



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp
Handelshøyskolen

Forsyningssikkerhet av energi i møte med det grønne skiftet – en analyse av vind- og solenergi sin påvirkning på kraftmarkedet

Security of supply with regards to the green shift – an analysis of the impact of wind- and solar power on the power market in Norway and Germany

Eirin Marisa Y. Børmark & Silje Grimsgaard Bøe
Master i økonomi og administrasjon

Forord

Denne masteren runder av to fine år med studier på Handelshøyskolen ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Vi ser tilbake på en fin studietid og ser begge frem til å komme i gang med arbeidslivet for fullt. Å skrive master har vært spennende og interessant, men også en krevende prosess. Vi vil gjerne takke familie og venner som har vært gode støttespillere gjennom prosessen og heiet på oss under denne perioden.

Takk til studieveilederen vår, Judith Marie Holter som har svar på alle våre spørsmål underveis og som har gitt oss god tilrettelegging. Vi vil også spesielt takke Håvard Bøe for god og kyndig hjelp med behandling av data i SQL server, samt gode innspill for videre analyser. Masteren hadde vært vanskelig uten din hjelp! Vi vil også rette en stor takk til vår veileder, Knut Einar Rosendahl for uvurderlig veiledning, gode innspill og raus deling av egen kunnskap. Vi har vært heldige!

Oppgaven vår inngår i ENABLE-prosjektet og vi vil takke for finansiell støtte fra prosjektet.

Oslo, 12. mai. 2023

Silje G. Bøe

Silje Grimsgaard Bøe

Eirin Marisa Y. Børmark

Eirin Marisa Y. Børmark

Sammendrag

EU har som mål å være et netto nullutslippssamfunn innen 2050, hvor de har lagt frem European Green Deal og REPower EU som viktige ledd i planen mot netto nullutslipp. European Green Deal og REPower EU inneholder blant annet en omlegging til grønn energi, som innebærer at andelen variabel fornybar energi i Europa vil øke frem mot 2050. Denne masteroppgaven ser på hvordan den økte andelen av variabel fornybar energi påvirker energisikkerheten i Europa. Oppgaven tar for seg en analyse av vind- og solenergi i Norge og Tyskland. Det er hentet inn data om vindhastighet og solstråling fra prisområdene NO1, NO2 og NO5 i Norge og fra værstasjoner i Nord-Tyskland. Dataene er videre brukt for å se på samvariasjonen mellom vind og sol, samt samvariasjonen mellom Norge og Tyskland. I tillegg er dataene benyttet for å se på utvikling av vind- og solforholdene over tid og for å se om klimaforandringene gir tydelige endringer i værforholdene for vindhastighet og solstråling.

Resultatene viser at den historiske utviklingen for vindhastigheten i Norge har hatt en moderat stigning, mens den har hatt en nedadgående trend for tyske data. Siden det ikke er en lineær relasjon mellom vindhastighet og effektutnyttelse for vindturbiner vil fordelingen i vindhastighet ha mye å si for endringen i produsert vindkraft. For soldata har det vært en moderat økning for både Norge og Tyskland og en kan forvente noe mer kraftproduksjon frem mot 2050. Det er høy korrelasjon mellom Norge og Tyskland for soldata, men mye av denne samvariasjonen skyldes sesongvariasjoner, og når det brytes ned på månedsnivå er det lav korrelasjon for de fleste måneder. Tilsvarende viser resultatene liten samvariasjon mellom Norge og Tyskland for vindhastighet når en tar høyde for sesongeffekt. Samvariasjon mellom vind og sol viser til at det typisk er lite sol i vinterhalvåret, men at det til gjengjeld blåser mer på denne tiden av året, mens om sommeren er det lite vind og mye sol.

Konklusjonen viser til at variabel fornybar energi vil gi økt usikkerhet i energiforsyningen, men at faktorer som handel, kraftproduksjon fra ulike værforhold (vind og sol) og fleksibilitet på etterspørselssiden vil bidra til økt energisikkerhet. Analysen viser også at det er usikkert hvordan markedet vil klare å tilpasse seg dersom det kommer et eksepsjonelt vær-år med svært lite vind og/eller sol. Trendlinjene i våre analyser viser dog at det ikke har forekommet slike vær-år i de to foregående normalperiodene.

Abstract

The EU have put forward the European Green Deal and REPower EU and aims to be climate neutral by 2050. These include a plan to reach net zero emissions. The European Green Deal and REPower EU include, among other things, a conversion to green energy, which means that the share of variable renewable energy in Europe will increase towards 2050. This master's thesis looks at how the increased share of variable renewable energy affects energy security in Europe. The assignment presents an analysis of wind and solar energy in Norway and Germany. Data on wind speed and solar radiation have been collected from weather stations in northern Germany and the price areas NO1, NO2 and NO5 in Norway. The data is further used to look at the co-variation between wind speed and solar radiation, as well as the co-variation between Norway and Germany. In addition, they are used to look at the development of wind speed and solar radiation over time to see if the climate change will affect the weather conditions for wind speed and solar radiation.

The results show that the historical development of wind speed has had a downward trend for German data, while in Norway it has had a moderate increase. Since there is no linear relationship between wind speed and power utilization for wind turbines, the distribution in wind speed will affect the amount of produced wind power. For solar radiation, there has been a moderate increase for both Norway and Germany and one can expect somewhat more power production towards 2050. There is a high correlation between Norway and Germany for solar radiation, but most of this co-variation is due to seasonal variations. When we look at the correlation at a monthly level there is a low correlation for most months. Correspondingly, the results show little co-variation between Norway and Germany for wind speed when seasonal effects are taken into account. Covariation between solar radiation and wind speed shows that there is typically not much solar radiation during the winter months, but it is more windy at this time of year, while during the summer there is a lot of solar radiation and little wind.

The conclusion shows that variable renewable energy will increase uncertainty in the energy supply, but that factors such as trade, power production from different weather conditions (wind and sun) and flexibility on the demand side will contribute to increase energy security. The analysis also shows that it is uncertain how the market will be able to adapt if there is a year with exceptional weather conditions with very little wind and/or sun. The trend lines in our analyzes show, however, that there has been no tendency for years with exceptional weather conditions in the two preceding Climatological Standard Normals.

Innhold

Forord	2
Sammendrag	3
Abstract	4
Figuroversikt	7
Tabelloversikt	8
1. Innledning	9
1.1 Dagens situasjon	9
1.2 Problemstilling	11
1.3 Oppgavens struktur	12
2. Bakgrunn for oppgaven	12
2.1 Klimakrisen	12
2.2 Klimapolitikk og energipolitikk i Norge og EU	13
2.3 Energisikkerhet	17
2.4 Kraftmarkedet i Norge og Nord-Europa	18
3. Teoretisk rammeverk	22
3.1 Etterspørsel og tilbud av energi	22
3.1.1 Hva er etterspørsel og tilbud.....	22
3.1.2 Etterspørselskurven.....	23
3.1.3 Tilbudskurven.....	25
3.1.4 Konkurransen mellom de ulike energikildene på tilbudssiden.....	26
3.2 Fleksibilitet i etterspørsel av kraft	27
3.2.1 Fleksibilitet av elektrisitet.....	27
3.2.2 Elastisitet av elektrisitet på kort og lang sikt.....	28
3.2.3 Tiltak for å øke fleksibiliteten.....	29
3.2.4 Mulighetsrom for økt fleksibilitet.....	31
4. Metode og data	32
5. Resultater	37
5.1 Utvikling av værforhold over tid	37
5.1.1 Vinddata.....	37
5.1.2 Soldata.....	40
5.2 Samvariasjon mellom Norge og Tyskland	43
5.3 Samvariasjon mellom vind og sol	44
6. Diskusjon	47
6.1 Utvikling over tid	47
6.1.1 Vind.....	47
6.1.2 Solstråling.....	48
6.2 Samvariasjon og handel mellom Norge og Tyskland	49
6.3 Samvariasjon mellom vind og sol	50
6.4 Oppgavens metode	50

7. Konklusjon	51
7.1 Svar på problemstilling	51
7.2 Oppgavens begrensninger og videre forskning	52
8. Kilder	53
Vedlegg 1:	68

Figuroversikt

Figur 1: Aksjonspris på utslippstillatelser i EU ETS	14
Figur 2: Import og eksport av elektrisitet i Norge 2012-2021 (TWh)	18
Figur 3: Merit order system	20
Figur 4: Strømforbindelser til utlandet.	21
Figur 5: Tilbuds- og etterspørselskurven	22
Figur 6: Høyreskift i etterspørselskurven Figur 7: Venstreskift i etterspørselskurven	24
Figur 8: Venstreskift i tilbudskurven Figur 9: Høyreskift i tilbudskurven	25
Figur 10: Fleksibilitetsgap.	27
Figur 11: Elastisitet på etterspørselssiden Figur 12: Elastisitet på etterspørselssiden	29
Figur 13: Vindhastighet for kraftutvikling	33
Figur 14: Solstråling.	36
Figur 15: Gjennomsnittlig vindhastighet per måned i Norge og Tyskland 1962-1992 og trendlinjer for perioden (m/s vind).....	38
Figur 16: Gjennomsnittlig vindhastighet per måned i Norge og Tyskland 1992-2022 og trendlinjer for perioden (m/s vind).....	39
Figur 17: Spredning i gjennomsnittlig månedlig vindhastighet per måned for Norge og Tyskland 1962-2022 (m/s vind).....	40
Figur 18: Gjennomsnittlig solstråling per måned i Norge og Tyskland 1962-1992 og trendlinjer for perioden (W/m^2 solstråling).....	41
Figur 19: Gjennomsnittlig solstråling per måned for Norge og Tyskland 1992-2022 og trendlinjer for perioden (W/m^2 solstråling).....	42
Figur 20: Spredning i månedlig gjennomsnittlig solstråling per måned for Norge og Tyskland 1962-2022 (W/m^2 solstråling).....	42
Figur 21: Gjennomsnittlig vektet vindhastighet per måned for Norge og Tyskland (venstre akse) og gjennomsnittlig solstråling (W/m^2) per måned for Norge og Tyskland (høyre akse) for vintermånedene 1962-2022	45
Figur 22: Gjennomsnittlig vektet vindhastighet per måned for Norge og Tyskland (venstre akse) og gjennomsnittlig solstråling (W/m^2) per måned for Norge og Tyskland (høyre akse) for sommermånedene 1962-2022	46

Tabelloversikt

Tabell 1: Vekting av vindkategorier	34
Tabell 2: Korrelasjon for gjennomsnittlig solstråling per måned mellom Norge og Tyskland 1962-2022	43
Tabell 3: Korrelasjon for gjennomsnittlig vindhastighet per måned mellom Norge og Tyskland 1962-2022	44
Tabell 4: Korrelasjon mellom gjennomsnittlig solstråling- og vektet vindhastighet per måned for Norge og Tyskland 1962-2022.....	45

1. Innledning

1.1 Dagens situasjon

I dag er det bred aksept for at klimakrisen er et faktum, og Parisavtalen som ble vedtatt i 2015 slår fast at alle land skal kutte i sine utslipp slik at verden kan styre mot 1,5 graders målet, og i hvertfall ikke overstige 2 grader. (FN-Sambandet, 2020b). For å nå målet om 1,5 grader trengs det blant annet en omlegging fra fossilt brensel til fornybar energi, og ifølge IRENA må andelen fornybar energi øke fra 19% i 2019 til 79% på verdensbasis innen 2050. (International Renewable Energy Agency, 2022, s. 31). Samtidig som det trengs en omlegging til fornybar energi forventes det at etterspørselen etter energi vil øke i årene som kommer. Ifølge NVE sine beregninger forventes det at etterspørselen i Norge øker fra 138 TWh i 2021 til 174 TWh i 2040, mens forventet økning i Europa frem til 2040 vil være 643 TWh, noe som tilsvarer en 22% økning. (Birkelund et al., 2021, s. 5 & 11).

I 2019 la Europakommisjonen, heretter EU, frem European Green Deal. European Green Deal er en strategi som har fokus på hvordan Europa kan bidra til å løse klima- og miljøutfordringene verden står ovenfor. Strategien er sentral for oppnåelsen av FNs bærekraftsmål og har som plan å gjøre EU klimanøytral innen 2050. Som et viktig ledd av denne strategien har EU lagt frem en såkalt *fit for 55*-pakke. (Miljødirektoratet, 2021). Fit for 55 er en pakke med lovforslag som EU har vedtatt, hvor formålet er å kutte 55% av utslippene innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå. Som et ledd i denne pakken ligger det en omstilling til mer fornybar energi, hvor målet for andelen fornybar energi i energimiksen øker fra 32% til 40%. (European Council, 2023a).

Etter hvert som andelen fornybar energi øker, blir energiforsyningen i større grad påvirket av værforholdene. Dette fikk Europa erfare sommeren 2022, da sommeren var preget av varmereklorder og ekstrem tørke. Både i Norge og i land sørover i Europa påvirket denne tørken vannmengden i vannreservoarene, i tillegg til at Frankrike på sin side hadde utfordringer med kjernekraftproduksjonen på grunn av det varme været. (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2022a)(Toreti et al., 2022, s. 14). Samtidig var 2021 et lavvindsår i Norge, som førte til lave vind- og produksjonsverdier. (Simonsen Haaland & Brennan, 2022, s. 4). I Europa opplevde man også lite vind i 2021, og til tross for økt produksjonskapasitet i 2021 falt produksjonen med 3% sammenlignet med 2020. I 2022 derimot nådde vinproduksjonen i Norge nye høyder, og produksjonen tok seg opp både i Norge og i Europa. (Tonne, 2023) (Lavalley, 2023). Produksjon av solkraft økte også betraktelig i 2022, grunnet blant annet økt produksjonskapasitet i en rekke land, som økte energien fra sol med 24% i Europa. (Jones et al., 2023).

Russland har lenge vært en viktig eksportør av gass til Europa, og i 2021 var 45% av gassen EU importerte russisk, og den russiske gassen utgjorde 40% av konsumet samme år. (International Energy Agency, 2022a, s. 4). Da Russland invaderte Ukraina i februar 2022, innførte de fleste europeiske land sanksjoner mot Russland, og handelsmulighetene med Russland ble begrenset. Disse begrensningene gjelder også for energisektoren, men berører først og fremst handel knyttet til fossilt brensel, råolje og petroleumsprodukter.

(Utenriksdepartementet, 2023). Samtidig har forsyningen av russisk gass vært uforutsigbar, og Russland har stoppet forsyningen av gass til flere europeiske land. (European Council, 2023b). Den usikre gassforsyningen i kombinasjon med værutfordringene har ført til økt fokus på energisikkerhet og for første gang står verden overfor en energikrise. (International Energy Agency, 2022b, s. 19).

REPower EU ble i 2022 lagt frem av EU som en respons på krigen mellom Ukraina og Russland, og er en plan for hvordan Europa skal bli uavhengig av russisk gass og olje innen 2030. (European Commission, 2022b). Planen går ut på å blant annet skyte fart i den grønne omstillingen og øke utbyggingen av vind- og solkraft slik at Europa vil være mindre avhengig av russisk gass. Hvis Europa gjennomfører både REpower EU og European Green Deal innen 2050, vil de bli verdens første klimanøytrale region. (Utenriksdepartementet, 2021a).

Norge har et tett samarbeid med EU og er gjennom EØS-avtalen forpliktet til å innlemme en del av lovene som EU implementerer. (Utenriksdepartementet, 2021b). Norge følger klimapolitikken til EU tett og mye av EUs politikk vil på bakgrunn av EØS-avtalen også bli gjeldene i Norge. Et viktig ledd i Norges klimapolitikk er satsningen på havvind, hvor målet er å bygge ut havvindproduksjonen til 30 GW innen 2030. (Regjeringen, 2022). Det er stort potensialet for landbasert vindkraft i Norge gitt våre gode vindforhold og areal (Teknisk Ukeblad, 2014), derimot er det stor folkelig motstand mot landbasert vindkraft. Analyser fra Motvind Norge viser til at 53% av den norske befolkningen er negative til landbasert vindkraft, mens kun 30% er positive. (Motvind Norge, 2022).

Handel er en viktig faktor i oppnåelsen av Parisavtalen og en sentral del av omlegging til grønn energi. Norge spiller en viktig rolle for energisikkerheten i Europa, og Europa har lenge vært Norges viktigste handelspartner innenfor energimarkedet. Nesten all norsk gass samt 60% av oljeproduksjonen i Norge eksporteres til EU. (Olje- og Energidepartementet, 2021a). Norge har lenge hatt et tett og godt samarbeid med EU, og blir i flere sammenhenger omtalt som Europas største batteri. (Holm, 2015). Mye av grunnen til det er at Norges energisammensetning i stor grad består av vannkraft, og denne vannkraften kan fungere som en balansekraft i møte med den økende andelen vind- og solkraft i Europa. (Stav et al., 2021).

Norge har flere strømkabler til utlandet, som tillater handel av strøm på kontinentet. I denne oppgaven vil vi i hovedsak fokusere på Nord-link som åpnet i 2021, og kobler det norske energimarkedet til det tyske energimarkedet. Tyskland har en stor andel av vind- og solenergi og formålet med kabelen er at Tyskland kan kjøpe norsk strøm i perioder med lite energi fra vind- og sol, samtidig som Norge kan importere billig kraft når det er overskudd av energi fra vind og sol i Tyskland. (Statnett, 2023a). Norge ligger bak sammenlignet med Europa når det kommer til utbygging av solkraft, men det er stort potensialet for vekst, og Solenergyklyngen estimerer at Norge har et potensiale på 30 TWh ved utbygging av solceller på relativt konfliktfrie arealer. (Solenergiklyngen, 2023). I 2021 lå kraftproduksjonen fra vind på rundt 15 TWh årlig i Norge (Vindportalen, 2023), hvor det videre er potensialet for vekst med flere vindkraftverk til behandling for konsesjon. (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2023d). Samtidig er det som nevnt mye folkelig motstand mot landbasert vind og det satses det stort på

havvind i tillegg. Kabelen bidrar til omleggingen til fornybar energi, ved at Norge og Tyskland kan handle med hverandre i perioder med lite eller mye strøm (Statnett, 2023a). Norge og Tyskland har lenge hatt et tett samarbeid om energi, og Tyskland er Norges viktigste partner i Europa innenfor energisamarbeid. I januar 2022 ble Norge og Tyskland enige om å ha jevnlig møter for å sette fokus på det grønne skiftet, hvor de spesielt vil vektlegge hvordan de kan samarbeide om utvikling innen hydrogen, karbonfangst- og lagring, batteriproduksjon og havvind. (Statministerens kontor, 2022). Januar 2023 erklærte partene at de skal samarbeide enda tettere i tiden som kommer for å sammen kunne bidra til det grønne skiftet og omleggingen til fornybar energi og en grønnere industri. (Regjeringen, 2023).

1.2 Problemstilling

Formålet med denne oppgaven er å ta for seg hvordan energisammensetningen av variabel fornybar energi i 2050 påvirker energisikkerheten i Europa. Vi vil ta utgangspunkt i energimarkedet fram mot 2050 basert på de planene som ligger i European Green Deal og REPower EU, og se hvordan vind- og solforholdene påvirker tilbudet av elektrisitet. For å belyse denne tematikken vil vi se på Norge og Tyskland som en casestudie, og hvordan samvariasjonen mellom kraftproduksjon fra vind og sol, og samvariasjonen mellom Norge og Tyskland vil påvirke energisikkerheten fremover. Oppgaven vil ta utgangspunkt i Nordlink og handelen av energi mellom Norge og Tyskland, samt belyser den planene for vind- og solkraft i de to landene. Problemstillingen som oppgaven skal besvare vil derfor være:

Hvordan vil den økte andelen vind- og solkraft påvirke kraftmarkedet i Nord-Europa med spesielt fokus på Norge og Tyskland, og hva betyr den økte andelen fornybar energi for energisikkerheten?

For å belyse problemstillingen ytterligere vil vi ta for oss følgende forskningsspørsmål:

Hvordan vil klimaendringer og værforhold være en utfordring for den europeiske energiforsyningen i 2050 og hvordan vil dette gi utslag i prisvariasjoner?

Hvordan vil fleksibiliteten i etterspørsel av elektrisitet i Europa i 2050 påvirke evnen til å tåle eksepjonelle vær-år?

Hvordan kan handel bidra til større grad av energisikkerhet?

1.3 Oppgavens struktur

I kapittel to vil vi presentere bakgrunnen for oppgaven som vil gi en innføring i klimakrisen, klimapolitikken i Norge og EU og energisikkerhet i møte med klimakrisen samt en gjennomgang av hvordan kraftmarkedet i Norge og Nord Europa er satt sammen og fungerer. Videre i kapittel tre vil vi sette et teoretisk rammeverk for oppgaven. Vi vil her presentere begreper, teorier og modeller som er relevant for videre analyse. Tilbud og etterspørsel etter elektrisitet og fleksibilitet på etterspørselssiden er blant temaene som dekkes i dette kapitlet. I kapittel fire vil vi beskrive metoden vi har benyttet for å svare på problemstillingen vår, samt presentere dataene våre. Videre vil vi legge frem funnene og resultatene våre i kapittel fem, før vi diskuterer dem i kapittel seks. Avslutningsvis vil svare på problemstillingen vår, samt legge frem prosjektets begrensninger og behovet for videre forskning.

2. Bakgrunn for oppgaven

2.1 Klimakrisen

Klimakrisen er et begrep som har blitt brukt på de negative endringene vi ser i gjennomsnittsværet, hvor intens og ofte ekstremvær inntreffer. Disse endringene har skjedd over tid, men raskere i moderne tid da det slippes ut mer drivhusgasser i atmosfæren enn hva som er naturlig. Dette fører til at jordas temperatur stiger, polisen smelter, havet stiger og blir surere og ekstremværet fører til større naturkatastrofer. (FN-Sambandet, 2023). Et eksempel på klimakrisens fremtog er at 17 av de siste 20 årene har vært varmere enn normalt. (NRK, 2023).

Fossilt brensel er en samlebetegnelse på energikilder som er ikke-fornybare som for eksempel olje, kull og gass. Disse tre har vært de primære energikildene for verden i mange tiår, og de står fortsatt for en betydelig del av verdens energiforsyning i en rekke sektorer, som oppvarming, industri, transport og produksjon. (Øvrebø, 2022). Gassen karbondioksid (CO_2) oppholder seg i atmosfæren i mange år, som fører til at utslippet vi slipper ut i dag vil påvirke klimaet i flere hundre år fremover. (Metrologisk institutt, 2020).

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) er FN's klimapanel, som sammenstiller den nyeste kunnskapen om klimaendringer og klimarelevant vitenskapelig litteratur. (Miljødirektoratet, 2023). I sin nyeste rapport, *Climate Change 2022*, slår IPCC fast at det haster med å implementere tiltak for å nå målet om 1,5 grader innen 2030, og at selv 2 graders målet kan bli vanskelig å nå uten innstramninger. (R. Shukla et al., 2022, s. 21).

I 1992 ble FN's rammekonvensjon om klimaendring undertegnet, også kalt klimakonvensjonen. Den har som mål å stabilisere konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren til et nivå som vil forhindre farlig, menneskeskapt påvirkning av klimasystemet. (Miljødirektoratet, 2022). Kyotoprotokollen som ble vedtatt i 1997 inneholdt konkrete tidsfrister og tall for kutt i klimautslipp for alle industriland for årene 2008-2012. Protokollen var den første forpliktende klimaavtalen. (FN-Sambandet, 2020a). Klimakonvensjonen og Parisavtalen utgjør de

internasjonale klimaforhandlingene og rammeverket for hva som gjelder per dags dato. Parisavtalen er en internasjonal avtale som gjelder alle land og den skal sørge for å begrense klimagassutslippene. Avtalen ble først vedtatt i 2015 og etter 2020 vil vedtakene fornyes hvert femte år. Hovedmålet med avtalen er 1,5 – 2 graders målet, som tilsier at verden ikke skal overstige denne temperaturøkningen. Alle land skal rapportere inn hvilke reduksjoner de har i utslippene sine og hvilke mål de har fremover, disse målene oppdateres hvert femte år. (FN-Sambandet, 2020b).

Fram mot 2030 har Norge forpliktet seg til en 55% reduksjon av klimautslippet sammenlignet med nivåer fra 1990. Hvis reduksjonen har den samme utviklingen som de siste fire årene, vil ikke målet bli nådd før i 2061. (Klima- og miljødepartementet, 2021). For å nå målet om 55% reduksjon er det viktig å endre energiforsyningen vår fra fossilt til fornybart. På en global skala var utslippene i 2019 på omkring 59 GtCO₂- ekvivalenter som gir en økning på 54% fra 1990, det er dog viktig å bemerke seg at det er stor forskjell på de regionale og nasjonale bidragene til det globale klimagassutslipp. Det er 18 land som har klart å redusere klimagassutslippene sine i over 10 år, i hovedsak grunnet redusert og mer effektiv bruk av energi, samtidig som produksjonen av energi har lavere utslipp. (R. Shukla et al., 2022, s. 22).

Tyskland har også en forpliktelse overfor Europa og Prisavtalen og har som mål å kutte 65% av klimagassutslippene sine innen 2030, sammenlignet med 1990-nivå. I tillegg har Tyskland som målsetning å bli klimanøytral innen 2040. (Statkraft, 2023). De har lagt fram en ambisiøs plan om utbygging av fornybar energi våren 2022. Målet er at 80% av kraftproduksjonen skal komme fra fornybar energi innen 2030, sammenlignet med dagens nivå på omtrent 45%. (Vagner et al., 2022, s. 17). For at både Norge og Tyskland skal nå sine mål i henhold til Parisavtalen, må kuttene i klimautslipp skje mye raskere enn det de har gjort frem til nå.

2.2 Klimapolitikk og energipolitikk i Norge og EU

Norge er en del av EØS-avtalen, som vil si at vi er koblet på det indre markedet i Europa, bestående av de 27 EU-landene samt de tre EFTA landene Island, Liechtenstein og Norge. (Utenriksdepartementet, 2021b). Når EU iverksetter nye regler, må EØS-komiteen fatte en beslutning om det skal innlemmes i avtalen eller ikke før det eventuelt iverksettes i EØS-landene, det vil derfor ofte være et visst etterslep hvor EUs-lovverk implementeres senere i EØS-land enn i resten av det indre markedet. (Utenriksdepartementet, 2021c). Avtalen omfatter store deler av regelverket som EU iverksetter innenfor klima og miljø, som vil si at mye av EU sitt regelverk innenfor klima og miljø også blir en del av det norske regelverket. Det anslås at ca. 80% av Norges regelverk innenfor disse områdene er EU regler som er implementert i Norge gjennom EØS-avtalen. (Klima- og miljødepartementet, 2021).

I 2019 besluttet EU at de skal bli klimanøytrale innen 2050, noe som innebærer en drastisk reduksjon av klimagassutslipp og i 2021 innført EU en europeisk klimalov, hvor EU land blir forpliktet til å nå målsetningene om 55% reduksjon innen 2030 og netto nullutslipp i 2050. Formålet med klimaloven er å få på plass et rammeverk med tiltak for EU-landene å redusere sine utslipp. En sentral del av EU sin klimapolitikk er den såkalte fit for 55-pakken, som

inneholder en rekke regler på energi, transport, kvotehandel og utslippsreduksjon og areal- og skogbruk. (European Council, 2023a).

Et av EU sine viktigste verktøy for å redusere klimagassutslippene er EU Emission trading System, heretter EU ETS. EU ETS er et kvotehandelssystem som ble opprettet i 2005 og siden den gang har kvotesystemet gått igjennom ulike faser og er nå i fjerde fase. EU ETS dekker omtrent 40% av EU sine klimagassutslipp og er et kvotehandelssystem for EU samt de tre EFTA-landene Island, Liechtenstein og Norge. I Norge var det per 2021 om lag 140 selskaper innenfor industri, olje og gass og energisystemer som var omfattet av kvotehandelssystemet. (Meld. St.13 (2020-2021), s. 160). Systemet går ut på at EU setter et tak på hvor mye utslipp som kan slippes ut i løpet av et år. Hvor de ulike selskapene som er omfattet av systemet mottar eller kjøper utslippstillatelser. Figur 1 viser prisutviklingen i utslippstillatelsene for 2013-2022, som grafen viser har prisen hatt en sterk økning de siste årene, som i stor grad skyldes en nedgang i antall tillatelser i markedet. (European Commission, 2022c, s. 9-10). Selskapene kan selv velge å kjøpe eller selge utslippstillatelsene sine, samt spare de til senere perioder gitt at de slipper ut mindre enn de har tillatelser til. Dersom selskapene har sluppet ut mer klimagasser enn de har tillatelser til risikerer de bøteleggelser på 100EUR per tonn de har sluppet ut uten tillatelse. (European Commission, 2023d). På denne måten sørger EU for et kostnadseffektivt system, hvor man reduserer utslippene der kostnadene for utslippsreduksjon er lavest. (European Commission, 2023b).



Figur 1: Aksjonspris på utslippstillatelser i EU ETS.

Hentet fra: (European Commission, 2022c, s. 10).

EU ETS dekker i hovedsak karbondioksidutslipp innenfor elektrisitet, varmeproduksjon og kommersiell luftfart, samt en rekke energiintensive sektorer. I tillegg dekker systemet noe utslipp av nitrogenoksid og perfluorkarboner. (European Commission, 2023b). Taket på hvor mye klimagasser som kan slippes ut reduseres for hvert år, dermed vil utslippsnivået reduseres

over tid. (European Commission, 2023a). På denne måten skapes det økonomiske incentiver til å redusere utslippene for de selskapene som tilhører kvotepliktig sektor. Over halvparten av de kvotepliktige utslippene kommer fra produksjon av elektrisitet til både industri og vanlig energiforsyning. Prisen på energi fra kull- og gassproduksjon blir økt i tråd med økning i kvoteprisen, investeringer i fornybar energi blir dermed mer lønnsomt relativt sett og kvotehandelssystemet bidrar til en omlegging til fornybar energi i Europa. (Meld. St.13 (2020-2021), s. 161).

I 2021 la Norge frem sin klimaplan for perioden 2021-2030, som tar for seg hvordan Norge skal redusere sine utslipp med 55% innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå. Klimaplanen til Norge kan bli påvirket av EU sine innstramminger i forbindelse med lovverket i fit for 55, men på grunn av etterslepet med implementeringen i EØS-land er det mulige regelverket ikke blir gjeldene før etter 2025. (Meld. St.13 (2020-2021), s. 11-12). Et av de viktigste tiltakene i klimapolitikken de kommende årene er økning av CO₂ avgiften for ikke-kvotepliktig sektor, altså de selskapene som ikke omfattes av EU ETS systemet. I dag ligger den på om lag 590 kr per tonn CO₂ ekvivalenter, mens det legges opp til en gradvis økning til 2000 kr innen 2030. (Meld. St.13 (2020-2021), s. 22 & 60).

CO₂ avgiften omfatter i all hovedsak fossile energiprodukter, det vil si bensin, diesel, LPG og naturgass, i tillegg omfatter avgiften klimagassene HFK (gasser som inneholder hydrogen, fluor og karbon), perfluorkarboner og ikke-kvotepliktig naturgassutslipp fra petroleumssektoren. (Meld. St.13 (2020-2021), s.58). Formålet med CO₂ avgiften er å gi både folk og virksomheter insentiver til å velge miljøvennlige valg som bidrar til å redusere klimagassutslippene. (Meld. St.13 (2020-2021), s. 61). Gjennom CO₂ avgiften håper regjeringen blant annet på å kunne halvere utslippene fra transportsektoren som er ikke-kvotepliktig. (Meld. St.13 (2020-2021), s. 63). En slik klimapolitikk vil være med på å bygge opp under en økt etterspørsel etter fornybar energi, da den skaper insentiver til å gå fra fossilt brensel til fornybare løsninger. Samtidig som regjeringen øker CO₂ avgiften for ikke-kvotepliktig sektor planlegger de å øke CO₂ avgiften på kvotepliktig innenriks luftfart og utslipp fra olje- og gassutvinninga. Denne avgiften skal øke i takt med CO₂ avgiften for ikke-kvotepliktig sektor slik at den totale kostnaden (kvotepris pluss avgift) skal tilsvare CO₂ avgiften for ikke-kvotepliktig sektor. (Meld. St.13 (2020-2021), s. 160).

Teknologiutviklingen er en viktig del av å bli et nullutslippssamfunn, og som en del av Norges klimaplan skal det gis støtte til teknologiutvikling som kan bidra mot klimamålene Norge har satt seg. Norge har allerede et godt utbygd støtteapparat som bidrar til teknologiløsninger fra forskningsstadiene til det introduseres i markedet, og dette vil det fortsatt bli lagt vekt på i årene som kommer. Blant prosjektene som får støtte er Forskningscentre for miljøvennlig energi (FME) og Sustainable Energy Katapult som blant annet tester fasiliteter for flytende havvind. (Meld. St.13 (2020-2021), s. 62).

Norge satser stort på havvind, og målet er at produksjonskapasiteten skal nå 30 GW innen 2040. Dette innebærer en økning fra de to havvindmøllene som var i drift i 2022 til 1500 havvindmøller i 2040. (Regjeringen, 2022). Kapasiteten i kraftproduksjonen i Norge vil med

en slik satsning nesten dobles fra dagens kapasitet som ligger på 38,7 GW. (Energifakta Norge, 2022). Det åpnes også opp for å gi konsesjon til utbygging av solkraftverk, og selv om dette ikke er en like sentral del av Norges klimapolitikk så man en dobling av strøm fra solceller i 2022. (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2023b). Ifølge prognoser fra NVE er det forventet at vi har en kraftproduksjon på 7 TWh i 2040 som stammer fra solceller. (Birkelund et al., 202, s. 37). Havvind er en sentral del av satsningsområdet i tysk klimapolitikk også, i 2017 la den tyske regjeringen frem havvind-energiloven (Windenergie-auf-See-Gesetz) med en målsetning om å nå en total kapasitet på 15 GW havvind i perioden 2021-2030. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017, s. 1). I senere tid har denne målsetning blitt økt til 30 GW innen 2030 og 70 GW innen 2045. (The Federal Government, 2022a).

Tyskland har som mål at 80% av energimiksen skal være fornybar innen 2030 (Vagner et al., 2022, s. 17), og at all elektrisitetsproduksjon skal være klimanøytral innen 2050. Som en del av planen for å nå dette målet ligger det en satsning på både vind- og solenergi. I tillegg til satsningen på havvind planlegger Tyskland å øke kapasiteten på landbasert vind til 71 GW innen 2030, opp fra 54 GW i 2020. Innenfor solenergi har Tyskland en målsetning om en kapasitet på 100 GW innen 2030. (The Federal Government, 2022b). Under COP26 i Glasgow var det stort fokus på utfasing av kull (UN Climate Change Conference UK 2021, 2021), og også i EU er avvikling av kullkraft viktig, og helt avgjørende for å nå målene i fit for 55-pakken. Siden 2012 har en sett en nedgang i kullkraftverk i Europa, og i 2021 var 9 av EU sine medlemsland kull-frie, mens ytterligere 15 har forpliktet seg til å fase ut kull. (European Commission, 2023c). Tyskland er ett av de 15 landene som har forpliktet seg til en gradvis utfasing av kullkraftverk, hvor målet er å ha avviklet all energiproduksjon fra kull innen 2038. (The Federal Government, 2023). I Tyskland har en også et ønske om å fase ut kjernekraftverk, og ved inngangen til 2023 var det kun tre kjernekraftverk igjen i Tyskland som alle ble stengt ned innen 15. april 2023. (Federal Office for Safety of Nuclear Waste Management, 2023).

Det finnes en rekke støtteordninger og subsidier som skal legge til rette for den grønne omleggingen. På EU nivå har man blant annet innovasjonsfondet, hvor man kan søke støtte til utvikling av ny teknologi som kan bidra inn i det grønne skiftet. (Enova, 2023). I Norge har vi frem til nylig hatt elsertifikatordningen. Ordningen har gått ut på at kraftprodusenter av ny fornybar energi har blitt tildelt sertifikater per MWh de produserer, sertifikatene gis over en periode på 15 år. Ordningen var felles for Norge og Sverige og i Norge har kraftproduksjonen måtte settes i drift i løpet av 2021, mens i Sverige er ordningen videreført til 2030. Kraftleverandører er pliktig til å dekke en andel av kraften gjennom elsertifikater og dermed er det skapt etterspørsel. På denne måten har elsertifikatordningen bidratt til å gjøre fornybar kraft som vind, sol og vann til mer lønnsomme og konkurransedyktige energikilder. (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2022b).

Tyskland har tidligere hatt såkalte *feed-in tariffs* som har subsidiert fornybar energi. Systemet har fungert slik at produsenter av fornybar energi har fått godtgjørelse for antall kWh de har tilført strømmettet. Denne godtgjørelsen har blitt finansiert både av strømkonsumenter gjennom den såkalte EEG avgiften (fornybar-avgiften) og av operatører for overføringssystem. I 2014 gikk man bort fra det såkalte feed-in tariff systemet hvor produsentene av fornybar istedenfor

må markedsføre og selge sin egen energi, men de får betalt en såkalt markedspremium i tillegg til handelsprisen. (Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action, 2023b). I 2017 ble det gjort ytterligere endringer i loven hvor støtten til fornybarprodusenter ikke lenger blir satt av staten, men bestemt gjennom auksjoner, hvor produsentene byr inn hvor mye de trenger i støtte for å generere fornybar energi. På denne måten vil støtten gradvis falle mot null ettersom fornybar energi blir mer konkurransedyktig, da det vil være lønnsomt å ha de laveste budene. Ordningen sørger i tillegg for tilgang på fornybar energi til lavest mulig pris, og vil med det være samfunnsøkonomisk lønnsom gitt Tyskland sitt mål om å øke andelen fornybar energi. (Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action, 2023a). På grunnlag av de høye strømprisene det siste halvannet året har Tyskland besluttet at konsumenter ikke lengre skal betale EEG avgift, men at støtten til fornybar energi skal betales gjennom et energi- og klimafond. (The Federal Government, 2022b).

2.3 Energisikkerhet

Før krigen mellom Russland og Ukraina sto russisk gass for ca. 40% av det europeiske gassforbruket, og som en konsekvens av krigen har gassforsyningene fra Russland vært uforutsigbare og har i flere tilfeller stoppet opp. (European Commission, 2022a). For å kunne sikre en tilstrekkelig forsyning av energi har en konsekvens av manglende gass og for liten tilgang på fornybar energi vært gjenåpning av kullkraftverk, og i 2022 økte kullkraftproduksjonen i Europa med 7%. (Michelsen, 2023). Bortfallet av den russiske gassen har med andre ord skapt usikkerhet i energimarkedet og satt energisikkerheten i fokus.

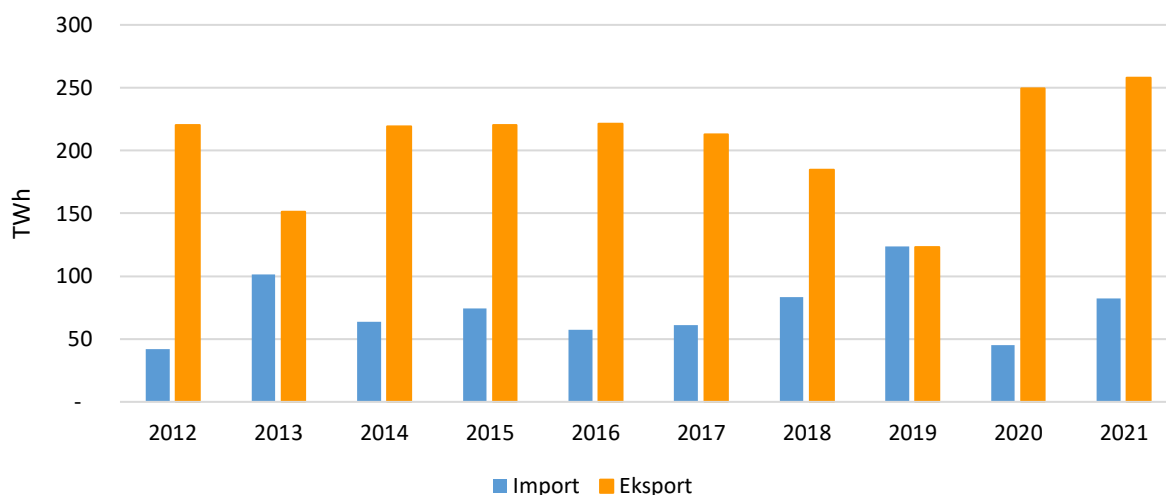
Værforhold og klimaendringer påvirker energibruken og kraftsystemene. Selv om kraftforsyningen skal kunne tåle påkjenningene fra et endrende værforhold, kan de føre til feil på distribusjons-, sentral-, og regionalnettet. (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2021). Værforholdene vil da påvirke tilbudet av energi, og ev. feil på nettet kan ha konsekvenser for energisikkerheten.

Tørre sommere vil ramme Europas vannkraftproduksjon hardt, og som nevnt fikk Europa erfare dette sommeren 2022 da produksjonen var en femtedel av det den var i 2021. (Ask, 2022). Høsten 2022 var energisituasjonen vurdert til stramt nivå av Statnett (Olje- og Energidepartementet, 2022), og norske aviser var samme sommer fylt av overskrifter om mulige kraftrasjoneringer, som nettavisens «Fare for strømrasjonering – slik vil det foregå i praksis». (Fosse & Rasmussen, 2022). Grunnet import fra kontinentet, økt nedbør og lavere etterspørsel har ikke rasjoneringene blitt en realitet (Olje- og Energidepartementet, 2022) og NVE ser sannsynligheten for kraftrasjonering som lav. (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2022c). Likevel har kraftsituasjonen ført til et økt fokus på energisikkerhet, og *Ola Normann* har fått et mer bevist forhold til kraftmarkedet og dets begrensninger.

2.4 Kraftmarkedet i Norge og Nord-Europa

Kraftproduksjonen i Norge avhenger av været, og i 2021 var 98% av strømmen som Norge produserte fornybar, hvorav 88% kom fra vannkraft, 9% fra vindkraft, mens 1% kom fra annen fornybar energi. (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2023c). Dette samsvarer med hva som er forventet av en normalproduksjon, hvor det er forventet at 89% av strømproduksjonen kommer fra vannkraft, mens 10% kommer fra vindkraft. (Energifakta Norge, 2022). Norge har i dag om lag 1 739 vannkraftverk og 64 vindkraftverk (Energifakta Norge, 2022), og med storsatsningen på havvind kan det forventes en økning av vindkraftverk i årene som kommer, hvor andelen vindkraft i den norske kraftproduksjonen kan forventes å øke. Per i dag finnes det ingen norske solkraftverk, og solkraft utgjør kun en liten andel av den norske kraftproduksjonen. (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2023b). Men som nevnt over kan det forventes at solkraft vil være en del av den norske energimiksen fremover, dog en liten andel. (Birkelund et al., 2021, s. 37).

Norge produserer normalt mer elektrisitet enn det vi selv forbraker, det resulterer i at Norge er en nettoeksportør av elektrisitet. Figur 2 viser en oversikt over mengden elektrisitet som er eksportert og importert over en periode på ti år, og grafen viser at eksporten i de fleste årene har vært vesentlig høyere enn importen. I 2022 var eksporten av elektrisitet størst til Sverige etterfulgt av Tyskland, Danmark og Storbritannia. Sverige var også det landet som sto for den høyeste andelen import, og hele 50% av importen til Norge i 2022 kom fra Sverige, etterfulgt av Danmark. Ser vi på nettoeksporten for 2022 var det Tyskland som sto for den høyeste andelen på 32% etterfulgt av Storbritannia som sto for 24%. (Tonne, 2023).

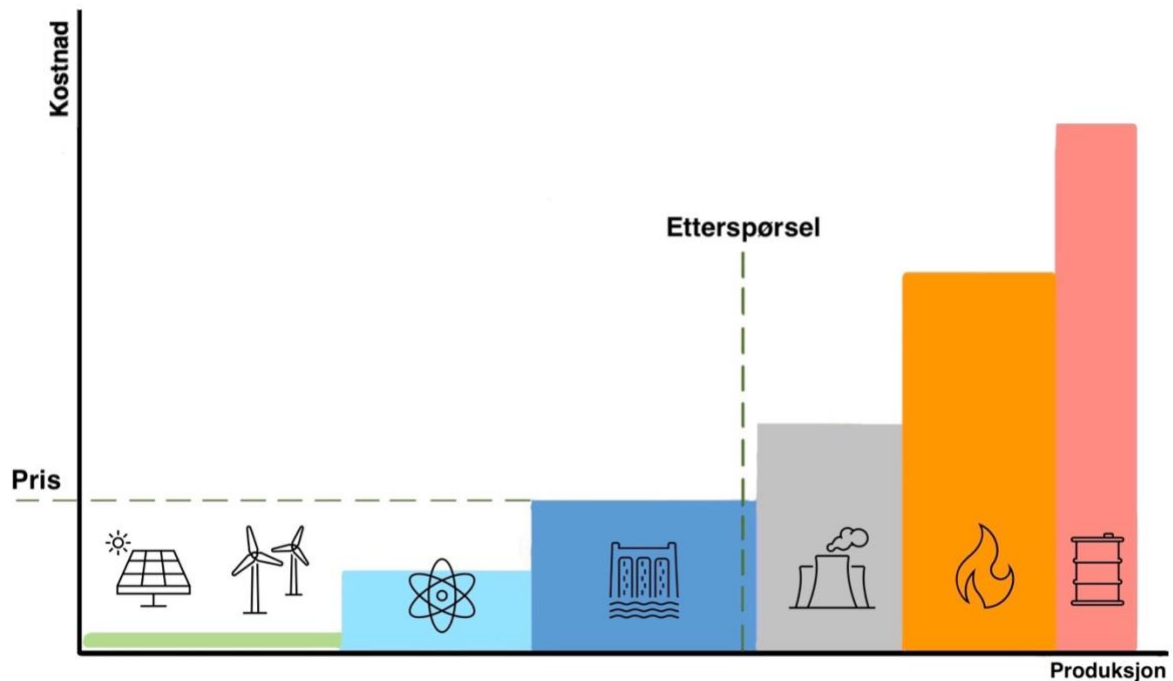


Figur 2: Import og eksport av elektrisitet i Norge 2012-2021 (TWh)

Hentet fra: (Statistisk sentralbyrå, 2023).

Det totale netto kraftforbruket i Norge i 2021 var 131,9 TWh, hvorav bergverksdrift og industri brukte 58,7 TWh, tjenesteyting brukte 28,1 TWh, mens husholdninger og jordbruk sto for 45,1 TWh. (Statistisk sentralbyrå, 2023). Strømforbruket til husholdning som helhet har hatt en jevn økning, noe som i stor grad skyldes befolkningsvekst. Til tross for økt konsum, økt boligareal og færre personer per husholdning har strømforbruket for husholdningen per innbygger sunket og i 2020 var strømforbruket mindre enn i 1990. Dette skyldes i stor grad energieffektivisering i husholdningen som har bidratt til at forbruket går ned. (Energifakta Norge, 2021). Etterspørselen etter kraft er forventet å være relativt stabil fram mot 2040 i Europa. I transportsektoren derimot er det forventet en økning i kraftforbruket, og i Europa er det forventet at elektrifiseringen av transportsektoren vil stå for en økning av kraftbruken på 300 TWh. (Birkelund et al., 2021, s. 11-12). I Norge er det kraftintensiv industri, som f.eks. batteriproduksjon, som vil stå for den største økningen i kraftforbruket frem mot 2040. (Birkelund et al., 2021, s. 30). I møte med et økende forsyningsbehov av energi og et skifte til uregulerbar kraft er det behov for en viss grad av fleksibilitet i etterspørselen. På kort sikt vil fleksibilitet i etterspørsel være viktig for å løse effektutfordringer, i dag brukes prisvariasjoner for å skape insentiver til å bruke mindre strøm i de periodene i løpet av dagen og uka en opplever energiknapphet. På lengre sikt vil energieffektivisering være et virkemiddel på etterspørselssiden som kan bidra til å opprettholde en god energibalanse. (Kirchner et al., 2022, s. 7-8).

Norge er en del av et nordisk kraftmarkedssystem, hvor det er Nord Pool som fastsetter markedsprisen på strøm, basert på tilbud og etterspørsel. Det nordiske kraftmarkedet er igjen en del av det europeiske kraftmarkedet, og markedsprisen vil dermed bli påvirket av det som skjer på kontinentet. (Olje- og Energidepartementet, 2021b). Det såkalte Day-a-head markedet, er et auksjonsbasert marked, hvor både kraftprodusenter og kraftleverandører kommer med bud og tilbud, deretter settes prisen på det nivået hvor tilbud og etterspørsel møtes. Systemet sørger for et samfunnsøkonomisk lønnsomt tilbud av energi, hvor de tilbyderne som produserer billigst kraft blir valgt først frem til etterspørselen blir møtt. Dette betyr at kraftprodusenter med kostnadsintensiv kraftproduksjon avhenger av høy etterspørsel og/eller lite tilbud av billigere kraft. (Nord Pool Group, 2023). Dette systemet kalles *merit order systemet*. Fornybar energi har lave driftskostnader og blir valgt før fossilt brensel som har høye marginalkostnader. I figur 3 ser vi et eksempel på hvordan prisen settes ut fra merit order systemet. I dette tilfellet møtes etterspørselen av fornybar energi, men i scenarier med høyere etterspørsel eller situasjoner med mindre vind og/eller sol vil prisen bli satt av kull eller gass. (Bjartnes et al., 2023, s. 12-13).



Figur 3: Merit order system

Hentet fra: (Bjartnes et al., 2023, s. 13).

Norge er delt inn i 5 ulike prisområder for strømproduksjon. Områdene består av NO1 – Østlandet, NO2 – Sørlandet, NO3 – Midt-Norge, NO4 – Nord-Norge og NO5 – Vestlandet. Hovedårsaken til denne inndelingen er at overføringskapasiteten i strømmettet ikke er stor nok på tvers av områdene til å utjevne prisforskjellene som vil oppstå. Med unntak av Finland er også nabolandene våre oppdelt i prisområder, Danmark i to og Sverige i fire. (Statnett, 2022b). Strømmettet er en sentral del av infrastrukturen i kraftmarkedet og er det som binder markedet sammen. I Norge er strømmettet delt inn i tre nivåer, regionalnettet, distribusjonsnettet og transmisjonsnettet. Regionalnettet binder i hovedsak sammen transmisjonsnettet og distribusjonsnettet. Distribusjonsnettet er lokalnettet som forsyner mindre sluttbrukere med strøm, små produksjonsanlegg er også ofte tilknyttet distribusjonsnettet, mens de større produksjonsanlegg er tilkoblet transmisjonsnettet eller regionalnettet. Mindre sluttbrukere vil si husholdninger, tjenesteyting og småindustri. Transformasjonsnettet er det nettet som forbinder store forbrukere og store produsenter/anlegg sammen, nettet er landsdekkende samt at det dekker utenlandsforbindelser. Statnett er den aktøren i Norge som har ansvar for transformasjonsnettet. (Energifakta Norge, 2019).

Norge har en rekke kabler som forbinder strømmettet vårt med resten av kontinentet, illustrert ved figur 4. Per dags dato har vi strømforbindelser med store deler av Nord-Europa, hvor vi har bygd ut forbindelser til Sverige, Danmark, Storbritannia, Russland, Tyskland og Nederland. (Entso-e, 2023). Kapasiteten over til Russland, illustrert med svart i figur 4, er satt til null på ubestemt tid grunnet person- og elsikkerhet og er dermed ikke operativ. (Statnett, 2022a). De to nyeste kablene er Nordlink til Tyskland og North Sea link til England. Begge kablene har en overføringskapasitet på 1,4 GW og åpner opp for større grad av handel. Kablene bidrar til

økt grad av forsyningssikring og omlegging til grønn energi, når det blåser mye på kontinentet kan vi importere billig kraft fra Tyskland og Storbritannia, samtidig som Norge kan eksportere kraft til Tyskland og Storbritannia når det blåser lite hos dem. At transmisjonsnettene er koblet til det større markedet i Europa gjennom disse utlandsforbindelsene gir mer forutsigbare priser og bidrar til en flatere priskurve for strømforsyningen. (Statnett, 2023c, 2023b)



Figur 4: Strømforbindelser til utlandet.

Kart hentet fra: (Google Maps, 2023), Strømforbindelser hentet fra: (Entso-e, 2023).

Det er ulike lovverk som regulerer energisektoren, og blant disse er energiloven. Energiloven har som hensikt og ta samfunnets beste med i betraktningen og sørger for at allmenne og private interesser blir tatt hensyn til jf. § 1-2. Loven gjelder hovedsakelig produksjon, omforming, overføring, fordeling og bruk av energi jf. §1-1. Loven åpner opp for et relativt fritt marked, hvor markedet defineres av tilbuds og etterspørselsmekanismene. Likevel kan departementet sørge for at markedet er samfunnsøkonomisk og ivaretar den allmenne interesse gjennom utdeling av konsesjoner. Det fremgår av kapittel 3 i loven at det må søkes om konsesjon for å kunne bygge, drifte eller eie elektriske anlegg som omfattes av lovens virkeområder. De som gis anleggskonsesjon eller områdekonsesjon pliktes til å levere energi til uttakskunder og alle kunder i område det er gitt konsesjon for jf. § 3-3 og §3-4. I §4-1 gis reguleringsmyndighetene hjemmel til å fastsette ulike vilkår til mottakere av en omsetningskonsesjon. Denne hjemmelen sørger for at reguleringsmyndigheten har god oversikt over hva som omsettes til enhver tid og hjelper med å opprettholde en kraftbalanse i markedet. For utenlandsforbindelser så kreves det en særskilt konsesjon jf. § 3-2 og gjennom denne reguleringen har departementet muligheten

til å se det norske energimarkedet som en helhet og vurdere hvordan Norge best mulig kan koble seg opp på det europeiske markedet på en samfunnsøkonomisk måte. (Energiloven, 1990)

Havenergiloven regulerer fornybar energiproduksjon på havet, formålet med loven er at alle energianlegg til havs blir planlagt, bygd og disponert på en slik måte at det ivaretar hensynet til miljø, energiforsyning, trygghet og næringsvirksomhet samt andre interesser jf. §1-1. Loven gjelder all produksjon, omforming og overføring av fornybar elektrisk kraft til havs (jf. havenl. §1-2) og er spesielt aktuell for regjeringens storsatsning på havvind. Etter §3-1 og §3-2 må det på lik linje som i energiloven søkes konsesjon for all utbygning, drift og utvidelse av både produksjonsanlegg og nettanlegg. (Havenergilova, 1990).

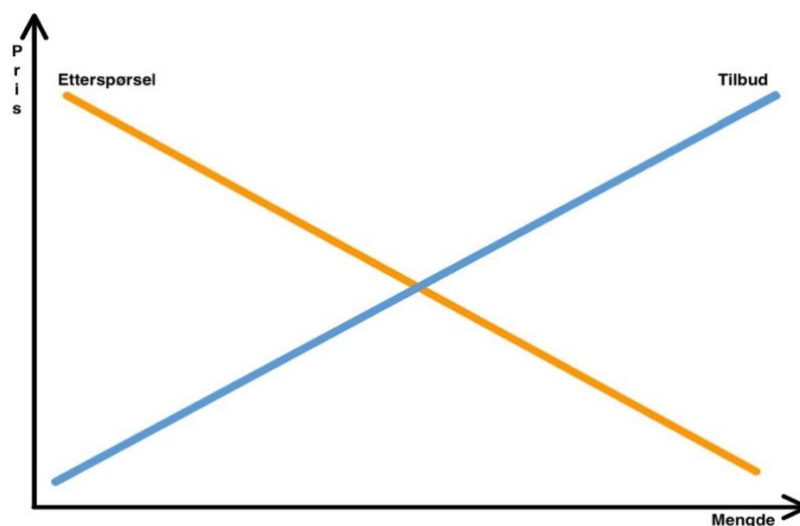
3. Teoretisk rammeverk

I dette kapitlet vil vi ta for oss ulike teorier og begreper som er sentrale for forsyningssikring av energi. Vi vil i hovedsak fokusere på tilbud og etterspørsel av energi, samt fleksibilitet på etterspørselssiden. Dette vil danne grunnlaget for videre analyse og diskusjon.

3.1 Etterspørsel og tilbud av energi

3.1.1 Hva er etterspørsel og tilbud

Tilbud og etterspørsel av energi referer til forholdet mellom mengden energi som er tilgjengelig (tilbud) og mengden energi som er ønsket (etterspørsel) i et bestemt marked. (Pindyck & Rubinfeld, , s. 44-46). Prisen for elektrisitet bestemmes av tilbud og etterspørsel. Når elektrisitetsprisene stiger, har forbrukerne en tendens til å redusere forbruket sitt, mens produsentene øker forsyningen av elektrisitet for å dra nytte av de høye prisene.



Figur 5: Tilbuds- og etterspørselskurven

I figur 5 ser vi en nedadgående-graf som viser etterspurt mengde (illustrert ved oransje linje), hvor grafen viser at etter hvert som prisen på elektrisitet øker reduseres etterspurt mengde. Dette er fordi det er mindre villighet blant forbrukere å betale for elektrisitet ettersom prisen blir for høy. I stede vil de se på andre alternativ eller redusere forbruket sitt. (Gillingham et al., 2009, s. 2). Etterspørselskurven viser sammenhengen mellom etterspørsel og pris, hvor hellingen på kurven settes ut fra elasticiteten på etterspørselen, som måler hvor sensitiv forbrukeren er ovenfor endringer i pris. (Whelan & Msefer, 2003, s. 7).

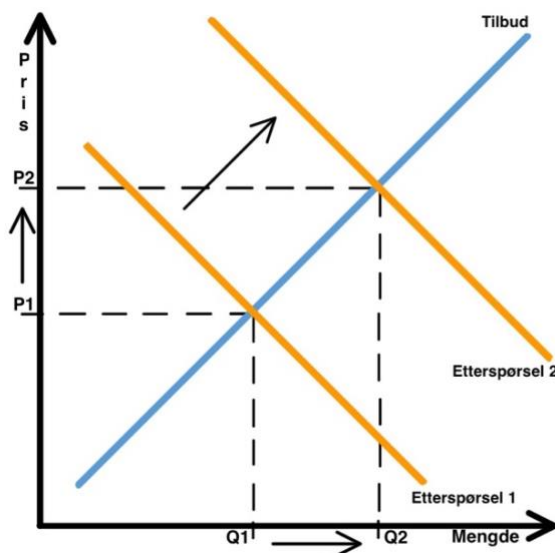
Når det gjelder tilbud vil prisen på elektrisiteten øke etter hvert som etterspurt mengde øker. Den skrånar oppover (illustrert ved blå linje), noe som betyr at når prisen på elektrisitet øker, øker den leverte mengden. Prisen blir høyere fordi det vil bli dyrere å tilføre hver ny enhet. (Whelan & Msefer, 2003, s. 9). Tilbudskurven viser til hva produsentene er villige til å selge for per mengde med elektrisitet, og viser forholdet mellom pris og levert kvantum. (Pindyck & Rubinfeld, 2013, s. 22). Tilbudselastisiteten er prosentvis endring i mengden som følger av en prisøkning på en prosent. Når prisen blir høyere vil produsentene ha insentiv til å øke produksjonen, derfor er tilbudselastisiteten ofte positiv. Hvis tilbudselastisiteten er større enn én, vil tilbudet bli sett på som elastisk, som vil si at kvantumet som leveres er svært responsivt for endringer i prisen. (Pindyck & Rubinfeld, , s. 58).

De nåværende energikildene kan deles inn i to brede kategorier: fornybare og ikke-fornybare kilder. Ikke-fornybare energikilder kommer fra forskjellige kilder som for eksempel naturgass, kull, olje og kjernekraft, mens fornybare energikilder er for eksempel vindkraft, solenergi og vannkraft. Dagens forsyning av elektrisitet er avhengig av fossilt brensel, som olje, gass og kull. Dette utgjør 80 % av verdens primærenergibehov. (Bhattacharyya, 2011, s. 40). Faktorer som tilgjengeligheten fra naturressurser, produksjonsnivåer, eksport og import påvirker mengden energi som er tilgjengelig til enhver tid. Mens på etterspørselssiden vil mengden energi variere ut fra det som er ønsket avhengig av en rekke faktorer som økonomiskvekst, værforhold, teknologiske fremskritt og befolkningsvekst. (Bhattacharyya, 2011, s. 42). Et eksempel på dette er i perioder med ekstrem varmt- eller kaldt vær, hvor etterspørselen etter elektrisitet til nedkjøling eller oppvarming av husholdningene vil øke. Etterspørselen av fornybar energi er den raskeste voksende etterspørselen på globalt nivå. Mye av grunnen til den økte etterspørselen er veksten i bruttonasjonalprodukt, teknologiske fremskritt og en befolkningsvekst. En annen grunn er bevisstheten om at vi må ha en overgang til det grønne skiftet, der klimanøytral energi er et globalt fokus. (Mohseni et al., 2022, s. 1).

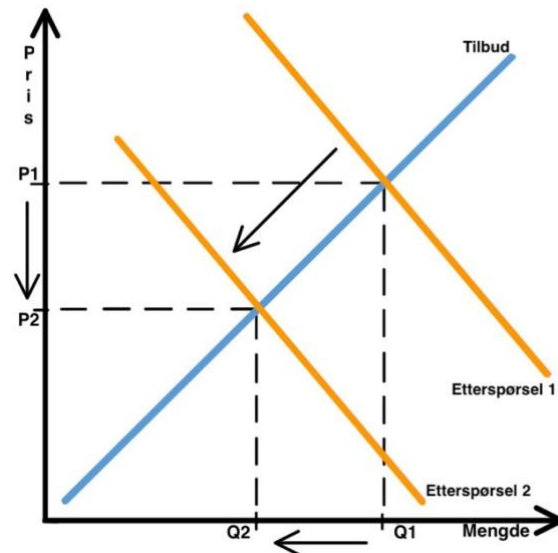
3.1.2 Etterspørselskurven

Som vist i figur 5, viser etterspørselskurven mengden energi som er ønsket til den gitte prisen i et marked. Siden elektrisitet er noe de fleste trenger til vanlige gjøremål fra husholdningen til industrielle faktorer, vil etterspørselen alltid være der. (Whelan & Msefer, 2003, s. 7). Husholdninger, tertiær sektor og næringslivet har opplevd en økt etterspørsel i bruk av elektrisitet. Elektrisitetssystemet går fra å være et system med fleksibel produksjon som i større grad tilpasser seg etterspørselen, til et system der en i større grad er avhengig av fleksibel etterspørsel som tilpasser seg en variabel produksjon. (Acworth et al., 2018, s. 11). Det å forstå

dagens anslåtte energibehov er avgjørende for å utvikle en effektiv energiforsyningsplan. I tilfeller der etterspørselskurven skifter til høyre, som i figur 6, vil likevektsprisen og mengden energi øke. Et høyreskift i etterspørselen vil si at etterspørselen øker, hvor etterspørselen er større enn det originale likevektspunktet. (Bjorvatn, 2021, s. 167). Når dette skjer vil prisen øke og når prisen øker blir det mer lønnsomt for fossile energikilder å produsere, så et slikt skift kan for eksempel føre til økt kullproduksjon. Hvis dette skiftet vedvarer over en lengre periode vil dette kunne gjøre at flere leverandører blir tiltrukket til å gå inn på markedet og øke produksjonen, som til slutt vil føre til en ny likevekt til en høyere pris og mengde på energi som skal produseres og selges. (Andreassen et al., 2016, s. 81). Et slikt skift i etterspørselen kan for eksempel skyldes en usedvanlig kald dag, hvor etterspørselen etter elektrisitet vil øke fordi det etterspørres mer elektrisitet for oppvarming av både boliger og næringsbygg. Den økte etterspørselen presser prisene opp, som vil si at forbrukerne må være villig til å betale mer for strømmen og en får et nytt likevektspunkt. På lengre sikt kan et slikt skift skyldes økning i bruken av el-biler, hvor etterspørselen etter elektrisitet vil øke til fordel for olje.



Figur 6: Høyreskift i etterspørselskurven



Figur 7: Venstreskift i etterspørselskurven

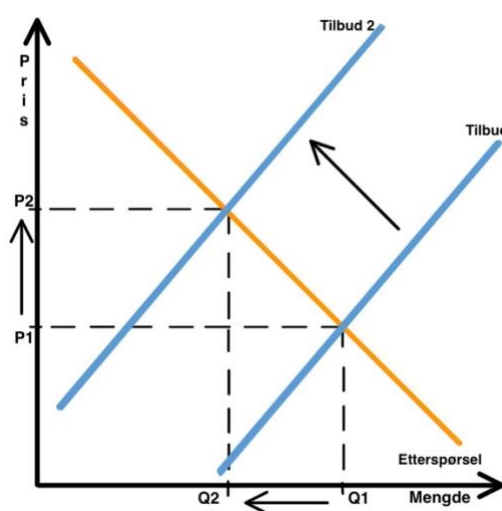
Ved et venstreskift i etterspørselen, illustrert ved figur 7 vil det motsatte skje og vi får et nytt likevektspunkt. Et slikt skift tilsier at likevektsprisen på elektrisitet vil synke og likevektsmengden av etterspurt elektrisitet vil avta. (Andreassen et al., 2016, s. 83). Et slikt skift kan for eksempel være en mild vinterdag hvor etterspørselen etter elektrisitet til oppvarming av boliger vil avta på grunn av den milde utetemperaturen. På lang sikt kan et slikt skift også komme av energieffektivisering, hvor en trenger mindre elektrisitet for å gjennomføre samme ytelse som tidligere. Ulike tiltak som kan iverksettes for å oppnå energieffektivisering er forbedring av utstyr, apparater og utforming av bygninger. Slike tiltak kan føre til redusert energiforbruk og med det skape et skift i etterspørselskurven. (Allcott & Greenstone, 2012, s. 1).

Faktorer som er med på å forskyve etterspørselskurven enten til høyre eller venstre kan være endringer i forbrukerens preferanser, inntekt, demografiske endringer og prisen. Ifølge IEA har etterspørselen av energi økt i takt med digitalisering og elektrifisering. De siste to årene har vi sett lavere vekst i etterspørselen av fossile energikilder som kull og naturgass enn årene før, samtidig har det vært økt bekymring for energisikkerheten og økte energipriser. Kull har fått en økning i noen land, på grunn av de ekstremt høye naturgassprisene. Men naturgass og kull får kjenne på at etterspørsel for fornybar energi har økt. (International Energy Agency, 2022b, s. 233). Energiprisene som vi så i 2022, som var høye, viser fordelene vi har av energieffektivitet – dette har en effekt på teknologien og adferd som å redusere energibruken i enkelte land. (International Energy Agency, 2022b, s. 22). IEA sier videre at den største økningen i energietterspørsel for forbrukere globalt er klimaanlegg som gir mulighet til kjøling. Etterspørselen av klimaanlegg vil øke fra dagens 1,5 milliarder nedkjølingsanlegg til 4,4 milliarder innen 2050, hvorav 90 % av økningen vil skje i fremvoksende markeder og utviklingsøkonomier. (International Energy Agency, 2022b, s. 234).

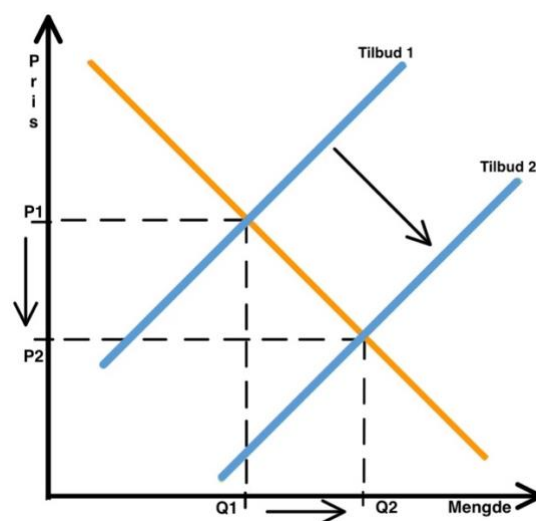
3.1.3 Tilbudskurven

Tilbudskurven er viktig for beslutningstakere og bedrifter å forstå fordi de kan bidra til å forutsi hvordan endringer i pris, produksjonskostnader og andre faktorer vil påvirke produsentadferd og markedslikevekt. (Pindyck & Rubinfeld, 2018, s. 45).

Figur 8 illustrerer et venstreskift, ved et slikt skift vil likevektsprisen på elektrisitet øke, mens likevektmengden av etterspurt elektrisitet vil avta. Dette fordi økt pris vil få noen forbrukere til å spare på elektrisiteten eller å bytte til andre energikilder. Det vil igjen føre til en nedgang i etterspurt mengde og en ny likevekt med høyere priser og redusert bruk av elektrisitet som blir produsert og solgt. (Pindyck & Rubinfeld, 2013, s. 26). Et eksempel på dette kan være skaden på rørledningen Nord Stream, som førte til at tilførselen av naturgass ble forstyrret noe som igjen fører til et venstreskift i tilbudskurven.



Figur 8: Venstreskift i tilbudskurven



Figur 9: Høyreskift i tilbudskurven

Figur 9 viser et høyreskift i tilbudskurven, som vil si at produsert mengde elektrisitet har økt. Denne økningen i energiforsyningen kan være forårsaket av en rekke faktorer som teknologiske fremskritt innen energiproduksjon, oppdagelsen av nye energiresurser og regjeringspolitikk som fremmer energiproduksjon. (Pindyck & Rubinfeld, 2018, s. 44-45). Et eksempel på dette kan være om det skjer et teknologisk fremskritt innen fornybar energiproduksjon som er med på å utvikle bedre og mer effektive vindturbiner eller solcellepanel. Det vil føre til en økt tilgang på fornybar energi, som igjen kan føre til lavere energipriser og økt produksjon. På kort sikt kan et slikt skift være forårsaket av en svært vindfull dag, hvor mengden vindkraft øker.

3.1.4 Konkurransen mellom de ulike energikildene på tilbudssiden

Konkurransen mellom ulike typer energikilder har blitt tydeligere med årene. Ikke bare mellom fossile energikilder som kull, gass og olje, men også mellom fornybare energikilder som vind- og solenergi. (Gea-Bermúdez et al., 2021, s. 1). Når leverandører konkurrerer om markedsandeler, har de et insentiv til å investere i forskning og utvikling for å forbedre sine produkter og tjenester, noe som fører til en bedre utviklet teknologi i energisektoren og en mer bærekraftig praksis. (Halkos, 2019). I 2022 oversteget for første gang elektrisitetsproduksjonen fra vind- og solenergi over produksjon fra kjernekraft og gass. (International Energy Agency, 2023, s. 8). Det blir stadig utviklet nye teknologier som gjør utvinning av elektrisitet mer lønnsomt, og fornybare energikilder er den raskest voksende kilden av produsert elektrisitet. (Antweiler & Muesgens, 2021, s. 1).

Vind- og solenergi er avhengige av tilgjengeligheten av vindhastighet og solstråling, da dette er avgjørende for deres produksjon av elektrisitet. (Antweiler & Muesgens, 2021a, s. 1). Hvis tilgjengeligheten på dette blir lav eller ikke-eksisterende i perioder, vil dette påvirke tilbudet av elektrisitet i markedet og med det konkurransedyktigheten. (Acworth et al., 2018, s. 4). Vannkraft, som er sentral fornybar energikilde i Norge, vil på kort og lang sikt være fleksibel, men kan være sårbar da nedbørmengden har store variasjoner utover året. (Flåten, 2014, s. 327). Dette er faktorer som gjør produksjonen av elektrisitet fra fornybar energi sårbar og den vil trenge mulighet for en lagringsreserve. (Acworth et al., 2018, s. 4). Væravhengigheten hos fornybare energikilder er en ulempe sammenlignet med ikke-fornybare energikilder som kan gi et mer stabilt tilbud av elektrisitet.

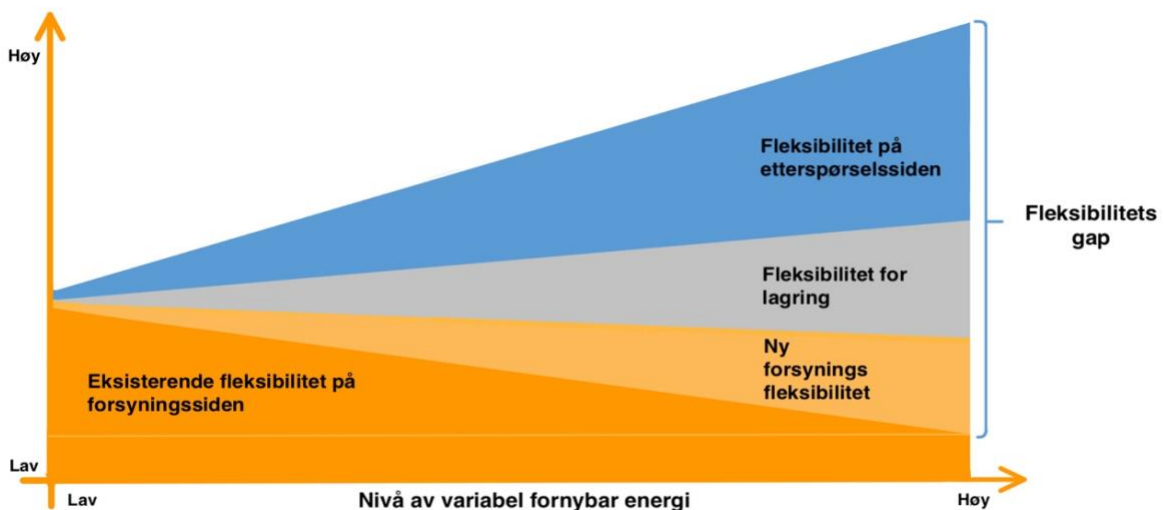
Merit order system er et system der den billigste elektrisiteten blir sendt ut på markedet først som vist i figur 3, mens de dyrere elektrisitetsalternativene blir benyttet etter hvert som etterspørselen tilsier at det trengs. (Acworth et al., 2018, s. 4). Høyden på søylene, som illustrert i figur 3, viser til marginalkostnaden ved produksjon av elektrisitet for de ulike energikildene. (Sijm et al., 2012, s. 7). Når kvoteprisen øker, øker marginalkostnaden for de fossile energikildene (Sijm et al., 2012, s. 7), det vil si at ettersom CO₂ prisen stiger i årene som kommer så vil marginalkostnaden på fossil energi også stige. Med andre ord vil fossile energikilder bli mindre konkurransedyktige mot fornybar energi etter hvert som CO₂ prisen stiger. (Acworth et al., 2018, s. 11).

I denne oppgaven fokuserer vi på variabel fornybar energi, med hovedfokus på vind- og solkraft som energikilde. Variabel fornybar energi kjennetegnes av usikkert tilbud, varierende kraftproduksjon og avhengighet av geografiske område, hvor produksjons-anleggene vil være avhengige av å være plassert ved primærkilden. (Tveten et al., 2016, s. 1).

3.2 Flexibilitet i etterspørsel av kraft

3.2.1 Flexibilitet av elektrisitet

Vind- og solkraft produseres når de fornybare ressursene er tilgjengelige og ikke nødvendigvis når de blir etterspurt. Variasjonen på produksjonssiden kan føre til at det blir et gap mellom tilbud og etterspørsel, det nytter dermed ikke lenger å bare se på tiltak på tilbudssiden, men det trengs også effektive tiltak på etterspørselssiden. (Balasubramanian, S. & Balachandra, P., 2021, s. 1). Ved bruk av fossilt brensel finnes det fleksibilitet på tilbudssiden, etter hvert som en skifter over til variabel fornybar energi, som vind og sol, vil denne fleksibiliteten falle bort og gapet mellom tilbud og etterspørsel må dekkes på andre måter for å få likevekt i markedet. Figur 10 illustrerer gapet som vil oppstå etter hvert som andelen variabel fornybar energi øker. Gapet som oppstår kan dekkes av en kombinasjon av fleksibilitet på etterspørselssiden, fleksibilitet ved lagring og andre former for tilbud av energi. (Papaefthymiou et al., 2018, s. 2). I denne oppgaven vil vi fokusere på fleksibilitet på etterspørselssiden, hvor fleksibilitet på etterspørselssiden vil si at etterspørselen kan reduseres og/eller flyttes i tid. Denne fleksibiliteten kan både være på kort og lang sikt, hvorav kort sikt vil si at fleksibiliteten kan flyttes noen timer eller en dag, mens lang sikt vil si at etterspørselen er fleksibel over måneder og/eller sesonger.



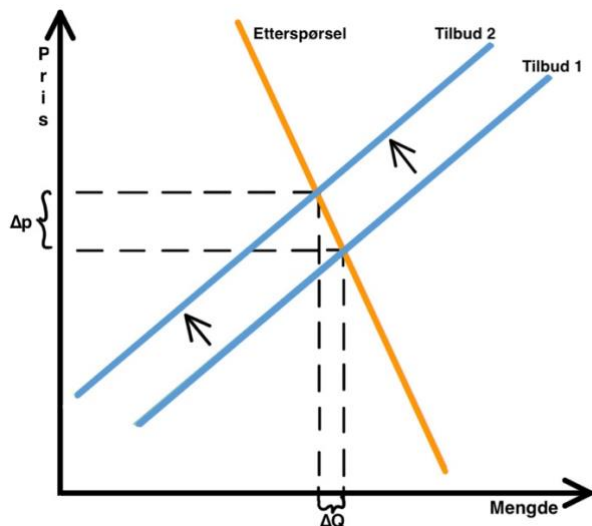
Figur 10: Flexibilitetsgap.

Hentet fra: (Papaefthymiou et al., 2018, s. 2).

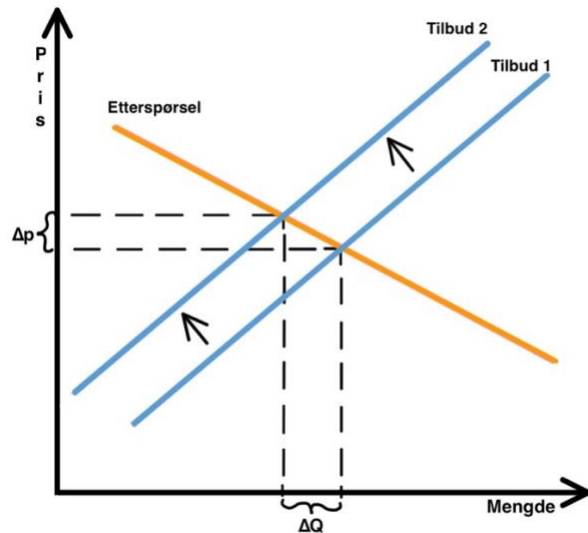
I et marked med høy grad av variabel fornybar energi, er det som vist i figur 10 liten grad av fleksibilitet på tilbudssiden. I et slikt marked vil en oppleve skift i tilbudskurven ettersom det er mye eller lite kraftproduksjon fra de variable fornybare energikildene. Altså vil tilbudet av elektrisitet i stor grad påvirkes av værforholdene. (Tveten et al., 2016, s. 1). Ved lite vind eller sol vil tilbudskurven få et venstreskift som illustrert i figur 8, og tilbudet av elektrisitet vil reduseres. Likevektspunktet flyttes da fra p^1 og Q^1 til p^2 og Q^2 , som vist i figur 8, det vil si at elektrisitet har blitt dyrere samtidig som mengden er redusert. Dersom det ikke er fleksibilitet på tilbudssiden betyr dette i praksis at etterspørselen også må reduseres til det nye likevektspunktet eller at en må ta i bruk lagring av energi. Dersom en ikke har mulighet til å ta i bruk lagring av energi eller fleksibiliteten på etterspørselssiden ikke er stor nok til å flyttes fra Q^1 til Q^2 vil en oppleve black-outs i strømmarkedet.

3.2.2 Elastisitet av elektrisitet på kort og lang sikt

Priselastisiteten til elektrisitet avhenger av tidsaspektet, og prisen vil gi ulik påvirkning ettersom det er snakk om kort eller lang sikt. Gillingham et al. har gjennomført en litteraturgjennomgang som viser at priselastisiteten for elektrisitet på kort sikt spenner fra 0 og -0,46, avhengig av sektor (privat-, nærings-, og industrisektoren). På lang sikt spenner priselastisiteten fra -0,22 og -3,26, men også her avhenger spennet av tilsvarende sektorer. (Gillingham et al., 2009, s. 6). Csereklyei finner i sin forskning at priselastisiteten ligger mellom -0,08 og -0,1 på kort sikt og mellom -0,53 og -1,01 på lang sikt. (Csereklyei, 2020, s. 9). Pellini viser også til lav priselastisitet for husholdninger, med en gjennomsnittlig elastisitet på -0,48 på lang sikt for 12 ulike land i Europa. Pellini argumenterer for at energieffektive bygninger og økt kunnskap om klimatiltak på strøm blant befolkningen er gode tiltak for å redusere etterspørselen etter elektrisitet samt øke elastisiteten. (Pellini, 2021, s. 9). Jevnt over ser vi at priselastisiteten er størst på lang sikt, dvs. at etterspørselen av elektrisitet er mer følsom for prisendringer på lengre sikt enn på kort sikt. Figur 11 og 12 illustrerer forskjellen på hvordan et skift i tilbudskurven har forskjellig påvirkning på kort og lang sikt. På kort sikt er som nevnt etterspørselen lite elastisk, derfor er etterspørselskurven bratt som illustrert i figur 11. På lang sikt er etterspørselen mer elastisk og etterspørselskurven flater med det ut som illustrert i figur 12.



Figur 11: Elastisitet på etterspørselssiden



Figur 12: Elastisitet på etterspørselssiden

På kort sikt ser vi at det er lite endring i mengden elektrisitet som blir etterspurt, her representert med ΔQ . På prisen ser vi at skiftet i tilbudskurven fører til en stor prisøkning, Δp . På lang sikt ser vi derimot at prisendringen, Δp , er lav, mens endringen i mengde etterspurt elektrisitet, ΔQ , er høy. På kort sikt vil en altså redusere forbruket av elektrisitet noe, samtidig ser en at det er begrensninger i hvor mye av forbruket som kan reduseres på kort sikt. (Gillingham et al., 2009, s. 5). Energieffektivisering er vanskelig å få til på kort sikt da det ofte krever investeringer og utskiftninger av teknologier, for eksempel vil en ikke på kort sikt bytte ut hvitevarer til mer energieffektive hvitevarer eller etterisolere hjemmet. Dette bidrar til at elastisiteten på kort sikt er svært lav. På lang sikt derimot har forbruker fått tid til å implementere energieffektiviseringstiltak, og en har hatt mulighet til å oppgradere for eksempel hvitevarene til mer energibesparende varianter.

3.2.3 Tiltak for å øke fleksibiliteten

Belastningsforskyving og belastningsreduksjon er to ulike måter å skape fleksibilitet i etterspørselen på. Belastningsreduksjon vil si at etterspørsel reduseres uten at det fører til en økning på et annet tidspunkt. Belastningsforskyving består hovedsakelig av forskyving av etterspørsel på noen timer, og etterspørselsrespons av denne karakter vil gjelde på kort sikt. (Kirkerud et al., 2021, s. 3). Forsking viser at etterspørselen av elektrisitet kan påvirkes gjennom planlegging, overvåking og implementering slik at en oppnår belastningsforskyving og belastningsreduksjon. (Balasubramanian, S. & Balachandra, P., 2021, s. 3). Ved belastningsforskyving og belastningsreduksjon kan en redusere belastningen ved etterspørselstopper, og med det minske flaskehalsene samt unngå dyr utbygging for å øke produksjonskapasiteten og/eller distribusjonsnettet. (Kirkerud et al., 2021, s. 1).

I et forskningsstudium gjort i Karnataka i India har en sett på hvordan prisintensiver kan benyttes på kort sikt for å flytte etterspørselen fra etterspørselstopper til perioder med mindre belastning. Karnataka har tidligere hatt en energimiks bestående av kull- og vannkraft med noe

innslag av kjernekraftverk. I nyere tid har det vært en stor økning i andelen vind- og solkraft i energimiksen og fornybar energi sto for 46% av produksjonskapasiteten i 2018. (Balasubramanian, S. & Balachandra, P., 2021, s. 9). I likhet med Europa har Karnataka hatt en omlegging til grønnere energi og må forholde seg til en økende grad av variasjon på produksjonssiden. For å oppnå ønsket etterspørselsrespons ble prisen for elektrisitet økt med 50% ved etterspørselstopper, i tillegg ble det gitt en prisreduksjon på mellom 10-50% for tidspunkter utenom etterspørselstoppene. (Balasubramanian, S. & Balachandra, P., 2021, s. 9). Gjennom prisinsentivene som er gitt viser studiene at etterspørselstoppene for samtlige sesonger reduseres, både ved at etterspørselen flyttes i tid og ved at etterspørselen reduseres totalt sett. Etterspørselsreduksjonen ved etterspørselstopper varierer fra 1001 MW til 527 MW avhengig av sesong. (Balasubramanian, S. & Balachandra, P., 2021, s. 11-15). Resultatene viser at styring av etterspørsel med riktige insentiver kan være effektive i modereringen av etterspørsel, hvor etterspørselen jevnes ut og en unngår de største etterspørselstoppene. (Balasubramanian, S. & Balachandra, P., 2021, s. 16). Etterspørselstoppene jevnes ut ved at etterspørselen flyttes noen timer i tid, til et tidligere eller senere tidspunkt på dagen, det er altså snakk om kortsiktig etterspørselsfleksibilitet som skjer i løpet av en dag. Forskningen viser også at noe av etterspørselsendringen skjer ved at bruken av energi blir mindre totalt sett, denne innskrenkingen av energiforbruket vil gjelde på lang sikt.

Det er gjennomført lignende studier i Europa, og ifølge Kies et al. kan styring av etterspørsel redusere behovet for lagring av energi opptil en tredjedel gjennom å flytte etterspørselen fra etterspørselstoppene til andre tider på dagen. (Kies et al., 2016, s. 2 & 11). I forskning fra Söder et al. vises det at potensialet for endret etterspørselsrespons ved etterspørselstopper er 9,4% for Europa. (Söder et al., 2018, s. 9). Det vil si at etterspørsel mengde ved en etterspørselstopp reduseres med 9,4%. Söder et al. skiller ikke på om etterspørselsresponsen skyldes belastningsreduksjon eller belastningsforskyving og en kan derfor ikke si noe om fleksibiliteten gjelder på lang og/eller kort sikt.

I en analyse av de nordiske landene gjennomført av Kirkerud et al. ser en at villigheten til å endre etterspørselsresponsen i timen med høyest strømpris er forventet å være 5,3% i 2030, hvorav 1,1% skyldes belastningsreduksjon og de resterende 4,2% skyldes belastningsforskyving. I 2050 forventes det en økning for en endret etterspørselsresponsen til 18,6%, mens andelen som skyldes belastningsreduksjon sank til 0,6%. Økningen fra 2030 til 2050 skyldes en forventning i økt deltagelse i etterspørselsrespons for årene mellom 2030 og 2050. (Kirkerud et al., 2021, s. 6-7). Studiene viser også at etterspørselsrespons har størst oppslutning i landene hvor vannkraft er en dominerende kraftkilde (Kirkerud et al., 2021, s. 9), som vil si at potensialet for høy grad av fleksibilitet i etterspørselsrespons er stor i Norge.

Forskning fra Tyskland viser at etterspørselsresponsen er forventet å være på 23% ved sitt høyeste i 2050, men at den kun er 8% ved etterspørselstopper. Sammenlignet med 2013 utgjør dette en økning i etterspørselsrespons ved etterspørselstopper på ca. 84%, hvor etterspørselsresponsen øker fra rett under 4 GW i 2013 til ca. 7 GW til 2050. (Müller & Möst, 2018, s. 7). I likhet med Kirkerud et al. skiller Müller & Möst på belastningsforskyving og belastningsreduksjon, og i 2013 utgjorde belastningsreduksjon ca. 1,5 GW av

etterspørselsendringen, mens den er forventet til å synke til rett under 0,9 GW i 2050. Nedgangen skyldes at det er forventet å bli færre muligheter for energieffektiviseringstiltak etter hvert som de blir implementert. (Müller & Möst, 2018, s. 5).

Det er dog viktig å legge merke til at størsteparten av fleksibiliteten beskrevet over stammer fra belastningsforskyving og vil kun kunne svare til variasjoner på tilbudssiden på kort sikt. Det vil i all hovedsak være snakk om å flytte belastningen noen timer i tid, og denne formen for fleksibilitet vil derfor ikke dekke opp under variasjoner på lengre sikt. Belastningsreduksjon er en permanent reduksjon i etterspørselen av energi, og oppnås i hovedsak gjennom energieffektiviseringstiltak eller ved kutt i bruk av energi. Energieffektivisering reduserer behovet for fleksibilitet ettersom etterspørselen blir permanent lavere, samtidig kan energieffektivisering i interaksjon med den variable strømtilførselen skape fleksibilitet. (Papaefthymiou et al., 2018, s. 5).

Vannkraften i Norge fungerer som en balansekraft og kan i stor grad benyttes til å dekke gapet mellom etterspørsel av energi og forsyningen av variabel fornybar energi. Vannkraften kan altså benyttes for å dekke både kortsiktige og langsiktige behov. På bakgrunn av dette har ikke fleksibilitet på etterspørselssiden fått så stort fokus. Med Nordlink og North Sea Link som knytter Norge til Tyskland og Storbritannia, blir Norge i større grad koblet på markedet på kontinental-Europa og det er derfor mer sentralt å se på fleksibilitet av etterspørsel også i Norge. (Söder et al., 2018, s. 5).

3.2.4 Mulighetsrom for økt fleksibilitet

I de fleste utviklede land står bygninger for 30% til 40% av det totale energikonsumet (Jensen et al., 2017, s.2), og i EU utgjør det 40%. (Mlecnik et al., 2020, s. 1). Etterspørselen av energi for bygninger kan bli forskjøvet på i tid å bidra til fleksibilitet i energisystemet. (Jensen et al., 2017, s. 2). Det er forventet at Europeiske bygninger er en viktig aktør i energimarkedet fremover og de kan bidra med blant annet etterspørselsrespons og energilagring slik en unngår de største etterspørselstoppene. (Mlecnik et al., 2020, s. 4). Energifleksibilitet i bygninger kan defineres som «bygningers evne til å styre etterspørsel og generasjon i henhold til lokale klimaforhold, konsumentbehov og krav til energinett». (Jensen et al., 2017, s. 4). Løsninger for energifleksibilitet i bygninger kan bestå av batterier, vannlagring og termisk lagring i bygningsmaterialet i kombinasjon med kontroll over varmpumper, direkte oppvarming, HVAC systemer og solceller. (Mlecnik et al., 2020, s. 2). Likevel viser forskning at energifleksibilitet i liten grad er introdusert i dagens bygninger, og selv fåtallet av bygningene hvor dette har vært testet ut har fortsatt med det. Men at de stedene hvor politikken legger til rette for denne fleksibiliteten så er markedet mer modent. (Mlecnik et al., 2020, s. 5).

4. Metode og data

Dataene i oppgaven er hentet fra European Climate Assessment & Dataset (Klein Tank, A.M.G. and Coauthors, u.å.), hvor vi har hentet ut data fra norske og tyske værstasjoner. Dataene består av daglige observasjoner for gjennomsnittlig vindhastighet og solstråling. Dataene vi har hentet ut er såkalte *blended data* (blandet data), det vil si at manglete observasjoner for en værstasjon er fylt inn med observasjoner fra nærliggende stasjoner som ligger innenfor en radius på 12,5 km med en høydeforskjell på mindre enn 25 m. (ECA&D, u.å.). Bakgrunnen for å velge blended data er at vi ønsker god kontinuitet på dataene, hvor vi anser antall daglige observasjoner som viktigere for analyse enn den nøyaktige geografiske plasseringen.

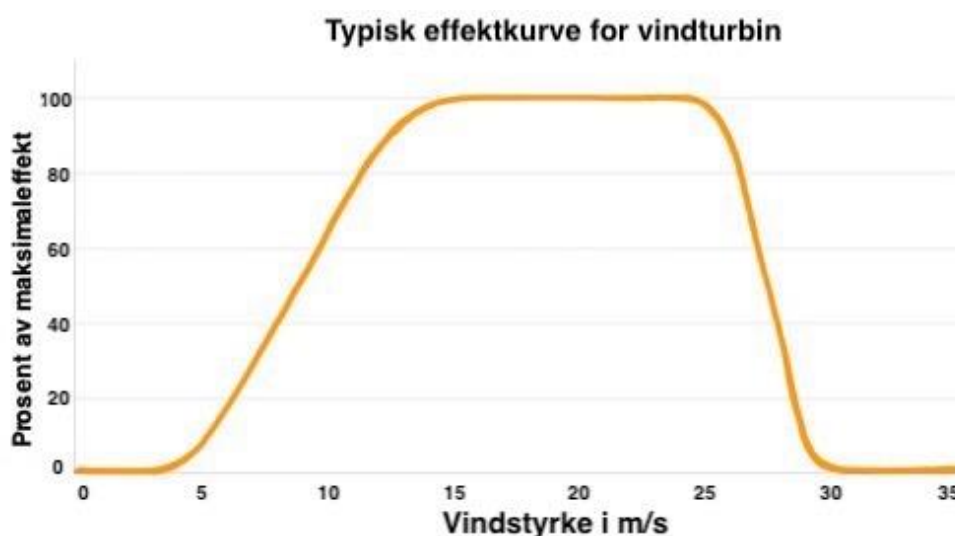
Oppgaven ser på forsyningen av vind- og solkraft i sammenheng med handel mellom Norge og Tyskland – med kraftoverføringen gjennom Nordlink som utgangspunkt. Dataene vil benyttes for å se på samvariasjonen mellom vind- og solkraft, Norge og Tyskland, samt utviklingen over tid. Gjennom å se på samvariasjonen mellom disse parameterne ønsker vi å se på om vi kan forvente oss et noenlunde jevnt tilbud av energi fra vind og sol, eller om vi kan forvente oss lengre perioder med lavt tilbud som kan skape utfordringer med en sikker energiforsyning. Vi har valgt å skille ut data fra værstasjonene i prisområdene NO1, NO2 og NO5, da det er disse prisområdene som er tettest knyttet til Nordlink. For de to nordlige prisområdene vil det i praksis være lite/ingen strømutveksling med Tyskland grunnet flaskehals mellom Midt- og Sør-Norge. Tyskland har kun ett prisområde, men vi har allikevel valgt å utelukkende arbeide med værstasjonene i nord. Også i Tyskland er det flaskehals mellom energiforsyningen i nord og sør (Statnett, 2022, s.36), spesielt etter at de fleste atomkraftverkene har stengt ned i sør. (Oltermann, 2014). I praksis forventer vi derfor at det i høy grad er kraftproduksjon fra de nordlige områdene som påvirker kraftutvekslingen til Norge via Nordlink. Siden det ikke eksisterer noe reelt skille mellom kraftmarkedet nord og sør i Tyskland har vi basert utvalget vårt på værstasjoner som ligger nord for Frankfurt, og har satt skille ved en breddegrad på 50,111.

Vi har hentet ut data fra to normalperioder. En normalperiode er en standard som benyttes innenfor klimaforskning og er på 30 år. Formålet med en normalperiode er å dekke en langvarig periode slik at perioden ikke påvirkes av kortvarige variasjoner. (Metrologisk institutt, 2022). Dataene vi har tatt for oss strekker seg fra november 1962 til oktober 2022, hvor første normalperiode strekker seg fra november 1962 til oktober 1992 og andre normalperiode strekker seg fra november 1992 til oktober 2022. Det vil variere fra værstasjon til værstasjon hvorvidt vi har observasjoner for begge normalperiodene, eller om vi kun har data for en periode. Det vil si at antallet værstasjoner mellom de to periodene vil være ulikt, ettersom observasjonene ikke er gode nok for enkelte perioder.

For å aggregere dataene, samt skille ut værstasjoner med dårlig kvalitet har vi benyttet databehandlingsprogrammet SQL server. I SQL server har vi fjernet alle observasjoner som har kvalitetskoden 1 eller 9 knyttet til seg, det vil si at verdien for observasjonen enten er suspekt eller mangler. Videre har vi aggregert opp dataene fra dagsobservasjoner til månedsobservasjoner. Bakgrunnen for å aggregere dataene til månedsdata har vært å forenkle

datasettet, slik at det passer begrensingene i Excel på 1 million linjer med data. Ved aggregering av dataene har vi sett på gjennomsnittet samt at vi har valgt å gruppere observasjonene i fire kategorier for både vind- og solmengde, dette for å ivareta informasjonen som ligger i dagsobservasjonene på best mulig måte. De fire kategoriene er fordelt på ingen kraftproduksjon, lite kraftproduksjon, middels kraftproduksjon og høy kraftproduksjon. I praksis har vi kategorisert hver dagsobservasjon med koden 1 - 4 for å vise til hvilken gruppering hver enkelt dagsobservasjon tilhører, hvor kategori 1 tilsvarer ingen produksjon, kategori 2 tilsvarer liten produksjon, mens kategori 3 tilsvarer middels- og 4 høy produksjon. Videre har vi summert antall dager per måned for hver kategori. På denne måten beholder vi en viss informasjon om hvordan dataene fordeler seg over en måned sammenlignet med kun et gjennomsnitt. I videre analyse vil vi benytte oss av både gjennomsnitt og kategorifordelingen, der hvor kategorifordelingen er benyttet vil dette bli påpekt.

Ifølge NVE begynner vindturbiner å produsere strøm først når vinden når en hastighet på 3 - 4 m/s. For vindhastighet lavere enn dette vil en altså ikke oppnå noen kraftproduksjon fra vindturbinene. Tilsvarende vil vindturbinene stoppe opp ved en vindhastighet på 25-28 m/s eller mer fordi belastningene på komponentene vil bli for høy, og en vil heller ikke oppnå noen kraftproduksjon i disse tilfellene. (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2023a). Ved aggregering av dagsobservasjoner har vi derfor satt kategori 1, ingen produksjon, til < 3 m/s og > 28 m/s, da vindhastighet innenfor disse verdiene ikke vil gi produksjon av elektrisitet. Videre har vi satt kategori 2 til å gjelde observasjoner innenfor intervallet $3 < 7$, denne kategorien inneholder dagsobservasjoner som tilsvarer lite kraftproduksjon. Vindturbinene når ifølge NVE en maksproduksjon på mellom 11-15 m/s (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2023a), vi har derfor valgt å la kategori 3 gå fra $7 < 11$ m/s, og som det fremgår av figur 13 tilsvarer dette middels produksjon. Kategori 4 dekker intervallet $11 < 28$ m/s og inneholder dagsobservasjoner som gir høy kraftproduksjon. (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2023a)



Figur 13: Vindhastighet for kraftutvikling

Hentet fra: (Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2023a)

Siden vindkraftproduksjon ikke følger en lineær linje for variabelen vindhastighet, har vi ved enkelte analyser valgt å vekte dataene. Vektingen av dataene er gjort for å bedre ivareta informasjonen om effektutnyttelsen sammenlignet med det gjennomsnittet ville fortalt oss. Figur 13, som viser effekten for en vindturbin ved gitte vindhastigheter, er brukt som grunnlag for vekting. Mens tabell 1 viser hvordan vi har vektet de ulike kategoriene. Der hvor vi har brukt vekting i videre analyse vil dette bli påpekt eksplisitt, og dersom ikke annet er påpekt brukes gjennomsnittlig vindhastighet som grunnlag for beregningene.

	Kategori 1	Kategori 2	Kategori 3	Kategori 4
Vindhastighet	< 3 ≥ 28	≥ 3 < 7	≥ 7 < 11	≥ 11 < 28
Prosentvis vindeffekt	0%	1 - 40%	41-99%	100%
Gj.snitt % vindeffekt	0%	20%	70%	100%

Tabell 1: Vekting av vindkategorier

For vinddata har vi valgt å fjerne 11 stasjoner som alle hadde over 200 måneder totalt innenfor en normalperiode som inneholdt færre enn 20 dager med data. I tillegg har vi slettet 208 værstasjoner som hadde mindre enn 200 måneder med valide data i begge normalperioder. Vi står da igjen med 377 værstasjoner fordelt på 193 i Norge og 184 i Tyskland.

Målingene for gjennomsnittlig vindhastighet per dag er målt noe ulikt fra værstasjon til værstasjon, våre data består av 3 ulike målevarianter. Noen av målestasjonene har gjort målinger ved fire ulike tidspunkt på døgnet, kl. 00, 06, 12 og 18 UTC, hvor observasjonen er et gjennomsnitt av disse. Mens andre er et gjennomsnitt av målinger gjort hver tredje time i løpet av et døgn. Siste varianten av målinger er målinger gjort hvert tiende minutt i 24 timer som det er tatt et gjennomsnitt av. Vi har valgt å ikke skille mellom de ulike metodene som er benyttet for å komme frem til gjennomsnittsverdien. Dette er gjort både for å forenkle arbeidet med datasettet, men også fordi formålet med analysen er å se på de store linjene og da vil et slikt skille være av lite betydning.

Våre data for solstråling består av dagsobservasjoner av *global radiation*, hvor målingene er oppgitt i gjennomsnittlig W/m^2 i timen. Bakgrunnen for å se på global radiation og ikke antall soltimer er at solenergi måles i W/m^2 og det er også dette som er innputtverdien til en solcelle. Når en snakker om solenergi og solceller snakker en ofte om *peak sun hour* (PSH), hvor en PSH tilsvarer $1 kW/m^2$ med solstråling i løpet av en time. Når solstrålingen tilsvarer $1 kW/m^2$ i timen er solen på sitt sterkeste og solcellene vil nå sin maksimale utnyttelse. For å nå $1 kW/m^2$ er en avhengig av dirkete sollys, det vil si at det ikke er skydekke, skygge, snø eller andre ting som hindrer sollyset og treffe solcellene direkte. (Alternative Energy Tutorials, 2023). Altså er det kun et begrenset antall timer i døgnet hvor solcellen kan nå maksimal utnyttelse. PSH kan defineres som antall timer i løpet av et døgn hvor solstrålingen er på sitt maksimale og gir en effekt på $1 kW/m^2$. (Alternative Energy Tutorials, 2023).

For å konvertere gjennomsnittlig måling oppgitt i W/m^2 til PSH bruker vi følgende formel:

$$\text{Antall } W/m^2 * 24 \text{ timer} / 1000 = \text{antall } kW/m^2 = \text{antall PSH per døgn}$$

En dag med gjennomsnittlig $260 W/m^2$ vil da gi $260*24 = 6,2 kW/m^2$ som tilsvarer 6,2 PSH. Altså vil en dag med gjennomsnittlig $260 W/m^2$ tilsvare 6,2 timer med full solstråling.

Observasjonene i vårt datasett er et gjennomsnitt for et døgn, det vil si at de inneholder målinger som er gjort etter at solen er gått ned, og gjennomsnittet for en dag vil da ligge vesentlig lavere enn $1 kW/m^2$ selv for dager med direkte sollys og gode solforhold. For å aggregere data for global stråling har vi derfor valgt å bruke følgende parametere: $< 30 W/m^2$ er gitt i kategori 1. $\geq 30 < 120 W/m^2$ er plassert i kategori 2, $\geq 120 < 260 W/m^2$ er plassert i kategori 3 og $\geq 260 W/m^2$ er kategori 4.

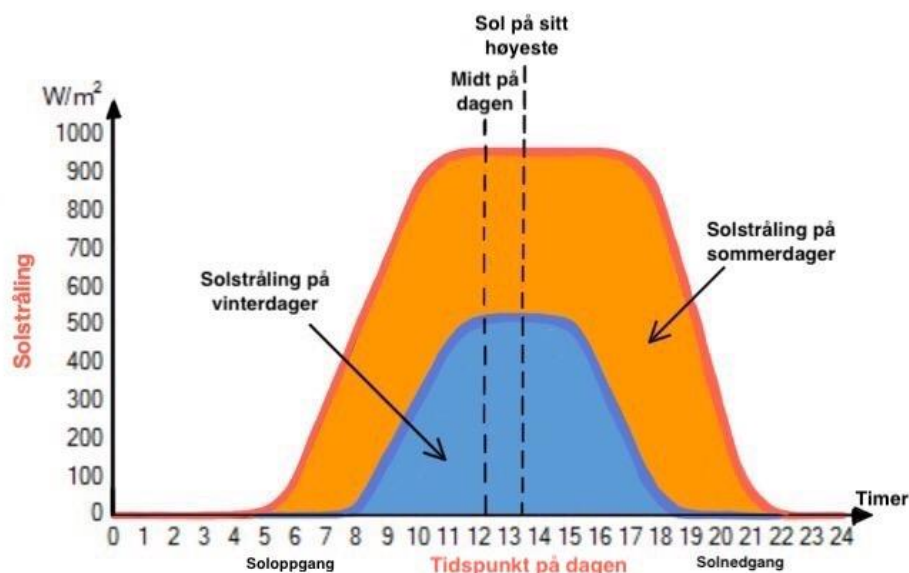
I likhet med vinddata, tilsvarer kategori 1 ingen kraftproduksjon. $30 W/m^2$ utgjør såpass lite produsert kraft at vi har valgt å sette måleobservasjoner i intervallet $0-30 W/m^2$ til tilnærmet ingen produksjon. Gjennomsnittlig $30 W/m^2$ i timen tilsvarer 0,72 PSH. Mengden watt som blir produsert fra en kvadratmeter med solceller varierer på kvaliteten til solcellene, men de fleste solcellepanel har i dag en produksjon på mellom 250 W og 400 W og en størrelse på $1,7*1$ meter. (Daland, 2020). I denne oppgaven har vi valgt å ta utgangspunkt i at en kvadratmeter med solcellepanel gir en produksjon på 200 W. For å regne om PSH til kWh benyttes følgende formel:

$$\text{Antall watt} * \text{antall PSH} / 1000 = \text{antall kWh om dagen}$$

$30 W/m^2$, eller 0,72 PSH vil da gi $0,72 PSH * 200 W = 0,14 kWh$ om dagen per kvadratmeter med solceller, gitt at effekten på solcellen er 200 W. Kategori 2 som spenner fra $30 W/m^2$ til $120 W/m^2$ tilsvarer lite produksjon. Denne kategorien inneholder dager som har mindre enn 2,9 PSH, som tilsvarer en daglig produksjon på maks ca. 0,6 kWh per kvadratmeter. Tilsvarende vil kategori 3 være dager som har mer enn 2,9 PSH og mindre enn 6,2 PSH. Kategori 3 svarer til middels produksjon, og dager i denne kategorien produserer mellom 0,6 kWh og 1,24 kWh per kvadratmeter med solcellepanel. Kategori 4 er høy produksjon og inneholder dagsobservasjoner som har en produksjonsverdi på over 1,24 kWh i timen per kvadratmeter med solcellepanel.

Ser en på en vanlig enebolig som et eksempel, var gjennomsnittlig strømforbruk for en enebolig ca. 1 333 kWh per måned i 2016 ifølge SSB. (Statisk sentralbyrå, 2018). Tar vi utgangspunkt i at en bolig har solceller på ca. $50m^2$ av hustaket produserer det $0,14 kWh * 50 = 7 kWh$ i løpet av en dag dersom gjennomsnittlig solstråling ligger på $30 W/m^2$ i timen. I løpet av en måned utgjør dette 210 kWh og dekker kun 15,7 % av strømforbruket til husholdningen. Kategori 1 vil med det kun dekke 0 – 15,7% av månedsbehovet for en enebolig, dette dekker svært lite av energibehovet og kategorien er i vår analyse satt til tilnærmet 0 produksjon. Det er dog viktig å merke seg strømforbruket varier i løpet av året, og er høyere på vinterstid enn på sommerstid. I en typisk vintermåned, som ofte er da det produseres lite solenergi vil en slik

måned dekke enda mindre andel av strømforbruket. For kategori 2 som strekker seg fra gjennomsnittlig 30 W/m^2 til 120 W/m^2 med solenergi i timen, som gir en daglig produksjon mellom $0,14 \text{ kWh}$ og $0,6 \text{ kWh}$. For en husholdning med 50 kvadratmeter med solceller på taket tilsvarer det en månedlig produksjon på mellom 210 kWh og 900 kWh . Målinger i denne kategorien vil altså dekke mellom $15,7\%$ - 67% av husholdningens etterspørsel og tilsvarer lite produksjon. I kategori 3 vil dagsobservasjonene dekke mellom 67% og 140% av husholdningens etterspørsel, mens i kategori 4 som er mye produksjon vil inneholde dagsobservasjoner som kan dekke mer enn 140% av husholdningens etterspørsel. For kategori 3 og 4 hvor produksjonen dekker mer enn etterspørselen til husholdningen kan den overflødige energien tilføres strømnettet og dekke etterspørsel fra andre hold. Igjen er det viktig å bemerke seg at andelen som vil bli dekket vil være vesentlig høyere enn dette om sommermånedene når det er mest sol, og vesentlig lavere enn dette om vintermånedene når strømforbruket er på sitt høyeste.



Figur 14: Solstråling.

Hentet fra: (Alternative Energy Tutorials, 2023).

Figur 14 viser hvordan solstrålingen fordeler seg på henholdsvis vinter og sommer. Figuren illustrerer tydelig at vinterhalvåret gir dårligere forhold for solstråling og at en kan forvente at flere av observasjonene i datasettet fra vinterhalvåret ligger i de lavere kategoriene.

For soldata har vi fjernet 163 tyske stasjoner som har færre enn 200 måneder med observasjoner i begge normalperioder. Fordi vi har både færre stasjoner og antall månedsobservasjoner per stasjon for norske data har vi valgt å fjerne 86 stasjoner som har færre enn 100 måneder med data i begge normalperioder. I tillegg har vi fjernet alle månedsobservasjoner som har mindre enn 7 dager per måned, i denne prosessen har vi fjernet ytterligere et par stasjoner og står igjen med 274 tyske stasjoner og 51 norske stasjoner.

De ulike værstasjonene har målt dagsgjennomsnittet for solstråling noe ulikt, og datasettet vårt består av seks ulike utregninger på gjennomsnittet. Noen av stasjonene har et gjennomsnitt oppgitt basert på målinger gjort hvert minutt hele døgnet, mens andre stasjoner har målinger ved gitte timer i løpet av et døgn som grunnlag for gjennomsnittet. I våre analyser har vi ikke skilt på de ulike metodene som er brukt for å komme frem til gjennomsnittlig W/m^2 per time for et døgn, og alle målepunkter er behandlet likt i videre analyse.

Kvaliteten for de norske dataene på solstråling er å anse som dårlige, da vi både har få målestasjoner og få observasjoner per målestasjon. Vi har kun 51 norske værstasjoner representert i datasettet, og blant disse er det flere som har få observasjoner. Vi anser dette som en svakhet ved våre data. Samtidig anser vi kvalitetskravene til solstråling i Norge som mindre viktig enn i Tyskland og for vinddataene. Dette fordi kraftproduksjonen fra solceller er forventet å være en liten del av energimiksen i Norge fremover. I Norge er det forventet 7 TWh med produksjonskapasitet fra solceller i 2040, og sammenlignet med total kraftproduksjon i 2021 på 157 TWh (Statistisk sentralbyrå, 2023) utgjør dette kun 4,4% av den totale produksjonen. Altså er andelen solenergi i den norske energimiksen svært liten. De norske solforholdene er derfor mindre viktig for videre analyse enn solforholdene i Tyskland. Tilsvarende vil vindforholdene for begge land ha større påvirkning på kraftproduksjonen enn norske solforhold.

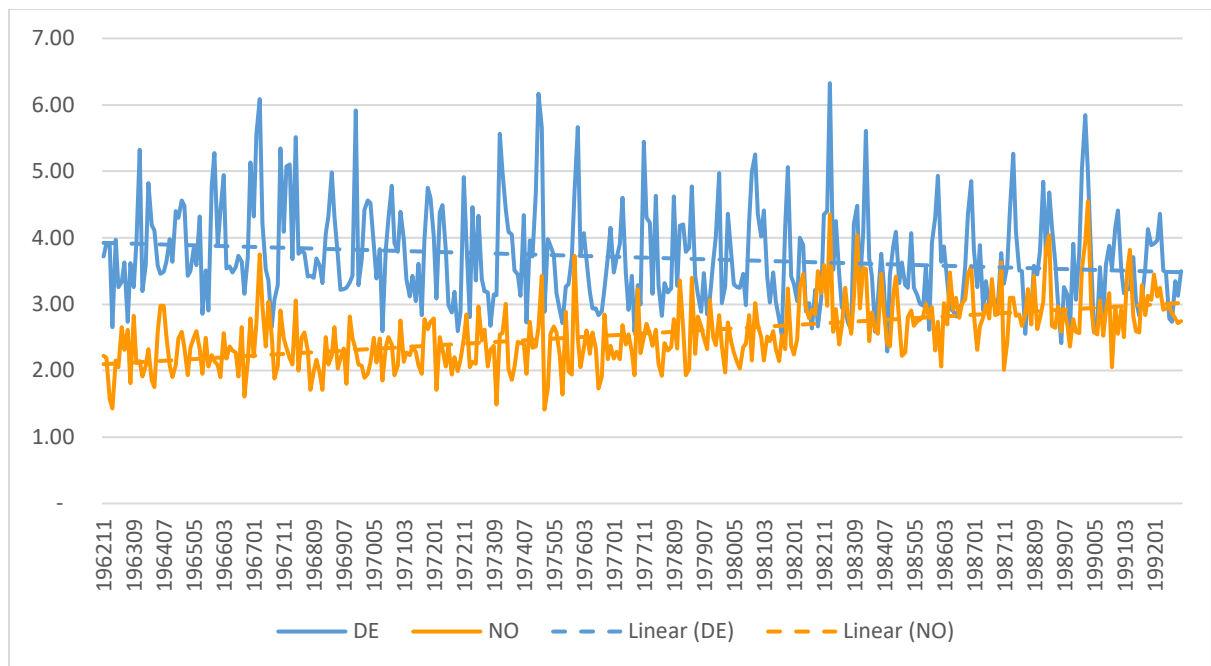
5. Resultater

I dette kapitlet vil vi presentere resultatene fra våre analyser, hvor vi har sett på hvordan vind- og solforholdene i Norge og Tyskland utvikler seg over tid, om det finnes en samvariasjon mellom de to landene, samt om det er korrelasjon mellom potensialet for kraftproduksjon fra vind- og solstråling.

5.1 Utvikling av værforhold over tid

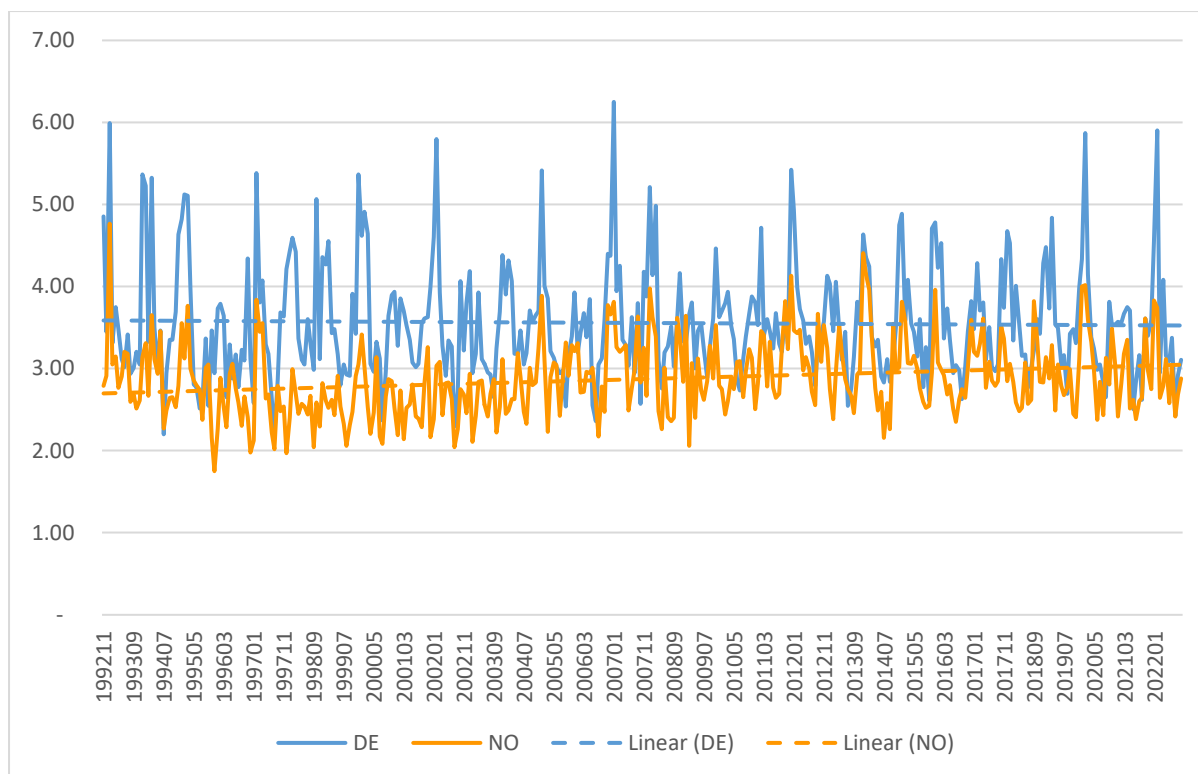
5.1.1 Vinddata

Figur 15 viser utviklingen for gjennomsnittlig vindhastighet i normalperiode 1. Beregningene for både figur 15 og 16 er gjort ved å ta gjennomsnittet av de månedlige gjennomsnittsverdiene for henholdsvis alle norske og tyske værstasjoner. I denne perioden har Tyskland hatt en svak nedgang i gjennomsnittlig vindhastighet per dag, hvor trendlinja synker med 11% fra ca. 4 m/s til 3,5 m/s. Gjennomsnittlig vindhastighet i Norge derimot, har steget i den første normalperioden og økt fra en gjennomsnittsverdi på ca. 2 m/s til ca. 3 m/s, som tilsvarer en økning på 45%. I denne perioden har sammenfaller vindforholdene i større grad i Norge og Tyskland, ettersom det er et mindre gap mellom trendlinjene på slutten av perioden sammenlignet med starten av perioden.



Figur 15: Gjennomsnittlig vindhastighet per måned i Norge og Tyskland 1962-1992 og trendlinjer for perioden (m/s vind).

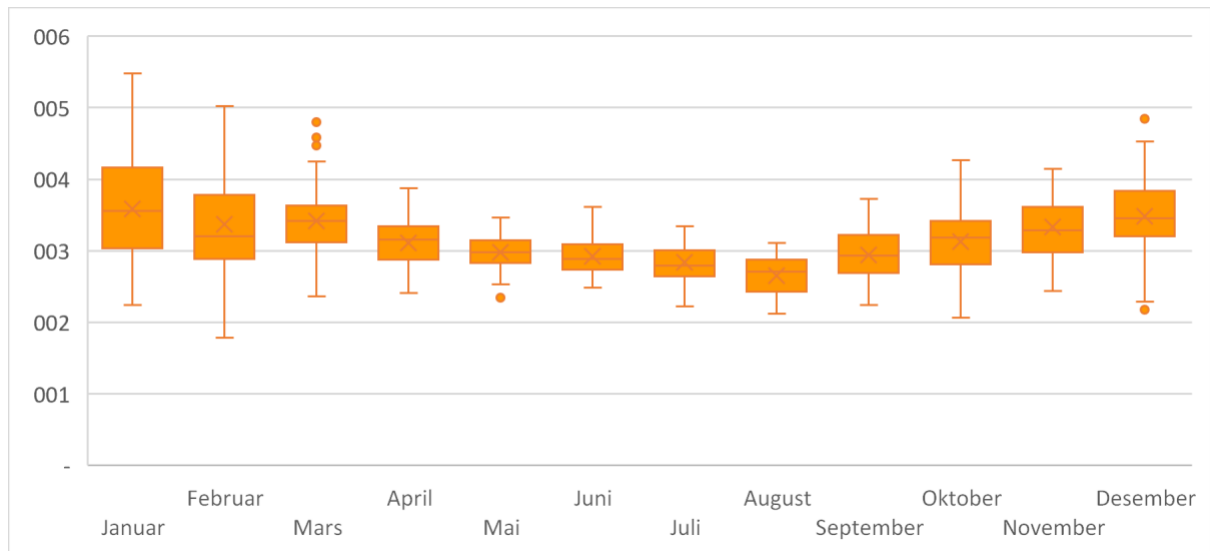
I normalperiode 2 har Tyskland fortsatt en minimal nedgang i gjennomsnittlig vindhastighet, vist ved en svak nedgang i trendlinja i figur 16. Nedgangen er dog mindre i normalperiode 2 sammenlignet med normalperiode 1 og er på kun 2%. Tyskland har med andre ord en negativ trend i begge normalperioder, hellingen på trendlinjene er svak og det er derfor en svak nedadgående trend i tyske observasjoner. Gjennomsnittlig vindhastighet for Norge fortsetter å ha en økning på 13% i normalperiode 2 og Norge har med det en svak positiv trend i sine måleverdier. Den positive trenden er dog mindre i normalperiode 2 enn i 1 som vil si at trenden er noe svakere i siste periode.



Figur 16: Gjennomsnittlig vindhastighet per måned i Norge og Tyskland 1992-2022 og trendlinjer for perioden (m/s vind)

Både figur 15 og 16 viser at det er stor variasjon fra måned til måned, hvor enkelte måneder har en vesentlig høyere gjennomsnittlig vindhastighet enn andre måneder. Tilsvarende har vi enkelte måneder som har vesentlig lavere vindhastighet enn trendlinja. Standardavviket for Tyskland er 0,75 m/s for første periode og 0,70 m/s for andre periode, mens det for Norge er 0,49 m/s i første periode og 0,46 m/s i andre periode. Tyskland har større variasjon i sine målepunkter enn Norge for begge normalperiodene, noe vi kan se på standardavviket. For både Norge og Tyskland er standardavviket noe lavere i normalperiode 2, som vil si at det er mindre variasjon i observasjonene. Samtidig er nedgangen minimal og en kan si at variasjonen er forholdsvis stabil over de to periodene.

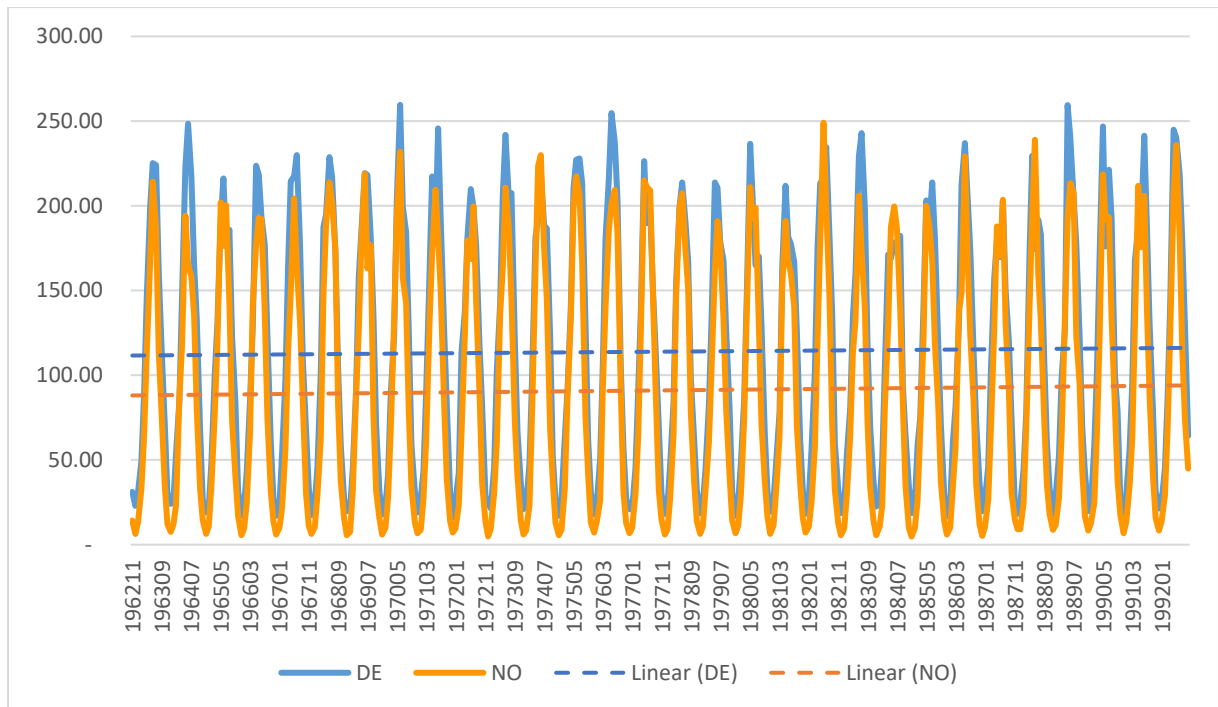
Figur 17 viser et såkalt *box plot* over vinddata for de ulike månedene. Medianen for de enkelte månedene, vist ved streken i hver boks, viser at det blåser litt mer om vinteren enn om sommeren ved at medianen er noe høyere for vinterhalvåret enn sommerhalvåret. Grafen viser også at variasjonen er større for vinterhalvåret enn om sommeren, dette vises ved at boksene som representerer 50% av observasjonen (kvartil 2 og 3) dekker et større spenn for vintermånedene, tilsvarende er *whiskers* (strekene) som representerer 1. og 4. kvartil lengre om vinteren enn sommeren, som tilser at variasjonen i målingene er mindre for sommerhalvåret.



Figur 17: Spredning i gjennomsnittlig månedlig vindhastighet per måned for Norge og Tyskland 1962-2022 (m/s vind)

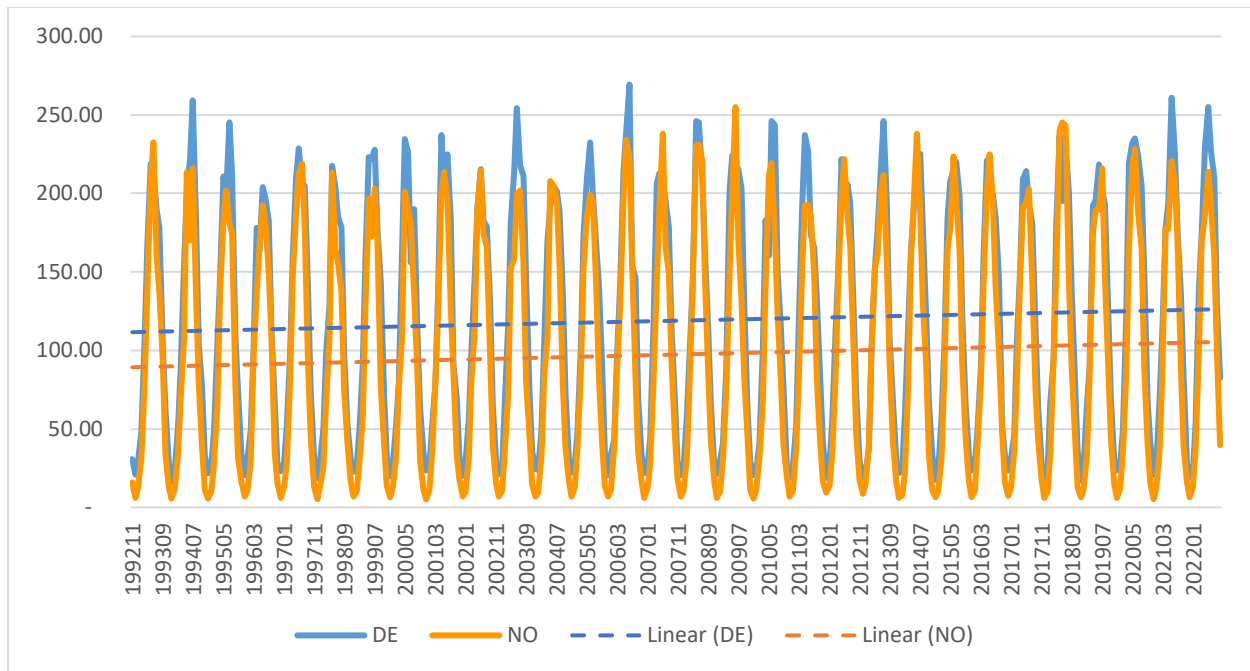
5.1.2 Soldata

Figur 18 viser gjennomsnittlig solstråling uttrykt ved W/m^2 per måned for normalperiode 1 for Norge og Tyskland. Y-aksen viser gjennomsnittlig W/m^2 og beregningen er gjort ved å ta gjennomsnittet av alle månedlige gjennomsnitt for samtlige værstasjoner. Grafen viser at solenergiforholdene pendler mellom høye verdier på sommerhalvåret og lave verdier på vinterhalvåret. Tyskland har jevnt over bedre solforhold enn Norge, illustrert ved en høyere trendlinje for Tyskland. Grafen illustrer tydelig at solforholdene er noe bedre både på sommer- og vinterhalvåret. I praksis vil det si at Tyskland vil ha et litt bedre utbytte av sin installerte produksjonskapasitet enn Norge. Trendlinja for både Norge og Tyskland viser en svak positiv trend på henholdsvis 7% og 4%, hvor trenden i Norge har en noe brattere linje. Det vil si at trenden viser en noe større økning i norske måleobservasjoner enn tyske, økningen i trenden er dog svært lav for begge land.



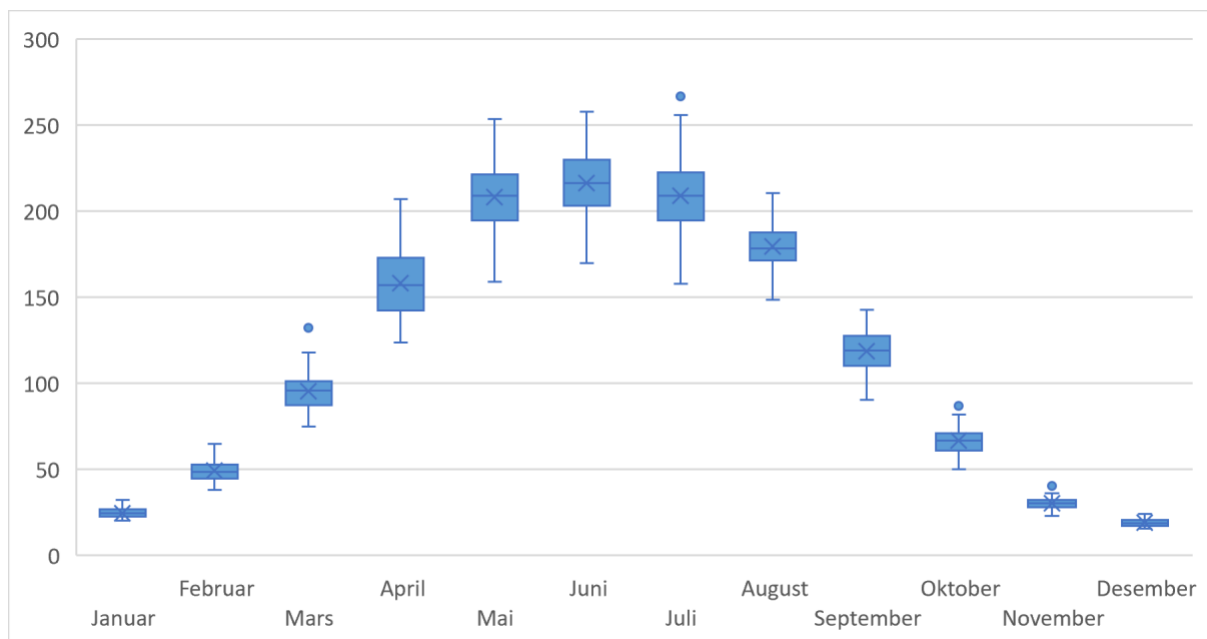
Figur 18: Gjennomsnittlig solstråling per måned i Norge og Tyskland 1962-1992 og trendlinjer for perioden (W/m^2 solstråling)

I normalperiode 2, illustrert ved figur 19, er den positive trenden for både Norge og Tyskland noe tydeligere og er på henholdsvis 13% og 18%. I likhet med normalperiode 1 er måleobservasjonene for Tyskland noe høyere enn måleobservasjonene for Norge. Både figur 18 og 19 viser at utnyttelsen fra produksjonskapasiteten vil være vesentlig høyere på sommeren enn vinteren, og måleobservasjonene er som ventet svært lave på vinteren og det kan forventes lite kraftproduksjon fra sol i disse periodene. Standardavviket for Tyskland er på $74,6 W/m^2$ for normalperiode 1 og på $76,6 W/m^2$ for normalperiode 2, som viser til at variasjonen er forholdsvis lik for de to periodene. For Norge er standardavviket på $72,9 W/m^2$ for normalperiode 1 og $75,8 W/m^2$ for normalperiode 2. For både Norge og Tyskland er det en minimal økning i variasjon fra normalperiode 1 til 2, men økningen er noe høyere for norske observasjoner. Variasjonen er forholdsvis lik mellom de to landene for begge perioder, men noe lavere for Norge, spesielt i første normalperiode.



Figur 19: Gjennomsnittlig solstråling per måned for Norge og Tyskland 1992-2022 og trendlinjer for perioden (W/m^2 solstråling)

Figur 20 viser *box plot* for soldata, hvor det vises tydelig at det er en gradvis økning av solstråling frem til sommeren, før det begynner å avta igjen mot vinteren. Grafen viser at det er større variasjon blant observasjonene på sommeren enn om vinteren. Dette vises ved at boksen for kvartil 2 og 3 dekker et større spenn av måleobservasjoner for april til september sammenlignet med vintermånedene. Tilsvarende er *whiskers* (strekene), altså observasjonene for kvartil 1 og 4, lengre for sommerhalvåret enn om vinteren.



Figur 20: Spredning i månedlig gjennomsnittlig solstråling per måned for Norge og Tyskland 1962-2022 (W/m^2 solstråling)

5.2 Samvariasjon mellom Norge og Tyskland

Tabell 2 viser korrelasjonen for de fire ulike kategoriene mellom Norge og Tyskland for solstråling. De fire kategoriene viser til antall dager i måneden som har tilnærmet ingen produksjon, lite produksjon, middels produksjon og høy produksjon av kraft. Formålet med å se på de fire ulike kategoriene er som nevnt at dette forteller oss mer om fordelingen av vind- og solmengden enn kun det et månedlig gjennomsnitt gjør. Ved utregning av korrelasjon har vi talt opp antall dager per måned innenfor hver kategori, og sett på andelen dette utgjør for henholdsvis Norge og Tyskland for så å se på korrelasjonen mellom disse, hvor beregningene inkluderer begge normalperioder. Korrelasjonen mellom Norge og Tyskland for kategori 1, er svært høy med en verdi på 0,96. Tilsvarende er korrelasjonen høy for kategori 3 og 4 med henholdsvis 0,92 og 0,88 i korrelasjonskoeffisient, mens den er noe lavere for kategori 2 med en korrelasjonskoeffisient på 0,54.

	Kategori 1 NO	Kategori 2 NO	Kategori 3 NO	Kategori 4 NO
Kategori 1 DE	0,96	-0,65	-0,76	-0,42
Kategori 2 DE	0,25	0,54	-0,56	-0,57
Kategori 3 DE	-0,90	0,36	0,92	0,41
Kategori 4 DE	-0,56	-0,20	0,88	0,88

Tabell 22: Korrelasjon for gjennomsnittlig solstråling per måned mellom Norge og Tyskland 1962-2022

Den samlede korrelasjonen mellom Norge og Tyskland er beregnet ved å se på gjennomsnittlig solstråling per måned for de to landene og er 0,97, som er svært nær 1. Det vil si at det er svært høy grad av samvariasjon for måleobservasjonene mellom Norge og Tyskland. Som vist i figur 18 og 19 er det store sesongsvingninger i måleobservasjonene for både Norge og Tyskland. Den høye korrelasjonen vil derfor være preget av samvariasjonen grunnet sesongeffekter. Ser en på de ulike sesongene isolert sett er korrelasjonen mellom Norge og Tyskland for sommermånedene 0,61, mens den er på 0,95, 0,92 og 0,93 for henholdsvis høst, vinter og vår. Det vil si at en kan forvente seg høye verdier i Norge dersom en har høye verdier i Tyskland, spesielt på høsten, vinteren og våren, og vise versa. På sommeren er samvariasjonen mellom Norge og Tyskland noe lavere, som vil si at sammenhengen mellom måleobservasjonene på tvers av landene vil være mindre i denne perioden. Bryter en korrelasjon ned på månedsnivå, med utgangspunkt i juli og januar, så er korrelasjonskoeffisient på 0,33 for juli og 0,31 for januar (se vedlegg 1 for ytterligere måneder). Noe av grunnen til den høye korrelasjon for årstiden, men lave korrelasjon per måned kan forklares med fordelingen av solstråling innad i årstiden. Ser vi på vintersesongen ser vi at det er svært lite sol i desember, men at det gradvis øker i januar og at det videre i februar er enda mer solstråling. Dette bidrar til en høy korrelasjon for vintersesongen, mens observasjonen innad i måneden ikke har samme tydelige økning og vil ha en lavere korrelasjon.

Tabell 3 viser korrelasjonen mellom Norge og Tyskland for vinddata. Korrelasjonen for vind er vesentlig lavere enn for sol. Og for flere kategorier er korrelasjonskoeffisienten såpass lav at vi ikke kan påstå at det er noen signifikant samvariasjon mellom Norge og Tyskland, dette

gjelder spesielt for kategori 1 og 2. Korrelasjonskoeffisienten for kategori 3 og 4 er derimot noe høyere, mellom kategori 4 i Norge og kategori 4 i Tyskland er korrelasjonskoeffisienten 0,61. Det vil si at dersom det er mange av måleobservasjonene for Norge i kategori 4, er det forventet at flere av måleobservasjonene for Tyskland også ligger i kategori 4 og vise versa.

	Kategori 1 NO	Kategori 2 NO	Kategori 3 NO	Kategori 4 NO
Kategori 1 DE	0,22	0,03	-0,37	-0,47
Kategori 2 DE	-0,16	0,10	0,15	0,15
Kategori 3 DE	-0,20	-0,14	0,45	0,59
Kategori 4 DE	-0,21	-0,15	0,45	0,61

Tabell 33: Korrelasjon for gjennomsnittlig vindhastighet per måned mellom Norge og Tyskland 1962-2022

Den samlede korrelasjonen mellom Norge og Tyskland er beregnet ved å ta korrelasjonen av summen for de fire kategoriene etter at de er vektet for effektutnyttelse. Dette er brukt som grunnlag for utregningen av korrelasjon istedenfor gjennomsnittlig vindhastighet fordi forholdet mellom vindhastighet og effektutnyttelsen for vindturbiner ikke er lineær. De fire kategoriene er derfor vektet for effektutnyttelse som vist i tabell 1, hvor en har tatt utgangspunkt i funksjonskurven i figur 13. Korrelasjonskoeffisienten mellom Norge og Tyskland totalt sett er 0,47. Justert for sesongeffekt derimot er korrelasjonskoeffisienten lav for vår, sommer og høst med en korrelasjon på henholdsvis 0,31, 0,16 og 0,12. Det vil si at det er lav samvariasjon mellom Norge og Tyskland i disse årstidene. For vintersesongen er korrelasjonskoeffisienten på 0,54, og samvariasjonen på denne tiden av året vil være noe høyere. Ved høy vindhastighet i Norge kan en da til en viss grad forvente høy vindhastighet i Tyskland og vise versa. Tilsvarende vil også gjelde for lave vindhastigheter. Korrelasjonskoeffisienten for juli er 0,05, som viser til at det er tilnærmet ingen samvariasjon mellom Norge og Tyskland i denne måneden. I januar derimot er korrelasjonskoeffisienten 0,59 som vil si at det at det i større grad er samvariasjon mellom vindhastigheten i Norge og Tyskland. For utregning av korrelasjon for flere måneder, se vedlegg 1.

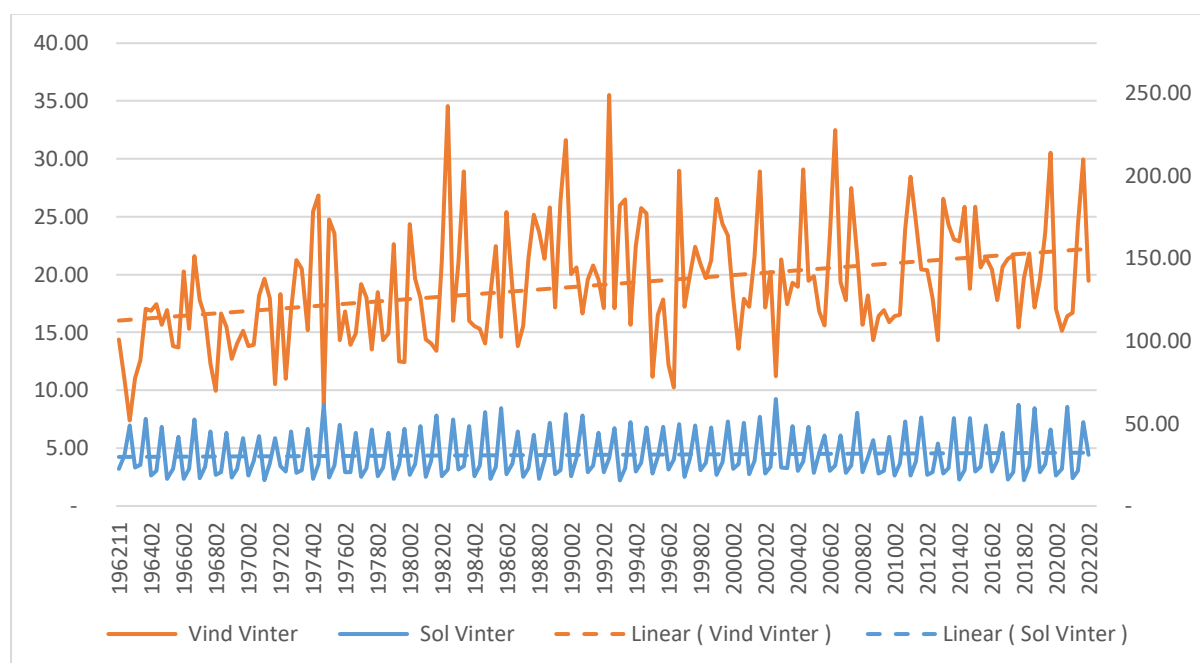
5.3 Samvariasjon mellom vind og sol

Tabell 4 viser korrelasjonen mellom vind og sol. Mellom kategori 3 er korrelasjonen -0,58 og for kategori 4 er korrelasjonen -0,51. Det vil si at for høye verdier for solstråling så forventes det lave verdier for vind, og motsatt, for høye verdier for vind så forventes det lave verdier for solstråling. I praksis vil det si at det som oftest blåser lite når det er mye sol og omvendt, at det blåser mer når det er lite sol. Korrelasjonen justert for sesongeffekter er svært lav for sommer og vinter med en korrelasjonskoeffisient på henholdsvis -0,06 og -0,11. Dette viser til at korrelasjonen nevnt ovenfor skyldes variasjoner som er basert på værendringer i trå med sesongene. For vår og høst er korrelasjonskoeffisienten -0,51 og -0,44, som vil si at det er større negativ samvariasjon innad i disse årstidene. Den totale korrelasjonen mellom vind og sol ligger på -0,57, og som sagt skyldes dette blant annet sesongeffekter.

	Kategori 1 Sol	Kategori 2 Sol	Kategori 3 Sol	Kategori 4 Sol
Kategori 1 Vind	-0,26	-0,17	0,29	-0,70
Kategori 2 Vind	-0,14	-0,06	0,12	0,15
Kategori 3 Vind	0,54	0,33	-0,58	-0,48
Kategori 4 Vind	0,60	0,33	-0,63	-0,51

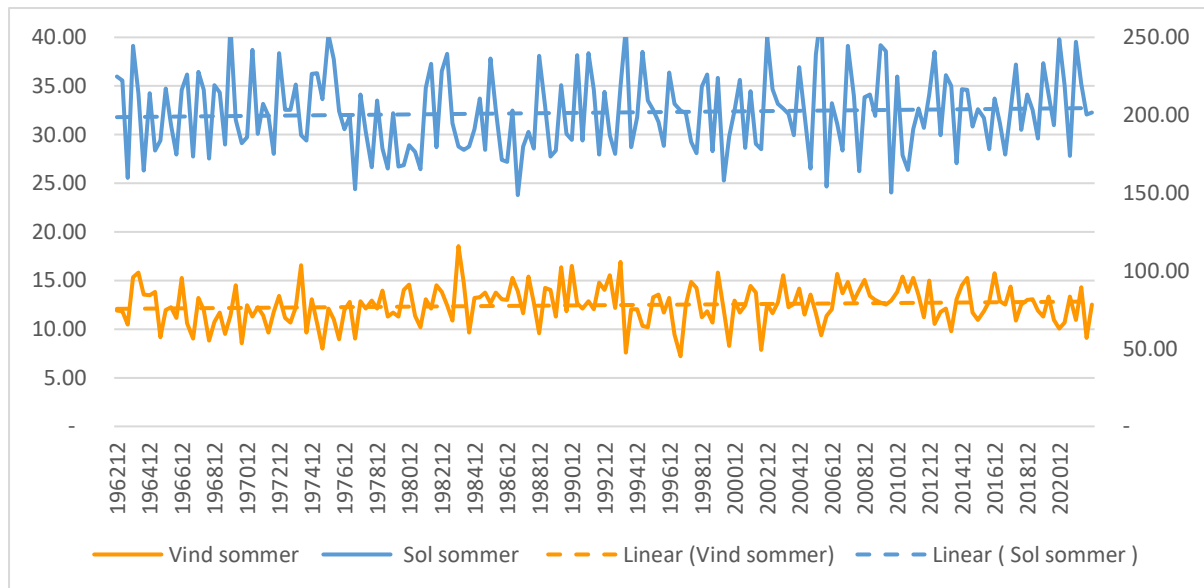
Tabell 44: Korrelasjon mellom gjennomsnittlig solstråling- og vektet vindhastighet per måned for Norge og Tyskland 1962-2022

Figur 21 viser forholdet mellom vind og sol i vintermånedene, desember, januar og februar for Norge og Tyskland. Y-aksen til høyre viser W/m^2 for soldata, mens y-aksen til venstre er for vinddata. For å bedre kunne se på forholdene mellom vind og sol, er dataene for vind vektet for effektutnyttelse jf. figur 13. Y-aksen til venstre viser med det til summen av andelen vindobservasjoner i hver kategori vektet for effektutnyttelse. Y-aksen i seg selv gir med det ikke noe direkte informasjon om mengden kraftproduksjon som kan forventes, men gir et godt sammenlignings grunnlag for å se på vindforholdene mellom to sesonger. Grafen viser at det i vintersesongen er lite solstråling, som er forventet basert på at både Norge og Tyskland er på den nordlige halvkule av jorden, som er vendt bort fra solen i disse månedene noe som resulterer i korte dager med sollys. Grafen for vind viser en positiv trend, hvor trendlinja har en positiv helning på 39% økning for de to normalperiodene. Trendlinja for solstråling viser også en positiv trend for normalperiodene, men helningen er dog en del svakere enn for gjennomsnittlig vindhastighet. Både for vind og sol er det variasjoner i observasjonene, hvor måleobservasjonene varierer fra måned til måned. I figur 21 er dette illustrert ved at observasjonene avviker en del fra trendlinjen, hvor variasjonene for vind er større enn for solstråling.



Figur 21: Gjennomsnittlig vektet vindhastighet per måned for Norge og Tyskland (venstre akse) og gjennomsnittlig solstråling (W/m^2) per måned for Norge og Tyskland (høyre akse) for vintermånedene 1962-2022

Grafene for vind og sol i sommermånedene, juni, juli og august, for Norge og Tyskland er vist i figur 22. Y-aksen til venstre viser W/m^2 og viser til observasjoner for solstråling, mens y-aksen til høyre viser vinddata, som i likhet med figur 21 er regnet ut med vektning. Til forskjell fra vintermånedene er det gunstigere forhold for solstråling i sommermånedene, og trendlinja for solstråling er ca. seks ganger så høy som for vintermånedene. Både for solstråling og for vindhastighet er trendlinjene mer eller mindre konstante, og for vind er det lite variasjon hvor de fleste målepunktene ligger tett på trendlinjen. Med andre ord er det jevnt over stabile vindforhold om sommeren, hvor det sammenlignet med vinterhalvåret blåser en del mindre.



Figur 22: Gjennomsnittlig vektet vindhastighet per måned for Norge og Tyskland (venstre akse) og gjennomsnittlig solstråling (W/m^2) per måned for Norge og Tyskland (høyre akse) for sommermånedene 1962-2022

De to grafene viser tydelig at det er mye sol om sommeren, men lite vind og tilsvarende at det er mindre sol om vinteren, men at det er jevnt over blåser mer enn om sommeren. Dette understreker at deler av den negative samvariasjonen mellom vind og sol skyldes sesongeffekter. Kraftproduksjon fra solceller vil være mest gunstig om sommeren, mens for vind vil det være noe bedre forhold for kraftproduksjon om vinteren.

6. Diskusjon

I dette kapitlet vil vi diskutere resultatene fra analysen, hvor vi vil diskutere hvordan resultatene påvirker energisikkerheten fremover. Til slutt i kapitlet vil vi diskutere oppgavens metode.

6.1 Utvikling over tid

6.1.1 Vind

Legges den negative utviklingen i figur 15 og 16 til grunn for fremtidig vindhastighet i Tyskland, kan en forvente en negativ trend i nåværende normalperiode. Det vil da si at gjennomsnittlig vindhastighet vil fortsette å avta noe frem mot 2050. Etersom Tyskland satser stort på utbygging av vindkraft kan dette ha negative konsekvenser for energiproduksjonen. Selv om trenden har vært svært svak med 2% nedgang den siste normalperioden, vil en svak trend i nåværende normalperiode føre til noe lavere utnyttelse av produksjonskapasiteten til vindturbinene i 2050 sammenlignet med i dag. Gitt at det ikke kommer teknologisk utvikling som øker effektutnyttelsen i denne perioden. Med tanke på at mye av Tysklands energiforsyning vil komme fra vindturbiner i 2050 kan en slik negativ trend komme uheldig ut i forhold til energisikkerheten, fordi energiproduksjonen vil minke dersom det blåser mindre. Samtidig er det viktig å huske på at det ikke er proporsjonal effekt mellom prosentvis reduksjon i vindhastighet og produksjon, illustrert ved figur 13. Reduseres vindhastigheten fra eksempelvis 20 m/s til 18 m/s vil den produserte mengden være den samme, mens reduseres vindhastigheten fra 28 m/s til 25 m/s vil derimot den produserte mengden kraft øke. Effekten i nedgangen i trendlinja vil derfor avhenge av hvordan denne nedgangen fordeler seg i vindhastigheten. Det er også viktig å påpeke at historiske trender ikke nødvendigvis kan predikere fremtidige trender.

For Norge viser figur 15 og 16 en positiv trend i gjennomsnittlig vindhastighet, hvor trenden i normalperiode 1 er noe sterkere enn i normalperiode 2. Dersom denne trenden fortsetter kan vi vente oss en positiv trend i nåværende normalperiode. Siden hellingen på den positive trenden er noe svakere i normalperiode 2 forventes det at trenden avtar noe i nåværende normalperiode. En slik økning i trendlinja vil være positiv med tanke på energisikkerheten da det langsiktig vil gi noe økt vindkraft. Samtidig, vil som sagt, historiske trender ikke garantere for fremtidig utvikling, og nåværende trend kan derfor ha en annen utvikling enn den foregående. Bli økningen for stor kan en også risikere at en får flere dager med vindhastighet på over 28 m/s, som vil si at vindturbinene stopper å produsere strøm, noe som vil være uheldig med tanke på tilbudet av elektrisitet.

De store variasjonene i gjennomsnittlig vindhastighet vil si at det ikke vil være en jevn produksjon av strøm fra vindmøller, på kort sikt kan disse svingningene gjøre en avhengig av energilagring og/eller andre former for tilbud av energi for å få dekt etterspørselen når det er lite vind som vist i figur 10. Svingningene vil også føre til prisvariasjoner for elektrisitet. Som vist i figur 8 vil dager med lite kraftproduksjon gi et skift i tilbudskurven og prisen vil stige, i slike situasjoner vil den økte prisen føre til en viss grad av fleksibilitet på etterspørselssiden.

Konsumenter av elektrisitet vil redusere forbruket noe ved å enten redusere det totalt eller ved å flytte forbruket av elektrisitet til et tidspunkt hvor strømmen er billigere. Samtidig har vi sett at fleksibiliteten på etterspørselssiden ikke er veldig stor, og kan i liten grad benyttes for å utjevne de største svingningene på tilbudssiden. Müller & Möst (2018) og Kirkerud et al. (2021) viser derimot til at etterspørselsresponsen vil øke frem mot 2050, og at vi kan forvente oss noe økt fleksibilitet på etterspørselssiden fremover.

På lang sikt derimot vil ikke disse svingningene ha så stor påvirkning på energisikkerheten. Utenom vanlige sesongsvingninger viser ikke figur 15 og 16 noen langvarige perioder med lite vind, på bakgrunn av det kan en argumentere med at en ikke forventer slike lange perioder med lite vind i nåværende normalperiode heller. Samtidig er verden i konstant endring, og de stadige klimaforandringene gjør at det er vanskelig å predikere hva slags vær Europa vil oppleve fremover. Det er med andre ord ingen garanti for at perioder med lite vind ikke kan forekomme fremover. Dersom slike perioder skulle oppstå er en avhengig av langtidslagring av energi eller tilbud fra andre energikilder, da fleksibilitetsrommet på etterspørselssiden er svært liten. Ved langvarig økte priser på elektrisitet vil det investeres i noe energieffektivisering, som er med på å redusere etterspørselen. Men dersom det skulle bli langvarig bortfall av vind, vil trolig fleksibiliteten på etterspørselssiden ikke være nok til å skape balanse i markedet.

6.1.2 Solstråling

Solstrålingen ser ut til å være forholdsvis konstant for Tyskland i første normalperiode, mens det er en svak økning i andre normalperiode, tilsvarende har Norge en svak økning i begge normalperiodene. Hvis dette legges til grunn for fremtidig utvikling, kan vi forvente oss en svak økning for begge land i nåværende normalperiode. Det vil si at utnyttelsen av produksjonskapasiteten blant solceller vil være noe bedre frem mot 2050 enn det den har vært hittil. På lik linje som med vind vil en slik positiv trend være positiv for energisikkerheten, men som sagt kan ikke historiske trender garantere for fremtidig utvikling.

Figur 18 og 19 viser tydelig at det er store sesongsvingninger i solstråling, med forholdsvis lite solstråling om vinteren. Etterspørselen etter elektrisitet er om ikke annet størst om vinteren, da det i Nord-Europa er behov for oppvarming av boliger. Det at det er lite solstråling om vinteren gjør at etterspørselen må bli redusert eller møtt med andre energikilder eller tidligere lagret energi. Som nevnt tidligere finnes det noe rom for reduksjon i etterspørselen, men denne reduksjonen er ikke stor. Det vil si at store deler av etterspørselen må bli dekt av tilbud fra andre energikilder og lagring. Med omlegging til stor andel av variabel fornybar energi, som både Norge og Tyskland legger opp til fremover vil en være avhengig av gode vindforhold om vinteren. Et år med svært lite vind i løpet av vinterhalvåret vil med andre ord skape usikkerhet i strømforsyningen og utgjøre en risiko for energisikkerheten. Et slik år kan i verste konsekvens ende med black outs i markedet dersom en ikke finner andre måter å øke tilbudet eller redusere etterspørselen på.

6.2 Samvariasjon og handel mellom Norge og Tyskland

Korrelasjonen mellom Norge og Tyskland for solstråling totalt sett er svært høy, som vil si at landene vil oppleve høye og lave verdier av solstråling samtidig. Mye av denne samvariasjonen skyldes nok at Norge og Tyskland vil ha like sesongvariasjoner da begge land ligger på den nordlige halvkule. Når korrelasjonen brytes ned på månedsbasis ser vi at korrelasjon for juli ikke er høyere enn 0,31, som vil si at det ikke er noen høy grad av samvariasjon mellom landene. Med andre ord vil Norge og Tyskland oppleve dager med mye og lite solstråling om hverandre. Det vil si at det kan oppstå dager med mye solstråling i Tyskland, mens det kan være overskyet i Norge, eller omvendt. Ved slike tilfeller kan Tyskland overføre elektrisitet via Nordlink til Norge og omvendt. Overføringsmuligheten via Nordlink vil derfor være positiv for energisikkerheten, fordi en kan importere strøm dersom produksjonsforholdene er dårlig i eget land. Samtidig kan det oppstå dager hvor det vil være lite solstråling både i Norge og i Tyskland samtidig, og på slike dager vil en ikke kunne importere strøm fra solenergi via Nordlink. Dersom en opplever lengre perioder hvor det er lite solstråling, for utenom vanlige sesongendringer, i både Norge og Tyskland kan dette utgjøre en risiko for den langsiktige energisikkerheten.

Korrelasjonen mellom Norge og Tyskland for vind er på 0,47, men når det brytes ned på sesong er korrelasjonen lav for alle sesonger utenom vintersesongen. Dette viser til at det er lite sammenheng mellom vindmengden i Norge og Tyskland for de respektive sesongene. På lik linje som ved sol kan Nordlink og handel mellom landene bidra positivt inn mot energisikkerheten, da en kan importere strøm dersom strømproduksjonen fra vind i eget land er for lav. Samtidig er det viktig å bemerke seg at korrelasjonen mellom landene ikke er nær -1, og det er dermed ikke gitt at det blåser i Tyskland når det er vindstille i Norge og omvendt.

Trendlinjene for vind for Norge og Tyskland, vist ved figur 15 og 16, viser som nevnt at Norge har en økende trend mens Tyskland har en synkende trend. Ved bruk av Nordlink og handel kan disse to trendene utligne hverandre, ved at Norge eksporterer sin økte kraftproduksjon av vind til Tyskland. Dette forutsetter imidlertid at den økte vindmengden i Norge sammenfaller med tidspunktet for den minkende vindmengden i Tyskland.

Til tross for at det ikke er perfekt korrelasjon mellom Norge og Tyskland kan handel likevel være et viktig bidrag for energisikkerheten. Selv om det er svært lite korrelasjon mellom landene når vi har justert for sesongeffekter vil sannsynligheten for at det er lite vind og/eller sol i begge land være mindre enn sannsynligheten for at det er lite sol og/eller vind i kun et av landene. På denne måten er handel en viktig del av energisikkerheten fremover. Det er også viktig å huske på at Norge og Tyskland er en del av det Europeiske kraftmarkedet, som vist i figur 4 har Norge kraftforbindelse med en rekke land i Europa. Sannsynligheten for at det er dårlige værforhold i samtlige land samtidig vil være vesentlig mindre enn om det er dårlige værforhold i Norge og handel åpner med det opp for økt energisikkerhet. I tillegg bidrar handel til å dempe prisvariasjonene på elektrisitet da en kan eksportere dersom det er mye produksjon i Norge, samt tilsvarende kan en som oftest importere dersom det er lite produksjon og høye priser.

6.3 Samvariasjon mellom vind og sol

I likhet med korrelasjon for solstråling og vindhastighet skyldes mesteparten av korrelasjonen mellom vind og sol sesongeffekter. Med andre ord er korrelasjonen mellom vind og sol ikke signifikant nok til at den har noe å si for energisikkerheten. Ser vi derimot på vind og sol på sesongnivå, så er som nevnt den totale korrelasjonen på $-0,57$, som vil si at det er en viss negativ samvariasjon mellom de to energikildene. Figur 21 og 22 illustrerer også dette, hvor vi ser at det blåser mer om vinteren, når det er lite sol. Dette har en positiv effekt på energisikkerheten, da etterspørselen på sommeren kan bli dekt av solenergi, mens den om vinteren kan bli dekt av vindenergi. Korrelasjonen mellom vind og sol i vår- og høstmånedene er på henholdsvis $-0,51$ og $-0,44$, som vil si at det er en viss grad av negativ samvariasjon i disse periodene. Det vil si at det til en viss grad kan forventes høye vindhastigheter når det er lite sol og omvendt. Dette er positivt for energisikkerheten fordi vi kan forvente oss at vi enten har vind- eller solkraft. Samtidig er det ikke perfekt negativ korrelasjon og det er ikke gitt at vi alltid har gode vindforhold når vi har lite sol og omvendt. På lang sikt er det også viktig å bemerke seg at sommere med usedvanlig lite sol eller vintre med usedvanlig lite vind kan utgjøre en trussel for energisikkerheten da det basert på analysen ikke er noe som tilsier at det vil blåse mer en sommer med lite sol eller være mer sol en vinter med lite vind.

6.4 Oppgavens metode

Kraftmarkedet er et komplekst marked, hvor det er mange elementer som påvirker balansen i markedet. I våre analyser er det foretatt en rekke forenklinger og avgrensninger som gjør at resultatene ikke gir et fullstendig bilde av virkeligheten. Det er en rekke faktorer som vil påvirke energisikkerheten fremover som ikke er tatt høyde for i denne analysen, som for eksempel tilgang på og samspillet med andre energikilder (i Norge vil dette spesielt gjelde vannkraft), geopolitiske utfordringer, naturkatastrofer og teknologisk utvikling.

I denne analysen er data hentet fra ulike værstasjoner i Norge og Tyskland, men det er ikke foretatt noen vurderinger på hvor disse værstasjonene er plassert. Det er ikke gjennomgått noen analyse for hvorvidt disse er plassert på plasser som egner seg for vind- og solkraft. Med andre ord kan datasettet vårt inkludere værstasjoner som ligger delvis i skygge og/eller som ligger i le for vinden. Dersom mange av værstasjonene i datasettet er plassert i slike forhold kan det bidra til at dataene er kunstig lave, det vil si at de ikke gir det reelle bilde av forholdene for vind- og solkraft i Norge og Tyskland. Formålet med oppgaven er å belyse forsyningssikkerheten og med det stabiliteten i forsyningen, derfor vil variasjonen i observasjonene være av større betydning enn mengden i seg selv. Analysen har heller ikke tatt høyde for vindretning, og hvilken betydning dette har for faktisk vindkraftproduksjon fra vindturbinene. Vindretningen kan til en viss grad påvirke produksjonsnivåene, men vil sannsynligvis ikke påvirke variasjonen i veldig stor grad.

Data fra norske værstasjoner inkluderer noen få oljeplattformer samt landbaserte værstasjoner, mens data fra tyske værstasjoner kun inkluderer landbaserte stasjoner. Datagrunnlaget inneholder med det ikke gode data om værforholdene til sjøs, vi har i våre analyser derfor ikke

tatt for oss om trendene og vindforholdene til sjøs skiller seg ut fra værutviklingen til lands. Både Norge og Tyskland satser stort på havvind, og en svakhet ved oppgaven er derfor at vi ikke har bedre data på vindforholdene til sjøs da dette kunne tilført analysen ytterligere verdi.

7. Konklusjon

7.1 Svar på problemstilling

Hensikten med oppgaven har vært å undersøke om omleggingen til variabel fornybar energi som EU legger opp til gjennom planene i European Green Deal og REPower EU utgjør en fare for energisikkerheten i Europa i årene frem mot 2050. For å belyse denne problemstillingen har vi tatt for oss en analysestudie av vind- og solkraft i Norge og Tyskland, hvor vi har tatt utgangspunkt i de konkrete planene som Norge og Tyskland har for å svare til EUs planer om omlegging til variabel fornybar energi. Hvor både Norge og Tyskland satser stort på vindkraft – både til lands og sjøs, også når det kommer til solkraft legges det opp til en økt produksjonskapasitet i begge land, men satsningen er vesentlig større i Tyskland enn i Norge.

Studiene viser at det ikke er forventet store endringer i værforholdene i været fremover grunnet klimaendringer, og at vi kan forvente oss en utvikling av både vind- og solforhold i nåværende normalperiode som tilsvarer de foregående periodene. Hvor de foregående periodene har hatt en moderat økning i vind for Norge og en moderat nedgang for Tyskland. For soldata har solstråling hatt en moderat økning for begge land. Det vil si at fremover kan vi vente noe økt forsyning fra solenergi, mens for vind vil forsyningen av energi avhenge av hvordan endringene i trenden fordeler seg i vindhastighet og hva det har å si for effektutnyttelsen. Samtidig er det ikke en garanti for at værforholdene fremover blir som forventet.

Skifte til større grad av variabel fornybar energi, gjør at det kan forventes en økt grad av prisvariasjoner. Da mindre fleksibilitet på tilbudssiden gjør at prisene i større grad følger værforholdene. Studien viser til at korrelasjonen mellom Norge og Tyskland er lav når det justeres for sesongeffekter, som vil si at det er lite samvariasjon mellom landene. Likevel forventes det at handel kan dempe prisvariasjonene til en viss grad da det ikke alltid vil være lite produksjon eller høy produksjon av elektrisitet samtidig i begge land.

Analysen viser til at den økte andelen av variabel fornybar energi vil kreve en større grad av fleksibilitet på etterspørselssiden. Studier viser at det finnes noe fleksibilitet på etterspørselssiden, men at fleksibiliteten er lav på både kort og lang sikt. Fleksibilitet på etterspørselssiden kan bidra til å tåle noe nedgang i vind- og solenergi, men dersom det skulle oppstå et eksepsjonelt vær-år med svært lite vind og/eller sol over en lang periode vil ikke fleksibilitet i etterspørsel påvirke evnen til å tåle et slikt år i veldig stor grad. Det forventes en økning i fleksibilitet på etterspørselssiden i årene frem mot 2050, som vil si at påvirkningen til evnen til å tåle slike eksepsjonelle vær-år ved bruk av fleksibilitet på etterspørselssiden vil øke noe i årene som kommer.

Analysen viser til at handel mellom Norge og Tyskland kan bidra til økt energisikkerhet. Til tross for at det er lav korrelasjon mellom landene justert for sesongeffekt, er det mindre sannsynlighet for at det er lav strømproduksjon fra vind og sol i begge land enn at det er lav strømproduksjon i et av landene isolert sett. I tillegg tar planen i European Green Deal og REPower EU utgangspunkt i kraftmarkedet i Europa, hvor handel vil skje på tvers av mange land. Handel vil med det bidra til mindre sannsynlighet for black outs i kraftmarkedet da handel åpner opp for strømutveksling med andre land på kontinentet, og sannsynligheten for lav strømproduksjon over hele kontinentet er mindre enn sannsynligheten hos et respektivt land.

Den økte andelen variabel fornybar energi skaper større usikkerhet i forsyningen av elektrisitet fordi den er avhengig av værforholdene, som ikke er en kontrollerbar faktor. Samtidig vil faktorer som handel, fleksibilitet på etterspørselssiden og det faktumet at vi kan produsere elektrisitet av ulike værforhold (som vind og sol) være faktorer som bidrar til at energisikkerheten i Europa blir ivaretatt selv med en større andel av variabel fornybar energi. Derimot viser analysen at det er større usikkerhet vedrørende hvordan kraftmarkedet vil tilpasse seg dersom vi får et eksepsjonelt vær-år med svært lite sol og/eller vind. Trendanalysene viser dog til at slike eksepsjonelle vær-år ikke har forekommet de siste 60-årene, og det er ikke gitt at vi vil oppleve de fremover.

7.2 Oppgavens begrensninger og videre forskning

Som nevnt er det mange faktorer som påvirker kraftmarkedet og energisikkerheten som ikke er omtalt i denne oppgaven. Oppgaven er avgrenset til å kun ta utgangspunkt i vind og sol, til tross for at omlegging til det grønne skiftet og planene i European Green Deal og REPower EU inkluderer flere energikilder, som for eksempel vannkraft. Norge har lang tradisjon med vannkraft som sin største energikilden og kun se på sol- og vindkraft i norsk setting vil derfor ikke gi det reelle bilde av kraftmarkedet. Oppgaven tar heller ikke hensyn til at Europa vil ha en gradvis utfasing av fossile energikilder frem mot 2050. I videre forskning vil det være nyttig å se på hvordan samspillet med andre fornybare energikilder som f.eks. vannkraft vil påvirke energisikkerheten i Europa. I tillegg kan det være interessant å se på mulighetsrommet som ligger i langtidslagring og hydrogen, og om dette kan være lønnsomt i kombinasjon med variabel fornybar energi.

Geopolitiske forhold og utfordringer er ikke omtalt i oppgaven. Ettersom handel er blitt en mer sentral del av kraftmarkedet og energiforsyningen kan en studie på hvordan geopolitiske forhold påvirker energisikkerheten være interessant. Oppgaven tar heller ikke for seg hvordan naturkatastrofer eller uforutsette hendelser på større energianlegg eller overføringskabler vil påvirke energiforsyningen og energisikkerheten.

For videre forskning vil vi også anbefale å se på kraftmarkedet i Europa under ett, og kun se på Norge og Tyskland som en casestudie setter avgrensninger som i realiteten ikke er der, da både Norge og Tyskland i stor grad er tilknyttet strømmarkedet på kontinentet.

8. Kilder

- Acworth, W., Piantieri, C., Gagnon-Lebrun, F., Gass, P., Touchette, Y., Matthes, F. C., & Montes de Oca, M. (2018). *Emission trading and electricity sector regulation*. International Carbon Action Partnership.
https://icapcarbonaction.com/system/files/document/icap_etsregulated-power-sector_spm.pdf
- Allcott, H., & Greenstone, M. (2012). Is There an Energy Efficiency Gap? *Journal of Economic Perspectives*, 26(1), 3–28. <https://doi.org/10.1257/jep.26.1.3>
- Alternative Energy Tutorials. (2023, januar 5). *Solar Irradiance and Solar Irradiation—An Overview*. Alternative Energy Tutorials. <https://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/solar-irradiance.html>
- Andreassen, V., Bredesen, I., & Thøgersen, J. (2016). *Innføring i mikroøkonomi—For økonomisk-administrative studier* (2.). Cappelen Damm Akademiske.
https://issuu.com/cdundervisning/docs/innforing_i_mikrookonomi_utdrag
- Antweiler, W., & Muesgens, F. (2021). On the long-term merit order effect of renewable energies. *Energy Economics*, 99, 105275.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105275>
- Ask, A. O. (2022, august 19). *Tørr sommer forsterker Europas energikrise*. Energi og Klima.
<https://energiogklima.no/nyhet/brussel/torr-sommer-forsterker-europas-energikrise/>
- Balasubramanian, S. & Balachandra, P. (2021). Effectiveness of demand response in achieving supply-demand matching in a renewables dominated electricity system: A modelling approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 147.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111245>
- Bhattacharyya, S. C. (2011). *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. Springer.

- Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, S., Auli, F. H., & Haukeli, I. E. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021—2040* (Nr. 29/2021). Norges vassdrags- og energidirektorat. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf
- Bjartnes, A., Ursin, Michelsen, L.-H. P., & Skaugen, H. (2023). *Håndbok til energidebatten* (Nr. 01/2023). Norsk klimastiftelse. https://api.klimastiftelsen.no/wp-content/uploads/2023/01/2C_Temanotat_1_2023_Kraftmarkedet.pdf
- Bjorvatn, K. (2021). *Mikroøkonomi—En abc på 1-2-3* (1.). Fagbokforlaget.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2017). *Offshore Wind Energy Act*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/windseeg-gesetz-en.pdf?__blob=publicationFile&v=9
- Csereklyei, Z. (2020). Price and income elasticities of residential and industrial electricity demand in the European Union. *Energy Policy*, 137. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111079>
- Daland, C. (2020, mars 23). *Hva er normal størrelse på et solcellepanel?* -. <https://www.solcellepaneler.com/hva-er-normal-storrelse-pa-et-solcellepanel/>
- ECA&D. (u.å.). *Frequently Asked Questions*. Hentet 16. mars 2023, fra <https://www.ecad.eu/FAQ/index.php#3>
- Energifakta Norge. (2019, april 10). *Strømnettet*. Energifakta Norge. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- Energifakta Norge. (2021, august 24). *Utviklingen i energibruken*. Energifakta Norge. <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/utviklingen-i-energibruken/>
- Energifakta Norge. (2022, mai 13). *Kraftproduksjon*. Energifakta Norge. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>

- Energiloven. (1990). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* (LOV-190-06-29-50). Lovdata.
<https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>
- Enova. (2023, februar 20). *EUs Innovasjonsfond*. Enova.
<https://www.enova.no/bedrift/europeiske-stotteordninger-for-klimateknologi/eus-innovasjonsfond/>
- Entso-e. (2023, februar 13). *Grid Map*. Entso-e. <https://www.entsoe.eu/data/map/>
- European Commission. (2022a). *Quarterly report On European gas markets* (Nr. 4). European Commission. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-04/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets_Q4%202021.pdf
- European Commission. (2022b, mai 18). *REPowerEU: Sikker og bæredygtig energi til overkommelige priser for Europa*. European Commission.
https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_da
- European Commission. (2022c). *Report from the Commission to the European Parliament and the Council* (COM(2022) 516). European Union. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0516>
- European Commission. (2023a, februar 9). *Emissions cap and allowances*. European Commission. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/emissions-cap-and-allowances_en
- European Commission. (2023b, februar 9). *EU Emissions Trading System (EU ETS)*. European Commission. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en

- European Commission. (2023c, februar 20). *Coal regions in transition*. European Commission. https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions/coal-regions-transition_en
- European Commission. (2023d, mai 10). *Monitoring, reporting and verification of EU ETS emissions*. European Commission. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitoring-reporting-and-verification-eu-ets-emissions_en
- European Council. (2023a, januar 12). *Fit for 55*. European Council. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- European Council. (2023b, januar 25). *Energy prices and security of supply*. European Council. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/energy-prices-and-security-of-supply/>
- Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action. (2023a, februar 23). *Funding for the expansion of renewable energy sources: National and European auctions*. Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action. <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Textsammlungen/Energy/funding-for-the-expansion-of-renewable-energy-sources.html>
- Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action. (2023b, februar 23). *State-imposed components of the electricity price*. Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action. <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/electricity-price-components-state-imposed.html>
- Federal Office for Safety of Nuclear Waste Management. (2023, april 5). *The nuclear phase-out in Germany*. Federal Office for Safety of Nuclear Waste Management. https://www.base.bund.de/EN/ns/nuclear-phase-out/nuclear-phase-out_node.html

- Flåten, O. (Red.). (2014). *Naturressursenes økonomi* (1. utgave, 1. opplag). Gyldendal Akademisk Forlag.
- FN-Sambandet. (2020a, desember 22). *Kyotoprotokollen*. FN-Sambandet. <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/kyotoprotokollen>
- FN-Sambandet. (2020b, desember 22). *Parisavtalen*. FN-Sambandet. <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/parisavtalen>
- FN-Sambandet. (2023, mars 21). *Klimaendringer*. FN-Sambandet. <https://www.fn.no/tema/klima-og-miljoe/klimaendringer>
- Fosse, A. L., & Rasmussen, K. K. V. (2022, juli 7). Fare for strømrasjonering – slik vil det foregå i praksis. *Nettavisen*. <https://www.nettavisen.no/5-95-564461>
- Gea-Bermúdez, J., Jensen, I. G., Münster, M., Koivisto, M., Kirkerud, J. G., Chen, Y., & Ravn, H. (2021). The role of sector coupling in the green transition: A least-cost energy system development in Northern-central Europe towards 2050. *Applied Energy*, 289. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116685>
- Gillingham, K., Newell, R. G., & Palmer, K. L. (2009). Energy Efficiency Economics and Policy. *RFF Discussion paper, Nr. 09-03*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.1372872>
- Google Maps. (2023, mars 21). Google Maps. <https://www.google.com/maps/@63.2004994,5.2224974,4z>
- Halkos, G. (2019). Examining the level of competition in the energy sector. *Energy Policy*, 134. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110951>
- Havenergilova. (1990). *Lov om fornybar energiproduksjon til havs* (LOV-1990-06-29-50). Lovdata. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2010-06-04-21>
- Holm, M. (2015, mars 12). *Norges viktigste klimabidrag*. Energi og Klima. <https://energiogklima.no/meninger-og-analyse/debatt/norges-viktigste-klimabidrag/>

- International Energy Agency. (2022a). *A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1af70a5f-9059-47b4-a2dd-1b479918f3cb/A10-PointPlanToReducetheEuropeanUnionsRelianceonRussianNaturalGas.pdf>
- International Energy Agency. (2022b). *World Energy Outlook 2022*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>
- International Energy Agency. (2023). *CO₂ Emissions in 2022*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/3c8fa115-35c4-4474-b237-1b00424c8844/CO2Emissionsin2022.pdf>
- International Renewable Energy Agency. (2022). *World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway*. IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_World_Energy_Transitions_Outlook_2022.pdf?rev=353818def8b34effa24658f475799464
- Jensen, S. Ø., Marszal-Pomianowska, A., Lollini, R., Pasut, W., Knotzer, A., Engelmann, P., Stafford, A., & Reynders, G. (2017). IEA EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings. *Energy and Buildings*, 155. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.08.044>
- Jones, D., Browns, S., Pawel, C., Broadbent, H., Bruce-Lockhart, C., Dizon, R., Ewen, M., Fulghum, N., Copsey, L., Candlin, A., Rosslowe, C., & Fox, H. (2023). *European Electricity Review 2023*. Ember. <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2023/>
- Kies, A., Schyska, B. U., & Von Bremen, L. (2016). The Demand Side Management Potential to Balance a Highly Renewable European Power System. *Energies*, 9, Artikel 11. <https://doi.org/10.3390/en9110955>

- Kirchner, B., Tennbakk, B., Hauge, H. S., Nagothu, S., & Hoggen, R. L. (2022). *Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050?* (Nr. 2022–20). Thema Consulting Group.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/sved/vedlegg4.pdf>
- Kirkerud, J. G., Nagel, N. O., & Bolkesjø, T. F. (2021). The role of demand response in the future renewable northern European energy system. *Energy*, 235.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121336>
- Klein Tank, A.M.G. and Coauthors. (u.å.). *Predefined files in ASCII* (Int. J. of Climatol.) [Data set]. Hentet 16. mars 2023, fra
<https://www.ecad.eu/dailydata/predefinedseries.php>
- Klima- og miljødepartementet. (2021, oktober 11). *EØS-avtalen om klima og miljø*. Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/eos-avtalen-og-miljo1/id2339794/>
- Lavalley, J. (2023, februar 9). *Warm weather and energy efficiency decreased electricity consumption in Europe—2022 review*. Electricity Maps.
<https://www.electricitymaps.com/blog/2022-europe-review>
- Meld. St.13 (2020-2021). (2021). *Klimaplan for 2021-2030*. Klima- og miljødepartementet.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/a78ecf5ad2344fa5ae4a394412ef8975/nn-no/pdfs/stm202020210013000dddpdfs.pdf>
- Metrologisk institutt. (2020, november 24). *Hva er klimagasser?* Meteorologisk institutt.
<https://www.met.no/vaer-og-klima/klimasvar/hva-er-klimagasser>
- Metrologisk institutt. (2022, desember 16). *Ny normal i klimaforskningen*. Meteorologisk institutt. <https://www.met.no/vaer-og-klima/ny-normal-i-klimaforskningen>

Michelsen, L.-H. P. (2023, februar 3). *Slik var EUs kraftproduksjon i 2022*. Energi og Klima.

<https://energiogklima.no/nyhet/fem-paa-fredag/slik-var-eus-kraftproduksjon-i-2022/>

Miljødirektoratet. (2021, juni 24). *Om Europas grønne giv*. Miljødirektoratet.

<https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/internasjonalt/gronn-giv/europas-gronne-giv/>

Miljødirektoratet. (2022, november 15). *Klimakonvensjonen*. Miljødirektoratet.

<https://www.miljodirektoratet.no/regelverk/konvensjoner/klimakonvensjonen-fns-rammekonvensjon-om-klimaendringer/>

Miljødirektoratet. (2023, februar 21). *FNs klimapanel (IPCC)*. Miljødirektoratet.

<https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/fns-klimapanel-ipcc/>

Mlecnik, E., Parker, J., Ma, Z., Corchero, C., Knotzer, A., & Perneti, R. (2020). Policy challenges for the development of energy flexibility services. *Energy Policy*, 137.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111147>

Mohseni, S., Brent, A. C., Kelly, S., & Browne, W. N. (2022). Demand response-integrated investment and operational planning of renewable and sustainable energy systems considering forecast uncertainties: A systematic review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 158.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112095>

Motvind Norge. (2022, desember 16). *Motstanden mot vindkraft har økt, og flertallet av befolkningen er negative* • Motvind Norge. Motvind Norge.

<https://motvind.org/motstanden-mot-vindkraft-har-okt-og-flertallet-av-befolkningen-er-negative/>

Müller, T., & Möst, D. (2018). Demand Response Potential: Available when Needed? *Energy Policy*, 115.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.025>

Nord Pool Group. (2023, februar 20). *Price formation*. Nord Pool.

<https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/Price-formation/>

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (2021, juni 18). *Energiforsyning*. NVE.

<https://www.nve.no/vann-og-vassdrag/vannets-kretsloep/klima/nves-arbeid-med-klimatilpasning/energiforsyning/>

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (2022a, september 9). *Uvanlig lite nedbør i store deler av Sør-Norge*. NVE. <https://nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/uvanlig-lite-nedboer-i-store-deler-av-soer-norge/>

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (2022b, oktober 20). *Elsertifikater*. NVE.

<https://www.nve.no/energi/virkemidler/elsertifikater/>

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (2022c, desember 13). *Krafttrasjering*. NVE.

<https://www.nve.no/energi/energisystem/krafttrasjering/>

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (2023a, januar 26). *Kraftproduksjon fra vindturbiner—NVE*. NVE.

<https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kraftproduksjon-fra-vindturbiner/>

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (2023b, februar 12). *Solkraft*. NVE.

<https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/>

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (2023c, februar 13). *Hvor kommer strømmen fra?* NVE. <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra/>

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (2023d, mai 11). *NVE Temakart*. NVE.

<https://temakart.nve.no/>

NRK. (2023, februar 13). *Hvordan går det med klimaet?* NRK.

<https://www.nrk.no/klima/status/>

- Olje- og Energidepartementet. (2021a, mai 4). *EU – vårt viktigste energimarked*.
Regjeringen. https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/eueos_og_energi/eu--vart-viktigste-energimarked/id2511806/
- Olje- og Energidepartementet. (2021b, oktober 12). *Kraftmarkedet og strømpris*.
Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnettet/kraftmarkedet-og-strompris/id2076000/>
- Olje- og Energidepartementet. (2022, november 25). *Redusert sannsynlighet for anstrengt kraftsituasjon gjennom vinteren*. Regjeringen.
<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/reduisert-sannsynlighet-for-anstrengt-kraftsituasjon-gjennom-vinteren/id2948506/>
- Oltermann, P. (2014, februar 7). North-south divide threatens Germany's renewable energy highway. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/world/2014/feb/07/north-south-divide-threatens-germany-renewable-energy>
- Papaefthymiou, G., Haesen, E., & Sach, T. (2018). Power System Flexibility Tracker: Indicators to track flexibility progress towards high-RES systems. *Renewable Energy*, 127, 1026–1035. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.094>
- Pellini, E. (2021). Estimating income and price elasticities of residential electricity demand with Autometrics. *Energy Economics*, 101.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105411>
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2013). *Microeconomics* (8th ed). Pearson.
<https://www.studocu.com/row/document/independent-university-bangladesh/international-business/chapter-2-basics-of-supply-demands-8th-edition-the-pearson-series-in-economics-robert-pindyck-daniel-rubinfeld-microecon-1-46-89/20827022>

- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2018). *Microeconomics* (Ninth edition, global edition). Pearson.
- https://www.academia.edu/42640525/Microeconomics_by_Pindyck_Robert_S_Rubinfeld_Daniel_L_z_lib_org_
- R. Shukla, P., Skea, J., Reisinger, A., Slade, R., Fradera, R., Pathak, M., Al Khourdajie, A., Belkacemi, M., van Diemen, R., Hasija, A., Lisboa, G., Luz, S., Malley, J., McCollum, D., Some, S., & Vyas, P. (2022). *Climate Change 2022 Mitigation of Climate Change Summary for Policymakers* (Sixth assesment report). Intergovernmental Panel on Cilmate Change.
- https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_SPM.pdf
- Regjeringen. (2022, mai 11). *Kraftfull satsing på havvind*. Regjeringen.
- <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/kraftfull-satsing-pa-havvind/id2912297/>
- Regjeringen. (2023, januar 5). *Tettere samarbeid mellom Norge og Tyskland for å utvikle grønn industri*. Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/tettere-samarbeid-mellom-norge-og-tyskland-for-a-utvikle-gronn-industri/id2958102/>
- Sijm, J., Chen, Y., & Hobbs, B. F. (2012). The impact of power market structure on CO2 cost pass-through to electricity prices under quantity competition – A theoretical approach. *Energy Economics*, 34(4), 1143–1152. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.10.002>
- Simonsen Haaland, A., & Brennan, K. (2022). *Vind- og produksjonsindekser for vindkraft i Norge, 2021* (Nr. 2022–001). Norges vassdrags - og energidirektorat.
- <https://www.nve.no/media/13401/mev-ws-2022-001-vind-og-produksjonsindekser-for-vindkraft-i-norge-2021.pdf>
- Solenergiklyngen. (2023, mai 11). *Om solenergi – Solenergiklyngen The Norwegian Solar Energy Cluster*. Solenergiklyngen. <https://solenergiklyngen.no/omsolenergi/>

Statisk sentralbyrå. (2018, mai 8). *Vi bruker mindre strøm hjemme*. SSB.

<https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vi-bruker-mindre-strom-hjemme>

Statistisk sentralbyrå. (2023, februar 16). *Elektrisitet*. SSB. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>

Statkraft. (2023, februar 24). *Landserie: Tysk energirevolusjon*. Statkraft.

<https://www.statkraft.com/nyheter/nyheter-og-pressemedlinger/2019/landserie-tysk-energirevolusjon/>

Statministerens kontor. (2022, august 15). *Norge og Tyskland sammen om grønn omstilling og sikkerhet*. Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/norge-og-tyskland-sammen-om-gronn-omstilling-og-sikkerhet/id2924312/>

Statnett. (2022a, mars 2). *Statnett setter kapasitet mot Russland til null*. Statnett.

<https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2022/statnett-setter-kapasitet-mot-russland-til-null/>

Statnett. (2022b, oktober 3). *Derfor har vi prisområder*. Statnett. <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>

Statnett. (2022c). *Kortsiktig Markedsanalyse 2022-27*.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kma2022-2027.pdf>

Statnett. (2023a, februar 1). *Fakta om NordLink*. Statnett. <https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/moter-og-arrangementer-2021/vi-feirer-apningen-av-nordlink/fakta-om-nordlink/>

<https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/moter-og-arrangementer-2021/vi-feirer-apningen-av-nordlink/fakta-om-nordlink/>

Statnett. (2023b, februar 13). *NordLink*. Statnett. <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/nordlink/>

- Statnett. (2023c, februar 13). *North Sea Link*. Statnett. <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/north-sea-link/>
- Stav, C., Ruyter, F. B., Syvertsen, S., & Andresen, Ø. (2021, februar 8). *Vannmagasinene kan være Norges grønne batteri for framtidens industri*. Teknisk ukeblad. <https://www.tu.no/artikler/vannmagasinene-kan-vaere-norges-gronne-batteri-for-framtidens-industri/506493>
- Söder, L., Lund, P. D., Koduvere, H., Bolkesjø, T. F., Rossebø, G. H., Rosenlund-Soysal, E., Skytte, K., Katz, J., & Blumberga, D. (2018). A review of demand side flexibility potential in Northern Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.104>
- Teknisk Ukeblad. (2014, april 13). Hva er potensialet for vindkraft i Norge? *TU*. <https://www.tu.no/artikler/hva-er-potensialet-for-vindkraft-i-norge/231522>
- The Federal Government. (2022a, april 6). *More wind energy at sea*. The Federal Government. <https://www.bundesregierung.de/breg-en/news/offshore-wind-energy-act-2024112>
- The Federal Government. (2022b, april 27). *Relief for electricity consumers*. The Federal Government. <https://www.bundesregierung.de/breg-en/news/renewable-energy-sources-act-levy-abolished-2011854>
- The Federal Government. (2023, januar 20). *Ending coal-generated power*. The Federal Government. <https://www.bundesregierung.de/breg-en/service/archive/kohleausstiegsgesetz-1717014>
- Tonne, H. (2023, januar 12). *2022 – nok et eksepsjonelt kraftår*. Statnett. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2023/2022--nok-et-eksepsjonelt-kraftar/>

- Toreti, A., Bavera, D., Acosta Navarro, J., Cammalleri, C., de Jager, A., Di Ciollo, C., Hrast Essenfelder, A., Maetens, W., Magni, D., Masante, D., Mazzeschi, M., Niemeyer, S., & Spinoni, J. (2022). *Drought in Europe: August 2022* (Nr. JRC130493). European Commission. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/264241>
- Tveten, Å. G., Bolkesjø, T. F., & Ilieva, I. (2016). Increased demand-side flexibility: Market effects and impacts on variable renewable energy integration. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 11, 33–50.
<https://doi.org/10.5278/ijsepm.2016.11.4>
- UN Climate Change Conference UK 2021. (2021, november 4). *End of coal in sight at COP26*. UN Climate Change Conference (COP26) UK 2021.
<https://ukcop26.org/end-of-coal-in-sight-at-cop26/>
- Utenriksdepartementet. (2021a, april 20). *Norges posisjonsnotat om Europas grønne giv*. Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/no/dokumentarkiv/regjeringen-solberg/aktuelt-regjeringen-solberg/ud/nyheter/2021/norges-posisjonsnotat-om-europas-gronne-giv/id2845272/>
- Utenriksdepartementet. (2021b, desember 6). *Hva EØS-avtalen omfatter*. Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/no/tema/europapolitikk/eos1/hva-avtalen-omfatter/id685024/>
- Utenriksdepartementet. (2021c, desember 8). *Slik blir EØS-regelverk til*. Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/no/tema/europapolitikk/eos1/eos-regelverk/id686837/>
- Utenriksdepartementet. (2023, april 5). *Sanksjoner som svar på Russlands militære aggresjon mot Ukraina – veileder for næringslivet*. Regjeringen. https://www.regjeringen.no/no/tema/utenrikssaker/Eksportkontroll/sanksjoner-og-tiltak1/sanksjoner_aggresjon/id2905102/

Vagner, D., Gunnerød, J., Kringstad, A., Korneliussen, R., Christiansen, L., & Hytten, L. M.

(2022). *Kortsiktig Markedsanalyse 2022-27 November 2022*. Statnett.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kma2022-2027.pdf>

Vindportalen. (2023, november 5). *Vindkraften i Norge*. Vindportalen.

<https://vindportalen.no/vindkraften-i-norge>

Whelan, J., & Msefer, K. (2003). Economic Supply and Demand. *MIT System Dynamics, D-*

4388-2. <http://static.clexchange.org/ftp/documents/roadmaps/RM6/D-4388-2.pdf>

Øvrebø, O. A. (2022, november 11). *Globale utslipp*. Energi og Klima.

<https://energiogklima.no/klimavakten/globale-utslipp/>

Vedlegg 1:

Korrelasjon mellom Norge og Tyskland		
Måned	Solstråling	Vindhastighet
Januar	0,32	0,59
Februar	0,10	0,59
Mars	0,39	0,38
April	0,55	0,13
Mai	0,37	-0,08
Juni	0,21	0,10
Juli	0,33	0,05
August	0,41	0,07
September	0,03	0,20
Oktober	0,16	0,22
November	-0,13	-0,03
Desember	-0,08	0,38



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway