



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2016
30 studiepoeng
Institutt for naturforvaltning

Vil bruk av hydrogen i transport produsert gjennom elektrolyse bidra til reduserte klimagassutslipp?

Will the Use of Hydrogen in Transport Produced
Through Electrolysis Contribute to Reduced
Greenhouse Gas Emissions?

Olav Andreas Andresen
Fornybar energi

Forord

Denne utredningen er en avsluttende del av min 2-årige mastergrad i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), våren 2016.

Først og fremst vil jeg takke min veileder Monica Havskjold for tett oppfølging og god veiledning gjennom hele perioden. Dette samarbeidet har gjort arbeidet med oppgaven svært lærerikt, spennende og interessant.

Tilgang til data har vært avgjørende for at jeg har kunnet skrive denne oppgaven. Jeg vil derfor få rette en stor takk til Åsa Grytli Tveten for data fra Balmorelmodellen og gode innspill. Til slutt vil jeg takke Henning G. Langås for data som var vesentlig for å gjennomføre analysene i oppgaven.

Eventuelle feil og mangler er forfatterens ansvar.

Ås, 18. mai 2016

Olav Andreas Andresen

Sammendrag

Siden Europas fornybarsatsing hovedsakelig er preget av uregulerbar kraftproduksjon vil den være nødvendig å balansere. Hydrogen som energibærer kan lagre overskuddskraften og spille en viktig rolle i reduksjon av utslipp av klimagasser. Ved å konvertere overskuddskraft fra solrike og vindfulle dager til hydrogen gjennom elektrolyse, kan hydrogen lagres og brukes på et senere tidspunkt. Bruk av hydrogen via brenselceller medfører kun utslipp av vann lokalt. Utfordringer med hydrogen i dag er blant annet at totalvirkningsgraden med dagens teknologi er relativt lav, mens kostnadene er høye.

Denne studien forsøker å avdekke hvorvidt bruk av hydrogen produsert via elektrolyse i transportsektoren kan bidra til reduserte klimagassutslipp. Som et ledd i analysene ble det beregnet hva kostnaden og CO₂- utslippet vil være ved å fremstille 1 kg hydrogen basert på elektrolyse i Norge og Tyskland i årene 2012 og 2030. I tillegg ble det sett på hvordan driften av elektrolysøren ville påvirke resulterende CO₂- utslipp og kostnad. Til slutt ble CO₂- utslippet fra bensin- og dieserbiler, elbiler og hydrogenbiler sammenlignet for året 2030. I studien ble det dannet to scenarier. Scenario 1 la til grunn det gjennomsnittlige CO₂- utslippet fra elektrisitetsproduksjonsmiksen fra alle land inkludert i den respektive versjonen av Balmorelmodellen ved hydrogenproduksjonen. I scenario 2 ble hydrogenproduksjonen isolert til utslippet fra elektrisitet produsert i enten Norge eller Tyskland.

For alle driftsstrategiene i analysen, både for året 2012 og 2030, er kostnaden per kg hydrogen produsert lavere enn hva det antas å kunne selges til i markedet i begge land. Analysene viste at både kostnaden og CO₂- utslippet per kg hydrogen var avhengig av valg av driftsstrategi. CO₂- utslippet varierte med hvilken elektrisitetsproduksjonsmiks som ble anvendt i analysene. CO₂- utslippet ble vesentlig mye lavere i Norge ved scenario 2 enn scenario 1. I Tyskland økte CO₂- utslippet ved scenario 2 sammenlignet med scenario 1.

Til slutt viste sammenligningen av de tre ulike driftsteknologiene for året 2030 at en overgang til brenselcelleteknologi i personbiler ville hatt en negativ miljøeffekt hvis scenario 1 ble lagt til grunn. Unntaket var hvis hydrogenproduksjonen ble lagt til de timene med lavest CO₂- utslipp. Hvis hydrogenproduksjonen er isolert til elektrisitet fra Tyskland har en overgang til bruk av hydrogenbiler også en negativ effekt på miljøbelastningene. Derimot viste resultatene av analysene at det var en betydelig miljøgevinst å benytte brenselcelleteknologi sammenlignet med fossile biler hvis hydrogenproduksjonen ble isolert til Norge.

Abstract

The investments in new methods of power generation in Europe are mainly renewable and therefore balancing is required. Hydrogen as an energy carrier can store surplus power and play an important role in reducing emissions of greenhouse gases. Hydrogen can be conserved and used later by converting the excess power from the sun and wind through electrolysis. The use of hydrogen fuel cells only cause emission of water locally. Some of the challenges with hydrogen today is the total overall efficiency in current technologies and the high costs associated.

This study attempts to reveal whether use of hydrogen produced via electrolysis can reduce greenhouse gas emissions in the transport sector. The costs and greenhouse gas emissions incurred by producing 1 kg hydrogen were estimated in Norway and Germany for the years 2012 and 2030 as a part of the analysis. Additionally, it tested how the operational strategy of the electrolyser would affect the CO₂- emissions and costs. Finally, CO₂- emissions from diesel-and gasoline cars, electric vehicles and hydrogen vehicles were compared for the year 2030.

This study describes two scenarios: In scenario 1, the average CO₂- emissions from the electricity production mix of all countries were included in the analysis when producing hydrogen. In scenario 2, hydrogen production were isolated to emissions from electricity production in either Norway or Germany.

For all the operating strategies, in both years, the cost per kg of hydrogen produced was lower than the assumed market price in either country. The analyses showed that both cost and CO₂- emissions per kg of hydrogen produced depended on the choice of operating strategy. CO₂- emission varied with the electricity-generating mix used in the analyses. The CO₂- emissions were significantly lower in Norway by scenario 2 than scenario 1. In Germany, the CO₂- emissions increased in scenario 2 compared to scenario 1.

Considering scenario 1, the comparison of the three different operating technologies for the year 2030 showed that a transition to fuel cell technology in cars would have an environmental negative effect, except when hydrogen were produced in the hours with lowest greenhouse gas emissions. These results also applies when hydrogen production was isolated to electricity produced in Germany. On the other hand, the results of this analysis showed that there were a significant environmental benefit to use fuel cell technology rather than fossil fueled cars when hydrogen production were isolated to Norway.

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag	III
Abstract	V
Figurliste	IX
Tabelliste	XI
1 Innledning.....	1
1.1 Problemstilling og oppbygging	2
1.2 Avgrensning av oppgaven.....	4
2 Teoretisk tilnærming og litteratur.....	5
2.1 Utslipp fra transportsektoren i Norge og Tyskland	5
2.1.1 Dagens utslipp fra transportsektoren (personbiler) i Norge.....	6
2.1.2 Forventet utslipp fra transportsektoren (personbiler) i Norge.....	7
2.1.3 Dagens utslipp fra transportsektoren (personbiler) i EU og Tyskland	11
2.1.4 Forventet utslipp fra veitrafikken (personbiler) i EU og Tyskland	13
2.2 Elektrolyse av vann	15
2.2.1 Hydrogen som drivstoff.....	16
2.2.2 Teknologier for elektrolyse	19
2.2.3 Produksjonskostnader.....	24
2.2.4 Sentraliserte vs. desentraliserte elektrolysører	26
3 Data	29
3.1 Elektrolysør NEL A-485	30
3.2 Data benyttet i analysen.....	31
4 Metode	39
4.1 Balmorelmodellen	39
4.2 Kostnadsberegninger.....	40
4.3 Utslippsberegninger	43
5 Resultater	47

5.1	Elpris sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO ₂ - utslipp den enkelte time per MWh elektrisitet produsert	48
5.1.1	Scenario 1	48
5.1.2	Scenario 2	52
5.2	Driftsstrategier.....	55
5.2.1	Driftsstrategi 1: Kjøre hele døgnet gjennom året	58
5.2.2	Driftsstrategi 2: Kjøre de 50 % timene i året med lavest strømpris.....	59
5.2.3	Driftsstrategi 3: Kjøre de 50 % timene med lavest CO ₂ - utslipp	60
5.2.4	Oppsummering av resultatene grafisk	62
5.3	CO ₂ - utslipp fra personbiler i Norge og Tyskland i 2030.....	65
5.3.1	Scenario 1	66
5.3.2	Scenario 2	67
6	Diskusjon	71
6.1	Datagrunnlaget.....	71
6.2	Forutsetninger	71
6.3	CO ₂ - utslipp ved de ulike elprisene i Norge og Tyskland ved scenario 1	76
6.4	Drift av elektrolysøren.....	79
6.5	CO ₂ - utslipp fra personbiler ved de ulike driftsteknologiene	81
7	Konklusjon	85
8	Videre arbeid	87
9	Referanseliste	89
	Vedlegg A.....	i
	Vedlegg B.....	iii
	Vedlegg C.....	v
	Vedlegg D.....	vii
	Vedlegg E	viii

Figurliste

Figur 2-1: Andel av fornybar energi i drivstofforbruk til transport i Norge og Tyskland (Eurostat).....	5
Figur 2-2: CO ₂ -utslipp i millioner tonn fra veitrafikken totalt og personbiler i Norge (SSB I 2015).....	7
Figur 2-3: CO ₂ - utslipp per personkilometer fra personbiler 1994-2050. Historiske data og tre scenarioer (Thune-Larsen et al. 2009).	8
Figur 2-4: Energiforbruk i kWh per personkilometer for personbiler 1994-2050. Historiske data og tre scenarioer (Thune-Larsen et al. 2009).....	8
Figur 2-5: Referansescenario. CO ₂ -utslipp fra innenlands persontransport i Norge (Fridstrøm 2013).....	10
Figur 2-6: Lavutslippsscenario. CO ₂ -utslipp fra innenlands persontransport i Norge (Fridstrøm 2013).....	10
Figur 2-7: CO ₂ -utslipp i millioner tonn fra veitrafikken i Tyskland (EEA I 2015).....	11
Figur 2-8: CO ₂ -utslipp i gram per personkilometer fra personbiler i Tyskland (Umweltbundesamt 2012).	13
Figur 2-9: Persontransport (personbiler og motorsykler) i Tyskland (Capros et al. 2013).	14
Figur 2-10: Historisk og forventet energietterspørsel fra personbiler og motorsykler i Tyskland (Capros et al. 2013).	14
Figur 2-11: CO ₂ -utslipp fra transportsektoren i Tyskland (Capros et al. 2013).....	15
Figur 2-12: Skjematisk fremstilling av prosessen ved alkalisk elektrolyse (Lehner et al. 2014).	16
Figur 2-13: Investeringskostnader i euro per kW (Langås 2016).	28
Figur 3-1: Komponentene i systemet.	35
Figur 5-1: Varighetsdiagram. Strømpris sortert fra høyest til lavest i Norge og Tyskland for årene 2012 og 2030.....	47
Figur 5-2: Elpris i Norge sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO ₂ - utslipp fra alle land inkludert i den respektive versjonen av Balmorelmodellen i kg per produserte MWh den enkelte time, året 2012.	49
Figur 5-3: Elpris i Tyskland sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO ₂ - utslipp fra alle land inkludert i den respektive versjonen av Balmorelmodellen i kg per produserte MWh den enkelte time, året 2012.	49
Figur 5-4: Elpris i Norge sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO ₂ - utslipp fra alle land inkludert i den respektive versjonen av Balmorelmodellen i kg per produserte MWh den enkelte time, året 2030.	51
Figur 5-5: Elpris i Tyskland sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO ₂ - utslipp fra alle land inkludert i den respektive versjonen av Balmorelmodellen i kg per produserte MWh den enkelte time, året 2030.	51
Figur 5-6: Elpris i Norge sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO ₂ - utslipp i kg per produserte MWh i Norge for den enkelte time, året 2012.	53

Figur 5-7: Elpris i Tyskland sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO ₂ - utslipp i kg per produserte MWh i Tyskland for den enkelte time, året 2012.	53
Figur 5-8: Elpris i Norge sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO ₂ - utslipp i kg per produserte MWh i Norge for den enkelte time, året 2030.	54
Figur 5-9: Elpris i Tyskland sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO ₂ - utslipp i kg per produserte MWh i Tyskland for den enkelte time, året 2030.	54
Figur 5-10: Norge 2012. Elpris sortert i stigende rekkefølge den enkelte time, variable enhetskostnader (VEK) per kg hydrogen den enkelte time sortert i stigende rekkefølge (OPEX), investeringskostnaden delt på den totale mengden hydrogenproduksjon i kg og det akkumulerte gjennomsnittet av variable enhetskostnader (VEK) per kg hydrogen den enkelte time sortert i stigende rekkefølge slått sammen (CAPEX+OPEXakkumulert- kurven).	57
Figur 5-11: Scenario 1. Kostnad i euro per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	63
Figur 5-12: Scenario 1. CO ₂ - utslipp i kg per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	63
Figur 5-13: Scenario 2. Kostnad i euro per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	64
Figur 5-14: Scenario 2. CO ₂ - utslipp i kg per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	64
Figur 5-15: CO ₂ - utslipp i gram per km for de ulike driftsteknologiene i de forskjellige driftsstrategiene ved scenario 1 i Norge og Tyskland.	67
Figur 5-16: CO ₂ - utslipp i gram per km for de ulike driftsteknologiene i de forskjellige driftsstrategiene ved scenario 1 i Tyskland.	69
Figur 6-1: Merit order- kurve for illustrasjon av kraftmarkedet.	77
Figur 6-2: Merit order- kurve for illustrasjon av kraftmarkedet i Norge.	79

Tabelliste

Tabell 2-1: Utviklingen i CO ₂ -utslipp fra nye personbiler etter type drivstoff i EU-28 (EEA II 2014).....	12
Tabell 2-2: Nåværende ytelser for hydrogensystemer i transportsektoren (IEA II 2015).	18
Tabell 2-3: Dagens eksisterende flåte av brenselcellebiler og tidligere annonserte mål for 2015 og 2020 (IEA II 2015).	18
Tabell 2-4: Eksisterende offentlige fyllestasjoner og tidligere annonserte mål for 2015 og 2020 (IEA II 2015).	19
Tabell 2-5: Parametere for de viktigste vannelektrolyseteknologiene.....	20
Tabell 2-6: Effektivitet i form av kWh per kg hydrogen produsert (Bertuccioli et al. 2014). ..	25
Tabell 2-7: Kapitalkostnader i euro per kW installert effekt (Bertuccioli et al. 2014).	25
Tabell 3-1: Inputdata benyttet i analysene for årene 2012 og 2030.	36
Tabell 4-1: Resultater etter beregninger av årlig faste investeringskostnader for de ulike komponentene i systemet.	43
Tabell 5-1: Driftsstrategi 1 ved scenario 1. Kostnad og CO ₂ - utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	58
Tabell 5-2: Driftsstrategi 1 ved scenario 2. Kostnad og CO ₂ - utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	59
Tabell 5-3: Driftsstrategi 2 ved scenario 1. Kostnad og CO ₂ - utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	60
Tabell 5-4: Driftsstrategi 2 ved scenario 2. Kostnad og CO ₂ - utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	60
Tabell 5-5: Driftsstrategi 3 ved scenario 1. Kostnad og CO ₂ - utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	61
Tabell 5-6: Driftsstrategi 3 ved scenario 2. Kostnad og CO ₂ - utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	61
Tabell 5-7: Gjennomsnittlig CO ₂ - utslipp i gram per kWh produsert i Norge og Tyskland ved de ulike scenariene og driftsstrategiene året 2012.	62
Tabell 5-8: Gjennomsnittlig CO ₂ - utslipp i gram per kWh produsert i Norge og Tyskland ved de ulike scenariene og driftsstrategiene året 2030.	62
Tabell 5-9: Forutsetninger i analysen.	66
Tabell 5-10: CO ₂ - utslipp i gram per km for de ulike driftsteknologiene i de forskjellige driftsstrategiene ved scenario 1.....	67
Tabell 5-11: CO ₂ - utslipp i gram per km for de ulike driftsteknologiene i de forskjellige driftsstrategiene ved scenario 2.....	69
Tabell 6-1: Kostnad per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030. ...	72
Tabell 6-2: CO ₂ - utslipp per kg hydrogen produsert og komprimert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.	73

1 Innledning

Temperaturen på jorden øker. Beregninger Intergovernmental Panel on Climate Change har gjort indikerer at dersom mengde CO₂ i atmosfæren kommer opp i 450 ppm vil dette medføre 2°C temperaturøkning på jorden (IPCC 2014). Videre viser deres beregninger at temperaturøkningen skyldes menneskeskapte utslipp. Det er både politisk og vitenskapelig enighet om at verdens forbruk av fossilt brensel må fases ut grunnet trusselen fra klimaendringer og fremtidig tilgjengelighet. Dette har fått konsekvenser for de globale energisystemene som allerede har økt fokuset på bærekraftig produksjon og forbruk. I tillegg til å effektivisere energiforbruket er man avhengig av å konvertere de gamle energisystemene til nye fornybare energisystemer. Som en følge av dette ser vi en omveltning av energisystemene, spesielt i Europa. Vi er på vei mot fornybarsamfunnet.

Europas fornybarsatsing er i all hovedsak preget av uregulerbare energikilder. Sol- og vindkraft produseres når energikildene er tilgjengelige. Dette innebærer at det i perioder med lite sol og vind vil være behov for alternativ energitilførsel. I dag sikres dette gjennom kraftverk som kan reguleres eller slås av og på. I Norge har vannmagasinene denne rollen, mens i Tyskland står kull- og gasskraftverkene for dette. Et elektrisitetsnett med stadig mer uregulerbar kraft vil være nødvendig å balansere.

I 2013 var de globale CO₂-utslippene 32,2 Gt CO₂, en økning på 2,2 % sammenlignet med 2012. Blant de mange menneskelige aktivitetene som forårsaker klimagasser, representerer bruken av energi den desidert største kilden til klimagassutslipp og i 2013 sto transportsektoren for anslagsvis 23 % av totale globale CO₂-utslipp (IEA I 2015). Et viktig ledd i arbeidet med å redusere verdens klimagassutslipp er å gjøre transportsektoren fornybar. Elbiler har kommet for fullt, og i dag er Norge blitt et foregangsland for satsing på elbiler og fungerer som et testmarked for elbilprodusenter.

Hydrogen kan være et supplement eller alternativ til elbiler. Det er en energibærer som kan spille en svært viktig rolle i reduksjon av utslipp av klimagasser. Ved å konvertere overskuddskraft fra solrike og vindfulle dager til hydrogen, gjennom elektrolyse, kan hydrogen lagres og brukes på et senere tidspunkt. Dersom man lykkes med å utvikle en teknologi som gjør det lønnsomt å bruke hydrogen som lagringsmetode for energi, åpner dette opp for bruk av hydrogen i transportsektoren.

Første kvartal 2015 ble Norge det tredje landet i verden til å sende inn et forslag til klimaforpliktelse for 2030 til FNs klimakonvensjon (Regjeringen I 2015). Innsendingen til FN bekreftet også Norges langsiktige mål om å bli et lavutslippssamfunn i 2050, der transport står som et av fem prioriterte innsatsområder. Historisk sett har regjeringen fremmet en rekke tiltak for å bidra til at klimagassutslippet fra personbiler skal reduseres. Sentralt blant disse står blant annet å bidra til utbyggingen av infrastrukturen for elektrifisering og alternative drivstoff, samt fortsette å legge til rette for bruk av el- og hydrogenbiler (Regjeringen II 2012).

Tyskland blir sett på som et foregangsland når det gjelder fornybar energi. Med sitt ikoniske «Energiewende» viser de vei for hvordan industrielle land som tradisjonelt har vært avhengig av fossil energi i stor grad kan kvitte seg med dette. I år 2000 hadde Tyskland 5 % fornybar elektrisitetsproduksjon. I 2012 hadde denne andelen økt til 25 %. I løpet av disse 12 årene har det blitt bygget ut 30 000 MW vindkraft og fra 2011 til 2012 økte solkraftutbyggingen med 47 % (Norsk Hydrogenforum 2013). Forsetter utbyggingen i denne takten når Tyskland målet sitt om 80 % andel fornybar elektrisitet i 2050 med god margin (Agora Energiewende). Som en del av denne utviklingen anser de hydrogen som en avgjørende måte å kunne lagre uregulerbar kraft i perioder med overskudd, slik at den kan anvendes som blant annet motordrivstoff (Morris & Pehnt 2012).

1.1 Problemstilling og oppbygging

Hydrogen kan brukes i transportsektoren via brenselceller. Dette gir kun utslipp av vann lokalt. En av utfordringene er at i dag står fossile kilder for anslagsvis 95 % av verdensproduksjonen, hvorav naturgass utgjør den største andelen (Fornybar I). Videre er totalvirkningsgraden med dagens teknologi relativt lav, mens kostnadene er høye. I denne oppgaven skal jeg se nærmere på hvilken rolle hydrogen kan spille i forhold til å gjøre transportsektoren mer fornybar. Jeg velger å fokusere på personbiler, men resultatene vil være relevant også for annen veitransport. Problemstillingen i denne oppgaven med tilhørende delproblemstillinger er:

- *Vil bruk av hydrogen i transport produsert gjennom elektrolyse bidra til reduserte klimagassutslipp?*
 - o *Hva var/vil være (a) kostnaden og (b) CO₂- utslippet ved å fremstille 1 kg hydrogen basert på elektrolyse i Norge og Tyskland i årene 2012 og 2030?*
 - o *Hvordan vil driftsstrategien for elektrolysøren påvirke resulterende kostnad per kg og CO₂-utslipp for hydrogenproduksjon.*
 - o *Hva vil bli CO₂-utslippet i 2030 i henholdsvis Norge og Tyskland gitt at:*
 - *Personbiler fortsatt er fossile*
 - *Personbiler er elektriske (batteri)*
 - *Personbiler kjører på hydrogen*

Jeg vil i teorikapittelet starte med en beskrivelse av dagens CO₂- utslipp i transportsektoren i Norge og Tyskland, fortrinnsvis personbiler, og hvordan det er forventet å utvikle seg. Deretter vil jeg se nærmere på hydrogen som drivstoff og gjøre rede for prosessen for elektrolyse og ulike elektrolyseteknologier.

I tredje kapittel vil jeg gjennomgå datamaterialet som er benyttet i analysene. I kapittelet om metode vil jeg gi en beskrivelse av Balmorelmodellen som analysene i oppgaven baserer seg på, og vise kostnads- og utslippsberegninger.

I kapittel 5 viser jeg resultatene av analysene. Jeg starter med å vise et varighetsdiagram av elpris både i Norge og Tyskland i 2012 og 2030. Deretter vil jeg i to scenarier presentere grafer som viser elpris sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp i kg per MWh produsert den enkelte time for Norge og Tyskland årene 2012 og 2030. I scenario 1 vil jeg ta utgangspunkt i det samlede gjennomsnittlige CO₂- utslippet fra alle landene inkludert i den respektive versjonen av Balmorelmodellen, mens i scenario 2 vil jeg kun se på CO₂- utslipp i Norge og Tyskland isolert. I siste del vil jeg legge frem resultatene for hver enkelt delproblemstilling.

I sjette kapittel vil jeg foreta en evaluering av forutsetningene og metodene benyttet i analysene. Deretter vil jeg analysere og diskutere resultatene.

Til slutt vil jeg oppsummere de viktigste resultatene i en konklusjon og komme med forslag til videre arbeid.

1.2 Avgrensning av oppgaven

Oppgavens fokus begrenser seg til Norge og Tyskland, årene 2012 og 2030. I analysene for produksjon av hydrogen vil jeg kun se på CO₂- utslipp fra produksjon av elektrisitet. Det er bare fokusert på utslipp av CO₂ fra fossile energikilder. Det er ikke tatt hensyn til utslipp ved produksjon av utstyr til elektrolysesystemet. I delproblemstilling 3 er det ikke tatt hensyn til hele livsløpet til de ulike driftsteknologiene. Videre er det heller ikke tatt hensyn til utslipp og kostnader ved distribusjon av de ulike drivstofftypene. Mine analyser tar kun for seg CO₂- utslipp fra personbiler i transportsektoren, mens fly, båter, tog etc. er utelatt. I analysene tas det ikke hensyn til at produksjonen av hydrogen påvirker kraftmarkedet.

2 Teoretisk tilnærming og litteratur

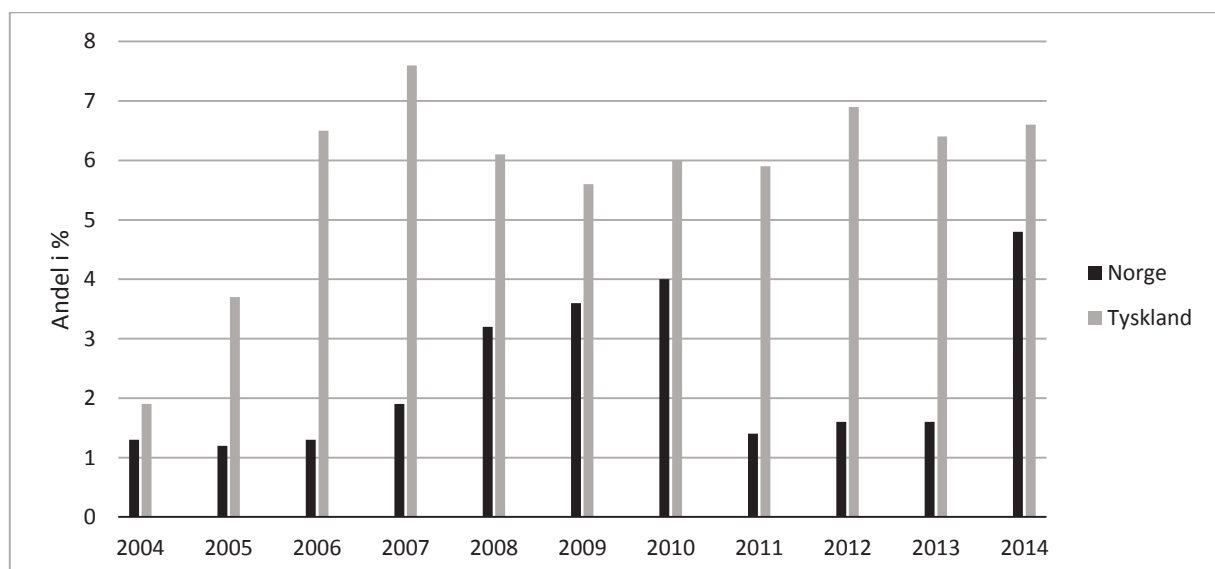
2.1 Utslipp fra transportsektoren i Norge og Tyskland

Nye teknologier for kjøretøy vil være nøkkelen for å senke transportutslippene i Europa.

Med mål om å begrense klimaendringene til under 2 °C må EU redusere de samlede klimagassutslippene med 80-95 % av 1990- nivået innen 2050 (European Commission 2011).

Videre viser analyser at klimagasser fra transportsektoren, som er en betydelig og fortsatt voksende kilde til klimagassutslipp, må kuttes med 60 % i forhold til 1990- nivået. For å nå målet som er satt for 2030 må klimagassutslippet reduseres med 20 % under utslippet i 2008. Dette vil imidlertid gi et utslippsnivå som er 8 % høyere enn utslippene i 1990, gitt den betydelige økningen av utslipp fra transportsektoren de to siste tiårene.

Figur 2-1 viser utviklingen i andel av fornybar energi i drivstofforbruket til transport i Norge og Tyskland. Figuren viser at Tyskland historisk sett har hatt høyere andel av fornybar energi i sitt drivstofforbruk, noe som trolig kan forklares ved at Tyskland er den største produsenten av biogass i Europa (HOG Energi 2012). Nedgangen i Norge fra 2010 til 2011 var det vanskelig å finne en god forklaring på. Fra 2013 til 2014 økte andelen fornybar energi i Norge betydelig. Noe av denne endringen kan trolig forklares i at antall el-biler ble mer enn fordoblet, fra omtrent 18 000 til 39 000 (SSB III 2015).



Figur 2-1: Andel av fornybar energi i drivstofforbruk til transport i Norge og Tyskland (Eurostat).

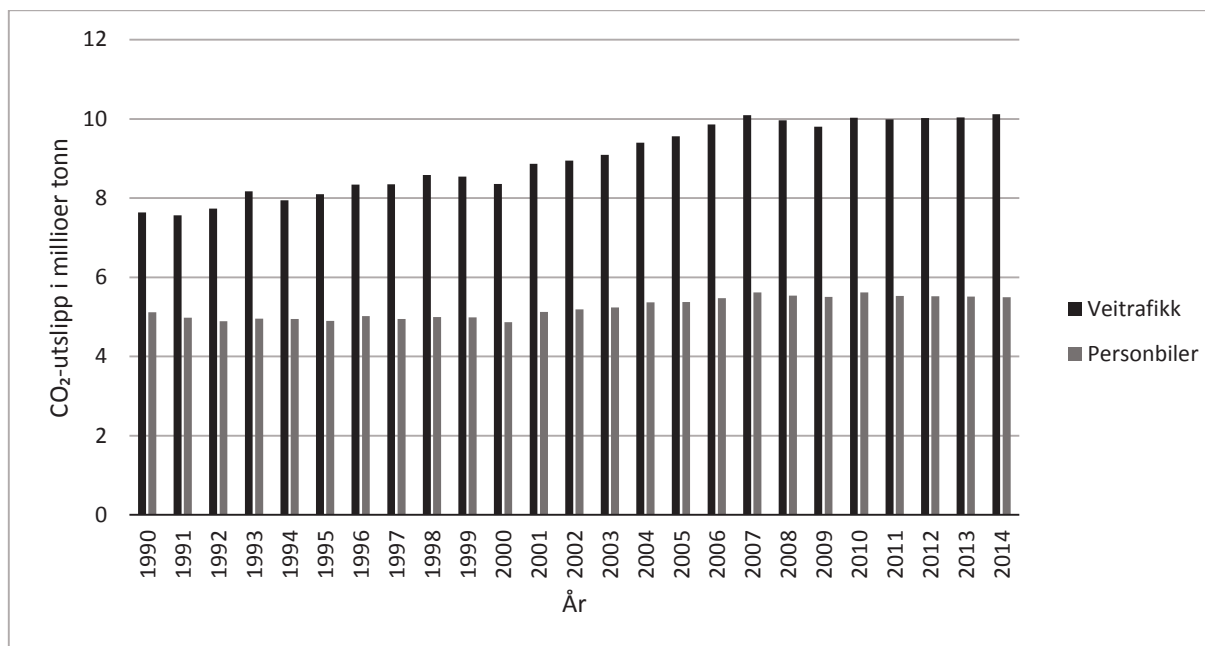
Studier gjort av Ketelaer et al. (2014) viser at elektrifisering av transportsektoren synes å være en lovende teknologi. I deres studie identifiserte de lønnsomhet i å bytte teknologi i lette nyttekjøretøyer fra forbrenningsmotorer til elektriske motorer i tysk kommersiell posttransport. Avhengig av den aktuelle produksjonsmiksen for elektrisk kraft finner de at reduksjonspotensialet for CO₂- utslipp på tidspunktet studien ble gjennomført var mellom 40-70 %, og at det fremtidige potensialet trolig vil være betydelig høyere. Ettersom daglig tilbakelagt kjørelengde for mange biler er lavere enn rekkevidden til elbiler åpner dette opp for å innføre elbiler også i andre deler av transportsektoren. Dersom man lykkes med å utvikle en teknologi som gjør det lønnsomt å bruke hydrogen som lagringsmetode for overskuddskraft fra fornybare energikilder, kan funnene i studien til Ketelaer et al. (2014) også åpne opp for bruk av hydrogenbiler.

2.1.1 Dagens utslipp fra transportsektoren (personbiler) i Norge

Siden 1990 frem til 2013 har det vært en økning på 30-40 %, både i energibruk og utslipp av klimagasser fra transport i Norge (Brunvoll & Monsrud 2013). I Norge økte personbilenes andel av det samlede innenlandske persontransportarbeidetⁱ fra 44 % i 1960 til 80 % i 1990. Fra 1990 og frem til i dag har andelen holdt seg relativt konstant. Den klart største kilden til transportutslipp av klimagasser er veitrafikk, og utgjorde i 2011 19 % av Norges samlede klimagassutslipp. I 2014 sto personbiler for rundt halvparten av klimagassutslippene i veitrafikken (figur 2-2). I all hovedsak består klimagassutslippet fra veitrafikken av CO₂.

Figur 2-2 viser CO₂- utslipp i millioner tonn fra veitrafikken totalt og for personbiler i Norge. Fra år 2000 frem til år 2007 har det vært 15 % økning i CO₂-utslippet fra personbiler i Norge, noe som blant annet hadde sammenheng med at tallet på personbiler og antall kjørte kilometer økte. Etter 2007 har imidlertid utslippene holdt seg relativt stabilt. Ved utgangen av 2014 var det registret 2 555 443 personbiler i Norge (SSB II 2014). Disse hadde et samlet utslipp på 5,5 millioner tonn CO₂ (figur 2-2).

ⁱ Transportarbeid (personkilometer): Tallet på passasjerer på én tur multiplisert med kjørt distanse (Brunvoll & Monsrud 2013).



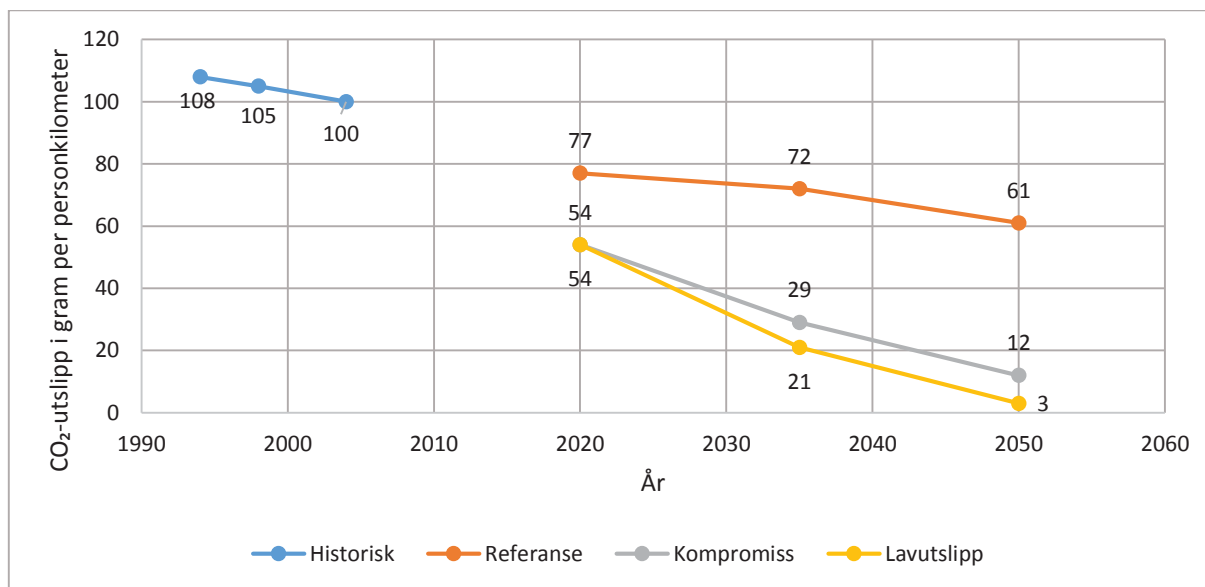
Figur 2-2: CO₂-utslipp i millioner tonn fra veitrafikken totalt og personbiler i Norge (SSB I 2015).

2.1.2 Forventet utslipp fra transportsektoren (personbiler) i Norge

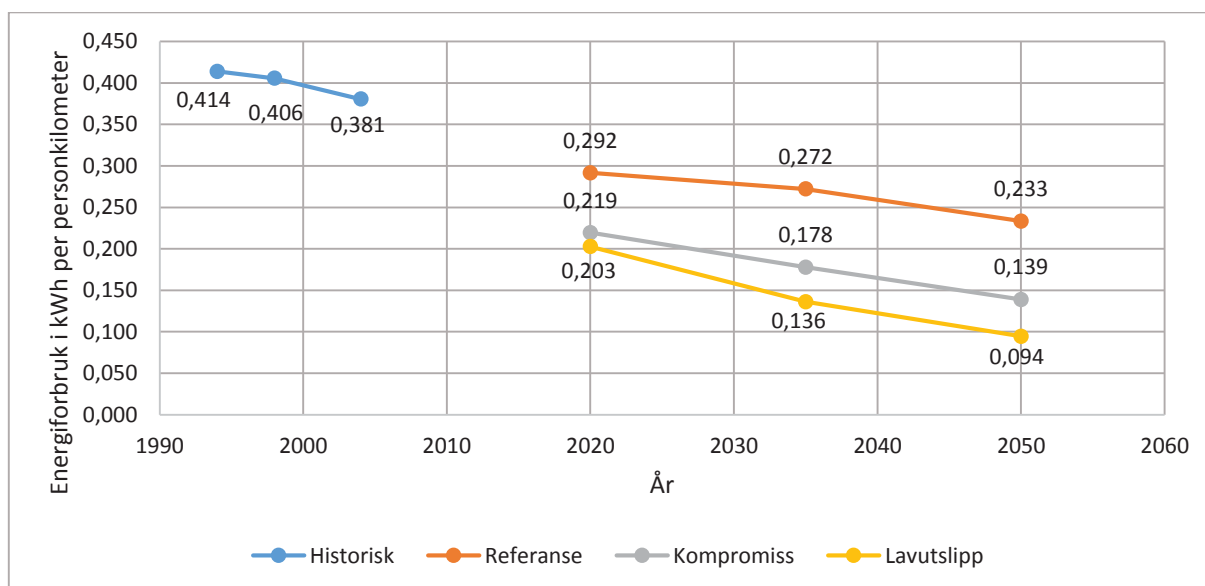
Det eksisterer et potensial for å redusere utslipp av CO₂ fra personbiler ved at de blir mindre og lettere, samt mer effektive fremdriftssystemer. I sin rapport om energieffektivisering og CO₂-utslipp for innenlands transport i perioden 1994-2050 fastslår Transportøkonomisk institutt at lette kjøretøy har størst potensial for energieffektivisering og reduksjon av direkte CO₂-utslipp (Thune-Larsen et al. 2009). I deres rapport tar de utgangspunkt i at elektriske- og hydrogenbiler ikke har noe CO₂-utslipp til tross for at produksjonen av elektrisitet i varierende grad vil medføre utslipp av CO₂.

De har utarbeidet tre scenarioer for utviklingen i CO₂-utslipp og gjennomsnittlig energibruk (i kWh) per personkilometer for personbiler perioden 1994-2050, henholdsvis figur 2-3 og figur 2-4. Referansescenarioet tar utgangspunkt i at man i 2050 har 15 % lavutslippskjøretøy og at 17 % av drivstoffet er ikke-fossilt, mens det antas en bedring i energieffektiviteten på 40 prosentpoeng. I lavutslippsscenarioet antar man at det både vil skje en innfasing av lav- og nullutslippskjøretøy og innfasing av CO₂-nøytralt drivstoff. Kombinert vil disse erstatte fossilt drivstoff. Det forutsettes at nullutslippskjøretøyene vil ha elektrisk drift og de vil derfor ikke bare få null utslipp, men også kunne redusere energiforbruket i 2050 med 50-60 % i forhold til referansescenarioet. Videre anslår de at klimapåvirkning i form av utslipp av CO₂ for lette kjøretøy som er elektrisk drevet vil få en reduksjon på 95 % i forhold til referansescenarioet.

Det siste scenariet, kompromisscenarioet, er et kompromiss mellom referansescenarioet og lavutslippsscenarioet. I dette scenarioet vil en stor del av lette kjøretøy få elektrisk fremdrift frem mot 2035. Utslippene av CO₂ vil reduseres med mellom 60 og 80 % i forhold til referansescenarioet. Som et resultat av overgangen til hel eller delvis elektrisk drift av lette kjøretøy vil energieffektiviteten øke med mellom 50 og 60 % i forhold til referansescenarioet.



Figur 2-3: CO₂- utslipp per personkilometer fra personbiler 1994-2050. Historiske data og tre scenarioer (Thune-Larsen et al. 2009).

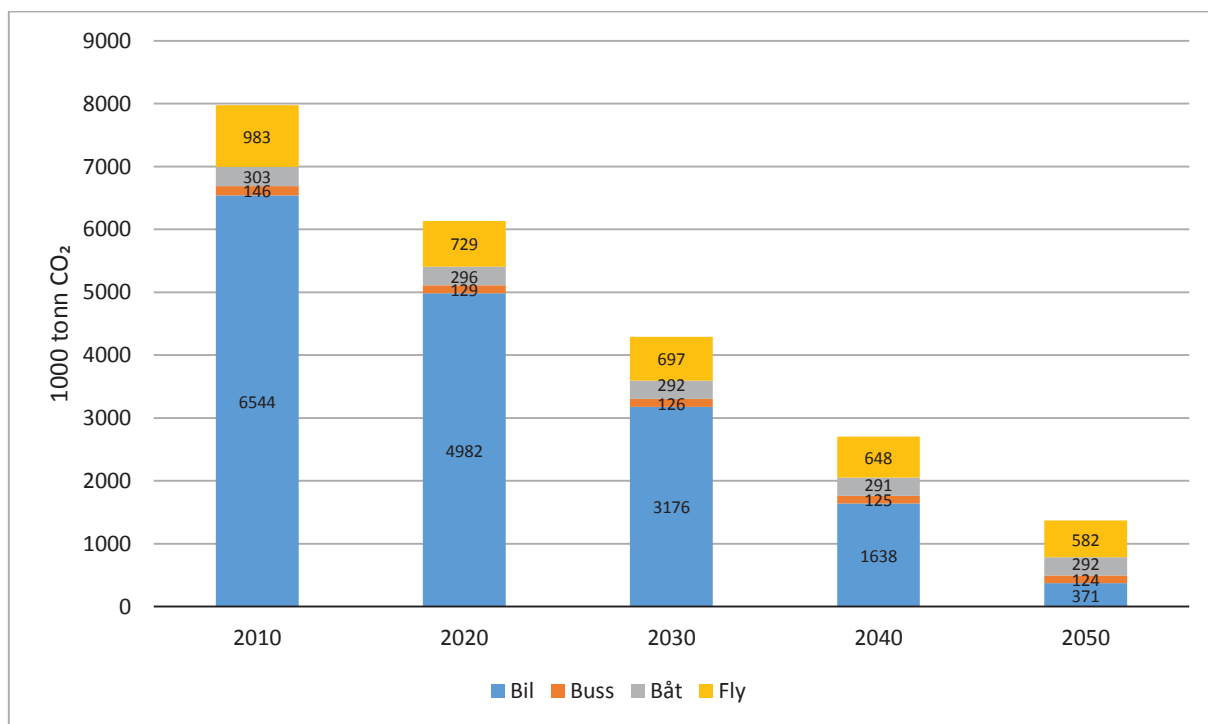


Figur 2-4: Energiforbruk i kWh per personkilometer for personbiler 1994-2050. Historiske data og tre scenarioer (Thune-Larsen et al. 2009).

I en nyere rapport, delvis basert på Thune-Larsen sine funn, har Transportøkonomisk institutt publisert nyere grove anslag for fremtidige CO₂-utslipp i transportsektoren. Potensialet for utslippsreduksjon er klart størst på persontransportsiden. Rapporten sammenligner et referansescenario (figur 2-5) basert på datidens kjente utviklingstrekk og gjeldende trender med et optimistisk lavutslippsscenario (figur 2-6) som forutsetter drastiske forbedringer i utslippsratene. I referansescenarioet forutsettes det at de teknologiske forbedringene ikke er tilstrekkelige til å oppveie for veksten i transportbehovet, noe som resulterer i 3 % økning i innenlandske CO₂-utslipp. Derimot vil innenlandske CO₂-utslipp fra persontransport reduseres med 83 % i lavutslippsscenarioet (Fridstrøm 2013). Denne utviklingen forutsetter imidlertid at forbrenningsmotorer i personbiler stort sett er faset ut i 2050 og erstattet med hybrid, el- og hydrogenbiler.



Figur 2-5: Referansescenario. CO₂-utslipp fra innenlands persontransport i Norge (Fridstrøm 2013).



Figur 2-6: Lavutslippsscenario. CO₂-utslipp fra innenlands persontransport i Norge (Fridstrøm 2013).

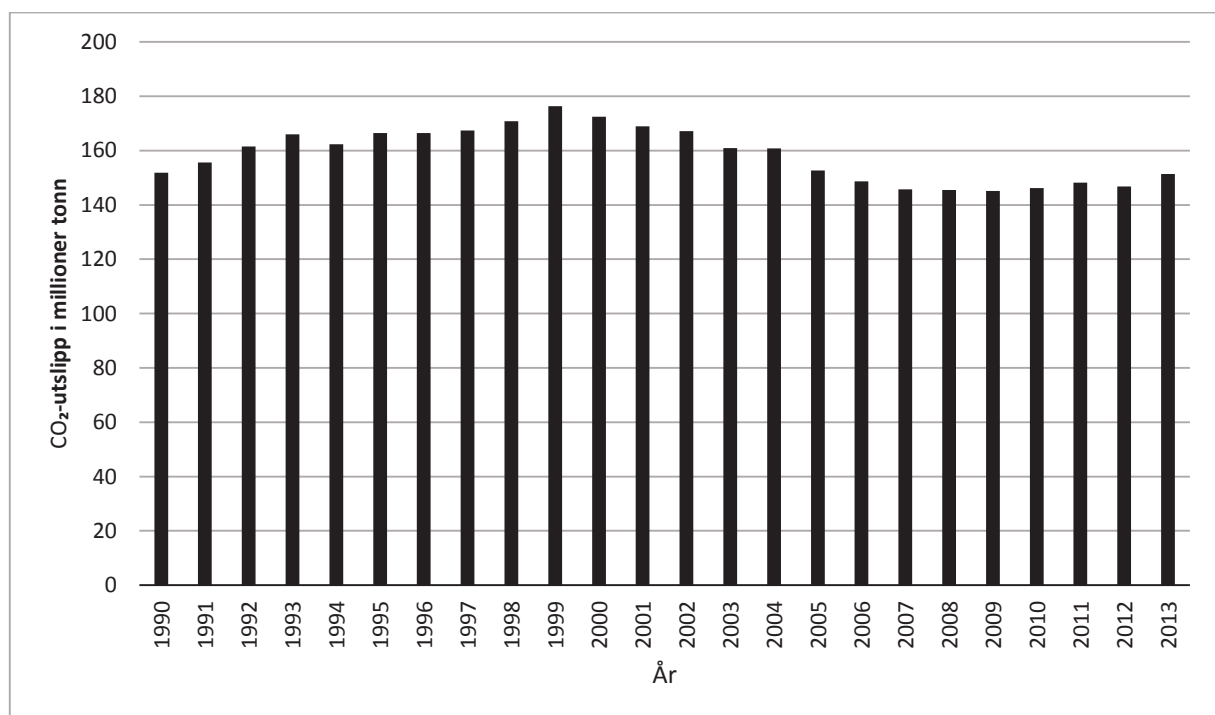
Målet med deres analyser har vært å belyse hvilken utvikling i CO₂- utslipp som kreves for å nå togradersmålet der en utslippsreduksjon på 85 % mellom 2010 og 2050 er forutsatt, fremfor å beskrive den mest sannsynlige utviklingen. I analysene i rapporten forutsettes det at politiske og teknologiske utfordringer på en eller annen måte vil bli overvunnet.

Forutsetningene under lavutslippsscenarioet er svært optimistiske og det er ikke klart hvilke virkemidler norske myndigheter skal anvende for å nå utslippsnivåene scenarioet skisserer, eller om disse virkemidlene i det hele tatt eksisterer (Fridstrøm 2013).

2.1.3 Dagens utslipp fra transportsektoren (personbiler) i EU og Tyskland

Etter 1980 har det vært en vesentlig økning av personbiler i de europeiske landene. I 1990 var det registret 163 millioner personbiler, mens det i slutten av år 2010 var registrert 239 millioner biler. Dette tilsvarer en økning på 46 % og en gjennomsnittlig årlig vekst på 3,8 millioner personbiler (Brunvoll & Monsrud 2013). Økt energieffektivitet i transportmidler og innføring av mer miljøvennlig drivstoff har ikke klart å motvirke effekten av et stadig økende transportvolum i Europa frem til i dag. Dermed har utslippene fra transport økt betydelig siden 1990.

Selv om CO₂-utslippet fra transport generelt har økt i de europeiske landene siden 1990, viser figur 2-7 at utslippet fra veitrafikken i Tyskland har holdt seg relativt stabilt i den samme perioden. Etter 1999 har det dessuten vært en svak reduksjon i utslippene. Denne trenden kan trolig delvis forklares av utviklingen for de ulike motorteknologiene vist i tabell 2-1.



Figur 2-7: CO₂-utslipp i millioner tonn fra veitrafikken i Tyskland (EEA I 2015).

Fra 2007 frem til 2014 har det blitt registrert 15,5 millioner biler i EU-28ⁱⁱ (EEA II 2014). I 2012 ble det registrert 3 082 504 nye personbiler i Tyskland, mens det totalt var registrert 42 927 647 (Hütter 2013). Tyskland er det største bilmarkedet i Europa og hadde i 2014 en andel på 24 %. Av tabell 2-1 kan vi se at gjennomsnittlig CO₂-utslipp per kilometer for personbiler i EU-28 har gått ned for alle de ulike motorteknologiene. Reduksjonen har vært særlig stor for bensinbiler siden 2005. Sammenlignet med 2010 har CO₂-utslippet fra henholdsvis diesel- og bensinbiler blitt redusert med 3,7 gram CO₂/km og 2,8 gram CO₂/km (EEA II 2014). Videre kan vi se at gapet mellom CO₂-utslipp fra diesel- og bensinbiler har blitt redusert kraftig siden år 2000. I 2000 hadde en gjennomsnittlig bensinbil et utslipp på 177,4 gram CO₂/km, hele 17,1 gram CO₂/km mer enn en diesebil. I 2014 hadde en gjennomsnittlig bensinbil et utslipp på 125,6 gram CO₂/km, bare 2,4 gram CO₂/km mer enn en diesebil.

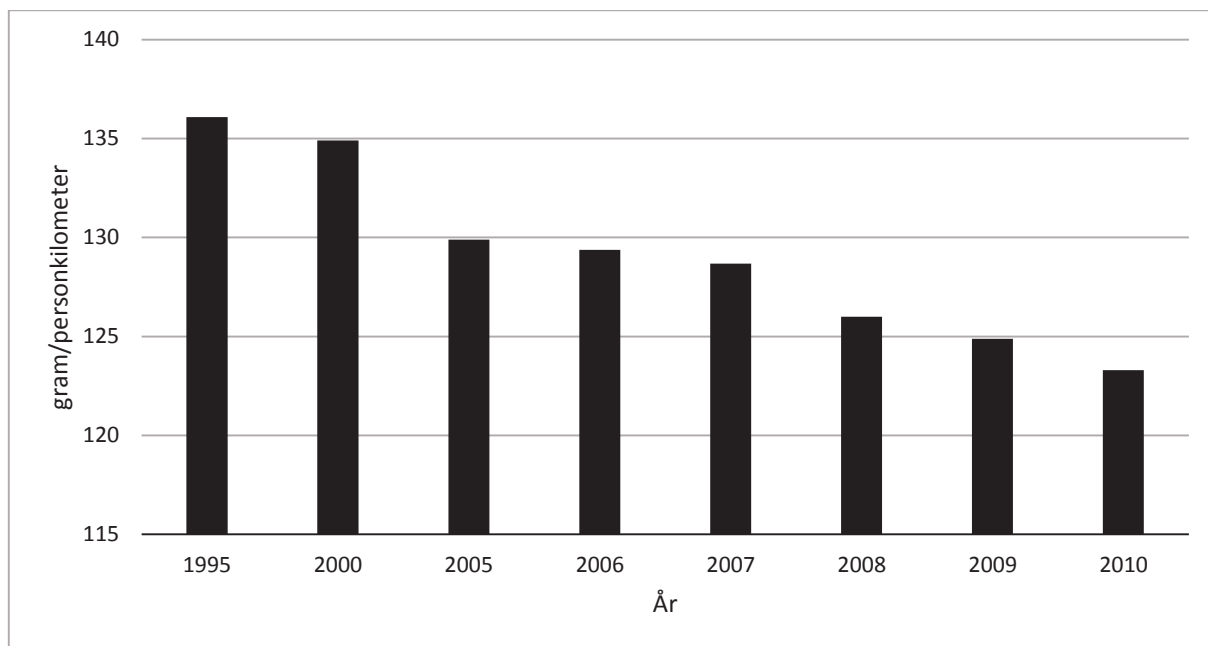
Tabell 2-1: Utviklingen i CO₂-utslipp fra nye personbiler etter type drivstoff i EU-28 (EEA II 2014).

gCO ₂ /km	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
All drivstoff	172,2	169,7	167,2	165,5	163,4	162,4	161,3	158,7	153,6	145,7	140,3	135,7	132,2	126,7	123,4
Bensin	177,4	175,3	173,5	171,7	170	168,1	164,9	161,6	156,6	147,6	142,5	137,6	133,7	128,5	125,6
Diesel	160,3	159,7	158,1	157,7	156,2	156,5	157,9	156,3	151,2	145,3	139,3	134,5	131,5	126,9	123,2
ADK ⁱⁱⁱ	208,0	207,4	179,2	164,7	147,9	149,4	151,1	140	137	125,8	126	124,7	118,5	98,3	90,8

Figur 2-8 viser at CO₂-utslippet i gram per personkilometer fra personbiler i Tyskland har blitt betydelig redusert fra 1995 til 2010. Til tross for denne utviklingen er Tyskland en av EU-medlemstatene med høyest gjennomsnittlig CO₂-utslipp per kilometer for nyregistrerte personbiler (EEA II 2014). De var dermed ikke blant de 18 EU-medlemstatene som i 2014 hadde gjennomsnittlig CO₂-utslipp fra nyregistrerte biler under EUs mål for 2015 om 130 gram CO₂/km. Hovedårsakene til dette er at bilparken i Tyskland er preget av tyngre biler med høyere ytelse enn den gjennomsnittlige bilen i EU-28.

ⁱⁱ EU-28: EU-15 og EU-13. EU-13: Bulgaria, Kroatia, Kypros, Tsjekkia, Estland, Latvia, Litauen, Malta; Polen, Romania, Slovakia, Slovenia, Ungarn. EU-15: Belgia, Danmark, Finland, Frankrike, Hellas, Irland, Italia, Luxembourg, Nederland, Portugal, Spania, Sverige, Storbritannia, Tyskland og Østerrike.

ⁱⁱⁱ ADK, Alternative drivstoffkjøretøyer. For beregning av gjennomsnittlig CO₂-utslipp er ren elektrisk, flytende petroleumsgass, naturgass, etanol (E85), biodiesel og plug-in-hybridbiler (diesel-elektrisk og bensin-elektrisk) inkludert.



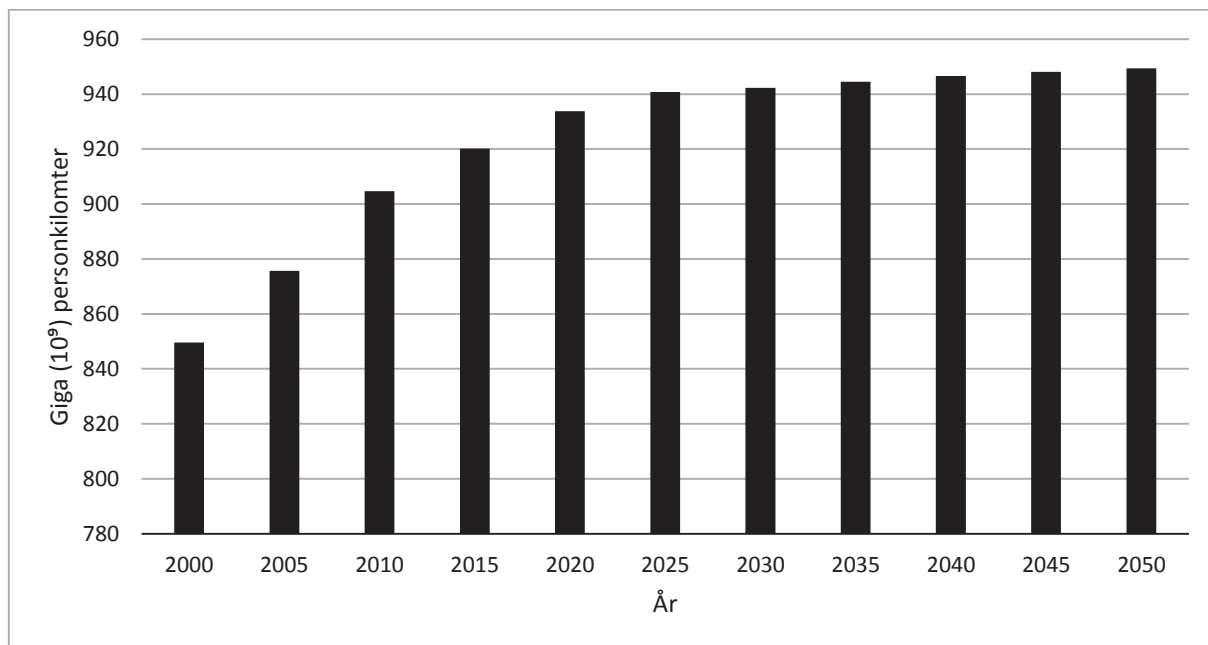
Figur 2-8: CO₂-utslipp i gram per personkilometer fra personbiler i Tyskland (Umweltbundesamt 2012).

2.1.4 Forventet utslipp fra veitrafikken (personbiler) i EU og Tyskland

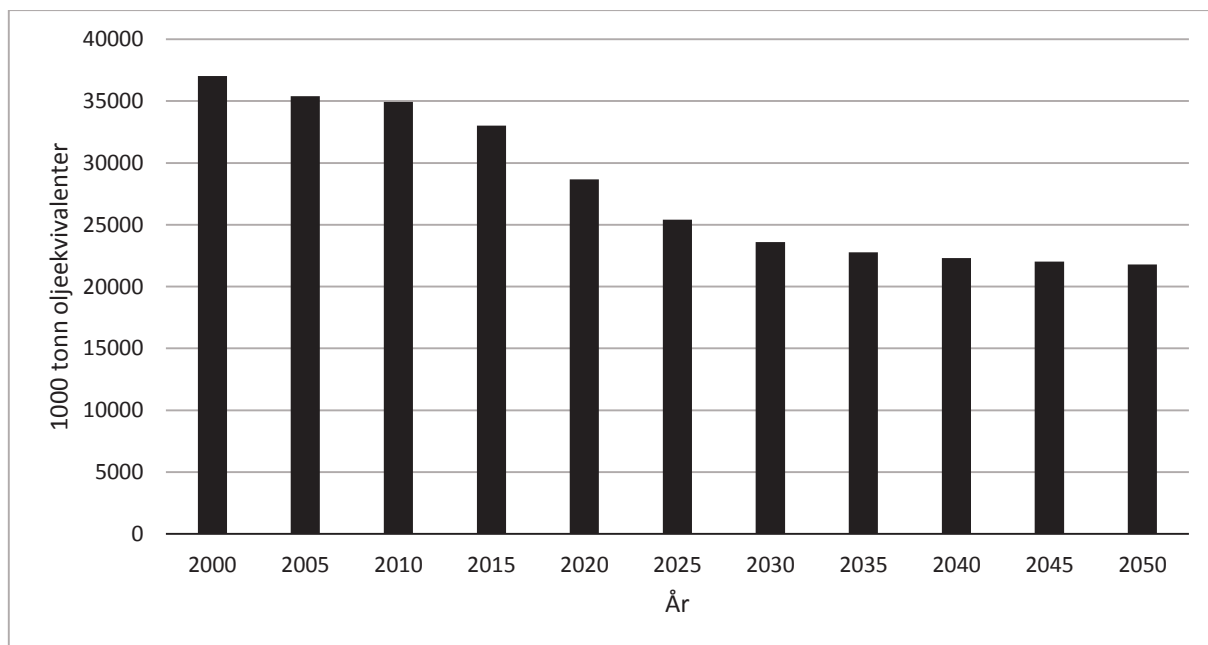
Det er ventet at personbiltransporten skal gå ned i Europa etter 2030. Dette til tross for at aktiviteten i persontransporten skal fortsette å vokse frem mot 2050 (Capros et al. 2013). Med utgangspunkt i deres referansescenario anslår Capros et al. (2013) at personbiler vil stå for 67 % av total persontransport i 2050. I sine beregninger har de kommet frem til at personbilandelen vil reduseres med 7 prosentpoeng mellom 2010 og 2050 og forklarer nedgangen med at bilholdet i EU-15 er nært metningsnivået, økning i fossile drivstoffpriser og aldring av EUs befolkning. Videre finner de at veitransportandelen (buss, motoriserte tohjulinger og personbiler) av total andel persontransport vil reduseres fra 84 % i 2010 til 76 % i 2050.

Som vi kan lese av figur 2-9 er det ventet at antall personkilometer fra personbiler og motorsykler i Tyskland skal øke frem til 2025, for deretter å flate ut. Imidlertid vil energietterspørselen fra personbiler og motorsykler reduseres med henholdsvis 19 % i 2020 og 33 % i 2030 sammenlignet med nivået i 2005 (figur 2-10). Videre viser figur 2-10 at etterspørselen etter energi fra personbiler og motorsykler forventes å stabilisere seg etter 2030. Denne utviklingen har sammenheng med rapportens anslag om at for personbiltransport vil energieffektiviteten til kjøretøyene forbedre seg med 21 % innen 2020

og 35 % innen 2030 i forhold til 2005. Etter 2030 forventes også energieffektiviteten til kjøretøyene å stabiliseres seg.



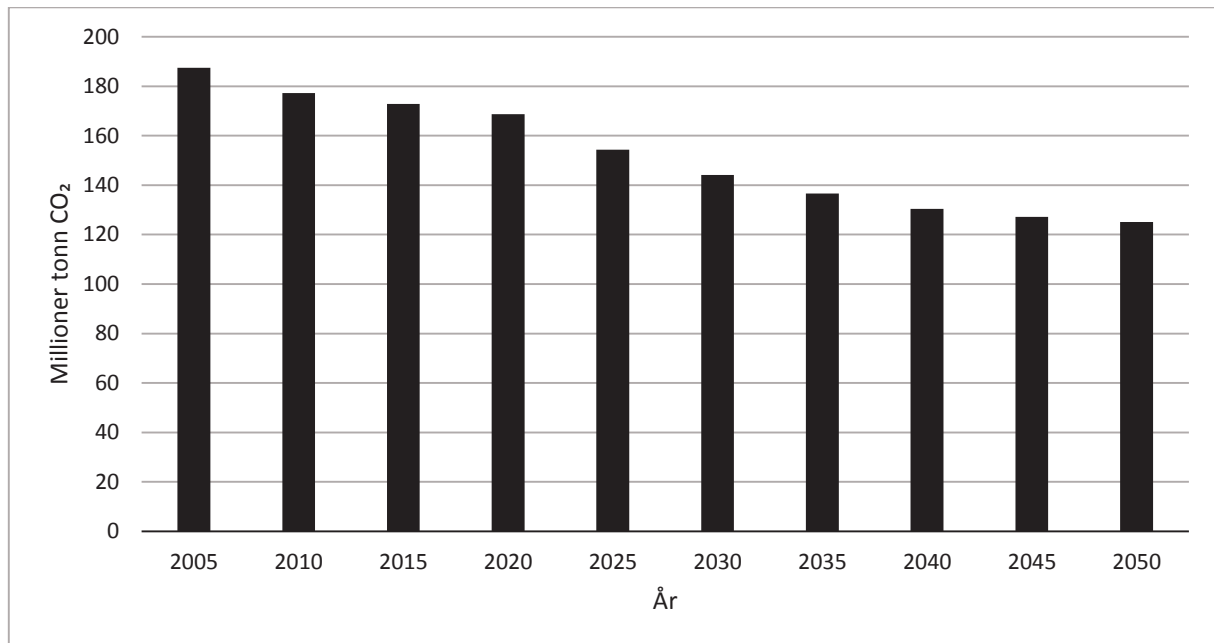
Figur 2-9: Persontransport (personbiler og motorsykler) i Tyskland (Capros et al. 2013).



Figur 2-10: Historisk og forventet energietterspørsel fra personbiler og motorsykler i Tyskland (Capros et al. 2013).

Mellom 1990 og 2010 hadde CO₂-utslipp fra passasjertransport i Tyskland en nedgang på 15 % og per reiste kilometer ble CO₂-utslippet redusert med 20 % (Buehler 2014). I sine

analyser, fremstilt i figur 2-11, finner Capros et al. (2013) at CO₂-utslippet for hele transportsektoren i Tyskland vil reduseres med 33 % fra 2005 til 2050. Figuren illustrerer at det vil være en relativt jevn nedgang i CO₂-utslipp fra transportsektoren fra 2005 til 2050.



Figur 2-11: CO₂-utslipp fra transportsektoren i Tyskland (Capros et al. 2013).

For å bedre drivstofføkonomien og redusere utslippet fra biler solgt i det europeiske markedet satte EU obligatoriske mål for nye biler. Som nevnt ovenfor krevde disse målene at nye biler registrert i EU ikke avga mer enn 130 gram CO₂ per km i 2015 (European Commission II 2016). Videre har Europaparlamentet og Rådet for Den europeiske union inngått en avtale som innebærer et regelforslag om at nye biler solgt fra 2021 ikke skal ha et CO₂- utslipp som overstiger 95 gram CO₂ per km (ICCT 2014). Disse målene representerer reduksjoner på 18 og 40 % for henholdsvis 2015 og 2021 sammenlignet med gjennomsnittsutslippet fra bilparken på 158,7 gram per km i 2007. I en studie om et teknologisk og økonomisk realistisk reduksjonspotensial i CO₂- utslipp fra personbiler og lette nyttekjøretøy finner Institut für Kraftfahrzeuge at CO₂- utslippet per km vil ligge et sted mellom 77 og 86 gram i 2025, mens et tilsvarende realistisk reduksjonspotensial for 2030 vil ligge mellom 66 og 81 gram CO₂ per km (IKA 2014).

2.2 Elektrolyse av vann

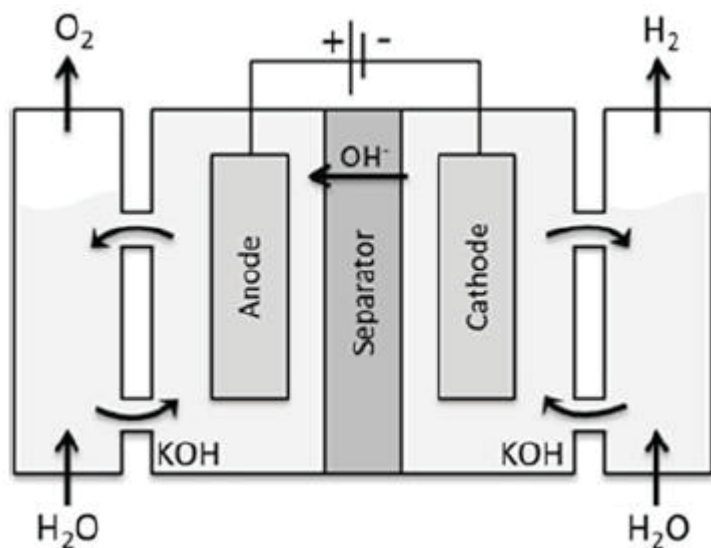
Variasjoner i kraftproduksjonen fra fornybare energikilder krever distribusjonssystemer med høy kapasitet og lagringsmuligheter. Konseptet Power-to-gas kan løse utfordringene knyttet

til variabel fornybar kraftproduksjon ved å konvertere elektrisk kraft via elektrolyse av vann til hydrogengass som kan lagres.

Hydrogen produseres via elektrolyse der vann spaltes til hydrogen og oksygen. En senker en katode og en anode ned i vann og tilfører vannet elektrisk energi. Den elektriske strømmen splitter vannmolekylet og de negative hydrogenatomene trekkes mot katoden, og de positive oksygenatomene mot anoden. Figur 2-12 viser en skjematisk fremstilling av prosessen ved alkalisk elektrolyse. Dersom energien er fra fornybare energikilder, har produksjonskjeden null utslipp av klimagasser.



Dette er den motsatte reaksjonen av hva som skjer i en brenselcelle.



Figur 2-12: Skjematisk fremstilling av prosessen ved alkalisk elektrolyse (Lehner et al. 2014).

2.2.1 Hydrogen som drivstoff

Det produseres mer enn 50 millioner tonn hydrogen på verdensbasis hvert år (DOE I 2013). Hydrogen brukes til produksjon av gjødsel, kjemikalier, oljeraffinering og som rent-brennende transportbrensel. Hittil har hydrogen nesten utelukkende blitt brukt som råstoff innenfor raffinering og kjemisk industri, ikke som energibærer (IEA II 2015). Nesten 96 % av alt hydrogen kommer fra fossilt brensel. Anslagsvis står dampreforming av naturgass for 49 % av verdens hydrogenproduksjon, etterfulgt av 29 % fra flytende hydrokarboner, 18 % fra kull og 4 % fra elektrolyse og andre biproduktkilder for hydrogen (IHS 2015). Hydrogen

kan imidlertid også fremstilles fra fornybare ressurser som vann og biomasse. I dag er hydrogen produsert via elektrolyse dyrere enn dampreforming. Virkningen av læring kan imidlertid føre til at denne prosessen blir billigere i fremtiden. Dette blir beskrevet nærmere i kapittel 2.2.3.1. De tre største produsentene av hydrogen i dag er USA, Sør-Korea og Japan (DOE II 2016).

Energiinnholdet per kg hydrogen er ca. 3 ganger høyere enn i bensin. Energitettheten for hydrogen per volum er imidlertid mye lavere, ca. 1,5 kWh/liter i komprimert gassform (under 700 bar trykk). Energitettheten for bensin er 9,1 kWh/liter og for diesel er den 10,1 kWh/liter (Fornybar II). Dette innebærer at den volumetriske energitettheten til hydrogen er kun ca. $\frac{1}{4}$ av energitettheten til dagens viktigste drivstoff, bensin og diesel. Den lave volumtettheten gjør dermed lagring til en av de største utfordringen ved bruk av hydrogen som energibærer, spesielt til transportformål. I dag finnes det tre mulige løsninger for å lagre hydrogen i en bil, som trykksatt gass, flytende hydrogen ($-253\text{ }^{\circ}\text{C}$) eller i hydrogenabsorberende materialer som absorberer hydrogenet under trykk eller temperatur (Tie & Tan 2013).

Selv om de første hydrogenbilene ble utviklet på 1960- tallet er det først de siste 10 årene at bilprodusenter har annonsert lansering av brenselcellebiler. Som et resultat av integreringen av variabel fornybar energi har det i Tyskland blitt lansert, planlagt og annonsert et økende antall hydrogenbaserte demonstrasjonsprosjekter for storskala energilagring. På samme måte har Japan forsket på muligheter for å lagre store mengder hydrogen ved hjelp av kjemiske hydrid og er i dag ledende på stasjonær anvendelse av brenselcelleteknologi (IEA II 2015).

I en brenselcelle omformes drivstoffet gjennom en elektrokjemisk prosess. Hydrogenets kjemiske energi konverteres til elektrisitet og varme, mens restproduktet er vann. Prosessen baserer seg på en reaksjon mellom oksygen og hydrogen, der en elektrokjemisk celle fremstiller elektrisk strøm direkte fra reaksjonen mellom oksygen- og hydrogengass. Dersom energien fra en brenselcelle skal brukes til mekanisk arbeid eller drift av elektriske apparater representerer brenselcellen en langt mer effektiv omformingsteknologi enn en forbrenningsmotor. Mens en forbrenningsmotor gjerne har en virkningsgrad på 17-35 %, har en brenselcelle en teoretisk øvre grense på 100 % (Holtebekk 2014). Det nåværende stadium

til en brenselcelle er en virkningsgrad på 43-60 %. Tabell 2-2 gir en oversikt over nåværende ytelser for hydrogensystemer i transportsektoren.

Tabell 2-2: Nåværende ytelser for hydrogensystemer i transportsektoren (IEA II 2015).

Anvendelse	Energikapasitet	Energieffektivitet	Investeringskostnad	Levetid	Modenhet
Brenselcelle-biler	80-120 kW	Tank-til-hjul effektivitet 43-60 % (HHV ^{iv})	60 000 - 100 000 \$	150 000 Km	Tidlig i markedet
Hydrogen-stasjoner	200 kg/dag	ca. 80 % ved kompresjon til 70 MPa	1 500 000 - 2 500 000 \$	-	Tidlig i markedet
Tankbiler (gass)	Opp til 1 000 kg	ca. 100 % (uten kompresjon)	1 000 000 \$ (\$ 1000 pr. kg nyttelast)	-	Moden
Tankbiler (væske)	Opp til 4 000 kg	0,3 % tap pr. dag	750 000 \$	-	Moden

I all hovedsak er brenselcellebiler elektriske kjøretøy som bruker hydrogen oppbevart i en trykktank og en brenselcelle for kraftproduksjon. Hydrogengass kjøres fra bilens tank gjennom en brenselcelle, der den reagerer med oksygen, og danner elektrisk energi som driver kjøretøyets elektriske motor. Det finnes flere typer brenselceller. I dag er det protonutvekslingsmembran- brenselcellen (PEMFC eller PEM) som hovedsakelig benyttes i transportsektoren. Brenselcellebiler kan også ses på som en hybridbil siden bremseenergien gjenvinnes og lagres i et batteri i bilen. Elektrisk strøm fra batteriet brukes for å redusere topplasten fra brenselcellen under akselerasjon og for å optimalisere driftseffektiviteten. Ved å både være elektriske og hybridbiler kan brenselcellebiler dra nytte av teknologisk utvikling i begge teknologiene siden de har flere deler felles med disse. Tabell 2-3 viser dagens eksisterende flåte av brenselcellebiler og tidligere annonserte mål for 2015 og 2020.

Tabell 2-3: Dagens eksisterende flåte av brenselcellebiler og tidligere annonserte mål for 2015 og 2020 (IEA II 2015).

Land/region	Dagens brenselcellebiler	Planlagte brenselcellebiler på veien	
		2015	2020
Europa	192	5 000	350 000
Japan	102	1 000	100 000
Sør-Korea	100	5 000	50 000
USA	146	ca. 300	ca. 20 000

^{iv} HHV: higher heating value

Dagens brenselcellebiler er fylt med hydrogengass med trykk på 350-700 bar.

Drivstofforbruket er ca. 1 kg hydrogen per 100 km og dagens demonstrasjonsbiler har en rekkevidde på 500-650 km (IEA II 2015). Kjøreegenskapene til brenselcellebiler kan sammenlignes med konvensjonelle biler og tiden for tanking er omtrent den samme (3-4 minutter). Imidlertid kan brenselcellebiler levere den samme mobiliteten som konvensjonelle biler med mye lavere karbonutslipp gitt at hydrogenproduksjonen via elektrolyse er fra fornybare energikilder.

Et kritisk element i drivstofforsyningskjeden til brenselcellebiler er fyllestasjoner. For å kunne møte forbrukernes interesser må fyllestasjonene være mange og tett nok. Fyllestasjonene kan være utelukkende for hydrogen eller som en del av en bensinstasjon. Oppsettet av en hydrogenstasjon er bestemt av daglig etterspørsel, type hydrogenlagring i kjøretøyet (trykk, gass/væske) og måten hydrogenet blir levert til, eller produsert på stasjonen (IEA II 2015). Valg av størrelse på stasjonen er et resultat av forventet etterspørsel ved den enkelte stasjon. Mens en stasjon med en kapasitet på 50-100 kg/dag vil dekke etterspørselen i begynnelsen vil det kanskje være behov for en kapasitet opp mot 2 000 kg/dag etter hvert som markedet modnes. Små stasjoner kan være basert på gass levert med tankbil, mens stasjoner større enn 500 kg vil være avhengig av flytende hydrogen levert med tankbil eller rørledninger dersom ikke hydrogenet produseres på stedet (IEA II 2015). Tabell 2-4 viser eksisterende offentlige fyllestasjoner og tidligere annonserte mål for 2015 og 2020.

Tabell 2-4: Eksisterende offentlige fyllestasjoner og tidligere annonserte mål for 2015 og 2020 (IEA II 2015).

Land/region	Eksisterende fyllestasjoner	Planlagt antall fyllestasjoner	
		2015	2020
Europa	36	ca. 80	ca. 430
Japan	21	100	> 100
Sør-Korea	13	43	200
USA	9	>50	>100

2.2.2 Teknologier for elektrolyse

Elektrolyse er forbundet med tap. Energiinnholdet i hydrogenet som produseres er lavere enn mengden av den elektriske energien som gikk med i produksjonen. De tre viktigste nåværende teknologiene for elektrolyse av vann er alkalisk, PEM (polymer electrolyte

membran) og SOEC (solid oxide electrolysis cell). I dag er alkaliske elektrolysører tilstrekkelig utviklet for å produsere hydrogen fra fornybare energikilder og er kommersielt tilgjengelig. PEM elektrolysører er også kommersielt tilgjengelige, men kostnaden er høy og teknologien er mer passende for småskala produksjon (Ursua et al. 2012). De viktigste tekniske forskjellene mellom de tre teknologiene er driftstemperatur, strømtetthet^v, materialbruk, pH- verdien, type elektrolytt og sammensetningen av systemene. Tabell 2-5 gir en oversikt over de viktigste parameterne for de ulike teknologiene. I de neste kapitlene presenteres de tre teknologiene nærmere.

Tabell 2-5: Parametere for de viktigste vannelektrolyseteknologiene.

	Alkalisk	PEM	SOEC
Ion elektrolytt	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻
Strømtetthet (ampere/cm ²)	<0,5	>1	<0,3
Cellespenning (V)	>1,9	>1,8	>1
Temperatur (°C)	70-90	60-80	600-1000
Driftstrykk (bar)	<30	<200	<25
Effektivitet (i % ved HHV)	60-80	65-80	>90
Spesifikt elektrisitetsforbruk (kWh/Nm ³)	>4,6	>4,8	<3,2
Laveste last (% av nominell last ^{vi})	30-40	0-10	-
Overbelastning (% av nominell belastning)	<150	<200	-
Kapasitet (Nm ³ H ₂ /h)	<760	<42	<5
Celleareal (m ²)	<4	<0,3	<0,01
Investeringskostnad (€/kW)	1000-1200	1860-2320	-
Levetid (timer)	<90 000	<60 000	1000
Modenhet	Moden	Tidlig i markedet	FoU-stadiet

2.2.2.1 Alkalisk

Alkalisk elektrolyse av vann er en moden teknologi og utgjør i dag den mest utbredte teknologien av elektrolysører på et kommersielt nivå over hele verden (Carmo et al. 2013). De er i dag standardsystemer for industriell storskala elektrolyse (Lehner et al. 2014). Produksjonskapasiteten til dagens kommersielle elektrolysører strekker seg fra 1-760 Nm³ H₂/time og driftstemperaturen er mellom 70-90 °C (Bertuccioli et al. 2014). De største anleggende, som består av flere enkeltsystemer, har total kapasitet på over 10 000 Nm³/time. Hydrogenets renhet er generelt minimum 99,5 % (Lehner et al. 2014). Effektiviteten til systemene avhenger av størrelse og valg av nivå for renhet og trykk.

^v Strømtetthet er antall ampere per cm² eller m².

^{vi} Nominell last: den tyngste belastningen utstyret er designet for å håndtere.

Systemeffektiviteten ved higher heating value (HHV) av hydrogen varierer i området 60-80 %. Elektrolysører som drives ved atmosfærisk trykk er litt mer effektive enn trykksatte elektrolysører. Denne forskjellen avtar med økende systemstørrelse. Alkaliske elektrolysører kan operere i området fra 20-100 % av merkeeffekt^{vii}. Konvensjonelle alkaliske elektrolysører har ofte lange oppstartstider (minutter til timer), avhengig av om de starter fra stand-by modus eller har kald oppstart. Dette gjør at de kan ha vanskeligheter med å følge raske svingninger i elektrisitetstilførselen (Lehner et al. 2014).

Fordelene med alkalisk elektrolyse er den påviste levetiden, modenhet, tilgjengelighet, ikke noe innhold av platinametaller og relativt lave kostnader (Lehner et al. 2014). Teknologien er pålitelig og har per dags dato lenger levetid enn PEM og SOEC- elektrolysører (Ursua et al. 2012). Lave nedbrytningshastigheter gjør at alkaliske elektrolysører kan operere i titusenvs av timer. Etter ca. 10 år trenger systemet en større overhaling. Alkalisk elektrolyse har lavere effektivitet enn både PEM og SOEC- elektrolysører og har dermed høyere elektrisitetskostnader. Hovedutfordringene med alkaliske elektrolysører er i dag lavt lastområde, lav maksimum strømtetthet og lavt driftstrykk (Carmo et al. 2013). Strømtettheten påvirker systemets størrelse og produksjonskostnader (Lehner et al. 2014). Likevel har teknologien de siste årene opplevd betydelige fremskritt. På den ene siden har effektiviteten blitt forbedret med sikte på å redusere driftskostnadene i form av elektrisitetsforbruk. På den annen side har strømtettheten under drift økt for å redusere investeringskostnadene (Ursua et al. 2012).

Investeringskostnadene for alkaliske elektrolysører avhenger i all hovedsak av systemets størrelse og driftstrykket. Grove anslag viser at trykksatte systemer er 20-30 % dyrere i forhold til atmosfæriske systemer. Å øke kapasiteten til elektrolyseren fra kW til MW har vist seg å resultere i en reduksjon av investeringskostnadene med en faktor på 2,5-3 (Lehner et al. 2014).

Ifølge Lehner et al. (2014) må videre forskning utføres før alkalisk elektrolyse kan bli fullt kompatibelt med Power-to-Gas. Det er forventet at teknologien i fremtiden vil oppleve en reduksjon i kostnadene som en konsekvens av økt produksjonsvolum (Aricò et al. 2016).

^{vii} Merkeeffekten er den maksimale effekten elektrolyseren kan levere.

Videre er det generelt antatt at kostnadsreduksjoner i fremtiden i all hovedsak vil bli drevet av stordriftsfordeler fremfor utvikling av bestemte komponenter (Lehner et al. 2014).

2.2.2.2 PEM

Selv om PEM- elektrolysører representerer den nest viktigste elektrolyseteknologien, er den ansett som en av de mest lovende teknologiene for produksjon av hydrogen med høy renhetsgrad fra fornybare energikilder som vind, PV- solcelleteknologi og vannkraft (Aricò et al. 2016). Den er generelt mindre utviklet enn alkaliske systemer og er frem til nå hovedsakelig brukt til småskala nisjeprojekter (Lehner et al. 2014). Et unntak er et system utviklet av Siemens med kapasitet på opptil 6 MW installert i Energiepark Mainz.

Effektiviteten til PEM-elektrolysører er i området 65-80 % ved HHV, mens produksjonskapasiteten til kommersielt tilgjengelige systemer er vanligvis 1-42 Nm³/time. Driftstemperaturen er mellom 60-80 °C. Videre er renheten til hydrogenet som produseres minst 99,99 %. PEM- systemer kan brukes svært dynamisk og kan operere i nesten hele området av 0-100 % av merkeeffekt (Lehner et al. 2014). Dessuten kan den følge flukturasjoner i strømtilførselen innenfor 100 ms.

Teknologien kjennetegnes av høy effektivitet og høy strømtetthet ved moderate temperaturer. PEM- elektrolysører kan operere med høyere strømtetthet enn de alkaliske, noe som reduserer driftskostnadene og potensielt de totale kostnadene (Carmo et al. 2013). Imidlertid har teknologien høye kostnader som følge av katalysatorer av edelt metall, perfluorente membraner og bipolare titanplater (Aricò et al. 2016). Høye anvendte spenninger ved høye strømtettheter begrenser valget av materialer til cellekomponentene til knappe og dyre materialer, noe som gjør utviklingen av nye cellestack-materialer utfordrende (Lehner et al. 2014).

Foreløpig er det få selskaper som produserer PEM- elektrolysører. Hovedårsakene til dette er teknologiens begrensede produksjonskapasitet, kort levetid og relativt høye investeringskostnader (Ursua et al. 2012). De viktigste svakhetene ved teknologien er krevende oppskaleringprosedyrer grunnet høy systemkompleksitet, begrenset tilgjengelighet og dyre materialer som fører til høye kostnader. Ifølge Lehner et al. (2014) er investeringskostnadene for PEM minst to ganger høyere enn for alkaliske elektrolysører,

mens reduksjonspotensialet er større. Skal man imidlertid sammenligne disse teknologiene direkte bør man ta i betraktning systemstørrelser, trykknivåer og teknologistatus.

Størrelsen på PEM- systemer har økt betydelig de siste årene. Flere leverandører har annonsert at de vil levere systemer i MW- størrelsen de kommende årene (Lehner et al. 2014). Teknologien er kompatibel med Power-to-Gas og er på vei til å bli en seriøs konkurrent til alkaliske elektrolysører. Det er ventet at kostnaden for teknologien vil bli redusert i fremtiden som en følge av teknologisk nyskapning (Aricò et al. 2016).

2.2.2.3 SOEC

Skal det igangsettes massiv hydrogenproduksjon fra fornybare energikilder kreves det elektrolysører som har høyere produksjonskapasitet enn dagens teknologi (Ursua et al. 2012). Ønske om å redusere behovet for elektrisitet ved elektrolyse er den viktigste årsaken til økende interesse for SOEC. SOEC- elektrolysører har, blant annet ved bruk av høytemperert varme som reduserer behovet for elektrisitet, høyere effektivitet enn alkaliske- og PEM- elektrolysører (Ridjan et al. 2014). Energitilførselen kan enten fullt ut leveres av elektrisitet eller delvis av en ekstern høytemperert varmekilde. Videre er elektrisitetsforbruket for SOEC- elektrolysører ca. 3,2 kWh/Nm³ H₂ og effektiviteten er over 90 %. Siden teknologien krever svært høye temperaturer (600 – 1000 °C), er den mest attraktiv når varmekilder med høy temperatur er tilgjengelig. Den har derfor vært nevnt i sammenheng med kjernekraftverk, men også fornybare energikilder som geotermisk energi (Ursua et al. 2012). Ulempen med slike høye temperaturer er at det forårsaker rask nedbryting av cellekomponentene. Derfor er dagens forskning rettet mot systemer som kan drives ved lavere temperaturer (500-700 °C) (Lehner et al. 2014).

Grunnet sin høye driftstemperatur er SOEC- systemer reversible. Derfor kan de fungere som brenselceller og på den måten bedre muligheten for balansering av energisystemet. Dessuten kan enkelte enheter brukes til å redusere CO₂ til CO gjennom elektrokjemiske prosesser (Ridjan et al. 2014). I denne prosessen blir H₂O og CO₂ sammen redusert til en blanding av H₂ og CO, noe som gir grunnlaget for ulike brennstoffer, gjødningsmidler, løsemidler og syntetiske materialer (Lehner et al. 2014).

Selv om den høye temperaturen bidrar til å redusere spenningen og øker frekvensen av elektrokjemiske reaksjoner, er teknologien forbundet med utfordringer knyttet til stabilitet

av materialene og forseglingsproblemer (Holladay et al. 2009). Teknologien har vesentlig høyere kapitalkostnader sammenlignet med alkaliske- og PEM- elektrolysører, blant annet fordi storskala produksjon ennå ikke er tilgjengelig.

Til tross for at SOEC- elektrolysører viser et stort potensial er teknologien fortsatt under FoU- stadiet og har ennå ikke blitt kommersialisert. I dag er de fleste SOEC- elektrolysører på laboratoriumstadiet med maksimale effektnivåer i kW- størrelsen (Lehner et al. 2014). Det har blitt rapportert at det vil ta 10 år før teknologien er fullt tilgjengelig (Ursua et al. 2012). Derfor kan alkaliske- og PEM- elektrolysører være en mulig overgangsløsning til utviklingen av SOEC- teknologien har kommet lenger.

2.2.3 Produksjonskostnader

Investeringskostnader eller kapitalkostnader for en elektrolyser er kostnader som påløper én gang i forbindelse med installasjonen av elektrolyseren, og inkluderer design og kostnader i forbindelse med planlegging. Investeringskostnaden kan uttrykkes i euro eller NOK per installert elektrisk effekt (NOK/kW eller €/kW). Det er vanskelig å sammenligne investeringskostnadene for ulike elektrolysører da dette krever at de har samme virkningsgrad, noe som sjelden er tilfellet (Bessarabov et al. 2015). Derfor er det vanlig å referere investeringskostnaden til den nominelle hydrogenproduksjonen fra modulen eller systemet, €/Nm³H₂ i timen eller €/kgH₂. Produksjonskostnadene for hydrogen innebærer alle kostnadene som påløper ved å produsere en enhet hydrogen ved installasjonen. Dette er trolig den viktigste indikatoren for sluttbrukere når de skal gi en økonomisk evaluering av elektrolyseren sammenlignet med andre teknologier for hydrogenproduksjon.

Hovedkomponentene i kostnadene ved hydrogenproduksjon er investeringskostnader, elektrisitetskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader (Bessarabov et al. 2015). I en situasjon der elektrolyseren kjøres kontinuerlig, noe som resulterer i høy årlig belastning, vil produksjonskostnadene være dominert av kostnaden på elektrisitet, mens kapitalkostnadene vil være av mindre betydning. Dermed er virkningsgraden svært viktig da det avgjør behovet for elektrisitet.

Ifølge en studie gjort av National Renewable Energy Laboratory i 2009 står elektrisitetskostnader for desentraliserte og sentraliserte elektrolysører for henholdsvis 79 % og 76 % av de samlede kostnadene ved hydrogenproduksjon (Stolten & Scherer 2013). I

delar av analysene i denne oppgaven skal elektrolysøren kun kjøres deler av året. I en slik situasjon vil kapitalkostnadene i større grad drive kostnadene for hydrogenproduksjon.

Tabell 2-6 gir en oversikt over forventet utvikling i elektrisitetsforbruk per kg hydrogen for alkaliske og PEM- elektrolysører. Tallene for effektivitet er gitt som nominell effektivitet ved fullast. Raden variasjonsområde representerer «worst case» og «best case» scenarier av ulike mål for optimalisering, mens raden gjennomsnitt representerer en mer gjennomsnittlig utvikling.

Tabell 2-6: Effektivitet i form av kWh per kg hydrogen produsert (Bertuccioli et al. 2014).

Elektrisitetstilførsel			2014	2015	2020	2025	2030
kWh/kgH ₂	Alkalisk	Gjennomsnitt	54	53	52	51	50
		Variasjonsområde	50-78	50-73	49-67	48-65	48-63
	PEM	Gjennomsnitt	57	52	48	48	47
		Variasjonsområde	50-83	47-73	44-61	44-57	44-53

Både produsenter av alkaliske og PEM- elektrolysører hevder i dag at levetiden for cellostacken er mellom 60 000 og 90 000 timer. Ved «best case» scenario i 2030 forventes dette å være 90 000 for PEM og 100 000 for alkaliske (Bertuccioli et al. 2014).

Tabell 2-7 gir en oversikt over forventede kostnadsreduksjoner i kapitalkostnader for både alkaliske og PEM- elektrolysører.

Tabell 2-7: Kapitalkostnader i euro per kW installert effekt (Bertuccioli et al. 2014).

Systemkostnader			2014	2015	2020	2025	2030
€/kW	Alkalisk	Gjennomsnitt	1100	930	630	610	580
		Variasjonsområde	1000-1200	760-1100	370-900	370-850	370-800
	PEM	Gjennomsnitt	2090	1570	1000	870	760
		Variasjonsområde	1860-2320	1200-1940	700-1300	480-1270	250-1270

For elektrolysører av typen SOEC er det enda større usikkerhet i tallene. Det forventes at slike systemer vil bli tilgjengelig mellom 2015 og 2020 til en kostnad på ca. 2 000 €/kW, mens kostnadene trolig vil nærme seg 1 000 €/kW en gang mellom 2020 og 2030 (Bertuccioli et al. 2014).

Prognosene i tabell 2-7 for utviklingen i kapitalkostnader for alkaliske og PEM- elektrolysører samsvarer i stor grad med hvordan Mathiesen et al. (2013) ser for seg at kostnadene vil

utvikle seg. De antar at mellom 2020 og 2030 vil alkaliske elektrolysører ha en investeringskostnad på om lag 870 €/kW, mens for PEM vil den være ca. 1 270 €/kW. Prognosene deres for utviklingen i investeringskostnader for SOEC- elektrolysører er mer optimistiske, 930 €/kW i 2020 og 350 €/kW i 2030.

2.2.3.1 Læringsrate

Power-to-Gas teknologien er for øyeblikket i begynnelsen av sin utvikling og har derfor ennå ikke opplevd kostnadsfordeler som følge av læringsrater og stordriftsfordeler (Lehner et al. 2014). Imidlertid består den største andelen av investeringskostnadene for slike anlegg av elektrolyseren og læringsrater og stordriftsfordeler for denne teknologien bør derfor tas i betraktning ved analyser for fremtidig utvikling i investeringskostnadene.

Virkningen av læring for produksjonskostnader er vanligvis uttrykt ved læringsraten. Læringsraten er et mål for den relative nedgangen i kostnader for en teknologi ved hver dobling av produserte enheter eller installert kapasitet. Innovasjon og læring kan redusere teknologikostnadene for hydrogenproduksjon via elektrolyse. Investeringskostnader for dynamiske elektrolysører er påvirket av utvikling i teknologi, slik at læringsraten vil trolig i betydelig grad endre seg ved en eventuell produksjonsøkning. For øyeblikket er det riktignok vanskelig å gjøre en nøyaktig vurdering av denne utviklingen (Lehner et al. 2014).

Derimot har det blitt gjort analyser for å estimere læringsraten basert på historiske data for elektrolysører. I sine analyser finner Schoots et al. (2008) at læringsraten til elektrolyse er 18 % med en feilmargin på 13 %. Dataene analysen bygger på strekker seg tilbake til 1970-tallet og de har i all hovedsak undersøkt alkaliske elektrolysører. Resultatene i deres analyser antyder imidlertid at kostnadsreduksjoner neppe vil bli realisert for alkaliske elektrolysører. Derfor mener de at det vil skje et gradvis skifte fra alkaliske til PEM- elektrolysører da det vil være lettere å skalere ned kostnadene for sistnevnte teknologi. Ifølge Grond et al. (2013) vil alkaliske elektrolysører oppleve en årlig reduksjon i kostnader på 0,4 % grunnet forbedret teknologi, mens PEM har et årlig forbedringspotensial på 2,2 %.

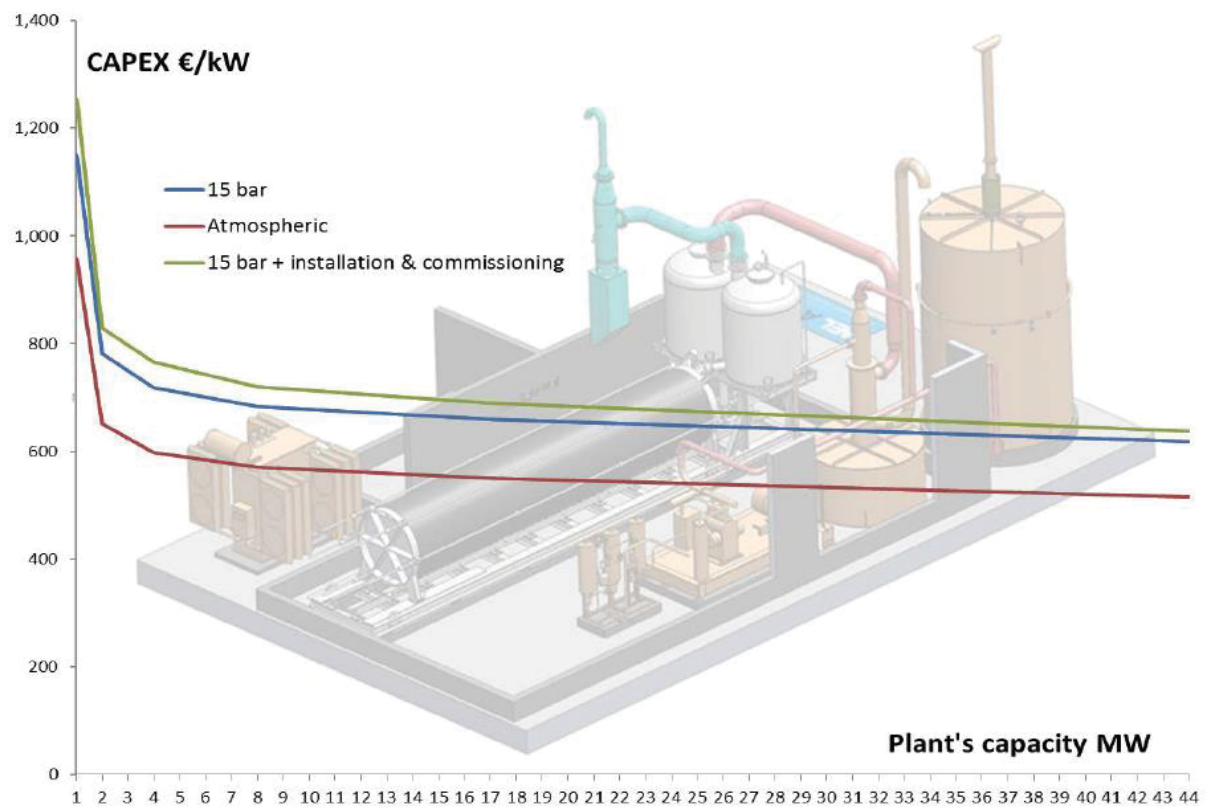
2.2.4 Sentraliserte vs. desentraliserte elektrolysører

Den stadige utbyggingen av fornybare energi fører til mer desentraliserte energisystemer. I moderne industrialiserte økonomier har konseptet «stordriftsfordeler» stått sentralt for å minimere kostnader per produserte enhet. Større utsyr er ofte mer effektivt, muliggjør

kontinuerlig drift og reduserer tap. I den fornybare sektoren er ikke disse stordriftsfordelene til stede i samme grad. Dette kommer av at de fornybare teknologiene ofte er modulbaserte og derfor er effektiviteten mindre påvirket av størrelsen (McLellan et al. 2015). Dessuten er lokalisering av fornybar energiproduksjon preget av om området er egnet eller ikke, noe som kan gjøre sentralisering utfordrende.

Dersom hydrogen skal fremstilles sentralt, må det transporteres frem til kunden ved hjelp av for eksempel rørledninger eller tankbiler. En stor ulempe ved denne løsningen er at volumtettheten til hydrogen er svært lav. 1 kg hydrogen har ved atmosfærisk trykk og temperatur et volum på 11 000 liter (Fornybar III). Samme energimengden i form av bensin har et volum på 3,8 liter. Derfor er det hensiktsmessig å øke den volumetriske tettheten ved å komprimere gassen eller kjøle ned hydrogenet til flytende form (-253 °C). Lagringstrykket for hydrogenet vil avhenge av hvilke mengder som skal transporteres, leveringstrykk og en økonomisk avveining mellom tankstørrelse, materialvalg og kompresjonskostnader.

På den annen side kan man unngå behovet for transport ved desentralisert produksjon. Elektrolysører kan skaleres og tilpasses kundens behov slik at elektrolyse kan bli gjort lokalt. Kostnadene i form av transport og infrastruktur forbundet med sentral produksjon av hydrogen er ofte ansett som for dyrt, noe som gjør desentralisering av hydrogenproduksjonen mer attraktivt (McLellan et al. 2015). Dessuten viser figur 2-13 at det ikke er betydelige stordriftsfordeler ved å investere i større elektrolyseanlegg enn 2 MW-størrelsen. Vi kan lese av grafen at det er for anlegg som har mindre installert kapasitet enn 2 MW at investeringskostnadene er høyest, mens når de overstiger denne størrelsen flater kostnadene ut.



Figur 2-13: Investeringskostnader i euro per kW (Langås 2016).

3 Data

Valget av type elektrolyser i denne oppgaven er et resultat av stadiet teknologiene er på i dag, samt fremtidsutsikter. SOEC er teknologien med høyest potensial i forhold til effektivitet, men er i dag den minst utviklede teknologien. Alkaliske elektrolysører er i dag den teknologien som både er rimeligst og mest moden. Imidlertid er strømtettheten og begrensninger innen dynamisk drift sentrale utfordringer i prosessen med å gjøre teknologien kompatibel med Power-to-Gas. Til tross for høyere kostnader, begrensede ressurser og hittil småskala produksjon gjør fordeler som høyere strømtetthet, driftstrykk og høyere fleksibilitet PEM- elektrolysører trolig mer kompatibel for Power-to-Gas (Lehner et al. 2014). Derfor er det antatt at teknologien vil bli en betydelig konkurrent til de alkaliske.

Selv om både PEM og SOEC har høyere effektivitet enn de alkaliske elektrolyserne er det knyttet usikkerhet til utviklingen i disse teknologiene. Sammenlignet med alkaliske elektrolysører har de i dag vesentlig høyere kostnader blant annet som en følge av materialbruk. Alkaliske elektrolysører har lenger levetid og har de siste årene opplevd betydelige fremskritt. Grunnet stor usikkerhet rundt spørsmålet om hva slags elektrolyser som vil brukes i fremtiden har jeg valgt å benytte dagens mest modne teknologi, alkalisk elektrolyser, i beregningene i denne oppgaven.

Siden det fremtidige fornybare energisystemet vil bli mer desentralisert enn dagens system blant annet grunnet mer vindkraft, og fordi kostnadene knyttet til transport og infrastruktur ved sentral produksjon av hydrogen er høye, anser jeg det som hensiktsmessig å ta utgangspunkt i desentraliserte hydrogenfabrikker. Derfor vil jeg i mine analyser, både for Norge og Tyskland, benytte en mindre elektrolyser av størrelsen 2,2 MW.

I forbindelse med anskaffelse av informasjon om elektrolysører (investeringskostnader, virkningsgrad, levetid etc.) har jeg vært i kontakt med det norske selskapet NEL Hydrogen AS. Kapittelet under gir en nærmere beskrivelse av spesifikasjonene til elektrolyseren som er av typen NEL A-485 (2,2 MW).

3.1 Elektrolysør NEL A-485

Etterfølgende informasjon om elektrolysøren NEL A-485, er et resultat av direkte kontakt med NEL Hydrogen AS' representant, Henning G. Langås. Elektrolysøren det tas utgangspunkt i under beregningene i denne oppgaven er en NEL A-485, 2,2 MW. Dette er en alkalisk elektrolysør, og den største NEL Hydrogen AS leverer. Elektrolysøren kan kjøres hele døgnet gjennom året. Investeringskostnadene for en slik elektrolysør avhenger av kravspesifikasjonene. Både når det gjelder krav til hydrogenet som skal produseres (renhet, trykk, mengde) og eventuelt engineeringsdokumenter. Engineeringsdokumenter er dokumenter som gir grunnlag for blant annet installasjon, godkjenning, drift, vedlikehold og dokumentasjonskrav. Eksempler på slike dokumenter er layout, tegninger, fundamenttegning/dokument og drift- og vedlikeholdsmanual. Kostnadene for en NEL A-485 varierer fra 12 000 000 - 18 000 000 NOK (inkludert trafo/likereetter). I tillegg må det beregnes kostnader for installasjon og bygg, noe som vil avhenge av lokasjon og land. Langås (2016) anslår imidlertid disse kostnadene til å være ca. 30-40 % av investeringskostnaden.

De variable kostnadene består i all hovedsak av energikostnader og er derfor avhengig av el-pris. Årlig vedlikehold er ca. 1 % av investering. Elektrolysøren er automatisk driftet og det er kun påkrevd en visuell inspeksjon på ca. 20 minutter per 8-timers skift.

Installert kapasitet i en NEL A-485 er en konsekvens av hvor mange «celler» som settes inn i elektrolysøren. NEL Hydrogen skreddersyr kapasitet etter ønske fra kunde, alt fra 301 til 485 Nm³H₂/time.

NEL Hydrogen sine anlegg har en levetid på 30-40 år, med eksempler på anlegg i drift over 50 år. Dersom elektrolysøren er i kontinuerlig drift anbefales det å bytte ut cellestacken etter ca. 10 år. Da har elektrodene mistet en del av aktiveringsbelegget som gjør at energiforbruket har økt. Kostnaden for dette vil være ca. 20-40 % av investeringskostnaden for elektrolysøren. Cellestacken er der selve elektrolyseprosessen finner sted, der vann blir spaltet til hydrogen- og oksyngengass.

Virkningsgraden til en NEL A-485 avhenger av om man måler på HHV (higher heating value) eller LHV (lower heating value). Ved LHV er energiinnholdet 3,0 kWh per Nm³ hydrogen. Virkningsgrad varierer dermed med last på elektrolysøren. Energiforbruk er 3,8 kWh/Nm³ hvis man drifter på 20 % av nominell last, mens den er på 4,4 kWh ved 100 % last, med andre

ord varierer dette fra 68 til 79 %. Dette er kun måltall på selve elektrolyseren. Ved nominell last vil elektrolyseren trenge ca. 53 kWh per kg hydrogen produsert. Dette inkluderer tap i trafo/likeretter, samt ferdig komprimert og rensset gass til 30 bar.

Forutsatt at anlegget er i stand-by med varm elektrolytt tar oppramping fra start til nominell last ca. 10 minutter. Det samme gjelder kontrollert nedstenging. Fra «kald» start vil det variere med tanke på hva som defineres med «kald».

3.2 Data benyttet i analysen

Tabell 3-1 viser dataene som er benyttet i analysen for hvert av årene. Det antas at elektrolyseren i disse analysene har en kapasitet på 485 Nm³ H₂/time. 1 Nm³ H₂ tilsvarer 0,08988 kg H₂. Dermed blir kapasiteten per time:

$$485 * 0,08988 \approx 43,59 \text{ kg H}_2/\text{time}$$

Dersom elektrolyseren kjører kontinuerlig til nominell last, vil den trenge ca. 53 kWh/kg hydrogen produsert (Langås 2016). Dette inkluderer energitap i trafo/likeretter og ferdig komprimert og rensset gass til 30 bar.

Siden det er 33,33 kWh i 1 kg hydrogen blir dermed virkningsgraden:

$$\frac{33,33}{53} = 0,6288 \approx 63 \%$$

Elektrolyseren kan produsere 485 Nm³H₂/time. Siden 1 Nm³ H₂ tilsvarer 0,08988 kg H₂ må det produseres:

$$\frac{1}{0,08988} \approx 11,1259 \text{ Nm}^3$$

for å få 1 kg hydrogen. Fordi energiforbruket er 4,4 kWh/Nm³ ved 100 % last blir energiforbruket per kg hydrogen produsert uten å ta hensyn til å komprimere hydrogenet til 30 bar eller tap i trafo/likeretter:

$$11,1259 * 4,4 \approx 48,95 \text{ kWh/kgH}_2$$

Dette gir en virkningsgrad på:

$$\frac{33,33}{48,95} = 0,68 \approx 68 \%$$

Det er ikke tatt hensyn til tap i det elektriske overføringsnettets ved produksjon av hydrogenet.

I analysene er Balmorelmodellen benyttet. Balmorelmodellen kan simulere kraft- og varmesystemet slik det er i dag og slik det kan bli i fremtiden. Det er et egnet verktøy til å analysere konsekvenser av ulike veivalg i utforming av energisektoren. I Balmorelmodellen består et år av 8 736 timer (52 uker * 168 timer/uke). Modellen vil bli beskrevet nærmere i kapittel 4.1. Det er antatt at i de timene det produseres hydrogen kjører elektrolysøren på nominell last og at dataene for systemet er like i Norge og Tyskland. Årlige faste drift- og vedlikeholdskostnader er 2 % av investeringskostnad for hele systemet. I kapittel 3.1 kom det frem at årlige faste drift- og vedlikeholdskostnader var 1 % av total investeringskostnad. Det er dermed lagt inn en margin for blant annet å ta hensyn til visuelle inspeksjoner av elektrolysøren som påløper for hvert 8- timers skift. I analysene er det tatt utgangspunkt i at investeringskostnaden for elektrolysøren er 15 000 000 NOK (inkludert trafo/likereetter) og at kostnadene for bytte av cellostak hvert 10. år er 6 000 000 NOK (40 % av investeringskostnaden).

Siden 700 bar er etablert som standard i hydrogenbiler må hydrogenet komprimeres etter produksjon. I analysene er det derfor tatt utgangspunkt i et kompresjonssystem som kan komprimere 33 kg hydrogen per time fra 20 bar opp til 950 bar til en kostnad på 515 000 \$ (NREL 2014). Omgjort til euro med en valutakurs på 0,88^{viii} blir kostnaden 454 000 € for kompresjon av 33 kg hydrogen i timen. Siden elektrolysøren i mine analyser produserer 43,59 kg hydrogen i timen antar jeg at investeringskostnaden for kompresjonssystemet blir:

$$\frac{454\,000\ \text{€}}{33\ \text{kg}} \approx 13\,757,6\ \text{€/kg}$$

$$13\,757,6\ \frac{\text{€}}{\text{kg}} * 43,59\ \text{kg} \approx 599\,700\ \text{€}$$

^{viii} Kurs 28/4 2016 kl. 12:00

Videre er det antatt et forbruk på 2,7 kWh per kg hydrogen komprimert til 700 bar (NREL 2014). For 1 kg produsert og ferdig komprimert hydrogen til 700 bar vil det derfor gå med:

$$53 \text{ kWh} + 2,7 \text{ kWh} = 55,7 \text{ kWh}$$

Siden det er 33,33 kWh i 1 kg hydrogen og det totalt går med 55,7 kWh i systemet til å produsere 1 kg ferdig komprimert hydrogen, er virkningsgraden til systemet:

$$\frac{33,33 \text{ kWh}}{55,7 \text{ kWh}} = 0,5983 \approx 60 \%$$

Etter at hydrogenet er komprimert må det kunne lagres. Basisscenariet til NREL (2014) antar at investeringskostnaden for lagringsbeholderen (opptil 875 bar) er 1 941 000 \$. Omgjort til euro blir dette 1 708 080 €. Av rapporten kommer det frem at deres analyser baserer seg på et system som kan komprimere og lagre 89 kg hydrogen i timen. I mine analyser antar jeg derfor at investeringskostnaden for lagringsbeholderen er:

$$\frac{1\,708\,080 \text{ €}}{89 \text{ kg}} \approx 19\,192 \text{ €/kg}$$

$$19\,192 \frac{\text{€}}{\text{kg}} * 43,59 \text{ kg} \approx 836\,580 \text{ €}$$

For både kompresjonssystemet og lagringsbeholderen er det antatt en levetid på 10 år (NREL 2014).

Det er et krav om at fødevannet til elektrolyseren er demineralisert vann under 5 Micro Siemens (Langås 2016). Eksempelvis leverer vann- og avløpsetaten i sitt nett i Oslo 109 Micro Siemens (Markusdottir 2016). Derfor påløper en investeringskostnad på 150 000 NOK for vannrenseanlegg (Langås 2016). I analysene antar jeg at dette vannrenseanlegget har en levetid på 30 år. Videre er det antatt at kostnaden for vann i Tyskland er den samme som i Norge. Figur 3-1 viser en oversikt over komponentene i systemet. Elektrisitetsforbruk til vannrenseanlegget er ikke medregnet i analysene. Dette er imidlertid svært lite og ubetydelig i den store sammenheng (Langås 2016).

Det er tatt utgangspunkt i at investeringskostnadene for elektrolyseren og cellostacken vil synke med 0,4 % hvert år, jamfør kapittel 2.2.3.1. Fordi det er tatt utgangspunkt i dagens priser på de ulike komponentene i systemet regner jeg med at den årlige prisreduksjonen på

0,4 % vil være fra 2016 til 2030, altså 14 år, selv om det er 18 år mellom årene jeg analyserer (2012 og 2030). Siden teknologi for vannrenseanlegg, kompresjonssystem og lagerbeholder er relativt moden og fremtidige kostnadsestimater var vanskelig å finne er det også antatt at kostnaden for disse vil synke med 0,4 % hvert år. Derfor vil investeringskostnaden for disse komponentene være lavere i 2030 enn i 2012. I beregningene i analysene er det ikke tatt hensyn til at energiforbruket øker som følge av at elektrodene mister noe av aktiveringsbelegget, eller energiforbruk til pumper/motorer. Kostnadene for bytte av cellostack er i modellen fordelt på antall timer produsert og vil derfor påløpe hver time det produseres hydrogen. Det er tatt utgangspunkt i at cellostacken varer i 10 år (87 360 timer i Balmoreltid).

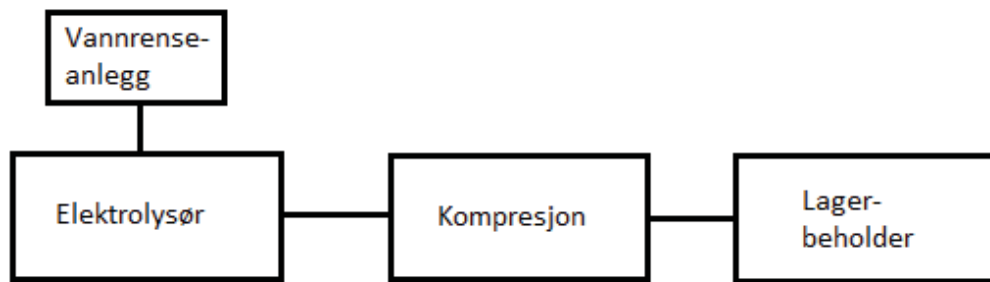
Selv om installasjonskostnaden (byggekostnaden) vil variere med land og lokasjon er det antatt at en installasjonsfaktor på den samlede investeringen på 1,3 (NREL 2014). En installasjonsfaktor på 1,3 stemmer godt overens med anslagene til Langås (2016) om at installasjons- og byggekostnader vil være ca. 30-40 % av investeringskostnaden. Den samlede investeringskostnaden blir dermed først multiplisert med 1,02 for å ta hensyn til årlige faste drift- og vedlikeholdskostnader, deretter blir den multiplisert med 1,3 for å ta hensyn til installasjonsfaktoren (se formel under).

$$I(\text{tot}) * p(\text{D\&V}) * p(\text{inst})$$

$I(\text{tot})$ = faste årlige investeringskostnader

$p(\text{D\&V})$ = tillegg for faste drift- og vedlikeholdskostnader

$p(\text{inst})$ = tillegg for installasjon



Figur 3-1: Komponentene i systemet.

Som nevnt er det i beregningene ikke tatt hensyn til tap i kraftnettet. Videre er det antatt at produksjonen av hydrogen via elektrolyse og komprimeringen skjer innenfor den samme timen slik at strømkostnaden vil være den samme.

Tabell 3-1: Inputdata benyttet i analysene for årene 2012 og 2030.

	2012		2030	
Type elektrolysør	NEL A-485 med atmosfærisk trykk		NEL A-485 med atmosfærisk trykk	
Installert effekt	2,2 MW		2,2 MW	
Kapasitet	485Nm ³ H ₂ /time	43,59 kg H ₂ /time	485Nm ³ H ₂ /time	43,59 kg H ₂ /time
Forbruk per kg hydrogen produsert	53 kWh		53 kWh	
Forbruk ved kompresjon av hydrogen til 700 bar	2,7 kWh		2,7 kWh	
Totalt energiforbruk per kg ferdig produsert og komprimert hydrogen	55,7 kWh		55,7 kWh	
Virkningsgrad for hele systemet	60 %		60 %	
Valutakurs (1 euro)	9,22 NOK		9,22 NOK	
Investeringskostnad for elektrolysør	15 000 000 NOK	1 626 898 €	14 181 494 NOK	1 538 123 €
Investeringskostnad for vannrenseanlegg	150 000 NOK	16 269 €	141 815 NOK	15 381 €
Investeringskostnad for kompresjon	599 700 €		566 976 €	
Investeringskostnad for lagerbeholder	836 580 €		790 930 €	
Installasjonsfaktor	1,3		1,3	
Avkastningskrav	10 %		10 %	
Årlig drift- og vedlikeholdskostnader	2 % av total investeringskostnad		2 % av total investeringskostnad	
Kostnad for bytte av cellostack etter 10 år	5 764 270 NOK	625 192 €	5 449 730 NOK	591 077 €
Kostnad for bytte av cellostack etter 20 år	5 537 808 NOK	600 630 €	5 235 626 NOK	567 855 €
Forbruk av vann per Nm ³ H ₂	1 liter		1 liter	
Kostnad per liter vann (Oslo kommune)	0,001284 €		0,001284 €	
Levetid elektrolysør og vannrenseanlegg	30 år		30 år	
Levetid kompresjon og lagerbeholder	10 år		10 år	
Start- og stopp tid	Ikke tatt hensyn til		Ikke tatt hensyn til	
Antall timer i et år	8 736		8 736	

Både for analysene i 2012 og 2030 har jeg omregnet investeringskostnadene fra NOK til euro med kurs 9,22^{ix}. I dag kan hydrogengass kjøpes på hydrogenstasjoner til 90 NOK per kg i Norge. Dette er inklusiv merverdiavgift (25 %) slik at selger av gassen sitter igjen med 72 NOK per solgte kg (Langås 2016). Hydrogengass som benyttes for bruk i industrielle prosjekter i Norge blir solgt av industrigasselskaper som AGA, Air Liquide og Praxair. Hvilken pris disse aktørene tar for hydrogenet er informasjon de holder tett til brystet, men vil avhenge av lokasjon (transportkostnader), volum og spesifikasjon for hydrogenet (Langås 2016). Det er også trolig store variasjoner i prisen på hydrogen i Tyskland. Dersom det er produsert fra naturgass ligger prisen på ca. 8 €/kg, mens hvis hydrogenet er produsert via elektrolyse av vann fra fornybare energikilder ligger utsalgsprisen nærmere 10 €/kg (Webb 2015). I disse analysene tas det utgangspunkt i at selger av hydrogenet sitter igjen med 7,81 € per kg (72/9,22) både i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.

Investeringsrisikoen knyttet til elektrolysører skyldes i hovedsak høye kapital- og driftskostnader. Gjølberg & Johnsen (2007) har utarbeidet en rapport på oppdrag fra ENOVA. ENOVA ønsket å få en analyse og tallfesting for avkastningskrav for investeringer i fornybar kraftproduksjon. I deres rapport kom de frem til at investering i fornybar kraftproduksjon bør ha et avkastningskrav på mellom 10,1 og 11,2 % før skatt (Gjølberg & Johnsen 2007). I tråd med dette og fordi det er knyttet usikkerhet til hvilken rolle Power-to-gas vil ha i det fremtidige energisystemet har jeg valgt et avkastningskrav på 10 % i mine analyser.

Siden analysene mine kun strekker seg over et år viser jeg i kapittel 4.2 hvordan jeg har kommet frem til den årlige faste investeringskostnaden for hver av komponentene i elektrolysesystemet. Tabell 4-1 oppsummerer disse resultatene.

^{ix} Kurs 28/4 2016 kl. 12:00

4 Metode

For å kunne svare på problemstillingen i denne oppgaven ble det benyttet simuleringer av produksjonssammensetningen i elektrisitetsmarkedet frem i tid ved hjelp av Balmorelmodellen. Analysene av de fremtidige produksjonssammensetningene og prisene Balmorelmodellen ga, var grunnlaget for å kunne gi et overblikk over hvordan produksjonskostnadene og CO₂-utslippet utviklet seg over tid. Resultatene fra Balmorelmodellen var avgjørende i prosessen med å estimere både kostnad og CO₂-utslipp for produksjon av 1 kg hydrogen.

4.1 Balmorelmodellen

Analysene i denne oppgaven er basert på en versjon av energisystemmodellen Balmorel, utviklet av Tveten & Bolkesjø (2015). Denne versjonen simulerer produksjon, kraftoverføring og forbruk av elektrisitet i et konkurranseutsatt marked. Modellen dekker kraftmarkedene i Tyskland, Nederland, Storbritannia, Danmark, Finland, Sverige og Norge. Regionale data for året 2012 for installert kapasitet, etterspørsel, variabel fornybar produksjon, tilsig, overføringskapasitet, eksportbalanse og brensel- og karbonpriser er utgangspunktet i modellkalibreringen. Basert på observerte timespotpriser er modellen kalibrert for kalenderåret 2012. Modellen skal kunne nøyaktig forutsi elektrisitetspriser og produksjonsnivåer på timenivå for alle de inkluderte landene da den består av oppdatert informasjon for variabel fornybar kraftproduksjon, begrenset termisk fleksibilitet, reservoarer og pumpekraftverk (Tveten & Bolkesjø 2015). For å kunne studere det fremtidige energisystemet er det simulert et «mest sannsynlig» scenario for året 2030. Fremtidig årlig forbruk, investeringer i ny produksjon og overføringskapasitet er bestemt eksogent og basert på prognoser og planlagte investeringer i energimarkedet og utviklingsplaner i overføringsnett. vedlegg e viser forutsetninger for produksjon i modellen for årene 2012 og 2030.

Videre kalkulerer modellen elektrisitetsproduksjon for hver teknologi, time og region ved å maksimere en nyttefunksjon for forbrukerne minus kostnadene for elektrisitetsproduksjon, overføring og distribusjon. Det er satt en beskrankning på at tilbudet av kraft må være lik etterspørselen i hver time.

Modellen inkluderer kostnader og tap ved distribusjonen av elektrisitet innenfor hver region og forutsetter at det ikke er noen begrensing i flyten av elektrisitet innenfor de ulike regionene. Timeshandel med tredjeland er bestemt eksogent, mens kraftutvekslingen mellom regioner er bestemt endogent med restriksjoner for overføringskapasitet regionene imellom. Tilbudssiden består av forskjellige produksjonsteknologier med spesifisert brenselstype, brenselseffektivitet, faste- og variable kostnader og en kombinasjonsfaktor (Cb- verdi) for Combined Heat and Power (CHP). Hver av de termiske teknologitypene er delt inn i fire grupper med ulike nivåer for brenselseffektivitet og variable produksjonskostnader. De variable produksjonskostnadene er delt inn i kostnader som representerer gamle, gjennomsnittlige, nye og fremtidige kraftverk.

Variable fornybare energiresurser har eksogent gitte produksjonsprofiler som varierer med vindhastighet, sollys og vannføring (elvekraft). Vannnivået ved slutten av en gitt tidsperiode er lik vannressursene ved slutten av forrige periode pluss tilsig, minus total produksjon for den gitte perioden.

4.2 Kostnadsberegninger

Siden analysesene kun strekker seg over ett år måtte jeg finne den faste årlige investeringskostnaden for hver av komponentene i elektrolysesystemet. For å finne fast årlig investeringskostnad benyttet jeg annuitetsmetoden og fordelte investeringsbeløpet som et annuitetslån over prosjektets levetid. Det faste årlige beløpet består dermed av kapitalforbruk (avdrag) og kapitalkostnad (renter). Formelen under viser hvordan jeg har kommet frem til det årlige faste investeringsbeløpet.

$$P = \left(\frac{R}{1 - (1 + R)^{-n}} \right) * \text{Inv.}$$

P = investeringskostnad per år.

R = renten.

n = levetiden.

Inv. = det totale investeringsbeløpet

Fast årlig investeringskostnad for elektrolyser i 2012:

$$\left(\frac{0,1}{1 - (1 + 0,1)^{-30}} \right) * 1\,626\,898 \text{ €} \approx 172\,580 \text{ €}$$

Fast årlig investeringskostnad for komprimering i 2012:

$$\left(\frac{0,1}{1 - (1 + 0,1)^{-10}} \right) * (599\,700) \text{ €} \approx 97\,598 \text{ €}$$

Samme metoder er benyttet i utregningene for faste årlige kostnader for lagerbeholder og vannrenseanlegg.

Etter å ha funnet den totale summen av fast årlig investeringskostnader for elektrolyser, kompresjon, lagerbeholder og vannrenseanlegg multipliserte jeg det med installasjonsfaktoren på 1,3 og faste drift- og vedlikeholdskostnader på 2 %. Tabell 4-1 oppsummerer resultatene etter beregningene.

Jeg har tatt utgangspunkt i at cellostacken må skiftes 2 ganger i løpet av levetiden til elektrolyseren. Cellostacken er en investering som først vil komme om 10 år og deretter etter 20 år. Først tok jeg utgangspunkt i en årlig prisreduksjon i kostnaden på 0,4 % og regnet deretter fast årlig investeringskostnad de neste 10 årene fra investeringen 10 år etter investeringstidspunktet for elektrolyseren. Etterpå regnet jeg hva nåverdien for denne årlige investeringskostnaden ville være ved investeringstidspunktet for elektrolyseren. Det samme gjorde jeg når cellostacken må skiftes den andre gangen (etter 20 år). Kostnad for bytte av cellostack er oppført i tabell 3-1. Under vises beregningene for cellostacken når investeringen skjer i 2012.

Etter 10 år:

Investeringskostnad ved en årlig prisreduksjon på 0,4 %:

$$650\,759 \text{ €} * (1 - 0,004)^{10} \approx 625\,192 \text{ €}$$

Fast årlig investeringskostnad for cellostack de neste 10 årene etter det har gått 10 år fra investeringstidspunktet av elektrolyseren:

$$\left(\frac{0,1}{1 - (1 + 0,1)^{-10}} \right) * 625\,192 \text{ €} \approx 101\,747 \text{ €}$$

Deretter regnet jeg nåverdien av 101 747 € ved tidspunktet for investeringen i elektrolyseren:

$$\frac{101\,747\text{ €}}{(1 + 0,1)^{10}} \approx 39\,227\text{ €}$$

Etter 20 år:

Investeringskostnad ved en årlig prisreduksjon på 0,4 %:

$$650\,759\text{ €} * (1 - 0,004)^{20} \approx 600\,630\text{ €}$$

Fast årlig investeringskostnad for cellostak de neste 10 årene etter det har gått 20 år fra investeringstidspunktet av elektrolyseren:

$$\left(\frac{0,1}{1 - (1 + 0,1)^{-10}} \right) * 600\,630\text{ €} \approx 97\,750\text{ €}$$

Deretter regnet jeg nåverdien av 97 750 € ved tidspunktet for investeringen i elektrolyseren:

$$\frac{97\,750\text{ €}}{(1 + 0,1)^{20}} \approx 14\,530\text{ €}$$

Cellostakkostnaden i året jeg analyserer blir dermed:

$$39\,227\text{ €} + 14\,530\text{ €} = 53\,757\text{ €}$$

Cellostakkostnaden vil egentlig variere med hvor mange timer elektrolyseren kjøres. Siden jeg forutsetter at elektrolyseren kjøres for fullt når den først kjøres blir cellostakkostnaden per time gitt at den kjøres hele året:

$$\frac{53\,757\text{ €}}{8\,736} \approx 6,15\text{ €/time}$$

Cellostakkostnaden per time ble deretter fordelt på antall kg hydrogen produsert innenfor den enkelte time. Cellostakkostnaden per kg hydrogen produsert blir dermed:

$$\frac{6,15\text{ €}}{43,59\text{ kg}} \approx 0,14\text{ €/kg}$$

Cellestackkostnaden ble satt inn som en variabel kostnad da det i analysene ble antatt at den bare påløper dersom elektrolyseren kjører.

For 2030 flytter jeg investeringstidspunktet til 1. januar 2030. For elektrolyser, kompresjon og lagerbeholder er det antatt en årlig prisreduksjon på 0,4 %. Siden jeg har tatt utgangspunkt i dagens priser for disse komponentene forutsetter jeg at de vil ha 0,4 % årlig prisreduksjon fra 2016 til 2030, altså 14 år. Fordi cellestacken først må byttes 10 år etter 2030 er det antatt at den vil ha en 0,4 % prisreduksjon fra 2016 til 2040 (24 år). For å bytte cellestack etter 20 år, i år 2050, er det derfor antatt en årlig prisreduksjon på 0,4 % fra 2016 til 2050, altså 34 år. Videre er beregningsmetoden for året 2030 den samme som vist ovenfor for året 2012 for de ulike komponentene i systemet og cellestacken. Som nevnt ovenfor er kostnad for bytte av cellestack oppført i tabell 3-1.

Tabell 4-1: Resultater etter beregninger av årlig faste investeringskostnader for de ulike komponentene i systemet.

Type investering	Levetid	Avkastningskrav	2012		2030	
			Investeringskostnad i €	Fast årlig invkost. i €	Investeringskostnad i €	Fast årlig invkost. i €
Elektrolyser	30 år	10 %	1 626 898	172 580	1 538 123	163 163
Vannrenseanlegg	30 år	10 %	16 269	1 726	15 381	1 632
Kompresjon	10 år	10 %	599 700	97 598	566 976	92 273
Lagerbeholder	10 år	10 %	836 580	136 150	790 930	128 720
Totalt			3 079 447	408 054	2 911 410	385 788
Drift- og vedlikeholdskostnader			2 %	2 %	2 %	2 %
Installasjonsfaktor			1,3	1,3	1,3	1,3
Totalt (inkludert drift- og vedlikeholdskostnader og installasjonsfaktor)			-	541 079	-	511 554

4.3 Utslippsberegninger

Det er en utfordring å bestemme CO₂ per kWh produsert i systemer som har flaskehalser. Dette er tilfellet for området Balmorelmodellen omfatter. I slike systemer flyter ikke kraft helt fritt, og prisene blir ikke like. Derfor vil de ulike landene ha ulike elektrisitetsproduksjonsmikser. Det er et resultat av hvor systemgrensen settes. For å illustrere dette har jeg valgt å se på to ulike scenarier. I scenario 1 er det tatt utgangspunkt i det gjennomsnittlige CO₂- utslippet fra Danmark, Finland, Nederland, Norge, Tyskland, Storbritannia og Sverige. I scenario 1 vil dermed elektrisiteten som blir solgt i Norge og Tyskland en spesifikk time ha samme CO₂- utslipp. I scenario 2 er CO₂- utslippet isolert til

elektrisitetsproduksjonen i enten Norge eller Tyskland. Videre er utslipp fra kraft produsert fra Combined Heat and Power (CHP) tatt med i utslippsberegningene. Det er antatt at brenselseffektiviteten og CO₂- utslippet per MWh produsert for de ulike teknologiene er det samme i 2012 og 2030. Som nevnt i avgrensingen av oppgaven er det bare fokusert på utslipp av CO₂ fra fossile kilder og forutsatt at produksjon av hydrogen ikke påvirker kraftmarkedet.

For å finne utslippet tilknyttet hydrogenproduksjonen måtte jeg finne hva CO₂- utslippet fra elektrisitetsproduksjonsmiksen var ved de ulike scenariene den enkelte time.

Balmorelmodellen gir kun et estimat for hva det totale årlige CO₂- utslippet vil være for alle teknologier og land inkludert i modellen. I dataarkene fra Balmorelmodellen fikk jeg oppgitt hvor mye hver enkelt teknologi produserte i MWh den enkelte time i det enkelte land.

Deretter beregnet jeg CO₂- utslippet fra hver teknologi den enkelte time ut ifra brenselseffektiviteten og utslippet i kg per MWh brensel. Jeg benyttet de samme verdiene som Balmorelmodellen benyttet i beregningen av det totale årlige utslippet, se vedlegg d. Til slutt tok jeg summen av CO₂- utslippet den enkelte time og delte på produksjonen i MWh den samme timen slik at jeg fikk det gjennomsnittlige CO₂- utslippet per MWh produsert den enkelte timen.

Det samlede årlige CO₂- utslippet i mine beregninger for årene 2012 og 2030 samsvarte omtrent med Balmorelmodellens egne estimater.

De ulike teknologiene er delt opp i for eksempel COAL1, COAL2, COAL3 og COAL4. Grunnen til dette er at de ulike kraftverkene innenfor samme teknologi har ulik virkningsgrad. I Balmorelmodellen er det valgt 3-4 kategorier av kraftverkene innenfor hver teknologi da det er vanskelig å finne data for faktisk virkningsgrad fra faktiske kraftverk.

Under viser jeg et eksempel på hvordan jeg har regnet ut utslippet fra et power- only- kullkraftverk som produserer 1 000 MWh den enkelte time gitt at brenselseffektiviteten er 0,46 og CO₂- utslippet per MWh brensel er 342 kg (se vedlegg d).

$$1\,000\text{ MWh} * \frac{342\text{ kg CO}_2}{0,46} = 743\,478\text{ kg CO}_2$$

For beregningen av CO₂- utslippet fra CHP har jeg benyttet totalvirkningsgraden siden da fordeles brenselinnsatsen likt per kWh for varme- og elektrisitetsproduksjonen. Noe av hele

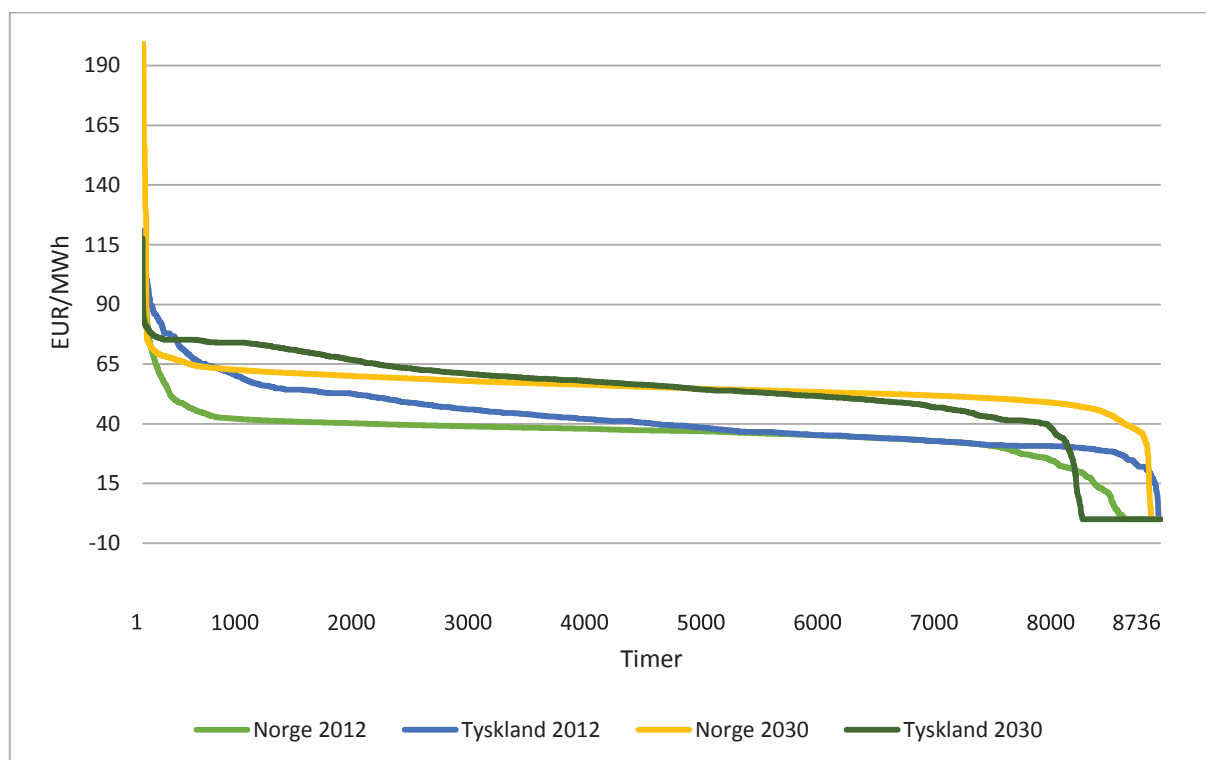
poenget med CHP er at man skal få mer ut av brenselet ved å samprodusere. Det er imidlertid ikke noe fasitsvar på hvordan man skal allokere CO₂- utslippet mellom varme- og elektrisitetsproduksjonen i CHP. Det er ikke et rent matematisk spørsmål, men heller et valg om hvordan man skal fordele det. Dette blir diskutert nærmere i kapittel 6.2 om forutsetninger i analysene.

Under viser jeg et eksempel på hvordan jeg har regnet ut utslippet fra et CHP- kullkraftverk som produserer 1 000 MWh den enkelte time gitt at brenseleffektiviteten er 0,9 og CO₂- utslippet per MWh brensel er 342 kg.

$$1\,000\text{ MWh} * \frac{342\text{ kg CO}_2}{0,9} = 380\,000\text{ kg CO}_2$$

5 Resultater

For å få et innblikk i hvordan strømprisene har utviklet og vil utvikle seg, viser figur 5-1 et varighetsdiagram for strømprisene i Norge og Tyskland. Det er som nevnt tidligere antatt i modellen at året består av 52 uker og derfor av 8 736 timer ($52 \cdot 168$). For Norge var det i 2012 317 timer som hadde strømpris lavere enn 0,1 €/MWh, mens modellen estimerer at det i 2030 skal være 87 timer med strømpris lavere enn 0,1 €/MWh. For Tyskland i 2012 var det 17 timer der strømprisen var null. Til sammenligning estimerer modellen at det i 2030 skal være hele 602 timer der prisen er null. Dette skyldes blant annet høyt innslag av uregulerbar kraft som vind og sol. Høy vind- og solkraftproduksjon, kombinert med lavt strømforbruk, annen kraftproduksjon og begrensede eksportmuligheter gjør at kraftprisen kan bli null eller til og med gå i minus.



Figur 5-1: Varighetsdiagram. Strømpris sortert fra høyest til lavest i Norge og Tyskland for årene 2012 og 2030.

Figuren viser at det er variasjoner i prisene, noe som vil gjøre at prisen per kg hydrogen også vil variere.

5.1 Elpris sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp den enkelte time per MWh elektrisitet produsert

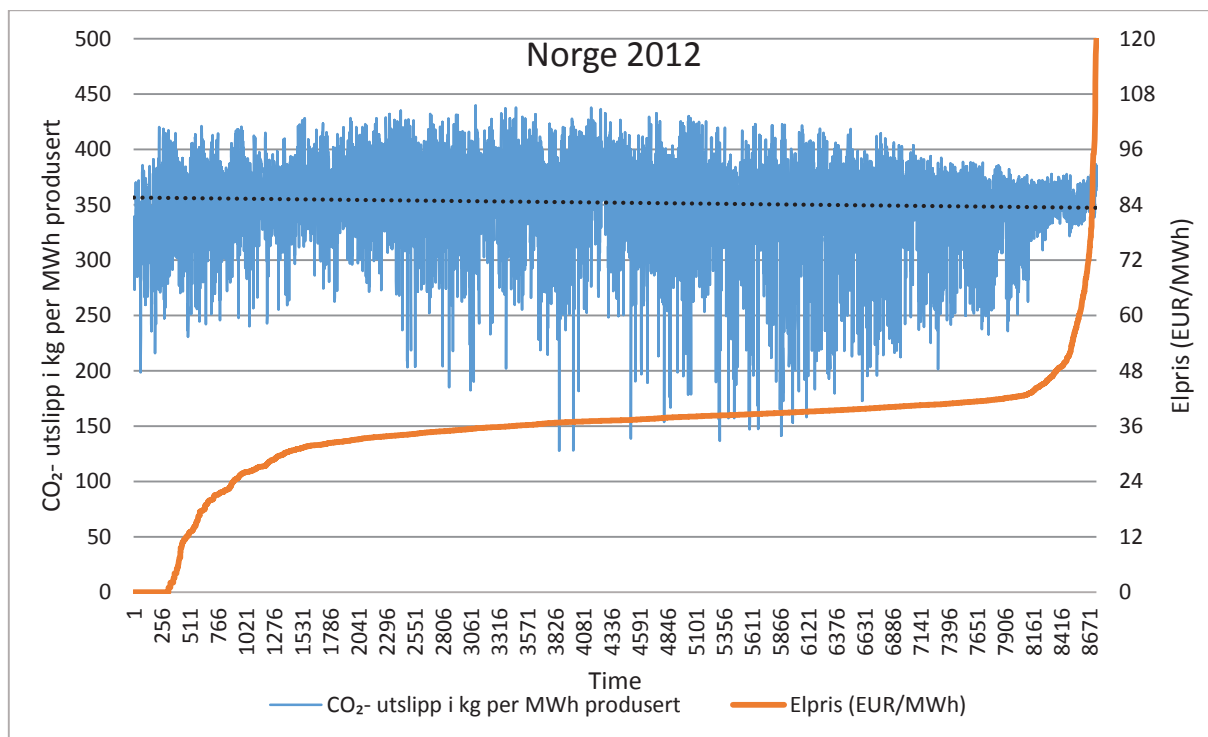
I kapittel 5.1.1 og kapittel 5.1.2 vises elpris sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp den enkelte time per MWh produsert for henholdsvis scenario 1 og scenario 2. Disse figurene er tatt med siden de er sentrale for hvilket CO₂- utslipp hydrogenproduksjonen vil ha i de ulike driftsstrategiene i de ulike scenariene.

5.1.1 Scenario 1

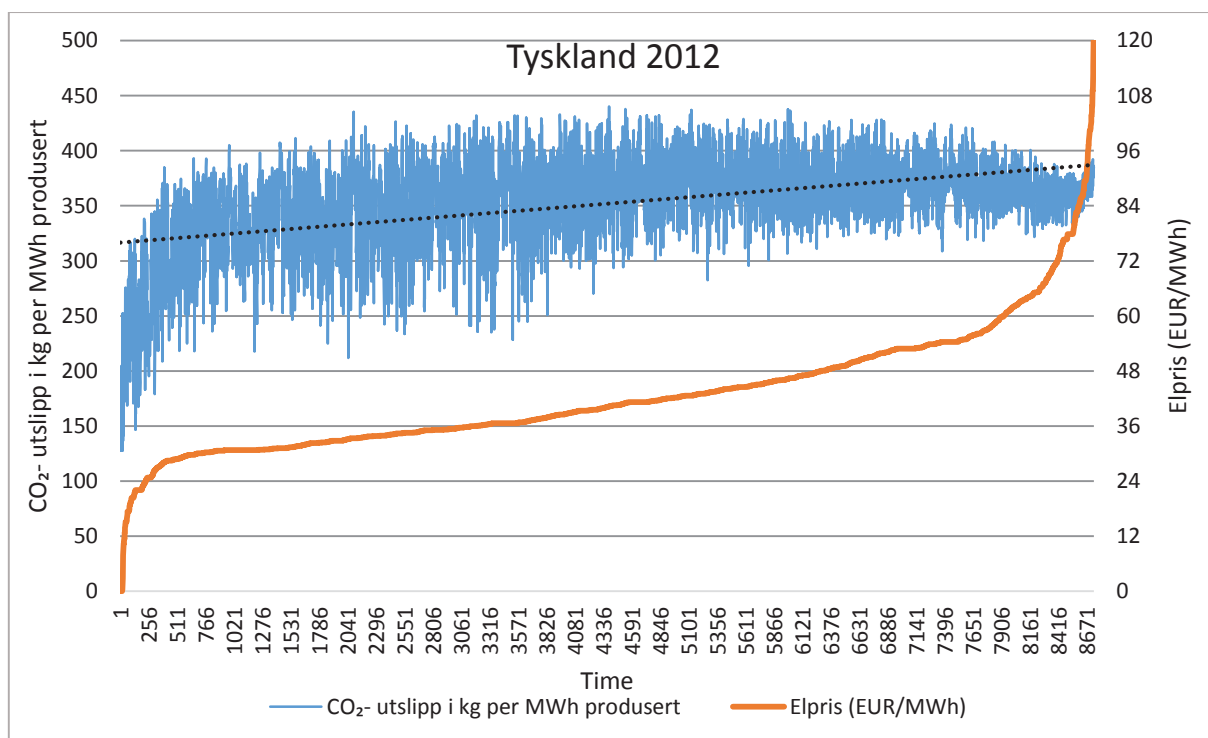
Figur 5-2 - figur 5-5 viser elprisen sortert i stigende rekkefølge i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030 med tilhørende CO₂- utslipp i kg delt på total produksjon i MWh den enkelte time. I tallene er elproduksjon i den enkelte time med tilhørende CO₂- utslipp fra Danmark, Finland, Nederland, Norge, Tyskland, Storbritannia og Sverige inkludert. Primæraksen viser CO₂- utslippet (i kg), mens sekundæraksen viser elprisen (EUR/MWh). I hver av figurene er det satt inn en lineær trendlinje for utviklingen i CO₂- utslipp. Det er forutsatt at det er fri flyt av elektrisitet mellom landene og derfor viser figurene det samlede CO₂- utslippet fra alle teknologier delt på total elproduksjon i alle landene den enkelte time. Elektrisiteten som blir solgt i Norge og Tyskland en spesifikk time vil derfor ha samme CO₂- utslipp. Det gjennomsnittlige CO₂- utslippet per MWh elektrisitet produsert var 352 kg i 2012.

Figur 5-2 viser elprisen i Norge sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp i kg den enkelte time i 2012. Figuren viser at den lineære trendlinjen for CO₂- utslippet er synkende ved stigende elpris, noe som skiller den fra de tre andre figurene der CO₂- utslippet øker med stigende elpris. Videre er det store variasjoner i utslipp av CO₂ for timer som har samme elpris. Mens det over hele året finnes CO₂- utslipp som strekker seg opp mot 400 - 450 kg per MWh produsert, er variasjonene gjennom året større ved lavere CO₂- utslippsnivåer.

I figur 5-3 (Tyskland 2012) ser vi at forholdet mellom elpris og CO₂- utslipp er sterkere enn for Norge i 2012. Trendlinjen for CO₂- utslipp stiger med stigende elpris. Der det selv ved høye priser kunne være timer med relativt lavt CO₂- utslipp i figur 5-2 (Norge 2012), er det verdt å merke seg at det er mindre variasjoner i CO₂- utslipp for de ulike timene i figur 5-3 (Tyskland 2012). Når elprisen er på 60 EUR/MWh og høyere ser vi at CO₂- utslippet holder seg relativt jevnt mellom 350 og 375 kg per MWh produsert.



Figur 5-2: Elpris i Norge sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp fra alle land inkludert i den respektive versjonen av Balmorelmodellen i kg per produserte MWh den enkelte time, året 2012.



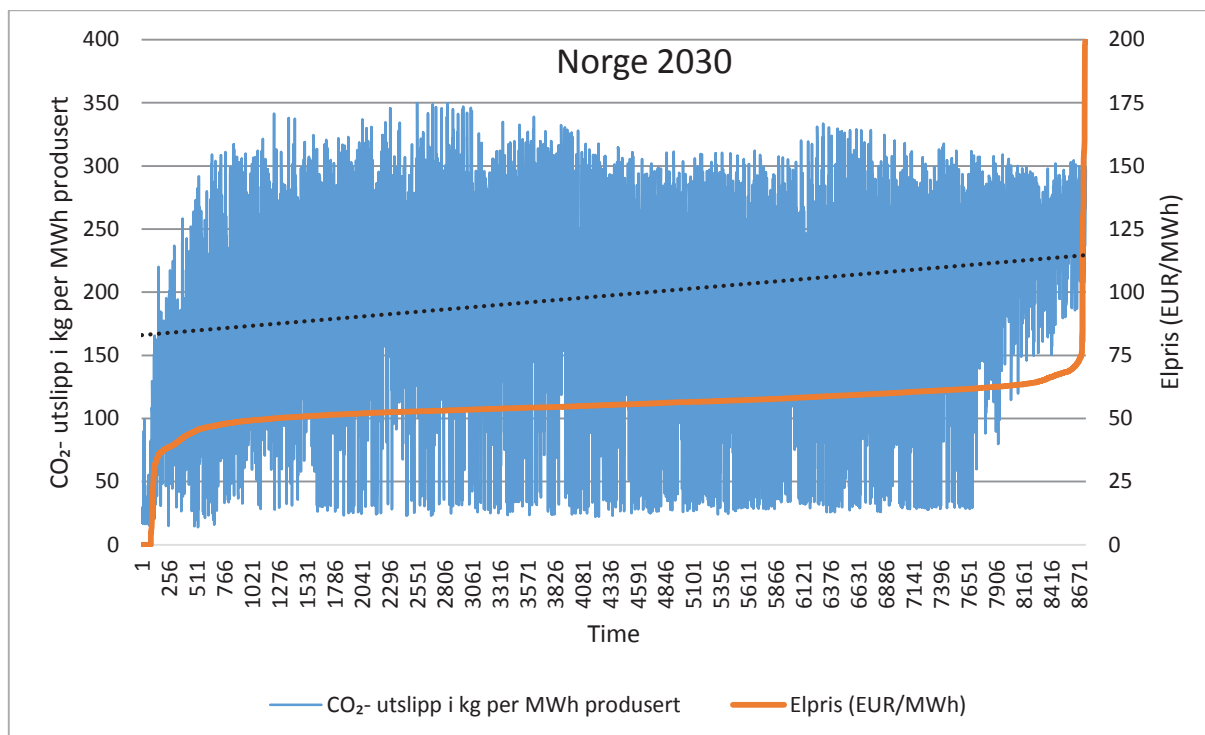
Figur 5-3: Elpris i Tyskland sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp fra alle land inkludert i den respektive versjonen av Balmorelmodellen i kg per produserte MWh den enkelte time, året 2012.

For Norge og Tyskland i året 2030 ser vi at det jevnt over er lavere CO₂- utslipp sammenlignet med CO₂- utslippet i 2012. Dette skyldes at modellen har tatt utgangspunkt i at elektrisitetsmiksen vil bestå av en større andel fornybar energi i 2030, samtidig som at den samlede produksjonen gjennom året kun har steget med 3,7 % fra 2012 til 2030. Fornybar produksjon hadde en gjennomsnittlig andel på 25 % av total produksjon i 2012, mens denne andelen hadde økt til 47 % i 2030. Vedlegg E viser forutsetninger for produksjon i modellen for årene 2012 og 2030. Det gjennomsnittlige CO₂- utslippet per MWh elektrisitet produsert var 198 kg i 2030.

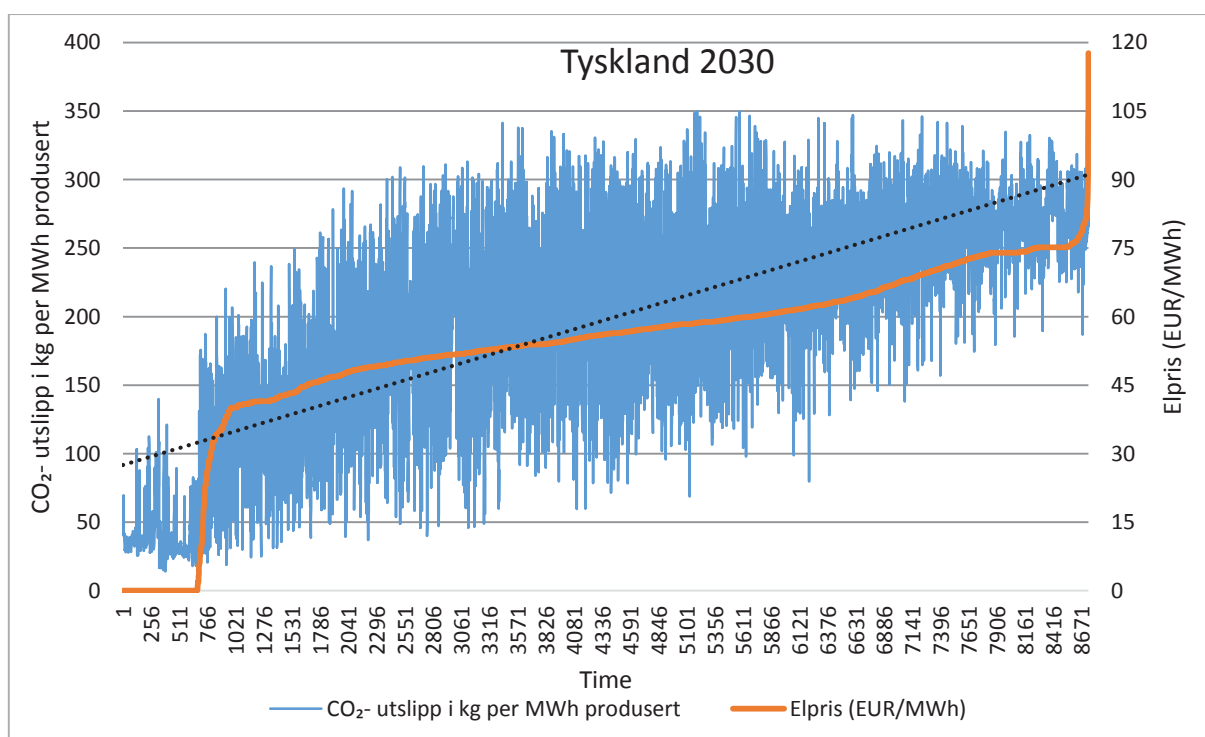
Figur 5-4 (Norge 2030) viser at det er store variasjoner i CO₂- utslippet selv for timer med lik elpris. Likevel viser trendlinjen at ved høyere elpriser øker også CO₂- utslippet og for elpriser over 75 EUR/MWh ligger CO₂- utslippet mellom 180 og 300 kg CO₂ per MWh produsert. I timene der prisene er ned mot 0 EUR/MWh er CO₂- utslippet under 50 kg per MWh produsert.

Til slutt viser figur 5-5 elpris sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp for hver enkelt time i Tyskland i 2030. Modellen estimerer at Tyskland vil oppleve 602 timer i 2030 der elprisen vil være null. Av figuren ser vi også at det i disse timene er relativt lavt utslipp av CO₂ med noen unntak. Etter timespriser på null stiger elprisene kraftig og utslippet av CO₂. Deretter stiger CO₂- utslippet med den stigende elprisen, men det er store variasjoner ved samme elpris.

Det er verdt å merke seg at figur 5-2 (Norge 2012) skiller seg fra de resterende figurene ved at CO₂- utslippet ikke stiger ved stigende elpris. Ellers er de største forskjellene mellom Norge og Tyskland når det kommer til forholdet mellom elpris og CO₂- utslipp at det i Norge er større variasjoner i CO₂- utslipp for samme elpris. I Tyskland stiger CO₂- utslippet jevnt med elprisen uten de samme store fluktuasjonene som CO₂- utslippet i Norge opplever. Når det kommer til forskjeller årene imellom er det som nevnt ovenfor gjennomgående høyere CO₂- utslipp i 2012. Videre er det større variasjoner i CO₂- utslippene for 2030 enn 2012 når landene sammenlignes hver for seg. Elprisen har også opplevd en gjennomgående stigning fra 2012 til 2030. Dette skyldes at det i 2030 er antatt høyere karbonpris og brenselpriser. I kapittel 6.3 vil jeg forsøke å forklare hvorfor det er en sterkere sammenheng mellom stigende elpris og CO₂- utslipp i Tyskland enn i Norge.



Figur 5-4: Elpris i Norge sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp fra alle land inkludert i den respektive versjonen av Balmorelmodellen i kg per produserte MWh den enkelte time, året 2030.



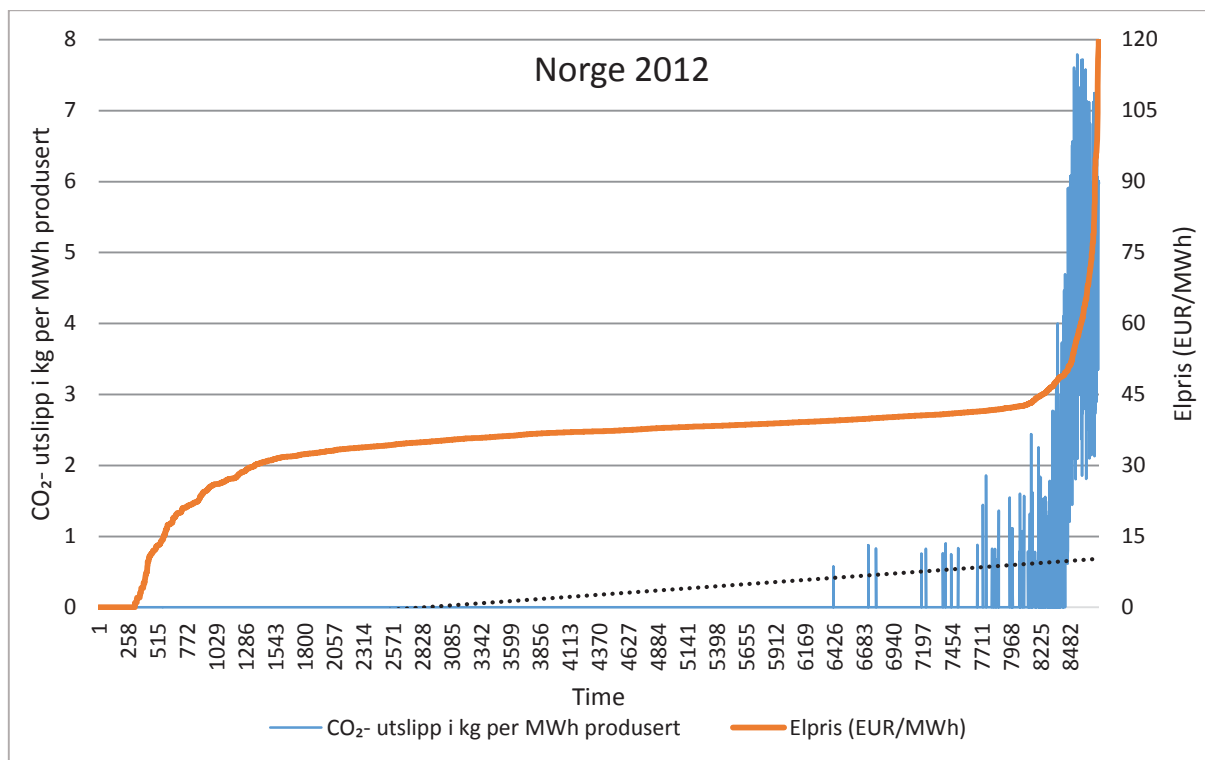
Figur 5-5: Elpris i Tyskland sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp fra alle land inkludert i den respektive versjonen av Balmorelmodellen i kg per produserte MWh den enkelte time, året 2030.

5.1.2 Scenario 2

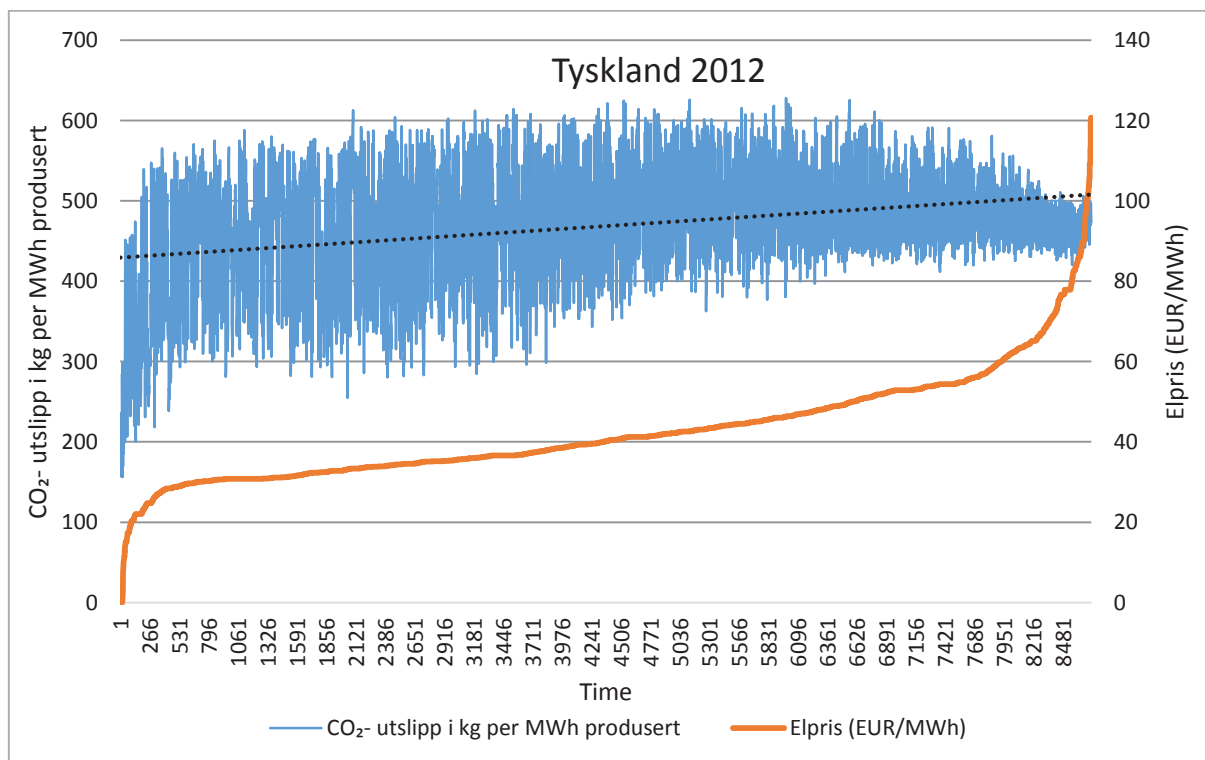
Figur 5-6 – figur 5-9 viser elprisen sortert i stigende rekkefølge i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030 med tilhørende CO₂- utslipp i kg delt på total produksjon (MWh) i det respektive land den enkelte time. Figur 5-6 (Norge 2012) viser at ved stigende elpris stiger også CO₂- utslippet. Årsaken til dette er at i timene med høy elpris kjøres gasskraftverk. Ellers er CO₂- utslippet per MWh produsert svært lavt. Dette skyldes at elektrisitetsproduksjonen i Norge hovedsakelig består av vannkraft som ikke anses å ha utslipp av klimagasser. I 2012 var det gjennomsnittlige CO₂- utslippet per MWh produsert 0,1763 kg i Norge.

I Tyskland 2012 er det vesentlig høyere utslipp per MWh produsert sammenlignet med Norge, og det gjennomsnittlige CO₂- utslippet per MWh produsert var 469 kg. Dette skyldes at elektrisiteten produsert i Tyskland i større grad er preget av fossile energikilder. Likevel ser vi at det ved lave elpriser, er lavere CO₂- utslipp. Grunnen til dette er blant annet en kombinasjon av høy fornybar produksjon, lav etterspørsel og at kjernekraft kjøres hele tiden. I timene med elpriser nær null er det høy andel fornybar kraftproduksjon, spesielt fra vind.

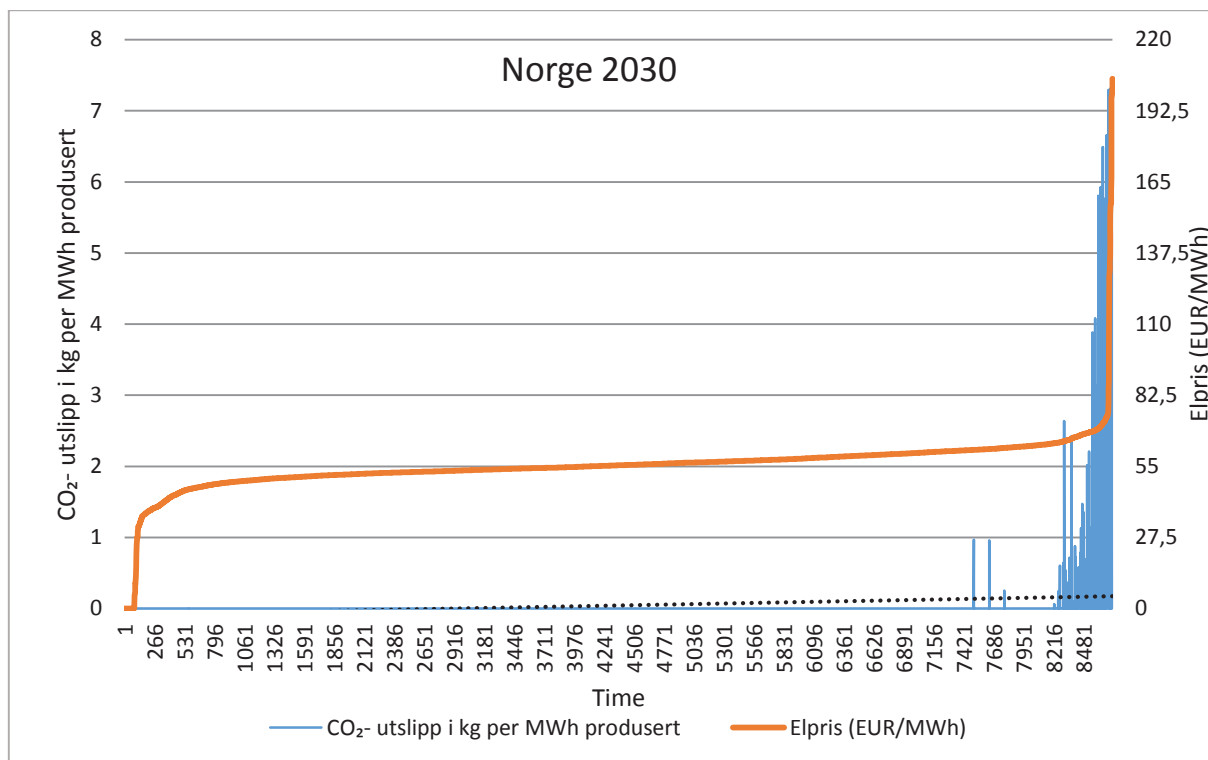
Vi ser at forholdet mellom elpris og CO₂- utslipp er relativt likt for Norge i 2012 og 2030. Dette skyldes at modellen forutsetter at det er mye av den samme vannkraften fra 2012 som står for produksjonen i 2030 (jamfør vedlegg e). I Tyskland ser vi at det er lavere utslipp i timene med lav elpris. Videre er det gjennomgående lavere utslipp i Tyskland i 2030 sammenlignet med 2012. Årsaken til dette er at Balmorelmodellen forutsetter at det er høyere vind- og solproduksjon i Tyskland i 2030. Dette resulterer i at Tyskland i 2030 har flere timer der prisen og CO₂- utslippet er lavt. Ifølge modellen var det gjennomsnittlige CO₂- utslippet per MWh produsert i 2030 0,0445 kg i Norge, mens det i Tyskland var 312 kg.



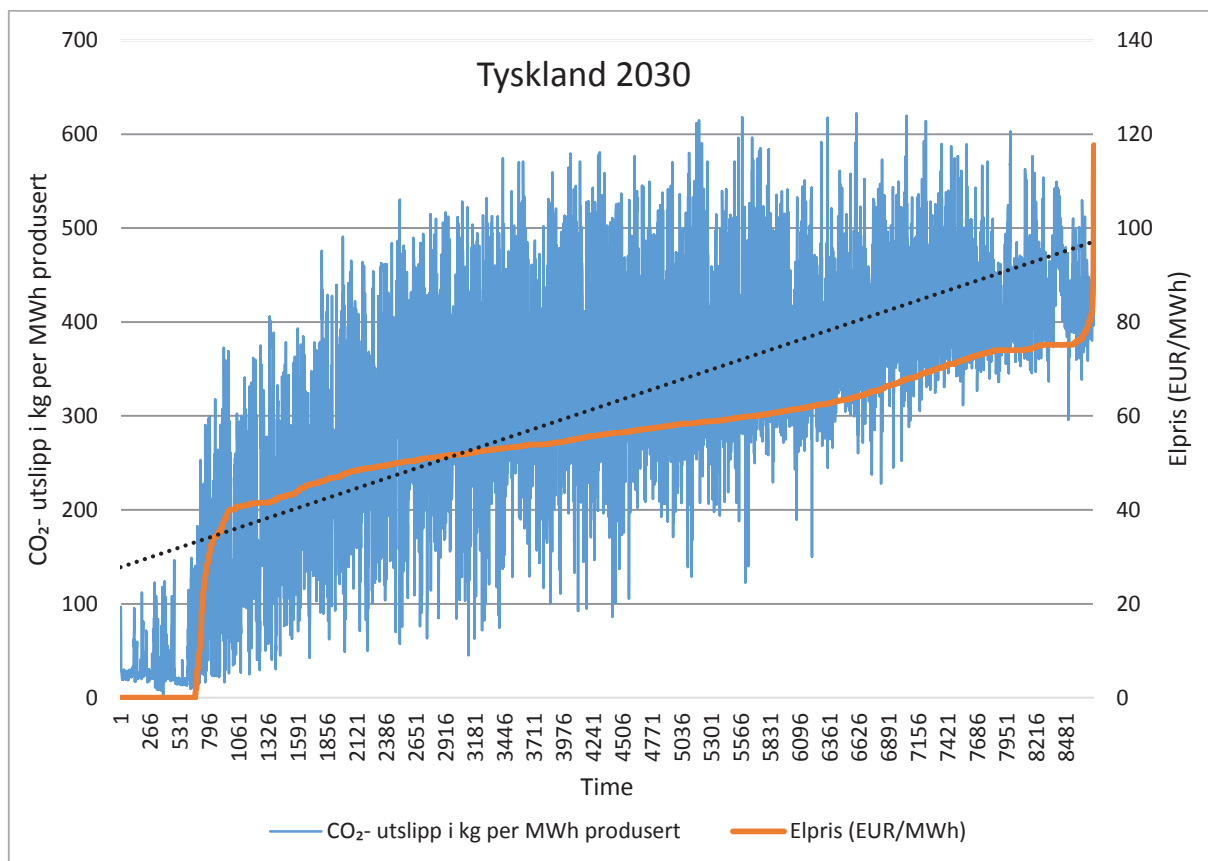
Figur 5-6: Elpris i Norge sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp i kg per produserte MWh i Norge for den enkelte time, året 2012.



Figur 5-7: Elpris i Tyskland sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp i kg per produserte MWh i Tyskland for den enkelte time, året 2012.



Figur 5-8: Elpris i Norge sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp i kg per produserte MWh i Norge for den enkelte time, året 2030.



Figur 5-9: Elpris i Tyskland sortert i stigende rekkefølge med tilhørende CO₂- utslipp i kg per produserte MWh i Tyskland for den enkelte time, året 2030.

5.2 Driftsstrategier

Jeg har valgt å simulere kjøring av elektrolyseren ved tre forskjellige driftsstrategier. Dette for å undersøke variasjonen i effektene på kostnaden per kg hydrogen og CO₂- utslippet. Videre er som nevnt hver strategi delt i to scenarier. I scenario 1 er det tatt utgangspunkt i det gjennomsnittlige CO₂- utslippet fra Danmark, Finland, Nederland, Norge, Tyskland, Storbritannia og Sverige. Scenario 2 viser CO₂- utslippet dersom hydrogenproduksjonen er isolert til elektrisitet produsert i enten Norge eller Tyskland. I alle driftsstrategiene forutsetter jeg at det er avsetning for hydrogenet som blir produsert og at i timene det blir produsert kjøres elektrolyseren på nominell last. Videre forutsetter jeg for alle driftsstrategiene perfekt fremsyn, slik at jeg for alle timene vet hva elprisen og CO₂- utslippet er. Som nevnt ovenfor antar jeg at hydrogenet selges til 7,81 € eksklusiv merverdiavgift i begge land, både i 2012 og 2030. De tre ulike driftsstrategiene er:

1. Kjøre hele døgnet gjennom året.
2. Kjøre de 50 % timene i året med lavest strømpris.
3. Kjøre de 50 % timene i året med lavest CO₂- utslipp.

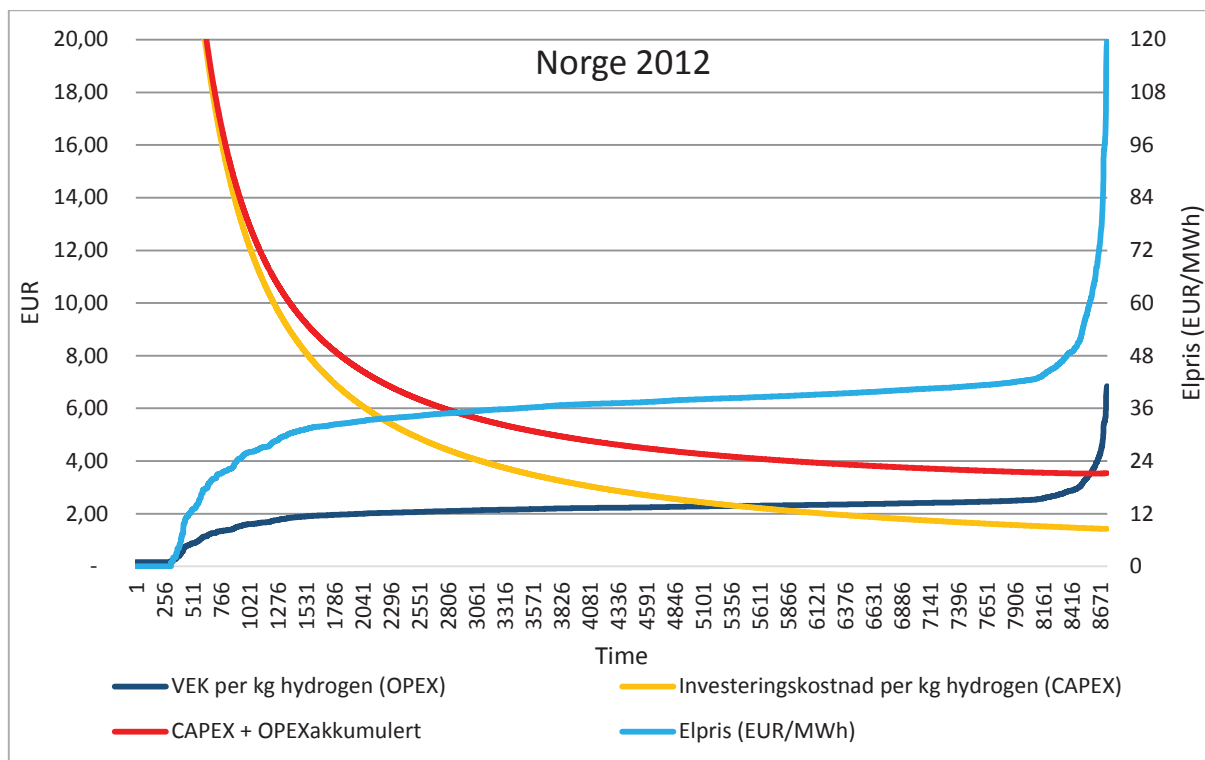
For å få et overblikk over hvor mange timer det lønner seg å kjøre elektrolyseren gjennom året, viser figur 5-10 (bunnpunktgrafen) strømprisen sortert i stigende rekkefølge den enkelte time (Elpris), variable enhetskostnader (VEK) per kg hydrogen den enkelte time sortert i stigende rekkefølge (OPEX), investeringskostnaden delt på den totale mengden hydrogenproduksjon i kg og investeringskostnad delt på den totale mengden hydrogenproduksjon i kg og det akkumulerte gjennomsnittet av variable enhetskostnader (VEK) per kg hydrogen den enkelte time sortert i stigende rekkefølge slått sammen (CAPEX+OPEXakkumulert- kurven). Figuren viser data for Norge i 2012 og forutsetter at elektrolyseren produserer ved full last hele døgnet gjennom året. For tilsvarende figurer for Tyskland 2012, Norge 2030 og Tyskland 2030 se vedlegg a. Figur 5-10 og figurene i vedlegg a illustrerer kostnadsutviklingen i driftsstrategi 1 og 2, mens figurene i vedlegg b illustrerer kostnadsutviklingen i driftsstrategi 3. Bunnpunktgrafene i driftsstrategi 1 og 2 vil se like ut for begge scenariene, mens for driftsstrategi 3 vil også bunnpunktgrafene endre seg ved scenario 2. Bunnpunktgrafene for driftsstrategi 3 ved scenario 2 er vedlagt i vedlegg c. Primæraksen viser variable enhetskostnader per kg hydrogen (OPEX), investeringskostnaden

per kg hydrogen (CAPEX) og CAPEX+OPEX- kurven, mens sekundæraksen viser strømprisen i EUR/MWh.

For å si noe om kostnaden per time er det for de variable kostnadene (OPEX) i CAPEX+OPEXakkumulert- kurven regnet det akkumulerte gjennomsnittet. Gjennomsnittet av alle verdiene frem til den bestemte timen er dermed tatt med. Det vil si at når man har kommet halvveis på tidsaksen i CAPEX+OPEXakkumulert- kurven får man gjennomsnittet av kostnadene frem til denne timen, mens man ved den siste timen i året får den gjennomsnittlige kostnaden ved å produsere hele året.

Hensikten med figuren er å illustrere om det vil være mest lønnsomt å plukke bare de billige timene, til tross for at det da vil være lavere produksjon eller om det lønner seg å produsere hele tiden og heller finne seg i at strømprisen i gjennomsnitt blir høyere. Fra en investors ståsted vil det være attraktivt å produsere så mye som mulig gitt at det er lønnsomt.

Figuren viser at investeringskostnaden per kg hydrogen (gul kurve) synker gjennom hele året. Tilsvarende gjør kurven som viser de samlede hydrogenproduksjonskostnadene. Det vil derfor være mer lønnsomt å kjøre elektrolyseren gjennom hele året fremfor å velge kun de 50 % billigste timene. Både investeringskostnaden per kg hydrogen og den samlede kostnaden per kg hydrogen (rød kurve) begynner ikke å flate ut før mot slutten av året. Fra time 2 148 og ut året er kostnaden per kg hydrogen produsert lavere enn utsalgsprisen på 7,81 €. Samtidig er det interessant å se i hvilken grad høyere elpriser ville spille inn på lønnsomheten. I takt med at elprisene blir høyere ser vi at avstanden mellom kurvene investeringskostnad per kg hydrogen (CAPEX) og CAPEX+OPEXakkumulert øker. Dette indikerer at stigende elpris påvirker kostnadene for hydrogenproduksjon. Videre viser figuren at kostnadene per kg hydrogen fortsetter å synke gjennom hele året bortsett fra de aller siste timene da prisen stiger som følge av relativt høye elpriser. CAPEX + OPEXakkumulert- kurven (rød kurve) synker frem til og med time nummer 8 632. I dette punktet er kostnaden på hydrogen 3,52 euro per kg. Deretter stiger kostnaden per kg hydrogen de siste 104 timene og ender på 3,54 den siste timen. Dette indikerer at det å kunne fordele investeringskostnaden på flere produksjonstimer ikke klarer å veie opp for de timene med høyest elpris. Til slutt er det verdt å merke seg at ved å produsere gjennom hele året, inkludert de timene med høyest elpris, er det god margin mellom det man kan få solgt hydrogenet for, 7,81 €, og kostnaden per kg hydrogen, 3,54 €.



Figur 5-10: Norge 2012. Elpris sortert i stigende rekkefølge den enkelte time, variable enhetskostnader (VEK) per kg hydrogen den enkelte time sortert i stigende rekkefølge (OPEX), investeringskostnaden delt på den totale mengden hydrogenproduksjon i kg og investeringskostnad delt på den totale mengden hydrogenproduksjon i kg og det akkumulerte gjennomsnittet av variable enhetskostnader (VEK) per kg hydrogen den enkelte time sortert i stigende rekkefølge slått sammen (CAPEX+OPEXakkumulert- kurven).

For alle driftsstrategiene under er det lagt inn en rad i tabellene som viser bruttofortjenesten. Bruttofortjenesten er produksjonspris eksklusiv omkostninger til salg og administrasjon. Bruttofortjenesten er salgspris minus produksjonskostnaden per kg hydrogen multiplisert med antall kg hydrogen produsert i den enkelte driftsstrategien.

For Norge 2012, når elektrolyseren kjører for fullt gjennom hele året (driftsstrategi 1), regnes bruttofortjenesten slik:

$$(\text{Salgspris} - \text{Kostpris}) * (\text{Antall timer produsert} * \text{Kapasitet per time})$$

$$(7,81 - 3,54) * (8\,736 * 43,59) \approx 1\,626\,026 \text{ €}$$

5.2.1 Driftsstrategi 1: Kjøre hele døgnet gjennom året

5.2.1.1 Scenario 1

Tabell 5-1 viser CO₂- utslippet ved scenario 1. Tabellen viser at det i 2012 er billigere å produsere 1 kg hydrogen i Norge enn i Tyskland. I 2030 er det derimot billigere å produsere 1 kg hydrogen i Tyskland enn i Norge. Siden landene de ulike årene har den samme investeringskostnaden skyldes dette at elprisene i 2012 var lavere i Norge enn i Tyskland, mens i 2030 hadde Tyskland lavere elpriser enn Norge. CO₂- utslippet per kg hydrogen produsert er likt for landene i det enkelte år, noe som kan forklares med at det er antatt at det samme CO₂- utslippet fra elektrisitetsproduksjonen er lagt til grunn. Imidlertid er CO₂- utslippet per kg produsert vesentlig lavere i 2030 enn i 2012, noe som kommer av at modellen estimerer at det i 2030 vil være en høyere andel fornybar produksjon.

Som nevnt ovenfor viser figur 5-10 og figurene i vedlegg a kostnadsutviklingen per kg hydrogen i denne driftsstrategien gjennom året for både scenario 1 og 2.

Tabell 5-1: Driftsstrategi 1 ved scenario 1. Kostnad og CO₂- utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.

	Norge 2012	Tyskland 2012	Norge 2030	Tyskland 2030
Kostnad pr kg produsert (€)	3,54	3,96	4,57	4,44
CO ₂ - utslipp i kg per kg produsert	19,60	19,60	11,01	11,01
Bruttofortjeneste (€)	1 626 026	1 466 089	1 233 799	1 283 304

5.2.1.2 Scenario 2

Tabell 5-2 viser resultatene dersom det antas at elektrisitet fra det enkelte land benyttes i hydrogenproduksjonen. Sammenlignet med scenario 1 har utslippet under dette scenariet sunket vesentlig i Norge og er nær null, mens CO₂- utslippet per kg hydrogen produsert i Tyskland har steget. Kostnaden per kg hydrogen er imidlertid den samme som i scenario 1. Dette skyldes at selv om utslippet tilknyttet produksjonen er endret er elprisen fortsatt den samme som i scenariet ovenfor.

Tabell 5-2: Driftsstrategi 1 ved scenario 2. Kostnad og CO₂- utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.

	Norge 2012	Tyskland 2012	Norge 2030	Tyskland 2030
Kostnad pr kg produsert (€)	3,54	3,96	4,57	4,44
CO ₂ - utslipp i kg per kg produsert	0,0098	26,10	0,0025	17,39
Bruttofortjeneste (€)	1 626 026	1 466 089	1 233 799	1 283 304

5.2.2 Driftsstrategi 2: Kjøre de 50 % timene i året med lavest strømpris

5.2.2.1 Scenario 1

Ved å kjøre de 50 % timene i året med lavest strømpris ved scenario 1 ser vi at kostnaden per kg hydrogen blir høyere i Norge og Tyskland både i 2012 og 2030 sammenlignet med driftsstrategi 1 ved scenario 1. Grunnen til at kostnaden blir høyere selv om vi produserer når strømprisen er billigst, er at vi ved denne strategien i motsetning til driftsstrategi 1 bare kan fordele investeringskostnaden på halvparten av timene gjennom året. Den prosentvise økningen for kostnaden per kg hydrogen fra driftsstrategi 1 til driftsstrategi 2 er i 2012 30 % for Norge, mens den er 22 % i Tyskland. For 2030 er den prosentvise økningen 23 % i Norge og 15 % i Tyskland. Det er en høyere prosentvis kostnadsøkning i Norge for begge årene. Dette skyldes at det i Tyskland er flere timer med elpris nær null, noe som gjør at den gjennomsnittlige elprisen de 50 % billigste timene er lavere i Tyskland enn i Norge.

Videre ser vi at i driftsstrategi 2 synker CO₂- utslippet fra året 2012 til 2030 i begge landene. Som nevnt ovenfor kan dette forklares i høyere fornybarandel i produksjonsmiksen i 2030. Imidlertid er det et lavere CO₂- utslipp i Tyskland enn i Norge for begge årene. Denne forskjellen skyldes som jeg tidligere har vært inne på i kapittel 5.1 at det i Tyskland er en sterkere sammenheng mellom lave elpriser og lavt CO₂- utslipp enn i Norge. Norge 2012 er det eneste året der CO₂- utslippet per kg hydrogen produsert øker sammenlignet med scenario 1 i driftsstrategi 1. Denne økningen kan trolig forklares av at CO₂- utslippet er relativt stabilt gjennom hele året for Norge 2012 vist i figur 5-2 selv ved lave elpriser, mens i Tyskland 2012, Norge 2030 og Tyskland 2030 øker CO₂- utslippet med stigende elpris.

Som nevnt ovenfor viser figur 5-10 og figurene i vedlegg a kostnadsutviklingen per kg hydrogen i denne driftsstrategien gjennom året for både scenario 1 og 2.

Tabell 5-3: Driftsstrategi 2 ved scenario 1. Kostnad og CO₂- utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.

	Norge 2012	Tyskland 2012	Norge 2030	Tyskland 2030
Kostnad pr kg produsert (€)	4,60	4,83	5,61	5,09
CO ₂ - utslipp i kg per kg produsert	19,86	18,63	10,57	8,33
Bruttofortjeneste (€)	611 188	567 395	418 882	517 891

5.2.2.2 Scenario 2

Sammenlignet med scenario 1 ser vi at CO₂- utslippet per kg hydrogen produsert har sunket til null for Norge i 2012 og 2030. Derimot har utslippet per kg produsert steget i Tyskland. Kostnaden er den samme som ved scenario 1 og dette skyldes at selv om CO₂- utslippet er forskjellig fra scenario 1 er elprisen i de respektive landene den samme.

Tabell 5-4: Driftsstrategi 2 ved scenario 2. Kostnad og CO₂- utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.

	Norge 2012	Tyskland 2012	Norge 2030	Tyskland 2030
Kostnad pr kg produsert (€)	4,60	4,83	5,61	5,09
CO ₂ - utslipp i kg per kg produsert	0,00	24,95	0,00	13,07
Bruttofortjeneste (€)	611 188	567 395	418 882	517 891

5.2.3 Driftsstrategi 3: Kjøre de 50 % timene med lavest CO₂- utslipp

5.2.3.1 Scenario 1

I denne strategien blir CO₂- utslippet lavere for begge land i begge år sammenlignet med scenario 1 i de to andre driftsstrategiene. Kostnaden per produserte kg hydrogen stiger for alle årene i begge land sammenlignet med de to foregående strategiene. Det er verdt å merke seg at hydrogenkostnaden også stiger i Norge 2012 sammenlignet med de to øvrige strategiene til tross for at figur 5-2 viser at det ikke er noen sammenheng mellom CO₂- utslippet og elpris i Norge 2012. Økningen i kostnaden per kg hydrogen i forhold til driftsstrategi 1 kan forklares i at investeringskostnaden bare kan fordeles på halvparten av

hva vi maksimalt kunne produsert gjennom året. I driftsstrategi 1 fordeles derimot investeringskostnaden på alle timene i året.

Figurene i vedlegg b og vedlegg c viser kostnadsutviklingen per kg hydrogen for henholdsvis scenario 1 og scenario 2 i denne driftsstrategien gjennom året.

Tabell 5-5: Driftsstrategi 3 ved scenario 1. Kostnad og CO₂- utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.

	Norge 2012	Tyskland 2012	Norge 2030	Tyskland 2030
Kostnad pr kg produsert (€)	4,92	5,19	5,76	5,19
CO ₂ - utslipp i kg per kg produsert)	18,01	18,01	7,43	7,43
Bruttofortjeneste (€)	550 259	498 851	390 322	498 851

5.2.3.2 Scenario 2

Scenario 2 i denne driftsstrategien skiller seg fra scenario 2 i de to andre driftsstrategiene ved at både CO₂- utslippet og kostnaden per kg hydrogen endrer seg. Dette skyldes at i denne strategien kjøres elektrolyseren etter de timene med lavest CO₂- utslipp. Timene med lavest CO₂- utslipp er ikke de samme ved de to ulike scenariene. Ved scenario 2 er kostnaden per kg hydrogen lavere i Norge i 2012 sammenlignet med scenario 1, mens det for Tyskland i 2012 og både for Norge og Tyskland i 2030 er høyere kostnad.

Tabell 5-6: Driftsstrategi 3 ved scenario 2. Kostnad og CO₂- utslipp per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.

	Norge 2012	Tyskland 2012	Norge 2030	Tyskland 2030
Kostnad pr kg produsert (€)	4,79	5,28	5,95	5,20
CO ₂ - utslipp i kg per kg produsert)	0,00	23,28	0,00	11,42
Bruttofortjeneste (€)	575 011	481 715	354 146	496 947

5.2.4 Oppsummering av resultatene grafisk

Tabell 5-7 og tabell 5-8 viser det gjennomsnittlige CO₂- utslippet i gram per kWh produsert i Norge og Tyskland i scenario 1 og scenario 2 ved de ulike driftsstrategiene årene 2012 og 2030.

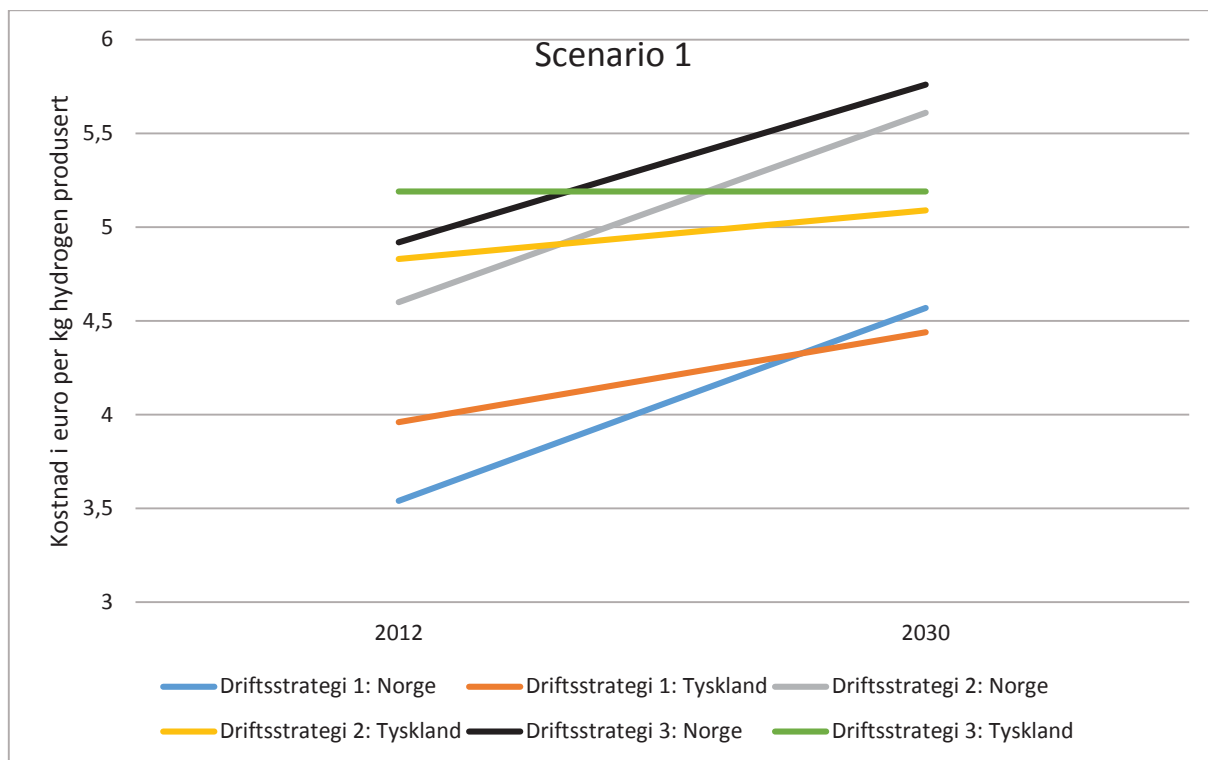
Tabell 5-7: Gjennomsnittlig CO₂- utslipp i gram per kWh produsert i Norge og Tyskland ved de ulike scenariene og driftsstrategiene året 2012.

2012	Scenario 1		Scenario 2	
	Norge	Tyskland	Norge	Tyskland
Driftsstrategi 1	352	352	0,1763	467
Driftsstrategi 2	357	334	0,1951	448
Driftsstrategi 3	323	323	0	418

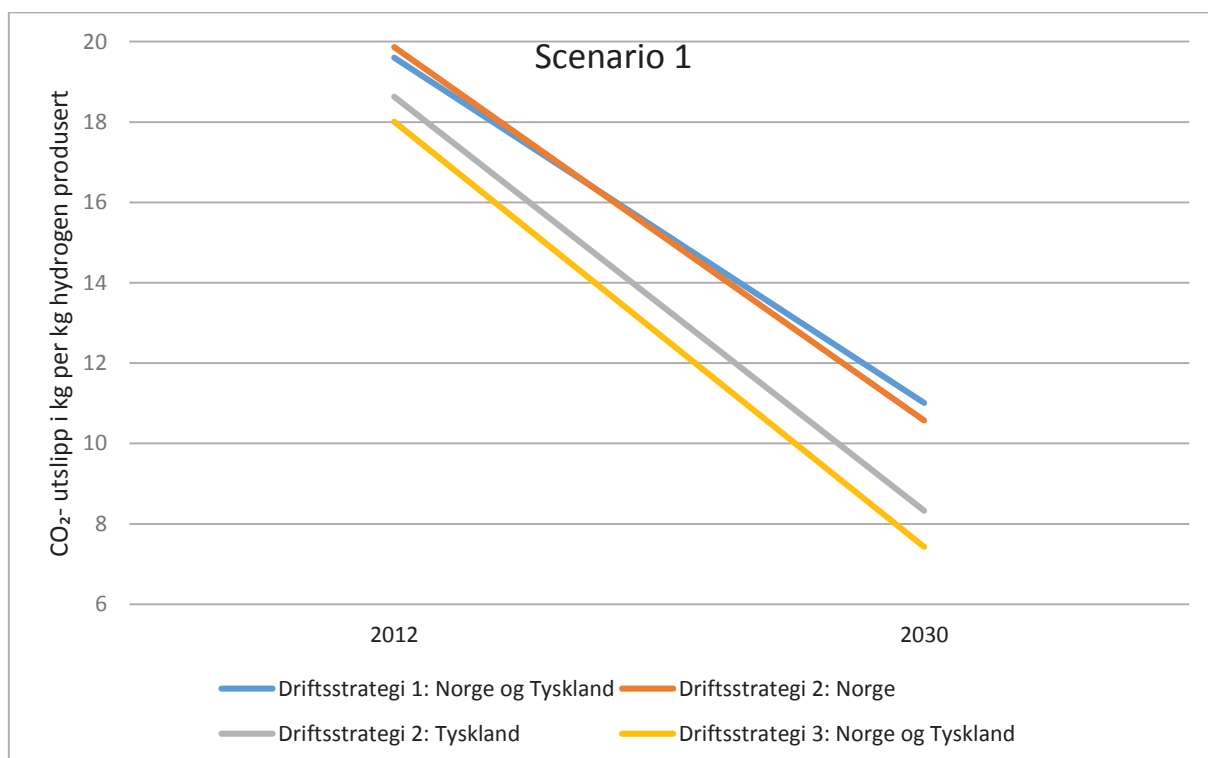
Tabell 5-8: Gjennomsnittlig CO₂- utslipp i gram per kWh produsert i Norge og Tyskland ved de ulike scenariene og driftsstrategiene året 2030.

2030	Scenario 1		Scenario 2	
	Norge	Tyskland	Norge	Tyskland
Driftsstrategi 1	198	198	0,0445	312
Driftsstrategi 2	190	150	0	235
Driftsstrategi 3	133	133	0	205

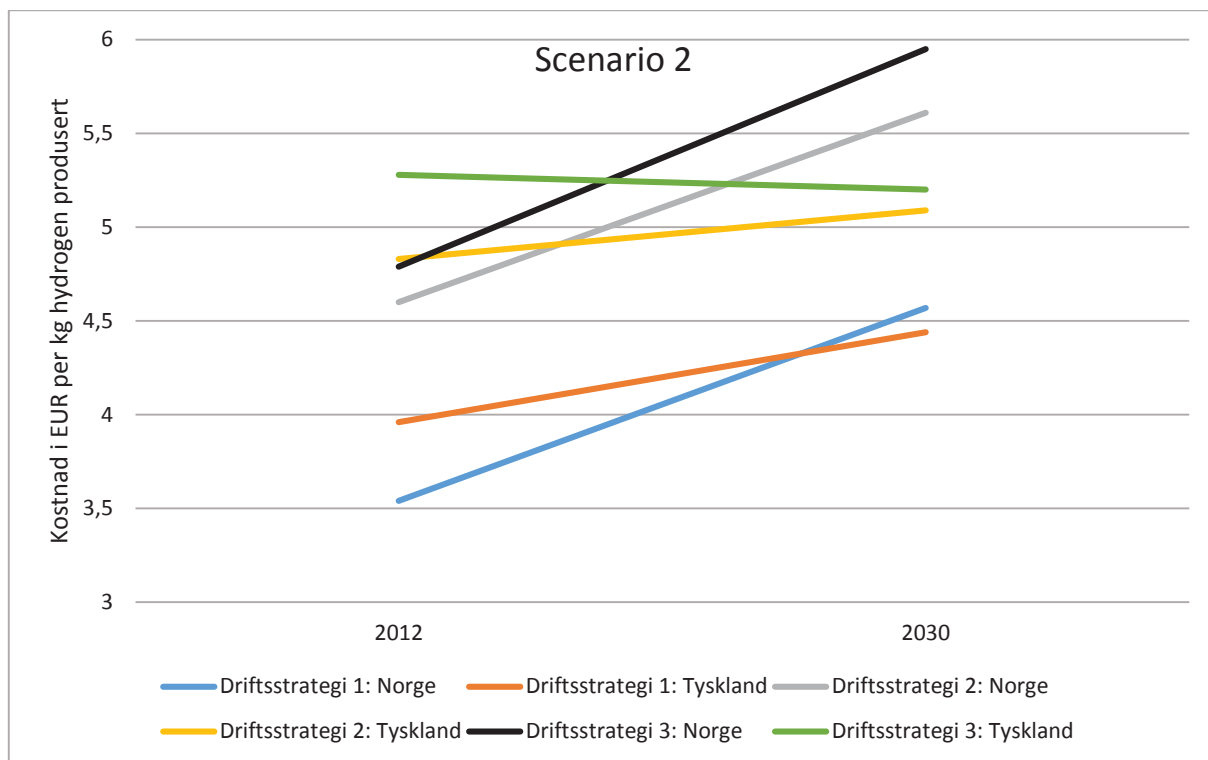
Figur 5-11 og figur 5-12, oppsummerer resultatene ved scenario 1 i de 3 driftsstrategiene grafisk, mens figur 5-13 og figur 5-14 oppsummerer resultatene ved scenario 2 i de 3 driftsstrategiene grafisk.



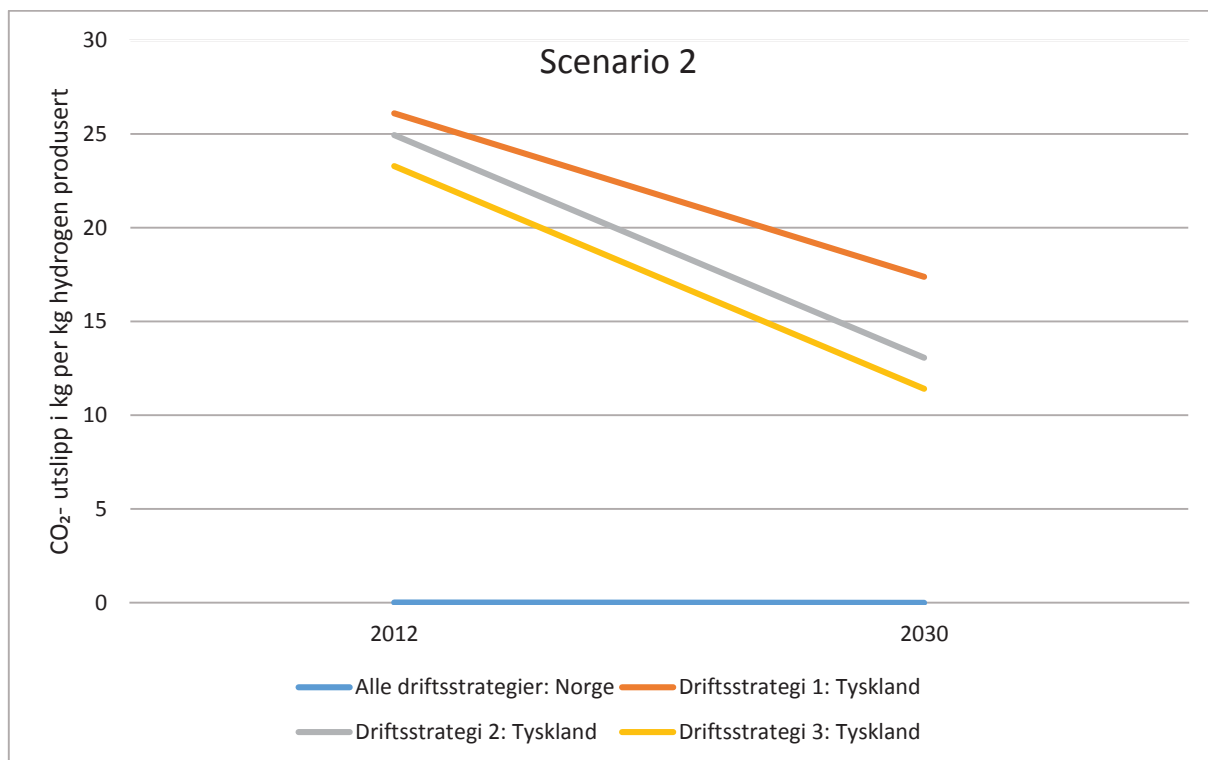
Figur 5-11: Scenario 1. Kostnad i euro per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.



Figur 5-12: Scenario 1. CO₂-utslipp i kg per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.



Figur 5-13: Scenario 2. Kostnad i euro per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.



Figur 5-14: Scenario 2. CO₂-utslipp i kg per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.

5.3 CO₂- utslipp fra personbiler i Norge og Tyskland i 2030

I dette delkapittelet vil jeg sammenligne CO₂- utslipp fra personbiler med ulike driftsteknologier i Norge og Tyskland året 2030. I sammenligningen er det tatt utgangspunkt i CO₂- utslipp per km. Bensin- og dieslbiler er slått sammen til en kategori og som beskrevet i kapittel 2.1.4 er det ventet at CO₂- utslippet per km vil være mellom 66 og 81 gram i 2030. I analysene forutsettes det et utslipp på 75 gram CO₂ per km.

For hydrogenbiler antas et forbruk på 1 kg hydrogen per 100 km som beskrevet i kapittel 2.2.1. Forbruket hos elbiler vil variere fra modell til modell. Jeg forutsetter imidlertid at elbiler har et energiforbruk på 20 kWh per 100 kilometer inklusiv energitap ved å konvertere elektrisk energi til effekt på hjulene. Energien fra ladepunkter til elbiler kan leveres som vekselstrøm (AC) eller likestrøm (DC). Ved hurtiglading tilføres likestrøm direkte, mens ved vekselstrømlading benyttes laderen som er innebygd i bilen. Det er trolig mer tap ved vekselstrømlading da dette går over lengre tid. Vanligvis er det vekselstrøm man finner i stikkontakter. Siden batteriene lagrer likestrøm må laderen omforme vekselstrøm til likestrøm i tilfeller ved vekselstrømlading. Jeg forutsetter at man sitter igjen med 85 % av energien som gikk med til å lade batteriet (Zyga 2006). Derfor vil forbruket per 100 km for elbiler være:

$$\frac{20 \text{ kWh}}{0,85} \approx 23,53 \text{ kWh}$$

Forbruket per km blir dermed:

$$\frac{23,53 \text{ kWh}}{100} = 0,2353 \text{ kWh}$$

Siden jeg ikke har tatt hensyn til tap i overføringsnettet ved produksjon av hydrogen i mine tidligere analyser vil jeg heller ikke gjøre det når det kommer til strømforbruk til elbiler.

Forbruk per km for hydrogenbiler er:

$$\frac{1 \text{ kg}}{100} = 0,01 \text{ kg}$$

I 2030 forventes det at bensin- og dieslbiler vil bruke ca. 0,041 liter per km (IEA II 2015). Videre er det 10,1 kWh i én liter diesel (jamfør kapittel 2.2.1). Dersom man antar at

virkningsgraden til bensin- og dieserbiler i 2030 vil være 27 % (Ea Energy Analyses 2015), vil dermed energiforbruket per km være:

$$\frac{0,041 \text{ l}}{0,27} * 10,1 \text{ kWh} \approx 1,53 \text{ kWh}$$

Tabell 5-9 oppsummerer forutsetninger for de ulike teknologiene i analysen.

Tabell 5-9: Forutsetninger i analysen.

2030	Norge			Tyskland		
	Bensin- og diesebil	Elbil	Hydrogenbil	Bensin- og diesebil	Elbil	Hydrogenbil
CO ₂ - utslipp i gram per km	75	-	-	75	-	-
Drivstofforbruk per km	ca. 0,041 l	0,2353 kWh	0,01 kg hydrogen	ca. 0,041 l	0,2353 kWh	0,01 kg hydrogen
Energiforbruk per kilometer (kWh)	ca. 1,53	0,2353	0,3333	ca. 1,53	0,2353	0,3333

5.3.1 Scenario 1

Under viser jeg beregningene for CO₂- utslipp fra de ulike driftsteknologiene under driftsstrategi 1. Samme metode er benyttet for driftsstrategi 2 og 3. For beregningen av utslippet fra elbiler er dataene i tabell 5-8 benyttet. Det estimerte CO₂- utslippet for de ulike driftsteknologiene ved de ulike driftsstrategiene er oppsummert i tabell 5-10. Det gjennomsnittlige CO₂- utslippet per kWh produsert i 2030 er som beskrevet i Tabell 5-8, 198 gram. Drivstofforbruket per km for elbiler estimerte jeg til 0,2353 kWh. CO₂- utslippet per km for en elbil blir dermed:

(Energiforbruk i kWh per km * CO₂ utslipp i gram per kWh produsert) = utslipp av CO₂ i gram

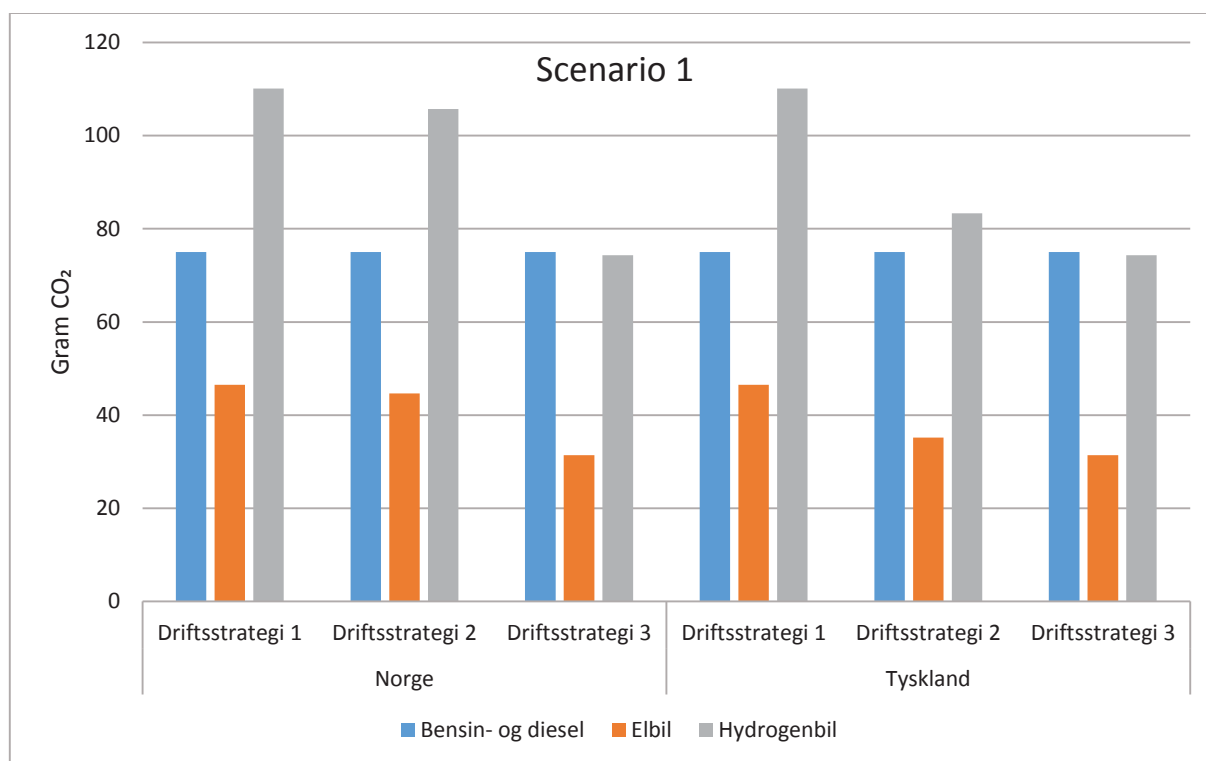
$$(0,2353 \text{ kWh} * 198 \text{ gram/kWh}) = 46,59 \text{ gram}$$

Ovenfor estimerte jeg CO₂- utslippet per kg hydrogen produsert ved scenario 1 i driftsstrategi 1 til å bli 11,01 kg i 2030. Siden hydrogenbiler bruker 1 kg per 100 km blir dermed CO₂- utslippet per km 0,1101 kg = 110,10 gram.

Tabell 5-10 viser CO₂- utslippet per km i Norge og Tyskland for de ulike driftsteknologiene ved de forskjellige driftsstrategiene, mens figur 5-15 viser CO₂- utslippet per km grafisk.

Tabell 5-10: CO₂- utslipp i gram per km for de ulike driftsteknologiene i de forskjellige driftsstrategiene ved scenario 1.

2030	Bensin- og diesel	Elbil		Hydrogenbil	
Scenario 1	Norge og Tyskland	Norge	Tyskland	Norge	Tyskland
Driftsstrategi 1	75	46,59	46,59	110,10	110,10
Driftsstrategi 2	75	44,66	35,20	105,7	83,30
Driftsstrategi 3	75	31,37	31,37	74,30	74,30



Figur 5-15: CO₂- utslipp i gram per km for de ulike driftsteknologiene i de forskjellige driftsstrategiene ved scenario 1 i Norge og Tyskland.

I driftsstrategi 1 er det betydelig høyere CO₂- utslipp fra hydrogenbiler enn bruk av bensin- og dieslbiler og elbiler. Utslipet fra hydrogenbiler er 47 % høyere enn utslippet fra bensin- og dieslbiler, mens det er hele 137 % høyere enn utslippet fra elbiler. Det er kun i driftsstrategi 3, der elektrolysøren kjører de 50 % timene i året med lavest CO₂- utslipp, at hydrogenbiler kommer bedre ut enn bensin- og dieslbiler.

5.3.2 Scenario 2

I scenario 2 har jeg benyttet samme beregninger for utslippet som i scenario 1. Under vises utslippsberegninger for driftsstrategi 1. Det gjennomsnittlige CO₂- utslippet per kWh

produsert i 2030 var som vist i tabell 5-8, 0,0445 gram i Norge, mens det i Tyskland var 312 gram per kWh. CO₂- utslippet per km for en elbil i Norge blir dermed:

(Energiforbruk i kWh per km * CO₂ utslipp i gram per kWh produsert) = utslipp av CO₂ i gram

$$(0,2353 \text{ kWh} * 0,0445 \text{ gram/kWh}) = 0,01047 \text{ gram}$$

CO₂- utslippet per km for en elbil i Tyskland blir:

$$(0,2353 \text{ kWh} * 312 \text{ gram/kWh}) = 73,45 \text{ gram}$$

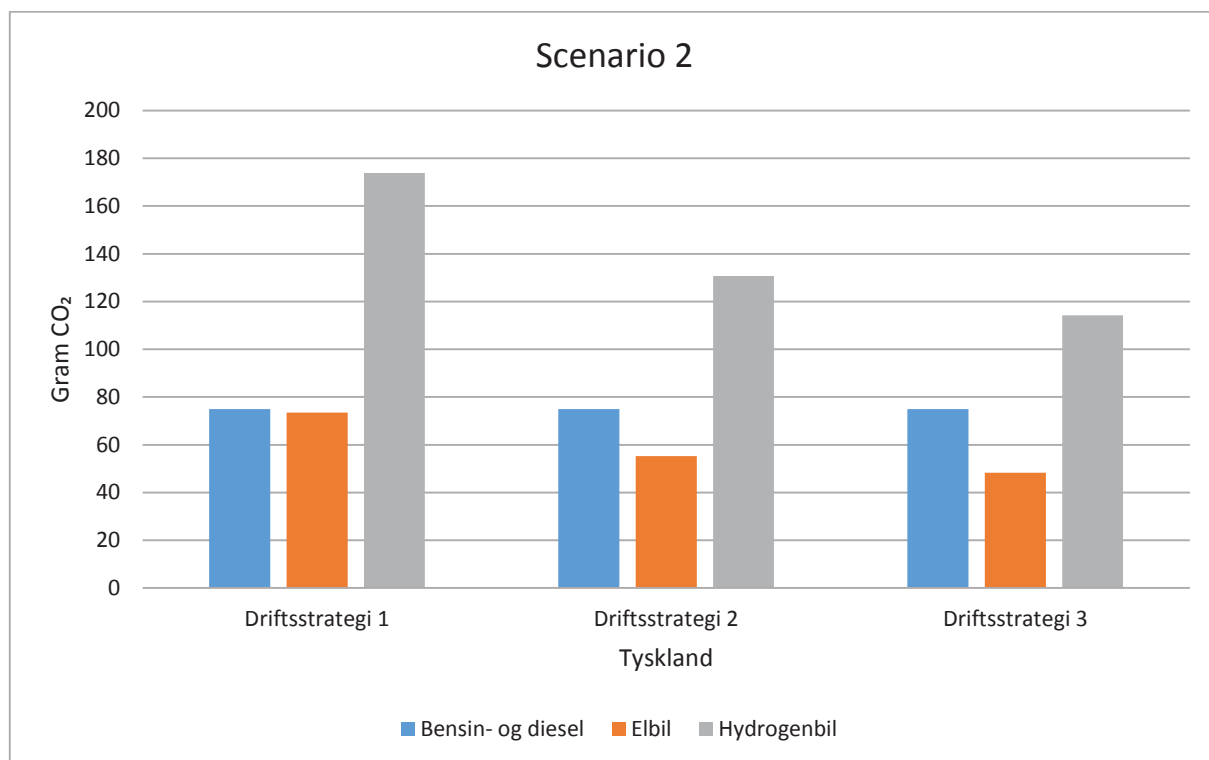
I Norge var CO₂- utslippet per kg hydrogen produsert 0,0025 i driftsstrategi 1. Siden hydrogenbiler bruker 1 kg per 100 km blir dermed CO₂- utslippet per km 0,000025 kg = 0,025 gram. I Tyskland var CO₂- utslippet per kg hydrogen produsert 17,39 kg i driftsstrategi 1. Siden hydrogenbiler bruker 1 kg per 100 km blir dermed CO₂- utslippet per km 0,1739 kg = 173,9 gram.

Tabell 5-11 viser CO₂- utslippet per km i Norge og Tyskland for de ulike driftsteknologiene ved de forskjellige driftsstrategiene. Siden CO₂- utslippet fra både el- og hydrogenbiler i Norge er tilnærmet null viser figur 5-16 kun CO₂- utslippet per km i Tyskland.

Når hydrogenproduksjonen er isolert til elektrisitet produsert i Norge er CO₂- utslippet nær null i driftsstrategi 1 og null i driftsstrategi 2 og 3. Det gir derfor en betydelig miljøgevinst å benytte el- og hydrogenbiler fremfor bensin- og dieslbiler. I Tyskland vil derimot utslippet fra både el- og hydrogenbiler øke ved scenario 2 sammenlignet med scenario 1.

Tabell 5-11: CO₂- utslipp i gram per km for de ulike driftsteknologiene i de forskjellige driftsstrategiene ved scenario 2.

2030	Bensin- og diesel	Elbil		Hydrogenbil	
Scenario 2	Norge og Tyskland	Norge	Tyskland	Norge	Tyskland
Driftsstrategi 1	75	0,01047	73,45	0,025	173,9
Driftsstrategi 2	75	0	55,23	0	130,7
Driftsstrategi 3	75	0	48,24	0	114,2



Figur 5-16: CO₂- utslipp i gram per km for de ulike driftsteknologiene i de forskjellige driftsstrategiene ved scenario 1 i Tyskland.

6 Diskusjon

I dette kapittelet vil jeg diskutere og analysere resultatene jeg kom frem til i kapittel 5 opp mot problemstillingene i oppgaven. Underveis i diskusjonen vil jeg koble resultatene opp mot tidligere forskning og bakgrunnskunnskap. Først vil jeg foreta en evaluering av forutsetninger og metoder benyttet i analysene. Deretter har jeg valgt å analysere og diskutere resultatene i samme rekkefølge som de ble presentert i kapittel 5.

6.1 Datagrunnlaget

Resultatene fra datagrunnlaget viser at bruk av hydrogen i personbiler produsert gjennom elektrolyse i scenario 1 bidrar til reduserte klimagassutslipp kun når hydrogenproduksjonen ble optimalisert i forhold til CO₂- utslipp (driftsstrategi 3). Klimagevinsten ved driftsstrategi 3 er riktignok svært liten sammenlignet med bensin- og dieselmotorer. En årsak til dette kan være at CO₂- utslippet fra elektrisitetsproduksjonen er beregnet ut ifra det samlede utslippet fra alle teknologiene som kjører den enkelte time. Resultatene i Norge ved scenario 2 viser at når produksjonen av hydrogen kun er basert på elektrisitet fra fornybare energikilder er utslippet naturligvis betydelig lavere. I en slik situasjon ville utslippet begrenset seg til å være fra produksjons- og konstruksjonsfasen av de fornybare produksjonsteknologiene.

Videre er det usikkerhet i elektrisitetsproduksjonsdataene for 2030 da disse er simuleringer som baserer seg på prognoser for fremtidig årlig forbruk, overføringskapasitet og planlagte investeringer i energiproduksjon.

Antakelsene om investeringskostnader er helt avgjørende i resultatene mine for kostnaden per kg hydrogen. Endringer i kostnadene for disse komponentene vil ha betydning for resultatet. I kapittelet under, om forutsetninger, vil jeg diskutere forutsetningene i analysene og vise virkningen av endringer i investeringskostnaden for elektrolysesystemet og effektene på CO₂- utslippet fra produksjon og komprimering av hydrogenet dersom virkningsgraden for prosessen reduseres eller økes.

6.2 Forutsetninger

Mine analyser baserer seg på at jeg benytter en alkalisk elektrolyse. Som beskrevet i kapittel 2.2 er det usikkerhet knyttet til hvilken elektrolyseteknologi som vil være mest effektiv og ha de laveste investeringskostnadene i 2030. Som nevnt tidligere i beskrivelsen av

elektrolysøren, er valget av elektrolyser et resultat av stadiet teknologiene er på i dag, samt fremtidsutsikter. Samtidig som at SOEC er teknologien med høyest potensial når det kommer til effektivitet er det den minst utviklede teknologien. Alkaliske elektrolysører kan kjøres døgnet rundt gjennom året, mens PEM og SOEC har mer behov for stopp og vedlikehold. Litteraturen er uenig om utviklingen i de ulike teknologiene når det kommer til effektivitet og investeringskostnad. Hovedbegrunnelsen for valget av alkalisk elektrolyser er usikkerheten knyttet til utviklingen i PEM- og SOEC- teknologiene samtidig som at det er dagens mest modne teknologi. Dette gjør imidlertid at dette kanskje er den teknologien som vil oppleve minst utvikling som følge av læring og økt produksjon de kommende årene.

For å vise virkningen av endringer i investeringskostnaden for elektrolysesystemet viser tabell 6-1 produksjonskostnad per kg hydrogen og den prosentvise endringen fra referanseverdien dersom investeringskostnaden øker eller reduseres med 10 eller 20 %. I sammenligningen er det tatt utgangspunkt i driftsstrategi 1 ved scenario 1 (kapittel 5.2.1) og raden «Referanse» viser det opprinnelige resultatet.

Tabell 6-1: Kostnad per kg hydrogen produsert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.

Investeringskostnad	Norge 2012		Tyskland 2012		Norge 2030		Tyskland 2030	
	Kostnad	% endring	Kostnad	% endring	Kostnad	% endring	Kostnad	% endring
20 % reduksjon	3,26	-4,40	3,67	-7,86	4,30	-5,91	4,17	-6,08
10 % reduksjon	3,40	-3,95	3,81	-3,79	4,49	-1,75	4,31	-2,93
Referanse	3,54	0,00	3,96	0,00	4,57	0,00	4,44	0,00
10 % økning	3,68	7,92	4,10	3,54	4,70	2,84	4,58	3,15
20 % økning	3,82	12,02	4,24	7,07	4,83	5,69	4,71	6,08

I kapittel 3 fant jeg at desentraliserte hydrogenfabrikker var mest hensiktsmessig siden det fremtidige fornybare energisystemet vil bli mer desentralisert. I en slik situasjon vil det ikke være behov for å distribuere hydrogenet dersom man antar at tanking av hydrogenet skjer ved fabrikken. Det vil imidlertid tilkomme en systemkostnad i form av fyllesystemer for hydrogen. I analysene er det ikke tatt hensyn til denne kostnaden. NREL (2014) estimerer investeringskostnaden for fyllesystemer til å være mellom 88 000 – 160 000 €. Med utgangspunkt i NREL (2014) sine kostnadsestimater, vil ikke den ekstra kostnaden innebære at hydrogenproduksjonen blir ulønnsom.

I mine analyser hadde elektrolysesystemet en virkningsgrad på 60 % ved å fremstille 1 kg ferdig komprimert hydrogen til 700 bar. Dette er i det nedre sjiktet av virkningsgraden i dagens elektrolysører som har en virkningsgrad mellom 60 og 80 % (jamfør kapittel 2.2.2) selv om dette gjerne er virkningsgraden ved optimal produksjon. Denne lave virkningsgraden kan blant annet forklares av at jeg har tatt hensyn til at det i elektrolysesystemet brukes 2,7 kWh til å komprimere hydrogenet. Komprimeringen til 700 bar av hydrogenet utgjør imidlertid ikke en betydelig del, da virkningsgraden for elektrolyseprosessen inkludert komprimering til 30 bar og tap i likeretter/trafo er 63 %. Virkningsgraden for bare elektrolyseprosessen eksklusiv tap i trafo/likeretter er på den annen side 68 %. I tillegg forutsetter jeg at elektrolysøren kjører på 100 % last. Da har elektrolysøren et forbruk på 4,4 kWh per Nm^3H_2 , mens dersom man kjører på 20 % last øker virkningsgraden til 79 % og forbruket per Nm^3H_2 er 3,8 kWh.

For 1 kg ferdig produsert og komprimert hydrogen gikk det med 55,7 kWh elektrisitet. Da var som nevnt den totale virkningsgraden for systemet 60 %. Tabell 6-2 viser effektene på CO_2 -utslippet fra produksjon og komprimering av hydrogenet dersom virkningsgraden for prosessen reduseres eller økes med både 10 og 20 %. Raden «Referanse» viser hva CO_2 -utslippet var når virkningsgraden var 60 % under driftsstrategi 1 i scenario 1.

Tabell 6-2: CO_2 - utslipp per kg hydrogen produsert og komprimert i Norge og Tyskland årene 2012 og 2030.

Virkningsgrad	Norge 2012		Tyskland 2012		Norge 2030		Tyskland 2030	
	CO_2 - utslipp	% endring	CO_2 - utslipp	% endring	CO_2 - utslipp	% endring	CO_2 - utslipp	% endring
40 %	29,32	50	29,32	50	16,47	50	16,47	50
50 %	23,46	20	23,46	20	13,17	20	13,17	20
Referanse (60%)	19,60	0	19,60	0	11,01	0	11,01	0
70 %	16,75	-15	16,75	-15	9,41	-15	9,41	-15
80 %	14,66	-25	14,66	-25	8,23	-25	8,23	-25

Tabell 6-2 viser at dersom virkningsgraden endres til 80 % vil utslippet per kg hydrogen være 8,23 kg ved driftsstrategi 1 i scenario 1 i 2030. Siden hydrogenbiler bruker 1 kg på 100 km vil utslippet per km være 0,0823 kg = 82,3 gram. Utslippet fra bensin- og dieserbiler antok jeg vil være 75 gram per km i 2030. Det vil derfor ikke medføre en miljøgevinst å benytte hydrogenbiler fremfor bensin- og dieserbiler selv om virkningsgraden øker fra 60 til 80 %.

Kostnaden for cellestack antok jeg at var en variabel kostnad som påløp per time elektrolyseren kjørte, gitt at elektrolyseren kjører alle timene gjennom året. I kostnadene for cellestack er det gått ut i fra at cellestacken blir byttet ut to ganger i løpet av elektrolyserens levetid på 30 år siden den har en levetid på 87 360 timer ($10 \text{ år} * 8\,736 \text{ timer/år}$). Denne metoden er mer korrekt for driftsstrategi 1 der jeg antok at elektrolyseren kjørte alle timene gjennom året, men for driftsstrategi 2 og 3 blir denne kostnaden for høy da elektrolyseren bare kjører 50 % av timene i året. Jeg benyttet cellestackkostnaden for hele året i driftsstrategi 2 og 3 fordi man ikke vet hvor mange timer i året elektrolyseren kjører etter det første året. Det kommer an på hvordan elektrolyseren skal driftes årene etter det første året. Dersom den kjøres alle timer gjennom døgnet i årene etter det første året vil selve cellestacken i mine analyser ha en total teoretisk levetid på 30,5 år under driftsstrategi 2 og 3. Nåverdien av kostnadene for bytte av cellestack var imidlertid relativt små sammenlignet med de andre investeringskostnadene og vil derfor ikke ha vesentlig betydning for kostnaden per kg hydrogen produsert.

Videre antok jeg i mine analyser at starttiden til elektrolyseren fra start til nominell last var null. Som beskrevet i kapittel 3.1 er denne i virkeligheten ca. 10 minutter forutsatt at anlegget er i stand-by med varm elektrolytt. Det samme gjelder kontrollert nedstigning. Denne forutsetningen er avgjørende for resultatene i analysen. Med en start/stopp tid på 10 minutter ville det vært vanskeligere å gjennomføre driftsstrategi 2 og 3 siden elektrolyseren produserer ved henholdsvis de 50 % timene med lavest elpris og de 50 % timene med lavest CO₂- utslipp. Man vil trolig vite dagen før hvilke timer det lønner seg å produsere dagen etter, og derved kunne «starte opp» i tide for å produsere maks i den aktuelle timen. Likevel ville man ikke kunne optimalt utnytte de timene med lavest CO₂- utslipp eller elpris fordi man kunne gått glipp av timer med lav elpris/CO₂- utslipp eller produsere ut i timer med høyere elpris/CO₂- utslipp. NEL Hydrogen har imidlertid elektrolysører under utvikling, blant annet NEL P-60, som vil ha en start/stopp- tid fra 0 – 100 % last på et par sekunder (Langås 2016).

I analysene forutsatte jeg at produksjon av hydrogen ikke påvirker kraftmarkedet, noe som er en forenkling. Hver nye kWh installert i elektrolysører ville økt kraftproduksjonen marginalt. Når etterspørselen øker, må kraftproduksjonen som ligger på marginen øke sin

produksjon. Alternativt må en dyrere, og da ofte en fossil, produksjonsteknologi starte, noe som vil føre til økte CO₂- utslipp.

Under utslippsbergingene ble det antatt at brenselseffektiviteten og CO₂- utslippet per MWh produsert for de ulike teknologiene er lik i 2012 og 2030. Trolig vil teknologiutvikling medføre at brenselseffektiviteten vil være høyere og derfor utslippet lavere per MWh produsert i 2030. På den annen side er teknologiene det gjelder modne, og mindre dominerende i 2030 enn i 2012.

I scenario 1 antok jeg at utslippet ved hydrogenproduksjon i Norge og Tyskland ville være et resultat av det samlede gjennomsnittet fra elproduksjon fra alle landene Balmorelmodellen inkluderer i sine beregninger. Dette vil ikke stemme med virkeligheten da det er begrenset overføringskapasitet landene imellom. Derfor ville ikke elektrisitet brukt til hydrogenproduksjon i Norge og Tyskland den samme timen, ha samme mengde CO₂- utslipp. I scenario 2 antok jeg at hydrogenproduksjonen var isolert til elektrisitetsproduksjonen i det enkelte land. Dette vil heller ikke stemme med virkeligheten siden Norge og Tyskland har kraftutveksling med naboland.

Det kan stilles spørsmål om hvorvidt CO₂- utslipp fra CHP skal innlemmes i analysene. Det kommer an på om man anser kraft fra CHP som et biprodukt eller ikke. På den ene siden benyttes kraft fra CHP, mens på den annen side er dette utslipp som ville oppstått uansett. I mine analyser valgte jeg å ta hensyn til utslipp fra elektrisitet fra CHP.

Fordelingen av CO₂- utslipp for varme- og elektrisitetsproduksjonen fra CHP er utfordrende og det finnes forskjellige modeller for å allokere utslippet på. Bruk av brensel i kraftvarmeproduksjonen kan fordeles i forhold til produksjon av elektrisitet og varme. Hver enhet er deretter tildelt den samme mengden drivstoff, uavhengig av om det er elektrisitet eller varme som produseres. Det var denne metoden jeg la til grunn i mine analyser. Metoden innebærer imidlertid at gevinsten av samtidig produksjon av el og varme tilfaller elproduksjonen ettersom virkningsgraden blir høyere enn ved separat elproduksjon og tilsvarende lavere for varmeproduksjonen (Energimyndigheten 2014). Denne metoden innebærer at varme- og elektrisitetsproduksjonen har lik virkningsgrad, noe som ikke stemmer med virkeligheten da varmeproduksjonen fra CHP har høyere virkningsgrad enn elektrisitetsproduksjonen fra CHP. Ved fordeling i henhold til alternativproduksjonsmetoden

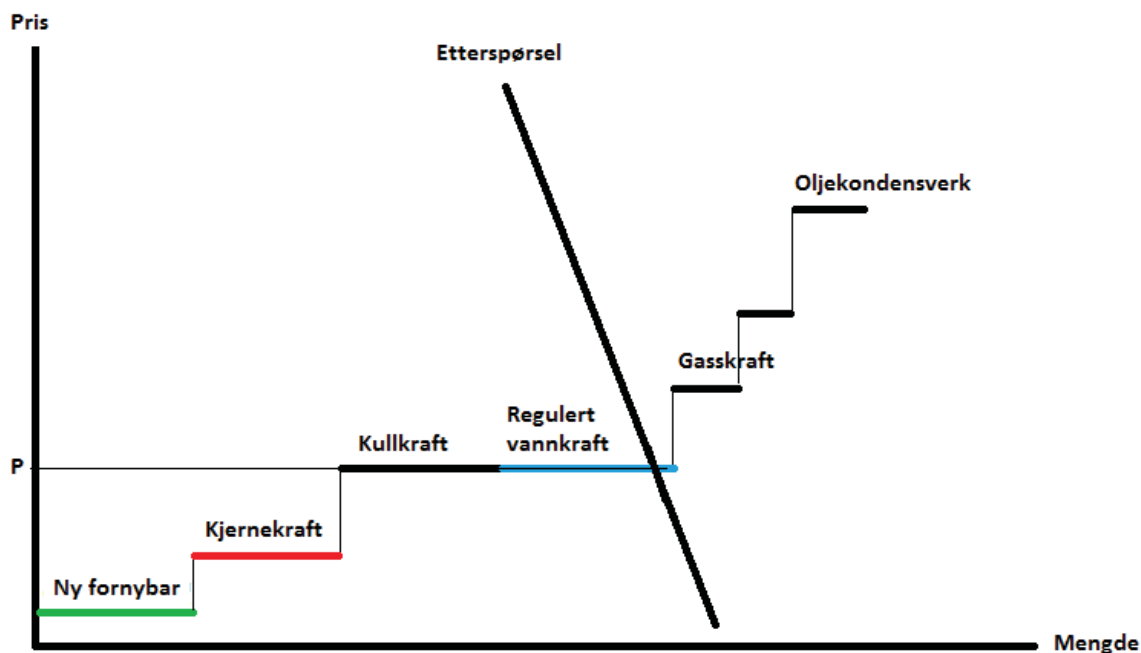
får derimot varmeproduksjonen delen av gevinsten. Brenselsinnsatsen fordeles ved denne metoden ikke proporsjonalt med produksjonen, men etter brenselsbehovet ved separat produksjon av el og varme (Energimyndigheten 2014).

6.3 CO₂- utslipp ved de ulike elprisene i Norge og Tyskland ved scenario 1

I kapittel 5.1 viste jeg sammenhengen mellom stigende elpris og CO₂- utslipp per MWh produsert den enkelt time. Denne sammenhengen var noe uventet i scenario 1. Under vil jeg forsøke å forklare hvorfor det er store variasjoner i CO₂- utslippet i Norge ved stigende elpris, mens CO₂- utslippet i Tyskland i større grad stiger med stigende elpris ved scenario 1.

Først og fremst kan noe av forklaringen ligge i hvordan Balmorelmodellen er kalibrert. Som beskrevet ovenfor i kapittel 5.1 antar modellen at det er høyere vind- og solproduksjon i Tyskland i 2030 sammenlignet med 2012. Dette vil resultere i at Tyskland vil få flere timer der prisen og CO₂- utslippet er lavt. Effekten av høy fornybar produksjon vil ikke få like store virkninger i de andre landene som følge av flaskehalser i overføringsnettene. I Norge er det hovedsakelig den samme vannkraften fra 2012 som står for den fornybare produksjonen i 2030.

Figur 6-1 viser en forenklet illustrasjon av kraftmarkedet for å kunne beskrive og illustrere årsakene til forskjellene i pris- og utslippsnivå i Norge og Tyskland. «Ny fornybar» illustrerer teknologiene det er billigst å produsere, ofte sol, vind og elvekraft. I tillegg vil det være CHP-produksjon når det er lave eller nullpriser. Når det er mye vind- og solproduksjon i Tyskland vil «Ny fornybar» skyves mot høyre i figuren og tilbudet av kraft vil derfor være preget av en større andel fornybar energi.



Figur 6-1: Merit order- kurve for illustrasjon av kraftmarkedet.

I vannkraftproduksjon blir ofte vannet vurdert som «gratis». Siden vannet har en alternativkostnad blir dette feil. En kan velge mellom å produsere til de prisene som er i markedet på nå-tidspunktet eller lagre vannet i magasiner for heller å produsere ved et senere tidspunkt når prisene er høyere. Dette medfører at regulert vannkraft kan selges til betydelig høyere priser enn det figuren viser. Det er opp til produsenten å sette prisen. Derfor er det vanskelig å plassere regulert vannkraft på kurven. Vannkraft kan for eksempel selges til en høy pris når gass er på marginen, mens man får mindre for vannkraften når kull setter prisen. Produksjonskostnad for vannkraft bestemmes av vannverdi, og i motsetning til kull- og gasspriser vil aktørene selv sette denne ut fra hva de tror verdien av vannet er i dag i forhold til fremtidig produksjon.

I 2012, og spesielt i 2030 vil Tyskland ha mange timer med mye sol og vind, noe som vil lede til lave elpriser. I noen tilfeller vil mye vind- og solkraftproduksjon føre til at markedet blir «metta» slik at nullpriser oppstår. Disse elprisene overføres ikke direkte til Norge grunnet flaskehalser i overføringsnettet og av den grunn vil man ikke få de samme prisene de samme timene. Tyskland er det landet med størst produksjon i modellen og har derfor en større andel av totalproduksjonen sammenlignet med de andre landene. Det vil derfor være en sterkere sammenheng mellom lave priser og lave utslipp i Tyskland enn i de andre landene. I tillegg er som nevnt overføringsnettet preget av flaskehalser, noe som vil forsterke denne

effekten. Norge vil bli påvirket av lave priser i Tyskland, men vil ikke ta over de lave prisene som følge av begrenset overføringskapasitet.

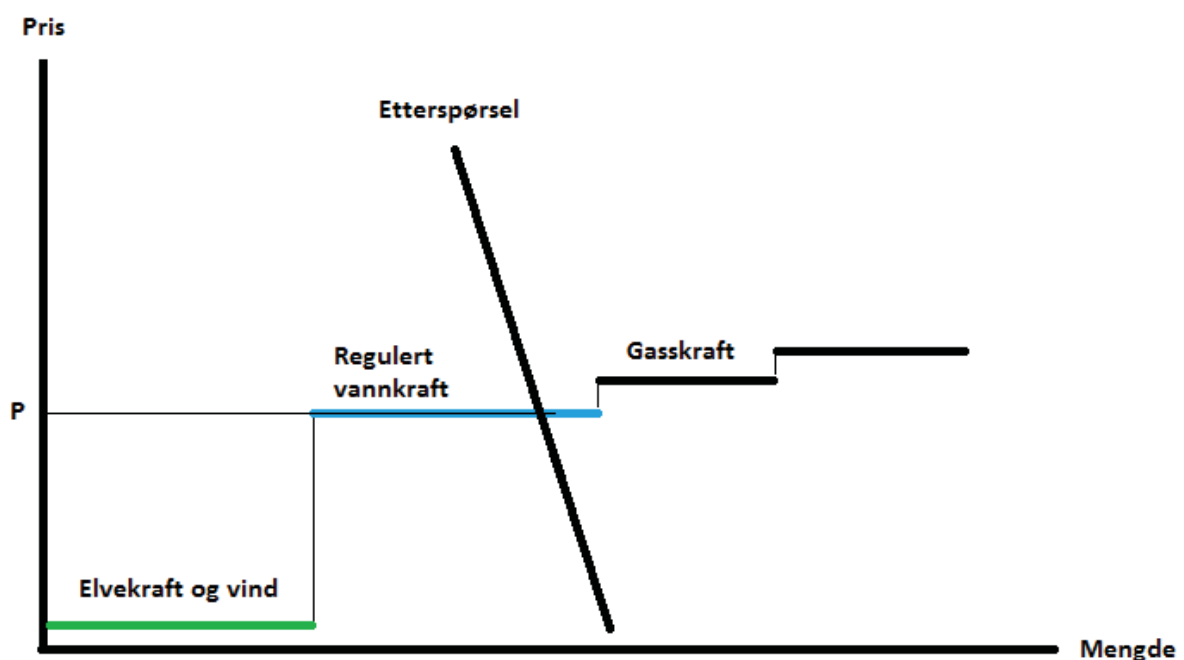
Videre vil det være den regulerbare vannkraften som vil dekke mye av kraftproduksjonen i Norge. Dette fører til at prisvariasjonene over døgnet vil være lavere enn i Tyskland der kraftmarkedet i større grad er preget av uregulerbar kraft. Imidlertid vil prisen i Norge bli påvirket av regionene rundt og dersom prisen blir veldig høy i disse regionene vil prisen i Norge også stige noe.

Produksjonen av elektrisitet vil være en miks av alle teknologiene som ligger under det punktet der etterspørselskurven bryter med tilbudskurven i figur 6-1. Selv ved lave elpriser vil produksjonsmiksen derfor kunne bestå av noen teknologier som har relativt høye utslipp av CO₂. Dermed er det ikke gitt at det ved lavere priser utelukkende er lavere CO₂- utslipp og omvendt. Når etterspørselskurven skjærer tilbudskurven der det er farget grønt (figur 6-1) er det hovedsakelig uregulerbar kraftproduksjon som elvekraft, vind og sol. Imidlertid er det også noe CHP siden dette kjører uansett. CHP- produksjonen kan bestå av bioenergi, men også av lignitt og kull som har høy utslippsintensitet. Denne CHP- produksjonen kan trolig forklare hvorfor det er hopp i CO₂- utslippet ved de lave elprisene, spesielt når det kommer til Tyskland. Ifølge Balmorelmodellen benyttet i disse analysene var det i 2012, 2,36 TWh som kom fra kull- og lignitt CHP- kraftverk, mens det var 301,6 TWh som kom fra kull- og lignitt power-only- teknologier. I 2030 estimerer modellen at det vil være 2,16 TWh som er produsert fra kull- og lignitt CHP- kraftverk, mens det fra power-only-teknologier vil være 218,7 TWh fra kull- og lignittkraftverk.

Utslippet fra produksjonsmiksen vil være relativt lavt ved den grønne linja, mens når etterspørselen beveger seg forbi denne vil teknologier preget av høyere CO₂- utslipp slå inn. Selv om det er mye vind- og solproduksjon vil ikke nødvendigvis etterspørselen dekkes og da må lignitt- og kullkraftverk også kjøres. I punktet der vannkraften slår inn vil igjen utslippet fra produksjonsmiksen bli lavere. Dette betyr at på et eller annet tidspunkt vil utslippsintensiteten synke etter at den har steget en periode.

Merit order- kurven vist i figur 6-1 er mest beskrivende for Tyskland. I Norge produseres det ikke kraft fra kjernekraft, lignitt og kull og vil derfor ha en annen merit order- kurve (figur 6-2). Det grønne området vil bestå av teknologier med meget lav marginalkostnad (vind,

elvekraft). Med en gang det er behov for regulerbar vannkraft vil prisen sprette betydelig opp. Etter dette hoppet vil merit order- kurven være relativt flat. Om sommeren er det ofte mye elvekraft som fører til lave priser samtidig som at forbruket er lavt. I en slik situasjon vil det være lavt utslipp i Norge, men nødvendigvis ikke for hele systemet. Totalutslippet for alle landene vil ikke bli særlig påvirket av elvekraftproduksjonen i Norge siden den utgjør en forholdsvis liten andel av totalproduksjonen. Derfor vil man ikke nødvendigvis se lavt utslipp av CO₂ samtidig som det er lave priser på elektrisitet i Norge. På samme måte som at Norge ikke vil ta over de lave prisene i Tyskland vil heller ikke Tyskland i en slik situasjon ta over de lave prisene fra Norge som følge av flaskehalser.



Figur 6-2: Merit order- kurve for illustrasjon av kraftmarkedet i Norge.

6.4 Drift av elektrolysøren

For én investor som vurderer å investere i elektrolysøren vil det trolig være mest lønnsomt å kjøre elektrolysøren hele tiden. Mine analyser viste at man oppnådde den laveste produksjonskostnaden ved å kjøre store deler av året bortsett fra de timene med høyest elpris. Da steg kostnadene med noen få eurocent, men kostnaden var likevel betydelig lavere enn utsalgsprisen på hydrogen eksklusiv merverdiavgift. Gitt at man allerede har investert i elektrolysøren vil tankesettet bli et annet. På investeringstidspunktet eller etter investering er bare fremtidige kontantstrømmer av interesse. Inn- eller utbetalinger som allerede har funnet sted, vil ikke påvirkes av beslutningen om driftsstrategi. Slike allerede medgåtte

kostnader betegnes som sunk cost, og skal ikke tas med i den videre vurderingen av valg av driftsstrategi for elektrolyseren.

Dersom salgsprisen per kg hydrogen er lavere enn gjennomsnittlige totale enhetskostnader, men høyere enn variable gjennomsnittlige enhetskostnader får man et dekningsbidrag som kan dekke deler av de faste kostnadene. Derfor lønner det seg fortsatt å produsere forutsatt at investeringen allerede er gjort. Før investeringen er gjort bør elektrolyseren kun produsere hydrogen dersom salgsprisen er høyere enn de gjennomsnittlige totale enhetskostnadene. Likevel kan det produseres i perioder med lavere salgspris enn totale kostnader gitt at gjennomsnittet av de totale kostnadene er lavere enn prisen vi får for hydrogenet. Imidlertid er det ikke lønnsomt å produsere dersom de variable kostnadene er høyere enn det hydrogenet kan selges for.

For alle driftsstrategiene er bruttofortjenesten positiv. Det er imidlertid forskjeller ved de ulike scenariene og driftsstrategiene imellom. Bruttofortjenesten er høyere i både Norge og Tyskland under driftsstrategi 1 sammenlignet med driftsstrategi 2 og 3 under begge scenariene. Årsaken til dette er at ved driftsstrategi 1 kjøres elektrolyseren gjennom hele året, mens ved de to andre driftsstrategiene kjøres elektrolysesystemet enten de 50 % timene med billigst strøm eller de 50 % timene med lavest CO₂- utslipp. Det er dermed færre timer å dele de faste investeringskostnadene på, noe som fører til at den totale kostnaden for hydrogenproduksjon blir høyere. I driftsstrategi 2 klarer ikke det faktum at elektrolyseren bare kjører de 50 % timene med lavest strømpris å veie opp for at investeringskostnaden fordeles på færre timer. Begrunnelsen ovenfor om hvorfor driftsstrategi 1 har høyere bruttofortjeneste enn driftsstrategi 2 og 3 er naturligvis også forklarende for hvorfor kostnaden per kg er lavere. Det ble antatt at prisen per kg hydrogen var den samme i både 2012 og 2030. Dette er en forenkling og utsalgsprisen til hydrogen vil avhenge av hvordan markedet vil utvikle seg i fremtiden.

For både Norge og Tyskland årene 2012 og 2030 er kostnaden per kg hydrogen forskjellig i scenario 1 og 2 under driftsstrategi 3. Årsaken til dette er at timene med lavest CO₂- utslipp i scenario 1 ikke vil være de samme som timene med lavest CO₂- utslipp i scenario 2. Kostnaden per kg hydrogen er lavere i Norge 2012 ved scenario 2 sammenlignet med scenario 1, mens for Norge 2030, Tyskland 2012 og Tyskland 2030 er den høyere.

Elektrisitetsprisene er gjennomgående høyere i 2030 enn i 2012 i begge land. Dette skyldes at modellen antar at det i 2030 vil være høyere karbonpris og brenselpriser enn i 2012. Dette medføre at også kostnaden per kg hydrogen produsert er høyere i 2030 enn i 2012 i begge land ved begge scenarier for alle driftsstrategiene. Grunnen til at økningen i elpriser og hydrogenkostnader fra 2012 til 2030 er høyere i Norge enn i Tyskland er som jeg har vært inne på ovenfor at det i Tyskland er ventet at det vil være mye sol og vind i 2030 som skaper mange timer med lave eller nullpriser. Som sagt vil ikke disse prisene overføres til Norge grunnet begrenset overføringskapasitet og fordi i Norge vil mye av den samme vannkraften fra 2012 stå for den fornybare produksjonen i 2030 også. Derfor vil vannverdiene i Norge dominere over prisreduksjonen fra vind og sol.

Årsaken til at hydrogenproduksjonen i Tyskland får lavere CO₂- utslipp både i 2012 og 2030 ved scenario 1 sammenlignet med scenario 2 kan trolig være at under scenario 1 drar Tyskland nytte av at det er det gjennomsnittlige CO₂- utslippet fra elektrisitetsproduksjonsmiksen som legges til grunn i analysene. Utslippet fra elektrisitetsproduksjonsmiksen i scenario 1 per MWh produsert er lavere enn CO₂- utslippet per MWh produsert i Tyskland isolert. I 2012 har Danmark, Finland, Norge og Sverige høyere fornybarandel enn Tyskland (se vedlegg e). Dette kombinert med at Tyskland har høy andel av kraft fra teknologier som kull og lignitt gjør at CO₂- utslippet i Tyskland blir høyere i scenario 2. I 2030 antar modellen at Norge, Sverige og Storbritannia vil ha høyere fornybarandel enn Tyskland. I tillegg antar modellen at mye av elektrisitetsproduksjonen i Tyskland i 2030 fortsatt kommer fra kull og lignitt som har høy utslippsintensitet. Grunnen til at disse teknologiene fortsatt utgjør en relativt stor del av elproduksjonen i Tyskland kan blant annet forklares av at modellen i 2030 antar at all kjernekraft er faset ut i Tyskland.

6.5 CO₂- utslipp fra personbiler ved de ulike driftsteknologiene

Mine resultater viser at bortsett fra driftsstrategi 3 vil ikke en overgang til bruk av hydrogenbiler, ved scenario 1, kunne redusere CO₂- utslippet fra personbiler i Norge og Tyskland sammenlignet med bensin- og dieslbiler, snarere vil det øke betydelig. Grunnet lav virkningsgrad i det termiske systemet kan ikke en overgang til bruk av hydrogenbiler forsvares ut fra et klimaperspektiv. Selv om det er en høyere andel fornybar energi i produksjonsmiksen i 2030 klarer ikke dette å veie opp for den lave virkningsgraden i de termiske kraftverkene. Det gir ikke mening å produsere hydrogen med kullkraft. Derfor bør

det kanskje utvikles et system som ivaretar at hydrogenproduksjonen kun kommer fra fornybare energikilder.

I tillegg ligger virkningsgraden i elektrolysører mellom 60 og 80 % (jamfør kapittel 2.2.2) og for elektrolysesystemet benyttet i disse analysene var den 60 %. Det går derfor med mer energi ved å fremstille hydrogen enn hva som kan utvinnes av det. Videre vil det også oppstå energitap under kjøring siden virkningsgraden i hydrogenbiler er 43-60 % (jamfør kapittel 2.2.1).

Til slutt er det viktig å poengtere at ved utregningen av CO₂- utslippet fra bensin- og dieslbiler er det kun tatt hensyn til utslippet fra drivstoffet som brukes for å drifte motoren. Det er dermed ikke tatt hensyn til deler av livsløpet som utvinning av olje, raffinering og utslipp ved distribusjon av drivstoffet. Disse forenklingene gjør at bensin- og dieslbiler får et lavere CO₂- utslipp enn hva det faktiske utslippet ville vært. Samtidig er det viktig å understreke at jeg ved utregningene av CO₂- utslippet for personbiler i Norge og Tyskland tok hensyn til hva det forventede CO₂- utslippet fra fossile biler vil være i 2030. Derimot tok jeg ikke hensyn til hva forventet virkningsgrad vil være for verken elbiler eller hydrogenbiler i 2030. Virkningsgradene til disse teknologiene vil trolig øke som følge av læring og økte investeringer. For hydrogenbiler vil dette medføre at både brenselcellene i bilene samt virkningsgraden ved hydrogenproduksjonen via elektrolyse vil bli forbedret og derfor resultere i at CO₂- utslippet fra hydrogenbiler vil være lavere i 2030 enn i dag.

Det er som nevnt tidligere, viktig å fremheve at CO₂- utslippet fra hydrogenproduksjonen i scenario 1 er beregnet ut ifra en produksjonsmiks som består av alle de ulike teknologiene for elektrisitetsproduksjon. Dersom elektrisiteten brukt til hydrogenproduksjon utelukkende kom fra fornybare energikilder vil CO₂- utslippet per kg hydrogen være null, gitt at man ser bort ifra deler av livssyklusen som produksjon av brenselcellebiler, og energibruk til produksjons- og konstruksjonsfasen. I Norge er det lite utslipp fra kraftproduksjonen og som scenario 2 viste sank dermed også utslippet fra hydrogenproduksjonen vesentlig. Uansett er det nærliggende å anta at dersom en investor skal investere i hydrogenproduksjon vil vedkommende maksimere avkastningen av investeringen, noe som trolig innebærer at det også ville være produksjon av hydrogen i timer der elektrisitetsproduksjonsmiksen i større grad er preget av ikke-fornybare energikilder. Resultatene fra analysene mine underbygger

denne påstanden i og med at det som nevnt tidligere var større lønnsomhet i å kjøre elektrolyseren gjennom hele året fremfor å kjøre de timene med lavest CO₂- utslipp.

CO₂- utslippet fra hydrogenbiler sammenlignet med elbiler er mer relevant da det viser et mer realistisk bilde av utslippsnivåene fra teknologiene siden det for bensin- og dieslbiler ikke ble tatt hensyn til utslipp i forbindelse med utvinning, raffinering og distribusjon. De store forskjellene i CO₂- utslippet mellom elbiler og hydrogenbiler skyldes at ved bruk av elbiler har energikilden, enten den er fossil eller fornybar, færre og mindre tapsledd enn ved bruk av hydrogen. Ifølge U.S Department of Energy konverterer elektriske biler ca. 59-62 % av den elektriske energien fra nettet til effekt på hjulene (DOE III), mens produksjonen av hydrogen alene hadde en virkningsgrad på 60 % i mine analyser. Som nevnt må det minst regnes med et tapsledd til siden hydrogenbiler har en virkningsgrad på 43 – 60 %.

Tradisjonelt sett har det vært ideelt at virkningsgraden er så høy som mulig. Dersom energien kommer fra fornybare kilder vil ikke virkningsgraden påvirke utslippene på samme måte som hvis kildene er fossile. Derimot vil virkningsgraden påvirke kostnadene.

En utfordring vil være å effektivt integrere en økende mengde fornybar energi. Derfor er det økende interesse for distribuert lagring slik at produksjon, overføring og distribusjon kan optimaliseres. Et av hovedargumentene for å innføre hydrogen som energibærer er å utnytte denne overskuddskraften. Imidlertid har bilindustriens fokus på elbiler gjort at batterier har blitt billigere. Kombinert med billigere solceller gjør dette at det har blitt mer aktuelt å benytte batterier i husstander og andre bygg. Tesla har utviklet produktene Powerwall og Powerpack. Powerwall er designet for å forsyne husstander med strøm og lades opp fra elektrisitet direkte fra strømnettet eller fra solcellepanel. Powerpack er designet for større industrielle enheter for å maksimere forbruket av fornybar energi og å unngå timer med høye priser for heller å lade når elektrisiteten er billigst. I tillegg kan den fungere som et reservebatteri og åpner muligheten for å tjene penger på å levere strøm til nettet.

I en situasjon som i Norge der mye av strømmen kommer fra regulerbar vannkraft er vannmagasinene den mest ideelle måten å lagre «strøm» på. I Tyskland der det er mye uregulerbar kraftproduksjon vil det derimot være behov for å lagre overskuddskraft. Hydrogenbiler vil kanskje være den beste måten å lagre denne overskuddskraften på. Men også i Norge kan hydrogen bli en viktig energibærer på veien til å elektrifisere veitrafikken.

Norge har enorme vindressurser langs kysten og i nordlige strøk. Disse områdene er ofte preget av et strømnnett som ikke er dimensjonert for å overføre eventuell ny vindkraft. Dermed kan hydrogenproduksjon fra vind på disse avsidesliggende stedene bidra til utnyttelse av vindressursene.

Å benytte hydrogen som energibærer vil imidlertid føre til et merforbruk av energi sammenlignet med å bruke produsert elektrisitet direkte på batterier i for eksempel en elbil. Ut i fra et slikt perspektiv fremstår elbiler som et mer energi-, og dermed miljøvennlig alternativ enn hydrogen.

7 Konklusjon

Ved å konvertere overskuddskraft fra solrike og vindfulle dager kan hydrogen være et alternativ eller supplement til fossile og elektriske biler. Denne studien undersøkte om hydrogen i transport kan bidra til å redusere klimagassutslippet. For å belyse dette ble det anvendt data fra produksjonssammensetningen i 2012, og simuleringer av produksjonssammensetningen i elektrisitetsmarkedet i 2030.

For alle driftsstrategiene i analysen, både for året 2012 og 2030, er kostnaden per kg hydrogen produsert lavere enn hva det antas å kunne selges til i markedet i begge land. Kostnaden per kg hydrogen er lavere når elektrolysøren kjører gjennom hele året framfor å velge enten de 50 % timene med lavest strømpris, eller de 50 % timene med lavest CO₂- utslipp. Årsaken til dette er at ved å kjøre gjennom hele året kan investeringskostnaden fordeles på flere timer. Imidlertid stiger de totale kostnadene de siste timene i året som følge av at elprisen i bunnpunktgrafen er sortert i stigende rekkefølge, noe som fører til stigning i de variable kostnadene.

Videre vil CO₂- utslippet fra hydrogenproduksjonen avhenge av hvilken elektrisitetsproduksjonsmiks som anvendes i analysene og valg av driftsstrategi for elektrolysøren. CO₂- utslippet er vesentlig mye lavere i Norge når hydrogenproduksjonen er isolert til produksjonsmiksen i det respektive land framfor å bruke produksjonsmiksen fra alle land inkludert i Balmorelmodellen. Hydrogenproduksjonen i Tyskland får derimot et lavere CO₂- utslipp ved å bruke det gjennomsnittlige CO₂- utslippet fra alle land i modellen, mens CO₂- utslippet øker i det isolerte scenariet.

Driftsstrategien for elektrolysøren har innvirkning på det resulterende CO₂- utslippet fra hydrogenproduksjonen. Ved begge scenarier for alle driftsstrategiene reduseres CO₂- utslippet tilknyttet produksjonen når elektrolysøren kjører de 50 % timene i året med lavest CO₂- utslipp.

Sammenligningen av de tre ulike driftsteknologiene for året 2030 viser at en overgang til brenselcelleteknologi i personbiler vil ha en negativ effekt på miljøbelastningene sammenlignet med bensin- og dieslbiler og elbiler i scenario 1. Unntaket er når elektrolysøren kjører de 50 % timene med lavest CO₂- utslipp. Under denne driftsstrategien

er CO₂- utslippet per km 74,3 gram for hydrogenbiler, mens det for bensin- og dieslbiler er 75 gram CO₂ per km. Når hydrogenproduksjonen er isolert til elektrisitet fra Tyskland har en overgang til bruk av hydrogenbiler en negativ effekt på miljøbelastningene. Derimot kan en oppnå en betydelig miljøgevinst dersom hydrogenproduksjonen isoleres til produksjon fra kraft i Norge.

8 Videre arbeid

I videre arbeid kan en se nærmere på dynamikken i kraftmarkedet og dermed regne ut det faktiske CO₂- utslippet fra hydrogenproduksjonen i de enkelte land med det faktiske utslippet fra elektrisitet solgt i Norge og Tyskland. Det ville også vært interessant å designe en driftsstrategi som sikrer at hydrogen kun produseres dersom det gir klimagevinst. I tillegg er det mulig å undersøke hva kostnaden ville vært for større elektrolysesystemanlegg ved sentralisert hydrogenproduksjon. I en slik situasjon ville distribusjonskostnader spille en større rolle. For å få mer representative resultater for de ulike driftsteknologiene kan det tas hensyn til større deler, eller hele livsløpet til de ulike drivstofftypene. Videre ville det vært interessant å gjøre lignende analyser som de i denne oppgaven for andre transportmidler som for eksempel tynge kjøretøy der batterier for el- drift vil være svært tungt. Til slutt vil jeg foreslå å se på hvordan økt etterspørsel etter hydrogen produsert via elektrolyse vil påvirke sammensetningen av elektrisitetsproduksjon i fremtiden.

9 Referanseliste

- Agora Energiewende. *Goals of Energiewende*. Tilgjengelig fra: <http://www.agora-energiewende.de/en/die-energiewende/goals-of-energiewende/> (lest 11.02).
- Aricò, A. S., Baglio, V., Briguglio, N., Maggio, G. & Siracusano, S. (2016). Proton Exchange Membrane Water Electrolysis. *Fuel Cells: Data, Facts and Figures*.
- Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B. & Standen, E. (2014). Development of Water Electrolysis in the European Union. 83 s.
- Bessarabov, D., Wang, H., Li, H. & Zhao, N. (2015). *PEM Electrolysis for Hydrogen Production: Principles and Applications*. 349 s.
- Brunvoll, F. & Monsrud, J. (2013). *Økning i transportens energibruk og klimagassutslipp*: Statistisk sentralbyrå. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/okning-i-transportens-energibruk-og-klimagassutslipp> (lest 21.01).
- Buehler, R. (2014). Daily Travel and CO₂ Emissions from Passenger Transport: A Comparison of Germany and the United States. 26.
- Capros, P., De Vita, A., Tasios, N., Papadopoulos, D., Siskos, P., Apostolaki, E., Zampara, M., Paroussos, L., Fragiadakis, K. & Kouvaritakis, N. (2013). *EU Energy, Transport and GHG Emissions: Trends to 2050, reference scenario 2013*.
- Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J. & Stolten, D. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38 (12): 4901-4934.
- DOE I. (2013). Report of the Hydrogen Production Expert Panel: A Subcommittee of the Hydrogen & Fuel Cell Technical Advisory Committee: United States Department of Energy. 139 s.
- DOE II. (2016). *Hydrogen Analysis Resource Center*: United States Department of Energy. Tilgjengelig fra: <http://hydrogen.pnl.gov/hydrogen-data/hydrogen-production> (lest 28.03).
- DOE III. *All-Electric Vehicles*: United States Department of Energy. Tilgjengelig fra: <https://www.fueleconomy.gov/feg/evtech.shtml> (lest 23.04).
- Ea Energy Analyses. (2015). Vehicle energy use and cost – Methodology used in Grøn Transport Roadmap 2030. 21 s.
- EEA I. (2015). *EEA greenhouse gas - data viewer*: European Environment Agency. Tilgjengelig fra: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer> (lest 27.01).
- EEA II. (2014). Monitoring CO₂ emissions from new passenger cars and vans in 2013, 16. Luxembourg. 60 s.
- Energimyndigheten. (2014). El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2014. 79 s.
- European Commission. (2011). Roadmap to a Single European Transport Area – Towards a competitive and resource efficient transport system. 30. Tilgjengelig fra: [http://ec.europa.eu/transport/themes/strategies/doc/2011_white_paper/white_paper_com\(2011\)_144_en.pdf](http://ec.europa.eu/transport/themes/strategies/doc/2011_white_paper/white_paper_com(2011)_144_en.pdf).
- European Commission II. (2016). *Reducing CO₂ emissions from passenger cars*. Tilgjengelig fra: http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars/index_en.htm (lest 22.04).
- Eurostat. *Share of renewable energy in fuel consumption of transport*. Tilgjengelig fra: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsdcc340&plugin=1> (lest 07.03).

- Fornybar I. *Hydrogen - produksjon*: Fornybar.no. Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/hydrogen/produksjon> (lest 04.02).
- Fornybar II. *Hydrogen - kjemisk lagring*. Fornybar.no. Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/overforing-og-lagring-av-energi/lagring-av-energi/teknologier-for-lagring-av-energi#kl> (lest 11.02).
- Fornybar III. *Hydrogen - Distribusjon*: Fornybar.no. Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/hydrogen/distribusjon> (lest 29.02).
- Fridstrøm, L. (2013). Norwegian Transport Towards the Two-Degree Target: Two Scenarios. *TØI Report* (1286/2013).
- Gjølberg, O. & Johnsen, T. (2007). Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn. *Report for Enova SF*.
- Grond, L., Schulze, P. & Holstein, J. (2013). Systems analysis power to gas: a technology review. Groningen.
- HOG Energi. (2012). Biogass som drivstoff for busser. 65 s.
- Holladay, J. D., Hu, J., King, D. L. & Wang, Y. (2009). An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis Today*, 139 (4): 244-260.
- Holtebekk, T. (2014). *Brenselcelle*. snl.no. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/brenselcelle> (lest 04.02).
- Hütter, A. (2013). Verkehr auf einen Blick. Wiesbaden. 60 s.
- ICCT. (2014). EU CO2 EMISSION STANDARDS FOR PASSENGER CARS AND LIGHT-COMMERCIAL VEHICLES: THE INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION. 9 s.
- IEA I. (2015). Key Trends in CO2 Emissions, Excerpt from: CO2 Emissions from Fuel Combustion. 15 s.
- IEA II. (2015). Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells. 75 s.
- IHS. (2015). *Chemical Economics Handbook: Hydrogen*. Tilgjengelig fra: <https://www.ihs.com/products/hydrogen-chemical-economics-handbook.html> (lest 30.03).
- IKA. (2014). CO2 Emission Reduction Potential for Passenger Cars and Light Commercial Vehicles Post 2020. Aachen. 24 s.
- IPCC. (2014). Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, Switzerland. 151 s.
- Ketelaer, T., Kaschub, T., Jochem, P. & Fichtner, W. (2014). The potential of carbon dioxide emission reductions in German commercial transport by electric vehicles. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 11 (8): 2169-2184.
- Langås, H. G. (2016). *Alkalisk elektrolyser* (e-post til Olav Andreas Andresen).
- Lehner, M., Tichler, R., Steinmüller, H. & Koppe, M. (2014). *Power-to-gas: technology and business models*, b. 39: Springer.
- Markusdottir, E. V. (2016). *Vann- og avløpsetaten* (e-post til Olav Andreas Andresen).
- Mathiesen, B. V., Ridjan, I., Connolly, D., Nielsen, M. P., Vang Hendriksen, P., Bjerg Mogensen, M., Højgaard Jensen, S. & Dalgaard Ebbesen, S. (2013). Technology data for high temperature solid oxide electrolyser cells, alkali and PEM electrolyzers, 8791404460: Department of Development and Planning, Aalborg University.
- McLellan, B., Florin, N., Giurco, D., Kishita, Y., Itaoka, K. & Tezuka, T. (2015). Decentralised energy futures: the changing emissions reduction landscape. *Procedia CIRP*, 29: 138-143.

- Morris, C. & Pehnt, M. (2012). *Energy Transition: The German Energiewende*. Berlin. 108 s.
- Norsk Hydrogenforum. (2013). *Norsk Hydrogenforum: Nyhetsbrev NR. 1*: Norsk Hydrogenforum. Tilgjengelig fra: <http://www.hydrogen.no/assets/files/nyhetsbrev/2013/Nyhetsbrev%20fra%20Norsk%20Hydrogenforum%202013-01.pdf> (lest 11.02).
- NREL. (2014). *Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs*: U.S. Department of Energy's Hydrogen and Fuel Cells Program. 60 s.
- Oslo kommune. *Vann- og avløpsgebyrer*. Tilgjengelig fra: <https://www.oslo.kommune.no/vann-og-avlop/priser-og-beregning/vann-og-avlopsgebyrer/> (lest 22.03).
- Regjeringen I. (2015). *Innsending av Norges klimamål til FN*: Regjeringen.no. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/innsending-av-norges-klimamal-til-fn/id2403782/> (lest 21.01).
- Regjeringen II. (2012). *Klimameldingen: Reduserte klimagassutslipp fra transportsektoren*. Regjeringen.no: Regjeringen Stoltenberg II. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/klimameldingen-reduerte-klimagassutslip/id679414/> (lest 21.01).
- Ridjan, I., Mathiesen, B. V. & Connolly, D. (2014). Synthetic fuel production costs by means of solid oxide electrolysis cells. *Energy*, 76: 104-113.
- Schoots, K., Ferioli, F., Kramer, G. & Van der Zwaan, B. (2008). Learning curves for hydrogen production technology: an assessment of observed cost reductions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33 (11): 2630-2645.
- SSB I. (2015). *Utslipp av klimagasser - data*: Statistisk sentralbyrå. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/define.asp?SubjectCode=al&ProductId=al&MainTable=UtslippKlimaEkvAktN&contents=UtslippCO2ekvival&PLanguage=0&Qid=0&nvl=True&mt=1&pm=&SessID=6296982&FokusertBoks=1&gruppe1=Hele&gruppe2=Hele&gruppe3=Hele&gruppe4=Hele&VS1=UtslpKildeA02&VS2=UtslpEnergivare&VS3=UtslpKompKlimagassA&VS4=&CMSSubjectArea=&KortNavnWeb=klimagassn&StatVariant=&Tabstrip=SELECT&aggresetnr=1&checked=true> (lest 27.01).
- SSB II. (2014). *Registrerte kjøretøy*: Statistisk sentralbyrå. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/bilreg> (lest 19.01).
- SSB III. (2015). *Energiregnskap og energibalanse, 2014, foreløpige tall*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energiregn/aar-forelopige/2015-05-06> (lest 07.03).
- Stolten, D. & Scherer, V. (2013). *Transition to renewable energy systems*: John Wiley & Sons.
- Thune-Larsen, H., Hagman, R., Hovi, I. B. & Sandberg Eriksen, K. (2009). *Energieffektivisering og CO2-utslipp for innenlands transport 1994-2050*. Oslo: Transportøkonomisk institutt (TØI). 65 s.
- Tie, S. F. & Tan, C. W. (2013). A review of energy sources and energy management system in electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20: 82-102.
- Tveten, Å. G. & Bolkesjø, T. F. (2015). Increased demand-side flexibility: market effects and impacts on variable renewable energy integration. 42.
- Umweltbundesamt. (2012). *Daten zum Verkehr*. 68 s.
- Ursua, A., Gandia, L. M. & Sanchis, P. (2012). Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends. *Proceedings of the IEEE*, 100 (2): 410-426.

- Webb, A. (2015). *German Wind-to-Hydrogen Plant Takes Car-Fuel Battle to Tesla*: Bloomberg. Tilgjengelig fra: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-07-02/german-wind-to-hydrogen-plant-takes-car-fueling-battle-to-tesla> (lest 25.04).
- Zyga, L. (2006). *Why a hydrogen economy doesn't make sense*: Phys.org. Tilgjengelig fra: <http://phys.org/news/2006-12-hydrogen-economy-doesnt.html> (lest 04.11.2015).

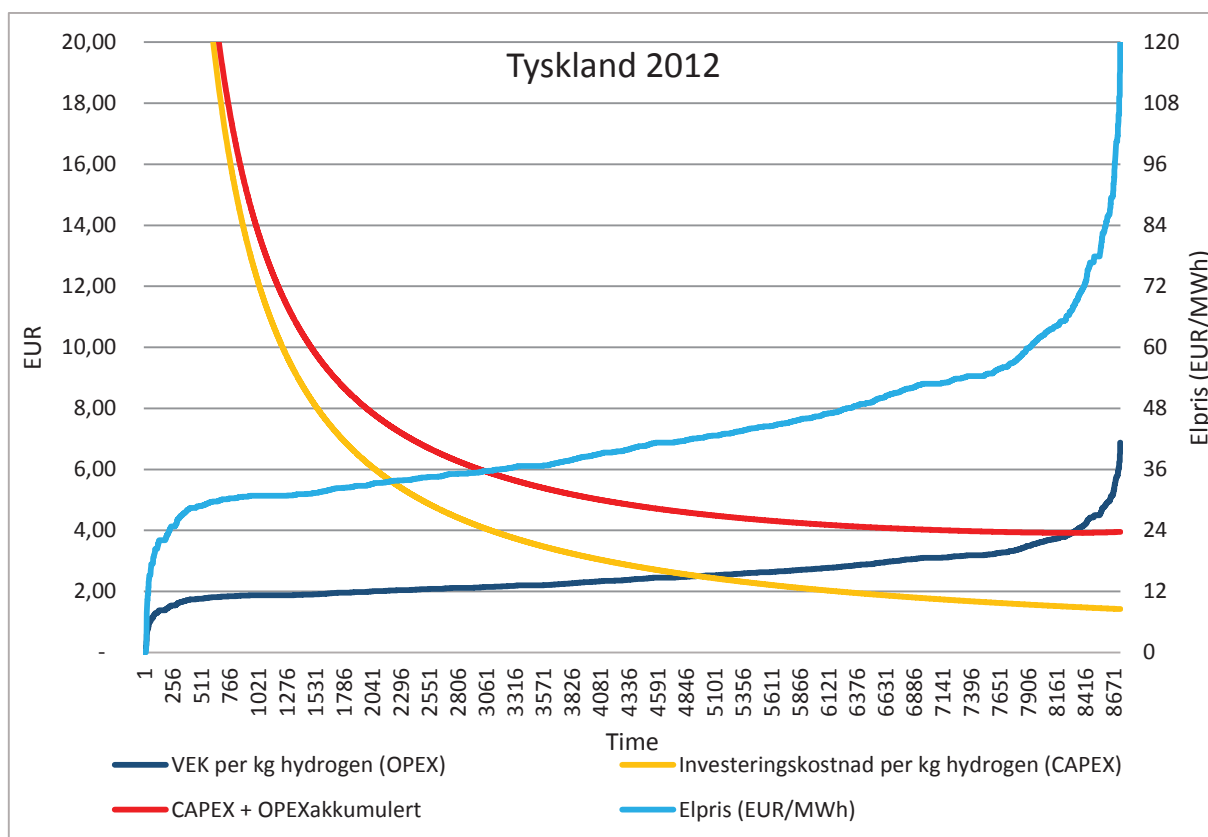
Vedlegg A

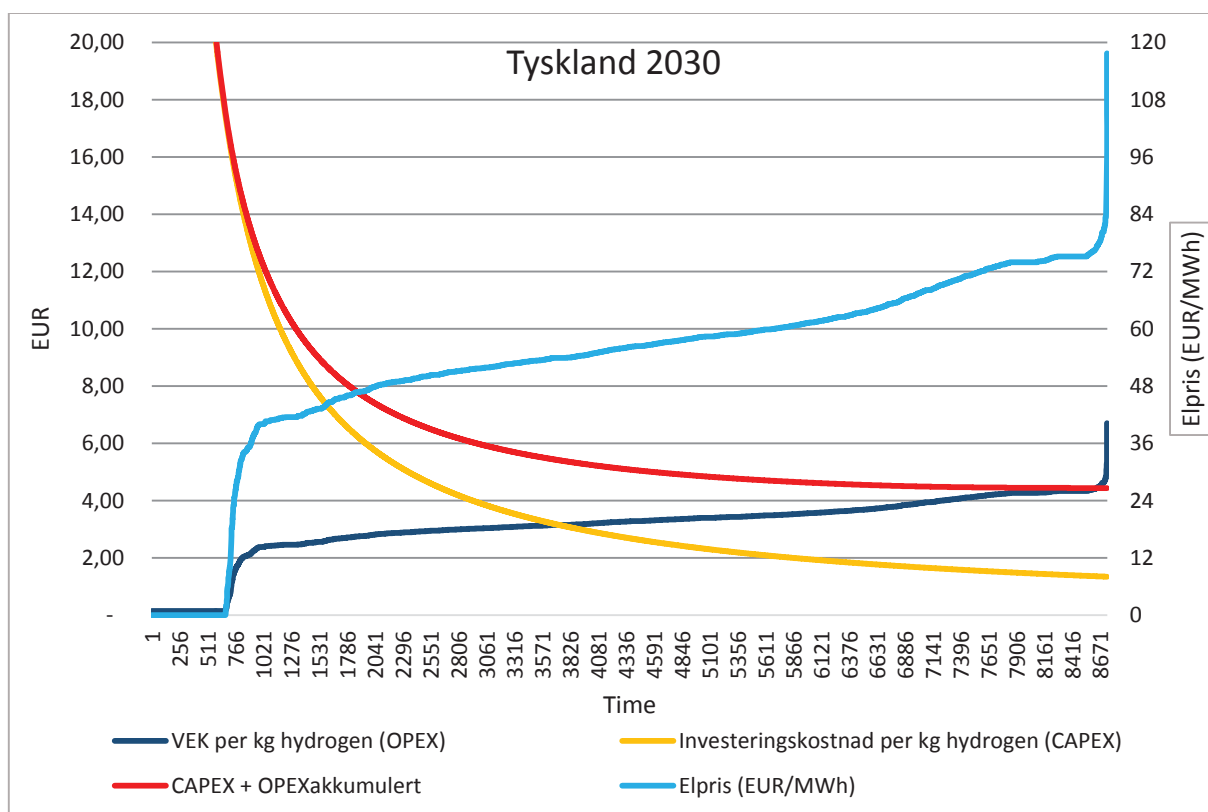
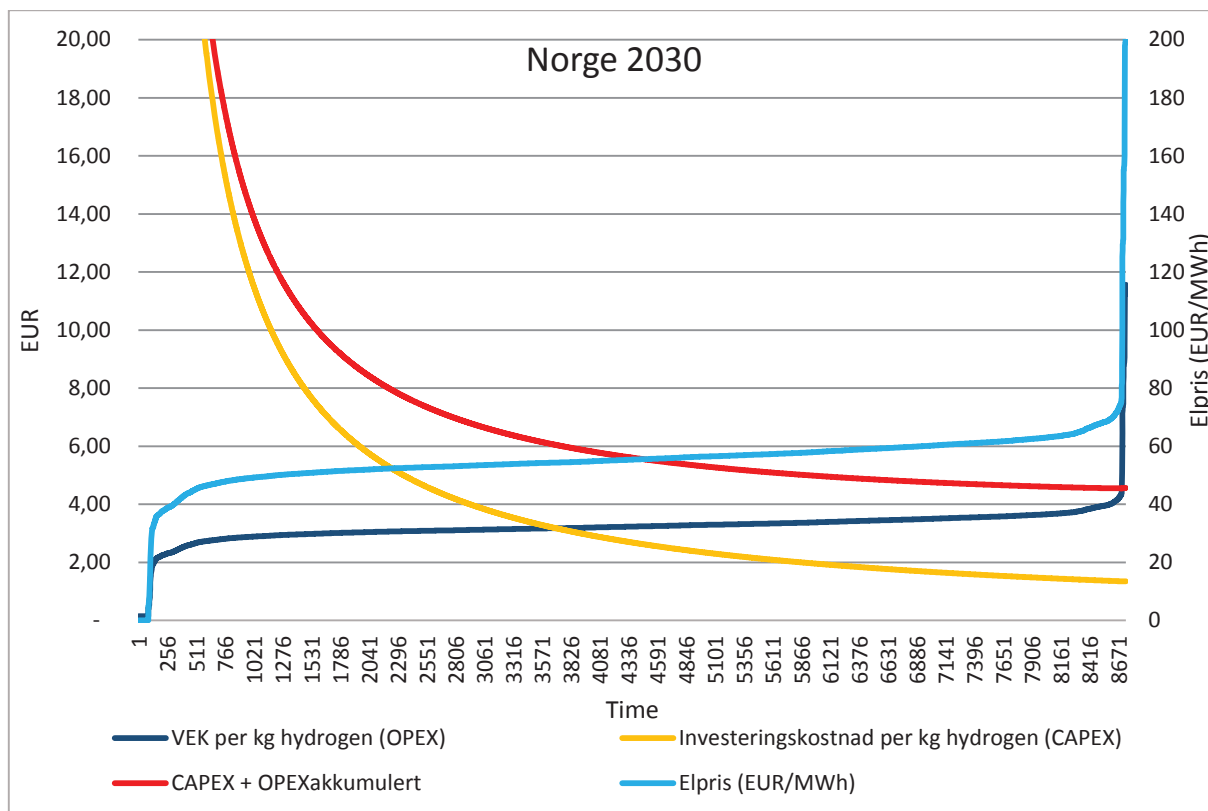
Figurene i vedlegg A, vedlegg B og vedlegg C viser elprisen den enkelte time, variable enhetskostnader (VEK) per kg hydrogen den enkelte time (OPEX), investeringskostnaden delt på den totale mengden hydrogenproduksjon i kg (CAPEX) og investeringskostnad delt på den totale mengden hydrogenproduksjon i kg og det akkumulerte gjennomsnittet av variable enhetskostnader (VEK) per kg hydrogen den enkelte time slått sammen (CAPEX+OPEXakkumulert- kurven).

Vedlegg A viser bunnpunktgrafer for driftsstrategi 1 og 2.

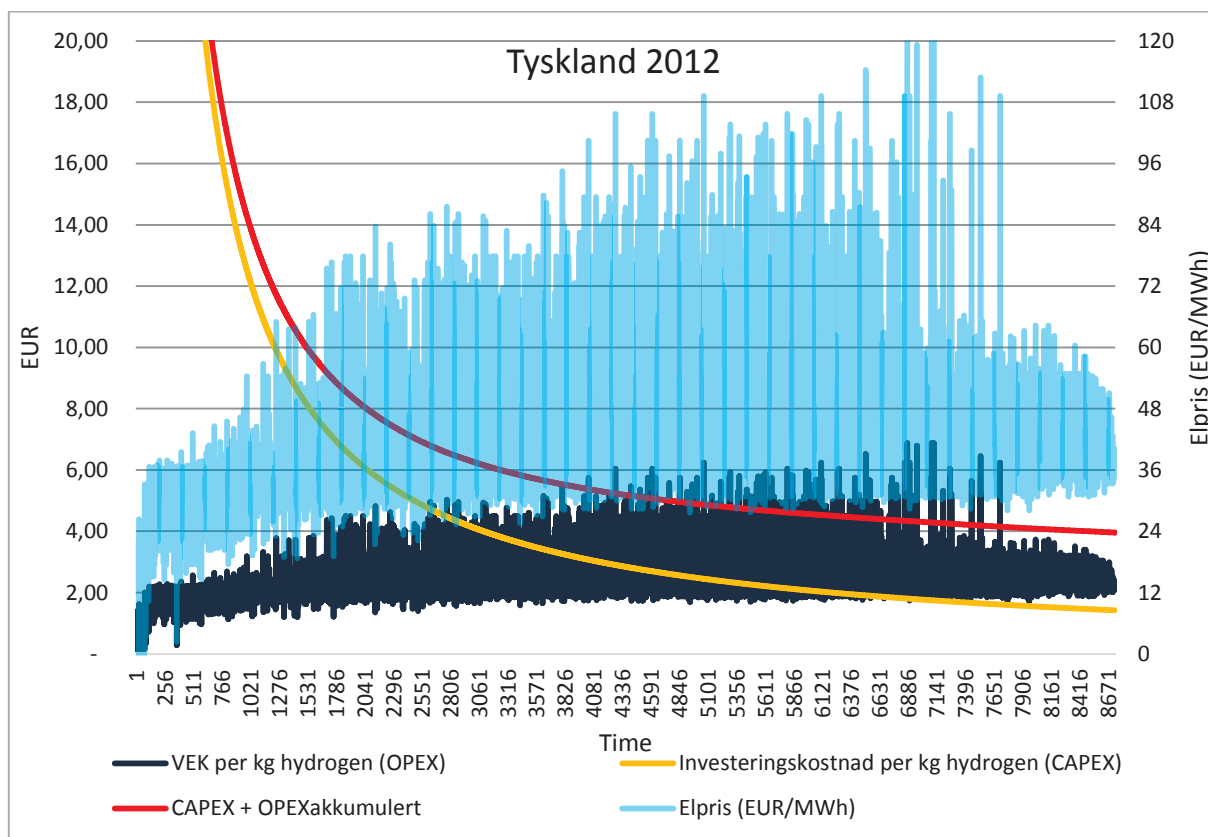
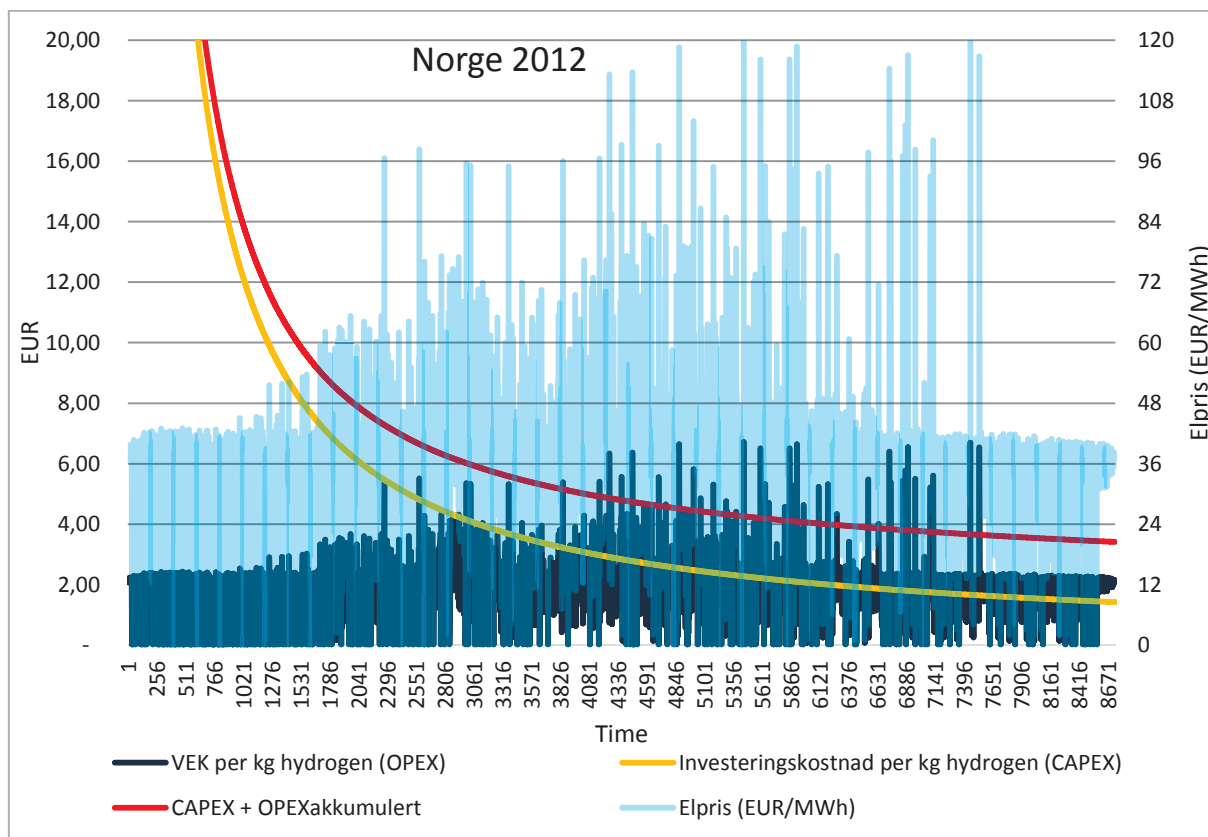
Vedlegg B viser bunnpunktgrafer for driftsstrategi 3.

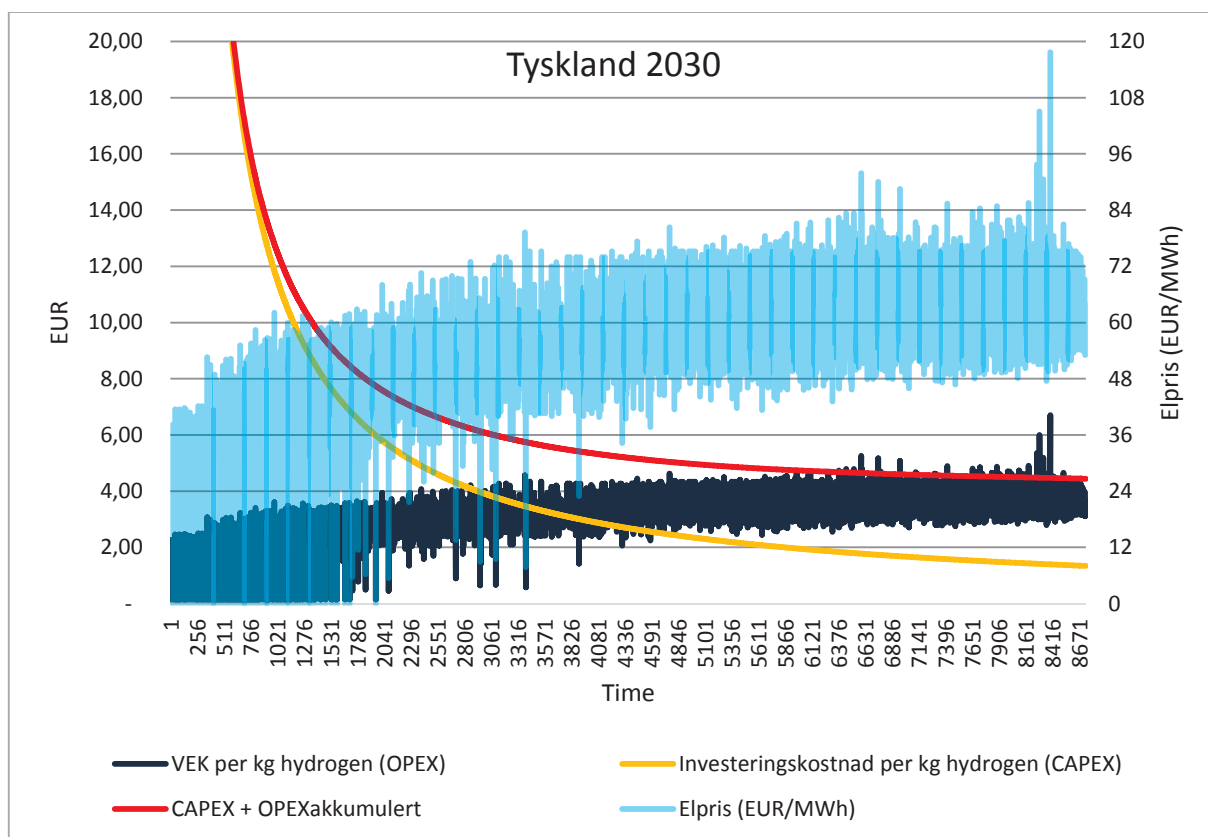
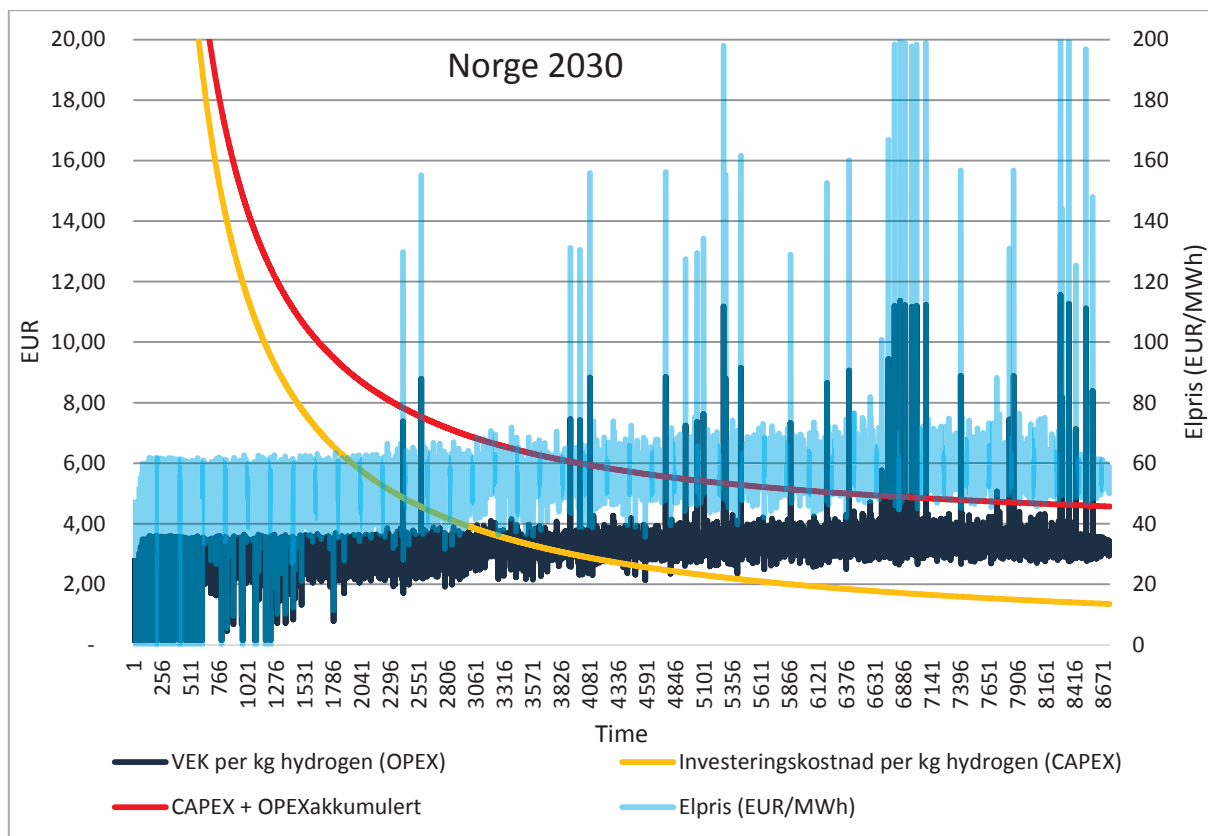
Bunnpunktgrafene i driftsstrategi 1 og 2 vil se like ut for begge scenariene, mens for driftsstrategi 3 vil også bunnpunktgrafene endre seg ved scenario 2. Disse er vedlagt i vedlegg C.



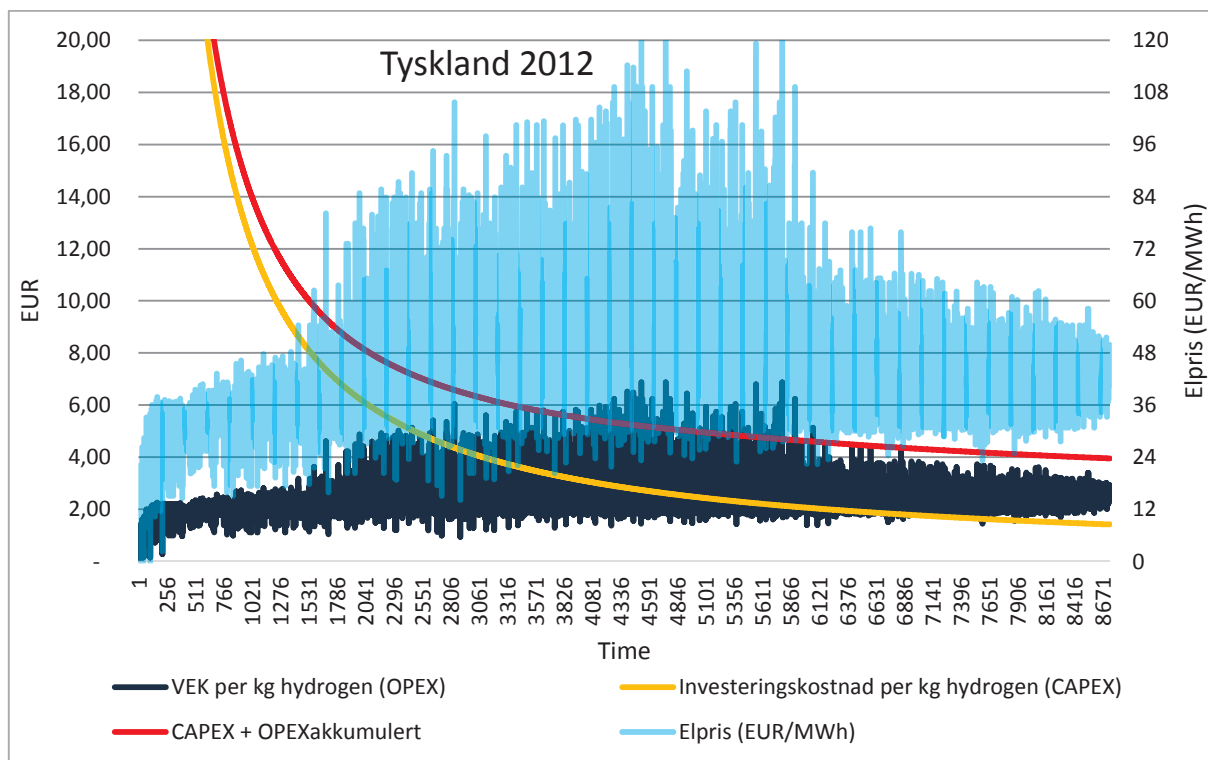
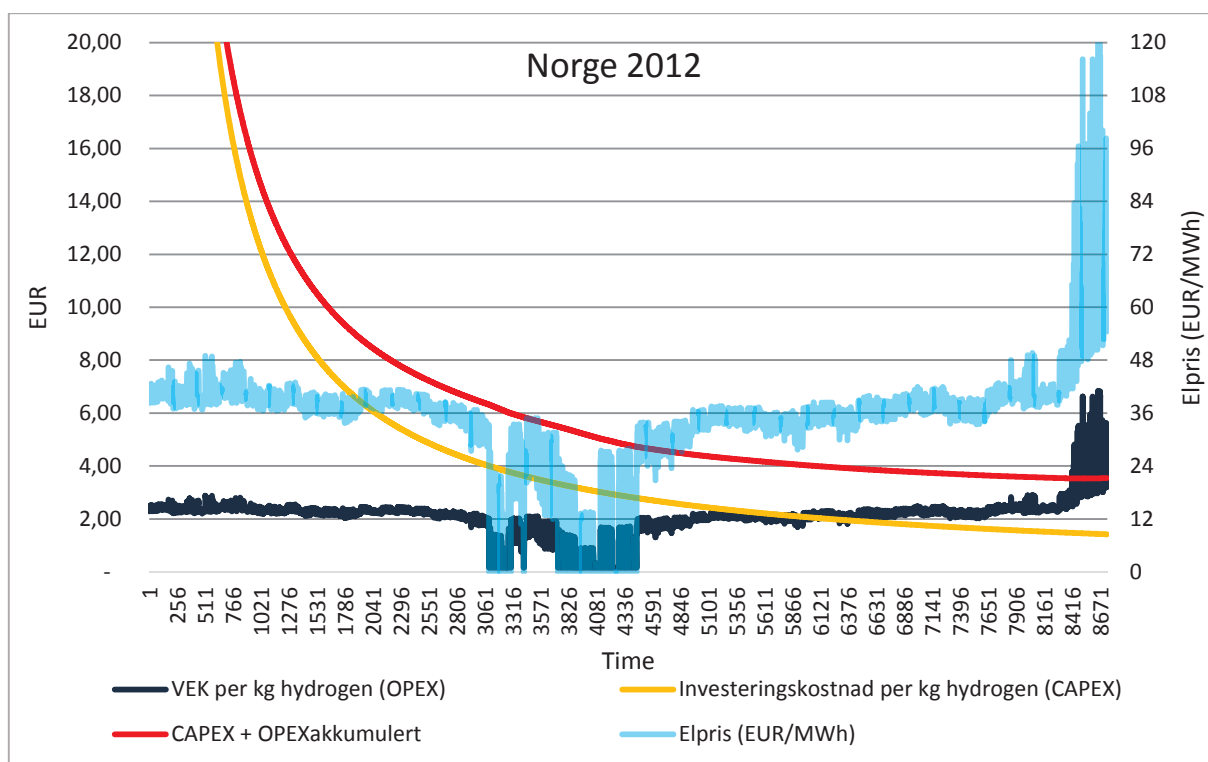


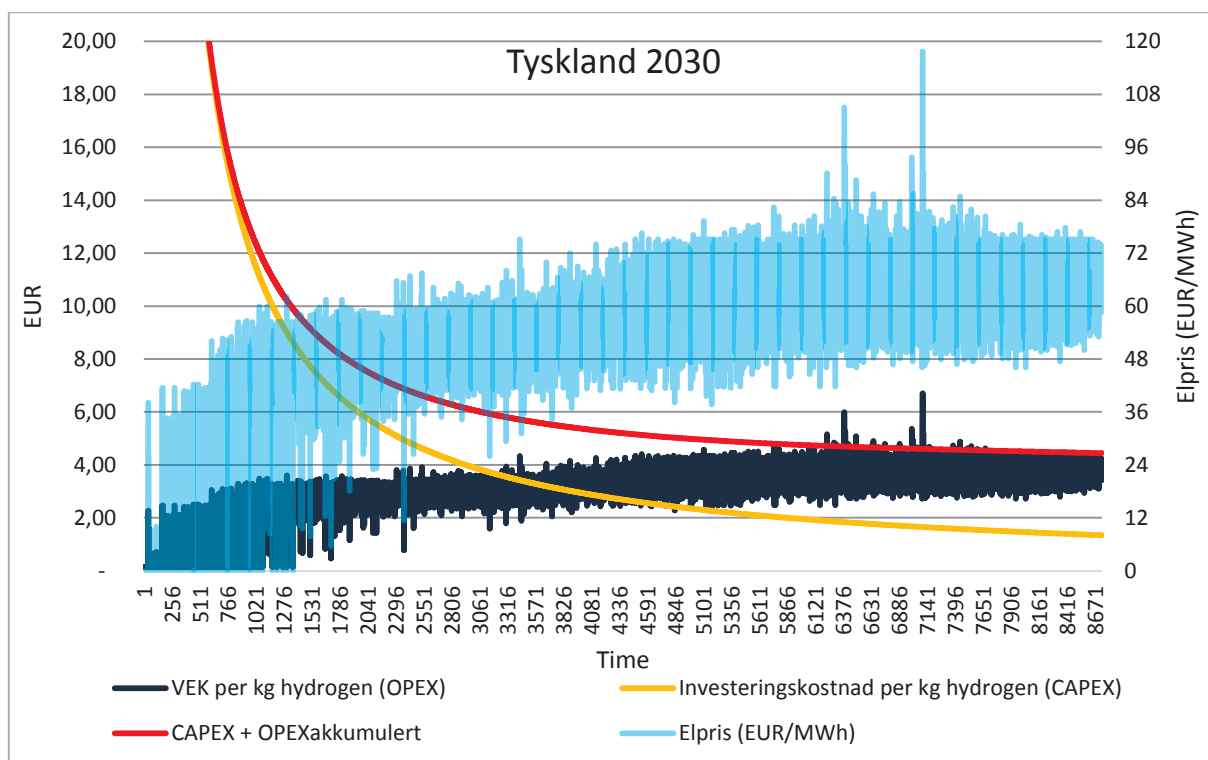
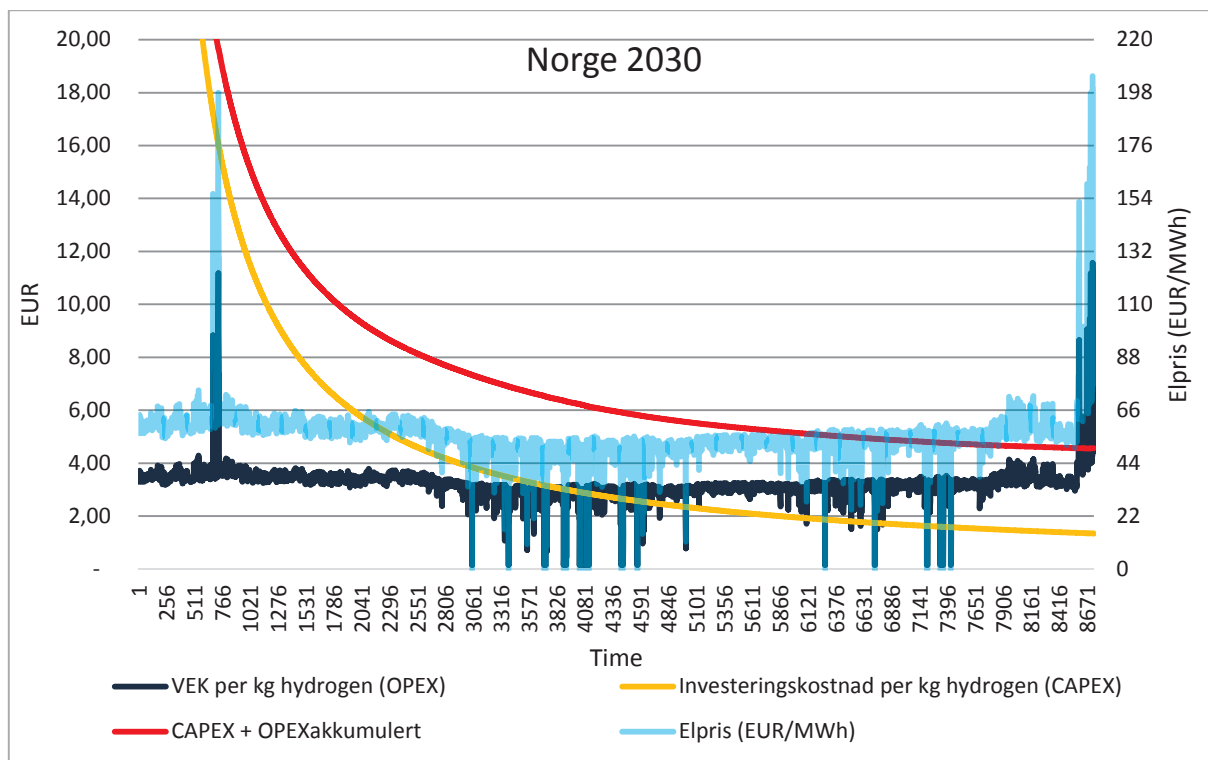
Vedlegg B





Vedlegg C





Vedlegg D

CHP- teknologier (combined heat and power)

Type brensel	CO ₂ - utslipp (kg/MWh)	Brenselseffektivitet	Cb- verdi for CHP (MWelec/MWheat)
Kull1	342,00	0,90	0,50
Kull2	342,00	0,89	0,44
Kull3	342,00	0,88	0,38
Fyringsolje1	280,80	0,77	0,75
Fyringsolje2	280,80	0,77	0,75
Fyringsolje3	280,80	0,77	0,75
Lignitt1	363,60	0,88	0,50
Lignitt2	363,60	0,87	0,44
Lignitt3	363,60	0,86	0,38
Naturgass1	204,84	0,80	1,50
Naturgass2	204,84	0,80	1,10
Naturgass3	204,84	0,80	0,70

Power-only-teknologier

Type brensel	CO ₂ - utslipp (kg/MWh)	Brenselseffektivitet
Kull1	342,00	0,50
Kull2	342,00	0,46
Kull3	342,00	0,41
Kull4	342,00	0,36
Fyringsolje1	280,80	0,43
Fyringsolje2	280,80	0,35
Fyringsolje3	280,80	0,26
Lignitt1	363,60	0,50
Lignitt2	363,60	0,43
Lignitt3	363,60	0,38
Lignitt4	363,60	0,32
Naturgass1	204,84	0,63
Naturgass2	204,84	0,58
Naturgass3	204,84	0,40
Naturgass4	204,84	0,29

Vedlegg E

Elektrisitetsproduksjon og elektrisitetsforbruk (TWh) 2012 og 2030.

2012	Termisk kraft						
	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige	UK
CHP og biomasse	12,3	20,5	90,0	47,8	-	16,1	35,6
Kjernekraft	-	22,3	94,2	3,8	-	61,4	63,9
Lignitt	-	-	152,2	-	-	-	-
Kull	9,1	14,7	149,4	30,7	-	-	168,8
Naturgass	0,3	0,5	11,0	14,8	1,8	-	51,6
Fyringsolje	-	0,1	-	-	-	-	-
	Fornybar kraft med unntak av biomasse						
Vannkraft (reservoar og pumpekraft)	-	-	11,1	-	85,6	51,3	-
Elvekraft	-	13,1	17,0	0,2	42,4	16,0	4,1
Vind	10,3	0,7	50,7	5,0	1,4	7,2	20,8
Sol	-	-	28,0	0,0	-	-	1,5
Total elektrisitetsproduksjon	32,0	72,0	603,7	102,2	131,2	152,0	346,2
Tap	-2,0	-2,2	-24,6	-4,4	-11,7	-10,3	-28,5
Elektrisitetsforbruk (TWh)	32,1	82,5	536,6	111,4	116,7	131,4	325,3

Kilde: Tveten (2015)

2030	Termisk kraft						
	Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Norge	Sverige	UK
CHP og biomasse	14,0	19,7	113,1	52,5	0,6	19,9	39,0
Kjernekraft	-	35,1	-	4,5	-	61,4	31,3
Lignitt	-	-	124,5	-	-	-	-
Kull	9,5	4,7	94,2	19,5	-	-	61,4
Naturgass	0,3	0,1	8,0	11,4	0,0	-	69,8
Fyringsolje	-	0,0	-	-	-	0,0	0,1
	Fornybar kraft med unntak av biomasse						
Vannkraft (reservoar og pumpekraft)	-	-	6,9	-	85,7	51,3	-
Elvekraft	-	14,3	22,6	0,2	49,3	16,6	3,8
Vind	14,6	4,1	162,2	33,2	7,6	14,8	145,6
Sol	-	-	56,6	0,7	-	-	7,5
Total elektrisitetsproduksjon	38,5	77,9	588,0	122,0	143,3	164,2	358,3
Tap	-2,0	-2,2	-26,0	-4,4	-12,9	-10,9	-30,0
Elektrisitetsforbruk (TWh)	31,1	83,6	551,0	120,3	125,3	139,2	339,2

Kilde: Tveten (2015)



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway