



Andreas Sørumshaugen Hordvik

Hva er forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet av NorthConnect?

Masteroppgave våren 2021

OsloMet – storbyuniversitetet

Handelshøyskolen (HHS)

Masterstudiet i økonomi og administrasjon

Sammendrag

Denne masteroppgaven analyserer den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect, en konsesjonssøkt ny utenlandskabel mellom Norge og Storbritannia som i utgangspunktet skal settes i drift innen 2024, med en overføringskapasitet på 1 400 MW. Oppgaven motiveres av NVEs rapport angående NorthConnect, en rapport som skapte debatt i Stortinget til tross for de positive anslagene av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til prosjektet. Jeg har utviklet en numerisk modell med et teoretisk rammeverk til å modellere det norske kraftsystemet og -markedet, som benyttes til å beregne forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet av NorthConnect.

Modellåret er 2030, slik at det gjøres antakelser om utviklingen i fremtidens kraftmarked knyttet til høyere kraftforbruk og mer installert vindkraft. Kjøringen av modellen ble gjort for ni værår eller scenarioer, alle med forskjellige nivåer på vanntilsig og vindkraft. Resultatene fra modellene viser at økt overføringskapasitet til Storbritannia gir en forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet på mellom 260 og 900 mill. kr i de forskjellige værårene, hvor lønnsomheten for det meste er stigende med størrelsen på kraftoverskuddet. I de fleste værscenariene skyldes lønnsomheten at prisene i Norge øker med ca. 9-26 kr/MWh i gjennomsnitt grunnet oppgradert overføringskapasitet til Storbritannia, som fører til at produsentene tjener mer enn konsumentene taper. I analysen kommer jeg frem til mange av de samme konklusjonene som NVE, samtidig med noen avvik.

I tillegg til hovedanalysen ble det gjennomført en robusthetssjekk av resultatene fra 3 utvalgte værscenarioer, med fire sensitiviteter. Her fremkommer det at NorthConnect fortsatt er samfunnsøkonomisk lønnsom i de utvalgte værårene, som indikerer at de nevnte resultatene er robuste for endringene i kraftmarkeds- og modellforutsetningene. Resultatene fra robusthetssjekken impliserer interessant nok at lønnsomheten av NorthConnect kan bli høyere i år med norsk kraftunderskudd, dersom prisene i Storbritannia blir lavere enn antatt.

Abstract

This master's thesis will analyse the socioeconomic profitability of NorthConnect, a new interconnector between Norway and Great Britain with a transmission capacity of 1 400 MW which is expected to be commissioned by the end of 2024. The thesis is motivated by NVE's assessment of NorthConnect, a report that caused disagreement in the Norwegian parliament despite the report's findings showing that NorthConnect is likely to be socioeconomically profitable. Using a theoretical framework, I have developed a numerical model of the Norwegian power system and market to estimate the socioeconomic profitability of NorthConnect.

The model takes place in the year of 2030, meaning that assumptions regarding developments in the future power market need to be made related to consumption and wind power capacity. I ran the model through nine different weather scenarios, each one with different levels of expected yearly water inflow and wind power. The results of the model show that increasing the transmission capacity towards Great Britain yields an expected socioeconomic profitability of between NOK 260 and 900 million in the different weather scenarios, where profitability mostly increases with higher power production. In most of the weather scenarios, the profits are generated through an increase in Norwegian power prices by an average of 9-26 Norwegian kroner per MWh, which leads to domestic producers gaining more than consumers lose. In this analysis, I came to many of the same conclusions that NVE did in their assessment, in addition to some deviations.

Furthermore, I conducted a sensitivity analysis with the results of three selected weather scenarios from the main analysis, with four sensitivities. From the sensitivity analysis, it appears that NorthConnect still is socioeconomically profitable, which indicates that the selected results are sound with respect to the changes in assumptions regarding the future power market and the model. Interestingly, results from the sensitivity analysis imply that the profitability of NorthConnect could be higher in years with low power production in Norway if the power prices in Great Britain become lower than expected.

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en avsluttende del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved OsloMet - Storbyuniversitet. Oppgaven er skrevet innenfor hovedprofilen økonomisk analyse. Temaet for oppgaven er den fremtidige utviklingen i det norske kraftsystemet og -markedet, noe jeg finner interessant.

Selve skriveprosessen har vært lærerik og utfordrende, og jeg sitter igjen med mye ny kunnskap om det norske kraftsystemet og det nordeuropeiske kraftmarkedet generelt. Arbeidet med oppgaven har også økt min interesse for det nevnte temaet. Jeg vil rette en takk til min veileder Mads Greaker for gode råd og innspill, spesielt med tanke på utviklingen av modellen og oppgavens struktur, hvor hans kunnskaper var avgjørende. Jeg setter stor pris på alle tilbakemeldingene og engasjementet han har vist.

Oslo, mai. 2021

Andreas Sørumsaugen Hordvik

Innhold

1	Innledning.....	1
1.1	Problemstilling.....	2
1.2	Metode	2
2	Det nordiske og Nordeuropeiske kraftmarkedet	4
2.1	Produksjon og forbruk	5
2.2	Drift av kraftmarkedet.....	7
2.2.1	Nord Pool.....	7
2.2.2	Systemoperatør	8
2.2.3	Flaskehalsinntekter	9
2.3	Mellomlandsforbindelser	9
3	NVEs vurdering av NorthConnect.....	11
3.1	Bakgrunn.....	11
3.2	Viktige lønnsomhetsfaktorer.....	12
3.3	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av NorthConnect.....	16
4	Teori.....	19
4.1	Vannkraftmodellen	19
4.1.1	Grunnleggende modell	20
4.1.2	Kapasitetsbegrensninger.....	22
4.1.3	Vindkraft.....	24
4.1.4	Handel med utlandet.....	26
5	Numerisk modell.....	31
5.1	Modellens oppbygning.....	31
5.1.1	Vannkraft.....	31
5.1.2	Import og eksport	34
5.1.3	Vindkraft.....	36
5.2	Samfunnsøkonomisk overskudd	38
5.2.1	Konsumentoverskudd	38
5.2.2	Produsentoverskudd	39
5.2.3	Flaskehalsinntekter	40
5.3	Praktisk gjennomføring av modellen	41

6	Metode og data	44
6.1	Modellverdier.....	44
6.1.1	Reservoarkapasitet.....	44
6.1.2	Årlig vanntilsig.....	45
6.1.3	Vind.....	46
6.1.4	Overføringskapasitet på mellomlandsforbindelser.....	48
6.1.5	Prisene i utlandet.....	48
6.2	Parametere.....	50
6.2.1	Beta.....	50
6.2.2	Alfa.....	53
6.3	Resultater fra modellens normalår.....	56
7	Resultater og betraktninger	58
7.1	Hovedscenarier.....	58
7.1.1	Produksjon, forbruk og nettoeksport.....	58
7.1.2	Prisendringer.....	60
7.1.3	Samfunnsøkonomisk overskudd.....	62
7.2	Øvrige værscenarier i Norge.....	65
7.2.1	Produksjon, forbruk og nettoeksport.....	65
7.2.2	Prisendringer.....	67
7.2.3	Samfunnsøkonomiskoverskudd.....	69
8	Robusthetssjekker	73
8.1	Lavere priser i Storbritannia med 5 %.....	73
8.2	Lavere priser i Storbritannia med 10 %.....	76
8.3	70 % av total reservoarkapasitet.....	78
8.4	90 % av total reservoarkapasitet.....	81
8.5	Oppsummering.....	83
9	Diskusjon	86
10	Oppsummering og konklusjon	89
11	Referanser	91

Figurer

Figur 2.1: Mellomlandsforbindelser og overføringskapasiteter i Norden og det europeiske kontinentet per 07.02.2021.....	4
Figur 2.2: NVEs forutsetninger om utvikling av kraftproduksjon i Nord- og Vest-Europa i perioden 2020-2040.....	5
Figur 2.3: Langsiktig utvikling i kraftforbruket i Norge 2020-2040.....	6
Figur 2.4: Kraftbalanse- og priskalkulering mellom overskudds- og underskuddsområde.	8
Figur 3.1: Gjennomsnittlig timespriser gjennom uken i 2018	11
Figur 3.2: Avvik fra normalt tilsig og gjennomsnittlig vindkraft i ulike værår for modellåret 2030.....	12
Figur 3.3: BSUoS pris per halvtime fra januar 2018 til mai 2018	14
Figur 3.4: Utviklingen i Nordisk kraftbalanse, og gjennomsnittspriser i norske prisområder, for alle modellår	15
Figur 3.5: Oversikt over variasjon i de prissatte konsekvensene av NorthConnect i de ulike sensitivitetene	17
Figur 4.1: Grunnleggende badekardiagram.....	21
Figur 4.2: Badekardiagram med bindende reservoarbegrensninger.....	24
Figur 4.3: Badekardiagram med vindkraft og begrenset reservoarkapasitet.....	26
Figur 4.4: Badekardiagram med import og eksport, samt overføringsbegrensninger.....	29
Figur 5.1: Konsumentoverskudd	38
Figur 5.2: Produsentoverskudd.	40
Figur 5.3: Oppsett av måneder i Excel-modellen.....	41
Figur 5.4: Problemløserparametere med eksport ved høylast og import ved lavlast.	42
Figur 6.1: Median fyllingsgrad 2000-2020.	45
Figur 6.2: Energitilsigprofil Norge 1961-1990 og 1989-2018.....	45
Figur 6.3: Estimert tilsigsprofil til modellen.....	46
Figur 6.4: Månedlig tilsig i modellens normalår.....	46
Figur 6.5: Gjennomsnittlig andel av årlig vindkraft per måned i perioden 2003-2020	47
Figur 6.6: Månedsvise vindkraft per høylast- og lavlasttime.....	47
Figur 6.7: Strømforbruk og elspotpriser i Norge per time 2019	52
Figur 6.8: Endelige verdier for aij	55
Figur 6.9: Produksjonstall for et normalår.	56
Figur 6.10: Samlet etterspørsel/forbruk.	56
Figur 6.11: Kraftbalanse i normalåret.	57

Figur 6.12: Samfunnsøkonomisk overskudd i modellens normalår.....	57
Figur 7.1: Nettoeksport i hovedscenarioene.....	60
Figur 7.2: Endring i norsk gjennomsnittlig kraftpris for hovedscenarioene	61
Figur 7.3: Endring i flaskehalsinntekter for hovedscenarioene.....	62
Figur 7.4: Endringer i konsumentoverskudd i hovedscenarioene	63
Figur 7.5: Endringer i produsentoverskudd i hovedscenarioene.....	64
Figur 7.6: Endringer i total nytte i hovedscenarioene	64
Figur 7.7: Endring i nettoeksport for de øvrige scenarioene.....	66
Figur 7.8: Endring i norsk gjennomsnittlig kraftpris for tørrårscenarioer.....	67
Figur 7.9: Endring i norsk gjennomsnittlig kraftpris for scenarioer med normalt tilsig	68
Figur 7.10: Endring i norsk gjennomsnittlig kraftpris for våtårscenarioer	68
Figur 7.11: Endring i flaskehalsinntekter for øvrige scenarioer.....	69
Figur 7.12: Endringer i konsumentoverskudd i øvrige scenarioer	70
Figur 7.13: Endringer i produsentoverskudd i øvrige scenarioer.....	71
Figur 7.14: Endringer i total nytte i øvrige scenarioer	71
Figur 8.1: Effekt av britisk prisreduksjon (5 %) på import og eksport.	74
Figur 8.2: Effekt av britisk prisreduksjon (5 %) på samfunnsøkonomisk overskudd.....	75
Figur 8.3: Effekt av britisk prisreduksjon (10 %) på import og eksport	77
Figur 8.4: Effekt av britisk prisreduksjon (10 %) på samfunnsøkonomisk overskudd.....	78
Figur 8.5: Effekt av lavere maksimal reservoarkapasitet (70 %) på import og eksport.....	79
Figur 8.6: Effekt av lavere maksimal reservoarkapasitet (70 %) på samfunnsøkonomisk overskudd	80
Figur 8.7: Effekt av lavere maksimal reservoarkapasitet (70 %) på samfunnsøkonomisk lønnsomhet	81
Figur 8.8: Effekt av større maksimal reservoarkapasitet (90 %) på import og eksport	82
Figur 8.9: Effekt av større maksimal reservoarkapasitet (90 %) på samfunnsøkonomisk overskudd	83
Figur 8.10: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet i tørrår med normal vind	84
Figur 8.11: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet i tørrår med mye vind.....	84
Figur 8.12: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet i normalåret	85

Tabeller

Tabell 2.1 Overføringskapasitet på mellomlandsforbindelsene til Norge per 08.04.2021.....	9
Tabell 3.1: Brenselspriser benyttet i referansebanen.....	13
Tabell 3.2: Utvekslingskapasiteter til/fra Storbritannia i NVEs referansebane	14
Tabell 3.3: Gjennomsnittlige kraftpriser i forskjellige områder	15
Tabell 3.4: Overordnede størrelser for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect	16
Tabell 3.5: Samfunnsøkonomiske størrelser for spothandelsnyttene per modellår	17
Tabell 6.1: Vekter på mellomlandsforbindelser, basert på kapasitet.	48
Tabell 6.2: Utlandspriser i kr/MWh ved 12 høylast/lavlasttimer, for sommer og vinter.	49
Tabell 6.3: Utlandspriser i kr/MWh i hele 1 000	49
Tabell 6.4: Etterspørsel per time for høylast -og lavlasttimer, i sommer- og vinterperioden ...	55
Tabell 7.1: Produksjonsnivå for hovedscenariene.....	59
Tabell 7.2: Endring i etterspørsel for hovedscenariene.....	59
Tabell 7.3: Vekter med økt overføringskapasitet til UK.....	60
Tabell 7.4: Utlandspriser i kr/MWh, med NC.....	60
Tabell 7.5: Endring i prisforskjeller mellom gjennomsnittlig pris i Norge og utlandet.....	62
Tabell 7.6: Produksjonsnivå for øvrige værår	65
Tabell 7.7. Endring i forbruket for øvrige værscenarioer.....	66
Tabell 7.8: Endring i prisforskjeller mellom gjennomsnittlig pris i Norge og utlandet.....	69
Tabell 8.1: Utlandspriser med 5 % lavere UK-priser med NC	73
Tabell 8.2: Effekt av lavere britisk pris (5%) på prisendringer og prisforskjeller med NC.....	74
Tabell 8.3: Utlandspriser med 10 % lavere UK-priser med NC	76
Tabell 8.4. Effekt av lavere britisk pris (10 %) på prisendringer og prisforskjeller med NC..	77
Tabell 8.5: Effekt av lavere maksimal reservoarkapasitet (70 %) med NC	79
Tabell 8.6: Effekt av større maksimal reservoarkapasitet (90 %) med NC.....	81

1 Innledning

I en verden som stadig elektrifiseres vil behovet for elektrisitet naturligvis øke. Dette krever at det bygges ut flere kilder til kraftproduksjon. Mye av kraftproduksjonen resulterer i klimautslipp som skal reduseres betydelig ved utgangen av dette århundre, i henhold til Parisavtalen fra 2015. Et virkemiddel til dette er å erstatte fossil kraftproduksjon med fornybar kraftproduksjon. Det blir stadig installert mer kapasitet av fornybar kraftproduksjon, og det siste tiåret har installert kapasitet av vindkraft blitt firedoblet, mens den for solkraft har økt hele 27 ganger globalt (Statkraft, 2020, s. 14).

I Norge er utbygging av vindkraft en mer effektiv måte å øke fornybar kraftproduksjon på enn solkraft, mye på grunn av en lang kystlinje. I de siste årene har investeringene i vindkraft økt betydelig. Ved utgangen av 2020 tilsvarte installert kapasitet 8,5 % av total kraftproduksjon i et normalår (Energifakta Norge, 2021). Da nye vindkraftverk bygges utover den eksisterende kraftproduksjonen, medfører dette et økt kraftoverskudd i år med normalt tilsig. Et kraftoverskudd kan bidra til lavere strømpriser og redusert lønnsomhet ved vindkraft, som kan gjøre investering i vindkraft mindre attraktivt. Fallet i strømprisen kan begrenses ved at kraftoverskuddet eksporteres til utlandet gjennom mellomlandsforbindelser.

Disse mellomlandsforbindelsene kobler det norske kraftsystemet til det Europeiske, og gir relativt fri flyt av energi mellom Norge og Nordvest-Europa. Retningen på energiflyten er ofte fra områder med kraftoverskudd til områder med kraftunderskudd, der prisen er lavere i overskuddsområder. Da Norge ofte er et overskuddsområde kan elektrisitet eksporteres til underskuddsområder med høyere priser. Overføringskapasiteten på mellomlandsforbindelsene er omsider underlagt fysiske begrensninger, slik at et stadig høyere kraftoverskudd eventuelt kan overskride kapasiteten. I dette tilfellet kan ikke kraftoverskuddet i sin helhet eksporteres til utlandet. Dette kan medføre lavere strømpriser og redusert lønnsomhet i vindkraft. For å øke overføringskapasiteten må det bygges ut nye mellomlandsforbindelser, noe man har sett ved bl.a. utbyggingen av NordLink og NorthSeaLink.

Det har i tillegg til disse blitt søkt konsesjon om en ny utenlandskabel til Storbritannia, som skal ferdigstilles i år 2025, kalt NorthConnect. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sin vurdering av NorthConnect (2019) viste at prosjektet sannsynligvis vil være samfunnsøko-

nomisk lønnsomt, men at strømprisen i Norge kan øke med 1-3 øre/kWh i snitt. Denne rapporten ble derfor et hett politisk tema, hvor blant annet SV, Senterpartiet og Fremskrittspartiet på grunnlag av rapporten gikk inn for å si klart nei til NorthConnect, mens Arbeiderpartiet også stilte seg kritisk til prosjektet (NTB, 2020).

1.1 Problemstilling

Oppgaven er motivert av NVEs vurdering av NorthConnect og har som formål å gå igjennom NVEs konklusjoner på nytt, ved hjelp av en egen modell. Spørsmålet oppgaven skal svare på blir derfor:

«Hva er forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet av NorthConnect?»

1.2 Metode

Til å besvare problemstillingen modellerer jeg det norske kraftsystemet og -markedet teoretisk i en numerisk modell, med data fra virkeligheten. Videre, siden vannkraft står for nesten all kraftproduksjonen i Norge, vil modellen nærmere bestemt være en vannkraftmodell, selv om den også inkluderer vindkraft. Modellen baserer seg på Finn Førsunds teoretiske modeller for allokering av vannressurser fra reservoar, og gjennomgås i teorikapittelet. Data og informasjon som benyttes i modellen er hentet fra blant annet NVE, Nord Pool AS og Statnett, og gjelder mest tall fra det norske kraftmarkedet, men også fra utlandet. Det gjennomføres en kalibrering av modellen slik at den skal samsvare godt med virkeligheten og for at resultatene til en viss grad skal bli realistiske. Tidsforløpet i modellen vil være for ett år eller 12 måneder i 2030/2031.

Etter at modellen er kalibrert, skal den kjøres med og uten den oppgraderte overføringskapasiteten til Storbritannia, slik at jeg kan analysere de samfunnsøkonomiske konsekvensene av NorthConnect i løpet av et modellår. Den totale overføringskapasiteten øker da med 1 400 MWh. Siden kraftsystemet i Norge er væravhengig, kjøres modellen på tilsvarende vis i 9 værår eller værscenarier. Disse 9 værscenariene er gitt ved forskjellige kombinasjoner av forventet årlig tilsig og vindkraftproduksjon, som betyr at vi har både 3 nivåer av forventet tilsig og vindkraft. De forskjellige tilsigsårene er tørrår (101 TWh), normalt tilsigsår (136,4 TWh) og våtår (152 TWh). Det forventede tilsignivået i tørråret og våtåret er basert på tilsiget i henholdsvis 2010 og 2015 (NVE, 2020). De forskjellige nivåene på forventet vindkraft

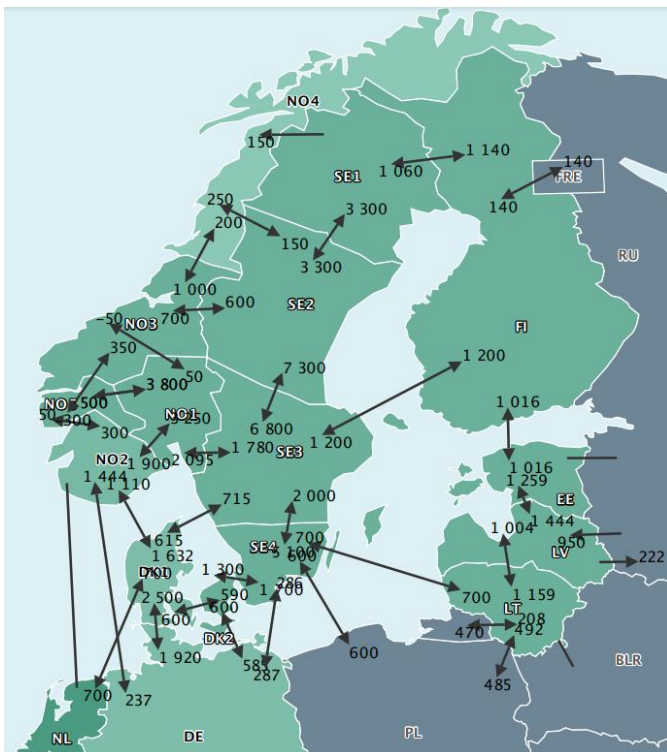
er lite vind (4 TWh), normal vind (13,1 TWh) og mye vind (25 TWh). Vindkraftnivået i året med lite vind er basert på vindkraftproduksjonen mellom 2018 og 2019 (NVE, u.å.-b). Året med mye vind representerer et scenario hvor vindkraftproduksjonen i 2030 blir en god del høyere enn NVEs anslag på normalårsproduksjon det året, som de forventer at skal bli ca. 20 TWh (Sem et al., 2020, s. 10). Både det normale tilsigsåret og vindkraftnivået forklares i metodekapittelet. Til slutt gjennomføres en robusthetssjekk av resultatene og modellen for noen utvalgte værscenarier.

Strukturen for resten av oppgaven blir som følger. I kapittel 2 introduseres det nordiske og nordeuropeiske kraftmarkedet, mens kapittel 3 gir et kortfattet sammendrag av NVEs vurdering av NorthConnect. I kapittel 4 presenteres den teoretiske vannkraftmodellen til Finn Før-sund. Kapittel 5 gjennomgår oppbygningen av den numeriske modellen som benyttes i oppgaven, mens kapittel 6 viser kalibreringen av modellen med data fra virkelighetens kraftsystem. I kapittel 7 utføres analysen av modellens resultater, og i kapittel 8 gjennomføres robusthets-sjekker av modellen og utvalgte resultater. Modellen diskuteres i kapittel 9, mens oppgaven oppsummeres i kapittel 10.

2 Det nordiske og Nordeuropeiske kraftmarkedet

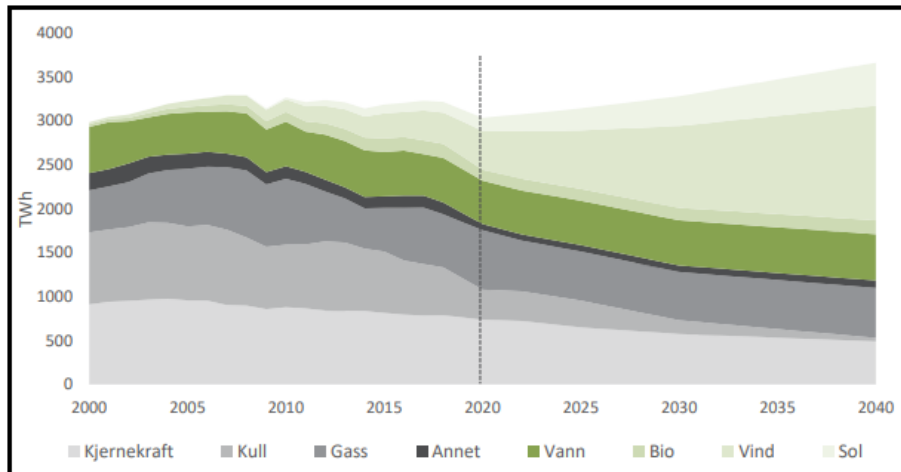
Denne delen introduserer det nordeuropeiske kraftmarkedet med fokus på Norge og til en viss grad Storbritannia, siden det er her NorthConnect skal koble Norge til. Intensjonen er å gi et oversiktlig bilde av Norges deltakelse i det europeiske kraftsystemet, noe som er av viktighet for oppgaven.

Det norske kraftsystemet er koblet til resten av Europa gjennom kraftkabler, som gir muligheten til utveksling av elektrisitet og dermed krafthandel. Norges kraftsystem er først og fremst koblet til det nordiske, som igjen er koblet til kraftsystemet på det europeiske kontinentet. I tillegg har vi direkte mellomlandsforbindelser til Nederland og Tyskland, samt en påbegynt forbindelse til Storbritannia. Norden var tidlig ute med å danne et felles kraftmarked med Norge, Sverige, Danmark og Finland gjennom etableringen av Nord Pool, en felles kraftbørs som har ansvaret for den fysiske handelen av kraft. Senere har også deler av kraftmarkedet i kontinental Europa sluttet seg til denne felles kraftbørsen, noe som har skapt et stort internasjonalt kraftmarked. Figuren under viser hvordan kraftsystemet i Norden er koblet til kontinentet, der pilene viser nåværende mellomlandsforbindelser og overføringskapasiteter.



2.1 Produksjon og forbruk

I Norge var kraftproduksjonen på rundt 154 TWh i 2020 mens det i Storbritannia ble produsert 313 TWh (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021; Statistisk Sentralbyrå, 2021). Norges vassdrags- og energidirektorat, heretter NVE, forventer i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2020 (Sem et al., 2020) at kraftproduksjonen i Nord- og Vest-Europa kommer til å øke fremover mot 2040 som illustrert i figur 2.2.



Figur 2.2: NVEs forutsetninger om utvikling av kraftproduksjon i Nord- og Vest-Europa i perioden 2020-2040.

Hentet fra *NVE rapport nr. 37/2020*, s. 15.

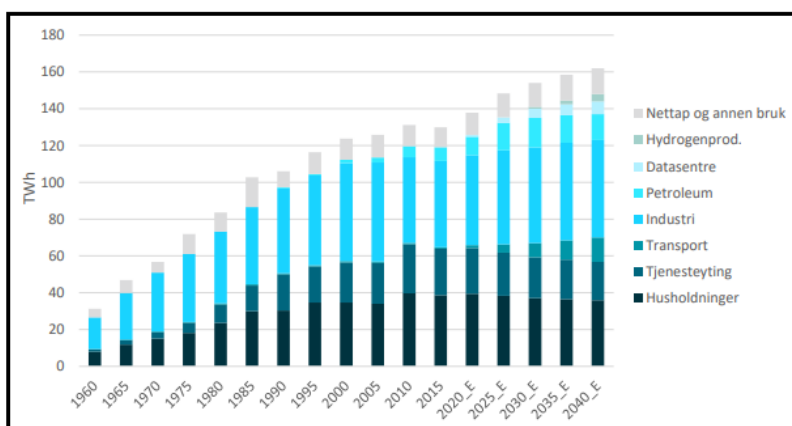
Oppgangen i kraftproduksjon vil i stor grad skyldes en økning av kraftforbruket, hvor andelen sol- og vindkraftproduksjon forventes å øke i Norden og Vest-Europa, grunnet klimapolitikken. Dette er i tråd med Europakommisjonens mål om et klimanøytralt Europa innen 2050, som har medført store investeringer i produksjonskapasiteten til fornybar energi de siste årene. Det ble blant annet i 2019 investert ca. \$55 milliarder i nevnte kapasitet. Dette var 7 % mindre enn året før, men fortsatt en betydelig sum som signaliserer at landene i Europa forplikter seg til mer fornybar kraftproduksjon (Frankfurt School – UNEP Collaborating Centre og Bloomberg NEF, 2020, s. 54).

Av den totale norske kraftproduksjonen i 2020 sto vannkraft for ca. 92 %, vindkraft 6 % og varmekraft 2 % (SSB, 2021). Videre, i Norden er fornybarandelen allerede høy, siden vannkraft står for litt over 50 prosent av den totale kraftproduksjonen, mens vindkraft utgjorde rundt 15 prosent i 2020 (Energifakta Norge, 2021). Av den totale installerte effekten i Norden ved utgangen av 2019, sto vindkraft for nærmere 20 prosent, som er rundt 20 000 MW. Dette forventes å øke til 30 prosent innen 2030 (Meld. St. 28 (2019-2020), s. 9). I Storbritannia var

installert kapasitet for vind- og solenergi i 2019 på henholdsvis 24 000 MW og 13 600 MW, som til sammen utgjør ca. 36 % av totalt installert kraftkapasitet (Jaganmohan, 2021). At disse områdene har en allerede stor andel vind- og solkraft, taler for at forholdene ligger til rette for utnyttelse av disse naturressursene og at man med rimelighet kan forvente fortsatt vekst i fornybar sektoren. Dette taler også for mindre avhengighet av fossil kraftproduksjon i det nevnte området.

Forbruket av elektrisitet i Norge var på ca. 133 TWh i 2020 (Nord Pool AS, 2021b). Storbritannia var i 2020 nettoimportør med ca. 18 TWh, som betyr at totalt elektrisitetsforbruk var på omtrent 331 TWh (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021, s. 13). Mens Norge derimot hadde kraftoverskudd og derfor var nettoeksportør av kraft med rundt 20 TWh.

Figuren under er fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse for 2020-2040, og viser både den tidligere og forventede langsiktige utviklingen i Norsk kraftforbruk (Sem et al., 2020). Den viser også at industri stod for nesten 40 % av forbruket, husholdninger for rundt 30 %, tjenesteyting 20 % og annet 10 % i 2020. I samme analyse er det tydelig at sammensetningen av forbrukere og den forventede langsiktige forbruksutviklingen i resten av Europa er nokså lik den norske.



Figur 2.3: Langsiktig utvikling i kraftforbruket i Norge 2020-2040.

Hentet fra NVE rapport nr. 37/2020, s. 36.

NVE regner med i sin analyse at kraftforbruket i Europa vil øke frem mot 2040 tilsvarende diagrammet over. Utviklingen er i tråd med den stadige elektrifiseringen av forskjellige sektorer i samfunnet. Den største økningen i kraftforbruket antas å komme fra elektrifiseringen av transport, og potensielt fra kraftkrevende næringsvirksomheter som datasentre og hydrogenproduksjon. På en annen side forventes det at forbruket til husholdningene faller på grunn av

energieffektivisering. Både høyere forbruk og utbygging av mer vindkraft påvirker forutsetningene om den norske kraftbalansen i modellen, som videre gjennom eksport/import har innvirkning på forventet nytte av NorthConnect.

2.2 Drift av kraftmarkedet

2.2.1 Nord Pool

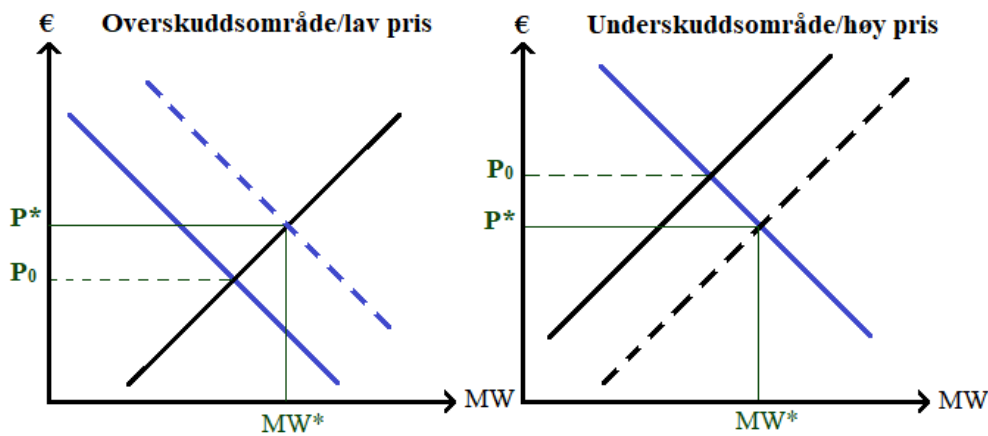
Nord Pool ble etablert i 1996 som en felles norsk-svensk kraftbørs for omsetning av elektrisk energi. Fra 1996 og utover har resten av Norden, samt flere nord- og mellemeuropeiske land blitt en del av denne kraftbørsen. Nord Pool eies av de nordiske systemoperatørene, den Litauiske systemoperatøren (til sammen 34 %) og Euronext (66 %).

Nord Pool er et marked for fysisk krafthandel. Dette markedet er auksjonsbasert, da kunder legger inn bud på hvor mye elektrisitet de ønsker å kjøpe neste døgn, til hvilken pris i sin foretrukne valutakurs. Kundene må legge inn bud før kl. 12:00, hvor kvantum oppgis i MWh og prisene i en av valutakursene til de tilhørende landene. Den samme prosessen gjelder for salg av elektrisitet, hvor kvantumet som ønskes å bli solgt blir meldt inn før kl. 12:00. Tilbuds- og etterspørselskurvene til de enkelte aktørene blir summert for hver time, slik at man får aggregerte tilbudskurver og etterspørselskurver for disse timene. Nord Pool kalkulerer prisen der den aggregerte tilbuds- og etterspørselskurven krysser hverandre, som balanserer etterspørsel og tilbud.

Systemprisen er prisen for markedsklarering når Nord Pool ikke tar hensyn til teknologiske begrensninger. Dette er en teoretisk likevekt som ikke er av interesse for fysisk krafthandel, da de fleste overføringslinjene i kraftsystemet har kapasitetsbegrensninger. Overføringslinjer går mellom forskjellige prisområder i kraftmarkedet; hvor et prisområde er en sone hvor alle aktørene som handler med fysisk kraft står ovenfor samme spotpris. Dette impliserer også at hvert enkelt prisområde har sin egen kraftbalanse. Et land kan deles inn i flere prisområder, der Norge for eksempel er inndelt i 5 prisområder.

Områdeprisen blir kalkulert ved å finne prisen som gir balanse mellom tilbud og etterspørsel i prisområdet med hensyn til fysiske og teknologiske begrensninger. Områder med kraftoverskudd har gjerne lave priser, mens underskuddsområder har høye priser. I tillegg vil kraften

flyte fra et lavprisområde til et høyprisområde. Hvis overføringskapasiteten mellom de to prisområdene er tilstrekkelig, vil prisen i de to områdene være den samme. Dersom det ikke er tilgjengelig overføringskapasitet, vil områdene ha forskjellige priser i tråd med den respektive kraftbalansen.



Figur 2.4: Kraftbalanse- og priskalkulering mellom overskudds- og underskuddsområde.

Kilde: Nord Pool (u.å.-b)

Figur 2.4 illustrerer prisforskjeller og priskonvergens i prisområder med overføringsforbindelser. P_0 er prisen i de to områdene når det ikke er tilgjengelig overføringskapasitet; hvilket betyr at vi får en lavere pris i overskuddsområdet og høyere pris i underskuddsområdet. Her er det tilbydere i overskuddsområdet som ikke får solgt til P_0 , og forbrukere som ikke får kjøpt til P_0 i underskuddsområdet. Men dersom overføringskapasiteten blir fullt utnyttet til å eksportere kraft fra lavpris området til høyprisområdet, vil høyere etterspørsel gi høyere kraftpriser i lavprisområdet, mens et større tilbud i høyprisområdet fører til lavere kraftpriser. Prisen vil nå konvergere mot P^* i begge områdene, siden overført kraftvolum er innenfor gitt overføringskapasitet.

2.2.2 Systemoperatør

En systemoperatør (TSO) har ansvaret for å operere transmisjonsnettene i et område eller land, der transmisjonsnettet er et landsdekkende system som i tillegg er knyttet til andre land via mellomlandsforbindelser. Systemoperatøren skal blant annet sørge for momentan balanse i kraftsystemet, vedlikehold- og oppgradering av transmisjonsnettene, fastsettelse av overføringskapasiteter, handel med utlandet og håndtering av flaskehalser (Energifakta Norge, 2019). Videre samarbeider mange europeiske systemoperatører om drift og utvikling av mellomlandsforbindelser.

I Norge er det Statnett SF som er systemansvarlig for og eier av transmisjonsnettet, mens eksempler på andre systemoperatører er Svenska Kraftnät (Sverige), Energinet (Danmark), Fingrid (Finland) og National Grid Electricity System Operator (Storbritannia).

2.2.3 Flaskehalsinntekter

Overføringsbegrensninger som diskutert tidligere i kapittelet kalles gjerne for flaskehals, og oppstår når overføringskapasiteten ikke er tilstrekkelig. Figur 2.4 viste at flaskehals fører til prisforskjeller mellom prisområder. Slike prisforskjeller gir opphav til flaskehalsinntekter, som er prisdifferansen mellom to områder multiplisert med overført volum. Dette kan være et lavprisområde som eksporterer billig strøm til et høyprisområde. Da forbrukere og produsenter kun står ovenfor prisen i sitt respektive område, vil flaskehalsinntektene ved prisforskjeller tilfalle eier av overføringsforbindelsene, som er systemoperatøren.

Dersom en overføringsforbindelse har to eiere, for eksempel ved mellomlandsforbindelser, deles flaskehalsinntektene mellom de to systemoperatørene på hver sin side av forbindelsen. I Norge går inntekten til Statnett som bruker denne til å redusere nettleien ved å redusere tariffen i transmisjonsnettet.

2.3 Mellomlandsforbindelser

Det norske kraftsystemet er som nevnt koblet til det nordeuropeiske kraftsystemet gjennom mellomlandsforbindelser, enten ved undersjøiske kraftkabler eller overføringslinjer på land. Avhengig av behovet kan mellomlandsforbindelsene brukes til eksport og import av elektrisitet. Overføringen av elektrisitet skjer mellom prisområder i Norge og utlandet, hvor forbindelsene mellom prisområdene har en maksimal overføringskapasitet. Installert overføringskapasitet på mellomlandsforbindelsene til Norge per 08.04.2021 er vist i tabellen under.

Mellomlandsforbindelse	Eksport (MW)	Import (MW)
NO1 <-> SE3	2 145	2 095
NO2 <-> DE	1 400	1 400
NO2 <-> DK1	1 632	1 632
NO2 <-> NL	723	723
NO3 <-> SE2	600	1 000
NO4 <-> SE1	700	600
NO4 <-> SE2	250	300
Total overføringskapasitet	7 450	7 750

Tabell 2.1 Overføringskapasitet på mellomlandsforbindelsene til Norge per 08.04.2021.

Kilde(r): NUCS og Statnett

I tabell 2.1 refererer SE1-3 til prisområder i Sverige, DK1 til et prisområde i Danmark, mens DE og NL referer til henholdsvis Tyskland og Nederland. De to sistnevnte landene opererer som prisområder siden de ikke er delt inn i forskjellige prisområder. Fra tabellen fremkommer det at Norge utveksler klart mest strøm via mellomlandsforbindelsene til Sverige. Samtidig har Norge fire kabler til Danmark med Skagerrak 1-4, én til Nederland gjennom NorNed kablen og én til Tyskland gjennom NordLink kablen. I tillegg er en undersjøisk kabel til Storbritannia kalt NorthSeaLink under utbygging, som skal settes i drift i løpet av 2021, med en kapasitet på 1 400 MW (NorthSeaLink, u.å.). Videre har vi NorthConnect, som skal ferdigstilles i 2024 med tilsvarende kapasitet. NVE sin vurdering av NorthConnect presenteres i neste kapittel.

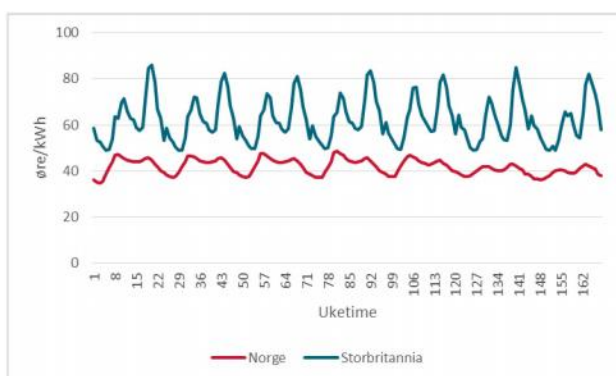
Samtlige kapasitetsdata bortsett fra forbindelsen til Tyskland, er hentet fra Nordic Unavailability Collection System sin nettside. Dette er fordi NUCS (2021) oppga en kapasitet mellom Norge og Tyskland på 1 444 MW, mens prosjektsiden til NordLink (Statnett, u.å.-a) oppgir 1 400 MW. Forskjellen på oppgitte kapasiteter kan skyldes at noen kilder inkluderer forventet nettap, mens andre ikke trekker ifra denne. Nettap er da verdien av elektrisitet som går tapt i strømnettet ved transport av elektrisk energi.

3 NVEs vurdering av NorthConnect

Dette kapittelet gir et kortfattet sammendrag av NVEs vurdering av NorthConnect (2019), en 1400 MW kabel som skal strekke seg fra Norge til Skottland. Kabelen skal eies privat av et selskap med samme navn, NorthConnect KS. Grunnen er at oppgaven i stor grad er inspirert av denne rapporten, slik at dette sammendraget kan gi innsikt i hva oppgaven går ut på. Formålet er også å belyse mulige samfunnsøkonomiske konsekvenser av en ny utenlandskabel. Alle figurer og tabeller er hentet fra den nevnte rapporten/vurderingen (NVE, 2019).

3.1 Bakgrunn

En stor del av lønnsomheten knyttet til NorthConnect ligger i forskjeller på det britiske og norske kraftprisnivået, der den gjennomsnittlige britiske engrosprisen i 2017 og 2018 var henholdsvis 214 kr/MWh og 210 kr/MWh høyere enn den norske engrosprisen. Samtidig viser figuren under at prisvariasjonen gjennom døgnet er mye lavere for Norge enn for Storbritannia.



Figur 3.1: Gjennomsnittlig timespriser gjennom uken i 2018, i øre/kWh.

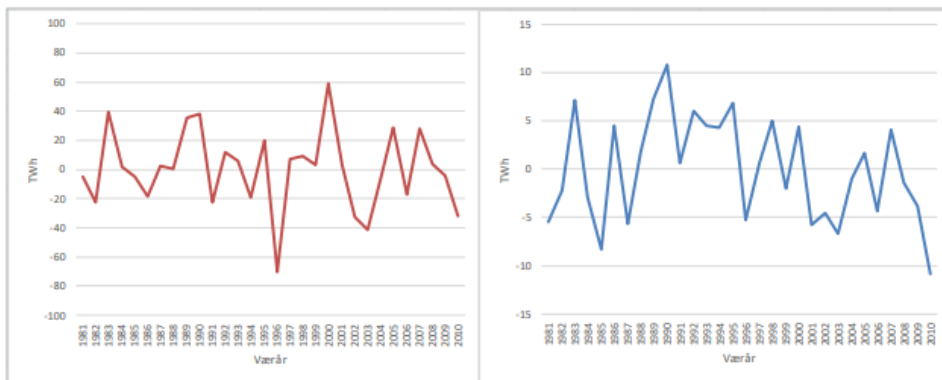
Kilde: NVE, 2019, s. 21.

I NVEs referansebane fører NorthConnect til en gjennomsnittlig kraftprisøkning på 1-3 øre/kWh i Norge, hvor de største prisøkningene oppstår når prisene i Norge uten NorthConnect er lave. Den norske kraftprisen er i analysen rundt 40 øre/KWh eller 400 kr/MWh fra 2019 til første modellår i 2025.

Den nevnte referansebanen er en mulig utvikling i norsk, nordisk, britisk og kontinentalt kraftsystem, som baserer seg på forutsetninger om produksjon, forbruk, nettutvikling og bren-

selspriser fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2019 (NVE Rapport 41/2019). I analysen bruker NVE to kraftmodeller, Thema som dekker store deler av det europeiske kraftmarkedet, og Samnett som dekker de nordiske landene. Thema modellen brukes til å lage eksogene priser som settes direkte inn i Samnett, som for eksempel prisene i Storbritannia, Tyskland, Nederland, Estland osv. Samnett har en mer detaljert modellering av vannkraft og transmisjonsnettet, slik at denne brukes til å modellere prisdannelser i Norge og Norden (NVE, 2019, s. 22). Nyten av NorthConnect for referansebanen og sensitivitetene i analysen er derfor simulert i Samnett.

NVE bruker tre modellår i analysen (2025, 2030 og 2040) av utviklingen i det europeiske kraftmarkedet. Norge har et væravhengig kraftsystem hvor produksjonen i stor grad bestemmes av tilsig, som betyr at historiske tilsig- og klimaforhold var viktige for å forutsi fremtidig variasjon i kraftproduksjon. Da flere europeiske land kommer til å innføre mer vindkraft og sol, vil kraftsystemet bli mer væravhengig. Diagrammet under viser variasjonen i samlet tilsig og vindkraft i Norden for modellåret 2030, der dataene er hentet fra 1981 til 2010. Dette tilsier for eksempel at gjennomsnittlig kraftpris i 2030 vil være et gjennomsnitt av disse 30 vær-årene.



Figur 3.2: Avvik fra normalt tilsig (venstre) og gjennomsnittlig vindkraft (høyre) i ulike værår for modellåret 2030.

Kilde: NVE, 2019, s. 25.

3.2 Viktige lønnsomhetsfaktorer

Brenselspriser og pris på utslipp påvirker den norske kraftprisen i stor grad. Dette skyldes at termisk kraftproduksjon (f.eks. kull og gass) er prissettende i store deler av Europa, hvor brensel- og utslippspriser da vil påvirke marginalkostnadene ved denne typen kraftproduksjon. For at kraftprodusentene skal få dekket eventuelt høyere marginalkostnader settes kraftprisen opp, eller ned i motsatt tilfelle. Siden det norske kraftsystemet gjennom utlandsforbindelsene

er knyttet til land hvor termisk kraft er prissettende, vil endringer i prisene på brensel og utslipp påvirke de norske kraftprisene gjennom handel; som betyr at forutsetninger om disse er viktige i NVEs analyse.

NVE forutsetter at prisutviklingen for kull vil være flat ut analyseperioden på 75 \$/tonn, mens prisen på gass forventes å vokse gradvis i analyseperioden. NVE påpeker at det foreligger usikkerhet knyttet til etterspørselen av kull og gass i Asia, mye på grunn av klimapolitikk og konkurrerende fornybar kraftproduksjon. Kvotepreisen for CO₂-utslipp anslås å øke gradvis frem til 2040, da det ble vedtatt at færre kvoter skal utstedes i perioden 2021-2030; men bytte fra kull til gass vil omsider dempe utslaget i kvotepreisen. Det vil skje et bytte fra kull til gass, da CO₂-prisen utgjør en større andel av de marginale kostnadene for kullproduksjon, og dermed svekker konkurransedyktigheten; samtidig som at kullkraft utfases i sterkere grad. En lavere andel kullkraft betyr at kullprisene på lengre sikt vil ha mindre innvirkning på de europeiske kraftprisene enn gass- og CO₂ prisene. Fra 2030 regner NVE med at prisen på CO₂ vil øke gradvis.

		2025	2030	2040
Kull	\$ /tonn	75	75	80
Gass	€/MWh	19	19	20
CO ₂	€/tonn	20	25	30
CO ₂ - Storbritannia	€/tonn	44	25	30

Tabell 3.1: Brenselspriser benyttet i referansebanen.

Kilde: NVE, 2019, s. 27.

I Storbritannia er prisen på CO₂ 44 €/tonn frem til 2025. Dette er et såkalt karbonprisgulv eller en minstepris for utslipp som består av EU ETS sin kvotepris og en egen avgift. NVE vurderer at denne avgiften vil bli fjernet av britiske myndigheter samtidig med at kullkraften i Storbritannia legges ned, noe som etter planen skal være i 2025. I dette tilfellet vil prisen for utslipp være den samme for de fleste europeiske land Norge handler kraft med. Det foreligger imidlertid usikkerhet rundt kvotepreisen siden dagens regelverk kun gjelder til 2030; for etter 2030 vil kvotepreisen kunne variere, basert på EUs klimamål for fremtiden.

Storbritannias kraftkapasitet vil stadig bli større, da det skal bli realisert ytterligere 20 GW i offshore vindkraftkapasitet innen 2030. NVE forutsetter samtidig en fortsatt satsing på kjernekraft da britiske myndigheter tilsynelatende fortsatt har tro på kjernekraft som en viktig del av kraftsystemet. Dette vil sannsynligvis mer enn veie opp for utfasingen av kull og en eventuell

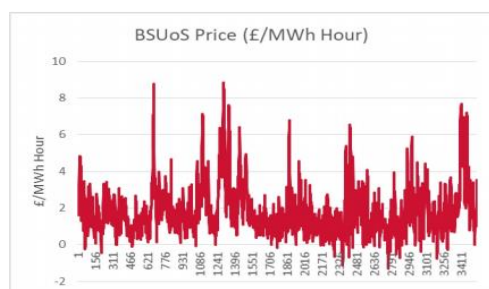
nedtrapping av gasskraft. Antall realiserte mellomlandsforbindelser vil være avgjørende for prisforskjeller og prisvariasjoner mellom Storbritannia og kontinentet. Britisk utvekslingskapasitet antas å øke fra 4,8 GW til 15GW frem til 2030, da det forutsettes at flere mellomlandsforbindelser vil realiseres innen dette tidsrommet.

Utvekslingskapasitet (MW)	2019	2025	2030	2040
Frankrike	2800	10385	10385	10385
Nederland	1000	1000	3000	3000
Belgia	1000	1000	2400	2400
Danmark		1400	1400	1400
Tyskland			1400	1400
Norge		1400	1400	1400
Sum	4801	15185	19985	19985

Tabell 3.2: Utvekslingskapasiteter til/fra Storbritannia i NVEs referansebane.

Kilde: NVE, 2019, s. 29.

Brukere av det britiske transmisjonsnettets må betale en balanseavgift (Balancing Services Use of System charge, BSUoS). Denne skal dekke utgiftene som påføres systemansvarlig ved balanseringen av tilbud og etterspørsel. Avgiften prises inn i budgivingen i engrosmarkedet, og resulterer da i høyere kraftpriser enn det ellers ville ha vært. NVE inkluderer balanseavgiften i marginalkostnaden til termiske verk som et tillegg i produksjonskostnadene, som videre vil ha innvirkning på prisdannelsen. Avgiften er i analysen konstant på 3€/MWh, litt høyere enn gjennomsnittet for første halvår 2018, grunnet høyere balanseavgifter som følge av en større andel uregulerbar kraft. Vi har nå sett at prisdriverne i Storbritannia er viktige lønnsomhetsfaktorer for NorthConnect, men at det også er knyttet en del usikkerhet til disse; som gir grunnlag for mange mulige scenarier.

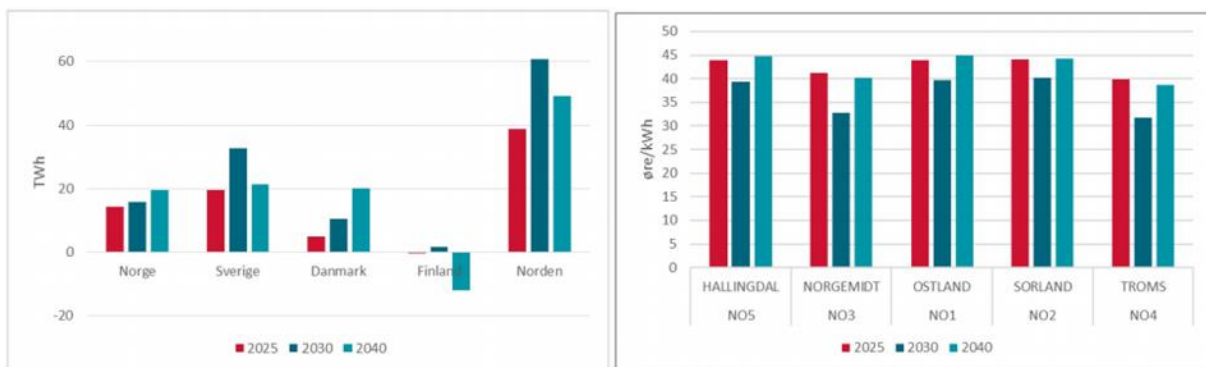


Figur 3.3: BSUoS pris per halvtime fra januar 2018 til mai 2018, £/MWh.

Kilde: NVE, 2019, s. 30.

I tillegg til forhold i Storbritannia, trekker NVE frem kraftoverskuddet i Norge og Norden som et annet viktig element for nivået på norske kraftpriser, der høyere kraftoverskudd trekker i retning av lavere kraftpriser. Det forventes at det nordiske kraftoverskuddet kommer til å øke fra i dag til 2040, der veksten fra 2025 til 2030 er særlig stor på grunn av mer vindkraft

kombinert med at svenske kjernekraftverk ikke er helt faset ut på det tidspunktet. Prisdiaagrammet for norske prisområder (høyre diagram) viser at de gjennomsnittlige kraftprisene følger utviklingen i kraftoverskuddet (venstre diagram) ganske tett, hvor det høye kraftoverskuddet i 2030 fører til en relativt kraftig prisnedgang. En vesentlig del av prisoppgangen fra 2030 til 2040 kan forklares ved utfasing av svensk kjernekraft og høyere utslippspriser. Man legger også merke til at prisnivået i Nord- og Midt-Norge vil være konsekvent lavere enn i sør- og øst. Tallene gjelder uten NorthConnect.



Figur 3.4: Utviklingen i Nordisk kraftbalanse, og gjennomsnittspriser i norske prisområder, for alle modellår.

Kilde: NVE, 2019, s. 34.

Tabellen under viser de gjennomsnittlige kraftprisene i Norge, Tyskland og Storbritannia i referansebanen. Nedgangen i den britiske kraftprisen fra 2025 til 2030 skyldes mest antakelsen om at karbonprisgulvet fjernes ved utgangen av 2025. Samtidig bidrar utbygging av flere mellomlandsforbindelser til Norden og Kontinentet til at prisen trekkes ned. Forutsetningen om utbygging av store mengder vindkraft mot 2030 og 2040 vil bidra til at kraftprisene i enkelte timer blir lavere, noe som trekker gjennomsnittet ned. På slutten av analyseperioden (modellår 2040) vil omsider CO₂-prisen øke såpass at kraftprisen blir høyere. Tyskland vil etter utfasing av både kullkraft og kjernekraft ha en betydelig lavere kraftbalanse, og dermed høye gjennomsnittlige kraftpriser i 2040. Prisforskjellen i modellåret 2040 vil altså være større mot Tyskland enn Storbritannia.

	2025	2030	2040
Norge	42,4	36,1	42,0
NOS (Hallingdal)	43,9	39,3	44,7
NO2 (Sørland)	44,0	40,1	44,3
Tyskland	45,3	44,2	49,8
Storbritannia	52,1	47,1	49,3
Gjennomsnittlig prisdifferanse Storbritannia - NOS	8,2	7,8	4,5
Gjennomsnittlig prisdifferanse Tyskland - NO2	1,3	4,0	5,6
Gjennomsnittlig abs. prisforskjell Storbritannia - NOS	10,1	11,3	12,2
Gjennomsnittlig abs. prisforskjell Tyskland - NO2	5,6	9,9	13,2

Tabell 3.3: Gjennomsnittlige kraftpriser i forskjellige områder (øre/kWh).

Kilde: NVE, 2019, s. 35.

3.3 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av NorthConnect

Nå som vi har sett hvilke faktorer/forutsetninger som kan påvirke nytten av NorthConnect, gjenstår å se på nyttekonsekvensene av endringer i disse forutsetningene. Men først må det forklares hvordan nytte defineres og beregnes i NVEs analyse eller simuleringer.

Nytten av NorthConnect måles i monetære enheter, hvor nytten regnes som netto nåverdi av endringen i samfunnsøkonomisk overskudd, med 40 års levetid og 4 % kalkulasjonsrente. Det samfunnsøkonomiske overskuddet består av flere komponenter. Blant disse komponentene har vi konsumentoverskudd, produsentoverskudd, flaskehalsinntekter internt i Norge, handelsinntekter på NorthConnect og andre mellomlandsforbindelser, og nettap. Summen av de nevnte komponentene refereres til som spothandelsnytte. Tabell 3.4 nedenfor viser hvordan regnestykket for samfunnsøkonomisk overskudd er satt opp. Tallene i tabellen gjelder for referansebanen.

Resultatpost	Mill.kr
Endring i spothandelsnytte	19 920
Inntekter fra kapasitetsmarkedet	1 195
Investeringskostnader	-8 322
Drift og vedlikehold	-983
Endring i systemdriftskostnader	-2 539
Endring i transittkostnader	-786
Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	8 485

Tabell 3.4: Overordnede størrelser for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect, Mill. 2019 kr.

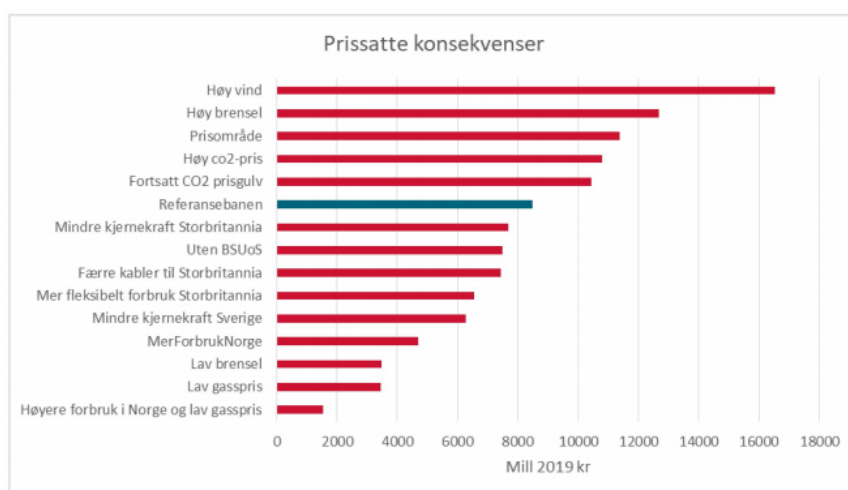
Kilde: NVE, 2019, s. 47.

Øvrige tall i det samfunnsøkonomiske regnestykket er inntekter fra kapasitetsmarkedet og kostnader knyttet til investering og systemdrift. Disse holdes konstante for alle sensitivitetene som gjennomgås senere, slik at kun endringen i spothandelsnytte avgjør om prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt under forskjellige forutsetninger om fremtiden. Fra tabellen ser vi blant annet at selve investeringskostnaden til NorthConnect er 8,3 mrd. kr. (2019 kr). Man ser også at NorthConnect i referansebanen er samfunnsøkonomisk lønnsom, med et overskudd på ca. 8,5 mrd. kr i netto nåverdi over levetiden på 40 år. Økningen i spothandelsnytte skyldes primært at produsentoverskuddet øker mer enn konsumentoverskuddet blir redusert med, som også gjelder for sensitivitetene. Tabell 3.5 viser hvordan spothandelsnytten regnes ut for de individuelle modellårene (2025, 2030 og 2040).

Resultatpost	2025	2030	2040
Handelsinntekter NorthConnect	401	368	452
Endring i produsentoverskudd	2387	5721	4174
Endring i konsumentoverskudd	-1931	-4464	-2906
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-280	-628	-640
Endring i interne flaskehalsinntekter	185	-22	121
Endring i nettap	-45	-123	-51
Endring i spothandelsnytte	717	852	1151

Tabell 3.5: Samfunnsøkonomiske størrelser for spothandelsnytte per modellår, mill. 2019 kr
Kilde: NVE, 2019, s. 48.

I det neste skal vi se på hvordan den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect varierer i NVEs analyse, med andre forutsetninger for utviklingen i kraftmarkedet enn det som benyttes i referansebanen. De forskjellige endringene i forutsetningene, refereres til som sensitiviteter. Figur 3.5 nedenfor gir en oversikt over den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect for alle sensitivitetene.



Figur 3.5: Oversikt over variasjon i de prissatte konsekvensene av NorthConnect i de ulike sensitivitetene, Mill. 2019 kr.
Kilde: NVE, 2019, s. 53.

Sensitiviteten som gir størst nytte av NorthConnect er «høy vind», med en lønnsomhet på 16,5 mrd. kr, som nesten er en dobling av nytten fra referansebanen. I denne sensitiviteten forutsettes det at Norge bygger ut betydelig mer vindkraft, slik at kraftoverskuddet blir høyere og produsentoverskuddet øker betraktelig. Sensitiviteten som gir minst nytte (1,5 mrd. kr), er tilfellet hvor gassprisene er lave og kraftforbruket i Norge blir høyere. Her er -kraftoverskuddet i Norge nesten i balanse, i tillegg til at gassprisen er lav, slik at både prisnivået og prisendringen av NorthConnect dempes.

Øvrige sensitiviteter var blant annet høyere brenselpriser (13 mrd. kr), hvor kraftprisnivået blir høyere i utlandet, slik at produsentoverskuddet i Norge øker. Det samme gjelder scenarioet med høyere CO₂-priser (10,8 mrd. kr), og dersom Storbritannia beholder CO₂ prisgulvet (10,4 mrd. kr). På motsatt vis vil sensitivitetene med lavere brenselpris og gasspris redusere nytten av NorthConnect til ca. 3,4 mrd. kr. Hvis Skottland etableres som eget prisområde, øker lønnsomheten til 11,3 mrd. kr på grunn av lave skotske priser, da dette fører til økte handelsinntekter gjennom mer import. I sensitivitetene for Storbritannia med mindre kjernekraft, uten balanseavgiften (BSUoS) og færre utenlandskabler blir lønnsomheten omtrent 7,4 mrd. kr. Mer fleksibelt forbruk i Storbritannia, for eksempel ved at gasskraft erstatter ufleksible kraftkilder, fører til en nytte på 6,5 mrd. kr. Mindre kjernekraft i Sverige reduserer kraftoverskuddet i Norden, som i utgangspunktet skulle være høyt i 2030; nytten av NorthConnect blir da 6 mrd. kr. Høyere forbruk i Norge reduserer kraftoverskuddet, og gir en lønnsomhet på ca. 4,7 mrd. kr. NorthConnect er samfunnsøkonomisk lønnsom i alle sensitivitetene, slik at resultatene er robuste for endrede forutsetninger om utviklingen i kraftmarkedet, som var konklusjonen i NVEs vurdering av prosjektet.

I denne oppgaven skal de samfunnsøkonomiske konsekvensene av NorthConnect analyseres i lys av NVEs vurdering. Der skal vi på samme måte se hvordan den samfunnsøkonomiske lønnsomheten endrer seg i forskjellige scenarioer både for det norske og det europeiske kraftmarkedet. Videre, der NVE normaliserte eller brukte gjennomsnittet av resultater fra 30 forskjellige værår, vil denne oppgaven i større grad fokusere på individuelle værår. Samtidig skal det gjennomføres en robusthetssjekk med sensitiviteter der NorthConnect fører til mer vindkraft i Storbritannia og lavere britiske priser enn forventet, noe NVE ikke gjorde rede for i sin vurdering. NVE så imidlertid på konsekvensene av lavere priser i Storbritannia, men dette var for sensitiviteten der Skottland blir etablert som et eget prisområde med kraftoverskudd. Resultatene fra oppgaven vil til slutt sammenlignes med NVEs analyse.

4 Teori

Vannkraft står for omtrent 90 % av all kraftproduksjon i Norge, som betyr at en bedre forståelse av vannkraftproduksjon kan gi økt innsikt i det norske kraftmarkedet. Denne seksjonen vil derfor vise noen varianter av en teoretisk modell av som forklarer den grunnleggende dynamikken i norsk vannkraftproduksjon. Fremstillingen av denne teoretiske modellen er hentet fra boken *Hydropower Economics* (2015) av Finn. R Førsund, som for øvrig er den eneste faglitteraturen innen vannkraftøkonomi.

4.1 Vannkraftmodellen

Produksjon av elektrisitet oppstår når vann blir sluppet ned på en turbin fra en viss høyde, som fører til at turbinen roterer som en følge av den kinetiske energien dette generer. I mange norske vannkraftverk lagres vann i såkalte vannmagasiner eller reservoarer, ofte ved å demme opp innsjøer. Nivået av vann i reservoaret avhenger i stor grad av nedbør. Vannreservoaret brukes til å regulere kraftproduksjon ved at vann enten kan holdes tilbake eller tappes. Variablene brukt i modellen er reservoar/magasin R_t , tilstrømning av vann i periode t w_t og produksjon av elektrisitet e_t . Elektrisitet e (målt i kWh) blir som nevnt produsert av vann som slippes ut fra reservoaret, der den vertikale høyden fra demningen og turbinen avgjør hvor mye elektrisitet som genereres fra en gitt mengde vann. Dette reflekteres i en transformasjonskoeffisient a , som gir produktfunksjonen under, når r_t er vannutslipp fra reservoaret i periode t .

$$e_t \leq \frac{1}{a} r_t \quad (4.1)$$

I modellen blir begge sidene av uttrykket satt lik hverandre, for å indikere effektiv transformering av vann til elektrisitet. Med andre ord kan vi se bort ifra produktfunksjonen ovenfor og da måle vann i elektrisitetenheter e (kWh). En annen viktig forutsetning er gitt av følgende uttrykk.

$$R_t \leq R_{t-1} + w_t - r_t, t = 1, \dots, T \quad (4.2)$$

Uttrykket viser dynamikken i forvaltning av vann i reservoarene, hvor reservoarbeholdningen i periode t ikke skal overstige vannbeholdningen fra perioden før, gitt vanntilstrømning og tapping av vann i samme periode.

4.1.1 Grunnleggende modell

I Norge fylles mesteparten av reservoaret opp om våren på grunn av snøsmelting. Dermed blir det naturlig å dele modellen inn i to perioder, der periode 1 er vår/sommer og periode 2 er høst/vinter; hvor den største vanntilstrømningen forekommer i periode 1. I den grunnleggende modellen antar vi imidlertid at tilstrømning av vann kun skjer i første periode, og at det ikke foreligger restriksjoner i forhold til hvor mye vann som kan overføres eller lagres fra første periode.

I det følgende vil betingelsene for løsningen av modellen gjennomgås. Forbruket av elektrisitet måles ved hjelp av nyttefunksjoner enten til en representativ konsument eller som en sosial velferdsfunksjon. Produksjon og forbruk er sammenfallende, og kan brukes om hverandre da elektrisitet må produseres akkurat når det brukes for å unngå at systemet bryter sammen. Nyttefunksjonen av elektrisitetskonsum er gitt ved:

$$U_t(e_t), U'_t(e_t) > 0, U''_t(e_t) < 0 \quad (4.3)$$

Den marginale nytten U'_t er positiv og defineres som betalingsvillighet målt i penger, og er det samme som etterspørselsfunksjonen til konsumentene, der p_t er elektrisitetsprisen eller markedsprisen:

$$U'_t(e_t) = p_t(e_t) \quad (4.4)$$

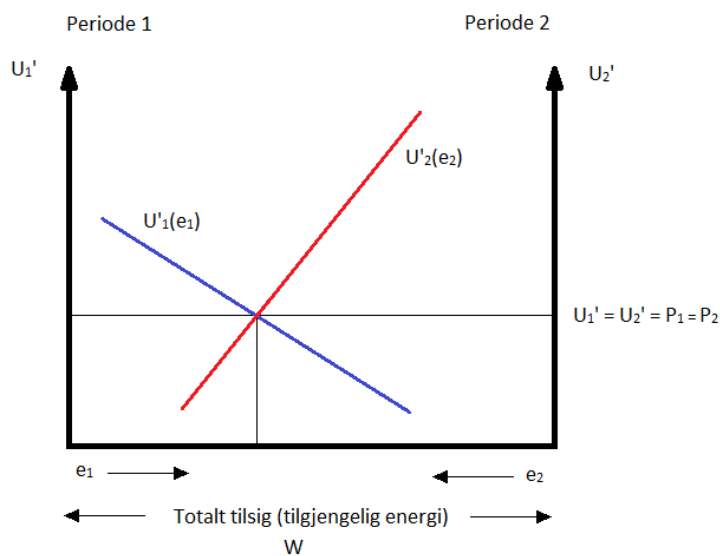
Nyttefunksjonen maksimeres med en Lagrangefunksjon slik at totalt forbruk av elektrisitet er mindre eller lik det totale tilsiget ($\sum_{t=1}^T e_t \leq W$), hvor W er totalt tilsig. Lagrange funksjonen blir som følger:

$$L = \sum_{t=1}^T U_t(e_t) - \lambda \left(\sum_{t=1}^T e_t - W \right) \quad (4.5)$$

Ved maksimering/derivering av funksjonen får vi:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial e_t} &= U'_t(e_t) - \lambda \leq 0 (= 0 \text{ hvis } e_t \geq 0), t = 1, \dots, T \\ \lambda &\geq 0 (= 0 \text{ hvis } \sum_{t=1}^T e_t < W) \end{aligned} \quad (4.6)$$

Denne løsningen gir et viktig resultat. Det første uttrykket fra maksimeringen impliserer at den marginale nytten av å forbruke elektrisitet i periode t er lik skyggeprisen på ressursbegrensningen λ , gitt at $e_t \geq 0$. Det andre uttrykket viser at skyggeprisen på ressursbegrensningen er null dersom kraftproduksjonen er lavere enn tilgangen på elektrisitet. Gitt at marginalnyttene her er det samme som elektrisitetsprisen ($U'_t = p_t$), vil prisen i periode t være lik skyggeprisen. Løsningen til den grunnleggende modellen ligner på likevekten under perfekt konkurranse, da prisene settes likt i alle perioder. Om prisene er forskjellige ønsker alle produsentene å selge i perioden med høyest pris, noe som fører til ulikhet mellom tilbud og etterspørsel. Den optimale løsningen er derfor at prisene er de samme i hver periode.



Figur 4.1: Grunnleggende badekardiagram.

Siden vi antar to perioder (hhv. sommer og vinter), illustreres løsningen i et «badekar»-diagram, som vist i figur 4.1. Marginalnyttene eller konsumentenes betalingsvillighet i hver av periodene vises på de to vertikale aksene. Den horisontale akse representerer den totale tilgjengelige energien for begge perioder, eller med andre ord totalt tilsig/vanntilstrømning ($W = e_1 + e_2$). De to kurvene viser etterspørselsfunksjonene/marginalnyttene i den enkelte perioden. Vi vet at skyggeprisen til energi skal være lik marginalnyttene av energi for alle perioder, hvilket betyr at den marginale nytten blir den samme i periode 1 og 2. Den optimale allokeringen av elektrisitet mellom to perioder ligger derfor i punktet hvor marginalnytte-funksjonene krysser hverandre, slik at betingelsen $U'_t(e_t) = \lambda$ holder. Dette sørger også for at tilgjengelig energi i sin helhet blir produsert og konsumert, som er forenelig med løsningen for perfekt konkurranse.

4.1.2 Kapasitetsbegrensninger

Et scenario med litt mer hold i virkeligheten, er at vannreservoarene har en maksimal lagringskapasitet fra en periode til neste periode, slik at allokeringproblemet krever en annen løsning enn i den grunnleggende modellen. Det er hensiktsmessig å gjennomgå betingelsene til denne modellvarianten før den forklares.

For å finne en samfunnsøkonomisk lønnsom allokering av vannkraft må vi definere den sosiale objektive velfredsfunksjonen. Den er i ingeniørlitteraturen gjerne uttrykt slik at kostnaden for å levere en viss mengde kraft minimeres. I samfunnsøkonomisk litteratur ønsker man med den sosiale objektive velfredsfunksjonen å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd, som er summen av konsument- og produsentoverskudd, der konsumert kvantum (her også produsert) er den endogene variabelen. Marginalkostnaden til produsentene ved å produsere vannkraft antas å være null, slik at det samfunnsøkonomiske overskuddet representeres av arealet under konsumentenes etterspørselskurve.

Problemet til den sosiale planleggeren uttrykkes som:

$$\text{Maks. } \sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{e_t} p_t(z) dz$$

slik at

(4.7)

$$R_t \leq R_{t-1} + w_t - r_t, R_t \leq R^{Maks}, t = 1, \dots, T$$

Det forutsettes at e_t og R_t er positive variabler (≥ 0). Reservoarets maksimale kapasitet representeres ved R^{Maks} og er en gitt uavhengig variabel. Problemet i (4.7) løses på samme måte som problem (4.5), ved hjelp av Kuhn – Tucker betingelsene. Lagrangefunksjonen blir som følger:

$$L = \sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{e_t} p_t(z) dz - \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t) - \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - R^{Maks}) \quad (4.8)$$

Ved maksimering får vi:

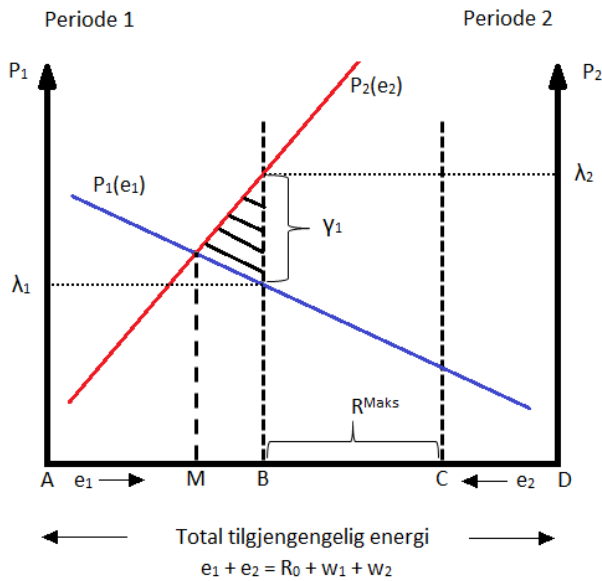
$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial e_t} &= p_t(e_t) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ hvis } e_t \geq 0) \\ \frac{\partial L}{\partial e_t} &= -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ hvis } R_t \geq 0) \\ \lambda_t &\geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t < R_{t-1} + w_t - e_t) \\ \gamma_t &\geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t < R^{Maks}) \end{aligned} \tag{4.9}$$

Med disse resultatene kan modellen nå si noe om optimal produksjon (konsum) av vannkraft, som har hold i virkeligheten. Videre antar vi at produksjon for alle perioder er positiv ($e_t \geq 0$). Av førsteordensbetingelsen i (4.9) har vi:

$$p_t(e_t) = \lambda_t, \quad t = 1, \dots, T \tag{4.10}$$

Dette uttrykket forteller at markedsprisen for elektrisitet er lik skyggeprisen i periode t . Den andre førsteordensbetingelsen i (4.9) impliserer at skyggeprisen i periodene t og $t+1$ er like når maksimal reservoarkapasitet ikke er nådd i periode t (siden $\gamma_t = 0$), når vi antar at reservoaret aldri tømmes helt. Med andre ord kan γ_t bli sett på som skyggeprisen til reservoarbegrensningene, da denne kun er positiv når det er fare for at reservoaret kan renne over av for høy vanntilstrømning.

I det følgende vil jeg illustrere problemet fra (4.7) ved hjelp av et badekardiagram med to perioder, og med begrenset reservoarkapasitet. Som tidligere viser de vertikale aksene markedsprisen (skyggeprisen) i hver periode, mens den horisontale aksen fortsatt viser den totale tilgjengelige vannkraften over to perioder. Det totalt tilgjengelige vannet er nå gitt av uttrykket $e_1 + e_2 = R_0 + w_1 + w_2$ og linjestykket AD, som er vannbeholdningen fra forrige periode og vanntilstrømningen i begge perioder. Tilsiget i en periode inneholder altså lagret vann fra den forrige perioden. Jeg vil for enkelthetens skyld omtale periodene som 1 og 2 i stedet for t og $t+1$.



Figur 4.2: Badekardiagram med bindende reservoarbegrensninger.

Tilsiget i periode 1 svarer til linjestykket AC, mens tilsiget i periode 2 til CD. Uten reservoarbegrensninger vil den samfunnsoptimale allokeringen finne sted i punkt M, hvor etterspørselsfunksjonene krysser hverandre. Dette er imidlertid ikke mulig på grunn av begrensninger i vannlagringskapasiteten, der den maksimale mengden vann som kan overføres fra periode 1 til 2 representeres av linjestykket BC (R^{Maks}). Den sosiale planleggeren ønsker ideelt sett å overføre MC til periode 2, men kan kun overføre BC. Planleggeren vil derfor finne det optimale at også MB blir konsumert/produisert i periode 1, da alternativet er at dette vannet sløses. Allokeringen av kraft blir derfor AB i periode 1 og BD i periode 2, som betyr at prisen i periode 1 må settes ned til λ_1 , mens den i periode 2 settes opp til λ_2 . Av førsteordensbetingelsene i (4.9) har vi at skyggeprisen på reservoarbegrensningene γ_t blir positiv siden $R_t = R^{\text{Maks}}$, som i diagrammet er den vertikale avstanden mellom skyggeprisene. Vi får altså forskjellige skyggepriser i periodene da $\lambda_1 < \lambda_2$, siden vi fra (4.9) vet at $\lambda_2 = \lambda_1 + \gamma_1$. Det skraverte triangelet representerer det samfunnsøkonomiske tapet (dødvektstap) som en konsekvens av kapasitetsbegrensningene. Dette er konsistent med virkeligheten da prisnivået på vinterhalvåret (periode 2) historisk sett er høyere enn om sommeren (periode 1).

4.1.3 Vindkraft

Norges kraftsystem består imidlertid ikke bare av regulerbar kraft, men også energikilder som ikke kan lagres i reservoar. Et eksempel på uregulerbar kraftproduksjon er vindkraft, noe vi kommer til å se mer av i fremtiden. Denne seksjonen vil derfor vise kort hvordan modellen

påvirkes av å inkludere uregulerbar kraftproduksjon, i form av vindkraft i de to periodene. Vindkraft erstatter noe av vannkraftforbruket som betyr at mer vann kan spares i perioden med lavest etterspørsel, men kan i gjengjeld føre til overflødig vann i år med stort tilsig. Problemet den sosiale planleggeren ønsker å løse blir som følger:

$$\text{Maks. } \sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{x_t} p_t(z) dz$$

slik at

$$(4.11)$$

$$x_t = e_t^H + e_t^V$$

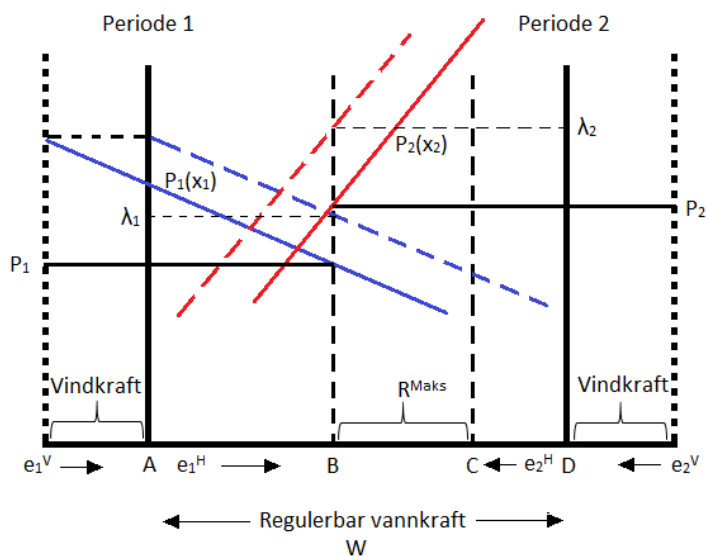
$$R_t \leq R_{t-1} + w_t - r_t, R_t \leq R^{Maks}, t = 1, \dots, T$$

Uttrykket i (4.11) er det samme som (4.7), bortsett fra at x_t settes inn for e_t , siden det nå er to typer kraftproduksjon. Her vil e_t^H representere regulerbar vannkraft og e_t^V vindkraftproduksjon i periode t , begge med marginalkostnader lik 0. Videre gir summen av disse to x_t , som er en samlebetegnelse for kraftbalansen og/eller totalt forbruk/produksjon av elektrisitet i periode t . Lagrangefunksjonen blir:

$$L = \sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{e_t^H + e_t^V} p_t(z) dz - \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t) - \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - R^{Maks}) \quad (4.12)$$

De nødvendige førsteordensbetingelsene er nøyaktig de samme som fra (4.8) og (4.9), samtidig som at prisen er gitt ved (4.10), nå med $x_t = e_t^H + e_t^V$ substituert inn for e_t . Endringer i den uregulerbare kraftproduksjonen vil slå ut som eksogene skift i etterspørselsfunksjonen.

Videre kan problemet illustreres i et badekardiagram med begrenset reservoarkapasitet og vindkraft. I tillegg til de to vertikale prisaksene inkluderes nå to utvidelser av modellen som skal representere vindkraft i de to periodene. Utvidelsene er vist av de to stiplede vertikale aksene ytterst på hver side av diagrammet. Linjestykket fra A til D viser som før total regulerbar vannkraftproduksjon og -forbruk. Linjestykket AC representerer tilsiget i periode 1, CD tilsiget i periode 2, mens linjestykket BC viser reservoarkapasiteten. De stiplede etterspørselskurvene gjelder tilfellene uten vindkraft og kun med regulerbar vannkraft, slik at vi her bruker de solide etterspørselskurvene som er forankret i de nye vertikale aksene. Grunnen til at begge tilfeller er inkludert, er for å illustrere det horisontale skiftet i etterspørselskurven som en følge av vindkraft eller annen uregulerbar kraftproduksjon.



Figur 4.3: Badekardiagram med vindkraft og begrenset reservoarkapasitet.

I diagrammet krysser de to etterspørselskurvene til venstre for punktet B (maksimal reservoarkapasitet), som betyr at reservoarkapasiteten ikke er stor nok til å overføre den ønskede mengden til periode 2. Prisen i periode 1 må altså settes ned til P_1 for at mer regulerbar vannkraft skal forbrukes, slik at vannkraftforbruket i perioden nå er gitt av linjestykket AB. På motsatt vis må prisen i periode 2 settes opp for at vannforbruket skal bli lavere i perioden, slik at forbruket tilsvarende linjestykket BD. Selv om prisene endret seg i motsatt retning i de to periodene, ser vi at prisene i begge perioder med vindkraft (P_1 og P_2) er lavere enn prisene uten vindkraft (λ_1 og λ_2). Dette er konsistent med virkeligheten, da et høyere kraftoverskudd legger nedoverpress på kraftprisen. En måte å dempe denne effekten på er å åpne opp for handel med utlandet, slik at overskuddskraft kan selges dyrere til utlandet i stedet for at prisen må senkes i Norge for at alt vannet skal forbrukes.

4.1.4 Handel med utlandet

En annen interessant modellvariant med to perioder får man når det åpnes for handel av elektrisitet med utlandet. Modellen har to perioder som fortsatt representerer henholdsvis sommer- og vinterperiodene. Den sosiale objektive velferdsfunksjonen må inkludere penger som et nytt gode, i tillegg til elektrisitet. Som en forenkling, vil nettoeksport legges til summen av arealet under etterspørselsfunksjonene for elektrisitet, eller trekkes ifra ved netto import. Den sosiale velferdsfunksjon blir summen av konsument- og produsentoverskuddet, som for elektrisitet er hele arealet under etterspørselskurven, da det i modellen ikke er marginale kostnader på pro-

duksjon av vannkraft. For penger vil det kun være en positiv eller negativ sum ved nettoeksport eller import. Jeg antar ingen kapasitetsbegrensninger på vannmagasin, men at det er overføringsbegrensninger mellom vannkraftøkonomien (Norge) og utlandet.

Innføringen av utenlandshandel er viktig, fordi kraftprisene i utlandet i stor grad påvirker kraftprisen i hjemlandet (Norge). Denne modellen viser hvordan optimal allokering av vannkraft mellom de to periodene endres betraktelig med eksport/import, som en følge av forskjeller mellom skyggepris og eksport/import pris. Den optimale løsningen av kraftfordeling i periodene kan oppnås med høyere eksport enn import, og motsatt. Det antas videre at det enten kun importeres eller eksporteres i en periode, og hvilken periode som da eksporterer eller importerer er avhengig av eksportprisen i periodene.

Problemet til den sosiale planleggeren uttrykkes slik:

$$\text{Maks. } \sum_{t=1}^T \left[\int_{z=0}^{x_t} p_t(z) dz + p_t^{XI} e_t^{IX} \right]$$

slik at

(4.13)

$$x_t = e_t^H - e^{XI-maks}, \sum_{t=1}^T e_t^H \leq W$$

$$e_t^{XI} \leq e^{XI-maks} (e_t^{XI} > 0), -e_t^{XI} \leq e^{XI-maks} (e_t^{XI} < 0)$$

$$p_t^{XI} \text{ er gitt, } t = 1, \dots, T$$

Fra problem (4.13) ser vi at totalt konsum av elektrisitet nå er bestemt av $x_t = e_t^H - e^{XI}$, en betingelse vi kaller for energibalanse. Der x_t er totalt konsum, e_t^H er produksjon av vannkraft, mens e_t^{XI} er eksport hvis den er positiv og import hvis den er negativ. Den andre betingelsen representerer overføringsbegrensningene ved eksport og import, der $e^{XI-maks}$ er maksimal overføringskapasitet. Den sosiale planleggeren tar prisen for eksport/import som gitt, i motsetning til de forrige modellene hvor prisene er endogene. Ved innsetting av energibalansen får vi følgende Lagrangefunksjon:

$$L = \sum_{t=1}^T \left[\int_{z=0}^{e_t^H - e_t^{XI}} p_t(z) dz + p_t^{XI} e_t^{IX} \right] - \lambda \left(\sum_{t=1}^T e_t^H - W \right) - \sum_{t=1}^T \alpha_t (e_t^{XI} - e^{XI-maks}) - \sum_{t=1}^T \beta_t (-e_t^{XI} - e^{XI-maks}) \quad (4.14)$$

Førsteordensbetingelsene ved derivasjon er:

$$p_t(e_t^H - e_t^{XI}) - \lambda \leq 0 \quad (= 0 \text{ hvis } e_t^H \geq 0)$$

$$-p_t(e_t^H - e_t^{XI}) + p_t^{XI} - \alpha_t + \beta_t = 0 \quad (4.15)$$

$$\lambda \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } \sum_{t=1}^T e_t^H \leq W)$$

$$\alpha_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^{XI} \leq e^{XI-maks} (e_t^{XI} > 0))$$

$$\beta_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } -e_t^{XI} \leq e^{XI-maks} (e_t^{XI} < 0))$$

At konsumet x_t er positivt i begge (alle) perioder er en rimelig antakelse. Om vi så antar eksport, impliserer dette at den første betingelsen i (4.15) gir hjemmepris lik skyggeprisen for alle eksportperioder. Med restriksjoner på overføringskapasitet kan imidlertid betingelsen holde selv uten eksport, da det kan oppstå situasjoner der etterspørselen er høyere enn importkapasiteten, slik at noe av elektrisiteten må produseres hjemme for å møte etterspørselen. Som nevnt vil det kun eksporteres i én av periodene, og da i perioden med høyest eksportpris. Skyggeprisen blir satt til denne maksimale eksportprisen, vist ved uttrykket:

$$\lambda = \max_{t=1, \dots, T} \{p_t^{XI}\} \quad (4.16)$$

Den andre førsteordensbetingelsen fra (4.15) holder, siden eksport/import kan være både positiv og negativ. Videre kan bare én av handelsskyggeprisene være positiv i hver periode fordi det kun eksporteres (importeres) i en periode. Det kan ikke utelukkes at begge skyggeprisene er null, som betyr at hjemmepris er lik eksportpris for begge periodene; men dette gjelder for løsningen uten overføringsbegrensninger. I likhet med tilfellet for reservoarkapasitet, fører knapphet grunnet overføringsbegrensninger til skyggepriser, som gir markedsprisforskjeller. Dersom maksimal eksportkapasitet er nådd gjelder følgende uttrykk:

(e_1^{XI}). Fra førsteordensbetingelsene i (4.15) vet vi at skyggeprisen på importrestriksjonen β_1 tilsvarer forskjellen på hjemmepris p_1 og eksportpris p_1^{XI} . På grunn av importbegrensningen kan ikke hele etterspørselen i periode 1 ($e_1^{XI} + e_1^H$) dekkes av import, som betyr at noe vannkraft blir produsert (e_1^H). I periode 2 antas det at eksporten er lavere enn overføringskapasiteten, som i tråd med betingelsene i (4.15) betyr at hjemmeprisen blir lik eksport/import prisen i perioden. Hjemmeprisen i periode 1 er lik denne fordi den alternative verdien til vann er å eksportere i periode 2. I periode 2 blir etterspørselen dekket som vanlig (e_2^H) da maksimal overføringskapasitet ikke er nådd, mens eksporten tilsvarer e_2^{XI} .

Formålet med å presentere vannkraftmodellen er å gi et oversiktlig bilde av det norske kraftmarkedet, dog veldig forenklet. Der den grunnleggende modellen fungerer som et rammeverk, mens de øvrige modellvariantene ut ifra dette forklarer markedsdynamikker. Modellen med kapasitetsbegrensninger viste hvordan elektrisitetsprisen avhenger av tilsiget, der store mengder vann i en periode legger nedoverpress på prisen mens tørre perioder fører til høyere priser. Dette er noe vi kjenner igjen fra virkeligheten, hvor prisene på sommerhalvåret er lavere enn prisene i vinterhalvåret; som selvsagt også skyldes relativt høyere forbruk om vinteren. Tilsig og reservoarkapasitet har dermed et visst teoretisk grunnlag som variabler for framoverskuede analyser. Den siste modellvarianten viser sammenhengen mellom elektrisitetsprisene til Norges handelspartnere og Norge, der det eksporteres i perioder med høye utenlandspriser og importeres i motsatt tilfelle. I virkeligheten vil det omsider være mer naturlig å se på periodene som eksport-/importtimer i løpet av et døgn, da prisforskjeller mellom Norge og utlandet utnyttes på timebasis. Modellen jeg skal bruke til å besvare oppgaven vil inneholde begrensninger for både reservoar- og overføringskapasitet, i tillegg til å vise effekten av økt overføringskapasitet på import/eksport gjennom utbyggingen av NorthConnect.

5 Numerisk modell

I dette kapittelet vil jeg presentere og gjennomgå den numeriske modellen som skal benyttes i analysen av det fremtidige norske kraftmarkedet. Rammeverket til modellen er basert på vannkraftmodellen til Finn Førund, som ble presentert i teorikapittelet. Dette vil si at modellen i stor grad er av teoretisk interesse, men med enkelte observerbare sammenhenger fra virkeligheten. Modellen maksimerer den samlede sosiale nytten for konsumenter og produsenter, samtidig som at prisene og importert/eksportert kvantum fra modellen brukes til å beregne flaskehalsinntekter. Modellen har ikke som mål å gjengi kompleksiteten fra virkeligheten nøyaktig, men å illustrere mulige scenarier for det norske kraftmarkedet i fremtiden.

5.1 Modellens oppbygning

Jeg modellerer det norske vannkraftsystemet over 12 måneder, der hver måned for enkelhetens skyld har 30 dager. Modellåret skal representere perioden 2030/2031. Den første måneden i modellen er april, da vårtilsiget gjerne begynner på det tidspunktet, som betyr at mars markerer slutten på en 12-måneders periode. Det forutsettes i modellen at elektrisitet kan overføres problemfritt internt i Norge, slik at alle reservoarene essensielt «slås sammen» til ett reservoar. Vi antar at etterspørselen topper seg i måned 8 (november) til måned 12 (mars), som vil si at etterspørselen er lavere for måned 1-7 (april-oktober). Videre har hvert døgn 12 høylast og 12 lavlasttimer, der last refererer til kraftsystemets belastning som en følge av etterspørselen. Høylast vil i modellen være om morgenen/dagen, siden dette er den mest aktive tiden i forhold til arbeidsplassers og husholdningers strømforbruk. Lavlast vil være om natten, da det er lavere aktivitet og derfor lavere strømforbruk på dette tidspunktet.

5.1.1 Vannkraft

På samme måte som i teorikapittelet skal den samlede sosiale nytten fra forbruk og produksjon av elektrisitet maksimeres av en sosial planlegger. Nyttens måles i monetære enheter. Vi lar nytten per time til en representativ konsument ved forbruk av elektrisitet være gitt av:

$$U_{ij} = \alpha_{ij}e_{ij} - \frac{\beta_j}{2}(e_{ij})^2 \quad (5.1)$$

Fra nyttefunksjonen i (5.1) er e_{ij} elektrisitetsforbruket per time i periode ij , mens β_j er to parametere som er spesifisert for sommer- og vinterperioden. Parameteren α_{ij} representerer

konsumentenes maksimale betalingsvillighet i periode ij . I nyttefunksjonen betegner indeksen $i = p, o$ høylast- og lavlasttimene gjennom et døgn, der forkortelsene p og o står for henholdsvis ‘peak’ og ‘off-peak’, mens j indikerer måned. Eksempelvis referer e_{p1} til elektrisitetsforbruket i en høylasttime i april.

Videre vil elektrisitetsprisen i Norge være det samme som marginalnyttens, også referert til som konsumentens marginale betalingsvillighet, en sammenheng vi husker fra uttrykk (4.4) i teorikapittelet. Prisen i Norge bestemmes endogent i modellen, hvor Norge for enkelthetens skyld behandles som ett prisområde. Marginalnyttens finnes ved å derivere den representative konsumentens nyttefunksjon med hensyn på forbruk:

$$\frac{dU_{ij}}{de_{ij}} = \alpha_{ij} - \beta_j e_{ij} = p_{ij} \quad (5.2)$$

Med en antakelse om at etterspørselen er relativt lik for måneder innenfor samme årstid, får vi følgende inndeling av α_{ij} :

$$\alpha_{is} = \alpha_{i1} = \alpha_{i2} = \alpha_{i3} = \alpha_{i4} = \alpha_{i5} = \alpha_{i6} = \alpha_{i7} \quad (5.3)$$

$$\alpha_{iv} = \alpha_{i8} = \alpha_{i9} = \alpha_{i10} = \alpha_{i11} = \alpha_{i12}$$

Fra (5.3) ser vi at månedene kan deles inn i to grupper eller perioder hvor måned 1-7 representerer sommerperioden, mens måned 8-12 er vinterperioden, indikert med indeksene s og v . Dermed har vi fire etterspørselsparametere α_{ij} når høylast-/lavlasttimer inkluderes.

Modellen starter som nevnt når vårtilsiget til reservoarene starter, hvor w_j er månedlig tilsig. Vi lar R_j være nivået på reservoarbeholdningen i starten av periode/måned $j = 1, \dots, 12$, og antar at reservoarbeholdningen er på sitt laveste når vårtilsiget starter i april. Maksimal reservoarkapasitet er gitt ved \bar{R} , mens minimumsnivået på reservoaret er \underline{R} . En sosial planlegger vil dermed maksimere:

$$\begin{aligned} \text{maks}_{e_{pj}, e_{oj}} \left\{ 30 * 12 \sum_{j=1}^{j=7} \left[\left(\alpha_{ps} e_{pj} - \frac{\beta_j}{2} (e_{pj})^2 \right) + \left(\alpha_{os} e_{oj} - \frac{\beta_j}{2} (e_{oj})^2 \right) \right. \right. \\ \left. \left. - p_{pj} e_{pj} - p_{oj} e_{oj} + p_{pj} e_{pj} + p_{oj} e_{oj} \right] \right\} + \end{aligned} \quad (5.4)$$

$$30 * 12 \sum_{j=8}^{j=12} \left[\left(\alpha_{pv} e_{pj} - \frac{\beta_j}{2} (e_{pj})^2 \right) + \left(\alpha_{ov} e_{oj} - \frac{\beta_j}{2} (e_{oj})^2 \right) - p_{pj} e_{pj} - p_{oj} e_{oj} + p_{pj} e_{pj} + p_{oj} e_{oj} \right]$$

I tillegg til den representative konsumentens nytte, har jeg i (5.4) inkludert ledd som uttrykker kostnaden ved å kjøpe elektrisitet og inntekten ved å selge elektrisitet. Dette er fordi konsumentene påføres en kostnad når de betaler for elektrisiteten, noe som vil redusere nytte. Kostnadene til konsumentene vil på den andre siden gi en tilsvarende inntekt/nytte for produsentene, som betyr at de nuller hverandre ut. Summeringstegnene representerer summen av nytten per lavlast- og høylasttime for henholdsvis sommerperioden ($j = 1, \dots, 7$) og vinterperioden ($j = 8, \dots, 12$). Dette multipliseres med $30*12$ (360), siden det er 30 dager i en måned og 12 lavlast-/høylasttimer i døgnet.

Uttrykket i (5.4) maksimeres, gitt vannbeholdningen i reservoarene:

$$R_{j+1} = R_j + w_j - 30 * 12 * e_{pj} - 30 * 12 * e_{oj} \quad (5.5)$$

Som videre avhenger av en kapasitetsbegrensning for hver måned:

$$\begin{aligned} \bar{R} &\geq R_1 + w_1 - 30 * 12 * e_{p1} - 30 * 12 * e_{o1} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_2 + w_2 - 30 * 12 * e_{p2} - 30 * 12 * e_{o2} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_3 + w_3 - 30 * 12 * e_{p3} - 30 * 12 * e_{o3} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_4 + w_4 - 30 * 12 * e_{p4} - 30 * 12 * e_{o4} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_5 + w_5 - 30 * 12 * e_{p5} - 30 * 12 * e_{o5} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_6 + w_6 - 30 * 12 * e_{p6} - 30 * 12 * e_{o6} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_7 + w_7 - 30 * 12 * e_{p7} - 30 * 12 * e_{o7} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_8 + w_8 - 30 * 12 * e_{p8} - 30 * 12 * e_{o8} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_9 + w_9 - 30 * 12 * e_{p9} - 30 * 12 * e_{o9} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_{10} + w_{10} - 30 * 12 * e_{p10} - 30 * 12 * e_{o10} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_{11} + w_{11} - 30 * 12 * e_{p11} - 30 * 12 * e_{o11} \geq \underline{R} \\ \bar{R} &\geq R_{12} + w_{12} - 30 * 12 * e_{p12} - 30 * 12 * e_{o12} \geq \underline{R} \end{aligned} \quad (5.6)$$

Med andre ord skal nytten av elektrisitetsforbruket maksimeres, gitt at reservoarbeholdningen for hver måned hverken overstiger maksimal vannlagringskapasitet eller er lavere enn minimumsnivået. Fra teorikapittelet husker vi at prisforskjeller mellom perioder oppsto når ikke alt overskuddsvannet kunne overføres til neste periode på grunn av reservoarbegrensninger. I denne modellen er reservoarkapasiteten gitt månedsvise, slik at prisforskjeller grunnet reservoarbegrensninger ikke oppstår mellom høylast og lavlasttimer, men eventuelt mellom forskjellige måneder. I den neste delen skal jeg introdusere flere variabler til modellen.

5.1.2 Import og eksport

For den representative konsumenten kan import av elektrisitet erstatte noe av forbruket knyttet til vannkraft, mens for systemoperatøren (Statnett) vil import innebære flaskehalsinntekter da elektrisiteten kjøpes til en utlandspris og selges til den norske prisen. Eksport vil på den andre siden ikke påvirke konsumentens nytte direkte, men indirekte ved at vann fra reservoarene brukes til eksport; som kan gi høyere priser i Norge på grunn av mindre tilgjengelig vann. Samtidig kan eksport også gi flaskehalsinntekter til systemoperatøren ved eventuelle prisforskjeller mellom Norge og utlandet. Den representative konsumentens nyttefunksjon blir nå:

$$U_{ij} = \alpha_{ij}(e_{ij} + e_{ij}^l) - \frac{\beta_j}{2}(e_{ij} + e_{ij}^l)^2 \quad (5.7)$$

Marginalnyttens:

$$\frac{dU_{ij}}{d(e_{ij} + e_{ij}^l)} = \alpha_{ij} - \beta_j(e_{ij} + e_{ij}^l) = p_{ij} \quad (5.8)$$

Elektrisitetsforbruket til konsumenten har blitt utvidet med import, der e_{ij}^l er forbruk av importert elektrisitet per time. Fotnoten l står for 'ledning' og indikerer import, mens eksport vil bli indikert med $-l$. Den sosiale planleggeren maksimerer nå uttrykket under (neste side):

$$\begin{aligned}
& \underset{e_{pj}, e_{oj}, e_{pj}^l, e_{oj}^l, e_{pj}^{-l}, e_{oj}^{-l}}{\text{maks}} \left\{ 360 \sum_{j=1}^{j=7} \left[\left(\alpha_{ps}(e_{pj} + e_{pj}^l) - \frac{\beta_j}{2}(e_{pj} + e_{pj}^l)^2 - p_{pj}(e_{pj} \right. \right. \right. \\
& \quad \left. \left. \left. + e_{pj}^l) + p_{pj}(e_{pj} + e_{pj}^l) - p_{pj}^{IX}e_{pj}^l + p_{pj}^{IX}e_{pj}^{-l} \right) \right. \right. \\
& \quad \left. \left. + \left(\alpha_{os}(e_{oj} + e_{oj}^l) - \frac{\beta_j}{2}(e_{oj} + e_{oj}^l)^2 - p_{oj}(e_{oj} + e_{oj}^l) \right. \right. \right. \\
& \quad \left. \left. \left. + p_{oj}(e_{oj} + e_{oj}^l) - p_{oj}^{IX}e_{oj}^l + p_{oj}^{IX}e_{oj}^{-l} \right) \right] \right\} + \tag{5.9} \\
& 360 \sum_{j=8}^{j=12} \left[\left(\alpha_{pv}(e_{pj} + e_{pj}^l) - \frac{\beta_j}{2}(e_{pj} + e_{pj}^l)^2 - p_{pj}(e_{pj} + e_{pj}^l) + p_{pj}(e_{pj} \right. \right. \\
& \quad \left. \left. + e_{pj}^l) - p_{pj}^{IX}e_{pj}^l + p_{pj}^{IX}e_{pj}^{-l} \right) \right. \\
& \quad \left. + \left(\alpha_{ov}(e_{oj} + e_{oj}^l) - \frac{\beta_j}{2}(e_{oj} + e_{oj}^l)^2 - p_{oj}(e_{oj} + e_{oj}^l) \right. \right. \\
& \quad \left. \left. + p_{oj}(e_{oj} + e_{oj}^l) - p_{oj}^{IX}e_{oj}^l + p_{oj}^{IX}e_{oj}^{-l} \right) \right] \left. \right\}
\end{aligned}$$

I tillegg til forbruk og salg av importert elektrisitet, har inntekt/kostnad fra eksport/import blitt inkludert i formelen. Denne regnes enkelt ut ved å multiplisere gjeldende utlandspris med importert eller eksportert volum. Utlandsprisen som det enten eksporteres eller importeres til i periode ij , er eksogen og gitt ved p_{ij}^{IX} . Forskjeller mellom utlandsprisen og den norske prisen gir opphav til flaskehalsinntekter, noe disse import/eksport kostnads og inntektsleddene skal fange opp. For eksempel hvis det importeres en mengde e_{pj}^l til prisen p_{pj}^{IX} , som selges til norske forbrukere for en høyere pris p_{pj} , vil flaskehalsinntektene tilsvare $e_{pj}^l * (p_{pj} - p_{pj}^{IX})$. Med dette øker også den totale nytten av elektrisitet på grunn av import. Eksport vil på den andre siden øke total nytte med hele eksportinntekten $p_{ij}^{IX} e_{ij}^{-l}$. Denne inntekten består både av eventuelle flaskehalsinntekter og produsentoverskudd fra eksport, hvor flaskehalsinntektene tilfaller systemoperatøren (Statnett), mens produsentene får inntekter fra eksportert kvantum solgt til norsk pris.

Ved maksimering gjelder betingelsene:

$$R_{j+1} = R_j + w_j - 30 * 12 * (e_{pj} + e_{pj}^{-l}) - 30 * 12 * (e_{oj} + e_{oj}^{-l}) \tag{5.10}$$

Gitt de øvre og nedre begrensningene for reservoarkapasitet:

$$\bar{R} \geq R_j + w_j - 30 * 12 * (e_{pj} + e_{pj}^{-l}) - 30 * 12 * (e_{oj} + e_{oj}^{-l}) \geq \underline{R} \quad (5.11)$$

Vi ser at betingelsene for reservoarfylling nå inkluderer eksportert elektrisitet. Men for at maksimering i forhold til import/eksport skal være realistisk, kan vi ikke ha ubegrenset overføringskapasitet av elektrisitet til utlandet. Det må altså innføres en betingelse for maksimal overføringskapasitet per time. Maksimal overføringskapasitet uttrykt som \hat{e} gir betingelsen:

$$e_{ij}^l \leq \hat{e}, \quad e_{ij}^{-l} \leq \hat{e} \quad (5.12)$$

Til slutt antar jeg at eksport og import ikke kan skje i samme periode ij . For eksempel, dersom $e_{p1}^l > 0$, må $e_{p1}^{-l} = 0$ og vice-versa. Dette er viktig for at modellen skal gi realistiske løsninger, da det gjerne eksporteres når utlandsprisen er høyere enn den norske og importeres i motsatt tilfelle. Den norske elektrisitetsprisen kan ikke være høyere og lavere enn utenlandsprisen samtidig. Dersom prisen i Norge og utlandet er den samme, har ikke hele overføringskapasiteten blitt utnyttet. Dette er fordi like priser ikke gir arbitrasjemuligheter, som betyr at man ikke er tjent med å importere/eksportere mer enn det som er nødvendig for å dekke etterspørsel eller hindre at overflødig vann ikke utnyttes. Med arbitrasjemuligheter ønsker man å bruke hele overføringskapasiteten da dette er lønnsomt.

5.1.3 Vindkraft

Vindkraft er en annen kilde til elektrisitet i Norge som vil stå for en stadig større andel av den totale kraftproduksjonen i fremtiden. Vindkraft er uregulerbart i motsetning til vannkraft med reservoar, slik at vindkraft ikke vil inngå i modellen som en endringsvariabel, men heller en eksogen forekomst av elektrisitet. I likhet med import kan vindkraft erstatte noe av vannkraftforbruket til den representative konsumenten. Nyttedefunksjonen til den representative konsumenten blir som følger:

$$U_{ij} = \alpha_{ij}(e_{ij} + e_{ij}^l + e_{ij}^v) - \frac{\beta_j}{2}(e_{ij} + e_{ij}^l + e_{ij}^v)^2 \quad (5.13)$$

Som gir marginalnyttedefunksjonen:

$$\frac{dU_{ij}}{d(e_{ij} + e_{ij}^l + e_{ij}^v)} = \alpha_{ij} - \beta_j(e_{ij} + e_{ij}^l + e_{ij}^v) = p_{ij} \quad (5.14)$$

Fra (5.13) ser vi at vindkraft inngår i elektrisitetsforbruket til den representative konsumenten, gitt ved e_{ij}^V . Elektrisitetsforbruket til norske konsumenter kan da dekkes med en kombinasjon av tre kilder, noe som er forenelig med virkeligheten da andre elektrisitetskilder i Norge ikke er av betydelig størrelse. I modellen vil mengden vindkraft i periode ij være gitt eller eksogen, slik at maksimeringen fortsatt løses med hensyn på forbruk av vannkraft og import/eksport. Mengden årlig vind er i virkeligheten en stokastisk variabel, slik at den i modellen fungerer mer som en forventet vindkraftproduksjon enn som en nøyaktig forutsigelse. Følgende uttrykk skal da maksimeres:

$$\begin{aligned}
& \underset{e_{pj}, e_{oj}, e_{pj}^l, e_{oj}^l, e_{pj}^V, e_{oj}^V}{\text{maks}} \left\{ 360 \sum_{j=1}^{j=7} \left[\left(\alpha_{ps}(e_{pj} + e_{pj}^l + e_{pj}^V) - \frac{\beta_j}{2}(e_{pj} + e_{pj}^l + e_{pj}^V)^2 \right. \right. \right. \\
& \quad - p_{pj}(e_{pj} + e_{pj}^l + e_{pj}^V) + p_{pj}(e_{pj} + e_{pj}^l + e_{pj}^V) - p_{pj}^{IX}e_{pj}^l \\
& \quad \left. \left. \left. + p_{pj}^{IX}e_{pj}^{-l} \right) \right. \right. \\
& \quad + \left(\alpha_{os}(e_{oj} + e_{oj}^l + e_{oj}^V) - \frac{\beta_j}{2}(e_{oj} + e_{oj}^l + e_{oj}^V)^2 - p_{oj}(e_{oj} + e_{oj}^l \right. \\
& \quad \left. \left. \left. + e_{oj}^V) + p_{oj}(e_{oj} + e_{oj}^l + e_{oj}^V) - p_{oj}^{IX}e_{oj}^l + p_{oj}^{IX}e_{oj}^{-l} \right) \right] \right\} + \\
& 360 \sum_{j=8}^{j=12} \left[\left(\alpha_{pv}(e_{pj} + e_{pj}^l + e_{pj}^V) - \frac{\beta_j}{2}(e_{pj} + e_{pj}^l + e_{pj}^V)^2 - p_{pj}(e_{pj} + e_{pj}^l \right. \right. \\
& \quad \left. \left. \left. + e_{pj}^V) + p_{pj}(e_{pj} + e_{pj}^l + e_{pj}^V) - p_{pj}^{IX}e_{pj}^l + p_{pj}^{IX}e_{pj}^{-l} \right) \right. \\
& \quad + \left(\alpha_{ov}(e_{oj} + e_{oj}^l + e_{oj}^V) - \frac{\beta_j}{2}(e_{oj} + e_{oj}^l + e_{oj}^V)^2 - p_{oj}(e_{oj} + e_{oj}^l \right. \\
& \quad \left. \left. \left. + e_{oj}^V) + p_{oj}(e_{oj} + e_{oj}^l + e_{oj}^V) - p_{oj}^{IX}e_{oj}^l + p_{oj}^{IX}e_{oj}^{-l} \right) \right] \right\}
\end{aligned} \tag{5.15}$$

De samme reservoarbetingelsene fra (5.10) og (5.11) gjelder som før, da vindkraft ikke bruker vann fra reservoaret. For eksport/import gjelder fortsatt (5.12), mens vindkraft i periode ij er gitt ved $e_{ij}^V \geq 0$ og bestemmes innenfor antatt realistiske rammer. Dette er den endelige versjonen av modellen som skal maksimeres og vil bli benyttet i analysen, da den samsvarer best

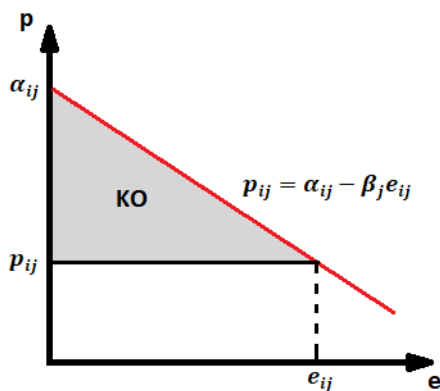
med virkeligheten og tar hensyn til flest faktorer. Funksjonen og betingelsene settes inn i Excel, der maksimeringen utføres ved hjelp av det innebygde analyseverktøyet ‘problemløser’. Dette blir forklart mer detaljert senere i kapittelet.

5.2 Samfunnsøkonomisk overskudd

Den totale nytten som beregnes og maksimeres i modellen kalles også det samfunnsøkonomiske overskuddet. Når det kommer til det norske kraftmarkedet er det samfunnsøkonomiske overskuddet i hovedsak fordelt på tre typer aktører: forbrukerne, produsentene og systemoperatør (Statnett). Denne nyttefordelingen er vel så interessant for oppgaven som endringen i den totale nytten, da det kan gi svar på hvor godt modellen stemmer med virkeligheten. I denne seksjonen viser jeg hvordan fordelingen av nytten beregnes.

5.2.1 Konsumentoverskudd

Konsumentoverskudd kan defineres som samlet nytteoverskudd av at konsumentenes betalingsvillighet ikke er fullt utnyttet, målt i kroner. Med andre ord måles konsumentoverskudd som forskjellen mellom konsumentens maksimale betalingsvillighet for et gode, og prisen den faktisk betaler for godet. I økonomisk teori finnes konsumentoverskuddet gjerne grafisk, ved å regne ut arealet mellom etterspørselsfunksjonen og tilbuds/pris-kurven. Fra teorikapittelet husker vi at marginalnyttefunksjonen er det samme som etterspørselsfunksjonen (invers) i en vannkraftøkonomi. Dette betyr at den grunnleggende etterspørselsfunksjonen i modellen er gitt ved $p_{ij} = \alpha_{ij} - \beta_j e_{ij}$. I figuren under har jeg illustrert konsumentoverskuddet i modellen grafisk for én periode.



Figur 5.1: Konsumentoverskudd

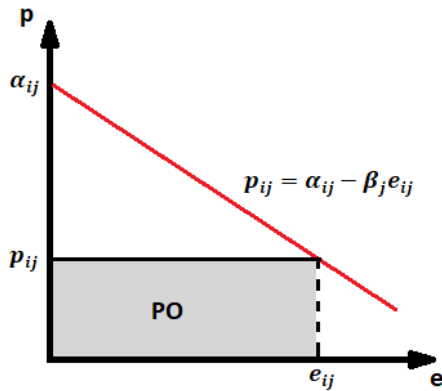
I figur (5.1) gjelder konsumentoverskuddet for modellen med kun vannkraft, vist ved det grå arealet mellom etterspørselskurven og priskurven. Det benyttes da en horisontal priskurve og ikke en tilbudskurve, da jeg antar at det ikke påløper marginalkostnader i produksjonen av vind- og vannkraft. I tillegg må produksjon og forbruk i et kraftmarked alltid være i balanse, slik at etterspørsel og tilbud er sammenfallende i modellen. Maksimal betalingsvillighet er gitt av α_{ij} , siden etterspurt mengde her er null; som vil tilsi at konsumentene ikke er villig til å betale mer enn α_{ij} for én enhet elektrisitet. Konsumentoverskuddet når både import og vindkraft blir inkludert, beregnes da med formelen:

$$\begin{aligned}
 KO = & 12 * 30 \sum_{j=1}^{j=7} \left[\frac{1}{2} (\alpha_{ps} - p_{pj}) * (e_{pj} + e_{pj}^l + e_{pj}^v) \right. \\
 & \left. + \frac{1}{2} (\alpha_{os} - p_{oj}) * (e_{oj} + e_{oj}^l + e_{oj}^v) \right] + \\
 & 12 * 30 \sum_{j=8}^{j=12} \left[\frac{1}{2} (\alpha_{pv} - p_{pj}) * (e_{pj} + e_{pj}^l + e_{pj}^v) \right. \\
 & \left. + \frac{1}{2} (\alpha_{ov} - p_{oj}) * (e_{oj} + e_{oj}^l + e_{oj}^v) \right]
 \end{aligned} \tag{5.16}$$

Uttrykk (5.16) viser en standard formel for konsumentoverskudd, med summeringstegnene og multipliseringsfaktoren fra (5.4). Betalingsvilligheten for elektrisitet er vanskelig å estimere i virkeligheten da den er subjektiv og ikke direkte målbar. Jeg kommer derfor til å bestemme verdiene til α_{ij} gjennom en kalibrering av modellen, som gjøres senere i oppgaven.

5.2.2 Produsentoverskudd

Produsentoverskuddet er merinntekten til produsentene utover marginalkostnadene, altså forskjellen mellom prisen og marginalkostnaden ved å produsere én enhet til. Siden det i produksjon av vind- og vannkraft ikke påløper marginalkostnader, er produsentoverskuddet det samme som prisen per enhet elektrisitet. Produsentene er pristakere, og produserer elektrisitet til prisen som kalkuleres på kraftbørsen. Grafisk blir produsentoverskuddet i én periode arealet under priskurven og til venstre for etterspurt/produisert kvantum, som vist i figuren nedenfor.



Figur 5.2: Produsentoverskudd.

Det grå arealet viser nå produsentoverskuddet, som kun er gitt av pris multiplisert med produsert mengde elektrisitet. Figuren ovenfor illustrerer kun tilfellet for vannkraft, og ikke eksport, som er en kilde til ekstra produsentoverskudd. Formelen for produsentoverskuddet medregnet eksport blir som følger:

$$PO = 12 * 30 \sum_{j=1}^{j=12} [p_{pj} * (e_{pj} + e_{pj}^V + e_{pj}^{-l}) + p_{oj} * (e_{oj} + e_{oj}^V + e_{oj}^{-l})] \quad (5.17)$$

Formelen har ingen parametere som avhenger av perioden, slik at produsentoverskuddet beregnes på tilsvarende vis i alle måneder, noe indeksene til summeringstegnet indikerer. Fra uttrykk (5.16) og (5.17) ser vi at forbrukerne og produsentene alle står ovenfor den norske prisen og ikke prisen i utlandet. Det har da for produsentene ingen økonomisk betydning om elektrisiteten de produserer forbrukes lokalt eller selges til utlandet (NOU 2012:9, s. 173). Derimot har dette stor betydning for systemoperatør og netteier Statnett.

5.2.3 Flaskehalsinntekter

Inntekten/gevinsten fra prisforskjellene ved handel mellom Norge og utlandet, er det Statnett som tar. En slik gevinst kan for eksempel oppstå ved å levere strøm til høye priser i Norge, som er kjøpt inn for en lavere pris i utlandet, eller ved at billig norsk strøm blir solgt til utlandet for en høyere pris. Fra tidligere vet vi at dette kalles flaskehalsinntekter, og regnes ut ved å ta produktet av prisforskjellen og mengden elektrisitet som overføres gjennom mellomlandsforbindelsene:

$$\begin{aligned}
\text{Flaskehalsinntekter} = 12 * 30 \sum_{j=1}^{j=12} & [(p_{pj}^{IX} - p_{pj})e_{pj}^{-l} + (p_{pj} - p_{pj}^{IX})e_{pj}^l + \\
& (p_{oj}^{IX} - p_{oj})e_{oj}^{-l} + (p_{oj} - p_{oj}^{IX})e_{oj}^l
\end{aligned} \tag{5.18}$$

Uttrykket ovenfor viser de totale flaskehalsinntektene i løpet av modellåret, og tilskrives i sin helhet Statnett. Imidlertid er det vanlig at systemoperatørene på hver sin side av kraftoverføringen får halvparten av disse inntektene, som betyr at modellen ikke tar hensyn til dette.

5.3 Praktisk gjennomføring av modellen

I det følgende forklarer jeg hvordan den numeriske modellen settes opp med funksjonsuttrykkene fra forrige kapittel. Modellen kjøres i Excel, med problemløseren som brukes til å maksimere estimert samfunnsøkonomisk nytte av elektrisitet i Norge, gitt begrensningene i vannkraftsystemet. Disse begrensningene vil i modellen basere seg på faktiske data fra det norske vannkraftsystemet og bestemmes i neste kapittel.

Modellen settes opp med tolv rader, som representerer hver sin måned i løpet av modellåret, som vist i bildet/kolonnen under:

21	Måned
22	1 (April)
23	2 (Mai)
24	3 (Juni)
25	4 (Juli)
26	5 (August)
27	6 (September)
28	7 (Oktober)
29	8 (November)
30	9 (Desember)
31	10 (Januar)
32	11 (Februar)
33	12 (Mars)

Figur 5.3: Oppsett av måneder i Excel-modellen.

På samme måte settes det opp korresponderende kolonner for månedlig tilsig, reservoarbeholdning, eksport/import, vindkraft, elektrisitetsforbruk, nytte, elektrisitetspriser, og fordelingen av den totale nytten. For eksport/import benyttes fire kolonner, siden vi har eksport og import i høylasttimer og lavlasttimer. Vindkraft forbruk/produksjon, elektrisitetsforbruket, norske priser og nytte deles alle inn i to kolonner for høylast- og lavlasttimer. Oppsettet av modellen er demonstrert i vedleggene på slutten av dokumentet.

Uttrykk (5.10) settes inn i cellene for månedlig reservoarbeholdning. I kolonnene for nytte brukes to forskjellige deler av uttrykk (5.15), der nytten for høylasttimer kun bruker variabler fra høylasttimer, mens tilsvarende gjelder for nytten i lavlasttimer. De norske elektrisitetsprisene for høylast og lavlast regnes ut med uttrykk (5.14). Variabler som reservoarkapasitet, tilsigsmengde, vindkraftproduksjon/-forbruk, overføringskapasitet og prisene i utlandet er eksogene.

I tillegg til nytten for høylast og lavlasttimer er det i modellen en kolonne for total nytte, som legger sammen disse. Det er summen av den totale nytten over tolv måneder som skal maksimeres i problemløseren, gitt begrensningene. Dette gjøres ved at total nytte angis som mål i problemløseren, hvor verdien til den angitte målcellen skal maksimeres ved å endre variabelcellene. Vi vet fra før at forbruk i høylast- og lavlasttimer, samt eksport/import er endringsvariabler i modellen; slik at kolonnene for disse settes som variabelceller i problemløseren. Til slutt må problemløseren underlegges kraftsystemets begrensninger, ved at eksportert/importert volum ikke kan overskride overføringskapasiteten, og at reservoarbeholdningen for hver måned må ligge mellom maksimal reservoarkapasitet og minimumsnivået. Ved å løse maksimeringsproblemet får vi optimal utnyttelse av vannressursene med hensyn til forbruk/produksjon av vannkraft og eksport/import, innenfor modellens gitte rammer.

Figur 5.4: Problemløserparametere med eksport ved høylast og import ved lavlast.

Figur 5.4 viser problemløseren eller problemløserparameterne som forklart ovenfor. Målcellen er navngitt som *'Total_nytte'*, som representerer summen av total nytte for alle 12 måneder. Kolonnene til variabelcellene er navngitte som *'Forbruk_H'*, *'Forbruk_L'*, *'Eksport_H'* og *'Eksport_L'*, hvor *H* står for høylast og *L* står for lavlast. Området '\$D\$22:\$G\$33' er eksport/import for høylast/lavlast, mens maksimal overføringskapasitet er navngitt som *'Maks_overføringskapasitet'*. Kolonnen for månedlig reservoarbeholdning er referert til som *'Beholdning'*, mens maksimal reservoarkapasitet og minimumsnivået er gitt av *'Maks_reservoarkapasitet'* og *'Min_reservoarkapasitet'*.

I dette eksemplet eksporteres det i høylasttimene, mens det importeres i lavlasttimene, som er en av fire mulige kombinasjoner av eksport/import og høylast/lavlast. De tre andre kombinasjonene består av kun eksport (eksport høylast- og lavlast), kun import (import høylast- og lavlast, og motsatt ved at det importeres i høylasttimer og eksporteres i lavlasttimer. Problemløseren finner ikke gjennomførbare eller mulige løsninger dersom den må forholde seg til alle kombinasjonene samtidig. Derfor vil modellen kjøres med fire forskjellige problemløsere (én for hver kombinasjon); hvor kombinasjonen som fører til høyest total nytte betraktes som optimal.

6 Metode og data

I dette kapitlet viser jeg hvordan data fra det norske vannkraftsystemet i virkeligheten brukes som forutsetninger i modellen. Blant annet bestemmes verdier på reservoarkapasitet, overføringskapasitet og månedsvise vanntilførsler. Videre estimeres modellparameterne, slik at modellen kan kalibreres til å samsvare med det norske kraftsystemet og -markedet fra virkeligheten. Jeg vil her ha fokus på modellens normalår, som blir et utgangspunkt i analysedelen hvor avvik fra normalåret er mest interessant med tanke på økt overføringskapasitet til Storbritannia.

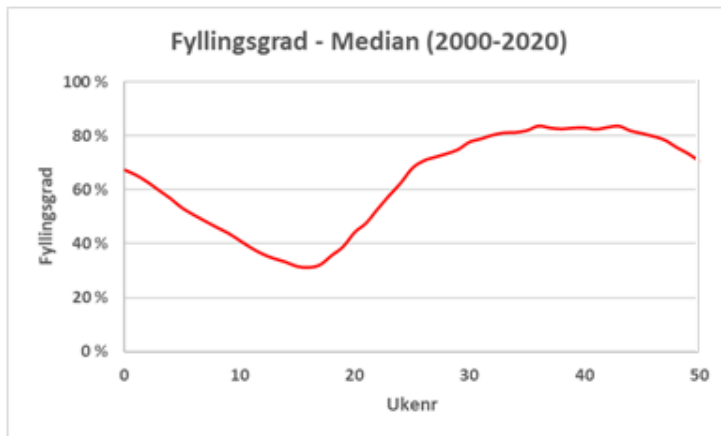
6.1 Modellverdier

Før selve kalibreringen av Excel-modellen gjennomgås, bestemmes verdier på kapasiteter og andre karakteristikker i det modellerte kraftsystemet, ved hjelp av historiske data. Det meste av data/tall er naturligvis hentet fra NVEs nettside, og gjelder for normalåret i modellen. Alle verdiene knyttet til elektrisitet denoteres i GWh, slik at tallstørrelsene i modellen blir mer håndterbare.

6.1.1 Reservoarkapasitet

Den maksimale reservoarkapasiteten (\bar{R}) målt i energiinnhold, er beregnet til å være 87 000 GWh, per 2020 (NVE, u.å.-a). Denne samlede kapasiteten består av over 1 000 individuelle vannmagasiner i Norge, som betyr at det er urealistisk å anta full mobilitet i forhold til lagring av vann mellom perioder og områder. Det finnes ikke tilstrekkelig overføringskapasitet til å utjevne prisene mellom områdene fullstendig. Norge er derfor delt opp i ulike prisområder som har ulik pris, noe vi ser bort ifra i denne modellen. Jeg forutsetter derfor at kun 80 % av reservoarkapasiteten kan overføres fritt mellom perioder, slik at den effektive reservoarkapasiteten i modellen er 69 600 GWh. På denne måten sikrer vi oss fra å overvurdere evnen til å lagre vann. Det vil senere i oppgaven gjennomføres en robusthetssjekk på hvorvidt resultatene endrer seg betydelig med forskjellige prosentandeler av maksimal kapasitet.

Minimumsnivået på vannbeholdningen (R) settes til 21 600 GWh, som er rundt 31 % av den effektive reservoarkapasitet på 69 600 GWh. Dette er fordi fyllingsgraden tidlig i april for perioden 2000-2020 har en median på rundt 31 % (NVE, u.å.-a). Figuren under viser medianen til fyllingsgraden fra år 2000 til 2020.



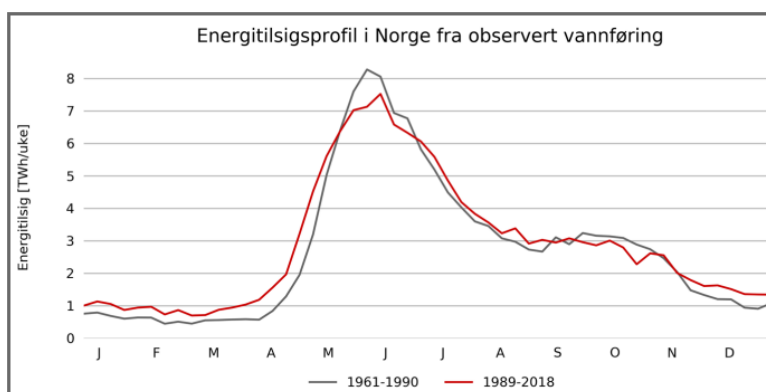
Figur 6.1: Median fyllingsgrad 2000-2020.

Kilde: NVE.

6.1.2 Årlig vanntilsg

Kraftproduksjonen i Norge er avhengig av vanntilsg, og varierer stort som en følge av dette. Normalårsproduksjonen for vannkraft per 25.03.2021 er på 136 400 GWh, og beregnes ved hjelp av observerte tilsg i løpet av en lengre periode (Energifakta Norge, 2021). Det årlige tilsg i modellens normalår blir derfor 136 400 GWh.

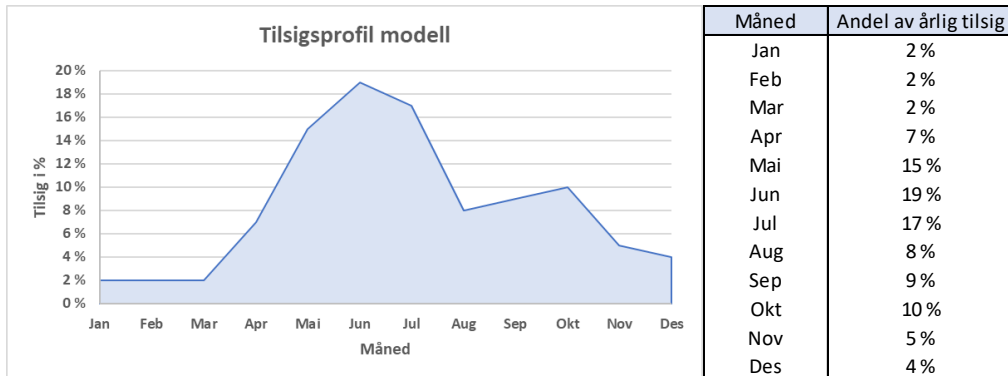
For å modellere det norske kraftsystemet er ikke tilsgmengden nok. Det er også viktig å vite når mesteparten av tilsg sannsynligvis kommer, og ikke minst hvor mye som kommer inn hver måned. I figuren under ser vi den årlige tilsgprofilen i Norge for periodene 1961-1990 og 1989-2018 (Koestler et al., 2019, s. 9).



Figur 6.2: Energitilsgprofil Norge 1961-1990 og 1989-2018.

Hentet fra NVE rapport nr. 50-2019.

Jeg har benyttet figur 6.2, sammen med data fra 2019 (Energifakta Norge, 2021) til å anslå en tilsigsprofil til modellen, slik at årlig tilsig blir fordelt relativt korrekt/realistisk på de forskjellige månedene. Basert på dette blir tilsiget i et modellår fordelt på de forskjellige månedene som i figur 6.3.



Figur 6.3: Estimert tilsigsprofil til modellen

Som observert i virkeligheten kommer mesteparten av vanntilsiget om våren og sommeren, mens det er på det laveste om vinteren. Med et årlig tilsig på 136 400 GWh blir fordelingen av månedlig tilsig i modellens normalår som vist i figur 6.4. Nevnte månedsfordeling vil holdes konstant og derfor være uavhengig av tilsigsmengden i et modellår.

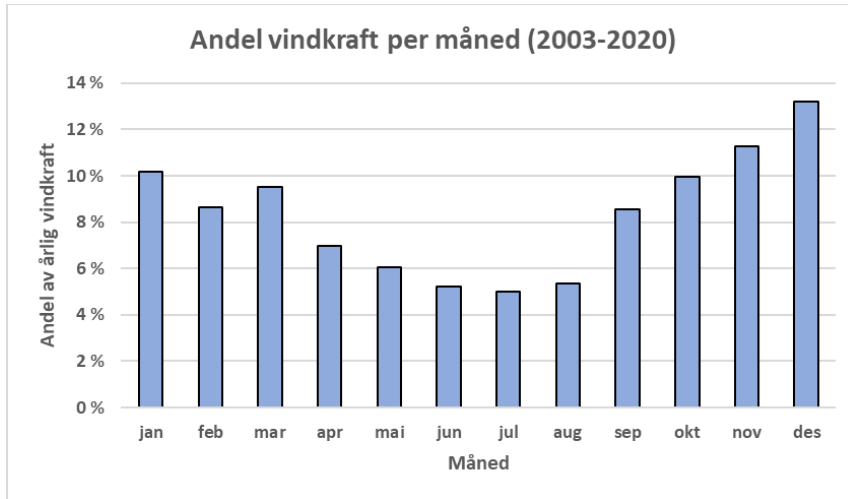
Måned	Tilsig
1 (April)	9 548
2 (Mai)	20 460
3 (Juni)	25 916
4 (Juli)	23 188
5 (August)	10 912
6 (September)	12 276
7 (Oktober)	13 640
8 (November)	6 820
9 (Desember)	5 456
10 (Januar)	2 728
11 (Februar)	2 728
12 (Mars)	2 728

Figur 6.4: Månedlig tilsig i modellens normalår.

6.1.3 Vind

Fra før vet vi at vindkraft ikke er regulerbart, da vinden ikke kan lagres og må brukes til strømproduksjon så fort den forekommer. Forbruk av vindkraft blir da en eksogen variabel i modellen. Fra NVEs side for vindkraftdata ligger middelsproduksjonen av vindkraft på ca. 13 100 GWh (NVE, u.å.-b), som da blir årlig vindkraft i modellens normalår.

På samme måte som vanntilsiget, må den årlige vindkraften fordeles på måneder. Til estimeringen av denne fordelingen har jeg brukt vindkraftdataene fra NVE (u.å.-b). Figur 6.5 viser andelene av den totale vindkraften i Norge fra 2003 til 2020 fordelt på måneder.



Figur 6.5: Gjennomsnittlig andel av årlig vindkraft per måned i perioden 2003-2020.
Kilde: NVE.

Dette blir fordelingen av årlig vindkraft i modellen, uavhengig av mengden vindkraft. I tillegg, siden vindkraft inngår i nyttefunksjonen til den representative konsumenten som en kilde til forbruk, må den gjøres om til vindkraft per time. Dette gjøres kun ved å dele månedlig vindkraft på antallet timer i en måned (720 timer), siden det er like mange høylast- og lavlasttimer. Det forutsettes da at mengden vindkraft som produseres/forbrukes per time er den samme for høylast- og lavlasttimer. Under har vi fordelingen av vindkraft per time (høylast- og lavlast) for de respektive månedene, i modellens normalår.

Måned	Vindkraft H	Vindkraft L
1 (April)	1,3	1,3
2 (Mai)	1,1	1,1
3 (Juni)	0,9	0,9
4 (Juli)	0,9	0,9
5 (August)	0,9	0,9
6 (September)	1,6	1,6
7 (Oktober)	1,8	1,8
8 (November)	2,0	2,0
9 (Desember)	2,4	2,4
10 (Januar)	1,8	1,8
11 (Februar)	1,6	1,6
12 (Mars)	1,8	1,8

Figur 6.6: Månedsvis vindkraft per høylast- og lavlasttime.

6.1.4 Overføringskapasitet på mellomlandsforbindelser

Overføringen av elektrisitet til utlandet er begrenset av den maksimale kapasiteten på mellomlandsforbindelsene (\hat{e}). Overføringskapasiteten kan økes ved at det bygges flere utenlandskabler, noe som er utgangspunktet til oppgaven. Det må da velges en grunnkapasitet, slik at man ser effekten av flere utenlandskabler og større kapasitet. Fra tabell 2.1 er overføringskapasiteten på eksport 7 450 MWh og 7 750 MWh på import, per 08.04.2021 (NUCS, 2021). Grunnkapasiteten på mellomlandsforbindelsene, uten Storbritannia, settes derfor til 7 500 MW eller 7,5 GW.

I tillegg skal en utenlandskabel til Storbritannia (NorthSeaLink) med en kapasitet på 1,4 GW settes i drift i løpet av 2021, slik at denne inkluderes i modellens grunnkapasitet på mellomlandsforbindelser, da modellen er satt i 2030. Den endelige grunnkapasiteten som benyttes i modellen blir med dette 8 900 MW eller 8,9 GW, for begge overføringsretningene.

6.1.5 Prisene i utlandet

Norge handler elektrisitet med fire forskjellige land (fem innen 2021), som potensielt kan ha ulike elektrisitetspriser. Modellen behandler 'utlandet' som ett enkelt prisområde Norge utveksler strøm med, som også betyr at vi står ovenfor én utlandspris i periode ij . For at denne prisen skal reflektere at det i virkeligheten utveksles strøm til forskjellige prisområder i utlandet, finner jeg et vektet gjennomsnitt av prisene i disse områdene. Vektene baserer seg på overføringskapasitetene fra tabell 2.1 samt NorthSeaLink, hvor mellomlandsforbindelsene med størst kapasitet tillegges størst vekt. Tabellen under viser vektene fordelt på prisområdene Norge har mellomlandsforbindelser til.

Forbindelse	Vekt
SE1	7,91 %
SE2	9,60 %
SE3	24,24 %
DK1	18,44 %
DE-LU	15,82 %
NL	8,17 %
UK	15,82 %

Tabell 6.1: Vekter på mellomlandsforbindelser, basert på kapasitet.

Videre vil jeg skille mellom prisene ved høylast- og lavlasttimer, samtidig med prisene i sommer- og vinterperioden. Det blir med dette totalt fire utlandspriser, da jeg forutsetter at prisene

er like for alle månedene innenfor samme årstid (sommerperioden og vinterperioden). Til å beregne utlandsprisene benytter jeg timespriser (kr/MWh) fra 2019 for SE1, SE2, SE3, DK1 og UK (Storbritannia). Prisene for DE-LU (Tyskland) og NL er fra 2020, siden dette var det første fullstendige året med prisdata for disse landene som var tilgjengelig på Nord Pools nettside (Nord Pool AS, u.å.-a).

Selve beregningen gjøres først ved å ta et vektet gjennomsnitt av timesprisene for alle de nevnte prisområdene, for hver enkelt time i 2019. De vektete prisene deles inn i to grupper, en for sommerperioden (april-oktober) og en for vinterperioden (november-desember og januar-mars). Prisene i hver tabell deles inn i høylast- og lavlasttimer, der høylast i modellen er timene mellom 08:00-19:00, mens lavlast er timene mellom 20:00-07:00. Timefordelingen er gjort i tråd med modellens forutsetning om 12 høylast- og lavlasttimer. Til slutt regnes gjennomsnittet av de vektete utlandsprisene i høylast og lavlasttimene for sommer og vinterperioden, slik at vi får fire utlandspriser. Tabellen under viser utlandsprisene avrundet til nærmeste tier, denotert i kr/MWh.

	Sommer	Vinter
Pris høylast	370,00	460,00
Pris lavlast	340,00	380,00

Tabell 6.2: Utlandspriser i kr/MWh ved 12 høylast/lavlasttimer, for sommer og vinter.

Prisene over blir brukt i modellens normalår, men da denotert i hele 1 000 kr. De tilnærmede tallene som settes inn i modellen blir derfor som følger:

	Sommer	Vinter
Pris høylast	0,37	0,46
Pris lavlast	0,34	0,38

Tabell 6.3: Utlandspriser i kr/MWh i hele 1 000.

Som et tillegg kalkulerte jeg prisene med 13 høylasttimer og 11 lavlasttimer, hvor høylastperioden var mellom 07:00-19:00, mens lavlastperioden var mellom 20:00-06:00. Resultatet ble nesten identisk med tabell 6.2, der det eneste betydelige avviket var utlandsprisen for lavlast vinter som ble 370 kr/MWh i stedet for 380 kr/MWh.

I tilfellet med ytterligere overføringskapasitet (NorthConnect) til Storbritannia vil vektene og dermed prisene bli annerledes, siden øvrige mellomlandsforbindelser vil utgjøre en mindre andel av total overføringskapasitet.

6.2 Parametere

Til å kalibrere modellen må parameterne α_{ij} og β_j bestemmes, som er formålet med denne seksjonen. Jeg bruker forskjellige metoder til å fastslå verdiene til parameterne, der β_j først finnes med hjelp av estimater på etterspørselstettheten, før α_{ij} deretter bestemmes slik at modellens normalår samsvarer med virkeligheten.

6.2.1 Beta

I likhet med teoridelen er prisen i hver periode satt lik den marginale nytten av elektrisitet i den respektive perioden, der marginal nytte er det samme som den deriverte av nyttefunksjonen. Den grunnleggende marginalnyttefunksjonen er som tidligere gitt ved:

$$p_{ij} = \alpha_{ij} - \beta_j e_{ij} = \frac{dU_{ij}}{de_{ij}}$$

Formelen ovenfor viser den lineære etterspørselsfunksjonen uttrykt ved pris, også kalt den inverse etterspørselsfunksjonen. Fra uttrykket ser vi at beta er stigningstallet eller koeffisienten til forbruket, som viser hvor mye prisen endrer seg ved å endre forbruket. Det er derfor naturlig at beta inkluderer en faktor knyttet til forholdet mellom pris og etterspørsel. Et eksempel på en slik faktor er etterspørselens priselastisitet, som er et mål på etterspørselens prisfølsomhet. Priselastisitet vil derfor bli brukt videre i kapittelet til å finne et uttrykk og estimat for β_j . Det generelle uttrykket for etterspørselens priselastisitet er gitt ved:

$$|El_{x,p}| = -\frac{dx}{dp} \frac{p}{x} \quad (6.1)$$

Her betyr x og e_{ij} det samme, men jeg vil i resten av kapittelet for klarhetens skyld benytte x i utledningen av β_j . Den første delen av uttrykket er den deriverte av etterspørsel kvantum med hensyn på pris. Dette betyr at etterspørselsfunksjonen fra modellen må skrives om fra invers form til å uttrykkes ved konsum i istedenfor. Vi får da etterspørselsfunksjonen:

$$x = \frac{\alpha_{ij}}{\beta_j} - \frac{1}{\beta_j} p \quad (6.2)$$

Videre ved å derivere funksjonen med hensyn på prisen p har vi:

$$-\frac{dx}{dp} = \frac{1}{\beta_j} \quad (6.3)$$

Dette settes inn for $-\frac{dx}{dp}$ i uttrykket for priselastisiteten, og gir:

$$|El_{x,p}| = \frac{1}{\beta_j} \frac{p}{x} \quad (6.4)$$

Til slutt løser man for β_j og får følgende funksjon:

$$\beta_j = \frac{1}{|El_{x,p}|} * \frac{p}{x} \quad (6.5)$$

Med dette uttrykket kan β_j estimeres ved å sette inn tall fra virkeligheten for elektrisitetspriser (elspot), strømforbruk og etterspørselens priselastisitet. Jeg vil i det følgende bruke timesdata (MWh) for elpriser og forbruk fra 2019, da dette året var relativt normalt i forhold til tilsig og temperaturer, samt et empirisk anslag på priselastisiteten til elektrisitetsforbruket i Norge.

Priselastisitet kan deles inn i kortsiktig og langsiktig elastisitet, hvor Vista Analyse i en rapport for Statnett løst definerer kort sikt som «så kort tidsperiode at tilpasningen til de nye prisene må skje under eksisterende rammer [...]» (Hoel et al., 2019, s. 28). Med andre ord har forbrukere lite eller ingen tid til å tilpasse seg de nye prisene, da prisendringene er relativt uventet. Siden modellens etterspørselsfunksjoner er timesbasert, vurderes kortsiktig priselastisitet som mest hensiktsmessig.

Det finnes en rekke empiriske studier som estimerer priselastisiteten til elektrisitetsetterspørsel, blant annet Cialani & Mortazavi (2018) og Zhu et al. (2018) som er de nyeste. Anslagene på den kortsiktige etterspørsel elastisiteten til elektrisitet ligger mellom -0,028 og -0,05 i de to nevnte studiene, hvor Cialani & Mortazavi (2018) sine anslag gjelder for 28-EU land i tillegg til Norge. Jeg bruker derfor en priselastisitet på -0,04 i modellen, som ligger innenfor det nevnte intervallet. I beregningen av β_j ser vi bort ifra det negative fortegnet til priselastisiteten og benytter kun absoluttverdien. Anslaget for priselastisiteten satt inn i (6.5) gir ligningen:

$$\beta_j = \frac{1}{0,04} * \frac{p}{x} \quad (6.6)$$

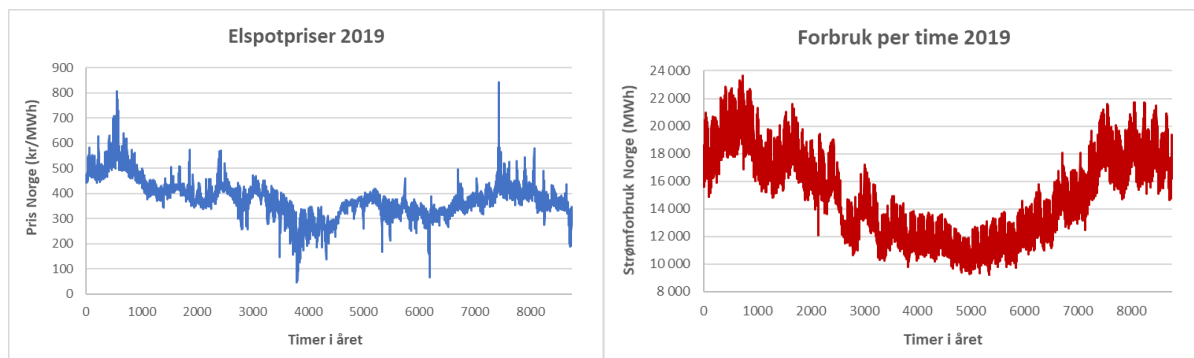
Ved estimeringen av β_j skiller jeg på sommer- og vinterperioden, som betyr at modellen har to forskjellige β_j . Altså brukes strømforbruk og elpriser per time i sommermånedene (april-oktober) til å regne ut β_s , mens det tilsvarende for vintermånedene (november-mars) gjelder

β_v . Siden β_j estimeres for samtlige timer i den respektive perioden, bruker jeg gjennomsnittet i hver periode for å fastsette én verdi for β_s og β_v . Det skiller ikke på høylast- og lavlasttimer, da estimatene viste liten variasjon mellom forskjellige deler av døgnet, som vises senere i kapittelet. Generelt er estimeringen av β_j for de to periodene gitt ved:

$$\beta_s = \frac{1}{n_s} \sum_{t=1}^{t=5137} \frac{1}{0,04} * \frac{p_t}{x_t} \quad (6.7)$$

$$\beta_v = \frac{1}{n_v} \sum_{t=5138}^{t=8761} \frac{1}{0,04} * \frac{p_t}{x_t}$$

Til å beregne betaene har jeg hentet timesdata fra 2019, hvor historiske priser ble hentet fra Nord Pool (u.å.-a) sin nettside for historiske markedsdata, mens forbrukstallene ble hentet fra Statnett (u.å.-b) sin nettside for produksjons- og forbrukstall. Dataene inneholder til sammen $n = 8\,761$ observasjoner/timer, der sommerperioden utgjør 5 137 av disse, slik at $n_s = 5\,137$ og $n_v = 3\,624$. I formelen (6.7) benyttes indeksen t , som indikerer en spesifikk time fra 2019, der $t = [1, 5137]$ er timene for perioden april-oktober og $t = [5138, 8761]$ gjelder for november-mars. Figurene under viser hvordan dataene utviklet seg gjennom 2019.



Figur 6.7: Strømforbruk og elspotpriser i Norge per time 2019.

Kilde(r): Nord Pool og Statnett.

Ved å sette dataene inn for p_t og x_t i (6.7) blir estimatene som følger:

$$\beta_s = \frac{1}{5137} \sum_{j=1}^{j=7} \frac{1}{0,04} * \frac{p_t}{x_t} \approx \mathbf{0,67} \quad (6.8)$$

$$\beta_v = \frac{1}{3624} \sum_{j=8}^{j=12} \frac{1}{0,04} * \frac{p_t}{x_t} \approx \mathbf{0,59}$$

Fra (6.8) ser vi at $\beta_s = 0,67$ er høyere enn $\beta_v = 0,59$, som kan indikere at strømforbruket om sommeren avhenger i litt større grad av elektrisitetsprisen. Dette kan være en rimelig antakelse, siden strømforbruk knyttet til oppvarming er høyere om vinteren da lavere temperaturer gjør dette nødvendig. Dog er β kun et estimat til modellen som sier lite om hvordan prisen faktisk påvirker etterspørselen i de forskjellige årstidene. Videre, ved å inkludere betaer som tar hensyn til høylast- og lavlasttimer, får man fire forskjellige β_{ij} . For sommerperioden blir betaene for høylast og lavlast henholdsvis $\beta_{ps} = 0,66$ og $\beta_{os} = 0,68$, mens de tilsvarende betaene for vinterperioden blir $\beta_{pv} = 0,58$ og $\beta_{ov} = 0,60$. Siden forskjellene mellom gjennomsnittet av alle timene i døgnet og lavlast/høylasttimene er såpass små, skilles det ikke på lavlast/høylasttimer, slik at kun $\beta_s(0,67)$ og $\beta_v(0,59)$ benyttes i modellen.

6.2.2 Alfa

Med fastsatte betaer og modellverdier for normalåret, er siste steg i kalibreringen av modellen å bestemme alfaene. Det skal i alt finnes fire α_{ij} ; for sommer og vinterperioden, og høylast/lavlast. Vi vet fra før at alfa representerer forbrukernes maksimale betalingsvillighet (teoretisk), og at denne er lik for alle måneder innenfor samme årstid. Siden behovet for elektrisitet er lavere om sommeren enn om vinteren, vil maksimal betalingsvillighet og da alfa være høyere om vinteren. Det samme gjelder høylast og lavlast, hvor alfa er høyere i høylastperioden. Med dette vil størrelsen på alfa være en indikator for etterspørselsnivået, noe som bekreftes av uttrykk (6.2):

$$x = \frac{\alpha_{ij}}{\beta_j} - \frac{1}{\beta_j} p$$

I uttrykket fremkommer det at etterspørselen/forbruket avhenger av alfa, dersom beta og prisen er gitt. Da prisen innenfor samme måned er lik for høylast og lavlast (ingen reservoarbegrensninger), mens beta er gitt, vil forbruket være høyere i høylasttimer grunnet en større alfa. Dette gjelder til en viss grad etterspørselen i vintermåneder kontra sommermåneder, hvor forskjellige betaer og priser (ved reservoarbegrensninger) også fører til etterspørselsforskjeller. Siden betaene er gitt, og pris kun er det inverterte av etterspørsel, er det alfaene som må endres/justeres for at modellen skal gi realistiske forbrukstall og -mønster.

I tillegg til at tallene skal være realistiske, må tallstørrelsene samsvare med den valgte skaleringen for modellen. Her er blant annet kraftproduksjon og -forbruk denotert i GWh (gigawattimer), mens priser er denotert i kr/MWh i hele 1 000. Denne skaleringen er valgt for at

tallene i modellen skal bli lettere å håndtere, og for at modellen skal være oversiktlig. Samtidig kan både kraftproduksjon/forbruk og prisene i modellen multipliseres med 1 000, slik at vi da får tallene oppgitt i MWh¹ og kr/MWh; som er en viktig egenskap for at resultatene skal være av en «korrekt» størrelsesorden. Modellen beregner med andre ord nytte i millioner kroner. Med dette vil maksimal betalingsvillighet (α_{ij}) i likhet med priser denoteres i kr/MWh i hele 1 000.

Betingelsene som alfaene må oppfylle er da at tallene for etterspørselen/forbruket er realistiske i forhold til størrelse, varierer mellom sommer/vinter samt høylast/lavlast og tilfredsstiller valgt skalering. Alfaene må også bestemmes slik at prisene i Norge er av samme størrelsesorden som utlandsprisene, hvor utlandsprisene fra tabell 6.2 varierer mellom 340 og 460 kr/MWh, eller 0,34 og 0,46 kr/MWh i hele 1 000. Jeg vil først bruke den inverse etterspørselsfunksjonen til å finne et referansepunkt for alfa-verdiene:

$$p_{ij} = \alpha_{ij} - \beta_j x \quad (6.9)$$

Til å regne ut referanseverdiene for alfaene i sommer -og vinterperioden, bruker jeg timetalene på forbruk og priser for Norge i 2019 (Nord Pool AS, u.å.-a). Gjennomsnittsprisene for sommer- og vinter i 2019 var henholdsvis 350 kr/MWh og 430 kr/MWh, som er innenfor intervallet fra tabell 6.2. Forbruket per time var i gjennomsnitt ca. 13 000 MWh om sommeren, og 18 300 MWh om vinteren. Satt inn i uttrykk (6.9) på samme form som benyttes i modellen, og med betaene fra (6.8):

$$0,35 = \alpha_s + 0,67 * 13 \quad (6.10)$$

$$0,43 = \alpha_v + 0,59 * 18,3$$

Ved å løse for alfa får vi følgende referanseverdier for sommer- og vinteralfa:

$$\alpha_s = 0,35 + 0,67 * 13 \approx 9,1 \quad (6.11)$$

$$\alpha_v = 0,43 + 0,59 * 18,3 \approx 11,2$$

Fra (6.11) er referanseverdiene til sommer- og vinteralfa ca. 9 og 11,2. Dette impliserer at alfaene må ligge i nærheten av disse verdiene, for at modellens priser og etterspørsel skal være forenelig med det som observeres i virkeligheten. Vi legger også merke til at alfa eller maksi-

¹ 1 GW = 1 000 MW.

mal betalingsvillighet er større om vinteren enn om sommeren, som er konsistent med tidligere antagelser. Referanseverdiene kan nå opp- eller nedjusteres, for å finne de fire alfaene som skal settes inn i modellen (sommer høylast/lavlast og vinter høylast/lavlast). For eksempel må referanseverdiene enten nedjusteres mer for lavlast, eller oppjusteres mer for høylast, slik at alfaene (maksimal betalingsvillighet) og da etterspørselen er større i høylasttimene.

I modellens normalår vil alfaene bestemmes slik at total etterspørsel i Norge er rundt 140 000 GWh (140 TWh), da det i modellen forutsettes at forbruket i 2030 vokser med ca. 5 % fra nåværende nivå, som de siste årene har vært på 133 000-134 000 (Nord Pool AS, 2021b). Jeg velger da å se bort ifra NVE sitt anslag på forbruket i 2030, som er 155 TWh eller 155 000 GWh (Sem et al., 2020, s. 3). Dette kan for eksempel skyldes høyere energieffektivisering enn det NVE har forutsatt. Med alle betingelsene tatt i betraktning blir de endelige verdiene for α_{ij} som vist under.

Alpha høylast sommer/vår	10,7
Alpha lavlast sommer/vår	9,2
Alpha høylast vinter/høst	13
Alpha lavlast vinter/høst	10

Figur 6.8: Endelige verdier for α_{ij} .

Vi ser fra figur 6.8 at alfaene avviker noe fra referanseverdiene, som skyldes at alfaene er inndelt i høylast og lavlast. Gjennomsnittet av sommeralfaene og vinteralfaene er henholdsvis 9,95 og 11,5, som naturligvis er nærmere referanseverdiene. Man legger også merke til at α_{ij} er større for høylasttimer og vinterperioden. De ovennevnte verdiene gir følgende etterspørselstall:

	Høylast	Lavlast	Gjennomsnitt
Etterspørsel sommermåned	15,47	13,23	14,35
Etterspørsel vintermåned	21,39	16,30	18,84

Tabell 6.4: Etterspørsel per time for høylast -og lavlasttimer, i sommer- og vinterperioden (GWh).

Tabell 6.4 presenterer etterspørselen per time for høylast- lavlasttimene i en sommer- og vintermåned i modellens normalår (tall i GWh). Over 12 måneder gir dette en årlig etterspørsel på 140 152 GWh eller 140,15 TWh, som samsvarer med antakelsene om høyere forbruk/etterspørsel gjort tidligere. Samtidig ser vi naturligvis at også etterspørselen/forbruket er høyere om vinteren og i høylasttimer. Videre ligger det gjennomsnittlige timesforbruket på henholds-

vis 14,35 GWh og 18,84 GWh for sommer- og vintermånedene, som er litt høyere, men sammenlignbare med tallene fra 2019. De øvrige resultatene for blant annet eksport/import og nytte i modellens normalår uten ytterligere overføringskapasitet, gjennomgås i neste del.

6.3 Resultater fra modellens normalår

Etter at modellen nå er kalibrert, gjenstår det kun å gjennomgå resultatene fra normalåret uten ekstra overføringskapasitet. Dette vil være basisscenarioet i modellen som resultatene fra de andre scenarioene skal sammenlignes med, for å fange opp effekten av økt overføringskapasitet ved forskjellige scenarioer for mengden vindkraft og tilsig. Resultatene fra normalåret er presentert i sin helhet i vedlegg 1.

Den totale kraftproduksjonen blir 149 500 GWh, hvor vannkraft utgjør ca. 91 %, mens vindkraft står for resten. Disse tallene er hentet fra kapittel 6.1, og gjelder derfor modellens normalår. Kraftproduksjonen vil naturligvis variere med de forskjellige værscenarioene (tilsig og vind). Figuren under gir en oversikt på produksjonstallene:

Total vindkraftproduksjon	13 100
Total vannkraftproduksjon	136 400
Total kraftproduksjon Norge	149 500

Figur 6.9: Produksjonstall for et normalår.

Total elektrisitetsetterspørsel i Norge blir som tidligere nevnt 140 152 GWh. Av dette dekkes etterspørselen av 97 952 GWh vannkraft, mens vindkraft og importert kraft dekker det resterende forbruket. På denne måten kan vannet som spares benyttes til eksport, når prisene i utlandet er høyere enn i Norge.

Totalt forbruk vindkraft	13 100
Totalt forbruk vannkraft	97 952
Totalt forbruk import	29 100
Samlet etterspørsel Norge	140 152

Figur 6.10: Samlet etterspørsel/forbruk.

Siden forbruket/etterspørselen er lavere enn produksjonen, har vi en positiv kraftbalanse eller et kraftoverskudd. Med andre ord vil det i normalåret eksporteres mer kraft enn det som importeres. Videre vil det eksporteres i høylasttimene og importeres i lavlasttimene, da dette ga høyest nytte av eksport/import-kombinasjonene. Kraftbalansen er illustrert under.

Totalt eksportert	38 448
Totalt importert	29 100
Kraftbalanse	9 348

Figur 6.11: Kraftbalanse i normalåret.

Fra figuren (6.11) fremkommer det at kraftoverskuddet er på 9 348 GWh. Den totale eksporten er på 38 448 GWh², som også er den totale årlige overføringskapasiteten for høylasttimer. Dette betyr at overføringskapasiteten ved eksport ble fullt utnyttet, mens den ikke ble fullt utnyttet til import.

Vi vet fra tidligere at kapasiteten utnyttes fullt når det foreligger arbitrasjemuligheter, som her vil implisere at elektrisitetsprisen i Norge er lavere enn i utlandet i høylasttimer. Mens for lavlasttimene vil prisene være like i utlandet og Norge, da kapasiteten ikke ble benyttet fullt ut til import. Dette bekreftes i vedlegg 1, da den norske prisen i sommermånedene er 340 kr/MWh, mens den i utlandet er henholdsvis 370 og 340 kr/MWh for høylast- og lavlasttimer. I vintermånedene er den norske prisen 380 kr/MWh, mens utlandsprisen er 460 kr/MWh for høylast og 380 kr/MWh for lavlast. Dette gir for øvrig en gjennomsnittlig norgespris på ca. 360 kr/MWh i normalåret. Man legger også merke til at utlandsprisen får fullt gjennomslag i de norske prisene. Alle de nevnte prisene er her rundet av til nærmeste tier.

Til slutt har vi den forventede totale nytten eller samfunnsøkonomisk overskudd for modellens normalår, som blir omtrent 789,5 mrd. kroner. Nyttens fordel seg på konsumentoverskudd, produsentoverskudd og flaskehalsinntekter. Konsumentoverskuddet er på ca. 733,7 mrd. kroner, som er en betydelig andel av det samfunnsøkonomiske overskuddet. Det må nevnes at konsumentoverskuddet kun er et teoretisk tall, hvor selve størrelsen ikke er like viktig som endringen i denne. Produsentoverskuddet er på rundt 53,7 mrd. kroner, mens flaskehalsinntektene blir ca. 2,1 mrd. kroner.

Konsumentoverskudd	733 672
Produsentoverskudd	53 766
Flaskehalsinntekter	2 089
Samfunnsøkonomisk overskudd	789 528

Figur 6.12: Samfunnsøkonomisk overskudd i modellens normalår, Mill. kr.

² Månedlig overføringskapasitet for høylast: $(8,9 \text{ GW} \cdot (12 \cdot 30)) = 3 204 \text{ GWh}$
 Årlig overføringskapasitet for høylast: $3 204 \text{ GWh} \cdot 12 = 38 448 \text{ GWh}$

7 Resultater og betraktninger

Med modellen ferdig kalibrert, kan den kjøres på samme måte som gjennomgått i kapittel 5 og 6 for andre scenarioer enn normalåret. Mest interessant er hvordan en økning av overføringskapasiteten til Storbritannia (NorthConnect) påvirker det samfunnsøkonomiske overskuddet. Økningen av overføringskapasitet vil være på 1 400 MW eller 1,4 GW, da dette er den antatte overføringskapasiteten på NorthConnect, heretter omtalt som NC. Overføringskapasiteten vil totalt være på 10,3 GWh med NC.

Siden Norge har et væravhengig kraftsystem, kjøres modellen med og uten kapasitetsøkningen ved tørrår, normalår og våtår. I tillegg har vi tre forskjellige scenarioer for vindkraft, med lite vind, normal vind og mye vind. Et tørrår vil referere til et årlig tilsig på 101 TWh, mens normalt tilsig er 136,4 TWh og våtår er 152 TWh. For vindkraft vil lite vind være 4 TWh, normal vind 13,1 TWh og mye vind 25 TWh. Med dette har vi ni forskjellige scenarioer for årlig vanntilsig og vindkraft, som skal kjøres for alle overføringskapasitetene. Resultatene vil i hovedsak presenteres som endringen av blant annet priser, forbruk/etterspørsel og det samfunnsøkonomiske overskuddet, som en følge av økt overføringskapasitet (1,4 GW) i modellen.

7.1 Hovedscenarioer

Selv om det er 9 scenarioer for kraftproduksjonen eller værår i Norge, vil jeg begynne med resultatene fra kapasitetsøkningen i de 3 tilfellene jeg kaller hovedscenarioene. Disse består av normalåret (normalt tilsig og normal vind), våtår med mye vind og tørrår med lite vind. De to sistnevnte tilfellene kan henholdsvis ansees som et maksimalt «heldig» og «uheldig» norsk værår. Øvrige scenarioer gjennomgås i et senere delkapittel.

7.1.1 Produksjon, forbruk og nettoeksport

Da kraftproduksjonen bestemmes eksogent, vil den være tilsvarende for tilfellet med og uten ytterligere overføringskapasitet. Jeg vil dermed presentere selve kraftproduksjonen for de tre nevnte hovedscenarioene, uavhengig av overføringskapasitet. Kraftproduksjonen i det «heldige» væråret blir modellens maksimale kraftproduksjonsnivå, mens produksjonen i «uheldige» året blir modellens minimale kraftproduksjonsnivå. Tabellen under gir et oversiktlig bilde over forskjellene i kraftproduksjonen mellom normalåret og de to ytterpunktene.

	Min.	Normal	Maks.
Vannkraftproduksjon	101 000	136 400	152 000
Vindkraftproduksjon	4 000	13 100	25 000
Total kraftproduksjon	105 000	149 500	177 000

Tabell 7.1: Produksjonsnivå for hovedscenarioene i GWh.

Tabell 7.1 understreker hvor variabelt den væravhengige kraftproduksjonen i Norge kan være, med et tilsig som varierer med ca. 50 TWh mellom et vått og tørt år. Inkluderer vi anslagene for vindkraft blir variasjonen på årlig kraftproduksjon rundt 70 TWh. Det blir derfor interessant å se hvilke utslag disse forskjellene eventuelt får med kapasitetsøkningen.

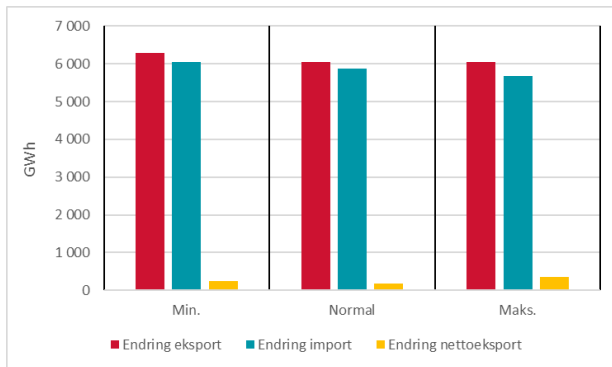
Det neste blir å se på endringer i etterspørselen for hovedscenarioene. Fra uttrykk (6.9) vet vi at etterspørselen/forbruket avhenger av prisen, ved at en prisøkning vil redusere etterspørselen og motsatt. Etterspørselen etter elektrisitet er dog uelastisk eller lite prissensitiv, slik at det kreves en stor prisendring for at etterspørselen skal endre seg betydelig. Under ser vi endringene i etterspørsel som en følge av kapasitetsøkningen.

	Min.	Normal	Maks.
Endring i GWh	-244	-174	-362
Endring i %	-0,18 %	-0,12 %	-0,26 %

Tabell 7.2: Endring i etterspørsel for hovedscenarioene, GWh og %.

Vi ser at etterspørselen/forbruket faller med rundt 200-400 GWh i samtlige av hovedscenarioene, som impliserer at prisnivået blir høyere med NC. Etterspørselen faller mest i maksimalåret, med en reduksjon på 0,26 %, mens den for minimums- og normalåret henholdsvis faller med 0,18 % og 0,12 %. Dette tyder på at prisøkningene er moderate, i tillegg til å være størst for modellåret med høyest kraftproduksjon.

Da etterspørselen/forbruket reduseres mens kraftproduksjonen er uavhengig av kapasitetsøkningen, blir kraftoverskuddet og nettoeksporten større. Nettoeksporten er illustrert i figur 7.1, og vil øke med de samme tallstørrelsene som etterspørselen falt med i tabell 7.2. I tråd med at den totale overføringskapasiteten har blitt oppgradert fra 38 448 til 44 496 GWh, viser figuren at både eksport og import øker betydelig. Dette kommer tydelig frem i vedlegg 1 til 6, som viser modellresultatene fra alle hovedscenarioene med og uten NC. Fra de nevnte vedleggene ser vi også at det eksporteres i høylasttimer og importeres i lavlasttimer, siden denne kombinasjonen gir størst total nytte.



Figur 7.1: Nettoeksport i hovedscenarierne, i GWh.

7.1.2 Prisendringer

Med mer overføringskapasitet mellom Norge og Storbritannia, blir vektene som benyttes til å kalkulere utlandspriser nå annerledes enn vektene fra tabell 6.1. Dette skyldes at de andre mellomlandsforbindelsene utgjør en mindre andel av den totale overføringskapasiteten, mens Storbritannia utgjør en større andel. Tabell 7.3 viser vektene med økt overføringskapasitet til Storbritannia.

Forbindelse	Vekt
SE1	6,83 %
SE2	8,29 %
SE3	20,93 %
DK1	15,92 %
DE-LU	13,66 %
NL	7,05 %
UK	27,32 %

Tabell 7.3: Vekter med økt overføringskapasitet til UK.

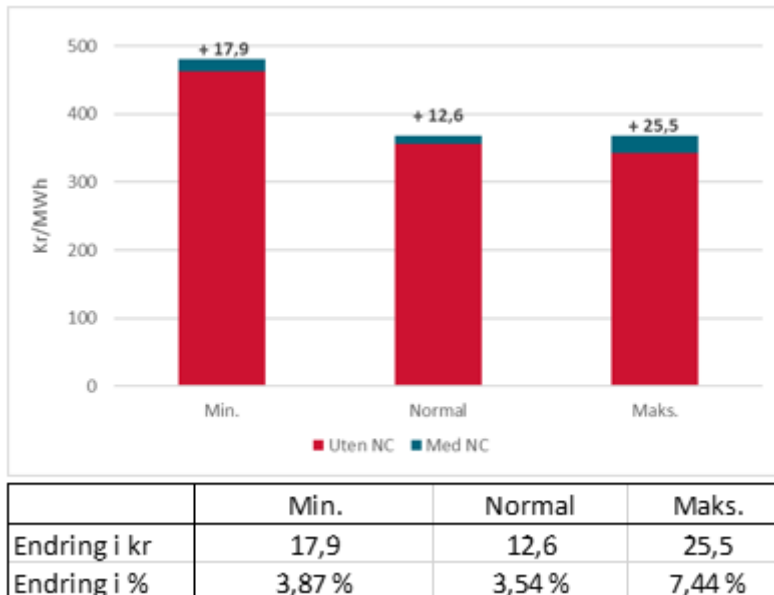
Storbritannia har nå blitt prisområdet som Norge har mest overføringskapasitet til, og siden Storbritannia har et høyere prisnivå enn de øvrige utenlandske prisområdene, kan vi forvente at utlandsprisen blir høyere med vektene fra tabell 7.3. Under er utlandsprisene satt opp på tilsvarende måte som i tabell 6.2, hvor prisene er rundet av til nærmeste tier og denotert i kr/MWh.

	Sommer	Vinter
Pris høylast	380	480
Pris lavlast	350	400

Tabell 7.4: Utlandspriser i kr/MWh, med NC.

Sammenlignet med utlandsprisene før kapasitetsøkningen, har prisen for sommermånedene økt med ca. 10 kr/MWh for både høylast og lavlast. Tilsvarende gjelder for vintermånedene,

hvor økningen er på 20 kr/MWh. Dette gir en økning i gjennomsnittlig utlandspris på ca. 13,6 kr/MWh. Fra modellens oppbygning vet vi at utlandsprisen får fullt gjennomslag i den norske, slik at en høyere utlandspris indirekte fører til en høyere pris i Norge. Figur 7.2 viser prisendringene i Norge for hovedscenarioene, hvor prisene er beregnet som gjennomsnittet for hele året i de respektive scenarioene.



Figur 7.2: Endring i norsk gjennomsnittlig kraftpris for hovedscenarioene, i kr/MWh og %.

Den største prisøkningen forekommer i scenarioet med maksimal kraftproduksjon, med en økning på 25,5 kr/MWh eller ca. 2,6 øre/kWh. Mens for normalåret og det «uheldige» væråret, er prisøkningen på henholdsvis 12,6 og 17,9 kr/MWh. Man legger imidlertid merke til at prisnivået i normalåret og maksimalåret er den samme med NC (ca. 368 kr/MWh), mens prisøkningen er lavere for normalåret. Dette skyldes at prisen er lavere i maksimalåret for at all kraften skal bli solgt, siden overføringskapasiteten ikke er tilstrekkelig. Med NC er overføringskapasiteten stor nok til at kraftoverskuddet kan eksporteres, uten at prisene i Norge trenger å senkes i forhold til normalåret. I det «uheldige» væråret er prisen høy på grunn av et betydelig kraftunderskudd, som videre fører til at hele overføringskapasiteten brukes til import. Endringen på 17,9 kr/MWh skyldes kun forskjellige utlandspriser, da utlandsprisen for vinterhøylast fikk fullt prisgjennomslag for samtlige måneder i Norge, både for tilfellet med og uten NC³.

³ Se vedlegg 5 og 6.

Med effektene kapasitetsøkningen til Storbritannia har hatt på prisene i Norge, kan det også være interessant å se hvordan prisforskjellene mellom Norge og utlandet har blitt påvirket.

Tabell 7.5 gir en oversikt på prisforskjellene i hovedscenarioene.

	Min.	Normal	Maks.
Prisforskjell uten NC	80,14	-27,17	-40,06
Prisforskjell med NC	84,46	-28,17	-28,17
Endring i prisforskjeller	5,39 %	3,66 %	-29,70 %

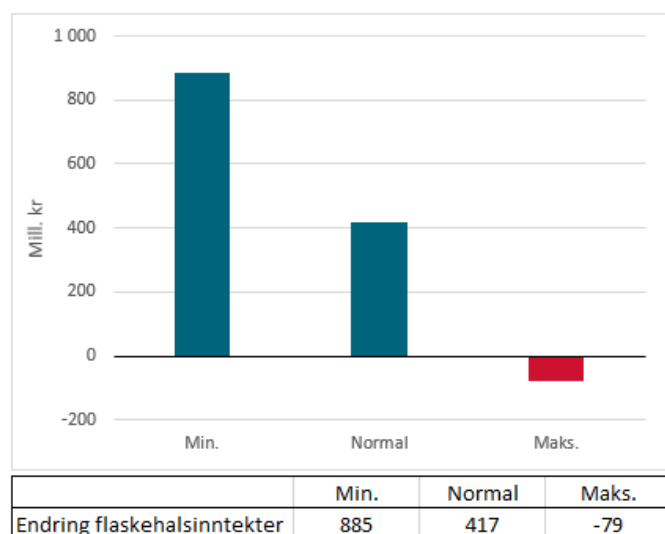
Tabell 7.5: Endring i prisforskjeller mellom gjennomsnittlig pris i Norge og utlandet, i kr/MWh og %.

I det «uheldige» væråret er prisforskjellen ca. 4,3 kr/MWh høyere med NC, mens prisforskjellen i normalåret øker med rundt 1 kr/MWh. Det eneste scenarioet hvor gjennomsnittsprisen i Norge nærmer seg utlandsprisen er i det maksimalt «heldige» væråret, hvor prisforskjellen reduseres med rundt 11,9 kr.

7.1.3 Samfunnsøkonomisk overskudd

Til slutt skal endringene i det samfunnsøkonomiske overskuddet eller den totale nytten gjennomgås. Det samfunnsøkonomiske overskuddet består som vi vet av 3 komponenter, nemlig konsumentoverskudd, produsentoverskudd og flaskehalsinntekter, slik at endringene i disse vil gjennomgås individuelt.

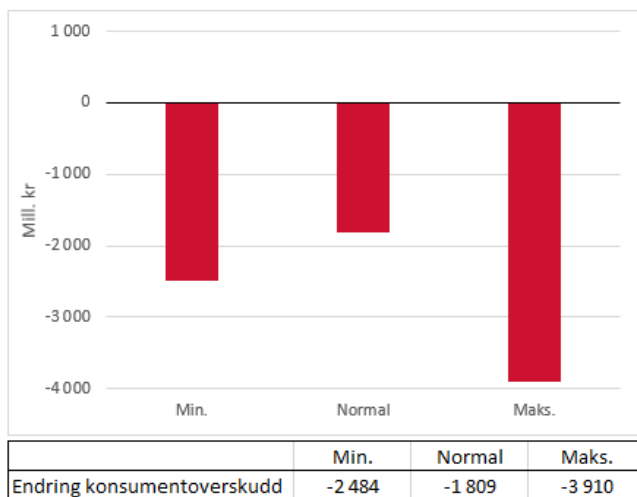
Med endringene i prisforskjellene, samt den underliggende kapasitetsøkningen, forventer vi å se forandringer i flaskehalsinntektene. Endringene i flaskehalsinntekter vises i figur 7.3, hvor tallene er gitt i millioner kroner.



Figur 7.3: Endring i flaskehalsinntekter for hovedscenarioene, Mill. kr.

Ikke overraskende har flaskehalsinntektene økt i året med kraftunderskudd og normalåret, da prisforskjellene i begge disse scenarioene økte som en følge av NC. For øvrig var økningene på henholdsvis 885 og 417 mill. kr. Flaskehalsinntektene i scenarioet med kraftunderskudd kommer fra import, hvor hele importkapasiteten benyttes; mens eksport er kilden til flaskehalsinntekter for de to andre scenarioene. I tilfellet med stort kraftoverskudd ser vi at flaskehalsinntektene faller med 79 mill. kr. Endringene i flaskehalsinntektene korresponderer godt med endringene i prisforskjellene, både med tanke på størrelser og fortegn. I tillegg vil økt handelsvolum bidra til økte flaskehalsinntekter, som i tilfellet med maksimal kraftproduksjon ikke var nok til å kompensere for reduksjonen i prisforskjeller.

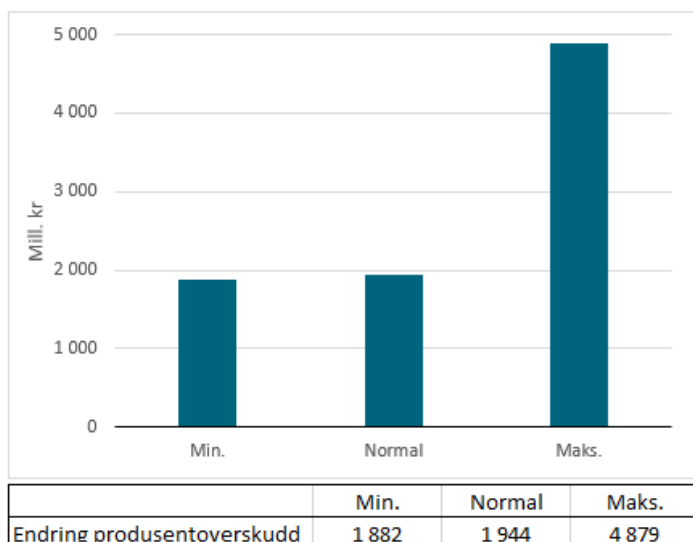
Det neste blir å se på endringen i konsumentoverskudd, som er vist i figuren under.



Figur 7.4: Endringer i konsumentoverskudd i hovedscenarioene, Mill. kr.

Konsumentoverskuddet har falt i alle 3 scenarioene som følge av økt overføringskapasitet til utlandet. Dette skyldes at prisene øker og etterspørsel/forbruk reduseres. Konsumentoverskuddet faller mest i året med maksimal kraftproduksjon, med rundt 3,9 mrd. kr. For året med minimal kraftproduksjon og normalåret ble konsumentoverskuddet redusert med 2,5 og 1,8 mrd. kr. Disse endringene samsvarer med prisendringene fra figur 7.2, hvor blant annet gjennomsnittsprisen i Norge øker mest i modellåret med maksimal kraftproduksjon.

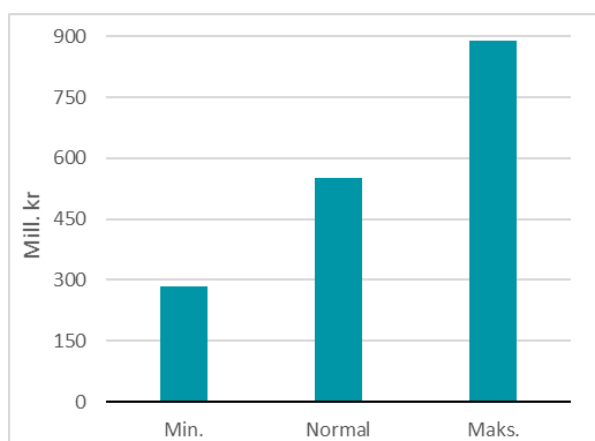
For produsentene vil økt overføringskapasitet åpne opp for mer eksport til utlandet, hvor prisene generelt er høyere enn i Norge. I enkelte værscenarioer fører dette til høyere priser også i Norge, som vil øke verdien på den norske kraftproduksjonen og følgelig lønnsomheten til norske produsenter. Figur 7.5 viser endringen i produsentoverskuddet.



Figur 7.5: Endringer i produsentoverskudd i hovedscenarioene, Mill. kr.

Produsentoverskuddet øker med NC i alle hovedscenarioene, da en effekt av økt overføringskapasitet er høyere priser i Norge. I tilfellet med stort kraftoverskudd øker produsentoverskuddet desidert mest, med nesten 4,9 mrd. kr. Dette er en kombinasjon av at prisen øker mest, samtidig som at produsert volum er størst i dette tilfellet. Med et stort salgsvolum vil en prisendring naturligvis gi større utslag på inntektene. For normalåret og det «uheldige» væråret øker produsentoverskuddet henholdsvis med rundt 1,94 og 1,88 mrd. kr. Da salgsvolumet er betydelig lavere i det «uheldige» væråret enn i normalåret, er grunnen til at endringene i produsentoverskudd er såpass like, at prisøkningen er høyere i året med lav kraftproduksjon (ref. figur 7.2).

Ved å legge sammen alle endringene i alle komponentene får vi den totale endringen i det samfunnsøkonomiske overskuddet (total nytte), som en følge av den økte overføringskapasiteten fra NC. Endringene i total nytte er presentert under.



Figur 7.6: Endringer i total nytte i hovedscenarioene, Mill. kr.

Fra figuren ser vi at kapasitetsøkningen på 1,4 GW (1 400 MW) gir økt total nytte i samtlige scenarioer, hvor nytten øker mer jo høyere tilgangen til kraft/elektrisitet er. I det «heldige» scenarioet øker nytten med ca. 890 mill. kr, mens for normalåret og scenarioet med minimal kraftproduksjon øker nytten med henholdsvis 553 og 284 mill. kr. Altså veier produsentoverskuddet og flaskehalsinntekter opp for reduksjonen i konsumentoverskuddet. I normalåret og det maksimalt «heldige» væråret, øker produsentoverskuddet nok til at kapasitetsøkningen blir samfunnsøkonomisk lønnsom. Mens i det «uheldige» scenarioet, er det en betydelig økning av flaskehalsinntekter som gjør prosjektet samfunnsøkonomisk lønnsomt.

7.2 Øvrige værscenarioer i Norge

I denne seksjonen går jeg gjennom virkningene av NC for de øvrige 6 værscenarioene i Norge. Disse består av tørrår med normal vind, tørrår med mye vind, år med normalt tilsig og lite vind, normalt tilsigsår med mye vind, våtår med lite vind og våtår med normal vind.

Selv om fokuset her ligger på de øvrige scenarioene, vil resultatene fra hovedscenarioene bli inkludert for å gi et oversiktlig bilde. Tallene fra hovedscenarioene vil markeres med grått, slik at de lettere kan separeres fra resultatene som behandles i dette delkapittelet.

7.2.1 Produksjon, forbruk og nettoeksport

Kraftproduksjonsnivået, uavhengig av overføringskapasitet, blir som i tabellen under. Tabellen viser produksjonsnivået for de øvrige værscenarioene samt hovedscenarioene (markert med grått.), som ikke er av interesse her.

	Lite vind	Normal vind	Mye vind
Tørrår		114 100	126 000
Normalt tilsig	140 400		161 400
Våtår	156 000	165 100	

Tabell 7.6: Produksjonsnivå for øvrige værår, i GWh.

Alle produksjonsnivåene ligger nå innenfor ytterpunktene (maksimalt heldig og uheldig værår), som er mellom 114 og 165 TWh.

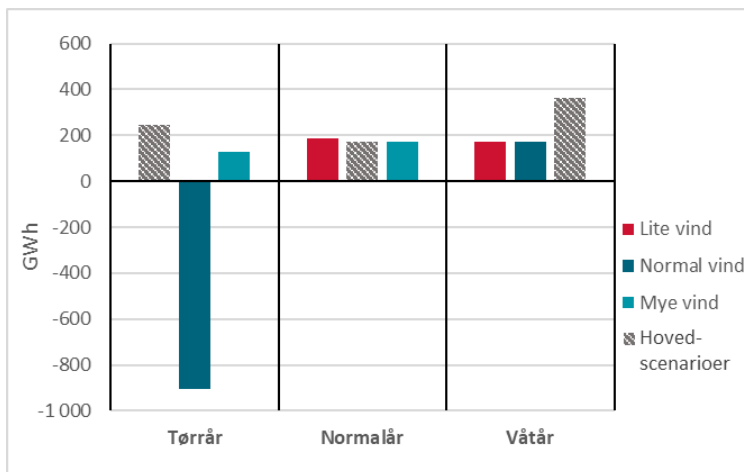
Det neste blir å se på endringene i etterspørselen/forbruket for disse scenarioene, og om de øvrige kombinasjonene av vind og tilsig gir andre resultater. Nedenfor er etterspørselsendringene presentert i en tilsvarende tabell som for produksjonsnivåene.

	Lite vind	Normal vind	Mye vind
Tørrår		902	-126
Normalt tilsig	-185		-174
Våtår	-174	-174	

Tabell 7.7. Endring i forbruket for øvrige værscenarier, i GWh.

Man legger umiddelbart merke til etterspørselsendringen i tørråret med normal vind, som viser en økning i forbruket på 902 GWh. Dette impliserer at prisen i det nevnte scenarioet reduseres som en følge av NC. I de resterende værårene faller etterspørselen, noe som indikerer at NC gir prisøkninger i disse scenarioene. Forbruket reduseres minst i tørråret med mye vind (126 GWh) og mest i et normalt tilsigsår med lite vind (185), mens det for resten av værårene reduseres med 174 GWh.

Endring i Nettoeksport vil være de samme tallene fra tabell 7.7, da med motsatt fortegn. Figuren under viser endring i nettoeksport for alle værårene.

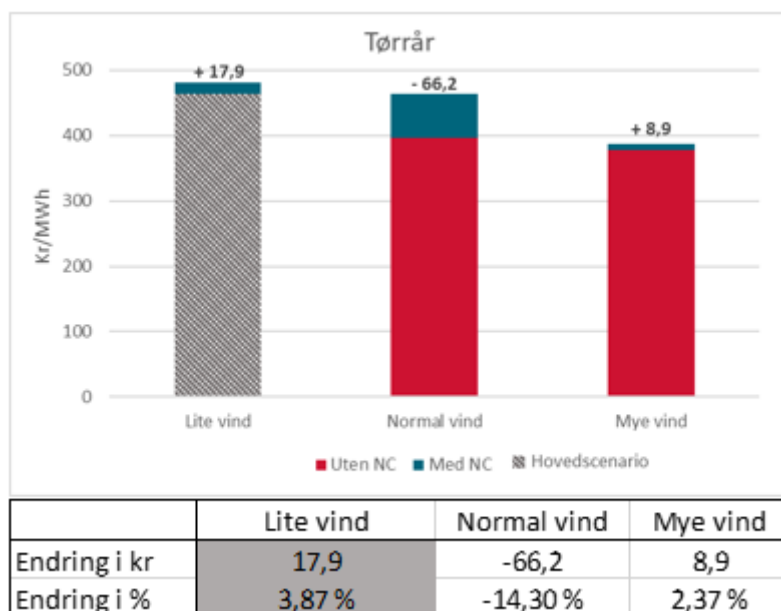


Figur 7.7: Endring i nettoeksport for de øvrige scenarioene, i GWh.

Fra vedlegg 7 til 18 fremkommer det at eksport gjennomføres i høylasttimer, mens import i lavlasttimer. Med dette vil full utnyttelse av eksportkapasitet bety at prisene i Norge er lavere enn i utlandet for høylasttimer, mens motsatt gjelder for full utnyttelse av importkapasiteten. Nettoeksporten øker med større overføringskapasitet i alle scenarioene, bortsett fra i et tørrår med normal vind. Hvorfor dette er tilfellet, diskuteres i neste delkapittel. Videre øker både eksport og import i alle scenarioene, som de nevnte vedleggene viser.

7.2.2 Prisendringer

Utlandsprisene med NC er de samme som i tabell 7.4 tidligere i kapittelet. Gjennomgangen av prisendringene gjøres for individuelle tilsigsår med forskjellige vindscenarier. Vi ser først på de 3 forskjellige vindscenarioene for et tørrår, vist i figuren under.

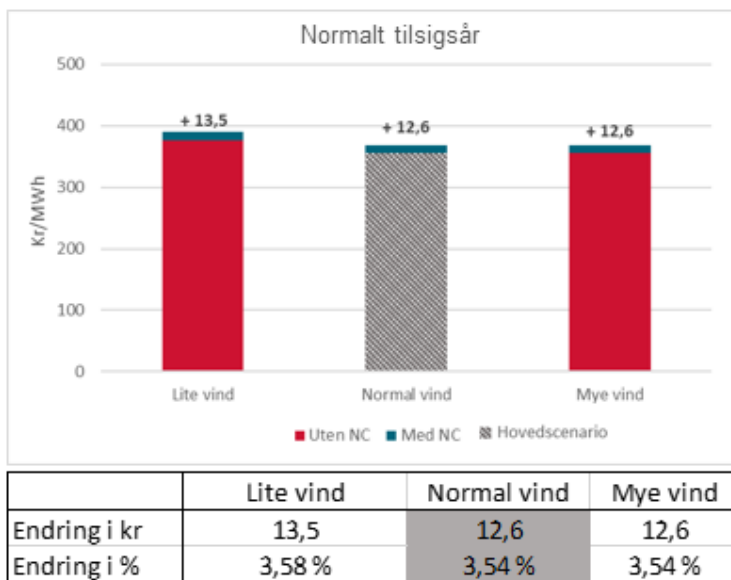


Figur 7.8: Endring i norsk gjennomsnittlig kraftpris for tørrårscenarier, i kr/MWh og %.

Gjennomsnittsprisen i tørråret med mye vind øker med ca. 8,9 kr/MWh med NC, som forklarer reduksjonen i etterspørselen. Dette skyldes både at utlandsprisen har økt, og at eksport/importmønsteret har endret seg. I tilfellet uten NC ble hele overføringskapasiteten brukt til import i samtlige sommermånedene og eksport i alle vintermånedene, siden den norske prisen var høyere enn utlandsprisen i sommer/lavlast og lavere for vinter/høylast. Mens i tilfellet med NC ble kapasiteten i to av sommer/høst-månedene hverken fullt utnyttet til import eller eksport; som betyr at prisene i Norge for disse to månedene må være de samme som i utlandet, både for høylast og lavlasttimer (se vedlegg 9 og 10).

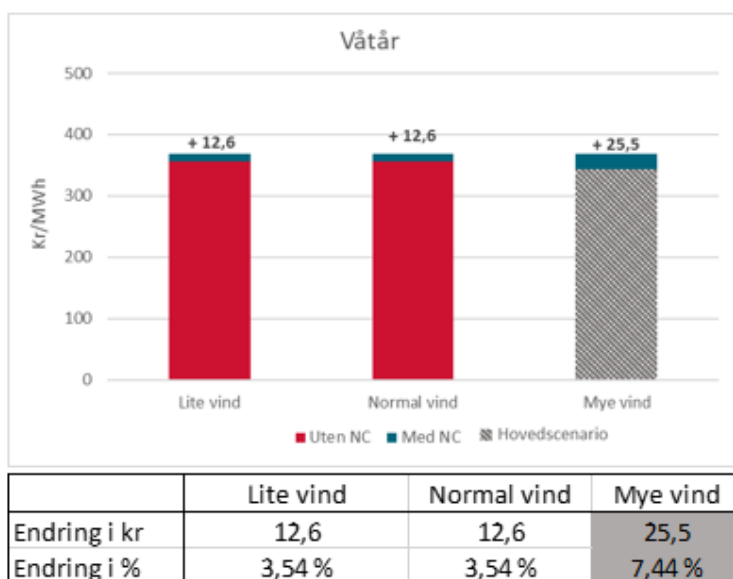
Videre i tørråret med normal vind, reduseres prisen med rundt 66 kr/MWh. I dette scenarioet brukes hele den økte kapasiteten til import i sommermånedene, som betyr at mer vann spares og dermed eksporteres til full kapasitetsutnyttelse i vinterperioden (se vedlegg 7 og 8). At eksportkapasiteten nå utnyttes helt ut i vinterperiodene betyr at prisen i Norge må være lavere enn i utlandet, for at det skal foreligge arbitrasjemuligheter. Det er endringen i eksport/import-adferd som gjør at effektene av NC i dette scenarioet skiller seg fra de andre tilfellene.

Det neste blir å gjennomgå endringer i gjennomsnittsprisen i et normalt tilsigsår med forskjellig vindmengder, vist i figur 7.9 nedenfor. I et normalt tilsigsår med lite vind øker gjennomsnittsprisen i Norge med 13,5 kr/MWh, på grunn av en høyere utlandspris. Normalåret med mye vind får en prisøkning på ca. 12,6 kr/MWh grunnet det samme. I begge tilfellene, både med og uten NC, vil prisen i sommermånedene være lik utlandsprisen ved sommer lavlast, mens det tilsvarende gjelder for vintermånedene. For øvrig er effekten av NC den samme for hovedscenarioet (normalt tilsig og vind) og normalt tilsigsår med mye vind.



Figur 7.9: Endring i norsk gjennomsnittlig kraftpris for scenarioer med normalt tilsig, i kr/MWh og %.

Til slutt gjennomgås endringene i gjennomsnittsprisen i et våtår med forskjellig vindmengder, hvor tallene er vist i figur 7.10 nedenfor.



Figur 7.10: Endring i norsk gjennomsnittlig kraftpris for våtårscenarioer, i kr/MWh og %.

Her ser vi at prisen øker med 12,6 kr/MWh både for våtår med lite vind og normal vind, som er akkurat det samme vi så i to av scenarioene i det normale tilsigsåret. Forklaringen på prisendringene er også den samme som i de nevnte scenarioene i et normalt tilsigsår. Dette er konsistent med etterspørselstallene, hvor de nevnte scenarioene hadde identiske resultater. Dette tyder på at forskjellene i modellen blir mindre mellom scenarioer med kraftoverskudd, så lenge kraftoverskuddet ikke er av en størrelse som fører til flaskehals.

Endringene i gjennomsnittlige prisforskjeller (kr/MWh) mellom Norge og utlandet ser vi nedenfor.

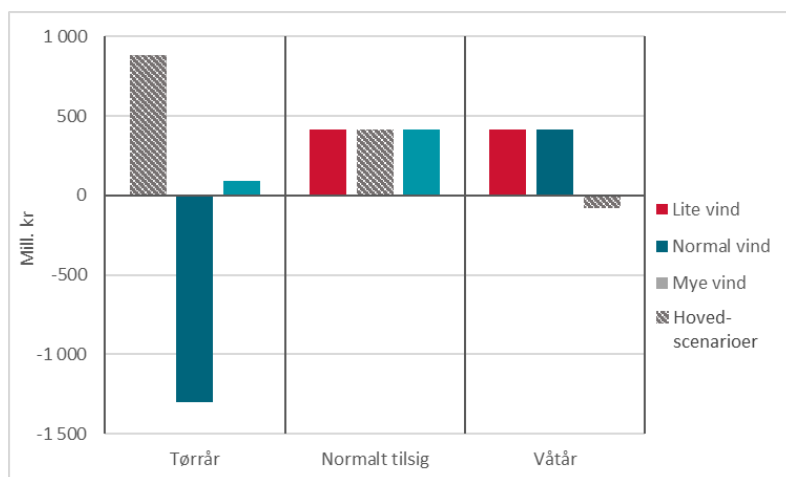
	Lite vind	Normal vind	Mye vind
Tørrår		-79,83	4,66
Normalt tilsig	0,12		0,99
Våtår	0,99	0,99	

Tabell 7.8: Endring i prisforskjeller mellom gjennomsnittlig pris i Norge og utlandet, i kr/MWh og %.

Prisforskjellen mellom Norge og utlandet i tørrår med normal vind reduseres med nesten 80 kr/MWh, og er det eneste øvrige scenarioet hvor prisen i Norge nærmer seg utlandsprisen. Prisforskjellen i tørråret med mye vind øker med 4,7 MWh, mens den er 0,12 kr/MWh i et normalt tilsigsår med lite vind. For de resterende scenarioene øker prisforskjellen med omtrent 1 kr/MWh.

7.2.3 Samfunnsøkonomisk overskudd

Etter å ha sett prisforskjellene (tabell 7.8), kan det være interessant å se om alle endringen i flaskehalsinntektene samsvarer godt med prisforskjellene mellom Norge og utlandet.

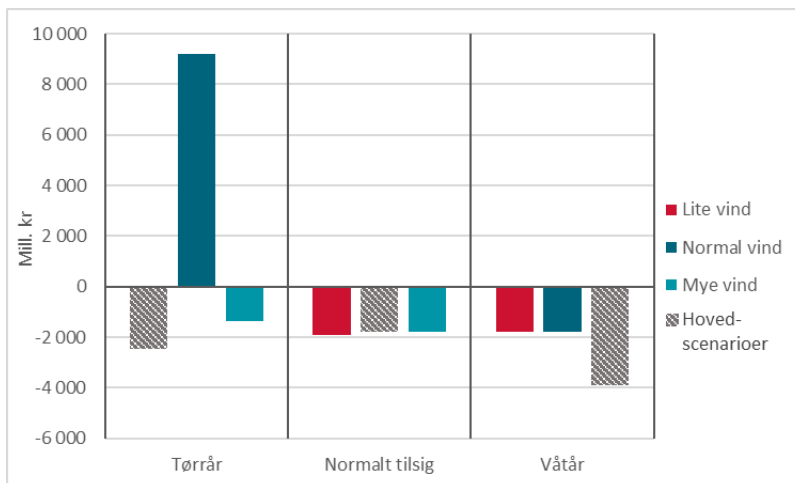


Figur 7.11: Endring i flaskehalsinntekter for øvrige scenarioer, Mill. kr.

Fra figur 7.11 ser vi at flaskehalsinntektene i tørråret med normal vindkraftproduksjon faller med ca. 1,3 mrd. kr som en følge av NC. Dette stemmer godt overens med den kraftige reduksjonen i gjennomsnittlig prisforskjell. I tørråret med mye vind øker flaskehalsene med kun 89 mill. kr, som er noe overraskende tatt i betraktning at prisforskjellen her økte mest av alle scenarioer. Grunnen er at den norske prisen i to av sommermånedene er lik utlandsprisen, både for høylast og lavlast timer, som betyr at vi i disse to månedene ikke hadde flaskehalsinntekter.

I de resterende scenarioene øker flaskehalsinntektene med 417 mill. kr, hvor prisforskjellene økte med ca. 1 kr/MWh i alle disse scenarioene, bortsett fra det normale tilsigsåret med lite vind. Siden prisforskjellene i det sistnevnte tilfellet økte med mindre (0,12 kr/MWh), må handelsvolumet her ha økt mer.

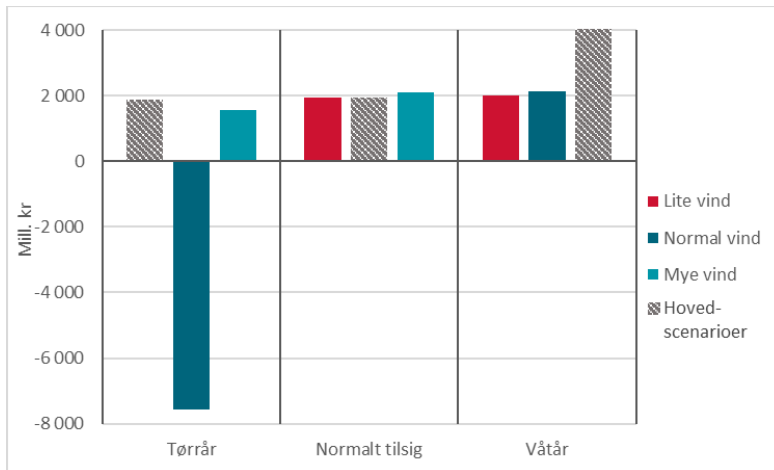
I det følgende skal vi se på endringene i konsumentoverskuddet, som beveger seg proporsjonalt med prisendringene. Nedenfor ser vi tallene i figur 7.12.



Figur 7.12: Endringer i konsumentoverskudd i øvrige scenarioer, Mill. kr.

Ikke overraskende øker konsumentoverskuddet mye (ca. 9 mrd. kr) i tørråret med normal vind, da strøm blir betydelig billigere i dette scenarioet. Da prisen øker i de andre scenarioene, faller også konsumentoverskuddet i disse, der de fleste får en reduksjon på ca. 1,8 mrd. kr. Konsumentoverskuddet falt for øvrig minst i et tørrår med mye vind (ca. 1,3 mrd. kr), hvor også prisøkningen var minst.

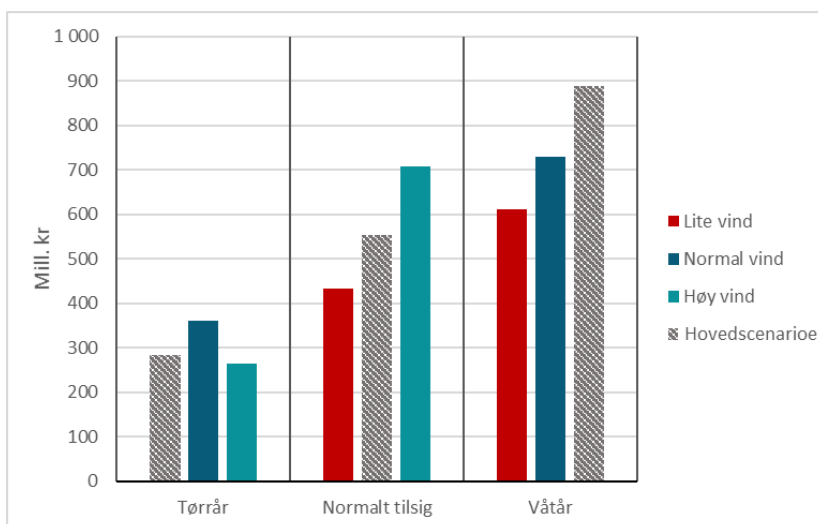
Endringene i produsentoverskuddet er forventet å ha motsatt fortegn fra konsumentoverskuddet, da prisøkninger i nesten alle scenarioene øker verdien av norsk kraftproduksjon. Under er tallene presentert i figur 7.13.



Figur 7.13: Endringer i produsentoverskuddet i øvrige scenarioer, Mill. kr.

Produsentoverskuddet øker i alle scenarioene, bortsett fra i tørråret med normal vindkraftproduksjon, hvor vi hadde en reduksjon på omtrent 7,5 mrd. kr. Ellers øker produsentoverskuddet med rundt 2 mrd. kr for de andre scenarioene som behandles i dette delkapittelet.

Til slutt gjennomgås endringen i det samfunnsøkonomiske overskuddet eller total nytte, som vist i figur 7.14.



Figur 7.14: Endringer i total nytte i øvrige scenarioer, Mill. kr.

Det kommer tydelig frem at NC er samfunnsøkonomisk lønnsom i alle værårerne, mye på grunn av at produsentene tjener mer enn konsumentene taper på høyere priser. I scenarioene

med normalt og mye tilsig øker total nytte med mengden vind. Økningen i total nytte for disse tilsigsårene er større enn tørråret, for alle vindkraftnivåer. Dette tyder på at nytten av kapasitetsøkningen er stigende med tilsiget. Imidlertid har vi forskjellige nytteeffekter for tørrårene, hvor tørråret med mye vind har den minste økningen i nytte (264 mill. kr), mens året med normal vind får den største (361 mill. kr) økningen av tørrårene. Til forskjell fra de andre scenarioene, blir nytten i tørråret med normal vindkraftproduksjon større fordi konsumentoverskuddet økte mer enn produsentene tapte. I tillegg kan man argumentere for at flaskehalsinntektene kommer konsumentene til gode, da Statnett i virkeligheten bruker disse til å redusere nettleien til forbrukerne.

Vi har nå sett på de samfunnsøkonomiske virkningene av økt overføringskapasitet (1,4 GWh) i 9 forskjellige værår. Samfunnsnyttene var stigende med tilsigs- og vindmengden i år med normalt og mye tilsig. Mange av scenarioene innenfor disse tilsigsårene fikk de samme resultatene for pris- og etterspørselsendringer, konsumentoverskudd og flaskehalsinntekter, som henger sammen med at eksport-/importmønstrene i disse scenarioene var like både med og uten NC. I tørrårsscenarioene varierte resultatene mer som blant annet figur 7.14 viser, mye grunnet at disse scenarioene har kraftunderskudd.

Videre vil jeg gjennomføre en robusthetssjekk av modellen i neste kapittel, hvor kun to værscenarioer i tillegg til normalåret behandles, med en forutsetning om at disse to værårene ga forskjellige resultater i forhold til hverandre og normalåret. Dette gjøres både for at analysen skal være oversiktlig, og i større grad interessant. De to værscenarioene i tillegg til normalåret, blir tørrår med normal vind og mye vind. Begrunnelsen for tørråret med normal vind, er at resultatene her viste store avvik i forhold til de andre værscenarioene, både i form av tallstørrelser og fortegn. Tørråret med mye vind endret eksport-/importadferd som en følge av NC, i tillegg til at resultatene skilte seg fra resten av scenarioene, dog i mindre grad; noe som også er interessant.

8 Robusthetssjekker

I dette kapitlet skal det gjennomføres robusthetssjekker av modellen, eller for resultatene i tre utvalgte værår. Formålet er å se om virkningen av NC i de nevnte værårene endrer seg betydelig ved forskjellige sensitiviteter, eller om de er robuste for disse. Sensitivitetene modellen testes for, er prisreduksjoner i Storbritannia på 5 og 10 % som følge av større overføringskapasitet til Norge, og reservoarkapasiteter på 70 og 90 % av maksimalt nivå. I alt blir dette fire sensitiviteter. De utvalgte værscenariene er tørrår med normal vind (114 TWh), tørrår med mye vind (126 TWh), og normalåret (149,5 TWh).

8.1 Lavere priser i Storbritannia med 5 %.

En sensitivitet som NVE kanskje ikke analyserte nok i sin vurdering av NC, var muligheten for at det bygges ut mer vindkraft i Storbritannia som en følge av økt overføringskapasitet til Norge. Mer vindkraft og da en økning i kraftbalansen kan bidra til lavere priser på britisk side. Det vil derfor gjennomføres en robusthetssjekk av resultatene ved lavere priser i Storbritannia, hvor jeg først analyserer effektene av en prisreduksjon på 5 %, før jeg i neste delkapittel ser på en 10 % reduksjon.

Til kalkuleringen av de nye utlandsprisene benyttes de samme vektene som i tabell 7.4, samtidig som at den britiske prisen reduseres med 5 % for samtlige timer⁴. Øvrige lands områdepriser forblir uendret. Utlandsprisene for sommer/vinter og høylast/lavlast blir som vist i tabell 8.1, avrundet til nærmeste tier.

	Sommer	Vinter
Pris høylast	380	470
Pris lavlast	340	390

Tabell 8.1: Utlandspriser med 5 % lavere UK-priser med NC, kr/MWh.

Dette gjør naturligvis at prisøkningen i utlandsprisene med NC, blir lavere. Med 5 % lavere britiske priser, blir økningen i gjennomsnittlig utlandspris redusert med 6,6 kr/MWh. Utlandsprisen om vinteren øker med ca. 10 kr/MWh mindre for både høylast og lavlast, som også gjelder for sommer-lavlast. Mens prisen for sommer/høylast er relativt uendret.

⁴ Refererer her til timesdataene fra 2019 som brukes til å beregne utlandsprisene.

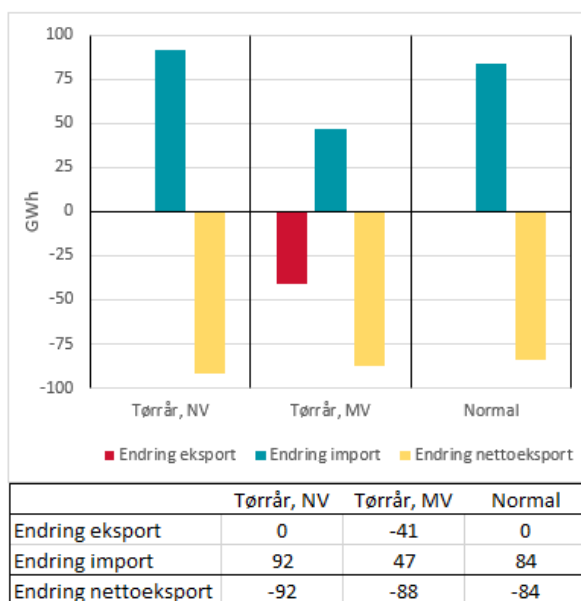
Med lavere prisøkning i utlandsprisene, forventer man også at prisøkningen i Norge blir lavere, gitt modellen. Tabell 8.2 viser effekten av en lavere britisk pris både på prisendring i Norge og på endringen i prisforskjellen mellom Norge og utlandet. I tabellen står NV for normal vind, og MV for mye vind.

	Tørrår, NV	Tørrår, MV	Normal
Prisendring	-6,74	-6,43	-6,12
Endring prisforskjell	-0,15	-0,16	-0,47

Tabell 8.2: Effekt av lavere britisk pris (5%) på prisendringer og prisforskjeller med NC, kr/MWh.

I tørråret med normal vind førte NC til en kraftig prisreduksjon, og med en lavere britisk pris på 5 % faller prisen i Norge ytterligere med 6,75 kr/MWh. For tørråret med mye vind og normalåret vil gjennomsnittsprisen i Norge fortsatt øke med NC, dog med henholdsvis 6,43 og 6,12 kr/MWh mindre. Den norske gjennomsnittsprisen med NC blir altså lavere i alle scenarioene, dersom britiske priser reduseres med 5 %. Endringene i prisforskjellene mellom Norge og utlandet blir også lavere i denne sensitiviteten. I tørrårene med normal og mye vind reduseres prisforskjellen med 0,15 og 0,16 kr/MWh, mens den i normalåret reduseres med 0,47 kr/MWh.

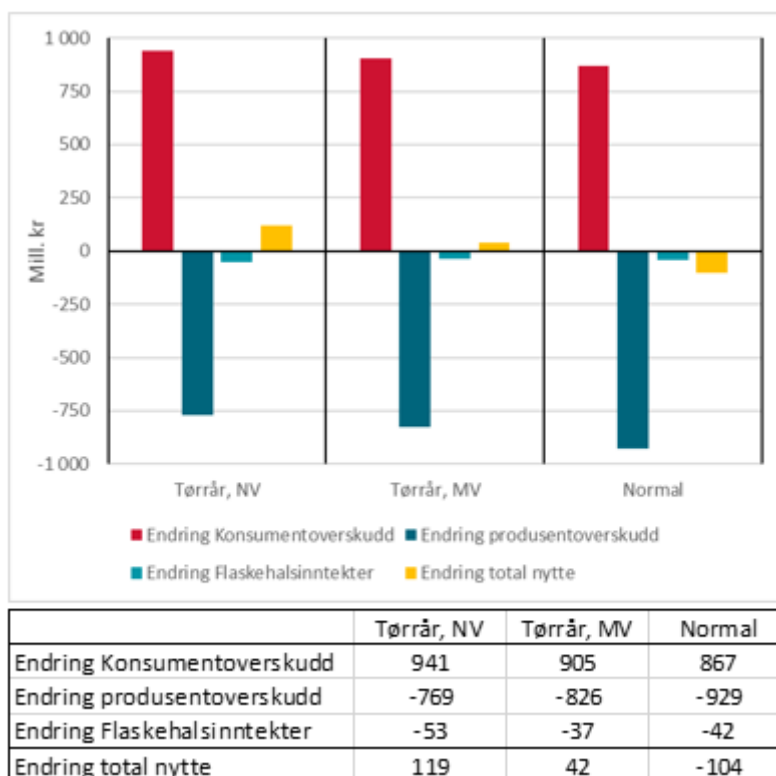
Med lavere utlandspriser har eksport blitt mindre lønnsomt, mens import har blitt mer lønnsomt. Det er dermed forventet at import øker mer enn eksport, slik at nettoeksporten enten faller eller øker mindre i denne sensitiviteten. Figur 8.1 viser hvilken effekt en lavere britisk pris på 5 % har på nettoeksporten med NC, for de tre værscenariene.



Figur 8.1: Effekt av britisk prisreduksjon (5 %) på import og eksport, GWh.

I tørråret med normal vind øker importen med 92 GWh mer, mens eksporten forblir uendret. Dette betyr at nettoeksportøkningen med NC reduseres med like mye som eksporten. I tørråret med mye vindkraft faller eksporten med 41 GWh, mens importen øker med 47 GWh, som reduserer nettoeksporten med 88 GWh. Nettoeksporten faller også i normalåret, da med 84 GWh som kun skyldes en importøkning. Med andre ord blir økningen av nettoeksporten mindre i alle scenarioene på grunn av lavere britisk pris, i tråd med antakelsene. Siden økingen i importen er høyere enn reduksjonen i eksporten, øker det totale handelsvolumet i alle scenarioene. I tillegg har forbruket/etterspørselen i Norge økt med samme størrelse som nettoeksporten ble redusert med, implisert i den lavere norske gjennomsnittsprisen.

Videre skal vi se hvordan det samfunnsøkonomiske overskuddet påvirkes av en 5 % prisreduksjon i Storbritannia. Figur 8.2 viser at konsumentoverskuddet øker mer, mens produsentoverskuddet og flaskehalsinntektene blir mindre.



Figur 8.2: Effekt av britisk prisreduksjon (5 %) på samfunnsøkonomisk overskudd, Mill. kr.

Konsumentoverskuddet blir høyere for alle værårerne og øker mest i tørråret med normal vind, med ca. 940 mill. kr. Dette skyldes lavere priser, hvor endringene i konsumentoverskuddet korresponderer godt med prisendringene fra tabell 8.2. På motsatt vis vil økningen av produsentoverskuddet reduseres med lavere priser, hvor effekten av prisendringer også avhenger av

kraftvolumet som produseres og selges. Produsentoverskuddet reduseres med ca. 770 mill. kr i tørråret med normal vind, 830 mill. kr i tørrår med mye vind og 930 mill. kr i normalåret. Flaskehalsinntektene ble i samme rekkefølge som ovenfor redusert med 53, 37 og 42 mill. kr. Flaskehalsinntektene falt i alle scenarioene, dog ikke i samme takt som endringen i prisforskjellene. Dette skyldes da at flaskehalsinntektene er en kombinasjon av prisforskjeller og overføringsvolum.

Summerer vi endringene øker den totale nytten med ca. 120 mill. kr i tørråret med normal vind og 42 mill. kr i tørråret med mye vind. Her var økningen i konsumentoverskuddet stort nok til å kompensere for det produsentene tapte, i tillegg til mindre flaskehalsinntekter. I normalåret faller den samfunnsøkonomiske lønnsomheten med omtrent 104 mill. kr, da produsentene tapte mer enn konsumentene tjente. Prisreduksjonen i Storbritannia på 5 %, bidro altså til høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet med NC i år med kraftunderskudd, og lavere lønnsomhet i overskuddsår.

8.2 Lavere priser i Storbritannia med 10 %

I denne delen gjennomfører jeg samme prosedyre, nå med en dobbelt så stor prisreduksjon, det vil si 10 % i Storbritannia, som følge av økt overføringskapasitet til Norge. Dette kan skyldes at det bygges ut enda mer vindkraft, eller at prisvirkningene blir kraftigere. Prisene i utlandet rundet av til nærmeste tier, blir nå:

	Sommer	Vinter
Pris høylast	370	460
Pris lavlast	340	380

Tabell 8.3: Utlandspriser med 10 % lavere UK-priser med NC, kr/MWh.

Med 10 % lavere britiske priser, blir økningen i gjennomsnittlig utlandspris redusert med 13,2 kr/MWh. Reduksjonen er dobbelt så stor som i 5%-sensitiviteten, som skyldes at prisreduksjonen i Storbritannia også er doblet. Utlandsprisene er nå tilnærmet de samme som før NC blir innført i modellen (se tabell 6.2).

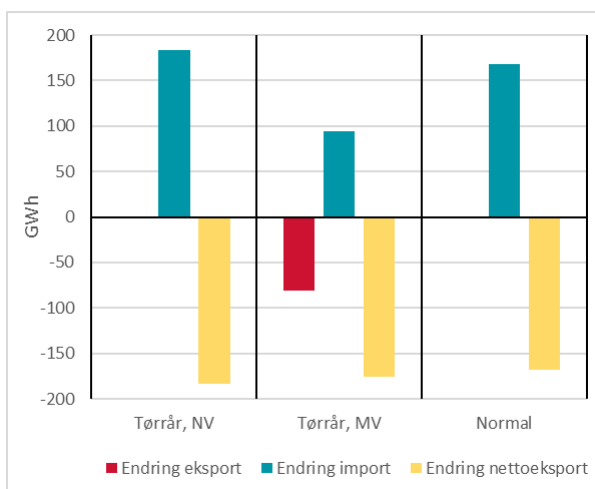
Gjennomsnittsprisen i Norge er forventet å øke enda mindre enn i den forrige sensitiviteten, noe tabell 8.4 gir svar på nedenfor.

	Tørrår, NV	Tørrår, MV	Normal
Prisendring	-13,47	-12,87	-12,24
Endring prisforskjell	-0,29	-0,31	-0,94

Tabell 8.4. Effekt av lavere britisk pris (10 %) på prisendringer og prisforskjeller med NC, kr/MWh.

Antagelsen ovenfor bekreftes i tabellen, da den norske gjennomsnittsprisen med NC blir enda lavere. En annen interessant observasjon er at prisreduksjonen har blitt dobbelt så stor for samtlige scenarioer, med et prisfall i Storbritannia på 10 % i stedet for 5 %. Dette gjelder også endringene i prisforskjeller. Sammenhengene tilsvarende 5%-tilfellet, bare at effektene er doblet.

Med en halvering av prisøkningene, kan det forventes at effekten på nettoeksport doubles fra den forrige sensitiviteten. Figur 8.3 viser effekten på nettoeksportendringen med NC, ved en britisk prisreduksjon på 10 %.

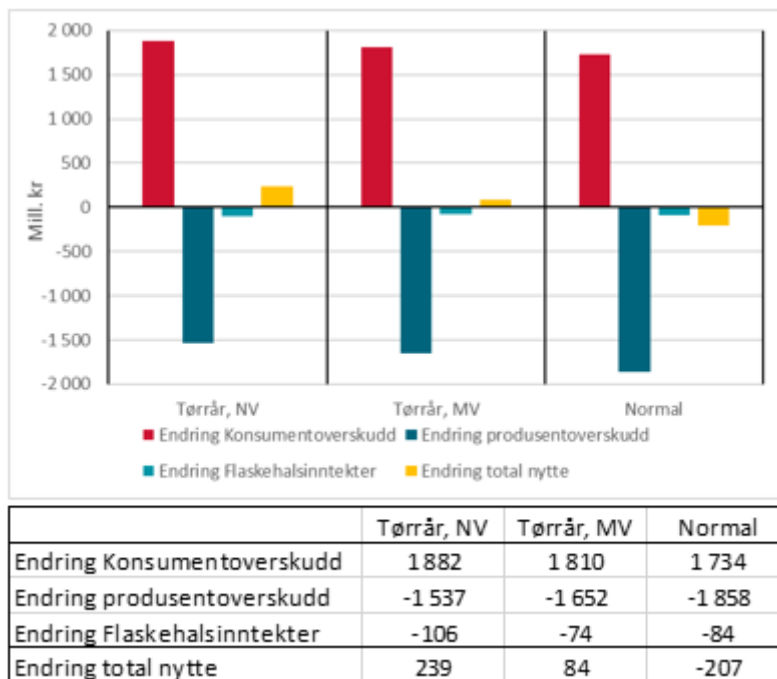


	Tørrår, NV	Tørrår, MV	Normal
Endring eksport	0	-81	0
Endring import	184	94	168
Endring nettoeksport	-184	-176	-168

Figur 8.3: Effekt av britisk prisreduksjon (10 %) på import og eksport, GWh.

Både i tørråret med normal vind og i normalåret er eksporten upåvirket, mens importen i tilsvarende rekkefølge øker med 184 GWh og 176 GWh. I tørråret med mye vind reduseres eksporten med 81 GWh, mens importen øker med 94 GWh, som gir en nettoeksportøkning på 176 GWh. Man legger merke til at endringen i nettoeksporten for samtlige av værscenariene, er dobbelt så store som i det forrige delkapittelet. Dette skyldes igjen at prisreduksjonen i Storbritannia er doblet.

Til slutt ser vi effekten på det samfunnsøkonomiske overskuddet, vist i figur 8.4.



Figur 8.4: Effekt av britisk prisreduksjon (10 %) på samfunnsøkonomisk overskudd, Mill. kr.

Konsumentoverskuddet øker som følge av prisreduksjonen i Storbritannia, med henholdsvis 1,88, 1,81 og 1,73 mrd. kr for tørråret med normalvind, tørråret med mye vind og normalåret. Produsentoverskuddet i samme rekkefølge, øker med 1,54, 1,65 og 1,86 mrd. kr mindre enn uten lave britiske priser. Ikke overraskende er alle tallene også her doblet fra forrige delkapittel. Det samme gjelder flaskehalsinntektene, som da nødvendigvis betyr at effektene på den totale nytten også har økt i denne takten. Det samfunnsøkonomiske overskuddet øker nå med 239 og 84 mill. kr mer i tørrårene med normal vind og mye vind, mens økningen i normalåret blir enda mindre, nå med 207 mill. kr.

8.3 70 % av total reservoarkapasitet

I det neste gjennomføres en robusthetssjekk hvor reservoarkapasiteten nå er 70 % av maksimal kapasitet. Dette skal representere et tilfelle der kun 70 % av den totale reservoarkapasiteten kan overføres fritt mellom perioder. Fra kapittel 6.1.1 husker vi at den totale reservoarkapasiteten i Norge er på 87 000 GWh, hvor vi hittil i oppgaven har brukt 80 % av denne (69 600 GWh) som maksimal reservoarkapasitet. Med 70 % blir maksimal reservoarkapasitet nå 60 900 GWh, mens minimal kapasitet blir 18 900 GWh. De britiske prisene er nå upåvirket av

økt overføringskapasitet, slik at de øvrige modellverdiene er de samme som i kapittel 7. Formålet er å se om effekten av NC på de valgte scenarioene påvirkes betydelig av forskjellige reservoarkapasiteter.

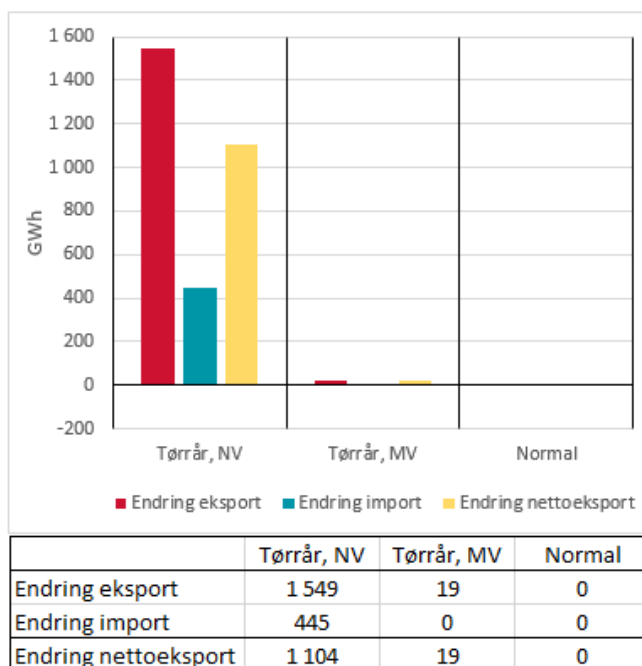
Som tidligere ser vi først på priseffekten av sensitiviteten, nå med de samme utlandsprisene fra tabell 7.4.

	Tørrår, NV	Tørrår, MV	Normal
Prisendring	80,83	1,50	0,00
Endring prisforskjell	80,83	-1,50	0,00

Tabell 8.5: Effekt av lavere maksimal reservoarkapasitet (70 %) med NC, kr/MWh.

Vi ser at den lavere reservoarkapasiteten har en betydelig effekt på prisendringen i tørråret med normal vind. Her vil gjennomsnittsprisen i Norge øke med ca. 80,8 kr/MWh mer enn i tilfellet med 80 % av total reservoarkapasitet. I tørråret med mye vind blir effekten positiv, men mindre, med en økning på 1,5 kr/MWh, mens gjennomsnittsprisen i normalåret ikke påvirkes av sensitiviteten. Endringen i prisforskjellen for tørråret med normal vind er nøyaktig den samme som for prisen selv, med 80,8 kr/MWh. For tørråret med mye vind faller prisforskjellen med 1,5 kr/MWh, mens normalåret er upåvirket.

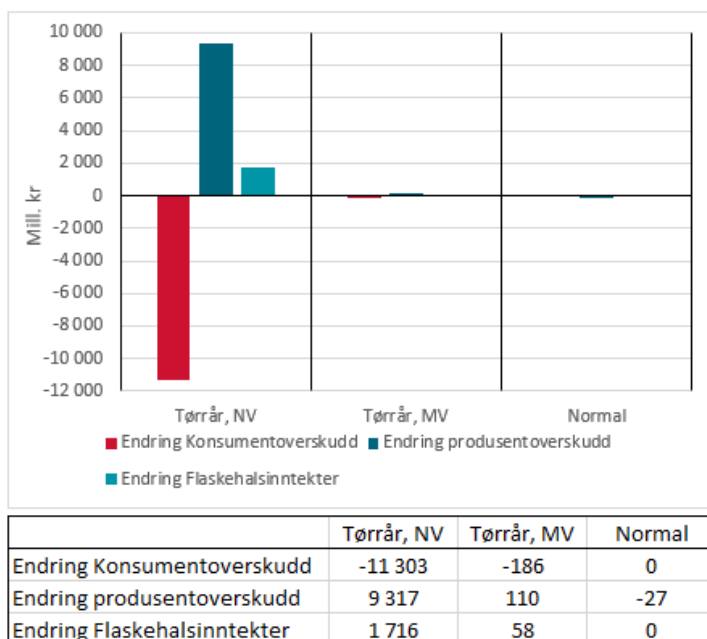
Med større prisøkninger i tørrårene med normal og mye vind, forventes det også at nettoeksporten har økt i disse. Figur 8.5 viser dette.



Figur 8.5: Effekt av lavere maksimal reservoarkapasitet (70 %) på import og eksport, GWh.

I tørråret med normal vind øker eksporten med ca. 1 550 GWh, importen med 445 GWh, og da nettoeksporten med omtrent 1 105 GWh mer enn tilfellet med 80 % reservoarkapasitet. Mens endringene er relativt ubetydelige for de andre scenarioene, hvor nettoeksporten i normalåret ikke endrer seg, og den for tørråret med mye vind kun øker med 19 GWh. Dette er i tråd med prisendringene fra tabell 8.5, som viser at nettoeksporten i modellen øker dersom etterspørselen faller.

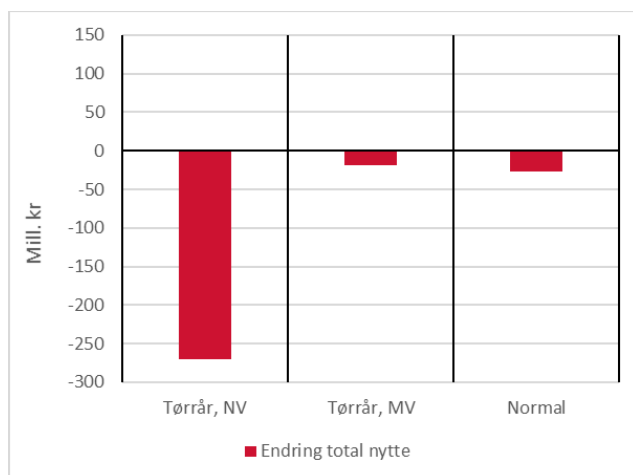
Figur 8.6 viser effektene av lavere reservoarkapasitet på konsument- og produsentoverskuddet, og flaskehalsinntektene.



Figur 8.6: Effekt av lavere maksimal reservoarkapasitet (70 %) på samfunnsøkonomisk overskudd, Mill. kr.

Med den kraftige prisøkningen i tørråret med normal vind, øker nødvendigvis konsumentoverskuddet mindre, mens produsentoverskuddet øker mer. Konsumentoverskuddet reduseres med ca. 11,3 mrd. kr, mens produsentoverskuddet øker med 9,3 mrd. kr. Flaskehalsinntektene i samme værår øker med omtrent 1,7 mrd. kr som følge av større prisforskjell og handelsvolum. For tørråret med mye vind gjelder tilsvarende sammenheng, dog med mye lavere tallstørrelser. Her faller konsumentoverskuddet med 186 mill. kr, mens produsentoverskuddet og flaskehalsinntektene øker med 110 og 58 mill. kr. I normalåret falt produsentoverskuddet med 27 mill. kr, selv om gjennomsnittlig prisendring og prisforskjeller var uendret fra tilfellet med 80 % reservoarkapasitet. Dette skyldes at med lavere reservoarkapasitet erstattes vannkraftforbruket av import i vintermånedene, slik at forbruket av vannkraft blir lavere i perioden med høyest priser. Konsumentoverskuddet og flaskehalsinntekter forble uendret i dette scenarioet.

Effekten på den totale nytten, som er summen av tallene ovenfor, vises i figur 8.7. Den totale nytten presenteres her i en individuell figur, da skalaen i figur 8.6 gjør det vanskelig å sammenligne størrelsene på nytteendringene.



Figur 8.7: Effekt av lavere maksimal reservoarkapasitet (70 %) på samfunnsøkonomisk lønnsomhet, Mill. kr

Økningen av total nytte eller samfunnsøkonomisk lønnsomhet, trekkes ned i alle 3 scenarioene når reservoarkapasiteten settes ned til 70 %. Effekten er klart størst i tørråret med normal vind, hvor økningen av total nytte med NC faller med 270 mill. kr. For tørråret med mye vind og normalåret, var ikke reduksjonene av betydelige størrelser, med henholdsvis 18 og 27 mill. kroner

8.4 90 % av total reservoarkapasitet

I denne sensitiviteten settes maksimal reservoarkapasitet til 90 % av total kapasitet i Norge. Den maksimale reservoarkapasiteten blir nå 78 300 GWh, mens minimumsnivået blir 24 300 GWh. Dette gir det modellerte vannkraftsystemet en større evne til å lagre vann, som kan overføres til andre perioder. Formålet her blir å se hvordan virkningene av NC påvirkes av økt reservoarkapasitet.

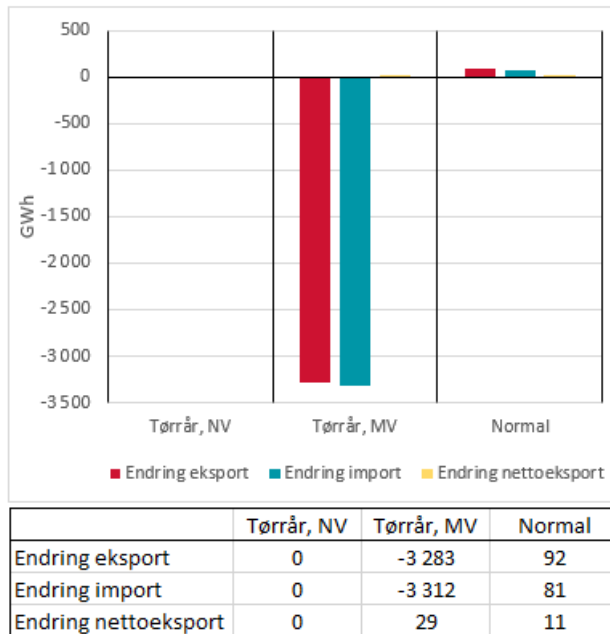
	Tørrår, NV	Tørrår, MV	Normal
Prisendring	0,00	2,25	0,88
Endring prisforskjell	0,00	-2,25	-0,88

Tabell 8.6: Effekt av større maksimal reservoarkapasitet (90 %) med NC, kr/MWh.

Prisøkningen blir høyere i tørråret med mye vind og i normalåret, mens den i tørråret med normal vind er den samme. Den øker med 2,25 kr/MWh i tørråret med mye vind og kun 0,88

kr/MWh i normalåret. Prisforskjellene øker med 2,25 og 0,88 kr/MWh mindre for de samme scenarioene, enn med opprinnelig reservoarkapasitet (80 %).

Videre blir effektene på eksport og import som vist i figur 8.8 under.

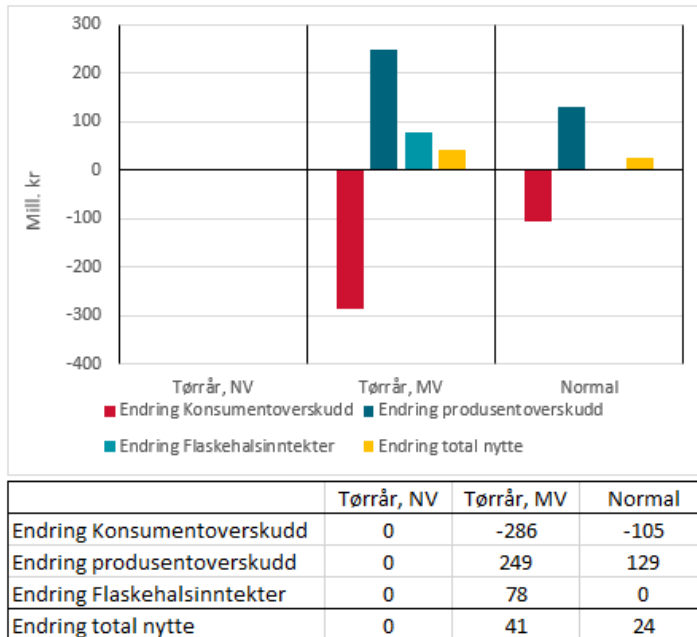


Figur 8.8: Effekt av større maksimal reservoarkapasitet (90 %) på import og eksport, GWh.

Interessant nok ser vi at både eksporten og importen øker langt mindre i tørråret med mye vind, nå som reservoarkapasiteten er større, dog er reduksjonen for importen større enn for eksporten, slik at nettoeksporten øker mer. Eksporten og importen øker med 3 283 og 3 312 GWh mindre, slik at nettoeksport blir høyere med 29 GWh. I normalåret er effektene at eksporten blir 92 GWh høyere og importen blir 81 GWh høyere, slik at nettoeksporten øker med kun 11 GWh mer. Både importen og eksporten er upåvirket av større reservoarkapasitet i tørråret med normal vind, som forventet med tanke på tallene fra tabell 8.6.

Da effekten av 90 % reservoar på prisendringene og prisforskjellene var moderate, forventes det at effektene på konsument- og produsentoverskuddet, samt flaskehalsinntektene også er moderate. Figur 8.9 under presenterer effektene på disse. Tørråret med normal vind er uendret, slik at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NC her er lik tilfellet uten økt reservoarkapasitet. I tørråret med mye vind blir konsumentoverskuddet 286 mill. kr mindre, mens produsentoverskuddet blir ca. 250 mill. kr større, som skyldes en kraftigere prisøkningen. Vi ser at samme mønster gjelder for normalåret, dog i mindre grad. Flaskehalsinntektene blir 78

mill. kr større i tørråret med mye vind, til tross for at både overføringsvolumet og gjennomsnittlig prisforskjell ble redusert. Dette skyldes at prisforskjellen i fem av sommermånedene har blitt større; som mer enn kompenserer for et betydelig lavere overføringsvolum. I normalåret øker flaskehalsinntektene like mye som i tilfellet med 80 % av total reservoarkapasitet, som betyr at overføringsvolumet økte akkurat nok til å kompensere for lavere prisforskjeller.



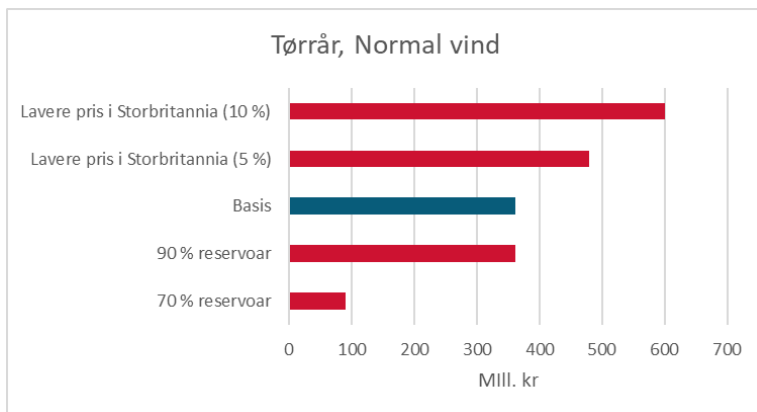
Figur 8.9: Effekt av større maksimal reservoarkapasitet (90 %) på samfunnsøkonomisk overskudd, Mill. kr.

Vi ser i samme figur at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten (nytte) i de tre scenarioene ikke påvirkes i stor grad av større reservoarkapasitet. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NC, økte kun med henholdsvis 41 og 24 mill. kr for tørråret med mye vind og normalåret. Resultatene for de nevnte scenarioene er altså relativt robuste, dersom reservoarkapasiteten i modellen justeres opp fra 80% til 90 % av total reservoarkapasitet i Norge.

8.5 Oppsummering

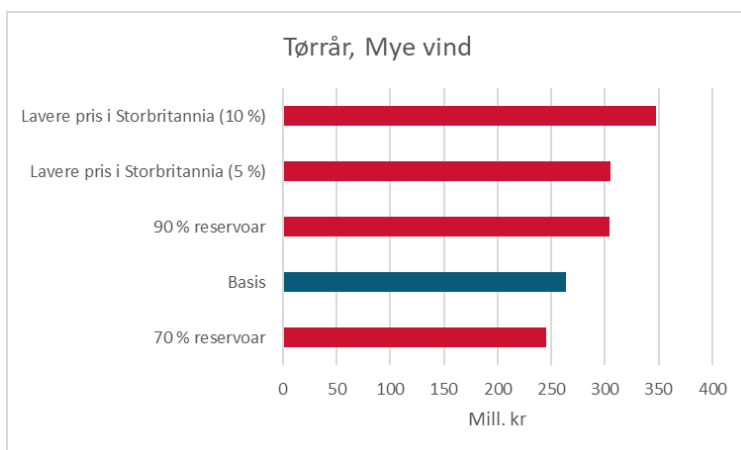
Hittil har vi sett på effekten de forskjellige sensitivitetene har på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect. I denne delen skal vi se hva den samfunnsøkonomiske lønnsomheten faktisk ble med sensitivitetene, på samme måte som NVE (2019) gjorde i sin vurdering av NC. Formålet er å gi en kort og oversiktlig oppsummering av resultatenes robusthet, under forskjellige modellforutsetninger. Gjennomgangen deles i tre der alle sensitivitetene først sammenlignes i tørråret med normal vind, før det samme gjøres for de to øvrige scenarioene.

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for sensitivitetene i tørråret med normal vind, vises i figur 8.10 under. I tillegg til sensitivitetene, inkluderes også lønnsomheten fra resultatkapitlet, referert til som 'basis' i diagrammet. Til tross for at nytten med lav reservoarkapasitet ble betydelig redusert, er NC fortsatt samfunnsøkonomisk lønnsomt i denne sensitiviteten. Resultatene i tørråret med normal vind er altså robuste for alle sensitivitetene, i form av at NC er samfunnsøkonomisk lønnsom med samtlige endringer i forutsetningene.



Figur 8.10: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet i tørrår med normal vind, for alle sensitiviteter. Mill. kr.

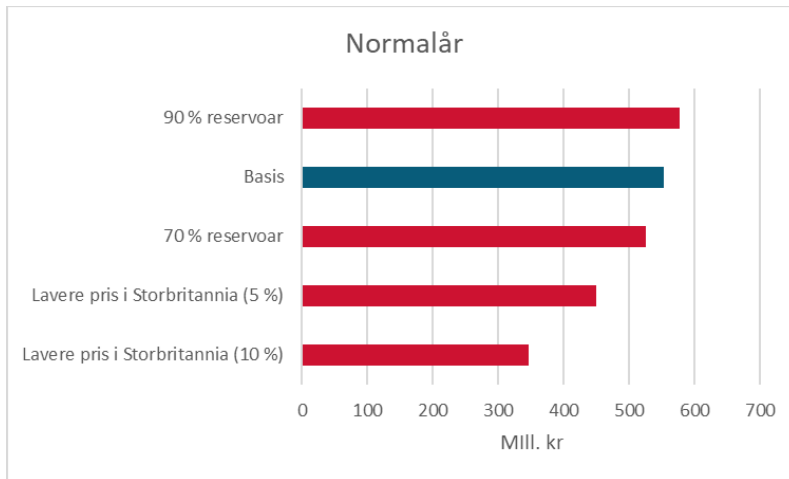
I figur 8.11 nedenfor vises konsekvensene for samfunnsøkonomisk lønnsomhet, i tørråret med mye vind. Her er variasjonen i total nytte mellom sensitivitetene lav, med en variasjon på omtrent 100 mill. kr fra minst til mest lønnsom. For øvrig er resultatene for dette værscenariet robuste for sensitivitetene, hvor kun lavere reservoarkapasitet reduserer lønnsomheten.



Figur 8.11: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet i tørrår med mye vind, for alle sensitiviteter. Mill. kr.

Til slutt ser vi på robustheten til normalåret, i figur 8.12. Her er det kun én sensitivitet som gir økt samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og det er tilfellet med større reservoarkapasitet. Ellers

ble lønnsomheten redusert for de øvrige sensitivitetene. Til tross for dette, er NC samfunnsøkonomisk lønnsom for normalåret i alle sensitivitetene, slik at også resultatene fra normalåret er robuste for endringer i de nevnte forutsetningene.



Figur 8.12: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet i normalåret, for alle sensitiviteter. Mill. kr.

Med dette er altså resultatene fra alle de tre utvalgte værscenariene robuste for sensitivitetene. Dog slår sensitivitetene ut i varierende grad, avhengig av væråret. For eksempel gir lavere utlandspris økt samfunnsøkonomisk lønnsomhet i begge tørrårene, da det i disse scenariene er kraftunderskudd. Et kraftunderskudd betyr at Norge er nettoimportør av kraft, hvor lavere utlandspriser fører til billigere import. På motsatt vis vil lave utlandspriser redusere lønnsomheten i normalåret, da Norge i dette væråret er nettoeksportør av kraft. Vi ser også at lavere reservoarkapasitet tilsynelatende gir størst negativt utslag i værår med et betydelig kraftunderskudd.

9 Diskusjon

I dette kapittelet skal jeg diskutere modellens forutsetninger, for å vise hvordan den forenkler virkeligheten, og hva som svekker nøyaktigheten eller forklaringskraften. Modellen følger imidlertid grunnleggende prinsipper fra virkelighetens kraftsystem, slik at den kan gi økt innsikt i hvordan kraftsystemet i Norge fungerer til tross for at den er en forenkling av virkeligheten.

Modelleringen av selve vannkraftsystemet i Norge er veldig forenklet da den samlede kapasiteten til alle vannreservoarene regnes som ett reservoar. Fra kapittel 6.1.1 vet vi at Norge har over 1 000 vannreservoar, hvorav mange er lokalisert i forskjellige prisområder, fordi det ikke finnes tilstrekkelig overføringskapasitet internt i landet. Ved å operere med ett samlet reservoar i modellen, forutsetter jeg at overføringskapasiteten innad i Norge er tilstrekkelig, slik at det ikke er problemer med å overføre vannkraft internt. Med denne forutsetningen behandles Norge i modellen som ett enkelt prisområde, til forskjell fra den faktiske inndelingen på 5 prisområder. Dette svekker nøyaktigheten til modellen, men er nødvendig for at den skulle være overkommelig, intuitiv og fortsatt kunne gjengi grunnleggende sammenhenger fra virkeligheten.

I modellen har vi et gitt minimumsnivå på reservoaret, som skal representere vannbeholdningen i april, da den gjerne er på sitt laveste ved inngangen til denne måneden. Det valgte minimumsnivået i modellen ble satt til 31 % av maksimal reservoarkapasitet, uavhengig av størrelsen på kraftproduksjon. Dette er en forenkling av virkeligheten, siden reservoarbeholdningen i slutten av mars eller starten av april varierer fra år til år, og avhenger av flere faktorer. Den viktigste faktoren som også behandles i modellen, er naturligvis tilsigsmengden, hvor reservoarbeholdningen i mars/april vanligvis er størst i år med mye vanntilsig (NVE, u.å.-a). For at modellen skulle tatt hensyn til denne tilsynelatende sammenhengen, kunne minimumsnivået ha vært proporsjonalt med de valgte tilsigsnivåene. Dog hadde resultatene blitt de samme, siden modellåret både starter og slutter med minimumsnivået på reservoarbeholdningen. Dersom beholdningen på starten og slutten av modellåret skal være forskjellige, må selve oppbygningen til modellen endres.

En annen forenkling gjelder utlandsprisene, som er eksogene og basert på historiske timespriser fra 2019/2020. I modellen behandles utlandet som ett enkelt prisområde, hvor utlandspriser

sen er et vektet gjennomsnitt av prisene i de faktiske prisområdene basert på overføringskapasiteten til disse. Norge står i virkeligheten ovenfor flere forskjellige priser i utlandet. Med eksogene priser som i tillegg er hentet fra historiske data, vil ikke modellen ta hensyn til at kraftbalansen i Norge kan påvirke prisene i utlandet. I virkeligheten kan et år med mye tilsig gjøre Norge til et overskuddsområde med lave priser, som kan bidra til lavere priser i eventuelle underskuddsområder i utlandet med forbindelse til norske prisområder. Utlandsprisene i virkeligheten er da til en viss grad korrelerte med prisene i tilknyttede norske prisområder, mens de i modellen er gitt og uavhengige av kraftbalansen i Norge. En modell med endogene utlandspriser hadde krevd betraktelig mer arbeid og en mer sofistisert oppbygning, og hadde muligens ikke vært gjennomførbar i Excel. Når det gjelder forhold i utlandet som påvirker utlandsprisen, viste robusthetssjekkene at dette kan inkluderes i modellen ved å endre de eksogene utlandsprisene.

Siden både Norge og utlandet regnes som et prisområde, blir beregningen av flaskehalsinntekter litt unøyaktig i modellen. Flaskehalsinntekter beregnes gjennom prisforskjeller multiplisert med overføringsvolumet mellom to eller flere områder, som betyr at modellen ikke beregner flaskehalsinntektene fra kraftutveksling med de individuelle utenlandsforbindelsene, men heller et vektet gjennomsnitt av disse. En annen konsekvens av gjennomsnittlige priser, er at prisforskjellene fra individuelle timer med store prisavvik ikke medregnes. Fra et praktisk standpunkt krever dette en modell med atskillig høyere tidsoppløsning, noe som sannsynligvis ikke hadde vært gjennomførbart med begrenset tid. Når det gjelder interne flaskehalsinntekter, vil ikke disse oppstå i modellen, da Norge behandles som ett enkelt prisområde med tilstrekkelig intern overføringskapasitet. Modellen tar heller ikke hensyn til fordelingen av flaskehalsinntektene mellom de utenlandske systemoperatørene og Statnett, som ofte deles 50/50 i virkeligheten. Dette er fordi modellen kun beregner samfunnsøkonomiske konsekvenser i Norge, slik at flaskehalsinntektene tilfaller Statnett i sin helhet. Videre tyder mye på at flaskehalsinntektene fra NC vil fordeles på en annen måte, da NC vil være privateid og ikke eid av Statnett. Det planlegges et inntektstak som tilsvarer en avkastning på 8 %, hvor eier av NC må dele den overskytende inntekten med Statnett, dersom inntekten gir en avkastning utover 8 % (NVE, 2019, s. 4). Dog påvirkes ikke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av hvem som eier kabelen, selv om fordelingen mellom konsument- og produsentoverskudd ville ha blitt annerledes.

I modellen har det også blitt tatt noen «snarveier» i forhold til timesoppløsningen, prisstrukturen og forbruksmønstre i de respektive årsperiodene (sommer og vinter). For eksempel forutsettes det at alle timene i høylastperioden har samme forbruk og pris, som også gjelder lavlastperioden. I virkeligheten kan prisen variere mer mellom enkelttimer innenfor høylast- og lavlastperioden. Samtidig vil det i Norge oppstå prisforskjeller mellom høylast- og lavlastperioden, noe det ikke gjør i modellen. Dog er prisvariasjonen i Norge relativt lav (ref. figur 3.1), slik at modellens nøyaktighet med tanke på den norske prisstrukturen sannsynligvis ikke reduseres drastisk av disse forenklingene. Videre ble en lignende forenkling gjort på månedsbasis, hvor prisen for alle månedene i sommer- og vinterperioden er lik. Prisvariasjonen på månedsbasis er imidlertid større i virkeligheten, da både tilsig og temperatur er uberegnelige. For eksempel behøver ikke gjennomsnittsprisen i juni (sommermåned) være lavere en gjennomsnittsprisen i januar (vintermåned), noe man så i 2018 (Nord Pool AS, 2021c). Dette reduserer nøyaktigheten noe, men antakeligvis ikke betydelig, da en antakelse om at prisene generelt er lavere i sommerperioden ikke er urimelig. I tillegg er andelen av det årlige tilsiget fast for alle måneder, slik at modellen ikke fanger opp eventuelle «overraskelser» på månedsbasis. Tilsigsprofilen i et modellår er imidlertid basert på et 30-års gjennomsnitt, slik at bruken av faste andeler av årlig tilsig per måned ikke burde svekke nøyaktigheten i særlig grad.

Øvrige hensyn som ikke ble tatt i oppgaven er blant annet investeringskostnadene til NC og elektrisk tap i strømmettet. Investeringskostnadene til NC på 8,3 mrd. kr ble ikke inkludert i det samfunnsøkonomiske regnestykket, da vi kun ser på endringen i samfunnsøkonomisk lønnsomhet for ett år (2030/2031) og ikke hele levetiden til prosjektet. Nettap inkluderes heller ikke eksplisitt, men siden modellen har en teoretisk oppbygning kan det forutsettes at nytte-endringene er medregnet eventuelle økninger i nettap, som en følge av økt handelsvolum. Inkluderingen av nettap i funksjonsuttrykkene ville medført unødvendige komplikasjoner i en ellers forenklet modell, da endringene i nettap for individuelle år er relativt små (ref. tabell 3.5).

10 Oppsummering og konklusjon

Gjennom analysen har vi sett på de samfunnsøkonomiske konsekvensene av NorthConnect i forskjellige værscenarier, ved å bruke en numerisk modell med et teoretisk rammeverk. Analysen ga interessante resultater i forhold til effekten av økt overføringskapasitet til Storbritannia på priser, nettoeksport og det samfunnsøkonomiske regnestykket. Funnene fra denne studien sammenlignes med NVEs vurdering av NorthConnect, siden oppgaven i stor grad er motivert av denne. Det må understrekes at resultatene ikke er empiriske estimater av fremtiden.

Kraftflyten blir større i alle værscenariene, da handelsvolumet (import og eksport) øker som en følge av oppgradert overføringskapasitet. Handelsvolumet viste ikke stor variasjon basert på tilsigsnivå, dog var det en tendens til at volumet ble noe lavere ettersom kraftoverskuddet ble større. I de fleste av værscenariene øker nettoeksporten, bortsett fra i tørråret med normal vind hvor importen øker mest. Økningene i nettoeksporten var imidlertid ikke store, slik at nettoeksporten samlet sett ikke endres mye av NorthConnect. Dette samsvarer med NVEs analyse, hvor nettoeksporten var tilnærmet uendret av en ny mellomlandsforbindelse (NVE, 2019, s. 39). Tankegangen bak de relativt små endringene i nettoeksporten er at den økte eksporten gjennom NorthConnect møtes med økt import på andre mellomlandsforbindelser.

Den norske kraftprisen øker med NorthConnect i alle scenarioene med mellom 8,9 og 25 kr/MWh, bortsett fra i tørråret med normal vind hvor prisen faller betydelig med 66 kr/MWh. Dette var noe overraskende, da man hadde forventet at prisen med NorthConnect øker som en følge av at den britiske prisen er høyere enn den norske. Grunnen var at økt importkapasitet førte til mer sparing av vann, og mer eksport i perioder med lav norsk pris. Ellers økte prisen samlet sett mest i værårene med størst kraftoverskudd, som den også gjør i NVE sin analyse. I likhet med NVE kom den største prisøkningen i året med mest tilsig og vind, litt som forventet da prisen i Norge uten NorthConnect historisk sett burde vært lavest i et slikt værår.

Endringen i de gjennomsnittlige prisforskjellene mellom Norge og utlandet øker i alle scenarioene bortsett fra i tørråret med normal vind og det maksimalt «heldige» væråret. Dette er forskjellig fra NVEs analyse hvor NorthConnect fører til lavere gjennomsnittlig prisforskjeller både i forhold til Storbritannia og mange av de andre europeiske landene på kontinentet (NVE, 2019, s. 42). At prisforskjellen reduseres i det maksimalt «heldige» væråret, er konsistent med dette.

Fra analysen så vi at det samfunnsøkonomiske overskuddet økte med god margin i alle værscenariene (mellom 260 og 900 mill. kr), med en klar tendens til at nytten er økende med kraftproduksjonen. Dette betyr at nytten øker selv i værår med vesentlige kraftunderskudd, til forskjell fra NVEs analyse hvor spothandelsnyttene i værår med lite tilsig ble redusert med NorthConnect (NVE, 2019, s. 49). I NVEs analyse varierte spothandelsnyttene mellom -2 og 4 mrd. kr, en god del mer enn i denne oppgaven. Nytteøkningen skyldes stort sett at produsentene tjener mer enn konsumentene taper, bortsett fra i tørråret med normal vind hvor konsumentoverskuddet øker mer enn produsentoverskuddet faller, som en følge av en prisreduksjon med NorthConnect. Et annet interessant resultat er at flaskehalsinntektene øker betydelig i mange av værscenariene, mens de reduseres i NVEs analyse. Flaskehalsinntektene reduseres imidlertid i tørråret med normal vind og i det maksimalt «heldige» væråret, som henger sammen med at prisforskjellen falt i begge disse scenariene.

Videre ble det gjennomført en robusthetssjekk for to utvalgte værår i tillegg til normalåret, for å både undersøke resultatene ved britiske forhold NVE ikke tok mye hensyn til, og for å teste modellens robusthet ved forskjellige reservoarkapasiteter. Vi så at resultatene var robuste for alle sensitivitetene, siden NorthConnect var samfunnsøkonomisk lønnsom i alle disse, med lønnsomheter på mellom 100 og 600 mill. kr. Modellen ga ikke store forskjeller i resultatene når reservoarkapasiteten ble økt, som impliserer at reservoarkapasiteten ikke er satt for lavt. Det oppsto heller ikke de store forskjellene når reservoarkapasiteten ble redusert, bortsett fra i tørråret med normal vind hvor lønnsomheten ble betydelig lavere. Dette kan tyde på at en reservoarkapasitet mellom 70 % og 90 % av total kapasitet, jevnt over er et godt anslag. Et interessant resultat fra sensitivitetene med lavere priser i Storbritannia som avviker fra NVEs vurdering, var at lønnsomheten til NorthConnect økte både i tørråret med normal vind og mye vind, når prisene i Storbritannia ble redusert. Dette indikerer at NorthConnect faktisk kan være ekstra lønnsom i år med vesentlig kraftunderskudd, dersom britiske priser blir lavere enn forventet, grunnet økt utbyggingstakt av vindkraft i Storbritannia.

Kort oppsummert indikerer resultatene fra denne oppgaven at NorthConnect er samfunnsøkonomisk lønnsom, men at graden av lønnsomhet avhenger av tilsig, vind og utenlandske forhold, med forventede verdier mellom 260 og 900 mill. kr. Dette tilsier samtidig at resultatene sammenfaller relativt godt med NVEs vurdering, dog med noen avvik. Til tross for at modellen er en forenklet versjon av virkeligheten, er det fortsatt interessant å se hvordan teorien støtter NVEs konklusjon om at NorthConnect er samfunnsøkonomisk lønnsom.

11 Referanser

- Cialani, C. & Mortazavi, R. (2018). Household and industrial electricity demand in Europe. *Energy Policy*, 122(C), 592-600. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.060>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2021, 25. mars). *Energy Trends March 2021*. Hentet fra https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/946764/Energy_Trends_December_2020.pdf
- Energifakta Norge. (2019, 10. april). *Strømnettet*. Hentet fra: <https://energifakta-norge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- Energifakta Norge. (2021, 25. mars). *Kraftproduksjon*. Hentet 6. april 2021 fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- Frankfurt School – UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance og BloombergNEF. (2020). *Global trends in renewable energy investment 2020*. Hentet fra https://www.fs-unesp-centre.org/wp-content/uploads/2020/06/GTR_2020.pdf
- Førsund, F. R. (2015). *Hydropower Economics (2. utg.)*. Springer Science & Business Media.
- Hoel, M., Rosnes, O., Skeie, M. & Vennemo, H. (2019). *Hvordan avbruddskostnader utvikler seg over tid* (Vista Analyse rapport nr. 2019/12). Hentet fra <https://www.statnett.no/contentassets/511d2161889b4ed9affdedd14aadabf8/2019-hvordan-avbruddskostnader-utvikler-seg-over-tid.pdf>
- Jaganmohan, M. (2021, 27. januar). *Renewable energy in the UK - Statistics & Facts*. Statista. Hentet 2. februar 2021 fra <https://www.statista.com/topics/4849/renewable-energy-in-the-uk/>
- Koestler, V., Østenby, A., Birkeland, C., Arnesen, F. & Haddeland, I. (2019). *Vannkraftverkene i Norge får mer tilsig* (NVE rapport nr. 50/2019). Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_50.pdf
- Meld. St. 28 (2019-2020). *Vindkraft på land - Endringer i konsesjonsbehandlingen*. Olje- og energidepartementet. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/?ch=5>
- Nord Pool AS. (2021a, 7. februar). *Day-ahead overview*. Hentet 7. februar 2021 fra <https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic>
- Nord Pool AS. (2021b, 20. februar). *Production*. Hentet 22. februar 2021 fra <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Power-system-data/Production1/Production1/NO/Hourly11111/?view=table>
- Nord Pool AS. (2021c, 29. april). *Day-ahead prices*. Hentet 28. mai 2021 fra <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Monthly/?view=table>

- Nord Pool AS. (u.å.-a). *Historical Market Data*. Hentet 22. mars 2021 fra <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>
- Nord Pool AS. (u.å.-b). *Price Calculation*. Hentet 2. mai 2021 fra <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>
- NorthSeaLink. (u.å.). *About the project*. Hentet fra <https://northsealink.com/en/the-project/overview/>
- NOU 2012: 9. (2012). *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø*. Energiutvalget. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/eb90bf50e63b4df7ae472b75a1d4a71c/no/pdfs/nou201220120009000ddd-pdfs.pdf>
- NTB. (2020, 31. mars). Stortinget krever Statnett-monopol på fremtidige utenlandskabler. *E24*. Hentet fra <https://e24.no/olje-og-energi/i/RReya2/stortinget-krever-statnett-monopol-paa-fremtidige-utenlandskabler>
- NUCS. (2021, 8. april). *Maximum net transfer capacities*. Hentet 8. april 2021 fra https://www.nucs.net/visualization/border-installed-capacity/show?name=&default-Value=false&viewType=TABLE&areaType=CTY&atch=false&dateTime.dateTime=08.04.2021+00:00|UTC|DAY&area.values=CTY|10YNO-0-----C!CTY|10YNO-0-----C&dv-datatable_length=50
- NVE. (2019, 10. desember). *NVEs vurdering av NorthConnect*. Hentet fra <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201101044/2996938>
- NVE. (2020, 26. august). *Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/stromkunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet/>
- NVE. (u.å.-a). *Magasinstatistikk*. Hentet 5. april 2021 fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/magasinstatistikk/>
- NVE. (u.å.-b). *Vindkraftdata*. Hentet 7. april 2021 fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/vindkraftdata/>
- Sem, I. V., Hole, J., Aulie, F. H., Spilde, D., Arnesen, F., Jelsnes, S., Veirød, E., Veie, C. A., Sidnelkova, M., Henriksen, M. E. & Stavseng, A. G. (2020). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040* (NVE rapport nr. 37/2020). Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf
- Statistisk Sentralbyrå. (2021, 18. mai). *12824: Elektrisitetsbalanse (MWh) 2010M01 - 2021M04*. Hentet 27. mai 2021 fra <https://www.ssb.no/statbank/table/12824>
- Statkraft. (2020, 2. september). *Statskrafts Lavutslippsscenario 2020*. Hentet fra https://cdn.vev.design/private/Iw2tRVtoe8hFj2j8SUdXxxV3w3d2/tRcjo2kPB_Statskrafts_Lavutslippsscenario_2020_digital.pdf.pdf

Statnett. (u.å.-a). *NordLink: Ny kabelforbindelse mellom Norge og Tyskland*. Hentet fra <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/nordlink/#dokumenter>

Statnett. (u.å.-b). *Tall og data fra kraftsystemet*. Hentet 22. mars 2021 fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/>

Zhu, X., Li, L., Zhou, K., Zhang, X. & Yang, S. (2018). A meta-analysis on the price elasticity and income elasticity of residential electricity demand. *Journal of Cleaner Production*, 201, 169-177. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.027>