



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Kraftmarkedseffekter av storskala batteriindustri i Norge: En modellstudie med TIMES

Effects of Large-Scale Battery Industry on the
Norwegian Power Market: A Model Study With
TIMES

Ruben Rygh

Fornybar energi

Forord

Denne oppgaven markerer avslutningen på mitt femårige studie i Fornybar Energi ved Norges-Miljø og Biovitenskapelige Universitet (NMBU). Når jeg nå legger inn studentårene og forlater Ås, kjenner jeg på en stor takknemlighet over å ha fått studere blant smarte, engasjerte medstudenter, veiledet av dyktige professorer, på Norges vakreste universitet. Årene her ved NMBU har blitt mine beste så langt, og det er takket være alle jeg har vært så heldig å få fylle studietiden min med.

Jeg vil gjerne få takke min veileder, Torjus Folsland Bolkesjø, for gode tilbakemeldinger og presis veiledning. Takk til min biveilder fra NVE, Aleksandra Roos, som med stor tålmodighet har hjulpet meg gjennom hele modelleringsprosessen og all feilsøking som hører med. Denne oppgaven hadde ikke vært mulig dere. Takk også til NVE som viste meg tilliten og lot meg skrive denne oppgaven sammen med dem, samt IFE og da spesielt Pernille Seljom som inviterte til et givende diskusjonsmøte om TIMES og hjalp meg med feilsøking etterpå. Jeg vil også få takke min gode venn Oscar Mork for verdifull korrekturlesing og tilbakemeldinger på språk.

De siste fem årene har lært meg at det å være student er så mye mer enn å bare studere. Takk til Studentsamfunnet i Ås som har lært meg alt jeg ikke kunne lært på skolebenken. Takk til Sangkoret Lærken for alle gode stunder fylt av både frivillig og ufrivillig flerstemt korsang. Studietiden hadde heller aldri blitt den samme uten alle som har vært en del av mitt hjem Stova de siste tre og et halvt årene. Alle samtaler og diskusjoner delt over utallige kopper kaffe, pils, pølser eller hva enn det skulle være har blitt blant mine beste minner fra Ås.

Til slutt vil jeg få takke min studievenn og masterkollega, Hilde Hegtun Andersson. Da resten av lesesalen leverte master og forsvant er jeg takknemlig for at vi sammen kunne holde stand på Sørhellingas lesesal og stå løpet ut sammen.

Jeg står ene og alene ansvarlig for alle feil og unøyaktigheter i denne oppgaven.

Ruben Rygh

14. juni 2022 – Sørhellinga, Ås

Sammendrag

Det grønne skiftet og spesielt elektrifiseringen av transportsektoren vil øke det globale behovet for batterier og batteriindustri. Norge har gode forutsetninger for å lykkes med batteriindustri og rapporten Grønne Elektriske Verdikjeder utviklet av NHO anslår at det økonomiske potensialet er større for batteriindustrien enn for både hydrogen og havvind kombinert i Norge. Prosess 21, et strategiarbeid for norsk prosessindustri, har anslått at norsk batteriindustri kan trenge 16,3 TWh med kraft i 2050.

Denne masteroppgaven bruker NVEs studentversjon av TIMES-Norge for å modellere effektene av ulike batteriindusstriscenarier på det norske kraftsystemet. Fire ulike caser for mulig batteriindustri blir modellert: ingen batteriindustri, vedtatt batteriindustri, batteriindustri i en skala beskrevet av Prosess 21, og batteriindustri i en skala beskrevet av Prosess 21 plassert utelukkende i NO4. Disse casene blir modellert med tre følsomhetsanalyser hver: BASLINE – normalsituasjon med forventet utbygging av vindkraft, VIND – modellen kan selv bygge ut vindkraft etter behov, og HØYPRIS – høye importpriser som følge av høye CO₂-kvotepriser i Europa og for norsk kvotepliktig industri, samt mulighet for vindkraftinvesteringer etter behov.

Resultatet av denne analysen viser at kraftprisene øker med mengden batteriindustri, høye importpriser på kraft er med på å heve norske kraftpriser ytterligere. Om modellen tillates å investere i vindkraft blir dette gjort i alle scenarier, med mest utbygging i NO4. Både mer batteriindustri og høye importpriser fører til mer utbygging av vindkraft. Bygges det ut batteriindustri i skalaen Prosess 21 beskriver uten ny investering i kraft havner Norge i et kraftunderskudd etter 2045. Følsomhetsanalysen som gir den laveste kraftprisen i snitt for alle caser er følsomhetsanalysen som åpner for vindkraftinvesteringer, med normale importpriser. Prisvariasjonen synker på sesongnivå med utbygging av vindkraft, og høyere importpriser fører til en større prisvariasjon.

Abstract

The green shift and especially the electrification of the transport sector will increase the global need for batteries and a growing battery industry. Norway has good conditions for success with the battery industry and the report Grønne Elektriske Verdikjeder (Green Electric Value Chains) developed by NHO estimates that the economic potential in Norway is greater for the battery industry than for both hydrogen and offshore wind combined. Process 21 (Process 21), a work strategy for the Norwegian process industry, has estimated that the Norwegian battery industry will be needing 16.3 TWh of energy in 2050.

This master's thesis uses NVE's student version of TIMES-Norway to model the effects of different battery industry scenarios on the Norwegian power system. Four different cases for possible battery industry are modelled: no battery industry, approved battery industry, battery industry on a scale described by Process 21, and battery industry on a scale described by Process 21 placed solely in NO4. These cases are modelled with three sensitivity analyzes each: BASLINE - normal situation with expected development of wind power, WIND - the model can expand wind power as needed, and HIGH PRICE - high import prices on electricity due to high CO₂ allowance prices in Europe and for Norwegian industry, with wind power investments as needed.

The results of this analysis show that electricity prices increase with the volume of battery industry and that high import prices for electricity also contribute to raising Norwegian electricity prices. If the model is allowed to invest in wind power, this is done in all scenarios, with most investments in NO4. Both more battery industry and high import prices lead to more development of wind power. If the battery industry is expanded on the scale Process 21 describes without new investment in power, Norway will end up with a power deficit after 2045. The sensitivity analysis that gives the lowest energy price on average for all cases is the sensitivity analysis that allows for wind power investments, with normal import prices. The price variation decreases at the seasonal level with the development of wind power, and higher import prices lead to a higher price volatility.

Innhold

FORORD	I
SAMMENDRAG	II
ABSTRACT	III
FIGUROVERSIKT	VI
TABELLOVERSIKT	VII
FORKORTELSER OG DEFINISJONER	VIII
1 INNLEDNING	1
1.1 Europeisk batterisatsning	1
1.2 Norske batterimuligheter	3
1.3 Kraftsystemet frem mot 2050	4
2 PROBLEMSTILLING OG FORSKNINGSSPØRSMÅL	7
3 TEORETISK RAMMEVERK	9
3.1 Energisystemer og energimarkeder	9
3.1.1 Det norske kraftsystemet	12
3.2 Det norske kraftsystemet sammenlignet med Europa	13
3.3 Eksisterende og planlagt batteriindustri i Norge	16
3.3.1 FREYR	16
3.3.2 BEYONDER	16
3.3.3 MORROW	17
3.3.4 VIANODE	17
3.3.5 Kraftbehovet til batteriindustrien	18
3.4 Modellering av energisystemer	18
3.4.1 Bottom-up modeller	19
3.4.2 Lineær programmering og objektsfunksjonen	20
4 METODE	21
4.1 Modellering	21
4.1.1 TIMES-Norge	21
4.1.2 VEDA 2.0	24
4.1.3 Tidsoppløsning	25
4.1.4 Kraftutveksling	26
4.1.5 Produksjonsteknologier	26
4.2 Scenarier	28
4.2.1 Modellcaser	28
4.2.2 Følsomhetsanalyser	30

4.2.3	Sammenstilling av alle scenarier	31
5	RESULTATER.....	32
5.1	Kraftpriser for alle regioner	32
5.2	Kraftpriser med følsomhetsanalyse BASELINE	34
5.3	Kraftpriser med følsomhetsanalyse VIND.....	36
5.4	Kraftpriser med følsomhetsanalyse HØYPRIS	38
5.5	Forskjeller mellom følsomhetsanalyser.....	40
5.6	Prisvariasjon over modellperioden	42
5.6.1	Prisvariasjon i 2050	42
5.7	Kraftbalanse	44
5.8	Netto eksport	44
5.9	Systemkostnader	45
6	DISKUSJON.....	46
6.1	Diskusjon av metode.....	46
6.2	Diskusjon av resultater.....	49
7	KONKLUSJON.....	52
8	VIDERE STUDIER.....	54
9	REFERANSER.....	55
	VEDLEGG A: KAPASITETER, KOSTNADER OG LEVETIDER FOR PRODUKSJONSTEKNOLOGIER I TIMES-NORGE.....	58
	VEDLEGG B: ENERGIFORBRUK I TIMES-NORGE (EKSKLUDERT BATTERIINDUSTRI)	61
	VEDLEGG C: PRODUKSJONSPROFILER	63

Figuroversikt

<i>Figur 1: Forenklet tilbud-etterspørselsgraf. CHP = Kombinert varme- og kraftverk. Etterspørselskurven i denne figuren er uelastisk. (Tveten 2015).....</i>	<i>10</i>
<i>Figur 2: Merit-of-order-effekten. Mer fornybar energi presser prisene ned (Sensfuss et al. 2008).</i>	<i>11</i>
<i>Figur 3: Norske kraftprisområder, NO1-NO5 (Statnett 2022a):.....</i>	<i>12</i>
<i>Figur 4: Klimagassutslipp fra strømproduksjon i Europa i 2020 - CO₂/kWh (European Environment Agency 2022)</i>	<i>13</i>
<i>Figur 5: Prinsippskisse av TIMES-Norge, basert på IFEs dokumentasjonsillustrasjon (Rosenberg & Espegren 2014)</i>	<i>21</i>
<i>Figur 6: Forenklet RES for TIMES-Norge (NVE 2018).....</i>	<i>22</i>
<i>Figur 7: RES over energisektoren i TIMES-Norge (NVE 2018).....</i>	<i>23</i>
<i>Figur 8: Oversikt og dataflyt i VEDA 2.0 (KanORS-EMR 2022).</i>	<i>24</i>
<i>Figur 9: Illustrasjon av hvordan tidsperiode, sesong, ukedag og tid på dagen blir representert i TIMES-Norge (Loulou 2016).....</i>	<i>25</i>
<i>Figur 10: Prisutvikling for alle scenarier fra 2020 til 2050. (kNOK/GWh)</i>	<i>32</i>
<i>Figur 11: Gjennomsnittlige kraftpriser for alle caser med følsomhetsanalyse BASELINE og VIND. (kNOK/GWh)</i>	<i>33</i>
<i>Figur 13: Gjennomsnittlige strømpriser i 2050 (kNOK/GWh).....</i>	<i>40</i>
<i>Figur 12: Gjennomsnittlige strømpriser i 2035 (kNOK/GWh).....</i>	<i>40</i>
<i>Figur 14: Gjennomsnittlige strømpriser i 2020 (kNOK/GWh).....</i>	<i>40</i>
<i>Figur 15: Prisvariasjon over et år i 2050.....</i>	<i>43</i>
<i>Figur 16: Kraftbalanse for alle scenarier over modellperioden. Kraftbalanse er funnet ved å trekke norsk forbruk fra norsk kraftproduksjon (GWh).</i>	<i>44</i>

Tabelloversikt

<i>Tabell 1: Det anslåtte kraftbehovet til batteriindustrien som ligger til grunn for LA21. Tabell hentet fra industridata i TIMES-Norge (NVE 2018)</i>	<i>6</i>
<i>Tabell 2: Sammenstilling av modellert produksjon, forbruk og kraftbalanse fra LMA20 og LA21 (TWh)</i>	<i>14</i>
<i>Tabell 3: Kraftbalanse i norske prisområder (TWh). "B" tabellen henviser til basisbane for CO₂-, gass- og kullpriser (NVE 2021c).</i>	<i>15</i>
<i>Tabell 4: Kraftpriser i norske prisområder (øre/kWh). "B", "L" og "H" i tabellene henviser til henholdsvis basis, lav og høy bane for CO₂-, gass- og kullpriser (NVE 2021c).....</i>	<i>15</i>
<i>Tabell 5: Transmisjonskapasiteter brukt i TIMES-Norge</i>	<i>26</i>
<i>Tabell 6: Vindkraftteknologier med drifts-, investeringskostnad og tidligste oppstartsår som modellen kan investere i for modelleringsperioden. Tabell 7 viser øvre grense for investering for hver kraftregion (NVE & IFE 2018).</i>	<i>27</i>
<i>Tabell 7: Øvre grense for utbygging av ny vindkraft i hver kraftregion (NVE & IFE 2018).</i>	<i>27</i>
<i>Tabell 8: Fordeling av kraftbehov i scenario P21 fordelt (GWh)</i>	<i>29</i>
<i>Tabell 9: Oversikt over caser</i>	<i>31</i>
<i>Tabell 10: Oversikt over følsomhetsanalyser</i>	<i>31</i>
<i>Tabell 11: Sammenstilling og scenarionavn brukt under modellering for alle scenarier</i>	<i>31</i>
<i>Tabell 12: Kraftpriser for alle scenarier (kNOK/GWh).....</i>	<i>34</i>
<i>Tabell 13: Gjennomsnittlige strømpriser for alle caser i alle regioner med BASELINE-følsomhetsanalyse (kNOK/GWh).....</i>	<i>35</i>
<i>Tabell 14: Gjennomsnittlige strømpriser i 2050 for alle caser i alle norske prisområder med BASELINE-følsomhetsanalyse (kNOK/GWh).....</i>	<i>35</i>
<i>Tabell 15: Følsomhetsanalyse VIND: Samlet utbygd vindkraftkapasitet for alle scenarier og perioder (MW). ..</i>	<i>36</i>
<i>Tabell 16: Kraftpriser for alle regioner og caser 2018-2050 (kNOK/GWh).</i>	<i>37</i>
<i>Tabell 17: Følsomhetsanalyse HØYPRIS: Samlet utbygd vindkraftkapasitet for alle scenarier og perioder (MW).</i>	<i>38</i>
<i>Tabell 18: Kraftpriser for alle scenarier og perioder med følsomhetsanalyse HØYPRIS (kNOK/GWh).</i>	<i>39</i>
<i>Tabell 19: Relativ endring i modellert kraftpris for de fem norske prisområdene ved økt utbygging av vindkraft for fire ulike etterspørselsscenarier.</i>	<i>41</i>
<i>Tabell 20: Relativ endring i modellert kraftpris for de fem norske prisområdene ved økt utbygging av vindkraft og høye importpriser for kraft for fire ulike etterspørselsscenarier.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabell 21: Gjennomsnittlige kraftpriser over hele modellperioden for alle scenarier (kNOK/GWh).</i>	<i>41</i>
<i>Tabell 22: Prisvariasjon i form av standardavvik for 2021, 2030 og 2050</i>	<i>42</i>
<i>Tabell 23: Netto eksport for alle scenarier i alle modellerte år. Importert kraft er trukket fra eksportert kraft (GWh).....</i>	<i>45</i>
<i>Tabell 24: Systemkostnader i 2018-kroner.</i>	<i>45</i>

Forkortelser og definisjoner

CHP- Combined Heat and Power

EBA – European Battery Alliance

GAMS - General Algebraic Modeling System

IEA - International Energy Agency

IFE – Norsk Institutt For Energiteknikk

LA21 – Langsiktig Kraftmarkedsanalyse 2020-2040 (NVE)

LCA – Life Cycle Assessment / Livssyklusanalyse

LIB – Litium-Ion Batteri(er)

LMA – Langsiktig Markedsanalyse, Norden og Europa 2020-2050 (Statnett)

LP – Lineær programmering

NVE - Norges Vassdrags- og Energidirektorat

OED – Olje- og energidepartementet

P21 – Prosess 21

RES – Reference Energy System

RME - Reguleringsmyndigheten for Energi

ROR – Run-of-the-river elvekraftverk

SRMC – Short Run Marginal Costs

TIMES - The Integrated MARKAL-EFOM System

TSO – Transmission System Operator (Systemansvarlig)

VRE – Variable Renewable Energy

WEO - World Energy Outlook (IEA)

1 Innledning

Et stadig økende forbruk fra en stadig økende befolkning har ført til klimaendringer og utarming av jordens ressurser. En økning på 2 grader fra før-industrielle temperaturer vil ha alvorlige negative innvirkninger på natur og mennesker, samt øke risikoen for katastrofale endringer for det globale miljøet (European Commission 2022a). Hele 196 av verdens land har derfor sammen inngått Parisavtalen som en juridisk forpliktende avtale med mål om å holde seg under 2 grader oppvarming fra før-industriell tid, og helst under 1,5 grader (UNCC 2022).

Batterier vil spille en viktig rolle i den grønne omstillingen, både i transportsektoren og som lagring for uregulerbar fornybar kraft (European Parliament 2020). Norge har gode forutsetninger for å anlegge storskala batteriindustri (NHO 2019b) og det bygges allerede flere prosjekter rundt om i landet. Fremtidens kraftsystem bygges i dag, og skal Norge ha de beste forutsetningene for å integrere en slik kraftkrevende industri på en best mulig måte er det viktig å forstå hvordan en slik industri vil kunne påvirke det norske kraftsystemet. Denne oppgaven vil derfor analysere hvordan stortilt norsk batteriindustri vil påvirke det norske kraftsystemet frem mot 2050. Fullstendig problemstilling og forskningsspørsmål vil bli presentert i detalj under kapittel 2.

1.1 Europeisk batterisatsning

EU har som mål å kutte 55 % av sine utslipp sammenlignet med 1990 nivå innen 2030, og bli det første klimanøytrale kontinentet innen 2050. Europakommisjonen skriver selv at dette ikke er ambisiøse målsetninger ment for å strekke seg etter, men forpliktende krav satt av EUs første klimalov. Veien og føringene ment for å nå dette målet er samlet under betegnelsen *fit-for-55*. *Fit-for-55* er en pakke med flere sammenkoblede lovforslag, som alle jobber for en rettferdig, konkurransefremmende og grønn omstilling til 2030 (European Commission 2021a).

European Green Deal er EUs nye vekststrategi og har tre hovedmål. EU skal ha netto nullutslipp i 2050, frakoble økonomisk vekst fra ressursbruk («decoupling») og ingen, hverken person eller sted, skal bli tilsidesatt i denne prosessen. Som del av European Green Deal har EU satt seg som mål å kutte transportrelaterte utslipp med 90 % innen 2050. EU er verdens nest største økonomi og verdens største indre marked (European Commission 2022b). Batterier kommer til å spille en viktig rolle i denne omstillingen (European Commission 2021b).

Batteriproduksjon er en stadig økende strategisk interesse for den europeiske økonomien og det europeiske samfunnet, og EU finansierer derfor flere insentiver som styrker forskning og innovasjon i batterier. Stadig flere selskaper jobber for å opprette batteriindustri i Europa (European Commission 2021b). Northvolt bygger nå Europas største giga-fabrikk for litium-ion batterier i Sverige og planlegger en ny giga-fabrikk i Tyskland. Bilproduksjonsgruppen PSA (Peugot, Citroen, DS, Opel og Vauxhall) planlegger i samarbeid med Total fabrikker for masseproduksjon av batterier i Tyskland og Frankrike. Det er også flere aktører utenfor Europa som nå planlegger satsing på LIB-fabrikker i EU. Eksempler på dette er de asiatiske selskapene LG Chem, Samsung SDI, CATL og SK innovation, samt det amerikanske selskapet Tesla, hvor sistnevnte satser på en ny giga-fabrikk i Tyskland (European Commission 2021b).

Den Europeiske Batterialliansen (EBA) ble opprettet i 2017 av EU-kommisjonen i samarbeid med europeisk industri og europeiske forskningsmiljøer for å utvikle en innovativ, konkurransedyktig og bærekraftig batteriverdikjede i Europa. Å utvikle batteriteknologi og en produksjonskapasitet for batterier i EU er viktig for å nå alliansens mål for dekarbonisering i transportsektoren, energilagring og for EUs økonomiske strategi. Da EBA ble opprettet i 2017 produserte EU 3 % av verdens batterier, i 2025 forventer EU å dekke hele den europeiske etterspørselen etter batterier (European Commission 2022c).

Den 10. desember 2020 lanserte Europakommisjonen et forslag til ny batteriregulering (European Commission 2020) for å sikre sirkulær og grønn batteriindustri i Europa på en måte som skal gjøre den konkurransedyktig mot Kina, som i dag er markedsledende (NHO 2019a). I den foreslåtte reguleringen er det lagt inn krav til at det skal kunne dokumenteres CO₂-utslipp fra hele produksjonsprosessen. Det er også foreslått et klassifiseringssystem fra 2026 der batterier vil bli rangert etter høyt og lavt CO₂-utslipp. Krav om resirkulering og ombruk av materialer inngår også i reguleringen, og fra 2027 må batteriprodusenter kunne rapportere andelen gjenbrukte mineraler i batteriene. Etter 2030 er det foreslått et minstegrav til bruk av gjenbrukte mineraler i produksjonen, men forslaget er fortsatt under behandling i det Europeiske parlamentet. Det er forventet at denne reguleringen blir ferdigbehandlet i løpet av våren 2022.

Fra fit-for-55, EUs Green Deal, European Battery Alliance og nytt batteridirektiv er det tydelig at Europa har store ambisjoner i den grønne omstillingen og at batterier vil spille en viktig rolle i denne. Dette gir også grunn til å tro at etterspørselen etter batterier produsert med lave utslipp og med resirkulerte mineraler vil øke i årene fremover.

Beregninger gjort av World Economic Forum og Global Battery Alliance viser at de mest energiintense prosessene i batteriverdikjeden er produksjonen av materialer og produksjonen av battericellene (Global Economic Forum 2019). Karbonutslippet knyttet til batteriproduksjon er derfor svært avhengige av energikildene som blir brukt i produksjonen. Eksempelvis kunne et NCM litium-ion batteri fabrikkert i Sør-Korea, produsert med en strømmiks satt sammen av kull, kjernekraft og naturgass hatt et over 60 % lavere klimagassutslipp dersom det hadde vært produsert på vannkraft (Ellingsen et al. 2014)

1.2 Norske batterimuligheter

Regjeringen vil satse på storskala batteriproduksjon i Norge som ledd i et grønt industriløft og vil før sommeren 2022 legge frem en egen batteristrategi for Norge (Regjeringen 2022). Hurdalsplattformen spesifiserer at regjeringen vil «legge til rette for storskala battericelleproduksjon i Norge» og «Satse på industriell aktivitet i en komplett batteriverdikjede, inkludert råmaterialer, komponenter, utnyttelse, innsamling og resirkulering.» (Regjeringen 2021). Under toppmøte om regjeringens batteristrategi den 22. april 2022 uttalte Næringsminister Jan Christian Vestre at Norge må være en del av den europeiske batteriverdikjeden.

NHO publiserte i 2020 rapporten Grønne elektriske verdikjeder. I samarbeid med 16 sentrale partnere som blant annet BKK, Hafslund, Statkraft, Statnett ble rapporten utviklet for å identifisere muligheter for eksportorientert verdiskaping fra elektrifisering gjennom å finne verdikjeder og forretningsområder hvor det er stor sannsynlighet at norsk næringsliv kan lykkes i stor skala (NHO 2020).

I rapporten ble leverandørkjeden for havvind, verdikjeden for batterier, hydrogen, maritim sektor og optimalisering av kraftsystemer og smart lading på vei tatt opp som potensielle forretningsområder. Verdikjeden for batterier ble vurdert som den eksportindustrien med det største økonomiske potensialet. Det er særlig tre konkurransefortrinn som gjør Norge godt posisjonert for å lykkes med batteriindustri. Norsk industri og norske forskningsmiljøer har solid kompetanse innen materialteknologi, Norge har kompetanse innen prosessautomatisering, samt at et betydelig volum batterier allerede i bruk gjør det mulig å etablere resirkulering av batterier i en stor skala og ta tidlige posisjoner. I verdikjeden for batterier inngår prosessering av råvarer, komponentproduksjon, celleproduksjon, sammensetning, integrasjon, resirkulering og gjenbruk. Rapporten viser til at dersom Norge lykkes med battericelleproduksjon vil

omsetningspotensialet være på 9 mrd EUR/år og 18 mrd EUR/år i 2050, med et utfallsrom på 13-36 mrd/EUR i 2050, dersom det satses tidlig. Potensialet er derfor større enn for norsk havvind og hydrogen samlet (NHO 2020).

1.3 Kraftsystemet frem mot 2050

Om Norge skal lykkes med storskala batteriindustri er det viktig å forstå hvordan storstilt batteriindustri vil påvirke kraftmarkedet på lang sikt. En viktig faktor som vil påvirke utviklingen av kraftsystemet fremover, både i Norge og resten av verden, er utslippsreduksjoner og klimamål (NVE 2021a). Kraftmarkedet er stort og har komplekse sammenkoblinger. Aktører i kraftmarkedet gjør derfor jevnlig kraftmarkedsanalyser for å forstå fremtidens behov og problemstillinger basert på dagens tilgjengelige informasjon, slik at aktørene kan ta så gode beslutninger som mulig.

På en internasjonal skala er *World Energy Outlook (WEO)* en viktig publisering. International Energy Agency (IEA) ble opprettet i 1974 for å sikre en koordinert respons på oljekrisa. I dag jobber IEA med tilbud/etterspørsel fra fornybar kraft, olje, gass og kull, energieffektivitet, rene energisystemer, elektriske markeder, tilgang på energi, energiforvaltning og mye mer for å kunne gi råd om retningslinjer og dermed sikre tilgangen på pålitelighet, bærekraftig og rimelig energi (IEA 2022). Siden 1977 har IEA publisert rapporten *World Energy Outlook (WEO)* som har som mål å gi kritiske analyser og innsikt om tilbud/etterspørsel i verdens energisektor og hva dette betyr for energisikkerhet, miljøet og økonomisk utvikling. Siste WEO kom i oktober 2021 (IEA 2021a). WEO21 peker på at det fortsatt er et spenn mellom vedtatt politikk og politikken som trengs for å nå 1,5 gradersmålet, men gir allikevel et budskap med håp. IEA oppsummerer budskapet i siste WEO slik:

“The analysis clearly outlines what more needs to be done over the crucial next decade: a laser-like focus on driving clean electrification, improving efficiency, reducing methane emissions and turbocharging innovation – accompanied by strategies to unlock capital flows in support of clean energy transitions and ensure reliability and affordability.” (IEA 2021b)

Det finnes mange energisystemanalyser som prøver å si noe om Norges energisystem på lang sikt, og i de følgende avsnittene vil tre av disse bli presentert. Den første er NVEs årlige *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040*, hvor siste utgave kom i 2021 (LA21), og det er denne store delen av denne oppgavens data er basert på. Videre produserer Statnett annethvert år *Langsiktig markedsanalyse for Norden og Europa 2020-2050*, hvor siste rapport kom i 2020

(LMA20). Siste rapport er *Prosess 21*, utarbeidet i 2019 gjennom et samarbeid mellom bedrifter fra norsk næringsliv, produsert på bestilling fra Nærings- og fiskeridepartementet den 25. april 2018. Samtlige rapporter forventer en økning i energietterspørsel til tross for effektivisering av nåværende energibruk.

For Statnett som systemansvarlig, gjerne kalt TSO (Transmission System Operator), er målet for LMA20 å tallfest og forstå endringer i markedet som kan påvirke Statnetts virksomhet. Analysen ser på utviklingen av og samspillet mellom produksjon, forbruk, batterier, hydrogenproduksjon, nett, CO₂-utslipp og kraftpriser i Norge og Europa (Statnett 2020). Analysen forventer i basisscenarioet at strømforbruket øker til 180-190 TWh frem mot 2050, altså en økning på 42-52 TWh fra i dag. Mesteparten av økningen kommer fra elektrifisering av transportsektoren og ny industri som batteriindustri. Kraftforbruket til norsk industri er en stor usikkerhetsfaktor i analysen, og spennet i forventet energibruk fra industrien er mellom 70 TWh i det moderate scenarioet, til 110 TWh i scenarioet «ekstra høy». Rapporten sier ingenting spesifikt om forventet kraftetterspørsel fra norsk batteriindustri, men påpeker at det er forventet en økning i prissensitiv kraftkrevende industri som batteriindustri. Videre pekes det på at økningen i denne typen industri kan stoppe opp om ikke det økende forbruket møtes med et større tilbud av kraft som kan holde kraftprisene nede. LMA forventer mest utbygging av vindkraft i Sør-Norge frem til 2030, men det er lagt til grunn begrenset utbygging av landbasert vindkraft da usikkerheten rundt valg av lokasjon og realisering er stor (Statnett 2020).

Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040 (LA21) er en overordnet analyse med hovedfokus på kraftbalanse, kraftpriser og handel med kraft. LA21 brukes til å beregne samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved vurdering av konsesjonssøknader om ny kraftproduksjon. Vurderinger av effekttilgang og forsyningssikkerhet er ikke en del av denne analysen. Kunnskapsgrunnlaget og resultatene fra analysen brukes også til å gi faglige råd til Olje- og Energidepartementet (OED). I LA21 forventes det en økning på 36 TWh fra 2021 til 2040, altså fra 138 TWh til 174 TWh. Også i LA21 forventes den største økningen fra elektrifisering og ny industri, samt petroleumsindustrien. I høyscenariet forventer NVE en økning til 200 TWh i 2040. Analysen peker på at det forventes en stor etterspørsel etter batterier som igjen vil kunne resultere i etablering av batterifabriker. Her er det store usikkerheter og LA21 har modellert deler av det mulige forbruket, men ikke alt. Til sammen legger LA21 til grunn en økning på 16 TWh fra landbasert industri fra i dag og frem til 2040. Mesteparten av denne økningen kommer fra ny batteriindustri og strømforbruk til datasentere (NVE 2021a). LA21 legger til grunn en økning av kraftproduksjonen på 28 TWh fra i dag og til 2040, der en betydelig andel av dette kommer

fra vind- og solkraft. Spesifikt strømforbruk til batterifabrikker brukt i LA21 for hver region og modellperiode frem til 2050 er gjengitt i Tabell 1.

Tabell 1: Det anslåtte kraftbehovet til batteriindustrien som ligger til grunn for LA21. Tabell hentet fra industridata i TIMES-Norge (NVE 2018)

Region	2018	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Etterspørsel i TWh							
NO1	0	0	0.1	0.37	0.67	1.17	1.17	1.17
NO2	0	0	0.1	2.2	2.5	3	3	3
NO3	0	0	0.1	0.2	0.5	1	1	1
NO4	0	0	0.1	1.45	1.75	2.25	2.25	2.25
NO5	0	0	0.1	0.2	0.5	1	1	1
SUM	0.00	0.00	0.50	4.42	5.92	8.42	8.42	8.42

Nærings- og fiskeridepartementet opprettet den 25. april 2018 Prosess 21. Prosess 21 er et strategiarbeid for norsk prosessindustri og beskriver selv at: «Hovedoppgaven er å gi strategiske råd og anbefalinger om hvordan Norge best kan få til en utvikling i retning minimale utslipp fra prosessindustrien i 2050 og samtidig legge til rette for at virksomheter i prosessindustrien har bærekraftig vekst i denne perioden.» (NHO 2019b)

Kunnskapsgrunnlaget til Prosess 21 har vært utviklet av 10 ekspertgrupper styrt av én styringsgruppe. Hver ekspertgruppe besto av representanter fra industrien, forskningsmiljøet og parter fra arbeidslivet. I løpet av treårsperioden hvor rapporten ble utviklet har personer fra over 300 organisasjoner vært involvert i arbeidet, og totalt har det blitt lagt ned over 27 500 timer, der 20 000 var fra det private næringslivet og 7500 var fra offentlig innsats. Ekspertgruppen for kraft i Prosess 21 har gjort et anslag på mengden fornybar kraft som trengs å bygges ut fram mot 2050. Hvis anslaget stemmer trenger det norske kraftsystemet ytterligere 56 TWh med kraft utover hva som allerede er vedtatt for å beholde den samme kraftbalansen som i dag. Av dette går 16,3 TWh til batterifabrikker i 2050 (NHO 2019b).

Som nevnt tidligere gir LA21 en bred og helhetlig forståelse av Norges kraftmarked i fremtiden for å sikre at det blir tatt best mulige offentlige beslutninger knyttet til kraftspørsmål. LA21 går ikke i detalj for å analysere konsekvensen av spesifikke industrisatsningsområder som batteriindustri. Prosess 21 tegner et bilde av et potensielt fremtidig kraftbehov gitt en satsning på et utvalg industrier Norge har gode forutsetninger for å lykkes i, der batteriindustri pekes ut som den industrien med det største økonomiske potensialet. Det vil derfor være interessant å analysere hvordan NVEs prognoser i LA21 blir påvirket av en større norsk satsning på batteriindustri slik den er beskrevet i Prosess 21.

2 Problemstilling og forskningsspørsmål

Denne oppgaven vil ta utgangspunkt i datagrunnlaget for LA21 kombinert med kraftbehovet. Prosess 21 mener norsk batterisatsning krever for å se hvordan en storstilt batterisatsning vil påvirke det norske kraftsystemet. Denne oppgaven er ikke like omfangsrik eller dyptgående som LA21 eller Prosess 21 og vil heller ikke gjøre en større vurdering av kraftforbruket som kreves for å produsere en kWh med batterikapasitet, men ta utgangspunkt i kraftforbruket som presenteres i Prosess 21. Målet med denne oppgaven er å tilføre kunnskap og innsikt med et større detaljnivå rundt batteriindustri spesifikt, som igjen kan bidra til å bedre forstå Norges forutsetninger som batteriprodusent på stor skala. Problemstillingen blir derfor som følger:

Hvordan vil en storstilt batterisatsning, slik forespeilet i Prosess 21, påvirke det norske kraftsystemet og hva har plassering av batteriindustrien å si for kraftsystemet?

For å kunne svare på dette vil denne studien svare på følgende forskningsspørsmål, der samtlige spørsmål har horisont frem mot 2050:

- 1) *Hvordan vil norske kraftpriser utvikle seg?*
- 2) *Hvordan påvirkes prisvariasjonen i kraftsystemet?*
- 3) *Hvordan vil kraftbalansen utvikle seg?*
- 4) *Hvordan vil batteriindustrien påvirke det teoretisk mulighetsrommet for utbygging av vindkraft på land?*
- 5) *Hvordan vil høye kvotepriser på CO₂ i Norge og Europa påvirke kraftsituasjonen?*

For å svare på denne problemstillingen med tilhørende forskningsspørsmål vil studentversjonen av energisystemmodellen TIMES-Norge bli brukt med samme utgangspunkt og data som ligger til grunn for LA21. Hensikten med denne oppgaven er å se på sammenhenger og sammenkoblinger som kan forventes i kraftmarkedet ved en eventuell storstilt utbygging av batteriindustri og se om en økt last i kraftsystemet som følge av batteriindustri vil føre til større investeringer i vindkraft.

Denne oppgaven vil i det teoretiske rammeverket først ta for seg det energisystemer, kraftmarkeder og prissetting i disse, samt effekten av integrering av mer uregulerbar fornybar energi i kraftsystemet. Videre vil det norske kraftsystemet bli beskrevet og fremtidige norske kraftpriser bli diskutert. Avslutningsvis vil kapittelet beskrive vedtatte batteriprosjekter i Norge, før kapittelet til slutt gjør rede for modellering av energisystemer.

I metodekapittelet vil TIMES-Norge, VEDA 2.0 og lineær optimering bli beskrevet, samt beskrivelser av tidsoppløsning, overføringskapasitet og innebygde produksjonsteknologier brukt i denne oppgaven. Til slutt vil scenarier brukt i modelleringen bli beskrevet.

I resultatkapittelet vil de viktigste funnene fra modelleringen bli gjort rede for, og påvirkning av mengde batteriindustri, plassering, vindkraft og høye importpriser bli beskrevet. Diskusjonskapittelet vil diskutere funnene i lys av tidligere studier og diskutere sammenhenger mellom resultatene. Avslutningsvis vil konklusjonen prøve å besvare problemstillingen og forskningsspørsmålene som ble stilt innledningsvis.

3 Teoretisk rammeverk

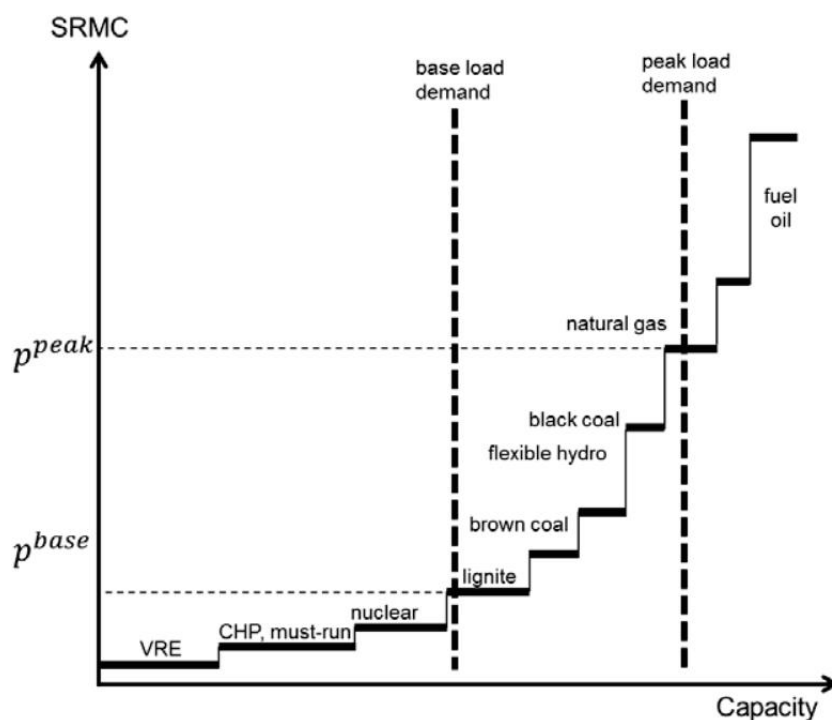
Norge har gode forutsetninger for å kunne produsere batterier til det europeiske markedet. EU setter stadig strengere krav til utslipp fra batteriproduksjon og har store ambisjoner om elektrifisering av transportsektoren. Norge står i en heldig stilling med en av de reneste strømmiksene på kontinentet og det er trolig at norske kraftpriser vil fortsette å holde seg på et lavt nivå sammenlignet med Europa. Dette kapittelet vil først se nærmere på kraftsystemer og liberale strømmarkeder, prissetting i disse og hvilken effekt variabel fornybar energi har på kraftmarkeder. Videre vil det norske kraftmarkedet sammenlignes med Europa og anslag for fremtidige strømpriser i Norge bli presentert. Allerede vedtatt batteriindustri vil få en kort beskrivelse, før kraftbehovet til batteriindustrien blir presentert. Avslutningsvis vil kapittelet ta for seg energisystemmodellering.

3.1 Energisystemer og energimarkeder

Energimarkeders funksjon er å dekke en etterspørsel etter energi med et tilbud av energi. Energertilgangen er avhengig av tilgangen til ressurser, produksjonskapasitet og omgjøringssteknologier. Energietterspørselen er avhengig av mengden energikrevende aktiviteter, teknologi, handlingsmønster og villigheten fra forbrukerne til å betale for energien. En høyere pris vil senke villigheten til å kjøpe energi, og vice versa (Blok & Nieuwlaar 2021).

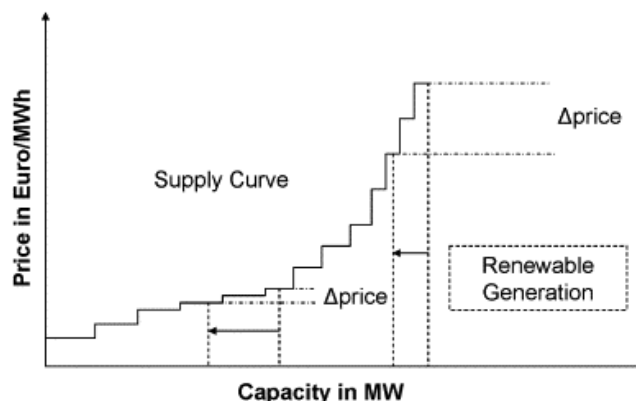
I et strømmarked fluktuerer etterspørselen etter strøm hele tiden og i et strømforsyningssystem uten energilagringsskapasitet må produksjonen hele tiden balanseres med energietterspørselen. Forbruket av strøm er større på dagtid enn om natta, privathusholdninger bruker mer strøm i helger, industri bruker mer i uka og strømetterspørselen i de nordiske landene er høyere på vinteren enn om sommeren. En av hovedstrategiene for å sikre sikker energiforsyning er å integrere en stor mengde kraftverk i et større nettverk (Blok & Nieuwlaar 2021). Et slikt nettverk har gjerne flere typer produksjonsteknologier som kull, naturgass, kjernekraft, magasinert vannkraft, run-of-the-river vannkraftverk (ROR), sol og vindkraft. Noen kraftteknologier er begrenset i evnen til å styre produksjonen opp eller ned på kort sikt og har ofte billige marginalkostnader. Disse dekker gjerne grunnlasten, altså minimumetterspørselen etter strøm som alltid kreves i markedet. Et eksempel på dette er kjernekraft. Teknologier med høy fleksibilitet og høy marginalkostnad produserer når effektbehovet er høyt på enten dags- eller årsnivå, og omtales som spisslast (Hofstad 2019).

I et liberalt kraftmarked er kostnaden ved å øke produksjonen av kraft med én enhet for den dyreste produksjonsteknologien nødvendig for å dekke etterspørselen det som setter prisen i markedet. Denne kostnaden blir gjerne kalt den kortsiktige marginalkostnaden (SRMC – Short Run Marginal Costs). Den kortsiktige marginalkostnaden varierer for de ulike type produksjonsteknologiene og kan bestå av brenselkostnader, CO₂-avgifter og andre variable kostnader. Tilbudskurven fra de tilgjengelige produksjonsteknologiene blir bestemt ved å sette produksjonsteknologiene etter hverandre, sortert fra høy til lav kortsiktig marginalkostnad. Denne tilbudskurven kalles *merit of order*-kurven. Prisen i markedet blir satt der etterspørselskurven møter merit of order-kurven. De laveste platåene mot venstre i merit of order-kurven består av uregulert fornybar energi (VRE = Variable Renewable Energy) som har liten eller ingen kortsiktig marginalkostnad som vind, sol og ROR, etterfulgt av regulert vannkraft, kjernekraft, gass, ulike typer kull og til slutt oljebaserte kraftverk. Figur 1 er et forenklet eksempel på tilbuds-etterspørselsgraf i et liberalisert kraftmarked (Tveten 2015).



Figur 1: Forenklet tilbud-etterspørselsgraf. CHP = Kombinert varme- og kraftverk. Etterspørselskurven i denne figuren er uelastisk. (Tveten 2015)

Merit order effekten er en effekt som fører til lavere kraftpriser på grunn av mer fornybar energi. Når kapasiteten vokser fra teknologier nederst på *merit of order*-kurven forskyves tilbudskurven mot høyre og gir den samme strømprisen som lavere etterspørsel ville gitt (Sensfuss et al. 2008). VRE blir ikke påvirket av gasspriser, CO₂-kvotepriser og har heller ikke oppstartskostnader. Med større produksjonskapasitet fra VRE som vind, sol og ROR blir prisene presset ned slik at teknologier med høyere marginalkostnad, slik som kull- og gasskraftverk, i mindre grad blir nødvendig for å dekke etterspørselen.



Figur 2: Merit-of-order-effekten. Mer uregulerbar fornybar energi presser prisene ned (Sensfuss et al. 2008).

Med en høyere andel uregulert fornybar energi i kraftsystemet øker prisvariasjonen. Produksjonen VRE er avhengig av til dels uforutsigbare ressurser som sol og vind. Det blir dermed vanskeligere å sette *day-ahead*-prisen og en større mengde balansekraft må derfor være tilgjengelig for å kunne balansere markedet. Balansekraft har en høyere marginalkostnad, ikke bare fordi den gjerne består av teknologier med høyere marginalkostnad, men også fordi den må være parat og ledig, klar til å kobles inn eller ut på kort varsel. Magasinert vannkraft er svært godt egnet for balansekraft (Jaehnert & Doorman 2012) og Norge er i en særstilling med 50 % av Europas samlede magasinkapasitet (Olje- og energidepartementet 2022) med 86,5 % TWh magasinert kapasitet (NVE 2017).

3.1.1 Det norske kraftsystemet

Det norske kraftsystemet ble liberalisert i 1991. Før dette var alle strømkunder koblet til sitt lokale kraftverk som abonnenter og kraftverket ble drevet som et regulert monopol der inntektene ikke skulle dekke mer enn utgiftene til kraftproduksjonen og drift av distribusjonsnett. Dette førte til store prisforskjeller mellom ulike regioner (Rosvold & Hofstad 2019). Etter liberaliseringen ble drift av distribusjonsnett og salg av kraft splittet, og alle kraftprodusenter solgte nå energi på et felles engrosmarked kalt Statnett SF der tilbud og etterspørsel satte prisen. Dette markedet ble fra 1993 hetende Statnett Marked AS, og ble i 1996 slått sammen med det svenske kraftmarkedet og Svenska Kraftnätt under navnet NordPool. I 2002 kom de finske og danske nettselskapene med som deleiere, og det samme gjorde de baltiske landene i 2002 (Askheim 2019).



Figur 3: Norske kraftprisområder, NO1-NO5 (Statnett 2022a):

Norge er i dag delt inn i fem elspotområder, NO1-NO5 som vist i figur 3, der forbruk og produksjon, eksport og import av kraft er med på å påvirke prisen i hver region. Kraft kan flyte mellom områdene innenfor begrensningen av strømmettet, der kraften flyter fra områder med lav pris til områder med høyere pris. Dersom overføringskapasiteten ikke er tilstrekkelig vil det oppstå en prisforskjell mellom elspotområdene (Nord Pool 2020c).

Kraftmarkedet deles inn i to kategorier: engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. Engrosmarkedet består igjen av tre markeder som sammen sikrer balanse i kraftmarkedet. Day-aheadmarkedet organiseres av NordPool, der tilbydere og kjøpere av strøm som strømselskaper legger frem hvor mye strøm de vil kjøpe/selge hver time, i hver region, til hvilken pris, for den kommende dagen (Nord Pool 2020a). På intra-dagmarkedet handles strøm frem til en time før den skal brukes. Dette markedet organiseres også av Nord Pool (Nord Pool 2020b). Balansemarkedet, eller reservemarkedene, organiseres av Statnett og sikrer at det til enhver tid er balanse i kraftverket. Statnett sørger for at primær-, sekundær- og tertiærreserver er tilgjengelige for å balansere kraftsystemet gjennom markedsløsninger der kraftprodusenter

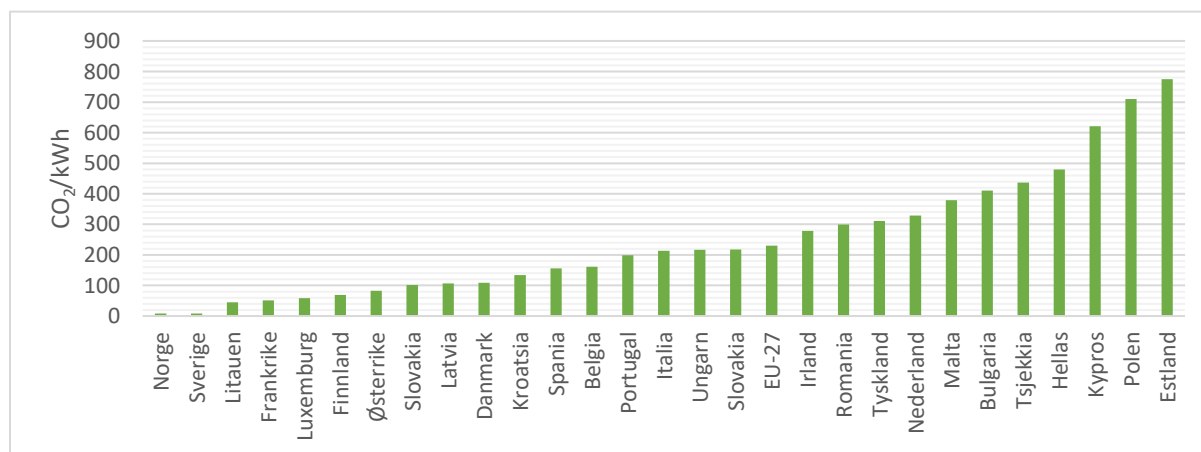
stiller rask justerbar kapasitet til rådighet slik at kraftproduksjonen raskt kan kjøres opp eller ned, avhengig av hva som kreves for å balansere strømmettet (Statnett 2022b).

Sluttbrukermarkedet er strømmarkedet der privatkunder og næringsaktører handler strøm via en leverandør eller megler. Sluttbrukermarkedet blir regulert av Reguleringsmyndigheten for Energi (RME), som sikrer at handelen er i tråd med energiloven, energiforskriften og avregningsreformen (NVE 2021b).

3.2 Det norske kraftsystemet sammenlignet med Europa

Europeiske målsetninger og direktiver setter stadig strengere krav til batteriindustrien. Batteriindustrien er en energiintensiv industri, og det mest utslagsgivende for et batteris klimaavtrykk er utslippene fra energien batterifabrikken benytter seg av (Ellingsen et al. 2014). Følgende delkapittel vil se på forskjeller mellom det norske og de europeiske strømmarkedene, og se på hvilke egenskaper det norske strømmarkedet har som gjør det gunstig for batteriindustri.

Norsk strøm står i en særstilling i Europa med den høyeste andelen strøm produsert på fornybare energikilder. Årlig beregner NVE *Klimadeklarasjon for fysisk levert strøm*, som sier noe om hvor strømmen som brukes i Norge kommer fra. Klimadeklarasjonen tar høyde for importert strøm, og avviker derfor fra det nasjonale utslippsregnskapet. I 2020 kom 90 % av kraften fra vannkraft, 8 % fra vindkraft og andre fornybare energikilder. Til sammen er klimaavtrykket ved å bruke en kWh med strøm i Norge 8 gram/kWh i 2020. I Europa var gjennomsnittet i perioden 2013-2020 285 gCO₂/kWh, og avviket er stort som kan sees i figur 4. Landet med høyest utslipp var Estland med 900 gCO₂/kWh. Av samtlige land er det Sveriges utslipp som ligger nærmest det norske, med 13 gCO₂/kWh i 2018 (European Environment Agency 2022).



Figur 4: Klimagassutslipp fra strømproduksjon i Europa i 2020 - CO₂/kWh (European Environment Agency 2022)

Det norske kraftsystemet frem mot 2040

Det finnes mange framskrivninger og prognoser for utviklingen av kraftsystemet i Norden på lang sikt. Chen et al. sammenstiller for eksempel 45 ulike framtidsstudier for energisystemet mot 2030, 2040 og 2050 (Chen et al. 2021). Et eksempel er NVEs siste langsiktige kraftmarkedsanalyse 2020-2040 som har sammenstilt forventet produksjon, forbruk og kraftbalanse for de ulike kraftregionene, basert på et gjennomsnitt av 30 ulike værscevarier. LA21 legger i basisscenariet opp til at kraftforbruket i Norge øker fra 138 TWh i 2021 til 174 TWh i 2040. Veksten i eksisterende og ny industri er sterkt avhengig av den økonomiske utviklingen nasjonalt og globalt, og om mange nye prosjekter blir gjennomført anslår LA21 at kraftforbruket kan stige til 200 TWh i 2040 (NVE 2021c).

Statnetts siste langsiktige markedsanalyse 2020-2050 (LMA20) anslag for forbruk og produksjon er noe høyere anslag enn for NVE, som kan sees i tabell 2. Denne oppgaven bruker det samme datagrunnlaget i modelleringen som NVE har gjort i forbindelse med LA21. Denne studien vil derfor ta utgangspunkt i NVEs prognoser.

Tabell 2: Sammenstilling av modellert produksjon, forbruk og kraftbalanse fra LMA20 og LA21 (TWh)

		2020	2021	2025	2030	2040	2050
LMA20	Produksjon	140			172	183	190
	Forbruk	152			176	193	206
	Kraftbalanse	12			5	11	16
LA21	Produksjon		158	162	166	185	
	Forbruk		137	146	158	174	
	Kraftbalanse		21	16	7	10	

Tabell 3 viser LA21s prognoser for produksjon, forbruk og kraftbalanse oppsummert, samt hver regions oppsummerte prosentvise andel over modelleringsperioden. Prisene er oppgitt i reelle 2021-kroner.

Tabell 3: Kraftbalanse i norske prisområder (TWh). "B" tabellen henviser til basisbane for CO₂-, gass- og kullpriser (NVE 2021c).

		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Produksjon	B2021	15	51	27	30	35
	B2025	16	52	28	30	36
	B2030	16	54	28	31	37
	B2040	19	65	30	32	39
		9.89 %	33.14 %	16.78 %	18.39 %	21.80 %
Forbruk	B2021	34	39	25	15	24
	B2025	35	43	26	16	26
	B2030	36	48	27	20	27
	B2040	40	52	29	23	30
		23.61 %	29.37 %	17.62 %	12.11 %	17.29 %
Kraftbalanse	B2021	-19	13	2	14	11
	B2025	-19	10	1	14	10
	B2030	-20	6	0	11	10
	B2040	-21	13	0	9	9
		-148.35 %	76.62 %	7.08 %	90.78 %	73.88 %

Fra tabell 3 er det tydelig at NO1 har et stort kraftunderskudd som vil øke noe over modellhorisonten. Det største kraftoverskuddet er i NO4, dog med en kraftig nedgang i overskudd fra 2025 til 2040. Kraftbalansen gir virkninger på kraftprisene i regionen, som kan sees i tabell 4, der forventede kraftpriser fra BASELINE- høypris- og lavprisscenariene er presentert. Den sammenlagt høyeste kraftprisen uavhengig av scenario er i NO1. Den samme effekten kan sees i NO4 som i basisscenarioet har en kraftpris 18,9 % lavere enn NO1 i 2040.

Tabell 4: Kraftpriser i norske prisområder (øre/kWh). "B", "L" og "H" i tabellene henviser til henholdsvis basis, lav og høy bane for CO₂-, gass- og kullpriser (NVE 2021c)

Scenario	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
B2025	53	53	49	39	53
B2030	55	54	49	44	54
B2040	53	51	50	43	52
L2025	44	44	40	31	43
L2030	43	42	39	34	42
L2040	40	38	38	33	39
H2025	64	64	58	46	64
H2030	71	70	63	57	69
H2040	67	65	63	54	65

3.3 Eksisterende og planlagt batteriindustri i Norge

Pr. april 2022 er det fire selskaper som planlegger eller skal anlegge batteriindustri i Norge: Freyr, Beyonder, Morrow og Vianode. Felles for alle er at de satser på produksjon med lave utslipp eller produksjon med mer bærekraftige materialer enn det som er brukt i dag. I dette delkapittelet vil batteriselskapene med planer om batteriproduksjon i Norge bli presentert, anslått produksjonskapasitet for nåværende planer sammenfattet og energibehov for fremtidig energiindustri gjort rede for. Samtlige selskaper er fortsatt i oppstartsfasen, og for flere av selskapene er det på nåværende tidspunkt fortsatt stor usikkerhet knyttet til sentrale spørsmål som tidspunkt for oppnådd fullskala produksjon, plassering av fabrikk og produksjonskapasitet.

3.3.1 FREYR

Freyr Battery i Mo i Rana (NO4) har en målsetning om å levere opp til 43 GWh med battericellekapasitet innen 2025 og opp til 83 GWh med årlig kapasitet innen 2028 (Freyr 2022b). Den 25. Mai 2022 ble det kjent at Statkraft vil levere hele det nåværende forventede strømforbruket i perioden 2024 til 2031, og vil levere en grunnlast opp til 23 MW som akkumulert vil ende på 1,4 TWh over kontraktperioden. All kraft vil være levert med opprinnelsesgarantier (FREYR 2022a). FREYR planlegger også en 600 MW vindturbinpark som skal forsyne batterifabrikken med energi.

3.3.2 BEYONDER

Beyonder har utviklet og patentert superaktivert karbon fra sagflis, et overskuddsprodukt fra skogindustrien, og er lokalisert i Stavanger. På Forus i Stavanger kommune bygges det i dag en pilotfabrikk som de neste årene vil brukes til å effektivisere og forbedre produksjonsprosessen. Innen 2025 har Beyonder en målsetning om å levere battericeller fra sin gigafabrikk, som det 4. april 2022 ble klart at skal bygges på Haugaland næringspark (NO2) (Haugaland Næringspark 2022). Produksjonskapasiteten til fabrikkene er uvisst på nåværende tidspunkt (Beyonder 2022). Beyonder har sikret 125 millioner gjennom investorene Equinor Ventures, DSD, Arendals Fossekompani og Must Invest. Beyonder har hatt en målsetning om å produsere 1500 battericeller om dagen innen 2022 (Equinor 2022), men det er ikke bekreftet at dette målet er nådd pr juni 2022.

3.3.3 MORROW

Morrow har som mål å bygge en gigafabrikk som, etter den står ferdig i 2028, årlig vil produsere 43 GWh med batterikapasitet i Eide energipark i Grimstad (NO2). Fabrikken vil være 100 % forsynt med strøm fra vannkraft og første del av utbyggingen vil være i drift fra fjerde kvartal 2024. Morrow åpner også en pilotfabrikk med årlig kapasitet på 600 MWh fra tredje kvartal av 2022. Selskapet satser i utgangspunktet på kjent «state of the art» batteriteknologi. På nær sikt ønsker Morrow å utvikle en annengenerasjons batteriteknologi kalt LMNO (Lithium Manganese Nickel Oxide) battericeller. Denne teknologien har fordelen av å ikke bruke kobolt, og utnytter billigere råvarer som mangan. På lenger sikt ønsker Morrow å kommersialisere sin egenutviklede Litium Svovel-teknologi (Morrow 2021).

Den 23. mai 2022 ble det klart at Morrow har sikret en milliard norske kroner etter å ha landet ABB, Nysnø og Siemens som investorer, i tillegg til de eksisterende investorene Agder Energi Invest, det danske pensjonsfondet PKA og Noah AS (Nysnø Invest 2022). Med det har Morrow sikret seg kapital til å finansiere første trinn av selskapets planlagte gigafabrikk. Første byggetrinn skal ha en kapasitet på 1 GWh årlig og skal være i drift innen slutten av 2023 (NTB 2022).

3.3.4 VIANODE

Vianode er et datterselskap av Elkem og vil produsere syntetisk grafitt til batterianoder. Elbilbatterier inneholder i dag mellom 40-70 kg grafitt, og etter første ledd av utbyggingen av batterifabrikken er ferdig vil den produsere nok grafitt til 20 000 elbiler årlig. Når fabrikken har nådd full kapasitet vil den produsere nok til over en million elbiler årlig. En investeringsbeslutning rundt første del av utbyggingen er ventet inne første halvdel av 2022, men pr 2. juni 2022 er ingenting offentliggjort annet enn at lokasjonen vil bli på Herøya Industripark i Porsgrunn (NO2). Total investeringskostnad for første delutbygging og forberedelser for fullskala fabrikkutbygging er ventet å være på rundt 2 milliarder kroner (Elkem 2022). Vianode er i dag lokalisert i Kristiansand der de årlig produserer rundt 200 tonn anodegrafitt. Vianode eies av Elkem (40 %), Hydro (30 %) og Altor (30 %) (Elkem 2022).

3.3.5 Kraftbehovet til batteriindustrien

Prosess 21 har kommet med et anslag for kraftbehovet batteriindustrien vil trenge dersom det bygges ut i den størrelsesordenen rapporten *Grønne Elektriske Verdikjeder* beskriver. Den anslåtte kraftmengden som går med til å produsere batterier er basert på IVL Svenska Miljöinstitutets rapport *The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries* (Romare & Dahllöf 2021). Rapporten har tatt for seg tilgjengelige livssyklusanalyser (LCA) gjort på litium-ion-batterier (LIB) laget for biler for å finne klimagassutslipp og energibehov for alle leddene som inngår i produksjon av LIB. Delen av rapporten som tar for seg energibehovet pr kWh produsert batteri baserer seg på funn gjort i (Peters et al. 2017), (Ellingsen et al. 2016), (Ambrose & Kendall 2016) og (Kim et al. 2016). Sammenstillingen av rapporten konkluderer med at det er stor spredning mellom resultatene, og at dagens LIB-produksjon bruker mellom 350 og 650 MJ/kWh LIB (Romare & Dahllöf 2021). Prosess 21 tar utgangspunkt i 350 MJ/kWh LIB og anslår et kraftbehov på 3,1 TWh i 2024 i dersom ett stort batterifabrikkprosjekt blir realisert. Videre ekstrapolerer Prosess 21 dette til 9,7 TWh i 2040 og 16,3 TWh i 2050.

3.4 Modellering av energisystemer

Analyser av energisystemer har røtter tilbake til starten av 70-tallet. Energimodeller finnes i svært mange variasjoner, noen tar for seg spesifikke regioner mens andre har en internasjonal ramme. Noen har en svært kort tidshorisont mens andre går et halvt århundre frem i tid, alt avhengig av hvilken funksjon energimodellen skal dekke. En vanlig måte å modellere på er ved en scenariotilnærming, der en fastsetter en logisk rekke med hendelser som skal forklare hvordan et sett med fremtidige scenarier kan oppstå fra dagens situasjon. Offentlige etater kan bruke scenarier til å forutse konsekvensene av ulike politiske vedtak, private selskaper kan bruke scenarier for å vurdere risiko, optimalisering og mulige utfallsrom, og organisasjoner kan bruke scenarier for å se på alternative politiske vedtak (Blok & Nieuwlaar 2021).

Scenarier deles gjerne opp i to kategorier: *deskriptive* og *normative*. Deskriptive scenarier tar utgangspunkt i nåtiden og ser på hvordan fremtiden kan se ut gitt dagens system. Normative scenarier tar utgangspunkt i et bestemt fremtidsmål og ser hvordan dette målet kan nås. Et eksempel på dette kan være å holde seg under 2 grader celsius eller hvordan en by kan være 100 % forsynt med fornybar energi. Svært ofte modelleres det både deskriptive og normative scenarier samtidig, der det deskriptive scenariet fungerer som et sammenligningsgrunnlag for

de normative scenariene. Energiscenarioer er sjeldent sett på som presise prognoser, og de fleste scenarier anerkjenner at usikkerhetene er store, spesielt når det sees på prognoser flere tiår frem i tid (Blok & Nieuwlaar 2021).

Partielle likevektsmodeller finner likevekten mellom tilbud og etterspørsel i de forskjellige energimarkedene. Interaksjonen mellom tilbud og etterspørsel er kompleks. En høyere pris i et marked, for eksempel strømmarkedet, vil føre til at etterspørselen blir flyttet fra en energibærer til en annen billigere energibærer for å dekke den samme energitjenesten. En lavere etterspørsel etter strøm vil igjen senke prisen på strømmen. I partielle likevektsmodeller gjøres dette for alle energimarkeder, ikke bare i forbruksmarkedet, men også for oppstrømsmarkeder som for eksempel råoljemarkedet (Blok & Nieuwlaar 2021). Generelle likevektsmodeller tar det et steg videre og modellerer virkninger på hele økonomien. Sammenhengene mellom energikilder, energibærere og energitjenester er ofte komplekse, og en måte å fremstille sammenhengen mellom disse grafisk er med et referanseenergisystem (RES).

3.4.1 Bottom-up modeller

Langsiktige modeller for energisektoren er delt opp i bottum-up modeller og top-down modeller. Bottom-up modeller beskriver tilgang og etterspørsel i stor detalj, mens top-down modeller beskriver makroøkonomiske sammenhenger (Seljom & Tomsgard 2017). Dette delkapittelet vil konsentrere seg om bottom-up modeller.

Bottom-up modeller inkluderer gjerne flere sektorer eller markeder i energimarkedet, som for eksempel strømmarkedet, olje- og gassmarkedet, markedet for fjernvarme osv. Fordelen med dette er at modellen viser interaksjonen mellom de ulike energimarkedene. Vanlige verktøy for energisystemmodellering er TIMES (tidligere MARKAL), BALMOREL, MESSAGE, OSeMOSYS, PRIMES og POLES. I denne studien vil det ikke gås nærmere inn på andre modeller enn TIMES, som blir brukt i denne oppgaven. Bottom-up modeller deles i to kategorier, modeller med *myopisk-* og *perfekt fremsyn-*tilnærming. Med en myopisk tilnærming er investeringene utelukkende basert på priser og tilbud i investeringsperioden. Med andre ord antar modellen at markedet forblir uendret under investeringsperioden. Med en *perfekt fremsyn-*tilnærming blir beslutninger tatt underveis i modelleringsprosessen basert på at modellen vet nøyaktig hvordan markedet vil utvikle seg i fremtiden. TIMES opererer med en perfekt fremsynstilnærming (Seljom & Tomsgard 2017).

3.4.2 Lineær programmering og objektsfunksjonen

I de fleste energisystemmodeller blir energisystemet beskrevet som et nettverk av ulike komponenter og energiflyten mellom disse blir kalkulert. Flyten av energi tar utgangspunkt i etterspørselssiden og hvordan tilbudssiden kan møte denne, gjerne med flere ledd med konverteringsprosesser på veien. Det er ofte mange måter å dekke etterspørselen på og modellen må velge mellom for eksempel vindkraft, kullkraft, vannkraft etc. I bottom-up modeller gjøres dette ved *optimalisering* av energisystemet, og denne optimaliseringen gjøres ved hjelp av *lineær programmering (LP)*. Lineær programmering fungerer ved å beskrive alle modellrelasjoner som lineære ligninger og sette en målfunksjon eller *objektsfunksjon* (eks. minimer systemkostnaden) som skal løses innenfor skrankene satt av de lineære ligningene. Lineære programmeringsmodeller er generelt teknologirike (Blok & Nieuwlaar 2021). De lineære ligningene blir løst av Simplex-algoritmen, som ble utviklet av den amerikanske matematikeren George Danzig (Holden 2017). Objektsfunksjonen brukt i TIMES kan forenklet skrives på formen (Loulou et al. 2016):

$$\min \mathbf{N\ddot{A}VERDI} = \sum_{r,\ddot{a}} \text{diskontert \ddot{a}rlig kostnad}$$

$r = \text{regioner}$
 $\ddot{a} = \text{\ddot{a}r (2018 – 2050)}$

\ddot{A}rlig kostnad = *Investeringskostnader* (\ddot{a}) + *faste kostnader*(\ddot{a}) +
variable kostander(\ddot{a}) + *subsidier eller skatt*(\ddot{a}) + *demonteringskostnader* (\ddot{a}) –
gjenværende verdi av teknologiene (\ddot{a})

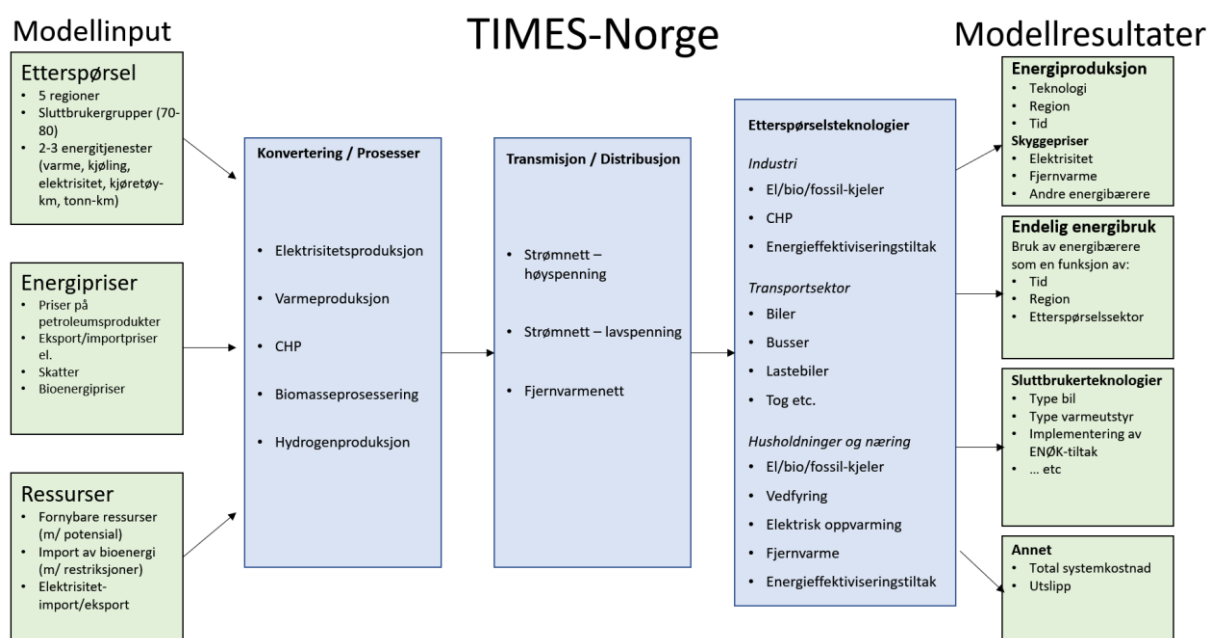
4 Metode

4.1 Modellering

I dette kapittelet vil studentversjonen av modellen TIMES-Norge og det tilstøtende programmet VEDA 2.0 bli presentert, samt lineær programmering. Videre vil tidsoppløsning, overføringskapasitet og produksjonsteknologier bli forklart. Avslutningsvis vil oppgavens 12 scenarier bestående av 4 caser med 3 følsomhetsanalyser bli gjort rede for.

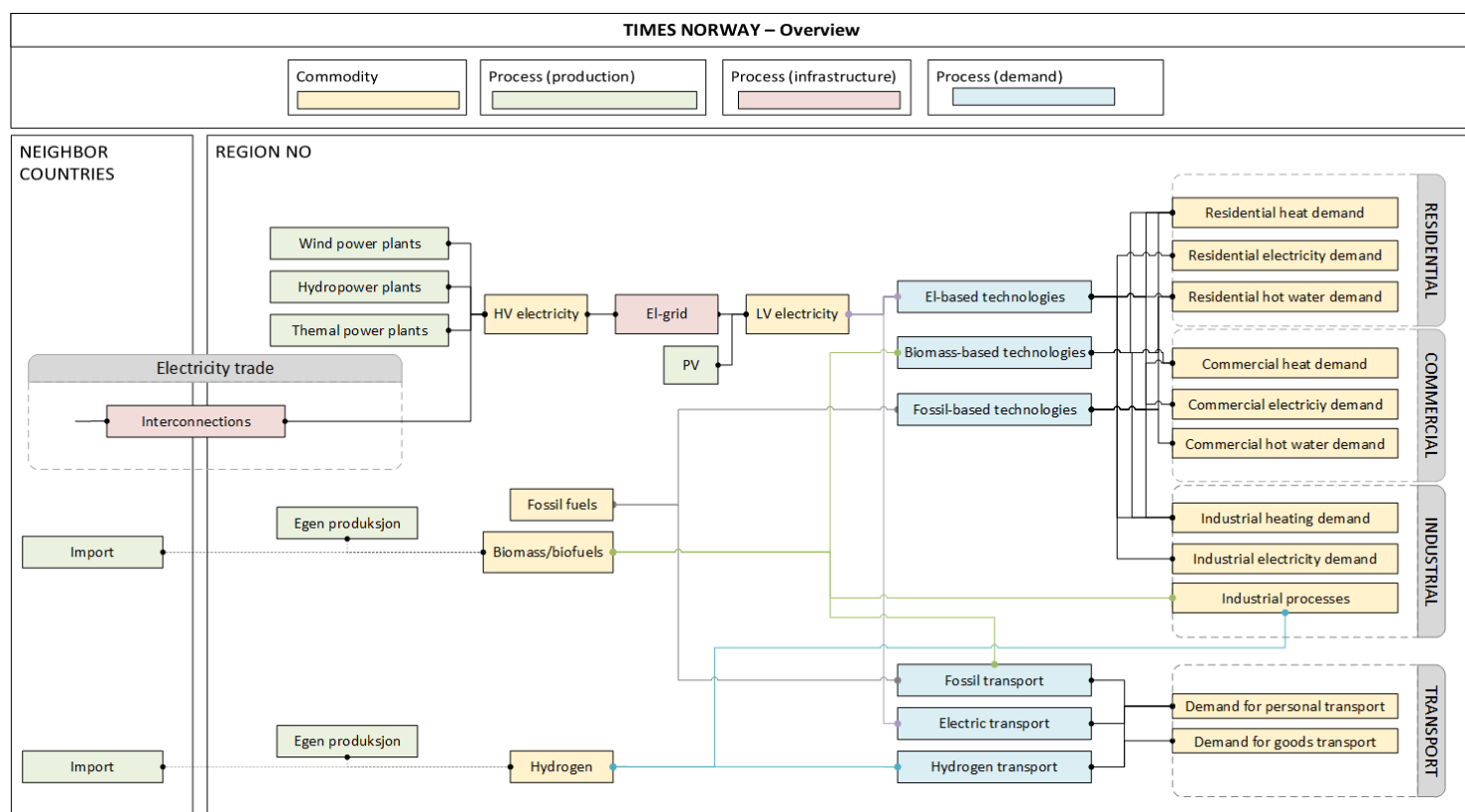
4.1.1 TIMES-Norge

The Integrated MARKAL-EFOM System for Norge, eller bare TIMES-Norge, er en partiell likevektsmodell for energisektoren i Norge, utviklet av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) i samarbeid med Institutt for Energiteknikk (IFE). TIMES er utviklet med et langsiktig systemutviklingsperspektiv og kan gjøre investeringsbeslutninger underveis i scenarioperioden. TIMES-Norge er en bottom-up modellgenerator med alle nåværende og potensielt fremtidige kraftteknologier bygget inn (Loulou 2016). Times-Norge oppdateres kontinuerlig og det finnes ulike varianter av modellen avhengig av hvilke problemstillinger som skal studeres. I denne oppgaven er NVEs studentversjon av TIMES-Norge brukt, modelleringer gjort i denne oppgaven har startår i 2018, og alle priser er oppgitt i 2018-kroner.



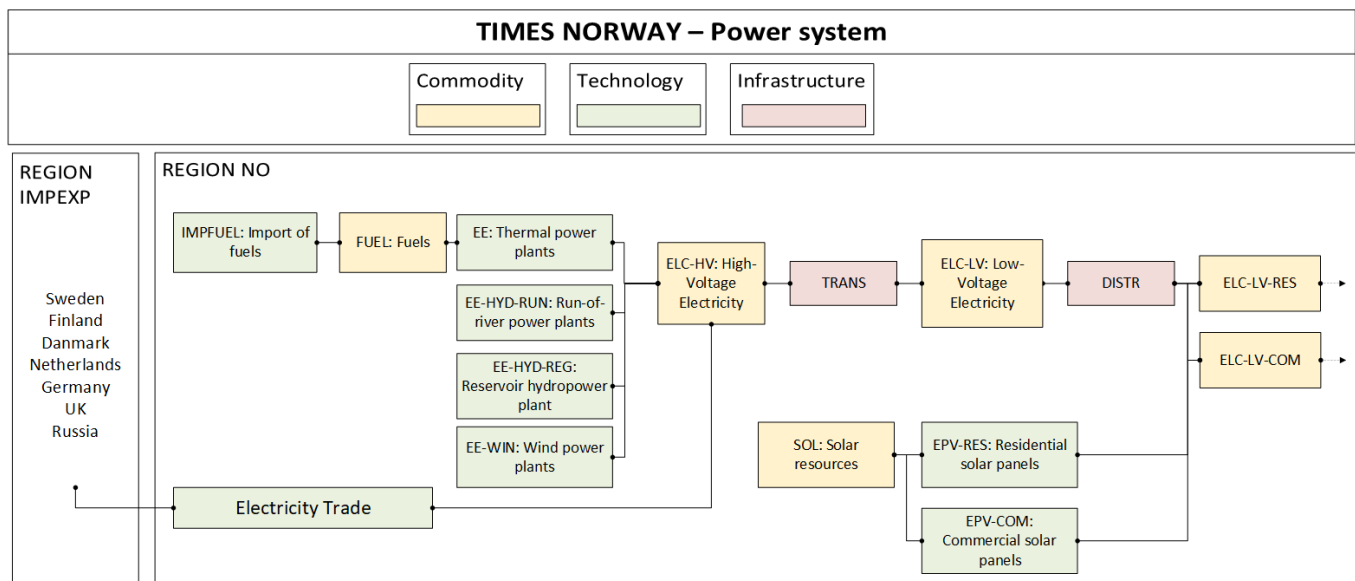
Figur 5: Prinsippskisse av TIMES-Norge, basert på IFEs dokumentasjonsillustrasjon (Rosenberg & Espegren 2014)

TIMES er et verktøy for å bygge modeller. Energitjenester, teknologier og begrensninger defineres for å angi energisystemet som skal modelleres, samt samspillet og sammenhengen mellom de angitte tjenester, teknologier og begrensninger. TIMES-Norge brukes for å modellere det norske energisystemet, men det finnes også TIMES for Sverige, Svalbard, Norden og Europa. I denne studien er TIMES-Norge brukt for å modellere alle markedsområder i Norge (NO1-NO5). Figur 6 viser en forenklet RES for TIMES-Norge, og illustrerer relasjonene mellom energitjenester, teknologier og energibærere for kraftsektoren i Norge.



Figur 6: Forenklet RES for TIMES-Norge (NVE 2018)

I denne studien er det effekter på kraftsystemet som har blitt analysert. RES over kraftsystemet brukt i TIMES-Norge vises i figur 7.



Figur 7: RES over energisektoren i TIMES-Norge (NVE 2018)

TIMES-Norge bruker lineær programmering for å minimere eller maksimere objektsfunksjonen. Et lineært optimaliseringsproblem består av (Loulou 2016):

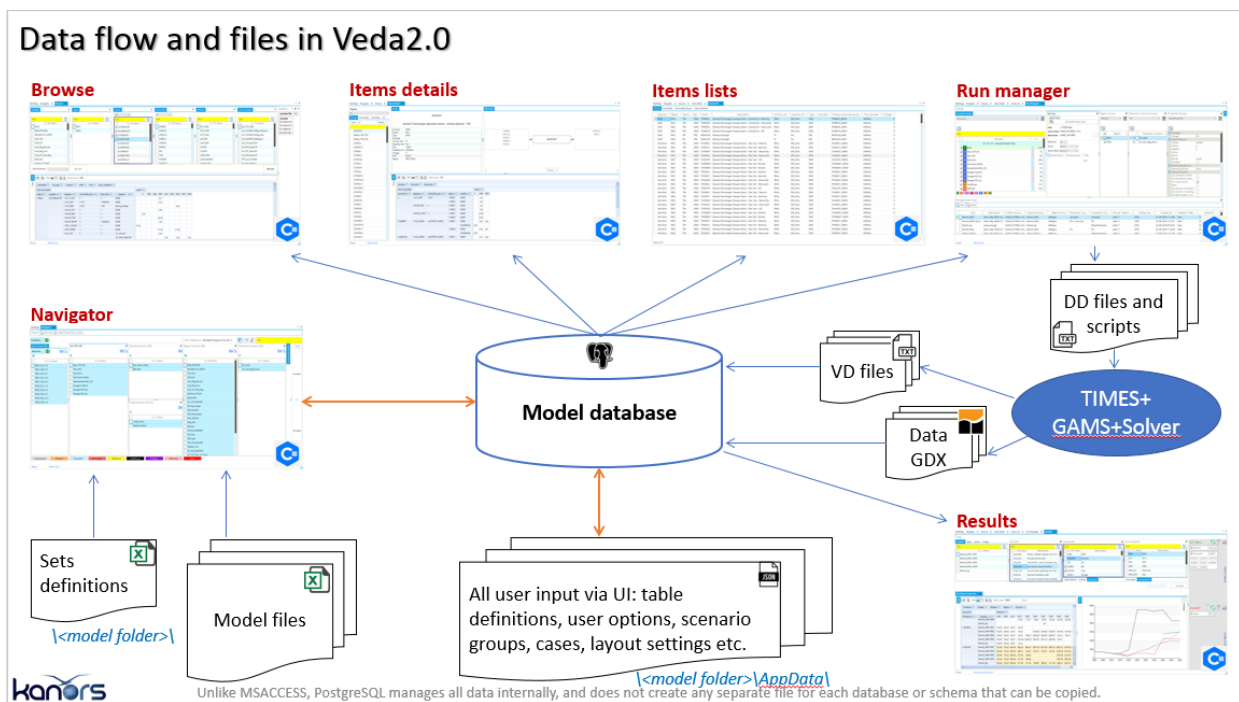
- 1) Beslutningsvariablene: Det modelleringen vil finne ut av, de endogene variablene som blir satt ved optimalisering
- 2) Objektsfunksjonen: Presiserer kriteriene som skal bli minimert eller maksimert
- 3) Skrankene: Formler eller ulikheter som må bli oppfylt for å få en optimal løsning.

Lineære optimeringsprogram kan inneholde millioner av variabler og skranker og blir i TIMES formulert med programmeringsspråket GAMS (General Algebraic Modeling System) (Loulou 2016) og løst med CPLEX Solver.

Med lineær optimering minimerer TIMES-Norge de diskonterte kostnadene for energisystemet for å tilfredsstille etterspørselen for energitjenester gjennom hele modellhorisonten. Energisystemkostnadene inkluderer investeringer i både tilbud og etterspørselsteknologier, utbygginger av produksjonsteknologier, drivstoffkostnader, fortjeneste av strømekспорт og kostnader av strømimport fra omkringliggende land (Seljom & Tomsgard 2017). TIMES løser modeller ved å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet dersom etterspørselen er elastisk over hele modelleringshorisonten. Dersom etterspørselen er uelastisk vil modellen prøve å minimere kostnaden av å dekke etterspørselen (Loulou 2016). Kalkulasjonsrenten er satt til 6 % (NVE & IFE 2018).

4.1.2 VEDA 2.0

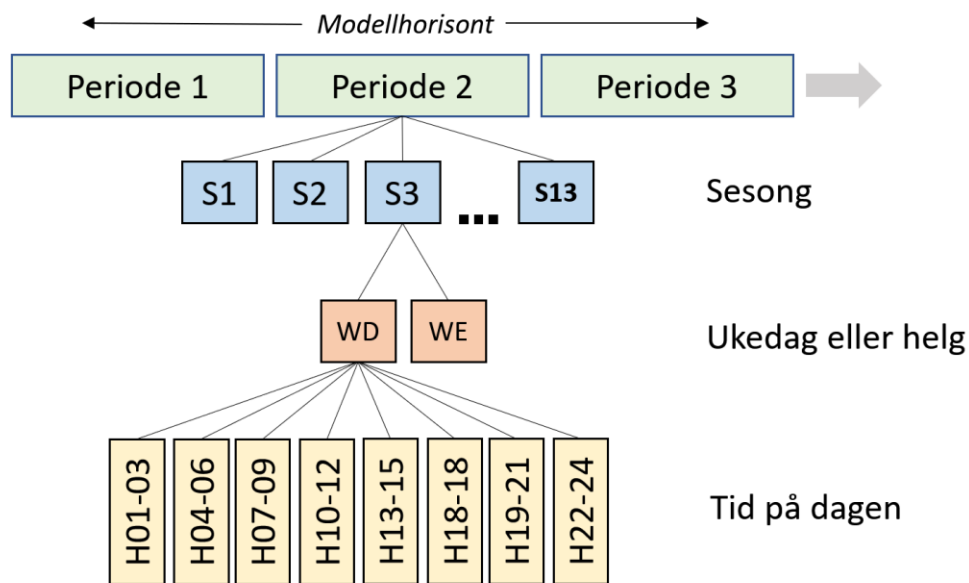
VEDA 2.0 er et databehandlingsprogram og brukergrensesnitt laget for TIMES. VEDA 2.0 brukes til å overse alle deler av modelleringsprosessen, undersøke prosesser og bakgrunnsdata, samt vise modellresultater (Goldstein et al. 2020). Figur 8 viser dataflyten i VEDA 2.0. Skjermutsnitt med røde overskrifter viser det grafiske brukergrensesnittet til TIMES. Definisjoner og datafiler velges og synkroniseres i *Navigator*. *Items detail* brukes til å se på sammenhengen mellom spesifikke prosesser, energibærere og energitjenester i referanseenergisystemet, gjerne forkortet RES. *Run manager* lar brukeren sette sammen scenarier basert på ulike scenariofiler fra TIMES. Her kan eksempelvis importpriser, CO₂-kvotepriser og endogen investering i teknologier velges. Scenarioperiode og regioner for modelleringen blir også valgt. Ved kjøring vil GAMS og CPLEX Solver finne en optimal løsning, og sende data tilbake til VEDA 2.0 der resultatet kan behandles videre og visualiseres i *Results*. *Browse* og *Items lists* har ikke blitt brukt i denne oppgaven.



Figur 8: Oversikt og dataflyt i VEDA 2.0 (KanORS-EMR 2022).

4.1.3 Tidsoppløsning

Det er ikke hensiktsmessig å modellere scenariene for alle 8760 timene i et år, år etter år. I de aller fleste tilfeller er det ikke behov for så høyoppløste data og dette ville gjort optimaliseringen unødvendig krevende. TIMES gjør det derfor mulig å dele opp et år i ulike tidsepoker (*time slices*) som er representative for sin del av året. I denne studien er året delt inn i tretten sesonger, to ulike dager (ukedag og helg), samt 8 døgningdelinger, se figur 9. Til sammen utgjør dette 208 tidsepoker over et år. Dette blir gjort for å fange opp variasjonene i energimarkedet, både på dags- og sesongnivå (Seljom & Tomsgard 2017).



Figur 9: Illustrasjon av hvordan tidsperiode, sesong, ukedag og tid på dagen blir representert i TIMES-Norge (Loulou 2016).

Regionene er delt over Norges fem prissoner, NO1 til NO5. Operasjonelle beslutninger for å dekke etterspørselen etter energitjenester, som aktivitetsnivå for hver kapasitetsteknologi, brennselsforbruk og elektrisitetshandel blir modellert for hver *tidsepoke*. *Perfekt-fremsyns*-beslutninger som investeringer i ny kapasitet blir gjort hvor hver modellperiode. Modellperiodene er 2018, 2019 og 2021, deretter er modellperiodene fra 2025 til 2050 modellert for hvert femte år.

4.1.4 Kraftutveksling

Tabell 5: Transmisjonskapasiteter brukt i TIMES-Norge

NVEs studentversjon av TIMES-Norge inkluderer hele Norge, der handel med utlandet er lagt inn eksogent med fastsatte priser. Strømprisene i Norge blir modellert endogent, basert på energibalansen i regionen (Seljom et al. 2021). Norge er koblet sammen med Danmark, Sverige, Storbritannia, Finland, Nederland, Russland og Tyskland, og strømprisene i disse landene for modellperioden er eksogent satte modellinput som blir fastsatt før modelleringen starter, basert på modelleringer gjort med modellen TheMA i sammenheng med utarbeidelsen av LA21.

Transmisjonskapasiteten er fastsatt eksogent ved modellstart og er basert på statistikk fra NordPool samt modellkalibrering, og er noe lavere enn

teoretisk installert kapasitet. Det bygges ikke ny transmisjonskapasitet eller kabler til utlandet i løpet av modellperioden utover det som allerede er installert. Tilgjengelighet i nettet er satt til 90 % og transmisjonstapet er på 2 %. Det investeres ikke i ny kraftoverføringskapasitet i løpet av modelleringsperioden.

Overføringskapasiteter innad i Norge og til sammenkoblede land er vist i tabell 5. Kraft flyter begge veier, ikke bare «fra» og «til». Modelleringen tar ikke hensyn til Kirchoffs strømlov.

Nasjonal kapasitet		
Fra	Til	Kapasitet MW
NO1	NO2	3500
NO1	NO3	500
NO1	NO5	3900
NO2	NO5	600
NO3	NO4	1000
NO3	NO5	700
Internasjonal kapasitet		
NO2	DK1	1532
NO1	SE3	2145
NO3	SE2	1000
NO4	SE2	250
NO4	SE1	650
NO4	FI	50
NO2	NL	723
NO4	RUS	56
NO2	DE	1400
NO2	UK	1400
NO5	UK	1400
NO2	NL	1446

4.1.5 Produksjonsteknologier

TIMES-Norge har et sett med produksjonsteknologier som allerede er utbygd, kalt stock, og et sett med produksjonsteknologier som kan bli bygget ut dersom strømpriser, investeringskostnader og driftskostnader tillater det. Av eksisterende produksjonsteknologier inkluderer modellen to typer vannkraft: kraftverk med reservoar og «Run-og-the-river»-kraftverk, gjerne forkortet ROR. Kapasiteten på disse kraftverkene er gitt eksogent i modellen og er en del av TIMES. Reservoar kraftverkene er kun begrenset av årlig kapasitetsfaktor og kan velge å produsere på tvers av tidsepokene i modellen. All utbygd og vedtatt vindkraft er

også lagt inn i modellen, fordelt på to ulike typer landbasert vindkraft og en type havvind. CHP (Combined Heat and Power) er også lagt inn som eksisterende produksjonsteknologi. Fullstendig oversikt over produksjonsteknologier finnes i vedlegg A.

TIMES-Norge kan investere i produksjonsteknologier som er forhåndsdefinert, og kan i denne analysen velge å investere endogen i ni typer vindkraft, hver med sitt eget tidligst mulige startår, hver sin investeringskostnad, driftskostnad og øvre utbygd kapasitet for hver region. Solkraft er også representert i modellen med 2 eksisterende typer bakkemonterte solkraftverk. Termiske kraftverk og CHP er også representert med hver sin type investeringsteknologi.

Tabell 6: Vindkraftteknologier med drifts-, investeringskostnad og tidligste oppstartsår som modellen kan investere i for modelleringsperioden. Tabell 7 viser øvre grense for investering for hver kraftregion (NVE & IFE 2018).

		Årlige driftskostnader 2018	Årlige driftskostnader 2050	Investeringskostnad 2020	Investeringskostnad 2035	Første mulige investeringsår
Teknologi	Levetid i år	kNOK-2018/ GWh	kNOK-2018/ GWh	kNOK-2018/ MW	kNOK-2018/ MW	År
Landbasert vindkraft - klasse 1	25	100	76	5300	4000	2025
Landbasert vindkraft - klasse 2	25	100	76	7950	6025	2025
Landbasert vindkraft - klasse 3	25	100	76	10600	8050	2025
Landbasert vindkraft - klasse 4	25	100	76	14150	10725	2025
Landbasert vindkraft - klasse 5	25	100	76	17700	13400	2025
Landbasert vindkraft - klasse 6	25	100	76	7950	6025	2035
Landbasert vindkraft - klasse 7	25	100	76	10600	8050	2035
Landbasert vindkraft - klasse 8	25	100	76	14150	10725	2035
Landbasert vindkraft - klasse 9	25	100	76	17700	13400	2035

Tabell 7: Øvre grense for utbygging av ny vindkraft i hver kraftregion (MW) (NVE & IFE 2018).

Region	Utbyggingbegrensninger i MW								
	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Klasse 5	Klasse 6	Klasse 7	Klasse 8	Klasse 9
NO1	56	56	56	56	56	132	132	132	132
NO2	467	467	467	467	467	1140	1140	1140	1140
NO3	523	523	523	523	523	1317	1317	1317	1317
NO4	1113	1113	1113	1113	1113	2860	2860	2860	2860
NO5	22	22	22	22	22	50	50	50	50

4.2 Scenarier

Denne analysen består av 4 ulike caser med 3 ulike følsomhetsanalyser, til sammen totalt 12 unike modellkjøringer med hver sine resultater. De to første casene presentert under vil fungere som et sammenligningsgrunnlag for de resterende casene. Caset med all batteriindustri i NO4 anses ikke som sannsynlig, men det vil kunne være verdifullt å se hvilke utfall et ekstremscenario kan medføre. Følsomhetsanalysene er lagt opp på samme måte som casene, der første følsomhetsanalyse vil fungere som et sammenligningsgrunnlag for de resterende følsomhetsanalysene. Første følsomhetsanalyse er basert på NVEs antagelser i basisscenarioet i LA21. Neste følsomhetsanalyse åpner for at TIMES-Norge kan investere i vindkraftutbygging på land der drifts- og investeringskostnad er eneste begrensning, med en regional maksbegrensning, se tabell 7. Siste følsomhetsanalyse legger til grunn svært høye strømpriser i land Norge handler strøm med som følge av høye CO₂-kvotepriser. Det er samtidig mulig for modellen å investere i vindkraft på land. Følsomhetsanalysen legger også til grunn høye CO₂-kvotepriser for kvotepliktig sektor i norsk industri.

4.2.1 Modellcaser

Alle caser og scenarier som kjøres i denne oppgaven bruker datagrunnlaget NVE legger til grunn for LA21. Forskjeller mellom scenariene vil være kraftbehovet til batteriindustri i hver kraftregion. Forskjellene mellom følsomhetsanalysene er om TIMES-Norge selv kan investere i landbasert vindkraft eller ikke, samt endring av strømpriser i omkringliggende regioner Norge har kraftutveksling med som følge av økte CO₂-kvotepriser i Europa og økte CO₂-kvotepriser for norsk kvotepliktig industri.

Case 1: Ingen batteriindustri (INGEN BATIND)

Caset uten batteriindustri legger til grunn at det ikke vil bli noen form for batteriindustri i Norge. Ettersom det allerede er innvilget batteriindustri i Norge er dette ikke en realistisk case, men det vil kunne bidra til innsikt ved å fungere som et sammenligningsgrunnlag.

Case 2: Batteriprognoser (BATPROG/ BASELINE)

BASELINE-caset er basert på vedtatte prosjekter, samt prosjekter NVE har vurdert sannsynlig at blir realisert. Baselinescenariet er ment som et deskriptivt modellert sammenligningsgrunnlag og fungerer som et såkalt såkalt Business as Usual (BaU)-scenario. Energiforbruket til batteriindustrien i dette caset forventer et årsforbruk på 1,25 TWh fra 2035 i NO1, 2,088 TWh i NO2 fra 2030 og et forbruk på 1,25 TWh i NO4 fra 2030 som fra 2035

øker til 1,875 TWh. Det forventes ingen batterifabrikker i NO3 og NO5 i dette caset.

Case 3: Prosess 21 fordelt på alle regioner (P21 fordelt)

Tallene presentert i Prosess 21 er basert på beregninger gjort i NHOs rapport *Grønne elektriske verdikjeder*. Rapporten forespeiler at norsk batteriindustri i perioden 2025-2030 kan ha en battericelleproduksjon på 32 GWh/år, med en produksjonskapasitet for battericeller på 100 GWh/år i tidsrommet 2040-2040 (NHO 2020). Case 3 er basert på Prosess 21 sin prognose om et energibehov til batteriindustrien på 16,3 TWh i 2050 med 3,1 TWh i 2024 og 9,7 TWh i 2040. For å dekke datagrunnlaget for årene 2025, 2030, 2035 og 2045 er programmet GeoGebra brukt for å finne andregradsfunksjonen $0.01x^2 + 0.26x + 3.1$ som beskriver energibehovet innenfor intervallet, der det ikke er oppgitt energibehov. Videre er dette energibehovet fordelt mellom elspotområdene basert på produksjonskapasiteten i hver region. Fordelingen er vist under i tabell 8. Prosentvis fordelt produksjonskapasitet for NO1-NO5 er beskrevet i tabell 2 under delkapittel 3.2.

Tabell 8: Fordeling av kraftbehov i scenario P21 fordelt (GWh)

År	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
2018	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0
2025	301	1002	530	583	683
2030	490	1624	843	932	1111
2035	722	2397	1172	1283	1537
2040	1018	3390	1562	1691	2039
2045	1339	4459	2054	2225	2682
2050	1711	5696	2624	2842	3426

Case 4: Prosess 21 i NO4 (P21 NO4)

Dette caset plasserer all batteriindustri fra Prosess 21s prognose i NO4 med samme økning beskrevet i caset over. Prisdifferansene mellom Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) og Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) er stor, og det forventes ytterligere forskjeller der spesielt NO4 vil ha lave kraftpriser grunnet lite overføringskapasitet mellom regionene. Det vil derfor være interessant å se hvordan en stor økning av forbruk i regionene vil påvirke kraftprisene.

4.2.2 Følsomhetsanalyser

I tillegg til fire caser, vil oppgaven ta for seg hvordan hver case utspiller seg hvis forutsetningene for casene endrer seg. Fremtidens energimarked er vanskelig å forutse og er avhengig av faktorer som fremtidig etterspørsel, markedsdesign, statlige støtteordninger og fremtidig utvikling av teknologi og ressursutnyttelse. Ujevn kraftproduksjon fra VRE kan også gi større prisvariasjoner (Seljom & Tomsgard 2017). Denne oppgaven vil derfor modellere alle fire caser med tre forskjellige følsomhetsanalyser for å se om endring i vindkraftinvesteringer og høye importpriser på strøm som følge av høye CO₂-kvotepriser vil påvirke resultatene.

Følsomhetsanalyse 1: Normalscenario (BASELINE)

I følsomhetsanalyse *BASELINE* vil fremtidige vindkraftinvesteringer være eksogent satt, forhåndsbestemt, i tråd med hva som er forventet i LA21. Kraftpriser i land Norge har krafthandel med settes eksogent ved modellstart som en prisserie, basert på en TheMA-modellering av europeiske kraftpriser i forbindelse med utarbeidelsen av LA21. Importprisene er derfor lik prisene brukt til i basisscenarioet i LA21.

Følsomhetsanalyse 2: Mulighet for investering i ny landbasert vindkraft (VIND)

I følsomhetsanalyse *VIND* har TIMES mulighet til å investere i 9 ulike typer landbasert vindkraft som er forventet mulig å investere i fra henholdsvis 2025 og 2035. Tidligste mulige investeringsår for hver teknologi, investeringskostnader, driftskostnader og en øvre utbyggingsbegrensning blir satt som modellinput for hver region, se tabell 6 og 7. Kraftpriser i land Norge har kraftutvekslingskapasitet med settes til det samme som i følsomhetsanalyse *BASELINE*.

Produksjonen fra vindkraft er uregulerbar og svært væravhengig. Produksjonsprofilene for vindkraften er basert på et værgjennomsnitt over mange år. Dette fører til å flate ut produksjonsprofilene og gi de en mer stabil og mindre volatil kraftproduksjon. Dette vil bedre reflektere sesongvariasjonene og gjennomsnittlig produksjon, men samtidig gi et forenklet og utglattet bilde av produksjonen på dags- og ukesnivå.

Følsomhetsanalyse 3: Mulighet for investering i ny landbasert vindkraft og høye kraftpriser i Norden og Europa (HØYPRIS)

I følsomhetsanalyse *HØYPRIS* har TIMES-Norge i liket som i følsomhetsanalyse *VIND* mulighet til å investere i ny landbasert vindkraft etter behov. I tillegg settes prisen på strøm i

naboland Norge har kraftutveksling med til et høyt nivå. Prisrekkene som ligger til grunn for denne følsomhetsanalysen er basert på resultatene fra NVEs kjøringen av modellen TheMA, gjort i sammenheng med langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040. Modellkjøringen er basert på en oppjustert CO₂-kvotepris i Europa, og denne følsomhetsanalysen modellerer da også med en oppjustert CO₂-kvotepris for kvotepliktig sektor i norsk industri.

4.2.3 Sammenstilling av alle scenarier

Tabell 9: Oversikt over caser

Case	Beskrivelse
INGEN BATIND	Ingen batteriindustri
BATPROG (BASELINE)	Batterifabrikkprognose basert på forventede og vedtatte batteriprosjekter.
P21 fordelt	Batteriscenario basert på Prosess 21s prognoser, fordelt mellom NO1-NO5.
P21 NO4	Batteriscenario basert på Prosess 21s prognoser, alt plassert i NO4.

Tabell 10: Oversikt over følsomhetsanalyser

Følsomhetsanalyse	Beskrivelse
BASELINE	Normale importpriser. Eksogen investering i vind.
VIND	Endogen investering i vindkraft. Normale importpriser.
VIND HØYPRIS	Høye importpriser, dyre CO ₂ -kvotepriser. Endogen investering i vindkraft.

Tabell 11: Sammenstilling og scenarionavn brukt under modellering for alle scenarier

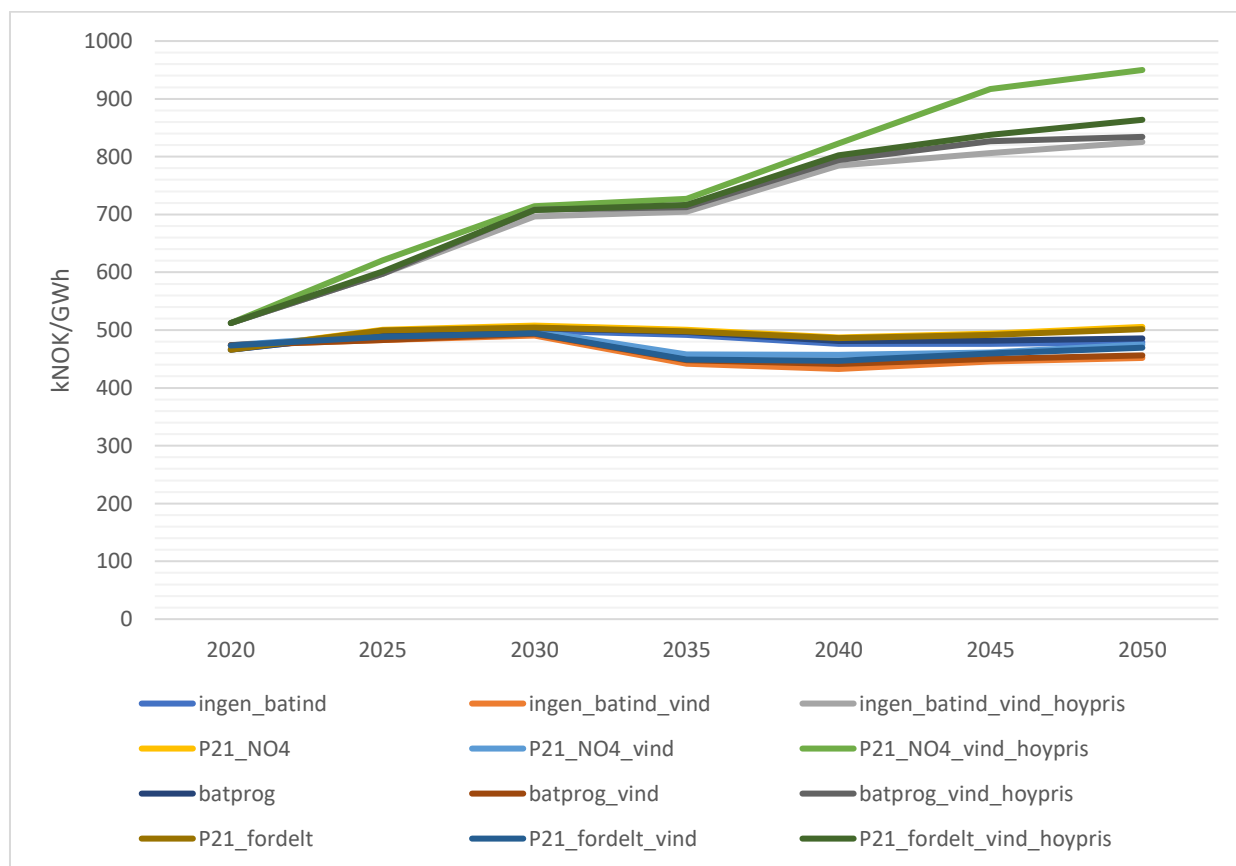
	BASELINE	VIND	VIND HØYPRIS
INGEN BATIND	<i>Ingen_batind</i>	<i>Ingen_batind_vind</i>	<i>Ingen_batind_vind_hoypris</i>
BATPROG	<i>Batprog</i>	<i>Batprog_vind</i>	<i>Batprog_vind_hoypris</i>
P21	<i>P21_fordelt</i>	<i>P21_fordelt_vind</i>	<i>P21_fordelt_vind_hoypris</i>
P21 NO4	<i>P21_NO4</i>	<i>P21_NO4_vind</i>	<i>P21_NO4_vind_hoypris</i>

5 Resultater

I dette kapittelet vil resultatene fra studien bli presentert. Kraftpriser, utbygging av ny vindkraft, kraftbalanse, prisvariasjon og systemkostnad er faktorer som ble analysert for å kunne forsøke å se på konsekvenser av en satsning på norsk batteriindustri slik den er forespeilet i Prosess 21. All data modellert i denne studien ble gjort for alle norske prissoner. Der priser er oppgitt for Norge som helhet i følgende kapittel, ble det tatt et aritmetisk gjennomsnitt av alle prissoner og regioner, der regioner ble vektet likt. Priser er oppgitt i kNOK/GWh slik de er oppgitt i modellen, 100 kNOK/GWh vil for eksempel tilsvare 10 øre/kWh.

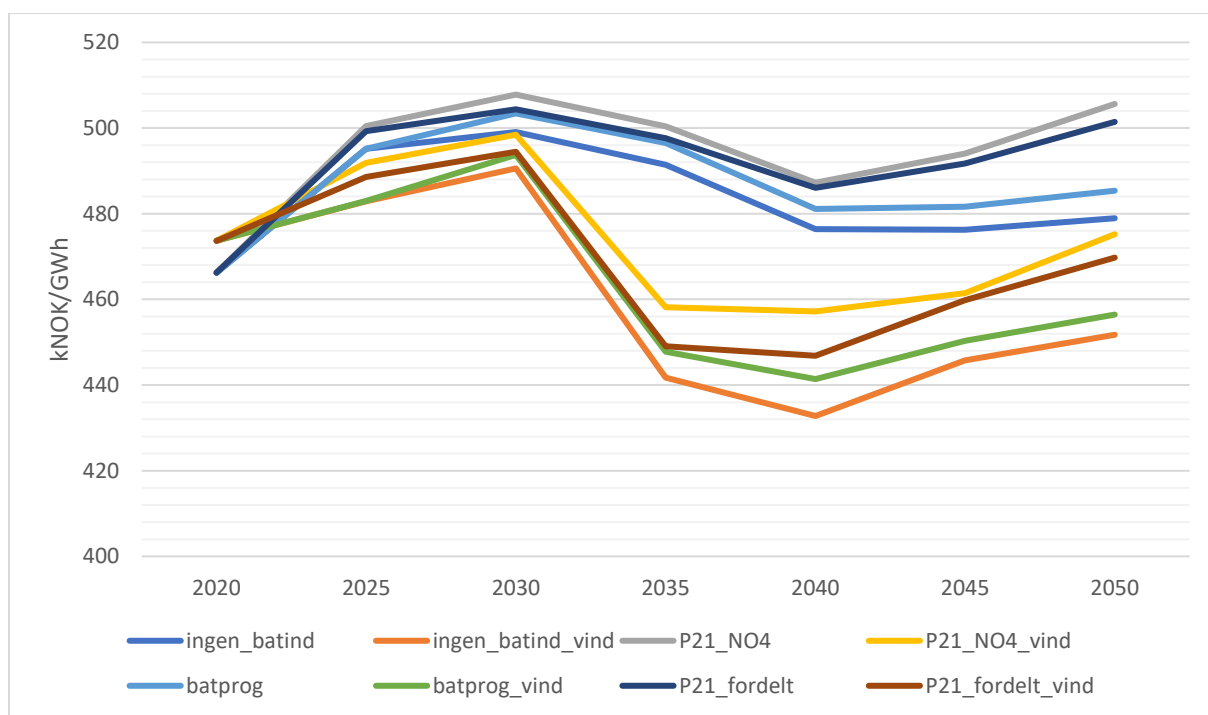
5.1 Kraftpriser for alle regioner

Kraftprisene er relativt like på starten av modellperioden, og lå mellom 466 og 512 kNOK/GWh i 2020. Fra 2020 økte de norske kraftprisene for scenariene med høye importpriser, mens de øvrige scenariene holdt seg relativt jevnt slik det kan sees i figur 10. For å sikre like årsintervaller for x-aksen i figur 10 ble 2020-priser satt til gjennomsnittlig pris av 2019 og 2021. Grafen viser hvor mye prisen på importert kraft har å si for norske kraftpriser.



Figur 10: Prisutvikling for alle scenarier fra 2020 til 2050. (kNOK/GWh)

For å se forskjell mellom scenariene med og uten batteriindustri, men uten høye importpriser, er følsomhetsanalyse *HØYPRIS* fjernet i figur 11. Merk at y-aksen er trunkert for å bedre se forskjeller i pris. Kraftprisene startet på 474 og 466 kNOK/GWh for henholdsvis følsomhetsanalyse *VIND* og *BASELINE*. Prisene økte frem mot 2030, der caser uten vindinvestering hadde den bratteste økningen i perioden 2020-2025, og lå i 2025 på et høyere nivå enn casene med vindinvesteringer. Fra 2030 til 2040 hadde kraftprisen i alle scenarier en nedadgående trend. Caser med endogen vindkraft opplevde en større prisnedgang enn caser uten. Fra 2040 til 2050 fikk samtlige scenarier en jevn men noe spredt prisøkning frem til 2050, der prisene spriket mellom 506 kNOK/GWh for *P21_NO4* og 452 kNOK/GWh for *ingen_batind_vind*.



Figur 11: Gjennomsnittlige kraftpriser for alle caser med følsomhetsanalyse *BASELINE* og *VIND*. (kNOK/GWh)

For følsomhetsanalyse *BASELINE* var den laveste økningen over modelleringsperioden på 13 kNOK/GWh (3 % fra 2020) for scenario *ingen_batind* og den høyeste for *P21_NO4* med en økning på 39 kNOK/GWh (8 % fra 2020). Med følsomhetsanalyse *VIND* endte kraftprisen i 2050 på et lavere nivå enn i 2020 for alle scenarier med unntak av *P21_NO4_vind*. Den største nedgangen var på 22 kNOK/GWh (-5 % fra 2020) for *ingen_batind*. *P21_NO4_vind* hadde en økning på 1 kNOK/GWh (0,31 % fra 2020). Alle scenarier kjørt med følsomhetsanalyse *HØYPRIS* økte jevnt og mye frem mot 2050, der forskjellen var på mellom 313 kNOK/GWh

(61 % fra 2020) for scenario *ingen_batind_vind_hoypris*) og 438 kNOK/GWh (85 % fra 2020) for *P21_NO4_vind_hoypris*.

Tabell 12 viser modellerte prisrekker for alle scenarier.

Tabell 12: Kraftpriser for alle scenarier (kNOK/GWh)

	2018	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ingen_batind	410	441	492	495	499	491	476	476	479
Ingen_batind_vind	451	451	496	483	491	442	433	446	452
Ingen_batind_vind_hoypris	488	489	536	598	696	705	785	806	825
Batprog	410	441	492	495	503	497	481	482	485
Batprog_vind	451	451	496	483	494	448	441	450	456
Batprog_vind_hoypris	488	489	536	598	708	712	794	827	834
P21_fordelt	410	441	492	499	504	498	486	492	501
P21_fordelt_vind	451	451	496	489	494	449	447	460	470
P21_fordelt_vind_hoypris	488	489	536	601	708	717	802	838	864
P21_NO4	410	441	492	500	508	500	487	494	506
P21_NO4_vind	451	451	496	492	498	458	457	461	475
P21_NO4_vind_hoypris	488	489	536	621	714	727	823	917	950

5.2 Kraftpriser med følsomhetsanalyse BASELINE

Tabell 13 viser modellert gjennomsnittlig strømpris for alle caser og regioner kjørt med følsomhetsanalyse *BASELINE* gjennom hele modellperioden. Dagens situasjon med lav strømpris i NO4 gikk igjen i alle caser med unntak av case *P21 NO4*. Skillet mellom Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) og Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) fortsatte å gjøre seg gjeldende i alle caser. Dette kan også komme av at overføringskapasitet mellom kraftregionene i Norge er gitt eksogen ved modellstart, og ny overføringskapasitet mellom regionene vil ikke bli bygget ut uansett hvilken prisdifferanse som måtte bli modellert i modellen.

Tabell 13: Gjennomsnittlige strømpriser for alle caser i alle regioner med BASELINE-følsomhetsanalyse (kNOK/GWh)

		2018	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ingen batind	NO1	424	455	514	514	518	511	499	500	503
	NO2	419	450	521	518	518	510	498	498	501
	NO3	407	437	478	486	491	480	460	459	462
	NO4	385	414	441	452	458	451	431	430	432
	NO5	416	447	505	507	512	506	494	494	497
Batprog	NO1	424	455	514	514	521	515	504	505	510
	NO2	419	450	521	517	521	514	502	504	508
	NO3	407	437	478	486	493	482	462	461	464
	NO4	385	414	441	452	468	461	440	439	443
	NO5	416	447	505	507	515	510	498	499	503
P21 fordelt	NO1	424	455	514	518	522	517	509	517	528
	NO2	419	450	521	521	522	516	507	514	525
	NO3	407	437	478	488	494	485	469	471	482
	NO4	385	414	441	459	466	458	440	443	449
	NO5	416	447	505	511	517	512	504	513	524
P21 NO4	NO1	424	455	514	515	520	513	501	505	512
	NO2	419	450	522	518	520	512	500	503	509
	NO3	407	437	478	489	498	488	473	483	497
	NO4	385	414	441	473	486	480	465	478	502
	NO5	416	447	505	508	515	508	497	501	508

Siste modellerte år i denne modelleringen er 2050 og det er derfor interessant å se nærmere på situasjonen for de ulike scenariene da. Skillet mellom Sør-Norge og Nord-Norge fortsatte å være gjeldende, selv om all batteriindustri plasseres i NO4. NO1 hadde den høyeste strømprisen uavhengig av scenario. Plasseres all batteriindustri i NO4 vil allikevel prisøkningen være betydelig med en økning på 7 øre/kWh i snitt. Denne prisen var allikevel nest lavest for samtlige regioner med samme case. Den klart største prisforskjellen mellom scenariene skjer i NO4. Fra en pris på 432 kNOK/GWh i scenarioet uten batteriindustri til 502 kNOK/GWh i scenarioet med all batteriindustri i NO4. Tabell 14 viser en sammenstilling av kraftprisene i 2050.

Tabell 14: Gjennomsnittlige strømpriser i 2050 for alle caser i alle norske prisområder med BASELINE-følsomhetsanalyse (kNOK/GWh).

BASELINE - 2050	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Ingen batind	503	501	462	432	497
Batprog	510	508	464	443	503
P21 fordelt	528	525	482	449	524
P21 NO4	512	509	497	502	508

5.3 Kraftpriser med følsomhetsanalyse VIND

I denne følsomhetsanalysen kunne modellen investere i vindkraft etter behov. Årene 2025 og 2035 var første mulige startår for innlagte potensielle vindkraftklasser og det er tydelig at dette er noe modellen fant det samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i. Dette er med på å drive kraftprisene ned. Mesteparten av utbygningen skjedde i NO2, NO3 og NO4. Fraværet av utbygning i NO1 og NO5 kommer av en lav øvre begrensning på vindkraftutbygging satt i modellen. Den største utbygningen skjedde i NO4 uavhengig av casene, men utbygninger i NO4 skjedde i større grad med økt forbruk, der den største utbyggingen skjedde i scenarioet med 16,3 TWh etterspørsel i NO4 med 47 % av total ny vindkraftutbygging, 5137 MW. I dette scenarioet ble det produsert 17005.80 GWh årlig, eller 17 TWh, noe som er mer enn kraftforbruket til batteriindustrien på 16,3 TWh. Dette gjorde at NO4 i 2050 hadde den laveste prisen blant alle regionene i samme periode for samme scenario.

Tabell 15: Følsomhetsanalyse VIND: Samlet utbygd vindkraftkapasitet for alle scenarier og perioder (MW).

		2025	2030	2035	2040	2045	2050	Prosentvis utbygging
Ingen batind	NO1	60	101	292	294	294	293	4 %
	NO2	618	783	2317	2318	2329	2322	29 %
	NO3	650	829	2470	2470	2470	2478	31 %
	NO4	1017	1022	2206	2493	2763	3149	35 %
	NO5	29	37	104	104	104	104	1 %
NVE Batprog	NO1	60	101	292	294	294	293	4 %
	NO2	618	784	2323	2334	2337	2327	28 %
	NO3	650	829	2470	2470	2470	2477	30 %
	NO4	1017	1268	2767	3023	3276	3657	37 %
	NO5	29	37	104	104	104	104	1 %
P21 fordelt	NO1	60	101	293	294	295	294	3 %
	NO2	618	784	2327	2331	2332	2331	28 %
	NO3	650	830	2473	2473	2475	2477	29 %
	NO4	1012	1214	2590	2954	3364	3882	39 %
	NO5	29	37	104	104	105	104	1 %
P21 NO4	NO1	60	101	292	292	294	293	3 %
	NO2	618	783	2317	2319	2319	2320	24 %
	NO3	650	829	2464	2464	2464	2463	25 %
	NO4	1011	1351	3833	4342	5165	5137	47 %
	NO5	29	37	104	104	104	104	1 %

Det er tydelig at NO4 har stått i en særstilling med lave kraftpriser. Særlig fra og med 2035 falt kraftprisene i NO4 betraktelig. En økning i kraftforbruket som følge av batteriindustri påvirker prisene en del, og alle regioner med unntak av NO4 opplevde en netto prisstigning fremover mot 2050, uavhengig av scenario. Kraftprisene økte imidlertid mest frem mot 2030, og flatet ut eller gikk svakt nedover etter 2030.

Tabell 16: Kraftpriser for alle regioner og caser 2018-2050 (kNOK/GWh).

		2018	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ingen batind	NO1	463	463	515	511	515	500	491	493	497
	NO2	458	458	523	514	515	499	489	491	495
	NO3	451	449	483	481	488	450	433	438	454
	NO4	430	430	455	407	425	264	265	321	321
	NO5	455	455	505	503	509	495	486	487	491
NVE Batprog	NO1	463	463	515	511	517	507	496	498	503
	NO2	458	458	523	514	518	505	494	496	501
	NO3	451	449	483	481	489	449	433	438	454
	NO4	430	430	455	407	434	276	293	327	327
	NO5	455	455	505	503	511	501	490	492	497
P21 fordelt	NO1	463	463	515	514	519	508	501	508	520
	NO2	458	458	523	517	519	506	499	505	517
	NO3	451	449	483	483	491	457	441	453	466
	NO4	430	430	455	422	431	270	296	329	329
	NO5	455	455	505	507	513	503	496	504	516
P21 NO4	NO1	463	463	515	511	515	500	491	493	498
	NO2	458	458	523	514	515	499	489	491	496
	NO3	451	449	483	481	489	450	435	441	461
	NO4	430	430	455	452	464	346	386	395	430
	NO5	455	455	505	503	509	495	485	487	492

5.4 Kraftpriser med følsomhetsanalyse HØYPRIS

I følsomhetsanalyse HØYPRIS, med høye importpriser som følge av høye CO₂-kvotepriser i Europa og for norsk kvotepliktig industri, ble trenden med at det bygges ut mest vind i NO4 enda tydeligere. I dette scenarioet hadde NO4 56 % av landets totale kapasitet, 5412 MW. I motsetning til følsomhetsanalyse BASELINE og VIND klarte ikke utbyggingen av vindkraft å ta av for prisøkningen grunnet høye importpriser. Også med denne følsomhetsanalysen ble det investert lite i vind i NO1 og NO5 grunnet begrensninger satt eksogent i modellen.

Tabell 17: Følsomhetsanalyse HØYPRIS: Samlet utbygd vindkraftkapasitet for alle scenarier og perioder (MW).

		2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Ingen batind	NO1	101	106	321	333	333	333	4 %
	NO2	783	811	2488	2588	2609	2619	33 %
	NO3	820	862	2668	2784	2834	2844	35 %
	NO4	1159	1415	2363	2675	3075	3410	39 %
	NO5	37	38	114	120	122	122	2 %
NVE Bat.prog.	NO1	101	106	321	333	335	335	4 %
	NO2	783	811	2508	2589	2613	2635	31 %
	NO3	820	863	2672	2781	2836	2854	34 %
	NO4	1159	1373	2853	3186	3520	3976	40 %
	NO5	37	38	114	119	121	121	1 %
P21 fordelt	NO1	101	106	319	333	337	339	4 %
	NO2	783	812	2501	2604	2646	2702	31 %
	NO3	821	867	2680	2797	2870	2950	33 %
	NO4	1318	1411	2694	3134	3622	4246	42 %
	NO5	37	38	114	120	121	121	1 %
P21 NO4	NO1	101	106	321	333	333	332	3 %
	NO2	783	811	2488	2589	2609	2609	27 %
	NO3	820	861	2661	2785	2819	2809	29 %
	NO4	1694	1725	4691	5632	5701	5412	56 %
	NO5	37	38	114	120	121	121	1 %

Høye importpriser førte til en nær dobling av kraftprisene. Unntaket var NO4, med unntak av case *P21 NO4*, der strømprisene fra 2035 holdt seg på et tilsvarende nivå som under følsomhetsanalyse VIND grunnet stor utbygging av vindkraft.

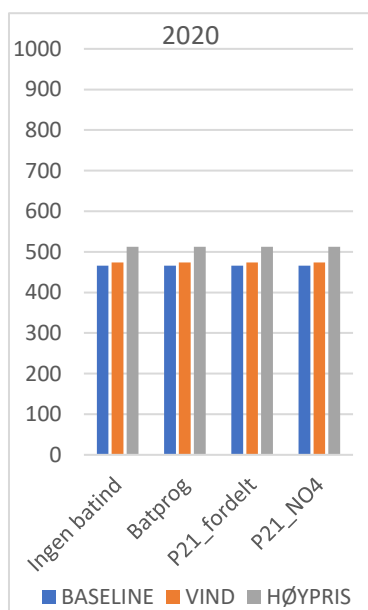
Tabell 18: Kraftpriser for alle scenarier og perioder med følsomhetsanalyse HØYPRIS (kNOK/GWh).

		2018	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ingen batind	NO1	497	499	548	644	735	834	933	956	963
	NO2	491	493	549	643	731	829	924	946	953
	NO3	490	488	531	620	708	780	887	919	935
	NO4	471	470	510	445	583	257	255	266	325
	NO5	489	492	541	637	725	824	923	946	952
Batprog	NO1	498	499	548	644	737	841	941	963	971
	NO2	491	493	549	643	734	835	932	955	962
	NO3	490	488	531	620	710	783	893	924	939
	NO4	471	470	509	445	633	275	276	339	341
	NO5	490	492	541	636	727	829	930	952	959
P21 fordelt	NO1	497	499	548	646	740	844	949	976	989
	NO2	491	493	549	645	736	839	941	966	981
	NO3	490	488	531	623	716	797	907	941	961
	NO4	471	470	509	453	616	270	274	341	411
	NO5	489	492	541	640	730	833	939	964	977
P21 NO4	NO1	497	499	548	643	735	834	933	956	968
	NO2	491	493	549	643	732	829	923	946	958
	NO3	490	488	531	620	710	780	885	921	948
	NO4	471	470	509	563	670	369	452	814	918
	NO5	489	492	541	636	725	824	922	946	957

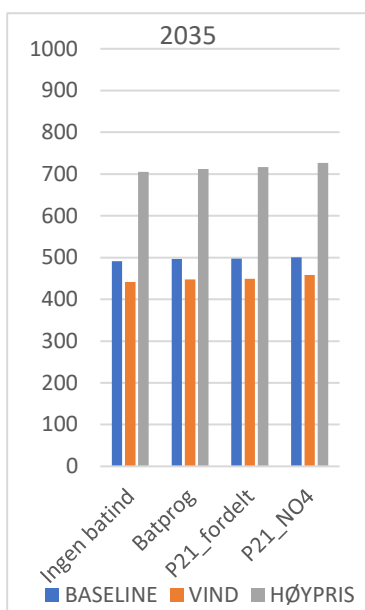
Utbygging av vindkraft klarte i de fleste scenarier å demme opp for de høye importprisene i NO4. I scenariet med all batteriindustri i NO4 steg strømprisen fra 2040 opp til strømpriser nesten like høyt som de andre regionene for samme periode, mellom 918 kNOK/GWh til 968 kNOK/GWh. Gjennomsnittlig kraftpris i 2050 for case *P21 NO4* var 86 kNOK/GWh høyere enn for *P21 fordelt*, noe som er en betydelig økning med tanke på at kraftbehovet til batteriindustrien over landet totalt sett er lik.

5.5 Forskjeller mellom følsomhetsanalyser

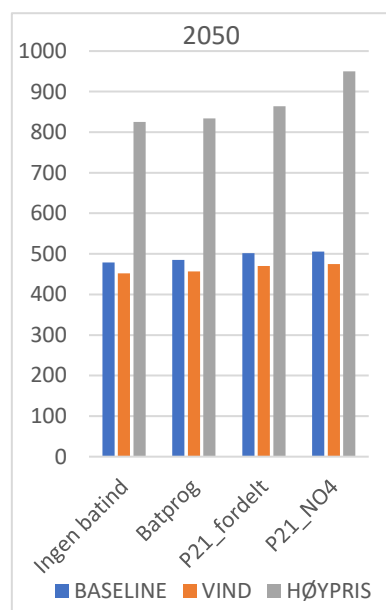
Figur 12 til 14 viser modellerte gjennomsnittlige norske strømpriser for 2020, 2035, 2050. Forskjellene mellom følsomhetsanalysene er relativt like med en sterkere effekt i 2050 enn 2020. På sikt vil investering i vindkraft generelt føre til en noe høyere kraftpris fra 2035. Som beskrevet tidligere er utgangspunktet til kraftprisen for følsomhetsanalyse *VIND* noe høyere enn *BASELINE*, men ble lavere over analyseperioden. En grunn til at *BASELINE* hadde en lavere kraftpris enn *VIND* i 2020 er at *BASELINE* hadde noe eksogent planlagt vind som var bygget ut i 2020, men som ikke var inkludert i følsomhetsanalyse *VIND*.



Figur 12: Gjennomsnittlige strømpriser i 2020 (kNOK/GWh)



Figur 13: Gjennomsnittlige strømpriser i 2035 (kNOK/GWh)



Figur 14: Gjennomsnittlige strømpriser i 2050 (kNOK/GWh)

Fra figurene kommer det frem at en større utbygging av batteriindustri førte til en høyere kraftpris. Plassering av batteriindustrien hadde også mye å si for kraftprisene dersom prisen på importert kraft var høy.

Tabell 19 viser at en investering i vindkraft vil senke prisene med opp til 10 prosent fra *BASELINE* i noen perioder. Nedgangen, som er spesielt tydelig fra 2035, kom av en sterk økning i utbygd vindkraft, som kan sees i tabell 15 og 17.

Tabell 19: Relativ endring i modellert kraftpris for de fem norske prisområdene ved økt utbygging av vindkraft for fire ulike etterspørselsscenarier.

Vind: Endringer fra BASELINE	2018	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ingen batind	10 %	2 %	1 %	-2 %	-2 %	-10 %	-9 %	-6 %	-6 %
Batprog	10 %	2 %	1 %	-2 %	-2 %	-10 %	-8 %	-7 %	-6 %
P21 fordelt	10 %	2 %	1 %	-2 %	-2 %	-10 %	-8 %	-6 %	-6 %
P21 NO4	10 %	2 %	1 %	-2 %	-2 %	-8 %	-6 %	-7 %	-6 %

Kraftprisene steg ikke overraskende i følsomhetsanalysen med høye importpriser, som kan sees i tabell 20. Den største effekten sees i case *P21 NO4*. Som vist i tabell 18 under delkapittel 5.4 fikk samtlige regioner med unntak av NO4 lavere kraftpriser i dette scenarioet sammenlignet med caset med fordelt batteriindustri, men prisstigningen i NO4 var større enn den samlede nedgangen i de øvrige regionene. I tabell 21, som viser gjennomsnittlige kraftpriser over hele modellperioden, kommer det frem at scenario *Ingen_batind_vind* er scenarioet med lavest kraftpris. Scenario *P21_NO4_hoypris* er scenarioet med høyest kraftpris sammenlagt.

Tabell 20: Relativ endring i modellert kraftpris for de fem norske prisområdene ved økt utbygging av vindkraft og høye importpriser for kraft for fire ulike etterspørselsscenarier.

Høye importpriser: Endringer fra BASELINE	2018	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ingen batind	19 %	11 %	9 %	21 %	40 %	43 %	65 %	69 %	72 %
Batprog	19 %	11 %	9 %	21 %	41 %	43 %	65 %	72 %	72 %
P21 fordelt	19 %	11 %	9 %	20 %	40 %	44 %	65 %	70 %	72 %
P21 NO4	19 %	11 %	9 %	24 %	41 %	45 %	69 %	86 %	88 %

Tabell 21: Gjennomsnittlige kraftpriser over hele modellperioden for alle scenarier (kNOK/GWh).

kNOK/GWh	BASELINE	VIND	Høye importpriser
Ingen batind	473	460	659
Batprog	476	463	665
P21 fordelt	480	467	671
P21 NO4	482	471	696

5.6 Prisvariasjon over modellperioden

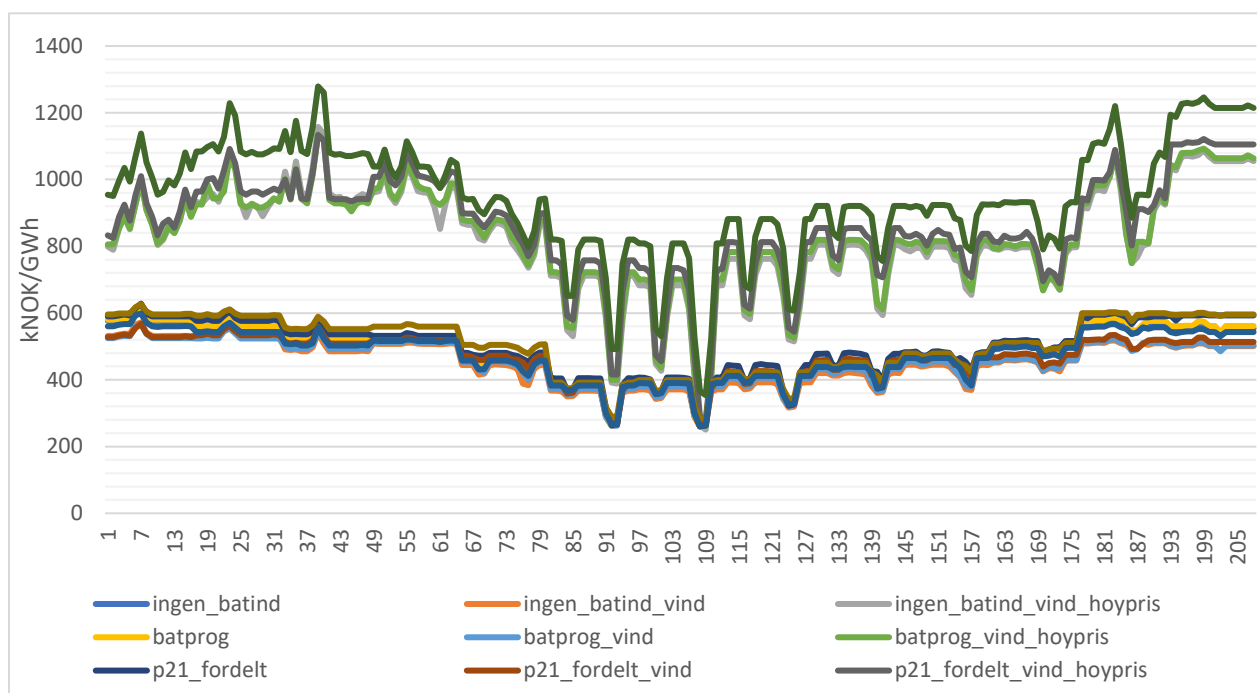
Resultatet fra modelleringene viste at prisvariasjonen, målt som standardavviket fra gjennomsnittsprisen for hvert år, holdt seg stabil på 16-17 % for alle scenarier kjørt med *BASELINE* følsomhetsanalyse. Følsomhetsanalyse *VIND* fikk resultatet med lavest prisvariasjon og sank svakt frem mot 2050 for alle caser. Følsomhetsanalyse *HØYPRIS* fikk svingninger som økte frem mot 2050. Fra tabell 22 er det tydelig at utbygging av mer kraftkrevende industri som batteriindustri førte til en prosentvis mindre prisvariasjon i følsomhetsanalysen med høye importpriser. Den absolutte prisvariasjonen var likevel større med mer batteriindustri med denne følsomhetsanalysen.

Tabell 22: Prisvariasjon i form av standardavvik for 2021, 2030 og 2050

Scenario	2021	2030	2050	2021 (%)	2030 (%)	2050 (%)
ingen_batind	491.83	491.44	478.93	16.4 %	17.0 %	16.6 %
ingen_batind_vind	496.40	441.69	451.77	16.8 %	16.0 %	14.9 %
ingen_batind_vind_hoypris	535.66	704.93	825.37	14.1 %	19.2 %	19.6 %
batprog	491.84	496.51	485.39	16.4 %	17.0 %	16.3 %
batprog_vind	496.40	447.77	456.46	16.8 %	14.8 %	14.2 %
batprog_vind_hoypris	535.67	712.45	834.26	14.1 %	18.5 %	18.9 %
P21_fordelt	491.84	497.64	501.44	16.4 %	16.9 %	16.0 %
P21_fordelt_vind	496.40	449.08	469.78	16.8 %	15.4 %	13.3 %
P21_fordelt_vind_hoypris	535.62	716.53	863.78	14.0 %	18.7 %	18.3 %
P21_NO4	491.85	500.43	505.66	16.4 %	17.2 %	16.8 %
P21_NO4_vind	496.40	458.19	475.19	16.8 %	13.7 %	15.3 %
P21_NO4_vind_hoypris	535.65	726.99	949.92	14.1 %	16.3 %	17.9 %

5.6.1 Prisvariasjon i 2050

Følsomhetsanalyse *HØYPRIS* førte til en høyere prisvariasjon enn for følsomhetsanalyse *BASELINE* og *VIND*, som begge hadde normale importpriser. Fra tabell 22 er det lettere å se forskjell på prissvingningene for hvert scenario. Det er fra tidligere delkapitler klart at snittprisen ble høyere for alle scenarioer med høyere importpriser og at endogen investering i vindkraft senket kraftprisen noe. Den samme dynamikken gjelder også for prisvariasjonen. Standardavviket ble høyere ved en høyere importert kraftpris. I situasjoner med lav pris førte høye importpriser i scenariene *ingen_batind* og *batprog* til et lavere bunnpunkt enn ved normale importpriser som følge av investering i vindkraft. I scenariene *P21_fordelt* og *P21_NO4* kom kraftprisen i perioder med lavpris ned til nesten tilsvarende lav kraftpris som følsomhetsanalysen med høye importpriser, men var fortsatt noe høyere.

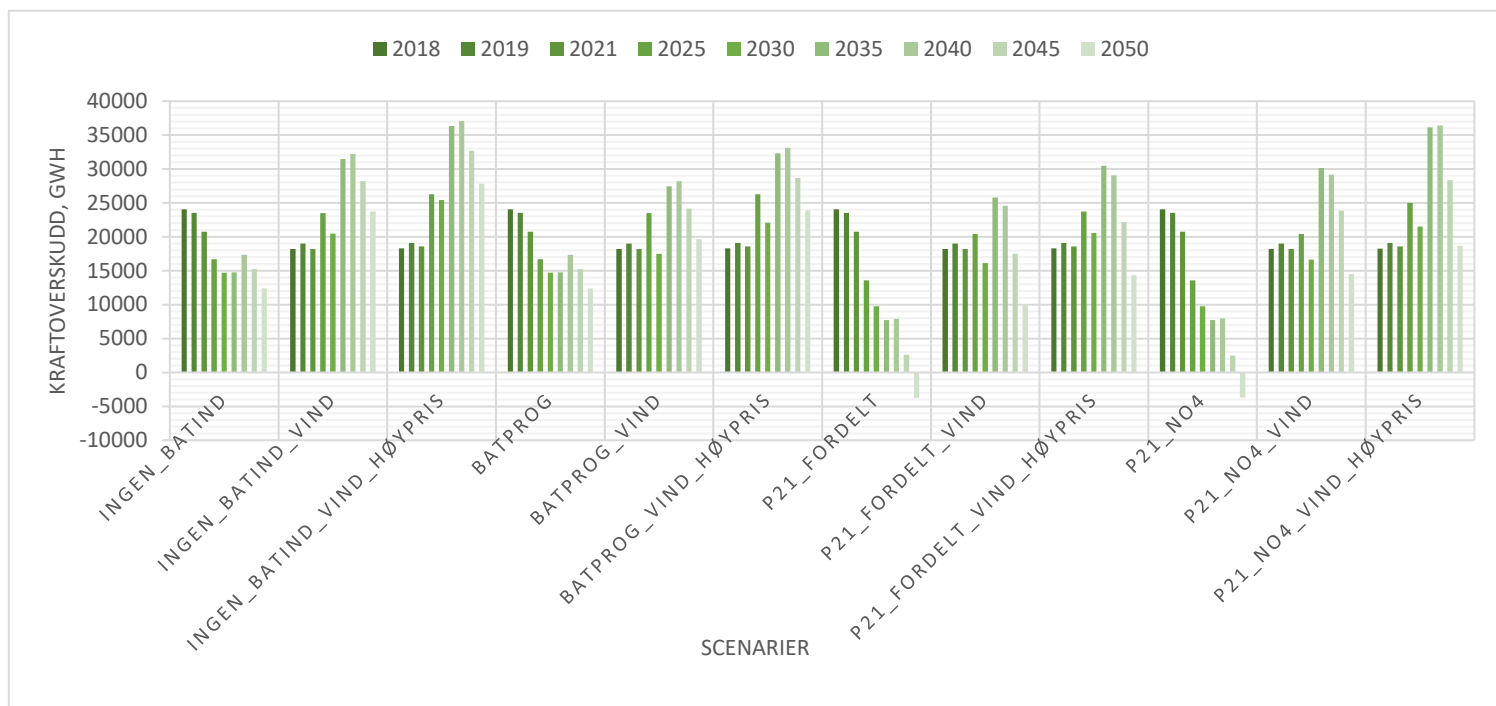


Figur 15: Prisvariasjon over et år i 2050

Utslagene i kraftprisene hadde større utslag nedover enn oppover. Følsomhetsanalysen HØYPRIS inkluderte også investering i vindkraft, og dette tyder på at vindkraften tok av for pristoppene med høypris i større grad enn i periodene med lavpris. Når alle regionene var sammenlagt, var prisvariasjonen størst for case *ingen batind* og lavest for *P21 fordelt*.

5.7 Kraftbalanse

Kraftbalansen gikk ned i alle scenarier kjørt med følsomhetsanalyse *BASELINE*, altså eksogen kraftutbygging basert på forventede utbyggingsprosjekter. Økt kraftforbruk til batteriindustri forsterket denne trenden ytterligere og gjorde at Norge kom i kraftunderskudd etter 2045 gitt følsomhetsanalyse *BASELINE*. I følsomhetsanalyse *VIND*, med mer normale importpriser og med endogen investering i vindkraft, økte kraftbalansen frem mot 2030 før den dalte frem mot 2050.



Figur 16: Kraftbalanse for alle scenarier over modellperioden. Kraftbalanse er funnet ved å trekke norsk forbruk fra norsk kraftproduksjon (GWh).

Et interessant resultat er at kraftbalansen var over 5 TWh høyere i 2035 for scenariet der alt forbruk til batteriindustri var lokalisert i NO4, fremfor der forbruket var fordelt over kraftregionene gitt følsomhetsanalyse *HØYPRIS*. Differansen i utbygd kraft på dette tidspunktet for nevnte caser var i underkant av 2 TWh. Kraftoverskuddet var generelt lavest for caset *P21 Fordelt* sammenlignet med de andre casene, gitt lik følsomhetsanalyse.

5.8 Netto eksport

Sammenlignes alle caser med batteriindustri med case *ingen batind* er det tydelig at det eksporteres mindre kraft når det bygges ut batteriindustri, uansett følsomhetanalyse, se tabell 23. Den største nedgangen skjedde for scenariene uten endogen vindkraftinvestering. En tilsvarende trend var også tydelig for import, der det ble importert mer jo mer batteriindustri

som ble bygget. Case *P21 fordelt* hadde en lavere nettoeksport enn case *P21 NO4*, selv om økningen i forbruk på landsbasis var lik. Dette kommer av at overføringskapasiteten i transmisjonsnettet mellom NO4 og NO3 i TIMES-Norge er på 1000 MW og dermed begrenset. Overføringskapasiteten mellom NO3 til tilgrensede regioner i syd er 1200 MW, og også begrenset. En større overføringskapasitet kan gjøre netto eksport likere for begge caser.

Tabell 23: Netto eksport for alle scenarier i alle modellerte år. Importert kraft er trukket fra eksportert kraft (GWh).

Netto eksport (GWh)	2018	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ingen_batind	23314	22785	19824	15798	13981	13986	16557	14421	11620
ingen_batind_vind	17539	18326	17282	22587	19727	30692	31434	27442	22947
ingen_batind_vind_høypris	17606	18450	17826	25401	24600	35460	36216	31868	27031
Batprog	23319	22786	19824	15799	10636	8815	11617	9223	6437
Batprog_vind	17539	18329	17282	22586	17212	27294	27934	23859	19388
Batprog_vind_høypris	17608	18450	17826	25420	21287	32080	32849	28468	23755
P21_fordelt	23313	22785	19821	12701	8988	6930	7144	1857	-4521
P21_fordelt_vind	17539	18327	17280	19508	15393	25032	23780	16710	9098
P21_fordelt_vind_høypris	17608	18452	17825	22902	19786	29622	28223	21353	13571
P21_NO4	23311	22784	19821	12734	9049	7025	7261	1860	-4301
P21_NO4_vind	17539	18330	17282	19531	15903	29360	28408	23124	13774
P21_NO4_vind_høypris	17604	18447	17832	24132	20738	35291	35587	27522	17922

5.9 Systemkostnader

Systemkostnadene reflekterer den faktiske verdien *Z* som har blitt minimert med objektsfunksjonen for å dekke etterspørselen for modelleringsscenariene. Verdien sier ikke mye i seg selv, men endringer i systemkostnadene er nyttige for å se på prosentvis forskjell på effektivitet og størrelse på systemet. Priser er oppgitt i 2018-kroner. Prosentvis endring er fra *BASELINE*-scenarioet (Case *BASELINE*, følsomhetsanalyse *BASELINE*). Systemkostnader består utelukkende av investeringskostnader. Verdiene reflekterer ikke verdiskapning som nye jobber eller andre sosioøkonomiske faktorer, ei heller driftskostnader eller vedlikehold. Tabell 24 viser at scenarioet med de høyeste systemkostnadene er *P21_fordelt* og scenarioet med de billigste systemkostnader ene *ingen_batind_vind_hoypris*.

Tabell 24: Systemkostnader i 2018-kroner.

	BASELINE		VIND		HØYPRIS	
Ingen batteriindustri	kr 3 921 557 117 680	-0.439 %	kr 3 918 413 287 690	-0.518 %	kr 3 870 597 473 660	-1.732 %
Batteriproggnose (BASELINE)	kr 3 938 829 264 390	0.000 %	kr 3 933 970 196 200	-0.123 %	kr 3 894 890 329 130	-1.116 %
P21 fordelt	kr 3 959 553 373 720	0.526 %	kr 3 954 395 085 390	0.395 %	kr 3 929 414 098 240	-0.239 %
P21 i NO4	kr 3 957 067 743 600	0.463 %	kr 3 947 141 616 960	0.211 %	kr 3 907 690 602 200	-0.791 %

6 Diskusjon

I dette kapitlet vil metoden og funnene fra modelleringen bli diskutert. Resultatene vil bli kortfattet oppsummert og sammenlignet med funn fra sammenlignbare studier. Usikkerheter, implikasjoner, sammenhenger og betydning av resultatene vil også bli gjort rede for.

6.1 Diskusjon av metode

I en kraftmarkedsanalyse er det mange usikkerheter, og usikkerhetene blir større jo lenger inn i fremtiden modelleringen går. Det er ønskelig å oppnå en så presis innsikt i fremtidens kraftmarked som mulig, samtidig er kraftmarkedet et stort og komplekst system som gjør det nødvendig med forenklinger og inkludering av usikre data. Dette gjør at resultatene vil slå feil ut på en eller flere måter og det vil være usikkerhet rundt modelleringsresultatene. Dette er en svakhet det er viktig å ta høyde for når resultatene tolkes.

I denne oppgaven er kraftforbruket til batteriindustrien basert på beregninger gjort i Prosess 21, som konkluderer med at energimengden som skal til for å produsere 1 kWh med batterikapasitet er 350 MJ. Kunnskapsgrunnlaget bak dette tallet er imidlertid sprikende og artikkelen som Prosess 21 belager seg på konkluderer selv med et energiforbruk på mellom 350 og 650 MJ (Romare & Dahllöf 2021). Prosess 21 belager seg med andre ord på et lite konservativt tall, til tross for at rapporten selv hevder anslaget er konservativt (NHO 2019b). En annen metastudie fra 2016 peker på at forskjellen i energibehovet for å produsere 1 kWh batterikapasitet spriker mellom 2,4 MJ/kWh og 1062 MJ/kWh. Konklusjonen i denne metastudien er et energibehov på 586 MJ/kWh (Ellingsen et al. 2016). En annen LCA av LIB-battericelleproduksjon fra 2022 peker på at en stor del av kraftbehovet ved battericelleproduksjon går til varme. I nevnte studie kommer 52 % av kraftbehovet fra naturgass i form av varme. Det er mulig at batteriindustri i Norge kan benytte seg av spillvarme fra annen industri eller ta i bruk varmepumper, men hvorvidt dette er tatt hensyn til i Prosess 21 fremkommer ikke i rapporten eller tilhørende ekspertnotat om batteriverdikjeden (NHO 2019a). Batteriindustrien er en industri med mange ledd, ulike teknologier og fremgangsmåter, å bruke ett tall for hele industrien er derfor en stor forenkling. Resultatene fra denne studien sier derfor mer om hvordan det samlede økte kraftforbruket fra batteriindustri som helhet påvirker det norske kraftmarkedet.

Denne oppgaven har modellert forbruket fra potensiell batteriindustri som eksogen input, det er med andre ord forhåndsbestemt hvor mye batteriindustri som vil bli bygget. Dersom denne oppgaven hadde definert investeringskostnaden for batterifabrikker og satt utbygging av batteriindustri som en endogen variabel, slik at modellen selv kunne valgt mengde og plassering

på utbygd batteriindustri, er det trolig at resultatet ville blitt annerledes. Det er for eksempel ikke sikkert det ville blitt investert i batterifabrikker i følsomhetsanalysen med høye kraftpriser, og prisøkningen ville blitt dempet bare på grunn av dette.

Det norske kraftsystemet er i stor endring og det er vanskelig å forutsi hvordan det vil utvikle seg på lang sikt. Under arbeidet med denne oppgaven vedtok regjeringen blant annet et mål om utbygging av 30 GW havvind innen 2040, en mangedobling fra havvindmålsetningen fra 2020 om utbyggingen av 4,5 GW i Sørlege Nordsjø og Utsira Nord II. Modellen som har blitt brukt i denne oppgaven har begrenset med havvind inkludert (4 TWh i 2040). Det er vanskelig å gjøre gode prediksjoner for utbygging av ny vindkraft, da utbygging i større grad er begrenset av politisk vilje og folkeopinionen enn investeringskostnader og læringseffekter knyttet til teknologiene. Et eksempel er NVEs *Nasjonal ramme for vindkraft* som ble utviklet på oppdrag fra OED og besto av et stort oppdatert kunnskapsgrunnlag, samt de 13 områdene NVE mente det fortsatt ville være aktuelt å behandle vindsøknader i dersom det skulle bygges ut mer vindkraft (NVE 2019). Denne ble imidlertid oppfattet som en utbyggingsplan, og nasjonal ramme for vindkraft ble forkastet. Etter at forslaget ble forkastet ble også alle vindkonsesjonssaker midlertidig stanset. Konsesjonsbehandlingen for vindkraft startet ikke opp igjen før april 2022.

For å bedre gi innsikt relativt langt inn i fremtiden er det inkludert fremtidige vindkraft-teknologier som blir tilgjengelige fra henholdsvis 2025 og 2035 og som modellen kan bygge ut om den finner det samfunnsøkonomisk lønnsomt. Fremtiden er imidlertid vanskelig å predikere og alle fremtidige teknologiske fremskritt er naturligvis ikke lagt inn. Det er også mulig at de predikerte investerings- og driftskostnadene for de innbygde teknologiene er for pessimistiske eller for positive.

Forskjellene mellom Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) og Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) som følge av transmisjonskapasitet fortsetter i større eller mindre grad å gjøre seg gjeldene i samtlige scenarier i denne studien. Utbygning av større kapasitet mellom regionene er eksogen input definert ved modellstart, uavhengig av investering i vindkraft eller økt forbruk til batterifabrikker. I praksis er det realistisk å anta at investeringer i overføringskapasitet mellom regioner vil bli prioritert basert på utbyggingsplaner og forventninger med mer kortsiktig horisont enn denne analysen. Dette vil påvirke fremtidige investeringsbeslutninger for både vindkraft og batteriindustri. Også utbygging av større transmisjonskapasitet til naboland har den siste tiden blitt gjenstand for offentlig debatt. Det er ikke umulig at beslutninger om

fremtidig overføringskapasitet til naboland blir tatt på bakgrunn av politisk agenda og ikke kraftsystemanalyser.

Rammen for denne modelleringen er de norske prisregionene og investeringsbeslutninger forandres bare innenfor Norges grenser. I praksis er det nordiske kraftsystemet tett sammenknyttet og blant annet Sveriges kraftbalanse har mye å si for norske kraftpriser. Transmisjonskapasiteten mellom SE2 og SE3 er en stor flaskehals i det Nordiske kraftnettet, og prisforskjellene mellom nord-sør er forventet å være størst i 2030 før de avtar frem mot 2040 som følge av planlagte oppgraderinger i det svenske kraftnettet (NVE 2021a). Et høyt prisnivå i Storbritannia og på kontinentet vil også føre til større prisdifferanser mellom nord og sør i Norge, noe som har vært tilfelle den siste vinteren.

Norge har en kraftproduksjon som i svært stor grad baserer seg på vannkraft og det norske kraftmarkedet påvirkes derfor i stor grad av hydrologiske forhold. Forskjellen på tilsvarende våteste og tørreste år de siste 20 årene er på ca. 50 TWh (RME 2021). Værdataene som ligger til grunn for TIMES er basert på et gjennomsnitt av 30 værår og resultatene vil dermed også representere et gjennomsnitt av det mulige utfallet. I praksis må det forventes å se større spredning og forskjeller fra år til år. Det er allikevel en fordel med gjennomsnittlige værdata, da årlige værvariasjoner vil gjøre det vanskeligere å skille ut endringer i kraftmarkedet som følge av batteriindustri.

Som beskrevet i metodekapittelet er produksjonsprofilene for vindkraftteknologiene TIMES-Norge kan investere i basert på et produksjonsgjennomsnitt over mange værår. Produksjonsprofilene reflekterer derfor den gjennomsnittlige sesongvariasjonen godt, men vil ikke nødvendigvis reflektere den faktiske prisdifferansen som vil oppstå i hvert enkeltår med gitt utbygging av vindkraft. Denne oppgaven vil derfor ikke fange opp prisvariasjonen på dags- eller ukesnivå, men si noe om gjennomsnittlige endringer på sesongnivå som følge av batteriindustri, vindkraftinvesteringer og høye importpriser. Med stokastisk programmering er det mulig å sikre et optimalt modelleringsresultat som aktivt tar høyde for behovet for investeringer i fleksibilitetsløsninger og reserveeffekt ved utbygging av VRE (Seljom et al. 2021).

Mengden prisvariasjon i en kraftregion vil være sterkt avhengig av eksisterende tilgjengelige fleksibilitetsløsninger i området (Rintamaki et al. 2017). Studien *Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? An analysis of Denmark and Germany* av Rintamaki et al. peker på at prisvariasjonen øker på dagnivå i Tyskland som følge av mer

produksjon fra vindkraft, mens variasjonen i Danmark minker under de samme forutsetningene. En av faktorene som studien mener bidrar til dette er at Danmark har tilgang på vannkraftreserver i de nordiske landene som er med på å jevne ut prisene. Tyskland på sin side har for liten overføringskapasitet til Norden i forhold til størrelsen på kraftsystemet til å få samme effekt (Rintamaki et al. 2017).

6.2 Diskusjon av resultater

Prisutvikling

LA21 predikerer en kraftpris på 50, 52 og 50 øre/kWh for henholdsvis 2025, 2030 og 2040. Denne studien fikk en kraftpris 49.5, 50 og 48 øre/kWh for BASELINE-BASELINE scenarioet, så selv om denne studiens prisprognoser var noe lavere enn LA21s prisprognoser fulgte prisutviklingen den forventede prisoppgaven frem mot 2030 som beskrives av både LMA20 og LA21. Kraftprisene i denne studien var godt innenfor utfallsrommet for LA21s prisprognoser.

Samlokalisering av batteriindustri og vindkraft i NO4

Modellen fant det samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut vindkraft i alle scenarier den fikk mulighet. Mer batteriindustri førte også til mer vindkraft. I 2050 var den minste installerte kapasiteten på 8 345 MW i scenario *ingen_batind_vind*, den største var på 11 283 MW for scenario *P21_NO4_vind_hoypris*. Til sammenligning var det faktiske tallet for installert kapasitet ved inngangen av 2022 på 4650 MW med vindkraft i Norge fordelt på 64 vindkraftverk med til sammen 1 170 turbiner (OED 2022). Det er interessant å se at den største forskjellen mellom scenariene kom fra utbygging i NO4. Forskjellen i vindkraftutbygging for *P21 fordelt* og *P21 NO4* var relativt liten for alle regioner utenom NO4, hvor det i *P21 NO4* ble utbygd godt over 1000 MW kapasitet mer fra 2035 gitt normale kraftpriser og over 2000 MW gitt høye importpriser. Med følsomhetsanalyse *HØYPRIS* var kraftbalansen i 2035 og 2040 over 5 TWh høyere i case *P21 NO4* enn *P21 fordelt*. Forbruket holdt seg relativt jevnt for begge scenarier, og økningen kom nesten utelukkende av en samlet høyere produksjon. Dette skjedde fordi modellen fant det mer samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i vindkraft i NO4 enn å importere kraft fra naboregioner i Norge og Norden.

I samtlige scenarier der TIMES-Norge kunne investere i vindkraft valgte modellen å investere mest i NO4. Dette er også et av de 13 stedene som rapporten *Nasjonal ramme for vindkraft*

utpeker som velegnede for nye vindkraftinvesteringer (NVE 2019). Statnetts delrapport til nasjonal ramme for vindkraft peker på at Midt- og Nord-Norge i utgangspunktet er mindre gunstig for vindkraftutbygging sammenlignet med Sør-Norge, til tross for at de beste vindressursene finnes i disse områdene. Grunnen til dette er den forventede utviklingen i kraftsystemet, problemer med flaskehalser vil komme raskere enn andre steder i landet og at en større andel av produksjonen vil gå tapt i nettet. Modelleringene som ligger til grunn for denne rapporten viser imidlertid at vindkraftpotensialet er stort om det kombineres med et økt lokalt forbruk fra for eksempel batteriindustri, som vil trekke prisene opp i større grad enn i Sør-Norge og dermed også gi mer rom for vindkraft. En tilsvarende mengde utbygging av vindkraft som mengde økt forbruk, målt i energi, vil gjøre at den gjennomsnittlige årsprisen forblir tilnærmet uendret. Et industriforbruk på 250 MW jevner ut priseffekten av 500 MW vindkraft, gitt at forbruk og produksjon samlokaliseres i landsdelen (Statnett 2018). Mer batteriindustri i Nord-Norge gjør det dermed mer hensiktsmessig med mer vindkraft i samme region, og motsatt, slik som det også kom frem fra resultatene i denne studien. Eneste nåværende planlagte batterifabrikk i NO4, FREYR, planlegger å bygge et vindkraftverk på 600 MW for å forsyne kraft til fabrikk. Om dette er av tilkoblingsbegrensninger er uvisst.

Mer batteriindustri ga lavere kraftbalanse, mer investering i vind og høyere kraftpriser

Mer batteriindustri førte til høyere kraftpriser over modellperioden og plassering av all batteriindustri i NO4 ga høyere kraftpriser totalt sett sammenlignet med caset med lik mengde fordelt batteriindustri. I følsomhetsanalysen med endogen investering i vindkraft steg kraftprisene mest frem til 2035. Etter 2035 steg mengden utbygd vindkraft kraftig og dette var med på å senke kraftprisene videre frem mot 2050. Plassering av batteriindustri i NO4 fremfor å fordele industrien over landet førte til at kraftprisene sammenlagt var høyere for alle følsomhetsanalyser. Begge caser med mye batteriindustri uten endogen investering i vindkraft gjorde at Norge havnet i negativ kraftbalanse etter 2045.

Investering i vind førte til lavere kraftpriser og mindre prisvariasjon

Alle caser kjørt med følsomhetsanalyse *VIND* hadde lavere kraftpriser sammenlignet med følsomhetsanalyse *BASELINE* eller *HØYPRIS*. I 2050 lå kraftprisen for alle caser kjørt med følsomhetsanalyse *VIND* på et relativt likt nivå under *BASELINE*, mellom 2,7 og 3,1 øre/kWh. Med følsomhetsanalyse *VIND* og *HØYPRIS* steg kraftprisene over modelleringsperioden for alle regioner, med unntak av NO4 der prisene sank. Som beskrevet tidligere er NO4 i en spesiell situasjon der tilknytning av ny kraftproduksjon i større grad enn for de andre regionene er med

på å senke kraftprisene som følge av liten overføringskapasitet. Unntaket er case *P21 NO4* med følsomhetsanalyse *HØYPRIS*, her steg prisen gjennom modellperioden fordi mengden ny tilknyttet kraftforbruk veier opp for denne effekten.

Samtlige caser kjørt med følsomhetsanalyse *VIND* hadde den laveste variasjonen blant casene og trenden økte med større utbygging av vind som følge av større kraftteterspørsel til batteriindustri såfremt ikke all industri ble konsentrert i NO4. Resultatene fra denne studien gir grunn til å tro at vindkraft på sesongnivå vil dempe pristoppene mer enn den bidrar til å senke prisen i de laveste pristimene, og at prisvariasjonen vil øke med høyere pris på importert kraft.

I denne studien var prisvariasjonen utelukkende regnet over en periode på et år og ikke på ukes- eller dagsbasis. Den faktiske prisdifferansen som følge av VRE på ukes- eller dagsnivå ville heller ikke blitt reflektert i resultatet da produksjonsprofilen for vindkraft brukt i denne studien er basert på et gjennomsnitt, slik beskrevet i diskusjonen av metoden. LA21 forventer økt prisvariasjon grunnet mer VRE i Norge og på kontinentet som vil sørge for høy import av billig kraft i lavprisperioder. Balansekraft vil også bidra til mer prisvariasjon og det samme gjelder CO₂- og brenselspriser. LA21 peker på at solkraft på dagtid i sommersesongen vil være med på å øke prisvariasjonen i fremtiden og føre til perioder med lav kraftpris også i Norge og da særlig i Sør-Norge (NVE 2021a). I denne studien var lavprisperiodene nesten dobbelt så lavt under snittprisen som høyprisperiodene var over snittet. Disse lavprisperiodene kom på sommeren, noe som tyder på at fremtidig europeisk solkraft på kontinentet vil ha mer å si for prisvariasjonen i Norge dersom CO₂-kvoteprisene er høye i Europa og Norden. Den samme effekten var også tydelig for de andre casene, men med mindre utslag sammenlignet med resultatet for *HØYPRIS*-scenariene.

Høye importpriser på kraft førte til mer importering av vindkraft og mer prisvariasjon

Det er ikke veldig overraskende at høyere kraftpriser i naboland førte til en større investering i vindkraft i Norge. Som beskrevet tidligere er norske kraftpriser i stor grad påvirket av utenlandske kraftpriser, i Sør-Norge mer enn i Nord-Norge. Høyere kraftpriser gjorde at det kunne bygges ut mer vindkraft i samtlige regioner uten at merit-of-order effekten ødela for inntektsgrunnlaget gjennom «kannibaliseringseffekten». Denne effekten beskriver hvordan store mengder VRE uten batterilagring, utnyttelse av forbrukerfleksibilitet eller større transmisjonskapasitet vil ødelegge for sitt eget inntektsgrunnlag gjennom merit-of-order effekten (Prol et al. 2020).

7 Konklusjon

Denne oppgaven har analysert hvordan en satsning på batteriindustri i Norge slik forespeilet i Prosess 21 kan påvirke det norske kraftmarkedet. NVEs studentversjon av TIMES-Norge har blitt brukt for å se på fire ulike caser med ulik mengde batteriindustri, gitt tre forskjellige forutsetninger for importerte kraftpriser og mulighet for vindkraftutbygging.

Studien viste at kraftprisene øker med mengden batteriindustri over hele modellperioden. Med utgangspunkt i kraftprisene fra *BASELINE*-scenarioet i 2018 sees en økning i kraftprisene på mellom 4,14 øre/kWh i scenarioet uten batteriindustri og med mulighet for vindkraftinvesteringer til en økning på 53,96 øre/kWh for scenarioet med 16,3 TWh forbruk til batteriindustri i NO4 med høye importpriser og mulighet for vindkraftinvesteringer. Utbygging av vindkraft var med på å dempe prisstigningen, og for noen scenarier gjøre utviklingen negativ. For begge følsomhetsanalyser uten høye importpriser fikk kraftprisen en lokal topp i 2030 før kraftprisen sank som følge av en større utbygging av ny vindkraftteknologi som ble moden og mulig å bygge ut fra 2035. Med mer utbygging av batteriindustri fant modellen det samfunnsøkonomisk gunstig å investere mer i vindkraft, spesielt NO2, NO3 og NO4. Dette gjaldt også i case der det utelukkende var batteriindustri i NO4. Modellen valgte å investere mest i NO4 uavhengig av case.

Dersom det ikke investeres mer i kraftutbygging enn det som ble lagt inn i basisscenarioet for denne modelleringen vil kraftbalansen synke for alle caser, og i caser som reflekterer Prosess 21s visjoner om batteriindustri kommer Norge i et kraftunderskudd etter 2045. For samtlige caser kjørt med mulighet for vindkraftinvesteringer, både med og uten høye importpriser, vil kraftbalansen stige frem mot 2030-2035, før den synker frem mot 2050. Nedgangen er størst for caser med mye batteriindustri, der kraftbalansen synker ned til utgangspunktet for studien i 2018.

Prisvariasjonen holdt seg lik for alle caser gitt normale importpriser og ingen endogen investering i vindkraft. Modelleringene viste at variasjonen avtok noe med mer utbygging av vindkraft, men dette henger i stor grad sammen med de gjennomsnittlige produksjonsprofilene for vindkraft brukt i denne studien. Høyere importpriser førte til økende prisvariasjon over modellperioden.

For casene som representerer batteriindustri i størrelsesordenen som Prosess 21 beskriver fikk kraftprisen i casen med plassering av all batteriindustri i NO4 mer prisdifferanse og en lavere kraftbalanse. Med en høyere importpris ble også gjennomsnittlig kraftpris 8,6 øre høyere pr

kWh. I scenarioet med all industri i NO4 uten muligheter for utbygging av vindkraft steg kraftprisene i NO4 til nivå med resterende regioner i 2050, som eneste case der dette skjedde.

8 Videre studier

Denne oppgaven har tatt utgangspunkt i kraftbehovet beskrevet i Prosess 21. Som diskutert i diskusjonen er om lag halvparten av kraftbehovet til batteriindustrien varmespesifikt, og det ville derfor vært interessant å sett på kraftmarkedseffektene når dette er tatt hensyn til i TIMES. Det ville også vært interessant å modellere batteriindustrien endogent, og la modellen selv finne optimal plassering og mengde batteriindustri for de ulike følsomhetsanalysene.

Prisvariasjon på dags- og ukesnivå er heller ikke tatt hensyn til i denne studien, og det ville vært interessant å se hvordan prissvingningene grunnet mye VRE vil påvirke konklusjonen fra denne analysen.

En av hovedforskjellene i det norske kraftmarkedet er forskjellene mellom NO1, NO2 og NO5 (Sør-Norge) og NO3 og NO4 (Midt- og Nord-Norge). Denne oppgaven kjørte et case der all industri har vært plassert i NO4 for å se på effekter av dette, og det ville vært interessant å sett på den samme casen i eksempelvis NO2, som i større grad er tilkoblet det europeiske markedet og har større produksjonskapasitet, for å sammenligne priseffekter og prisvariasjon. Også en studie med endogen transmisjonskapasitet og endogent satt mengde utenlandsforbindelser ville vært interessant, spesielt i kombinasjon med endogen mengde batteriindustri.

9 Referanser

- Ambrose, H. & Kendall, A. (2016). Effects of battery chemistry and performance on the life cycle greenhouse gas intensity of electric mobility. *Transportation Research Part D-Transport and Environment*, 47: 182-194.
- Askheim, L. O. (2019). *Nord Pool*.
- Beyonder. (2022). *Our facilities*. Tilgjengelig fra: <https://www.beyonder.no/facilities>.
- Blok, K. & Nieuwlaar, E. (2021). *Introduction to energy analysis*.
- Chen, Y. K., Hexeberg, A., Rosendahl, K. E. & Bolkesjo, T. F. (2021). Long-term trends of Nordic power market: A review. *Wiley Interdisciplinary Reviews-Energy and Environment*, 10 (6).
- Elkem. (2022). *Elkem, Hydro and Altor partner to accelerate growth of Vianode, producer of sustainable battery materials*. Tilgjengelig fra: <https://www.elkem.com/media/news/article/?itemid=F159B0BD96A3CBF4>.
- Ellingsen, L., Majeau-Bettez, G., Singh, B., Srivastava, A., Valøen, L. & Strømman, A. (2016). *Lifecycle impacts of lithium-ion batteries: A review*. Proceedings of the EVS29 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, Montréal, QC, Canada. 19-22 s.
- Ellingsen, L. A.-W., Majeau-Bettez, G., Singh, B., Srivastava, A. K., Valøen, L. O. & Strømman, A. H. (2014). Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack. *Journal of Industrial Ecology*, 18 (1): 113-124.
- Equinor. (2022). *Equinor Ventures invests in Beyonder*. Tilgjengelig fra: <https://www.equinor.com/news/ev/invests-beyonder>.
- European Commission. (2020). *Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL concerning batteries and waste batteries, repealing Directive 2006/66/EC and amending Regulation (EU) No 2019/1020*.
- European Commission. (2021a). *'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality*.
- European Commission. (2021b). *In focus: Batteries - a key enabler of a low-carbon economy*. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/info/news/focus-batteries-key-enabler-low-carbon-economy-2021-mar-15_en (lest 26.04.22).
- European Commission. (2022a). *Cause of climate change*. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/clima/climate-change/causes-climate-change_en (lest 23.05.22).
- European Commission. (2022b). *EU position in world trade*. Tilgjengelig fra: https://policy.trade.ec.europa.eu/eu-trade-relationships-country-and-region/eu-position-world-trade_en.
- European Commission. (2022c). *European Battery Alliance*. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/growth/industry/strategy/industrial-alliances/european-battery-alliance_fi.
- European Environment Agency. (2022). *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*. Tilgjengelig fra: <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>.
- European Parliament. (2020). *New EU regulatory framework for batteries - Setting sustainability requirements*.
- FREYR. (2022a). *FREYR Battery and Statkraft Sign Agreement, Securing Long-Term Supply of Renewable Energy*. Tilgjengelig fra: <https://www.freyrbattery.com/news/freyr-battery-and-statkraft-sign-agreement-securing-long-term-supply-of-renewable-energy> (lest 13.06.22).

- Freyr. (2022b). *FREYR Battery Concludes Frame Agreements for More Than 90% of Its Raw Material Requirements for Initial Plants in Mo i Rana*. Tilgjengelig fra: <https://ir.freyrbattery.com/ir-news/press-releases/news-details/2022/FREYR-Battery-Concludes-Frame-Agreements-for-More-Than-90-of-Its-Raw-Material-Requirements-for-Initial-Plants-in-Mo-i-Rana/default.aspx> (lest 09.05.22).
- Global Economic Forum, G. B. A. (2019). A Vision for a Sustainable Battery Value Chain in 2030: Unlocking the Full Potential to Power Sustainable Development and Climate Change Mitigation.
- Goldstein, G., Gargiulo, M. & Kanudia, A. (2020). Documentation for the TIMES Model Part IV: VEDA2.0.
- Haugaland Næringspark. (2022). *Beyond med storskala batterisatsning i Haugaland næringspark*. Tilgjengelig fra: <https://haugaland-park.no/2022/04/04/beyond-velger-norge-foran-utlandet-for-sin-storskala-batterisatsning/>.
- Hofstad, K. (2019). Topplast (energiforsyning).
- Holden, H. (2017). *Matematisk programmering*. Store norske leksikon.
- IEA. (2021a). *About the WEO*. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/topics/world-energy-outlook> (lest 27.05.22).
- IEA. (2021b). *Executive Summary*. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021/executive-summary> (lest 31.05.22).
- IEA. (2022). *Mission*. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/about/mission> (lest 27.05.22).
- Jaehnert, S. & Doorman, G. L. (2012). Assessing the benefits of regulating power market integration in Northern Europe. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43 (1): 70-79.
- KanORS-EMR. (2022). *Introduction - VEDA 2.0*. Tilgjengelig fra: <https://veda-documentation.readthedocs.io/en/latest/pages/introduction.html>.
- Kim, H. C., Wallington, T. J., Arsenault, R., Bae, C., Ahn, S. & Lee, J. (2016). Cradle-to-Gate Emissions from a Commercial Electric Vehicle Li-Ion Battery: A Comparative Analysis. *Environmental Science & Technology*, 50 (14): 7715-7722.
- Loulou, R. (2016). Documentation for the TIMES Model - Part I.
- Loulou, R., Lehtilä, A., Kanudia, A., Remme, U. & Goldstein, G. (2016). Documentation for the TIMES Model - Part II.
- Morrow. (2021). *Morrow aims to be at the forefront of battery technology development*. Tilgjengelig fra: <https://www.morrowbatteries.com/technology-products/>.
- NHO. (2019a). Batteriverdikjeden, Prosess 21 Ekspertnotat.
- NHO. (2019b). Prosess 21.
- NHO. (2020). Norske muligheter i Grønne Elektriske Verdikjeder.
- Nord Pool. (2020a). Day-ahead market.
- Nord Pool. (2020b). Intraday market.
- Nord Pool. (2020c). *Price calculation*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/> (lest 26.04.22).
- NTB. (2022). Morrow henter 1 milliard kroner til første byggetrinn av fabrikk i Arendal.
- NVE. (2017). *Magasinkapasitet i Norge*.
- NVE & IFE. (2018). *TIMES-Norge*.
- NVE. (2019). Nasjonal ramme for vindkraft.
- NVE. (2021a). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040*.
- NVE. (2021b). *Sluttbrukermarkedet*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/kraftmarkedet/sluttbrukermarkedet/> (lest 25.05.22).
- NVE. (2021c). *Vedlegg til NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2020-2040*.

- NVE, I. (2018). *TIMES-Norge*.
- Nysnø Invest. (2022). *Nysnø investerer i Morrow*. Tilgjengelig fra: <https://www.nysnoinvest.no/nysno-investerer-i-batteriselskapet-morrow> (lest 02.06.22).
- OED. (2022). *Kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/> (lest 10.06.22).
- Olje- og energidepartementet. (2022). Norsk energiforsyning.
- Peters, J. F., Baumann, M., Zimmermann, B., Braun, J. & Weil, M. (2017). The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters - A review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 67: 491-506.
- Prol, J. L., Steininger, K. W. & Zilberman, D. (2020). The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market. *Energy Economics*, 85.
- Regjeringen. (2021). *Hurdalsplattformen: For en regjering utgått fra arbeiderpartiet og senterpartiet 2021-2025*.
- Regjeringen. (2022). *Toppmøte om grønt industriløft og batterisatsning*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/toppmote-om-gront-industriloft-og-batterisatsning/id2909721/> (lest 09.05.22).
- Rintamaki, T., Siddiqui, A. S. & Salo, A. (2017). Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? An analysis of Denmark and Germany. *Energy Economics*, 62: 270-282.
- RME. (2021). *Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet/>.
- Romare, M. & Dahllöf, L. (2021). The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries
- Rosvold, K. A. & Hofstad, K. (2019). *Kraftmarked*.
- Seljom, P. & Tomsgard, A. (2017). The impact of policy actions and future energy prices on the cost-optimal development of the energy system in Norway and Sweden. *Energy Policy*, 106: 85-102.
- Seljom, P., Kvalbein, L., Hellemo, L., Kaut, M. & Ortiz, M. M. (2021). Stochastic modelling of variable renewables in long-term energy models: Dataset, scenario generation & quality of results. *Energy*, 236.
- Sensfuss, F., Ragwitz, M. & Genoese, M. (2008). The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, 36 (8): 3086-3094.
- Statnett. (2018). *Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettet*
- Statnett. (2020). *Langsiktig markedsanalyse - Norden og Europa 2020 - 2050*.
- Statnett. (2022a). *Hvorfor har vi prisområder?* Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>.
- Statnett. (2022b). *Reservemarkeder*.
- Tveten, Å. G. (2015). *Renewable energy in Northern European power markets: effects, challenges and integration options*: NMBU.
- UNCC. (2022). *The Paris Agreement*. Tilgjengelig fra: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (lest 23.05.22).

Vedlegg A: Kapasiteter, kostnader og levetider for produksjonsteknologier i TIMES-Norge

Magasinert vannkraft

Installed capacity, MW			REF_2019	B2020	B2022	B2025	B2030	B2040	B2050
NO1	Hydro_Res	Residual_NO1	1186	1186	1190	1192	1199	1206	1206
NO2	Hydro_Res	Residual_NO2	8941	8941	9040	9139	9248	9350	9350
NO3	Hydro_Res	Residual_NO3	2203	2203	2219	2226	2250	2269	2269
NO4	Hydro_Res	Residual_NO4	3521	3521	3555	3600	3653	3671	3671
NO5	Hydro_Res	Residual_NO5	6548	6548	6582	6613	6700	6734	6734
			22399	22399	22586	22770	23050	23230	23230

Vannkraftverk

Installed capacity, MW			REF_2019	REF_2020	B2022	B2025	B2030	B2040	B2050
NO1	Hydro_RoR	RoR_NO1	1990	2005	2609	2626	2650	2664	2664
NO2	Hydro_RoR	RoR_NO2	2469	2474	2479	2552	2592	2634	2634
NO3	Hydro_RoR	RoR_NO3	2143	2173	2692	2821	2874	2958	2958
NO4	Hydro_RoR	RoR_NO4	920	942	1837	1946	2001	2074	2074
NO5	Hydro_RoR	RoR_NO5	1763	1775	1688	1830	1959	2041	2041
			9285	9369	11305	11775	12076	12371	12371

TechName	TechDesc	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	NO5~2020
*Units	Technology Description	MW	MW	MW	MW	MW	
Termiske kraftverk	Thermal power plants	21	55	58	256	146	26

Max capacity per region, MW	Region	2018	2020	2025	2030	2040
Solkraftverk klasse 1	NO1	0	0	1	13	252
Solkraftverk klasse 1	NO2	0	0	1	8	168
Solkraftverk klasse 1	NO3	0	0	0	4	78
Solkraftverk klasse 1	NO4	0	0	0	2	42
Solkraftverk klasse 1	NO5	0	0	0	3	60
Solkraftverk klasse 1	SUM	0	0	3	30	600
Solkraftverk klasse 2	NO1	0	0	3	29	588
Solkraftverk klasse 2	NO2	0	0	2	20	392
Solkraftverk klasse 2	NO3	0	0	1	9	182
Solkraftverk klasse 2	NO4	0	0	0	5	98
Solkraftverk klasse 2	NO5	0	0	1	7	140
Solkraftverk klasse 2	SUM	0	0	7	70	1400
Class 1 sum	SUM	0	0	10	100	2000

TechName	Comm-OUT	EFF	LIFE	VAROM	VAROM~2050	INVCOST~2020	INVCOST~2030
*Technology Name	Output Commodity	Efficiency	Lifetime	Annual variable O&M cost	Annual variable O&M cost	Investment ccost	Investment ccost
*Units				kNOK/GWh	kNOK/GWh	kNOK/MW	kNOK/MW
Solkraftverk klasse 1	ELC-HV	1	30	97.5	50	6500	3250
Solkraftverk klasse 2	ELC-HV	1	30	127.5	50	8500	4250

TechName	TechDesc	Comm-OUT	VAROM	*LIFE
*Technology Name	Technology description	Output Commodity	Variable O&M cost	Lifetime
*Units			kNOK/GWh	years
Regulerbar vannkraft	Hydropower plant, with reservoir, stock	ELC-HV	40	60
Elvekraftverk	Hydropower plant, run-of-river, stock	ELC-HV	70	40
Eksisterende vind klasse 1	Wind power plant, old type, stock	ELC-HV	100	20
Bestemt utbygd vind klasse 1	Wind power plant, new type, stock	ELC-HV	100	20
Bestemt utbygd vind klasse 2	Wind power plant, new type, stock	ELC-HV	100	20
Vindkraft, offshore	Wind power plant, offshore, stock	ELC-HV	100	20

Brensel	Enhet	2019	2025	2030	2040
Naturgas (komprimert)	kr/Sm3	3.38	3.38	3.38	3.38
Naturgas (komprimert)	kr/kWh	0.46	0.46	0.46	0.46
Naturgas (komprimert), med MVA	kr/kWh	0.61	0.61	0.61	0.61
Coal	kNOK/GWh	63	68	64	63
Coal	NOK/kg	500	510	500	500
Coal	kr/kWh	64	65	64	64
Oil (heavy distillate)	kNOK/GWh	392	387	381	376
LPG	kr/kWh	0.12	0.15	0.15	0.12
Flis (<35%)	kNOK/GWh	280	280	280	280
Wood / fyringsved	kNOK/GWh	988	988	988	988
Municipal waste	kNOK/GWh	-273	-273	-273	-273
Massevirke	NOK/m3	347	347	347	347
Massevirke	kNOK/GWh	139	139	139	139
Gran massevirke	kr/kWh	0.15	0.15	0.15	0.15
Furu masevirke	kr/kWh	0.12	0.12	0.12	0.12
Trekull	kNOK/MWh	1.082	1.08	1.08	1.08
Biodrivstoff (FAME, avansert)	kr/l	12.35	13.34	14.39	14.39
Biodrivstoff (FAME, avansert)	kr/kWh	1.372	1.482	1.599	1.60
Biodrivstoff (FAME, avansert), med MVA	kr/kWh	1.715	1.853	1.999	2.00
Diesel, med MVA	kr/l	13.39	13.57	13.77	13.77
Diesel, med MVA	kr/kWh	1.33	1.35	1.37	1.37
Diesel	kr/l	10.49	10.64	10.8	10.80
Diesel	kr/KWh	1.043	1.058	1.074	1.07
Biogass, komprimert, med MVA	kr/Sm3	10.94	12.02	13.01	13.01
Biogass, komprimert, med MVA	kr/kWh	1.15	1.26	1.37	1.37
Biogass, komprimert	kr/Sm3	8.75	9.62	10.41	10.41
Biogass, komprimert	kr/kWh	0.92	1.01	1.09	1.09
Pellets, med MVA	kr/kWh	0.75	0.75	0.75	0.75
Pellets	kr/kWh	0.60	0.60	0.60	0.60
Fyringsolje (lett), med MVA	kr/l	9.2	9.2	9.2	9.20
Fyringsolje (lett), med MVA	kr/kWh	0.91	0.91	0.91	0.91
Fyringsolje (lett)	kr/l	7.09	7.09	7.09	7.09
Fyringsolje (lett)	kr/kWh	0.70	0.70	0.70	0.70
Biofyringsolje	kr/l	9.13	10.28	11.35	11.35
Biofyringsolje	kr/kWh	1.06	1.20	1.32	1.32
Biofyringsolje, med MVA	kr/KWh	1.33	1.49	1.65	1.65
Hydrogen, 350 BAR	kr/kg	52	47.64	44	44
Hydrogen, 350 BAR	kr/kWh	1.56	1.43	1.32	1.32

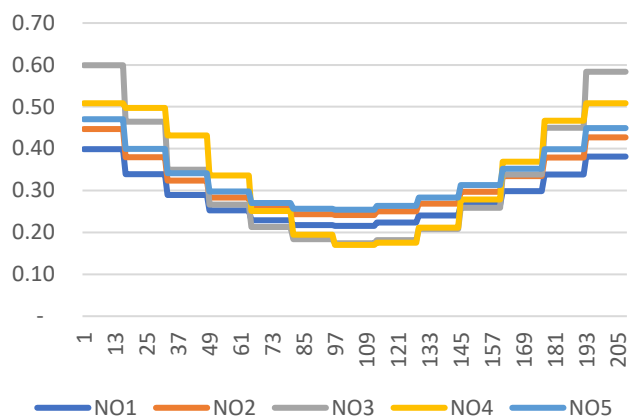
Vedlegg B: Energiforbruk i TIMES-Norge (ekskludert batteriindustri)

*CommDesc	Region	2018	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Commodity Description		Demand Value	Demand Value		Demand Value		Demand Value		Demand Value
		GWh	GWh		GWh		GWh		GWh
Industry, metal & ferroalloy - Demand for electricity	NO1	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, metal & ferroalloy - Demand for electricity	NO2	1986	1986	1986	1986	1986	1986	1986	1986
Industry, metal & ferroalloy - Demand for electricity	NO3	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, metal & ferroalloy - Demand for electricity	NO4	2426	2426	2426	2426	2426	2426	2426	2426
Industry, metal & ferroalloy - Demand for electricity	NO5	2341	2341	2992	2992	2992	2992	2992	2992
Industry, metal & ferroalloy - Demand for heat	NO1	0	0		0		0		0
Industry, metal & ferroalloy - Demand for heat	NO2	198	198		198		198		198
Industry, metal & ferroalloy - Demand for heat	NO3	0	0		0		0		0
Industry, metal & ferroalloy - Demand for heat	NO4	267	267		267		267		267
Industry, metal & ferroalloy - Demand for heat	NO5	328	328		328		328		328
Industry, metal & ferroalloy - Demand for reduction medium (COAL)	NO1	202	202		202		202		202
Industry, metal & ferroalloy - Demand for reduction medium (COAL)	NO2	1717	1717		1717		1717		1717
Industry, metal & ferroalloy - Demand for reduction medium (COAL)	NO3	0	0		0		0		0
Industry, metal & ferroalloy - Demand for reduction medium (COAL)	NO4	2056	2056		2056		2056		2056
Industry, metal & ferroalloy - Demand for reduction medium (COAL)	NO5	1636	1636		1636		1636		1636
Industry, chemical & silisium - Demand for electricity	NO1	99	99	99	99	99	99	99	99
Industry, chemical & silisium - Demand for electricity	NO2	2641	2641	2641	2641	2641	2641	2641	2641
Industry, chemical & silisium - Demand for electricity	NO3	2412	2814	2814	2814	2814	2814	2814	2814
Industry, chemical & silisium - Demand for electricity	NO4	1108	1108	1108	1108	1108	1108	1108	1108
Industry, chemical & silisium - Demand for electricity	NO5	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, chemical & silisium - Demand for heat	NO1	365	365		365		365		365
Industry, chemical & silisium - Demand for heat	NO2	4271	4271		4271		4271		4271
Industry, chemical & silisium - Demand for heat	NO3	1111	1111		1111		1111		1111
Industry, chemical & silisium - Demand for heat	NO4	17	17		17		17		17
Industry, chemical & silisium - Demand for heat	NO5	0	0		0		0		0
Industry, chemical & silisium - Demand for reduction medium (COAL)	NO1	0	0		0		0		0
Industry, chemical & silisium - Demand for reduction medium (COAL)	NO2	0	0		0		0		0
Industry, chemical & silisium - Demand for reduction medium (COAL)	NO3	1704	1704		1704		1704		1704
Industry, chemical & silisium - Demand for reduction medium (COAL)	NO4	934	934		934		934		934
Industry, chemical & silisium - Demand for reduction medium (COAL)	NO5	0	0		0		0		0
Industry, chemical & silisium - Demand for raw material (GAS)	NO1	0	0		0		0		0
Industry, chemical & silisium - Demand for raw material (GAS)	NO2	10997	10997		10997		10997		10997
Industry, chemical & silisium - Demand for raw material (GAS)	NO3	5878	5878		5878		5878		5878
Industry, chemical & silisium - Demand for raw material (GAS)	NO4	0	0		0		0		0
Industry, chemical & silisium - Demand for raw material (GAS)	NO5	0	0		0		0		0
Industry, aluminium - Demand for electricity	NO1	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, aluminium - Demand for electricity	NO2	6625	7978	7978	7978	7978	7978	7978	7978
Industry, aluminium - Demand for electricity	NO3	9247	9482	9482	9482	9482	9482	9482	9482
Industry, aluminium - Demand for electricity	NO4	3024	3024	3200	3500	3500	3500	3500	3500
Industry, aluminium - Demand for electricity	NO5	964	964	964	964	964	964	964	964
Industry, aluminium - Demand for heat	NO1	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, aluminium - Demand for heat	NO2	229	229		229		229		229
Industry, aluminium - Demand for heat	NO3	226	226		226		226		226
Industry, aluminium - Demand for heat	NO4	5	5		5		5		5
Industry, aluminium - Demand for heat	NO5	39	39		39		39		39
Industry, aluminium - Demand for COAL in anode production	NO1	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, aluminium - Demand for COAL in anode production	NO2	325	325	325	325	325	325	325	325
Industry, aluminium - Demand for COAL in anode production	NO3	520	520	520	520	520	520	520	520
Industry, aluminium - Demand for COAL in anode production	NO4	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, aluminium - Demand for COAL in anode production	NO5	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, wood - Demand for electricity	NO1	2110	2110	2210	2210	2210	2210	2210	2210
Industry, wood - Demand for electricity	NO2	0	0	100	100	100	100	100	100
Industry, wood - Demand for electricity	NO3	1581	1581	1581	1581	1581	1581	1581	1581
Industry, wood - Demand for electricity	NO4	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, wood - Demand for electricity	NO5	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, wood - Demand for heat	NO1	1492	1422		1352		1352		1352
Industry, wood - Demand for heat	NO2	275	360		510		810		810
Industry, wood - Demand for heat	NO3	677	439		89		89		89
Industry, wood - Demand for heat	NO4	57	57		57		57		57
Industry, wood - Demand for heat	NO5	5	5		5		5		5
Industry, wood - Demand for BIO-MASS in papermills	NO1	2851	2851		2851		2851		2851
Industry, wood - Demand for BIO-MASS in papermills	NO2	401	401		401		401		401
Industry, wood - Demand for BIO-MASS in papermills	NO3	1505	1505		1505		1505		1505
Industry, wood - Demand for BIO-MASS in papermills	NO4	134	134		134		134		134
Industry, wood - Demand for BIO-MASS in papermills	NO5	9	9		9		9		9

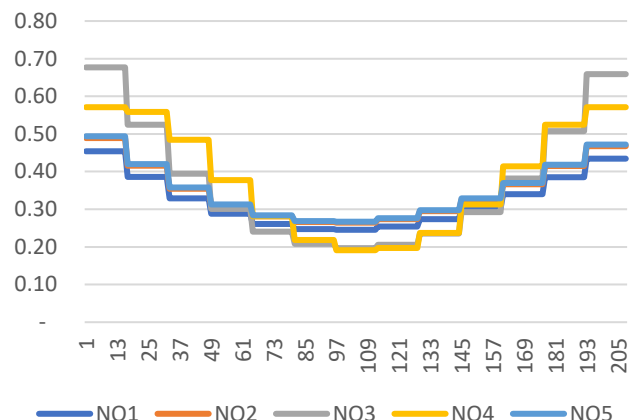
Industry, wood - Demand for BIO-LOG in sawmills	NO1	2739	2739		2739		2739		2739
Industry, wood - Demand for BIO-LOG in sawmills	NO2	505	505		505		505		505
Industry, wood - Demand for BIO-LOG in sawmills	NO3	1243	1243		1243		1243		1243
Industry, wood - Demand for BIO-LOG in sawmills	NO4	105	105		105		105		105
Industry, wood - Demand for BIO-LOG in sawmills	NO5	9	9		9		9		9
Industry, mineral - Demand for electricity	NO1	82	167	167	167	167	167	167	167
Industry, mineral - Demand for electricity	NO2	371	371	371	371	371	371	371	371
Industry, mineral - Demand for electricity	NO3	40	40	40	40	40	40	40	40
Industry, mineral - Demand for electricity	NO4	72	72	72	72	72	72	72	72
Industry, mineral - Demand for electricity	NO5	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, mineral - Demand for COAL products	NO1	154	154	154	154	154	154	154	154
Industry, mineral - Demand for COAL products	NO2	374	374	374	374	374	374	374	374
Industry, mineral - Demand for COAL products	NO3	36	36	36	36	36	36	36	36
Industry, mineral - Demand for COAL products	NO4	327	327	327	327	327	327	327	327
Industry, mineral - Demand for COAL products	NO5	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, mineral - Demand for heat	NO1	103	103		103		103		103
Industry, mineral - Demand for heat	NO2	617	617		617		617		617
Industry, mineral - Demand for heat	NO3	153	153		153		153		153
Industry, mineral - Demand for heat	NO4	427	427		427		427		427
Industry, mineral - Demand for heat	NO5	0	0		0		0		0
Industry, light - Demand for electricity	NO1	3587	3587	3644	3686	3728	3770	3812	3854
Industry, light - Demand for electricity	NO2	2050	2050	2082	2106	2130	2154	2178	2202
Industry, light - Demand for electricity	NO3	1196	1196	1215	1229	1243	1257	1271	1285
Industry, light - Demand for electricity	NO4	769	769	781	790	799	808	817	826
Industry, light - Demand for electricity	NO5	939	939	954	965	976	987	998	1009
Industry, light - Demand for fuels for heating	NO1	1439	1439		1271		1019		767
Industry, light - Demand for fuels for heating	NO2	480	480		424		340		256
Industry, light - Demand for fuels for heating	NO3	308	308		272		218		164
Industry, light - Demand for fuels for heating	NO4	308	308		272		218		164
Industry, light - Demand for fuels for heating	NO5	891	891		787		631		475
Industry, petroleum - Demand for electricity	NO1	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry, petroleum - Demand for electricity	NO2	1300	2800	3800	3500	2900	2800	2600	2500
Industry, petroleum - Demand for electricity	NO3	1500	1700	2000	1900	1700	1500	1300	1000
Industry, petroleum - Demand for electricity	NO4	2000	2300	2300	2300	2700	2700	2500	2300
Industry, petroleum - Demand for electricity	NO5	4130	4880	6180	5980	5900	5500	5200	5000
Industry, data centers - Demand for electricity	NO1	200	500	700	900	1100	1300	1500	1700
Industry, data centers - Demand for electricity	NO2	30	300	700	900	1100	1300	1500	1700
Industry, data centers - Demand for electricity	NO3	0	0	300	500	700	900	1100	1500
Industry, data centers - Demand for electricity	NO4	0	0	300	500	700	900	1100	1500
Industry, data centers - Demand for electricity	NO5	290	420	500	700	900	1100	1300	1500
Industry, agriculture and construction - Demand for electricity	NO1	1386	1386	1428	1512	1596	1680	1764	1806
Industry, agriculture and construction - Demand for electricity	NO2	792	792	816	864	912	960	1008	1032
Industry, agriculture and construction - Demand for electricity	NO3	462	462	476	504	532	560	588	602
Industry, agriculture and construction - Demand for electricity	NO4	297	297	306	324	342	360	378	387
Industry, agriculture and construction - Demand for electricity	NO5	363	363	374	396	418	440	462	473
Industry, agriculture and construction - Demand for fuels	NO1	2181	2181		2139		1971		1719
Industry, agriculture and construction - Demand for fuels	NO2	727	727		713		657		573
Industry, agriculture and construction - Demand for fuels	NO3	467	467		458		422		368
Industry, agriculture and construction - Demand for fuels	NO4	467	467		458		422		368
Industry, agriculture and construction - Demand for fuels	NO5	1350	1350		1324		1220		1064
Industry, hydrogen production - Demand for electricity	NO1	0	0	0	160	820	1480	2140	2800
Industry, hydrogen production - Demand for electricity	NO2	0	0	0	720	2080	3440	4800	6160
Industry, hydrogen production - Demand for electricity	NO3	0	0	0	680	1670	2660	3650	4640
Industry, hydrogen production - Demand for electricity	NO4	0	0	0	340	920	1500	2080	2660
Industry, hydrogen production - Demand for electricity	NO5	0	0	0	20	210	400	590	780

Vedlegg C: Produksjonsprofiler

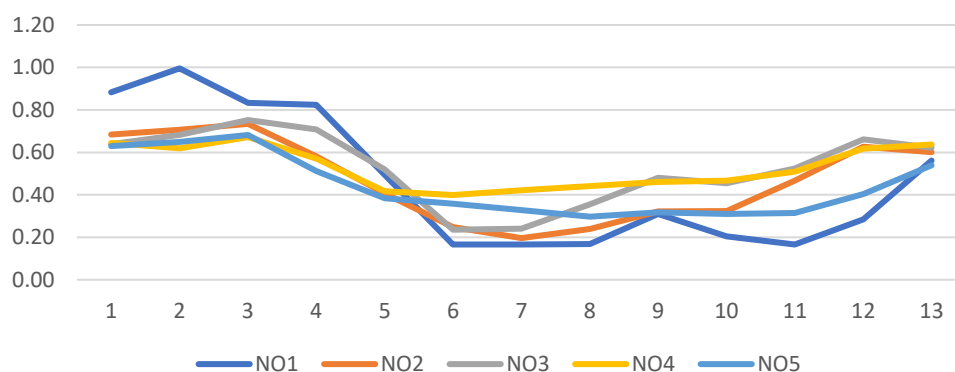
Eksisterende vindkraft



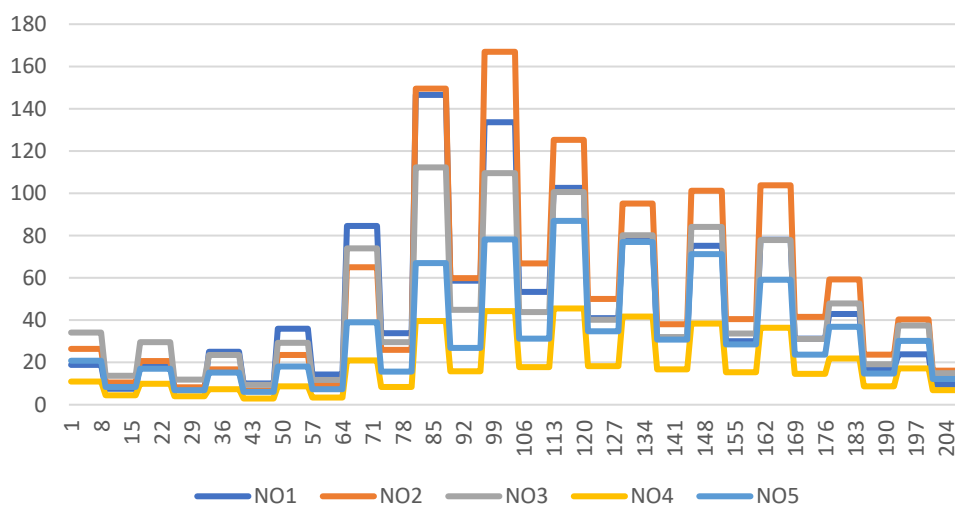
Ny vindkraft



Magasinert vannkraft



ROR elvekraftverk





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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway