for å forenkle framstilling av store datamengder.

Etterspørselrespons

Figur 17 & 18 viser modellerte opp- og nedshift av last for ein måndag, tysdag og laurdag i 2040, i forhold til topplasten i den gitte veka. Illustrasjonen skal vise prosentdel av den maksimale lasta som blir redusert (nedshift) eller auka (oppshift) i ein gitt time. I eit tørrår er nedshift av last om vinteren større (opptil 12 %) enn ved utfasing av naturgass. Det betyr at straumforbruket er redusert om vinteren når tilgjengelegheita av vasskraft er avgrensa. Derimot er oppshift av last større om vinteren ved utfasing av naturgass enn i tørrår. Det indikera at produksjonen aukar for å erstatte krafta frå naturgass. Resultata viser ikkje betydeleg differanse mellom scenarioa i den totale opp- og nedshifting av last om sommaren, men i variasjon gjennom veka. Grunnen til både oppshift og nedskift i same tidpunkt er fordi timedataen er for ulike soner. Det er eit tydeleg skille i skiftmønsteret mellom sommar- og vintersesongen. Generelt er det meir justeringar om sommaren, som kan forklarast med høg produksjon frå uregulerbare kjelder, og at intensiteten av kraftbehovet om sommaren i hovudsak er lågare enn om vinteren.

Opp- og nedshift av last blir påverka av forbruksmønsteret hos husholdingar. På ein typisk vinterdag går etterspørselen opp om morgonen, forblir høg til kvelden, før den igjen faller gjennom natta. [NVE, 2018]. Resultata viser at i ei vinterveke er dei høgste nivå i opp- og nedshift av last observert i ettermiddagstimar, men det er også tilfelle i topplasttimar (klokka 07 til 09), særleg i vekedagane. For sommaren er skiftmønsteret variert gjennom timane, og har større prosentdel av topplasttimar i ettermiddagstimar, på opptil 13%.

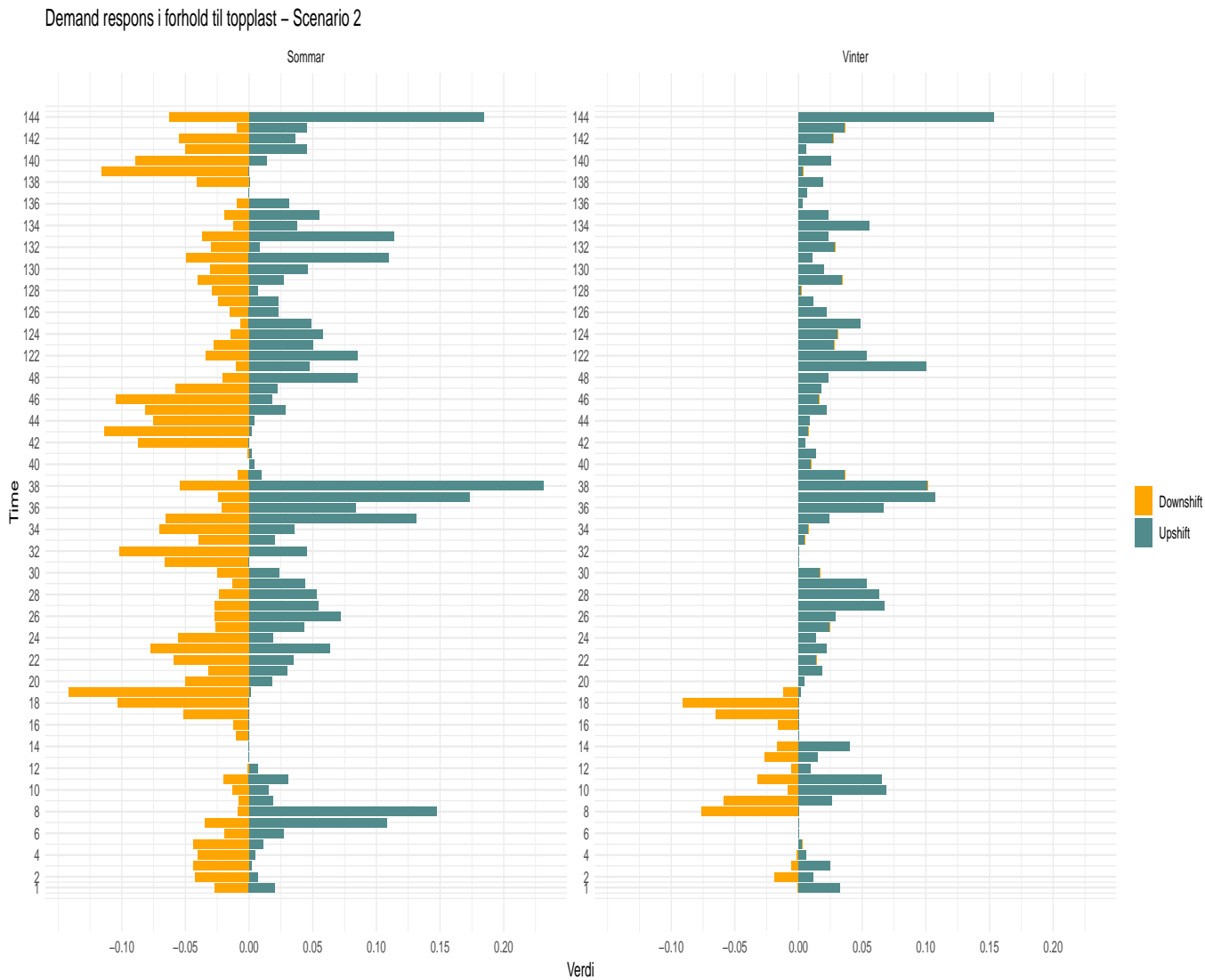


Figure 17: Opp- og nedshift av elektrisitet i forhold til topplast ved utfasing av naturgass

Demand respons i forhold til topplast – Scenario 4

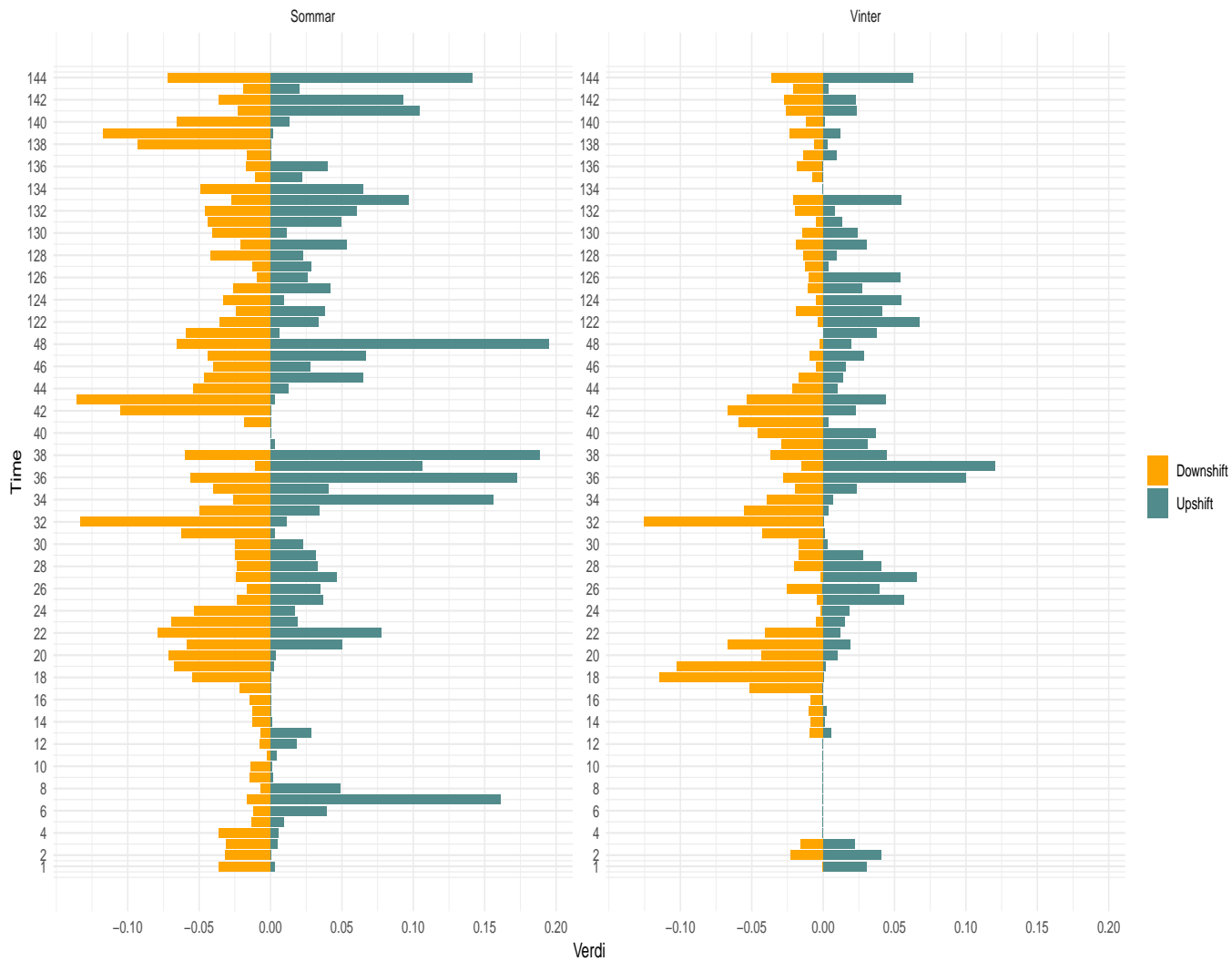


Figure 18: Opp- og nedshift av elektrisitet i forhold til topplast i tørrår

Elbillading

Basert på Figur 19, under typiske vintermåndagar og -tysdagar, er ikkje lading av elbilar i topplastperiodar observert. Ladinga skjer i helgene, mellom klokka 01 til 15, og står for opptil 18% (klokka 01 til 06) i eit tørrår og 9% (klokka 01 til 12) ved utfasing av naturgass. I sommarsesongen går ladinga føre seg på føremiddag og ettermiddag mellom klokka 07 til 15. På bakgrunn av dette antydar resultatata at ladinga av elektriske bilar ikkje står for topplast i vekedagane om vinteren. Dette er som følgje av antakinga i modellen om smartlading og at biler stort sett blir brukt på morgon og ettermiddag.

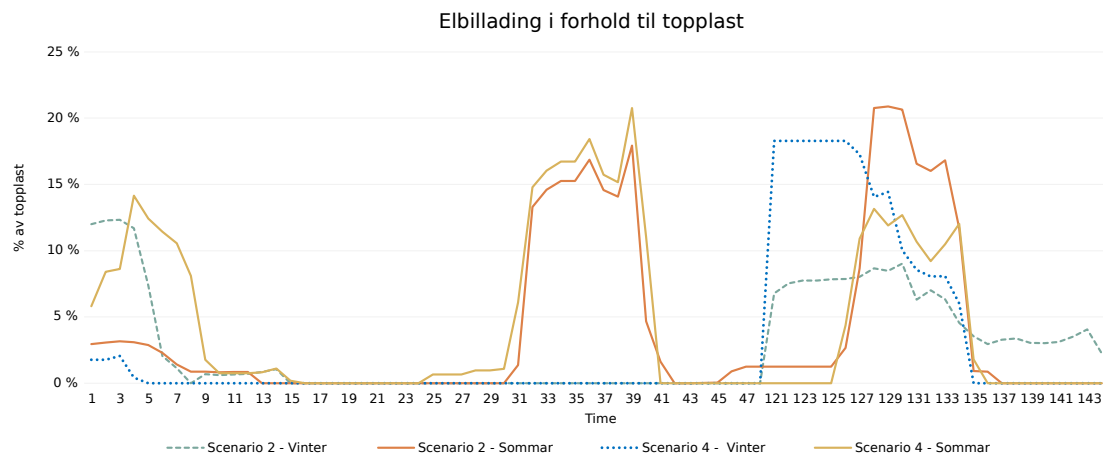


Figure 19: Elbillading i forhold til topplast om sommaren og vinter, både for scenario 2 og scenario 4

Energilagring

Modellen har valt å investere i batteri berre ved utfasing av naturgass, som eit resultat av utslag av høge kraftprisar. Når fleksibel teknologi som gasskraft blir utilgjengeleg og kraftsystemet består i større grad av variable fornybare energikjelder, rekna modellen at batteri er lønnsamt. Lagring av elektrisitet skjer under gunstige forhold, som betyr å lagre kraft når produksjonen av variable fornybare energikjelder er høg, og etterspørselen er låg. Figur [20] viser timebasert produksjon og forbruk av batteri i veke 6 og 18. Uavhengig av sesong, skjer produksjonen i hovudsak på ettermiddag- og kveldstimar (mellom klokka 16 til 22). Om sommaren kan noko av produksjonen skje tidlegare på ettermiddag. Det kan forklarast med at kraftbehovet blir mindre på desse tidspunkta, som fører til lågare kraftprisar. Lagra batterikraft blir brukt på natta og tidleg på morgonen mellom klokka 03 til 06. Om sommaren blir kraftetterspørselen forskyvd, og forbruket frå batteri er derfor også mellom klokka 10 til 15 i enkelte timar.

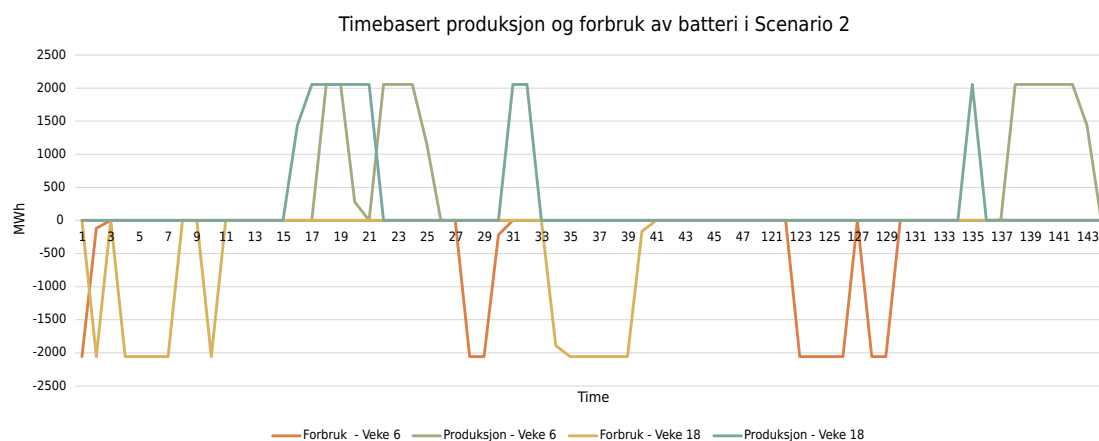


Figure 20: Produksjon til og forbruk av batteri både om sommaren og vinteren ved 100% utfasing av naturgass

5.6 Overordna diskusjon

Modellresultata som kjem fram i denne analysen gir eit interessant perspektiv på det norske kraftsystemet i 2040, og dei observerte effektane samsvarer i stor grad med det som er beskrive i litteraturen. Likevel kjem det fram ulikheiter i effektnivået. I dette delkapittelet vil resultata bli vurdert og samanlikna med relevant litteratur.

Resultata indikera at eit tørrår har større innverknad på det norske kraftsystemet enn ved utfasing av naturgass. Dette kjem fram gjennom modellen sine val til å overinvestere i rimelege energikjelder og at Noreg får fleire høgpristimar i tørre år. Etterspørselsresponsen er tydelegare i eit tørrår enn ved utfasing av naturgass, og ved utfasing av naturgass observerast det investering av batteri for å imøtekomme behovet for fleksibilitet. Samtidig har utfasing av naturgass ein større påverknad på NO1, SE3 og NO3 enn dei andre regionane, spesielt i dei typiske vinterveke der kraftbehovet er stort, noko som også reflekterast i kraftprisane. Vidare er det ein korrelasjon mellom produksjon, eksport og import i dei ulike scenarioa.

Som følgje av den høge etterspørselen i 2040, har produksjonen av dei ulike energikjeldene auka. Nagel et al. (2023) studerte Noregs kraftsystem i 2040, og visse funn frå Nagel sin studie samsvarer med funna i denne analysen. Eit relevant funn er forventninga om auke i kraftproduksjonen, og særleg auke i produksjon av vindkraft både på land og til havs. Ved å samanlikne NVE og Statnett sine produksjonsverdiar med verdiane som kjem fram i analysen, er differansen stor. Tabell 9 viser NVE og Statnett sine basisprognosar samanlikna med produksjonsmiksen frå denne analysen. Hovudforklaringa på ein høgare produksjon

frå alle kjelder bortsett frå vasskraft er at den modellerte etterspørselen for 2040 er større enn det Statnett og NVE har for basis scenarioet. Resultata i analysen representerer 2040 med ein optimistisk etterspørsel i Noreg, noko som blir beskrive i delkapittel 5.7. Differansen i vasskraftproduksjonen skyldast at analysen ikkje inkludera kraft frå nye kraftverk eller frå utviding av eksisterande kraftverk. Men ettersom at Scenario 5 inneberer eit vått år, er det naturlegvis ein høgare produksjon frå vasskraft dette året.

Table 9: Modellens investeringa i kraftproduksjon, i forhold til NVE og Statnett sine basisprognoser [NVE, 2023 & Statnett, 2023]

	NVE	Statnett	Basis	100% utfasing	50% utfasing	Tørrår	Våttår
				av naturgass	av naturgass		
Anna produksjon	1	1	5	4	4	12	2
Solkraft	9	7	21	22	21	21	16
Vannkraft	145	151	133	133	133	97	169
Onshore	23	21	25	25	25	25	25
Offshore	29	33	67	72	72	89	48
SUM	207	215	251	256	256	244	260

Under vanskelege forhold vel modellen å investere betrakteleg i vindkraft, her spesielt havvind, og solkraft. Dei same investeringane skjer og i naboland dersom naturgass blir fasa ut, noko som kan forklare kvifor kraftprisane er lågare i forhold til NO1 og NO3. Dette er spesielt for Tyskland, Storbritannia og Nederland, som per i dag brukar naturgass i kraftproduksjon. Dominković et al. (2016) modellert eit 100% fornybart system for sør-øst europa i 2050, der resultata viser også til at vindkraft og solkraft reknast som hovudteknologiar i omstillinga.

Hensikten med modellen er å gi ei optimal fordeling til lågast mogleg kostnad. Gitt meritt order effekten kjem dei uregulerbare kjeldene først. Likevel er det ikkje alltid slik at ei overinvestering av enkelte kjelder er det mest optimale valet i realiteten, ettersom at både sosiale og miljørelaterte faktorar spelar inn. Eksempelvis vil faktorar som synlegheit frå land og avstand til land eller interesseområde spele inn for havvind. På den andre sida er moglegheit og utfordringar relatert til landbasert vindkraft for både Noreg og Europa og kjent. Dette fordi arealbruk og sosial aksept av landbasert vindkraft har vore negativ, noko som igjen påverka investeringa i landbasert vindkraft [Jåstad and Bolkesjø, 2023: Msigwa et al., 2022: Dugstad et al., 2020].

Den største investeringa av havvind skjer i eit tørrår, noko som forklarar kvifor dei gjennomsnittlege kraftprisane ikkje er høgare. At modellen rekna havvind til å ha høg verdi

i marknaden utan subsidiar og at aukande produksjon frå teknologien fører til låge kraftprisar, er i samsvar med funn frå [Jåstad and Bolkesjø, 2023 & Hosius et al., 2023]. Det er forventa at offshore vindkraft kjem til å utvikle seg positivt, og sosial aksept av havvind har vist seg å vere meir positiv enn ved landbasert vindkraft [Linnerud et al., 2022 & Nytte et al., 2024]. Til trass for stor teknologilære frå landbasert vindkraft, vil framtidige investeringar av havvind vere påverka av korleis teknologien verkar inn på dei lokale marine økosystema. Negative faktorar knytt til aksept av havvind kan minke dersom det er mogleg å finne potensielle områder lenger vekk frå kysten. Derimot er det i tråd med litteraturen fortsett eit behov for studiar om effekten av havvind på lokale marine økosystem [Schulz-Stellenfleth et al., 2023 & Zupan et al., 2023]. Negative funn i framtida kan i stor grad påverke i kor stor grad teknologien blir investert i. På bakgrunn av dette er graden av investering i modellen ikkje blitt rekna til å gjenspegle dei energipolitiske vala i verkelegheita.

Når det kjem til solkraft er det lite forskjell i den totale produksjonen i forhold til scenario 1, men ein produksjon på tilsvarande 20 TWh vil komme av høg etterspørsel. Både NVE og Statnett sine prognosar viser ein forventa vekst i solkraft i Noreg, men ikkje i same grad som kjem fram i modellen.

Analysane viser at den gjennomsnittlege kraftprisen er høgst i eit tørrår som følgje av høg etterspørsel, mindre produksjon og naturgass i kraftmiksen. Behovet for ein fleksibel teknologi gjer at det blir investert mest i gasskraft i eit tørt år, der den totale produksjonsmengda er 11 TWh. Naturgass utgjer derimot lite av Noreg sitt forbruk i dag, og reknast ikkje til å ha noko stor rolle i den norske kraftmiksen i 2040. Prisutslag i NO1 og NO3 ved utfasing av gasskraft er eit resultat av høg etterspørsel, låg import og ingen tilgang av naturgass til kraftproduksjonen. Zakeri et al. (2023) såg på naturgass si rolle i Europa, og konkluderte med at naturgass i Europa har vore den marginale teknologien i 39% , med produksjon tilsvarande 18% i løpet av eit år. NO1 og NO3 er dei einaste sonene som har gasskraftproduksjon i sin kraftmiks (vist i scenario 1), der mangel på gasskraft til å dekke toppplastbehovet medfører høg kraftpris i sonene. Til kontrakst har eksempelvis Tyskland lågare gjennomsnittleg kraftpris, som avviker frå studien til Zakeri et al. (2016) der den gjennomsnittlege elektrisitetsprisen i nordiske kraftmarkedet vil auke litt etter energiomstillinga i Tyskland. Krafthandelen blir påverka av tilbodsmengda av kraft, og import og eksport av kraft er mindre i eit tørrår samanlikna med eit vått år. Dette kan sjåast i samanheng med Podeski sine funn om at svingingar i mangel av vatn

i magasinerna har effekt på handelsbalansen. I tillegg til at auke i reservoarfylling føre til ei auke i eksport.

Samspelet mellom etterspørselsrespons, smartlading av elektriske bilar og batteri bidrar til å redusere etterspørselen i scenario 2 og 4, men i ulik grad. Sidan ein stor del av produksjonen kjem frå variable energikjelder, vil ned- og oppshift av etterspørsel bli påverka. Oppjusteringar er i større grad eit resultat av høg produksjon frå vindkraft om vinteren og solkraft om sommaren. Nedjustering av etterspørselen i eit tørkeår er høgare enn ved utfasing av naturgass. Det indikera at forbrukarane i Noreg er sensitive for kraftprisane i eit tørt år ettersom at det gir utslag i fleire høgpristimar i forhold til ved utfasing av naturgass.

Til samanlikning har Kirkerud et al. (2021) også sett på rolla til etterspørselsrespons for det Nordeuropeiske energisystemet. Enkelte funn frå studien samsvarer med resultatata for DR i denne analysen. For eksempel funn som indikera aukande justering av kraftforbruk med noko høgare nedskift i topplasttimar, som bidreg til å senke etterspørselen i topplasttimar. Det er og likskap med at bruken av DR reduserer behovet for batteri, der batteri er ei tilgjengeleg fleksibilitetskjelde ved lite nedshift under utfasing av. Det observerast og at skifta er større om sommaren enn om vinteren for begge analysane, noko som kan forklarast ved at det er lågare forbruk om sommaren og høgare produksjon frå solkraft. Til trass for fleire likskapar, er det noko forskjell. Blant anna er ned- og oppskift tydlegare og fordelt annleis i studien samanlikna med DR resultatata i analysen. Dette kan komme av at analysen inkluderer høgare etterspørsel, som igjen gir høgare produksjon frå vind- og solkraft, i tillegg til avgrensinga i forhold til framstilling av scenarioa.

Ved utfasing av gasskraft blir dei høgste kraftprisane observert, men med kort varigheit. Modellen vel å investere i litium sidan dei totale kostnadane i systemet er høge, noko som gjer at litium reknast som ei lønnsam investering. Energilagringsteknologiar som batteri vurderast å ha viktig rolle i takt med aukande fornybar energi i kraftsystemet. Huang et al. (2023) vurderte seks ulike batteri energilagringsteknologiar i forhold til drift av kraftoverføringssystem med fornybar energi, og avdekte relevante funn for denne analysen. Studiens funn indikerer at bruk av litiumbatteri krev mindre kapasitet enn blybatteri for å oppnå klimamåla om nullutslepp innan 2040. Sjølv om litium bruker mindre kapasitet, blir ikkje dei i optimaliseringsmodellar på grunn av deira høge einingskostnadar i forhold til andre energilagringsteknologiar. Gitt høge lagringskostnadar kan dei totale kostnadane i systemet mindre ved å lade når kraftprisen er låg.

Gjennom smart elbillading blir etterspørselen i topplasttimar redusert, spesielt om vinteren. Dette indikerer at forbrukarar tilpassar forbruket sitt i periodar med høg etterspørsel, høge strauprisar og avgrensa tilbod. Last forbruket blir forskyvd til andre tidspunkt, noko som kan lette trykket på nettet i topplasttimar. Funn frå studien til Williams et al. (2024) viser at bruk av algoritmar til utsetting av elbillading til grunnlasttimar reduserer etterspørselen av lading i topplasttimar. Likevel er det forskjell i tidspunktet for lastforskyvning, som kan skyldast at val av representative dagar/veker er ulikt. Ifølgje Dogan et al. (2015) vil lading ved midnatt ikkje gi auke i toppbelastning ettersom at etterspørselen er relativt låg på desse tidspunkta. Lading på natta i motsetnad til Ashfaq et al., 2021, som har vurdert verknaden av elektrisk bilar på nettet og peika på blant anna at auking i bruk av EV kan medføre overbelastning direkte på transformatorar, spenningsinstabilitet og spenningssag.

5.7 Optimistisk etterspørsel i 2040

Det er sannsynlegvis observert at etterspørselen for Noreg i denne analysen er veldig høg, tilsvarende 264 TWh i 2040. Det kjem av at det er lagt inn feil etterspørsel under modelleringa, sjå vedlegg [A], og dette blei oppdaga for seint til å modellere på nytt. Modellen brukte etterspørselen frå 2030 som utgangspunkt, og rekna eigen etterspørsel for 2040, som førte til at forbruket blei 73 TWh høgare enn NVEs forbruksprognose for 2040 (191 TWh). Forbruket i analysen tilsvare ein høg scenario i forhold til Statnett sine prognosar. Modellresultata er i samsvar med Statnett sine prognosar relatert til høg forbruksscenarioet, da reknast det at havvind vil bli ein sentral kjelde, gitt at kostnadane er låge, og at Noreg dekker noko av etterspørselen frå grønn industri. Ved bruk av 191 TWh som etterspørsel i 2040, ville det definitivt ført til nokre endringar, sjølv om enkelte effektar reknast til å ikkje ville endre seg. Modellensresultata frå Nagel et al. (2023) er noko representative for denne analysen, da etterspørselen er basert på NVE prognosar og studien er avgrensa til Noreg.

Kraftbalansen forventast å bli mindre negativ enn det resultata i analysen viser. Den totale produksjonen ville sannsynlegvis blitt mindre som følgje av mindre etterspørsel. Modellen hadde fortsett investert i vindkraft og solkraft på grunn av låge produksjonskostnadar, men i mykje mindre grad. Det er særleg i eit tørrår at overinvesteringa i havvind reknast å bli mindre, ettersom at modellen kompenserer for mangel på kraft for dekke den store etterspørselen. Som følgje av dette vil modellen justere ned på fleksibilitetsbruken for

dei ulike kjeldene. Eksempelvis vil ned- og oppjusteringa av etterspørsel bli mindre eller tydelegare fordelt på timebasis, da produksjonen av solkraft og vindkraft er redusert. Det er lagt inn rett etterspørsel for nabolanda, og dermed kan importen frå Noreg bli noko høgare ved utfasing av naturgass. På bakgrunn av dette ville modellen truleg ha forsett å investere i batteri ved utfasing av naturgass, sidan dei høgste kraftprisane har meir ringeffekt frå naboland. Vasstilsiget kunne ha bidratt til meir eksport for naboland under utfasing av naturgass, som og kan påverke kraftprisane i regionane. Eit vått år vil ha same effekt, men med noko auke i eksport til naboland.

At eit tørrår vil resultere i fleire høgpristimar enn ved utfasing av naturgass med 191 TWh i etterspørsel, er ikkje utelatt som urealistisk effekt av lite tilsig. Magasinvassekraft står for 89% av kraftproduksjonen i Noreg per 2023, og ein avgrensa produksjon frå denne kjelda hadde resultert i høgare kraftpris. Sjølv om det reknast at fleksibilitet frå etterspørselsida har eit potensial for å redusere forbruket eller bidra til å flytte last til andre tidsperioder i døgnet, har magasinvassekraft stor påverknad på kraftbalansen i Noreg [Podewski and Weber, 2021].

6 Avgrensinga av metoden & kvaliteten på føresetnadar

Vurderingar av kraftsystemet 16 år fram i tid følgjer med seg ulike usikkerheiter og fleire avgrensingar. Det er viktig å vere klar over desse når ein skal tolke eller vurdere validiteten av resultatata frå modellen. Biletet som er danna av 2040 i denne oppgåva er eit resultat av snevra val, vurderingar og ein modell med sine egne avgrensingar.

Det er blant anna avgrensingar relatert til det å førespegle usikkerheita rundt variable forhold, som vassføring og vind for produksjon. Modellingsimuleringa er forenkla ved å ta utgangspunkt i data frå eit vêrår, der 2013 er rekna som eit normalt vêrår. For hydrologiske år er vêrprofilen frå 2010 og 2015. Likevel er det utelatt å inkludere endringar knytt til klima eller ekstreme vêrår. Ved å inkludere desse i modellen kan resultatata bli meir representativte for framtida. Sidan det nordiske kraftsystemet i stor grad er bygd på fornybare energikjelder, vil vêrforhold som låge vindhastigheiter, temperatur og nedbør stresse kraftsystemtet.

Fleire studiar har vurdert effekten av klimatiske endringar på kraftsystemet, blant anna viser Craig et al., 2022 til tiltak til korleis tilknytninga mellom energisystemmodellering og klimamodellering kan forbeistrast. Tedesco et al., 2023 fant ut at enkelte vêrmønster (NOA og SCAND) oppstår i kalde periodar med lite vind, som fører til høgare straumforbruk og redusert produksjon frå vind- og solkraft. Ved å implementere slike vêrmønster i modeller, vil prognosane bli meir nøyaktige. I tillegg har Panteli and Mancarella, 2015 vurdert innverknaden av ekstremvêr på kraftsystemet, og eksisterande modelleringsmetodar. Som ei løysing foreslår Panteli and Mancarella, 2015 ei modelleringsramme som inkluderer vêr-, komponent og systemmodeller for å utvikle indekser som skal reflektere systemets motstandsdyktigheit mot framtidige klimatiske svingingar. Heilheitleg vil modelleringa bli meir representativ for framtida ved å ta i betraktning det overnemnte ettersom at dette vil medverke kraftbalansen og kraftprisane.

Føresetnader relatert til framtidig investering i overføringsnett, brenselprisar og karbonprisar er og usikre. Som nemnt i litteraturen (seksjon 2.2) er naturgass og karbonprisen drivarar for kraftprisen. Endringar i dei to variablane hadde påverka resultatane i modellen. Ein av dei største styrkane med modellen er at den er fleksibel i forhold til tid, geografi og inkludering av ulike teknologiar. Likevel er datamengda som genererast store og reknetida blir lang. Derfor er det praktisk å redusere tidsoppløysninga. Tidsoppløysninga i analysen er gjort for 13 veker og 72 timar. Sjølv om 936 tidssteg reknast som godt grunnlag, kunne dei utelatte 26 vekene ha gitt andre utslag av resultatane. Svingingar av variable energikjelder i dei 26 vekene som er utelatt kunne potensielt ha påverka kor mykje fleksibilitet modellen vel å bruke.

Balmoremodellen opererer under antakinga om at alle inngangsverdiar er konstante i analysen, og tar ikkje i betraktning i tilfeldige endringar som skjer i verkelegheita. Modellen overvurdera fleksibilitetsbruken ved å tillate for optimal investering av energikjelder som er enten fleksible eller har låge kostnader. For magasin vasskraft blir produksjonen optimalisert ved å ha eit perfekt innblikk i korleis vassstilsiget og marknadsforholda ser ut i løpet av det modellerte året. Dette er justert i modellen ved å avgrense den vekentlege vassføringa frå reservoir, som er ei forenkling i modellen. I realiteten er det meir dynamiske forhold.

Ein del av oppgåva ser på handelsbalansen mellom regionane. Det er ikkje tatt hensyn til flaskehalsar i modellen, noko som hadde påverka prisnivået mellom regionane ettersom at krafta flyter mot regionar med høgare kraftpris. Ein anna antaking i modellen som kunne hatt stor påverknad på resultatata er at energiprodusentar aksepterer marknadsprisen utan å påverke den gjennom strategisk oppførsel. Alle aktørar er pristakarar og har tilgang på all informasjon. Denne antakinga kjem frå økonomisk modellering, og hjelper med å gjere modelleringa meir forståeleg sjølv om det ikkje gir eit fullt realistisk bilete. I verkelegheita er produsentar og bodgjevarar strategiske og har ikkje all informasjon. Produksjons- og etterspørselmengda er bestemt eksogent, som betyr at modellen ikkje endrar tilbodet og etterspørselen basert på marknadsforholda. Dermed vil ei auke i pris i modellen ikkje føre til ein reduksjon i etterspørsel i modellen. Dette er ein del av marknadsforholda, og forbrukarar kan respondere på høge kraftprisar.

7 Konklusjon

Denne analysen vurderer kva effekt eit tørrår eller utfasing av naturgass kan ha på det norske kraftsystemet i 2040, i tillegg til bidraget til etterspørselrespons, elbillading og energilagring i batteri under disse føresetnadane. Gitt ein høg etterspørsel i Noreg i 2040, viser analysen at eit tørt år gir ein markant negativ kraftbalanse, der NO1 og NO3 har høgast negativ kraftbalanse. Vindkraft, spesielt havvind, og solkraft er sentrale produksjonskjelder ved utfasing av naturgass og i eit tørt år, både i Noreg og i naboland. For Noreg ligger den gjennomsnittlege kraftprisen på mellom 41-81 Euro/MWh i 2040.

Utfasing av naturgass påverker norske kraftprisar mest om vinteren når strømbehovet er høgt, både ved delvis og fullstendig utfasing. Eit tørrår resulterer i fleire høgpristimar enn ved utfasing av naturgass. Likevel er dei høgste kraftprisane på årsbasis observert ved utfasing av naturgass.

Samspelet mellom etterspørselrespons, elbillading og bruk av batteri bidrar til å redusere etterspørselen i toppplasttimar. Det er større bidrag frå DR i eit tørt år enn ved utfasing om vinteren i toppplasttimar. Om sommaren er skifta i DR noko like, men dei varierer på timebasis. Investering i batteria skjer berre ved utfasing av naturgass, da det trengs meir fleksibilitet i kraftsystemet.

Forsking relatert til energiomstilling og nullutslippsmål er breitt. Derimot er det færre studiar som omhandler effekten av eit tørt år på kraftsystemet i Norden, spesielt Sverige og Noreg, ettersom at dette er ein nordisk utfordring. Vidare forsking kan rette seg mot eit større omfang av fleksibilitetsbidrag for tørre år. Analysen viser og at prisområda NO1 og NO3 har behov for investeringar i enten kraftproduksjon eller fleksibilitetskilder for å sikre balanse innan sonene under tørkeforhold. Det hadde også vere interessant å sjå korleis å tillate modellen å investere fritt i overføringskapasitet hadde påverke resultata.

Referanser

- Ashfaq, Muhammad et al. (2021). ‘Assessment of electric vehicle charging infrastructure and its impact on the electric grid: A review’. In: *International journal of green energy* 18.7, pp. 657–686. DOI: <https://doi.org/10.1080/15435075.2021.1875471>.
- Babatunde, O.M., J.L. Munda and Y. Hamam (2020). ‘Power system flexibility: A review’. In: *Energy Reports* 6. The 6th International Conference on Power and Energy Systems Engineering, pp. 101–106. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.11.048>.
- Birkedal, Mariann and Torjus Folsland Bolkesjø (2016). ‘Determinants of Regulated Hydropower Supply in Norway’. In: DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.352>.
- Blok, Kornelis (2021). *Introduction to energy analysis*. Abingdon, Oxon.
- Bye, Torstein and Einar Hope (2007). ‘Deregulering av elektrisitetsmarkedet : norske erfaringer’. In: URL: <https://ssb.brage.unit.no/ssb-xmlui/handle/11250/177898>.
- Bye, Torstein et al. (2010). *Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem*. URL: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/rapporter/2010_1130_flere_og_riktigere_priser_et_mer_effektivt_kraftsystem.pdf?id=2200911 (visited on 19th Apr. 2024).
- Chen, Yi-Kuang et al. (2020). ‘The role of cross-border power transmission in a renewable-rich power system – A model analysis for Northwestern Europe’. In: *Journal of Environmental Management* 261, p. 110194. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2020.110194>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479720301304>.
- Chen, Yi-kuang et al. (2021). ‘Long-term trends of Nordic power market: A review’. In: *Wiley interdisciplinary reviews: Energy and environment* 10.6, e413–n/a. DOI: [10.1002/wene.413](https://doi.org/10.1002/wene.413).
- Commission, European (2022). *Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets*. 52022SC0230. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN> (visited on 19th Apr. 2024).
- Craig, Michael T et al. (2022). ‘Overcoming the disconnect between energy system and climate modeling’. In: *Joule*. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.05.010>.
- Cretì, Anna (2019). *Economics of electricity: markets, competitions and rules*. Cambridge, England.
- CSO (2024). *ICPI Inflation Calculator*. URL: <https://visual.cso.ie/?body=entity/cpicalculator> (visited on 16th Apr. 2024).

-
- Danish Energy Agency (u.å). *Technology Catalogues*. URL: <https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues>.
- Das, H.S. et al. (2020). ‘Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review’. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 120, p. 109618. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109618>.
- Dogan, Ahmet et al. (2015). ‘Impact of EV charging strategies on peak demand reduction and load factor improvement’. In: *2015 9th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, pp. 374–378. DOI: [10.1109/ELECO.2015.7394559](https://doi.org/10.1109/ELECO.2015.7394559).
- Dominković, D.F. et al. (2016). ‘Zero carbon energy system of South East Europe in 2050’. In: *Applied energy* 184, pp. 1517–1528. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.046>.
- Dugstad, Anders et al. (2020). ‘Acceptance of wind power development and exposure – Not-in-anybody’s-backyard’. In: *Energy Policy* 147, p. 111780. ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111780>.
- Egging, Ruud and Asgeir Tomasgard (2018). ‘Norway’s role in the European energy transition’. In: *Energy Strategy Reviews* 20, pp. 99–101. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.02.004>.
- European Council (2023). *Clean Energy*. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en#:~:text=The%20revised%20Renewable%20Energy%20Directive,to%20a%20minimum%20of%2042.5%25.&text=The%20energy%20sector%20is%20responsible,the%20EU's%20greenhouse%20gas%20emissions. (visited on 26th Apr. 2024).
- (2024a). *Fit for 55*. URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55/>.
- (2024b). *Where does the EU’s gas come from?* URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>.
- Graabak, Ingeborg et al. (2017). ‘Norway as a battery for the future European power system-impacts on the hydropower system’. In: *Energies* 10.12. DOI: [10.3390/en10122054](https://doi.org/10.3390/en10122054).
- Gran, Inge Røinaas et al. (2023). *Balansekunst*. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/2c6bdb1746d345a0bf31449f8dbf84b2/stromprisutvalgets-rapport.pdf> (visited on 19th Apr. 2024).
- Gullberg, Anne Therese (2013). ‘The political feasibility of Norway as the ‘green battery’ of Europe’. In: *Energy policy* 57, pp. 615–623. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.02.037>.
-

-
- Hosius, Emil et al. (2023). ‘The impact of offshore wind energy on Northern European wholesale electricity prices’. In: *Applied Energy* 341, p. 120910. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120910>.
- Huang, Wei-Chieh, Qianzhi Zhang and Fengqi You (2023). ‘Impacts of battery energy storage technologies and renewable integration on the energy transition in the New York State’. In: *Advances in Applied Energy* 9, p. 100126. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2023.100126>.
- IEA (2022). *Evolution of key regional natural gas prices, June 2021-October 2022*. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-key-regional-natural-gas-prices-june-2021-october-2022>.
- Impram, Semich, Secil Varbak Nese and Bülent Oral (2020). ‘Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey’. In: *Energy Strategy Reviews* 31, p. 100539. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539>.
- Jåstad, Eirik Ogner and Torjus Folsland Bolkesjø (2023). ‘Offshore wind power market values in the North Sea – A probabilistic approach’. In: *Energy (Oxford)* 267, p. 126594. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126594>.
- Jåstad, Eirik Ogner, Ian M. Trotter and Torjus Folsland Bolkesjø (2022). ‘Long term power prices and renewable energy market values in Norway – A probabilistic approach’. In: *Journal of Energy* 112, p. 106182. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106182>.
- Kirkerud, J.G., N.O. Nagel and T.F. Bolkesjø (2021). ‘The role of demand response in the future renewable northern European energy system’. In: *Energy* 235, p. 121336. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121336>.
- Korpas, Magnus et al. (2013). ‘Balancing of wind power variations using norwegian hydro power’. In: 37.1, pp. 79–96. DOI: [10.1260/0309-524X.37.1.79](https://doi.org/10.1260/0309-524X.37.1.79).
- Linnerud, K., A. Dugstad and B.J. Rygg (2022). ‘Do people prefer offshore to onshore wind energy? The role of ownership and intended use’. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 168, p. 112732. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112732>.
- Moskalenko, Nikita et al. (2024). ‘Europe’s independence from Russian natural gas — Effects of import restrictions on energy system development’. In: *Energy reports* 11, pp. 2853–2866. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.02.035>.
- Msigwa, Goodluck, Joshua O. Ighalo and Pow-Seng Yap (2022). ‘Considerations on environmental, economic, and energy impacts of wind energy generation: Projections towards sustainability initiatives’. In: *Science of The Total Environment* 849, p. 157755. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.157755>.
-

-
- Nagel, Niels Oliver, Eirik Ogrer Jåstad and Thomas Martinsen (2024). ‘The grid benefits of vehicle-to-grid in Norway and Denmark: An analysis of home- and public parking potentials’. In: *Journal of Energy* 293, p. 130729. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130729>.
- Nagel, Niels Oliver et al. (2023). ‘Prospects for the 2040 Norwegian electricity system: Expert views in a probabilistic modeling approach’. In: *Energy research & social science* 100, p. 103102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103102>.
- Nord Pool (u.å). *Day-ahead market*. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/>.
- NOU (2023). *Mer av alt – raskere*. Energikommisjonens rapport. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/pdfs/nou202320230003000dddpdfs.pdf> (visited on 19th Apr. 2024).
- NVE (2018). *Energy and Effect*. URL: <https://www.nve.no/energy-consumption-and-efficiency/energy-consumption-in-norway/energy-and-effect/>.
- (2022). *Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030*. 20. URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_20.pdf (visited on 19th Apr. 2024).
- (2023). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*. URL: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/langsiktig-kraftmarkedsanalyse-2023/>.
- (2024a). *I kraftsystemet handler mye om fysikk*. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/i-kraftsystemet-handler-mye-om-fysikk/>.
- (2024b). *Nett*. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/>.
- (u.å). *Kostnader for kraftproduksjon*. URL: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>.
- Nytte, Sharon, Frode Alfnes and Silja Korhonen-Sande (2024). ‘Public support and opposition toward floating offshore wind power development in Norway’. In: *The Electricity Journal* 37.1, p. 107336. ISSN: 1040-6190. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107336>.
- Ould Amrouche, S. et al. (2016). ‘Overview of energy storage in renewable energy systems’. In: *International journal of hydrogen energy* 41.45, pp. 20914–20927. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.243>.
- Our World in data (2023). *Share of electricity production by source, 2023*. URL: <https://ourworldindata.org/grapher/share-elec-by-source?tab=table&time=latest&country=~NOR>.
-

-
- Outlook, World Energy (2023). *World Energy Outlook 2023*. Markedsanalyse. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023&corid=74396c9b-b2e0-001f-5aef-f17eded7d8df> (visited on 19th Apr. 2024).
- Øystese, Kirsten å (2023). *Spørsmål og svar om Norges klimamål*. URL: <https://www.energiogklima.no/nyhet/sporsmal-og-svar-om-norges-klimamal>.
- Özdemir, Özge et al. (2020). ‘Capacity vs energy subsidies for promoting renewable investment: Benefits and costs for the EU power market’. In: *Energy Policy* 137, p. 111166. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111166>.
- Panteli, Mathaios and Pierluigi Mancarella (2015). ‘Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies’. In: *Electric power systems research* 127, pp. 259–270. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.06.012>.
- Podewski, Caroline and Christoph Weber (2021). ‘A parsimonious model to estimate the impact of hydro scarcity on Scandinavian power exports’. In: *Energy systems (Berlin. Periodical)* 12.3, pp. 695–736. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12667-019-00360-0>.
- Ravn, Hans F. et al. (2001). *Balmorel: A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region*. Technical Report. Elkraft System, Denmark; Risø National Laboratory, Denmark; AKF, Institute of Local Government Studies, Denmark; Stockholm Environment Institute, Estonia; Institute of Physical Energetics, Latvia; Lithuanian Energy Institute, Lithuania; PSE International, Poland; Kalinin-grad State University, Russia. URL: <https://www.balmorel.com/images/downloads/balmorel-a-model-for-analyses-of-the-electricity-and-chp-markets-in-the-baltic-sea-region.pdf>.
- Rystad Energy (2022). *Gassmarkedet i 2021 og naturgass i Europa mot 2035*. URL: <https://www.offshorenorge.no/rapporter/naringspolitikk/fra-nyheter/europa-vil-treng-alle-norsk-naturgass/>.
- Schulz-Stellenfleth, Johannes et al. (2023). ‘Fit-for-Purpose Information for Offshore Wind Farming Applications—Part-II: Gap Analysis and Recommendations’. In: *Journal of Marine Science and Engineering* 11.9. DOI: [10.3390/jmse11091817](https://doi.org/10.3390/jmse11091817).
- Seljom, Pernille and Asgeir Tomasgard (2017). ‘The impact of policy actions and future energy prices on the cost-optimal development of the energy system in Norway and Sweden’. In: *Energy policy* 106, pp. 85–102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.011>.

-
- Siano, Pierluigi (2014). ‘Demand response and smart grids—A survey’. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, pp. 461–478. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>.
- Siddique, Muhammad Bilal et al. (2023). ‘Impacts of earlier natural gas phase-out & heat-saving policies on district heating and the energy system’. In: *Energy policy* 174, p. 113441. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113441>.
- Sisternes, Fernando J. de, Jesse D. Jenkins and Audun Botterud (2016). ‘The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector’. In: *Applied energy* 175.C, pp. 368–379. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.014>.
- Söder, Lennart et al. (2018). ‘A review of demand side flexibility potential in Northern Europe’. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91, pp. 654–664. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.104>.
- SSB (2023). *Utslipp til luft*. URL: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/forurensning-og-klima/statistikk/utslipp-til-luft> (visited on 19th Apr. 2024).
- (2024a). *Markant nedgang i strømforbruket for kraftintensiv industri*. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/markant-nedgang-i-stromforbruket-for-kraftintensiv-industri#:~:text=Samlet%20elektrisitetsproduksjon%20endte%20p%C3%A5%20154,128%2C7%20TWh%20%C3%A5ret%20f%C3%B8r>.
- (2024b). *Elektrisitet: 14093: Produksjon av elektrisk kraft, etter krafttype og prisområde (MWh) 2020M01 - 2024M03*. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/14093> (visited on 15th Mar. 2024).
- (2024c). *Produksjon og forbruk av energi, energibalanse og energiregnskap*. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/11561> (visited on 15th Mar. 2024).
- Stadler, Ingo (2008). ‘Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response’. In: *Utilities Policy* 16.2. Sustainable Energy and Transportation Systems, pp. 90–98. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.11.006>.
- Statnett (2018). *Slik fungerer kraftsystemet*. URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/#:~:text=Kraftsystemet%20er%20en%20samlebetegnelse%20for,samme%20sekund%20som%20den%20lages>. (visited on 19th Apr. 2024).
- (2022a). *Derfor har vi prisområder*. URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>.
- (2022b). *North Sea Link*. URL: <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/north-sea-link/>.
-

-
- Statnett (2023). *Langsiktig markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2022-2050*. URL: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse/>.
- (2024). *Forbruksutvikling i Norge 2022-2050*. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/forbruksutvikling-i-norge-2022-2050---delrapport-til-lma-2022-2050.pdf> (visited on 19th Apr. 2024).
- Statnett (2021). *NordLink*. URL: <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/nordlink/>.
- Stortinget (2023). *EU/EØS-arbeidet*. URL: <https://www.stortinget.no/no/Stortinget-og-demokratiet/Arbeidet/EUEOS-arbeid/#:~:text=Norge%20er%20ikke%20medlem%20av,%20EU%2FE%C3%98S%2Darbeidet>.
- Tedesco, Paulina et al. (2023). ‘Gaussian copula modeling of extreme cold and weak-wind events over Europe conditioned on winter weather regimes’. In: *Environmental research letters* 18.3, p. 34008. DOI: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/acb6aa>.
- Tennet (u.å). *NordNed*. URL: <https://www.tennet.eu/projects/norned>.
- Thema Consulting Group (2022). *Om markedsmekanismen og marginalprising i kraftmarkedet*. URL: <https://www.fornybarnorge.no/contentassets/11503abaf8ea469fa749e13b4794c673/thema-notat-2022-01-markedsmekanismen-i-kraftmarkedet.pdf> (visited on 19th Mar. 2024).
- Uribe, Jorge M., Stephania Mosquera-López and Oscar J. Arenas (2022). ‘Assessing the relationship between electricity and natural gas prices in European markets in times of distress’. In: *Energy policy* 166, p. 113018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113018>.
- Wiese, Frauke et al. (2018). ‘Balmorel open source energy system model’. In: *Journal of Computational Physics* 20, pp. 26–34. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.01.003>.
- Williams, B. et al. (2024). ‘Driving change: Electric vehicle charging behavior and peak loading’. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 189, p. 113953. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113953>.
- Zakeri, Behnam et al. (2016). ‘Impact of Germany’s energy transition on the Nordic power market – A market-based multi-region energy system model’. In: *Energy (Oxford)* 115, pp. 1640–1662. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.083>.
- Zakeri, Behnam et al. (2023). ‘The role of natural gas in setting electricity prices in Europe’. In: *Energy reports* 10, pp. 2778–2792. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.09.069>.
-

Zupan, Mirta et al. (2023). 'Long-Term Succession on Offshore Wind Farms and the Role of Species Interactions'. In: *Diversity* 15.2. DOI: [10.3390/d15020288](https://doi.org/10.3390/d15020288).

Appendix

A Vedlegg

A Script

Scenario 2 - 100% utfasing av naturgass

```
set IGfStart(G,FFF);
IGfStart(G,FFF)=YES$(GDATA(G,'GDFUEL') EQ FDATA(FFF,'FDACRONYM'));
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'NATGAS') ) = 0;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'NATGAS') ) = no;
```

```
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'LIGNITE') ) = 0;
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'COAL') ) = 0;
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'FUELOIL') ) = 0;
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'LIGHTOIL') ) = 0;
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'OTHERGAS') ) = 0;
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'PEAT') ) = 0;
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'RETORTGAS') ) = 0;
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'SHALE') ) = 0;
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'LNG') ) = 0;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'LIGNITE') ) = no;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'COAL') ) = no;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'FUELOIL') ) = no;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'LIGHTOIL') ) = no;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'OTHERGAS') ) = no;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'PEAT') ) = no;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'RETORTGAS') ) = no;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'SHALE') ) = no;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'LNG') ) = no;
```

Koden er laga av [Eirik Ognér Jåstad]

SCENARIO 3 - 50% utfasing

```
set IGfStart(G,FFF);
IGfStart(G,FFF)=YES$(GDATA(G,'GDFUEL') EQ FDATA(FFF,'FDACRONYM'));
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'NATGAS') ) = GKFX(YYY,AAA,G)*0.5;
AGKN(AAA,G)$ (IGfStart(G,'NATGAS') ) = no;
```

```
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'LIGNITE') ) = GKFX(YYY,AAA,G)*0.5;
GKFX(YYY,AAA,G)$ (IGfStart(G,'COAL') ) = GKFX(YYY,AAA,G)*0.5;
```

GKFX(YYY,AAA,G) $\$(IGFStart(G,'FUELOIL')) = 0;$
GKFX(YYY,AAA,G) $\$(IGFStart(G,'LIGHTOIL')) = 0;$
GKFX(YYY,AAA,G) $\$(IGFStart(G,'OTHERGAS')) = 0;$
GKFX(YYY,AAA,G) $\$(IGFStart(G,'PEAT')) = 0;$
GKFX(YYY,AAA,G) $\$(IGFStart(G,'RETORTGAS')) = 0;$
GKFX(YYY,AAA,G) $\$(IGFStart(G,'SHALE')) = 0;$
GKFX(YYY,AAA,G) $\$(IGFStart(G,'LNG')) = GKFX(YYY,AAA,G)*0.5;$
AGKN(AAA,G) $\$(IGFStart(G,'LIGNITE')) = no;$
AGKN(AAA,G) $\$(IGFStart(G,'COAL')) = no;$
AGKN(AAA,G) $\$(IGFStart(G,'FUELOIL')) = no;$
AGKN(AAA,G) $\$(IGFStart(G,'LIGHTOIL')) = no;$
AGKN(AAA,G) $\$(IGFStart(G,'OTHERGAS')) = no;$
AGKN(AAA,G) $\$(IGFStart(G,'PEAT')) = no;$
AGKN(AAA,G) $\$(IGFStart(G,'RETORTGAS')) = no;$
AGKN(AAA,G) $\$(IGFStart(G,'SHALE')) = no;$
AGKN(AAA,G) $\$(IGFStart(G,'LNG')) = no;$

Koden er laga av [Eirik Ogner Jåstad]

Forbruksprognosa basert på NVE sine prognoser frå LMA november 2023.

*Norge

DE('2030' , 'NO1' , DEUSER)= DE('2030' , 'NO1' , DEUSER)*163.3/126.30;
DE('2030' , 'NO2' , DEUSER)= DE('2030' , 'NO2' , DEUSER)*163.3/126.30;
DE('2030' , 'NO3' , DEUSER)= DE('2030' , 'NO3' , DEUSER)*163.3/126.30;
DE('2030' , 'NO4' , DEUSER)= DE('2030' , 'NO4' , DEUSER)*163.3/126.30;
DE('2030' , 'NO5' , DEUSER)= DE('2030' , 'NO5' , DEUSER)*163.3/126.30;

DE('2040' , 'NO1' , DEUSER)= DE('2030' , 'NO1' , DEUSER)*191.4/126.97;
DE('2040' , 'NO2' , DEUSER)= DE('2030' , 'NO2' , DEUSER)*191.4/126.97;
DE('2040' , 'NO3' , DEUSER)= DE('2030' , 'NO3' , DEUSER)*191.4/126.97;
DE('2040' , 'NO4' , DEUSER)= DE('2030' , 'NO4' , DEUSER)*191.4/126.97;
DE('2040' , 'NO5' , DEUSER)= DE('2030' , 'NO5' , DEUSER)*191.4/126.97;

* Sverige

DE('2030' , 'SE1' , DEUSER)= DE('2030' , 'SE1' , DEUSER)*165/139.99;
DE('2030' , 'SE2' , DEUSER)= DE('2030' , 'SE2' , DEUSER)*165/139.99;
DE('2030' , 'SE3' , DEUSER)= DE('2030' , 'SE3' , DEUSER)*165/139.99;
DE('2030' , 'SE4' , DEUSER)= DE('2030' , 'SE4' , DEUSER)*165/139.99;

DE('2040' , 'SE1' , DEUSER)= DE('2040' , 'NO1' , DEUSER)*193/143.71;
DE('2040' , 'SE2' , DEUSER)= DE('2040' , 'SE2' , DEUSER)*193/143.71;
DE('2040' , 'SE3' , DEUSER)= DE('2040' , 'SE3' , DEUSER)*193/143.71;
DE('2040' , 'SE4' , DEUSER)= DE('2040' , 'SE4' , DEUSER)*193/143.71;

* Denmark

DE('2030' , 'DK1', DEUSER)= DE('2030' , 'DK1', DEUSER)*52.4/36.80;
DE('2030' , 'DK2', DEUSER)= DE('2030' , 'DK2', DEUSER)*52.4/36.80;
DE('2040' , 'DK1', DEUSER)= DE('2040' , 'DK1', DEUSER)*81.5/39.28;
DE('2040' , 'DK2', DEUSER)= DE('2040' , 'DK2', DEUSER)*81.5/39.28;

* Finland

DE('2030' , 'FIN', DEUSER)= DE('2030' , 'FIN', DEUSER)*102/86.94;
DE('2040' , 'FIN', DEUSER)= DE('2040' , 'FIN', DEUSER)*122/89.01;

* Tyskland

DE('2030' , 'DE4-E', DEUSER)= DE('2030' , 'DE4-E', DEUSER)*619.3/563.11;
DE('2030' , 'DE4-N', DEUSER)= DE('2030' , 'DE4-N', DEUSER)*619.3/563.11;
DE('2030' , 'DE4-S', DEUSER)= DE('2030' , 'DE4-W', DEUSER)*619.3/563.11;
DE('2030' , 'DE4-W', DEUSER)= DE('2030' , 'DE4-W', DEUSER)*619.3/563.11;

DE('2040' , 'DE4-E', DEUSER)= DE('2040' , 'DE4-E', DEUSER)*786.0/601.10;
DE('2040' , 'DE4-N', DEUSER)= DE('2040' , 'DE4-N', DEUSER)*786.0/601.10;
DE('2040' , 'DE4-S', DEUSER)= DE('2040' , 'DE4-S', DEUSER)*786.0/601.10;
DE('2040' , 'DE4-W', DEUSER)= DE('2040' , 'DE4-W', DEUSER)*786.0/601.10;

* Storbritannia

DE('2030' , 'UK', DEUSER)= DE('2030' , 'UK', DEUSER)*357.6/342.14; DE('2040' , 'UK', DEUSER)= DE('2040' , 'UK', DEUSER)*439.7/362.56;

* Nederland

DE('2030' , 'NL', DEUSER)= DE('2030' , 'NL', DEUSER)*141.6/125.70;
DE('2040' , 'NL', DEUSER)= DE('2040' , 'NL', DEUSER)*200/133.21;

*Frankrike

DE('2030' , 'FR', DEUSER)= DE('2030' , 'FR', DEUSER)*514.5/480.38;
DE('2040' , 'FR', DEUSER)= DE('2040' , 'FR', DEUSER)*644.8/499.73;

B Investeringskostnader, fastekostnader og variable kostnader

C EV - Kapasitet

D Kostnader

Table 10: Egenskaper for elbillading i hus og på Parkeringsareal ved flyplassar, tallene er gjennomsnittet for alle kjøretøy i en gruppe [Nagel et al., 2024]

Property	Unit	Home	Airport
Max G2V capacity	kW/EV	7	7
Max V2G capacity	kW/EV	7	7
Efficiency G2V	%	93	93
Efficiency V2G	%	90	90
Upper SOC	%	80	80
Lower SOC	%	20	40
Average battery capacity	kWh/EV	90	90
Energy demand	kWh/100 km	18.28	
Self-discharge	%/h	0.0028	0.0028
Yearly driving distance	km/year/EV	11288	

Table 11: Kostnadar av investerbare teknologiar [Nagel et al., 2023]

Teknologi	Effektivitet	Inv. Kostnad (M.EUR/MW)	Faste driftskostnader (EUR/kW)	Variable driftskostnader (EUR/MWh)
Heat storage				
District heat pit storage (centralized)	0.7	0.0013	0.003	
District heat pit storage (decentralized)	0.7	0.0004	0.003	
Heat pump				
Air source heat pump (4 MW)	3.4343	0.6323	2.0231	1.7702
Ground source heat pump (4 MW)	3.95	0.5513	1.96	1.617
Boiler				
Electric boiler for district heat (10 MW)	0.99	0.0588	0.9506	0.98
Battery storage				
Lithium-ion for grid-scale application (10 MW)	0.95	0.2414		0.2224
Lithium-ion for peak power application (100 MW)	0.9	0.2518		1.5959
Biogas				
Back pressure, internal combustion engine (1 MW)	0.96	0.8575		8.722
Condensing, internal combustion engine (1 MW)	0.46	0.7289	8.722	6.37
Straw				
Heat-only boiler (6 MW)	1.02	0.784	44.933	0.588
Back pressure, steam turbine subcritical (132 MW)	0.9938	2.3267	102.9	0.5852
Condensing, steam turbine subcritical (132 MW)	0.31	1.9777	102.9	1.8878

Teknologi	Effektivitet	Inv. Kostnad (M.EUR/MW)	Faste driftskostnader (EUR/kW)	Variable driftskostnader (EUR/MWh)
Wood chips				
Heat-only boiler (7 MW)	1.15	0.6076	29.645	0.882
Back pressure, steam turbine subcritical (600 MW)	1.14	2.9284	49	
Condensing, steam turbine subcritical (600 MW)	0.29	2.4891	49	3.728
Wood pellets				
Heat-only boiler (6 MW)	1.001	0.6664	29.6081	0.45
Back pressure, steam turbine subcritical (800 MW)	0.98	2.058	57.281	
Condensing, steam turbine subcritical (800 MW)	0.33	1.5273	39.2	1.5153
Natural gas				
Heat-only boiler (5 MW)	1.06	0.049	1.764	1.029
Backpressure, internal combustion engine (1 MW)	0.9849	0.8575	8.722	2.401
Backpressure, Combined cycle (10 MW)	0.9257	1.127	26.362	2.17
Condensing, internal combustion engine (1 MW)	0.49	0.7289	8.722	4.9
Condensing, gas turbine (40 MW)	0.435	0.4498	17.934	4.018
Condensing, combined cycle (100 MW)	0.62	0.6789	26.362	4.018
Extraction, combined cycle (100 MW)	0.62	0.7987	26.362	2.491
Hard coal				
Condensing, steam turbine subcritical (400 MW)	0.53	1.616	60.368	2.156
Extraction, Steam turbine subcritical (400 MW)	0.53	1.9012	60.368	1.1427
Wind				
Wind onshore (5.5 MW)	Full load hours depending on the location	0.9604	11.3602	1.2152
Wind offshore (14 MW)	1.7792	33.369		2.45
Solar PV				
Solar PV (8 MW)	Full load hours depending on the location	0.2548	5.194	0
Municipal waste				
Heat-only boiler (35 MW)	1.06	1.7622	71.2911	6.2452
Back pressure, steam turbine subcritical (220 MW)	1.6167	6.8319	137.2	5.6975
Condensing, steam turbine subcritical (220 MW)	0.245	5.8072	137.2	23.2554



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway