

# Lønnsomhet i produksjon i et system med en stor andel fornybar energi

**Ingri Marie Hyldbakk**

Master i energi og miljø

Innlevert: februar 2014

Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Medveileder: Magnus Korpås, SINTEF energi  
Stefan Jaenhert, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Problembeskrivelse

I oppgaven skal arbeidet fra prosjektoppgaven videreføres i en modell for Nord-Europa. Det skal sees på hvordan økt produksjon fra RES og ulike måter for vindmodellering påvirker prisene og inntjeningen til forskjellige produksjonsenheter. Analysene skal utføres med Samkjøringsmodellen og Nord-Europa datasettet, som er tilgjengelig.

Deloppgaver:

- Analyse av et 2030-scenarie med høy andel fornybar energi, sammenlignet med et base case (f.eks. 2010).
- Vurdering av lønnsomhet i drift av ulike typer kraftverk, med hovedfokus på fossile energikilder
- Vurdering av lønnsomhet for nye investeringer i ny produksjonskapasitet
- Implementasjon av to typer vindproduksjons-tidsserier inn i Nord-Europa datasettet i Samkjøringsmodellen
- Utføre sensitivitetsanalyser for utvalgte parametre/usikkerheter

**Hovedveileder:** Gerard Doorman, ELKRAFT

**Ekstern kontakt:** Magnus Korpås, SINTEF Energi

**Medveileder:** Stefan Jaehnert, ELKRAFT



# Forord

Denne masteroppgaven representerer avslutningen på sivilingeniørstudiet ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU, og institutt for Elkraftteknikk, høsten2013/vinter2014.

Oppgaven er gitt av SINTEF energi, og omhandler utfordringer knyttet til økonomi og marked med en høy andel fornybar energi i det Nordeuropeiske kraftsystemet. Det er undersøkt hvordan økt produksjon fra fornybare energikilder påvirker prisene og inntjeningen til ulike termiske produksjonsenheter. Det er tatt utgangspunkt i kraftsystemsituasjonen fra 2010 som ble sammenlignet med et 2030-scenariet med høy andel fornybar energi. Videre ble det utført sensitivitetsanalyser for utvalgte parametere.

Analysene er utført med Samkjøringsmodellen og Nord-Europa datasettet, som er tilgjengelig fra SINTEF energi.

Det er flere personer jeg må takke for deres bidrag til denne masteroppgaven. Først og fremst vil jeg takke Magnus Korpås for interessante diskusjoner og grundige tilbakemeldinger, og hans svært smittsomme entusiasme og positivitet. En stor takk rettes også til Stefan Jaehnert, som har vært en stor bidragsyter gjennom alle fasene i denne masteroppgaven. Takk for lærerike samtaler og konstruktive tilbakemeldinger. Tilslutt vil jeg takke Heidi Petersen for gode forslag til språket i masteroppgaven.

Ingri Marie Petersen Hyldbakk



## Sammendrag

Denne masteroppgaven omhandler det Nordeuropeiske kraftsystemet med en høy andel fornybar energi. Det ble undersøkt hvilke utfordringer, knyttet til økonomi og marked, som oppstår i kraftsystemet med en høy andel fornybar energiproduksjon. Det er undersøkt hvordan økt produksjon fra fornybare energikilder påvirker prisene og inntjeningen til ulike termiske produksjonsenheter. Det ble tatt utgangspunkt i kraftsystemsituasjonen fra 2010 som ble sammenlignet med en detaljert modell for et scenario av 2030 med høy andel fornybar energi. De definerte scenariene ble simulert med Samkjøringsmodellen, over 75 klimascenarier. Det ble utført en detaljert analyse av resultatene for to delområder i Tyskland og et delområde i Storbritannia, samt alle områder i Norge.

I tillegg til simuleringene av 2010- og 2030-scenario og sammenligningen av disse, ble det utført ytterligere fire simuleringer med modifiserte modeller av 2030-scenario. Simuleringsresultatene for de modifiserte modellene av 2030-scenario ble så sammenlignet med den opprinnelige modellen for 2030-scenario. I den første modifiseringen ble det benyttet en ny vinddata-serie, den detaljerte serien COSMO som kun er tilgjengelig for ett år. Denne ble sammenlignet med det opprinnelige scenariet for 2030, hvor det er benyttet Reanalysis-vinddataserier. Disse seriene er lite detaljerte, men dekker 75 klimascenarier. Videre ble det utført en simulering med redusert overføringskapasitet, hvor Tysklands- og Englands-kabelen samt Nordsjønettet ble fjernet. I de to siste simuleringene ble CO<sub>2</sub>-avgiftene fra 2030-scenario henholdsvis økt og redusert med en tredjedel.

Resultatene fra simuleringen av den opprinnelige modellen for 2030-scenario viste at økt vindkraftproduksjon gir en mer varierende residualetterspørsel og dermed mer varierende kraftpriser. Utover dette førte også den økte vindkraftproduksjonen til en økt forekomst av tilfeller med ekstrempriser. Årlige driftstimer for de termiske produksjonsenhetene fikk en kraftig nedgang, noe som utfordrer lønnsomheten til kraftverkene. Resultatene viste en tydelig korrelasjon mellom vindkraftproduksjon og inntektene til de termiske grunnlastenhetene, med en korrelasjonsfaktor på -0.7. Dette indikerer at inntekten vil reduseres med økt vindkraftproduksjon, noe som igjen medfører økte svingninger i lønnsomheten for de ulike termiske kraftverkene. Dette vil også utfordre lønnsomheten til de termiske kraftverkene. I tillegg viste beregningen at de årlige inntektene til termiske produksjonsenhetene ikke var høye nok til å dekke investeringskostnadene. Kombinasjonen av dette fører til at det er lite attraktivt å investere i ny produksjon og å opprettholde eksisterende produksjonskapasiteter. De ulike termiske kraftverkene er altså ikke lønnsomme, men

de er likevel nødvendige for å dekke etterspørselen i perioder med lave vindhastigheter.

For å kunne undersøke betydningen av ulikt modellerte vinddataserier, ble scenariet for 2030 sammenlignet med to ulike vinddataserier. Simuleringsresultatene med den detaljerte vinddataserien COSMO viste en situasjon med mindre rasjonering og prisfall, sammenlignet med simuleringsresultatene med Reanalysis-serien – COSMO-serien fanger altså ikke opp alle sårbarheter. Resultatene viste fordelene og nødvendigheten med å inkludere variasjoner fra år til år med Reanalysis-vinddataserier, for å ta hensyn til de såkalte ekstremårene som har en vesentlig påvirkning på kraftsystemet.

Simuleringsresultatene med redusert overføringskapasitet viste at selve overføringskapasiteten har stor påvirkning på inntekten til de termiske produksjonsenhetene. Uten tilstrekkelig overføringskapasitet vil kraftsystemet oppleve mer varierende kraftpriser. Dette fører til økte svingninger i inntektsnivået, som igjen påvirker den økonomiske levedyktigheten til de ulike termiske produksjonsenhetene. I tillegg til dette vil den reduserte overføringskapasiteten føre til at man minster den positive effekten av geografisk utjevning.

Ettersom kullkraft er mer karbonintensiv enn gasskraft, vil økte CO<sub>2</sub>-avgifter i det Nordeuropeiske kraftsystemet føre til et skifte i den termiske produksjonsfordelingen, fra kullkraftproduksjon til gasskraftproduksjon, ettersom kullkraft er mer karbonintensiv enn gasskraft. Økte CO<sub>2</sub>-avgifter vil også føre til en gradvis forflytning av produksjonen fra CO<sub>2</sub>-intensive kraftproduserende land, til mindre CO<sub>2</sub>-intensive kraftproduserende land. Med økt produksjon av gasskraft vil gasskraften bli mer lønnsom. Kullkraften reduserer sin produksjon, og blir dermed mindre lønnsomme.

På den andre siden vil reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter gi et skifte i produksjonsfordelingen av termiske enheter, fra gasskraftproduksjon til kullkraftproduksjon, ettersom kullfyrte kraftverk i utgangspunktet har lavere driftskostnader enn gasskraftverk. Simuleringsresultatene viste at kullkraftverkene dermed vil øke sin produksjon og erstatte noe av gasskraftproduksjonen. Dette medfører økt lønnsomhet for kullkraften, mens gasskraften blir mindre lønnsom.



## Summary

This thesis deals with the North European power system with a high share of renewable energy. It was examined the challenges related to the economy and market which occurs in the power system with a high share of renewable energy production. It is investigated how increased production from renewables is affecting prices and profitability of different thermal production units. A detailed model of the scenario of 2030 with a high share of renewables was compared with the power system situation from 2010. The defined scenarios were simulated with the EMPS-model over 75 climatic years. A detailed analysis of the simulation results was carried out for two areas in Germany and one area in the UK, as well as all areas in Norway.

In addition to the simulations of 2010- and 2030- scenarios and the comparison of these results, four additional simulations were carried out with modified models of the 2030 scenario. The results for the modified models of 2030-scenario were then compared to the original model of the 2030-scenario. The first modification used a new wind data series, the detailed series COSMO which is only available for one year. This was compared to the original scenario for 2030, based on reanalysis wind data series. This is not a very detailed series but it covers all 75 climatic years. A simulation was also performed with reduced transmission capacity, where the cables from Germany and England as well as the North Sea grid were removed. In the last two simulations the cost of CO<sub>2</sub> are respectively increased and decreased.

The results of the simulation of the original model for the 2030 scenario showed that increased wind power provides a more varied residual demand and thus more variable electricity prices. Moreover, more frequent price spikes and price dips occurred with the increased wind power production. Annual operating hours for the thermal production units was reduced substantially, which challenges the profitability of these units. The results showed a clear correlation between wind power production and the incomes of the thermal base load units, with a correlation factor of -0.7. This indicates that income will be reduced by increased wind power production, resulting in increased fluctuations in profitability for the various thermal power plants. This will also challenge the profitability of the thermal power plants. In addition, the calculation showed that the annual income of thermal production units was not high enough to cover the investment costs. The combination of this makes it unattractive to invest in new production and to maintain existing production capacities. The various thermal power plants are not profitable, but are nonetheless essential in order to meet demand during periods of low wind power production.

In order to investigate the importance of different modelled wind data series, the scenario for 2030 was compared with an implementation of two different wind data series. When compared with the simulation results of the Reanalysis series, the simulation results with the detailed wind data series COSMO showed a situation of less rationing and price dips. The COSMO series, however, does not capture all vulnerabilities. The results showed the advantage and necessity of including variations from year to year with the Reanalysis wind data series, so that one is able to take into account the so-called extreme years and their substantial impact on the power system.

Simulation results with reduced transmission capacity showed that the transmission capacity has a major impact on the income of the thermal production units. Without adequate transmission capacity, power systems will experience more fluctuating energy prices, which leads to increased fluctuations in income thus affecting the economic viability of the different thermal production units. Additionally, the reduction in transmission capacity results in a loss of the positive effect of geographic smoothing.

With increased CO<sub>2</sub> cost the North European power system will experience a shift in the thermal generation mix, from coal to gas power generation, as coal is more carbon intensive than gas. When CO<sub>2</sub> costs are increased production will slowly move from CO<sub>2</sub> intensive power producing countries to less CO<sub>2</sub> intensive power producing countries. With this increased production of gas, gas power will become more profitable. Coal units reduce its output, thus the profits decreases.

Conversely, reduced CO<sub>2</sub> cost provide a shift in the generation mix of thermal units, from gas to coal production, as coal-fired power plants are generally cheaper to run than gas power plants. The simulation results showed that coal fired power plants would increase their production and replace some of the gas production. This results in increased profitability for coal power, while gas power becomes less profitable.

<b>Figurer</b>	<b>XII</b>
<b>Tabeller</b>	<b>XV</b>
<b>1 Innledning</b>	<b>1</b>
<b>2 Bakgrunn – fornybare energikilder og påvirkningen på kraftsystemet</b>	<b>3</b>
<b>2.1 Sol og vind variabilitet</b>	<b>3</b>
2.1.1 Vindkraft	3
2.1.2 Solkraft	5
<b>2.2 Kraftmarkedet</b>	<b>7</b>
2.2.1 Struktur	7
2.2.2 Design, funksjon og kapasitetsproblemet	8
2.2.3 Total etterspørsel og residual etterspørsel	11
<b>2.3 Markedseffekter med fokus på priser</b>	<b>13</b>
2.3.1 Kortidseffekt	13
2.3.2 Langtidseffekt	14
2.3.3 Utfordringer	17
<b>3 Analyse av den fremtidige utviklingen av det europeiske kraftsystemet med økt fornybar energi - verktøy</b>	<b>19</b>
<b>3.1 Utvalgte europeiske analysemodeller – en kort presentasjon</b>	<b>19</b>
3.1.1 COMPETES	20
3.1.2 WILMAR	20
3.1.3 ELMOD	20
<b>3.2 Samkjøringsmodellern (EMPS)</b>	<b>21</b>
<b>4 Modellbeskrivelse: 2010- versus 2030-scenario</b>	<b>23</b>
<b>4.1 Modelloversikt</b>	<b>23</b>
4.1.1 Tyskland	25
4.1.2 Storbritannia	26
4.1.3 Norge	27
<b>4.2 Produksjon – alle definerte områder</b>	<b>27</b>
4.2.1 Vannkraft	28
4.2.2 Termisk produksjon	29
4.2.3 Vind og sol	31
4.2.4 Reserve kapasitet	32
<b>4.3 Overføringskapasitet</b>	<b>32</b>
<b>4.4 Etterspørsel</b>	<b>33</b>
<b>5 Simuleringsresultater: 2010- versus 2030-scenario</b>	<b>34</b>
<b>5.1 Tyskland</b>	<b>35</b>
5.1.1 Kraftpriser	35
5.1.2 Årlige driftstimer for termiske produksjonsenheter	36
5.1.3 Lønnsomhet	38
<b>5.2 Storbritannia</b>	<b>41</b>
5.2.1 Kraftpriser	41

5.2.2	Årlige driftstimer for termiske produksjonsenheter	43
5.2.3	Lønnsomhet	43
<b>5.3</b>	<b>Norge</b>	<b>44</b>
5.3.1	Kraftpriser	44
5.3.2	Inntekter	46
<b>6</b>	<b>Simuleringsresultater: modifisert 2030-scenario</b>	<b>47</b>
<b>6.1</b>	<b>Scenario "Cosmo"</b>	<b>48</b>
6.1.1	Tyskland	48
6.1.2	Storbritannia	49
<b>6.2</b>	<b>Scenario "redusert overføringskapasitet 2030"</b>	<b>50</b>
6.2.1	Tyskland	51
6.2.1.1	Kraftpriser	51
6.2.1.2	Årlige driftstimer for termiske produksjonsenheter	53
6.2.1.3	Lønnsomhet	53
6.2.2	Storbritannia	55
6.2.2.1	Kraftpriser	55
6.2.2.2	Årlige driftstimer for termiske produksjonsenheter	56
6.2.2.3	Lønnsomhet	57
6.2.3	Norge	58
6.2.3.1	Kraftpriser	58
6.2.3.2	Inntekter	59
<b>6.3</b>	<b>Scenario "økt CO2-avgift"</b>	<b>60</b>
6.3.1	Tyskland	60
6.3.1.1	Produksjonsfordeling – termiske enheter	61
6.3.1.2	Kraftpriser	61
6.3.1.3	Årlige driftstimer	62
6.3.1.4	Lønnsomhet	63
6.3.2	Storbritannia	64
6.3.2.1	Produksjonsfordeling –termiske enheter	64
6.3.2.2	Kraftpriser	64
6.3.2.3	Årlige driftstimer – termiske enheter	65
6.3.2.4	Lønnsomhet	65
<b>6.4</b>	<b>Scenario "redusert CO2-avgift"</b>	<b>66</b>
6.4.1	Tyskland	67
6.4.1.1	Produksjonsfordeling – termiske enheter	67
6.4.1.2	Kraftpriser	67
6.4.1.3	Årlige driftstimer	68
6.4.1.4	Lønnsomhet	69
6.4.2	Storbritannia	69
6.4.2.1	Produksjonsfordeling – termiske enheter	69
6.4.2.2	Kraftpriser	70
6.4.2.3	Årlige driftstimer	71
6.4.2.4	Lønnsomhet	71
<b>7</b>	<b>Diskusjon og oppsummering - 2010 versus 2030-scenario</b>	<b>73</b>
<b>8</b>	<b>Diskusjon og oppsummering - modifisert 2030-scenario</b>	<b>78</b>
8.1	Scenario "COSMO-data"	78

8.2	Scenario "reduisert overføringskapasitet"	78
8.3	Scenario "økt CO <sub>2</sub> -avgift"	80
8.4	Scenario "reduisert CO <sub>2</sub> -avgift"	81
9	Konklusjon	83
10	Forslag til videre arbeid	85
	Referanser	86
A	Prisområder	88
D	Overføringskapasitet	93
E	Etterspørsel	94
F	Simuleringsresultater: 2010- vs 2030-scenario	95
G	Scenario "reduisert overføringskapasitet"	97
H	Scenario "økt CO <sub>2</sub> -avgift"	99
I	Scenario "reduisert CO <sub>2</sub> -avgift"	101

## Figurer

Figur 1: Relativ årlig vind- og tilsigsvariasjoner. Egen illustrasjon .....	3
Figur 2: Varighetskurver for vindkraftproduksjon. Egen illustrasjon .....	4
Figur 3: Årlig produksjonsvariasjoner vind og sol - Tyskland 2030. Egen illustrasjon	6
Figur 4: Varighetskurve solkraftproduksjon. Egen illustrasjon.....	6
Figur 5: Tilbud- og etterspørselskurve [7].....	7
Figur 6: Fase 2 situasjon basert på Joskow [11] .....	9
Figur 7: Markedskryss [12] .....	11
Figur 8: Merit-order"-effekten[6].....	13
Figur 9: Langtidseffekt av økt innmating av uregulerbar kraftproduksjon[13] .....	14
Figur 10: Endring i produksjonsfordeling[13].....	16
Figur 11: Kraftsystem-modellen.....	24
Figur 12: Installert kapasitet 2010 og 2030-scenario - Tysk-øst.....	25
Figur 13: Installert kapasitet 2010 og 2030-scenario - Tysk-vest.....	26
Figur 14: Installert kapasitet 2010 og 2030-scenario – GB-midt.....	26
Figur 15: Produksjonskapasitet .....	27
Figur 16: Vannkraftproduksjon .....	28
Figur 17: Standard vannkraftmodell[12] .....	28
Figur 18: Produksjon fra termiske kraftenheter.....	30
Figur 19: Sol- og vindkraftproduksjon .....	32
Figur 20: Gjennomsnittlige kraftpriser per område [EUR/MWh].....	34
Figur 21: Kraftprisprosentiler 2010 vs 2030 - Tysk-øst .....	35
Figur 22: Varighetskurve kraftpriser for Tysk-vest 2010 og 2030, samt Tysk-øst 2010 .....	36
Figur 23: Driftstimer per år for 2010 vs 2030 - Tysk-øst.....	37
Figur 24: Driftstimer per år 2010 vs 2030 - Tysk-vest.....	38
Figur 25: Inntektsfordeling for 2010 vs. 2030 - Tysk-øst .....	40
Figur 26: Kraftprisprosentiler 2010 vs 2030 - GB-midt .....	42
Figur 27: Varighetskurve kraftpriser for 2010 og 2030 - GB-midt.....	42
Figur 28: Driftstimer 2010 vs 2030 - GB-mid .....	43
Figur 29: Inntektsfordeling for gassenheter 2010 vs 2030 - GB-midt.....	44
Figur 30: Kraftprisprosentiler 2010 vs 2030 – Norge .....	45
Figur 31: Varighetskurve kraftpriser 2010 og 2030 – Norge .....	45
Figur 32: Inntektsfordeling - Norge .....	46
Figur 33: Kraftprisprosentiler 2030 vs 2030 med COSMO data - Tysk-øst.....	49
Figur 34: Kraftprisprosentiler for 2030 med Reanalysis-data og 2030 med COSMO- data .....	50

Figur 35: Gjennomsnittlige kraftpriser per område [EUR/MWh].....	51
Figur 36: Kraftprisprosentlier 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet - Tysk-øst .....	52
Figur 37: Varighetskurve kraftpriser 2010,2030 og 2030-redusert overføringskapasitet - Tysk-øst .....	52
Figur 38: Årlige driftstimer 2030 vs 2030-red.overf.kap - Tysk-øst .....	53
Figur 39: Inntektsdistribusjon 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet - Tysk-øst .....	54
Figur 40: Kraftprisdistribusjon 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet - GB-midt .....	55
Figur 41: Varighetskurve kraftpriser 2010, 2030 og 2030-red.overf.kap - GB-midt ...	56
Figur 42: Årlige driftstimer 2030 vs 2030-red.overf.kap - GB-midt .....	56
Figur 43: Inntektsfordeling 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet – GB-midt ..	57
Figur 44: Kraftprisprosentiler 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet – Norge...	58
Figur 45: Varighetskurve kraftpriser 2010, 2030 og 2030 med redusert overføringskapasitet – Norge .....	58
Figur 46: Inntektsfordeling 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet - Norge .....	59
Figur 47: Gjennomsnittlige kraftpriser per område [EUR/MWh].....	60
Figur 48: Produksjonsfordeling for termiske produksjonsenheter - tysk-øst .....	61
Figur 49: Kraftprisprosentiler 2030-scenario og 2030-scenario med økte CO <sub>2</sub> -avgifter - Tysk-øst.....	62
Figur 50: Årlige driftstimer 2030 vs. 2030-økt CO <sub>2</sub> -avgifter – Tysk-øst .....	63
Figur 51: Produksjonsfordeling for termiske produksjonsenheter - GB-midt.....	64
Figur 52: Kraftprisprosentiler 2030-scenario og 2030-scenario med økte CO <sub>2</sub> -avgifter - GB-midt .....	65
Figur 53: Årlige driftstimer 2030 vs. 2030-økt CO <sub>2</sub> -avgifter – GB-midt .....	65
Figur 54: Gjennomsnittlige kraftpriser per område [EUR/MWh].....	66
Figur 55 : Produksjonsfordeling for termiske produksjonsenheter – Tysk-øst .....	67
Figur 56: Kraftprisprosentiler 2030 og 2030-reduserte CO <sub>2</sub> -avgifter -Tysk-øst .....	68
Figur 57: Årlige driftstimer 2030 vs. 2030-redusert CO <sub>2</sub> -avgifter – Tysk-øst.....	68
Figur 58: Produksjonsfordeling for termiske produksjonsenheter – Tysk-øst.....	70
Figur 59: Kraftprisprosentiler 2030 og 2030-reduserte CO <sub>2</sub> -avgifter – GB-midt.....	71
Figur 60: Årlige driftstimer 2030 vs. 2030-redusert CO <sub>2</sub> -avgifter – Tysk-øst.....	71
Figur 61: Årlige variasjoner vindkraftproduksjon og inntekter kull+gass - Tyskland 2030 .....	75
Figur 62: Korrelasjonsplot vind vs kull+gass inntekter og vind vs oljeinntekter - Tyskland 2030 .....	76
Figur 63: Korrelasjonsplot vind vs gassinntekt - Storbritannia 2030.....	76
Figur 64: Korrelasjonsplot vind kraftproduksjon Tyskland vs vannkraftinntekt Norge – 2030 .....	77
Figur 65: Inntektsnivå for gass med endret overføringskapasitet .....	79

Figur 66: Produksjonsfordeling av termiske produksjonsenheter – Tyskland .....	81
Figur 67: Produksjonsfordeling fra termiske produksjonsenheter - Tyskland .....	82
Figur F. 1: Varighetskurve kraftpriser – Tysk øst .....	95
Figur F. 2: Prisprosentiler Tysk-vest .....	95
Figur F. 3: Inntektsfordeling - Tysk-vest.....	96
Figur G. 1: Prisprosentiler Tysk-vest .....	97
Figur G. 2: Varighetskurve kraftpriser Tysk-vest.....	97
Figur G. 3: Årlige driftstimer Tysk-vest.....	98
Figur G. 4: Inntektsfordeling Tysk-vest.....	98
Figur H. 1: Prisprosentlier Tysk-vest .....	99
Figur H. 2: Inntektsfordeling 2030 med økt CO <sub>2</sub> -avgift Tysk-vest .....	99
Figur H. 3: Inntektsfordeling Tysk-øst .....	100
Figur H. 4: Inntektsfordeling GB-midt .....	100
Figur I. 1: Prisprosentliger Tysk-vest .....	101
Figur I. 2: Inntektsfordeling 2030 - redusert CO <sub>2</sub> -avgift Tysk-vest.....	102
Figur I. 3: Inntektsfordeling 2030 - redusert CO <sub>2</sub> -avgift Tysk-øst .....	102
Figur I. 4: Inntektsfordeling 2030 - redusert CO <sub>2</sub> -avgift GB-midt .....	102



## Tabeller

Tabell 1: Variable kostander og investeringskostnader.....	30
Tabell 2: Variable produksjonskostnader.....	30
Tabell 3: Beregnede inntekter for 2010 vs. 2030 - Tysk-øst .....	38
Tabell 4: Beregnede inntekter 2010 vs 2030 - GB-midt.....	44
Tabell 5: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet – Tysk-øst .....	54
Tabell 6: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet - GB-midt .....	57
Tabell 7: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-økt CO <sub>2</sub> -avgift – Tysk-øst .....	63
Tabell 8: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-økt CO <sub>2</sub> -avgift – GB-midt .....	66
Tabell 9: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-redusert CO <sub>2</sub> -avgift – Tysk-øst.....	69
Tabell 10: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-redusert CO <sub>2</sub> -avgift – GB-midt.....	72
Tabell A. 1: Alle definerte prisområder .....	88
Tabell B. 1: Produksjonskapasitet – Tysk-øst [GW].....	89
Tabell B. 2: Produksjonskapasitet - Tysk-vest [GW].....	89
Tabell B. 3: Produksjonskapasitet – GB-midt [GW] .....	89
Tabell B. 4: Produksjonskapasitet per land og type 2010 [GW].....	90
Tabell B. 5: Produksjonskapasitet per land og type 2030 [GW].....	90
Tabell B. 6: Produksjonsmiks per land og type 2010 [GWh].....	90
Tabell B. 7: Produksjonsmiks per land og type 2030 [GWh].....	91
Tabell D. 1: Overføringskapasitet 2010 og 2030 [MW] .....	93
Tabell E. 1: Etterspørselsutvikling per land [GWh] .....	94
Tabell F. 1: Beregnede inntekter – Tysk-vest.....	96
Tabell G. 1: Beregnede inntekter Tysk-vest .....	98
Tabell H. 1: Beregnede inntekter Tysk-vest .....	99
Tabell I. 1: Inntektsfordeling Tysk-vest.....	101



# 1 Innledning

I kjølvannet av EUs ”20-20-20”-mål forventes det en økende andel kraftproduksjon fra fornybare energikilder i det europeiske kraftsystemet. Økt kraftproduksjon fra fornybare energikilder som sol og vind, medfører en rekke utfordringer for kraftsystemet, både av teknisk karakter og utfordringer knyttet til økonomi og marked. Utfordringene skyldes de naturlige svingningene til fornybare energikilder, som betyr at kraftproduksjon begrenses til når ”solen skinner og vinden blåser”. Denne egenskapen gjør fornybare energikilder lite forutsigbare, og legger dermed press på kraftsystemet.

Det skal i denne masteroppgaven undersøkes utfordringene knyttet til økonomi og marked, og en viktig utfordring er incentiver til investeringer i ny produksjon. Tilgjengeligheten av produksjonskapasitet kan være nødvendig for å opprettholde forsyningssikkerheten i perioder med lav fornybar energiproduksjon. Ettersom kraftmarkedene i Nord-Europa opererer med at billigste enhet produserer først, kan lange perioder med lave priser drevet av vind- og solkraftproduksjon redusere inntjeningen til termiske (konvensjonelle) kraftverk. Dette gjør det lite attraktivt å investere i ny produksjon, og i tillegg opprettholde eksisterende produksjonskapasiteter.

I oppgaven skal arbeidet fra fordypningsoppgaven videreføres i en detaljert modell for Nord-Europa. I fordypningsoppgaven ble det undersøkt hvordan ulikt modellerte vinddata serier påvirker kraftsystemet, med Samkjøringsmodellen som verktøy. Samkjøringsmodellen skal også benyttes som verktøy i denne oppgaven. Det skal sees på hvordan økt produksjon fra fornybare energikilder og ulike måter for vindmodellering påvirker prisene og inntjeningen til ulike produksjonsenheter.

Analysene skal ta utgangspunkt i kraftsystemsituasjonen fra 2010 som skal sammenlignes med et scenario for 2030. Utfra simuleringresultatene skal det gjøres en vurdering av lønnsomheten til ulike typer termiske kraftverk. Basert på disse simuleringresultatene skal det utføres sensitivitetsanalyser for utvalgte parametere.

Dette oppgaven er delt opp i 10 kapitler. Kapittel 2 tar for seg hvordan fornybare energikilder, med fokus på sol og vind, påvirker kraftsystemet. I tillegg til en

presentasjon av kraftmarkedene i det Nordeuropeiske kraftsystemet. Kapittel 3 argumenterer hvorfor Samkjøringsmodellen er valgt som verktøy i denne masteroppgaven. Videre presenterer kapittel 4 modellen for det Nordeuropeiske kraftsystemet og inputdata for modellen 2010, samt antagelsene som er gjort for 2030. Simuleringsresultatene fra Samkjøringsmodellen presenteres i kapittel 5, mens resultatene for den modifiserte 2030 modellen presenteres i kapittel 6. I kapittel 7 diskuteres resultatene, og i kapittel 9 følger konklusjon av oppgaven. Til slutt er det gitt forslag til videre arbeid i kapittel 10.

## 2 Bakgrunn – fornybare energikilder og påvirkningen på kraftsystemet

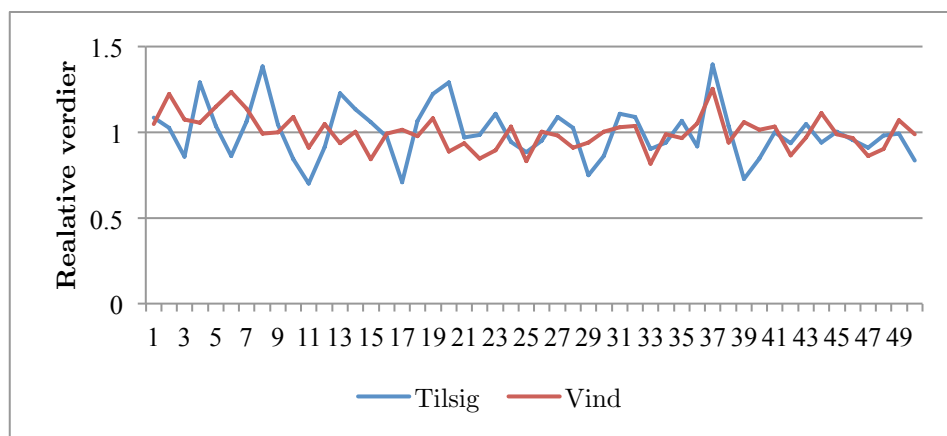
Utfordringene til en økt fornybar kraftproduksjon i kraftsystemet skyldes den naturlige variabiliteten til fornybare energikilder. Denne egenskapen gjør fornybare energikilder lite forutsigbare, og legger dermed press på kraftsystemet.

I dette kapitlet skal først egenskapene til sol og vind presenteres, deretter kommer en kort innføring av kraftsystemer i Europa og deres funksjon. Til slutt diskuteres markedseffektene av økt sol- og vindkraftproduksjon.

### 2.1 Sol og vind variabilitet

#### 2.1.1 Vindkraft

Vindkraftproduksjon avhenger av vindhastighet, og vindhastigheten vil avhenge av vær og klima. Vindhastigheten er altså den avgjørende innsatsfaktoren for den effekten man får ut av en vindturbin. Vindturbiner vil normalt starte å produsere ved en hastighet på 4-5 m/s, og produksjonen vil øke inntil man når en hastighet på 12-15 m/s, og vil normalt stoppe dersom hastigheten overstiger 25 m/s<sup>1</sup>. Vindkraftproduksjonen er altså variabel og ikke-regulerbar, ulikt fra oppførselen til konvensjonelle produksjonsenheter.

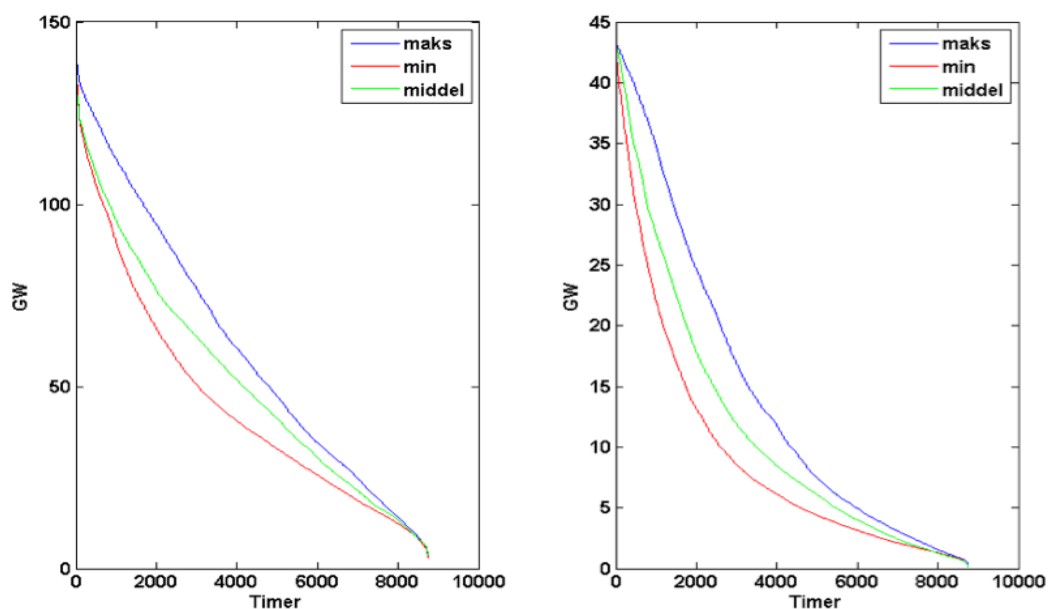


Figur 1: Relativ årlig vind- og tilsigsvariasjoner. Egen illustrasjon

<sup>1</sup> For mer om fra vindhastighet til vindkraftproduksjon og illustrasjon av en typisk effektkurve se [1] I. M. P. Hyldbakk, "Vindmodellering i simuleringsmodeller," 2013.

Vindhastigheten vil variere gjennom hele året og fra år til år, og byr på ulike utfordringer. Korttidsvariasjoner vil typisk være hastighetsendringer innenfor en time, og fra time til time. For kraftsystemet er ikke variabiliteten fra time til time et problem i seg selv, men heller hvor korrekt man kan forutse denne variabiliteten [2]. For langtidsplanlegging av kraftsystemet vil sesongbaserte hastighetsvariasjoner og variasjoner fra år til år være avgjørende.

Figur 1 viser hvordan vindkraftproduksjon og tilsiget varierer fra år til år. Vindkraftproduksjonen varierer relativt mye fra år til år, noe som vil kunne påvirke produksjonsfordelingen i et kraftsystem fra år til år<sup>2</sup>. Korrelasjonsfaktoren mellom vind og vann er beregnet til å være ca. 0.13, så korrelasjonen mellom vind og vann er nærmest ikke-eksisterende. Ser man likevel på år 37 i figur 1, kan man se at i dette tilsigsalternativet vil det være stor tilgang på både vind og vann. Det har blitt vist at disse ekstremårene påvirker kraftsystemet i stor grad, og demonstrerer dermed nødvendigheten av å inkludere variasjoner på årsbasis [1]. Dette viser også hvordan samspillet av fornybare energikilder og en økt innmating av denne typen kraftproduksjon i kraftsystemet vil øke både usikkerhet og uforutsigbarhet.



(a) Alle land

(b) Tyskland

Figur 2: Varighetskurver for vindkraftproduksjon. Egen illustrasjon

<sup>2</sup> Gitt at andelen vindkraftproduksjon er relativt høy

Figur 2 viser varighetskurver for vindkraftproduksjon for to ekstrem-år og et middelår, gitt henholdsvis som maks, min og middel. Produksjonsendringen på et maks produksjonsår og et min produksjonsår er på 25%, noe som er av betydelig størrelse. Langtidsplanlegging kan altså bli svært utfordrende når forventet vindkraftproduksjonen kan endres såpass mye fra år til år, slik som figuren illustrer. Dette setter høyere krav til øvrig tilgjengelig produksjonskapasitet i systemet, som må kobles inn ”når solen ikke skinner og vinden ikke blåser”. Dette vil bli diskutert grundigere i de neste delkapitlene.

Grafen til venstre i figur 2 viser varighetskurvene for samtlige definerte områder i det Nordeuropeiske kraftsystemet<sup>3</sup>, og ved å sammenligne denne med grafen til høyre i figuren – varighetskurven for onshore vindkraftproduksjon i Tyskland – kan man se at førstnevnte graf har flatere kurver. Det er effekten av geografisk utjevning som gir kurvene denne formen. Som kjent er vindkraftproduksjonen variabel og ikke-regulerbar, men det betyr ikke at produksjonen (på systemnivå) starter og stopper ved ujevne mellomrom. Selv ved ekstremisituasjoner, som ved stormer, vil det ta flere timer før de fleste vindturbinene i et systemområdene kobles ut. Fordi hver enkelt turbin opplever ulike vindhastigheter, vil en bred regional fordeling av vindturbiner jevne ut produksjonen. Det er dette som kalles geografisk utjevning, og er svært effektivt for å håndtere korttidsvariasjoner[3]. Desto flere produksjonsenheter og jo lengre avstand mellom produksjonsenhetene, desto mindre produksjonsvariasjon. Figuren illustrerer hvordan økte ressurser og geografisk utjevning gir en flatere varighetskurve, og hvordan minimumsproduksjonen er over null ettersom det er aldri helt vindstille i hele systemet. I tillegg til å redusere produksjonsvariasjoner vil geografisk utjevning derfor bidra til å øke fast vindkraftkapasitet i systemet.

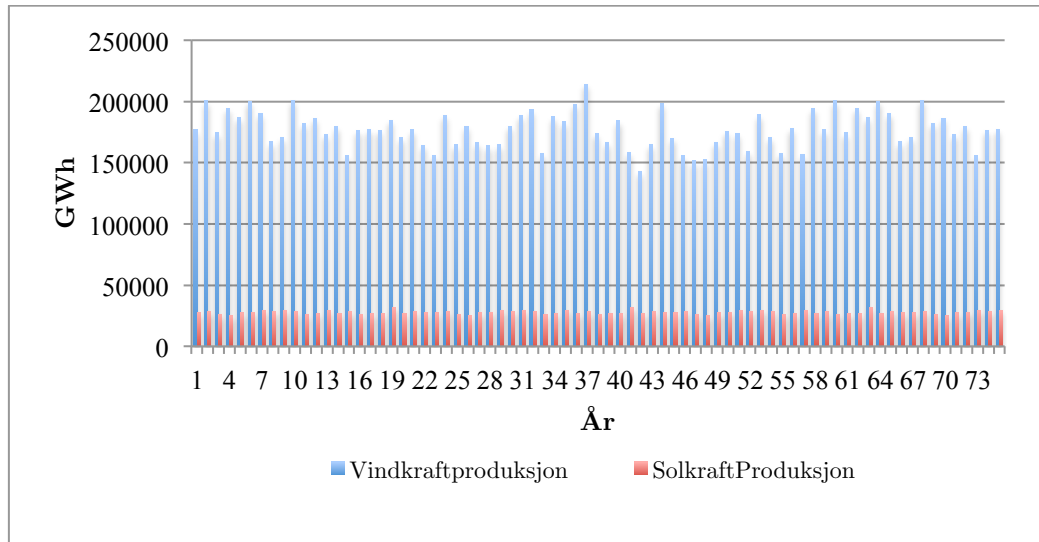
### 2.1.2 Solkraft

Solenergi er tilgjengelig over hele kloden, men siden solinnstrålingen modifiseres av atmosfæren vil utnyttelsen av solstrålingen variere både fra år til år og gjennom hele året, samt hvor man er på kloden og lokale forhold [4]. Skydekke kan redusere strålingen betraktelig, og til og med føre til variasjoner på sekundnivå. Sesongvariasjoner skyldes at solen står høyere på himmelen om sommeren enn på vinteren. Figur 3 viser et eksempel fra Tyskland for år til år variasjoner i både vindkraft- og solkraftproduksjon. Utfra figuren kan man se at solkraftproduksjonen

---

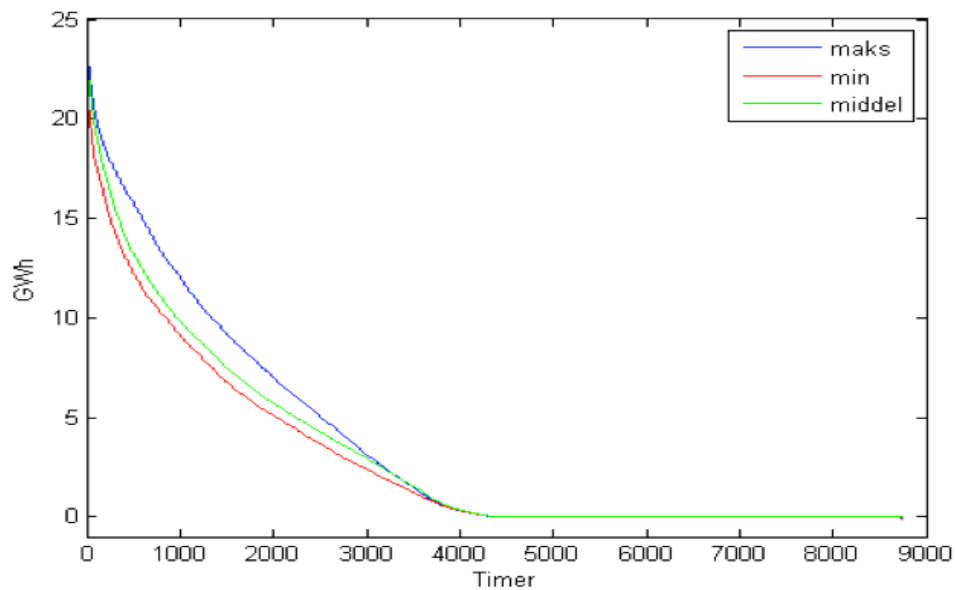
<sup>3</sup> En beskrivelse er gitt i kapittel 4

vil være mer stabil enn vindkraftproduksjonen. At solkraftproduksjon varierer med vær og klima gjør den, i likhet med vindkraftproduksjon, til en uregulerbar energiressurs, noe som vil legge mer press på kraftsystemet.



Figur 3: Årlig produksjonsvariasjoner vind og sol - Tyskland 2030. Egen illustrasjon

Selv om solkraftproduksjonen ikke er like variabel som vindkraftproduksjonen vil det fortsatt være år til år-variasjoner som vil påvirke den øvrige tilgjengelige produksjonskapasiteten i systemet. Figur 4 med varighetskurver for solkraftproduksjonen viser hvordan maks, min og middelproduksjonen avviker fra hverandre og dermed øke uforutsigbarheten til kraftsystemet.



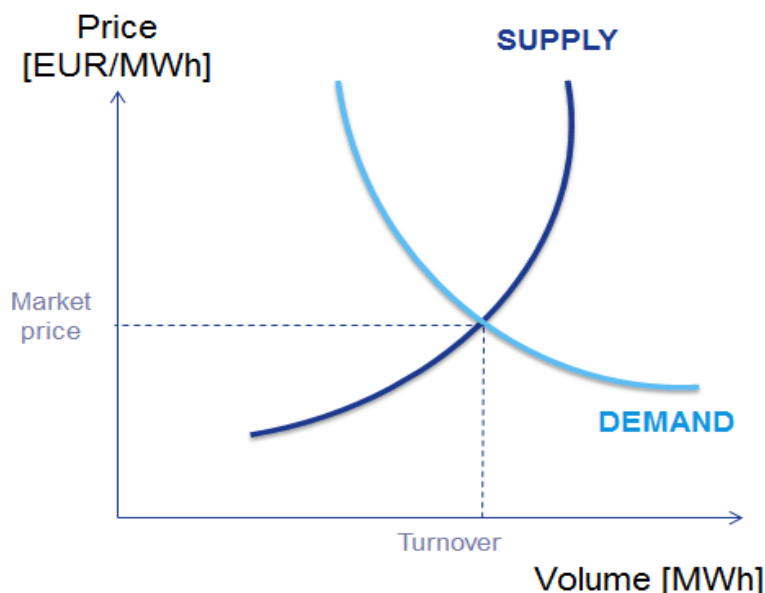
Figur 4: Varighetskurve solkraftproduksjon. Egen illustrasjon.



## 2.2 Kraftmarkedet

### 2.2.1 Struktur

Elektrisitet må forbrukes med en gang det produseres, og det må derfor være balanse mellom produksjon og forbruk – et godt fungerende kraftmarked er derfor nødvendig for å oppnå balanse i kraftsystemet<sup>4</sup>. Den økende liberaliseringen av europeiske kraftmarkeder har gjort at markedene i stor grad organisert på samme måte [6]. Hver enkelt lands systemoperatør definerer budområder og tilhørende kapasitet, samt markedsplassene for handel. Markedene består hovedsakelig av et elspotmarked, intra-dag marked og et regulerkraftmarked eller balansemarked. Det er elspotmarkedet og regulerkraftmarkedet som i størst grad blir påvirket av økt uregulerbar kraftproduksjon, så med utgangspunkt i det nordiske kraftmarkedet skal disse markedene utdypes.



Figur 5: Tilbud- og etterspørselskurve [7]

Elspotmarkedet er den viktigste arenaen for handel av kraft i den Nordiske regionen. Her blir kraftutvekslingen for hver prisområde satt på timesbasis, for det kommende døgnet. Den daglige kraftutvekslingen blir i stor grad drevet av aktørenes planlegging for det neste døgnet. Så en forbruker må avgjøre hvor mye kraft som trengs for å dekke etterspørselen det kommende døgnet og til hvilken pris. På samme måte må selger avgjøre hvor mye kraft som kan leveres og til hvilken pris. I samsvar med

---

<sup>4</sup> for en grundigere beskrivelse av kraftmarkedet, med fokus på det nordiske kraftsystemet se [5] I. Wangensteen, *Power system economics - the Nordic electricity market*, 2012.

mikroøkonomisk teori blir prisen satt av tilbud og etterspørsel, illustrert i figur 5. Prisen beregnes av markedsoperatøren, som i det Nordiske elspotmarkedet er Nordpool spot [7].

Overføringskapasiteten i det fysiske kraftnett er også en avgjørende faktor for kraftprisen. Dersom kraftflyten mellom to områder er større enn kapasiteten mellom disse områdene, oppstår det en flaskehals som deler markedet i flere undermarkeder. Det oppstår da forskjellige prisområder [8]. Dersom kraftflyten ikke er større enn overføringskapasiteten, vil prisen være lik i de to områdene.

Elspotmarkedet benyttes altså for kjøp og salg av kraft. Dette er et "clearing marked" der forbrukere og produsenter må levere bud senest klokken 12.30 for det neste døgnet, altså ca 12-36 timer før den aktuelle driftstimen. Dette medfører ikke store problemer for konvensjonelle kraftverk, men er utfordrende for aktører som administrerer uregulerbare energikilder som sol- vind og småkraft.

Det er systemoperatøren som har ansvar for drifts- og forsyningsikkerhet i systemet og å tilse at frekvensen til en hver tid er innenfor gitte sikkerhetsrammer, samt at produksjonen er balansert med forbruket. I det nordiske systemet er dette problemet løst ved hjelp av regulerkraftmarkedet. Gjennom denne markedsløsningen vil den billigste enheten for balanse til en hver tid bli allokert. Dersom etterspørselen er lavere enn produksjon, må systemoperatøren nedregulere ved å betale produsentene for å redusere kraftproduksjonen. Motsatt må systemoperatøren kjøpe mer kraft dersom etterspørselen er høyere enn produksjonen. Produsentene må levere inn budene sine en til to timer før produksjonstimen, og kraften må leveres på kort varsel, hvor leveringstiden avhenger av type reserve. Regulerkraftmarkedet er altså viktig for å balansere uregulerbar kraftproduksjon, slik som vindkraft.

### **2.2.2 Design, funksjon og kapasitetsproblemet**

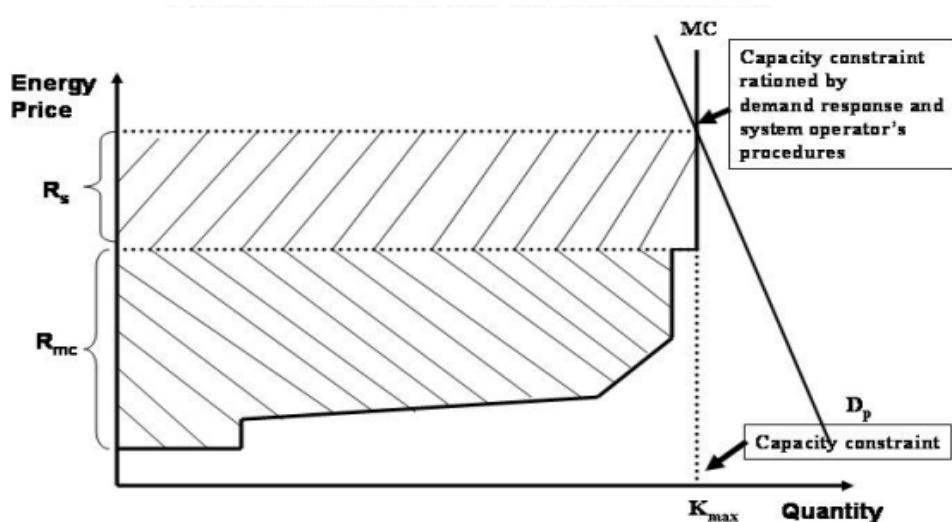
Utover driftssikkerhet må et robust kraftsystem, som tidligere nevnt, også ha tilstrekkelig produksjonskapasitet i systemet, samt fleksibilitet for situasjoner med ressursknapphet. Så lenge det er en lav andel uregulerbar kraftproduksjon i systemet kan et slikt robust kraftsystem oppnås ved å betinge korttidsreserver<sup>5</sup>. Men dersom

---

<sup>5</sup> Primær-, sekundær og tertiærreserver og langtidsreserver (tilstrekkelig produksjonskapasitet til å dekke topplast)[9] Statnett, "Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2012," 2012.

andelen av uregulerbar kraftproduksjon er høy, vil det utover dette bli nødvendig med såkalte "back-up"-reserver [10]. Årsaken til dette er den varierende oppførselen til uregulerbar kraftproduksjon, slik som vindkraft. Slike typer energiresurser vil dermed kun være en produksjonsressurs, og vil nødvendigvis ikke være med på å øke den totale produksjonskapasiteten i systemet, slik som regulerbar kraftproduksjon, eller konvensjonelle enheter, vil gjøre [10]. Det er altså nødvendig med tilgjengelig produksjonskapasitet når "solen ikke skinner og vinden ikke blåser". Kraftsystemer med høy andel uregulerbar kraftproduksjon setter større krav til oppnåelsen av tilstrekkelig produksjonskapasitet i systemet. En økt uregulerbar kraftproduksjon i systemet vil dermed også påvirke de konvensjonelle enhetene, ettersom flere av disse blir hyppigere blir tvunget til å befinne seg i en såkalt "back-up-modus" når den uregulerbare kraftproduksjonen er høy<sup>6</sup>. Dette fører til færre driftstimer og dermed tapt inntekt. For at kraftsystemet skal oppnå tilstrekkelig produksjonskapasitet og fleksible produksjonsenheter, vil det være avhengig av at slike enheter er lønnsomt. Dermed må kraftmarkedets funksjon studeres. Det vil her bli gitt en teoretisk beskrivelse av kraftmarkedet basert på Joskow [11].

I følge Joskow vil et velfungerende kraftmarked under perfekt konkurranse operere i to faser. Det antas en enkelt varighetskurve som gir en "minste-kostnads-løsning"<sup>7</sup> basert på enheter definert som grunnlast, midtlast og topplast<sup>8</sup>.



Figur 6: Fase 2 situasjon basert på Joskow [11]

<sup>6</sup> Uregulerbar kraftproduksjon produseres først da de har marginalkostnad lik null – se neste avsnitt

<sup>7</sup> Sum av variable og faste kostnader blir minimert

<sup>8</sup> Se neste avsnitt for definisjon

Fase én beskrives som "normalsitasjonen" hvor prisen reflekterer marginalkostnaden til den "siste produserte enhet". Dette kalles marginal systemprising, og etterspørselskurven er vertikal eller uelastisk. Enhetene som har lavere marginalkostnad enn den "siste produserte enhet" får da dekket faste kostnader. Fase to vil kun inntreffe i noen få timer i løpet av året. Det antas da at etterspørselen er elastisk, altså at den synker når prisen øker. Situasjonen oppstår når etterspørselen nærmer seg maksimal tilgjengelig kapasitet, og er illustrert i figur 6. Den verdien som konsumentene setter på å redusere sin etterspørsel, vil være på et høyere nivå enn marginalkostnaden til siste produserte enhet. Området i figuren som er markert som  $R_{mc}$  reflekterer inntektene til enhetene som har lavere marginalkostnad enn siste produserte enhet. Området over representerer tillegget som oppstår når man lar prisen øke og vil da legge seg på et nivå høyere enn marginalkostnaden til siste produserte enhet. Dette betyr at, teoretisk, vil alle få dekket sine faste kostnader – inkludert toppplastenhetene<sup>9</sup>. Så overskuddet vil akkurat dekke investeringskostnadene i systemet, og kapasitetsproblemet er løst. Dette kalles "energy-only market", og kan studeres i sin helhet i [11].

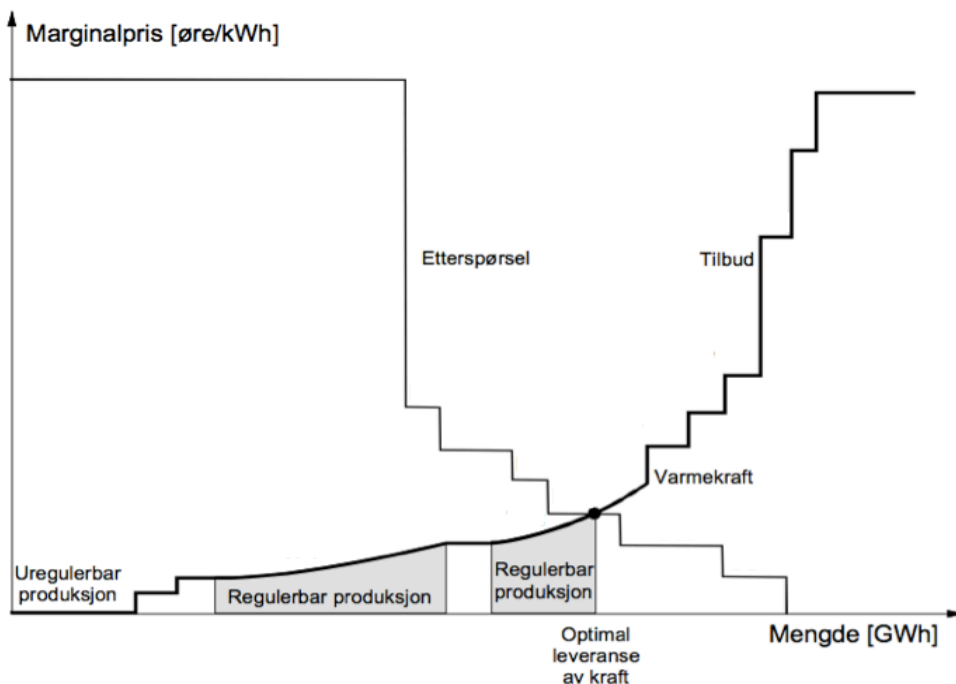
Selv om dette gir en anvisning på hvordan kapasitetsproblemet kan håndteres, vil ikke dette være realiteten. For å avverge misbruk av markedsrett og for å ha en viss kontroll over markedsprisene har man innført makspriser i kraftmarkedet. Dette fører til at man ikke lar prisene øke nok til at alle utgifter vil bli dekket, og man får et såkalt "missing money problem" [10]. Utover dette tar heller ikke det teoretiske eksempelet for seg fremtidige usikkerheter i tilbud og etterspørsel, samt drivstoff- og CO<sub>2</sub>-kostnader. Dette vil også øke "The missing money problem". Vi går nemlig fra et relativt statisk system, til et mer dynamisk system med mer variabel og lite forutsigbar produksjonskombinasjon, og dette vil være svært utfordrende for kraftmarkedene slik de fungerer i dag ("least cost generation capacity"). Problemet vil altså eskalere med den økte innmating av sol- og vindkraftproduksjon [10]. Eksisterende konvensjonelle enheter, som grunnlast og midtlast, bli tidvis erstattet med variabel, fornybar kraftproduksjon og dermed redusere driftstimene til de konvensjonelle enhetene. I tillegg til dette vil det være mer varierende og usikre markedspriser.

---

<sup>9</sup> Dette er kun et teoretisk eksempel som ikke tar høyde for fremtidig usikkerheten for etterspørsel og tilbud

### 2.2.3 Total etterspørsel og residual etterspørsel

Elektrisitet blir regnet som et nødvendig gode i dagens sivilisasjon, og etterspørselskurven vil dermed være lite elastisk på lang sikt. Endringer i tilbudskurven vil dermed føre til store prisendringer. En tilbudskurve vil bestå av flere ulike produksjonsenheter, for eksempel vindkraft, vannkraft, kullkraft, gasskraft etc. Måten man skiller disse produksjonsenhetene fra hverandre er å definere de som grunnlast, "midtlast" eller topplast. Grunnlast har høye investeringskostnader, men lave variable kostnader og det vil dermed være økonomisk å produsere fra disse enhetene i store deler av året. Typiske grunnlastenheter vil være kjernekraft eller vindkraft. Topplast vil være det motsatte, og vil være enheter som kan startes og stoppes raskt. "Midtlast" vil ligge i mellom grunnlast og topplast. Produksjonsenhetene produserer altså etter lavest marginal kostnad.



Figur 7: Markedskryss [12]

Årsaken til at fornybar energiproduksjon, som vindkraft, vannkraft og solkraft produseres først er at de har variable kostnader lik null (eventuelle variable kostnader er så små at de uansett er neglisjerbare i denne sammenhengen). Punktet hvor etterspørsels- og tilbudskurven krysser hverandre i figur 7 gir kraftprisen. Som tidligere forklart er vindkraft en uregulerbar energiresurs, noe som betyr at andelen vindkraftproduksjon vil variere med vær og klima. Dersom produksjonskapasiteten

av vind er høy nok vil tilbudskurven skiftes til høyre eller venstre, avhengig om det er henholdsvis lite eller mye vindkraftproduksjon. Dersom det er mye vindkraftproduksjon vil altså tilbudskurven skifte til høyre, noe som vil resultere i en lavere kraftpris, og motsatt dersom det er lite vindkraftproduksjon. Hvordan kraftprisene påvirkes av denne variabiliteten og andre faktorer, både på et korttids- og langtidsperspektiv, vil bli diskutert i neste delkapittel.

Produksjonsfordelingen vil variere ukentlig, da det gjerne er lavere etterspørsel i helgene, og over hele året med for eksempel høyere etterspørsel om vinteren som vil være tilfelle i nord-europeiske land. Vi har altså variabel vind og variabel etterspørsel, som vil legge press på kraftsystemet på ulike måter. For å undersøke hvordan variabel vind og variabel etterspørsel relateres til hverandre skal det her studeres fire ulike situasjoner [13].

- Lav etterspørsel og lav vindkraftproduksjon: innebærer ikke en utfordrende situasjon for kraftmarkedet, og vil håndteres uten problemer.
- Høy etterspørsel og høy vindkraftproduksjon: her kan billigste konvensjonelle enhet sette prisen.
- Lav etterspørsel og høy vindkraftproduksjon: i denne situasjonen må grunnlast enhetene redusere sin produksjon. Dette vil være økonomisk og teknisk utfordrende.
- Høy etterspørsel og lav vindkraftproduksjon: i en slik situasjon må det være tilstrekkelig med installerte topplast-enheter for å håndtere situasjonen.

Man kan her se at de ulike kombinasjonene påvirker systemet ulik måte, og det vil derfor være en fordel å studere denne kombinasjonen når man har et system med høy andel fornybare energikilder. Ved å kombinere uregulerbar produksjon og etterspørsel, altså ved å trekke etterspørselen for den uregulerbare produksjonen fra den totale etterspørselen får vi etterspørsel etter konvensjonelle enheter, eller residualetterspørsel. Etterspørselskurven til konvensjonelle enheter er interessant i denne sammenhengen fordi denne er med på å sette kraftprisen. I en situasjon med høy residualetterspørsel vil kraftsystemet oppleve svært høye priser, mens lav residualetterspørsel vil gi lave priser. Det vil være rimelig å anta at et system med høyere andel fornybar produksjon vil føre til en mer variabel residualetterspørsel. Dette fører til blant annet to store utfordringer. For det første vil den økte variabiliteten i konvensjonell etterspørsel øke utfordringen med å nok kapasitet i systemet, den naturlige variable egenskapen til sol og vind øker behovet for fleksible

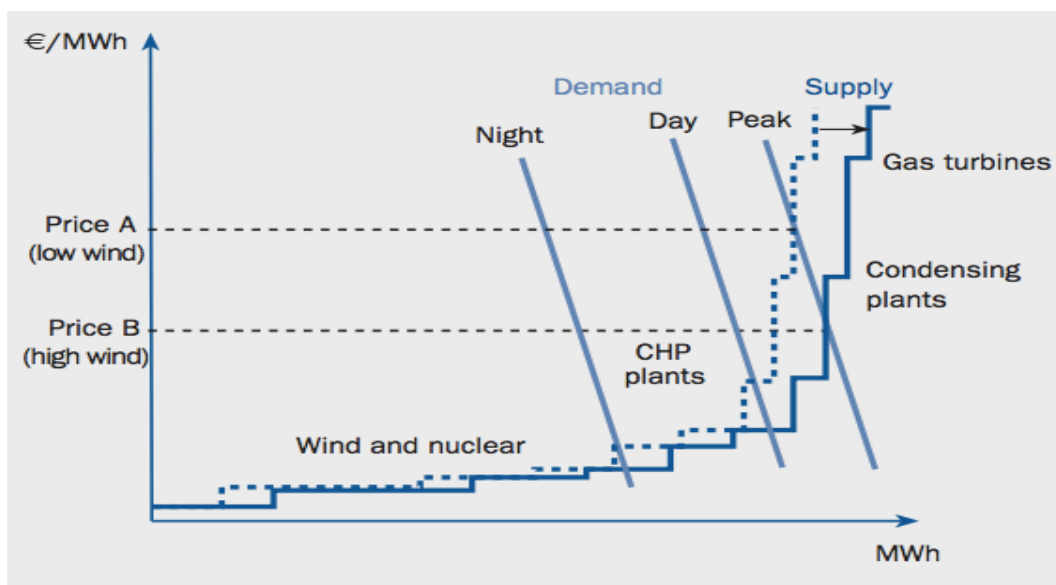
konvensjonelle enheter som kan være i stand-by-mode og reagere relativt raskt når ”solen ikke skinner og vinden ikke blåser”. Dette betyr at økt fornybar i systemet vil øke behovet for et mer fleksibelt og pålitelig kraftsystem. For det andre vil det være naturlig å anta at den variable residualetterspørselen også vil gi mer variabel kraftpris, og at man får hyppigere tilfeller av såkalte pristopper.

### 2.3 Markedseffekter med fokus på priser

Flere faktorer vil påvirke kraftprisene, både på kort sikt og på lang sikt. Dette vil være blant annet etterspørsel, klima (nedbør, vind, sol) og overføringskapasitet mellom prisområder, samt olje-,gass- og CO<sub>2</sub>-priser. Effekten av disse faktorene diskuteres under

#### 2.3.1 Kortidseffekt

Som kjent har uregulerbar kraftproduksjon en lav marginal kostnad slik at den havner nederst i tilbudskurven, slik det er illustrert i figur 8.



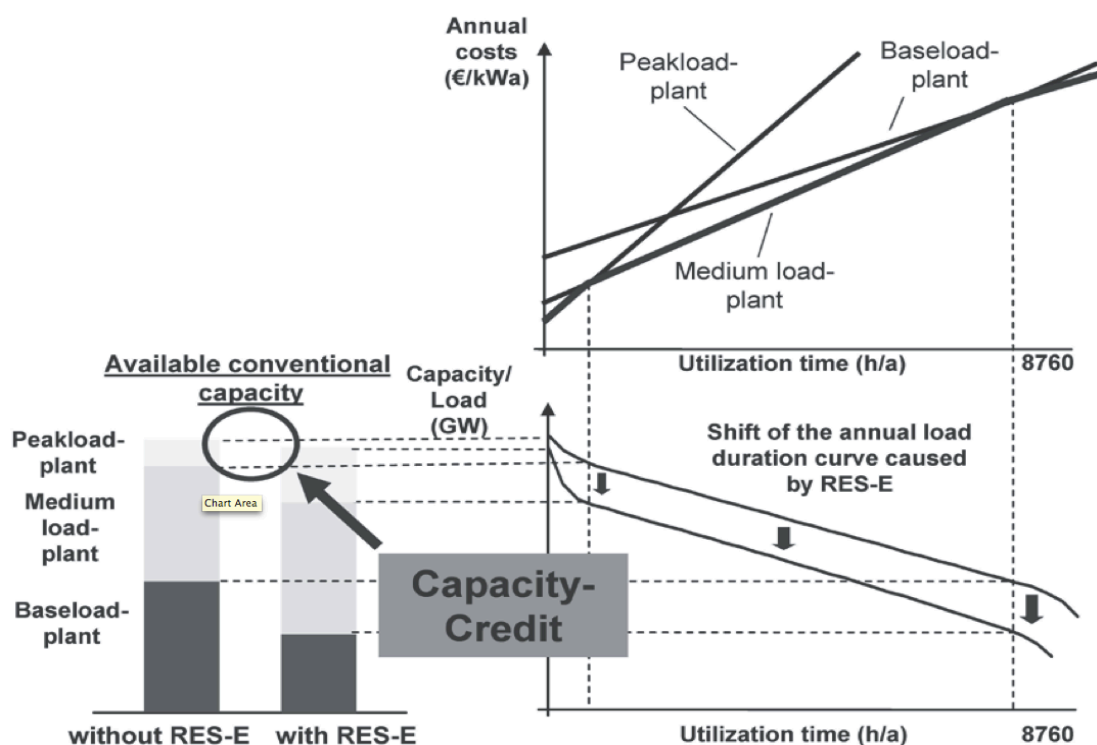
Figur 8: Merit-order"-effekten[6]

Økt vindkraftproduksjon vil så skifte tilbudskurven til høyre, som fører til en lavere kraftpris, avhengig av etterspørselen. Fra figuren kan man se at prisen går fra A til B når det er høy etterspørsel (peak). Men når etterspørselen er lav, for eksempel om natten, vil ikke vindkraftproduksjonen påvirke kraftprisen i like stor grad (j.ref til figuren) som ved perioder med høy etterspørsel. Generelt kan man si at kraftprisen forventes å være lavere i perioder med mye vind og da lav residualetterspørsel, enn i

perioder med lite vind og høy residualetterspørsel (kalles ”merit-order-effect”) [6]. Overføringskapasitet kan være med å forsterke denne effekten. Slik som det tidligere ble beskrevet i delkapittelet om kraftmarkeder kan man forvente flaskehals på grunn av overføringsrestriksjoner. I perioder med mye vind kan tilfeller av flaskehals øke, som vil føre reduksjon i residualetterspørsel og dermed lavere kraftpriser i det prisområdet hvor vindkraften produseres. Effekten av økt fornybar i systemet og hvordan den endrer tilbudskurven, som det er vist i figuren, er kun er korttidseffekt. Det burde derfor her nevnes at utover marginalkostnadene og vind- og solvariasjoner vil produksjonen også avhenge av flere andre variabler [14], for eksempel fleksibiliteten til de termiske (konvensjonelle) produksjonsenhetene, altså start- og stoppkostnader. Så vi vet at korttidseffekten av vindkraft kan redusere kraftprisene dersom andelen vind er høy nok, men hvordan påvirkes systemet på lang sikt?

### 2.3.2 Langtidseffekt

Det er blitt diskutert hvordan økt vindkraftproduksjon påvirker residualetterspørselen. Dette betyr at de konvensjonelle produksjonsenhetene i systemet vil variere produksjonen etter den varierende vindkraftproduksjonen. På lang sikt betyr dette at en økt innmating av uregulerbare teknologier vil påvirke utnyttelsen av de konvensjonelle enhetene, og redusere kapasitetsandelen til slike enheter, eller redusere incentiver til investering av slike enheter.



Figur 9: Langtidseffekt av økt innmating av uregulerbar kraftproduksjon[13]



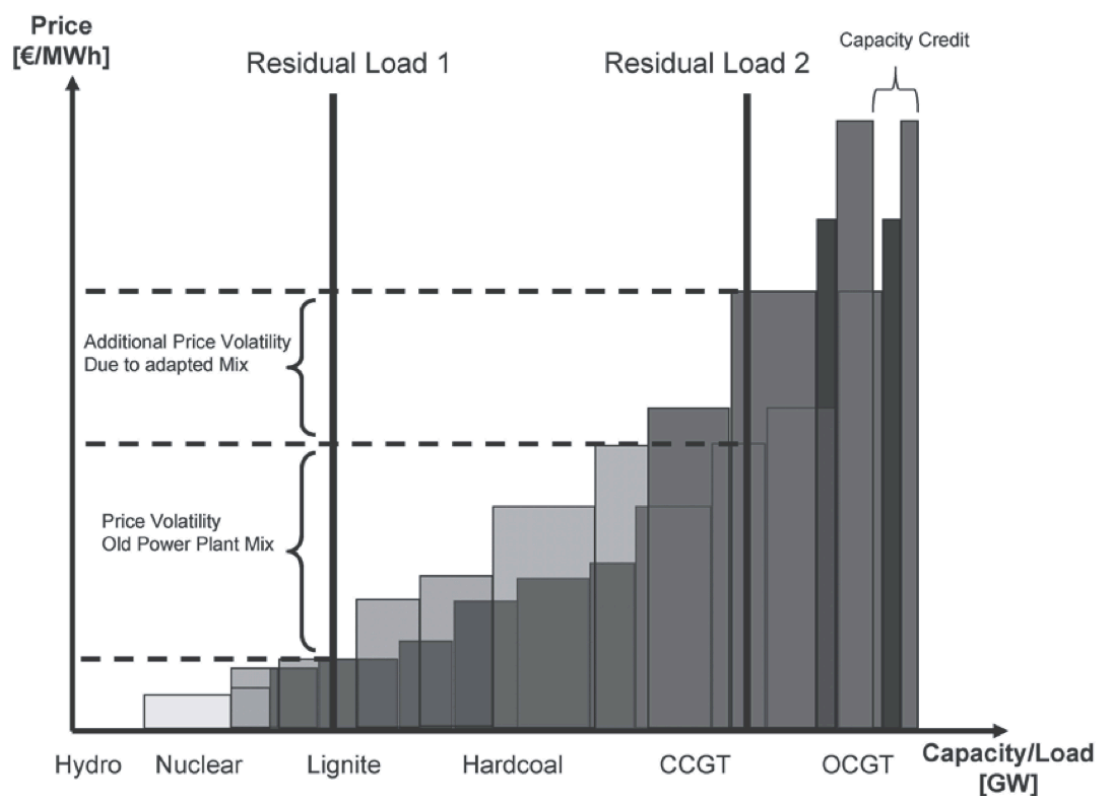
Det skal her presenteres et eksempel på hvordan økt vindkraftproduksjon vil påvirke kraftsystemet på lang sikt. Eksempelet tar for seg situasjonen i Tyskland, og kan leses i sin helhet på [13]. Eksempelet fokuserer på residualetterspørselen, og hvordan denne vil endre seg over tid med høy andel vindkraftproduksjon i systemet som er illustrert i figur 9. Øverst til høyre vises årlige kostnader for de ulike teknologiene. Figuren illustrerer hvordan grunnlastenheter har høye investeringskostnader og lave produksjonskostnader, og hvordan det er motsatt gjeldene for topplastenheter – slik det er beskrevet i delkapittel 1.2.3.

De vertikale linjene viser når de ulike teknologiene produserer effektivt. Topplasterenheter er effektive ved få driftstimer, mens grunnlastenheter er effektiv dersom de produserer store deler av året. Grafen nederst til høyre i figur 9 viser varighetskurven for de ulike teknologiene. Hvordan andelen av de ulike produksjonsenhetene endrer seg fra situasjonen uten fornybar energiproduksjon til en situasjon med fornybar energiproduksjon vises nederst til venstre. Det at uregulerbar produksjon ikke øker den totale produksjonskapasiteten er årsaken til denne endringen, dette er fordi man ikke kan garantere uregulerbar kraftproduksjon i topplast-perioder. Men likevel, på grunn av geografisk utjevning vil man likevel kunne garantere en del av den installerte vindkraftkapasiteten.

Denne garanterte kapasiteten kalles ”capacity-credit” og er illustrert i figur 9, og denne kapasiteten kan erstatte noe av den konvensjonelle kapasiteten. Andelen garantert kapasitet er likevel relativt lav hvis man sammenligner med andelen fornybar kraftproduksjon, og den garanterte kapasiteten vil reduseres med økt fornybar produksjon i systemet<sup>10</sup>. Figuren viser hvordan økte andeler fornybar produksjon i systemet øker behovet for topplast og minker behovet for grunnlast.

---

<sup>10</sup> For mer om dette se [13] M. Fürsch and M. Nicolosi, "The impact of an increasing share of RES-E on the conventional power market - The example of Germany," 2008.



Figur 10: Endring i produksjonsfordeling[13]

Figur 10 illustrerer situasjonen med mye og lite fornybar i systemet, henholdsvis gitt i den transparente kurven foran og den mørke kurven i bakgrunnen. Situasjonen med mye fornybar er tilpasset med mindre grunnlast og mer topplast. Residualetterspørsel ved nærmest maksimal vindkraftproduksjon og ved lite vindkraftproduksjon, vises henholdsvis i kurve 1 og kurve 2. Fra figuren kan man se at residualetterspørselen ved lite vindkraftproduksjon krysser den tilpassende kurven ved en høyere marginalkostnad, noe som gir økt prisvolatilitet. Det legges videre merke til at den tilpassede kurven er brattere og dermed vil variere mer, noe som også vil øke prissensitiviteten. Økt vindkraftproduksjon i systemet vil altså gi et skifte i den konvensjonelle etterspørselskurven, slik at maksimal avstand mellom residualetterspørsel med mye og lite vindkraftproduksjon vil øke jo mer vindkraftproduksjon man har i systemet. Dette fører til blant annet to store utfordringer. For det første vil den økte variabiliteten i konvensjonell etterspørsel øke utfordringen med å nok kapasitet i systemet, den naturlige variable egenskapen til sol og vind øker behovet for fleksible konvensjonelle enheter som kan være i stand-by-mode og reagere relativt rask når ”solen ikke skinner og vinden ikke blåser”. Dette betyr at økt fornybar i systemet vil øke behovet for et mer fleksibelt og pålitelig

kraftsystem. For å håndtere en økende variabel etterspørsel etter konvensjonelle enheter kan løsningen være eksempelvis lagring eller flere fleksible enheter i systemet.

For det andre vil variabiliteten og den økte prissensitiviteten øke usikkerheten til lønnsomheten til konvensjonelle enheter og dermed redusere incentiver til investeringer. Som tidligere vist vil altså økt fornybar kraftproduksjon tidvis erstatte termisk kraftproduksjon, noe som vil føre til færre driftstimer og dermed mindre inntekter – som vil påvirke lønnsomheten. Den økte prissensitiviteten fører til større inntektssensitivitet – og da være avhengig av, ikke bare variabel etterspørsel, men også variabel vindkraftproduksjon. Lønnsomheten til konvensjonelle enheter er viktig da dette vil avgjøre fremtidige investeringer, og dermed tilstrekkelig produksjonskapasitet i systemet.

### **2.3.3 utfordringer**

Det har blitt diskutert hvordan uregulerbar kraftproduksjon gir et skifte i residualetterspørselskuven og reduserer kraftprisen, flere studier med ulike markedsmodeller (både fra Tyskland og Danmark) bekrefter dette, blant annet [13, 15], [16] og [17]. Variabiliteten til uregulerbare produksjonsenheter, som vindkraft, og hvordan denne typen teknologi ikke nødvendigvis er med på å øke den totale produksjonskapasiteten vil påvirke kraftsystemet på lang sikt. Dette vil øke behovet for topplastenheter, eller fleksible produksjonsenheter og samtidig redusere antall driftstimer for konvensjonelle produksjonsenheter. Det er dermed rimelig å konkludere med at utfordringen med økt uregulerbar kraftproduksjon i kraftsystemet ikke nødvendigvis er selve innmatingen av denne typen kraftproduksjon, men samspillet av produksjon og total etterspørsel. Det har også blitt diskutert hvordan kraftsystemet fungerer i dag ("least cost generation") og problematikken rundt "missing-money-problem", samt hvordan denne problematikken eskalerer med økt innmating av uregulerbar produksjon.

For å se på hvordan dette påvirker lønnsomheten til konvensjonelle kraftverk og kan redusere incentiver til fremtidige investeringer listes det her opp noen konkrete utfordringer basert på diskusjonen;

- Økt varierende kraftpriser
- Økt variabel, uregulerbar kraftproduksjon
- Reduksjon i antall driftstimer

Utover dette er det flere politiske vedtak som kan påvirke fremtidige investeringer<sup>11</sup>, blant annet utfasingen av kjernekraft i Tyskland og øke CO<sub>2</sub>-avgifter.

Det er rimelig å anta at samtlige nevnte faktorer vil være med på å påvirke lønnsomheten til konvensjonelle kraftverk. Basert på simuleringsresultatene i denne oppgaven, skal det gjøres en vurdering av lønnsomhet i drift av ulike typer termiske (konvensjonelle) kraftverk.

---

<sup>11</sup> For utdypelse av dette se [10] Eurelectric, "RES integration and market design: Are capacity remuneration mechanisms needed to ensure generation adequacy?," 2011.

### **3 Analyse av den fremtidige utviklingen av det europeiske kraftsystemet med økt fornybar energi - verktøy**

Det forventes store utfordringer og endringer i driften av det europeiske kraftmarkedet som følge av EUs ”20-20-20”-mål. En økt andel fornybar energi i det europeiske kraftsystemet stiller strengere krav til utforming og drift av systemet, slik det ble diskutert i kapittel 1. I tillegg ønsker EU et liberalisert og integrert Europeisk kraftmarked<sup>12</sup>. Ved analyse av fornybare systemer er det nødvendig å inkludere sesong- og år-til-år-variasjoner for å fange opp de naturlige variasjonene til sol, vind og nedbør, men for termiske systemer er langstidsvariasjoner ikke like interessant. For termiske enheter med start-og stoppkostnader er høy tidsoppløsning en nødvendighet.. For å kunne analysere økt integrasjon av fornybar energi og økt overføringskapasitet mellom de europeiske landene behøves sofistikerte og detaljert modellerte analysemodeller, som inkluderer både karakteristikene til termiske enheter og fornybare enheter samt koblingen mellom disse. Utfordringen med en slik analyse vil dermed være de svært ulike karakteristikene til termiske enheter og fornybare enheter.

I dette kapittelet følger en kort presentasjon av noen utvalgte europeiske analysemodeller og studier. Deretter kommer en presentasjon om analysemodellen som skal benyttes i denne oppgaven.

#### **3.1 Utvalgte europeiske analysemodeller – en kort presentasjon**

Det er flere studier som har analysert den fremtidige utviklingen av det europeiske kraftsystemet. Det skal her presenteres tre modeller fra Nederland, Danmark og Tyskland, henholdsvis COMPETES, WILMAR og ELMOD.

---

<sup>12</sup> 2003/54/EC og 2009/72/EC

### **3.1.1 COMPETES**

COMPETES eller "Competition and Market Power in Electric Transmission and Energy Systems" er en nederlandsk modell som simulerer den strategiske adferden til kraftprodusenter, basert på økonomisk teori. Det innebærer at modellen kan simulere effekten av ulik oppførsel blant kraftprodusenter og ulike markedsstrukturer, inkludert perfekt konkurranse versus oligopol. Modellen har tidligere blitt brukt til å analysere hvordan EU ETS påvirker elektrisitetspriser, inntekter og utslipp i kraftmarkedene i Europa[18, 19]. Modellen er som nevnt en økonomisk modell som fokuserer på markedsstrukturer, samt oppførsel og respons av kraftprodusenter. Modellen simulerer på et korttidsperspektiv og tar dermed ikke hensyn til den fremtidige forventede økte andelen fornybar energiproduksjon. I tillegg til dette er vannkraften representert på et lite detaljert nivå, noe som gjør at modellen ikke fanger opp samspillet mellom termiske- og vannkraftbaserte systemer.

### **3.1.2 WILMAR**

WILMAR (Wind Power Integration in Liberalised Electricity markets) er utviklet i Danmark og analyserer evnen elkraftsystemer har til å integrere store mengder vindkraftproduksjon.

Modellen deles inn i to deler. Den første delen tar for seg system stabiliteten – utfordringer knyttet til rask endring i vindkraftproduksjon (med tidsoppløsning på mindre enn 10 minutter). Med utgangspunkt i en time-for-time-simulering analyserer del to tekniske og økonomiske utfordringer av å integrere store mengder vindkraftproduksjon i kraftsystemet[20]. Modellen analyserer altså økt integrering av vindkraftproduksjon og påvirkningen av korttidsvariasjoner på kraftsystemet. Vannkraftenheter er ikke detaljert representert i denne modellen. En fullstendig oversikt over WILMAR-rapporter finnes på [21].

### **3.1.3 ELMOD**

ELMOD "A Model of the European Electricity Market" er en Tysk markedsmodell av de europeiske kraftmarkedene, er basert på en DC lastflyt-modell. Modellen kan brukes til å analysere effekten av offshore vind i Nordvest-Europa, samt effekten av flaskehals mellom land og innenfor det Tyske kraftnettet[22]. Modellen spesialiserer seg på fysisk kraftflyt, og mangler detaljert modellering av produksjonsenheter – spesielt vannkraftenheter.

### 3.2 Samkjøringsmodellern (EMPS)

Samkjøringsmodellen er en markedssimuleringsmodell utviklet av SINTEF Energiforskning AS [12]. Modellen baserer seg på vannverdimetoden med en detaljert modellering av vannkraftenhetene, noe som gjør at modellen egner seg godt for systemer med en høy andel vannkraftproduksjon. Modellen har flere anvendelsesområder, fra prognoser av fremtidige priser til investeringsanalyse og kraftsystemanalyse.

Det som er spesielt med Samkjøringsmodellen, og det som skiller den fra andre analysemodeller, er den detaljerte modelleringen av vannkraft, som inkluderer alle magasiner og kraftverk med restriksjoner for magasin håndtering og vannveier. Vannverdien, eller den forventede marginalverdien av vann, blir beregnet som en funksjon av magasinnivå og tid. Dette beregnes ved hjelp av stokastisk dynamisk programmering (SDP), hvor tilsig, vind, sol og temperaturer blir representert gjennom klimascenarioer. For å kunne få med sesongvariasjonene, og variasjonen fra år-til-år vil langtidsoptimaliseringen være basert på minst 50 klimascenarioer for å ta hensyn til påvirkningen av de såkalte ekstremårene. Det ble vist i kapittel 1 hvor viktig det er å inkludere sesong- og årsvariasjoner ved håndtering av fornybar energiproduksjon, eksempelvis i figuren med varighetskurvene for vindkraftproduksjon. Der så man at et maksimalt produksjonsår, altså et år hvor det blåser ”unormalt” mye, kan avvike betydelig fra et minste produksjonsår, altså et år hvor det blåser ”unormalt” lite. Hvor mye vindkraft som produseres vil så påvirke inntektene til de termiske enhetene. År-til-år-variasjoner er derfor en nødvendighet for håndtering av fornybare energikilder. For et termisk system derimot, som består av termiske enheter med start- og stopp-kostnader, er det ikke interessant med sesong- og årsvariasjoner. Fordi variasjonen er stor innenfor uken, og relativ lik fra uke til uke er dermed høy tidsoppløsning en nødvendighet. I samkjøringsmodellen blir etterspørselen modellert med et tidsintervall på en uke, slik at man kan fordele etterspørselen i flere perioder. Fordi residualetterspørselen har stor variasjon innenfor hver uke, gir Samkjøringsmodellen muligheten for sekvensielle lastperioder. For å kunne fange opp ukesvariasjoner benyttes det derfor sekvensielle lastperioder i denne oppgaven. Med 2 timers oppløsning i ukedager og 4 timers oppløsning i helgen, gir dette totalt 72 sekvensielle lastperioder per uke.

For å kunne analysere den fremtidige utviklingen av det europeiske kraftsystemet, som i utgangspunktet er et termisk system – men som nå går mot økte andeler

fornybar energi, er det nå nødvendig å inkludere høy tidsoppløsning i tillegg til sesong- og årsvariasjoner. Med økt overføringskapasitet til/fra Norge vil det også sette høyere krav til en mer detaljert modellering av vannkraftenheter. Samkjøringsmodellen er derfor et naturlig valg for denne oppgaven, da den både har høy tidsoppløsning og langtidsoptimalisering av fornybar energi. I tillegg til dette er Samkjøringsmodellen en kommersiell modell som benyttes av de største aktører innenfor kraftproduksjon og kraftdistribusjon i Norge.



## 4 Modellbeskrivelse: 2010- versus 2030-scenario

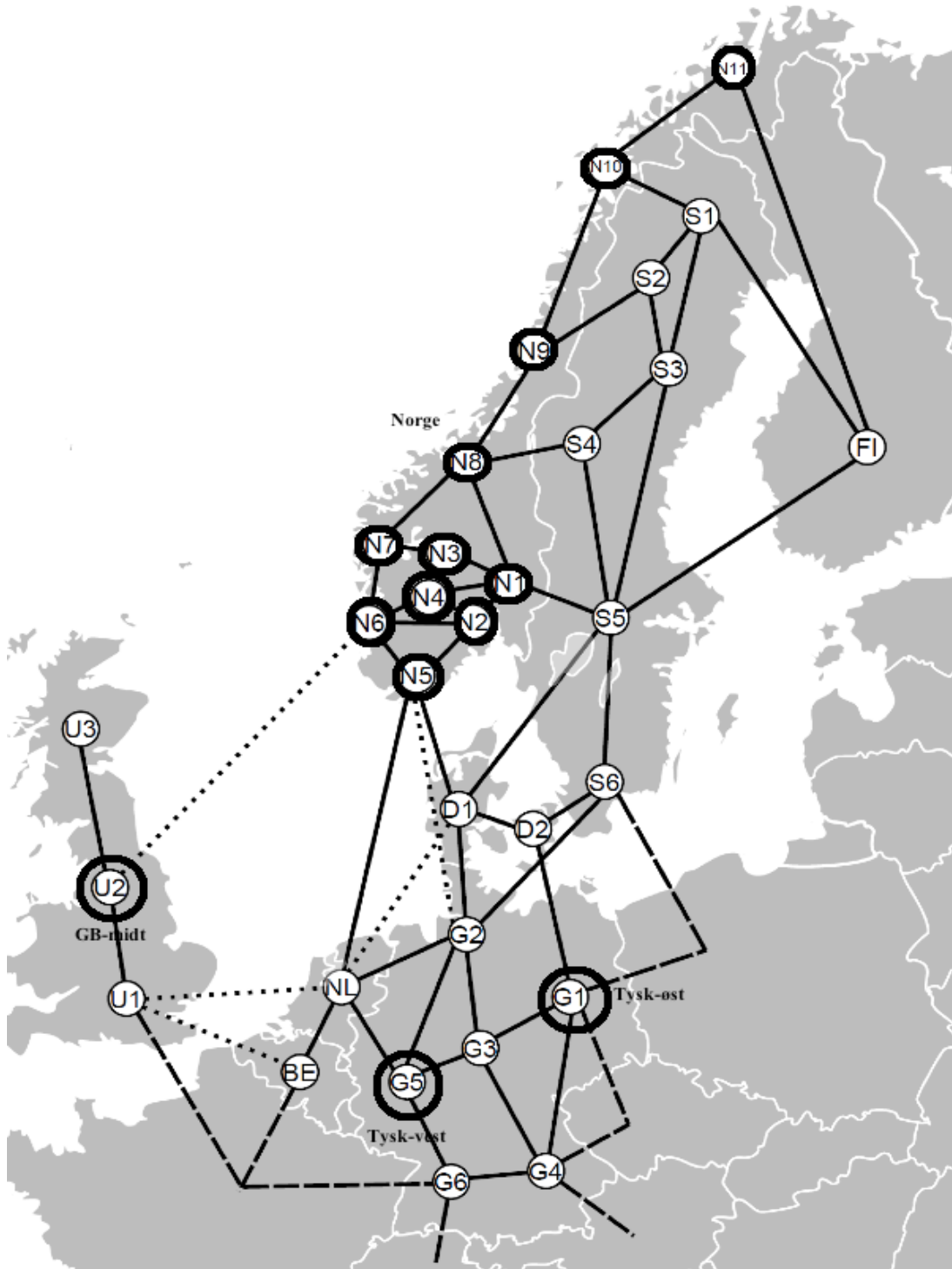
Scenarioene som skal studeres og sammenlignes er 2010 og 2030. Modellen for 2010-scenario i Samkjøringsmodellen skal representere systemtilstanden i 2010, mens modellen for 2030-scenario inkluderer fremtidige utvidelser av produksjons- og overføringskapasitet, samt utviklingen av det planlagte offshore-nettet i Nordsjøen. Scenarioet inkluderer også forventet fremtidig vekst av etterspørselen etter elektrisitet.

I dette kapitlet presenteres kraftsystemet som er implementert i Samkjøringsmodellen, og noen utvalgte delområder som skal studeres nærmere. Videre presenteres antagelsene av fremtidig produksjonskapasitet, overføringskapasitet og etterspørsel.

### 4.1 Modelloversikt

Det Nordeuropeiske kraftsystemet inkluderer Norge, Sverige, Finland, Danmark, Tyskland, Nederland, Belgia og Storbritannia, gitt i figur 11. Figuren illustrer hvordan de ulike landene er knyttet sammen av overføringskabler, og videre hvordan de ulike landene er delt i flere områdene og tilknytningen mellom disse. I vedlegg A er det gitt en oversikt over de ulike prisområdene innenfor hvert land. For å oppnå en rimelig kraftutveksling med områdene utenfor den modellerte modellen, inkluderes også et sett med grenseland som skal illustrere koblingen med "resten av verden".

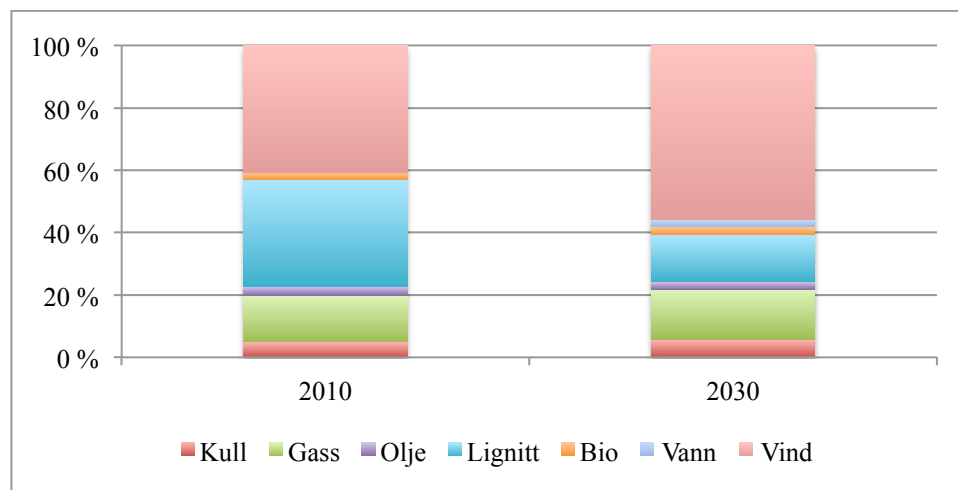
Det er valgt ut fire områder som skal studeres nærmere i denne oppgaven. Dette gjelder to delområder i Tyskland, et delområde i Storbritannia og samtlige områder i Norge, disse er markert i figur 11. Videre følger en presentasjon av disse.



Figur 11: Kraftsystem-modellen

### 4.1.1 Tyskland

I Tyskland er det installert mer vindkraftkapasitet i øst enn i vest, det skal derfor studeres to ulike delområder i Tyskland. Disse to områdene er et øst-Tysk delområde og et vest-Tysk delområde, som fra nå av gjenkjennes som henholdsvis tysk-øst og tysk-vest.



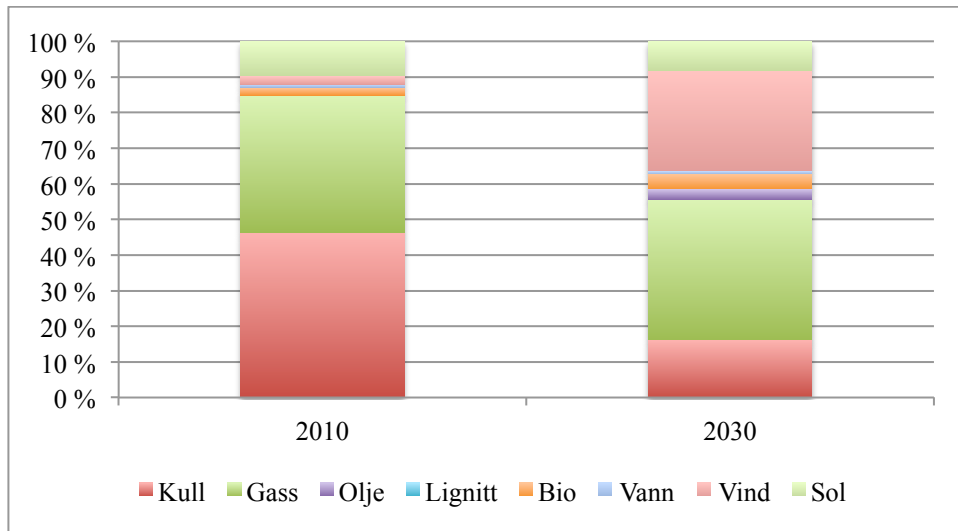
Figur 12: Installert kapasitet 2010 og 2030-scenario - Tysk-øst

Det øst-Tyske delområdet er netto importområde og den installerte produksjonskapasiteten er gitt i figur 12<sup>13</sup>. Slik figuren viser vil delområdet få en økning av installert vindkraftkapasitet i 2030, hvor andelen øker fra ca. 40% i 2010 til ca. 50% i 2030-scenario. Økningen av vind kommer hovedsakelig fra etableringen av flere vindparker som er antatt for 2030-scenario. Andelen gasskraft holder seg tilnærmet uendret, mens lignitt får en nedgang og videre vil brunkull (beskrevet som kull i figuren) ikke få en vesentlig økning. I tillegg til å ha forbindelser til andre delområder i Tyskland har området også en forbindelse til Danmark.

Det vest-Tyske delområdet er et netto importområde, i likhet med det øst-tyske delområdet, og den installerte produksjonskapasiteten er gitt i figur 13<sup>14</sup>. Det vest-Tyske området får en vesentlig økning i andel installert vindkraft fra ca. 2% i 2010 til ca. 28% i 2030-scenario. Andelen installert kapasitet av kull vil derimot få en kraftig nedgang. Kullkraftkapasiteten går fra å være ca. 46% i 2010 til kun ca. 16% i 2030. Gasskraften vil være tilnærmet uendret i de to scenarioene. Området har forbindelser til både Nederland og Belgia, i tillegg til forbindelsene til andre Tyske delområder.

<sup>13</sup> Tallene er gitt i vedlegg B

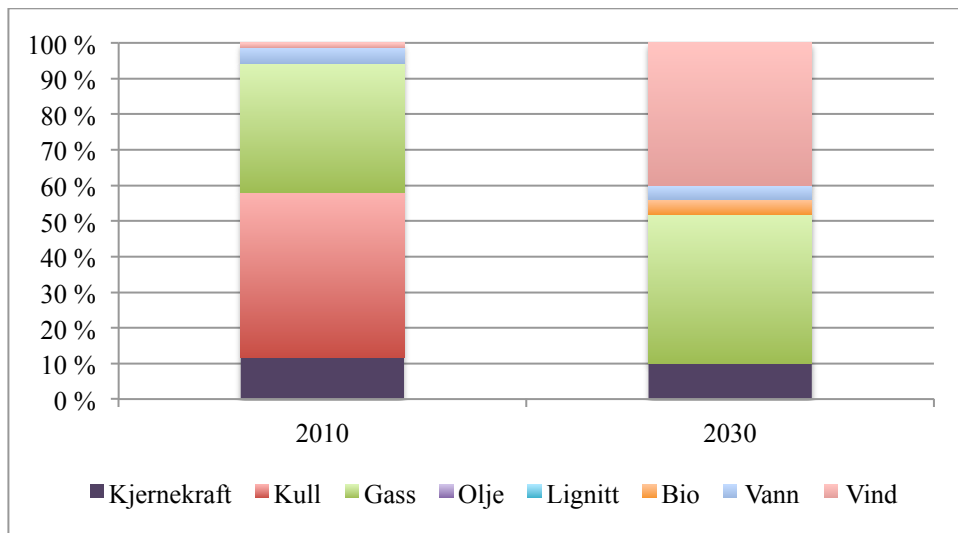
<sup>14</sup> Tallene er gitt i vedlegg B



Figur 13: Installert kapasitet 2010 og 2030-scenario - Tysk-vest

#### 4.1.2 Storbritannia

For Storbritannia er delområdet GB-midt valg. Dette delområdet er koblet til to offshore vindparker som er antatt for 2030-scenario, hvor den ene er Doggerbank. Økningen i installert kapasitet av vind kommer tydelig frem i figur 14<sup>15</sup>, som øker med ca. 30% i 2030-scenario. Andel gasskraft er nærmest uendret, mens andelen installert kapasitet fra kull går fra ca. 46% i 2010 til fullstendig utfasing i 2030. I 2030-scenario er det antatt at HVDC-kabalen NorBrit går fra GB-midt til vestlandet i Norge.



Figur 14: Installert kapasitet 2010 og 2030-scenario - GB-midt

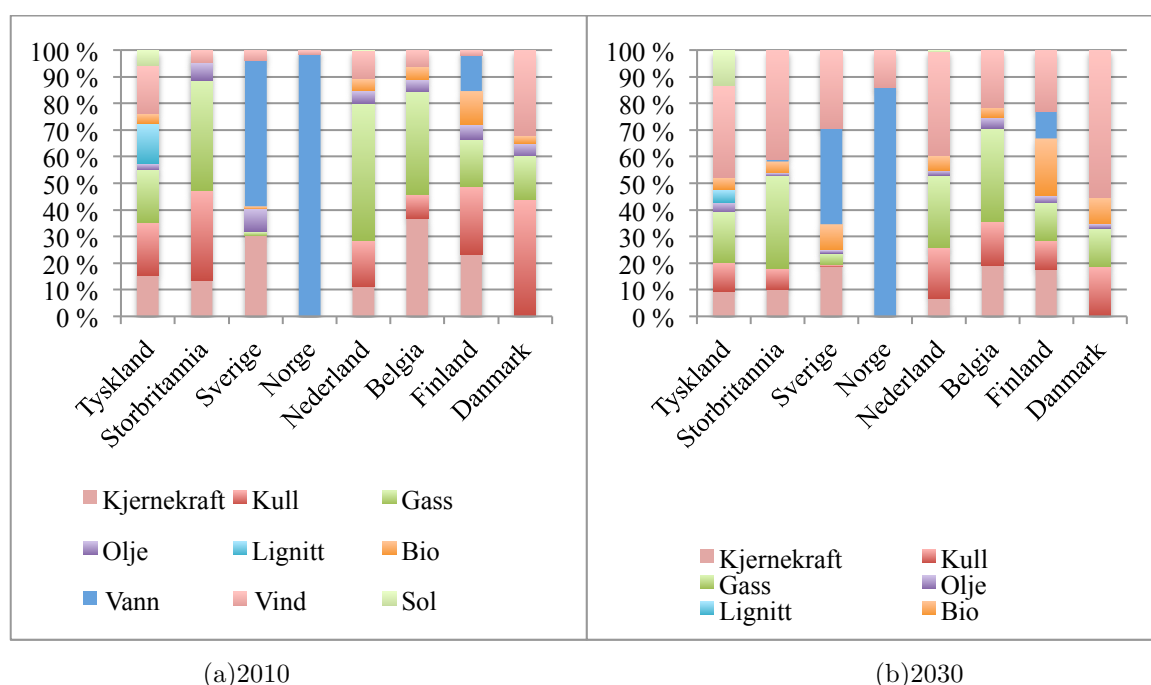
<sup>15</sup> Tallene er gitt i vedlegg B

### 4.1.3 Norge

Norge skal studeres som sin helhet med alle de elleve delområdene. I Norge kommer 99% av kraftproduksjonen fra vannkraft, og 2030 antas det en økning i installert kapasitet med 11 GW. Økningen kommer fra utvidelse av produksjons- og pumpekapasitet, uten økt tilsig. I tillegg dette er det antatt noe mer installert vindkraftkapasitet i 2030-scenario. Utover dette er det antatt en oppgradering av det norske kraftnettet i 2030, og en økt overføringskapasitet til kontinentet.

## 4.2 Produksjon – alle definerte områder

Produksjonskapasiteten for 2010 og 2030 vises i figur 15<sup>16</sup>. For 2030-scenario blir eldre kraftverk som har nådd sin levetid tatt ut drift, mens nye kraftverk settes i drift. De nye kraftverkene som blir satt i drift for 2030-scenario er opprinnelige planlagte kraftverk, og øvrige kraftverk som er nødvendig for at man skal oppnå den fremtidige antatte produksjonsmiksen. Fra figuren kan man se at 2010 er dominert av installert termisk produksjonskapasitet, med spesielt mye kull. I modellen for 2030-scenario øker produksjonskapasiteten fra fornybare energikilder, og figuren viser økt installert effekt av vind i samtlige land samt økt sol i Nederland og Tyskland. Det fremtidige scenariet får en reduksjon i installert kapasitet av kullenheter, og samtidig en økt produksjonskapasitet av gass for 2030-scenario.

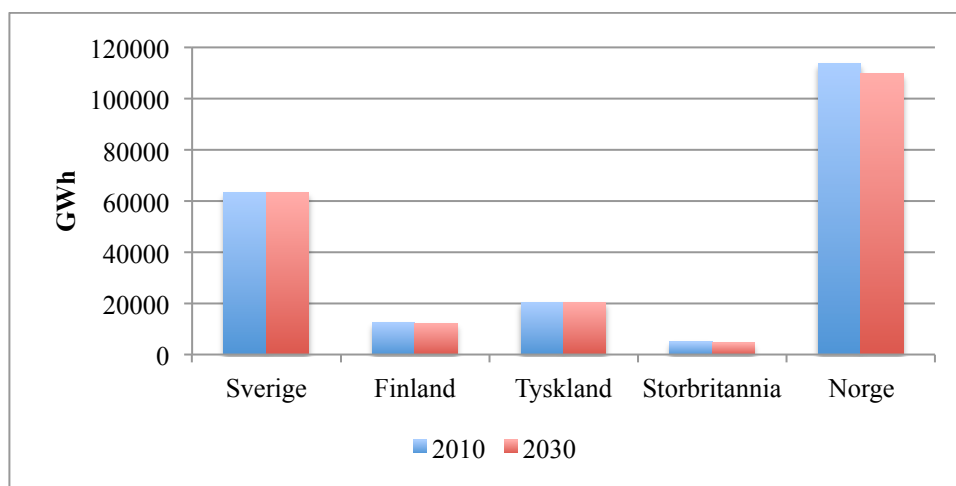


Figur 15: Produksjonskapasitet

<sup>16</sup> Tallene er gitt i vedlegg B

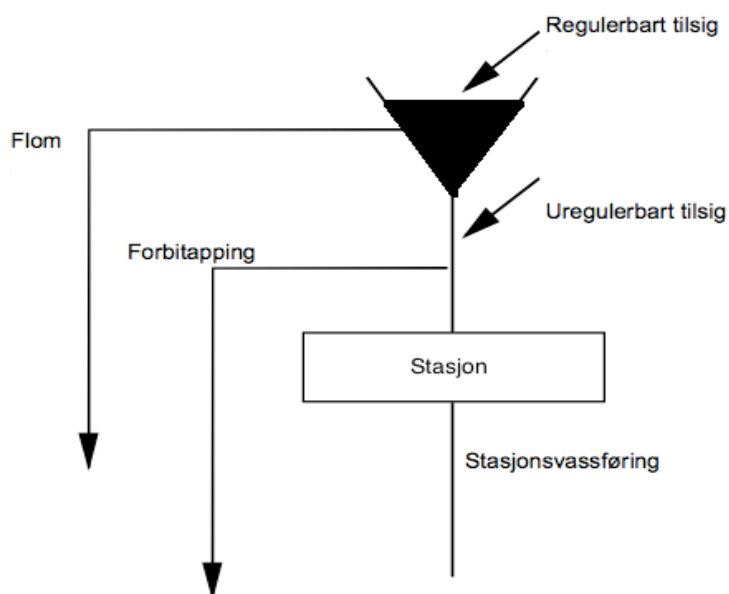
### 4.2.1 Vannkraft

Figur 16 viser vannkraftproduksjon for hvert land, for både 2010 og 2030 scenario. Slik som figuren viser produseres det mest vannkraft i de nordiske områdene. I samkjøringsmodellen er vannkraftenhetene detaljert modellert for disse områdene. I Norge og Sverige er vannkraftenhetene modellert på en svært realistisk måte, med vannveier samt individuelle magasiner og produksjonsstasjoner.



Figur 16: Vannkraftproduksjon

Vannkraftenhetene i Storbritannia og Finland er modellert som aggregerte magasiner med tilhørende produksjonsstasjoner, og er dermed ikke like detaljert modellert som i Norge. For de resterende landene med vannkraftproduksjon, spesielt Tyskland, er produksjonen definert som årlig produsert energi og årlig produksjonsprofil, ettersom det hovedsakelig er elvekraftverk i disse landene.



Figur 17: Standard vannkraftmodell[12]

Figur 17 illustrer en standard vannkraftmodell i Samkjøringsmodellen. Modellen inkluderer pumpedata, restriksjoner og tilsig, og disse knyttes sammen via vannveier for overløp, forbitapping og stasjonsvannføring. Tilsiget blir modellert som regulerbart eller uregulerbart, slik som figuren viser. Hvor regulerbart tilsig lagres i magasinet, mens uregulerbart tilsig ikke kan lagres. Dersom tilsiget overgår kapasiteten til magasinet, vil det ende opp som flom eller overløp.

#### 4.2.2 Termisk produksjon

Den fremtidige utviklingen av termisk kraftproduksjon er basert på rapportene fra ENTSO-E, EU kommisjonens "EU Energy trends to 2030" og scenarioene som er implementert i "Offshore Grid – Final report", gitt henholdsvis i [23-25]. En detaljert modellering av den termiske kraftproduksjonen er inkludert i modellen for det Europeiske kontinentet. Slik som vannkraftproduksjonen i det nordiske området, er den termiske kraftproduksjonen modellert for hvert enkelt kraftverk, og fordeles i to grupper. Den ene gruppen omfatter enheter som produserer hele tiden, og i dette tilfellet er de definert til å være kjernekraft og småskala CHP-kraftverk<sup>17</sup>. Kjernekraftproduksjonen er referert til en produksjonsprofil og årlig produsert energi. Estimeringen av kjernekraftproduksjonen er likevel noe komplisert. Det er tatt hensyn til nåværende politiske vedtak, noe som vil føre til nærmest en halvering av kjernekraftproduksjonen i Nord-Europa for det fremtidige scenarioet. Dette inkluderer en fullstendig utfasing av kjernekraften i Tyskland og Belgia, samtidig er det forventet en liten økning i Finland og Storbritannia frem til 2030. Den andre gruppen termisk kraftproduksjon omfatter da alle enheter med unntak av Kjernekraft og småskala CHP-kraftverk, og produksjonen er basert på krafpriser. For å kunne samsvare med produksjonskapasitetene gitt i "EU energy trends"[24] går eldre kraftverk ut av drift, mens nye blir bygget.

Termisk produksjon modelleres ved maksimal produksjonskapasitet og variable produksjonskostnader. Produksjon i de termiske enhetene er prisavhengig. Dette betyr at så lenge de variable kostnadene er lavere enn kraftprisen vil de termiske enhetene produsere, og da stoppe produksjonen når kraftprisen er høyere enn de variable kostnadene. Brenselet kjøpes ved behov, så de variable kostnadene følger brenselskostnadene. For det fremtidige scenariet 2030 holdes brenselskostnadene konstante, mens CO<sub>2</sub>-avgiften forventes å øke fra 13 EUR/tonn i 2010 til 44 EUR/tonn i 2030.

---

<sup>17</sup> CHP= "combined heat and power"

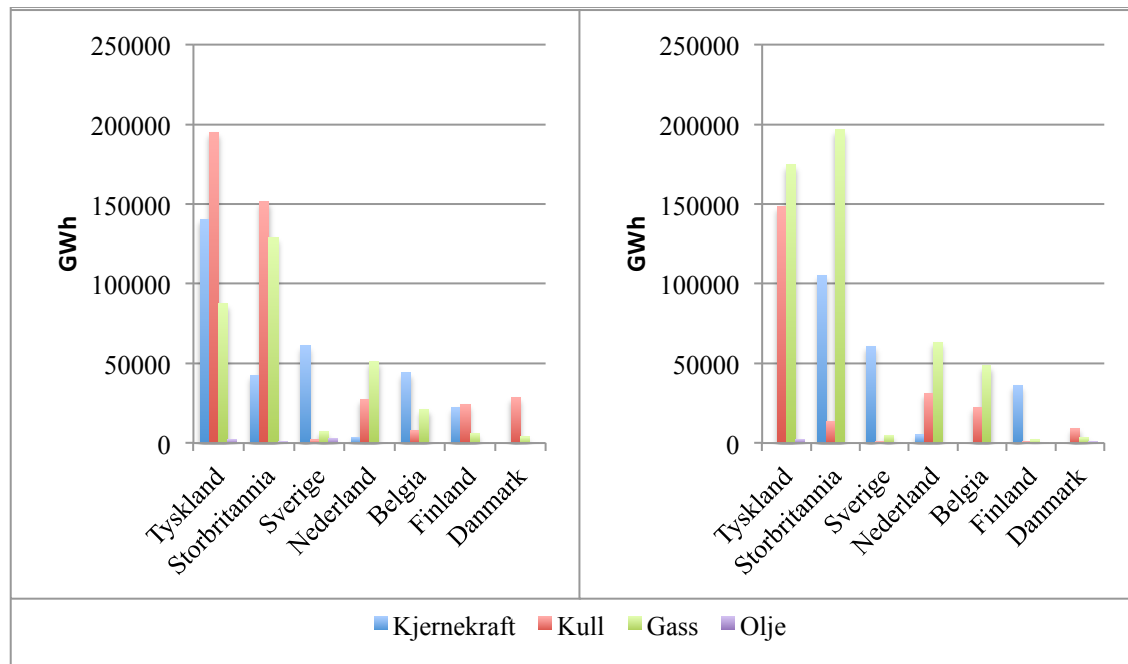
		Kjernekraft	Kull	Gass	CT
2010	Investeringskostnader [kEUR/MW-år]	308.6	210.0	122.0	57.1
	Variable kostnader [EUR/MWh]	5.0	28.0	39.0	158.0
2030	Investeringskostnader [kEUR/MW-år]	308.59	210.00	122.00	57.14
	Variable kostnader [EUR/MWh]	5.00	49.00	44.00	158.00

Tabell 1: Variable kostnader og investeringskostnader

		Kjernekraft	Kull	Gass	CT
2030 – økt CO <sub>2</sub> -avgift	Variable kostnader [EUR/MWh]	5.0	65.0	51.0	158.0
	2030 – redusert CO <sub>2</sub> -avgift	5.0	39.0	40.0	158.0

Tabell 2: Variable produksjonskostnader

Med hensyn til de økte CO<sub>2</sub>-avgiftene er det antatt variable produksjonskostnader for de termiske enhetene, disse er gitt i tabell 1 for de ulike produksjonsenhetene. Både de variable produksjonskostnadene og de antatte investeringskostnader, er basert på artikkelen gitt i [26]. I 2010 vil produksjonskostnadene for gassenhetene være høyere enn kullenehetene, mens i 2030-scenario vil det skje et skifte og kullkraftenhetene vil ha høyere produksjonskostnader, som skyldes de økte CO<sub>2</sub>-avgiftene. Tabell 2 viser hvordan de variable produksjonskostnadene endres ved endret CO<sub>2</sub>-avgift, beregningene er gitt i vedlegg C.



(a)2010

(b)2030

Figur 18: Produksjon fra termiske kraftenheter



Produksjonsfordelingen av de termiske enhetene vises i figur 18. For landene i det Europeiske kontinentet vil den termiske kraftproduksjonen gå fra å være dominert av kull i 2010 til å være dominert av gass i 2030. Figuren viser også hvordan kjernekraftproduksjonen får en kraftig nedgang i 2030-scenario.

### 4.2.3 Vind og sol

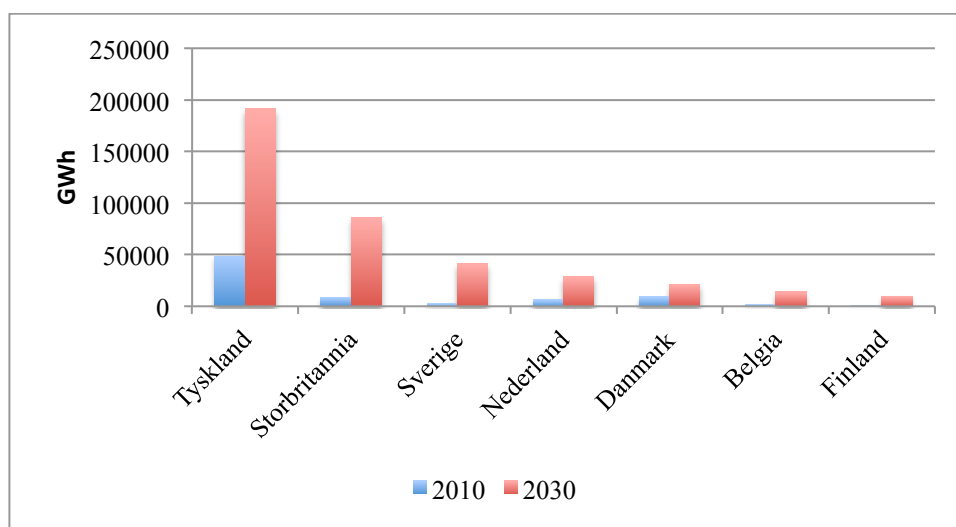
Modelleringen av vindkraften er basert på vindenergiserier og produksjonskapasiteten per område. Produksjonskapasiteten er hentet fra EWEA scenarioer[27]. Produksjonskapasiteten ble aggregert for hvert område for onshore vind, mens for offshore vind ble separate områder implementert i modellen. For simuleringene i denne oppgaven ble det benyttet Reanalysis vindhastighetsdata, som er tilgjengelig for årene 1948 til 2005. Tidsoppløsningen for hvert vindår er 6 timer, og ble konvertert til timesoppløsning ved hjelp av lineær interpolasjon. Sekstimersoppløsningen innebærer at hurtige vindhastighetsendringer ikke tas hensyn til. Den geografiske oppløsningen i Reanalysis-databasen er 2.5 grader både i lengde- og breddegrad, noe som tilsvarer omtrent til 277 km i nord-sør-retning og 139 km i øst-vest-retning for Norge<sup>18</sup>. Reanalysis benytter regionale effektkurver for å beregne vindkraftproduksjonen, som vil representere flere vindturbiner over et område. På denne måten får man effekten av geografisk utjevning da ulike turbiner innenfor et område opplever ulike vindhastigheter, likevel vil ikke dette gi nøyaktig representasjon av vindhastighetene innenfor det regionale området. Nettopp fordi den regionale effektkurven ikke tar hensyn til om området har ”klynger” av turbiner eller om de er mer spredt, noe som vil gi et ganske ulik resultat. For å undersøke betydningen av disse mindre gode egenskapene til Reanalysis serien ble det også kjørt simuleringer med COSMO vindhastighetsserier – denne simuleringen er definert som *scenario ”COSMO”*<sup>19</sup>. COSMO serien har timesoppløsning, og en geografisk punkt til punkt oppløsning på 7 km x 7 km. COSMO serien benytter ikke regionale effektkurver, men individuelle effektkurver for installert effekt mindre enn 10 MW, og effektkurver for hele vindparken dersom den installerte effekten er større en 10 MW. Ved summering for hvert område oppnår man da en mer nøyaktig representasjon av vindkraftproduksjonen. Nedsiden med COSMO serien er at dataene kun er tilgjengelig for ca. 5 vindår, og ekstremårene blir dermed ikke tatt

---

<sup>18</sup> Statnett ønsker en oppløsning på 50 km x 50 km eller bedre.

<sup>19</sup> Se kapittel 4

hensyn til. Det ble valgt ut ett ”normalår”<sup>20</sup> fra COSMO serien, og dette vindåret ble simulert for alle klimascenarier.



Figur 19: Sol- og vindkraftproduksjon

Solkraften er modellert på samme måte som vindkraften, med solinnstrålingsdata og installert produksjonskapasitet, og dataene er tilgjengelig for årene 1984 til 2005. Solkraftproduksjonen er kun modellert for Tyskland og Nederland, og er neglisjert for alle de andre definerte landene i oppgaven.

Figur 19 viser vind- og solkraftproduksjon per land for 2010 og 2030. Andelen vind- og solkraftproduksjon øker altså i samtlige land i 2030-scenario.

#### 4.2.4 Reserve kapasitet

For å ta hensyn til den produksjonskapasiteten som er nødvendig for produksjonsreservene, blir tilgjengeligheten til den termiske produksjonskapasiteten satt til 95%. Dette gjelder for de fleksible termiske produksjonsenhetene, altså de enhetene som kan kjøres etter behov. I det Nordiske systemet er det gjort en forenkling, hvor det er antatt at vannkraften sørger for tilstrekkelig reservekapasitet.

### 4.3 Overføringskapasitet

Modellen for 2030-scenario inkluderer fremtidig oppgradering av overføringskapasitet innenfor og over landegrensene. Den implementerte oppgraderingen er basert på ENTSO-Es ”Ten-Years Network Development Plan”[23]. HVDC-forbindelsene for 2030-scenariet inkluderer Skagerrak IV, NorNed II, Nordlink, Cobra og BritNed, og

<sup>20</sup> Normalår betyr ett år hvor det ble registrert gjennomsnittlige vindhastigheter, og det er året 2011 fra COSMO serien.

en oversikt over forbindelsene mellom det nordiske området og kontinental Europa samt Storbritannia, er gitt i vedlegg D. Utover dette inkluderer også modellen for 2030-scenario offshore-nettet i Nordsjøen.

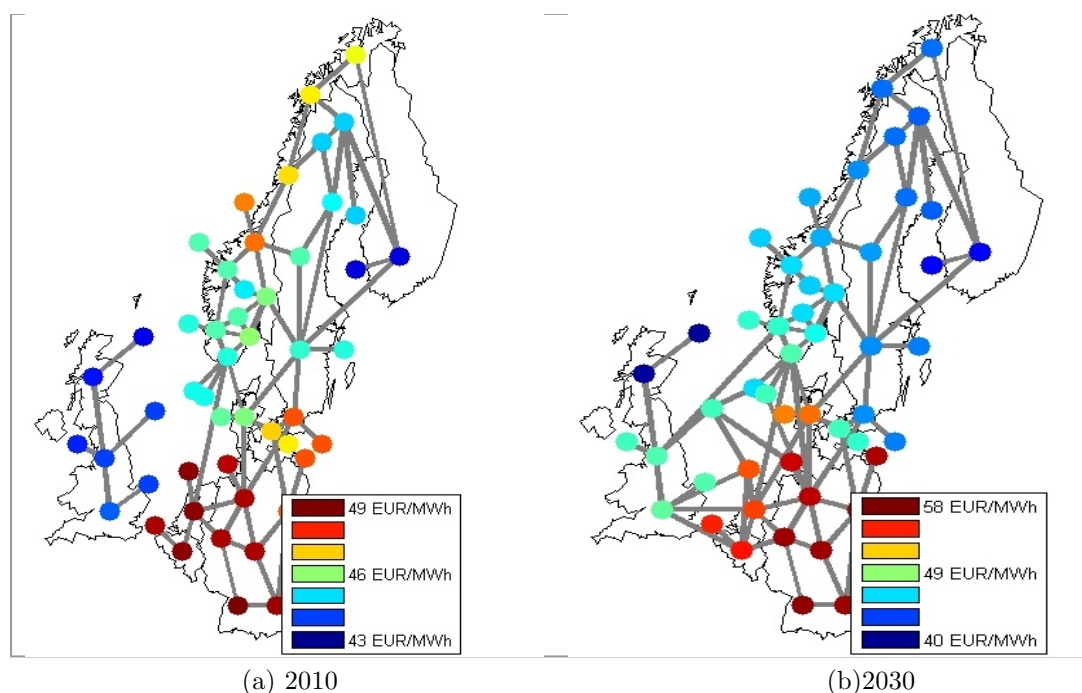
For Norge, Sverige, Tyskland og Storbritannia inkluderer 2030-modellen en oppgradering innenfor landegrensene. Eksempelvis i Norge består oppgraderingen hovedsakelig av Sima-Samnanger forbindelsen, for å styrke nettet på vestkysten av Norge.

#### **4.4 Etterspørsel**

Den fremtidige etterspørselen for 2030-scenario er basert på EU kommisjonens "EU Energy trends"[24]. I modellen er det implementert utviklingen av sluttbrukers etterspørsel etter elektrisitet per land, og etterspørselen per land øker med den relative økningen som er gitt i [24]. Det er antatt at etterspørselen i Norge har samme utvikling som i Sverige. Implementeringen tar hensyn til alle spenningsnivåer, men kraftenhetenes eget forbruk er ikke blitt tatt hensyn til. Etterspørselen etter elektrisitet fra 2010 til 2030 finnes i vedlegg E.

## 5 Simuleringsresultater: 2010- versus 2030-scenario

Den simulerte modellen for 2030-scenario skal sammenlignes med kraftsystemsituasjonen fra 2010. For å få oversikt over den generelle prisutviklingen fra 2010 til 2030-scenario, viser figur 20 de gjennomsnittlige kraftprisene for hele det nord-europeiske området. Fra figuren ser man at 2010 illustrer dagens situasjon, med lave priser i nordiske områdene og høyere priser på kontinentet. Storbritannia har relativt lave priser. Unntaket er Sør-Sverige, her er prisene noe høyere på grunn av flaskehalsler. Fra Midt-Norge og nordover er også prisene noe høyere. I 2030 ser man en generell økning i kraftprisene<sup>21</sup>, men fremdeles med lave priser i nord og høye priser i sør. For å illustrere prisforskjellene i de scenariene, er det benyttet forskjellige prisskalaer.



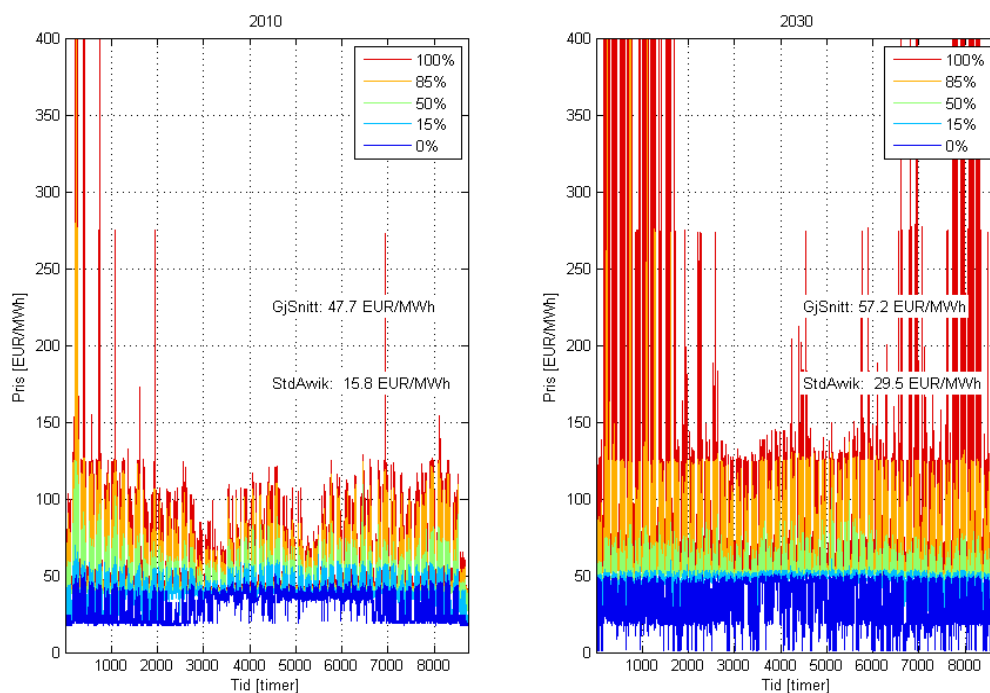
Figur 20: Gjennomsnittlige kraftpriser per område [EUR/MWh]

I delkapitlene følger resultatene for kraftpriser, inntekter og årlige driftstimer for Tyskland, Storbritannia og Norge. De to valgte delområdene i Tyskland viser ved noen tilfeller relativt like resultater, og ved disse tilfellene er det valgt å vise resultatene for det øst-tyske delområdet. Resultatene for det vest-tyske delområdet er da gitt i vedlegg F.

## 5.1 Tyskland

### 5.1.1 Kraftpriser

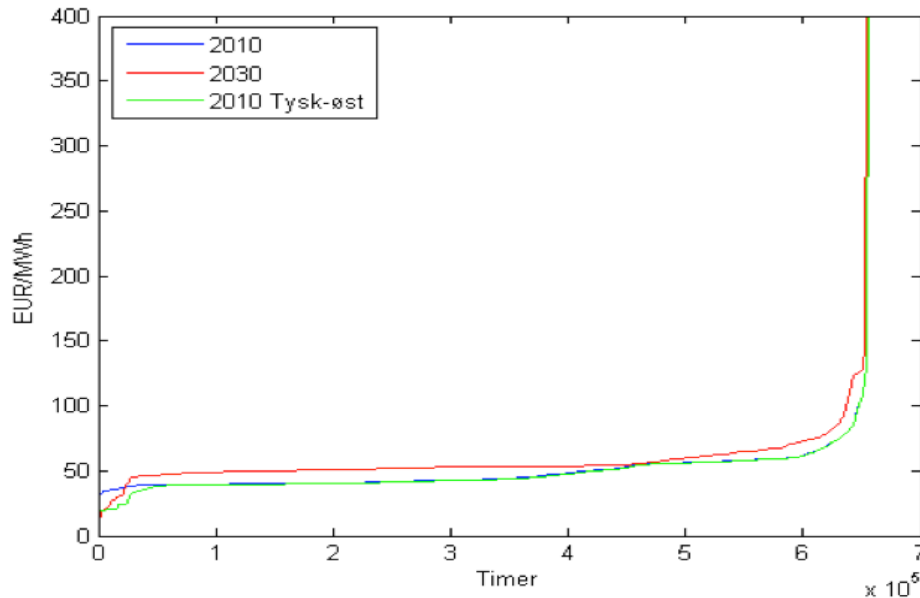
Figur 21 viser kraftprisen for det øst-Tyske området som prosentiler for 75 klimatiske år, gitt for både 2010- og 2030-scenario. Figuren illustrer en høyere gjennomsnittlig kraftpris for 2030-scenario som øker fra 47.7 EUR/MWh i 2010 til 57.2 EUR/MWh i 2030-scenario. Utfra grafen til høyre i figuren, som illustrerer prisutviklingen i 2030-scenarioet, vil dette scenariet oppleve betraktelig mer varierte kraftpriser sammenlignet med 2010-scenario. Mer varierte kraftpriser eller mer prisvolatilitet indikeres av standardavviket gitt i figuren. Fra figuren kan man også se hvordan 2030-scenarioet får en hyppigere opplevelse av såkalte pristopper og prisfall. Slik det ble diskutert i teoridelen, kan økt innmating av uregulerbar kraftproduksjon gi en mer varierende residualetterspørsel. Det ble også vist at det øst-tyske delområdet har en relativ stor andel installert vindkraftkapasitet. Så den svært varierende kraftprisen vil altså skyldes den varierende vindkraftproduksjonen.



Figur 21: Kraftprisprosentiler 2010 vs 2030 - Tysk-øst

Prisprosentilene for Tysk-vest, gitt i vedlegg F, viser samme tendens som det øst-tyske delområdet. I likhet med Øst-Tyskland vil det Vesttyske delområdet få et høyere standardavvik i 2030-scenario. Det Vesttyske delområdet vil også oppleve

hyppigere tilfeller av pristopper og prisfall. Prisfallene kan komme av perioder med høy vindkraftproduksjon. Utover dette vil det også være en økning i de gjennomsnittlige kraftprisene fra 48.8 EUR/MWh i 2010-scenario til 57.6 EUR/MWh i 2030-scenario.



Figur 22: Varighetskurve kraftpriser for Tysk-vest 2010 og 2030, samt Tysk-øst 2010

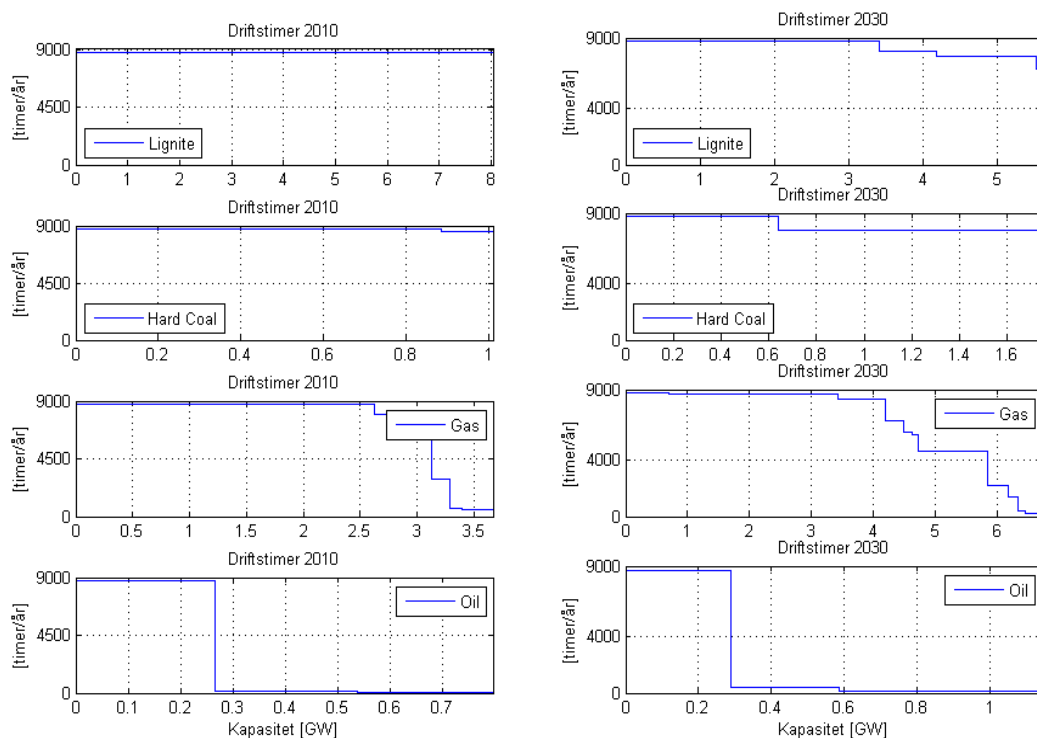
Varighetskurven for kraftprisene i figur 22 viser en generell økning i prisnivået i 2030, noe som gjelder for begge de tyske delområdene. Prisene er noe lavere i 2010 for det øst-tyske området, sammenlignet med det vest-tyske området. Årsaken til dette er hovedsakelig at det er mer vindkraftproduksjon i det øst-tyske området (se modellbeskrivelse). Da overføringskapasiteten øker i 2030, vil prisene dermed bli noe høyere i det øst-tyske området og noe lavere i det vest-tyske området. Den økte overføringskapasiteten vil altså gi mindre flaskehals i 2030.

### 5.1.2 Årlige driftstimer for termiske produksjonsenheter

Den økte produksjonen av vindkraft vil redusere de årlige driftstimene for de ulike termiske produksjonsenheter. Hvordan driftstimene endrer seg fra 2010 til 2030 for det øst-tyske området, kan vises i grafene i figur 24. Antall årlige driftstimer vil reduseres for samtlige enheter i 2030-scenario. Grafene til venstre i figuren viser årlige driftstimer for 2010-scenario. Både lignitt- og kullenheterne produserer fulltid i dette scenariet. Antall årlige driftstimer for gassenhetene er mye lavere, sammenlignet med kullenheterne, ettersom produksjonskostnadene er høyere for gassenhetene i dette scenariet<sup>22</sup>. Antall årlige driftstimer er enda lavere for oljefyrt kraftverk, slik det illustrert nederst til venstre i figur 24. I 2030-scenario, vist til

<sup>22</sup> I 2010 er produksjonskostnadene til gass og kull henholdsvis 39 EUR/MWh og 28 EUR/MWh

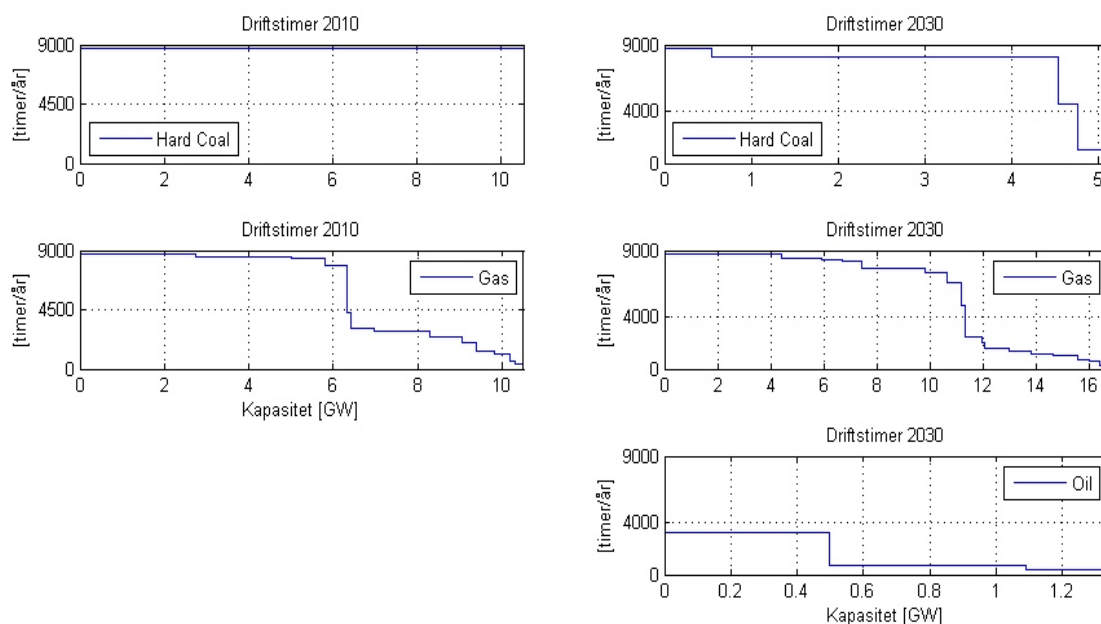
høyre i figuren, vil antall årlige driftstimer reduseres for kullfyrte kraftverk. Dette er grunnet økt fornybar kraftproduksjon i systemet. Dette gjelder også for gasskraftenhetene som i 2030-scenario også vil redusere antall årlige driftstimer. Årlige driftstimer for oljefyrte kraftverk øker noe i 2030-scenario, i motsetning til de andre termiske enhetene, men de produserer fortsatt relativt lite. Dette kan tyde på at det er for mye installert grunnlastenheter i kraftsystemet. Det har tidligere i oppgaven blitt diskutert hvordan kraftsystemer med en høy andel fornybar kraftproduksjon øker behovet for topplast, men en slik overgang tar tid ettersom de fleste grunnlastenhetene har en levetid på 30 år. Alle termiske kraftenheter har driftstimer større enn null, noe som indikerer at alle enhetene er nødvendig for å oppnå tilstrekkelig produksjonskapasitet.



Figur 23: Driftstimer per år for 2010 vs 2030 - Tysk-øst

I likhet med det øst-tyske delområdet vil antall årlige driftstimer for det vest-Tyske området reduseres for både kull- og gasskraftenheter i 2030-scenario. Figuren over årlige driftstimer for det vest-tyske området vises på neste side, er angitt dom figur 24. Antall årlige gjennomsnittlige driftstimer for kullenheter reduseres fra 8729 timer/år i 2010 til 6210 timer/år i 2030-scenario, det vil si en reduksjon på ca. 30%. De årlige driftstimer for gassenhetene vil også reduseres i 2030-scenario. Det er ikke

behov for oljefyrte kraftenheter i 2010, men i 2030 vil det være behov for slike enheter. De oljefyrte enhetene produserer gjennomsnittlig ca. 1200 timer/år i 2030.



Figur 24: Driftstimer per år 2010 vs 2030 - Tysk-vest

### 5.1.3 Lønnsomhet

Den økte gjennomsnittlige kraftprisen er hovedsakelig en effekt av antagelsene om økte CO<sub>2</sub>-avgifter i dette scenarioet. Dette indikerer at de økte CO<sub>2</sub>-avgiftene naturligvis også påvirker de variable kostnadene til de termiske enhetene, og dermed også lønnsomheten til de ulike produksjonsenhetene.

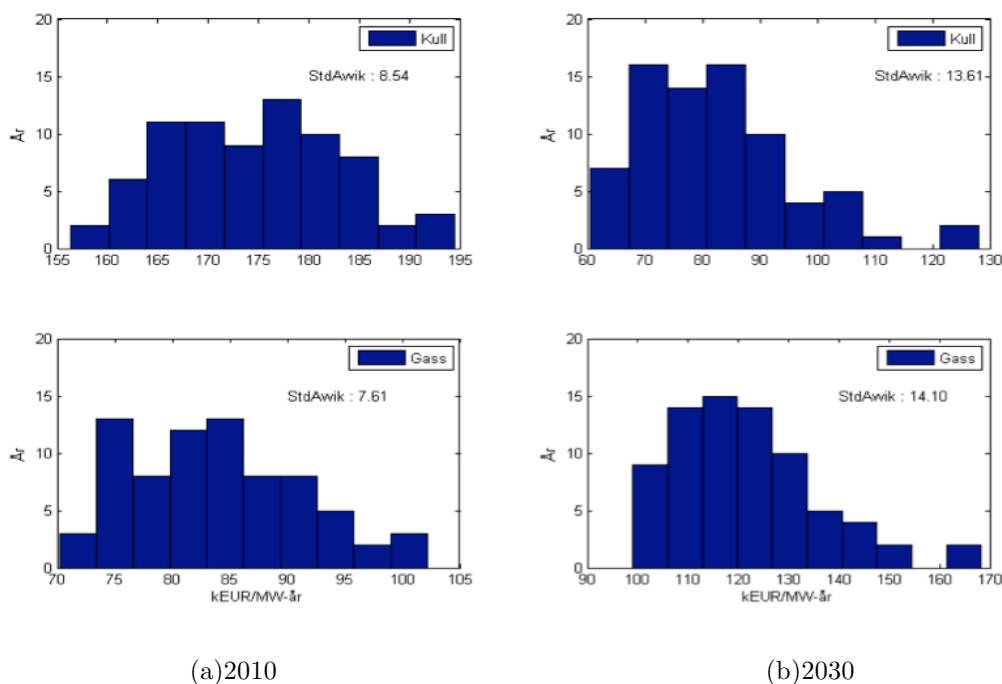
		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Beregnete inntekter [kEUR/MW-år]	Overskudd ift investerings- kostnader
2010	Kjernerkeft	308.59	373.37	21.0 %
	Kull	210.00	174.74	-16.8 %
	Gass	122.00	83.88	-31.2 %
	CT	57.15	1.18	-97.9 %
2030	Kjernerkeft	308.59	456.14	47.8 %
	Kull	210.00	82.43	-60.7 %
	Gass	122.00	121.92	-0.1 %
	CT	57.14	9.74	-83.0 %

Tabell 3: Beregnede inntekter for 2010 vs. 2030 - Tysk-øst



Tabell 3 viser lønnsomheten for de ulike produksjonstypene, altså investeringskostnader versus beregnede inntekter. Tabellen viser at det vil være en inntektsøkning for nærmest alle produksjonsenheter i 2030-scenariet, unntaket er kullkraftenhetene. Effekten av økte CO<sub>2</sub>-avgifter vil altså variere fra produksjonsenhet til produksjonsenhet, og dette vil dermed gi en ulik inntektsøkning fra 2010- til 2030-scenariet. For eksempel vil kjernekraft gi en økt inntekt i 2030-scenariet, da kjernekraften ikke blir påvirket av de økte CO<sub>2</sub>-kostnadene. Kjernekraftproduksjonen vil være lønnsom i begge scenariene. Kullkraften vil verken være lønnsom i 2010 eller 2030. Kullkraftenhetene produserer mindre i 2030-scenario, og har høyere produksjonskostnader 2030-scenario. Kombinasjonen av dette medfører at kullkraftenhetene ikke vil oppleve den samme inntektsøkningen i 2030-scenario, slik som de andre termiske enhetene. Selv om kullkraftenhetene ikke lønnsomme vil det fortsatt produseres kullkraft, så disse enhetene er nødvendig for å opprettholde tilstrekkelig produksjonskapasitet i kraftsystemet. Gass blir også påvirket av en økt CO<sub>2</sub>-avgift i 2030, men inntekten vil likevel øke i dette scenariet og blir marginalt ulønnsomt. Da gass ikke er like karbonintensiv som kull, vil denne produksjonstypen altså ikke bli påvirket i like stor grad som kullkraftproduksjonen. Ettersom inntektene til gassenhetene øker selv om antall årlige driftstimer reduseres vil disse enhetene tjene mer når det først produseres. Det er antatt at CT eller topplastenhetene har uendrede variable kostander i 2030-scenario, og med økte kraftpriser vil disse enhetene oppleve størst inntektsøkning i 2030-scenario.

De beregnede inntektene i Tysk-vest, som er gitt i vedlegg F, vil være på omtrent samme nivå som Tysk-øst. Den økte CO<sub>2</sub>-avgiften som er antatt for 2030-scenario vil ha størst påvirkning på kullkraftenhetene, og dermed gi lavere inntekter i dette scenariet. Inntektene fra gasskraftproduksjonen, i Tysk-vest vil øke fra 86.99 kEUR/MW-år i 2010 til 124.86 kEUR/MW-år i 2030-scenario. Ettersom investeringskostnadene til gass er antatt til å være 122 kEUR/MW-år, vil gasskraften bli marginalt lønnsom i 2030-scenario. Selv om verken kull- eller oljefyrt kraftverk er lønnsomme i 2030-scenario, er årlige driftstimer større enn null og det er dermed nødvendig med disse enhetene i 2030-scenario for å opprettholde en tilstrekkelig produksjonskapasitet i systemet.



(a)2010 (b)2030  
**Figur 25: Inntektsfordeling for 2010 vs. 2030 - Tysk-øst**

Figur 25 viser inntektsfordeling for det øst-tyske området for de 75 klimatiske scenariene. De øverste grafene i figuren viser inntektsfordelingen til kull for 2010- og 2030-scenario. Inntektene fra kullkraftproduksjonen vil minke i 2030-scenario, slik det kom frem av tabell 2. Standardavviket i 2010-scenario og 2030-scenario er henholdvis 8.54 kEUR/MW-år og 13.61 kEUR/MW-år. Selv om frekvensen av et gitt inntektsnivå er noe høyere i 2030-scenario, vil inntektsnivået variere mer fra år til år i 2030-scenario sammenlignet med 2010-scenario. Det er relativt mye vindkraftproduksjon i det øst-tyske området, og i 2030-scenario er det antatt at delområdet får en signifiakant økning av både offshore og onshore vind. Det kan være nettopp denne økende variable vindkraftproduksjonen som påvirker inntjeningen til kullenehetene i 2030-scenario. Sannsynligvis vil inntjeningen mellom 120 og 130 kEUR/MW-år være de klimatiske scenariene hvor det er svært lav vindkraftproduksjon. Som det tidligere ble vist i tabell 2 øker inntjeningen fra gassproduksjonen og blir marginalt lønnsom i 2030-scenario, slik det også vises i grafen nederst til høyre i figur 23. I likhet med kullkraftproduksjonen vil standardavviket av inntektsnivået fra gasskraften være høyere i 2030-scenario, som er grunnet i større forskjell i inntekter fra år til år. Det vil også her være rimelig å anta at dette skyldes antagelsene om den økte innmatingen av vindkraftproduksjon i 2030-scenario.

Inntektsfordelingen i det vest-tyske området er relativt lik inntektsfordelingen i figur 23 (se vedlegg F). Inntekten til kullkraftenhetene vil ligge på et lavere nivå i 2030-scenario, og selv om frekvensen av et gitt inntektsnivå er høyere i 2030 er likevel standardavviket høyere i dette scenarioet. De få årene hvor inntekten ligger mellom 120 kEUR/MW-år og 130 kEUR/MW-år kan være i de klimatiske scenariene hvor det er lite vindkraftproduksjon. Inntektsfordelingen av gasskraftenhetene i 2030-scenario for det vest-tyske området har også noen få år med "unormal" høy inntekt, som kan skyldes den økte vindkraftproduksjonen i dette området. Det vil være en noe mer stabil inntektsfordeling i det vest-tyske området for 2010, sammenlignet med inntektsfordelingen i det øst-tyske området i 2010.

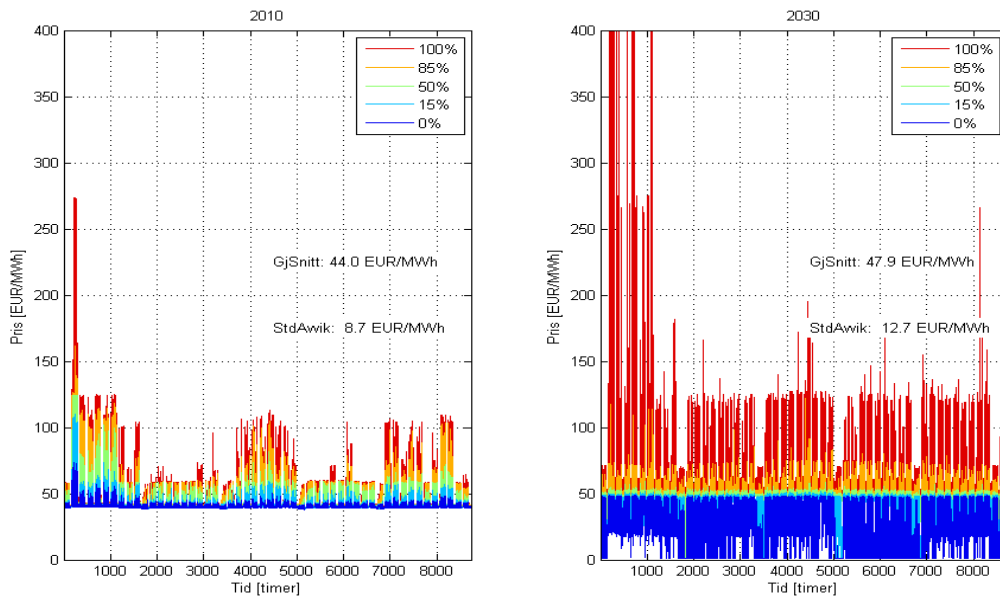
Så med reduserte driftstimer for grunnlastenhetene i disse delområdene og med inntekter ikke høye nok for å dekke investeringskostnader, vil ikke grunnlastenhetene være lønnsomme i 2030-scenario. Ettersom årlige driftstimer er høyere enn null er de likevel nødvendige for å oppnå tilstrekkelig produksjonskapasitet i kraftsystemet. Dette medfører en utfordring for kraftsystemet for å opprettholde tilstrekkelig produksjonskapasitet.

## **5.2 Storbritannia**

### **5.2.1 Kraftpriser**

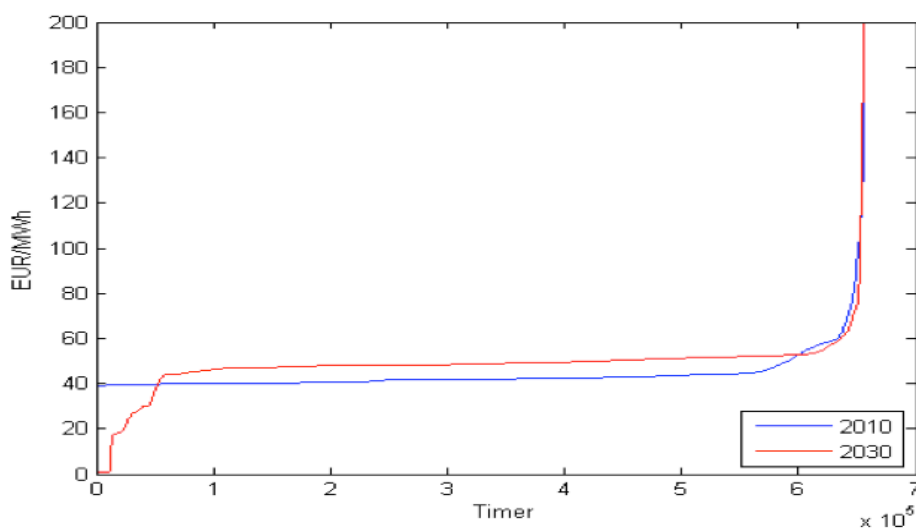
Det er antatt at Storbritannia vil øke andel installert produksjonskapasitet fra vind med omtrent 40% fra 2010 til 2030 scenario, noe som kan påvirke kraftprisene i 2030-scenario. Figur 26 (se neste side) viser kraftprisen for det britiske delområdet GB-midt som prosentiler for alle 75 klimatiske år, og viser en betydelig endring fra 2010 til 2030-scenario. 2010-scenario har ingen prisfall, og særdeles lite rasjonering. 2030-scenario derimot har hyppige tilfeller av prisfall, og noe flere pristopper. Standardavviket øker fra 8.7 EUR/MWh i 2010 til 12.7 EUR/MWh i 2030-scenario, noe som er en økning på ca. 30%. Situasjonen i Storbritannia er helt motsatt fra den situasjonen man så i Tyskland. Som figuren for kraftprisprosentiler i Tyskland illustrerte, fikk 2030-scenario flere pristopper enn prisfall. I Storbritannia er situasjonen altså motsatt, 2030-scenario opplever flere prisfall enn pristopper. Det vil være rimelig å anta at denne situasjonen oppstår på grunn av den økte vindkraftproduksjonen, og de konvensjonelle enhetene vil bli tvunget til å gå ut av

produksjon i perioder hvor det blåser mye. De hyppige prisfallene kan også tyde på at det er for mye produksjonskapasitet i Storbritannia for 2030-scenario.



Figur 26: Kraftprisprosentiler 2010 vs 2030 - GB-midt

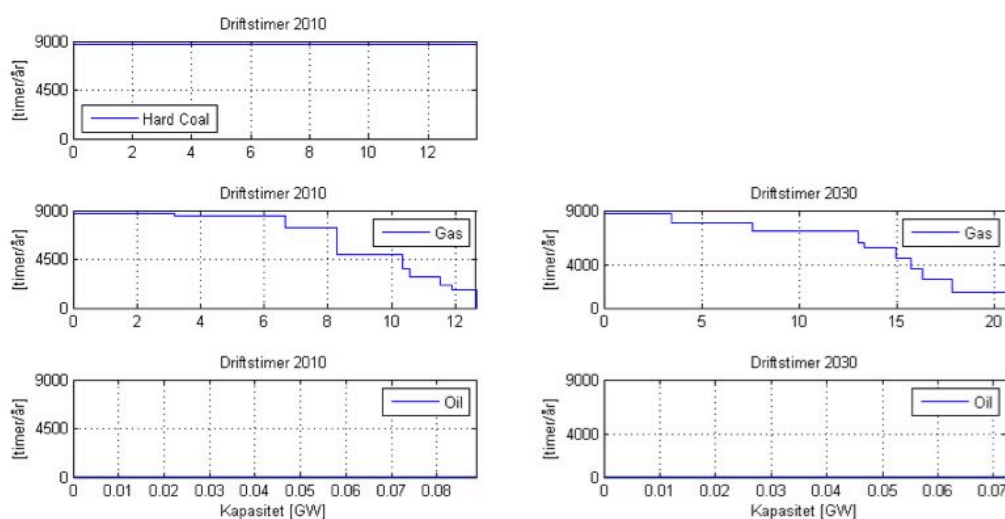
Den gjennomsnittlige kraftprisen øker i 2030-scenariet, men slik det framkommer av figuren under (figur 27 varighetskurven for kraftpriser) vil kraftprisen være lavere ved starten av kurven. Årsaken til dette er den økte vindkraftproduksjonen i 2030-scenario. Videre kan man se også at prisene er relativt flate, dette er fordi Storbritannia har mange kraftverk som er av samme type og som vil dermed ligge på et relativt likt kostnadsnivå og vil reflekteres i kraftprisene.



Figur 27: Varighetskurve kraftpriser for 2010 og 2030 - GB-midt

## 5.2.2 Årlige driftstimer for termiske produksjonsenheter

Figuren under viser antall årlige driftstimer i de ulike scenarioene, og er angitt som figur 28. Grafen øverst til venstre viser hvordan Storbritannia får et totalskifte for kullkraftproduksjonen, fra drift i alle timer i året til en total utfasing. Gassproduksjonsenhetene vil få en liten økning i årlige driftstimer i 2030-scenario. Oljefyrte kraftenheter vil det ikke være behov for i verken 2010- eller 2030-scenario. Med den produksjonsmiksen som er antatt for Storbritannia vil GB-midt ha tilstrekkelig produksjonskapasitet med en kombinasjon av kjernekraft, gasskraft og vindkraft i 2030-scenario.



Figur 28: Driftstimer 2010 vs 2030 - GB-mid

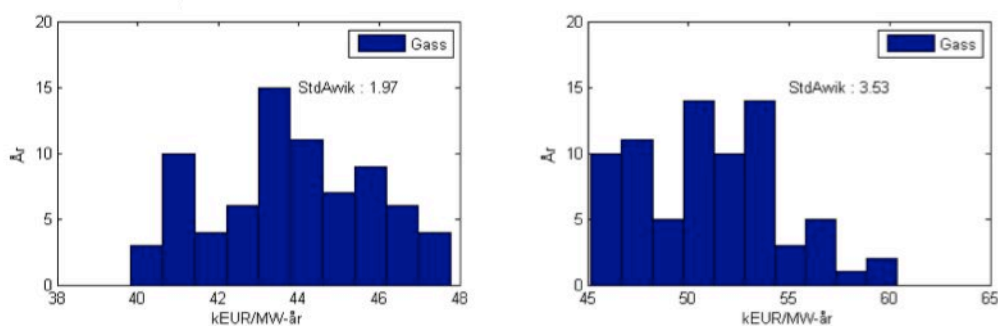
## 5.2.3 Lønnsomhet

Beregnete inntekter for samtlige produksjonsenheter, med unntak av kjernekraft, vil bli redusert i 2030-scenario, disse er gitt i tabell 4 på neste side. Med de antatte investeringskostnadene er det kun kjernekraften som vil være lønnsom i både 2010- og 2030-scenario. Slik figur 28 viste vil kullkraftproduksjonen fases helt ut i 2030-scenario. Inntektene fra gasskraftenhetene vil få en liten økning 2030-scenario, men det vil likevel ikke være nok til å dekke investeringskostnadene. Men slik figur 28 viste, er det likevel behov gassenhetene for å opprettholde tilstrekkelig produksjonskapasitet. Ulikt fra strategien i Tyskland har Storbritannia ingen planer om å fase ut kjernekraften, og i tillegg får dette delområdet en betraktelig økning installert vindkraftkapasitet. Kombinasjonen av dette vil gi lavere kraftpriser,

sammenlignet med Tyskland, og samtidig hyppigere tilfeller av prisfall. Dette utfordrer altså lønnsomheten til de termiske produksjonsenhetene:

		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Bregnede inntekter [kEUR/MW-år]	Overskudd ift. investerings- kostander
2010	Kjernekraft	308.59	340.85	10.5 %
	Kull	210.00	139.92	-33.4 %
	Gass	122.00	43.84	-64.1 %
2030	Kjernekraft	308.59	375.53	21.7 %
	Gass	122.00	51.09	-58.1 %

Tabell 4: Beregnede inntekter 2010 vs 2030 - GB-midd.



Figur 29: Inntektsfordeling for gassenheter 2010 vs 2030 - GB-midd

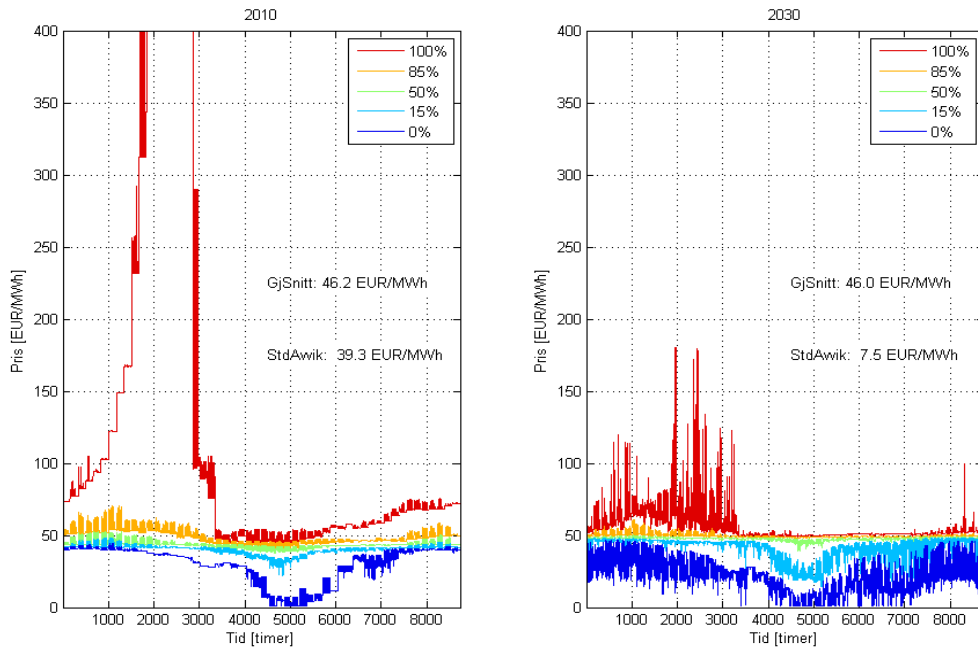
Slik grafen til høyre i figur 28 viser vil inntekten øke noe i dette scenariet, samtidig vil standardavviket også øke noe 2030-scenario. Det er noen få år hvor det er en høy inntekt på rundt 60 kEUR/MW-år, noe som kan tyde på at dette er år hvor det blåser mye – sammenlignet de andre inntektsnivåene.

## 5.3 Norge

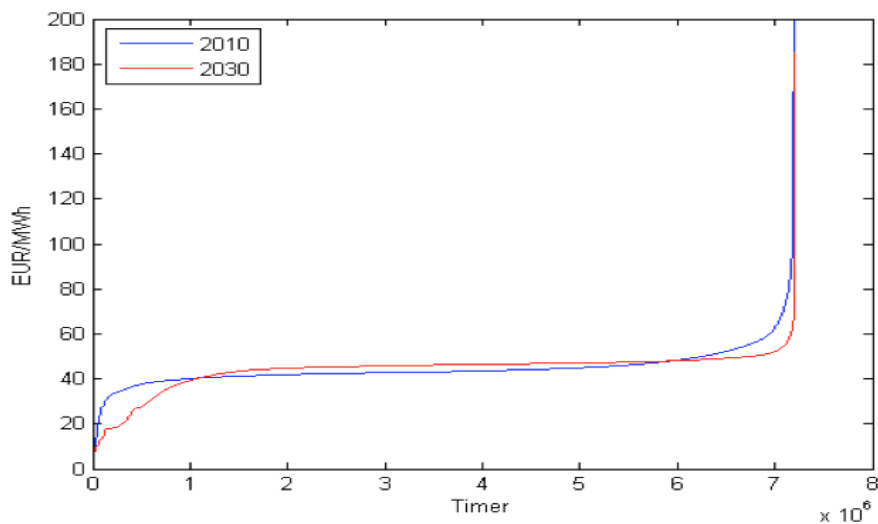
### 5.3.1 Kraftpriser

Den største endringen i Norge fra 2010- til 2030-scenario er økt overføringskapasitet over landegrensen. Figur 30 (se neste side) viser kraftprisprosentilene for de to scenariene. Slik det kommer frem i grafene vil den økte overføringskapasiteten først og fremst redusere rasjonering. Norge vil også oppleve mer prisfall i 2030-scenarioet. Kombinasjonen av dette medfører en nærmest uendret gjennomsnittlig kraftpris fra 2010- til 2030-scenario, og holder seg på rundt 46 EUR/MWh for begge scenariene. Økt variasjon i kraftprisen, eller økt prisvolatilitet, vil likevel øke i 2030-scenario,

sammenlignet med 2010-scenario. Utover dette vil det være mindre forskjell mellom de klimatiske scenariene i 2030-scenario, slik det kommer frem i figuren. Norge vil altså i mindre grad bli påvirket av den naturlige variasjonen i vind og nedbør.



Figur 30: Kraftprisprosentiler 2010 vs 2030 – Norge

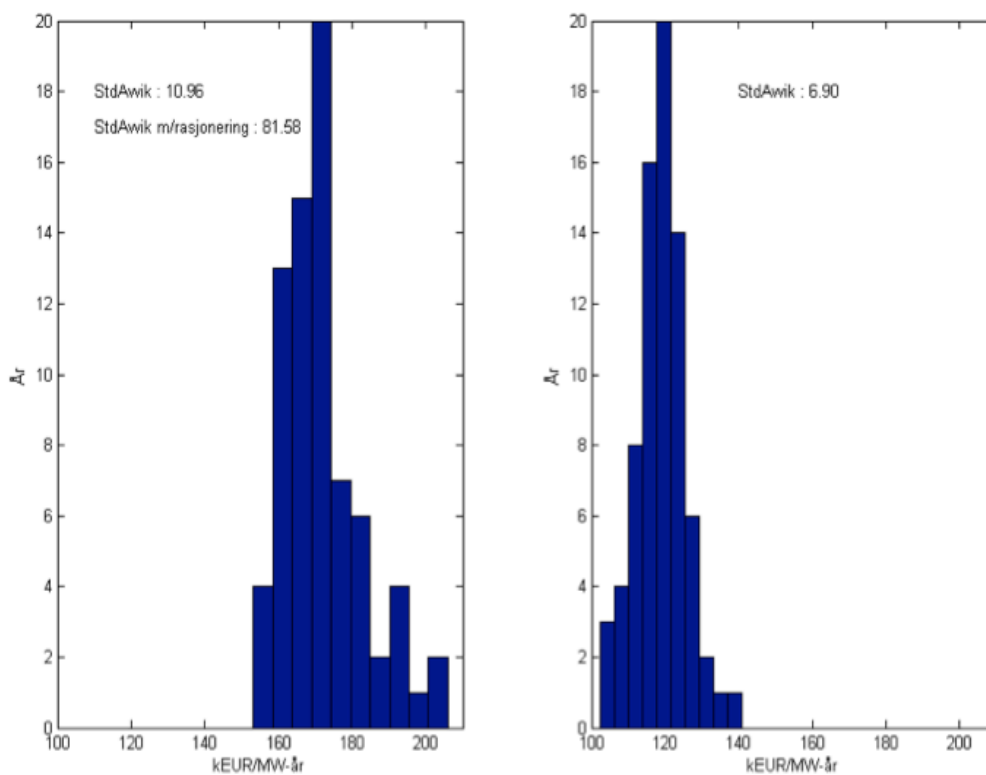


Figur 31: Varighetskurve kraftpriser 2010 og 2030 – Norge

Varighetskurven for kraftprisene er gitt i figur 31, og det kommer frem at minsteprisen vil ligge på et lavere nivå for 2030-scenario. Samtidig vil maksprisen ligge på et høyere nivå for 2010-scenario, det vil si at kraftprisen aldri når rasjoneringsnivå i 2030. Utover dette vil kraftprisen generelt vil ligge på et noe høyere nivå i 2030-scenario, som kommer av den økte overføringskapasiteten.

### 5.3.2 Inntekter

Det er beregnet årlige inntekter for Norge, som går fra å være 197.44 kEUR/MW-år i 2010 til å være 132.91 kEUR/MW-år i 2030. Med økt produksjonskapasitet og et uendret tilsig i 2030 vil det være naturlig at inntektene faller noe i 2030. Hvordan disse inntektene fordeler seg er vist i figuren under (figur 32). I 2030-scenario vil inntektsnivået være mer stabilt, sammenlignet med 2010-scenario. Den økte overføringskapasiteten, eller mer tilgjengelig produksjon, vil være med å jevne ut den varierende produksjonen som man ser i 2010-scenarioet. I 2030-scenario vil Norge også være i mindre grad påvirket av vær og vind samt de såkalte ekstremårene.



(a) 2010

(b) 2030

Figur 32: Inntektsfordeling - Norge



## 6 Simuleringsresultater: modifisert 2030-scenario

Med utgangspunkt i resultatene fra kapittel 5 skal det kjøres ytterligere fire simuleringer. Det opprinnelige 2030-scenariet skal så sammenlignes med de nye simuleringene av de modifiserte 2030-scenariene.

For å undersøke betydningen av ulikt modellerte vindenergiserier, skal det implementeres en ny type vindenergiserie i 2030-modellen. I den opprinnelige simuleringen for 2030-scenario ble det benyttet Reanalysis-vindenergiserier, og for den nye simuleringen skal COSMO vindenergiserier benyttes. COSMO-vindenergiserien er en detaljert serie som er tilgjengelig for ett år, og i simuleringen vil dette ene vindåret gjentas for samtlige 75 klimascenarier. Reanalysis-vindenergiserie er ikke like detaljert modellert som COSMO-serien men er altså tilgjengelig for alle de 75 klimascenariene<sup>23</sup>. Den nye simuleringen, hvor COSMO-vindenergiserien er implementert i Samkjøringsmodellen, skal sammenlignes med de opprinnelige resultatene for 2030-scenario. Denne simuleringen betegnes fra nå som *scenario "COSMO"* og resultatene er gitt i delkapittel 6.1.

2030-scenario inkluderer en utvidelse av overføringsforbindelsen over landegrenser. Det er ønskelig å undersøke hvilken betydningen disse forbindelsene har på det fremtidige nordeuropeiske kraftsystemet. Det skal derfor kjøres en simulering hvor noen av disse forbindelsene fjernes. Det er valgt å fjerne Tyskland- og Englandsforbindelsen samt nordsjønett. Disse simuleringsresultatene skal sammenlignes med de opprinnelige resultatene for 2030-scenario, og den nye simuleringen betegnes fra nå som *scenario "reduisert overføringskapasitet"*. Simuleringsresultatene er gitt i delkapittel 6.2.

Delkapitlene 6.3 og 6.4 gir simuleringsresultatene for henholdsvis økte og reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter. Det skal altså kjøres ytterligere to simuleringer; først økes CO<sub>2</sub>-avgiften med 1/3, deretter reduseres CO<sub>2</sub>-avgiften med 1/3. Den førstnevnte simuleringen

---

<sup>23</sup> For en mer detaljert beskrivelse av de ulike vindenergiseriene, se modellbeskrivelse.

betegnes fra nå av som *scenario "økte CO<sub>2</sub>-avgifter"* og den andre simuleringen betegnes *scenario "reduuerte CO<sub>2</sub>-avgifter"*.

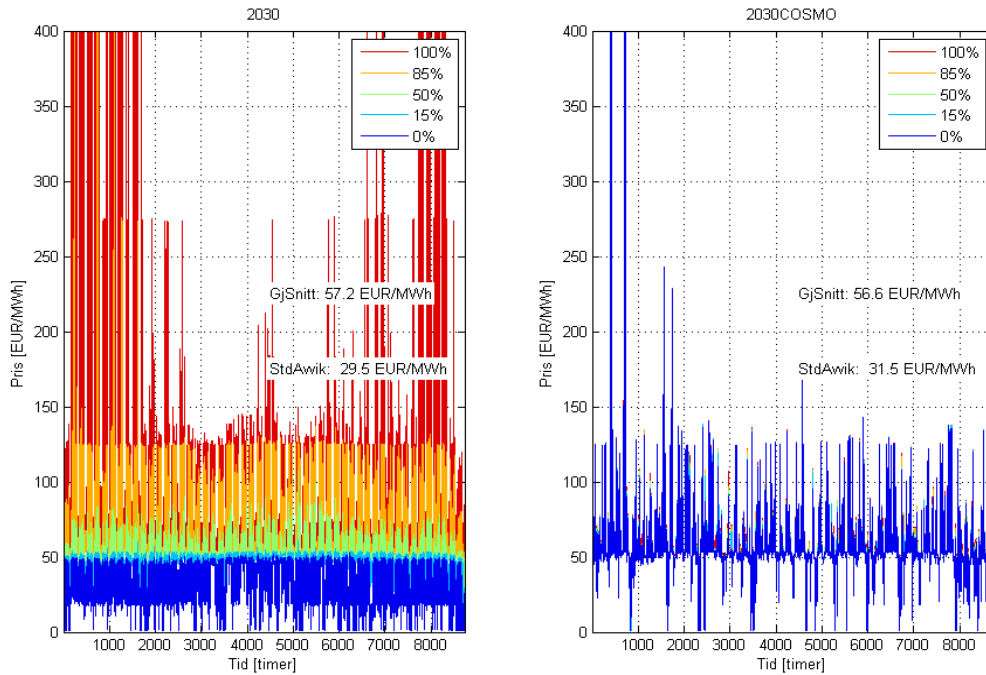
## 6.1 Scenario "Cosmo"

Det skal her presenteres simuleringsresultatene for den nord-europeiske modellen med to ulikt modellerte vindenergiserier. Resultatene viser hvilken betydning modelleringen av vindenergiserier har på det nordeuropeiske kraftsystemet. Modellen som blir simulert med COSMO-vindenergiserier er definert slik som det er beskrevet i modellbeskrivelsen, med unntak av vinddataene. Her benyttes altså COSMO-vindenergiserier for alle klimascenarier.

Sammenligningen fokuseres på det øst-tyske delområdet i Tyskland og på GB-midt i Storbritannia.

### 6.1.1 Tyskland

Simuleringen med COSMO-data, med vinddata uten variasjoner mellom år, vil ha en stor påvirkning på kraftprisene. Etersom identiske vinddata er brukt for alle de 75 klimascenarioene vil kraftprisvariasjonen ta samme form, for samtlige år, dette vises i grafen til høyre i figur 33 (se neste side). Det kommer også frem av figuren at kraftprisprosentliene for COSMO-data gir mindre rasjonering og prisfall, sammenlignet med kraftprisprosentilene for Reanalysis-data. Simuleringen med COSMO-data klarer altså ikke fange opp alle sårbarheter. Standardavviket for 2030 med Reanalysis-data er 29.5 EUR/MWh, mens for COSMO-data er standardavviket 31.5 EUR/MWh. Årsaken til at standardavviket avviker så lite fra hverandre ved de ulike simuleringene er at prisene varierer mer fra tids-skritt til tids-skritt med simulering av COSMO-data. COSMO-serien har en høyere tidsoppløsning, som betyr at den klarer å fange opp kortidsvariasjonene i vindhastigheten. Grafene i figur 33 viser altså effekten av begge serier, nemlig fordelene og nødvendigheten med vinddata som inkluderer variasjoner mellom år samt fordelene med høy tidsoppløsning for å fange opp kortidsvariasjonen i vindhastigheten.

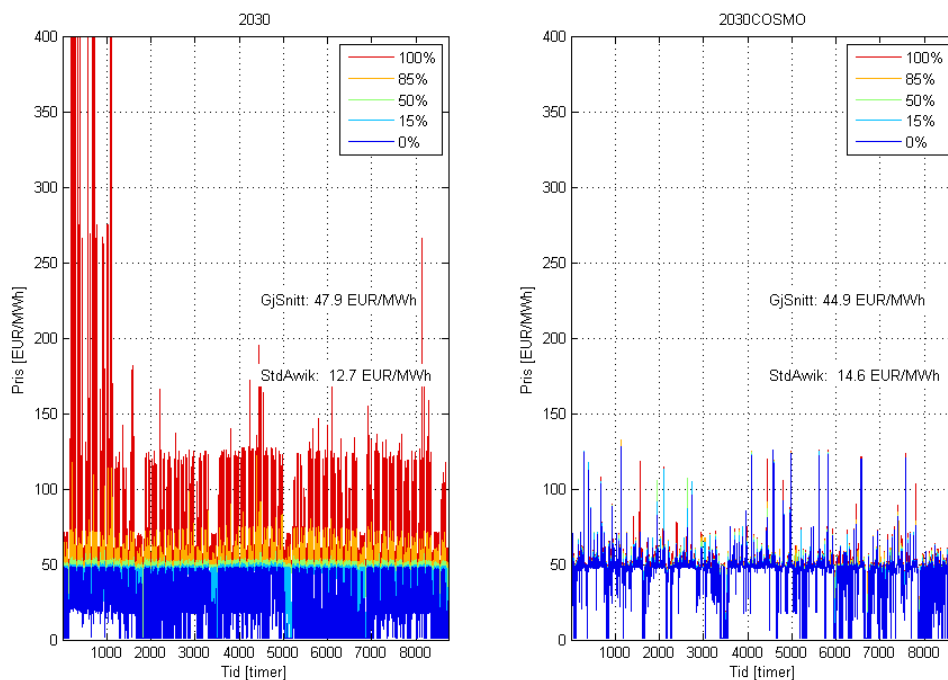


Figur 33: Kraftprisprosentiler 2030 vs 2030 med COSMO data - Tysk-øst

### 6.1.2 Storbritannia

Kraftprisprosentilene i figur 34 (se neste side) viser effekten av de to vindseriene i det britiske delområdet. Fordi det er i utgangspunktet er antageligvis antatt for mye produksjonskapasitet i Storbritannia vil simuleringen med COSMO-data gi ingen rasjonering i 2030-scenarior. Det er altså rimelig å anta at det kun er den varierende vindkraftproduksjon fra år til år som legger press på systemet. Med samme vindår for alle klimascenarier vil det ikke være noe problem å dekke etterspørselen, da ekstremårene ikke blir tatt hensyn til. Videre vil det være spesielt hyppige prisfall for de siste timene av årene for COSMO-simuleringen. Dette betyr at selv ved et normalt vindår, som er antatt for det vindåret som er valgt fra COSMO-data, vil de termiske produksjonsenheter bli tvunget til å gå ut av produksjon.

I likhet med det øst-tyske delområdet vil COSMO-serien gi en mer varierende prisutvikling, ettersom denne serien har høyere tidsoppløsning. Dette fører til et relativt likt standardavvik for begge simuleringene, slik det kommer frem i figuren.



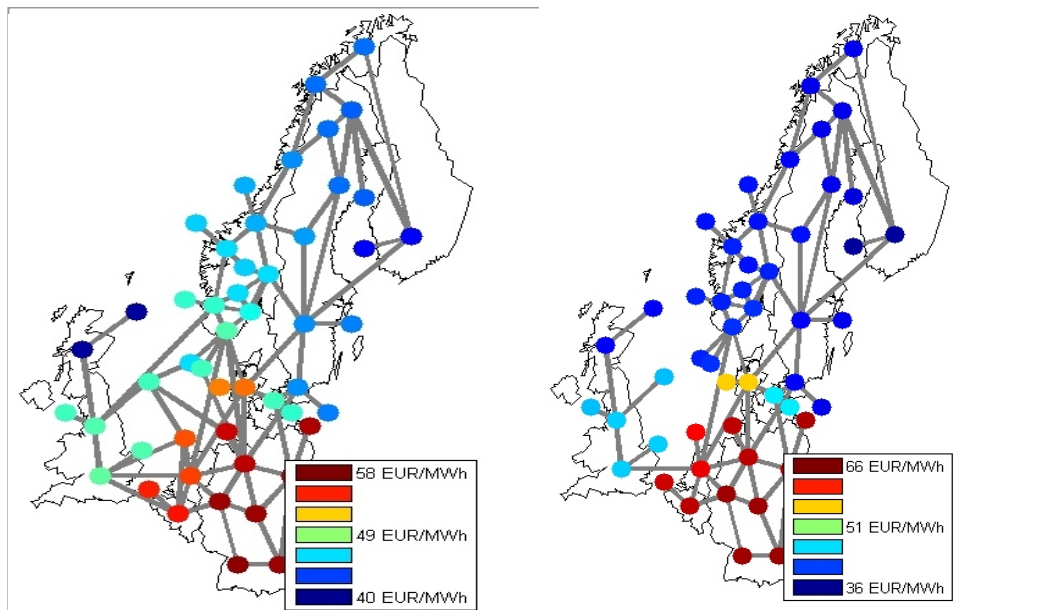
Figur 34: Kraftprisprosentiler for 2030 med Reanalysis-data og 2030 med COSMO-data

## 6.2 Scenario ” redusert overføringskapasitet 2030”

Scenarioet er definert slik som i kapittel 4, men HVDC-forbindelse som er under bygging i dag er fjernet. Dette gjelder Tyskland- og Englandsforbindelsen samt nordsjønett.

Figur 36 på neste side viser en oversikt over prisutvikling i hele det nord-europeiske området når den planlagte englands- og tysklandforbindelsen, samt nordsjønett fjernes. Det legges merke til at figuren viser ulike prisskalaer i de to illustrasjonene. Med redusert overføringskapasitet vil de gjennomsnittlige kraftprisene falle noe i de nordiske områdene, og prisskillet englandskabelen gir mellom sørvest-Norge og prisområdene rundt viskes ut. Samtidig vil kraftprisene i Storbritannia også falle noe. Tyskland får flere flaskehals og dermed høyere priser. Maksimal gjennomsnittlig makspris per område øker fra 58 EUR/MWh i 2010 til 66 EUR/MWh i 2030 i Tyskland.

En mer detaljert beskrivelse av resultatene i Tyskland, Storbritannia og Norge følger i de neste delkapitlene. Da det kom frem i kapittel 5 at det var ingen vesentlig store endringer i resultatene for de to tyske delområdene, er det her valgt å kun diskutere det øst-tyske delområdet. Resultatene for vest-tyske delområdet er gitt i vedlegg G.

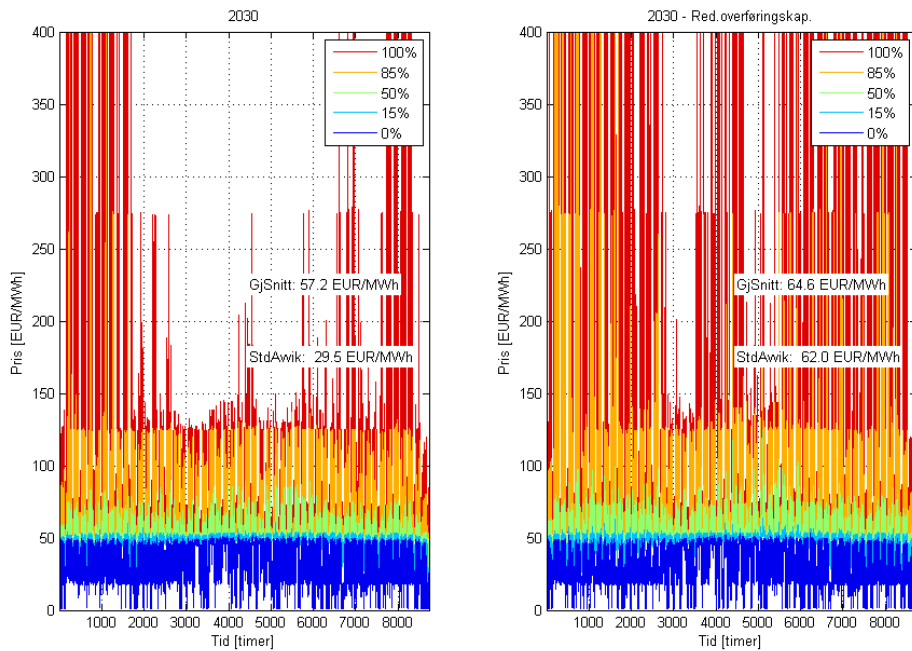


(a) 2030 (b) 2030 med redusert overføringskapasitet  
**Figur 35: Gjennomsnittlige kraftpriser per område [EUR/MWh]**

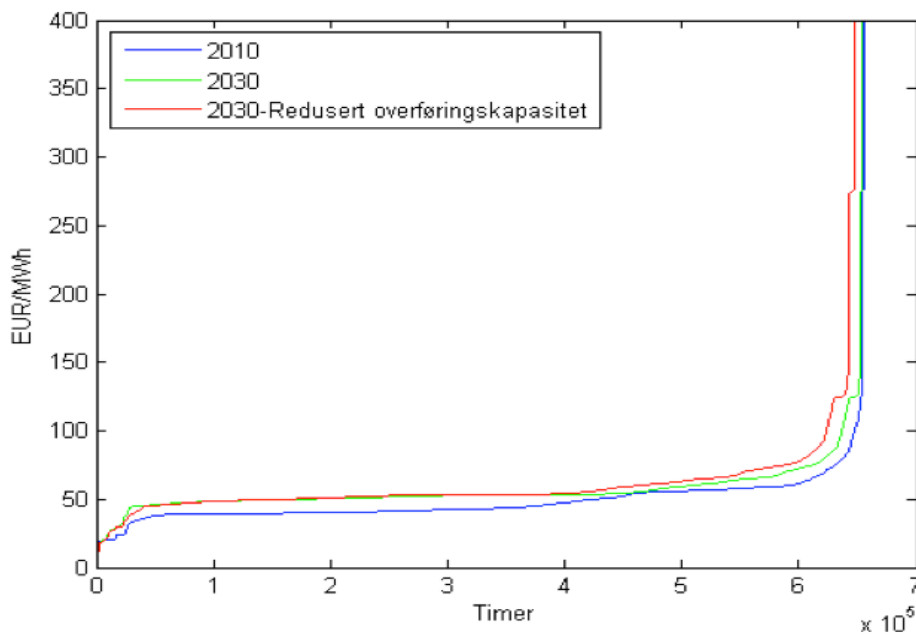
## 6.2.1 Tyskland

### 6.2.1.1 Kraftpriser

Med en redusert overføringskapasitet vil Tyskland bli mer isolert og dermed bli mer påvirket av egen produksjonsmiks. Det tyske delområdet vil oppleve generelt flere pristopper, som illustreres i figur 36 på neste side. Tyskland er et nettoimport område og vil dermed oppleve flere flaskehals, som gir dette høye gjennomsnittlige prisnivået. Isoleringen vil samtidig gi noen flere prisfall i perioder med høy vindkraftproduksjon, sammenlignet med den opprinnelig situasjonen fra 2030-scenarior. Figuren viser altså en situasjon med økt prisvolatilitet, eller mer varierte priser, når overføringskapasiteten reduseres. Dette indikeres av det økte standardavviket som går fra å være 29.5 EUR/MWh i 2030 til 62 EUR/MWh i 2030-scenarior med redusert overføringskapasitet. Utover dette vil også effekten av geografisk utjevning reduseres. Kombinasjonen av redusert overføringskapasitet og mye vindkraftkapasitet i et nettoimport område gir altså tidvis høye priser når vinden ikke blåser, og ett gjennomgående høyere gjennomsnittlig prisnivå.



Figur 36: Kraftprisprosentlier 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet - Tysk-øst

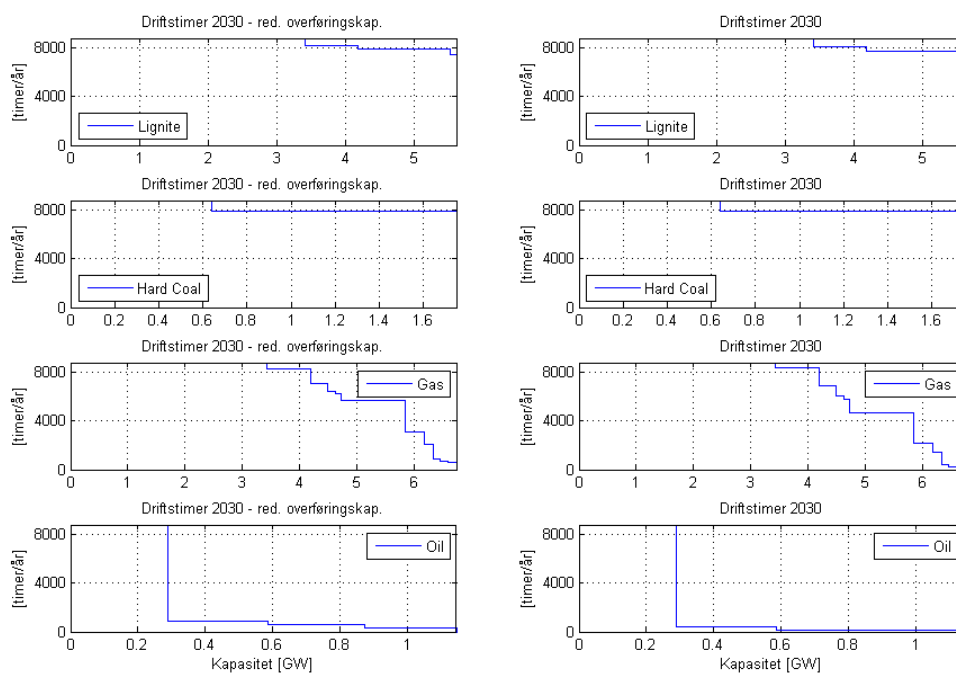


Figur 37: Varighetskurve kraftpriser 2010,2030 og 2030-redusert overføringskapasitet - Tysk-øst

Varighetskurven for kraftprisene i det øst-tyske området, gitt i figur 37, viser at kraftprisen generelt vil ligge på et omtrentlig likt nivå for begge scenariene. Samtidig viser også figuren at isoleringen gir hyppigere tilfeller av flaskehalser, noe som er forventet av nettoimport område. Videre gir den reduserte overføringskapasiteten en høyere makspris.

### 6.2.1.2 Årlige driftstimer for termiske produksjonsenheter

Årlige driftstimer for de termiske produksjonsenheterne er gitt i figuren under (figur 38). Grafene på venstre side gir årlige driftstimer med redusert overføringskapasitet, og viser liten økning for lignitt og brunkull. Årlige driftstimer øker noe mer for gass- og oljefyrte kraftverk. For eksempel går gjennomsnittlig antall årlige driftstimer for gassenhetene fra 5708.9 timer/år i 2030 til 5989.7 timer/år med redusert overføringskapasitet.



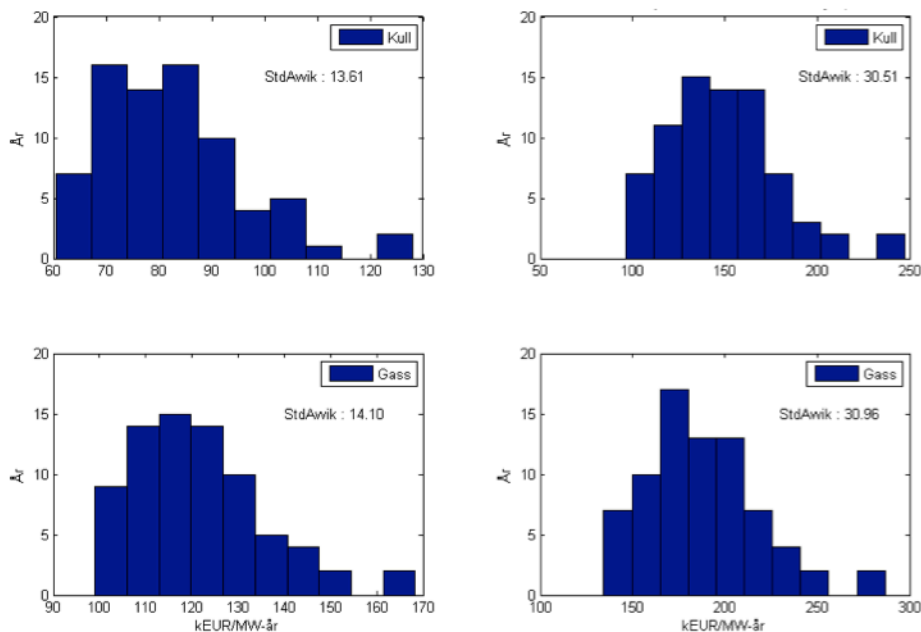
Figur 38: Årlige driftstimer 2030 vs 2030-red.overf.kap - Tysk-øst

### 6.2.1.3 Lønnsomhet

De økte kraftprisene gir økte inntekter for samtlige produksjonsenheter i en situasjon med redusert overføringskapasitet, slik tabellen på neste side viser (tabell 5). Selv om kun kjernekraft og gasskraft vil være lønnsomme i scenariet med redusert overføringskapasitet, vil for eksempel gasskraftenhetene gå fra å marginalt ulønnsom, til en lønnsomhetsmargin på ca 53%. Kull- og oljefyrte kraftverk får også en vesentlig inntektsøkning. Med de antatte produksjonskostnadene vil oljefyrte kraftverk øke de årlige beregnede inntektene fra 9.74 kEUR/MW-år i 2030 til 49 kEUR/MW-år med redusert overføringskapasitet.

		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Bregnede inntekter [kEUR/MW-år]	Overskudd ift investerings- kostnader
2030 red.overf.kap	Kjernekraft	308.59	520.49	68.7 %
	Kull	210	148.32	-29.4 %
	Gass	122	187.33	53.5 %
	CT	57.14	49.01	-14.2 %
2030	Kjernekraft	308.59	456.14	47.8 %
	Kull	210	82.43	-60.7 %
	Gass	122	121.92	-0.1 %
	CT	57.14	9.74	-83.0 %

Tabell 5: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet – Tysk-øst



(a)2030

(b)2030-reduert overføringskapasitet

Figur 39: Inntektsdistribusjon 2030 vs 2030-reduert overføringskapasitet - Tysk-øst

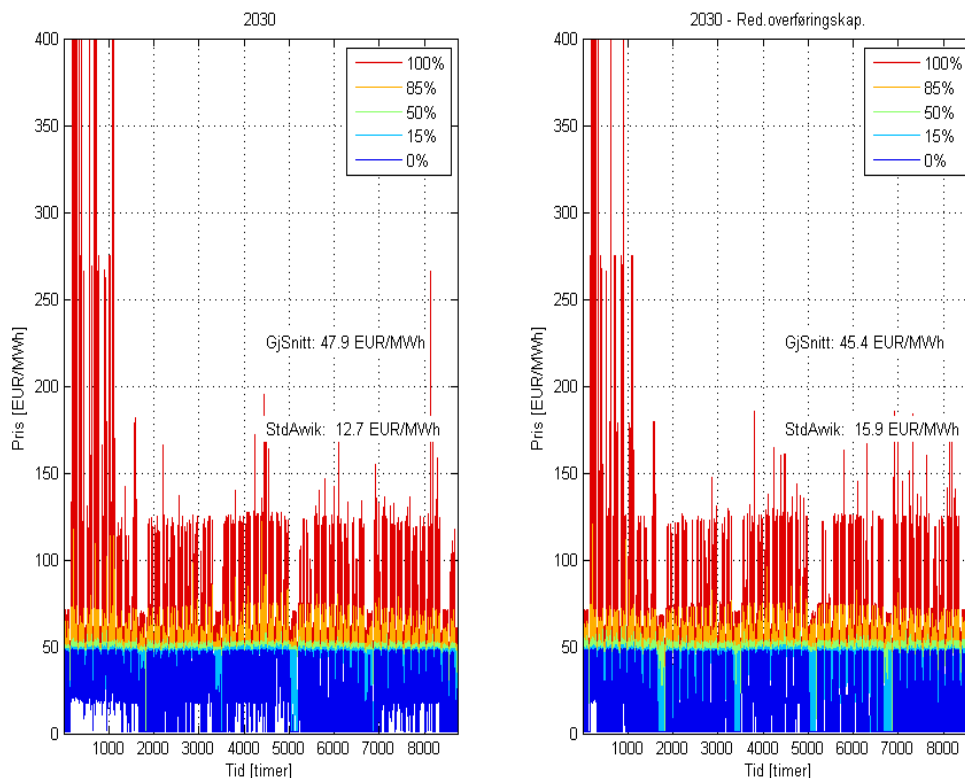
Hvordan den økte inntekten fordeler seg over de 75 klimascenariene i det øst-tyske området er gitt i figur 39. De to øverste grafene viser fordelingen for kullkraftenhetene, og det viser at inntekten vil variere mer fra år til år i situasjonen med redusert overføringskapasitet – indikert av økt standardavvik i dette scenariet. Uten den planlagte overføringskapasiteten i 2030-scenario vil altså Tyskland bli i økende grad påvirket av den varierende vindkraftproduksjonen. Den samme situasjonen ser man for gassenhetene i scenariet med redusert overføringskapasitet, det vil si en betraktelig økning i standardavviket.



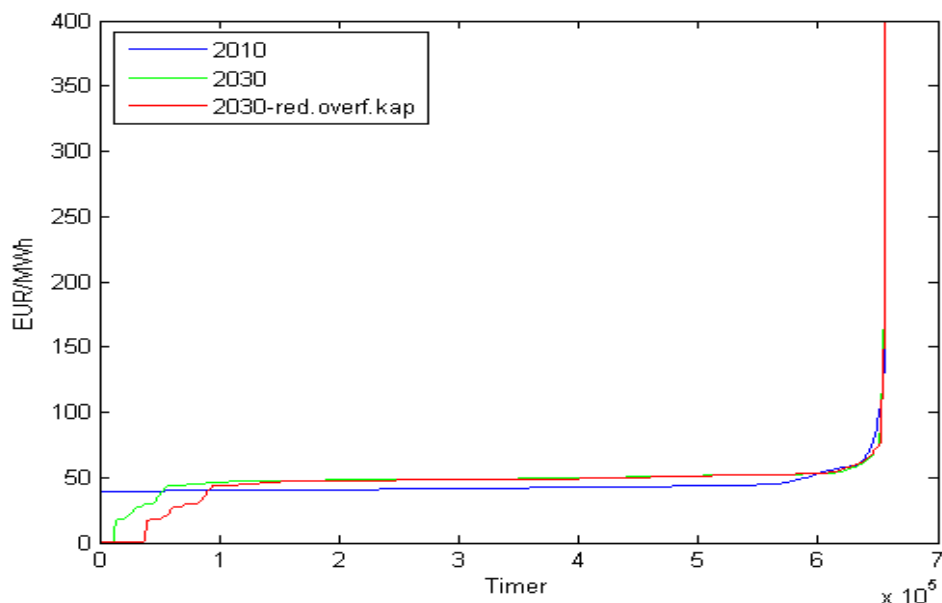
## 6.2.2 Storbritannia

### 6.2.2.1 Kraftpriser

Med redusert overføringskapasitet vil det britiske delområdet få et lite fall i gjennomsnittlig kraftpris, illustrert i figuren under (figur 40). Dette skyldes økte tilfeller av prisfall, og mindre pristopper. Dette er altså ulik situasjonen fra Tyskland, som opplevde hyppigere pristopper. Storbritannia er altså et nettoeksport område som vil da oppleve lavere gjennomsnittlige priser med redusert overføringskapasitet, mens Tyskland vil oppleve økte gjennomsnittlige priser ettersom det er et nettoimport område. De økte prisfallene i Storbritannia gir mer varierende priser angitt av det økte standardavviket. Det at færre pristopper inntreffer med redusert overføringskapasitet kan indikere at det kan være antatt for mye produksjonskapasitet i dette området. Storbritannia får dermed ingen utfordringer i perioder med lite vindkraftproduksjon, men desto mer utfordringer i perioder med høy vindkraftproduksjon.



Figur 40: Kraftprisdistribusjon 2030 vs 2030-reduisert overføringskapasitet - GB-midt

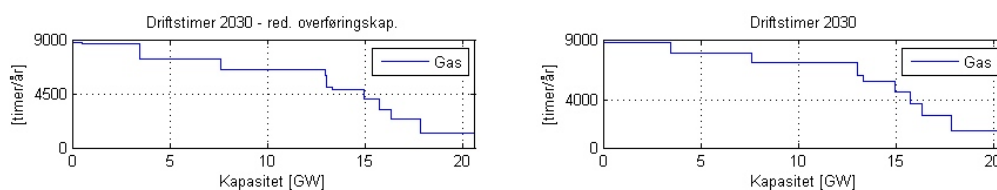


Figur 41: Varighetskurve kraftpriser 2010, 2030 og 2030-red.overf.kap - GB-midt

Varighetskurven for kraftprisene i det britiske området er gitt i figur 41. I motsetning til det tyske området vil ikke GB-midt oppleve flaskehalser, men flere prisfall. Prisfallene oppstår i perioder med høy vindkraftproduksjon da forbindelsene ikke har høy nok kapasitet til eksportere i disse periodene. Utover dette vil maksprisen i en situasjon med redusert overføringskapasitet være vesentlig lavere enn den opprinnelige situasjonen for 2030-scenario.

### 6.2.2.2 Årlige driftstimer for termiske produksjonsenheter

Utfra grafene i figuren under (figur 42) kan man se at årlige driftstimer minke for gassenhetene. Selv om årlige driftstimer reduseres vil det fortsatt være behov for gassproduksjonen for å opprettholde tilstrekkelig produksjonskapasitet. Dette er på tross av at det i utgangspunktet er for mye produksjonskapasitet i Storbritannia, og da hovedsakelig installert vindkraftkapasitet. Dette indikerer altså at vindkraftkapasiteten ikke nødvendigvis øker total produksjonskapasitet, men kun total produksjon. I tillegg til dette vil effekten av geografisk utjevning reduseres med mindre overføringskapasitet som vil påvirke kapasitetsfaktoren til vindkraftproduksjonen.



Figur 42: Årlige driftstimer 2030 vs 2030-red.overf.kap - GB-midt

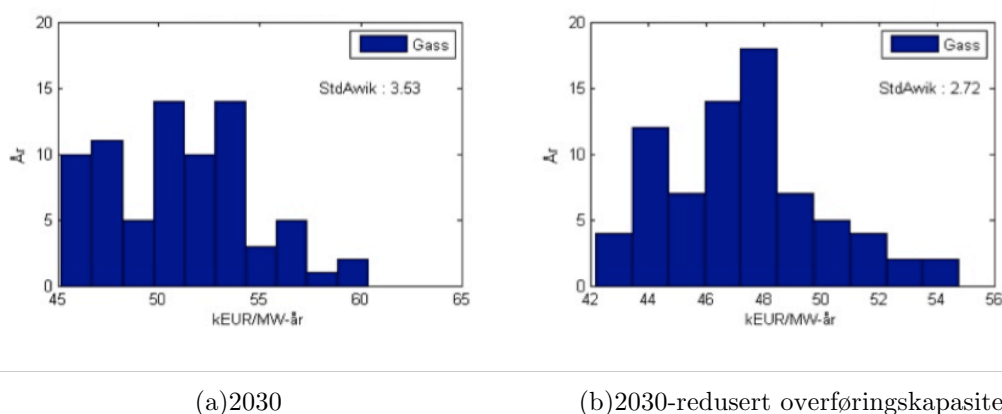
### 6.2.2.3 Lønnsomhet

De beregnede inntektene blir noe mindre for samtlige produksjonsenheter i en situasjon med redusert overføringskapasitet, gitt under i tabell 6. Da de gjennomsnittlige kraftprisene reduseres og årlige driftstimer reduseres, vil følgelig inntekten reduseres. Dette utfordrer lønnsomheten til gassenhetene. De årlige inntektene for gassenhetene vil likevel ikke reduseres i like stor grad som inntektene øker i Tyskland, altså Storbritannia blir ikke påvirket i like stor grad som Tyskland. Ettersom det britiske området er et nettoeksportør vil kraftprodusentene i området dermed heller kunne tjene på økt overføringskapasitet. Kraftprodusentene i Tyskland, derimot, vil tape med økt overføringskapasitet.

		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Beregnete inntekter [kEUR/MW-år]	Overskudd ift investerings- kostnader
2030	Kjernerkeft	308.59	355.1	15.1 %
red.overf.kap	Gass	122	47.34	-61.2 %
2030	Kjernerkeft	308.59	375.53	21.7 %
	Gass	122	51.09	-58.1 %

Tabell 6: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet - GB-midt

Inntektsfordelingen av den reduserte inntekten av gassenhetene er gitt under i figur 43. Selv om inntekten er noe lavere i situasjonen med redusert overføringskapasitet vil variasjonen fra år til år minke noe, angitt av standardavviket gitt i figuren.

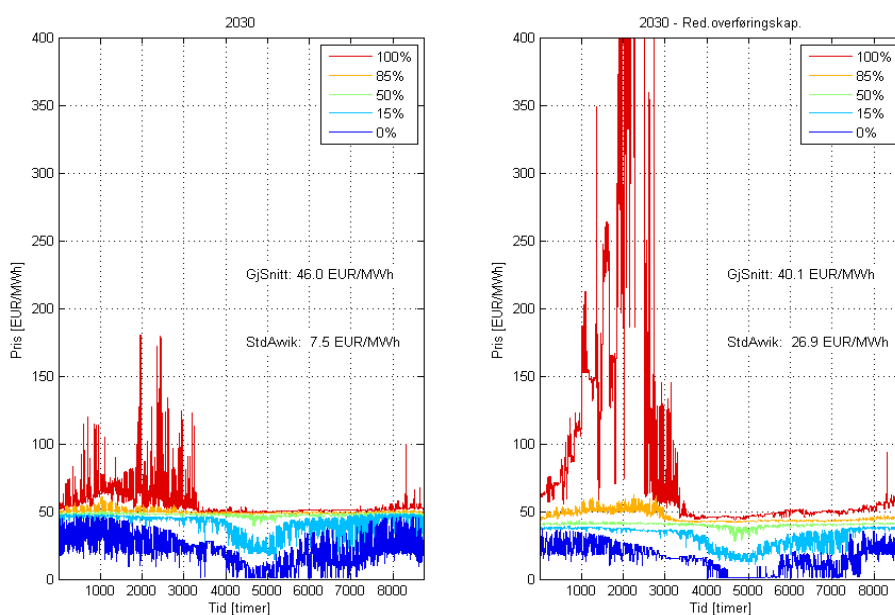


Figur 43: Inntektsfordeling 2030 vs 2030-reduisert overføringskapasitet – GB-midt

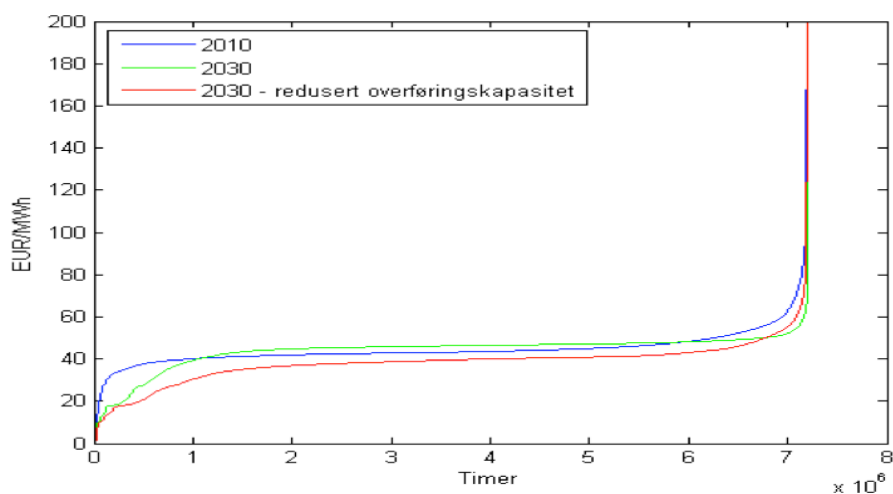
## 6.2.3 Norge

### 6.2.3.1 Kraftpriser

Prisprosentilene for 2030-scenario og 2030 med redusert overføringskapasitet er gitt under i figur 44. En situasjon med redusert overføringskapasitet vil øke risikoen for rasjonering i Norge, slik grafen til høyre i figuren illustrer. Utover dette vil 0- og 15-prosentilen ligge på et lavere nivå, og gjennomsnittlig kraftpris reduseres fra 46 EUR/MWh i 2030 til 40.1 EUR/MWh med redusert overføringskapasitet. Den reduserte overføringskapasiteten fører altså til at Norge blir mer påvirket av den naturlige variasjonen i nedbør og vind, og får større prisforskjeller mellom klimatiske år.



Figur 44: Kraftprisprosentiler 2030 vs 2030-redusert overføringskapasitet – Norge

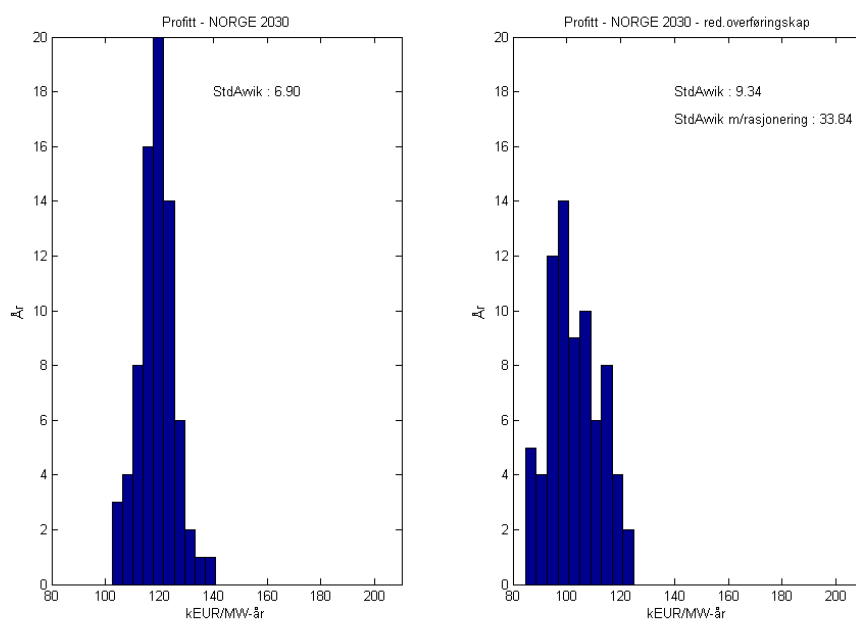


Figur 45: Varighetskurve kraftpriser 2010, 2030 og 2030 med redusert overføringskapasitet – Norge

Fordi den reduserte overføringskapasiteten øker prisforskjellene mellom klimatiske år vil standardavviket få en vesentlig økning fra den opprinnelige situasjonen i 2030, angitt i figuren. Dette vises også i varighetskurven for kraftprisene i Norge, gitt i figur 45. Figuren viser en lavere minstepris og vesentlig høyere makspris, og samtidig flere flaskehalsar. I tillegg til dette vil kraftprisen ligge på et generelt lavere nivå med redusert overføringskapasitet.

### 6.2.3.2 Inntekter

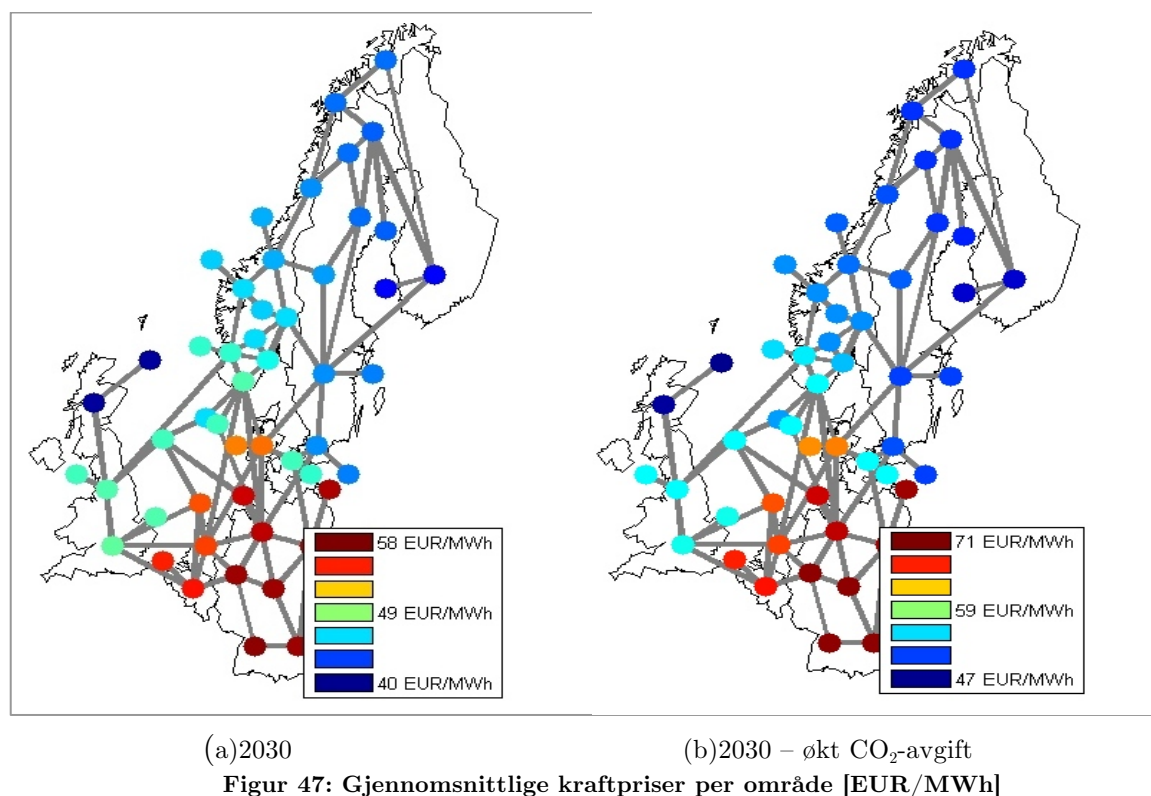
Inntektene i Norge reduseres fra 132.88 kEUR/MW-år i 2030-scenario til 121.51 kEUR/MW-år med redusert overføringskapasitet. Hvordan inntekten fordeles over tilsigscenariene er gitt i figur 46. Utover et lavere inntektsnivå, vil situasjonen med redusert overføringskapasitet gi mer en variert inntekt fra år til år. Uten den økte overføringskapasiteten som i utgangspunktet var antatt for 2030-scenario vil Norge bli mer påvirket av den naturlige variasjonen til nedbør og vind. Ved å sammenligne resultatene fra 2010, vil inntektsnivået variere mindre i 2030-scenario med redusert overføringskapasitet. Selv om England- og Tysklands kabelen er fjernet vil scenariet med redusert overføringskapasitet likevel ha mer overføringskapasitet enn 2010. Dette gir altså et noe mer stabilt inntektsnivå ettersom vannkraften kan fungere som regulering for den økte vindkraftproduksjonen. Norge er altså nettoeksportører, men vil altså få problemer uten forbindelsen til Tyskland og England i såkalte ekstremår når det for eksempel kan være både lite vind og nedbør.



Figur 46: Inntektsfordeling 2030 vs 2030-reduisert overføringskapasitet - Norge

### 6.3 Scenario "økt CO<sub>2</sub>-avgift"

I dette scenarioet skal CO<sub>2</sub>-avgiften økes med 1/3, og produksjonskostnadene er korrigert for dette. I likhet med de andre scenarioene skal det gjøres en vurdering av lønnsomheten av ulike typer kraftverk, med hovedfokus på fossile kilder, men med en høyere CO<sub>2</sub>-avgift enn den som i utgangspunktet er antatt. For å kunne få en oversikt over prisutviklingen ved økte CO<sub>2</sub>-avgifter, er gjennomsnittlig kraftpris per område plottet for det nordeuropeiske kraftsystemet, gitt i figuren under (figur 47). I likhet med 2030-scenario vil økte CO<sub>2</sub>-avgifter lave priser i nord og i Storbritannia, og høye priser på kontinentet. Men totalt sett ligger altså den gjennomsnittlige kraftprisen på et høyere nivå for samtlige områder – legg merke til en høyere prisskala i figuren til høyre.

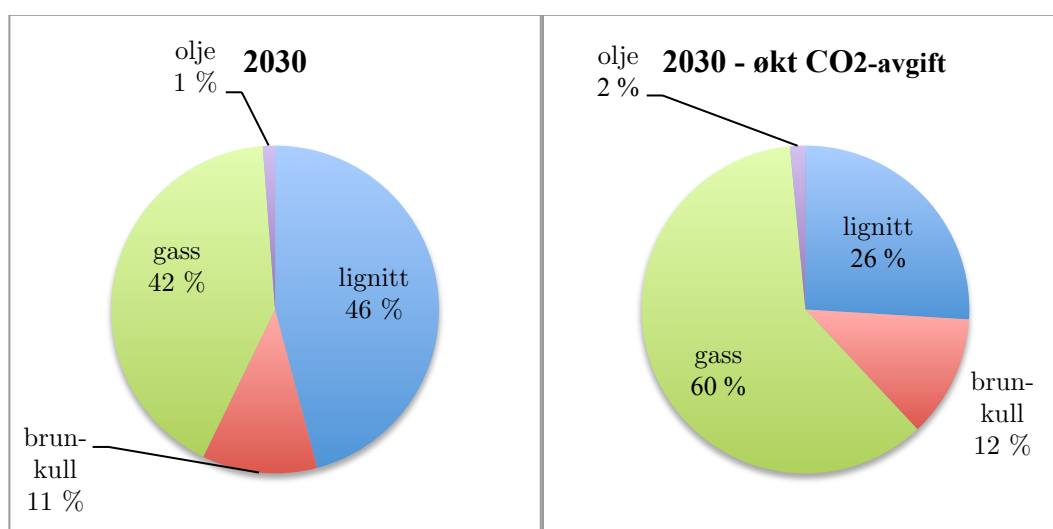


#### 6.3.1 Tyskland

Den var ingen vesentlige forskjeller i resultatene fra det øst-tyske og vest-tyske områdene, det skal derfor her presenteres resultater fra det øst-tyske delområdet. Resultatene fra det vest-tyske området er gitt i vedlegg H.

### 6.3.1.1 Produksjonsfordeling – termiske enheter

Figuren under (figur 48) viser produksjonsfordelingen til termiske enheter i det øst-tyske delområdet. Det viser seg at gasskraftproduksjonen øker betraktelig med økte CO<sub>2</sub>-avgifter. Det øst-tyske området har opprinnelig mye kullkraftproduksjon, men ved å øke CO<sub>2</sub>-avgiftene vil altså gasskraftproduksjonen erstatte deler av kullkraftproduksjonen. Det vil altså bli ett skifte fra kull- til gasskraftproduksjon, hvor lignitt blir mer påvirket fremfor brunkull. Dette skifte skyldes altså at kull er mer karbonintensiv enn gass, noe som gjør det mer lønnsomt å produsere gass fremfor kull.

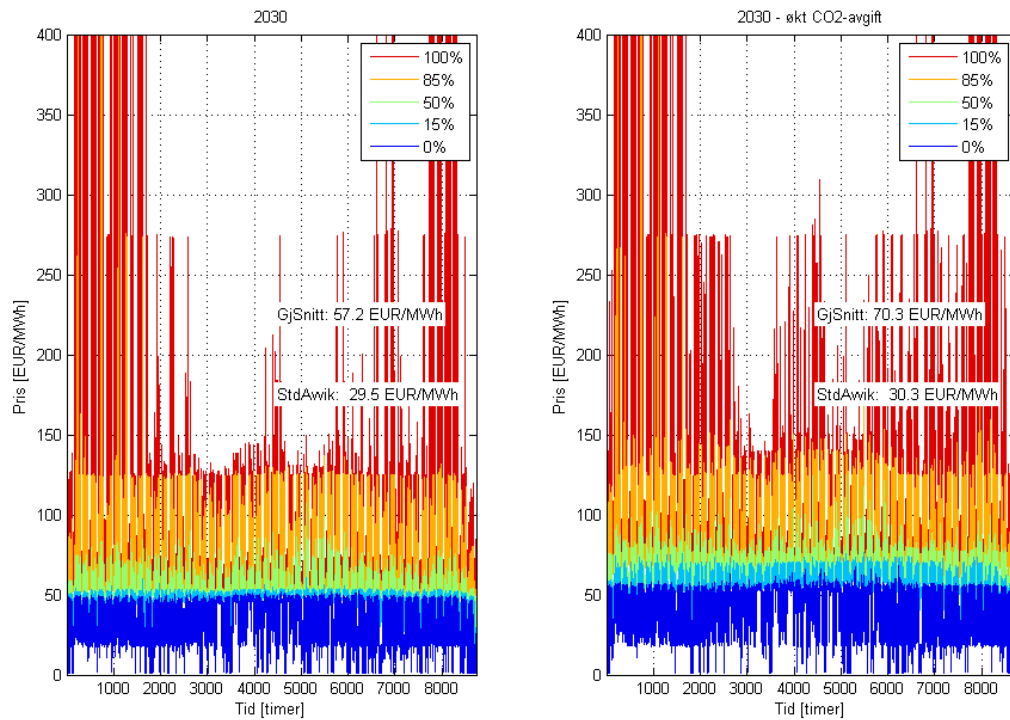


Figur 48: Produksjonsfordeling for termiske produksjonsenheter - tysk-øst

### 6.3.1.2 Kraftpriser

De økte CO<sub>2</sub>-avgiftene vil gi et høyere kraftprisnivå, sammenlignet med 2030-scenario, slik som det illustreres i figuren på neste side (figur 49). Den gjennomsnittlige kraftprisen i Tysk-øst vil øke fra 57.2 EUR/MWh i 2030 til 70.3 EUR/MWh eller ca. 23% i en situasjon med økte CO<sub>2</sub>-avgifter. Denne økningen i gjennomsnittlige kraftpriser er forventet, ettersom det er de termiske produksjonsenheterne som setter kraftprisen. Standardavviket, som er gitt i figuren, indikerer at de økte CO<sub>2</sub>-avgiftene ikke vil gi noen vesentlige større variasjoner i prisene. De økte CO<sub>2</sub>-avgiftene vil likevel gi flere pristopper, slik det er vist i figuren. Slik det ble vist i figur 48 vil det blir et skifte i den termiske kraftproduksjonen med økte CO<sub>2</sub>-avgiftene, fra kull- til gassproduksjon. Dette betyr at man prioriterer

produksjon fra gassenhetene fremfor kullenheterne, ettersom gassproduksjonen er mindre karbonintensiv. I perioder med høy etterspørsel og lav vindkraftproduksjon kan det være nødvendig å starte opp kullkraftproduksjonen for å kunne dekke etterspørselen. Pristoppene som vises i grafen kan dermed være fra oppstarten av kullkraftverkene, ettersom dette er kostnadskrevenende prosess.

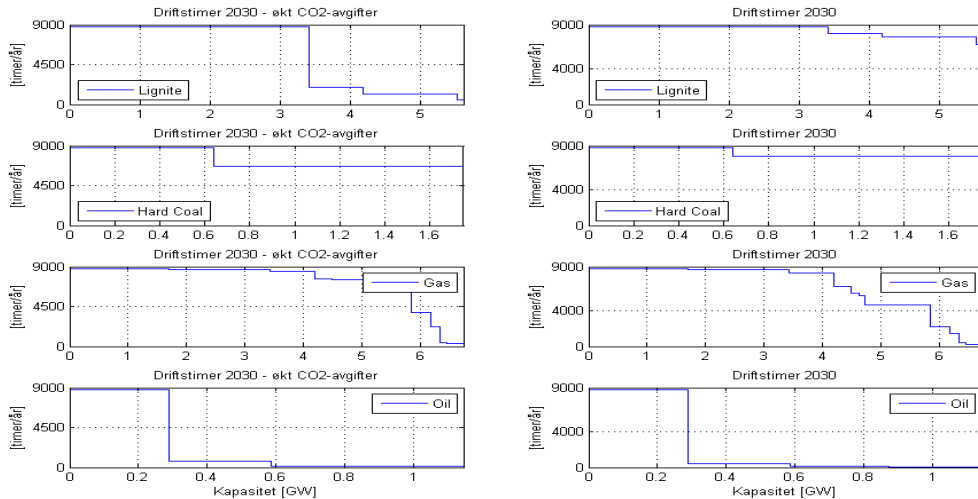


Figur 49: Kraftprisprosentiler 2030-scenario og 2030-scenario med økte CO<sub>2</sub>-avgifter - Tysk-øst

### 6.3.1.3 Årlige driftstimer

På neste side vises årlige driftstimer i figur 50. De to øverste grafene på venstre side viser hvordan driftstimene for kullkraftenhetene reduseres ved økte CO<sub>2</sub>-avgifter, og videre hvordan lignitt blir mer påvirket enn brunkull. De gjennomsnittlige årlige driftstimene for lignitt vil nærmest halveres i dette scenariet. Utover dette viser grafen økte driftstimer for både gassenhetene og for oljefyrte kraftverk, sammenlignet med det opprinnelige scenariet for 2030.





Figur 50: Årlige driftstimer 2030 vs. 2030-økt CO<sub>2</sub>-avgifter – Tysk-øst

### 6.3.1.4 Lønnsomhet

De økte gjennomsnittlige kraftprisene gir høyere årlige inntekter for samtlige termiske produksjonsenheter, med unntak av kullenhetene. Kombinasjonen av høyere kraftpriser og økte årlige driftstimer for gassenhetene vil medføre økte inntekter for disse produksjonsenhetene. Med de nye beregnede produksjonskostnadene og de antatte investeringskostnadene, vil gasskraftenhetene være lønnsomme i dette nye 2030-scenarion. De beregnede inntektene for gasskraftproduksjonen går fra å være 121.92 kEUR/MW-år i 2030 til 174.61 kEUR/MW-år med økte CO<sub>2</sub>-avgifter, gitt i tabellen under. Gassprodusentene vil ikke oppleve noe mer varierende inntektsnivå, sammenlignet med det opprinnelige 2030-scenarion, dette vises i inntektsfordelingen gitt i vedlegg H. Videre viser tabell 7 de reduserte inntektene fra kullkraftproduksjonen. På grunn av skiftet i den termiske produksjonsfordelingen vil gasskraftenhetene øke altså sin økonomiske levedyktighet, og kullkraftenhetene taper inntekter og dermed reduserer sin økonomiske levedyktighet.

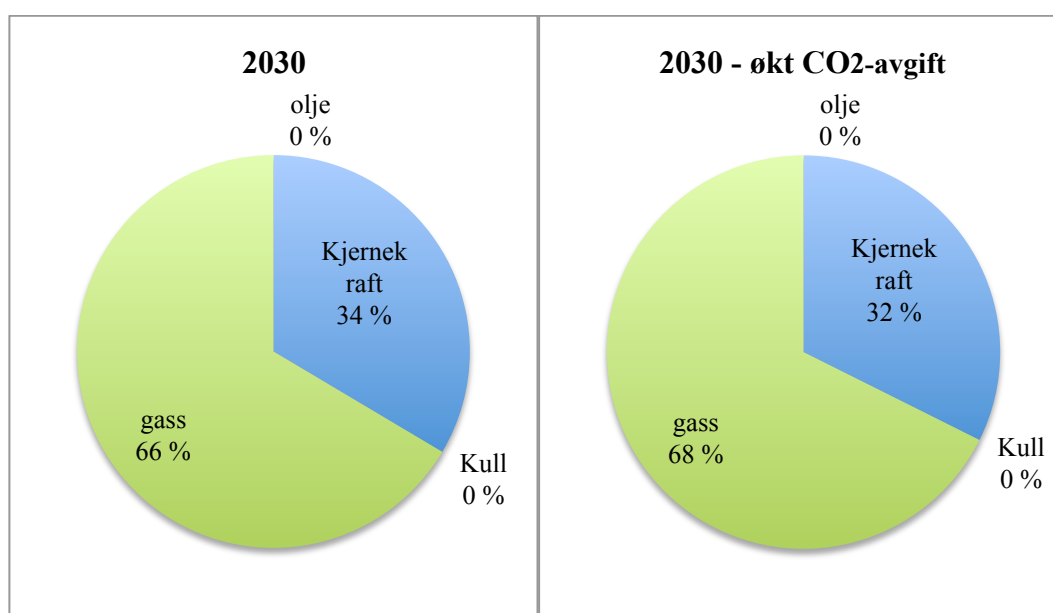
		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Beregnete inntekter [kEUR/MW-år]	Overskudd ift investerings- kostnader
2030 økt CO <sub>2</sub> -avgift	Kjernekraft	308.59	570.66	84.92 %
	Kull	210	79.78	-62.01 %
	Gass	122	174.61	43.12 %
	CT	57.14	10.72	-81.24 %
2030	Kjernekraft	308.59	456.14	47.81 %
	Kull	210	82.43	-60.75 %
	Gass	122	121.92	0.07 %
	CT	57.14	9.74	-82.95 %

Tabell 7: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-økt CO<sub>2</sub>-avgift – Tysk-øst

## 6.3.2 Storbritannia

### 6.3.2.1 Produksjonsfordeling –termiske enheter

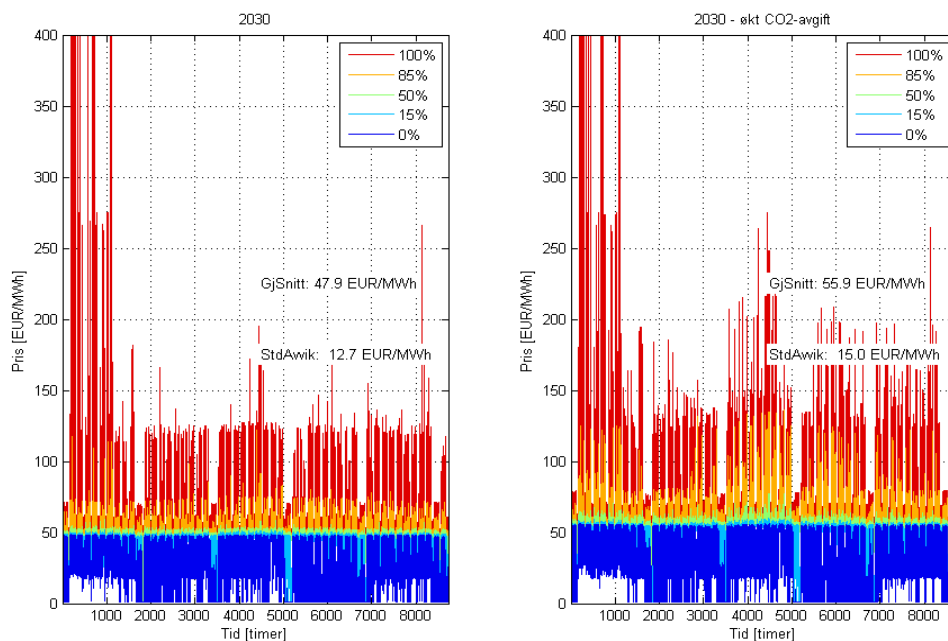
Det britiske delområdet øker gassproduksjonen med kun 2% av den termiske produksjonsfordelingen med økte CO<sub>2</sub>-avgifter. Dette er fordi kullkraftproduksjonen allerede er faset ut grunnet den høye andelen installert vindkraftproduksjon i dette området. Produksjonsfordelingen til de termiske enhetene vil dermed ikke få en vesentlig endring i dette scenariet – noe som illustreres i figuren under (figur 51).



Figur 51: Produksjonsfordeling for termiske produksjonsenheter - GB-midt

### 6.3.2.2 Kraftpriser

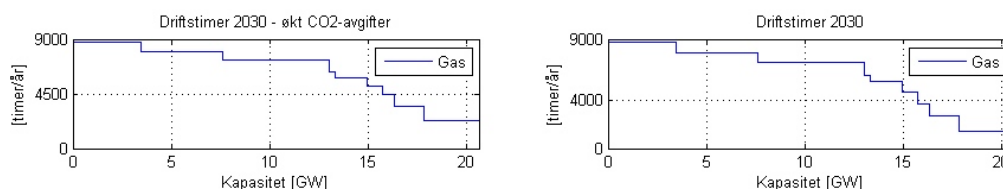
De økte CO<sub>2</sub>-avgifter gir også høyere gjennomsnittlige kraftpriser i det britiske delområdet, dette vises på neste side i figur 52. Økte CO<sub>2</sub>-avgifter vil gi flere pristopper og noe mer varierte kraftpriser indikert av det økende standardavviket, som er gitt i figuren. Fordi økte CO<sub>2</sub>-avgifter fører til et skifte fra kullkraftproduksjon til gasskraftproduksjon i det nord-europeiske kraftsystemet, vil det britiske delområdet ha mulighet til å øke eksporteten av gasskraftproduksjon ved lave vindhastigheter. Pristoppene i dette scenariet kan dermed komme av utvekslingen med for eksempel Tyskland, og pristoppene kullkraftproduksjonen gir i Tyskland ved lav vindkraftproduksjon.?



Figur 52: Kraftprisprosentiler 2030-scenario og 2030-scenario med økte CO<sub>2</sub>-avgifter - GB-midt

### 6.3.2.3 Årlige driftstimer – termiske enheter

Figuren under (figur 53) viser en økning i antall årlige driftstimer for gassenhetene. Det har blitt diskutert hvordan det antageligvis er antatt for mye produksjonskapasitet i Storbritannia, så denne økningen kan skyldes den økte etterspørselen etter gass i det nordeuropeiske kraftsystemet.



Figur 53: Årlige driftstimer 2030 vs. 2030-økt CO<sub>2</sub>-avgifter – GB-midt

### 6.3.2.4 Lønnsomhet

Tabell 8 på neste side viser økte beregnede inntekter for det nye scenariet for 2030. De årlige inntekter er beregnet med produksjonskostnadene som tar hensyn til økte CO<sub>2</sub>-avgifter. Slik det er vist i tabellen øker de beregnede inntektene fra gassenhetene, grunnet en økning i antall årlige driftstimer og de høye kraftprisene i dette scenariet. Dette gir et mindre underskudd i forhold til de antatte investeringskostnadene fra -58.12% i 2030-scenario til -49.34% i med økte CO<sub>2</sub>-avgifter. Men inntektene øker altså ikke nok til at gassenhetene klarer å dekke de

antatte investeringskostnadene. De økte gasskraftinntektene vil variere noe mer fra år til år i de ulike klimatiske scenariene, gitt i inntektsfordelingen i vedlegg H. Dette kan altså skyldes pristoppene i scenariet med økt CO<sub>2</sub>-avgift.

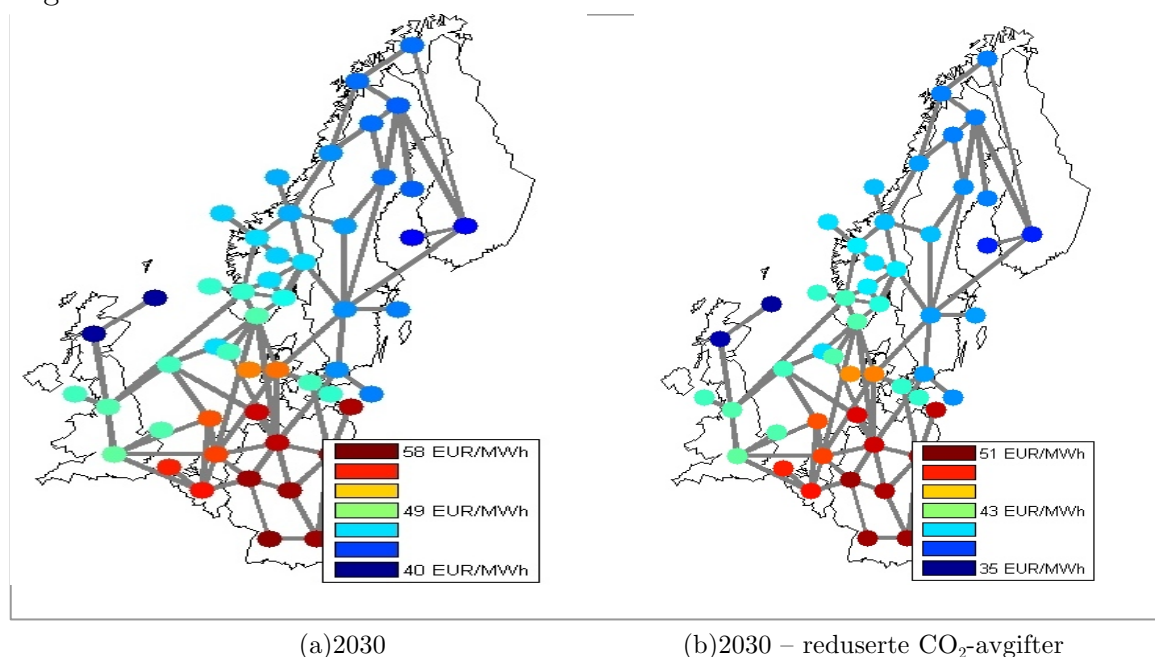
		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Beregnete inntekter [kEUR/MW-år]	Overskudd ift investerings- kostnader
2030 økt	Kjernekraft	308.59	445.65	44.41 %
CO <sub>2</sub> -avgift	Gass	122	61.8	-49.34 %
2030	Kjernekraft	308.59	375.53	21.69 %
	Gass	122	51.09	-58.12 %

Tabell 8: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-økt CO<sub>2</sub>-avgift – GB-midt

#### 6.4 Scenario ”reduisert CO<sub>2</sub>-avgift”

Dette scenarioet er som scenario ”økt CO<sub>2</sub>-avgift” men altså med en 1/3 lavere CO<sub>2</sub>-avgift. Det skal undersøkes hvordan lønnsomheten til de ulike type kraftverkene reagerer på en lavere CO<sub>2</sub>-avgift enn det som er antatt for 2030-scenarior.

De gjennomsnittlige kraftprisene per område er gitt under i figur 54. Reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter gir noe lavere priser i alle områder, legg merke til den endrede prisskalaen i figuren til høyre. Den gjennomsnittlige maksprisen på kontinentet reduseres fra 58 EUR/MWh i det opprinnelige 2030-scenarior til 51 EUR/MWh med reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter.



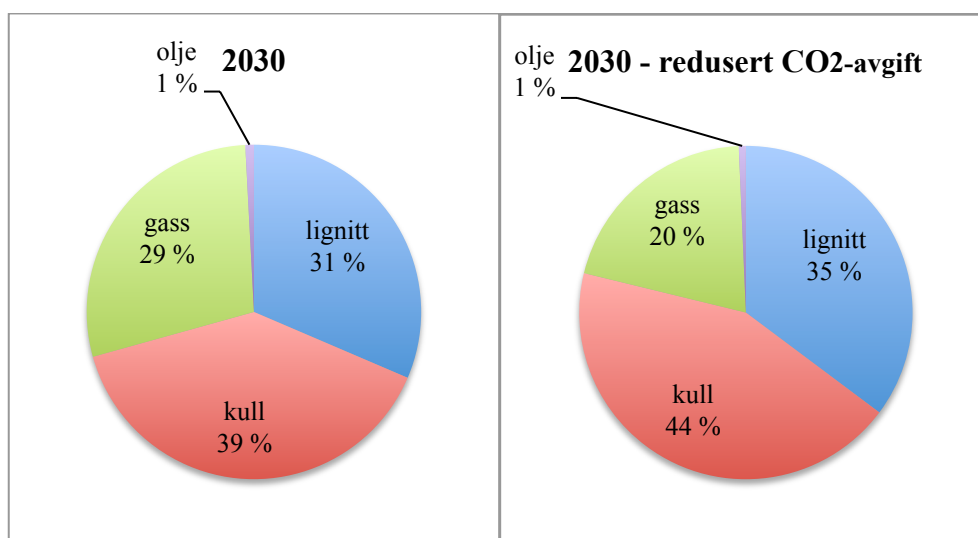
Figur 54: Gjennomsnittlige kraftpriser per område [EUR/MWh]

### 6.4.1 Tyskland

Da resultatene fra de to tyske delområdene har vist seg å være relativt like, skal det er kun diskuteres resultatene fra det øst-tyske delområdet. Alle resultatene fra det vest-tyske delområdet er gitt i vedlegg I.

#### 6.4.1.1 Produksjonsfordeling – termiske enheter

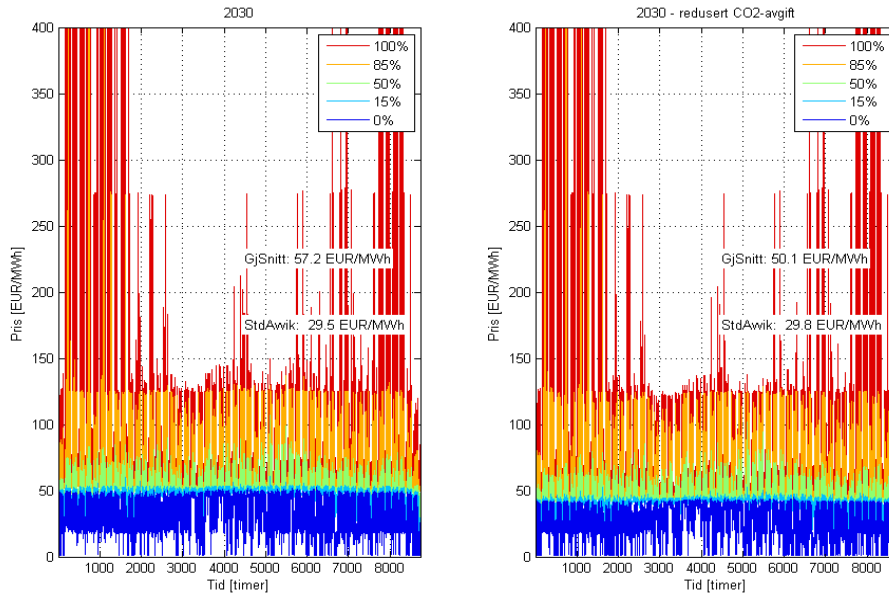
Ved reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter vil det øst-tyske delområdet, som i utgangspunktet har en relativt stor andel kullkraftkapasitet, produsere mer kullkraft sammenlignet med 2030-scenarior. Samtidig reduseres gasskraftproduksjonen, som det illustreres under i figur 55. Reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter fører altså til et skifte i termiske produksjonsfordelingen, hvor det produseres kullkraftproduksjon fremfor gasskraftproduksjon.



Figur 55 : Produksjonsfordeling for termiske produksjonsenheter – Tysk-øst

#### 6.4.1.2 Kraftpriser

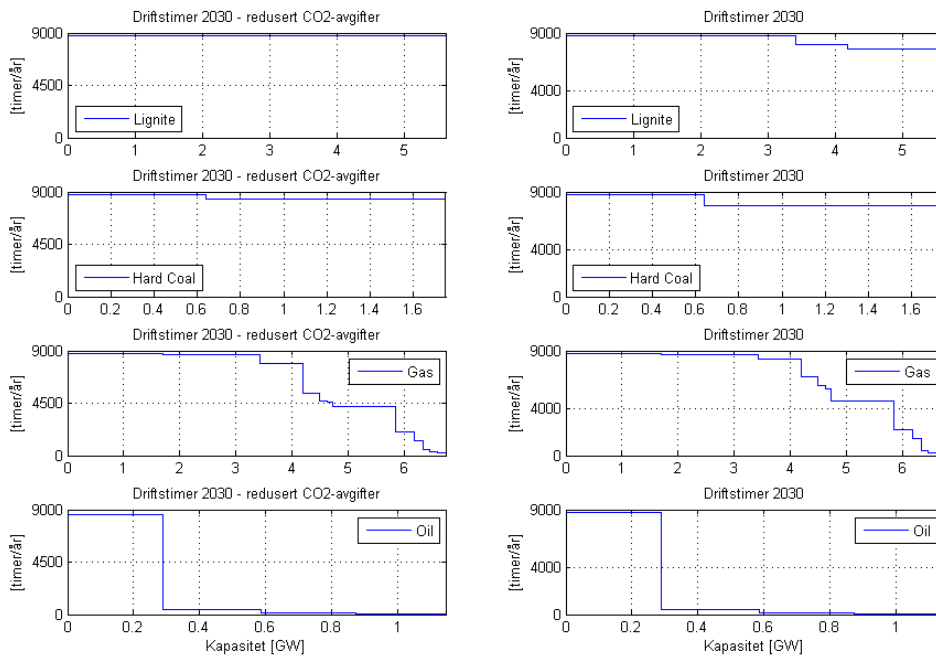
I en situasjon med reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter vil Tyskland oppleve lavere gjennomsnittlige kraftpriser. I figuren på neste side (figur 56) illustreres kraftprisene som prosentiler for alle de 75 klimascenariene. Utover lavere gjennomsnittlige kraftprisene vil det øst-tyske området oppleve flere prisfall, sammenlignet med den opprinnelige situasjonen for 2030-scenarior. Lavere CO<sub>2</sub>-avgifter vil gi økt kullkraftproduksjon, slik det ble vist i figur 55. Som kjent tar det tid å ta ut kullkraftverkene av produksjon, noe som fører til flere prisfall i perioder hvor det vil være nødvendig å ta disse ut av produksjon, det vil si i perioder med høy vindkraftproduksjon.



Figur 56: Kraftprisprosentiler 2030 og 2030-reducerte CO<sub>2</sub>-avgifter -Tysk-øst

### 6.4.1.3 Årlige driftstimer

Produksjonsskifte fra gass- til kullkraftproduksjon i en situasjon med reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter vises også under i figur 57 for årlige driftstimer. Både lignitt og brunkull vil øke årlige driftstimer i det nye scenariet for 2030, og lignitt vil faktisk produsere maksimalt, dette vises i grafene øverst til høyre i figuren. Samtidig vil gassenhetene redusere årlige driftstimer, mens årlige driftstimer for oljefyrte kraftverk vil nærmest være uendret.



Figur 57: Årlige driftstimer 2030 vs. 2030-reducerte CO<sub>2</sub>-avgifter – Tysk-øst

#### 6.4.1.4 Lønnsomhet

Tabellen under (tabell 8) gir en oversikt over de beregnede inntektene for samtlige termiske produksjonsenheter, med og uten redusert CO<sub>2</sub>-avgifter. Inntektene er beregnet med de korrigerede produksjonskostnadene for redusert CO<sub>2</sub>-avgift. Tabellen viser at samtlige produksjonsenheter vil oppleve lavere inntekter med reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter, med unntak av kullenehetene. I figur 57 så man at kullkraftverkene vil øke antall årlige driftstimer i dette scenariet, og vil dermed kunne øke sine årlige inntekter. Inntektene er likevel ikke høye nok til å dekke investeringskostnadene. Slik det er blitt diskutert tidligere er gasskraftene marginalt ulønnsomme i 2030-scenario, så det skulle altså ingen vesentlig endring til for å det vippet over til lønnsomt/ulønnsomt. Med reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter vil gasskraftene tape inntekter og dermed ikke være økonomisk levedyktig, i det nye 2030-scenariet er underskuddet i forhold til de antatte investeringskostnadene -21.25%. Det øst-tyske området vil altså oppleve høyere inntekter for kullenehetene og samtidig lavere inntekter for gassenhetene. Inntektsnivået for disse produksjonsenheter vil ikke oppleve en vesentlig endring i år-til-år-variasjonen, sammenlignet med opprinnelige scenarioet for 2030. Figuren for inntektsfordelingen i vedlegg I.

		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Beregnede inntekter [kEUR/MW-år]	Overskudd ift investerings- kostnader
	Kjernekraft	308.59	394.18	27.74 %
2030 redusert CO <sub>2</sub> -avgift	Kull	210	104.16	-50.40 %
	Gass	122	96.07	-21.25 %
	CT	57.14	9.7	-83.02 %
2030	Kjernekraft	308.59	456.14	47.81 %
	Kull	210	82.43	-60.75 %
	Gass	122	121.92	-0.07 %
	CT	57.14	9.74	-82.95 %

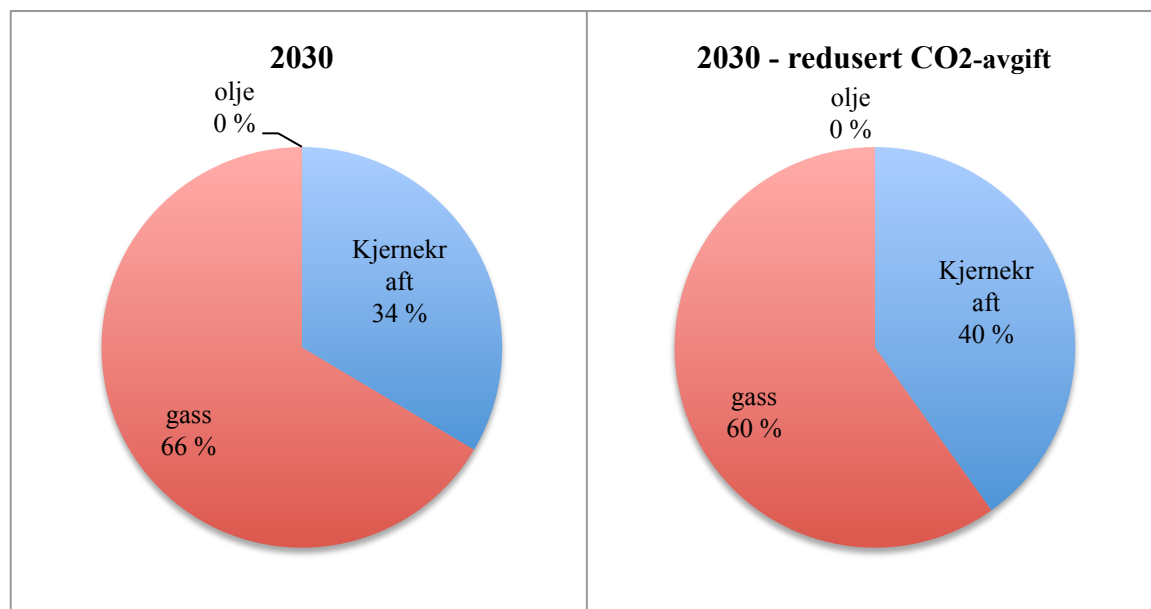
Tabell 9: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-reduisert CO<sub>2</sub>-avgift – Tysk-øst

#### 6.4.2 Storbritannia

##### 6.4.2.1 Produksjonsfordeling – termiske enheter

I det nye scenariet med reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter vil det britiske delområdet redusere gasskraftproduksjonen, sammenlignet med det opprinnelige 2030-scenariet slik det er gitt i figuren på neste side (figur 58). Etterspørselen etter kullkraft øker i det

nordeuropeiske kraftsystemet, og dette kan bety at Storbritannia vil foretrekke å importere elektrisitet fra kullkraft fremfor å produsere fra egen gasskraft.

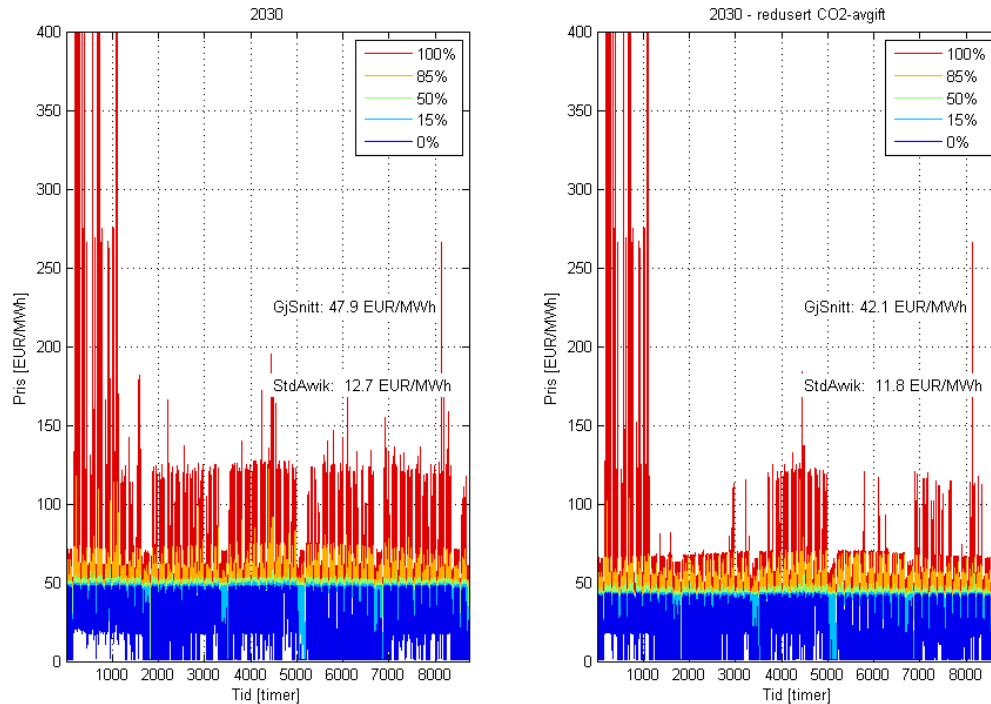


Figur 58: Produksjonsfordeling for termiske produksjonsenheter – Tysk-øst

#### 6.4.2.2 Kraftpriser

I figur 54 så man at de gjennomsnittlige kraftprisene reduseres for samtlige områder i det nordeuropeiske kraftsystemet med reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter. I figuren på neste side (figur 59) er kraftprisutviklingen gitt som prosentiler for de 75 klimatiske scenariene i det øst-tyske området. Utover den reduserte gjennomsnittlige kraftprisen vil scenariet med reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter gi hyppigere tilfeller av prisfall sammenlignet med det opprinnelige scenariet for 2030-scenario, dette vises i grafen til høyre i figuren. Ettersom kraftproduksjonen fra kull vil være mer lønnsomt i dette scenariet kan det tyde på at det britiske området vil foretrekke å importere elektrisitet fra Tysk kullkraftproduksjon, fremfor å produsere fra egen gasskraft.

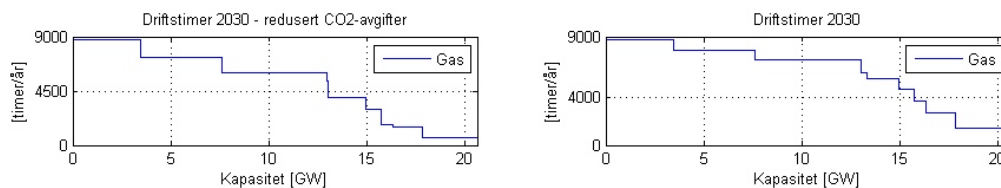




Figur 59: Kraftprisprosentiler 2030 og 2030-reducerte CO<sub>2</sub>-avgifter – GB-midt

### 6.4.2.3 Årlige driftstimer

Figuren under (figur 60) viser en reduksjon av antall årlige driftstimer for gasskraftverkene i det britiske delområdet. De reduserte CO<sub>2</sub>-avgiftene fører til at kullkraftverkene er billigere drift, noe som går på bekostning av gasskraftverkene.



Figur 60: Årlige driftstimer 2030 vs. 2030-reducerte CO<sub>2</sub>-avgifter – Tysk-øst

### 6.4.2.4 Lønnsomhet

De reduserte CO<sub>2</sub>-avgiftene vil gi et skifte fra gass- til kullkraftproduksjon, noe som også kommer frem i de beregnede inntektene i tabell 10 (se neste side). Produksjonskostnadene er korrigert for de reduserte CO<sub>2</sub>-avgiftene. Da de årlige driftstimene for gassenhetene reduseres vil de beregnede inntektene fra gasskraftproduksjonen følgelig reduseres i dette nye scenariet. Dette går utover den

økonomiske levedyktigheten til gassenhetene. Underskuddet i forhold til investeringskostnader øker fra -58.12% i 2030 til -70.74% i scenariet med reduserte CO<sub>2</sub>-avgiftee. Hvordan den reduserte årlige inntekten til gassenhetene fordeler seg utover de 75 klimascenariene er tilnærmet uendret, sammenlignet med det opprinnelige scenariet for 2030 – grafen er gitt i vedlegg I.

		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Beregnete inntekter [kEUR/MW- år]	Overskudd ift investerings- kostnader
2030 redusert CO <sub>2</sub> -avgift	Kjernekraft	308.59	324.77	5.24 %
	Gass	122	35.7	-70.74 %
2030	Kjernekraft	308.59	375.53	21.69 %
	Gass	122	51.09	-58.12 %

**Tabell 10: Beregnede inntekter 2030 vs 2030-redusert CO<sub>2</sub>-avgift – GB-midt**

## 7 Diskusjon og oppsummering - 2010 versus 2030-scenario

I denne simuleringen ble modellen for 2030-scenario sammenlignet med kraftsystemsituasjonen for 2010. Slik det ble beskrevet i kapittel 4 er det vesentlige forskjeller i den antatte kraftsystemsituasjonen for 2030 og basis-scenariet 2010. Blant annet inkluderer 2030-modellen etableringen av flere nye vindparker. Den totale installerte produksjonskapasiteten av vind i den nord-europeiske kraftsystemmodellen øker fra 38.4 GW i 2010 til 192.7 GW i 2030. I tillegg vil produksjonsfordelingen til termiske produksjonsenheter endres, fra en kombinasjon med relativt store andeler kull og kjernekraft i 2010 til en kombinasjon med relativt store andeler gass og vind i 2030. Dernest er det antatt økte CO<sub>2</sub>-avgifter i 2030-modellen, og utover dette er det antatt økt overføringskapasitet innenfor og over landegrensener. Simuleringene ga følgende viktige resultater:

- Høyere gjennomsnittlige kraftpriser
- Hyppigere tilfeller av ekstrempriser – altså pristopper og prisfall
- Mer varierende residualetterspørsel
- Reduserte årlige driftstimer
- Mer varierende inntektsnivå

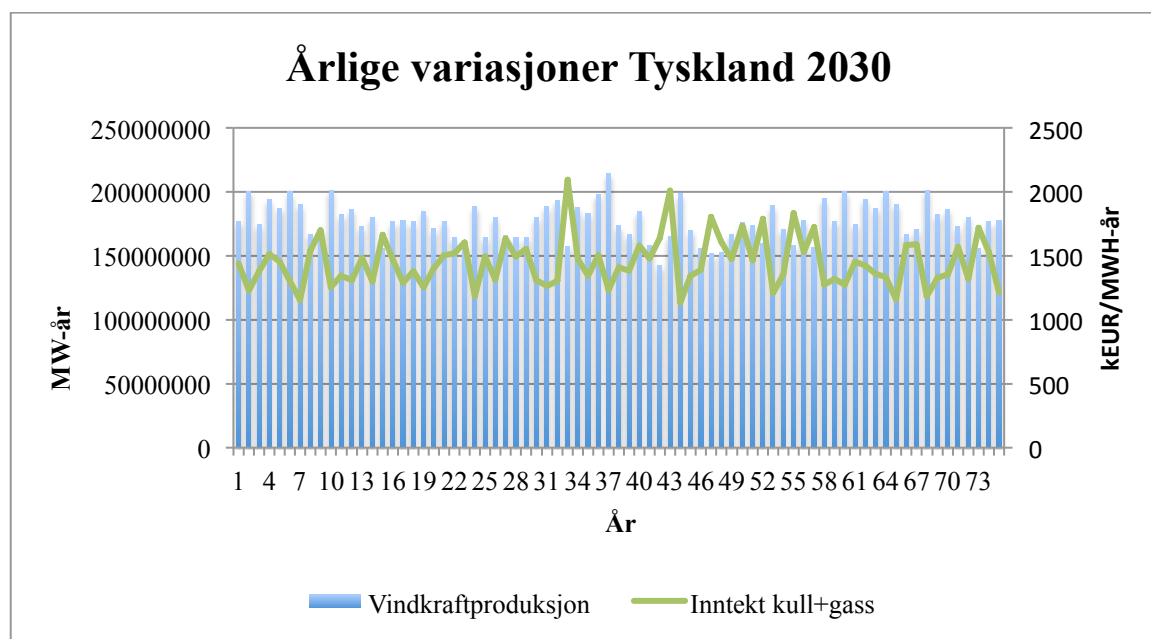
Hvordan dette påvirker inntjeningen eller lønnsomheten til termiske produksjonsenheter, og dermed incentiver til investeringer i ny termisk kraftproduksjon skal diskuteres.

Kombinasjonen av antatt videre drift av de fleste termiske produksjonsenheter og den økte vindkraftproduksjonen gir lavere årlige driftstimer for de termiske grunnlastenhetene i 2030-scenario. Slik det ble diskutert i kapittel 2 er grunnlastenhetene økonomisk levedyktig når de kan produsere stor deler av året, mens topplastenheter kan klare seg med færre årlige driftstimer. Ettersom billigste enhet produserer først vil økt vindkraftproduksjon tidvis erstatte produksjonen til grunnlastenhetene og dermed redusere årlige driftstimer. På grunn av denne effekten

vil økt vindkraftproduksjon gi lavere etterspørsel etter de termiske grunnlastenhetene, og økt etterspørsel etter topplastenheter. Da det nord-europeiske kraftsystemet har relativt mye grunnlastenheter fra før og typiske gass- og kullkraftverk har en levetid på mer enn 20-30 år, vil det nødvendige skiftet i tilbudskurven ta tid. Så resultatene viser en situasjon hvor det er for mye produksjonskapasitet av grunnlast, vil det ikke gi lønnsomme investeringsmuligheter for topplastenheter. Så verken grunnlastenhetene eller topplastenhetene vil dermed ikke være økonomisk levedyktig, slik det har blitt vist i resultatene. Imidlertid vil ikke de årlige driftstimene reduseres til null. For å ta eksempelet fra Tyskland vil lignitt, brunkull og gass fremdeles produsere store deler av året, noe som indikerer behovet for termiske produksjonsenheter. De er altså nødvendig for å opprettholde tilstrekkelig produksjonskapasitet i kraftsystemet. Etersom hovedinntekten til kraftprodusentene kommer fra den solgte energien vil de termiske produksjonsenhetene ha behov for støtteordninger for å kunne fortsette driften, for eksempel kapasitetsmekanismer[10]. Uten slike kapasitetsmekanismer kan de termiske kraftverkene risikere å bli tatt ut av drift. Resultatene fra Storbritannia viser denne utviklingen. Årlige driftstimer for brunkull går fra å produsere maks i 2010 til ingen produksjon i 2030-scenarior. Dette kan også skyldes de antatte økte CO<sub>2</sub>-avgiftene i 2030-scenariet, ettersom årlige driftstimer av gass øker. Det burde her også tas hensyn til at det antageligvis er antatt for mye vindkraftproduksjon i Storbritannia, noe som påvirker resultatene.

Videre, selv om ingen av produksjonsenhetene er økonomisk levedyktige med de antatte produksjonskostnadene og investeringskostnadene, vil de beregnede inntektene for samtlige produksjonsenhetene, med unntak av kull, øke i 2030-scenarior. Inntektsøkningen skyldes hovedsakelig økte gjennomsnittlige kraftpriser. En av årsakene til dette er økte CO<sub>2</sub>-avgifter i 2030-scenarior. CO<sub>2</sub>-avgiftene fører i tillegg til et skifte fra kull til gass, altså det vil være rimeligere å produsere gass sammenlignet med kull, noe som gir en inntektsøkning for gasskraftenhetene i 2030, i motsetning til kullkraftenhetene. Inntjeningen vil også påvirkes av hyppigere tilfeller av såkalte ekstrempriser. I Tyskland vil 2030-scenarior gi flere pristopper og prisfall, men totalt sett flere pristopper. Dette er med på å øke inntjeningen til gassenhetene når det først produseres, ettersom inntektene øker selv antall årlige driftstimer reduseres i dette scenariet. I likhet med Tyskland vil det også være hyppigere tilfeller av ekstrempriser i Storbritannia, med totalt sett flere prisfall. Som nevnt er det antageligvis fordi det er antatt for mye produksjonskapasitet for 2030-scenarior, noe

som resulterer i at Storbritannia vil være et netto eksportområde med gjennomgående lavere kraftpriser enn Tyskland, som er et netto importområde. Den økte vindkraftproduksjonen fører altså til disse ekstremprisene, både for Tyskland og Storbritannia. Resultatene av analysen viser også hvordan dette gir mer varierende inntektsfordeling og hvordan vindkraftproduksjonen vil påvirke lønnsomheten til termiske produksjonsenheter.

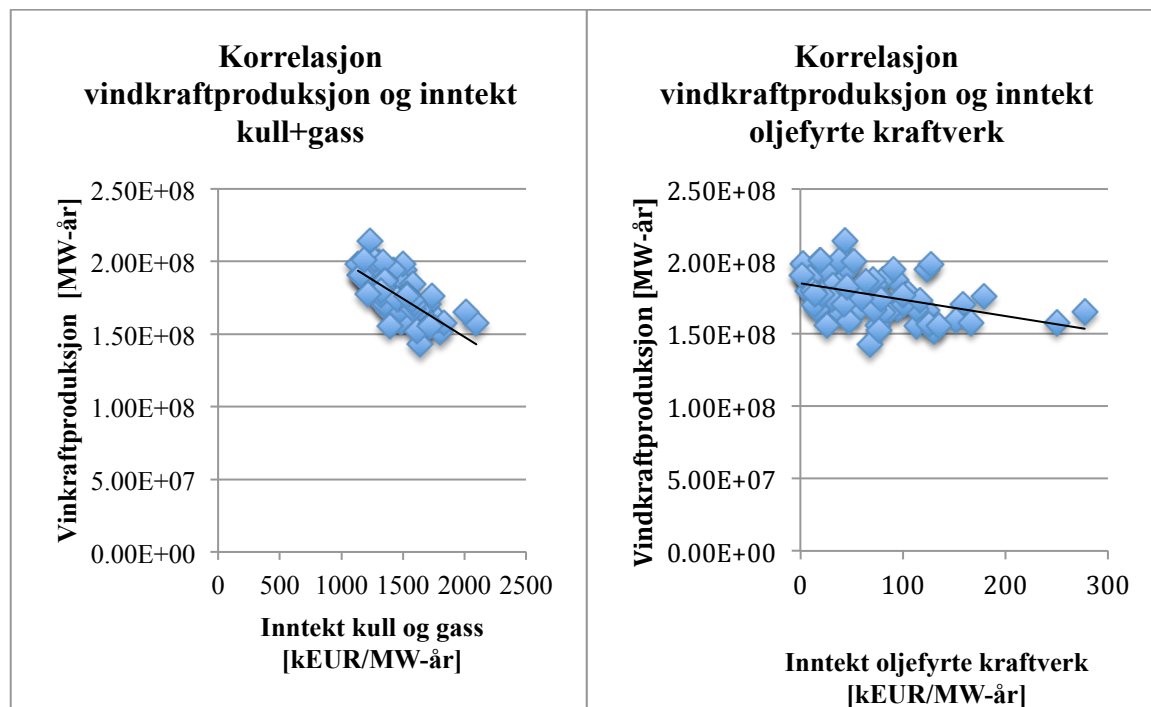


Figur 61: Årlige variasjoner vindkraftproduksjon og inntekter kull+gass - Tyskland 2030

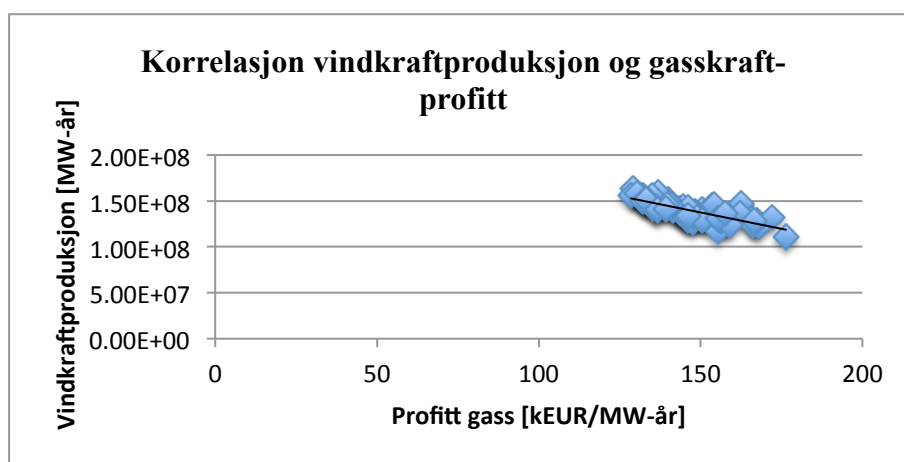
Figur 61 viser eksempelet fra Tyskland hvordan inntektene til gass- og kullenheter varierer med vindkraftproduksjonen. Når vindkraftproduksjonen er høy vil inntekten til kull- og gassenheter reduseres, slik figuren illustrerer. Utover dette kommer det også frem at inntekten og dermed lønnsomheten vil variere relativt mye fra år til år, noe som øker usikkerheten rundt lønnsomheten til de ulike termiske kraftverkene.

Det synes å være relativt klart at økt vindkraftproduksjon gir lavere inntekter for kull- og gasskraftprodusenter. Eksempelet fra Tyskland, hvor korrelasjonen mellom vindkraftproduksjon og inntekten fra kull- og gasskraftproduksjon er relativt høy, viser dette. Korrelasjonsfaktoren mellom vindkraftproduksjon og inntektene til gass- og kullkraftproduksjonen er  $-0.698$ , og korrelasjonsplottet er gitt til venstre i figur 62(se neste side). Figuren illustrerer at kull- og gasskraftprodusenter kan risikere en halvering av de årlige inntektene ved høy vindkraftproduksjon. Det forventes en lignende tendens for topplastenheter. Figuren viser også korrelasjonsplottet for vindkraftproduksjon og oljefyrte kraftverk, med en korrelasjonsfaktor på  $-0.422$ . I

likhet med grunnlastenhetene vil altså inntekten til oljefyrte kraftverkene reduseres med økende vindkraftproduksjon. Det er her ikke inkludert inntektene oljefyrte kraftverk tjener på som reserve- og balanseringsenheter, og dersom man inkluderer disse relativt store inntjeningene er det forventet at korrelasjonen vil øke betraktelig.



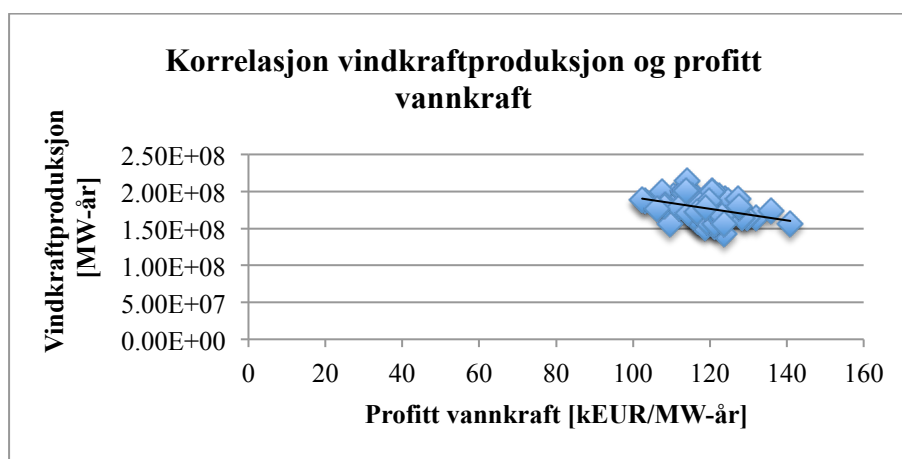
Figur 62: Korrelasjonsplot vind vs kull+gass inntekter og vind vs oljeinntekter - Tyskland 2030



Figur 63: Korrelasjonsplot vind vs gassinntekt - Storbritannia 2030

Resultatene fra Storbritannia viser samme tendens som Tyskland. Figur 63 viser korrelasjonsplottet mellom vindkraftproduksjon og gasskraftinntekten i Storbritannia, med en korrelasjonsfaktor på -0.758. Noe som indikerer at inntekten og dermed lønnsomheten til gasskraftverkene minker med økende vindkraftproduksjon.

Norge vil hovedsakelig dra nytte av den økte overføringskapasiteten i 2030-scenario. Først og fremst vil Norge i mindre grad bli påvirket av varierende nedbør, og dermed redusere kraftprisforskjellen mellom klimatiske år. Samtidig vil kontinentet også ha fordeler med forbindelsen til Norge. Figuren under (figur 64) viser korrelasjonsplottet mellom vindkraftproduksjonen i Tyskland og inntekten fra vannkraftproduksjonen i Norge. Korrelasjonsfaktoren er  $-0.367$ , altså synes inntekten fra norsk vannkraft å øke når det er lite vindkraftproduksjon i Tyskland. Så norsk vannkraft kan altså være med på å balansere den varierende vindkraftproduksjonen i Tyskland.



Figur 64: Korrelasjonsplot vind kraftproduksjon Tyskland vs vannkraftinntekt Norge – 2030

Med antagelse som er gjort for 2030-scenario og resultatene som simuleringene av denne modellen ga, viste det seg altså at vindkraftproduksjonen vil ha en direkte påvirkning på lønnsomheten til de termiske produksjonsenhetene. Økende vindkraftproduksjon gir en redusert inntekt for både grunnlast- og topplastenheter, og utfordrer dermed lønnsomheten til disse produksjonsenhetene. Dersom ikke disse produksjonsenhetene er lønnsomme vil det være lite attraktivt å investere og å opprettholde eksisterende produksjonskapasiteter.

## 8 Diskusjon og oppsummering - modifisert 2030-scenario

### 8.1 Scenario "COSMO-data"

For å kunne undersøke betydningen av ulikt modellerte vinddataserier ble modellen for 2030-scenario simulert med COSMO vinddataserier, for så å sammenligne resultatene med den opprinnelige 2030-modellen hvor det er benyttet Reanalysis vinddataserier. De viktigste resultatene fra denne simuleringer er som følger;

- | COSMO vinddataserier   | Reanalysis vinddataserier   |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Få tilfeller av rasjoneringspriser og prisfall</li><li>• Korttidsvariasjoner fra tids-skritt til tids-skritt</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Hyppige tilfeller av rasjoneringspriser og prisfall</li><li>• Langtidsvariasjoner fra år til år</li></ul> |

Hovedfordelen med Reanalysis vinddata er altså evnen til å fange opp alle sårbarheter, som ekstrempriser. Spesielt det at serien inkluderer de såkalte ekstremårene, som man vet kan ha en stor påvirkning på kraftsystemer med høye andeler fornybar energi. Den detaljerte vinddataserien COSMO inkluderer korttidvariasjonene i vindhastigheten, noe som er en viktig egenskap. I denne analysen er det likevel vesentlig å få med variasjoner mellom år for å inkludere de såkalte ekstremårene, og for å fange opp alle sårbarheter. I fordypningsoppgaven av forfatter selv ble det diskutert fordelene ved å prioritere variasjoner mellom år fremfor korttidsvariasjoner i kraftsystemer med høy andel fornybar energiproduksjon, og kan leses i sin helhet på [1].

### 8.2 Scenario "reduisert overføringskapasitet"

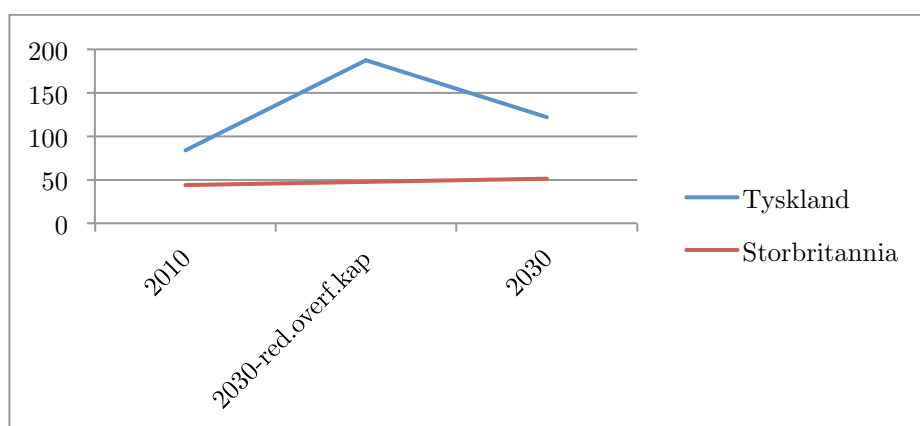
Det har blitt vist hvordan vindkraftproduksjonen påvirker i kraftprisene, og dermed også inntjeningen til termiske produksjonsenheter. Simuleringen med redusert overføringskapasitet viser hvordan overføringskapasiteten også er med på å påvirke dette. Ettersom Tyskland og Storbritannia er henholdsvis et nettoimport område og



nettoeksport område, vil de reagere ulikt på den reduserte overføringskapasiteten. De viktigste resultatene fra simuleringen er som følger:

Tyskland	Storbritannia
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Høyere gjennomsnittlige kraftpriser</li> <li>• Hyppigere tilfeller pristopper</li> <li>• Økte årlige inntekter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lavere gjennomsnittlige kraftpriser</li> <li>• Hyppigere tilfeller av prisfall</li> <li>• Reduserte årlige inntekter</li> </ul>

Resultatene viser en situasjon hvor Tyskland, som ett nettoimport område, vil oppleve flere flaskehals og dermed høyere gjennomsnittlige priser. Dette fører til økte årlige beregnede inntekter i Tyskland. For en kraftprodusent vil dette gi incentiver til nye investeringer. Fra et samfunnsøkonomisk ståsted vil dette gi incentiver til nye investeringer i overføringskapasitet, som vil re-distribuere overskuddet fra produsentene til konsumentene. På den andre siden er Storbritannia, som opplever en motsatt situasjon med mindre gjennomsnittlige priser, og lavere inntekter for kraftprodusentene. Dette fører til incentiver for nye investeringer i overføringskapasitet, da dette vil gi en bedre utnyttelse av ressursene og samtidig re-distribuere overskuddet fra konsumenter til produsenter. Generelt kan man si at overføringskapasiteten påvirker kraftprisene, som vil påvirke inntjeningen til produksjonsenheter, som vil igjen påvirke incentiver til ny investering og dermed overføringskapasiteten. På denne måten vil overføringskapasiteten være med på å påvirke investeringer i termiske produksjonsenheter. Dette vil altså være den typiske oppførselen til et nettoimport område og nettoeksport område, og for eksempelvis for to naboer vil dette skje inntil det balanseres og kraftprisen er lik i de to områdene.



Figur 65: Inntektsnivå for gass med endret overføringskapasitet

Da det i utgangspunktet er antatt for mye produksjonskapasitet i Storbritannia, eller rettere sagt for mye produksjon, vil Storbritannia være nærmest upåvirket av mer/mindre overføringskapasitet. Figuren viser inntekten for gass i 2010, 2030 og 2030 med redusert overføringskapasitet for Tyskland og Storbritannia(x-aksen viser økende overføringskapasitet til høyre). Storbritannia vil altså ikke bli i noen vesentlig grad påvirket av den økte overføringskapasiteten. Det ville vært å forvente at inntektene skulle øke med økt overføringskapasitet. Dette bekrefter at det er antatt for mye vindkraftproduksjon i Storbritannia. Utover dette viser figuren at Tyskland oppfører seg som et typisk importområde, altså med redusert inntekt ved økt overføringskapasitet.

Totalt sett viser resultatene fra denne simuleringen et kraftsystem med svært volatile kraftpriser, med Tyskland som opplever flere pristopper og Storbritannia som opplever flere prisfall. De nevnte landene blir altså i økende grad påvirket den varierende vindkraftproduksjonen. I tillegg til hyppigere tilfeller av ekstrempriser blir også landene i økende grad påvirket av den naturlige variasjonen til vind, ettersom effekten av geografisk utjevning minker med redusert overføringskapasitet. Norge blir også påvirket av naturlige variasjoner i tilsig og vind, med økt risiko for rasjonering. Utover dette vil prisforskjellen øke mellom de klimatiske årene. Det vil derfor være rimelig å hevde at det vil være nødvendig med de planlagte forbindelsene i 2030.

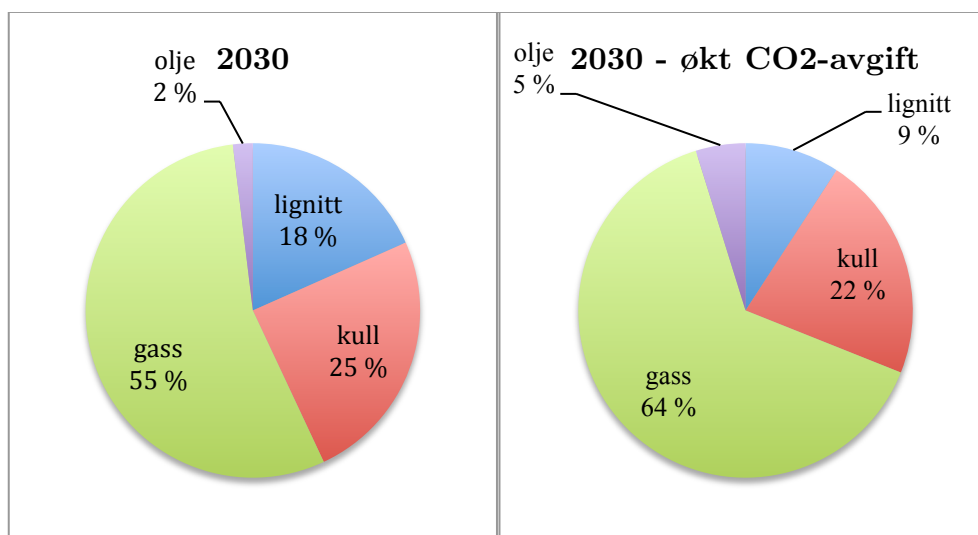
### 8.3 Scenario "økt CO<sub>2</sub>-avgift"

I dette scenariet ble CO<sub>2</sub>-avgiftene økt med 1/3 fra det opprinnelige scenariet for 2030, for å undersøke hvordan dette påvirker de ulike termiske produksjonsenhetene. De viktigste resultatene fra denne simuleringen er som følger:

- Økte gjennomsnittlige kraftpriser
- Hyppigere tilfeller av pristopper
- Økte årlige inntekter for gassenhetene
- Skifte i produksjonsfordelingen av termiske produksjonsenheter

Resultatene viste en situasjon med et tydelig skifte produksjonsfordelingen av termiske produksjonsenheter, fra kullkraftproduksjon som dominerende grunnlast ressurs, til gasskraftproduksjon som den dominerende ressursen. Gasskraftenhetene økte årlige driftstimer, og i tillegg med en økning i de gjennomsnittlige kraftprisene, førte dette til økt inntjening for gasskraftenhetene. Gassenhetene ble altså mer lønnsomme. Det

motsatte gjelder dermed for kullkraftenhetene. Resultatene viste mindre årlige driftstimer og lavere årlige inntekter for kullkraftenhetene, noe som utfordrer lønnsomhetene til disse produksjonsenhetene. Produksjonsskifte i det nordeuropeiske kraftsystemet kan i tillegg øke eksporten/importen av elektrisitet produsert av gassenhetene. Dette betyr at det øst-tyske delområdet, som har en vesentlig andel installert produksjonskapasitet av brunull og lignitt, kan ønske å importere mer fra for eksempel Storbritannia fremfor å produsere fra egen kullkraftproduksjon.



Figur 66: Produksjonsfordeling av termiske produksjonsenheter – Tyskland

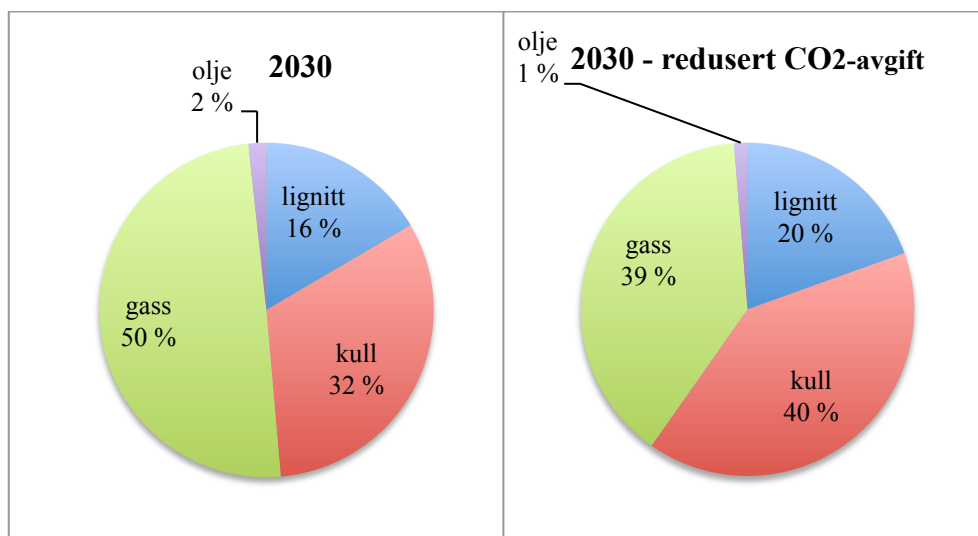
Som kjent eksporterer Norge gass, og en økning av etterspørselen etter gass kan dermed gi Norge fordeler. For Tyskland, som Norge eksporterer vesentlige mengder gass til, vil et skifte i produksjonsfordelingen fra kull- til gasskraftproduksjon gi en betraktelig økning i gassproduksjon. Slik figur 67 viser vil altså Tyskland øke gassproduksjonen fra 55% i 2030 til 64% av den termiske produksjonen i en situasjon med økte CO<sub>2</sub>-avgifter. Så dersom økte CO<sub>2</sub>-avgifter gir Norge økte muligheter for gasseksport, vil dette gi et incentiv til Norge for å drive en sterkere lobbyvirksomhet for klimapolitikk og strengere CO<sub>2</sub>-avgifter.

#### 8.4 Scenario "reduisert CO<sub>2</sub>-avgift"

Det skal her diskuteres simuleringsresultatene hvor CO<sub>2</sub>-avgifter ble redusert med 1/3, og hvordan dette påvirker det nordeuropeiske kraftsystemet. De viktigste resultatene fra simuleringen er som følger:

- Reduserte gjennomsnittlige kraftpriser
- Hyppigere tilfeller av prisfall
- Økte årlige inntekter for kullenheterne
- Skifte i produksjonsfordelingen av termiske produksjonsenheter

Resultatene viser en situasjon med økt kullkraftproduksjon og redusert gasskraftproduksjon. De reduserte CO<sub>2</sub>-avgiftene gir altså et skifte i produksjonsfordelingen av de termiske enheter, hvor kullkraftproduksjonen øker sin andel på bekostning av gasskraftproduksjon. Resultatene viste økte årlige inntekter for kullenheterne, og samtidig reduserte årlige inntekter for gasskraftenheterne. Dette øker altså den økonomiske levedyktigheten til kullfyrte kraftverk, mens lønnsomheten til gassenhetene reduseres. Utover dette vil produksjonsskifte gi økt eksport/import av elektrisitet fra kullfyrte kraftverk. For eksempel kan Storbritannia, som ikke produserer fra kullkraftverk, foretrekke billig elektrisitet fra kullfyrte kraftverk i Tyskland fremfor egen gasskraftproduksjon.



Figur 67: Produksjonsfordeling fra termiske produksjonsenheter - Tyskland

Det ble diskutert i delkapittel 8.3 hvordan økte CO<sub>2</sub>-avgifter førte til økte muligheter for gass eksport fra Norge, og hvordan dette gi Norge incentiver til å føre en strengere klimapolitikk. I Tyskland vil reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter gi en reduksjon i gasskraftproduksjon i Tyskland fra 50% i 2030, til 39% av den termiske produksjonsfordelingen. Dette betyr at Norge kan ha like mye interesse av å argumentere for å beholde CO<sub>2</sub>-avgiftene, som å argumentere for å øke dem.

## 9 Konklusjon

Samkjøringsmodellen er benyttet for å simulere det Nordeuropeiske kraftsystemet med et 2010- og et 2030-scenarior. Den vesentlige forskjellen mellom de to scenarioene, og hovedtemaet for denne oppgaven, er den signifikante økningen av vindkraftproduksjon som er forventet i 2030-scenarior.

Simuleringsresultatene viser vesentlige endringer i produksjonsfordelingen for 2030-scenarior. Antall årlige driftstimer for de termiske produksjonsenhetene får en signifikant reduksjon, noe som utfordrer lønnsomheten til disse produksjonsenhetene. Den høye andelen installert vindkraftkapasitet fører til at den termiske kraftproduksjonen tidvis vil bli erstattet av vindkraft i perioder med høye vindhastigheter. De økte CO<sub>2</sub>-avgiftene som er antatt for 2030-scenarior førte til høyere kraftpriser, og dermed et høyere inntektsnivå for de termiske produksjonsenhetene. Men grunnet den signifikante reduksjonen i årlige driftstimer, produserte imidlertid ikke de termiske enhetene nok til å dekke investeringskostnadene. Variabiliteten i vindkraftproduksjonen førte til høyere og mer varierende kraftpriser. Dette førte igjen til at inntektene til de termiske produksjonsenhetene varierte mer. Korrelasjonsfaktoren mellom vindkraftproduksjonen og inntekten til termiske kraftverk ble beregnet til å være ca. -0.7, noe som betyr at inntektene minker med økt vindkraftproduksjon. Dette vil øke usikkerheten for kraftprodusentene, ettersom vindkraftproduksjonen vil føre til større svingninger i inntektsnivået til de termiske produksjonsenhetene. Når de årlige inntektene ikke er høye nok til å dekke investeringskostnadene, slik det ble vist i resultatene, vil incentivene til nye investeringer være svakere. Nye investeringer i kraftmarkedet er like fullt nødvendig for å opprettholde en tilstrekkelig produksjonskapasitet i systemet. Dette gjelder spesielt for kraftsystemer med høye andeler vindkraftproduksjon, ettersom vind først og fremst er en produksjonsressurs som ikke nødvendigvis vil øke den totale produksjonskapasiteten i systemet.

Overføringskapasiteten vil også ha betydelig påvirkning på inntekten til de termiske produksjonsenhetene. Uten tilstrekkelig overføringskapasitet opplever kraftsystemet for det første mer varierende kraftpriser, noe som vil påvirke inntektene og dermed

lønnsomheten til de termiske produksjonsenhetene. For det andre vil kraftsystemet miste den positive effekten av geografisk utjevning.

I simuleringen med økte CO<sub>2</sub>-avgifter viste resultatene et skifte i den termiske produksjonsfordelingen fra kullkraftproduksjon til gasskraftproduksjon. Med økte CO<sub>2</sub>-avgifter vil produksjonen gradvis forflytte seg fra CO<sub>2</sub>-intensive kraftproduserende land, til mindre CO<sub>2</sub>-intensive kraftproduserende land. Ettersom kullkraften er mer karbonintensiv enn gasskraften, vil dette føre til at gassenhetene blir mer økonomisk levedyktige mens kullenhetene vil se sin økonomiske levedyktighet bli svekket.

Reduserte CO<sub>2</sub>-avgifter vil gi et skifte i produksjonsfordelingen av termiske enheter, fra gass- til kullkraftproduksjon. Da kullfyrte kraftverk i utgangspunktet er billigere i drift sammenlignet med gasskraftverk, vil kullkraftverkene produsere mer og erstatte noe av gasskraftproduksjonen. Slik det kom frem av resultatene i denne simuleringen fører dette til at kullenhetene øker sin økonomiske levedyktighet, mens gassenhetene blir mindre økonomisk levedyktig.

## 10 Forslag til videre arbeid

Det er blitt gjort en lønnsomhetsanalyse i denne oppgaven, for å undersøke incentiver til investeringer i ny produksjon. Siden det er spesielt viktig for investeringer med lang levetid hvordan gevinster og kostnader på ulike tidspunkt og spesielt fram i tid sammenlignes og veies opp mot hverandre, blir det dermed foreslått for fremtidig arbeid å utføre en diskonteringsanalyse med ulike diskonteringsrenter.

Det kommer frem i resultatene at det antageligvis er antatt for mye produksjonskapasitet i Storbritannia, eller rettere sagt, for mye vindkraftkapasitet. Dette påvirker inntekten for termiske kraftverk i Storbritannia, og omliggende land Storbritannia har en forbindelse til. For videre arbeid blir det dermed foreslått å undersøke nærmere den fremtidige produksjonsmiksen til Storbritannia.

I denne oppgaven er det hovedsakelig bare antatt ett scenario for 2030. Det hadde dermed vært en fordel å simulert flere scenarier for 2030, for å kunne analysere de ulike utfallene. Det kunne også vært en fordel å sammenligne dette scenariet med andre scenarier for 2030, for å undersøke hvor realistisk det egentlig er.

Sist, men ikke minst, kunne det vært interessant å undersøke hva de samlede inntektene fra et kapasitetsmarked ville blitt i denne modellen for 2030-scenario. Inntektene er nødvendig for å finansiere produksjonskapasiteten, og vil gi en ekstra kostnad for samfunnet. Det var ikke nok tid til å utføre denne analysen, så det blir dermed foreslått for videre arbeid.

## Referanser

- [1] I. M. P. Hyldbakk, "Vindmodellering i simuleringsmodeller," 2013.
- [2] E. W. E. Association. (28.11.13). *Understanding variable output characteristics of wind power: variability and predictability*. Available: <http://www.wind-energy-the-facts.org/understanding-variable-output-characteristics-of-wind-power-variability-and-predictability.html>
- [3] E. W. E. Association, "Large scale intergration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations."
- [4] (29.11). *Solenergi - ressursgrunnlag*. Available: <http://fornybar.no/solenergi/ressursgrunnlag>
- [5] I. Wangensteen, *Power system economics - the Nordic electricity market*, 2012.
- [6] E. W. E. Association, "The economics of wind energy," 2009.
- [7] (13.11). *Day ahead market Elspot*. Available: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot/>
- [8] (13.11). *How can system price be different from area price*. Available: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/System-price-different-from-area-price/>
- [9] Statnett, "Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2012," 2012.
- [10] Eurelectric, "RES integration and market design: Are capacity remuneration mechanisms needed to ensure generation adequacy?," 2011.
- [11] P. L. Joskow, "Competitive electricity markets and investment in new generation capacity," 2006.
- [12] "Samkjøringsmodellen - dokumentasjon og brukerveiledning," ed. SINTEF Energiforskning, 2008.
- [13] M. Fürsch and M. Nicolosi, "The impact of an increasing share of RES-E on the conventional power market - The example of Germany," 2008.
- [14] K. Burges, C. Klessmann, and C. Nabe, "Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks - A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK," 2008.
- [15] P. E. Morthorst. (2006, Impact of wind power on power spot prices. Available: [http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst\\_Cph%281206%29.pdf](http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst_Cph%281206%29.pdf)
- [16] F. Sensfuß, M. Ragwitz, and M. Genoese, "The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany," 2008.
- [17] T. Jonsson, P. Pinson, and H. Madsen, "On the market impact of wind energy forecasts," 2010.
- [18] B. F. Hobbs, W. Lise, and J. Sijm, "The Impact of the EU ETS on Prices, profits and emissions in the Power Sector: Simulation Results with the COMPETES EU20 Model," 2010.
- [19] F. Rijkers and A. Wals, "How will a CO2 price affect the playing field in the northwest european power sector?," 2003.
- [20] R. BArth, H. Brand, H. Larsen, P. Meibom, O. Voll, and C. Weber, "Wilmar Joint Marked Model Documentation," 2006.
- [21] R. BArth, H. Brand, H. Larsen, P. Meibom, O. Voll, and C. Weber. *Results*. Available: <http://www.wilmar.risoe.dk/Results.htm>



- [22] C. Hirschhausen, F. Leuthold, and H. Weigt, "ELMOD - A Model of the European Electricity Market," 2008.
- [23] ENTSO-E, "Ten-Years Network Development Plan," 2011.
- [24] E. Commission. (2009, 20.02.13). *EU energy trends to 2030*. Available: [http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm)
- [25] A. e. a. Woyte, "Offshore Grid - Final report," 2011.
- [26] M. Cepeda and D. Finon, "Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets," 2010.
- [27] T. E. W. E. Association, "Pure Power: Wind Energy Scenarios up to 2030," 2008.

## A Prisområder

NO					
N1	OSTLAND	N2	SOROST	N3	HALLINGDAL
N4	TELEMARK	N5	SORLAND	N6	VESTSYD
N7	VESTMIDT	N8	NORGEMIDT	N9	HELGELAND
N10	TROMS	N11	FINNMARK		
SE					
S1	SVER-ON1	S2	SVER-ON2	S3	SVER-NN1
S4	SVER-NN2	S5	SVER-MID	S6	SVER-SYD
FI					
FI	FINLAND				
DE					
D1	DANM-VEST	D2	DANM-OST		
DE					
G1	TYSK-OST	G2	TYSK-NORD	G3	TYSK-MID
G4	TYSK-SYD	G5	TYSK-VEST	G6	TYSK-SVEST
NL					
NL	NEDERLAND				
BE					
BE	BELGIA				
GB					
U1	GB-SOUTH	U2	GB-MID	U3	GB-NORTH

Tabell A. 1: Alle definerede prisområder

## B – Produksjon

TYSK-OST	2010	2030
nuclear	0	0
lignite	9.84	6.792
hard-coal	1.418	2.553
gas	4.285	7.285
oil	0.865	1.165
bio	0.7	1.15
hydro	0	1.05
offshore wind	0	3.567
wind	11.687	21.589
solar	0.33	1.245

Tabell B. 1: Produksjonskapasitet – Tysk-øst[GW]

TYSK-VEST	2010	2030
nuclear	0	0
lignite	0	0
hard-coal	14.303	7.386
gas	11.941	17.926
oil	0	1.35
bio	0.7	1.95
hydro	0.266	0.372
offshore wind		
wind	0.701	12.806
solar	3	3.734

Tabell B. 2: Produksjonskapasitet - Tysk-vest[GW]

GB-MIDT	2010	2030
nuclear	4.595	5.27
lignite	0	0
hard-coal	18.072	0
gas	14.1502	22.044
oil	0.094	0
bio	0	2.169
hydro	1.73	2.004
offshore wind	0.334	18.983
wind	0.143	2.138
solar	0	0

Tabell B. 3: Produksjonskapasitet – GB-midt [GW]

	Nuclear	Lignite	Hard coal	Gas	Oil	Bio-mass	Solar	Wind	Hydro
BE	-	0	1,48	6,32	0,75	0,8	0	1,022	-
DE	-	21,03	27,52	27,47	3,16	4,9	4,0	25,0	-
DK	-	0	5,05	1,87	0,55	0,31	0	3,702	-
FI	-	0	4,61	3,24	0,97	2,29	0	0,35	2,45
NL	-	0	4,72	13,82	1,28	1,2	0,08	2,82	-
SE	-	0	0,34	1,30	3,71	1,0	0	1,25	16,82
GB	10,9	-	27,0	33,1	5,2	0,05	-	7,5	1 (2,7)
NO	0	0	0			0	0	0,547	30,6

Tabell B. 4: Produksjonskapasitet per land og type 2010 [GW]

	Nuclear	Lignite	Hard coal	Gas	Oil	Bio-mass	Solar	Wind	Hydro
BE	-	0	5,09	11,06	1,3	1,2	0	5,83	-
DE	-	11,12	24,49	42,79	8,09	10,0	29,88	78,01	-
DK	-	0	3,21	2,47	0,27	1,72	0	9,48	-
FI	-	0	2,66	3,39	0,64	5,19	0	5,58	2,45
NL	-	0	8,48	12,08	0,81	2,4	0,24	17,39	-
SE	-	0	0,34	2,2	0,57	4,8	0	14,76	17,96
GB	-	0	10,46	45,20	0	5,33	0	53,31	1,23
NO	-	0	0			0	0	7,39	45,2

Tabell B. 5: Produksjonskapasitet per land og type 2030 [GW]

	Nuclear	Coal	Gas	Oil	Bio-mass	Solar	Wind	Hydro
BE	44040	7782	21024	3	4295	1870		0
DK	0	28492	3860	24	1698	9236		0
FI	22198	24149	6055	406	12227	591		12459
DE	140547	194931	87505	2370	26038	48324		20420
NL	3690	27333	51054	3	6445	6418		0
SE	60966	1914	7182	2993	5334	2765		63306
GB	42500	151483	129054	1170	256	8885		5000
NO	0	0	0	0	0	1561		113607

Tabell B. 6: Produksjonsmiks per land og type 2010 [GWh]

	Nuc-lear	Coal	Gas	Oil	Bio-mass	Solar	Wind	Hydro
BE	0	22205	48442	94	6454	13895		0
DK	0	9133	3360	729	9216	21511		0
FI	36152	958	1954	371	25755	9907		12295
DE	0	148237	174511	2468	53734	191659		20420
NL	5090	30931	63400	31	12903	28606		0
SE	60847	727	4983	538	24650	41027		63294
GB	105000	13731	196673	0	27105	85788		4620
NO	0	0	0	0	0	30834		109686

Tabell B. 7: Produksjonsmiks per land og type 2030 [GWh]

## C Beregning av produksjonskostnader

### Indekser

k – kull

g – gass

### Parametere

$P_k$  - kullkostnad [EUR/tonn]

$P_g$  - gasskostnad [EUR/MWh]

$E_k$  - Energikoeffisient [MWh/tonn]

$E_g$  - Energikoeffisient [MWh/MWh]

$\eta_k, \eta_g$  - Virkningsgrad

$E_{mk}, E_{mg}$  - Utslipp, [tCO<sub>2</sub>/tonn]

$C_{CO_2}$  - CO<sub>2</sub>-kostand [EUR/tCO<sub>2</sub>]

### Inputverdier for parameterne

Beskrivelse		Kull	Gass
Brenselskostand	$P_k, P_g$	75	2.3
Energikoeffisient	$E_k, E_g$	7.9	1
Virkningsgrad	$\eta_k, \eta_g$	0.52	0.675
Utslipp	$E_{mk}, E_{mg}$	2.92	0.2

Beskrivelse		2030	2030 - økt CO <sub>2</sub> -avgift	2030 - økt CO <sub>2</sub> -avgift
Kostand for CO <sub>2</sub>	$C_{CO_2}$	44	66	30

$$\text{Produksjonskostnader} = \frac{P_{k,g}}{E_{k,g}} * \frac{1}{\eta} + \frac{E_{mk,mg}}{E_{k,g}} * \frac{1}{\eta} * C_{CO_2}$$

## D Overføringskapasitet

Navn	Fra	Til	2010:		2030:	
NorNed I & II	SORLAND	NEDERLAND	700	700	1400	1400
Nordlink	SORLAND	TYSK-NORD	-	-	1400	1400
Cobra	DANM-VEST	NEDERLAND	-	-	700	700
BritNed	NEDERLAND	GB-SOUTH	-	-	1000	1000
Skagerrak	SORLAND	DANM-VEST	900	900	1600	1600
Storebælt	DANM-OST	DANM-VEST	500	500	500	500
Konti-Skan	SVER-MIDT	DANM-VEST	720	720	720	720
Kontek	DANM-OST	TYSK-OST	550	550	600	600
Baltic	SVER-SYD	TYSK-NORD	525	400	600	600
SwePol	SVER-SYD	POLEN	450	450	450	450
Fenno-Skan	SVER-MIDT	FINLAND	550	550	1100	1100
Nemo	BELGIA	GB-SOUTH	-	-	1000	1000
NorBrit	VESTSYD	GB-MID	-	-	1400	1400

Tabell D. 1: Overføringskapasitet 2010 og 2030 [MW]

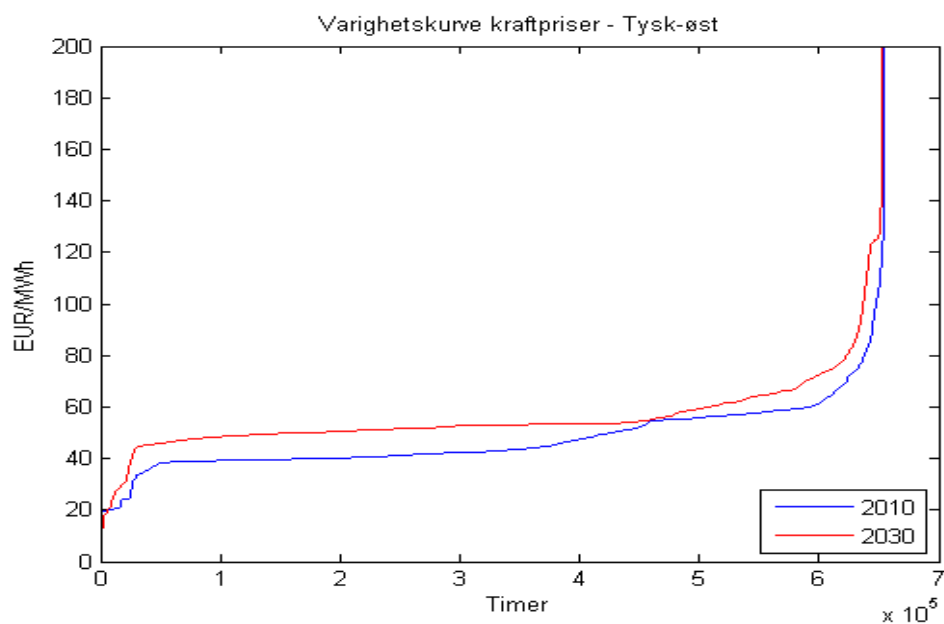
## E Etterspørsel

	<b>2010:</b>	<b>2030:</b>	<b>2010-2030</b>
Norway	114753	123886	9%
Sweden	143038	155911	9%
Finland	87162	93263	7%
Denmark	35900	41644	16%
Germany	616800	678480	10%
Netherlands	108000	125280	16%
Belgium	88265	114744	30%
Great Britain	350000	399000	14%

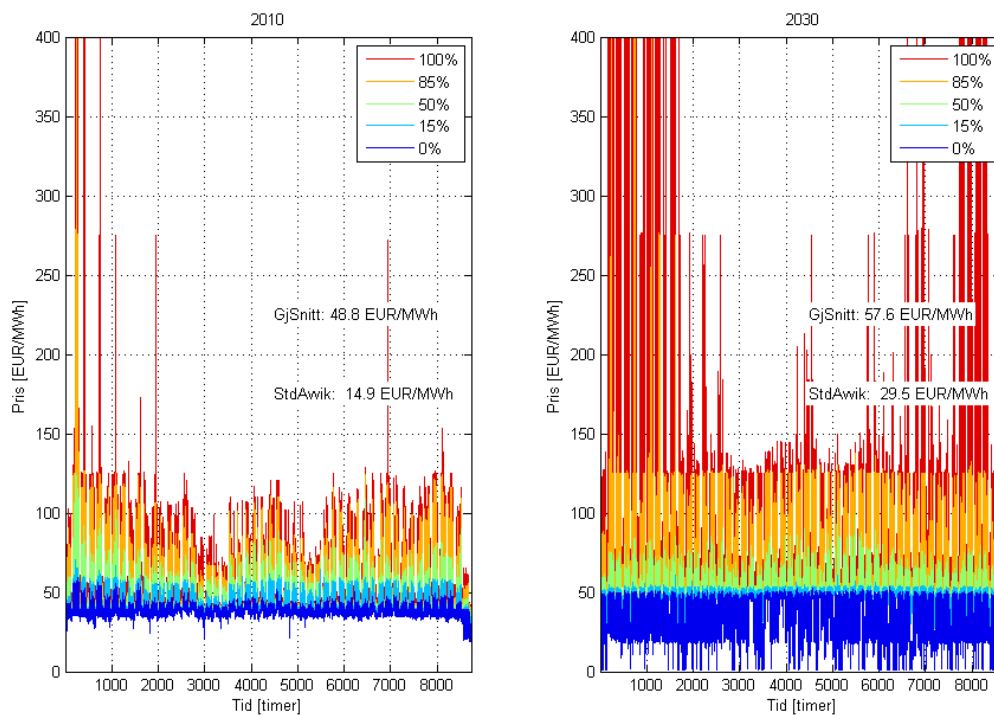
Tabell E. 1: Etterspørselsutvikling per land [GWh]



## F Simuleringsresultater: 2010- vs 2030-scenario



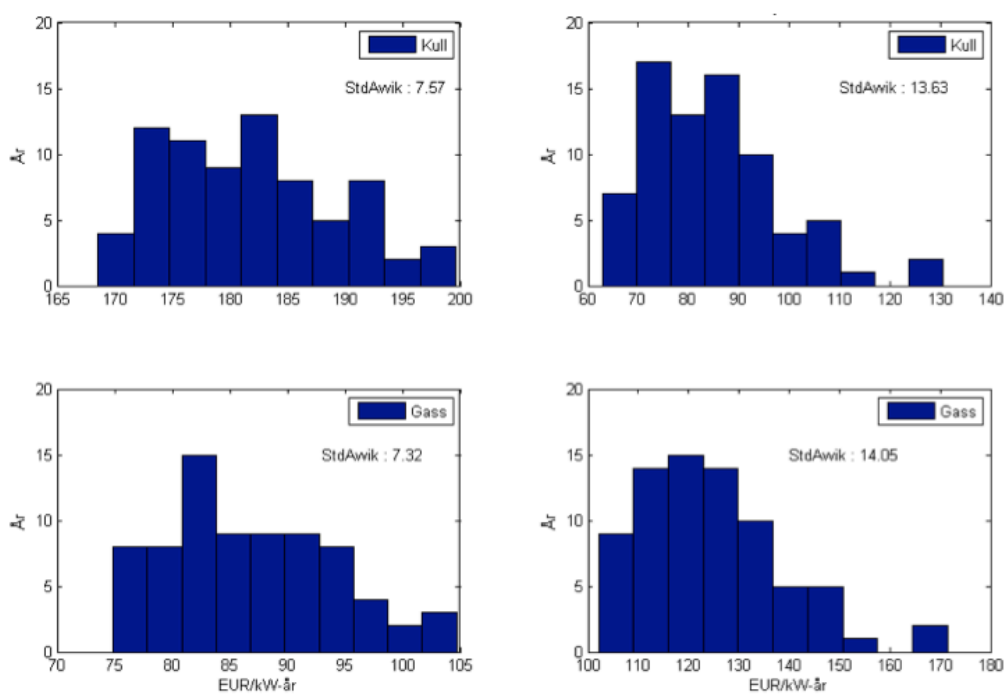
Figur F. 1: Varighetskurve kraftpriser – Tysk øst



Figur F. 2: Prisprosentiler Tysk-vest

		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Beregnete inntekter [kEUR/MW-år]
2010	Kjernekraft	308.59	382.49
	Kull	210	181.64
	Gass	122	86.99
	CT	57.15	1.17
2030	Kjernekraft	308.59	459.36
	Kull	210	84.76
	Gass	122	124.86
	CT	57.14	9.78

Tabell F. 1: Beregnede inntekter – Tysk-vest

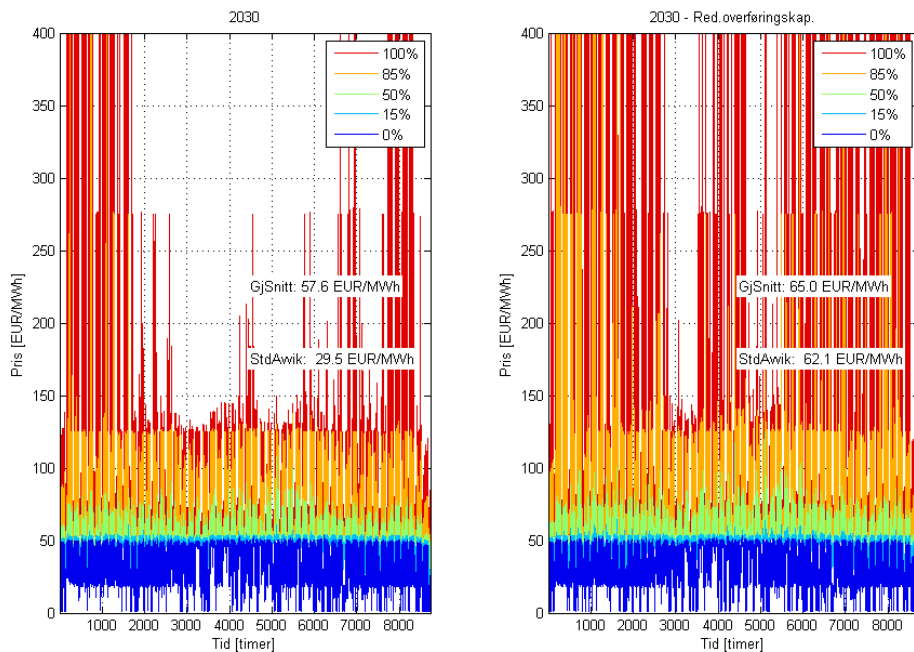


(a)2010

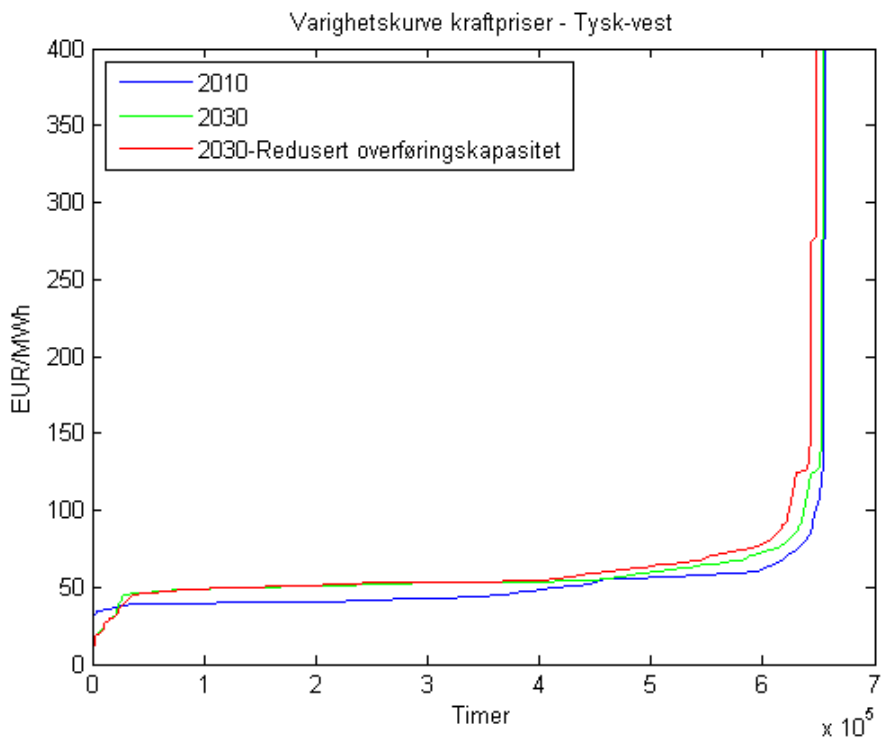
(b)2030

Figur F. 3: Inntektsfordeling - Tysk-vest

## G Scenario "reduisert overføringskapasitet"



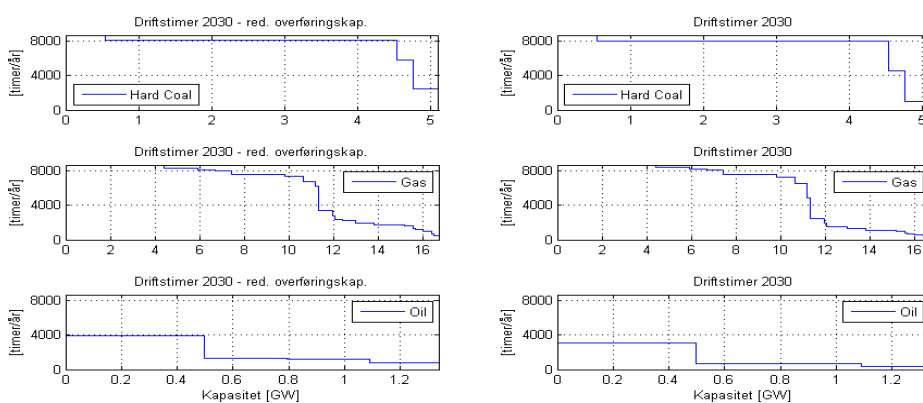
Figur G. 1: Prisprosentiler Tysk-vest



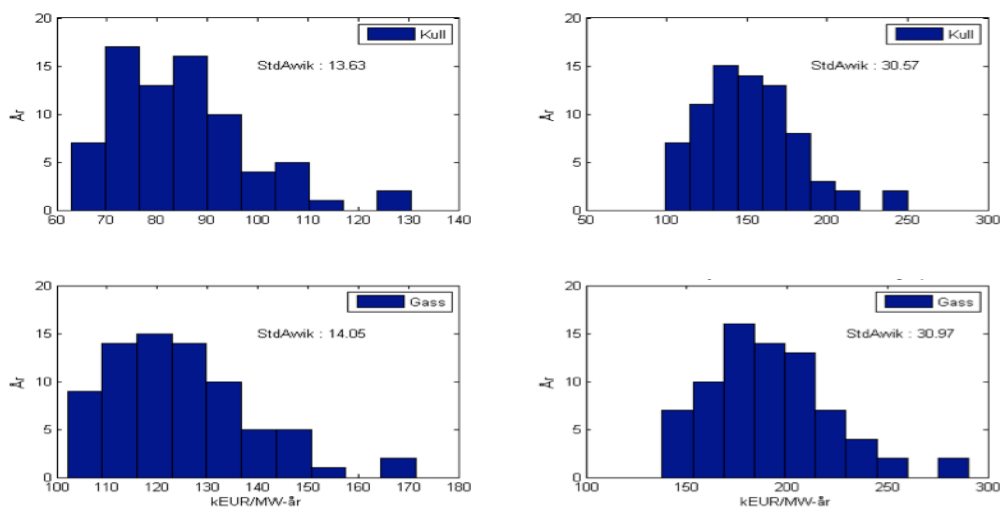
Figur G. 2: Varighetskurve kraftpriser Tysk-vest

		Investerings kostnader [kEUR/MW-år]	Bregnede inntekter [kEUR/MW-år]
2030 red.overf.kap	Kjernerkraft	308.59	524.54
	Kull	210	151.03
	Gass	122	190.74
	CT	57.14	49.24
2030	Kjernerkraft	308.59	459.36
	Kull	210	84.76
	Gass	122	124.86
	CT	57.14	9.78

Tabell G. 1: Beregnede inntekter Tysk-vest



Figur G. 3: Årlige driftstimer Tysk-vest

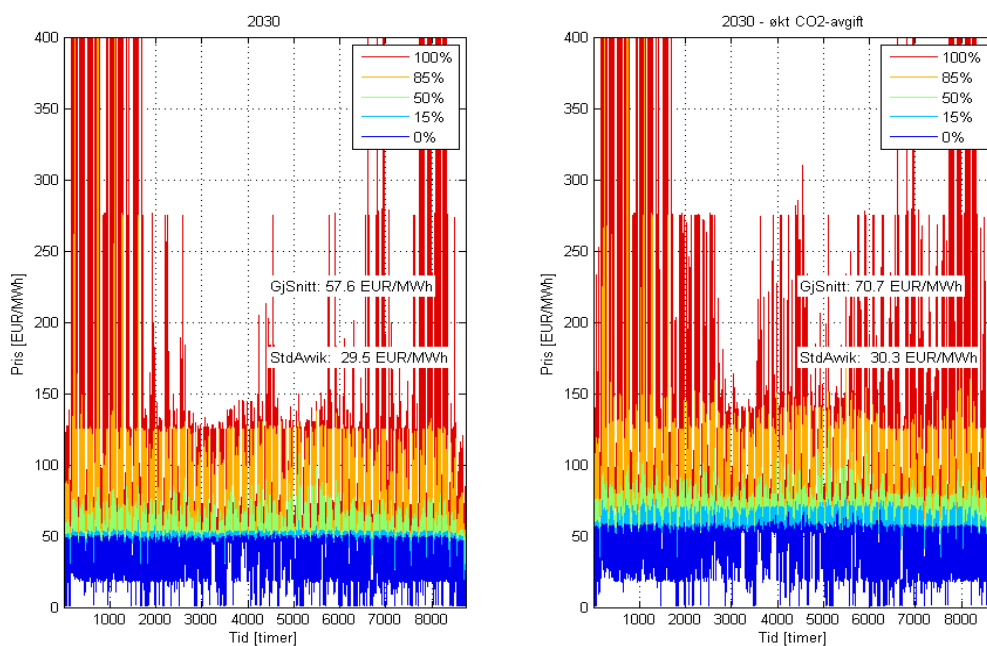


(a)2030

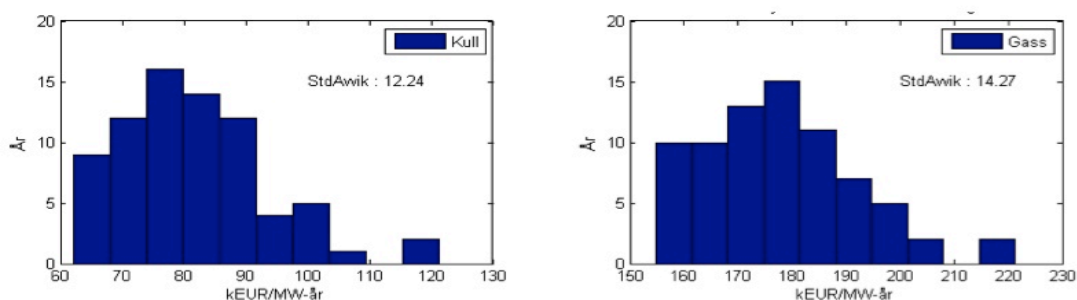
(b)2030-reduisert overføringskapasitet

Figur G. 4: Inntektsfordeling Tysk-vest

## H Scenario "økt CO<sub>2</sub>-avgift"



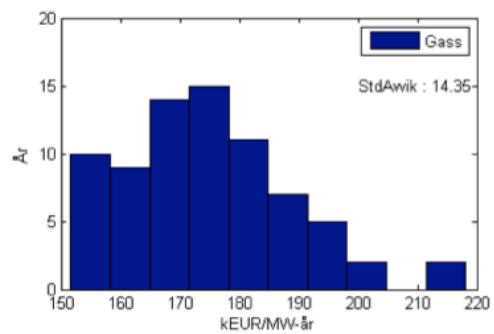
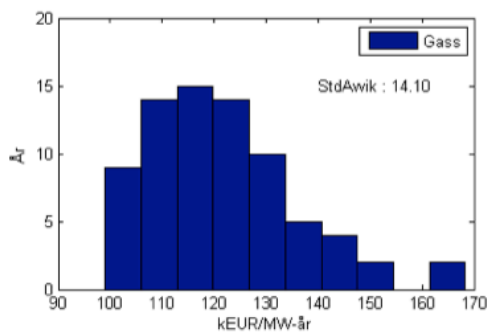
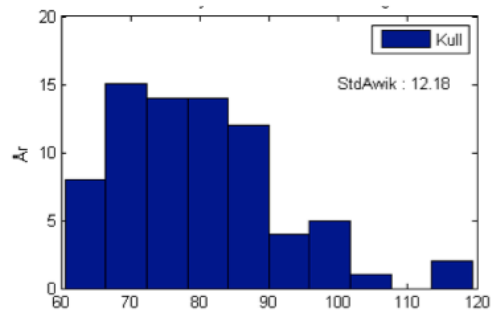
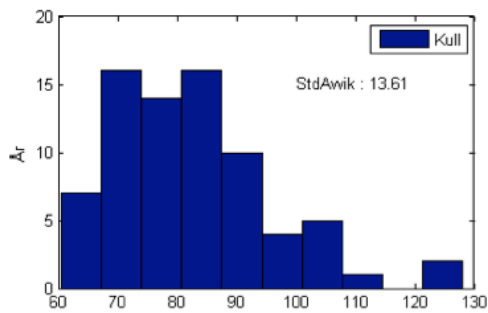
Figur H. 1: Prisprosentlier Tysk-vest



Figur H. 2: Inntektsfordeling 2030 med økt CO<sub>2</sub>-avgift Tysk-vest

		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Beregnete inntekter [kEUR/MW-år]
2030 økt CO <sub>2</sub> -avgift	Kjernerkeft	308.59	573.92
	Kull	210	81.41
	Gass	122	177.64
	CT	57.14	10.77
2030	Kjernerkeft	308.59	459.36
	Kull	210	84.76
	Gass	122	124.86
	CT	57.14	9.78

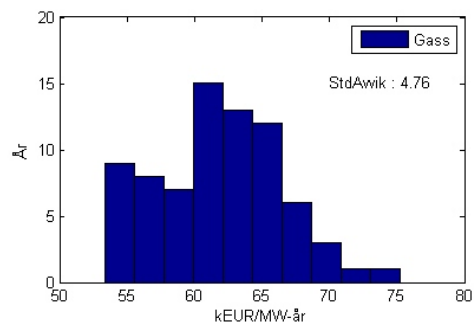
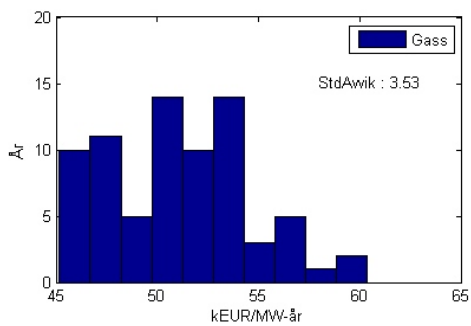
Tabell H. 1: Beregnede inntekter Tysk-vest



(a)2030

(b)2030-økt CO<sub>2</sub>-avgift

Figur H. 3: Inntektsfordeling Tysk-øst



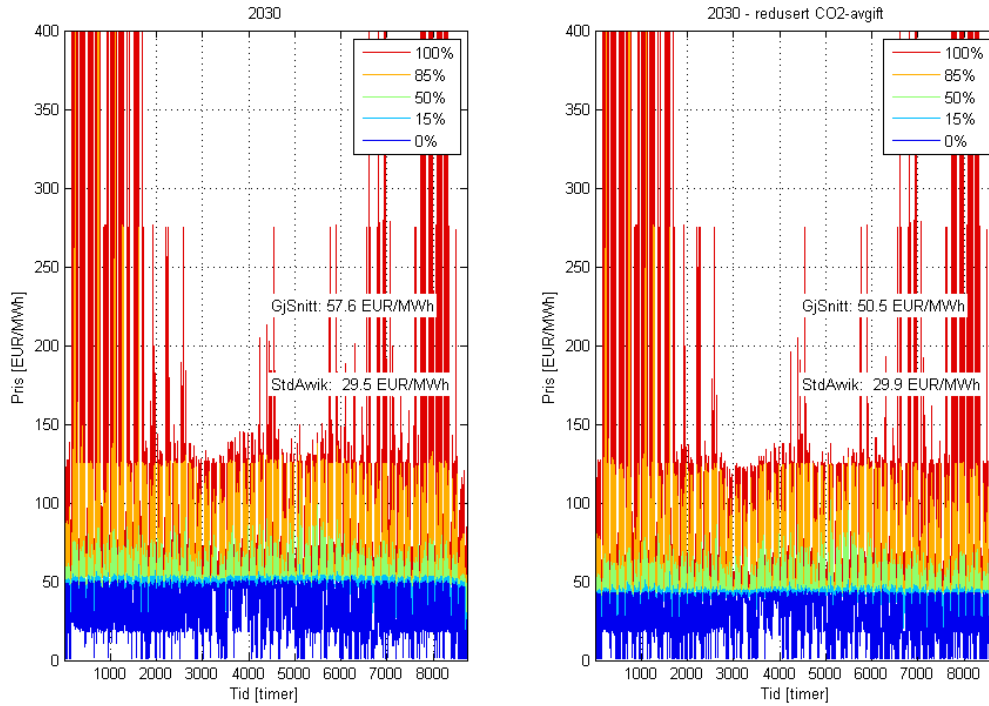
(a)2030

(b)2030-økt CO<sub>2</sub>-avgift

Figur H. 4: Inntektsfordeling GB-midt

# I Scenario "reduisert CO<sub>2</sub>-avgift"

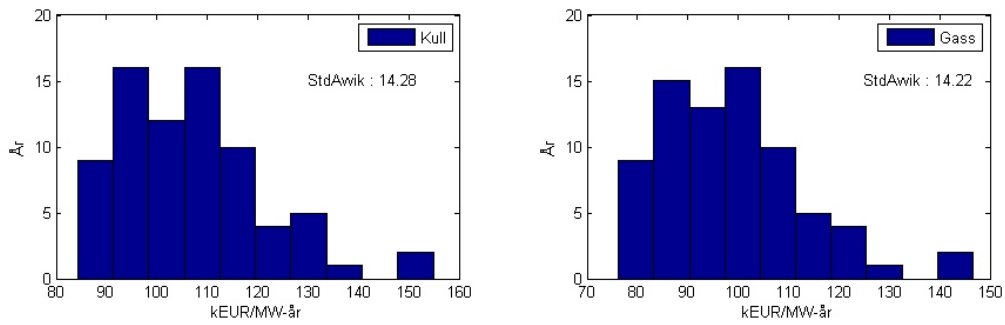
n



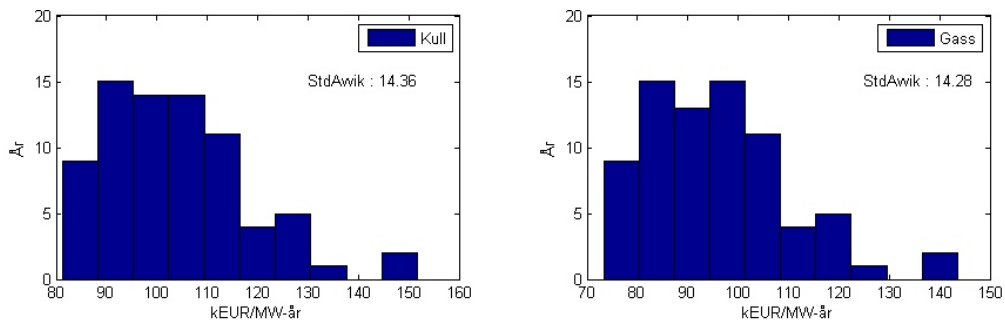
Figur I. 1: Prisprosentliger Tysk-vest

		Investerings- kostnader [kEUR/MW-år]	Beregnete inntekter [kEUR/MW-år]
2030 redusert CO <sub>2</sub> -avgift	Kjernerkeft	308.59	397.61
	Kull	210	107.18
	Gass	122	99.00
	CT	57.14	9.74
2030	Kjernerkeft	308.59	459.36
	Kull	210	84.76
	Gass	122	124.86
	CT	57.14	9.78

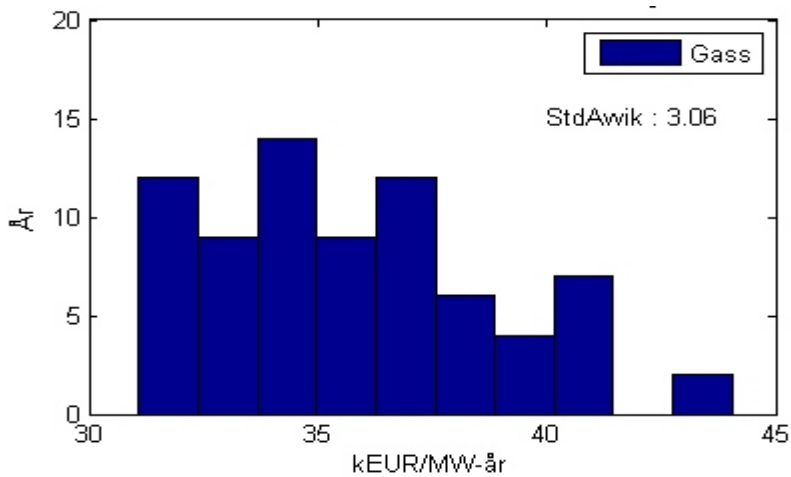
Tabell I. 1: Inntektsfordeling Tysk-vest



Figur I. 2: Inntektsfordeling 2030 - redusert CO2-avgift Tysk-vest



Figur I. 3: Inntektsfordeling 2030 - redusert CO2-avgift Tysk-øst



Figur I. 4: Inntektsfordeling 2030 - redusert CO2-avgift GB-midd