



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2016 30 stp
Institutt for naturforvaltning

Krafteksport eller industriutvikling? En analyse av klimamessig og økonomisk optimal anvendelse av norsk kraftoverskudd i 2030.

Electricity Export or Industrial Development?
An Analysis of Optimal Economic and Climate
Smart Usage of the Norwegian electricity Surplus
in 2030.

Geir Rossebø
Fornybar energi

FORORD

Det har vært en krevende og lærerik prosess å fullføre denne masteroppgaven som setter punktum for mine fem år som student ved NMBU. Mye frustrasjon har blitt skapt av datakilder som ikke er tilgjengelige og av algebraiske begrensninger som ikke alltid spiller på lag. Gleden har derimot vært stor når en endelig forstår et sentralt poeng og brikkene omsider faller på plass.

Jeg ønsker å takke hovedveileder Torjus F. Bolkesjø for konstruktive innspill og oppmuntrende kommentar i arbeidet med denne oppgaven. Jeg ønsker også å takke medveileder Carl Brønn for støtte ved utforming av modellen.

En takk går også til min gode venn Sigurd Kvammen, som har vært så snill å lese korrektur på teksten.

Den aller største takken går til min samboer Serena og vår datter Thomine som har holdt ut med meg som student i alle disse årene. Tusen takk!

Geir Rossebø 12.5.2016

SAMMENDRAG

Det er i denne oppgaven sett på ulike anvendelser for bruk av et fremtidig kraftoverskudd i 2030 i Norge. Forventingen om et kraftoverskudd baserer seg på resultater fra relevant litteratur.

Da avveilingen mellom hvor store reduksjoner i CO₂-utslipp og hvor god lønnsomhet som kan oppnås for ulike anvendelser av elektrisitet, er problemstillingen formulert på følgende måte: «Hvilken fremtidig bruk av elektrisitet i en situasjon med høyt kraftoverskudd, vil føre til lavest mulig klimabelastning og høyest lønnsomhet i år 2030?». Det er sett på følgende anvendelser av elektrisitet: krafteksport, aluminiumproduksjon og elektrifisering av Utsirahøyden.

Prisutviklingen i kvotemarkedet EU ETS påvirker både lønnsomheten og CO₂-reduksjonene for disse anvendelsene og er derfor inkludert i analysen.

Det er benyttet en arkimedisk målprogrammeringsmodell for å besvare problemstillingen.

Som optimaliseringskriterier i modellen er CO₂-reduksjoner og lønnsomhet benyttet.

Det er undersøkt to scenarier med 25 TWh kraftoverskudd, men med ulik kvotepris.

Scenario 1: 250 kr/tonn CO₂. Scenario 2: 676 kr/tonn CO₂. Det er gjort analyser for å finne den optimale vektingen av kriteriene som samlet gir den høyeste måloppnåelsen. Den optimale vektingen er videre brukt for å finne ut hvilke anvendelser som først prioriteres.

Resultatene fra analysen viser at den optimale vektingen av kriteriene for scenario 1 gir en fordeling på 5 TWh for krafteksport og 20 TWh for aluminiumproduksjon. Det oppnås en reduksjon i CO₂-utslipp på 8,7 millioner tonn CO₂ og en lønnsomhet på 2,8 milliarder kroner. Aluminiumproduksjon prioriteres høyest. I scenario 2 er fordelingen 20 TWh for krafteksport og 3,3 TWh for aluminiumproduksjon og 1,7 TWh for elektrifisering. Det oppnås en reduksjon i CO₂-utslipp på 6 millioner tonn CO₂ og en lønnsomhet på 3,3 milliarder kroner. Elektrifisering prioriteres høyest for denne vektingen.

Stor usikkerhet i datamaterialet og forenklinger som følger av de forutsetningene som er gjort medfører at resultatet ikke bør vektlegges for mye. De trendene som observeres er desto mer interessant. Hvilket perspektiv som legges til grunn for CO₂-reduksjoner er også viktig, samt de fordelingseffektene som inntreffer for den lønnsomheten som oppnås.

ABSTRACT

This thesis examines different usages for a future power surplus in Norway in 2030.

Expectations for a power surplus is based on results from relevant literature.

There is a trade-off between the achievement of possible CO₂-reductions and profit for each usage. The problem statement is therefore formulated as follows: «Which future use of electricity in a situation with high power surplus, will result in the lowest climate impact and the highest profit»? The following usages of electricity is examined: power export, aluminum production and electrification of the Norwegian Continental Shelf. The prices in the EU Emissions Trading System (EU ETS) affects both profit and CO₂-reductions, and is therefore included in the analysis.

To answer the problem statement an archimedean goal programming model is constructed. CO₂-reductions and profit is used as optimization criteria.

Two scenarios are examined, both with 25 TWh power surplus but with differing quota prices. Scenario 1: 250 NOK/ton CO₂. Scenario 2: 676 NOK/ton CO₂. Analysis are conducted to find the optimal weighting option that provides the highest goal achievement. The optimal weighing is then used to find which usage that is first prioritized.

The results show that the optimal weighting for the criteria in scenario 1 gives a distribution of power export 5 TWh and aluminum production 20 TWh. The obtained CO₂-reductions are 8.7 million tons of CO₂ and a profit of 2.8 billion NOK. Aluminum has the highest priority.

In scenario 2, the distribution is power export 20 TWh, aluminum production 3.3 TWh and electrification 1.7 TWh. The obtained CO₂-reductions are 6 million tons of CO₂ and a profit of 3.3 billion NOK.

A significant uncertainty in the data material and simplifications arising from the assumptions means that the results should not be emphasized too much. The trends observed are rather more interesting. Concerns should be put on the perspectives used as a basis for CO₂-reductions, as well as the distribution effects occurring for the profitability.

INNHALDSFORTEGNELSE

<i>Forord</i>	I
<i>Sammendrag</i>	II
<i>Abstract</i>	III
<i>Innholdsfortegnelse</i>	IV
<i>Tabelloversikt</i>	VI
<i>Figuroversikt</i>	VIII
1 Introduksjon	1
2 Fremtidig utvikling for kraftsystemet	4
2.1 Dagens situasjon og forventinger for fremtiden	4
2.2 EU ETS påvirkning på kraftsystemet	6
2.2 Ulike anvendelser av elektrisitet	8
2.2.1 Krafteksport.....	8
2.2.2 Aluminiumproduksjon.....	9
2.2.3 Elektrifisering av sokkelen.....	11
3 Metode og data	13
3.1 Valg av metode	13
3.2 Algebraisk formulering av modellen	14
3.3 Optimalisering av modellen.....	15
3.4 Data benyttet i modellen.....	16
3.4.1 Data for krafteksport.....	17
3.4.2 Data for aluminiumproduksjon	18
3.4.3 Data for elektrifisering	19
3.4.4 Målsettinger som er brukt i modellen	19
3.4.5 Forutsetninger for data som er benyttet i modellen	20
3.5 Modelldesign og gjennomføring.....	21
4 Resultater	23
4.1 Optimal vekting.....	23
4.1.1 Optimal vekting for scenario 1.....	23
4.1.2 Optimal vekting for scenario 2.....	26
4.2 Endring i forbruk ved forskjellige nivå av kraftoverskudd	29
4.2.1 Endring i kraftoverskudd ved optimal vekting - scenario 1	29
4.2.2 Endring i kraftoverskudd ved optimal vekting - scenario 2	31

5 Diskusjon	32
5.1 Diskusjon og tolkning av resultatene.....	32
5.2 Usikkerhet og betraktninger for beregningene i datamaterialet.....	33
5.3 Diskusjon om forutsetningene som ligger til grunn for analysen	34
5.4 Analysens relevans.....	36
6 Konklusjon	38
7 Litteraturliste	40
8 Vedlegg	43

TABELLOVERSIKT

Tabell 1 Energibalansen hentet fra SSB (2015). Tabellen viser elektrisitetsbruk (TWh) for fastlands-Norge i perioden 2009 – 2014.	4
Tabell 2 Kraftoverskudd og kraftpriser i Norge for 2030, hentet fra utvalgte rapporter. Kraftpriser er oppgitt for de rapportene som har estimert dette.	5
Tabell 3 Data for krafteksport benyttet i modellen.	17
Tabell 4 Data for aluminiumproduksjon benyttet i modellen.	18
Tabell 5 Data for elektrifisering benyttet i modellen.	19
Tabell 6 Målsettinger for kriteriene som er benyttet i scenarioene. CO ₂ -reduksjoner er angitt i millioner tonn CO ₂ . Lønnsomhet er angitt i millioner kroner.	19
Tabell 7 Resultater for scenario 1. Endringer i forbruk med tilhørende grad av måloppnåelse og mengde reduserte CO ₂ -utslipp og lønnsomhet, for ulik vektning av kriteriene ved kvoteprisnivå NPS i 2030.	25
Tabell 8 Resultater for scenario 2. Endringer i forbruk med tilhørende grad av måloppnåelse og mengde reduserte CO ₂ -utslipp og lønnsomhet, for ulik vektning av kriteriene ved kvoteprisnivå 450S i 2030.	28
Tabell 9 Vekslingskurs for euro og amerikansk dollar.	43
Tabell 10 Fremtidige kvotepriser i EU ETS for IEA scenarioene NPS og 450S.	44
Tabell 11 Beregning av kvoteprisens innvirkning på marginalutslipp (MtCO ₂ /TWh) i 2030, for scenarioene NPS og 450S.	45
Tabell 12 Reduksjon i marginalutslipp som følge av økt nettoeksport, for kvoteprisnivåene i NPS og 450S.	45
Tabell 13 Beregnet samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved ulike kvoteprisnivå.	46
Tabell 14 Beregnet prosentvis endring i samfunnsøkonomisk lønnsomhet for kvoteprisnivåene NPS og 450S.	46
Tabell 15 Nåverdiberegninger av konsumentoverskudd for tysklandkabelen og samlet utbygging.	47

Tabell 16 Lønnsomhetsberegninger for krafteksport i 2030 ved å inkludere konsumentoverskudd for de ulike kvoteprisnivåene.....	48
Tabell 17 Beregning av gjennomsnittlig andel varmeproduksjon i verden i 2030 for NPS.	49
Tabell 18 Beregning av utslippsfaktorer for ulike regioner i NPS i 2030.	50
Tabell 19 Beregning av utslippsfaktorer for ulike regioner i 450S i 2030.....	50
Tabell 20 Aluminiumproduksjon i 2014 og estimat for 2030.	51
Tabell 21 Aluminiumproduksjon, kraftforbruk og utslippsfaktorer for kvotepriser i NPS og 450S.	53
Tabell 22 Produksjonskostnader for 1 tonn aluminium i Canada og USA i 2001 og 2012. Alle beløp i 2012 dollar. Beløp merket med stjerne er lest av fra figur.....	54
Tabell 23 Inntekter og kostnader som inngår i nåverdiberegningen for lønnsomheten til norsk aluminiumproduksjon. Nåverdiberegning for perioden 2020-2049.	55
Tabell 24 Lønnsomhet for aluminiumproduksjon i 2030 for kvoteprisnivåene i NPS og 450S.	56
Tabell 25 Beregning av reduserte utslipp for elektrifisering for kvoteprisnivåene NPS og 450S i 2030.....	57
Tabell 26 Beregning av virkningsgrad for bruk av frigjort gass.....	57
Tabell 27 Lønnsomhet per TWh i 2030 for kvoteprisnivåene NPS og 450S.....	58

FIGUROVERSIKT

Figur 1 Fremtidige kvotepriser (kr/tCO ₂) for scenarioene NPS og 450S i IEA (2015).....	7
Figur 2 Endring i hvilken kraftproduksjon som blir inkludert ved økt tilgang på uregulerbar kraft	9
Figur 3 Aluminiumproduksjon og CO ₂ -utslipp fra kraftproduksjon i 2014, for et utvalg av land. Figur hentet fra OED (2016).....	10
Figur 4 Resultater for scenario 1. Endringer i vektet sum av avvik for ulik vekting av kriteriene, for kvoteprisnivå NPS i 2030.	24
Figur 5 Resultater for scenario 1. Endringer i forbruk ved ulik vekting av kriteriene, for kvoteprisnivå NPS i 2030.	25
Figur 6 Resultater for scenario 2. Endringer i vektet sum av avvik for ulik vekting av kriteriene, for kvoteprisnivå 450S i 2030.....	27
Figur 7 Resultater for scenario 2. Endringer i forbruk ved ulik vekting av kriteriene, for kvoteprisnivå 450S i 2030.....	28
Figur 8 Resultater for scenario 1. Fordeling av forbruk for økende kraftoverskudd ved optimal vekting. Kvoteprisnivå NPS i 2030.	30
Figur 9 Resultater for scenario 2. Fordeling av forbruk for økende kraftoverskudd ved optimal vekting. Kvoteprisnivå 450S i 2030.....	31

1 INTRODUKSJON

Framtidsutsiktene for et kraftoverskudd i Norge varierer fra beskjedne til betydelige anslag. Årsakene for at dette kan inntreffe er flere, og skyldes endringer i drivere både på tilbud- og etterspørselssiden. For det første vil innføringen av elsertifikater resultere i at det bygges mer fornybar energiproduksjon i Norge og Sverige. For det andre er det norske klimaet i endringen. IFE (2010) melder om økt nedbør og høyere temperatur på årsbasis, som vil føre til større vannkraftproduksjon og lavere kraftforbruk. Ved å ta dette i betraktning er det en sannsynlighet for at differansen mellom produksjon og forbruk øker, noe som vil resultere i lave kraftpriser og økt krafteksport. EU ETS kvotemarkedet kan også spille en viktig rolle inn i dette, da kvoteprisens størrelse innvirker på tilbudet og etterspørselen i Europas kraftmarkeder.

Argumenter for å satse mer på norsk industri rettes stadig fra industriaktører og politikere. Økt industrisatsing med lave kraftpriser, kan være et konkurransefortrinn og bidra til å skape nye arbeidsplasser. Tanken om at industri i Norge vil fortrenge produksjon fra land med høyere klimagassutslipp er også viktig her. Som en vridning bort fra en oljebasert økonomi er dette også aktuelt, sett i lys av den reduserte inntjeningen og de store nedbemanningene det siste året.

Det er mange alternativer for økt bruk av elektrisitet i Norge. Innen energiintensiv industri er produksjon av kjemiske råvarer, ferrolegeringer, treforedling, hydrogen og aluminium noen av mulighetene. Som erstatning for andre energibærere er elektrifisering av bilparken og elektrifisering av den norske sokkelen relevante. Alternativet til dette er en fortsatt tilrettelegging for krafteksport, som både vil gi inntekter og øke forsyningssikkerheten. Uansett hvilken anvendelsesform som velges er det viktig å belyse lønnsomheten og klimaeffekten av de ulike tiltakene.

Et fremtidig scenario med høyt kraftoverskudd gir flere muligheter, og det er effektene av disse som er analysert i denne oppgaven. Problemstillingen for oppgaven er formulert på følgende måte: «Hvilken fremtidig bruk av elektrisitet i en situasjon med høyt kraftoverskudd, vil føre til lavest mulig klimabelastning og høyest lønnsomhet i år 2030?»

For å besvare dette spørsmålet er det laget en modell som benytter arkimedisk målprogrammering (også kjent som vektet målprogrammering), med lønnsomhet og utslippsreduksjoner som optimaliseringskriterier. Modellen inkluderer tre anvendelsesformer av elektrisitet: krafteksport, aluminiumproduksjon og elektrifisering av Utsirahøyden.

Det er analysert to scenarier med ulikt kvoteprisnivå for et kraftoverskudd på 25 TWh. Det er undersøkt hvordan ulik vekting av kriteriene påvirker resultatet, og hvilken vekting som er den optimale. Den optimale vektningen er deretter benyttet for å finne ut hvilke anvendelser som først blir prioritert ved en økende mengde kraftoverskudd.

I litteraturene er det få studier som har sett på tilsvarende problemstillinger. Det er dog mange studier som har modellert det fremtidige norske, nordiske eller europeiske kraftsystemet, hvor industri er en viktig konsument. Fokuset i disse studiene er hovedsakelig på klimagassutslipp eller kraftpris, med endringer i produksjonsmiks eller virkemiddelbruk som utgangspunkt for å gjennomføre analysene.

Det finnes imidlertid studier hvor vektet målprogrammering er benyttet for å analysere energirelaterte temaer. Blant disse finner vi studien til Ballarina et al. (2011), hvor den optimale bruken av jordbruksareal er undersøkt, ved å maksimere for produsentens inntekt og biomasseproduksjon. Kvalitet på jordsmonn og tilgang på vann og arbeidskraft er da beskrankninger i modellen. I studien til Ramanathan & Ganesh (1995), er det sett på 12 ulike kriterier for å finne den optimale energibruken i fire husholdninger i India. Lønnsomhet, utslipp, effektivitet og sikkerhet, er blant noen av kriteriene.

Målprogrammering tilhører disiplinen flermålsanalyse. Innenfor dette området finnes det flere metoder som er brukt for å analysere energispørsmål. Løken (2007) har en god gjennomgang om hvilke metoder som er benyttet i ulike studier, og hvilke fordeler og ulemper metodene innehar.

Denne oppgaven er strukturert på følgende måte:

I kapittel 2 er det en kort gjennomgang av de ulike driverne som kan føre til et fremtidig kraftoverskudd. Det blir også redegjort for EU ETS kvotemarkedet samt de ulike anvendelsesformene som er benyttet i oppgaven. Metoden og de valgene som er gjort for å designe modellen er presentert i kapittel 3. Her er også dataene som er benyttet samt forutsetningene som er lagt til grunn for å gjennomføre modellen. I kapittel 4 presenteres resultatene som gir grunnlag for diskusjonen i kapittel 5. I kapittel 6 trekkes konklusjonene og problemstillingen besvares.

Begrepe kraft og elektrisitet brukes synonymt i oppgaven.

CO₂ brukes som forkortelse for CO₂-ekvivalenter.

2 FREMTIDIG UTVIKLING FOR KRAFTSYSTEMET

2.1 Dagens situasjon og forventinger for fremtiden

Norsk kraftproduksjon er unik sammenlignet med de fleste andre nasjoner, ifølge OED (2016). Om lag 98 % av produksjonen består av vannkraft, som har lave utslipp av CO₂-ekvivalenter (heretter CO₂) og er påvirket av sesongmessige variasjoner i nedbørmengde.

Elektrisitetsbruken i Norge skiller seg også ut ved at mye kraft brukes til oppvarmingsformål og i energiintensiv industri. I tabell 1 er det en oversikt over produksjon og forbruk i perioden 2009-2014. Nettoeksport i tabellen er differansen mellom import og eksport. Eksporten har vært positiv alle år, med unntak av 2010.

Tabell 1 Energibalansen hentet fra SSB (2015). Tabellen viser elektrisitetsbruk (TWh) for fastlands-Norge i perioden 2009 – 2014.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Snitt
Produksjon	130,9	122,8	126,9	146,8	133,0	141,5	133,6
Nettoeksport	9,0	- 7,6	3,1	17,8	5,0	15,6	9,7
Svinn og forbruk i energiproduksjon	15,7	16,6	15,6	18,3	16,3	17,5	16,7
Netto innenlands forbruk	106,2	113,7	108,2	110,7	111,7	108,4	109,8
Industri og bergverk	40,2	43,4	43,1	42,3	42,1	44,1	42,5
Transport	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Private husholdninger	36,3	39,8	36,1	38,3	38,9	37,2	37,7
Privat og offentlig tjenesteyting, inkl. forsvar	25,8	26,6	25,3	26,2	26,7	23,2	25,6
Andre sektorer	3,2	3,4	3,1	3,3	3,3	3,3	3,3

Mange forskningsgrupper og analyseselskaper har gjennom årenes løp forsøkt å forutse utviklingsbaner for det norske kraftsystemet. Tabell 2 viser en oversikt over flere av studiene som er gjort de siste årene, hvor kraftoverskuddet i 2030 inngår som en del av de undersøkte scenarioene. Som det går klart frem av tabellen er det stor spredning i anslagene.

Tabell 2 Kraftoverskudd og kraftpriser i Norge for 2030, hentet fra utvalgte rapporter. Kraftpriser er oppgitt for de rapportene som har estimert dette. Alle beløp i 2015 kr.

Studie / Rapport	Scenario	Nettoeksport Norge 2030	Kraftpriser Norge 2030
Bendiksen (2014) Det norske energisystemet mot 2030	Fornybar energisatsing	50 TWh	
	Det bærekraftige alternativet	53 TWh	
	Business as usual	31 TWh	
IFE (2014) CenSES-energiframskrivinger mot 2050	REF	19 TWh	
	REF-EE	30 TWh	
	FROZEN	12 TWh	
	Low activity	61 TWh	
	High activity	5 TWh	
Statnett (2013a) Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel	Scenario 2030	10 TWh	
Akselsen et al. (2012) Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø	NB Bane	7 TWh	46 øre/kWh
	Ekspansivt	16 TWh	55 øre/kWh
	Stramt	-2 TWh	79 øre/kWh
Thema & Carbon Limits (2011) Konsekvenser av internasjonal klimapolitikk for norsk energisektor	Global Protocol	22 TWh	58 øre/kWh
	Voluntary cooperation	15 TWh	58 øre/kWh
IFE (2010) The Effects of Climate Change on the Norwegian Energy System Towards 2050	Base	25 TWh	
	Exp 3,4,10	31 TWh	
Econ Pöyry & Thema (2010) How to handle the renewable electricity surplus	Politics Works	22 TWh	54 øre/kWh
	Green Growth	22 TWh	64 øre/kWh
	Stagnation	19 TWh	36 øre/kWh
	Supply Worries	-7 TWh	80 øre/kWh

Som utgangspunkt for kraftsystemanalyser ligger det ulike sett med antakelser for hvordan drivere som påvirker produksjon og forbruk, vil utarte seg i fremtiden.

Et viktig utviklingstrekk som både vil kunne påvirke dette er endrede klimaforhold i Norge. I følge IFE (2010) vil man kunne forvente en temperaturøkning på 1-4 grader mot 2050. Dette vil redusere varmebehovet om vinteren betraktelig og samtidig gi en mindre økning i kjølebehovet om sommeren. Det anslås også en økning på 4 – 14 % for vannkraftproduksjon som følge av økt

nedbør i vinterhalvåret. Statnett (2012) uttrykker også at klimaendringene vil bidra på tilsvarende måte for kraftsystemet, og estimerer en 15 % økning i vannkraftproduksjonen mot 2050. De peker også på at forsyningssikkerheten vil bedres, fordi forekomsten av tørrår vil avta i årene fremover.

En annen driver for økt produksjon er elsertifikatmarkedet, hvor målsettingen er å øke produksjonen av ny fornybar kraft i Norge og Sverige med 28,4 TWh innen 2021. OED (2016) rapporterer at det i januar 2016 var bygd ut ny produksjon på 2,2 TWh i Norge og 11,6 TWh i Sverige som følge av ordningen. Det er dermed usikkert om målsettingen vil nås. Regjeringen melder at ordningen ikke vil bli videreført etter 2021. Produksjonsanlegg som er godkjent innenfor elsertifikatordningen får utstedt et sertifikat for hver MWh som produseres.

Forbrukere er pålagt å kjøpe sertifikatene, noe som medfører en høyere sluttbrukerpris. Ifølge Bye & Amundsen (2012) vil det i en markedsituasjon være uvisst om det økte tilbudet også gir høyere forbruk, da dette vil være avhengig av sertifikatprisen.

I OED (2016) anslås det en vekst i elektrisitetsforbruket på 0,5 % årlig, og at forbruket vil ligge på 143 TWh i 2030. Det er drivere som virker i begge retninger innenfor denne økningen.

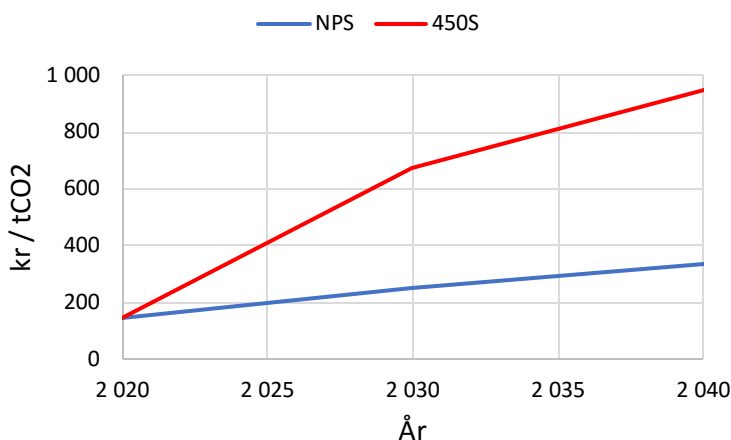
Befolkningsvekst, elektrifisering av transportsektoren og omlegging fra fossile energibærere for oppvarmingsformål, pekes på som viktige drivere for økt forbruk. Redusert økonomisk vekst, økt effektivitet i industri- og tjenesteytende sektor, samt lavere energietterspørsel i bygg som følge av strengere bygningsforskrifter, er drivere som reduserer forbruket. Kraftprisene er også viktige for hvordan forbruket vil utarte seg. I kort perspektiv medfører ikke lave kraftpriser store endringer på forbruket, men på sikt vil energibruken i større grad legges om til å bli dekket av elektrisitet ved vedvarende lave priser.

2.2 EU ETS påvirkning på kraftsystemet

Norge er tilsluttet kvotehandelssystemet EU ETS (EU Emission Trading Scheme), som har som formål å redusere klimagassutslippene i Europa, skriver NVE (2013). Kvotesystemet fungerer slik at det settes et samlet tak for hvor store klimagassutslippene skal være, for de utslippskildene

som er omfattet av kvotesystemet. En kvote gir en tillatelse til å slippe ut ett tonn CO₂. Antall kvoter som deles ut er lavere enn det forventede totale utslippet, slik at virksomhetene må kjøpe kvoter eller redusere egne utslipp. Kvotesystemet har til nå ikke oppnådd den forventede effekten, da kvoteprisen har vært for lav. Mye av dette skyldes finanskrisen i 2008-2009, som førte til en nedgang i produksjonen, og et overskudd av kvoter. Kvotesystemet gikk i 2013 inn i sin tredje fase, med totalt 2 milliarder årlige kvoter. Dette skal gradvis reduseres til 1,7 milliarder i 2020. Om lag 50 % av de norske CO₂-utslippene er omfattet av kvotesystemet.

I 2015 ble det besluttet at det skal opprettes en markedsstabiliseringsreserve (MSR) fra 2019, ifølge Miljødirektoratet (2015). MSR innebærer at hvis overskuddet av kvoter er over 833 millioner tonn, blir 12 prosent av disse overført til MSR. Dermed strammes kvotemarkedet inn og prisen forventes å stige. I 2015 lå prisen på 68 kr for en utslippskvote. Som vist i figur 1, har IEA (2015) lagt til grunn kvoteprisnivåer som er langt høyere enn dagens nivå, i scenarioene New Policy Scenario (NPS) og 450 Scenario (450S).



Figur 1 Fremtidige kvotepriser (kr/tCO₂) for scenarioene NPS og 450S i IEA (2015). Priser i 2015 kr.

2.2 Ulike anvendelser av elektrisitet

Som nevnt innledningsvis er det mange anvendelsesformer for elektrisitet.

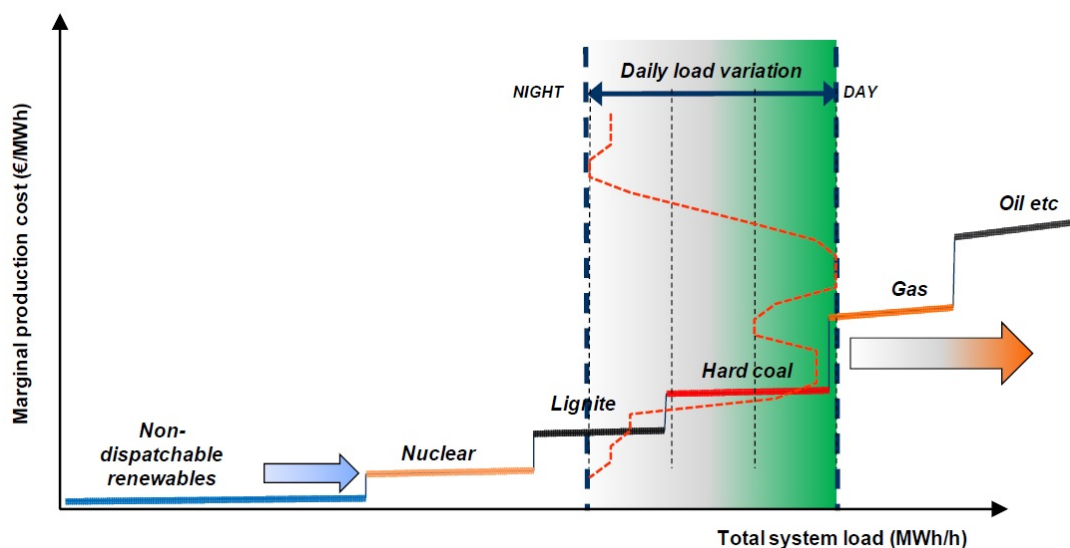
I de påfølgende delkapitlene er det gitt en kort beskrivelse av de som er benyttet i analysen: krafteksport, aluminiumproduksjon og elektrifisering.

2.2.1 Krafteksport

I følge OED (2012) har Norge lang erfaring med overføring av kraft til andre land. Den første utenlandskabelen ble opprettet i 1960 og gikk fra Sør-Trøndelag til Järpströmmen i Sverige. Allerede den gang var det diskusjon om det var riktig å eksportere kraften, i stedet for å benytte den til ny norsk industri. I tillegg til Sverige, er det i dag overføringslinjer til Danmark, Nederland, Finland og Russland. OED (2016) beskriver at handelen mellom Sverige og Danmark hovedsakelig drives av kortsiktige endringer i tilbud og etterspørsel. Økt produksjon fra vindkraft i Norden har de siste årene ført til at prisene oftere presses nedover, men blir fortsatt håndtert av fleksibiliteten i det norske vannkraftsystemet. Eksportkapasiteten er i dag omtrent 6,2 GW. Det er vedtatt å utvide kapasiteten til 9 GW med nye kabler til Tyskland og England i 2019 og 2021. De nye kablene vil ha mulighet til å overføre 25 TWh årlig, men den faktiske overføringen vil avhenge av situasjonen i landenes kraftsystemer og markedsutvikling. Det er forventet mot 2030 at Norge vil være nettoeksportør mot kontinentet og ha nettoimport for Sverige. At Norge fortsatt vil være nettoeksportør beror på at landene i kontinentet har høyere kraftpriser og etterspørsel på dagtid. Det er usikkerhet knyttet til dette, og forholdene kan endre seg om den ekspansive utbyggingen av solkraft vedvarer.

For at overføring av kraft skal forekomme må prisene være ulike mellom landene, ifølge OED (2012). Da etterspørselen av kraft som regel ikke dekkes nok til at prisene blir utlignet vil det oppstå en flaskehalsinntekt. Denne inntekten beregnes som differansen mellom prisen i de to områdene, multiplisert med kraftmengden som blir overført. Inntekten blir likt fordelt mellom de systemansvarlige på linjen, som i Norge er Statnett. De norske kraftprodusentene tjener altså ikke noe på selve overføringen av kraft til utlandet, men får en inntekt gjennom den økte etterspørselen som skapes. I situasjon med lav kraftpris i Norge og høy kraftpris på kontinentet vil norsk kraft

erstatte annen kraftproduksjon. Figur 2 viser økning av ikke-regulerbare fornybare ressurser og hvordan de fortrenger øvrig produksjon. Dette vil også være tilfelle for eksport av norsk vannkraft da de marginale produksjonskostnadene er lave. Som figuren viser er det oljekondens- og gasskraftverk som først blir erstattet på grunn av høye marginkostnader.

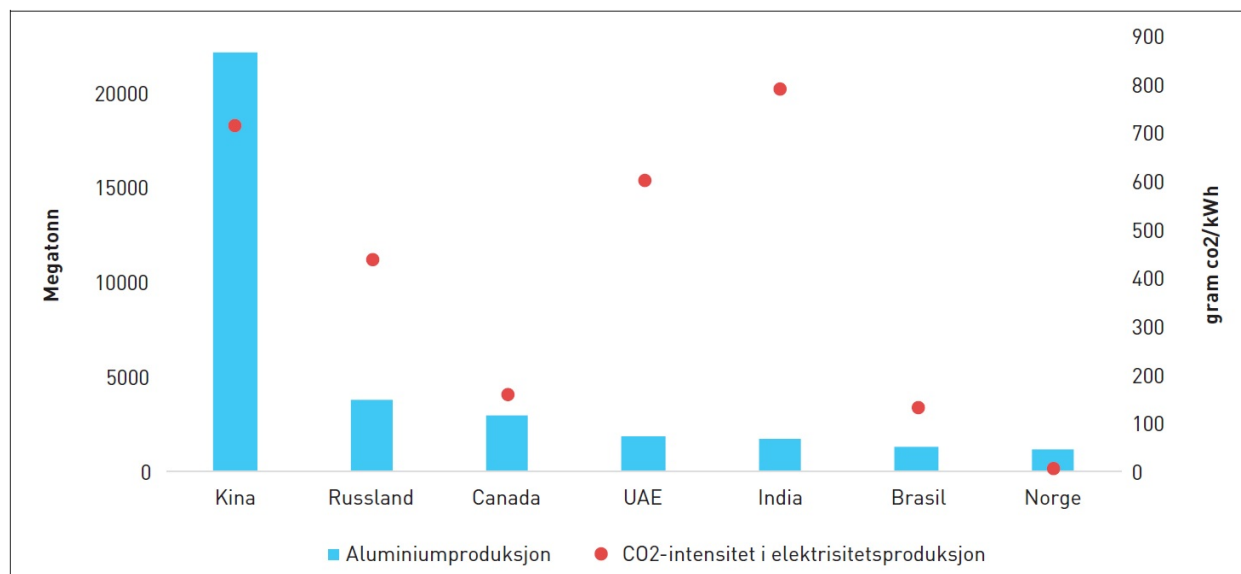


Figur 2 Endring i hvilken kraftproduksjon som blir inkludert ved økt tilgang på uregulerbar kraft. Figur hentet fra Sintef (2011)

2.2.2 Aluminiumproduksjon

Produksjon av primæraluminium (heretter aluminium) er den mest kraftintensive næringen i norsk industri, med om lag 16-17 TWh i årlig elektrisitetsforbruk ifølge NVE (2013). Aluminium blir produsert ved svært høy temperatur i en elektrolyseprosess med alumina som den viktigste innsatsfaktoren. Store effektivitetsforbedringer har redusert kraftforbruket betydelig de siste hundre årene, fra 40 kWh ned til dagens 12-14 kWh per tonn produsert aluminium, skriver Kofstad (2013). Det finnes syv aluminiumsverk i Norge som eies av Hydro og Alcoa. Miljødirektoratet (2015) melder at de totale utslippene fra disse var i overkant av 2,1 millioner tonn CO₂ i 2014. Det samme året ble det produsert 1 331 millioner tonn aluminium i Norge, ifølge U.S. Geological Survey (2015). Aluminium er en global handelsvare og den totale

verdensproduksjonen ligger på rundt 50 millioner tonn årlig. Norge er i den forstand en liten produsent, men skiller seg ut med lave utslipp fra kraftproduksjon, slik som figur 3 viser.



Figur 3 Aluminiumproduksjon og CO₂-utslipp fra kraftproduksjon i 2014, for et utvalg av land. Figur hentet fra OED (2016).

(Det er ikke brukt riktig benevnning i figur. Megatonn skulle vært korrigert til 1000 tonn)

Sammenstilling av data presentert av CEPS (2013) og Djukanovic (2012) viser at det er produksjonsanlegg i Øst-Europa som har de høyeste driftskostnadene. Etterfulgt av produsenter i Vest-Europa, USA, Kina og Oseania.

Prisen som aluminium selges for i markedet settes i all hovedsak av metallbørsen London Metal Exchange, ifølge CEPS (2013). Prisen har vært volatil de siste årene, og nådde et bunnpunkt i 2009 som følge av finanskrisen. I 2014 var prisen 12 500 kroner per tonn aluminium, viser statistikk fra Consensus Economics (2015).

Innkjøp av energi står for om lag 20 % av driftskostnadene for norsk aluminiumproduksjon ifølge NVE (2013). Elektrisitet utgjør over 90 % av energibruken. For å dempe risikoen har derfor de fleste produsentene inngått langsiktige kraftkontrakter. Det er allikevel råstoff som er den største kostnadskomponenten, og står for over halvparten av driftskostnadene. Fra og med 2013 ble CO₂-utslipp fra aluminiumindustrien inkludert i EUs kvotemarked. Aluminium-

produksjon er definert som en sektor som er utsatt for karbonlekkasje, som betyr at produksjon risikerer å bli flyttet til land med lavere utslippskrav. Derfor vil de fleste kvotene være vederlagsfrie, med en start på 94 % i 2013 og en gradvis reduksjon til 82 % i 2020. Et annet ledd for å bøte på karbonlekkasje er innføring av CO₂-kompensasjonsordningen. Dette er en støtteordning for energiintensiv industri som skal kompensere for de tapene som følger av de økte kraftprisene som kvotemarkedet medfører.

NVE (2013) beskriver 2000-tallet som en nedgangstid for aluminiumproduksjon i Norge. En rekke anlegg har stanset driften og flere har redusert produksjonen. Denne produksjonen har hittil ikke blitt erstattet, men Hydro planlegger å utvide kapasiteten på anlegget på Karmøy til 530 000 tonn. Dette vil øke den årlige aluminiumproduksjonen med 333 000 tonn og kraftforbruket med 4,5 TWh, ifølge konsekvensutredning til Multiconsult (2014).

2.2.3 Elektrifisering av sokkelen

Petroleumsvirksomheten har hatt stor betydning for den økonomiske utviklingen i Norge, ifølge OED (2015). Det er den største næringen målt i statlige inntekter, eksportverdi, verdiskaping og investeringer. På grunn av fall i oljeprisen har aktivitetsnivået blitt redusert det siste året. Det har hatt betydning for kutt og utsettelser i leteaktiviteter og effektivitetsprogrammer. Investeringsnivået og inntektene fra norsk sokkel er ventet å bli redusert i tiden fremover.

I følge Cicero (2013) er elektrifisering av sokkelen ansett som et klimatiltak, da gassturbiner på plattformene har lav virkningsgrad og høye CO₂-utslipp. Det finnes allerede en del felt som forsynes med kraft fra land, blant annet Troll A, Ormen Lange, Gjøa og delvis Snøhvit.

Miljødirektoratet (2015) trekker frem at det i studier ofte skilles mellom helelektrifisering og delelektrifisering. Ved helelektrifisering ses det på en erstatning av alt utstyr som drives av olje eller gass. Med delelektrifisering menes det erstatning av gassturbiner som produserer elektrisitet. I tillegg til de reduserte utslippene elektrifisering medfører, vil det også bli frigjort gass som kan selges i markedet. Myndighetenes beregninger legger ofte til grunn at den frigjorte gassen kan selges til markedspris, men dette forutsetter at det er nødvendig

infrastruktur som kan håndtere dette. For elektrifisering av installasjoner i Barentshavet vil dette være problematisk, og frigjort gass vil ha liten verdi.

Novatech (2012) har på oppdrag fra Oljedirektoratet sett på en deelektrifisering av de planlagte feltutbyggingene på Utsirahøyden. Dette inkluderer feltene Dagny, Edvard Grieg, Draupne og Johan Sverdrup. Det ble anslått at en samlet elektrifisering vil over en 40 års levetid medføre reduserte utslipp på 31 millioner tonn CO₂ og ha et totalt kraftforbruk på 59 TWh, med et maksimum på 1,7 TWh i året. De reduserte CO₂-utslippene inkluderer ikke utslipp fra forbrenning av frigjort gass. Rensekostnaden (tiltakskostnaden) er estimert til å være 412 kr per tonn per reduserte tonn CO₂-utslipp (2011 kr). Dette er høyere enn kostnadene forbundet med CO₂-avgiften og kvotekostanden. Add Energy (2014) har gjort en ny beregning med utgangspunkt i studien fra Novatech, med blant annet oppdaterte prognoser for kraftpriser. De har beregnet en tiltakskost på 42,7 kr per tonn per reduserte tonn CO₂-utslipp. Dette beløpet medfører at elektrifisering av Utsirahøyden er svært lønnsomt.

3 METODE OG DATA

3.1 Valg av metode

Oppgavens problemstilling er belyst ved å utvikle og anvende en modell som optimaliserer to ulike kriterier. Dette plasserer oppgavens metodologi innenfor flermålsanalyse (Multi Criteria Decision Analyses). Ifølge Belton & Stewart (2002) er det tre ulike modeller som kan benyttes for å løse slike problemer:

- 1) Verdimålingsmodeller (*Value measurement*)
- 2) Mål-, ambisjonsnivå- eller referansenivåmodeller (*Goal, aspiration, reference level*)
- 3) Utkonkurrerende modeller (*Outranking models*)

I tillegg finnes det modeller som kombinerer elementer fra disse tre. Løken (2007) benytter samme klassifisering som over i sin artikkel. Han påpeker at validitet er den viktigste overveielser som må foretas ved valg av modell. Fordelene ved målprogrammeringsmodeller er at de er objektive og kan implementeres i lineære programmeringsverktøy. Det er også enkelt for beslutningstakere å forstå resultatene og fremgangsmåten. Det finnes to metoder for å konstruere en målprogrammeringsmodell, enten ved å benytte en leksikografisk (*preemptive*) eller en arkimedisk modell (*non-preemptiv*). I begge modellene benyttes det flere objektivfunksjoner, som er formulert som kriterier med predefinerte målsettinger.

I en leksikografisk modell listes de ulike kriteriene opp i prioritert rekkefølge bestemt av beslutningstakeren. Deretter maksimeres eller minimeres det over positive og negative avvik fra målene i denne bestemte rekkefølgen. Modellen beveger seg nedover i hierarkiet ved å beholde løsningen fra de overstående resultatene uendret.

I en arkimedisk modell beregnes alle målene for kriteriene samtidig ved å tildele dem ulike verdier for vektning. Vektingsvariablene multipliseres med avvikene og den optimale løsningen oppnås ved å maksimere eller minimere summen av avvikene.

Det er valgt å benytte en arkimedisk modell for å besvare problemstillingen. En arkimedisk modell gir muligheten til å analysere hvordan ulik vektning av målene påvirker resultatet, og anvende dette til å bestemme den optimale vektingen.

En leksikografisk modell kunne gitt andre resultater, og ville av den grunn vært interessant som sammenligningsgrunnlag. Det er allikevel tvilsomt om datagrunnlaget er tilstrekkelig for å gjennomføre en slik modell.

3.2 Algebraisk formulering av modellen

I følge Verma et al. (2010) kan objektivfunksjonen til en arkimedisk målprogrammeringsmodell uttrykkes på følgende generelle form:

$$\text{Maksimer } \sum_{i=1}^p w_i^+ d_i^+ + w_i^- d_i^- \quad (1)$$

med hensyn på:

$$\begin{aligned} Z_i(x) + d_i^+ - d_i^- &= G_i && \text{for } i = 1, 2, \dots, p \\ x, d_i^+, d_i^- &\geq 0 \end{aligned} \quad (2)$$

hvor G_i er målet som ønskes tilfredsstilt, og d_i^+ og d_i^- er variabler som angir avvikene fra den oppnådde verdien for objektivfunksjonene i $Z(x)$. Variablene w_i^+ og w_i^- er positive numeriske variabler som bestemmer hvor mye avviksvariablene skal vektlegges.

Algebraisk fremstilling av den anvendte modellen

Negative vekting- og avviksvariabler er utelatt da dette ikke er relevant for modellen.

Eksogene variabler:

d_i^+ = Positiv avviksvariabel

w_i^+ = Positiv vektingsvariabel

x_i = Kraftmengde

G_i = Målsetting

δ = Totalt kraftoverskudd

k_i = Konstanter: Verdier for CO₂-reduksjoner og lønnsomhet

Endogene variabler:

KE_i = Mengde elektrisitet benyttet til krafteksport

A_i = Mengde elektrisitet benyttet til aluminiumproduksjon

E_i = Mengde elektrisitet benyttet til elektrifisering

$Z_i(x) = KE_1, KE_2, KE_3, KE_4, KE_5, A_1, A_2, E_1$

$$\text{Minimer } \sum_{i=1}^p w_i^+ d_i^+ \quad (3)$$

med hensyn på:

$$\sum_{i=1}^p z_i(x) k_i + d_i^+ = G_i \quad \text{for } i = 1, 2, \dots, p \quad (4)$$

$$\mu_i \leq x_i$$

$$\sum_{i=1}^p x_i = \delta$$

$$x_i, d_i^+, d_i^-, \delta \geq 0$$

3.3 Optimalisering av modellen

Da det ikke er en ekstern beslutningstaker som kan angi de ulike målene som behøves i modellen, er det benyttet den maksimale verdien som kan oppnås som målvariabel. Målene er forskjellig for de to scenarioene da ulike maksimale verdier kan oppnås. Simplex-metoden er benyttet for å finne målene, ved å maksimere resultatet i fire ulike beregninger for hver av de to kriteriene over de to kvoteprisnivåene. De ulike målene er vist i kapittel 3.4.3.

Et problem som kan oppstå i arkimediske målprogrammeringsmodeller er at summen av avvik vektlegges mer for noen av objektifunksjonene. Dette skyldes da at det benyttes ulike enheter for de ulike objektifunksjonene. Dette vil også være tilfelle for modellen i denne oppgaven som benytter NOK/TWh og CO₂/TWh som måleenheter. For å løse dette er det benyttet prosentvis normalisering som beskrevet i Tamiz et al. (1998). Det oppnådde resultatet for

objektivfunksjonene er da ekvivalent med en prosentvis grad av måloppnåelse. Målene i modellen vil da utgjøre 100 %.

Da Simplex-metoden som benyttes for å løse modellen ikke tillater ikke-lineære uttrykk, er det benyttet separabel programmering. Det er benyttet samme teknikk som beskrevet i Scneiderjans (1995). I denne modellen er ikke-lineariteten representert ved at lønnsomhet og utslippsreduksjoner er avtagende ved økt mengde. Separabel programmering er en teknikk hvor beslutningsvariabler splittes opp i flere variabler med avgrensede beskrankninger. Summen av dem vil da utgjøre de opprinnelige variablene. I modellen er dette gjort på følgende måte: Krafteksport er delt inn i fem variabler, KE_1 - KE_5 . Aluminiumproduksjon er delt inn to variabler, A_1 og A_2 . For elektrifisering er opprinnelig variabel beholdt, og navngitt, E_1 . Disse variablene er videre omtalt som *intervaller* i oppgaven.

3.4 Data benyttet i modellen

Det er etterstrebet å finne datakilder av høyest mulig kvalitet og relevans for oppgaven. Det har også vært en forutsetning at de har vært sammenlignbare og av nyeste dato.

I de følgende delkapitlene er dataene som er benyttet som input i modellene presentert, sammen med de viktigste forutsetningene som er lagt til grunn.

Forutsetningene er også diskutert i kapittel 5.3.

Hvordan prisendringer og valutakurser er behandlet er forklart i vedlegg 1.

Hvilke kvotepriser som er benyttet for scenarioene er vist i vedlegg 2.

Benevninger

TWh er benyttet som måleenhet for kraftforbruk.

tCO_2 / TWh er benyttet som måleenhet for klimagassutslipp.

MNOK / TWh er benyttet som måleenhet for lønnsomhet.

3.4.1 Data for krafteksport

Tabell 3 viser de marginale utslippsreduksjonene og lønnsomheten for krafteksport i Norge i 2030. Krafteksport er delt inn i fem intervaller på 5 TWh.

Se vedlegg 3 og 4 for utregninger.

Tabell 3 Data for krafteksport benyttet i modellen.

	Intervaller				
	0 - 5 TWh	5 - 10 TWh	10 - 15 TWh	15 - 20 TWh	20 - 25 TWh
Variabel:	E_1	E_2	E_3	E_4	E_5
Scenario 1					
CO ₂ -reduksjoner (MtCO ₂ /TWh)	0,316	0,281	0,246	0,211	0,176
Fortjeneste (MNOK/TWh)	116,4	111,5	106,6	101,7	96,7
Scenario 2					
CO ₂ -reduksjoner (MtCO ₂ /TWh)	0,293	0,261	0,228	0,196	0,163
Fortjeneste (MNOK/TWh)	125,9	122,6	119,2	115,8	112,5

3.4.2 Data for aluminiumproduksjon

Tabell 4 viser de gjennomsnittlige utslippsreduksjonene og lønnsomheten for aluminiumproduksjon i Norge i 2030. Aluminiumproduksjon er delt inn i to intervaller.

Intervallet A_1 gjelder for norsk produksjon som erstatter produksjon i Øst-Europa.

Intervallet A_2 gjelder for norsk produksjon som erstatter produksjon i USA, Kina, Vest-Europa og Oseania, som her er definert som øvrige høykostland.

Se vedlegg 5, 6 og 7 for utregninger.

Tabell 4 Data for aluminiumproduksjon benyttet i modellen.

	Intervaller	
	0 - 12,2 TWh	≥ 12,2 TWh
Variabel:	A_1	A_2
Scenario 1		
CO ₂ -reduksjoner (MtCO ₂ /TWh)	0,368	0,335
Fortjeneste (MNOK/TWh)	108,7	108,7
Scenario 2		
CO ₂ -reduksjoner (MtCO ₂ /TWh)	0,278	0,184
Fortjeneste (MNOK/TWh)	84,6	84,6

3.4.3 Data for elektrifisering

Tabell 5 viser de marginale utslippsreduksjonene og lønnsomheten for elektrifisering av Utsirahøyden i Norge i 2030. Elektrifisering består av intervallet E_1 .

Se vedlegg 8 og 9 for utregninger.

Tabell 5 Data for elektrifisering benyttet i modellen.

	Intervall
	0 - 1,7 TWh
Variabel:	E_1
Scenario 1	
CO ₂ -reduksjoner (MtCO ₂ /TWh)	0,159
Fortjeneste (MNOK/TWh)	108,9
Scenario 2	
CO ₂ -reduksjoner (MtCO ₂ /TWh)	0,110
Fortjeneste (MNOK/TWh)	332,7

3.4.4 Målsettinger som er brukt i modellen

Målene som er benyttet i modellen er vist i tabell 6.

Tabell 6 Målsettinger for kriteriene som er benyttet i scenarioene. CO₂-reduksjoner er angitt i millioner tonn CO₂. Lønnsomhet er angitt i millioner kroner.

Scenario 1		Scenario 2	
CO ₂ -reduksjoner	Lønnsomhet	CO ₂ -reduksjoner	Lønnsomhet
8,77	2770	6,78	3354

3.4.5 Forutsetninger for data som er benyttet i modellen

Følgende forutsetninger er lagt til grunn:

- 1) Det er forutsatt at alt kraftoverskuddet benyttes til krafteksport, aluminiumproduksjon eller elektrifisering.
- 2) Det er for krafteksport og elektrifisering antatt at dette erstatter den marginale kraftproduksjon i Europa. Det er videre antatt at lønnsomheten og CO₂-utslippene er avtagende for økt krafteksport. For aluminiumproduksjon er det benyttet gjennomsnittlige CO₂-utslipp fra kraftproduksjon for de regionene som blir erstattet. Det er benyttet samme metodologi som for krafteksport, for både aluminiumproduksjon og elektrifisering. Dette medfører at marginal lønnsomheten er uendret for aluminiumproduksjon og elektrifisering, fordi totalt tilbud og etterspørsel ikke blir påvirket.
- 3) Det er for elektrifisering kun sett på en samlet elektrifisering av Utsirahøyden og ikke flere alternativer.
- 4) Lønnsomhetsberegningene for krafteksport og elektrifisering er basert på innhentede data som er beregnet med en levetid på 40 år, kalkulasjonsrente på 5 % og en stigende kvotekostnad. Lønnsomhet for aluminiumproduksjon er derfor gjort med en nåverdiberegning med samme forutsetninger, men med en levetid på 30 år. Årlig lønnsomhet i 2030 er for alle tre anvendelsene den total lønnsomheten dividert på levetiden.
- 5) Det er antatt at kraftproduksjon i Norge ikke har CO₂-utslipp.
- 6) CO₂-utslipp fra selve aluminiumproduksjonen er ikke inkludert.
- 7) Tap i strømmettet er inkludert i datagrunnlaget til lønnsomhetsberegningene for krafteksport og elektrifisering. Tap i nettet er ikke relevant for aluminiumproduksjon, og er derfor ikke tatt med.

3.5 Modelldesign og gjennomføring

Modellen er formulert i Microsoft Excel 2013. Det er først kjørt en gjennomgang av modellen med *problemløser (solver)*. Deretter er utvidelsen *Risk Solver Platform (RSP)* benyttet for å gjøre selve analysene. I RSP er det benyttet *parameteranalyse*, etter beskrivelse i Hillier & Hillier (2014). Parameteranalyse er brukt da dette gir resultater fra stegvise endringer i de variablene som ønskes undersøkt.

Det er ikke hensiktsmessig å benytte *svrappport* og *følsomhetsanalyse* fra *problemløser* til analyseformål, da målprogrammeringsmodeller gjør disse lite informative.

Det er gjort analyser for to scenarioer:

Scenario 1: 25 TWh kraftoverskudd og kvotepris 250 kr/tonn CO₂ i 2030 (NPS)

Scenario 2: 25 TWh kraftoverskudd og kvotepris 676 kr/tonn CO₂ i 2030 (450S)

Det er for begge scenarioene først funnet en optimal vekting for kriteriene CO₂-reduksjoner og lønnsomhet (kapittel 4.1). Deretter er det undersøkt hvordan distribusjonen av forbruket utvikler seg ved økende mengde kraftoverskudd, ved den optimale vektingen (kapittel 4.2).

Ved optimal vekting er summen av avvik høyest. I dette punktet er det ikke mulig å forbedre graden av måloppnåelse for et av kriteriene uten å forverre graden av måloppnåelse for det andre. Optimal vekting er dermed en pareto optimal løsning.

Optimal vekting er funnet for begge scenarioene ved å endre vektingen for kriteriene stegvis fra 0 – 100 %, for et kraftoverskudd på 25 TWh i 2030. Det er benyttet 500 steg (major axis points). Analysen er utført for endrede verdier av kriteriet CO₂-reduksjoner (w_1) og ved å sette kriteriet til lønnsomhet (w_2) som differansen mellom 100 % og CO₂-reduksjoner:

$w_2 = 1 - w_1$. Summen av vektingen er 100 % for alle steg: $w_1 + w_2 = 1$

Summen av avvik, $\sum_{i=1}^p w_i^+ d_i^+$, oppnår minimum ved

$w_1 = 0$ % ($w_2 = 100$ %) og $w_2 = 0$ % ($w_1 = 100$ %).

Full måloppnåelse for et av kriteriene oppnås dermed når vektingsvariablene settes til 100 %. $w_i = 1$

For å finne hvilke anvendelser som først blir prioritert ved den optimale vektingen, er det undersøkt mot endringer i mengden kraftoverskudd. Begge scenarioene er analysert ved å endre begrensningen for kraftoverskudd i 2030 stegvis fra 0 til 25 TWh. Det er benyttet 50 steg (major axis points). Analysen viser fordelingen i forbruk for de ulike anvendelsene for hvert steg.

4 RESULTATER

4.1 Optimal vekting

Begge scenarioene er undersøkt ved å endre vektingen for kriteriene stegvis fra 0 – 100 %, for et kraftoverskudd på 25 TWh i 2030.

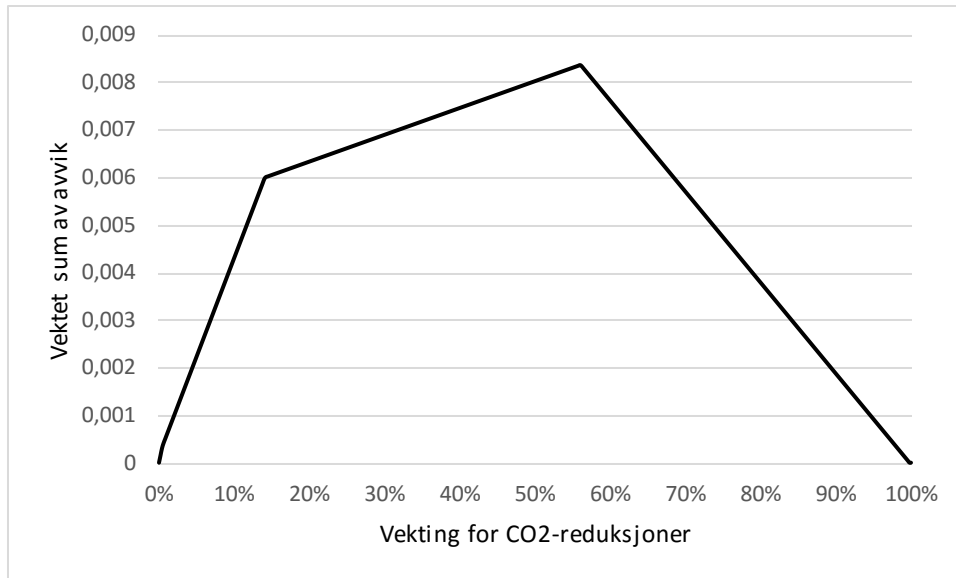
4.1.1 Optimal vekting for scenario 1

Kvoteprisnivå 2030: 250 kr/tonn CO₂ (NPS)

Figur 4 viser resultatet fra parameteranalysen i RSP, for hvordan summen av avvik endres ved ulik vekting for scenario 1.

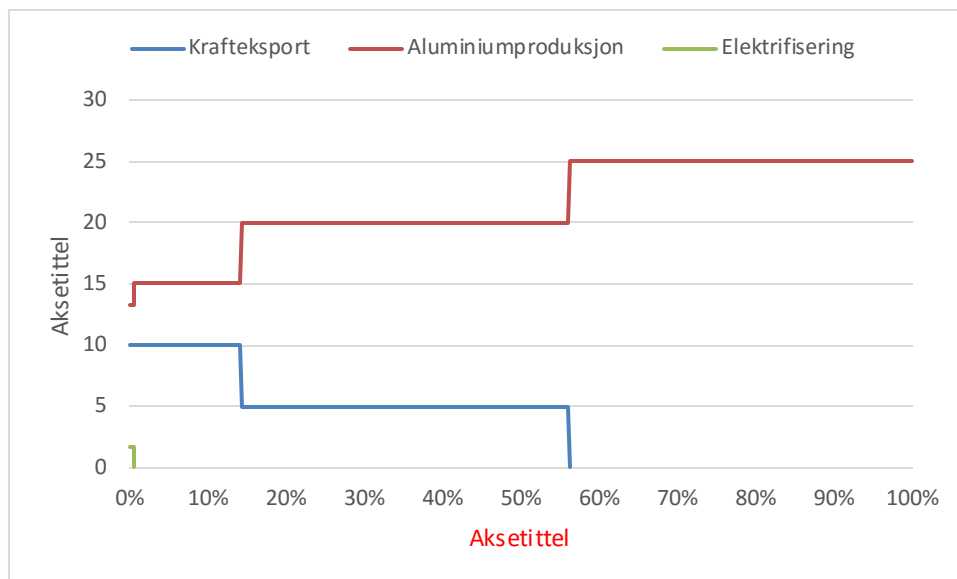
Høyest sum av avvik oppnås ved vekting 56,1 % for CO₂-reduksjoner (lønnsomhet vekting 43,9 %). Dette er optimum for måloppnåelse og er i skjæringspunktet mellom de to måloppnåelsene. Måloppnåelsen for CO₂-reduksjoner er 98,9 % (8,68 MtCO₂ av 8,77 MtCO₂ mulige) og måloppnåelsen for lønnsomhet er 99,5 % (2756 MNOK av 2770 MNOK mulige). Ved denne vektingen er forbruket fordelt følgende:

Krafteksport: 5 TWh. Aluminiumproduksjon: 20 TWh. Elektrifisering: 0 TWh.



Figur 4 Resultater for scenario 1. Endringer i vektet sum av avvik for ulik vekting av kriteriene, for kvoteprisnivå NPS i 2030.

Figur 5 viser resultatet fra parameteranalysen i RSP, for hvordan fordelingen i forbruk endres ved ulik vekting for scenario 1. I tabell 7 er fordelingen vist med grad av måloppnåelse og mengde reduserte CO₂-utslipp (MtCO₂) og lønnsomhet (MNOK), for fem ulike vektingsalternativer, i tillegg til den optimale vektingen.



Figur 5 Resultater for scenario 1. Endringer i forbruk ved ulik vekting av kriteriene, for kvoteprinsnivå NPS i 2030.

Tabell 7 Resultater for scenario 1. Endringer i forbruk med tilhørende grad av måloppnåelse og mengde reduserte CO₂-utslipp og lønnsomhet, for ulik vekting av kriteriene ved kvoteprinsnivå NPS i 2030. Optimal vekting er inkludert og er markert med kursiv tekst.

Vekting		Fordeling i forbruk (TWh)			Måloppnåelse		Resultat	
w ₁	w ₂	KE _i	A _i	E _i	MtCO ₂	MNOK	MtCO ₂	MNOK
0 %	100 %	10,0	13,3	1,7	87,9 %	100 %	7,7	2770
25 %	75 %	5,0	20,0	0	98,9 %	99,5 %	8,7	2756
50 %	50 %	5,0	20,0	0	98,9 %	99,5 %	8,7	2756
<i>56,1 %</i>	<i>43,9 %</i>	5,0	20,0	0	98,9 %	99,5 %	8,7	2756
75 %	25 %	0	25,0	0	100 %	98,1 %	8,8	2717
100 %	0 %	0	25,0	0	100 %	98,1 %	8,8	2717

Følgende observasjoner er gjort for scenario 1:

- Ved vekting av reduserte CO₂-utslipp fra 0 – 0,4 %, prioriteres krafteksport (KE_i) med 10 TWh, aluminiumproduksjon (A_i) med 13 TWh og elektrifisering (E_i) med 1,7 TWh.
- Ved vekting av reduserte CO₂-utslipp fra 0,4 – 14 % øker A_i til 15 TWh og KE_i forblir uendret. E_i prioriteres ikke.
- Ved vekting av reduserte CO₂-utslipp fra 14 - 56% reduseres KE_i til 5 TWh og A_i øker til 20 TWh.
- Ved vekting av reduserte CO₂-utslipp fra 56 – 100 % prioriteres kun A_i.
- Optimal vekting er ved 56,1 % vekting av CO₂-utslipp og 43,9 % vekting av lønnsomhet. Lik fordeling av forbruk oppnås for vektingsintervallene 14,0 – 56,1 % for CO₂-utslipp (43,9 – 86 % for lønnsomhet).

Se vedlegg 10 for utskrift av parameteranalysen.

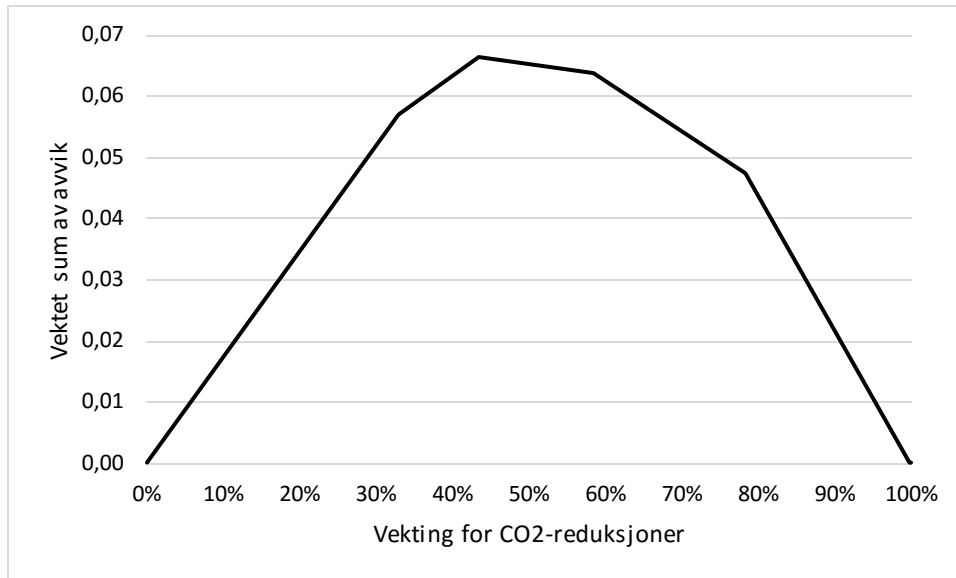
4.1.2 Optimal vekting for scenario 2

Kvoteprisinivå 2030: 676 kr/tonn CO₂ (450S)

Figur 6 viser resultatet fra parameteranalysen i RSP, for hvordan summen av avvik endres ved ulik vekting for scenario 2.

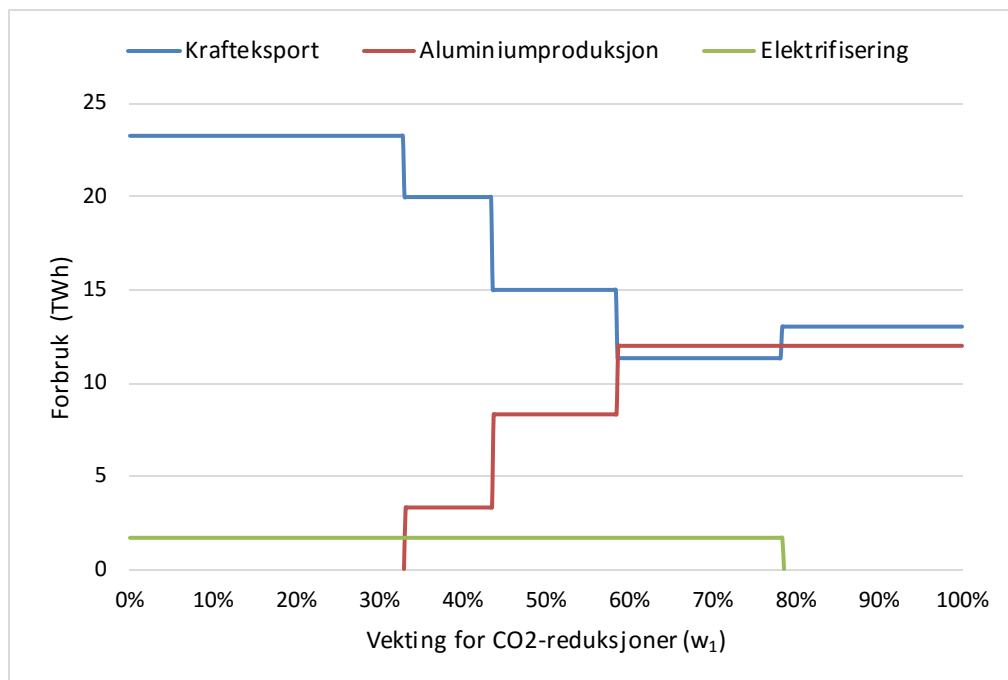
Høyest sum av avvik oppnås ved vekting 43,5 % for CO₂-reduksjoner (lønnsomhet vekting 66,5 %). Dette er optimum for måloppnåelse og er i skjæringspunktet mellom de to måloppnåelsene. Måloppnåelsen for CO₂-reduksjoner er 88,3% (8,68 MtCO₂ av 8,77 MtCO₂ mulige) og måloppnåelsen for lønnsomhet er 97,3 % (3264 MNOK av 3354 MNOK mulige). Ved denne vektingen er forbruket fordelt følgende:

Krafteksport: 20 TWh. Aluminiumproduksjon: 3,3 TWh. Elektrifisering: 1,7 TWh.



Figur 6 Resultater for scenario 2. Endringer i vektet sum av avvik for ulike vekting av kriteriene, for kvoteprisinivå 450S i 2030.

Figur 7 viser resultatet fra parameteranalysen i RSP, for hvordan fordelingen i forbruk endres ved ulike vekting for scenario 2. I tabell 8 er fordelingen vist med grad av måloppnåelse og mengde reduserte CO₂-utslipp (MtCO₂) og lønnsomhet (MNOK), for fem ulike vektingsalternativer, i tillegg til den optimale vektingen.



Figur 7 Resultater for scenario 2. Endringer i forbruk ved ulike vekting av kriteriene, for kvoteprisnivå 450\$ i 2030.

Tabell 8 Resultater for scenario 2. Endringer i forbruk med tilhørende grad av måloppnåelse og mengde reduserte CO₂-utslipp og lønnsomhet, for ulike vekting av kriteriene ved kvoteprisnivå 450\$ i 2030. Optimal vekting er inkludert og er markert med kursiv tekst.

Vekting		Fordeling i forbruk (TWh)			Måloppnåelse		Resultat	
w ₁	w ₂	KE _i	A _i	E _i	MtCO ₂	MNOK	MtCO ₂	MNOK
0 %	100 %	23,3	0	1,7	82,7 %	100 %	5,6	3354
25 %	75 %	23,3	0	1,7	82,7 %	100 %	5,6	3354
<i>43,5 %</i>	<i>56,5 %</i>	<i>20,0</i>	<i>3,3</i>	<i>1,7</i>	<i>88,3 %</i>	<i>97,3 %</i>	<i>6,0</i>	<i>3262</i>
50 %	50 %	15,0	8,3	1,7	94,3 %	92,6 %	6,4	3106
75 %	25 %	11,3	12,0	1,7	97,0 %	88,8 %	6,6	2979
100 %	0 %	13,0	12,0	0	100 %	78,0 %	6,8	2616

Følgende observasjoner er gjort for scenario 2:

- Ved vekting av reduserte CO₂-utslipp fra 0 – 33 %, prioriteres krafteksport (KE_i) med 23,3 TWh og elektrifisering (E_i) med 1,7 TWh.
- Ved vekting av reduserte CO₂-utslipp fra 33 – 78 % øker A_i stegvis til 12 TWh og KE_i reduseres til 11,3 TWh. E_i forblir uendret på samme nivå.
- Ved vekting av reduserte CO₂-utslipp fra 78 - 100 % øker KE_i til 13 TWh. A_i forblir uendret og E_i blir ikke lenger prioritert.
- Optimal vekting er ved 43,5 % vekting av CO₂-utslipp og 56,5 % vekting av lønnsomhet. Lik fordeling av forbruk oppnås for vektingsintervallene 33,1 – 43,5 % for CO₂-utslipp (56,5 – 66,9 % for lønnsomhet).

Se vedlegg 11 for utskrift av parameteranalysen.

4.2 Endring i forbruk ved forskjellige nivå av kraftoverskudd

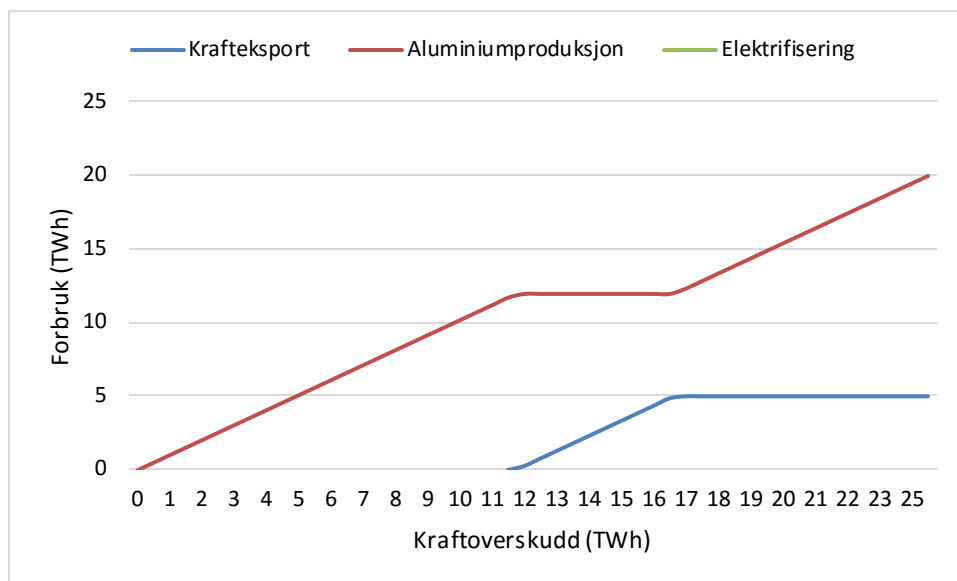
Begge scenarioene er undersøkt ved å endre mengden kraftoverskudd i 2030 stegvis fra 0 til 25 TWh. Det er benyttet de optimale vektingene som er funnet i kapittel 4.1.1 og 4.1.2.

4.2.1 Endring i kraftoverskudd ved optimal vekting - scenario 1

Kvoteprisnivå 2030: 250 kr/tonn CO₂ (NPS)

Vekting: CO₂-reduksjoner 56,1 %, Lønnsomhet 43,9 %

Figur 8 viser resultatet fra parameteranalysen i RSP, for hvilke nivåer av kraftoverskudd de ulike anvendelsene blir introdusert.



Figur 8 Resultater for scenario 1. Fordeling av forbruk for økende kraftoverskudd ved optimal vekting. Kvoteprisnivå NPS i 2030.

Følgende observasjoner er gjort for scenario 1.

- Elektrifisering (E_i) inngår ikke som en del av løsningen.
- Ved kraftoverskudd fra 0 – 11,9 TWh er kun aluminiumproduksjon prioritert (A_i).
- Ved kraftoverskudd fra 11,9 TWh introduseres krafteksport (KE_i) og øker gradvis frem til 17,3 TWh hvor den forblir uendret.
- Fra 17,3 TWh øker A_i og fortsetter stigning mot 25 TWh.

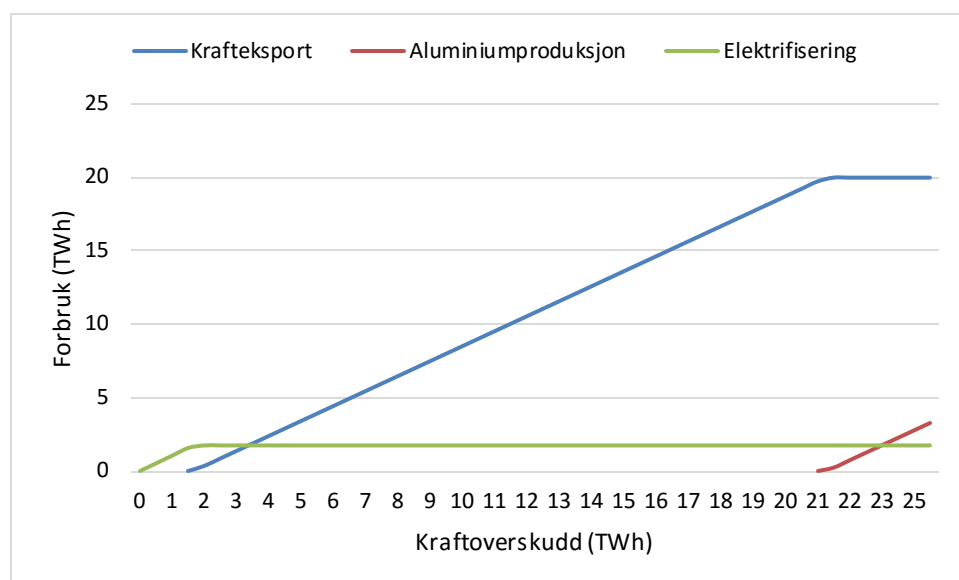
Se vedlegg 12 for utskrift av parameteranalysen.

4.2.2 Endring i kraftoverskudd ved optimal vekting - scenario 2

Kvoteprisnivå 2030: 676 kr/tonn CO₂ (450S)

Vekting: CO₂-reduksjoner 43,5 %, Lønnsomhet 56,5 %

Figur 9 viser resultatet fra parameteranalysen i RSP, for hvilke nivåer av kraftoverskudd de ulike anvendelsene blir introdusert.



Figur 9 Resultater for scenario 2. Fordeling av forbruk for økende kraftoverskudd ved optimal vekting. Kvoteprisnivå 450S i 2030.

Se vedlegg 13 for utskrift av parameteranalysen.

5 DISKUSJON

5.1 Diskusjon og tolkning av resultatene

Resultatene fra analysene viser at den optimale vektingen og forbruket er ulikt for scenarioene.

I scenario 1 gir optimal vekting med 25 TWh kraftoverskudd fordelingen:

5 TWh krafteksport og 20 TWh aluminiumproduksjon.

Ved økende kraftoverskudd prioriteres aluminiumproduksjon først med opptil

11,9 TWh, før krafteksport blir inkludert. Lønnsomhet må vektlegges minst 99,6 % før

elektrifisering blir en del av løsningen. Grunnen til at elektrifisering ikke blir inkludert før dette,

er at CO₂-reduksjonene er langt lavere for elektrifisering enn aluminiumproduksjon, selv om

lønnsomheten for elektrifisering er høyere. Det samme er også tilfelle for krafteksport. Her er

differansene i CO₂-reduksjoner og lønnsomhet mindre, men tilstrekkelig for at krafteksport ikke

introduseres før maksimum for det første intervallet til aluminiumproduksjon (A₁) er nådd.

I scenario 2 gir optimal vekting med 25 TWh kraftoverskudd fordelingen:

20 TWh krafteksport 3,3 TWh aluminiumproduksjon og 1,7 TWh elektrifisering.

Ved økende kraftoverskudd prioriteres først elektrifisering opp til sitt maksimum på 1,7 TWh.

Deretter prioriteres 20 TWh med krafteksport før aluminiumproduksjon dekker de siste 3,3

TWh. Aluminium blir nedprioritert til tross for at CO₂-reduksjonene er høyere enn for

elektrifisering og det fjerde intervallet for krafteksport (KE₄). Årsaken for dette er at

lønnsomheten til aluminiumproduksjon blir for lav på grunn av den høye kvoteprisen som følger av 450S.

For de optimale vektingene er den vektete summen av avvik 7,9 ganger lavere for scenario 1

enn for scenario 2. Dette er også tydelig ved at måloppnåelsen for kriteriene i scenario 1 er

høyere enn i scenario 2 (Scenario 1: 98,9 % og 99,5 % - Scenario 2: 88,3 % og 97,3 %).

Hovedårsaken til dette er at elektrifisering øker lønnsomheten betraktelig på grunn av den høye

kvoteprisen i scenario 2. Dette medfører at modellen velger elektrifisering, selv om CO₂-

reduksjonene som oppnås er lavere enn for de andre alternativene.

5.2 Usikkerhet og betraktninger for beregningene i datamaterialet

Til tross for at analysen viser tydelige resultater, er det stor usikkerhet knyttet til datagrunnlaget. I beregningene som finnes i vedleggene, er det foretatt flere valg som har innvirkning på de dataene som er benyttet inn i modellen.

- 1) Det er tatt utgangspunkt i at alle innhentede data er direkte overførbare til denne studien. Dette medfører ikke riktighet da det ligger forutsetninger til grunn bak tallmaterialet som nødvendigvis ikke er sammenlignbart. Innhentete data har også sitt opphav fra utførte analyser, hvor usikkerheten i resultater vil bli overført til denne oppgaven.
- 2) Det er i modellen benyttet totalt åtte intervaller. Fem for krafteksport, to for aluminiumproduksjon og en for elektrifisering. Ved å inkludere flere intervaller ville analysen blitt styrket. Dette er ikke gjort da datamaterialet ikke er tilstrekkelig nok.
- 3) Det er i flere av kalkulasjonene benyttet regresjonsanalyse med få variable for å kunne interpolere og ekstrapolere data. Dette kan være et opphav til feilkilder, da det antas at det finnes lineære sammenhenger mellom dataene.
- 4) For krafteksport er kvoteprisens innvirkning på marginalutslipp beregnet, før den fallende nytten som følger av økende krafteksport er beregnet. Det er mulig at endret kvotepris også kan innvirke på den fallende nytten, noe som vil medføre at de utførte beregningene ikke er korrekte.
- 5) For lønnsomhetsberegningene til aluminiumproduksjon er det tatt utgangspunkt i stigende priser og synkende kostnader for et svært langt tidsperspektiv. På grunn av det lange perspektivet vil endringer i disse forutsetningene kunne gi helt andre resultater som vil kunne virke i enten positiv eller negativ retning.
- 6) For elektrifisering er det for reduserte CO₂-utslipp benyttet en vektet virkningsgrad for beregning av utslipp for bruk av frigjort gass i kraftverk i Europa. Hvorvidt den frigjorte gassen også følger dette forbruksmønsteret og hvordan dette vil utarte seg i fremtiden er uvisst. Endringer i forutsetninger her vil gi store utslag.

5.3 Diskusjon om forutsetningene som ligger til grunn for analysen

I kapittel 3.4.5 er det redegjort for de forutsetningene som ligger til grunn for modellen.

Det er her diskutert deres omfang og mulige innvirkninger på resultatet.

(Forutsetningene er listet i samme rekkefølge)

- 1) Da hensikten med modellen er å vise hvordan forbruket optimalt kan fordeles ved et gitt kraftoverskudd, er det lagt til en begrensning om at kraftoverskuddet er lik det totale forbruket. Uten denne forutsetningen velger modellen og ikke benytte kraftoverskuddet, da den forsøker å minimere den vektete summen av avvik. Konsekvensen av denne begrensningen er at det velges fordelinger som kan være ugunstige sett i et bedriftsøkonomisk perspektiv. For de ulike anvendelsene kan det være andre produksjonsvolumer eller forbruk som gir en mer lønnsom avkastning. Ved at det også kun er tre anvendelser som er inkludert gjør at realismen i modellen svekkes.
- 2) Antakelsen om at norsk krafteksport erstatter marginal kraftproduksjon i Europa og at dette har en avtagende effekt, er en rimelig antakelse som støttes i flere publikasjoner. Derimot er det mer usikker hva som skjer ved aluminiumproduksjon og elektrifisering.

For en økt aluminiumproduksjon i Norge kan utfallet være at det totale produksjonsvolumet i verden vil gå opp, med en resulterende nedgang i pris som på sikt utkonkurrerer de produsentene med høyest produksjonskostnad. I modellen er dette forenklet til at økt produksjon i Norge automatisk erstatter produksjon i andre regioner, og at den totale verdensproduksjonen er uendret. Dette medfører også at lønnsomheten per produserte enhet ikke endrer seg ved økende produksjon. Denne forenkling er problematisk ved at det er svært usikkert om den eventuelle erstatningen som følger av norsk produksjon, vil inntreffe i 2030. Økt produksjon vil også bety at innsatsfaktoren alumina vil oppleve en økt etterspørsel, noe som vil kunne påvirke kostnadsbildet. Et bedre alternativ ville vært å ha kostnadsdata for alle produksjonsanlegg i verden og estimert hvordan tilbud og etterspørsel ville forandret seg. Dette ville gitt en bedre indikasjon på hvordan norsk produksjon kan redusere CO₂-utslipp ved å erstatte produksjon i andre land.

For elektrifisering er det antatt at den frigjorte gassen selges på det europeiske markedet, og at den fortrenger elektrisitetsproduksjon i Europa. Det er benyttet de samme marginaleutslippene som for krafteksport. Denne forenklingen medfører at det ikke tas hensyn til at varmeproduksjon, for eksempel fra fjernvarmeanlegg også kan bli erstattet. Hvordan dette ville påvirke resultatet er usikkert. Det er heller ikke tatt hensyn til hvordan gassen fra andre eksportnasjoner vil bli påvirket av dette.

- 3) En samlet elektrifisering av Utsirahøyden er et av flere alternativer som er foreslått å gjennomføre. Da alternativene utelukker hverandre, er det kun sett på en samlet utbygging. Det er en urealistisk fremstilling at kraftforbruket ved elektrifisering vil variere med mengde kraftoverskudd. Ved beslutning om elektrifisering vil den nødvendige kraftmengden sannsynligvis bli brukt uansett. En løsning på dette kunne vært å inkludere binær heltallprogrammering i modellen. Dette er ikke gjort da det kompliserer analysen og ikke har stor innvirkning på resultatet.
- 4) Ved beregningen av lønnsomhet per TWh for de ulike alternativene er det for krafteksport og elektrifisering tatt utgangspunkt i studier som ser på konkrete utbygginger. For krafteksport er det benyttet konsesjonssøknaden og det tilhørende beregningsgrunnlaget for utbygging av nye utenlandskabler til Tyskland og England, se Statnett (2013b) og Statnett (2013a). For elektrifisering er det benyttet lønnsomhetsberegninger utført av Novatech (2012). I disse studiene er det benyttet en levetid på 40 år og en kalkulasjonsrente på 5 %. Beregningene er også gjort med en stigende kvotekostnad. Da det ikke finnes tilsvarende studier som viser hele lønnsomhetsbildet for aluminiumproduksjon har det vært nødvendig å fremskaffe data selv, og utføre en nåverdiberegning med samme forutsetninger. Det er benyttet en levetid på 30 år for aluminiumproduksjon da det også brukes i konsekvensutredningen til Hydro Aluminium Karmøy, utført av Multiconsult (2014).

Det er høyst diskutabelt om de datakildene som er benyttet er sammenlignbare, og om det er riktige å benytte de som utgangspunkt i denne oppgaven. Dette beror på at de benytter ulike forventninger om fremtidige forhold. En bedre tilnærming til dette, ville vært å bruke kostnadsdata fra ulike aktører og gjennomført egne lønnsomhetsanalyser.

Årlig lønnsomhet i 2030 er for alle tre anvendelsene den total lønnsomheten dividert på levetiden for prosjektene. Dette er beste estimat, da det ikke er kjent hva som inngår i kontantstrømmene for de ulike årene.

- 5) Det er gjort en antagelse om at kraftproduksjon i Norge ikke har CO₂-utslipp. Dette er ikke tilfelle i den virkelige verden, men er gjort forenkelt beregningene. Varedeklarasjonsordningen med opprinnelsesgarantier er ignorert da det bryter med premisset i denne oppgaven, og fordi de fysiske egenskapene ved utslipp fra kraftproduksjon og kraftoverføring mellom land ikke blir hensyntatt.
- 6) For aluminiumproduksjon er det kun CO₂-utslipp fra kraftproduksjon som er inkludert i modellen og ikke CO₂-utslipp fra selve produksjonen. Det antas dermed at produksjonsprosessene er like i hele verden. I virkeligheten varierer effektiviteten og klimagassutslippene for de ulike produksjonsanleggene. Å inkludere dette aspektet i modellen ville kunne påvirke de reduserte CO₂-utslippene i positiv favør for norsk aluminiumproduksjon, da norske anlegg er ledende på denne fronten.
- 7) Det er ikke gjort egne beregninger for tap i strømmettet. Tap er inkludert i beregningene for krafteksport og elektrifisering utført av henholdsvis Statnett (2013a), Statnett (2013b) og Novatech (2012). Tap i nettet er ikke relevant for lønnsomheten til aluminiumproduksjon, og er derfor ikke inkludert. For beregningene av CO₂-utslipp er tap i nettet ikke inkludert for noen av de alternative bruksområdene. Mengden med energi for hver enkelt alternativ som det fremkommer av resultatene er derfor å anse som levert energi.

5.4 Analysens relevans

Det er i analysen optimalisert for hvilket forbruk fra de tre anvendelsene som størst reduksjon i CO₂-utslipp og best lønnsomhet. Ved bruk av resultatene i andre sammenhenger er det viktig å gå inn på hvilke avgrensninger som er gjeldende og hvilke fordelings effekter som inntreffer.

De reduserte CO₂-utslippene som er beregnet for denne oppgaven gjelder på en global skala, ved at økt norsk aluminiumproduksjon påvirker produksjonen i en rekke land. Det vil derfor være vanskelig å knytte dem opp mot nasjonale målsettinger.

Det eneste bruken som bidrar til å bedre norske forhold, vil være elektrifisering av sokkelen. Elektrifisering vil medføre betydelige kutt i klimagassutslipp for Norge. I Europa vil det derimot bli en økning i utslipp som følge av at den frigjorte gassen forbrukes der. Ved å legge aluminiumproduksjonen til Norge vil utslippene øke mye her som følge av utslipp fra selve produksjonen, men de globale utslippene vil antakelig gå ned som følge av redusert kraftproduksjon. Krafteksport vil ikke innvirke på det norske klimaregnskapet, men vil redusere utslippene i Europa.

Hvilket perspektiv som legges til grunn for utslippsreduksjoner, vil derfor være viktig ved bruk av resultatene fra analysen. Lignende oppfatninger diskuteres også i kommentaren til Rosendahl (2014), som omhandler elektrifisering av Utsirahøyden.

For lønnsomhetsberegningene er det ikke tatt hensyn til fordelingseffekter og hvem som faktisk får inntektene. For krafteksport er det kraftprodusenter i Norge som får økt lønnsomhet som følge av at kraften kan selges på spotmarkedet hvor den etterspørres til en høyere pris. Statnett får også en økt fortjeneste fra flaskehalsinntekter. Norske forbrukere er tapere, da norske kraftpriser vil stige som følge av at de i større grad blir eksponert mot europeiske priser. Aluminiumproduksjon og elektrifisering vil gi inntekter til eierne av anleggene. Prisøkningen i kraftpris for forbrukere vil muligens bli lavere for disse to. For alle anvendelser vil det også tilfalle staten skatteinntekter. Økt kabelkapasitet mot Europa vil også bety at forsyningssikkerheten til Norge bedres. Verdien av dette vanskelig å tallfeste, men vil tilfalle nasjonen som et gode.

6 KONKLUSJON

Resultatene viser at for en kvotepris på 250 kr/tonn CO₂ er den optimale vekten 56,1 % for CO₂-reduksjoner og 43,9 % for lønnsomhet. Dette gir en total reduksjon på 8,7 millioner tonn CO₂ og en lønnsomhet på 2,8 milliarder kroner ved et kraftoverskudd på 25 TWh. For en kvotepris på 676 kr/tonn CO₂ er den optimale vekten 43,5 % for CO₂-reduksjoner og 56,5 % for lønnsomhet. Dette gir en total reduksjon på 6 millioner tonn CO₂ og en lønnsomhet på 3,3 milliarder kroner ved et kraftoverskudd på 25 TWh.

Ved kvotepris på 250 kr / tonn CO₂ som er benyttet i scenario 1 prioriteres aluminium høyest. Ved kvotepris på 676 kr / tonn CO₂ som er benyttet i scenario 2 prioriteres elektrifisering høyest.

En styrke ved den valgte analysen er at den gir et tydelig bilde av hva som blir utfallet om kvoteprisen endres. Den viser også konkret hvordan resultatene endres ved å forandre vektleggingen for kriteriene.

Analysens svakheter er å finne i datagrunnlaget og de forutsetningene som er lagt til grunn. Data som ikke er valide gir feil resultater, mens forutsetninger som urealistiske medfører at analysen ikke blir relevant for det den forsøker å beskrive.

På bakgrunn av dette bør ikke resultatene for hvordan forbruket fordeles i 2030 vektlegges for mye. Fokus bør heller legges på hvordan kvotepriser og valg av vektning innvirker på lønnsomhet og CO₂-reduksjoner. Det bør også tas hensyn til hvilket perspektiv som legges til grunn ved bruk av analyseresultatene. CO₂-reduksjonene vil påvirke ulike steder globalt, og kan være ufordelaktige for norske klimamålsettinger. For lønnsomhet er det ulike fordelingsvirkninger som inntreffer og disse bør tas hensyn til.

Som forbedringer av den eksisterende analysen eller for videre undersøkelser, anbefales følgende tiltak:

- Analysen vil bli mer anvendbar om flere alternativer for forbruk inkluderes. Som nevnt innledningsvis er det mange ulike teknologier som er aktuelle, og flere av dem er velegnet for denne type analyse.
- En økning i antallet kriterier vil styrke analysen. Aktuelle kriterier kan være påvirkning på sysselsetting, påvirkning på forsyningssikkerhet eller miljøindikatorer som lokal forurensing og påvirkning på naturmangfold.
- Å knytte målene i modellen opp mot spesifikke nasjonale eller internasjonale målsetninger, vil øke relevansen for analysen.
- Å inkludere tap og fysiske begrensinger i kraftnettet vil øke realismen i analysen. Tap bør også inkluderes for produksjonsteknologier.
- Modellen kan også utvides til å beregne resultatet for ulike sesonger. Dette er spesielt interessant for krafteksport og elektrifisering, hvor lønnsomhet er knyttet tett opp mot kraftprisvariasjoner.
- Modellen vil gi et mer helhetlig bilde, om den baseres på akkumulerte inntekter og CO₂-utslipp fra igangsetting av en teknologi til det fremtidige året som skal analyseres.

7 LITTERATURLISTE

- Add Energy. (2014). *Kraft fra land til Utsirahøyden*. Tilgjengelig fra: http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/NYHETER/ENERGIPRODUKSJON/Kraft_fra_land_til_Utsirah%C3%B8yden_Add_Energy.pdf (lest 04.04.2015).
- Akselsen, O., Arnstad, M., Brubakk, P. H., Bye, T. A., Bysveen, S., Fog, K., Haltbrekken, L., Nakstad, N. K., Næss, B. H., Ofstad, E. B., et al. (2012). *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2012-9/id674092/> (lest 08.05.2016).
- Ballarina, A., Vecchiatoa, D., Tempesta, T., Marangonb, F. & Troianob, S. (2011). Biomass energy production in agriculture: A weighted goal programming analysis. *Energy Policy*, 39 (3): 1123–1131.
- Belton, V. & Stewart, T. J. (2002). *Multiple Criteria Decision Analysis: An Integrated Approach*: Kluwer Academic Publishers. 372 s.
- Bendiksen, K. (2014). *Det norske energisystemet mot 2030*. Tilgjengelig fra: https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/38734/uio_energi_WEB_NY.pdf?sequence=1&isAllowed=y (lest 08.05.2016).
- Bye, T. & Amundsen, E. S. (2012). Grønne og hvite sertifikater iblandet sort. *Økonomiske analyser 3/2012* (3): 46-53.
- CEPS. (2013). *Assessment of Cumulative Cost Impact for the Steel and The Aluminium Industry*. Tilgjengelig fra: https://www.google.no/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKewilparu76nMAhWJkiwKHxirC7UQFgghMAA&url=http%3A%2F%2Fec.europa.eu%2Fsmart-regulation%2Fevaluation%2Fsearch%2Fdownload.do%3FdocumentId%3D9438143&usq=AFQjCNFKNjWv_P2X8mbmNA4Ze30pZGVA1g&sig2=krT0HHBkNkSYGOa9Y5fW3g (lest 25.04.2016).
- Cicero. (2013). *Fører elektrifisering av plattformer på norsk sokkel til reduserte CO₂ - utslepp?* Tilgjengelig fra: http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/191958/CICERO_Report_2013-03.pdf?sequence=1 (lest 28.04.2016).
- Consensus Economics. (2015). *Energy & Metals Consensus Forecasts*. Tilgjengelig fra: <http://www.consensuseconomics.com/files/consensus/emcf.pdf> (lest 26.04.2016).
- Djukanovic, G. (2012). *Analysis of production costs in the aluminium smelting industry*. Tilgjengelig fra: <https://www.scribd.com/doc/106098247/Analyses-of-Production-Costs-Aluminium-July-2012> (lest 25.04.2016).
- Econ Pöyry & Thema. (2010). *Challenges for Nordic Power - How to Handle the Renewable Electricity Surplus*. Tilgjengelig fra: <http://www.thema.no/wp-content/uploads/2015/05/R-2010-3-Challenges-for-Nordic-Power.pdf> (lest 09.05.2016).
- Hillier, F. S. & Hillier, M. S. (2014). *Introduction to Management Science: A Modeling and Case Studies Approach with Spreadsheets, Fifth edition*: McGraw-Hill. 618 s.
- IEA. (2015). *World Energy Outlook 2015*. Paris.
- IFE. (2010). *The Effects of Climate Change on The Norwegian Energy System Towards 2050*. Tilgjengelig fra:

- https://www.ife.no/no/publications/2010/ensys/ifekre2010002/at_download/Attachmentfile (lest 02.05.2016).
- IFE. (2014). *CenSES-energiframskrivninger mot 2050*. Tilgjengelig fra: https://www.ife.no/no/publications/2014/ensys/censes-energiframskrivninger-mot-2050/at_download/Attachmentfile (lest 09.05.2016).
- Kofstad, P. K. (2013). *aluminium*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/aluminium> (lest 01.05.2016).
- Luo, Z. & Soria, A. (2008). *Prospective Study of the World Aluminium Industry*. Tilgjengelig fra: https://www.google.no/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjBoY_936nMAhVKGCwKHdGhCTIQFgghMAA&url=http%3A%2F%2Fftp.jrc.es%2FEURdoc%2FJRC40221.pdf&usg=AFQjCNGiTFKnmeQ8NU_63N6QjiXU5xhgMA&sig2=ijlggQ45cMqCps6RSCO6gQ (lest 25.04.2016).
- Løken, E. (2007). Use of multicriteria decision analysis methods for energy planning problems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11: 1584–1595.
- Miljødirektoratet. (2015). *Klimatiltak og utslippsbaner mot 2030*. Tilgjengelig fra: <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M386/M386.pdf> (lest 27.04.2016).
- Multiconsult. (2014). *Konsekvensutredning Hydro Aluminium Karmøy*. Tilgjengelig fra: <http://www.miljodirektoratet.no/Global/dokumenter/horinger/Konsekvensutredning%20Hydro%20Karm%C3%B8y.pdf?epslanguage=no> (lest 27.04.2016).
- Norges Bank. (2016). *Valutakurser*. Tilgjengelig fra: <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/> (lest 24.04.2016).
- norskpetroleum.no. (2016). *Eksport av olje og gass*. Tilgjengelig fra: <http://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/> (lest 28.04.2016).
- Novatech, A. (2012). *Elektrifiseringsvurderinger for midtre nordsjø*. Tilgjengelig fra: <http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Rapporter/Elektrifiseringsvurderinger%20for%20midtre%20nordsj%C3%B8/Endelig-rapport.pdf> (lest 28.04.2016).
- NVE. (2013). *Energiintensiv industri - En beskrivelse og økonomisk analyse av energiintensiv industri i Norge*. Tilgjengelig fra: http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2013/rapport2013_69.pdf (lest 08.04.2016).
- OECD. (2016). *Prices*. Tilgjengelig fra: <https://data.oecd.org/price/inflation-cpi.htm> (lest 25.04.2016).
- OED. (2012). *Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/19472ee2fcc54a0eaae169972fd61c98/no/pdfs/stm201120120014000dddpdfs.pdf> (lest 02.05.2016).
- OED. (2015). *Prop. 1 S. Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/069dae32631e4ff7bc9acc27e634b8d/no/pdfs/prp201520160001oeddddpdfs.pdf> (lest 09.05.2016).
- OED. (2016). *Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/31249efa2ca6425cab08130b35ebb997/no/pdfs/stm201520160025000dddpdfs.pdf> (lest 03.05.2016).
- Pöyry. (2011a). *Carbon Price Transfer in Norway. The Effect of the EU-ETS on Norwegian Power Prices*. THEMA Report 2011-1. Tilgjengelig fra: http://ec.europa.eu/competition/consultations/2011_questionnaire_emissions_trading/wacker_chemicals_norway_annex_en.pdf (lest 24.04.2016).

- Pöyry. (2011b). *CO₂-Emissions Effect of Electrification* Tilgjengelig fra: http://www.statoil.com/no/EnvironmentSociety/Environment/impactassessments/JSutredninger/Downloads/Poyry_%20Emissions%20Effect%20of%20Electrification,%202011.pdf (lest 24.04.2016).
- Ramanathan, R. & Ganesh, L. S. (1995). Energy Resource Allocation Incorporating Qualitative and Quantitative Criteria: An Integrated Model Using Goal Programming and AHP. *Socio-Econ Plan Sci* 29 (3): 197–218.
- Rosendahl, K. E. (2014). Elektrifisering og klimapolitikk. *Samfunnsøkonomen*, 5: 14-17.
- Scneiderjans, M. J. (1995). *Goal Programming. Methodology and Applications.*: Kluwer Academic Publishers.
- Sintef. (2011). *CO₂ emissions in different scenarios of electricity generation in Europe.* Tilgjengelig fra: [http://www.vbr.is/files/TR%20A7058%20CO₂%20emissions%20in%20%20different%20scenarios%20of%20electricity%20generation%20in%20Europe.pdf](http://www.vbr.is/files/TR%20A7058%20CO2%20emissions%20in%20%20different%20scenarios%20of%20electricity%20generation%20in%20Europe.pdf) (lest 09.04.2016).
- SSB. (2015). *Tabell 09386. Energivarebalansen. Tilgang og forbruk av ulike energiprodukter.* Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?subjectcode=&ProductId=&MainTable=EnergiBalanse&nvl=&PLanguage=0&nyTmpVar=true&CMSsubjectArea=energi-og-industri&KortNavnWeb=energibalanse&StatVariant=&checked=true> (lest 02.05.2016).
- Statnett. (2012). *Klimaendringers påvirkning på norsk energi- og effektbalanse.* Tilgjengelig fra: http://www.statnett.no/Documents/Nyheter_og_media/Nyhetsarkiv/2012/Klimaendringers%20p%C3%A5virkning%20p%C3%A5%20norsk%20energi-%20og%20effektbalanse.pdf (lest 02.05.2016).
- Statnett. (2013a). *Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samfunnsøkonomisk nytte ved spothandel.* Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/PageFiles/7245/Dokumenter/Andre%20dokumenter/2013-05-13%20Analyserapport%20samfunns%C3%B8konomisk%20nytte%20ved%20spothandel.pdf> (lest 24.04.2016).
- Statnett. (2013b). *Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia.* Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/PageFiles/7245/Dokumenter/~1-S%C3%B8knad%20om%20anleggskonsesjon/150513%20Konsesjons%C3%B8knad%20om%20anleggskonsesjon/150513%20Konsesjons%C3%B8knad%20om%20anleggskonsesjon/150513%20Konsesjons%C3%B8knad%20om%20anleggskonsesjon.pdf> (lest 24.04.2016).
- Tamiz, M., Jones, D. & Romero, C. (1998). Goal programming for decision making: An overview of the current state-of-the-art. *European Journal of Operational Research*, 111: 569-581.
- Thema & Carbon Limits. (2011). *Konsekvenser av internasjonal klimapolitikk for norsk energisektor.* Tilgjengelig fra: <http://www.66776.websys.sysedata.no/userfiles/R-2011-13%20Konsekvenser%20av%20internasjonal%20klimapolitikk%20for%20norsk%20kraftsektor.pdf> (lest 09.05.2016).
- U.S. Geological Survey. (2015). *Minerals Yearbook - Aluminum 2014.* Tilgjengelig fra: <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/aluminum/myb1-2014-alumi.xls> (lest 25.04.2016).
- Verma, M. K., Shrivastava, R. K. & Tripathi, R. K. (2010). Evaluation of Min–Max, Weighted and Preemptive Goal Programming Techniques with Reference to Mahanadi Reservoir Project Complex. *Water Resour Manage*, 24: 299–319.

8 VEDLEGG

Generelt om beregningene

Innhentede data fra rapporter og studier er merket med grå bakgrunn i tabellene, om de inngår som en del av beregningene.

Lineær regresjonsanalyse er i flere av beregningene benyttet som metode for å interpolere og ekstrapolere data. Det er da i alle tilfeller benyttet punktdiagram i Excel, med beregning av trendlinje med tilhørende funksjonsuttrykk. Dette er ansett som en tilfredsstillende løsning, da alle analysene som er utført inneholder kun en variabel. I de beregningene hvor regresjonsanalyse er benyttet er funksjonsuttrykket oppgitt sammen med resultatene.

VEDLEGG 1 - PRISENDRINGER OG VALUTAKURSER

Norske kroner og innhentede beløp som er oppgitt i utenlandske valuta er prisjustert til 2015-verdi i sin respektive kurs. Det er benyttet de årlige vekstratene for konsumprisindeksen fra OECD (2016). For omregning til norske kroner er det benyttet et gjennomsnitt av de siste tre års valutakurser for euro og amerikanske dollar. Se tabell 9. Valutakurser er hentet fra Norges Bank (2016)

Tabell 9 Vekslingskurs for euro og amerikansk dollar

Euro mot NOK		USD mot NOK	
EUR = 1		USD = 1	
Gjennomsnitt	8,4	Gjennomsnitt	6,8
2015	9,0	2015	8,1
2014	8,4	2014	6,3
2013	7,8	2013	5,9

Statnett har oppgitt en valutakurs på 1 EUR = 8 NOK. Denne kursen er da brukt for data hentet fra Statnett (2013a) og Statnett (2013b).

VEDLEGG 2 – KVOTEPRISER I IEAS SCENARIOER

For beregningene er det benyttet fremtidige kvotepriser i EU ETS fra IEA (2015). Tabell 10 viser en oversikt over kvoteprisnivåer i scenarioene NPS og 450S for 2020, 2030 og 2040.

Tabell 10 Fremtidige kvotepriser i EU ETS for IEA scenarioene NPS og 450S.

	2 020	2 030	2 040
NPS	149	250	338
450S	149	676	946

VEDLEGG 3 - BEREGNING AV MARGINALUTSLIPP KRAFTEKSPORT

For å beregne marginalutslipp i 2030 for krafteksport til Europa, er det først sett på kvoteprisens innvirkning. I Pöyry (2011a) er det gjort beregninger for prisnivåene 72, 143 og 287 kr/tCO₂ (8, 16, 32 euro, år 2010). Disse er vist som de tre første radene i tabell 11. Ved regresjon er det beregnet marginale utslippsreduksjoner for kvotepriser på 250 og 676 kr/tCO₂, i tillegg til kvoteprisnivået 403 kr/tCO₂ (45 euro, år 2010) som Pöyry (2011b) legger til grunn for sin beregning av marginalutslippsnivå i 2030. Deretter er den prosentvise endringen fra Pöyry's anslag til de kvoteprisnivåene som benyttes i denne oppgaven beregnet. Dette er til slutt i tabellen anvendt for å beregne marginalutslipp for de to prisnivåene i 2030.

Tabell 11 Beregning av kvoteprisens innvirkning på marginalutslipp (MtCO₂/TWh) i 2030, for scenarioene NPS og 450S.

Marginal utslippsreduksjon ved kvotepris 72 kr/tCO ₂	0,600
Marginal utslippsreduksjon ved kvotepris 143 kr/tCO ₂	0,610
Marginal utslippsreduksjon ved kvotepris 287 kr/tCO ₂	0,580
Beregnet marginal utslippsreduksjon ved kvotepris 250 kr/tCO ₂ (NPS)	0,590
Beregnet marginal utslippsreduksjon ved kvotepris 676 kr/tCO ₂ (450S)	0,547
Beregnet marginal utslippsreduksjon ved kvotepris 403 kr/tCO ₂ (Pöyry)	0,575
<i>Funksjonsuttrykk: $y = -0,0001x + 0,615$</i>	
Beregnet prosentvis oppgang i marginalutslipp ved kvotepris fra 403 kr/CO ₂ til 250 kr/CO ₂	3 %
Beregnet prosentvis nedgang i marginalutslipp ved kvotepris fra 403 kr/CO ₂ til 676 kr/CO ₂	-5 %
Marginal utslippsreduksjon i 2030 ved kvotepris 403 kr/tCO ₂	0,325
Beregnet marginal utslippsreduksjon i 2030 ved kvotepris 250 kr/tCO₂ (NPS)	0,334
Beregnet marginal utslippsreduksjon i 2030 ved kvotepris 676 kr/tCO₂ (450S)	0,310

For å videre kunne beregne den reduserte effekten av marginalutslipp ved økende krafteksport er det tatt utgangspunkt i Pöyry (2011a). Metoden som er benyttet ser på endringen i marginale utslippsreduksjoner for scenarioer med ulikt tilsig, og med tilhørende nivåer for nettoeksport. Beregningene gjelder for Norge og Sverige samlet. I tabell 12 er de ulike scenarioene vist med påfølgende marginale utslippsreduksjoner til venstre i tabellen. De marginale utslippsnivåene for 2030 er da benyttet for det laveste eksportnivået i scenarioet «Dry». Den samme prosentvise nedgangen i marginalutslippsnivå for 2013 er benyttet for å beregne reduksjon i marginalutslipp ved økende eksportmengde for kvoteprisnivåene i 2030.

Tabell 12 Reduksjon i marginalutslipp som følge av økt nettoeksport, for kvoteprisnivåene i NPS og 450S.

Scenario	2 013		2 030	
	Nettoeksport Norge + Sverige (TWh)	Marginalutslipp Kvotepris (Pöyry) (MtCO ₂ /TWh)	Marginalutslipp Kvotepris NPS (MtCO ₂ /TWh)	Marginalutslipp Kvotepris 450S (MtCO ₂ /TWh)
Dry	2	0,650	0,334	0,310
Wet	5	0,570	0,293	0,271
Very wet	8	0,500	0,257	0,238
Extremely wet	14	0,480	0,246	0,229

Inputverdiene til modellen som er vist i kapittel 4, er beregnet ved å kjøre en regresjonsanalyse over *Nettoeksport Norge + Sverige og marginalutslipp* for de to kvoteprisnivåene.

Funksjonsuttrykk for NPS kvotepris: $y = -0,007x + 0,3334$

Funksjonsuttrykk for 450S kvotepris: $y = -0,0065x + 0,3093$

VEDLEGG 4 - LØNNSOMHETSBEREGNINGER KRAFTEKSPORT

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten som fremkommer av Statnett (2013b) er presentert øverst i tabell 13. Disse er beregnet for en kvotepris på 375 kr i 2030. For nåverdiberegningen har de benyttet rentesats 5% og 40 år levetid. Kolonnen «Tyskland» er beregninger foretatt om bare kabelaen til Tyskland blir bygget. Kolonnen «England» gjelder for om englandkabelaen bygges etter tysklandkabelaen. Kolonnen «Samlet» viser nytten ved at begge prosjektene realiseres. «Samlet» viser således hvordan nytten reduseres ved at kapasiteten økes.

I Statnett (2013a) er det beregnet at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved prosjektene reduseres henholdsvis med omtrent 10 % og 20 % (eksakte verdier er ikke oppgitt) for tyskland- og englandskabelaen, ved et bortfall av kvotemarkedet. Dette gir nye verdier som er presentert i raden kvotepris 0 kr/tCO₂. Det er deretter foretatt en regresjonsanalyse for å beregne de to kvoteprisnivåene for NPS og 450S. Det er den samlede reduksjonen i samfunnsøkonomisk lønnsomhet som er interessant for videre beregninger. Derfor er ikke englandskabelaen inkludert i de øvrige tabellene. Det er ikke beregnet at kvoteprisen er stigende med årene, da dette allerede er gjort av Statnett.

Tabell 13 Beregnet samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved ulike kvoteprisnivå.

	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet (MNOK)		
	Tyskland	England	Samlet
Kvotepris 375 kr/tCO ₂ (Statnett)	10 529	8 444	18 972
Kvotepris 0 kr/tCO ₂	9 476	6 755	16 231
Kvotepris 250 kr/tCO₂ (NPS)	10 177	7 880	18 057
Kvotepris 676 kr/tCO₂ (450S)	11 372	9 797	21 169
<i>Funksjonsuttrykk Tyskland: $y = 2,8056x + 9475,8$</i>			
<i>Funksjonsuttrykk England: $y = 4,5x + 6755$</i>			

I tabell 14 er den prosentvise endringen i samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved vist for kvoteprisnivåene i NPS og 450S.

Tabell 14 Beregnet prosentvis endring i samfunnsøkonomisk lønnsomhet for kvoteprisnivåene NPS og 450S.

Tyskland	Samlet
----------	--------

Beregnet prosentvis nedgang i samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved reduksjon i kvotepris fra 375 til 250 kr (NPS)	-3,3 %	-4,8 %
Beregnet prosentvis oppgang i samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved økning i kvotepris fra 375 til 676 kr (450S)	8,0 %	11,6 %

Produsent- og konsumentoverskudd inngår samlet som del av Statnetts beregninger.

Produsentoverskuddet er da en inntekt og konsumentoverskuddet en kostnad. Det blir inkonsistent med forutsetningene i denne oppgaven å inkludere konsumentoverskuddet i beregningene, da ulempen for konsumenter av økt kraftpris ikke er inkludert for aluminium og elektrifisering. Endringen i konsumentoverskudd er av Statnett (2013a) beregnet til å være 550 millioner euro årlig, for 2030-beregningene for en samlet utbygging. Dette tilsvarer 4587 millioner kroner, og er benyttet inn i tabell 13. For å kunne benytte dette tallet i kalkulasjonene er nåverdien for konsumentoverskudd beregnet med samme forutsetninger som Statnett har benyttet. Årlig konsumentoverskudd for tysklandkabelen er her satt til å være på 55,5 % av samlet konsumentoverskudd. Dette representerer den prosentvise andelen som tysklandkabelen utgjør av samlet samfunnsøkonomisk lønnsomhet ($10529/18972=0,555$). Da det ikke er presisert i rapporten om hvordan konsumentoverskuddet endres med varierende kvotepris, er det benyttet samme beløp for konsumentoverskudd for alle år i nåverdiregningen.

Tabell 15 Nåverdiregninger av konsumentoverskudd for tysklandkabelen og samlet utbygging.

År	Konsumentoverskudd	
	Tyskland	Samlet
2 020	2 545	4 587
2 021	2 545	4 587
2 022	2 545	4 587
2 023	2 545	4 587
2 024	2 545	4 587
2 025	2 545	4 587
2 026	2 545	4 587
2 027	2 545	4 587
2 028	2 545	4 587
2 029	2 545	4 587
2 030	2 545	4 587
2 031	2 545	4 587
2 032	2 545	4 587

2 033	2 545	4 587
2 034	2 545	4 587
2 035	2 545	4 587
2 036	2 545	4 587
2 037	2 545	4 587
2 038	2 545	4 587
2 039	2 545	4 587
2 040	2 545	4 587
2 041	2 545	4 587
2 042	2 545	4 587
2 043	2 545	4 587
2 044	2 545	4 587
2 045	2 545	4 587
2 046	2 545	4 587
2 047	2 545	4 587
2 048	2 545	4 587
2 049	2 545	4 587
2 050	2 545	4 587
2 051	2 545	4 587
2 052	2 545	4 587
2 053	2 545	4 587
2 054	2 545	4 587
2 055	2 545	4 587
2 056	2 545	4 587
2 057	2 545	4 587
2 058	2 545	4 587
2 059	2 545	4 587
NÅVERDI	43 677	78 704

Tabell 15 viser den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved å legge til konsumentoverskuddet. For kvoteprisnivåene i NPS og 450S er det multiplisert med de respektive prosentsetningene fra tabell 14. Årlig lønnsomhet er total lønnsomhet dividert med 40 år. Da Statnett legger til grunn full kabelutnyttelse for sine beregninger (8760 timer) er dette også gjort her for å beregne lønnsomhet per TWh.

Tabell 16 Lønnsomhetsberegninger for krafteksport i 2030 ved å inkludere konsumentoverskudd for de ulike kvoteprisnivåene.

Tyskland Kvotepri s Statnett	Samlet Kvotepri s Statnett	Tyskland d Kvotepri s NPS	Samlet Kvotepri s NPS	Tyskland d Kvotepri s 450S	Samlet Kvotepri s 450S
---------------------------------------	-------------------------------------	---------------------------------------	--------------------------------	--	---------------------------------

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet (MNOK)	10 529	18 972	10 177	18 057	11 372	21 169
Konsumentoverskudd (MNOK)	43 677	78 704	42 219	74 908	47 177	87 818
Total lønnsomhet (MNOK)	54 205	97 677	52 396	92 965	58 549	108 987
Årlig lønnsomhet (MNOK)	1 355	2 442	1 310	2 324	1 464	2 725
Årlig kraftoverføring (TWh)	12,26	24,53	12,26	24,53	12,26	24,53
Lønnsomhet per TWh (MNOK/TWh)	110,5	99,6	106,8	94,8	119,4	111,1

Inputverdiene til modellen som er vist i kapittel 4, er beregnet ved å kjøre en regresjonsanalyse over *Årlig kraftoverføring* og *Lønnsomhet per TWh* for de to kvoteprisnivåene.

Funksjonsuttrykk for NPS kvotepris på 250 kr/tCO₂: $y = -0,9829x + 118,86$

Funksjonsuttrykk for 450S kvotepris på 676 kr/tCO₂: $y = -0,6741x + 127,62$

VEDLEGG 5 – UTSLIPP FRA KRAFTPRODUKSJON

Dette vedlegget inngår som en del av vedlegg 6, for beregninger av CO₂-utslipp fra kraftproduksjon i utvalgte regioner og land i verden.

Da det ikke finnes data for fremtidige marginalutslipp for de ulike regionene i verden, er det beregnet gjennomsnittstall for utslipp i 2030. Gjennomsnittstall er ikke oppgitt i IEA (2015), og er derfor beregnet med utgangspunkt i de dataene som er tilgjengelige. IEAs data gjelder CO₂-utslipp for både varme og kraftproduksjon. Det er dermed i tabell 17 gjort en beregning for hvor stor andel varmeproduksjonen utgjør på verdensbasis. Andelen 8,8 % er et vektet gjennomsnitt for 2013 og 2040, og inngår i beregningene av utslippsfaktorer for øvrige regioner i tabell 18 og 19.

Tabell 17 Beregning av gjennomsnittlig andel varmeproduksjon i verden i 2030 for NPS.

	2013	2030	2040
Totale utslipp el + varmeproduksjon (MtCO ₂)	13 441	14 172	15 060
Andel varmeproduksjon	9,8 %	8,8 %	8,3 %
Utslipp fra varmeproduksjon (MtCO ₂)	1 316	1 253	1 255
Totale CO ₂ -utslipp fra el-produksjon (MtCO ₂)	12 125	12 919	13 805
Total el-produksjon (TWh)	23 318	33 214	39 444
Utslippsfaktor el-produksjon (MtCO ₂ /TWh)	0,520	0,389	0,350

Tabell 18 Beregning av utslippsfaktorer for ulike regioner i NPS i 2030.

	EU	OECD Europa	Kina	USA	Eurasia	Oseania
Totale utslipp el + varmeproduksjon (MtCO ₂)	736	860	4 905	1 638	1 207	768
Andel varmeproduksjon	8,8 %	8,8 %	8,8 %	8,8 %	8,8 %	8,8 %
Utslipp fra varmeproduksjon (MtCO ₂)	65	76	434	145	107	68
Totale CO ₂ -utslipp fra el-produksjon (MtCO ₂)	671	784	4 471	1 493	1 100	700
Total el-produksjon (TWh)	3 352	3 889	9 146	4 638	2 051	2 138
Utslippsfaktor el-produksjon (MtCO₂/TWh)	0,200	0,202	0,489	0,322	0,536	0,327

Tabell 19 Beregning av utslippsfaktorer for ulike regioner i 450S i 2030.

	EU	OECD Europa	Kina	USA	Eurasia	Oseania
Totale utslipp el + varmeproduksjon (MtCO ₂)	467	510	2 399	649	864	416
Andel varmeproduksjon	8,8 %	8,8 %	8,8 %	8,8 %	8,8 %	8,8 %
Utslipp fra varmeproduksjon (MtCO ₂)	41	45	212	57	76	37
Totale CO ₂ -utslipp fra el-produksjon (MtCO ₂)	426	465	2 187	592	788	379
Total el-produksjon (TWh)	3 210	3 694	8 033	4 306	1 864	1 910
Utslippsfaktor el-produksjon (MtCO₂/TWh)	0,133	0,126	0,272	0,137	0,423	0,199

VEDLEGG 6 - BEREGNING AV REDUSERTE UTSLIPP FRA ALUMINIUMPRODUKSJON

For å kunne beregne de utslippene som norsk aluminiumproduksjon vil erstatte er det tatt utgangspunkt i de faktiske produksjonsvolumene på verdensbasis i 2014. Produksjonstallene er hentet fra U.S. Geological Survey (2015) og er vist til venstre i tabell 20. For å kunne gi et estimat av de fremtidige produksjonsvolumene, er det tatt utgangspunkt i fordelingen som Luo & Soria

(2008) har kommet frem til. De forventer en årlig produksjon på 60 Mt i 2030 fordelt prosentvis på 7 ulike regioner. De samme prosentandelene er benyttet i tabell 20 under summen av de ulike regionene. Produksjonsvolumene for hvert enkelt land i 2030 er beregnet ved å ta utgangspunkt i endringen i prosentandel fra 2014 til 2030 for regionen de tilhører, og deretter ved å multiplisere hvert enkelt lands prosentandel i 2014 med denne endringen. For Europa er det gjort en videre inndeling i Vest-Europa (unntatt Norge og Island) samt Øst-Europa.

Tabell 20 Aluminiumproduksjon i 2014 og estimat for 2030.

REGION	2014		2030	
	Produksjon (Mt)	Andel av total	Produksjon (Mt)	Andel av total
Total	50,4	100 %	60,0	100 %
ASIA				
Kina	24,4	48,3 %	22,2	37,0 %
Japan	0,03	0,06 %	0,03	0,05 %
India	1,9	3,8 %	1,8	2,9 %
Indonesia	0,3	0,5 %	0,2	0,4 %
Malaysia	0,4	0,8 %	0,4	0,6 %
SUM ASIA	27,0	53,5 %	24,6	41,0 %
NORD-AMERIKA				
USA	1,7	3,4 %	3,8	6,4 %
Canada	2,9	5,7 %	6,4	10,6 %
SUM NORD-AMERIKA	4,6	9,1 %	10,2	17,0 %
EUROPA				
<i>Island</i>	0,8	1,6 %	1,2	2,0 %
<i>Norge</i>	1,3	2,6 %	2,0	3,4 %
Hellas	0,2	0,3 %	0,3	0,4 %
Sverige	0,1	0,2 %	0,2	0,3 %
Storbritannia	0,0	0,1 %	0,1	0,1 %
Tyskland	0,6	1,2 %	0,9	1,5 %
Spania	0,2	0,5 %	0,4	0,6 %
Tyrkia	0,1	0,1 %	0,1	0,2 %
Frankrike	0,4	0,7 %	0,5	0,9 %
Bosnia og Herzegovina	0,1	0,2 %	0,2	0,3 %
Montenegro	0,0	0,1 %	0,1	0,1 %
Slovakia	0,2	0,4 %	0,3	0,5 %
Slovenia	0,0	0,1 %	0,1	0,1 %
Romania	0,3	0,5 %	0,4	0,7 %
SUM EUROPA	4,3	8,6 %	6,6	11,0 %
Sum Vest-Europa (unntatt Norge og Island)	1,6	3,1 %	2,4	4,0 %
Sum Øst-Europa	0,6	1,3 %	1,0	1,6 %

CIS				
Russland	3,5	6,9 %	6,9	11,5 %
Kazakhstan	0,3	0,5 %	0,5	0,8 %
Tajikistan	0,2	0,4 %	0,4	0,7 %
Aserbajdsjan	0,1	0,1 %	0,1	0,2 %
SUM CIS	3,9	7,8 %	7,8	13,0 %
AFMI				
Egypt	0,3	0,6 %	0,2	0,3 %
Iran	0,4	0,7 %	0,2	0,4 %
Oman	0,4	0,7 %	0,2	0,4 %
Qatar	0,6	1,3 %	0,4	0,6 %
De forente arabiske emirater	2,3	4,6 %	1,4	2,3 %
Saudi Arabia	0,7	1,3 %	0,4	0,7 %
Sør Afrika	0,7	1,5 %	0,4	0,7 %
Ghana	0,0	0,1 %	0,0	0,0 %
Bahrain	0,9	1,8 %	0,6	0,9 %
Kamerun	0,1	0,2 %	0,1	0,1 %
Mosambik	0,6	1,1 %	0,3	0,6 %
SUM AFMI	7,0	14,0 %	4,2	7,0 %
OSEANIA				
Australia	1,7	3,4 %	3,0	5,0 %
New Zealand	0,3	0,6 %	0,6	1,0 %
SUM OSEANIA	2,0	4,0 %	3,6	6,0 %
SØR-AMERIKA				
Argentina	0,4	0,8 %	0,8	1,4 %
Venezuela	0,1	0,3 %	0,3	0,5 %
Brasil	1,0	1,9 %	1,9	3,2 %
SUM SØR-AMERIKA	1,5	3,0 %	3,0	5,0 %

Tabell 21 viser utslippsfaktorer for Øst-Europa og Øvrige høykostland. Det er tatt utgangspunkt i kostnadsnivåene som er presentert i CEPS (2013) og Djukanovic (2012). Som nevnt i kapittel 2 er det lagt til grunn at østeuropeiske produsenter vil være de første til å bli faset ut på grunn av det høye kostnadsnivået. Da usikkerheten er stor for hvilke øvrige regioner som vil påvirkes, er det lagt til grunn at utfasingen er likt fordelt mellom de ulike regionene. De fire regionene under *Øvrige høykostland*, er i omtrent samme kostnadsintervall. Det er tatt utgangspunkt i at det benyttes nyeste teknologi som er omtalt i Multiconsult (2014). Denne teknologien gir et kraftforbruk på 12,3 kWh per tonn aluminium. Dette gir en produksjon på 0,081 millioner tonn aluminium per TWh.

Tabell 21 Aluminiumproduksjon, kraftforbruk og utslippsfaktorer for kvotepriser i NPS og 450S.

^a Gjennomsnittet av regionene Eurasia og EU er benyttet som utslippstall.

^b Produksjon 2030 og kraftforbruk er summen av de øvrige høykostlandene.

Utslippsfaktor er gjennomsnittet av de øvrige høykostlandene.

^c Regionen OECD Europa er benyttet som utslippstall.

	Produksjon 2030 (Mt)	Kraftforbruk (TWh)	Utslippsfaktor Kvotepris NPS (MtCO₂/TWh)	Utslippsfaktor Kvotepris 450S (MtCO₂/TWh)
Øst Europa ^a	0,97	11,98	0,368	0,278
Øvrige høykostland ^b	32,0	393,7	0,335	0,184
- Vest Europa (unntatt Norge og Island) ^c	2,37	29,2	0,202	0,126
- USA	3,82	47,0	0,322	0,137
- Kina	22,21	273,2	0,489	0,272
- Oseania	3,60	44,3	0,327	0,199

Inputverdiene til modellen som er vist i kapittel 4, er hentet fra tabell 21.

Da det ikke finnes tilgjengelig data om hvordan marginalutslippene i 2030 endres innenfor de ulike regionene er det kun benyttet to intervaller.

VEDLEGG 7 - LØNNSOMHETSBEREGNINGER ALUMINIUM

Som utgangspunkt for lønnsomhet er det sett på salgsprisen for ett tonn aluminium, sett opp mot de totale kostnadene for å produsere det. For estimat av den fremtidige prisen er det tatt utgangspunkt i anslagene fra Consensus Economics (2015). De estimerer et gjennomsnitt for 2020-2024 på 14 130 kr/tonn. Det er her valgt at denne prisen oppnås i 2022. Dette gir en årlig prisstigning på 1,47 % fra prisen i 2014 som var 12 577 kr/tonn.

Det har ikke har vært mulig å fremskaffe historiske kostnadsdata eller framskrivninger for kostnadsnivået for aluminiumproduksjon i Norge. Luo & Soria (2008) har estimert en årlig reduksjon i produksjonskostnadene mot 2030 på 0,8 % på verdensbasis. Dette er undersøkt opp mot faktiske kostnader i 2001 og 2012, hentet fra henholdsvis Luo & Soria (2008) og CEPS

(2013). Tabell 22 viser den beregnende prosentvise årlige reduksjonen i kostnader for Canada og USA for de to studiene.

Tabell 22 Produksjonskostnader for 1 tonn aluminium i Canada og USA i 2001 og 2012. Alle beløp i 2012 dollar. Beløp merket med stjerne er lest av fra figur.

	Canada	USA
2 001	1 215*	1 580*
2 012	1 155*	1 428
Årlig prosentvis endring	0,46 %	0,91 %

I følge CEPS (2013) var de totale kostnadene for Norge 15 032 kr per tonn aluminium i 2012. Beløpet inkluderer investeringskostnader, samt alle andre kostnader relatert til produksjon og drift¹. Det er forutsatt at den prosentvise nedgangen som gjelder for produksjonskostnader også gjør seg gjeldende for de totale kostnadene. Det er ut fra denne forutsetningen valgt en årlig reduksjon fra år 2012 i de totale kostnadene på 0,69 %. Prosentatsen tilsvarer gjennomsnittet for Canada og USA i tabell 22.

I 2014 var de totale CO-utslippene fra aluminiumproduksjon på 2,1 millioner tonn ifølge Miljødirektoratet (2015). Dette tilsvarer 1,57 tonn CO₂ per tonn produsert aluminium, om man legger til grunn produksjonsvolumet på 1,331 millioner tonn, fra U.S. Geological Survey (2015).

I tabell 23 vises de beløpene som inngår i nåverdiberegningen. Det er benyttet 5 % kalkulasjonsrente. Levetiden er satt til 30 år med start i 2020. Levetiden er dermed lik den som benyttes i Multiconsult (2014). Kvotepriene for de ulike årene er beregnet med interpolasjon med utgangspunkt i IEAs framskrivninger for 2020, 2030 og 2040. For kvoteprisen etter 2040, er det forventet lik stigning som mellom 2030-2040. Kvotekostnaden som inngår i kontantstrømmen er da kvoteprisen for det gjeldende året multiplisert med 1,57.

Nåverdien for 1 tonn aluminium for kvoteprisnivåene i NPS er beregnet til 44 311 kr.

Nåverdien for 1 tonn aluminium for kvoteprisnivåene i 450S er beregnet til 35 924 kr.

¹ Beløpet inkluderer ikke kostnader forbundet med kjøp av klimakvoter, da dette først ble introdusert i 2013 for aluminiumproduksjon i Norge. Se Miljødirektoratet (2015)

Tabell 23 Inntekter og kostnader som inngår i nåverdiberegningen for lønnsomheten til norsk aluminiumproduksjon. Nåverdiberegning for perioden 2020-2049.

År	Pris (kr/t)	Kostnad (kr/t)	Kvotepreis NPS	Kvotepreis 450S
2012		15 032		
2013		14 928		
2014	12 577	14 826		
2015	12 761	14 724		
2016	12 948	14 622		
2017	13 138	14 522		
2018	13 331	14 422		
2019	13 526	14 323		
2020	13 725	14 224	149	149
2021	13 926	14 127	157	173
2022	14 130	14 030	165	201
2023	14 337	13 933	174	234
2024	14 547	13 837	183	273
2025	14 760	13 742	193	317
2026	14 977	13 648	203	369
2027	15 196	13 554	214	429
2028	15 419	13 461	225	499
2029	15 645	13 368	237	581
2030	15 874	13 276	250	676
2031	16 107	13 185	258	699
2032	16 343	13 094	266	723
2033	16 583	13 004	274	748
2034	16 826	12 915	282	773
2035	17 073	12 826	291	800
2036	17 323	12 738	300	827
2037	17 577	12 650	309	855
2038	17 835	12 563	318	885
2039	18 096	12 477	328	915
2040	18 362	12 391	338	946,0
2041	18 631	12 306	348,4	978,3
2042	18 904	12 221	359,0	1 011,8
2043	19 181	12 137	370,0	1 046,3
2044	19 463	12 054	381,3	1 082,1
2045	19 748	11 971	393,0	1 119,1
2046	20 037	11 889	405,0	1 157,3
2047	20 331	11 807	417,4	1 196,9
2048	20 629	11 726	430,2	1 237,8
2049	20 932	11 645	443,4	1 280,1

Tabell 24 viser lønnsomhet for aluminiumproduksjon.

Produksjon per TWh er samme som i vedlegg 6.

Årlig lønnsomhet er nåverdien dividert med 30 år.

Tabell 24 Lønnsomhet for aluminiumproduksjon i 2030 for kvoteprisnivåene i NPS og 450S.

	Kvotepris NPS	Kvotepris 450S
Produksjonsevne (Mt/TWh)	0,08	0,08
Årlig lønnsomhet (NOK/t)	1337	1057
Lønnsomhet per TWh (MNOK/TWh)	108,7	84,6

Inputverdiene til modellen som vist i kapittel 4, er da *Lønnsomhet per TWh* for de to kvoteprisnivåene.

Da lønnsomheten er like stor for begge intervallene som benyttes i modellen er det trukket fra 10^{-50} for intervallet A_2 ($\geq 12,2$). Dette er gjort for å tvinge modellen til å velge A_1 før A_2 .

VEDLEGG 8 - BEREGNING AV MARGINALUTSLIPP FOR ELEKTRIFISERING

Utslippsreduksjonene som er beregnet for elektrifisering av midtre Nordsjø tar utgangspunkt i Novatech (2012). De totale utslippsreduksjonene beløper seg til 31 millioner tonn CO₂, som ville vært utslippsmengden om plattformene var forsynt fra gassturbin. Som følge av at elektrifisering medfører at gassen blir konsumert et annet sted, er det i tabell 25 gjort en beregning for å finne mengden frigjort gass. Det er benyttet samme forutsetninger som i Novatech (2012):

Utslipp fra forbrenning av gass: 2,4 kgCO₂/Sm³.

Energiinnhold: 11,4 kWh/Sm³

Virkningsgrad gassturbin på plattform: 0,33

Den totale energimengden fra frigjort gass er beregnet til 147,3 TWh. Virkningsgrad for bruk av den frigjorte gassen er beregnet i tabell 26. Den samlede mengden produsert energi blir da 121 TWh. De totale reduserte utslippene blir da utslippene fra den frigjorte gassen fratrukket de sparte utslippene fra kraftproduksjon i Europa. Det er benyttet marginalutslipp fra tabell 12.

Tabell 25 Beregning av reduserte utslipp for elektrifisering for kvoteprisnivåene NPS og 450S i 2030

	Kvotepris NPS	Kvotepris 450S
Totalt kraftforbruk (TWh)	59	59
Totale reduserte utslipp fra plattform (MtCO ₂)	31	31
Frigjort gass for salg (TWh)	147,3	147,3
Virkningsgrad for bruk av frigjort gass	0,82	0,82
Mengde produsert energi (TWh)	121,0	121,0
Marginalutslipp Europa 2030	0,334	0,310
Utslipp i Europa (MtCO ₂)	40,4	37,5
Totale reduserte utslipp (MtCO ₂)	9,4	6,5
Reduserte utslipp per TWh (MtCO₂/TWh)	0,159	0,110

Inputverdiene til modellen som er vist i kapittel 4, er da *Reduserte utslipp per TWh* for de to kvoteprisnivåene. Maksimal kraftforbruk er 1,7 TWh, som er den maksimale kraftmengden som forbrukes ifølge Novatech (2012). Marginalutslippene for dette intervallet favner kun over mengden 0 – 5 TWh. Det er derfor bare en variabel (E_1) som inngår i intervallet for elektrifisering.

For å beregne virkningsgraden for den frigjorte gassen, er det i tabell 26 brukt fordelingen til norskpetroleum.no (2016) som viser hva norsk eksportgass benyttes til. Det er da forutsatt at denne fordelingen vil vedvare mot 2030. Virkningsgradene er hentet fra Cicero (2013). For kraft og fjernvarme er det benyttet lik virkningsgrad, da det ikke er oppgitt verdi for fjernvarme. Det er ikke spesifisert hva som inngår i bruksområdet *Annet*, den er derfor gitt virkningsgrad 0,9.

Tabell 26 Beregning av virkningsgrad for bruk av frigjort gass

Bruksområde	Andel	Virkningsgrad
Husholdninger og næringsbruk	42 %	0,9
Kraft og fjernvarme	26 %	0,6
Industri	29 %	0,9
Annet	3 %	0,9

VEDLEGG 9 - LØNNSOMHETSBEREGNINGER FOR ELEKTRIFISERING

Lønnsomheten er beregnet i tabell 27 ved å benytte renseskostnad (tiltakskost) for å gjennomføre elektrifisering. Lønnsomhet er da de sparte kostnadene som ville følge av medføre om plattformene benytter egne gassturbiner. Det er benyttet samme renseskostnad som Add Energy (2014). Inntekter fra salg av frigjort gass er inkludert i renseskostnaden.

Total lønnsomhet er beregnet ved å multiplisere Kostnadsbesparelse og Totale utslipp.

Lønnsomhet per TWh er beregnet ved å dividere Total lønnsomhet med Totalt kraftforbruk.

Tabell 27 Lønnsomhet per TWh i 2030 for kvoteprisnivåene NPS og 450S.

	Kvotepris NPS	Kvotepris 450S
Renseskostnad (NOK/tCO ₂)	42,7	42,7
Kvotepris (NOK/tCO ₂)	250	676
Kostnadsbesparelse (NOK/tCO ₂)	207,3	633,2
Totale utslipp (MtCO ₂)	31	31
Total lønnsomhet (MNOK)	6428	19628
Lønnsomhet per TWh (MNOK/TWh)	108,9	332,7

Inputverdiene til modellen som er vist i kapittel 4, er *Lønnsomhet per TWh* for de to kvoteprisnivåene. Maksimal kraftforbruk er 1,7 TWh, som er den maksimale kraftmengden som forbrukes ifølge Novatech (2012).

VEDLEGG 10 - ULIK VEKTING AV KRITERIER - SCENARIO 1

Utskrift fra RSP Parameteranalyse

w_1 Vektingvariabel for CO₂-reduksjoner

w_2 Vektingvariabel for lønnsomhet

VSA Vektet sum av avvik

Mål % Grad av måloppnåelse

Res. Resultat

Vekting		VSA	Fordeling på intervaller									Fordeling			CO ₂ -red.		Lønnsomhet	
w_1	w_2		KE ₁	KE ₂	KE ₃	KE ₄	KE ₅	A ₁	A ₂	E ₁	KE _i	A _i	E _i	Mål %	Res.	Mål %	Res.	
0	1	0,00000	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0	13	1,7	10,0	13	1,7	0,879	7,71	1,000	2770	
0,002	0,998	0,00015	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	1	1,7	10,0	13	1,7	0,924	8,11	1,000	2770	
0,004	0,996	0,00030	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	1	1,7	10,0	13	1,7	0,924	8,11	1,000	2770	
0,006	0,994	0,00041	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,008	0,992	0,00049	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,010	0,990	0,00058	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,012	0,988	0,00066	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,014	0,986	0,00074	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,016	0,984	0,00082	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,018	0,982	0,00091	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,020	0,980	0,00099	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,022	0,978	0,00107	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,024	0,976	0,00116	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,026	0,974	0,00124	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,028	0,972	0,00132	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,030	0,970	0,00141	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,032	0,968	0,00149	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,034	0,966	0,00157	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,036	0,964	0,00166	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,038	0,962	0,00174	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,040	0,960	0,00182	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,042	0,958	0,00191	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,044	0,956	0,00199	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,046	0,954	0,00207	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,048	0,952	0,00216	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,050	0,950	0,00224	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,052	0,948	0,00232	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,054	0,946	0,00241	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,056	0,944	0,00249	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,058	0,942	0,00257	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,060	0,940	0,00266	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,062	0,938	0,00274	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,064	0,936	0,00282	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,066	0,934	0,00291	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,068	0,932	0,00299	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,070	0,930	0,00307	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,072	0,928	0,00315	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,074	0,926	0,00324	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,076	0,924	0,00332	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,078	0,922	0,00340	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,080	0,920	0,00349	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	
0,082	0,918	0,00357	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	12	3	0,0	10,0	15	0,0	0,958	8,41	1,000	2770	

VEDLEGG 11 - ULIK VEKTING AV KRITERIER - SCENARIO 2

Utskrift fra RSP Parameteranalyse

w_1 Vektingvariabel for CO₂-reduksjoner

w_2 Vektingvariabel for lønnsomhet

VSA Vektet sum av avvik

Mål % Grad av måloppnåelse

Res. Resultat

Vekting		VSA	Fordeling på intervaller									Fordeling			CO ₂ -red.		Lønnsomhet	
w_1	w_2		KE ₁	KE ₂	KE ₃	KE ₄	KE ₅	A ₁	A ₂	E ₁	KE _i	A _i	E _i	Mål %	Res.	Mål %	Res.	
0	1	0,00000	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,002	0,998	0,00035	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,004	0,996	0,00069	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,006	0,994	0,00104	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,008	0,992	0,00138	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,010	0,990	0,00173	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,012	0,988	0,00208	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,014	0,986	0,00242	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,016	0,984	0,00277	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,018	0,982	0,00312	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,020	0,980	0,00346	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,022	0,978	0,00381	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,024	0,976	0,00415	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,026	0,974	0,00450	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,028	0,972	0,00485	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,030	0,970	0,00519	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,032	0,968	0,00554	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,034	0,966	0,00588	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,036	0,964	0,00623	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,038	0,962	0,00658	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,040	0,960	0,00692	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,042	0,958	0,00727	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,044	0,956	0,00762	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,046	0,954	0,00796	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,048	0,952	0,00831	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,050	0,950	0,00865	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,052	0,948	0,00900	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,054	0,946	0,00935	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,056	0,944	0,00969	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,058	0,942	0,01004	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,060	0,940	0,01039	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,062	0,938	0,01073	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,064	0,936	0,01108	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,066	0,934	0,01142	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,068	0,932	0,01177	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,070	0,930	0,01212	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,072	0,928	0,01246	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,074	0,926	0,01281	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,076	0,924	0,01315	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,078	0,922	0,01350	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,080	0,920	0,01385	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	
0,082	0,918	0,01419	5,0	5,0	5,0	5,0	3,3	0	0	1,7	23,3	0	1,7	0,827	5,61	1,000	3354	

VEDLEGG 12 - ØKENDE KRAFTOVERSKUDD VED OPTIMAL VEKTING - SCENARIO 1

Utskrift fra RSP Parameteranalyse

VSA *Vektet sum av avvik*
 Mål % *Grad av måloppnåelse*
 Res. *Resultat*

Kraft- overskudd	VSA	Fordeling på intervaller									Fordeling			CO ₂ -red.		Lønnsomhet	
		KE ₁	KE ₂	KE ₃	KE ₄	KE ₅	A ₁	A ₂	E ₁	KE _i	A _i	E _i	Mål %	Res.	Mål %	Res.	
0	1,00000	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0,0	0	0,0	0,000	0,000	0,000	0	
0,51	0,97920	0	0	0	0	0	0,51	0,00	0	0,0	1	0,0	0,021	0,188	0,020	55	
1,02	0,95839	0	0	0	0	0	1,02	0,00	0	0,0	1	0,0	0,043	0,376	0,040	111	
1,53	0,93759	0	0	0	0	0	1,53	0,00	0	0,0	2	0,0	0,064	0,564	0,060	166	
2,04	0,91679	0	0	0	0	0	2,04	0,00	0	0,0	2	0,0	0,086	0,752	0,080	222	
2,55	0,89598	0	0	0	0	0	2,55	0,00	0	0,0	3	0,0	0,107	0,940	0,100	277	
3,06	0,87518	0	0	0	0	0	3,06	0,00	0	0,0	3	0,0	0,129	1,127	0,120	333	
3,57	0,85438	0	0	0	0	0	3,57	0,00	0	0,0	4	0,0	0,150	1,315	0,140	388	
4,08	0,83357	0	0	0	0	0	4,08	0,00	0	0,0	4	0,0	0,171	1,503	0,160	444	
4,59	0,81277	0	0	0	0	0	4,59	0,00	0	0,0	5	0,0	0,193	1,691	0,180	499	
5,10	0,79197	0	0	0	0	0	5,10	0,00	0	0,0	5	0,0	0,214	1,879	0,200	555	
5,61	0,77116	0	0	0	0	0	5,61	0,00	0	0,0	6	0,0	0,236	2,067	0,220	610	
6,12	0,75036	0	0	0	0	0	6,12	0,00	0	0,0	6	0,0	0,257	2,255	0,240	665	
6,63	0,72956	0	0	0	0	0	6,63	0,00	0	0,0	7	0,0	0,278	2,443	0,260	721	
7,14	0,70875	0	0	0	0	0	7,14	0,00	0	0,0	7	0,0	0,300	2,631	0,280	776	
7,65	0,68795	0	0	0	0	0	7,65	0,00	0	0,0	8	0,0	0,321	2,819	0,300	832	
8,16	0,66715	0	0	0	0	0	8,16	0,00	0	0,0	8	0,0	0,343	3,007	0,320	887	
8,67	0,64634	0	0	0	0	0	8,67	0,00	0	0,0	9	0,0	0,364	3,195	0,340	943	
9,18	0,62554	0	0	0	0	0	9,18	0,00	0	0,0	9	0,0	0,386	3,382	0,360	998	
9,69	0,60474	0	0	0	0	0	9,69	0,00	0	0,0	10	0,0	0,407	3,570	0,380	1054	
10,20	0,58393	0	0	0	0	0	10,20	0,00	0	0,0	10	0,0	0,428	3,758	0,400	1109	
10,71	0,56313	0	0	0	0	0	10,71	0,00	0	0,0	11	0,0	0,450	3,946	0,420	1164	
11,22	0,54233	0	0	0	0	0	11,22	0,00	0	0,0	11	0,0	0,471	4,134	0,440	1220	
11,73	0,52152	0	0	0	0	0	11,73	0,00	0	0,0	12	0,0	0,493	4,322	0,460	1275	
12,24	0,50129	0,27	0	0	0	0	11,98	0,00	0	0,3	12	0,0	0,512	4,496	0,481	1333	
12,76	0,48157	0,78	0	0	0	0	11,98	0,00	0	0,8	12	0,0	0,531	4,657	0,503	1392	
13,27	0,46186	1,29	0	0	0	0	11,98	0,00	0	1,3	12	0,0	0,549	4,818	0,524	1452	
13,78	0,44214	1,80	0	0	0	0	11,98	0,00	0	1,8	12	0,0	0,568	4,980	0,545	1511	
14,29	0,42242	2,31	0	0	0	0	11,98	0,00	0	2,3	12	0,0	0,586	5,141	0,567	1570	
14,80	0,40270	2,82	0	0	0	0	11,98	0,00	0	2,8	12	0,0	0,604	5,302	0,588	1630	
15,31	0,38299	3,33	0	0	0	0	11,98	0,00	0	3,3	12	0,0	0,623	5,463	0,610	1689	
15,82	0,36327	3,84	0	0	0	0	11,98	0,00	0	3,8	12	0,0	0,641	5,624	0,631	1749	
16,33	0,34355	4,35	0	0	0	0	11,98	0,00	0	4,3	12	0,0	0,659	5,785	0,653	1808	
16,84	0,32384	4,86	0	0	0	0	11,98	0,00	0	4,9	12	0,0	0,678	5,947	0,674	1867	
17,35	0,30412	5,00	0	0	0	0	11,98	0,37	0	5,0	12	0,0	0,697	6,115	0,695	1924	
17,86	0,28441	5,00	0	0	0	0	11,98	0,88	0	5,0	13	0,0	0,716	6,286	0,715	1979	
18,37	0,26469	5,00	0	0	0	0	11,98	1,39	0	5,0	13	0,0	0,736	6,457	0,735	2035	
18,88	0,24497	5,00	0	0	0	0	11,98	1,90	0	5,0	14	0,0	0,755	6,627	0,755	2090	
19,39	0,22526	5,00	0	0	0	0	11,98	2,41	0	5,0	14	0,0	0,775	6,798	0,775	2146	
19,90	0,20554	5,00	0	0	0	0	11,98	2,92	0	5,0	15	0,0	0,794	6,969	0,795	2201	
20,41	0,18583	5,00	0	0	0	0	11,98	3,43	0	5,0	15	0,0	0,814	7,140	0,815	2257	
20,92	0,16611	5,00	0	0	0	0	11,98	3,94	0	5,0	16	0,0	0,833	7,311	0,835	2312	
21,43	0,14640	5,00	0	0	0	0	11,98	4,45	0	5,0	16	0,0	0,853	7,482	0,855	2368	
21,94	0,12668	5,00	0	0	0	0	11,98	4,96	0	5,0	17	0,0	0,872	7,653	0,875	2423	

22,45	0,10697	5,00	0	0	0	0	11,98	5,47	0	5,0	17	0,0	0,892	7,824	0,895	2478
22,96	0,08725	5,00	0	0	0	0	11,98	5,98	0	5,0	18	0,0	0,911	7,995	0,915	2534
23,47	0,06754	5,00	0	0	0	0	11,98	6,49	0	5,0	18	0,0	0,931	8,166	0,935	2589
23,98	0,04782	5,00	0	0	0	0	11,98	7,00	0	5,0	19	0,0	0,950	8,337	0,955	2645
24,49	0,02811	5,00	0	0	0	0	11,98	7,51	0	5,0	19	0,0	0,970	8,507	0,975	2700
25,00	0,00839	5,00	0	0	0	0	11,98	8,02	0	5,0	20	0,0	0,989	8,678	0,995	2756

VEDLEGG 13 - ØKENDE KRAFTOVERSKUDD VED OPTIMAL VEKTING - SCENARIO 2

Utskrift fra RSP Parameteranalyse

VSA *Vektet sum av avvik*
Mål % *Grad av måloppnåelse*
Res. *Resultat*

Kraft- overskudd	VSA	Fordeling på intervaller									Fordeling			CO2-red.		Lønnsomhet	
		KE ₁	KE ₂	KE ₃	KE ₄	KE ₅	A ₁	A ₂	E ₁	KE _i	A _i	E _i	Mål %	Res.	Mål %	Res.	
0	1,00000	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0,0	0	0,0	0,000	0,000	0,000	0	
0,51	0,96781	0	0	0	0	0	0,00	0,00	1	0,0	0	0,5	0,008	0,056	0,051	170	
1,02	0,93563	0	0	0	0	0	0,00	0,00	1	0,0	0	1,0	0,017	0,112	0,101	339	
1,53	0,90344	0	0	0	0	0	0,00	0,00	2	0,0	0	1,5	0,025	0,168	0,152	509	
2,04	0,87912	0	0	0	0	0	0,00	0,00	2	0,3	0	1,7	0,042	0,286	0,181	608	
2,55	0,85871	1	0	0	0	0	0,00	0,00	2	0,9	0	1,7	0,064	0,436	0,201	673	
3,06	0,83830	1	0	0	0	0	0,00	0,00	2	1,4	0	1,7	0,086	0,585	0,220	737	
3,57	0,81789	2	0	0	0	0	0,00	0,00	2	1,9	0	1,7	0,108	0,735	0,239	801	
4,08	0,79747	2	0	0	0	0	0,00	0,00	2	2,4	0	1,7	0,130	0,884	0,258	865	
4,59	0,77706	3	0	0	0	0	0,00	0,00	2	2,9	0	1,7	0,152	1,034	0,277	930	
5,10	0,75665	3	0	0	0	0	0,00	0,00	2	3,4	0	1,7	0,174	1,183	0,296	994	
5,61	0,73624	4	0	0	0	0	0,00	0,00	2	3,9	0	1,7	0,197	1,333	0,315	1058	
6,12	0,71582	4	0	0	0	0	0,00	0,00	2	4,4	0	1,7	0,219	1,482	0,335	1122	
6,63	0,69541	5	0	0	0	0	0,00	0,00	2	4,9	0	1,7	0,241	1,632	0,354	1187	
7,14	0,67617	5	0	0	0	0	0,00	0,00	2	5,4	0	1,7	0,261	1,767	0,373	1250	
7,65	0,65711	5	1	0	0	0	0,00	0,00	2	6,0	0	1,7	0,280	1,900	0,391	1312	
8,16	0,63805	5	1	0	0	0	0,00	0,00	2	6,5	0	1,7	0,300	2,033	0,410	1375	
8,67	0,61899	5	2	0	0	0	0,00	0,00	2	7,0	0	1,7	0,319	2,166	0,428	1437	
9,18	0,59993	5	2	0	0	0	0,00	0,00	2	7,5	0	1,7	0,339	2,299	0,447	1500	
9,69	0,58088	5	3	0	0	0	0,00	0,00	2	8,0	0	1,7	0,359	2,432	0,466	1562	
10,20	0,56182	5	4	0	0	0	0,00	0,00	2	8,5	0	1,7	0,378	2,565	0,484	1625	
10,71	0,54276	5	4	0	0	0	0,00	0,00	2	9,0	0	1,7	0,398	2,698	0,503	1687	
11,22	0,52370	5	5	0	0	0	0,00	0,00	2	9,5	0	1,7	0,417	2,831	0,522	1750	
11,73	0,50473	5	5	0	0	0	0,00	0,00	2	10,0	0	1,7	0,437	2,962	0,540	1812	
12,24	0,48702	5,00	5	1	0	0	0,00	0,00	2	10,5	0	1,7	0,454	3,079	0,558	1873	
12,76	0,46932	5,00	5	1	0	0	0,00	0,00	2	11,1	0	1,7	0,471	3,195	0,577	1934	
13,27	0,45161	5,00	5	2	0	0	0,00	0,00	2	11,6	0	1,7	0,488	3,311	0,595	1995	
13,78	0,43390	5,00	5	2	0	0	0,00	0,00	2	12,1	0	1,7	0,505	3,428	0,613	2055	
14,29	0,41620	5,00	5	3	0	0	0,00	0,00	2	12,6	0	1,7	0,523	3,544	0,631	2116	
14,80	0,39849	5,00	5	3	0	0	0,00	0,00	2	13,1	0	1,7	0,540	3,660	0,649	2177	
15,31	0,38078	5,00	5	4	0	0	0,00	0,00	2	13,6	0	1,7	0,557	3,777	0,667	2238	
15,82	0,36308	5,00	5	4	0	0	0,00	0,00	2	14,1	0	1,7	0,574	3,893	0,685	2299	
16,33	0,34537	5,00	5	5	0	0	0,00	0,00	2	14,6	0	1,7	0,591	4,010	0,703	2359	
16,84	0,32803	5,00	5	5	0	0	0,00	0,00	2	15,1	0	1,7	0,608	4,121	0,721	2420	
17,35	0,31167	5,00	5	5	1	0	0,00	0,00	2	15,6	0	1,7	0,622	4,221	0,739	2479	
17,86	0,29532	5,00	5	5	1	0	0,00	0,00	2	16,2	0	1,7	0,637	4,321	0,757	2538	
18,37	0,27897	5,00	5	5	2	0	0,00	0,00	2	16,7	0	1,7	0,652	4,421	0,774	2597	
18,88	0,26261	5,00	5	5	2	0	0,00	0,00	2	17,2	0	1,7	0,667	4,521	0,792	2656	
19,39	0,24626	5,00	5	5	3	0	0,00	0,00	2	17,7	0	1,7	0,681	4,620	0,810	2715	
19,90	0,22990	5,00	5	5	3	0	0,00	0,00	2	18,2	0	1,7	0,696	4,720	0,827	2774	
20,41	0,21355	5,00	5	5	4	0	0,00	0,00	2	18,7	0	1,7	0,711	4,820	0,845	2834	
20,92	0,19720	5,00	5	5	4	0	0,00	0,00	2	19,2	0	1,7	0,725	4,920	0,862	2893	
21,43	0,18084	5,00	5	5	5	0	0,00	0,00	2	19,7	0	1,7	0,740	5,019	0,880	2952	
21,94	0,16449	5,00	5	5	5	0,24	0,00	2	20,0	0	1,7	0,758	5,139	0,895	3003		

22,45	0,14814	5,00	5	5	5	0	0,75	0,00	2	20,0	1	1,7	0,779	5,280	0,908	3046
22,96	0,13179	5,00	5	5	5	0	1,26	0,00	2	20,0	1	1,7	0,799	5,422	0,921	3090
23,47	0,11544	5,00	5	5	5	0	1,77	0,00	2	20,0	2	1,7	0,820	5,564	0,934	3133
23,98	0,09909	5,00	5	5	5	0	2,28	0,00	2	20,0	2	1,7	0,841	5,705	0,947	3176
24,49	0,08273	5,00	5	5	5	0	2,79	0,00	2	20,0	3	1,7	0,862	5,847	0,960	3219
25,00	0,06638	5,00	5	5	5	0	3,30	0,00	2	20,0	3	1,7	0,883	5,988	0,973	3262



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway