

Virkningen av usikkerhet i brenselspriser
på lønnsomheten av
mellomlandsforbindelsene til Tyskland
og Storbritannia

Erika Stadler Kjetså

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2014

Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

NORGES TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE UNIVERSITET

NTNU



MASTEROPPGAVE

Kandidatens navn :	Erika Stadler Kjetså
Fag :	Energi & Miljø
Oppgavens tittel (norsk) :	Virkningen av usikkerhet i brenselpriser på lønnsomheten av mellomlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia
Oppgavens tittel (engelsk) :	The effect of uncertainty in fuel prices on the profitability of interconnections with Germany and Great Britain.
Oppgavens tekst	<p>Variierende og usikker brenselpris kan tenkes å være en faktor som trekker opp verdien av fleksibilitet i kraftsystemet og dermed av de planlagte nye utlandsforbindelsene. Hvordan det termiske markedet påvirker det norske vannkraftsystemet står da sentralt.</p> <p>Oppgaven går ut på å kartlegge effekten av variasjon i brenselpriser på lønnsomheten av utlandsforbindelser fra Norge og Norden til det kontinentale Europa. Til analysen brukes Samkjøringsmodellen.</p> <p>Oppgaven bygger videre på arbeidet gjort i prosjektoppgaven. Aktivitetene i masteroppgaven er:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Gjøre enkle beregninger i testmodellen for å verifisere hvordan funksjonen fungerer. Bekrefte hvorvidt den stokastiske håndteringen av en modellert usikkerhet i vannverdiberegningen gir bedre økonomiske resultater enn en usikkerhet som er modellert men ikke stokastisk håndtert i vannverdiberegningene.2. Klargjøre framgangsmåten for bruk av eksogen usikkerhet med Statnetts modell for Nord Europa. Det inkluderer kobling til det europeiske kontinentet gjennom en prisrekke fra BID modellen.3. Velge en modell for modellering av brenselpriser og begrunne valget. Det må både tas hensyn til hva slags variasjon som skal være med (korte/lange svingninger), hva slags usikkerhet markedet ser, og hvordan alle brenslere skal samles i en prisrekke/usikkerhet.4. Oppdatere data i Statnetts datasett. Arbeidet gjøres i tett dialog med Statnett slik at oppdateringen gjøres så effektivt som mulig.5. Analyser lønnsomheten av Statnetts to nye mellomlandsforbindelser i 2020 med den nye funksjonaliteten. Sammenligne framgangsmåten som ble benyttet i konsesjonssøknaden med alternative framgangsmåter med stokastisk usikkerhet.

Utført ved (institusjon, bedrift)	Institutt for Elkraftteknikk Eksterne kontakter: Ivar H. Døskeland, Statnett
Innlevering	10.06.2013 (<i>tentativt – bestemmes av DAIM</i>)
	Faglærer: Gerard Doorman Trondheim, dato 02.01.2014

Sammendrag

For å øke fleksibiliteten i det nordiske kraftsystemet planlegger Statnett å investere i to nye kabler til kontinentet - en kabel til Tyskland (1400 MW, 2018) og en til Storbritannia (1400 MW, 2020). Lønnsomhetsanalyser av den økte overføringskapasiteten baserer seg på simuleringer i Samkjøringsmodellen. En av de største antatte svakhetene ved dagens simuleringer er at usikkerhet i brenselpriser ikke modelleres. For å forbedre virkelighetsbildet i Samkjøringsmodellen har SINTEF utviklet en ny funksjon, PRIS-funksjonen, som modellerer usikkerhet i eksogene priser og stokastisk håndterer denne usikkerheten under vannverdiregningene. Denne oppgaven har som formål å vurdere hvordan usikkerhet i brenselpriser påvirker lønnsomheten av de nye mellomlandsforbindelsene. Dette gjøres ved å ta i bruk PRIS-funksjonen. Det er viktig å presiserer at analysen ikke vurderer lønnsomheten av kablene i seg selv.

Vurderingen er gitt av en sammenlikning av lønnsomhetsanalysen i to datasett i Samkjøringsmodellen. Referansedatasettet er en versjon av Statnetts datasett over det nord-europeiske kraftsystemet i 2020, og som modellerer brenselpriser som en konstant, deterministisk parameter. I denne oppgaven gjøres valg vedrørende to aspekter ved PRIS-funksjonen; det modelleres usikkerhet i brenselpriser og vurderes hvordan denne stokastisk skal håndteres under vannverdiregningene. Gjennom disse valgene presenteres PRIS-datasettet, som anvender PRIS-funksjonen i et tilsvarende datasett som i referansedatasettet, slik at simuleringene blir sammenlignbare.

Resultatene viser at den *forventede* årlige nytten av kablene øker når usikkerhet i brenselpriser modelleres, til tross for at forventningsverdien til brenselprisene er like i de to datasettene. I PRIS-datasettet er det større variasjoner i årlig nytte. Som ventet er nytten større ved høye brenselpriser og lavere ved lave brenselpriser. Virkningen er ikke symmetrisk. Ved å modellere usikkerhet i brenselpriser og håndtere denne stokastisk får resultatene i PRIS-datasettet i enda større grad frem verdien av fleksibiliteten som kablene gir i kombinasjon med fleksibiliteten i de norske magasinene. Variasjoner i brenselpriser kan utnyttes til økt nytte. Strategien som vises i PRIS-datasettet under disse omstendighetene tilsvarer det som er forventet i virkeligheten. Dette indikerer at resultatene i PRIS-datasettet gir en god representasjon av det virkelighetsbildet som er modellert.

Siden PRIS-funksjonen er ny var det nødvendig å først teste dens virkemåte. Dette arbeidet er utført i en test-modell i Samkjøringsmodellen. Resultatene viser at funksjonen virker, og viser i tillegg verdien av at PRIS-funksjonen både modellerer usikkerhet og håndterer denne stokastisk under vannverdiregningene. Resultatene fra PRIS-datasettet og test-modellen viser at funksjonen er et viktig nytt bidrag til å forbedre modelleringen av kraftmarkedet, men også at PRIS-funksjonens store frihetsgrad gir mange muligheter til videre testing.

Summary

New interconnections from Norway to Germany (1400 MW, 2018) and Great Britain (1400 MW, 2020) will increase the flexibility in the Nordic power system. By means of the EMPS¹ model the Norwegian TSO, Statnett, analyses the socioeconomic profitability of this flexibility. A shortcoming of the present analysis method is the absence of modelling the uncertainty of fuel prices, an important factor for estimating the value of increased flexibility. This aspect has been taken into consideration during SINTEFs² development of a new function in the EMPS; the PRIS-function, where uncertainty in fuel prices are modelled and implemented into the calculation of water values as a stochastic variable. By means of the PRIS-function this report assesses how fuel price uncertainty affects the present analysis of increased transmission capacity. This report does not evaluate the actual profitability of the new interconnections.

The value of the increased flexibility is analysed in two data sets modelled in the EMPS. The 'reference case' is a detailed model of the Northern European power system in 2020. Fuel prices are treated as a constant, deterministic variable. Two main choices are made regarding the PRIS function; uncertainty in fuel prices are modelled and it is determined how they are to be stochastically treated during the water value calculations. Through these choices the 'PRIS case' is presented. Modelling the same power system and expected value in fuel prices enables comparison of the results given from analysing the increased transmission capacity in both data sets.

Results show that the *expected* yearly value of the new interconnections increases when the uncertainty in fuel prices is modelled. The 'PRIS case' shows more variation in yearly socioeconomic profitability; high fuel prices yield a higher value and low fuel prices yield a lower value of the interconnections. However, the effect is not symmetric. By modelling the uncertainty in fuel prices and handling it stochastically during the water value calculations, the 'PRIS case' enhances the value of the flexibility given by the interconnections in combination with the flexibility in the Norwegian water reservoirs. Hence, variations in fuel prices can be utilized into increased profitability. The strategy of the hydropower producers in different fuel price situations is as expected. The 'PRIS case' gives a good representation of the reality that is modelled.

Being new and untested, the PRIS-function needed verification of its robustness. Results from tests in a 'test-model' in the EMPS indicates that the function works as expected. They also show the value of both model *and* stochastically treating the uncertainty in the water value process. The results in the report show that the PRIS-function is an important contribution to improve the modelling of the power market, but also that its great degree of freedom is of interest for further investigation.

¹Multi-area Power-market Simulator

²SINTEF is the largest independent research organisation in Scandinavia.

Forord

Denne masteroppgaven representerer avslutningen på det femårige sivilingeniørstudiet i Energi og Miljø ved Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet, NTNU, Institutt for Elkraftteknikk, vår 2014.

Oppgaven vurderer hvordan modellering av usikkerhet i brenselpriser påvirker analyser av lønnsomheten av nye mellomlandsforbindelser til Tyskland (1400 MW, 2018) og Storbritannia (1400 MW, 2020). Metoden er å ta i bruk en ny funksjon, PRIS-funksjonen, i Samkjøringsmodellen. Funksjonen modellerer usikkerhet i eksogene priser og håndterer usikkerheten stokastisk under optimeringsprosessen. Oppgaven og datasettene i Samkjøringsmodellen er gitt av Statnett.

Oppgaven tester og bekrefter også virkemåten til PRIS-funksjonen i en test-modell i Samkjøringsmodellen, utviklet av SINTEF.

Jeg ønsker å takke Gerard L. Doorman for god veiledning gjennom konstruktive tilbakemeldinger og gode diskusjoner. Takk til Ivar H. Døskeland i Statnett for hjelp til bruk av Samkjøringsmodellen, forklaringer og diskusjoner. Jeg ønsker også takke Birger Mo ved SINTEF Energi for hjelp til å forstå PRIS-funksjonens virkemåte og til testing. Til sist ønsker jeg takke Anders Bostad for å dekke behov; oppgavens behov for korrektur og struktur, og mine egne behov for støtte, tiltro, sjokolade og kaffe.

Erika Stadler Kjetså

Trondheim 10. juni 2014

Innhold

Sammendrag	i
Summary	iii
Forord	v
Innhold	ix
Tabeller	xii
Figurer	xvi
Begreper	xvii
1 Innledning	1
1.1 Problemstilling	2
1.2 Oppgavens struktur	3
2 Bakgrunn	5
2.1 Kraftmarkedet	5
2.1.1 Det nordiske markedet for krafthandel	6
2.2 Lønnsomhet av økt handelskapasitet	6
2.2.1 Samfunnsøkonomisk gevinst av økt handelskapasitet	7
2.3 Betydningen av termiske priser	9
3 Samkjøringsmodellen	13
3.1 Fysisk system i modellen	13
3.1.1 Vannkraft	14
3.1.2 Varmekraft	15
3.1.3 Markedsdata	15
3.1.4 Nettdata	16
3.2 Strategidel	16

3.2.1	Enmagasinmodellen: aggregering av delområdene	17
3.2.2	Vannverdiberegning	18
3.2.3	Kalibrering	20
3.3	Simulering	21
3.3.1	Simuleringsstrategi	23
4	PRIS-funksjonen	25
4.1	Metodikk	25
4.1.1	Leddene i marginalkostnaden	26
4.1.2	Vannverdiberegning	27
4.1.3	Simulering	29
4.1.4	Oppsett	29
4.2	Fundamentale endringer i Samkjøringsmodellen	29
4.2.1	Usikkerhet i termisk kostnad	31
5	Referansedatasettet: Nord-Europa 2020	33
5.1	Geografisk område i modellen	33
5.2	Antakelser om kraftsystemet i 2020	34
5.3	Det fysiske systemet i modellen	35
5.3.1	Det prisavhengige markedet	35
5.3.2	Forventet nivå på brenselpriser	36
6	PRIS-datasettet: innføring av usikkerhet	37
6.1	Valg av usikre parametere og metode for prismodellering	38
6.1.1	Metoder for modellering av brenselpriser	38
6.1.2	Krav til prisrekkene	40
6.1.3	Valg av metode	40
6.2	Modellerte prisrekker for kull- og gasspriser	41
6.2.1	Rådata	42
6.2.2	Oppsett av prisrekkene	44
6.3	Metode for å modellere eksogene elektrisitetspriser	46
6.4	Oppsett av PRIS-trinn	46
6.4.1	Prinsipiell oppbygging av PRIS-trinnene	47
6.4.2	Systematisk og tilfeldig variasjon	49
6.4.3	Svakheter i oppsettet	50
6.5	Det prisavhengige markedet i PRIS-datasettet	51
7	Resultater	53
7.1	Forventet nytte av kablene i begge datasettene	54
7.1.1	Basisestimer for nytten i referansedatasettet	54
7.1.2	Basisestimer for nytten i PRIS-datasettet	56
7.1.3	Sammenlikning av resultatene	58
7.2	Flyt på kablene, priser og prisvirkninger i begge datasettene	61
7.2.1	Flyt på kablene i begge datasettene	61
7.2.2	Prisforskjeller og norsk prisøkning i begge datasettene	66
7.2.3	Forskjell i flaskehalsinntekter i datasettene	70

7.2.4	Gjennomsnittlig markedsgevinst er uforandret	71
7.3	Sammenheng mellom variasjoner i brenselpriser og nytte	72
7.3.1	Usikkerhet i brenselpriser gir større årlige variasjoner i nytten . . .	72
7.3.2	Variasjon i brenselpriser påvirker kraftprisene	73
7.3.3	Sammenheng mellom termisk pris (X_1) og nytteestimer	75
7.4	Resultater i tilsigsårene tilhørende laveste og høyeste termiske prisår . . .	78
7.5	Diskusjon	85
7.5.1	Diskusjon av resultatene	85
7.5.2	Diskusjon av resultatenes sensitivitet for prognosene for brenselpriser	87
7.5.3	Diskusjon av resultatenes sensitivitet for valg av oppsett for å representere den systematiske usikkerheten.	87
7.5.4	Diskusjon av verdien av stokastisk modellering	91
7.5.5	Kalibrering	91
8	Konklusjon	93
9	Videre arbeid	95
	Referanser	97
	Tillegg	I
A	Testmodellen	III
B	Statistikk og dataanalyse	XXIX
C	PRIS-funksjonen	XXXIII
D	Nord-Europa	XXXV
E	PRIS-datasettet	XLI
F	Simuleringer	XLIX
G	Resultater	LIII
H	Alternative oppsett i Nord-Europa	LXV
I	Funksjonsbeskrivelse	LXXI

Tabeller

5.1	Brenselpriser 2020	36
6.1	Scenarier for brenselpriser i 2020	39
7.1	Det samfunnsøkonomiske regnskapet for norsk kabelnytte i M€	55
7.2	Total nytte av begge kablene i Norden, Finland og Baltikum	56
7.3	Det samfunnsøkonomiske regnskapet for norsk kabelnytte i M€	57
7.4	Total nytte av begge kablene i Norden, Finland og Baltikum	58
7.5	Sammenlikning av kabelnytte i de to datasettene	59
7.6	Sammenlikning av kabelnytte i de to datasettene	59
7.7	Total nytte av begge kablene i hele detaljområdet i begge datasettene	61
7.8	Årlig import og eksport på begge kablene i referanse og PRIS-datasettet	62
7.9	Nettoflyt ut av Norge med og uten kabler i referanse- og PRIS-datasettet	63
7.10	Nettoflyt fordelt på sesong med og uten kabler	64
7.11	Største og minste årlig nytte og fordelingen i referanse- og PRIS-datasettet	73
7.12	Årlige gjennomsnittsverdier for laveste og høyeste termisk kostnad	78
7.13	Samlet nettoeksport på de to kablene i høy- og lavprisårene i begge datasettene	82
7.14	Import og eksport på norske mellomlandsforbindelser med og uten kabler	82
7.15	Prisøkning i 5. og 6. prisår i begge datasettene	83
A.1	Kraftverk i test-modellen	IV
A.2	Test-modellen	V
A.3	Betegnelser på testene	VII
A.4	Simulert magasinnivå (GWh) i slutten av uke 1 for alle prisutfall. Alle delområder.	XV
A.5	Simulert vannverdi (€/kWh) i slutten av uke 1 for alle prisutfall. Alle delområder.	XVI
A.6	Årlige samfunnsøkonomiske resultater for alle testene i hvert prisutfall	XXIV
D.1	Delområder og termiske kraftverk	XXXV

D.2	Markedsflyt	XXXVI
D.3	Brenseltype	XXXVII
D.4	Driftskostnader relatert til teknologitype	XXXVIII
E.1	Simulerte BID-priser	XLVII
E.2	Regresjonskonstantene mellom Tyskland og øvrige land	XLVII
G.1	Prisår og tilsigsår	LIII
G.2	Tilsigsår og prisår sortert etter økende X_1	LIV
G.3	Tilslig i GWh	LV
G.4	Nytte av tysklands-kabelen i Norden, Finland og Baltikum	LVI
G.5	Nytte av kabelen til Storbritannia i Norden, Finland og Baltikum	LVI
G.6	Nytte av tysklands-kabelen i Norden, Finland og Baltikum	LVII
G.7	Nytte av kabelen til Storbritannia i Norden, Finland og Baltikum	LVII

Figurer

2.1	Tilbud og etterspørsel. KILDE:(Nordpool, n.d.)	6
2.2	Produsent/konsument overskudd (KILDE: (Wangensteen, 2012))	7
2.3	Hvordan økt handelskapasitet gir samfunnsøkonomisk gevinst. KILDE:(Statnett, 2013)	8
2.4	Fordeling av nytten gitt av prisvirkninger (KILDE: (OED, 2012))	8
2.5	Tilbud og etterspørsel i et termisk kraftmarked. (KILDE: (OED, 2012))	10
2.6	Tilbud og etterspørsel i et hydrodominert kraftmarked. (KILDE: (OED, 2012))	10
2.7	Nordisk kraftproduksjon. KILDE:(Stavseth, 2013)	11
3.1	Skjematisk beskrivelse av delområde. SINTEF (n.d.a)	14
3.2	Standard vannkraftmodul. SINTEF (n.d.a)	14
3.3	Eksempel på enmagasinmodell (SINTEF, n.d.a)	17
3.4	Handling etter vannverdimetoden SINTEF (n.d.b)	18
3.5	Tilbud og etterspørsel i vannverdiregning SINTEF (n.d.a)	19
3.6	Iterasjonsprosessen i vannverdiregningene (Doorman, 2012)	19
3.7	Samspill mellom områdeoptimalisering og tappefordeling SINTEF (n.d.a)	22
4.1	Isomagasincurve for 90%, 50% og 10% magasinifylling.	28
4.2	Tilbud og etterspørsel i vannverdiregning SINTEF (n.d.a)	30
5.1	Modellerte områder	34
6.1	Historiske priser for kull og gass. (Kilde: (Syspower.no, 2014))	42
6.2	10 prisår for kull vektet med det inverse av gjennomsnittet	43
6.3	10 prisår for gass vektet med det inverse av gjennomsnittet	44
6.4	Prognoser for kullpris og gasspris.	45
7.1	Nytten av kablene	55
7.2	Nytten fordelt på kablene	55
7.3	Fordeling av nytten gitt av begge kablene	56

7.4	Samfunnsøkonomisk nytte av kablene	57
7.5	Fordelingen av nytten gitt av begge kablene	58
7.6	Fordeling av nytten i de to datasettene.	59
7.7	Nytten fordelt på kablene i de to datasettene	60
7.8	Omfordeling fra konsumenter til produsenter i de to datasettene.	60
7.9	Varighetskurve for flyt på kablene i begge datasettene	62
7.10	Årlig flyt på kablene i begge datasettene	62
7.11	Flyt på alle norske mellomlandsforbindelser i begge datasettene	63
7.12	Ukentlig nettoflyt i Norge med og uten kabler og flyt på kablene i referanse- datasettet	64
7.13	Ukentlig nettoflyt i Norge med og uten kabler og flyt på kablene i PRIS- datasettet	65
7.14	Prisstruktur over en gjennomsnittlig uke i Norge, Tyskland og Storbritannia.	65
7.15	Prisøkning i Norge ved nye kabler i begge datasettene	66
7.16	Varighetskurve for norske priser med og uten kabel i referansedatasettet	67
7.17	Varighetskurve for norske priser med og uten kabel i PRIS-datasettet	67
7.18	Gjennomsnittlig ukespris i Norge, Tyskland og Storbritannia i begge data- settene.	68
7.19	Varighetskurve 10% største prisforskjeller Tyskland - Norge og Storbri- tannia - Norge	69
7.20	Varighetskurve 10% hvor norsk pris er høyest.	70
7.21	Varighetskurve 10% flaskehalsinntekter på kablene	71
7.22	Årlig nytte og fordeling sortert etter år med størst nytte	72
7.23	Årlige gjennomsnittspriser for kull, gass og kraftpriser	74
7.24	Gjennomsnittlig kraftpris i alle 47 tilsigsårene.	74
7.25	Sammenheng mellom gjennomsnittlig årlig X_1 , kullpris og gasspris. Sor- tert etter økende X_1	75
7.26	Nytteestimer i PRIS-datasettet sortert etter stigende X_1	75
7.27	Nytte i referanse og PRIS-datasettet sortert etter stigende X_1	76
7.28	Økning i PO/KO i referanse og PRIS-datasettet sortert etter stigende X_1	77
7.29	Økning i netto flaskehalsinntekter i referanse og PRIS-datasettet sortert etter stigende X_1	77
7.30	Nytte [M€] som en funksjon av tilgisår og termisk prisår.	78
7.31	Nytte av kablene i 5. og 6. prisår	79
7.32	Priser i Tyskland og i Sør-Norge med kabler	80
7.33	Priser i Storbritannia og i Sør-Norge med kabler	80
7.34	Flyt på kabelen til Tyskland	81
7.35	Flyt på kabelen til Storbritannia	81
7.36	Nettoflyt på alle norske mellomlandsforbindelser	82
7.37	Prisøkning i Norge i 5. og 6. prisår i begge datasettene	83
7.38	Kull- og gasspriser i 5. og 6. prisår og gjennomsnittsåret	88
7.39	Simulert vannverdi det 6. prisåret	88
7.40	Simulert vannverdi det 5. prisåret	89
7.41	Isopriskurver	90

7.42 Isomagasinkurver for 0- og 100- prosentilene av termisk kostnad i PRIS-datasettet	90
A.1 Test-modell	III
A.2 X_1	VI
A.3 Basis	X
A.4 Test 1	X
A.5 Test 2: 0-prosentil	XI
A.6 Test 2: 50-prosentil	XI
A.7 Test 2: 100-prosentil	XII
A.8 Vannverdien i uke 1 for alle magasinnivå	XII
A.9 Kraftpriser i Central første uken i lavprisutfallet	XIV
A.10 Kraftpriser i Central første uken i midprisutfallet	XV
A.11 Kraftpriser i Central første uken i høyprisutfallet	XV
A.12 Magasinfylling i uke 1 for årene 1-50. Central.	XVII
A.13 Magasinfylling i uke 1 for årene 51-100. Central.	XVII
A.14 Magasinfylling i uke 1 for årene 101-150. Central.	XVII
A.15 Vannverdi i uke 1 for simuleringsår 1-50. Central.	XVIII
A.16 Vannverdi i uke 1 for simuleringsår 51-100. Central.	XVIII
A.17 Vannverdi i uke 1 for simuleringsår 101-150. Central.	XVIII
A.18 Magasinnivå i lavpris-årene i Test 1, Test 2 og Basis	XIX
A.19 Magasinnivå i middelpris-årene i Test 1, Test 2 og Basis	XX
A.20 Magasinnivå i høypris-årene i Test 1, Test 2 og Basis	XX
A.21 Vannverdi lavpris-årene i Test 1, Test 2 og Basis	XX
A.22 Vannverdi i middelpris-årene i Test 1, Test 2 og Basis	XXI
A.23 Vannverdi i høypris-årene i Test 1, Test 2 og Basis	XXI
A.24 Midlere magasinfylling i West for Basis, Test 1 og Test 2	XXII
A.25 Midlere magasinfylling i North for Basis, Test 1 og Test 2	XXII
A.26 Midlere magasinfylling i Central for Basis, Test 1 og Test 2	XXII
A.27 Midlere vannverdi i West for Basis, Test 1 og Test 2	XXIII
A.28 Midlere vannverdi i North for Basis, Test 1 og Test 2	XXIII
A.29 Midlere vannverdi i Central for Basis, Test 1 og Test 2	XXIII
A.30 Samfunnsøkonomisk overskudd i de ulike prisårene for Basis, Test 1 og Test 2	XXIV
E.1 Prisøkning i Norge i 5. og 6.prisår i begge datasettene	XLI
E.2 Kull- og gasspris i vannverdiberegningene	XLVI
E.3 Gjennomsnittspris i Tyskland	XLVI
E.4 Gjennomsnittspris i Nederland	XLVI
E.5 Gjennomsnittspris i Polen	XLVII
E.6 Gjennomsnittspris i Storbritannia	XLVII
E.7 5 prosentiler for X_1	XLVII
F.1 Flyttdiagram	XLIX
F.2 Median og 50-prosenti	L
F.3 0-, 50 og 100 prosentil i norske magasiner aggregert	L

F.4	Median og 50-prosenti	LI
F.5	0-, 50 og 100 prosentil i norske magasiner aggregert	LI
G.1	Varighetskurve prisforskjeller Tyskland - Norge og Storbritannia - Norge .	LVIII
G.2	Priser og flyt i referansedatasettet. Vinter	LIX
G.3	Priser og flyt i PRIS-datasettet. Vinter	LIX
G.4	Priser og flyt i referansedatasettet. Sommer	LIX
G.5	Priser og flyt i PRIS-datasettet. Sommer	LX
G.6	0- og 100-prosentil for priser i Tyskland i begge datasettene	LXI
G.7	0- og 100-prosentil for priser i Storbritannia i begge datasettene	LXI
G.8	0- og 100-prosentil for priser i Norge med kabler i begge datasettene . . .	LXI
G.9	Fordelingsvirkningene i 5. og 6. prisår	LXII
H.1	PRIS-trinn basert på kullpris	LXVII
H.2	PRIS-trinn basert på kullpris	LXVIII

Begreper

Tilsigsår: Et simulert år tilknyttet et år i tilsigsstatistikken.

Prisår: Ett simulert år knyttet til et av årene i en eksogen prisrekke.

Termisk prisår: Ett simulert år knyttet til et av årene i den spesifikke eksogene prisrekken, X_1 .

Gjennomsnittså: Er gitt av gjennomsnittet av de 47 simuleringårene. Gjennomsnittså oppgis i verdier med ukentlig gjennomsnitt, slik at et gjennomsnittså består av 52 verdier.

Gjennomsnittsuke: Er gjennomsnittet av de 2444 ukene i simuleringen. En gjennomsnittsuke består av en verdi for hvert prisavsnitt (56 prisavsnitt).

Eksogen pris: Eksogene priser i Samkjøringsmodellen *påvirker* strategien, men blir ikke selv påvirket.

Stokastisk modell: En stokastisk modell tar hensyn til at usikre parametere kan ta flere verdier under ulike stadier i beslutningsprosessen. Disse utfallene er gjerne beskrevet av en sannsynlighetsdistribusjon (Doorman, 2012).

Deterministisk modell: En deterministisk modell er karakterisert ved at startbetingelsene, ytre parametere og sluttbetingelsene er antatt kjent og vel definert (Doorman, 2012). En deterministisk parameter er gitt av at dens verdi er kjent.

Detaljområde: Et område som er detaljert modellert i Samkjøringsmodellen, avsnitt 5.3.

Markedsgevinst: Summen av *endring* i produsentoverskudd og konsumentoverskudd.

Samfunnsøkonomisk tillegg: Markedsgevinst fratrukket reduksjon i flaskehalsinntekter på *andre* mellomlandsforbindelser enn de nye kablene.

Omregningsfaktorer:

Valuta:	€	=	1.33	\$
Olje:	1 €/MWh	=	2.16	\$/fat
Kull:	1 €/MWh	=	9.31	\$/tonn
Gass	1 €/MWh	=	0.39	\$/MBtu

Innledning

Statnett har som mål å i løpet av 2014 ta investeringsbeslutning for to nye kabler til utlandet. Kabelen til Tyskland (NordLink, 1400 MW) er planlagt ferdigstilt i 2018. Kabelen til Storbritannia (NSN, 1400 MW) er planlagt ferdigstilt innen 2020. Tysklandskabelen vil være den første koblingen mellom det tyske og norske kraftmarkedet, og vil binde det nordiske og kontinentale kraftmarkedet tettere sammen.

Motivasjonen for økt handelskapasitet er bedre ressursutnyttelse. Nordisk vannkraft kan flytte produksjonen til å levere fleksibilitet til Tyskland og Storbritannia når disse er preget av mye uregulerbar produksjon, mens sistnevntes termiske kraftverk kan hjelpe det nordiske systemet håndtere hydrologiske ubalanser. Større fleksibilitet øker med andre ord forsyningsikkerheten og reduserer driftskostnadene. Samtidig gir det mulighet for mer fornybar produksjon og støtter opp mot et av-karbonisert kraftsystem (Statnett, 2013).

For at det skal investeres i økt handelskapasitet må kapasitetsøkningen være samfunnsøkonomisk gunstig. Nyttens av økt handelskapasitet er gitt av det økte samfunnsøkonomiske overskuddet som kablene gir. For å vurdere nytten av kablene simulerer Statnett det nordeuropeiske kraftmarkedet i Samkjøringsmodellen. Samkjøringsmodellen er en modell som modellerer og optimerer et hydrotermisk kraftsystem. Formålet med modellen er å finne optimal produksjon fra vannkraft og termiske enheter som maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet. Det er mange parametere som er usikre i et hydrotermisk kraftsystem. Samkjøringsmodellen modellerer de parametere som er knyttet til været - nedbør, tilsig, vind og temperatur (forbruk) som usikre.

Usikkerhet i brenselpriser antas å være den viktigste parameteren som per dags dato ikke modelleres stokastisk i Samkjøringsmodellen. Termiske priser er viktig da de innad i et hydrotermisk system setter marginalkostnaden til de alternative termiske produksjonseenhetene og samtidig er avgjørende for elektrisitetsprisen i et termisk kraftmarked. Hvis det nordiske kraftmarkedet knyttes tettere mot det kontinentale, antas det at usikkerhet i brenselpriser vil påvirke verdien av fleksibiliteten som kablene gir.

1.1 Problemstilling

SINTEF har utviklet en ny funksjonalitet, PRIS-funksjonen, i Samkjørings-modellen. Denne modellerer usikkerhet i eksogene priser og stokastisk håndterer denne usikkerheten i optimeringsprosessen. Den nye funksjonen åpner for muligheten for å modellere brenselpriser som en usikker parameter i Nord-Europa modellen, og dermed inngå som en stokastisk parameter i lønnsomhetsanalysen av kablene. Dette er motivasjonen for beskrivelsen av oppgaven som er bakgrunnen for denne rapporten;

Hvordan påvirker usikkerheten i brenselpriser og eksogene elektrisitetspriser lønnsomheten av mellomlandsforbindelser fra Norge til Tyskland og Storbritannia?

Metoden for å svare på dette er å implementere PRIS-funksjonen Statnetts detaljerte datasett over det nordeuropeiske kraftsystemet i 2020 i Samkjøringsmodellen. Innenfor funksjonens rammer velges en modell for usikkerheten i brenselpriser og eksogene elektrisitetspriser. I dette inngår å bestemme hva slags usikkerhet som skal modelleres, velge en metode for å modellere usikkerheten og bestemme hvordan usikkerheten stokastisk skal inngå i optimeringsprosessen. Resultatene for lønnsomheten gitt usikkerhet i brenselpriser sammenliknes med lønnsomheten gitt av det samme datasettet hvor brenselprisene modelleres som konstante verdier, gitt av *forventningsverdien* til den modellerte usikkerheten.

Verifisering av funksjonalitetens virkemåte

PRIS-funksjonen er relativt ny (fra 2010) og lite utprøvd blant store markedsaktører som Statnett og Statkraft. Dette medfører at en viktig del av oppgaven er å bli kjent med funksjonens metodikk og hvordan den implementeres i Samkjøringsmodellen. En del av dette ble utført i et forarbeid til masteroppgaven, prosjektoppgaven *Krafthandel med usikkerhet i brenselpriser* (Henden and Kjetså, 2013). Dette arbeidet ble avsluttet da det i desember 2013 ble oppdaget en feil i funksjonen. Derfor var det nødvendig før arbeidet i masteroppgaven kunne starte å verifisere at funksjonen virker som den skal. Verifikasjonen baserer seg på enkle tester i en test-modell i Samkjøringsmodellen. Dette arbeidet utgjør en signifikant andel av arbeidsmengden i masteroppgaven. Da det ikke inngår som en del av problemstillingen er arbeidet lagt i vedlegg A. Dette arbeidet vurderer også til en viss grad verdien av at usikkerheten både modelleres og håndteres stokastisk.

Lesere som ikke er kjent med PRIS-funksjonen kan ha nytte av å lese om testene av funksjonen. Dette gir en økt forståelse av hvordan funksjonen stokastisk håndterer usikkerhet i Samkjøringsmodellen.

1.2 Oppgavens struktur

Rapporten starter i kapittel 2 med å presentere kraftmarkedet, hvordan dette omsetter økt handelskapasitet til økt samfunnsøkonomisk overskudd og hvordan brenselpriser kan påvirke lønnsomheten.

En beskrivelse av Samkjøringsmodellen (kapittel 3) etterfulgt av en beskrivelse av PRIS-funksjonen (kapittel 4) er grunnlaget for å forstå optimeringsprosessen og hvordan usikkerhet i brenselpriser inngår i og påvirker denne.

Videre presenteres *referansedatasettet*. Referansedatasettet er en modell over Nord-Europa i 2020, som modelleres med konstante, deterministiske brenselpriser (kapittel 5). Hovedvekten er på de aspekter som er relevante for denne oppgaven; kraftsystemet i modellen, modelleringen av det prisavhengige markedet og antakelser av forventningsverdien til brenselpriser.

Deretter presenteres PRIS-datasettet (kapittel 6). PRIS-datasettet modellerer det samme kraftsystemet som referansedatasettet. Her innføres usikkerhet i brenselpriser, og PRIS-funksjonen brukes for å modellere usikkerheten og stokastisk håndtere denne i optimeringsprosessen. Kapitlet beskriver klargjøringen av PRIS-datasettet; usikkerheten modelleres og det gjøres valg for hvordan PRIS-funksjonen skal håndtere usikkerheten.

Kapittel 7 sammenlikner resultatene for lønnsomheten av kablene gitt av simuleringer i referansedatasettet og PRIS-datasettet, for å vurdere hvordan usikkerheten i brenselpriser og stokastisk håndtering av denne påvirker lønnsomhetsanalysen gitt ved deterministiske brenselpriser.

Kapittel 2

Bakgrunn

Dette kapitlet gir en kort presentasjon av kraftmarkedet, og hvordan økt overføringskapasitet mellom to markeder gir samfunnsøkonomisk nytte. Videre beskrives betydningen av brenselpriser på kraftprisen i ulike markeder, termiske- og hydrotermiske-, og dermed deres betydning på lønnsomheten av økt handelskapasitet.

2.1 Kraftmarkedet

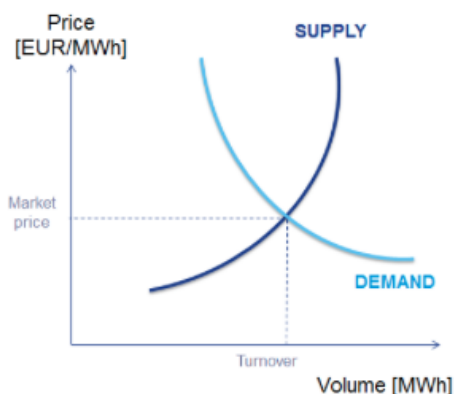
Et marked består av en etterspørselsside og en tilbudsside. Markedet er i likevekt når både etterspørere og tilbydere er fornøyd med den samme prisen. Dette gjelder også markedet for elektrisk kraft. Etterspørselen vil falle med stigende pris mens tilbudet vil øke (Førsund et al., 2005, s. 1).

På grunn av elektrisitetens natur må det i et marked som handler kraft i tillegg også alltid være en fysisk likevekt - mengden kraft produsert må til enhver tid være lik mengden konsumert. Derfor må kraftprisen enten bestemmes *ex ante* - før forbruk, eller *ex post* - etter forbruk (Wangensteen, 2012). Som andre handelsvarer kan ikke elektrisitet deles fysisk opp; forbrukere og produsenter av kraft er knyttet sammen gjennom nettet (Førsund et al., 2005). Derfor er kraftprisen bestemt av balansen mellom tilbud, etterspørsel og overføringskapasitet i nettet (Nordpool, n.d.).

På grunn av økende liberalisering av kraftmarkedet er de europeiske kraftmarkedene i stor grad organisert likt. De deles gjerne inn i fem typer ulike markeder; bilaterale avtaler, elspot-, intradag-, regulerings- og balansemarkeder (EWEA, 2009). Den nordiske markedsoperatøren er Nord Pool. I Tyskland foregår krafthandelen på EEX, mens i Storbritannia på APX. Det er hovedsakelig elspotmarkedet som er påvirket av brenselpriser.

2.1.1 Det nordiske markedet for krafthandel

Det nordiske elspotmarkedet, Nord pool spot, er et *ex ante* marked, hvor handel foregår 12-36 timer før leveranse. Aktørene sender inn bud for leveranse for hver time 00.00-23.59, innen kl. 12.00 den foregående dagen. For det kommende døgnet blir kraftutveksling satt på timebasis (Nordpool, n.d.). Dette er et '*clearing market*'; hver tilbudskurve og etterspørselskurve aggregeres og likevekt bestemmer systemprisen hver time det kommende døgnet, se figur 2.1. Markedet er i stor grad drevet av aktørenes planlegging for kraftproduksjon det neste døgnet (Nordpool, n.d.).



Figur 2.1: Tilbud og etterspørsel. KILDE:(Nordpool, n.d.)

Tilbudskurven er bestemt av marginalkostnaden til produksjonen. Etterspørselen er generelt ganske uelastisk, hvor elasticiteten er gitt av kraftkrevende industri (EWEA, 2009).

På grunn av begrensninger i overføringskapasitet deles markedet inn i prisområder. Hvis overføringskapasiteten ikke er stor nok til at etterspørselen kan dekkes må prisen endres for at likevekten mellom tilbud og etterspørsel skal møte begrensningene gitt av overføringskapasiteten. Prisen senkes i områder hvor tilbudet av kraft overgår etterspørselen og økes i områder hvor tilbudet ikke er stort nok til å dekke etterspørselen. Dette gir prisforskjeller mellom områder (Nordpool, n.d.). *Områdeprisen* avviker dermed fra *systemprisen*.

2.2 Lønnsomhet av økt handelskapasitet

Siden krafthandel i Norden, Tyskland og Storbritannia foregår på ulike markeder, vil elektrisitetsprisen i disse landene være ulik. Kabler knytter disse markedene nærmere sammen. Som nevnt i innledningen gir økt handelskapasitet bedre ressursutnyttelse. Dette omsetter kraftmarkedet til samfunnsøkonomisk gevinst - det vil si en *økning* i samfunnsøkonomisk overskudd.

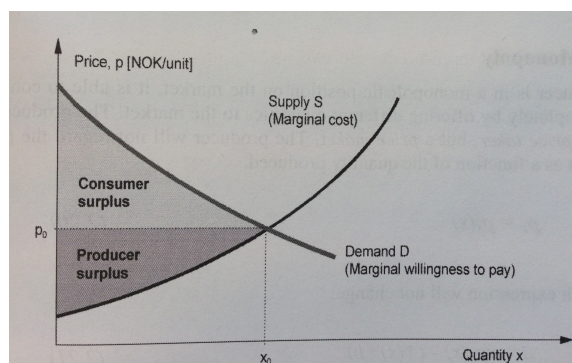
Det samfunnsøkonomiske overskuddet i et kraftmarked er gitt av summen av flaskehalsinntekter, produsentoverskudd og konsumentoverskudd.

Flaskehalsinntekter

Flaskehalsinntekter er gitt av prisforskjeller mellom de to områdene multiplisert med overført volum. Prisforskjellene er gitt av at kraften handles på ulike markeder. Både generelt ulikt prisenivå og ulik prisstruktur vil gi flaskehalsinntekter. Med prisstruktur menes hvordan prisene varierer fra time til time. Høy prisvolatilitet¹ gir mye prisstruktur.

Produsent- og konsumentoverskudd

Produsentoverskuddet er gitt av kraftprisen minus produksjonskostnadene. Konsumentoverskuddet er forskjellen mellom kraftpris og betalingsvilligheten for kraften (Statnett, 2013). Dette er illustrert i figur 2.2.

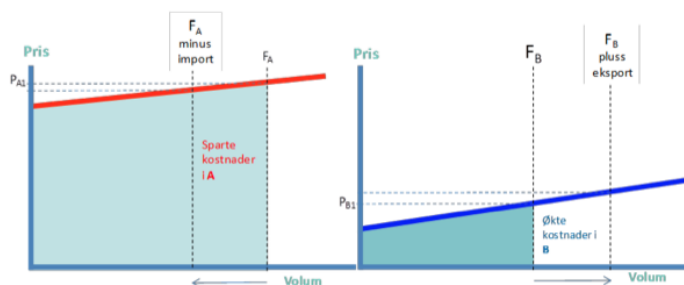


Figur 2.2: Produsent/konsument overskudd (KILDE: (Wangenstein, 2012))

2.2.1 Samfunnsøkonomisk gevinst av økt handelskapasitet

Figur 2.3 illustrerer hvordan markedet omsetter økt handelskapasitet til en økning i samfunnsøkonomisk overskudd.

¹Kort sagt er volatiliteten gjennomsnittet av summen av differansen mellom hver verdi og gjennomsnittsverdien av alle målingene, og representerer et mål for variasjonen i prisene. Vedlegg B

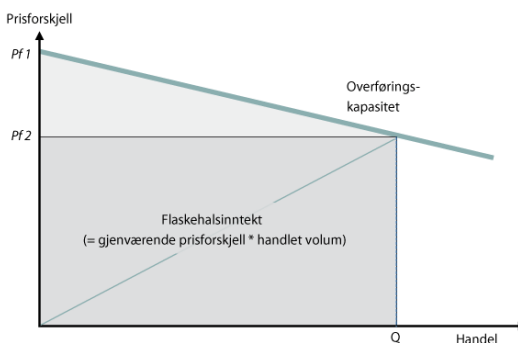


Figur 2.3: Hvordan økt handelskapasitet gir samfunnsøkonomisk gevinst. KILDE:(Statnett, 2013)

Økt handelskapasitet muliggjør for at dyr produksjon i område A kan erstattes med billigere produksjon fra område B. F_A og F_B er produksjonsvolumet i hhv. A og B før økt kapasitet. Når kapasiteten øker kan produksjonsfordelingen endres; F_A minker og F_B øker tilsvarende. Med lavere produksjonskostnader i B går dermed *totale* produksjonskostnader ned. Samtidig gir økt overføring endring i prisnivå i områdene. Prisen i A reduseres fra P_{A1} , mens prisen i B øker fra P_{B1} . Prisøkningen og reduksjonen er bestemt av helningen på kurvene og begrenset av overføringskapasiteten eller av prisforskjellene (Statnett, 2013).

Prisvirkninger av økt overføringskapasitet

Med prisvirkninger menes de prisforandringer som oppstår i områdene som en konsekvens av økt handelskapasitet (jfr. figur 2.3). Prisvirkninger består både av endringer i gjennomsnittlig prisnivå², prisstruktur og endringer i sesongmessige variasjoner (Statnett, 2013). Prisvirkningene bestemmer hvor stor andel av nytten som kommer i form av produsent-/konsumentoverskudd og i form av flaskehalsinntekter. Dette illustrerer figur 2.4.



Figur 2.4: Fordeling av nytten gitt av prisvirkninger (KILDE: (OED, 2012))

²Gjennomsnittet av alle priser i perioden

Figur 2.3 viste hvordan prisen i et område endret seg med økt overføringskapasitet. Figur 2.4 viser til prisforskjellene mellom området før og etter handel. Pf_1 viser til prisforskjellene uten handel, mens Pf_2 er prisforskjellene etter. Prisvirkningene avgjør helningen på kurven.

Flaskehalsinntektene er gitt av prisforskjellene. Så lenge prisnivået er ulikt, vil gevinst komme i form av både summen av produsent- /konsumentoverskudd (markedsgevinst) og flaskehalsinntekter.

Flaskehalsinntektene ved økt overføringskapasitet tilfaller eierne av kablene. Økt overføringskapasitet endrer prisnivået, slik som vist i figur 2.3. Dette gir at totale inntekter ikke nødvendigvis blir slik som ventet ved prisnivået *uten* kabler. Økt overføringskapasitet kan også endre flaskehalsinntekter på andre forbindelser. Dette må inkluderes i regnskapet når verdien av de økte flaskehalsinntektene beregnes (Statnett, 2013).

Hvis prisvirkningene er så store at det ikke lenger er prisforskjeller, vil all nytte komme i form av markedsgevinst. Omfordelingen mellom produsenter og konsumenter er gitt av hvorvidt prisvirkningene er prisøkning eller prisreduksjon. Prisreduksjon er konsumentenes favør og prisøkninger er i produsentenes favør (Statnett, 2013). Begge situasjoner gir gevinst ved at:

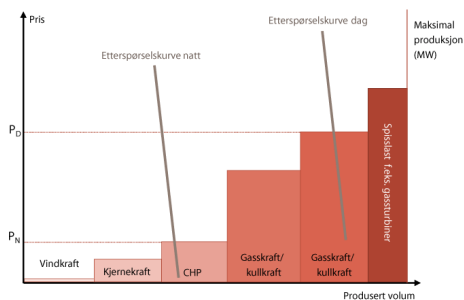
- I en eksportsituasjon (prisøkning) er produksjonen større enn forbruket. Dermed tjener produsentene mer enn konsumentene taper.
- I en importsituasjon (prisreduksjon), er forbruket større enn produksjonen slik at konsumentene tjener mer enn produsentene taper.

Dette gir at begge situasjoner gir nettogevinst (OED, 2012).

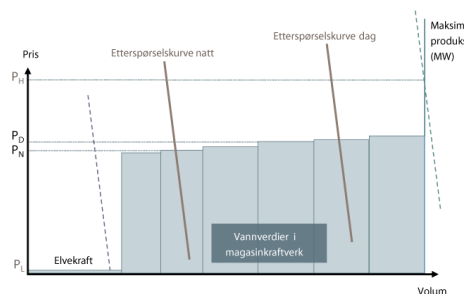
2.3 Betydningen av termiske priser

Statnett peker på usikkerhet i prisnivået på termiske brensler og CO₂-kvoter som den enkeltfaktoren som har størst betydning for både nordiske- og europeiske kraftpriser (Statnett, 2013).

Kraftprisen i et kraftmarked settes av kapasitetsmarginen, jfr. avsnitt 2.1.1. I et termisk system er dette illustrert i figur 2.5, mens i et hydrodominert system er dette illustrert i figur 2.6.



Figur 2.5: Tilbud og etterspørsel i et termisk kraftmarked. (KILDE: (OED, 2012))



Figur 2.6: Tilbud og etterspørsel i et hydrodominert kraftmarked. (KILDE: (OED, 2012))

Figurene illustrerer hvorfor det er prisforskjeller og ulik volatilitet i prisene i et termisk dominert kraftsystem sammenliknet med vannkraftdominerte systemer.

Termisk system

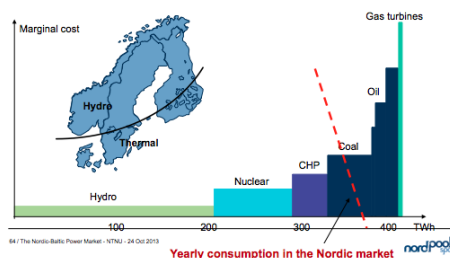
Både Storbritannia og Tyskland er termiske systemer. Produksjonskostnadene til termiske enheter er avhengig av brenselpriser og CO_2 -kostnader. På grunn av varierende etterspørsel mellom natt og dag, og virkedager og helligdager, er prisene i de termiske systemene varierende på timebasis innenfor uken. Om natten kan billigere enheter dekke lasten, mens i topplast-timer må dyreste kraftverk starte for å dekke etterspørselen (OED, 2012). Prisforskjeller mellom kull og gass og CO_2 -kostnader vil dermed påvirke prisstrukturen gjennom ulike marginalkostnader og start- / stopp-kostnadene til enhetene (Statnett, 2013). Dette gir også at det generelle prisnivået er påvirket av marginalkostnadene til kraftverkene.

Økende andel intermitterende energikilder bidrar også til økt prisstruktur. Mye produksjon fra sol og vind kan gi mye prisstruktur, da kraftverk må startes i tider hvor etterspørselen overgår produksjonen. Når uregulerbar kraftproduksjon overgår etterspørselen kan det oppstå timer med 0-priser og negative priser (OED, 2012).

Hydrotermisk system

Norge, et hydrodominert system, vil ha en annen kostnadsstruktur enn et termisk system. På grunn av magasinenes evne til å spare på vannet, vil ikke prisstrukturen innenfor uken være like preget av varierende etterspørsel, og generelt er prisene i et kort perspektiv relativt stabile. Prisene er derimot bestemt av tilsiget; mye tilsig gir lave priser, og lite tilsig kan gi høye priser. Ekstreme prissituasjoner kan oppstå i tider med veldig mye uregulerbar produksjon, hvor prisene kan bli veldig lave, eller i ekstreme kuldeperioder hvor det ikke er nok vann i magasinene til å dekke etterspørselen (OED, 2012). Dette gir at prisnivået i Norge varierer over sesongene.

Power production in the Nordic



Figur 2.7: Nordisk kraftproduksjon. KILDE:(Stavseth, 2013)

Grunnet eksisterende mellomlandsforbindelser inngår Norge som et hydrotermisk system gjennom handel med Danmark, Sverige, Nederland og Finland. Figur 2.7 illustrerer dette. Dette gir at kraftprisen i Norge allerede har en kobling mot det europeiske prisnivået. Med eller uten økt handelskapasitet vil prisene på kull, gass og CO₂ være viktige faktorer for norske priser frem mot 2020 og 2030 (Statnett, 2013). Årsaken til dette er at hvis prisene i Norge generelt er høyere enn landene det er mellomlandsforbindelser til, vil dette føre til kontinuerlig import. Magasinnivået øker og fare for spill reduserer prisene. Hvis de norske prisene er lavere vil kontinuerlig eksport føre til at magasinene tømmes og prisene øker (Statnett, 2013).

Prisnivået og prisstrukturen er ulik i de nordiske og tyske / engelske kraftmarkedene. Et termisk område er mer sensitiv for termiske priser enn et hydrotermisk område. Høye termiske priser vil øke både prisnivået og prisvolatiliteten mer enn det vil i det hydrotermiske. Dette gir at termiske priser har stor påvirkning på fremtidig gjennomsnittlig prisnivå og prisvolatilitet, som igjen vil påvirke lønnsomheten av økt handelskapasitet.

Kapittel 3

Samkjøringsmodellen

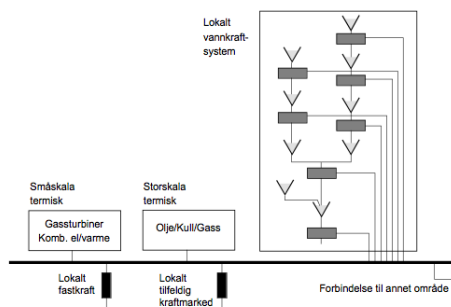
Dette kapittelet presenterer en beskrivelse av Samkjøringsmodellen, markedssimulator modellen som brukes for å svare på oppgaven. Formålet er å få en forståelse av modellen som ligger til grunn for resultatanalysen. Det er også formålstjenlig for å i kapittel 4 plassere PRIS-funksjonen i det store bildet.

Presentasjonen er basert på brukerveiledningene *Brukerveiledning Samkjøringsmodellen* (SINTEF, n.d.a) og *Brukerveiledning Vansimtap* (SINTEF, n.d.b), som er utgitt av SINTEF. I tillegg brukes kompendiet *Hydro Power Scheduling* (Doorman, 2012).

Samkjøringsmodellen er en markedssimulator som optimerer utnyttelsen av vannkraftressursene. Ved å løse et stokastisk dynamisk optimaliseringsproblem forsøker modellen å identifisere den strategien som maksimerer det forventede samfunnsøkonomiske overskuddet. I optimeringsprosessen er dette ekvivalent med å minimere de totale driftsavhengige kostnadene. Det fysiske systemet i modellen består av både etterspørsel og produksjonsmuligheter, i form av magasiner og kraftverk, termiske produksjonsenheter, atomkraft og vindkraft. Modellen er todelt i en strategidel og en simuleringsdel. I strategidelen beregnes vannverdien til vannet i magasinene. I simuleringen brukes denne verdien som et beslutningsgrunnlag i markedsklareringen mellom tilbud og etterspørsel. Strategidelen og simuleringsdelen forklares detaljert i avsnitt 3.2 og 3.3. Først forklares det fysiske systemet som er modellert.

3.1 Fysisk system i modellen

Kraftsystemet modelleres ved bruk av flere *delområder*. Disse er definert på bakgrunn av hydrologiske karakteristikk i et område eller overføringsbegrensninger. Delområdene er koblet sammen med overføringslinjer definert med overføringskapasitet, tap og avgifter. Et delområde er skjematisk i figur 3.1.

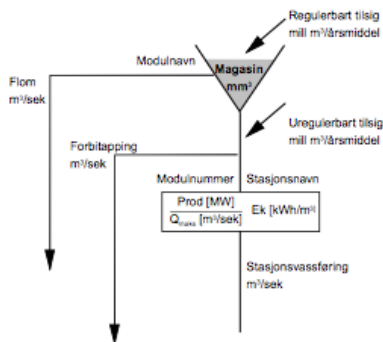


Figur 3.1: Skjematisk beskrivelse av delområde. SINTEF (n.d.a)

Et delområde kan, men må ikke, inneholde beskrivelse av vannkraft, varmekraft, faste kontrakter og utkopplbare kontrakter. (SINTEF, n.d.a)

3.1.1 Vannkraft

Vannkraft modelleres av moduler med regulerbart eller uregulerbart tilsig. En standard modul består av et magasin, en stasjon, tilsig, restriksjoner og pumpedata.



Figur 3.2: Standard vannkraftmodul. SINTEF (n.d.a)

Magasinet beskrives i volum gitt i $[Mm^3]$. Da effekten øker med vannmengde over generatoren spesifiseres en magasincurve; en stykkevis lineær kurve som angir sammenhengen mellom fylling og kotehøyde. Dette forbedrer modelleringen siden produksjonen er avhengig av magasinnivået. Et uregulerbart magasin defineres med volum 0.

Stasjonen beskrives av slukeevne $[m^3/s]$ og en energiekvivalent $[kWh/m^3]$. Energiekvivalenten beskriver hvor mye energi som er lagret i magasinet per volumenhet, og er bereg-

net ut i fra:

$$e = \frac{1}{3.6 \cdot 10^6} \cdot \gamma \cdot g \cdot H \cdot \eta \quad (3.1)$$

Hvor

γ = massetetthet vann	$\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
g = gravitasjonskonstanten	$\left[\frac{m}{s^2}\right]$
H = høyde	$[m]$
η = virkningsgrad	

I tillegg defineres en stykkevis lineær kurve som beskriver sammenhengen mellom produksjon og vannføring ved en referansefallhøyde.

Tilsiget representeres av en serie med historiske data med ukentlig variasjon for flere år til et årsmiddel. Disse kalles historiske tilsigsår. Tilsiget kan være regulerbart eller uregulerbart.

I tillegg er det viktig å definere restriksjoner for magasinet. Dette innebærer:

- Maksimal og minimal magasinfylling
- Maksimal og minimal stasjonsvannføring
- Minimal forbitapping

(SINTEF, n.d.a)

3.1.2 Varmekraft

Varmekraft er en måte å modellere termisk- og kjernekraft som prisavhengig tilgang på. Et varmekraftverk er representert ved forventet produksjonskapasitet [MW], forventet tilgjengelighet [%] og produksjonskostnader [øre/kWh]. Produksjonskostnadene vil hovedsakelig være avhengig av brenselkostnader, og modelleringen forutsetter at brensel kan kjøpes ved behov.

3.1.3 Markedsdata

I markedsdata modelleres kontrakter for forbruk og produksjon. I hovedsak finnes to hovedtyper kontrakter: kontrakter som er forpliktelser/rettigheter og kontrakter som er avhengig av pris.

- Kontraktsforpliktelser/rettigheter kan deles inn i to hovedtyper:

1. Med et forutbestemt volum og uttaksprofil, uke for uke. Basert på tidligere forbruk.
 2. Med et definert totalvolum, maksimal effekt og periode i en brukstidskontrakt. Dette gir en viss frihetsgrad til når kontrakten kan tas ut.
- Prisavhengig marked (utkopplbar kraft)
Utkopplbare kontrakter kan koples inn og ut avhengig av ukens spotpris. Det brukes 5 typer kontrakter:
 1. KJØP: Tilfeldig kraftkjøp
 2. SALG: Tilfeldig kraftsalg
 3. VARM: Varmekraft. Beskrevet i avsnitt 3.1.2
 4. REFER: Kjøp/salg referert til en årsprofil
 5. GJENK: Gjenkjøp av kontrakter

For kontraktstypene for kjøp (import) og salg (eksport) angis pris og mengde for hver delperiode. Kontraktstypen REFER brukes når maksimal mengde energi som kan leveres varierer fra uke til uke. Ved å angi en årlig omsetningsmengde og en profil for ukentlig fordeling av denne, defineres kontraktstypen med mengde energi tilgjengelig per uke. Gjenkjøp er en mild form for rasjonering. Rasjonering beskriver etterspørselen som overgår det som er tilgjengelig fra tilbudssiden og er definert som en modul med høye priser - kalt rasjoneringsprisen.

(SINTEF, n.d.a)

3.1.4 Nettdata

Nettdata er angitt som aggregert kapasitet (MW) og energitap (%) mellom delområdene. Maksimal overføringskapasitet og kostnad defineres for begge retninger, og kan være ulik i hvert prisavsnitt.

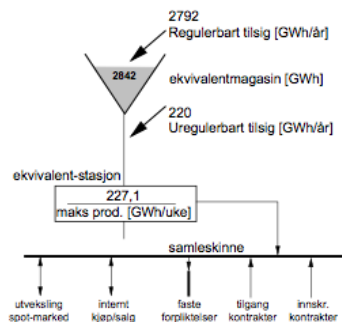
3.2 Strategidel

Samkjøringsmodellen skal maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet i et hydrobasert kraftmarked. Dette gjøres ved å identifisere en strategi som minimerer de driftsavhengige kostnadene og er ekvivalent med at produksjonsenheten på marginen må være den med lavest ressurskostnad.

Vannets ressurskostnad er bestemt av den forventede verdien av vannet lagret i magasinet. Denne verdien er kalt vannverdien. I strategidelen av Samkjøringsmodellen løses et stokastisk dynamisk programmeringsproblem for å finne vannverdien. Denne prosessen er kalt vannverdiberegningen. Under vannverdiberegningene forenkles det fysiske systemet beskrevet over til *enmagasinmodellen*.

3.2.1 Enmagasinmodellen: aggregering av delområdene

For at vannverdiberegningene skal være en håndterbar oppgave, aggregeres vannkraftsystemet i hvert delområde til ett system. Et eksempel på en enmagasinmodell er vist i figur 3.3.



Figur 3.3: Eksempel på enmagasinmodell (SINTEF, n.d.a)

Ekvivalentmagasin: Energien lagret i alle magasiner inne i delområdet aggregeres til ett ekvivalent magasin. Dette magasinet er representert ved energiekvivalenten (se likning 3.1). Begrensningene knyttet til magasinene i detaljmodelleringen overføres til ekvivalentmagasinet.

Ekvivalent - stasjon: Maks kapasitet til alle stasjoner i delområdet er addert opp til en ekvivalent stasjon. Produksjonsbegrensninger er overført til GWh/uke, og representeres ved kapasitetsbegrensninger i den aggregerte modellen.

Tilsig: Med ett stort ekvivalentmagasin blir ikke begrensningene i enkeltmagasinene tatt hensyn til. Derfor må tilsiget behandles særskilt for å unngå urealistisk magasinindisponering. Tilsiget representeres som *regulerbart* og *uregulerbart*, hvor

$$\begin{aligned}
 &\text{Regulerbart tilsig} = \\
 &\quad \text{Sum produksjon (inkl. salgskontrakter)} \\
 &+ \text{ Endring i reservoarvolum} \\
 &- \text{ Energi til pumping}
 \end{aligned}
 \tag{3.2}$$

$$\begin{aligned}
 &\text{Uregulerbart tilsig} = \\
 &\quad \text{Produksjon fra uregulerbart tilsig} \\
 &+ \text{ Produksjon pga. minimums produksjonsbegrensninger} \\
 &+ \text{ Produksjon for å unngå spill} \\
 &- \text{ Energi til pumping for å unngå spill}
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

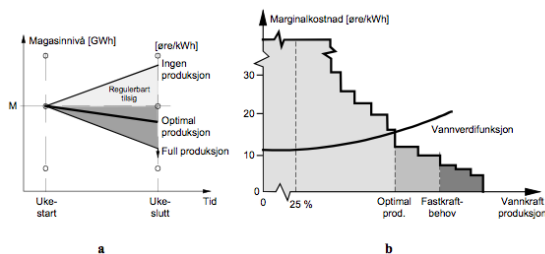
(SINTEF, n.d.a)

3.2.2 Vannverdiberegning

For å bestemme hvordan en skal operere i et tilfeldig kraftmarked, er det nødvendig å vite hvilken verdi vannet har i dette markedet. Vannverdien er en måte å uttrykke verdien av å ha vannet lagret i magasinet. Denne verdien er avhengig av fremtidig utvikling i situasjonen i eget system, forventning om belastning, forventning om det tilfeldige markedet og forventning av tilsig. Alle disse elementene er usikre parametere som gjør verdien på vannet til en stokastisk parameter. Da er det mest hensiktsmessig å uttrykke verdien som forventningsverdien, kalt *vannverdien*.

Vannverdien er et uttrykk for forventningsverdien av den marginale kilowattimen som ligger lagret i egne magasiner. (SINTEF, n.d.b)

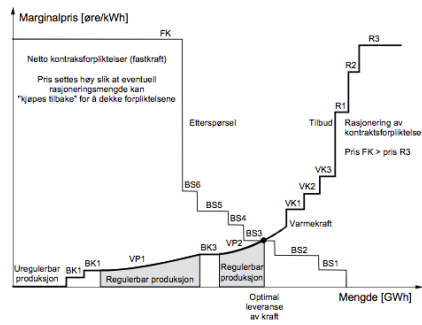
Vannverdiberegningene utføres for hvert aggregerte delområde (enmagasinmodellen). Over planleggingsperioden er tidsintervall på en uke. I starten av hver uke er problemstillingen å bestemme produksjonen den førstkomende og alle påfølgende uker, slik at de totale driftsavhengige kostnadene blir minimert. *Hvis vannverdien for alle magasinnivå i en uke er kjent, er vannverdien for en gitt magasinfylling i den foregående uken lik vannverdien i det magasinnivået en ender opp i neste uke*¹ (SINTEF, n.d.b). Dette magasinnivået er avhengig av tilsig og produksjon. Figur 3.4 viser hvordan optimal produksjon i et magasinpunkt, *m*, finnes for en kjent vannverdi i slutten av uken. Denne beregningen forutsetter at tilsiget er kjent (SINTEF, n.d.b)



Figur 3.4: Handling etter vannverdimetoden SINTEF (n.d.b)

Figur 3.4a viser hvordan vannverdien finnes for ulike produksjonsalternativer. Denne sammenhengen mellom produksjon og vannverdi representeres av vannverdifunksjonen, vist i figur 3.4b. Vannverdifunksjonen inngår så i preferansefunksjonen hvor optimal produksjon av vannkraft finnes ved å fremstille tilbud- og etterspørselskurven i den aktuelle uken for et gitt magasinnivå ved ukestart. I tilbudskurven er vannkraftproduksjon representert ved vannverdifunksjonen. Dette er vist i figur 3.5, hvor funksjonen er representert ved VP1 og VP2.

¹For matematisk utledning henvises leser til kompendiet *Hydro Power Scheduling*(Doorman, 2012)

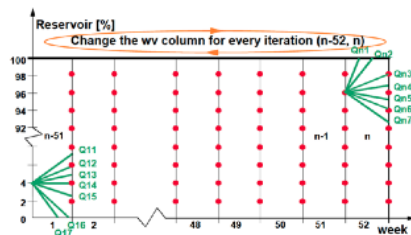


Figur 3.5: Tilbud og etterspørsel i vannverdiregning SINTEF (n.d.a)

Prisen hvor tilbud og etterspørsel er i likevekt gir et bidrag til vannverdien i starten av uken. For å ta hensyn til usikkerheten i tilsiget utføres prosessen for alle aktuelle ukestil-sig. Vannverdien i ett punkt er forventningsverdien av vannverdien gitt av de ulike tilsigs-alternativene.

Det som skjer ved fullt eller tomt magasin er viktig for vannverdien. Hvis magasinet er fullt slik at vannet renner over, er verdien av vannet 0. Nær fullt magasin kan flom unngås ved å produsere mer enn optimal produksjon bestemt av vannverdien; en må selge kraf-ten til en verdi lavere enn vannverdien i slutten av uken ved fullt magasin. Vannverdien i begynnelsen av uken er derfor lik prisen på siste solgte kWh. Ved fare for tomt magasin og energimangel blir vannverdien høy. Den er derfor lik prisen på den sist kjøpte, eller rasjonerte, kWh, hvis denne er høyere enn vannverdien i slutten av uken ved tomt magasin (SINTEF, n.d.b).

Vannverdiregningene er et stokastisk dynamisk programmeringsprosess (SDP), hvor startverdien må tippe. Hvis starttidspunktet er langt nok frem i tid, er verdien irrelevant fordi magasinene på et tidspunkt over lang tid vil gå tomme eller flomme over. Da SDP er en tidkrevende prosess som gir altfor lange beregningstider brukes i stedet en iterasjons-prosess for å finne vannverdien. Figur 3.6 viser den iterative prosessen.



Figur 3.6: Iterasjonsprosessen i vannverdiregningene (Doorman, 2012)

Vannverdien i slutten av året er satt, og beregnes så for alle uker frem til uke 1. Denne verdien må være lik vannverdien i uke 52 innenfor en gitt toleranse. Hvis de avviker mer

korrigeres vannverdien i uke 52 og prosessen starter på nytt.

Resultatet fra vannverdiregningen er en matrise som gir verdien av vannet (øre/kWh) i starten av uken som en funksjon av tid (uke 1-52 over året) og magasinifylling (0-100%), for det aggregerte delområdet.

(Doorman, 2012)

3.2.3 Kalibrering

Strategidelen beregner vannverdien i enmagasinmodellen for hvert delområde *uavhengig av hverandre*. Verdien av vannet i ett område er i virkeligheten ikke uavhengig av situasjonen i de andre delområdene. For å inkludere informasjon om de andre delområdene under vannverdiregningen representeres mulighet for utveksling med andre delområder av korreksjonsfaktorer for skalering av last og tilfeldig kraftmarked. Ved å justere parametere for disse kan en fornuftig strategi på delområdenivå oppnås. Faktorene som kan justeres er:

Tilbakekopplingsfaktoren justerer lasten som brukes i vannverdiregningen i delområdet.

$$F_k = \alpha_k W_k \quad (GWh) \quad (3.4)$$

Hvor fastkraften F_k delområde k ser i vannverdiregningen er et produkt av tilbakekopplingsfaktoren α og midlere vannkraftproduksjon W_k i delområdet. Ved å øke tilbakekopplingsfaktoren heves simulert magasinutvikling, da økt etterspørsel hever vannverdien.

Formfaktoren, β , justerer årsfordelingen på lasten i systemet sett i forhold til lastfordelingen i samkjøringssystemet. Den skalerer lasten om middelverdien, slik at en formfaktor på 1 gir en årsfordeling lik den i samkjøringssystemet. En formfaktor på større enn 1 øker lastforskjellen om sommer og vinter, mens en formfaktor på mindre enn 1 gir en mer flat årsprofil. En faktor på 0.0 gir helt flat årsfordeling av lasten i systemet.

Elastisitetsfaktoren er en skaleringsfaktor for det tilfeldige kraftmarkedet som benyttes i hvert delområde i vannverdiregningene. Den endrer tilbud-/etterspørselskurven og dermed utfallsrommet for den simulerte magasinutviklingen. En liten elastisitetsfaktor krymper kurvene slik at utfallsrommet blir mindre. Likning 3.5 viser hvordan det prisavhengige markedet i delområde k tildeles ut i fra summen av tilfeldig marked i hele samkjøringssystemet.

$$M_k = M_{sam} \delta_k \frac{W_k}{W_{sam}} \quad (3.5)$$

Hvor:

- M_k = beregnet maksimal prisavhengig marked til bruk i vannverdiregningene
- M_{sam} = tilfeldig kraftmarked i samkjøringssystemet
- δ_k = elastisitetsfaktoren
- W_k = vannkraftproduksjon i delområde k
- W_{sam} = vannkraftproduksjon i samkjøringssystemet

Disse kalibreringsfaktorene kan brukes selv justert ved manuelt inngripen. Dette er for å oppnå en fornuftig magasindisponering i simuleringen. Tradisjonelt kalibreres det etter kriteriene:

- Unngå mye rasjonering
- Unngå mye flom
- God magasindisponering
- Unngå systematiske pristopper om vinteren

(SINTEF, n.d.a)

3.3 Simulering

I strategidelen simuleres driften for et antall tilsigsår, ofte like mange som det er angitt data for. For hvert område besluttes den ukentlige vannkraftdisponeringen. Beslutningen er basert på vannverdiene beregnet i strategidelen. Denne prosessen kalles områdeoptimalisering. Preferansefunksjonen bestemmer optimal produksjon ved tilbud- etterspørselskurvene. Prinsippet er at billigste enhet produserer først.

Etter områdeoptimaliseringen kjøres tappefordeling for hvert delområde separat.

Tappefordelingsmodellen beregner hvordan de magasinene bruker har angitt data for innenfor de enkelte delområdene skal disponeres gitt at den simulerte produksjonen på områdenivå skal nås. Tappingen og fyllingen av det enkelte magasin er ikke basert på en formell optimalisering men den følger en regelbasert logikk.

(Førsund et al., 2005, s. 18)

Figur 3.7 viser flytskjema for samspillet mellom områdeoptimalisering og tappefordeling.

Boks A: Områdeoptimalisering

Finner optimal løsning for hele uken for de sammenkoblede områdemodellene som er beskrevet som enmagasinmodeller. Vannverdien i slutten av uken er kostnaden for bruk av den lagrede energi i det aggregerte magasinet.

Boks B: Tappefordeling

Tappefordelingen gjennomføres for hvert delområde separat. Dette er en iterativ prosess som stoppes hvis enmagasinmodellens stasjonsbeskrivelse må oppdateres, uregulerbar produksjon er mindre enn tidligere beregnet uregulert tilsig eller pumpeforbruket endres. Områdemodellen må oppdateres og områdeoptimaliseringen må gjøres på nytt. Deretter fortsetter opplastingen i tappefordelingen.

Boks C: Oppdatering av områdemodellen

Ved retur fra tappefordelingen må områdemodellen oppdateres. Dette gjelder energitilsig,

restriksjoner for vannføring, stasjonsbeskrivelse, forbrukt energi til pumping og sluttverdi-setting.

Boks S1: Ny områdeoptimalisering?

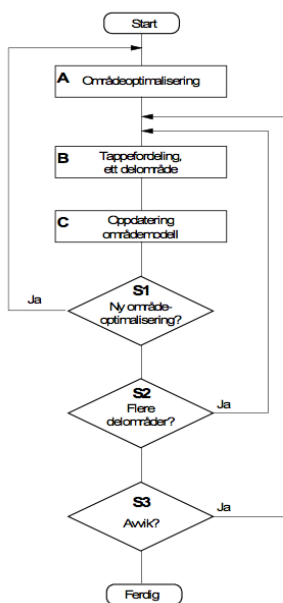
Det kjøres en ny områdeoptimalisering hvis tappefordelingen ble avbrutt eller områdemodellen ble endret i C.

Boks S2: Er det flere delområder som skal tappefordeles?

Tappefordelingen gjøres for ett delområde av gangen. Tappefordelingen gjøres på nytt i et delområde hvis avviket mellom optimal produksjon og oppnådd produksjon er stort.

Boks S3: Avvik mellom optimal og oppnådd produksjon?

Hvis avviket mellom optimal og oppnådd produksjon er større enn et gitt nøyaktighetskrav² gjentas tappefordelingen for det aktuelle delområdet. Dette skjer særlig hvis områdemodellene oppdateres underveis, og også hvis det skjer endringer i fallhøyde og pumpedrift. Hvis det er avvik gjøres tappefordeling (Boks B) på nytt.



Figur 3.7: Samspill mellom områdeoptimalisering og tappefordeling SINTEF (n.d.a)

(SINTEF, n.d.a)

²Angitt av bruker

3.3.1 Simuleringsstrategi

Det finnes to typer simuleringsstrategier, avhengig av analyseperspektivet; parallell- og seriesimulering.

Parallellsimulering benyttes ved driftsplanlegging. En tar utgangspunkt i kjent magasin-fylling ved starten av planleggingsperioden, slik at for alle simuleringer er startmagasinet det samme. Det er mulig å lage prognoser for både ett og flere år frem i tid.

Ved seriesimulering er startmagasinet i ett år lik sluttmagasinet i det foregående året. Seriesimulering benyttes for planlegging over lengre tidshorisonter enn ved parallellsimulering, slik som ved investeringsanalyser.

Kapittel 4

PRIS-funksjonen

Dette kapittelet beskriver den nye funksjonaliteten, PRIS-funksjonen, som modellerer stokastiske eksogene priser i Samkjøringsmodellen. Funksjonen inngår som en del av modelleringen av det prisavhengige markedet (se avsnitt avsnitt 3.1.3), hvor et PRIS-trinn er et nytt alternativ for utkopplbar kontraktstype.

Først presenteres metodikken i funksjonen. Det vil si hvordan marginalkostnaden til moduler i det prisavhengige markedet modelleres som en tidsavhengig parameter. I tillegg innebærer det hvordan funksjonen modellerer ulike typer usikkerhet - systematiske og tilfeldige variasjoner - for å stokastisk håndtere disse i vannverdiberegningene.

Funksjonen er tidligere utprøvd i et forarbeid til denne oppgaven, prosjektoppgaven *Krafthandel med usikkerhet i brenselpriser* (Henden and Kjetså, 2013). Dette kapittelet baserer seg på erfaringer fra dette arbeidet, samt på funksjonalitetsbeskrivelsen utgitt av SINTEF (Mo, 2010), som finnes i vedlegg I.

4.1 Metodikk

Modulene i PREF som beskriver utvekslingsmuligheter med spotmarkedet - kraftverk eller import / eksport - kan kategoriseres som et PRIS-trinn. Et PRIS-trinn behandles eksogent i modellen; prisen til modulen påvirker vannverdiberegningene og simuleringen, men ikke gjensidig.

Et PRIS-trinn beskrives med:

- Tidsavhengige kapasiteter for kjøp og salg.
- En rekke som beskriver en termisk kostnad, X_1 .
- En rekke som beskriver en annen kostnad, X_2 .

- Tilhørende skaleringsfaktorer A og B.
- Et konstantledd C.

Kjøp definerer import og produksjon fra kraftverk, mens salg definerer eksport (Mo, 2010).

Marginalkostnaden til en modul definert som PRIS-trinn er beskrevet av:

$$MC(t) = A \cdot X_1(t) + B \cdot X_2(t) + C \quad (4.1)$$

X_1 og X_2 er stokastiske priser som ligger lagret på egne filer (se vedlegg I for beskrivelse av filens oppbygging) med en verdi for hvert prisavsnitt. A, B og C er konstanter som defineres i modulen under PREF. Marginalkostnaden skal være gitt i [c €/kWh] (evt. [øre/kWh]).

4.1.1 Leddene i marginalkostnaden

Hovedprisrekken X_1

X_1 er hovedprisrekken i modellen og beskriver usikkerheten i termisk kostnad som er felles for alle moduler. Rekkene er en felles global variable som påvirker *alle* PRIS-trinn, og det kan derfor kun defineres én X_1 . Usikkerheten som representeres av X_1 antas å være perfekt korrelert for alle PRIS-trinn.

Filen for X_1 , kalt termisk kostnad, gir prisavsnittsverdier for alle ukene det er tilsigsdata for. X_1 kan i tillegg bestå av flere prisbaner; flere alternative prisrekker for hvert tilsigsår. Hver prisbane består av like mange prisår som tilsigsår. Prisbanene kan vektlegges med en sannsynlighet. Hvis ikke annet oppgis vektlegges de med lik sannsynlighet.

Prisrekke for annen usikkerhet, X_2

Til hver enkelt modul kan det knyttes en individuell prisrekke for annen usikkerhet, X_2 . Prisrekken modellerer spesifikk variasjon i marginalkostnadene til et PRIS-trinn, i tillegg til den felles usikkerheten som er representert av X_1 . Summen av disse, sammen med et konstantledd, bestemmer den totale marginalkostnaden til modulen. X_2 må bestå av samme antall prisbaner som X_1 .

Skaleringsfaktorene A og B

A og B er konstanter som fungerer som skaleringsfaktorer for variablene X_1 og X_2 . Om en ikke ønsker benytte en prisrekke i et PRIS-trinn settes skaleringsfaktoren til 0. Valg av benevning er fritt, men A må korrespondere med usikkerhetsrekken X_1 og B med X_2 .

Konstantleddet C

C angis med benevnning [$\text{€}/\text{kWh}$] og er en deterministisk verdi i marginalkostnaden. Kostnader som bruker ikke tror er underlagt usikkerhet må legges i C. Typisk for dette er O&M-kostnader.

A, B og C er unike for hvert PRIS-trinn og dermed med på å tilpasse ulike kostnader for drift av anlegg, brensel og virkningsgrad.

Systemet kan settes opp på flere måter. Bruker kan selv velge om det er A og B eller X_1 og X_2 som skal gis i $c \text{€}/\text{kWh}$. Verdien som er gitt i $c \text{€}/\text{kWh}$ reflekterer nivået for marginalkostnaden (brenselpris, virkningsgrad osv.). Dette medfører at X_1 og X_2 ikke behøver være rekker med priser, men kan være normaliserte verdier som til en hver tid vekter A [$c \text{€}/\text{kWh}$] og B [$c \text{€}/\text{kWh}$]. Til tross for dette betegnes X_1 og X_2 som prisrekker for å være tro mot retorikken i brukerveiledningen til SINTEF.

4.1.2 Vannverdberegning

De ulike leddene i marginalkostnaden håndteres ulikt under vannverdberegningene.

X_1 modellerer en *systematisk* variasjon. Med dette menes at variasjonen er felles for hele det prisavhengige markedet. Når hele det prisavhengige markedet er påvirket av en variasjon endres forutsetninger for optimeringsprosessen til vannkraftprodusentene; endringer i marginalkostnadene i hele det prisavhengige markedet påvirker vannverdien.

X_2 modellerer en *tilfeldig* variasjon. Det er en variasjon i marginalkostnaden til en eller flere moduler i det prisavhengige markedet, men som ikke er en generell endring i markedet. Hvis marginalkostnaden til en produksjonsenhet varierer på grunn av tilfeldige parametre vil ikke dette påvirke strategien til vannkraftprodusentene. Variasjoner i X_2 påvirker ikke vannverdien. Marginalkostnaden til fornybare produksjonsenheter som vind og sol er et godt eksempel. Hvis værforhold gir lave kraftpriser i Tyskland, påvirker ikke dette vannverdien i de nordiske magasinene.

Vannverdien er dermed nå avhengig av en tredje parameter, i tillegg til tid og magasinivå. Dette er nivået på den termiske kostnaden X_1 ;

$$VV(res(t), X_1(t), t) \quad (4.2)$$

Nivået på den termiske kostnaden håndteres ved at det opprettes flere enn én vannverdimatrise i strategidelen (se avsnitt 3.2). Vannverdberegningene utføres for et brukerbestemt antall prosentiler av nivået på X_1 .¹ Beregningstiden for vannverdiene øker proporsjonalt med antall spesifiserte nivåer (Mo, 2010).

¹Defineres i filen eksogen_nivaa.data

Marginalkostnaden til alle PRIS-trinn er under vannverdberegningen gitt av:

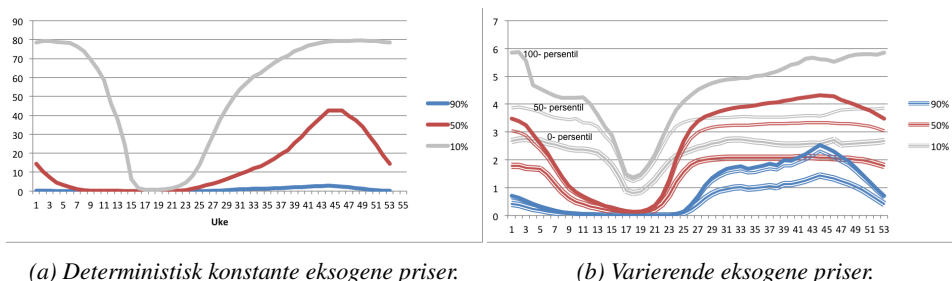
$$MC = A \cdot \overline{X_1(t)} + B \cdot E(X_2(t)) + C \quad (4.3)$$

$\overline{X_1(t)}$ er nivået på den aktuelle prosentilen. X_2 er en stokastisk parameter som ikke påvirker strategien, og vannverdien er kun avhengig av den forventede verdien av X_2 , $E(X_2(t))$ i det gitte prisavsnittet.

Dette medfører at for hver uke og hver magasinfylling finnes det et utfallsrom for vannverdien, gitt av flere vannverdimatriser. Dette kan illustreres med isomagasinkurver.²

Isomagasinkurver

Isomagasinkurver viser ukentlig vannverdi gitt en magasinfylling. Formålet er å vise utfallsrommet for vannverdien som oppstår når det beregnes flere vannverdimatriser. Figurene 4.1a og 4.1b viser vannverdien for et fiktivt tilfelle både uten og med funksjonen. Vannverdien i [€/kWh] vises for tre ulike fyllingsgrader (90 %, 50 % og 10 %) for hver uke. For vannverdier med bruk av funksjonen har hver uke, for en magasinfylling, flere alternativer for vannverdi. I disse isomagasinkurvene vises vannverdimatrisene beregnet ut i fra 0-, 50- og 100-prosentilen av termisk kostnad. Figur 4.1a viser vannverdi for deterministisk modellering av termiske kostnader³.



Figur 4.1: Isomagasinkurve for 90%, 50% og 10% magasinfylling.

Figur 4.1b viser utfallsrommet for vannverdien når X_1 varierer over tilsigsperioden. For 0-, 50- og 100 prosentilen av marginalkostnadene vises vannverdien for 90 %, 50 % og 10 % magasinfylling. Grå graf viser til 10 % magasinfylling, rød til 50 % og blå til 90 %. Den heltrukne linjen tilsvarer vannverdimatrisen beregnet for 100-prosentil, dobbeltlinjen tilsvarer 50-prosentil matrisen og trippelinjen til 0-prosentil matrisen. Hvis vannverdien skal finnes i uke 45 for 50 % magasinfylling for en termisk kostnad som ligger mellom 50 % og 100 % prosentilen av de termiske kostnadene, vil denne verdien finnes ved å

²Vannverdi for konstant magasinfylling.

³Disse isomagasinkurvene er relatert til en spesifikk modell i prosjektoppgaven (Henden and Kjetså, 2013). Selv om de er tatt ut av kontekst, illustrerer de betydningen av funksjonen.

interpolere mellom den heltrukne rød linjen og den rød linjen med to streker. Vannverdien vil ligge mellom 3.2 og 4.1 c€/kWh.

4.1.3 Simulering

I simuleringen interpoleres det mellom vannverdimatrisene for å finne en matrise som tilsvarende det aktuelle nivået på X_1 i begynnelsen av uken.

Hvis det for X_1 er definert flere prisbaner, simuleres det for alle prisbaner og alle tilsigsår. Først simuleres alle tilsigsår for en prisbane, så alle tilsigsår for neste prisbane, etc. Årsaken til dette er at hvis det simuleres med ett tilsigsår for alle tilknyttede prisår, kan modellen risikere å simulere mange ekstreme værår på rad⁴.

4.1.4 Oppsett

Bruker bestemmer selv hvor mange unike prisår det gis data for. Prisrekkene må bestå av data for hele tilsigsperioden. For et gitt antall prisår kan systemet settes opp slik:

1. Benytte én prisbane, med så mange *unike* prisår som ønskelig. Prisår knyttes til tilsigsår.
2. Benytte like mange prisbaner som prisår. En prisbane består av det samme prisåret over hele prisbanen. For hvert tilsigsår er alle prisårene et mulig utfall. Dette medfører at antall simuleringår blir stort (antall prisbaner · antall prisår). Prisår og tilsigsår er uavhengig av hverandre.
3. Flere prisbaner hvor prisårene er ulike, både i løpet av én prisbane og i de forskjellige prisbanene. Like mange simuleringår som i 2.

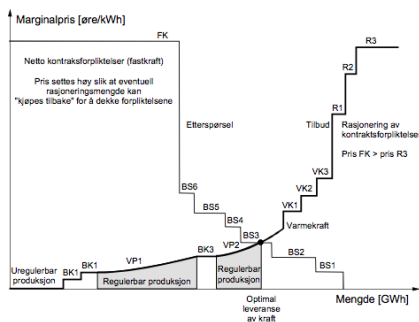
4.2 Fundamentale endringer i Samkjøringsmodellen

I brukerveiledningen til Samkjøringsmodellen beskrives modelleringen av termisk kraft som:

Modellering av termisk kraft skjer i Samkjøringsmodellen ved at det for hvert tidsskritt beregnes en kostnadskurve for energi sortert etter pris, dvs den såkalte preferansefunksjonen. Hver produksjonsenhet modelleres med pris samt forventet produksjonskapasitet i tidsskrittet, hensyn tatt til tilfeldige utfall og revisjoner i anleggene. Ved simulering av produksjonssystemet er det for hvert tidsskritt gitt en energietterspørsel, samt en spesifikk pris på magasinert vannkraft. Hensikten med simuleringen av produksjonssystemet er å dekke energietterspørselen til lavest mulig pris, dette gjøres ved å laste opp enheter fra preferansefunksjonen. Enheter med lavest pris startes først, og innlastingen avsluttes når tilstrekkelig kraft er produsert.
(SINTEF, n.d.b, s. 9 i seksjon for varmekraft)

⁴Birger Mo

Figur 4.2 viser preferansefunksjonen og hvordan den brukes til å bestemme optimal produksjon og kraftprisen. Dette er i skjæringspunktet mellom tilbud- og etterspørselkurven.



Figur 4.2: Tilbud og etterspørsel i vannverdiregning SINTEF (n.d.a)

Et VK-trinn (varmekraft) modellert som PRIS-trinn beskrives med marginalkostnad gitt av likning 4.1. VP-trinn beskrives av vannverdifunksjonen; vannverdi som en funksjon av magasinivå. Hvis vannverdiregningene utføres med eksogent prisnivå finnes det flere VP-funksjoner for hvert VP-trinn. Hvilken som brukes i tilbudskurven er avhengig av nivået på X_1 . Høyere nivå av X_1 gir høyere VP-funksjon.

Hvis VK-trinn beskrives av både X_1 og X_2 , og det er utført vannverdiregning for flere prosentiler av X_1 , kan det som skjer i simuleringen beskrives⁵;

Hvis endring i marginalkostnad til VK-enhetene skyldes X_2 , sorteres tilbudskurven på nytt med hensyn på nye VK priser. Kapasitet og priser på VP-kurvene forblir uendret.

Hvis endring i marginalkostanden til VK-enhetene skyldes X_1 , sorteres tilbudskurven på nytt med hensyn på nye VK-priser. I tillegg endres pris på alle VP-ledd, ved at det refereres til en annen vannverdifunksjon.

Dette er den fundamentale forskjellen mellom X_1 og X_2 . I praksis betyr det at produsentene ikke ser prisendringer på grunn av X_2 som varige, og endrer derfor *ikke* sin strategi (VP-kurven) deretter. Endringer i pris grunnet X_1 ser produsentene som varige og endrer strategien. Hvis alt annet holdes likt, vil endringer i termiske marginalkostnader ha følgende effekter på vannkraftprodusentenes strategi:

- En lav termisk marginalkostnad grunnet lav X_2 hever magasinivået, da optimal produksjon fra vannkraft reduseres.
- En høy termisk marginalkostnad grunnet høy X_2 senker magasinivået, da optimal produksjon fra vannkraft øker.

⁵Forklaringen er utarbeidet i samarbeid med Birger Mo

- En lav termisk marginalkostnad grunnet lav X_1 gir en lavere vannverdi. Optimal produksjon fra vannkraft reduseres nødvendigvis ikke.
- En høy termisk marginalkostnad grunnet høy X_1 gir en høyere vannverdi. Optimal produksjon fra vannkraft øker nødvendigvis ikke.

4.2.1 Usikkerhet i termisk kostnad

Usikkerhet i termisk kostnad inngår i modellen ved at det som for tilsiget inngår flere prisår. I tillegg, ved at prisrekkene varierer over tid, vil det oppstå tilfeller hvor *simulert pris i uke $n+1$ er ulik den som optimal strategi i uke n er basert på*. Vannverdien i uke n er gitt av en matrise som er beregnet ut i fra at nivået på X_1 i slutten av uke t er gjeldende for resten av planleggingsperioden. Videre i simuleringen får X_1 et nytt prisnivå - et som tidligere strategi ikke er optimal for. Dette er et reelt usikkerhetsmoment i produksjonsplanlegging.

Kapittel 5

Referansedatasettet: Nord-Europa 2020

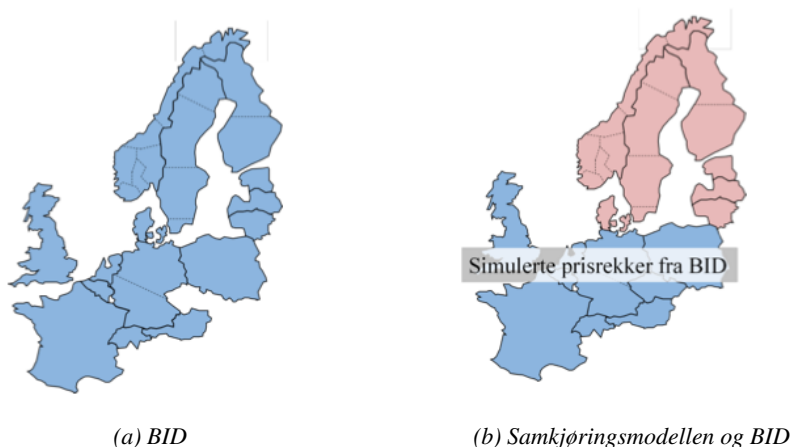
Statnett utfører analyser for å vurdere den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av ny kapasitet til Tyskland og Storbritannia. Lønnsomhetsanalysene baserer seg på simuleringer i de to markedssimuleringsmodellene Samkjøringsmodellen (kapittel 3) og BID. Resultatene er gitt av analyser i Samkjøringsmodellen, da denne detaljert modellerer det nordiske vannkraftsystemet.

Dette kapitlet presenterer referansedatasettet; en detaljert modell over det nordeuropeiske kraftsystemet, hvor brenselpriser er modellert som en deterministisk variable. Kapitlet gir en oversikt over det geografiske området i modellen, antakelsene om kraftsystemet i 2020 og det prisavhengige markedet.

5.1 Geografisk område i modellen

Datasettet over Nord-Europa modelleres i både Samkjøringsmodellen og BID. Lønnsomhetsanalysen utgår fra simuleringer i Samkjøringsmodellen. På grunn av den detaljerte modelleringen av vannkraftsystemet i Samkjøringsmodellen, er det geografiske området i denne modellen mindre enn det tilsvarende i BID, se figur 5.1a og 5.1b. I Statnetts datasett i BID er hele kraftmarkedet i områdene merket med blå i figur 5.1a modellert. I Samkjøringsmodellen er det kun det nordiske området, merket med rosa i figur 5.1b, som er detaljmodellert.

De blå områdene; Tyskland, Nederland, Polen og Storbritannia, representeres i denne modellen av simulerte kraftpriser fra BID - det vil si eksogene elektrisitetspriser. Russland inngår også som et delområde. Prisen her er gitt til Statnett av et analyseselskap.



Figur 5.1: Modellerte områder

5.2 Antakelser om kraftsystemet i 2020

Antakelsene om kapasitetsmiksen i 2020 bygger i stor grad på at utviklingen av det kontinentale kraftsystemet er tilsvarende EUs politikk. Elektrisitetsprisen i de eksogene landene er avhengig av kapasitetsmiksen modellert i BID.

På kontinentet er antakelsen at termisk produksjon fases ut til fordel for fornybar produksjon. Frem mot 2030 vil i stor grad kull fases ut, men gasskraft vil oppleve en liten vekst for å kunne dekke opp for den varierende fornybare produksjonen. I Storbritannia er produksjonen i stor grad basert på CCGT.¹ Frem mot 2030 vil mer vind og sol fase ut kullkraft. I tillegg til økende andel fornybar produksjon fra sol og vind i Tyskland, forventes det at gass vil substituere en del kull. Disse trekkene i utviklingen forventes først etter 2020, slik at i 2020 er begge landene i stor grad fremdeles preget av termisk produksjon (Statnett, 2013).

I Norden antas en økt andel fornybar produksjon, drevet frem av EUs fornybardirektiv. Dette, sammen med økt finsk kjernekraft, erstatter en del termiske produksjonsenheter. De termiske produksjonsenheterne som antas å være i drift er særlig kullkraft fra Danmark og Finland.

Kapasitetsmiksen i Kontinental-Europa er viktig i forbindelse med den økte handelskapasiteten. Ut over kablene til Tyskland og England fra Norge legger Statnett til grunn flere kapasitetsøkninger fra Norden til kontinentet. Inkludert tysklands- og englandskablene forventes det at den samlede overføringskapasiteten mellom Norden og Europa blir på 5-6000 MW (Statnett, 2013). Integreringen av Norden med resten av Europa er en viktig forutsetning, da det påvirker kapasitetsmarginen.

¹ Combined Cycle Gas Turbine

En annen viktig antakelse som er viktig å presisere er antakelser om den nordiske kraftbalansen. Det antas at overskuddet i den nordiske kraftbalansen øker til 25-30 TWh i 2020-2030 (Statnett, 2013).

5.3 Det fysiske systemet i modellen

Modellen består av 34 delområder. Det er de nordiske landene Norge, Sverige og Danmark, sammen med Finland og Baltikum som er detaljmodellert i Samkjøringsmodellen. En oversikt over alle delområdene finnes i tabell D.1 i vedlegg D. Tabell D.2 viser en oversikt over markedslinjene mellom delområdene. For å koble detaljområdet til resten av Europa er 5 av de 34 delområdene eksogene land: Tyskland, Storbritannia, Polen, Nederland og Russland. Eksogene land vil si at de er representert av kraftprisen i landet.

5.3.1 Det prisavhengige markedet

Moduler i det prisavhengige markedet er kraftverk i detaljområdene Norden, Finland og Baltikum og moduler som representerer handel med de eksogene landene. Modellering av det prisavhengige markedet i Samkjøringsmodellen er beskrevet i avsnitt 3.1.3.

Kraftverk i detaljområdet

Alle kraftverk er modellert i preferansefunksjonen enten som REFER eller VARME, avhengig av om de er definert med kapasitet (MW) eller en ukentlig lastprofil (GWh). Kraftverkene har en konstant marginalkostnad, bortsett fra gasskraftverk som har en sesongvariasjon i prisene.

For å beregne marginalkostnaden er hvert kraftverk spesifisert med:

- Virkningsgrad.
- Brenseltype - Bestemmer brenselkostnad og utslippsnivå av CO_2 , SO_2 og NO_x .
- Teknologi - Bestemmer O&M-kostnader.

I vedlegg D er det beskrevet hvordan marginalkostnaden er beregnet, sammen med en oversikt over alle brenseltyper, teknologier og tilhørende kostnader. Gasskraftverkene er lagt inn med en sesongvariasjon i prisene, som følger:

1. Kvartal: + 5.5%
2. Kvartal: - 6.2%
3. Kvartal: -5.5%
4. Kvartal: +6.2%

Eksogene land

Landene som ikke er detaljmodellert er Storbritannia, Tyskland, Polen Nederland og Russland. Det vil si at delområdene ikke er modellert med alle kraftverkene i landene, men med to moduler i det prisavhengige markedet; importmulighet og eksportmulighet. Import og eksport er modellert som "kraftverk" med ubegrenset kapasitet (10000 MW). Handelen er begrenset av overføringskapasiteter. Prisen for import og eksport er gitt av kraftprisen fra markedssimuleringer i BID. Prisen i BID er en funksjon av konstante brenselpriser, værstokastikk, forbruk og etterspørsel. Brenselprisene er de samme som bestemmer marginalkostnaden til kraftverk i detaljområdet.

For å kunne knytte den tidsavhengige prisen til modulen er disse allerede modellert som PRIS-trinn. Marginalkostnaden er bestemt av likning 4.1, hvor prisrekken fra BID knyttes til X_2 , men det er ikke beregnet vannverdier for flere eksogene nivå (se kapittel 4). Dette gir en variasjon i eksogene elektrisitetspriser som ikke håndteres stokastisk.

5.3.2 Forventet nivå på brenselpriser

Innkjøpsprisen på brenslene påvirker marginalkostnaden til kraftverk og er input til BID er gitt av IEAs² 'New Policies'-scenario (IEA, 2011) (se avsnitt 6.1), og vist i tabell 5.1.

Tabell 5.1: Brenselpriser 2020

Brensel	[€/MWh]		
Olje	56	121	[\$/fat]
Gass	27	10.4	[\$/MBtu]
Kull	12	108	[\$/tonn]
CO ₂	22		

²International Energy Agency

PRIS-datasettet: innføring av usikkerhet

Dette kapittelet presenterer klargjøringen av PRIS-datasettet og det endelige datasettet det simuleres i. Klargjøringen består i å ta i bruk PRIS-funksjonen i det prisavhengige markedet i et datasett tilsvarende referansedatasettet (kapittel 5). Fra presentasjonen av PRIS-funksjonen i kapittel 4 fremkommer det to aspekter ved denne. For det første modelleres usikkerheten gjennom prisrekker som beskriver ulike utfall for priser for hvert prisavsnitt over simuleringsperioden. For det andre må det bestemmes hvordan PRIS-funksjonen stokastisk skal håndtere denne usikkerheten, ved å definere hvilke priser som beskriver den systematiske variasjonen, X_1 , og hvilke priser som beskriver tilfeldig variasjon, X_2 . Klargjøringen av PRIS-datasettet består derfor av flere prosesser:

- Velge hvilke av de ulike brenslene det skal lages prisrekker for og velge en metode for å lage disse prisrekkene (avsnitt 6.1).
- Klargjøre prisrekker etter valgt metode. Dette innebærer å velge tidsoppløsning, antall prisår og oppsett, jfr. avsnitt 4.1.4. (Avsnitt 6.2.)
- Koble usikkerheten som modelleres til de eksogene elektrisitetsprisene som er gitt av BID (avsnitt 6.3).
- Bestemme hvordan PRIS-funksjonen stokastisk skal håndtere usikkerheten i brenselpriser og eksogene elektrisitetspriser. Dette innebærer å velge hvilke av prisrekkene som beskriver systematisk / tilfeldig variasjon og dermed bestemme oppsettet av marginalkostnadene til ulike termiske kraftverk og eksogene kraftpriser etter likning 4.1 (avsnitt 6.4).

I avsnitt 6.5 presenteres det prisavhengige markedet i PRIS-datasettet etter klargjøringen over.

6.1 Valg av usikre parametere og metode for prismodellering

Modulene i det prisavhengige markedet (avsnitt 5.3.1) hvor marginalkostnaden er gitt av kull-, gass- eller oljepriser, CO₂-kostnader og eksogene elektrisitetspriser kan defineres som PRIS-trinn.

Første naturlige valg er å avgjøre hvilke av de overnevnte parametere det skal modelleres prisrekker for. De eksogene kraftprisene modelleres av BID (avsnitt 5.3). Gitt det antatte kraftsystemet i 2020 (avsnitt 5.2) er det mest naturlig at usikkerheten i gass- og kullpriser modelleres. Olje er lite brukt i elektrisitetsproduksjon, og dermed utgjør kull og gass størsteparten av kapasitetsmiksen i Norden og på Kontinentet. I og med at det er mye arbeid bak å modellere priser ansees det som adekvat å representere olje av forventningsverdien. CO₂-priser vil heller ikke modelleres stokastisk. Det er valg av oppsett av marginalkostnaden til PRIS-trinnene som er årsaken til denne forenklingen. Dette diskuteres i avsnitt 6.4.

Kull og gasspriser skal ligge på egne filer som knyttes til marginalkostnaden til kull- og gasskraftverk. PRIS-funksjonen åpner for at filene kan gi priser for hvert prisavsnitt over alle tilsigsår, med mulighet for flere prisbaner. Det må derfor velges en metode som kan modellere flere ulike prognoser for prisår for kull- og gasspriser.

6.1.1 Metoder for modellering av brenselpriser

Dette avsnittet presenterer kort ulike kjente metoder for prismodellering og vurderer disse opp mot krav som settes, både til metode og resultat.

Det finnes flere metoder for modellering av prisutvikling. Avanserte tidsseriemodeller (Fleten et al., 2013), bootstrapping- metoder, tradisjonelle ”hockey-stick” modeller og prognoser basert på historiske data¹.

Tidsseriemodeller

En tidsserie er definert som et sett av kvantitative observasjoner i kronologisk rekkefølge (Kirchgässner et al., 2012). Tidsseriemodeller anvender resultater fra sannsynlighetsteori basert på statistiske analyser av parametere som skal modelleres. Andre parametere som påvirker verdien som skal modelleres må identifiseres. For kull- og gasspriser er tilbud og etterspørsel avgjørende for fremtidig prisutvikling. En tidsseriemodell må testes og kalibreres før den kan brukes til å lage prognoser for kull- og gassprisene.² Typisk brukes tidsseriemodeller, eks. ARMA og GARCH, til å modellere kortere tidshorisonter. (Fleten et al., 2013).

¹Stein-Erik Fleten

²Stein-Erik Fleten.

Tradisjonelle ”hockey-stick” -modeller

En hockey stick-modell definerer tre mulige prisutfall; mest sannsynlig, høypris og lavpris (Fariyibi, 2006). Scenarioene fra IEA er et godt eksempel på dette. IEA presenterer via den årlige utgivelsen World Energy Outlook tre fremtidsscenarioer for kostnadene til brenselpriser. I 2011 presenterte utgivelsen disse scenariene:

- **Existing Policies Scenario:** Den nåværende klimapolitikken opprettholdes, og etterspørselen etter fossile brensler øker. Dette medfører høye brenselpriser.
- **New Policies Scenario:** Scenariet beskriver det som skjer hvis dagens klimapolitiske agenda følges, dvs. at EU lykkes med å oppfylle 2020-målene. Det er likevel ikke nok til å oppnå to-graders målene og etterspørselen etter fossile brensler vil øke også her. Prisene og CO_2 -utslippene vil dog være lavere enn i Existing Policies scenariet.
- **450 Scenario:** Dette scenariet er det som skal til for å oppnå to-graders målet. Etterspørselen etter fossile brensler senkes og utslipp av klimagasser synker. Dette medfører lavere brenselpriser.

(IEA, 2011)

Tabell 6.1: Scenarioer for brenselpriser i 2020

	Existing Policies	New Policies	450
Olje [€/MWh]	54	50	46
Kull [€/MWh]	11.8	12	10.4
Gass [€/MWh]	28	27	25
CO_2 [€/tonn]	22	22	15

Disse scenarioene modellerer ikke variasjoner innenfor ett år, men representerer ulike utfall for forventet nivå. I referansedatasettet er antakelsen om brenselprisene (avsnitt 5.3), gitt av IEAs New Policies Scenario.

Bootstrapping-metoder

Bootstrapping brukes om en statistisk metode hvor nye datasett simuleres med utgangspunkt i det opprinnelig datasett (Haugen, 2012). Dette er stokastiske metoder som ved hjelp av simuleringer genererer mulige profiler for prisene. Bootstrap-metoden er en type Monte Carlo-simulering som tilfeldig trekker verdier fra en gitt distribusjon. Verdiene må ha samme sannsynlighet for å opptre, samtidig som de må være statistisk uavhengige av hverandre (Fariyibi, 2006).

Historiske prognoser

Historiske prognoser er en metode som antar at fremtidige priser vil likne på historiske (Holmes et al., 2006). Stokastiske fremtidige prisbaner kan representeres ved å se på vinduer av historiske priser. Når denne modellen brukes fanges også historisk observert volatilitet opp. De historiske dataene må justeres for inflasjon. Samtidig er det vanlig å justere de fremtidige prisbanene med den historiske observerte vekstraten.³

6.1.2 Krav til prisrekkene

Det settes to viktige krav til metoden; et tidskrav og et likhetskrav.

Tidskravet baserer seg på tiden det tar å modellere prisrekkene, grunnet tidsbegrensninger i oppgaven. Dette gir at modellen ikke kan være for tidkrevende å utvikle, og at metoden må være mulig å beherske innenfor et rimelig tidsaspekt⁴.

Likhetskravet består i at det er ønskelig at metoden modellerer realistiske prisrekker for kull- og gassprisene. Usikkerhet i brenselpriser har to aspekter som er ønskelig å få med. For det første er det det ulike forventede kostnadsnivå i 2020, slik som scenarioene presentert av IEA. For det andre vil også mer kortsiktige variasjoner påvirke lønnsomheten av kablene. Variasjoner i brenselpriser ned på ukes-nivå vil kunne endre strategien til vannkraftprodusentene (avsnitt 3.2). Det anses derfor som viktig at prisrekkene for brenselpriser har liknende egenskaper som historisk er observert.

Likhetskravet er vurdert i samarbeid med Statnett på bakgrunn av at det er ønskelig å modellere overnevnte usikkerhet. Som presentert i avsnitt 4.1.4 kan PRIS-funksjonen modellere usikkerhet i brenselpriser uten at det inngår variasjoner innad i en prisbane. Ved å definere flere prisbaner med ulike nivå av konstante priser, som vektet med en sannsynlighet, vil det også ligge en usikkerhet i nivået på prisene. Dette alternativet er ikke gått videre med da det som nevnt er ønskelig å modellere usikkerheten i den kortsiktige variasjonen.

Metoden skal modellere prisrekker av ulike prisår med ulike nivåer, samt variasjon innenfor året. Modellen må heller ikke generere verdier som anses som usannsynlige og urealistiske i det kraftsystemet som er modellert. Med dette menes at det er en sammenheng mellom utviklingen av brenselpriser og det fremtidige kraftsystemet. Hvis gassprisen skulle bli veldig høy er det lite trolig at gass i stor grad vil substituere kull slik som i stor grad er antatt i datasettet for 2020 (kapittel 5).

6.1.3 Valg av metode

De ulike metodene for prismodellering kan vurderes opp mot kravene som er satt.

³Gerard Doorman

⁴U.t. er uten finansiell bakgrunn.

Tidsseriemodeller setter høye krav, både når det kommer til tid og til faglig bakgrunn. Tidsbruken til å utvikle en god modell som gir realistiske prognoser eller til å sette seg inn i allerede utviklede modeller, anses som for stor til at det tjener oppgaven.

Den tradisjonelle ”hockey-stick” - modellen som definerer flere utfall, slik som IEA-scenarioene, likner lite på historiske observerte priser både i form og i mangel på volatilitet (Holmes et al., 2006). Scenarioene til IEA kan være et godt alternativ å bruke hvis usikkerheten skulle modelleres av flere prisbaner med konstante verdier.

Ulempen med Bootstrap-metoder er at tilfeldig trekning av prisendringer kan føre til ekstremverdier som overgår det som er historisk observert (Holmes et al., 2006).

Ved å basere prognosene på historiske priser tilfredsstiller prognosene krav om likhets-trekk til historiske priser, både ved ulike årlige prisnivå, samt variasjoner ned til daglig basis. Tidsbruken ved databehandling er akseptabel.

Historiske priser vurderes med dette som den best egnede metoden som utgangspunkt for å generere prognoser for ulike prisår til prisrekkene for kull- og gasspriser.

6.2 Modellerte prisrekker for kull- og gasspriser

For å best vurdere hvordan variasjon i brenselpriser påvirker lønnsomheten er det hensiktsmessig at *forventningsverdien* til brenselprisene er de samme i de to datasettene som sammenliknes. PRIS-funksjonen (avsnitt 4) åpner for så mange ulike prisår som ønskelig, med prisvariasjoner ned til prisavsnitt-nivå. Det er gjennomsnittet av alle disse verdiene som vil ha lik verdi som den konstante prisen. For å sørge for dette normaliseres prisrekkene⁵ slik at skaleringsfaktorene A og B kan brukes til å vekte prisrekkene til et ønskelig forventede nivå. Innenfor denne rammen kan ulike prisår ha forskjellige forventningsverdier. Dette vil samtidig gi et utfallsrom for nytten ved at årlig prisnivå varierer.

Den online-analysetjenesten SKM Market Predictor brukes for å finne historiske kull- og gasspriser. Siden spotmarkedet for kullpriser kun dateres tilbake til 2004 representeres prisrekkene av 10 historiske prisår. Rådataene fra SKM må behandles slik at gjennomsnittet av alle prisene gir den deterministiske prisen. De må også behandles slik at tidsvariasjonen blir som ønskelig.

Til sist er det nødvendig å bestemme hvordan de 10 ulike prisårene skal representeres i prisrekkene; med bakgrunn i presentasjonen av funksjonen i kapittel 4 kan prisrekkene bestå av en eller flere prisbaner med så mange ulike prisår som ønskelig.

⁵Divideres på gjennomsnittet slik at denne blir 1.

6.2.1 Rådata

Historiske spotpriser for kull og gass hentes fra Syspower (Syspower.no, 2014). Figur 6.1 viser historiske daglige brenselpriser i €/MWh. Kull⁶ og gassprisene⁷ er gjennomsnittlige kvartalsvis og månedlige forwards-kontrakter fra henholdsvis Nederland og Storbritannia.

I Syspower dateres historiske spotpriser for kull tidligst tilbake til 2004. Siden prisene for kull og gass er den bakenforliggende parameteren som skal gi den systematiske usikkerheten gitt av elektrisitetsprisen i Tyskland (dette diskuteres i avsnitt 6.4), er sammenhengen mellom dem relevant. Derfor brukes også bare gasspriser fra 2004.



Figur 6.1: Historiske priser for kull og gass. (Kilde: (Syspower.no, 2014))

Det er klart store mangler ved å representere 47 prisår av 10 historiske prisår⁸. Den viktigste er at en kort historisk dataperiode på 10 år gjentas nesten 5 ganger. Dette medfører at hendelser innenfor denne perioden gjentas hyppigere enn det som trolig er sannsynlig. Det mest åpenbare er finanskrisen.

Det finnes to alternativer for å håndtere dette - enten å skalere ned ekstreme hendelser, slik at de ikke repeteres like mange ganger, eller å beholde rekkene som de er. Hvis verdier i de historiske rekkene skal skaleres må det baseres på gode begrunnelser for både faktorer og tidspunkt. Rasjonelle begrunnelser for å endre på de historiske rekkene er ikke oppdaget, så disse beholdes derfor som de er.⁹

Databehandling

Det er i prinsippet ønskelig å korrigere de historiske energiprisene for inflasjon. I tillegg er det vanlig å vekte fremtidige prognoser med den historiske observerte vekstfaktoren. I databehandlingen gjøres ingen av delene. Årsakene er:

⁶SKMIDXAPI2QFR1

⁷SPCTNBPMFR1

⁸Stein-Erik Fleten

⁹Stein-Erik Fleten

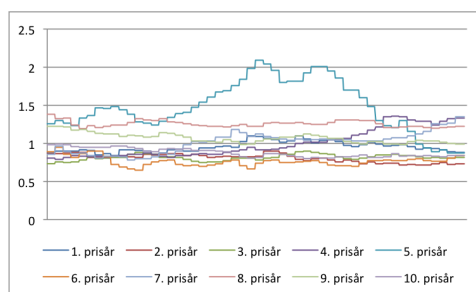
- Vanlige konsumprisindekser ekskluderer brenselpriser. Dessuten er brenslene handlet på internasjonale markeder slik at inflasjon i valuta må tas hensyn til. På grunn av vanskeligheter med å finne en fornuftig indeks blir ikke prisene justert for inflasjon.
- Prisprognosene representerer ikke en prisutvikling for de fremtidige årene, men flere alternativer til prisår i 2020. Derfor er det ikke nødvendig å justere prisårene med vekstfaktor.

De historiske dataene modellerer en prisutvikling i form av variasjoner og ulike prisnivå. Ved å vekte dataene med den inverse av gjennomsnittet, slik at prisrekkene får en gjennomsnittsverdi på 1, er det mulig å endre det forventede fremtidige prisnivået.

Prisrekkene modelleres med ukentlig tidsoppløsning

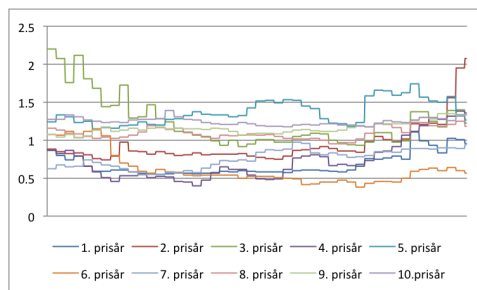
En fornuftig tidsoppløsning på tidsrekkene er bestemt av hvor ofte prisendringer i kull og gass påvirker vannverdien. Dette kan være fra ukentlig til kvartalsvis, men ikke mindre tidsoppløsning enn dette. Årsaken er at daglige variasjoner ikke nødvendigvis er hensiktsmessige for å si noe om nivået på brenselkostnadene. Prisrekkene modelleres derfor med en ukentlig variasjon ¹⁰. Dette tidsintervallet benyttes av markedsaktører som Statkraft ved oppdatering av vannverdien. Prisene fra Syspower er av daglig oppløsning. Den konstante ukeprisen er gitt av gjennomsnittet av de daglige prisene innenfor den aktuelle uken.

Dette gir 10 prisår for kull- og gasspriser, vist i figur 6.2 (kull) og figur 6.3 (gass).



Figur 6.2: 10 prisår for kull vektet med det inverse av gjennomsnittet

¹⁰Det vil si konstante timespriser innenfor uken



Figur 6.3: 10 prisår for gass vektet med det inverse av gjennomsnittet

Gjennomsnittet av henholdsvis *alle* kullprisene og gassprisene er 1.

6.2.2 Oppsett av prisrekkene

I figurene 6.2 og 6.3 er det gitt 10 ulike prisår for kullpris og gasspris som skal representere usikkerheten i brenselpris og som skal være input til BID. Prisrekkene for kull, gass og eksogene elektrisitetspriser kan settes opp på flere måter, som forklart i avsnitt 4.1.4:

- De 10 ulike prisårene gjentas systematisk, eller ved tilfeldig trekning, over én prisbane.
- 10 ulike prisbaner hvor hvert prisår gjentas for hvert tilsigsår over én prisbane.
- Flere prisbaner hvor de ulike prisårene inngår tilfeldig.

Første alternativ gir implisitt en sammenheng mellom brenselprisene og tilsig. Dette er ikke tilfellet i virkeligheten, men det er et faktum at det kan oppstå situasjoner hvor tilsig og priser sammenfaller på en slik måte at det gir stort utslag i kabelnyten. Dette kan være av verdi å få med i analysen. Dette alternativet gir like stor datamengde å behandle som analysen i referansedatasettet (47 simulerte år).

Andre alternativ sikrer mot effekten av tilsig som sammenfaller med prisår, ved at alle prisår simuleres for alle tilsigsalternativer. Utfallsrommet blir større, gitt av $10 \cdot 47 = 470$ simulerte år. Dette gir en stor mengde data å behandle.

Siste alternativ er en kombinasjon av de to overnevnte. Flere prisbaner hvor de 10 ulike prisårene kommer i ulik rekkefølge gir at flere prisår sammenfaller med ett tilsigsår. Antall simulerte år kan begrenses, og er gitt av $n \cdot 47$, hvor n er antall prisbaner.

For de to sistnevnte kreves det at BID kjøres like mange ganger som antall prisbaner, for å kunne gi eksogene elektrisitetspriser til alle prisbanene (se avsnitt 6.3). Hjelpeverktøyene Basta! og Excel-ark som Statnett bruker i sine analyser er tilpasset 47 simulerte år. For å kunne benytte disse hjelpeverktøyene og begrense antall data som må behandles vil oppsettet være gitt av første alternativ.

Rekkefølgen på prisårene gjentas kronologisk

Når data for 10 historiske prisår for kull og gass skal representere en tidsrekke på 47 prisår kan tre alternativer vurderes:

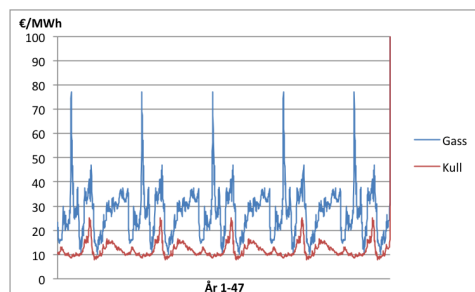
- Å gjenta årene etter hverandre kronologisk og hver gang starte i 2004. Påfølgende år etter 2013 er da 2004. Dette medfører at hvert 10 prisår blir likt.
- ”Rullende-vindu-gjentakelse”: De første årene representeres av 2004-2013, de neste 10 av 2005-2013+2004, 2006-2013+2004-2005, osv.
- 47 tilfeldige trekninger av de 10 prisårene

For å være tro mot likhetskravet, er den naturlige utviklingen over de 10 historiske prisårene av verdi å beholde. Derfor gjentas rekkefølgen på prisårene kronologisk.

Et viktig aspekt blir da å vurdere hvorvidt diskontinuiteten mellom prisene i slutten av 10-års perioden avviker mye fra prisen i starten av perioden. I de vektete prisrekkene er forskjellen 0.1264 for kull, mens for gass er den 0.6478. I løpet av 10 årsperioden er den største ukentlige absolutte endringen 0.1353 for kull og 0.6409. Til tross for at endringen for gass mellom 10 års-intervallene er større enn i løpet av perioden er ikke forskjellen større enn at prisrekkene beholdes som de er.

Endelige prisrekker for kull og gass

Resultatet av behandlingen av historiske rådata, presentert i forrige avsnitt, er to tidsrekker med normaliserte priser for henholdsvis kull og gass. Prisrekkene består av 10 ulike prisår som repeteres til en prisrekke med 47 prisår. Figur 6.4 viser kullpris og gasspris som er skalert med forventningsverdiene i referansedatasettet; 12 €/MWh for kull og 27 €/MWh for gass (se avsnitt 5.3.2).



Figur 6.4: Prognoser for kullpris og gasspris.

6.3 Metode for å modellere eksogene elektrisitetspriser

De eksogene elektrisitetsprisene som en funksjon av variasjon i brenselpriser er gitt fra simuleringer i BID-modellen.¹¹ Dette vil si at prisrekkene for kull og gass, vektet med det forventede nivået, inngår som input til BID. BID gir timespriser for kraftprisen i Tyskland, Nederland, Polen og Storbritannia for de 47 årene det simuleres over. Kraftprisene i Tyskland, Nederland, Polen og Storbritannia er dermed en funksjon av de varierende brenselprisene, værstokastikk, forbruk og produksjon.

Prisene i Russland holdes som den er gitt til Statnett av et analyseselskap.

6.4 Oppsett av PRIS-trinn

Innenfor rammene gitt av funksjonaliteten, beskrevet i kapittel 4, er det utarbeidet ett oppsett som modellerer usikkerhet i brenselpriser og eksogene elektrisitetspriser. Valg av oppsett innebærer å velge hvilken usikkerhet som skal beskrive X_1 , hvilken som skal beskrive X_2 og hvordan den totale marginalkostnaden til ulike typer kraftverk og eksogene land blir som en konsekvens av dette.

Alle PRIS-trinn beskrives av marginalkostnaden:

$$MC = AX_1(t) + BX_2(t) + C \quad (6.1)$$

Det første som er nødvendig å bestemme er hvilke parametere som skal ligge til grunn for å estimere og beskrive den felles usikkerheten X_1 . De faktorene i markedet som antas å påvirke vannverdien skal modelleres i X_1 . En av de største utfordringene er at det kun kan eksistere *en felles* hovedprisrekke, uavhengig av om modulene representerer et kull- eller gasskraftverk eller handelsmuligheter med eksogene land. Det er mange mulige parametere som kan beskrive X_1 :

1. Prisen på enten kull eller gass:
 - Hvorvidt kull- eller gassprisen som er dominerende er avhengig av kapasitetsmiks og CO₂-avgifter.
2. En prisvariasjon som beskriver deres felles variasjon og prisnivå:
 - Identifisere og estimere sammenhengen mellom prisnivå på kull og gass.
3. Elektrisitetsprisen i ett av de eksogene landene gitt fra BID.
4. En prisvariasjon som beskriver felles variasjon og prisnivå i alle de eksogene elektrisitetsprisene.

I Statnetts modell over Nord-Europa kan de moduler i preferansefunksjonen som omgjøres til PRIS-trinn deles i to kategorier. Denne inndelingen er basert på hvorvidt termiske priser indirekte eller direkte gir marginalkostnaden.

¹¹Prisrekker for kull og gass gis til Statnett som utfører simuleringen.

1. Alle kraftverk i detaljområdet:

- Disse er direkte avhengig av prisene på kull, gass og CO₂ da marginalkostnaden er gitt av brenselkostnader og utslippsskatt.

2. Import / eksport med de eksogene landene Tyskland, Storbritannia, Nederland og Polen:

- Marginalkostnaden til handel med eksogene land er bestemt av kraftprisen i landet. Brenselpriser inngår indirekte gjennom kraftprisen som input til BID.

 X_1 er beskrevet av kontinental kraftpris

Med antakelsen om at termiske priser fortsatt i 2020 vil være hovedfaktoren som bestemmer elektrisitetsprisen på kontinentet vil prognosene for kull og gasspris i stor grad påvirke elektrisitetsprisen. Hvilke av disse to - elektrisitetspriser eller modellerte brenselpriser - som skal modellere X_1 baserer seg på følgende spørsmål:

Av termiske kraftverk og kontinentale kraftpriser, hvilken er oftest / mest avgjørende for vannverdien i de norske magasinene?

Med økende handelsmuligheter mellom Norden og Europa, samt en antakelse om at termisk produksjon vil utgjøre en stor andel av kapasitetsmiksen i 2020 (se avsnitt 5.2), kan det forsvares at dette gjelder elektrisitetsprisene på kontinentet¹².

Dette begrunner et oppsett hvor X_1 er beskrevet av kraftprisen på kontinentet.

Kraftprisen må justeres for variasjoner grunnet andre parametre

Kraftprisen på kontinentet varierer i løpet av uken på grunn av varierende etterpørsel, produksjonsmiksen på kapasiteten og uregulerbar produksjon. Denne variasjonen er en variasjon som ikke påvirker vannverdien i de norske magasinene. Dette er en av de største feilkildene ved å la X_1 modelleres av eksogene kraftpriser. Derfor må de kontinentale kraftprisene behandles slik at kun den systematiske variasjonen - det vil si variasjonen i kraftpris som er forårsaket av prisnivået på brenslene representeres i X_1 .

6.4.1 Prinsipiell oppbygging av PRIS-trinnene

De to kategoriene som modulene i preferansefunksjonen deles inn i, vil ha ulik prinsipiell oppbygging av marginalkostnaden. Marginalkostnaden til kraftverkene er direkte bestemt av brenselprisene, mens kraftprisen fra BID er gitt som en funksjon av de varierende brenselprisene. Det er bestemt at X_1 skal modelleres av elektrisitetsprisen fra BID. Da det kun kan eksistere en X_1 beskrives marginalkostnaden til kraftverkene i detaljområdet av X_2 .

¹²Diskutert med Statnett ved Ivar H. Døskeland

Det er mulig å la marginalkostnaden til kraftverkene også være gitt av X_1 , dette diskuteres i avsnitt 6.4.3.

Marginalkostnaden til de to kategoriene er gitt av likning 6.2:

$$\begin{aligned} MC_{eksogent} &= A_{eksogent} \cdot X_{1,BID-pris} + B_{eksogent} \cdot X_{2,eksogent} + C_{eksogent} \\ MC_{brensel} &= 0 \cdot X_1 + B_{kraftverk} \cdot X_{2,brensel} + C_{kraftverk} \end{aligned} \quad (6.2)$$

$MC_{brensel}$ er marginalkostnaden til kraftverk i detaljområdet. $X_{2,brensel}$ er estimerte prisrekker for kull eller gass, som også er prisrekke som er input til BID. Marginalkostnaden til termiske kraftverk er *ikke* påvirket av den systematiske variasjonen. Dette forklares i avsnitt 6.4.2 og vurderes i avsnitt 6.4.3.

$MC_{eksogent}$ er i sum kraftprisen fra BID. X_1 er en prisrekke av behandlet pris fra *ett av de eksogene landene* fra BID. X_2 og $C_{eksogent}$ korrigerer for avviket til simulert BID-pris. C er kun nødvendig for de andre landene som ikke X_1 er estimert fra.

Eksogene PRIS-trinn:

Av Tyskland (DE), Storbritannia (GB), Polen (PL) og Nederland (NL) er det mest naturlig å bruke Tyskland-pris som bakgrunn for X_1 , da handelskapasiteten totalt sett er størst hit. Prisrekke fra BID kalles DE_{BID} , GB_{BID} , PL_{BID} , NL_{BID} . Disse er gitt €/MWh og omgjøres til c€/kWh.

For Tyskland er marginalkostnaden gitt av 6.3:

$$MC_{DE} = 1 \cdot X_1 + 1 \cdot (DE_{BID} - X_1) + 0 \quad (6.3)$$

X_1 [c€/kWh] er en rekke med priser basert på simulert kraftpris i Tyskland. Tyskland-pris fra BID behandles med det formål at den representerer variasjon i brenselpris. Dette diskuteres videre i avsnitt 6.5.

$X_2 = DE_{BID} - X_1$ [c€/kWh] er en rekke som sørger for at marginalkostnaden under simuleringen er lik den prisen som er generert fra BID.

For Storbritannia, Polen og Nederland identifiseres sammenhengen mellom GB_{BID} og DE_{BID} , PL_{BID} og DE_{BID} og NL_{BID} og DE_{BID} ved hjelp av lineær regresjon (se vedlegg B). DE_{BID} er prediktorvariabelen, mens Nederland-pris, GB-pris og Polen-pris er kriterievariablene. Konstantene A og C i marginalkostnaden er gitt av den lineære regresjonen ved at A beskrives av helningsgraden og C av den konstante verdien.

A = Helningsgraden (ubenevnet)

C = Konstant [c€/MWh]

Marginalkostnadene blir:

$$\begin{aligned} MC_{GB} &= A_{GB} \cdot X_1 + 1 \cdot X_{2,GB} + C_{GB} \\ MC_{PL} &= A_{PL} \cdot X_1 + 1 \cdot X_{2,PL} + C_{PL} \\ MC_{NL} &= A_{NL} \cdot X_1 + 1 \cdot X_{2,NL} + C_{NL} \end{aligned} \quad (6.4)$$

$X_{2,GB}$, $X_{2,PL}$, og $X_{2,NL}$ [c€/kWh] sørger for at simulert pris er lik BID-pris ved at:

$$\begin{aligned} X_{2,GB} &= GB_{BID} - (A_{GB} \cdot X_1 + C_{GB}) \\ X_{2,PL} &= PL_{BID} - (A_{PL} \cdot X_1 + C_{PL}) \\ X_{2,NL} &= NL_{BID} - (A_{NL} \cdot X_1 + C_{NL}) \end{aligned}$$

Kraftverk som PRIS-trinn:

Prisrekkene for kull og gass, X_{kull} og X_{gass} [c€/kWh] beskriver den brenselpris-avhengige delen av marginalkostnaden til kull- og gasskraftverk.

$$\begin{aligned} MC_{kull} &= 0 \cdot X_1 + B_{kraftverk} \cdot X_{kull} + C_{kraftverk} \\ MC_{gass} &= 0 \cdot X_1 + B_{kraftverk} \cdot X_{gass} + C_{kraftverk} \end{aligned} \quad (6.5)$$

For å kunne knytte prisrekkene til flere typer kull- og gasskraftverk er prisrekkene benevningsløse (avsnitt 6.2). B må derfor være gitt av forventningsverdien til brenselprisen.

B = Virkningsgrad · Forventet brenselpris

C = O&M-kostnader + utslippskostnader

6.4.2 Systematisk og tilfeldig variasjon

Den delen av Tysklandpris som trekkes ut til å beskrive X_1 representerer prisnivået som er avhengig av kullpris og gasspris. X_1 beskriver også prisnivået i Storbritannia, Nederland

og Polen gjennom:

$$\begin{aligned}MC_{DE} &= X_1 \\MC_{GB} &= A_{GB} \cdot X_1 \\MC_{PL} &= A_{PL} \cdot X_1 \\MC_{NL} &= A_{NL} \cdot X_1\end{aligned}\tag{6.6}$$

Prisene gitt i 6.6 beskriver den systematiske variasjonen i prisnivået - alle trinnene påvirkes av en endring i X_1 , og dermed påvirkes også strategien i Samkjøringsmodellen. Simulerte priser fra BID er ulik de som fremkommer i 6.6. Forskjellen mellom 6.6 og priser fra BID er den usystematiske variasjonen som bare påvirker det enkelte trinnet. Disse variasjonene er gitt av *annen usikkerhet*, hovedsakelig variasjon på grunn av varierende etterspørsel og uregulerbar produksjon. I vannverdberegningen er de representert av forventningsverdien, og variasjoner under simuleringen vil ikke påvirke strategien.

Marginalkostnadene til de termiske kraftverkene er kun bestemt av en usystematisk variasjon, $X_{2,kull}$ og $X_{2,gass}$, siden A er null for disse. Da disse prisrekkene er bakenforliggende årsaker til elektrisitetsprisen fra BID er det rimelig å anta at ved en endring i kull og gasspris vil dette også gi en endring i X_1 , og dermed strategi. Men i vannverdberegningene er disse gitt av forventningsverdien.

I tillegg inngår en tidsdimensjon i systematisk variasjon. Denne tidsdimensjonen er uavhengig av om variasjonen er beskrevet av X_1 eller X_2 . Dette er viktig særlig for gasspris som har en tydelig sesongvariasjon i prisene. Denne prisøkningen / nedgangen over sesonger blir tatt med i vannverdberegningene, da den gjentas i alle prisår.

6.4.3 Svakheter i oppsettet

Den største svakheten i det presenterte oppsettet er at marginalkostnaden til termiske kraftverk ikke er avhengig av den systematiske variasjonen, selv om den implisitt gir denne (avsnitt 6.4.2). Årsaken til at denne forenklingen er gjort er at hvis marginalkostnaden er avhengig av X_1 , må X_2 modelleres individuelt for hvert kraftverk. Dette er mye arbeid da dette gjelder alle kraftverk som skal modelleres som PRIS-trinn i hele det prisavhengige markedet i modellen.

Den andre svakheten er at usikkerhet i CO_2 -kostnad ikke modelleres. Årsaken er den samme; hvis usikkerhet i CO_2 skal modelleres må hvert kraftverk ha en unik X_2 .

Alternative oppsett som modellerer CO_2 -kostnad og som tillater kraftverk å være knyttet til X_1 , er presentert i vedlegg H. Årsaken til at disse oppsettene ikke brukes er gitt av avveininger som må gjøres på grunn av begrensninger gitt av funksjonen; det kan kun eksistere en unik X_1 i modellene og det er kun mulig å knytte en X_2 til hver modul. Oppsettene krever derfor at til hvert kraftverk modelleres *en unik* X_2 . I praksis gir dette at det må modelleres over 100 prisrekker. Svakheterne er en konsekvens av en avveining mellom

hvor mye usikkerhet en ønsker å modellere mot tidsbruken og antall data som må behandles.

Med det brukes oppsettet som er presentert, hvor på evt. konsekvenser som er gitt av svakhetene vil diskuteres etter resultatbehandlingen.

6.5 Det prisavhengige markedet i PRIS-datasettet

Den eneste forskjellen mellom referansedatasettet og PRIS-datasettet er oppsettet av det prisavhengige markedet og at PRIS-funksjonen stokastisk håndterer denne usikkerheten. Vannverdiregningene gjøres for fem prosentiler av X_1 ; 0-, 25-, 50-, 75- og 100-prosentil. Når oppsettet marginalkostnadene for PRIS-trinnene er bestemt, er prosessen videre:

1. Gi de estimerte prisrekkene for kull og gass som input til BID. Output er elektrisitetspriser i Tyskland, Storbritannia, Polen og Nederland.
2. Behandle prisrekkene fra BID slik at X_1 beskriver den usikkerheten som er knyttet til brenselpris.
3. La prisrekkene for kull, gass og eksogene elektrisitetspriser beskrive marginalkostnaden til moduler i det prisavhengige markedet.

Modulene i datasettet over Nord-Europa som skal gjøres om til PRIS-trinn er dermed de eksogene landene og kull- og gasskraftverk.

Kraftverk

Kraftverk med brenseltypene kull, gass, gass-small, gasoil, excess gas og norgesgass omgjøres til PRIS-trinn, da deres kostnader knyttes til usikkerhet i kull og gasspriser. Det er 96 kraftverk som er modellert med disse brenseltypene. Oversikten over kraftverkene som omgjøres finnes i vedlegg E.

Marginalkostnaden til disse kraftverkene er gitt av likning 6.5. X_2 er enten $X_{2,kull}$ eller $X_{2,gass}$ avhengig av typen kraftverk. Da prisrekkene er vektet med gjennomsnittet, må konstanten B reflektere det forventede prisenivået. Dette, sammen med skatter for utslipp er lik verdiene i referansedatasettet (se tabell D.3 og tabell D.4 i vedlegg D).

B er individuell for hvert kraftverk, og gitt av det forventede nivået på brenselpris dividert på virkningsgrad:

$$B = \frac{\overline{P_{fuel}}}{\eta} \quad (6.7)$$

C er også individuell for hvert kraftverk, og er gitt av de konstante driftskostnadene sammen med utslippkostnader:

$$C = P_{O\&M} + \frac{CO_2 \cdot tax_{CO_2}}{1000\eta} + \frac{SOt_2 \cdot tax_{SO_2} + NO_x \cdot tax_{NO_x}}{1000\eta} \quad (6.8)$$

En oversikt over kraftverkene, B, C og overføringskapasitet finnes i vedlegg E. For moduler som er beskrevet som REFER må årsregnskapet for energi skrives om til tidsavhengige kapasiteter. I vedlegg C er det beskrevet hvordan dette er gjort, gitt en lastprofil som kraftverket er definert med.

I vedlegg E, figur E.2, finnes et plot over gjennomsnittsverdien til kull- og gasspriser som vannverdiregningen ser.

Elektrisitetspriser fra BID; X_1 og $X_{2,eksogen}$

Prisprognosene for kull og gass i figur 6.4 er input til BID, som gir kraftprisen i Tyskland, Nederland, Polen og Storbritannia i hver time av de 47 simuleringsårene. I vedlegg E er et plot av prisen over et gjennomsnittså i de respektive landene.

Marginalkostnaden til de representerte landene er beskrevet av likning 6.4.

Fra simulerte priser i Tyskland, Nederland, Polen og Storbritannia finnes X_1 og X_2 . Tysklandsprisen er grunnlaget for X_1 . Denne skal representere den systematiske variasjonen i termisk kostnad. Dette gir at variasjonen i X_1 også må være ukjentlig, da prisene for kull og gass varierer hver uke. Derfor er prisrekken for X_1 gitt av gjennomsnittsprisen for Tysklandspris hver uke.

Marginalkostnaden i Nederland, Polen og Storbritannia må relateres til X_1 . Som presentert i avsnitt 6.4.1 gjøres dette ved å identifisere regresjonskonstantene mellom Tysklandspris og de andre prisene. Regresjonskonstantene er gitt i tabell E.2 i vedlegg E, hvor A skaleres X_1 og C inngår som cEUR/kWh i modellen. $X_{2,DE}$, $X_{2,NL}$, $X_{2,PL}$ og $X_{2,GB}$. X_2 er for hver time lik forskjellen mellom AX_1+C og prisrekken fra BID, for alle landene.

Figur E.7 i vedlegg E viser et plot over de fem prosentilene av X_1 .

All databehandling foregår i Excel. Ved hjelp av Excel-dokumentet Prisrekker(56).xlsm (Statnett) skrives prisrekkene om til filer som beskrevet i vedlegg I. Deretter omgjøres modulene i PREF til PRIS-trinn etter prosessen beskrevet i vedlegg C.

Resultater

Dette kapittelet har som formål å identifisere hvordan stokastisk modellering av usikkerhet i brenselpriser påvirker resultater for lønnsomheten av økt handelskapasitet til Tyskland og Storbritannia. Lønnsomheten, eller nytten, av økt handelskapasitet er gitt av økningen i samfunnsøkonomisk overskudd som kablene gir. Analysen av lønnsomheten gitt av tre simuleringer:¹

1. Første simulering simulerer systemet uten kabler ved at overføringskapasiteten til både Tyskland og Storbritannia er 0 MW.
2. Den andre simuleringen simulerer systemet med bare tysklandskabelen inne. Kapasiteten hit er 1400 MW. Kapasiteten mot Storbritannia er fremdeles 0 MW.
3. I den siste simuleringen er begge kablene inne med 1400 MW overføringskapasitet.

Analysen legger til grunn at tysklandskabelen kommer først. Dette er et viktig moment da lønnsomheten av overføringskapasitet er avtagende med økende kapasitet (Statnett, 2013).

Hver simulering er en seriesimulering av 47 tilsigsår. Hvert år består av 52 uker med 56 prisavsnitt innenfor uken. Det brukes samme kalibreringsfaktorer i hver simulering, for å unngå støy i sammenlikningene.²

Den marginale nytten av tysklandskabelen er gitt av differansen i samfunnsøkonomisk overskudd i simulering uten kabler og simulering med bare tysklandskabelen. Den marginale nytten av kabelen til Storbritannia er gitt av differansen i samfunnsøkonomisk overskudd i simulering med tysklandskabelen og simulering med begge kablene. Total nytte av kablene er gitt av summen av den marginale nytten av begge kablene.

Resultatet er gitt av sammenlikninger av de to analysene:

¹For å redusere simuleringstiden kjøres Samkjøringsmodellen og ikke Samlast

²Vedlegg F viser simulert magasindisponering og bekrefter at alle simuleringene er godt kalibrert.

1. Analysere lønnsomheten av økt handelskapasitet i datasettet over Nord-Europa med usikkerhet i brenselpriser, *PRIS-datasettet*, kapittel 6.
2. Sammenlikne med lønnsomheten av økt handelskapasitet gitt i datasettet med deterministiske, konstante brenselpriser, *referansedatasettet*, kapittel 5.

I avsnitt 7.1 presenteres *basisestimer* for forventet nytte³ i begge datasettene, først i referansedatasettet, deretter i PRIS-datasettet, etterfulgt av en sammenlikning av resultatene. I avsnitt 7.2 forklares forskjeller i nytten med bakgrunn i flyt på kablene og endringer i prisenivå og -struktur. De bakenforliggende årsakene til ulikheter i PRIS-datasettet og referansedatasettet er usikkerheten i brenselpriser som er presentert i kapittel 6. Med bakgrunn i denne forskjellen undersøkes sammenhengen mellom variasjoner i brenselpriser og i nytten (avsnitt 7.3). For å vise hvordan flyt på kabler og prisvirkninger påvirkes av det termiske prisenivået sees det i avsnitt 7.4 nærmere på noen tilsigsår tilhørende ekstreme prisår i PRIS-datasettet. Disse resultatene svarer også på hvorvidt PRIS-datasettet gir en god representasjon av kraftmarkedet, gitt den usikkerheten som er modellert.

7.1 Forventet nytte av kablene i begge datasettene

Basisestimaterne viser den forventede nytten og fordelingen; hvor stor andel av nytten som kommer i form av flaskehalsinnteker på kablene, markedsgevinst (økt produsent/konsumentoverskudd) og samtidig de reduserte flaskehalsinntektene på andre kabler, som må tas med i beregningen av total nytte. Årsaken til at kablene reduserer flaskehalsinntekter på andre forbindelser er antakelsen om nordisk kraftoverskudd (avsnitt 5). Dette gir at kablene reduserer flyt på andre mellomlandsforbindelser som vil bli brukt til eksport hvis ikke kablene ikke skulle komme (Statnett, 2013). For å skille mellom bidrag til nytten i form av flaskehalsinntekter på kablene selv og netto økning i totale flaskehalsinntekter, er begrepet samfunnsøkonomisk tillegg introdusert⁴.

Flaskehalsinntekter på kablene er norsk andel (50%). Samfunnsøkonomisk tillegg er summen av markedsgevinsten og de reduserte flaskehalsinntektene på eksisterende mellomlandsforbindelser. Summen av samfunnsøkonomisk tillegg og flaskehalsinntekter på kablene gir den totale nytten.

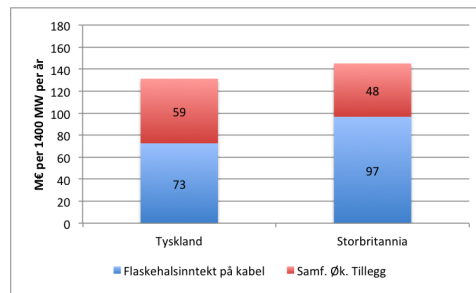
7.1.1 Basisestimer for nytten i referansedatasettet

I referansedatasettet er forventet norsk samlet nytte av kablene er 132 M€ og 145 M€ årlig for henholdsvis kablen til Tyskland og Storbritannia. Til sammen er dette 276 M€/år.

Figur 7.2 viser fordelingen av nytten på kablene, fordelt på flaskehalsinntekter på kablene selv, og det samfunnsøkonomiske tillegget.

³Forventet nytte er gitt av gjennomsnittet av de 47 simuleringsårene

⁴Begrep presentert av Statnett i analyserapporten (Statnett, 2013)



Figur 7.2: Nyttene fordelt på kablene

Fordelingen av nytten er vist i tabell 7.1. Norsk andel av flaskehalsinntektene på kablene ligger på et årlig gjennomsnitt på 73 M€ for tysklands-kabelen og 97 M€ for kabelen til Storbritannia. Økt kapasitet til Tyskland vil redusere andre flaskehalsinntekter med 28 M€/år, mens med kabelen til Storbritannia vil reduksjonen være på 22 M€/år⁵. Netto økning i flaskehalsinntekter⁶ i Norge er dermed 45 M€ med ny kapasitet til Tyskland og 75 M€ med ny kapasitet til Storbritannia. Samlet økning i PO/KO er henholdsvis på 86 og 70 M€/år.

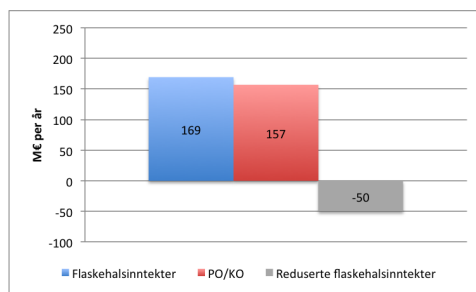
Tabell 7.1: Det samfunnsøkonomiske regnskapet for norsk kabelnytte i M€

Kabel	Tyskland [M€/år]	Storbritannia [M€/år]
PO/KO	86	70
+ Andre flaskehalsinntekter	-28	-22
= Samf.øk. tillegg	59	48
Samf.øk. tillegg	59	48
+ Flaskehalsinntekt på kabel	73	97
= Sum nytte	132	145

Figur 7.3 viser hvordan de overnevnte resultatene er fordelt i sum begge kablene, hvor reduserte flaskehalsinntekter er en egen post.

⁵Denne verdien inkluderer reduksjonen i flaskehalsinntekter på tysklands-kabelen, som er en konsekvens av antakelsen om at denne kabelen bygges først.

⁶Flaskehalsinntekter på kablene selv fratrukket reduksjonen i andre flaskehalsinntekter.



Figur 7.3: Fordeling av nytten gitt av begge kablene

Når reduserte flaskehalsinntekter trekkes fra flaskehalsinntektene på kablene er det tydelig at markedsgevinsten av begge kablene utgjør størst andel av nytten (57%).

Nytten øker i hele detaljområdet

Også i hele detaljområdet, Norden, Finland og Baltikum, er nytten stor. Tabell 7.2 viser fordelingen av nytten for begge kablene i de ulike landene. Fordelingen mellom kablene finnes i tabell G.4 og G.5 i vedlegg G.

Tabell 7.2: Total nytte av begge kablene i Norden, Finland og Baltikum

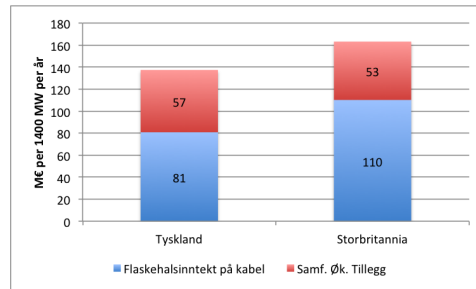
	PO/KO [M€/år]	Netto flaskehalsinntekter [M€/år]	Total nytte [M€/år]
Norge	157	120	277
Sverige	199	-74	125
Finland	-49	1	-48
Danmark	39	-86	-46
Resten	1	66	67
SUM TOTALT	348	26	374

I Sverige og Danmark blir flaskehalsinntektene redusert. Dette kommer av at handel mot Tyskland og Storbritannia er mer gunstig sett med norske øyne, og reduserer flyten på forbindelsene til Sverige og Danmark. Finland er et netto importmarked, slik at konsumentoverskuddet er mer sensitivt for endringer enn produsentoverskuddet. Økte priser fører til reduksjon i PO/KO.

7.1.2 Basisestimer for nytten i PRIS-datasettet

Tilsvarende resultater i PRIS-datasettet vises videre. Forventet norsk samlet nytte av kablene er i PRIS-datasettet 138 M€ og 163 M€ årlig for henholdsvis kabelen til Tyskland

og Storbritannia. Til sammen er nytten 301 M €/år. Figur 7.4 viser hvordan nytten er fordelt på kablene.



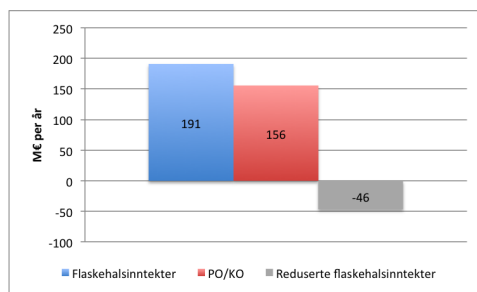
Figur 7.4: Samfunnsøkonomisk nytte av kablene

Tabell 7.3 viser hvordan den samfunnsøkonomiske nytten er fordelt. Norsk andel av flaskehalsinntektene på kablene ligger på et årlig gjennomsnitt på 81 M € for tysklandskabelen og 110 M € for kabelen til Storbritannia. Økt kapasitet til Tyskland vil redusere andre flaskehalsinntekter med 24 M €/år, mens for kabelen til Storbritannia vil reduksjonen være på 22 M €/år. Dette gir at total økning i flaskehalsinntekter er 57 M €/år med ny kapasitet til Tyskland og 88 M €/år med ny kapasitet til Storbritannia. Markedsgevinsten for disse kablene er på henholdsvis 80 og 76 M €/år.

Tabell 7.3: Det samfunnsøkonomiske regnskapet for norsk kabelnytte i M €

Kabel	Tyskland [M€/år]	Storbritannia [M€/år]
PO/KO	80	76
+ Andre flaskehalsinntekter	-24	-22
= Samf.øk. tillegg	57	53
Samf.øk. tillegg	57	53
+ Flaskehalsinntekt på kabel	81	110
= Sum nytte	138	163

Figur 7.5 illustrerer denne fordelingen summert over begge kablene.



Figur 7.5: Fordelingen av nytten gitt av begge kablene

Når reduserte flaskehalsinntekter trekkes i fra flaskehalsinntektene på kablene, utgjør økning i flaskehalsinntekter og markedsgevinst hver omtrent halvparten av nytten av begge kablene.

Økningen i samfunnsøkonomisk overskudd for hele det detaljmodellerte området, Norden, Finland og Baltikum, er for begge kablene til sammen 427 M €/år. Tabell 7.4 viser fordelingen av sum nytte for begge kablene i de ulike områdene. Fordelingen per kabel finnes i vedlegg G (tabell G.6 og G.7).

Tabell 7.4: Total nytte av begge kablene i Norden, Finland og Baltikum

	PO/KO [M€/år]	Netto flaskehalsinntekter [M€/år]	Total nytte [M€/år]
Norge	156	145	301
Sverige	188	-68	121
Finland	-44	7	-37
Danmark	31	-86	-55
Resten	9	88	97
SUM TOTALT	341	87	427

I Sverige og Danmark blir flaskehalsinntektene redusert, og i Finland blir produsent/konsumentoverskuddet redusert, av samme grunner som i referansedatasettet.

7.1.3 Sammenlikning av resultatene

Resultatene viser at usikkerheten øker den forventede nytten av kablene, både i Norge og hele detaljområdet.

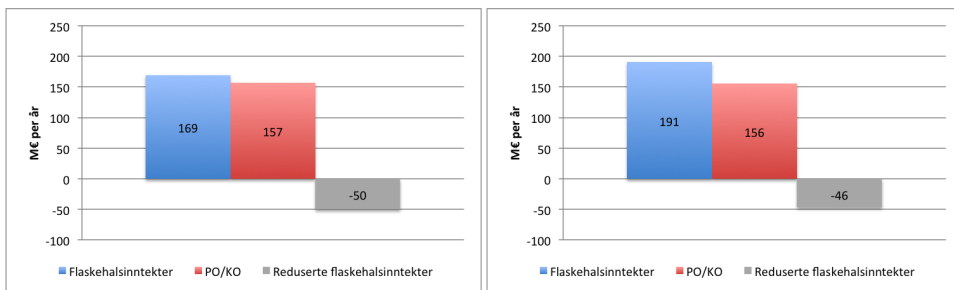
For kabelen til Tyskland er årlig norsk nytte M 6 € større i PRIS-datasettet enn i referansedatasettet, mens for kabelen til Storbritannia er den 18 M € større. Dette gir at forventet nytte av kablene er totalt 24 M €/år større i datasettet med usikkerhet. Se tabell 7.5.

Tabell 7.5: Sammenlikning av kabelnytte i de to datasettene

	Nytte av kablene [M €/år]		
	Tyskland	Storbritannia	Sum
PRIS	138	163	301
Ref	132	145	277
PRIS - ref	6	18	24 (9%)

Høyere nytte i PRIS-datasettet er gitt av større flaskehalsinntekter på begge kablene

Figur 7.6a viser fordelingen av nytten i referansedatasettet, mens 7.6b viser fordeling av nytte i PRIS-datasettet. Figurene viser at større nytte i PRIS-datasettet er gitt av flaskehalsinntekter på kablene selv. Reduserte flaskehalsinntekter på andre forbindelser er noe mindre i PRIS-datasettet. Dette gir at økning i netto flaskehalsinntekter er større i PRIS-datasettet.



(a) Referansedatasettet

(b) PRIS-datasettet

Figur 7.6: Fordeling av nytten i de to datasettene.

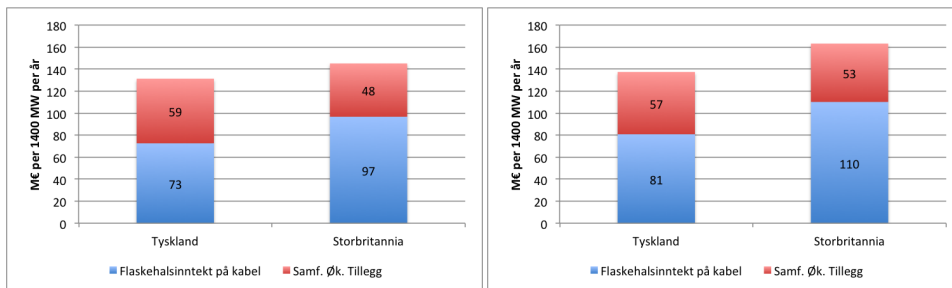
Netto økning i flaskehalsinntekter med kabelen til Tyskland er 45 M€/ år i referansedatasettet og 57 M€/år i PRIS-datasettet. For kabelen til Storbritannia er netto økning i flaskehalsinntekter 75 M€/ år i referansedatasettet og 88 M€/år i PRIS-datasettet. Tabell 7.6 viser at flaskehalsinntekter på kablene er 13% større i PRIS-datasettet, mens økning i netto flaskehalsinntekter er 22% større.

Tabell 7.6: Sammenlikning av kabelnytte i de to datasettene

	Fl.i. på kablene [M€/år]	Økning i netto fl.i. [M€/år]	Økning i PO/KO [M€/år]
PRIS	191	145	156
Ref	169	120	157
Pris - Ref	22 (+13%)	25 (+22%)	-1 (0%)

Figur 7.7a og 7.7b sammenlikner nytten fordelt på kablene i de to datasettene. Det er større

flaskehalsinntekter på *begge* kablene som er årsaken til den økte nytten i PRIS-datasettet. Økning i produsent/konsumentoverskudd er like i de to datasettene. Samfunnsøkonomisk tillegg er noe ulik grunnet de reduserte flaskehalsinntektene.



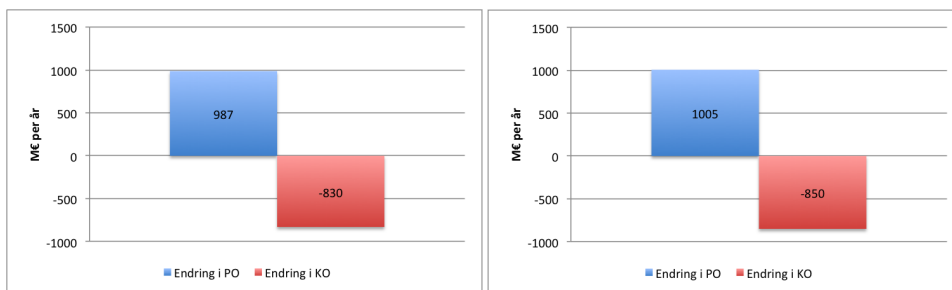
(a) Referansedatasettet

(b) PRIS-datasettet

Figur 7.7: Nytten fordelt på kablene i de to datasettene

Omfordeling fra konsumenter til produsenter er større i datasettet med usikkerhet

Økning i produsent- /konsumentoverskudd er lik i de to datasettene. Det er likevel noe forskjell i fordelingsvirkningene fra konsumenter til produsenter. Figur 7.8a og 7.8b viser fordelingen fra konsumenter til produsenter i de to datasettene.



(a) Referansedatasettet

(b) PRIS-datasettet

Figur 7.8: Omfordeling fra konsumenter til produsenter i de to datasettene.

Produsentene tjener i gjennomsnitt 18 M€ mer og konsumentene taper i gjennomsnitt 20 M€ mer per år i PRIS-datasettet sammenliknet med referansedatasettet.⁷

Usikkerheten gir større nytte i hele detaljområdet

Også i hele detaljområdet er nytten større i PRIS-datasettet. Sammenliknes tabell 7.4 og tabell 7.2 er nytten i hele detaljområdet 53 M€/år større i PRIS-datasettet. Resultatene

⁷Resterende 1 M€ er avrunding.

viser samme tendenser som i Norge; det er netto økning i flaskehalsinntekter som øker nytten i PRIS-datasettet.

Tabell 7.7: Total nytte av begge kablene i hele detaljområdet i begge datasettene

	PO/KO M€/år	Netto flaskehalsinntekter M€/år	Total nytte M€/år
Sum PRIS	341	87	427
Sum Ref	348	26	374
PRIS - Ref	-7	61	53

7.2 Flyt på kablene, priser og prisvirkninger i begge datasettene

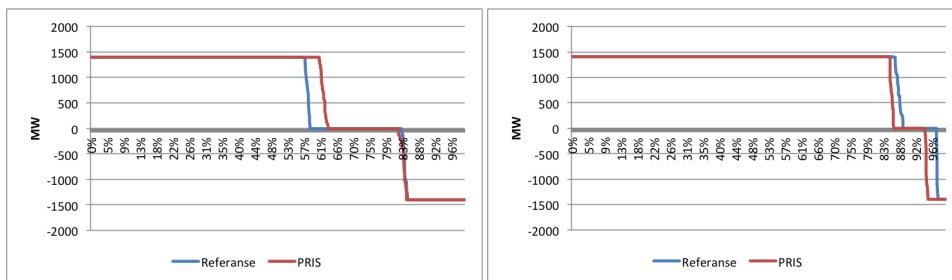
De bakenforliggende årsakene til endring i samfunnsøkonomisk overskudd og fordelingsvirkningene er flyt på kablene, endring i flyt på andre norske mellomlandsforbindelser, prisforskjeller mellom Norge og handelspartnerne og prisvirkninger på norsk side. Ulike resultater for dette vil bidra til å forklare ulike resultater for den samfunnsøkonomiske nytten av kablene.

7.2.1 Flyt på kablene i begge datasettene

Det vil være flyt på begge kablene store deler av tiden i begge datasettene. Kabelen til Tyskland har størst andel tid med ingen flyt på grunn av mindre prisforskjeller mellom Norge og Tyskland. Årsaken er at Tyskland og Norge allerede er tett knyttet sammen gjennom forbindelser til Sverige og Danmark (Statnett, 2013). I den grad Norge importerer vil dette foregå på denne kabelen. Kabelen til Storbritannia er hovedsakelig en eksportkabel. Dette er grunnleggende og gjelder for begge datasettene.

Varighetskurvene for flyt er tilnærmet like i de to datasettene

Figur 7.9a og 7.9b viser varighetskurvene for flyt på kabelen til henholdsvis Tyskland og Storbritannia i begge datasettene. I PRIS-datasettet er det noe mer tid med eksport, men lik import, på kabelen til Tyskland, sammenliknet med referansedatasettet. Dette gir noe mindre tid med null utveksling. For kabelen til Storbritannia er det noe mindre eksport og noe mer import i datasettet med usikkerhet. Disse utligner hverandre, slik at tiden med null utveksling er lik i begge datasettene. Se tabell 7.8.



(a) Tyskland

(b) Storbritannia

Figur 7.9: Varighetskurve for flyt på kablene i begge datasettene

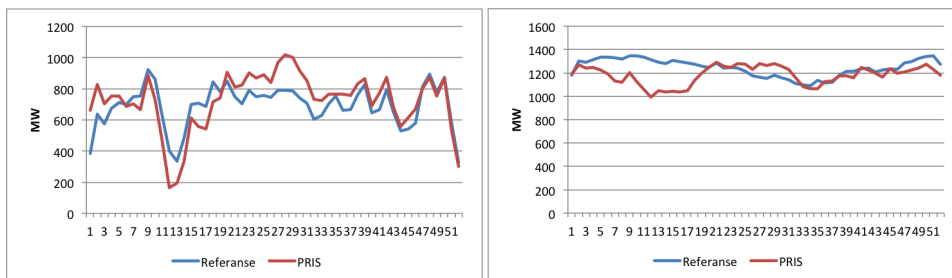
Tabell 7.8: Årlig import og eksport på begge kablene i referanse og PRIS-datasettet

	Ref [TWh/år]	PRIS [TWh/år]
Eksport mot Tyskland	7.8	8.2
Import fra Tyskland	1.7	1.7
Eksport mot Storbritannia	11.1	10.8
Import fra Storbritannia	0.2	0.4

Dette viser stor utnyttelse av kablene, uavhengig av usikkerheten i brenselpriser. Noe mer eksport på Tyslandskabelen i PRIS-datasettet kan bidra til å forklare økte flaskehalsinntekter. Dette gjelder ikke for kabelen til Storbritannia.

Det er større forflytning av den norske flyten i datasettet med usikkerhet

Figurene 7.10a og 7.10b viser årlig flyt på henholdsvis kabelen til Tyskland og Storbritannia.



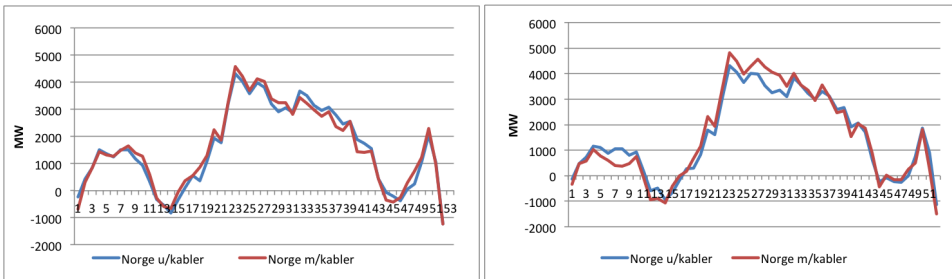
(a) Tyskland.

(b) Storbritannia.

Figur 7.10: Årlig flyt på kablene i begge datasettene

Generelt for begge gjelder det at nettoflyt til Tyskland er mindre enn den er til Storbritannia, grunnet mer import på denne kabelen. Flyten på begge kablene er i PRIS-datasettet noe forskjøvet fra vinter til sommer, sammenliknet med referansedatasettet.

Denne forskyvningen viser seg i en forskyvning i nettoflyt ut av Norge på alle mellomlandsforbindelsene. Flyt på alle norske mellomlandsforbindelser over året, med og uten kabler, er vist figur 7.11a og 7.11b.



(a) Referansedatasettet.

(b) PRIS-datasettet

Figur 7.11: Flyt på alle norske mellomlandsforbindelser i begge datasettene

I begge datasettene gir flyt på de nye kablene nesten tilsvarende reduksjon i flyt på andre mellomlandsforbindelser. Som forklart tidligere er det det nordiske kraftoverskuddet som er årsaken; kablene bidrar ikke til økt eksport, da overskuddet ville blitt eksportert på andre mellomlandsforbindelser selv uten kablene. Tabell 7.9 bekrefter dette.

Tabell 7.9: Nettoflyt ut av Norge med og uten kabler i referanse- og PRIS-datasettet

	Ref [TWh/år]	PRIS [TWh/år]
Uten kabler	13.7	13.4
Med kabler	14	13.8

I begge datasettene øker nettoeksport med 0.3-0.4 TWh, mens det er 0.3 TWh forskjell i datasettene i utgangspunktet. Disse forskjellen kan komme av annet støy i simuleringene.

Tabell 7.10 viser hvordan forskyvningen på flyt på de nye kablene i PRIS-datasettet gir utslag i en forskyvning av nettoflyt ut av Norge - en forskyvning som ikke er like tydelig i referansedatasettet.

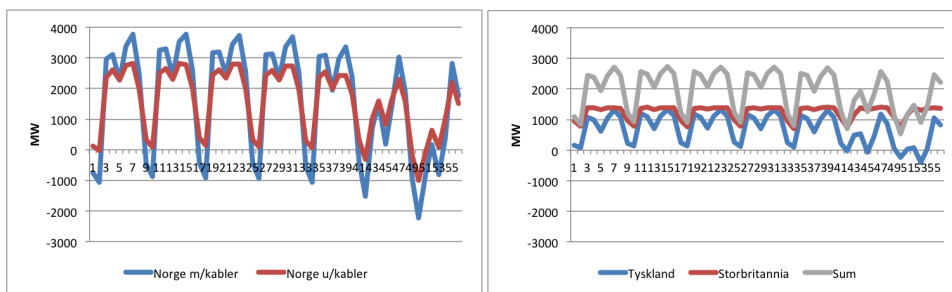
Tabell 7.10: Nettoflyt fordelt på sesong med og uten kabler

Sesong	Uke	Flyt med kabler [TWh]		Flyt uten kabler [TWh]	
		PRIS	Ref	PRIS	Ref
Vår	(10-22)	0.16	1.8	1.0	1.32
Sommer	(23-35)	8.7	7.7	7.9	7.6
Høst	(36-48)	2.9	2.5	2.9	2.7
Vinter	(49-9)	0.9	2.1	1.6	2.1

Økt eksport om sommer og utlignes med redusert eksport/økt import om vinteren i PRIS-datasettet. I referansedatasettet er denne sesongforskyvningen ikke like tydelig. Dette er ikke nødvendigvis en forskyvning gitt av *sesong*-variasjoner, men gjennomsnittsprisen i Tyskland i Storbritannia i enkelte uker kan være påvirket av ekstreme priser i enkelte år. Prisene vil bli vist i neste avsnitt.

Flytendringer over uken viser nytten av økt fleksibilitet i systemet, men er ikke påvirket av usikkerheten

Nettoflyt ut av Norge ut av året endres ikke med de nye kablene. Kablene gir derimot mulighet for flytendringer over uken. Ukentlig flyt ut av Norge med og uten kabler, og flyt på kablene selv er vist i figur 7.12a, 7.12b (referansedatasettet), og figur 7.13a og 7.13b (PRIS-datasettet).



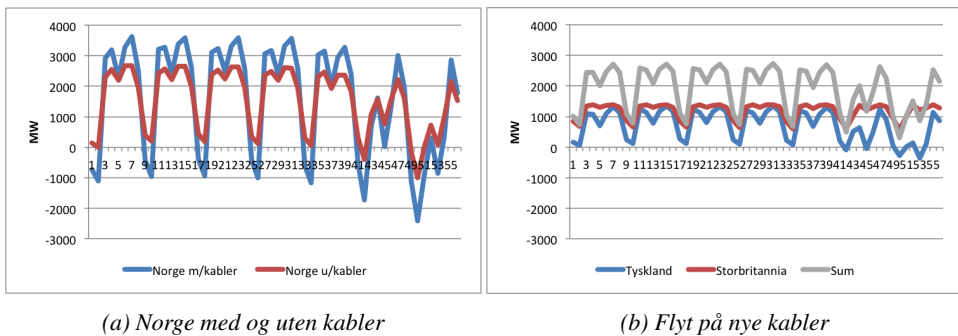
(a) Norge med og uten kabler

(b) Flyt på nye kabler

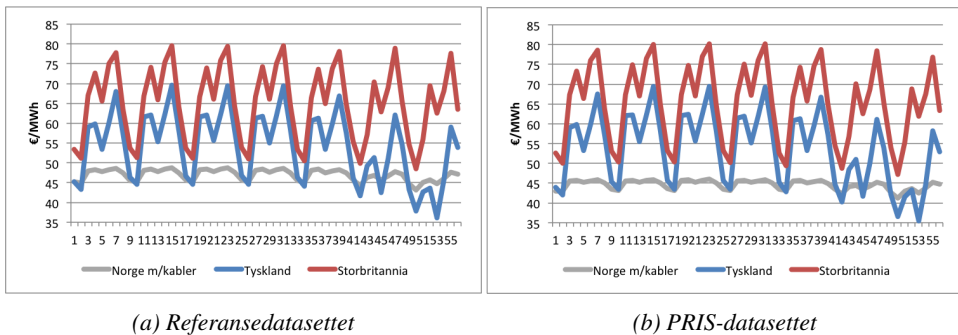
Figur 7.12: Ukentlig nettoflyt i Norge med og uten kabler og flyt på kablene i referanse-datasettet .

Kablene endrer flytstrukturen over uken på de norske mellomlandsforbindelsene. Dette gjelder for begge datasettene, og endringen i flytstrukturen er lik i de to datasettene. Flytstrukturen innenfor uken er bestemt av variasjoner i de tyske og engelske prisene.

Prisen innenfor gjennomsnittsuken i Tyskland, Storbritannia og Norge med kabler er vist i figurene 7.14a (referansedatasettet) og 7.14b (PRIS-datasettet). Som figurene viser er prisstrukturen innenfor gjennomsnittsuken uforandret i de to datasettene - som også gir at flytstrukturen blir lik i datasettene. Da usikkerheten i brenselpriser er innført med en



Figur 7.13: Ukentlig nettoflyt i Norge med og uten kabler og flyt på kablene i PRIS-datasettet .



Figur 7.14: Prisstruktur over en gjennomsnittlig uke i Norge, Tyskland og Storbritannia.

konstant pris innenfor uken, og forventningsverdien er tilsvarende den i referansedatasettet, er det fornuftig at prisstrukturen innenfor gjennomsnittsuken er lik i datasettene. Det vil likevel være enkelte uker hvor prisforskjellene blir mye større. Dette diskuteres i neste avsnitt. I vedlegg G, fra figur G.2, finnes flyt og priser over gjennomsnittsuken fordelt på sommer og vinter.

Den nye flytstrukturen vil gi større variasjoner i de norske prisene innenfor uken. Av samme årsak som over vil denne i liten, eller ingen, grad være påvirket av usikkerheten. Dette diskuteres derfor ikke videre.

Figurene viser likevel et viktig poeng med nytten av kablene generelt; prisvolatiliteten innenfor uken vil enda være større i Tyskland og Storbritannia. Dette bidrar til lønnsomheten av kablene gjennom mulighet for økt eksport om dagen, når prisene på kontinentet er høye, og mulighet for økt import om natten, når prisene er lave. Dette gir både flaskehalsinntekter og økning i produsent/konsumentoverskudd.

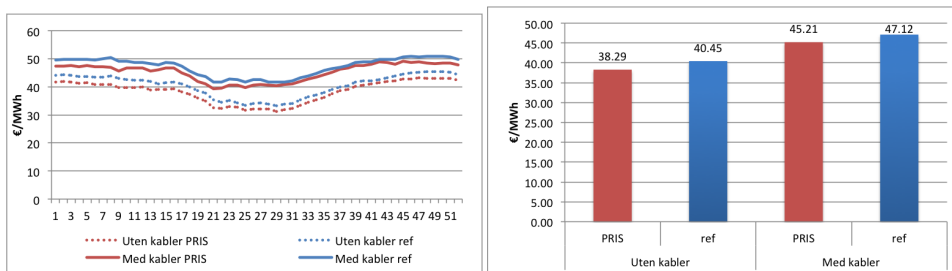
7.2.2 Prisforskjeller og norsk prisøkning i begge datasettene

Den gjennomsnittlige prisøkningen⁸ i Norge som kablene forårsaker, viser seg upåvirket av variasjonen i brenselpriser. Ukentlig gjennomsnittspris i Tyskland og Storbritannia varierer noe mer over året i PRIS-datasettet sammenliknet med referansedatasettet. De norske ukentlige gjennomsnittsprisene er noe lavere i PRIS-datasettet.

Usikkerheten påvirker ikke den gjennomsnittlige prisøkningen i Norge som kablene forårsaker

Kablene vil forårsake en prisøkning i Norge (avsnitt 2.2). Dette gir et bidrag til kabelnyttens i form av markedsgevinst.

Ukentlig gjennomsnittspris i Norge med og uten kabler i begge datasettene er vist i figur 7.15a. Prisene holder et noe lavere nivå i datasettet med usikkerhet. Figur 7.15b viser gjennomsnittspris i Norge med og uten kabler. Dette bekrefter at gjennomsnittsprisen er noe lavere i datasettet med usikkerhet - både med og uten kabler inne.



(a) Prisøkning i Norge

(b) Økning i gjennomsnittspris i Norge

Figur 7.15: Prisøkning i Norge ved nye kabler i begge datasettene

En forklaring på at prisene er noe lavere i PRIS-datasettet kan være at variasjonen i brenselprisene ikke er symmetrisk om gjennomsnittet; både kull- og gassprisen er lavere enn gjennomsnittsprisen i en større andel av tiden, men tider med veldig høy pris trekker opp gjennomsnittet (se vedlegg E, figur E.1b og E.1a). Siden brenselpriser ikke gir stort utslag i norske priser, kan denne asymmetrien forklare at mer tid med lave brenselpriser har mer betydning enn liten tid med høye priser. Dette bekrefter varighetskurvene for de norske prisene, figur 7.16a (referansedatasettet) og 7.17a (PRIS-datasettet).

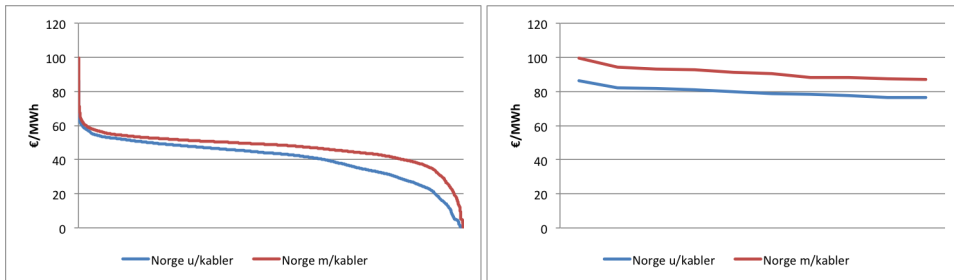
Gjennomsnittlig prisøkning Norge i PRIS-datasettet er 6.9 €/MWh, mens den i referansedatasettet er 6.7 €/MWh. Dette er en veldig liten forskjell. Økningen er likevel betydelig stor i begge datasettene. Det hadde vært rimelig å tro at lavere priser i Tyskland om sommeren ville motvirke en så stor økning. Årsaken til at dette ikke skjer er antakelsen om

⁸Gjennomsnittlig prisøkning er gitt av forskjellen i gjennomsnittspris i Norge med og uten kabler. Gjennomsnittspris er gitt av gjennomsnittet av alle prisavsnittsverdier i alle 47 simulerte år.

nordisk kraftoverskudd. Kraftoverskudd gjør at det er kapasiteten som er den begrensende faktoren for prisvirkningene i Norge, og dermed er prisvirkningene bestemt av denne og ikke av prisene hos handelspartnerne (jfr. figur 2.3).⁹

En forklaring på at prisøkningen er upåvirket av usikkerheten kan være at så lenge varighetskurvene for import/eksport er like, og kapasiteten utnyttes til det maksimale, vil prisvirkningen være begrenset av kapasiteten og gitt av stigningen til tilbudskurven. Jfr. avsnitt 2.3 er det grunn til å tro at denne ikke er særlig påvirket av brenselprisene i Norge.

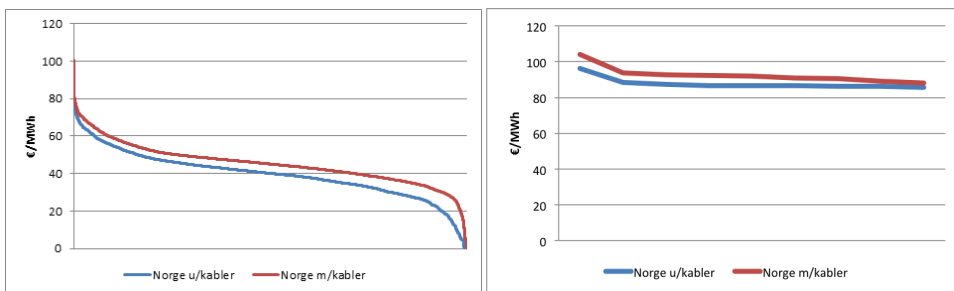
Varighetskurve for prisene viser at i begge datasettene øker prisene mest i tider hvor prisene i utgangspunktet er lave. Figur 7.16a viser prisøkningen i referansedatasettet, mens figur 7.17a viser prisøkningen i PRIS-datasettet. Årsaken til at prisøkningen er størst når de i utgangspunktet er lave, er at kraftoverskudd gir lave priser i Norge og stor utnyttelse av kablene - som dermed gir en større prisøkning. Dette er tilfellet om sommeren, uavhengig av usikkerhet i brenselpriser.



(a) Hele varighetskurven.

(b) 30 timer med høyest pris

Figur 7.16: Varighetskurve for norske priser med og uten kabel i referansedatasettet



(a) Hele varighetskurven.

(b) 30 timer med høyest pris

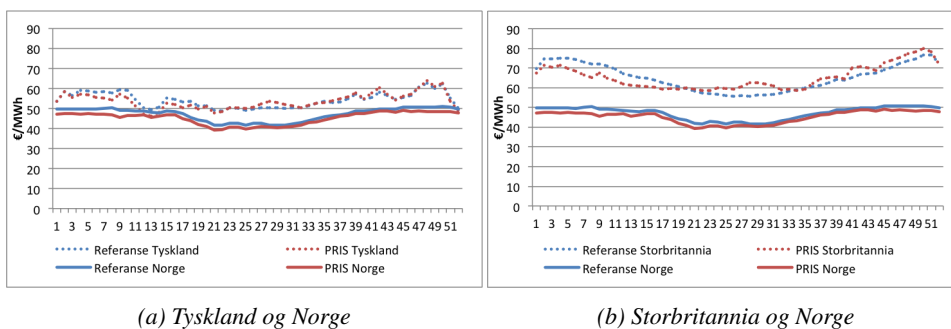
Figur 7.17: Varighetskurve for norske priser med og uten kabel i PRIS-datasettet

⁹Hvis kraftbalansen i Norge hadde vært strammere, ville prisene til handelspartnerne hatt mer å si (Statnett, 2013).

Høyeste pris oppstår i PRIS-datasettet, både med og uten kabler. Dette er fornuftig med tanke på tilfeller med høye brenselpriser som gir høye priser i de andre nordiske landene. Prisøkningen (figur 7.16b og 7.17b) gitt av kablene i timer med i utgangspunktet høyest pris, er størst i referansedatasettet. Det kan ikke forklares uten å gå videre inn på detaljer; prisøkning er gitt av omstendighetene og ikke av den opprinnelige prisen.

Ukentlige priser i Norge, Tyskland og Storbritannia viser noe større variasjoner i PRIS-datasettet

Ukentlig gjennomsnittspris over året i Tyskland (figur 7.18a) og Storbritannia (figur 7.18a) er relativt like i de to datasettene. Det er dog noe større ukentlig variasjon i PRIS-datasettet. Omtrent likt prisnivå er fornuftig med tanke på at forventningsverdien til brenselprisene er den samme. Litt større ukentlige variasjoner kan være gitt av enkeltår som drar opp / trekker ned gjennomsnittet i PRIS-datasettet. Generelt gjelder for begge datasettene at til tross for prisøkningen i Norge vil det enda være prisforskjeller mot Storbritannia og Tyskland.

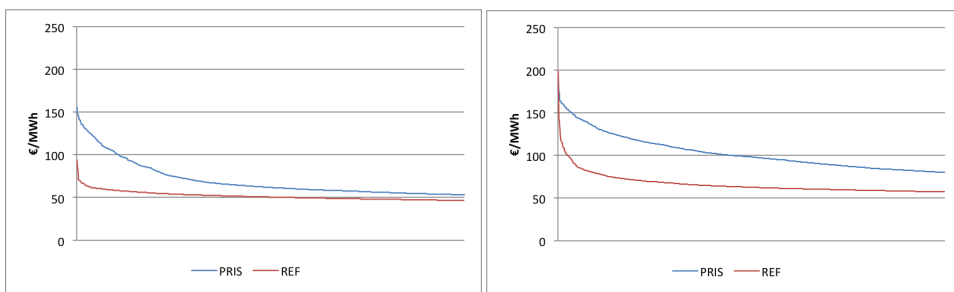


Figur 7.18: Gjennomsnittlig ukespris i Norge, Tyskland og Storbritannia i begge datasettene.

De små forskjellene mellom referansedatasettet og PRIS-datasettet samsvarer med flytfor-skjellene som er vist i figurene 7.10b og 7.10a. Disse små forskjellene er gitt av prisforskjeller over alle de 47 tilsigsårene. I analysen med usikkerhet i brenselpriser vil det være større prisforskjeller fra år til år. 0- og 100- prosentiler for priser i Norge, Tyskland og Storbritannia verifiserer dette (se figurene G.6, G.7 og G.8 i vedlegg G). Det er særlig 100-prosentilen som er betydelig høyere i PRIS-datasettet. Det er tidligere nevnt at variasjonen i brenselpriser er usymmetrisk om gjennomsnittet. Dette gir asymmetri mellom høyeste / laveste priser som kan påvirke prisforskjellene mellom Norge, Tyskland og Storbritannia. Ulike prisforskjeller mellom Norge og handelspartnerne i de to datasettene kan bidra til å forklare flaskehalsinntektene.

Varighetskurver for prisforskjeller viser at prisforskjellene er betydelig større i PRIS-datasettet

Prisen i Tyskland og Storbritannia mer sensitive for brenselpriser enn de norske prisene (jfr. avsnitt 2.3). Dette gir at ved høye brenselpriser kan prisforskjellene bli store. Varighetskurver for prisforskjeller viser at i PRIS-datasettet er prisforskjellene mellom Norge og Tyskland og Norge og Storbritannia større enn i referansedatasettet.



(a) Tyskland - Norge

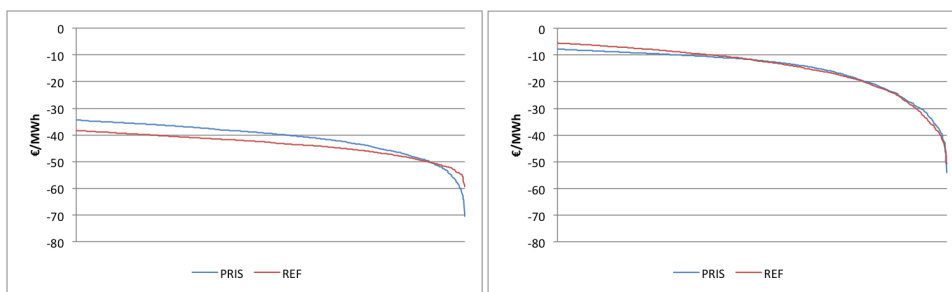
(b) Storbritannia - Norge

Figur 7.19: Varighetskurve 10% største prisforskjeller Tyskland - Norge og Storbritannia - Norge

Figur 7.19a viser de 10%¹⁰ største prisforskjellene mellom Norge og Tyskland og figur 7.20b viser tilsvarende mellom Storbritannia og Norge. I PRIS-datasettet er prisene i Tyskland og Storbritannia høyere enn de norske i henholdsvis 78% og 93% av tiden, mot 76% og 96% av tiden i referansedatasettet. Hele varighetskurven finnes i vedlegg G, figur G.1b og G.1b.

Figur 7.20b og 7.20b viser prisforskjellene *andre* veien - dvs. når prisen i Norge er høyere enn i Storbritannia og Tyskland. Når det er ”negative” prisforskjeller, er prisforskjellene større i referanse-datasettet mellom Norge og Tyskland, mens mellom Norge og Storbritannia er prisforskjellene tilnærmet like. Se figur 7.20b og 7.20b.

¹⁰10% av alle de 136864 prisavsnittsverdiene.



(a) Tyskland - Norge

(b) Storbritannia - Norge

Figur 7.20: Varighetskurve 10% hvor norsk pris er høyest.

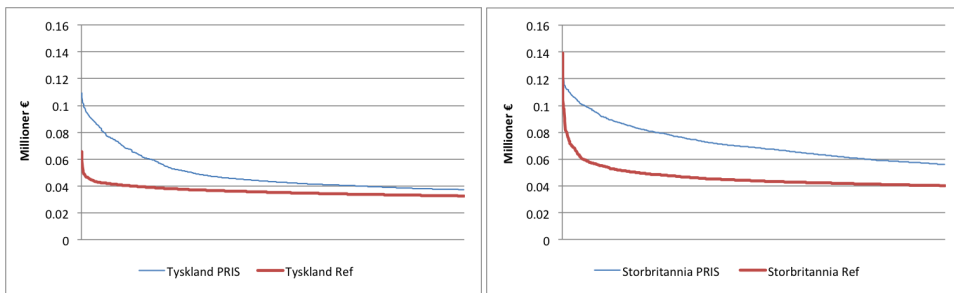
Prisforskjellene mellom Norge og Tyskland / Storbritannia når sistnevnte er størst er mye større i PRIS-datasettet sammenliknet med referansedatasettet enn den omvendte situasjonen. Dette, sammen med det faktum at tiden med eksport er mye større enn tiden med import kan forklare hvorfor flaskehalsinntektene er mye større i PRIS-datasettet.

7.2.3 Forskjell i flaskehalsinntekter i datasettene

Større flaskehalsinntekter i PRIS-datasettet kommer av tider hvor prisforskjellene mot kontinentet er større.

Generelt i begge datasettene kommer flaskehalsinntektene av at det fremdeles er prisforskjeller mellom Norge og Tyskland og Storbritannia. Samtidig er volatiliteten i de kontinentale prisene mye større. Dette gir prisforskjeller innenfor uken, selv når gjennomsnittlig prisforskjell er liten, og bidrar til flaskehalsinntekter.

Det er større flaskehalsinntekter på kablene til Tyskland og Storbritannia i PRIS-datasettet. Innenfor gjennomsnittsuken er prisstrukturen i Tyskland og Storbritannia upåvirket av usikkerheten. Men det kan være enkeltuker hvor dette ikke er tilfellet. Varighetskurver for prisforskjeller (figur 7.19a og 7.20b) viser at det er tider med mye større prisforskjeller i PRIS-datasettet. Figur 7.21a viser varighetskurve for flaskehalsinntektene på tysklands-kabelen i begge datasettene. Figur 7.21b viser tilsvarende for kabelen til Storbritannia. Figurene bekrefter at det i store deler av tiden vil være større flaskehalsinntekter på begge kablene i PRIS-datasettet. Som vist er nettoeksport forflyttet mer i datasettet med usikkerhet. Dette er trolig til tider hvor prisforskjellene er større, og bidrar til å forklare større flaskehalsinntekter i PRIS-datasettet.



(a) Tyskland

(b) Storbritannia

Figur 7.21: Varighetskurve 10% flaskehalsinntekter på kablene

Det er også noe mindre reduserte flaskehalsinntekter i PRIS-datasettet, som bidrar til at økningen i netto flaskehalsinntekter er større. Fra tabellene 7.2 og 7.4 er det tydelig at det er mot Sverige at reduserte flaskehalsinntekter er mindre i PRIS-datasettet. For å forklare dette må flyt og prisforskjeller mellom Norge og Sverige analyseres. Dette går oppgaven ikke videre inn på.

7.2.4 Gjennomsnittlig markedsgevinst er uforandret

Mulighet for import/eksport i mer prisgunstige tider til mer prisgunstige land gir økning markedsgevinst. Figur 7.13a viser at importen øker om natten, når Norge kan kjøpe kraften billigere, og eksporten øker om dagen, når Norge kan selge kraften dyrere. Dette gjelder generelt for begge datasettene.

Forventet markedsgevinst viser seg å være lik i referansedatasettet og PRIS-datasettet. Det er vanskelig å forklare akkurat hvorfor. At gjennomsnittlig prisøkning i Norge er den samme i begge datasettene kan bidra til en forklaring. Selv om produksjonen kan forflyttes over årene og i løpet av året, er den til syvende og sist bestemt av den hydrologiske situasjonen. Dermed er gjennomsnittlig produksjon både uforandret av kablene og av usikkerheten i brenselpriser. Denne effekten, sammen med lik gjennomsnittlig prisøkning, kan bidra til en forklaring på hvorfor markedsgevinsten er den samme i begge datasettene.

En forklaring på hvorfor omfordelingen fra konsumenter til produsenter er større i PRIS-datasettet kan være mengden som er produsert til høyere priser - som vist er flyten på kablene noe forflyttet i PRIS-datasettet.

7.3 Sammenheng mellom variasjoner i brenselpriser og nytte

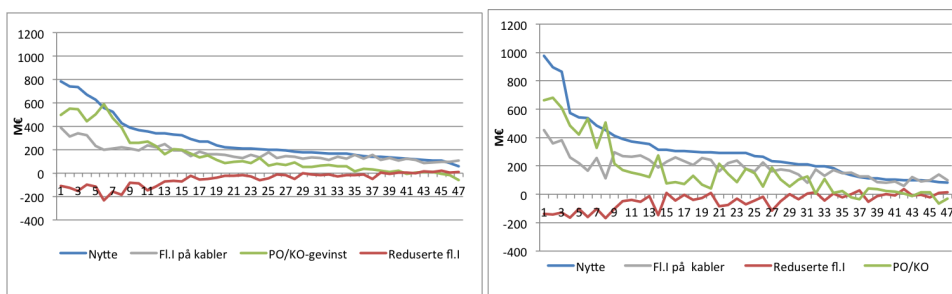
Selv uten usikkerhet i brenselpriser vil det være store årlige svingninger i nytten. Variasjoner i tilsiget er hovedfaktoren som er årsaken til dette. Våte år gir høy norsk nytte da Norge kan eksportere kraften til en pris høyere enn de normale lave prisene som oppstår i våtår. Tørrår drar ned gjennomsnittet av nytten, men reduksjonen vil ikke være tilsvarende økningen i våtår, da prisene i utgangspunktet er likere de kontinentale (Statnett, 2013).

Variasjon i prisene til kull og gass er de bakenforliggende årsakene til forskjeller i referanse- og PRIS-datasettet. Kull- og gassprisene er lagt inn med en ukentlig variasjon, men årlige prisenivå vil også variere. Det årlige gjennomsnittsnivået på kull- og gassprisene varierer fra -40% til +33% for gass og fra -24% til +50% for kull. Dette gir at analysen i PRIS-datasettet analyserer nytten av kablene med et utfallsrom for brenselprisene. Sammenhengen mellom et estimert brenselprisår og tilsigsår vil gi utslag, da ikke alle prisår sammenfaller med alle tilsigsår.

Analysen viser at det er en tydelig sammenheng mellom kull- og gasspriser og norske-, tyske- og engelske kraftpriser. Denne sammenhengen gir større årlige variasjoner i nytten. Nytteestimatene påvirkes ulikt av usikkerheten, hvorpå flaskehalsinntektene er sterkest korrelert.

7.3.1 Usikkerhet i brenselpriser gir større årlige variasjoner i nytten

Figur 7.22a og 7.22b viser sammenhengen mellom total nytte, flaskehalsinntekter på begge kablene, økning i KO/PO og flaskehalsinntekter på andre forbindelser i henholdsvis referansedatasettet og PRIS-datasettet. Årene er sortert etter størrelsen på den totale nytten.



(a) Referansedatasettet

(b) PRIS-datasettet

Figur 7.22: Årlig nytte og fordeling sortert etter år med størst nytte

I begge datasettene er det store årlige variasjoner i nytten. Det umiddelbart mest påfallende er at det er noen få år hvor nytten er betydelig høyere i datasettet med usikkerhet. Etter dette er fordelingen likere. Det er større variasjoner i flaskehalsinntekter og økning i PO/KO i

PRIS-datasettet. Tabell 7.11 viser største og minste verdi, samt medianen, av hvert av nytteestimatene i de to datasettene.

Tabell 7.11: Største og minste årlig nytte og fordelingen i referanse- og PRIS-datasettet

		Referanse			PRIS datasett		
		Maks	Min	Median	Maks	Min	Median
Nytte	[M€per år]	784	57	203	977	83	290
Netto kapasitetsinntekt	[M€per år]	284	-34	119	313	-53	147
PO/KO-gevinst	[M€per år]	588	-59	85	680	-56	102

Variasjonen rundt forventet nytte er fra -72% til + 225% i PRIS-datasettet, mens i referansedatasettet varierer nytten fra -79% til + 184% rundt forventningsverdien. Medianen er lavere enn gjennomsnittet i begge datasettene. Dette betyr at noen få år drar opp forventningsverdien. Høyeste nytte er 193 M € høyere i PRIS-datasettet enn i referansedatasettet. Minste årlig nytte oppstår i referansedatasettet; dette til tross for at årlig gjennomsnittlig prisnivå på kull og gass kan bli henholdsvis 24% og 40% lavere enn forventningsverdien. Dette må sees i sammenheng med at disse prisårene kan sammenfalle med år med mye tilsig, men det gir også en indikasjon på at endring i nytte ikke er symmetrisk med økning/reduksjon i termisk prisnivå.

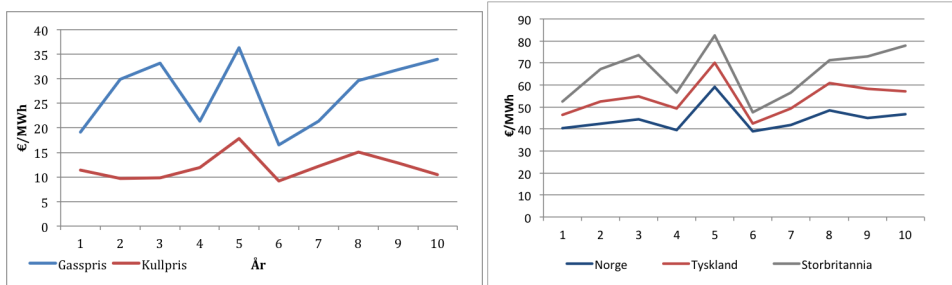
7.3.2 Variasjon i brenselpriser påvirker kraftprisene

Som nevnt er brenselprisene de bakenforliggende årsakene til forskjeller mellom datasettene med og uten usikkerhet. Usikkerheten er representert av 10 forskjellige prisår for kull og gass. I og med at hydrologi har en stor betydning for nytten er det nødvendig å alltid vurdere resultatene ut i fra tilsiget det gitte året. Tabell G.3 i vedlegg G viser tilsiget i alle tilsigsår, sortert etter høyest tilsig.

Det er en tydelig sammenheng mellom kull- og gasspriser og kraftprisene

Figur 7.23a viser den årlige gjennomsnittsprisen for kull og gass i alle de 10 ulike prisårene. Figur 7.23b viser tilsvarende gjennomsnittlig pris i Norge, Tyskland og Storbritannia i PRIS-datasettet. Gjennomsnittsprisen er gjennomsnittet av årlige gjennomsnittspriser i de 4-5 tilsigsårene som sammenfaller med prisår 1-10. Prisene i Norge er med begge kablene inne. Det er tydelig en sammenheng mellom prisnivået på kull og gass og på kraftpris. Figur 7.24b viser gjennomsnittsprisen i hvert av de 47 tilsigsårene. Fra denne observeres et gjentagende mønster som bekrefter sammenhengen over alle tilsigsårene.

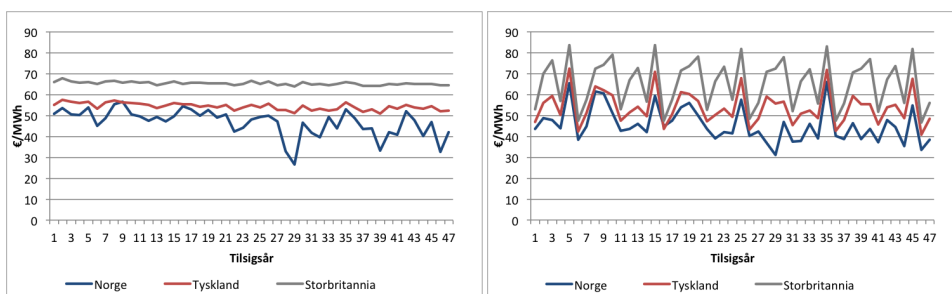
Kraftprisene er særlig sensitive for gassprisen. I Storbritannia samsvarer dette med kapasitetsmiksen, hvor gasskraftverk utgjør en betydelig andel. Også Norge og Tyskland er det en sammenheng med gassprisen. I Tyskland påvirker særlig høye gasspriser gjennomsnittsprisen ved at gasskraft er på marginen i peak-timer.



(a) Gjennomsnittspris for kull og gass

(b) Gjennomsnittlig kraftpris i tilhørende år

Figur 7.23: Årlige gjennomsnittspriser for kull, gass og kraftpriser



(a) Referansedatasetet

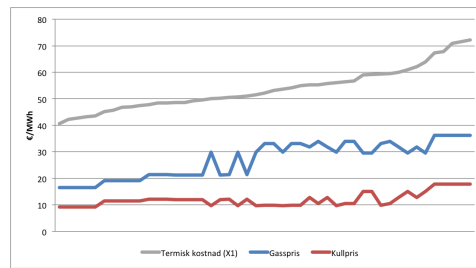
(b) PRIS-datasetet

Figur 7.24: Gjennomsnittlig kraftpris i alle 47 tilsigsårene.

Figur 7.24a viser kraftprisen i referansedatasetet. Her er det nesten ingen årlig variasjon i gjennomsnittsprisene i Tyskland og Storbritannia. Dette er som ventet med konstante brenselpriser. I Norge er årlig prisnivå avhengig av tilsiget. Fra figur 7.24b sees det at brenselprisene også påvirker de norske prisene, da variasjonene her går utover de som kun er gitt av tilsiget i figur 7.24a. Figurene viser også at forskjellen i gjennomsnittlig prisnivå mellom Norge og henholdsvis Tyskland og Storbritannia er større ved høye brenselpriser og mindre ved lave brenselpriser.

Det verifiseres at X_1 er korrelert med kull- og gasspriser

X_1 (termisk pris), hovedprisrekken i modellen, er den kostnaden som påvirker vannverdien i PRIS-datasetet. Den representerer den systematiske variasjonen i termisk usikkerhet, og er gitt av gjennomsnittsprisen over uken i Tyskland. Figur 7.25 viser sammenhengen mellom årlig gjennomsnittlig nivå på X_1 og gjennomsnittskostnaden på kull og gass. Når nytteestimer er plottet etter X_1 betyr det at tilsigsårene er sortert etter tilhørende nivå på X_1 , fra lavest til høyest. Tabell G.2 i vedlegg G viser en sortert liste over årlig gjennomsnittlig X_1 med tilhørende tilsigsår/prisår.



Figur 7.25: Sammenheng mellom gjennomsnittlig årlig X_1 , kullpris og gasspris. Sortert etter økende X_1 .

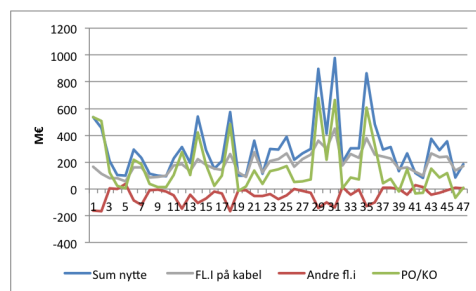
Det er helt tydelig en sammenheng mellom lave og høye kull- / gasspriser og X_1 . Dette er tanken bak oppsettet av det prisavhengige markedet. Ideelt skulle disse vært perfekt korrelerte, men X_1 er funksjon av begge brensler. Dette viser seg i variasjoner i sammenhengen mellom X_1 og kull- / gasspris i de normale prisårene, hvor prisen ligger mellom 50 og 60 €/MWh.

7.3.3 Sammenheng mellom termisk pris (X_1) og nytteestimer

For å analysere sammenhengen mellom termisk prisnivå og nytteestimer plottes årlig nytte i PRIS-datasettet med økende termisk prisnivå på x-aksen. For å identifisere sammenhengen mellom dette og termisk prisnivå plottes nytteestimatene med resultatene i tilsvarende tilsigsår i referansedatasettet.

Nytteestimer i PRIS-datasettet sortert etter økende termisk kostnad

Figur 7.26 plotter total nytte, flaskehalsinntekter på kablene, reduserte flaskehalsinntekter og produsent / konsumentoverskudd etter stigende termisk kostnad i PRIS-datasettet.



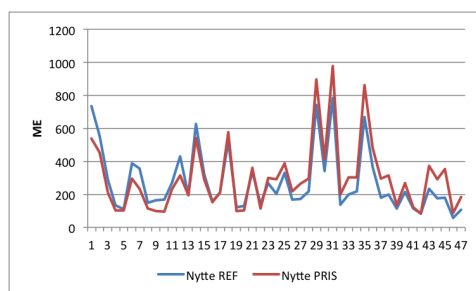
Figur 7.26: Nyteestimer i PRIS-datasettet sortert etter stigende X_1

I retning økt termisk kostnad observeres det:

- Sum nytte viser ingen påfallende tendens til økning i retning økt termisk kostnad. Derimot er *toppene* høyere i retning økt termisk kostnad, og lavere i retning lav termisk kostnad.
- Økning i PO/KO viser samme tendens som sum nytte.
- Flaskehalsinntekter på de nye kablene viser en økt tendens i retning økt termisk kostnad.

Nytteestimatene sortert sammen med estimatene fra referansedatasettet viser at hydrologi enda er bestemmende

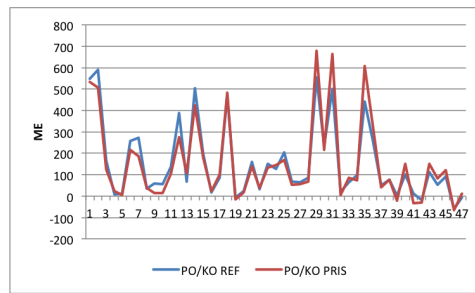
For å vurdere resultatene over plottes årlig nytte (figur 7.27), økning i PO/KO (figur 7.28) og økning i netto flaskehalsinntekter (figur 7.29) for de to datasettene sammen, etter tilsigsårene gitt av stigende X_1 . Resultatene i referansedatasettet, uten X_1 , er plottet etter tilsvarende tilsigsår.



Figur 7.27: Nytt i referanse og PRIS-datasettet sortert etter stigende X_1

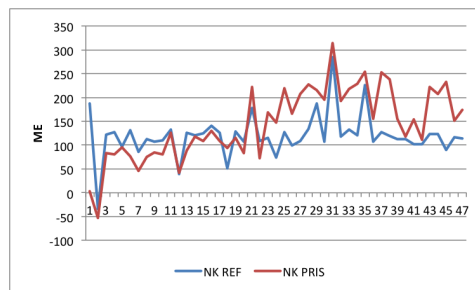
Fra denne figuren er det tydelig at årene hvor nytten er høy eller lav er uavhengig av termisk kostnad. Det som observeres er at termisk kostnad påvirker *størrelsen på utslaget*. I retning økt termisk kostnad blir nytten som allerede er stor enda større. I årene med lav termisk kostnad blir nytten mindre. Dette gir større variasjoner i årlig nytte i PRIS-datasettet.

Det samme gjelder for økningen i PO/KO, vist i figur 7.28. Termiske priser gir utslag i de variasjonene som allerede er gjeldende i referansedatasettet.



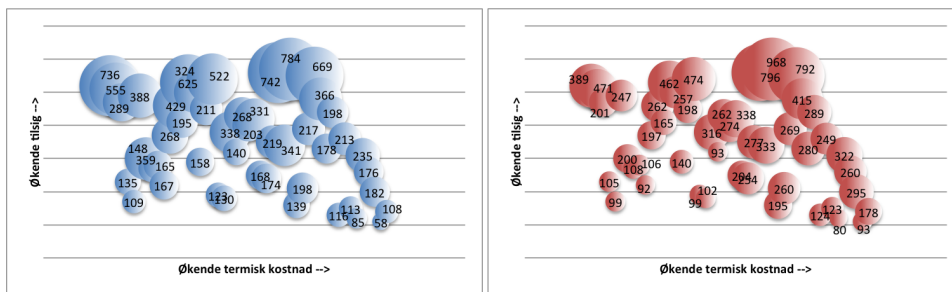
Figur 7.28: Økning i PO/KO i referanse og PRIS-datasettet sortert etter stigende X_1

Økning i netto flaskehalsinntektene (figur 7.29) viser en signifikant større sammenheng med termisk prisår; flaskehalsinntektene blir større i PRIS-datasettet sammenliknet med referansedatasettet i retning økte termiske priser.



Figur 7.29: Økning i netto flaskehalsinntekter i referanse og PRIS-datasettet sortert etter stigende X_1

Figurene viser tydelig at det ikke er den termiske prisen som er bestemmende for nytten. Trolig er det da hydrologien. For å vise dette plottes verdien på nytten i referansedatasettet og PRIS-datasettet som en funksjon av termisk kostnad og tilsig. Årene er på y-aksen sortert etter stigende tilsig, mens på x-aksen er de sortert etter stigende termisk kostnad (gitt av PRIS-datasettet). Samme x-akse er bruk i referansedatasettet for at nytten skal være sammenliknbar. Figure 7.30a viser årlig nytte i referansedatasettet og 7.30b viser årlig nytte (M€) i PRIS-datasettet. Det er helt tydelig at nytten er størst når tilsiget er størst. Men nytten er også større i PRIS-datasettet når den termiske kostnaden er høy og mindre når den termiske kostnaden er lav, sammenliknet med referansedatasettet.



(a) Referansedatasettet

(b) PRIS-datasettet

Figur 7.30: Nytte [M €] som en funksjon av tilsigår og termisk prisår.

Analysen viser at det fremdeles er hydrologi som er bestemmende for hvor stor nytten blir. Nivået på brenselprisene påvirker derimot utslaget av nytten. Det er særlig endring i flaskehalsinntekter som er sensitive for brenselprisene.

7.4 Resultater i tilsigsårene tilhørende laveste og høyeste termiske prisår

For å se hvordan resultatene i PRIS-datasettet er påvirket av termisk kostnad vil resultatene i 10 tilsigsår sammenliknes med de tilsvarende 10 tilsigsårene i referansedatasettet. Årene er bestemt ut i fra nivået på den termiske kostnaden i PRIS-datasettet. Det 5. prisåret er året med høyest gjennomsnittlig kull-, gasspris og X_1 . Det påfølgende året, 6. prisår, er året med lavest gjennomsnittlig kull-, gasspris og X_1 . Kull-, gasspris og X_1 i disse årene er vist i tabell 7.12.

Tabell 7.12: Årlige gjennomsnittsverdier for laveste og høyeste termisk kostnad

		Kull [€/MWh]	Gass [€/MWh]	X_1 (Tyskland) [€/MWh]
5. prisår	Høy termisk pris	18	36	70 (+27%)
5. prisår	Referanse	12	27	55
6. prisår	Lav termisk pris	9	16	42 (-22%)
6. prisår	Referanse	12	27	54

Den prosentvise verdien bak X_1 er prosentvis forskjell i forhold til det gjennomsnittlige tyske prisnivået i referansedatasettet. X_1 er beregnet ut i fra prisen i Tyskland i PRIS-datasettet.

Hvert av de to termiske prisårene sammenfaller med fem tilsigsår. Det 6. prisåret tilfaller tre år med normal kraftbalanse, men to år med en del tilsig. Det 5. prisåret faller sammen

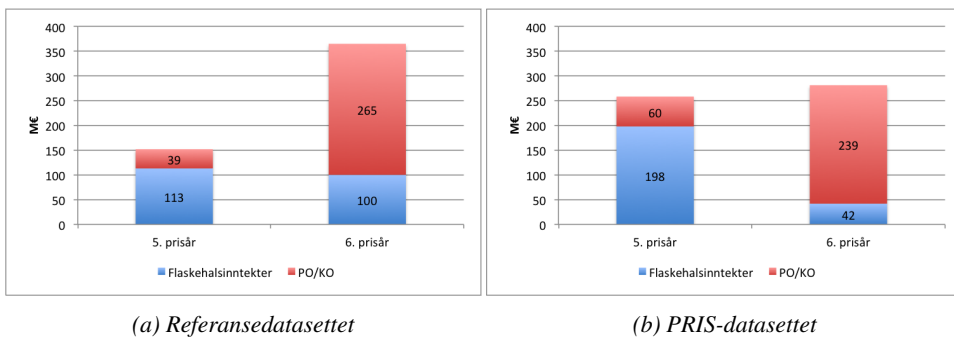
tre år med normal kraftbalanse og to år med strammere kraftbalanse. Dette er tilfeldig. (Se tabell G.1 og tabell G.3 i vedlegg G).

Resultatene presentert for prisårene er *gjennomsnittet* av resultatene i de fem tilhørende tilsigsårene. Det er viktig å presiserer at selv om det refereres til termisk prisår også i referansedatasettet, er dette kun for å vise hvilke år som sammenliknes med PRIS-datasettet.

Termisk prisnivå endrer nytten i tilsigsårene

Det termiske prisnivået endrer nytte av kablene og fordelingsvirkningene. Med dette menes at resultatene i PRIS-datasettet er ulike resultatene i referansedatasettet. Da alt annet er likt er forskjellen i resultatene mellom dem gitt av den termiske kostnaden. Både prisene og prisforskjellene mellom Norge og Tyskland / Storbritannia er ulike i de to datasettene. Flyten på kablene, nettoeksport ut av Norge og prisvirkningene i Norge påvirkes av dette.

Gjennomsnittlig nytte i tilsigsårene som sammenfaller med det 5. prisåret (høy termisk pris) og det 6. prisåret (lav termisk pris) i begge datasettene, er vist i figur 7.31a (referansedatasettet) og 7.31b (PRIS-datasettet). Figurene viser nytten fordelt på netto økning i flaskehalsinntekter og endring i produsent- /konsumentoverskudd.



Figur 7.31: Nytteløst i 5. og 6. prisår

I høy-termisk prisår er gjennomsnittlig nytte i referansedatasettet 152 M€, mot 258 M€ i PRIS-datasettet. I lav-termisk prisår er gjennomsnittlig nytte 365 M€ i referansedatasettet mot 281 M€ i PRIS-datasettet. Fordelingen gitt av økning i netto flaskehalsinntekter og produsent/konsumentoverskudd forandres også i PRIS-datasettet sammenliknet med tilsvarende år i referansedatasettet. Det observeres at:

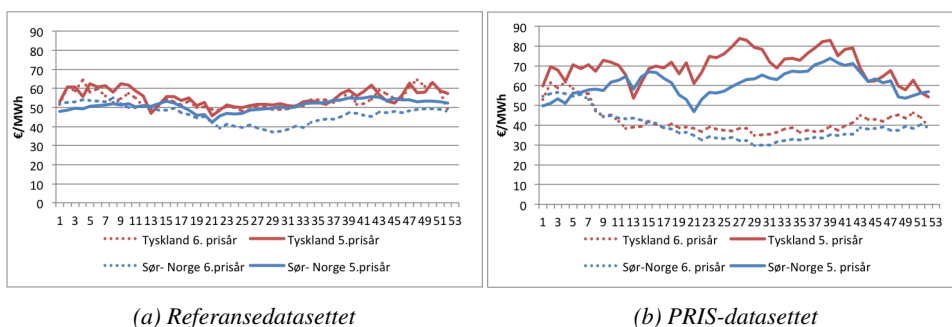
1. Høye termiske priser øker nytten. Lave termiske priser reduserer nytten.
2. Høye termiske priser øker flaskehalsinntektene, mens lave termiske priser reduserer flaskehalsinntektene. Det samme gjelder økning i PO/KO.

3. I begge datasettene er nytten høyest i lavt termisk prisår. Sannsynligvis gitt av den hydrologiske situasjonen.

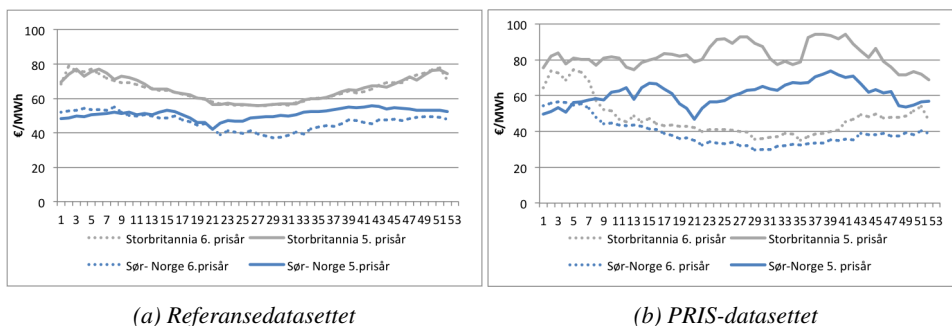
Dette vil forklares med bakgrunn i de prisforskjellene som ligger til grunn og hvordan dette påvirker flyt på kablene og prisvirkninger i Norge.

Priser i Norge, Tyskland og Storbritannia i prisårene

Prisene i Sør-Norge (med kabler), Tyskland og Storbritannia i de termiske prisårene i både referanse og PRIS-datasettet er vist i figurene 7.32a og 7.32b (Tyskland) og 7.33a og 7.33b (Storbritannia).



Figur 7.32: Priser i Tyskland og i Sør-Norge med kabler



Figur 7.33: Priser i Storbritannia og i Sør-Norge med kabler

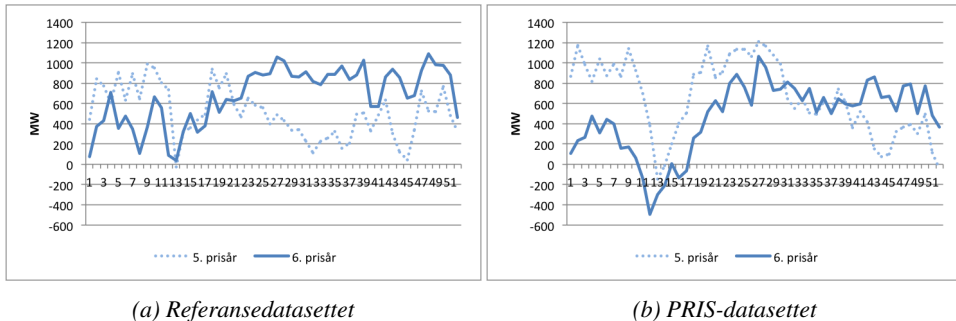
I referansedatasettet er prisene i Tyskland og Storbritannia tilnærmet like i begge prisårene. Dette er som ventet. De norske prisene er knyttet til hydrologi; på grunn av mye tilsig i to av tilsigsårene i det 6. prisåret er de norske prisene her lavere¹¹, mens strammere kraftbalanse i 5. prisår gir høyere priser.

¹¹Uten kabler ville de vært enda lavere.

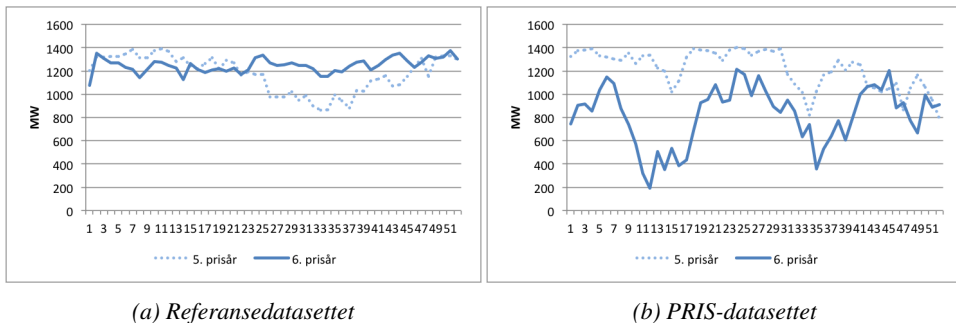
I PRIS-datasettet setter kull- og gassprisene kraftprisen i Tyskland og Storbritannia, og gir utslag også i de norske prisene. Prisforskjellene mellom Norge og Tyskland og Norge og Storbritannia er større i prisårene med høye brenselpriser. Dette er som vist tidligere.

Som ventet påvirker prisnivået flyt på kablene

Figurene 7.34b og 7.35b viser gjennomsnittlig årlig flyt på kabelen til Tyskland og Storbritannia i de fem tilsigsårene som knyttes til henholdsvis det 5. og 6. prisåret i datasettet med usikkerhet. Figurene 7.34a og 7.35a viser utveksling i de samme årene i referansedatasettet.



Figur 7.34: Flyt på kabelen til Tyskland



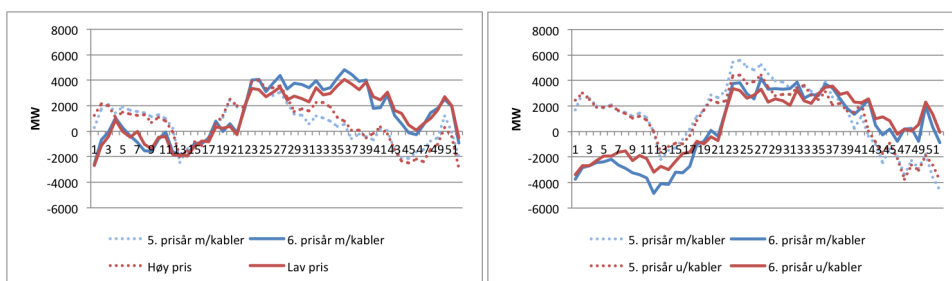
Figur 7.35: Flyt på kabelen til Storbritannia

Fra figurene observeres det at lav termisk pris reduserer nettoeksport på kablene, til tross for to våtår. Høy termisk pris øker nettoeksport på begge kablene, til tross for to tørrår. Tabell 7.13 viser nettoeksport i de to datasettene i høy- og lavprisårene.

Tabell 7.13: Samlet nettoeksport på de to kablene i høy- og lavprisårene i begge datasettene

	5. prisår [TWh/år]	6. prisår [TWh] [TWh/år]
Referansedatasettet	14.7	16.8
PRIS-datasettet	16.2	11.3

Figurene 7.36a og 7.36b viser gjennomsnittlig utveksling på de norske mellomlandsforbindelsene med og uten kabler i høypris- og lavprisårene. Rød linje er flyten uten kabler.



(a) Referansedatasettet.

(b) PRIS-datasettet.

Figur 7.36: Nettoflyt på alle norske mellomlandsforbindelser

Kablene endrer nettoeksport ut av Norge noe i begge datasettene. Tabell 7.14 viser import og eksport på de norske mellomlandsforbindelsene med og uten kabler i de to prisårene for begge datasettene.

Tabell 7.14: Import og eksport på norske mellomlandsforbindelser med og uten kabler

		5. prisår		6. prisår	
		Med kabler	Uten kabler	Med kabler	Uten kabler
Referanse [TWh]	Eksport	8.6	9.7	14.6	13.1
	Import	-3.4	-3.9	-2.9	-2.9
	Netto	5.2	5.8	11.6	10.1
PRIS [TWh]	Eksport	16.7	14.8	11.0	10.9
	Import	-5.3	-4.8	-9.9	-7.1
	Netto	11.4	10.0	1.1	3.8

Situasjonen i referansedatasettet kan forklares med bakgrunn i den hydrologiske situasjonen. Normal/stor kraftbalanse i det 6. prisåret gir i utgangspunktet mye nettoeksport. Kablene gjør at mer kan eksporteres til bedre pris, og nettoeksport øker derfor litt. Strammere kraftbalanse i det 5. prisåret gir i utgangspunktet mindre nettoeksport. Denne reduseres noe når kablene kommer, da prisnivået øker til det kontinentale før kapasitetsbegrensningene er nådd. Se figur 7.32a.

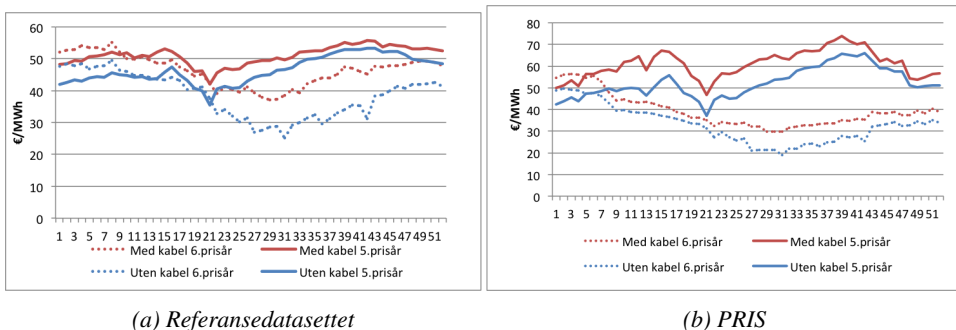
I PRIS-datasettet er situasjonen omvendt; i årene med høy termisk pris og stram kraftbalanse er det i utgangspunktet uten kabler mye mer nettoeksport ut av Norge enn det er i tilsvarende år i referansedatasettet. Denne øker med kablene. I det 6. prisåret med lav termisk pris og mye tilsig er det utgangspunktet uten kabler lavere nettoeksport ut av Norge sammenliknet med referansedatasettet. Når kablene kommer importeres det mer.

De norske vannkraftprodusentene utnytter fleksibiliteten i vannkraften og den økte fleksibiliteten som kablene gir. Prisene på kontinentet er høye, og eksporten hit øker med kablene. Når de kontinentale prisene er lave gir kablene mulighet for økt import. Dette vil være som ventet å se i markedet.

Den termiske situasjonen påvirker prisøkningen i Norge

Prisøkningen i enkelt årene i Sør-Norge er påvirket av den termiske pris-situasjonen. Figur 7.37b viser gjennomsnittspris i Sør-Norge med og uten kabler i henholdsvis høy- og lavprisårene i datasettet med usikkerhet. Figur 7.37a viser tilsvarende i referansedatasettet.

I referansedatasettet er prisøkningen som kablene forårsaker forskjellig i 5. og 6. prisår. Stram kraftbalanse i 5. prisår gir liten prisøkning, mens mer tilsig i 6. prisårene gir lave norske priser uten kabler og dermed større prisøkning.



Figur 7.37: Prisøkning i Norge i 5. og 6.prisår i begge datasettene

I PRIS-datasettet er situasjonen omvendt, hvor prisøkningen er lavere i det 6. prisåret enn i det 5. prisår. Tabell 7.15 viser gjennomsnittlig prisøkning i de to datasettene.

Tabell 7.15: Prisøkning i 5. og 6. prisår i begge datasettene

	5. prisår [€/MWh]	6. prisår [€/MWh]
Ref	5.3	7.8
PRIS	8.7	6.5

Dette er naturlige forskjeller sett i lys av handelen - mye flyt på kablene i referansedatasettet i det 6. prisåret gir store prisvirkninger og lite flyt i det 5. prisåret gir mindre prisvirkninger. I PRIS-datasettet er det omvendt.

Økonomiske resultater forklart med bakgrunn i flyt og priser

Flyt og priser kan forklare de økonomiske resultatene presentert i begynnelsen av delkappitlet.

I referansedatasettet gir de økonomiske resultatene i stor grad seg selv av den hydrologiske situasjonen knyttet til tilsigsårene. Det 5. prisåret sammenfaller med tilsigsår med strammere kraftbalanse. Tilnærmet kontinentale priser gir lite flyt på kablene og nettoeksport ut av Norge. Liten prisøkning og handel gir at markedsgevinsten av kablene blir liten. Netto økning i flaskehalsinntekter kommer av store prisforskjeller mellom Norge og Storbritannia.

Det 6. prisåret sammenfaller med to våte tilsigsår. Lave norske priser gir mye flyt på kablene til Storbritannia og Tyskland og stor prisøkning. Prisøkningen gir stor markedsgevinst. Selv om prisforskjellene mot Tyskland og Storbritannia er store, gir reduksjon på andre mellomlandsforbindelser at netto økning i flaskehalsinntekter blir liten.

I PRIS-datasettet er nytten nesten lik i høyprisårene og lavprisårene. Høye brenselpriser øker nytten i årene hvor nytten i referansedatasettet er lav. Lave brenselpriser reduserer nytten som i referansedatasettet er høy.

I det 5. prisåret gir høye brenselpriser store prisforskjeller mellom Norge og Tyskland / Storbritannia. Dette gir mye flyt på disse kablene - uten at det går på bekostning av flyt på andre mellomlandsforbindelser. *Magasinendringen er i disse årene negativ, som vil si at produsentene produserer mer vannkraft enn de gjør uten kabler*¹². Store flaskehalsinntekter på kablene reduseres ikke av redusert flyt på andre mellomlandsforbindelser. Stor prisøkningen gir i utgangspunktet mye markedsgevinst, som reduseres av at magasinendringen er negativ.

I det 6. prisåret gir lave termiske priser små prisforskjeller mellom Norge og Kontinentet. Dette gir import på kablene (tabell 7.14). *Magasinendringer er i disse årene positiv, som gir at produsentene sparer på vannet til fordel for import til lave priser*. Små prisforskjeller mot kontinentet gir lave flaskehalsinntekter. Liten prisøkning gir i utgangspunktet ikke stor markedsgevinst av kablene, men mer vann i magasinene gir likevel at produsentoverskuddet blir stort.

Lønnsomheten i disse prisårene viser også den tendensen som er observert tidligere; *endring i nytte er ikke symmetrisk om det termiske prisnivået*. Mens høy termisk pris (+27%) i gjennomsnitt gir 70% høyere nytte (258 M € mot 152 M €), gir lavere termisk pris (-22%)

¹²Dette vises i figur G.9b i Vedlegg G

23% lavere nytte (281 M € mot 365 M €). Det er flaskehalsinntektene som endres mest.

Resultatene viser at termisk pris påvirker strategien utover den hydrologiske situasjonen, og viser i enda større grad nytten av den økte fleksibiliteten som kablene gir. Produksjonen fra vannkraften kan justeres slik at de høye prisene gir mer økning i nytten enn lavere brenselpriser reduserer nytten.

7.5 Diskusjon

7.5.1 Diskusjon av resultatene

Det er to aspekter ved resultatene som er presentert i de foregående avsnittene; virkeligheten og hvordan Samkjøringsmodellen modellerer virkeligheten. Avsnitt 6.2.2 presenterer 10 ulike prognoser for kull- og gasspriser i 2020, som er prognoser for fremtidige situasjonen for brenselpriser. I det detaljerte datasettet over det nordeuropeiske kraftsystemet i 2020 er lønnsomheten av økt handelskapasitet gitt av to datasett med ulik virkelighetsbeskrivelse. Referansedatasettet er en forenklet virkelighetsmodell, hvor prognosene for kull- og gasspriser er representert av forventningsverdien og håndtert som en deterministisk variable i modellen. PRIS-datasettet er en mer virkelighetsnær modell, ved at usikkerheten i brenselprisene modelleres og håndteres stokastisk under vannverdberegningene. Sammenlikninger av resultatene viser virkningen av å modellere usikkerheten. Det er også viktig å vurdere resultatene i PRIS-datasettet isolert; hvordan samsvarer resultatene i PRIS-datasettet med det som er *forventet* å se i ulike situasjoner for brenselprisene. Dette er viktig fordi PRIS-funksjonen er relativt ny og lite utprøvd.

Til tross for at forventningsverdien for brenselprisene er den samme, gir PRIS-datasettet en høyere forventet nytte av kablene. Dette viser at referansedatasettet, som forenkler virkeligheten, kan undervurdere nytten av kablene. Hvis brenselprisene varierer om et forventet nivå, vil lønnsomheten av kablene kunne bli større enn det som er gitt av en modell som kun modellerer det forventede nivået.

Økningen i forventet nytte i PRIS-datasettet er gitt av større flaskehalsinntekter. Varighetskurver for prisforskjeller mellom Norge og henholdsvis Tyskland og Storbritannia viser at prisforskjellene til tider er betydelig høyere i PRIS-datasettet enn de er i referansedatasettet. I avsnitt 7.2 vises det at gjennomsnittspriser i Tyskland og Storbritannia øker mer enn gjennomsnittsprisen i Norge ved høye brenselpriser, tilsvarende teorien presentert i avsnitt 2.3. Ved at flyten forskyves til disse tidene blir flaskehalsinntektene høyere (figur 7.10b og 7.10a).

Den forventede markedsgevinsten er lik i begge datasettene. Dette kan trolig forklares av kombinasjonen av to ting. Selv om vannkraftprodusentene i enkeltår kan forskyve produksjonen til økt gevinst, må netto bruk av vannkraften til syvende og sist være upåvirket av kablene, da den er gitt av den hydrologiske situasjonen. Den gjennomsnittlige prisøkningen er lik i begge datasettene. Disse to effektene kombinert kan være en forklaring på at

den gjennomsnittlige markedsgevinsten er upåvirket. Dette er en forklaring som må undersøkes videre hvis den skal bekreftes. Et forsøk på å forklare hvorfor gjennomsnittlig prisøkning er uforandret, gir at selv om flyten forskyves til enda mer prisgunstige tider i PRIS-datasettet, er prisøkningen begrenset av kapasiteten. Dermed er den bestemt av stigningen på tilbudskurven i Norge, som trolig ikke er veldig påvirket av brenselprisene. Også dette må undersøkes for å bekreftes.

Den årlige variasjonen i nytte er større i PRIS-datasettet enn i referansedatasettet (avsnitt 7.2). Dette er i stor grad som ventet; høyere brenselpriser gir høyere nytte, mens lavere brenselpriser gir lavere nytte. Det er flaskehalsinntektene som viser en størst sammenheng med brenselpriser. Det faktum at brenselprisene påvirker prisforskjellene mellom Norge og handelspartnerne gir at flaskehalsinntektene er sensitive for brenselprisene. Mens nytten i referansedatasettet varierer fra -79% til +184% av den forventede nytten, er utfallsrommet fra -72% til +225% i PRIS-datasettet. Nyttien av kablene i enkeltår i referansedatasettet er gitt av den hydrologiske situasjonen, mens i PRIS-datasettet påvirker brenselprisene nytten. Både markedsgevinsten og flaskehalsinntektene endres, men det er i størst grad flaskehalsinntektene som gjør utslag. Årsaken til at markedsgevinsten ikke endres så mye, er at vannkraftprodusentene bruker / sparer mer på vannet når kablene kommer, slik at magasinendringen jevner ut forskjellen i markedsgevinst mellom PRIS-datasettet og referansedatasettet. Dette gir at økningen i nytte øker mer i år med høye brenselpriser, enn den reduseres i år med lave brenselpriser. Fleksibiliteten i vannkraftsystemet gjør at produksjonen omdisponeres til tider hvor det blir høye flaskehalsinntekter og nytten øker mye. I år hvor brenselprisene er lave og flaskehalsinntektene små, vil import gi økt produsent / konsumentoverskudd ved at prisene blir lavere og produsentene sparer på vannet i magasinene.

Nyttien av fleksibiliteten i vannkraftsystemet og økt fleksibilitet gitt av kablene fremkommer tydeligere i PRIS-datasettet. En ekstra parameter inngår i beslutningsgrunnlaget, og variasjoner i brenselpriser kan ved hjelp av fleksibiliteten i systemet utnyttes til økt samfunnsøkonomisk nytte. Produksjonen av vannkraft kan forskyves til tider hvor det er mer lønnsomt. Den økte nytten i årene med høye brenselpriser er høyere enn den reduserte nytten i årene med lave brenselpriser (avsnitt 7.4).

Analyser av enkeltår i avsnitt 7.4 viser at resultatene i PRIS-datasettet gir en strategi som er å forvente i virkeligheten. Ved høyere brenselpriser eksporteres det mer ut av Norge enn hvis brenselprisen er gitt av forventningsnivået. Ved økt handelskapasitet blir produsentene mer offensive i produksjonen fra vannkraft, og produserer mer for å eksportere til Tyskland og Storbritannia - hvor kraftprisene blir høye ved høye brenselpriser (avsnitt 2.3). Ved lavere brenselpriser enn forventningsverdien eksporteres det mindre og importeres mer. Økt handelskapasitet gjør at importen øker til fordel for mindre produksjon fra vannkraft. Resultatene i PRIS-datasettet gir større nytte av kablene i år med høye brenselpriser sammenliknet med nytten i referansedatasettet, og omvendt i år med lave brenselpriser. Dette er å forvente i virkeligheten, og viser at resultatene i PRIS-modellen er som ventet.

7.5.2 Diskusjon av resultatenes sensitivitet for prognosene for brenselpriser

I prinsippet finnes det ingen øvre tak for prisforskjellene og dermed flaskehalsinntektene - bortsett fra kapasitetsbegrensninger. Nedre gulv for flaskehalsinntektene derimot er 0, gitt av ingen prisforskjeller. Selv uten prisforskjeller vil det være nytte av kablene i form av markedsgevinst. Dette gir at resultatene trolig vil være påvirket av prognosene, selv om de varierer rundt det samme forventningsnivået. Både varighetskurven og utslaget på prognoser for brenselprisene vil påvirke prisforskjellene og dermed flaskehalsinntektene. Det er godt mulig at dette kan påvirke forventningsverdien for flaskehalsinntektene på kablene. Det er vanskelig å si noe om hvordan produsent/konsumentoverskuddet responderer på nivået og varigheten på brenselprisene. Produksjonskostnadene i Norge er gitt av *vannverdien* og ikke en fast kostnad på samme måte som prisforskjellene vil være avhengig av brenselprisene.

Oppsettet av prisrekkene, 10 prisår gjentatt kronologisk 47 ganger, påvirker også resultatene. Dette er fordi nytten i enkeltår er gitt av både brenselpriser og hydrologi. Hvis prisårene gjentas i en annen rekkefølge vil dette endre nytten i enkeltår og kan påvirke den forventede nytten. I avsnitt 6.2.2 ble det også diskutert å representere prisårene over 10 prisbaner hvor hvert år repeteres 47 ganger i hver prisbane. Utfallsrommet av dette oppsettet vil bli større da *hvert prisår* vil sammenfalle med *hvert tilsigsår*.¹³

7.5.3 Diskusjon av resultatenes sensitivitet for valg av oppsett for å representere den systematiske usikkerheten.

Resultatene som er presentert for PRIS-datasettet er påvirket av valg gjort for hvordan PRIS-funksjonen stokastisk skal håndtere usikkerheten. Oppsettet av marginalkostnaden til modulene beskrevet som PRIS-trinn definerer hvilken variasjon i det prisavhengige markedet som er systematisk og tilfeldig. Dette påvirker strategien ved at vannverdiregningene håndterer systematisk og tilfeldig variasjon ulikt. PRIS-funksjonen gjør at strategien blir mer defensiv under systematiske variasjoner og mer offensiv til tilfeldige variasjoner.¹⁴

Valg av oppsett for å modellere usikkerheten i brenselpris er detaljert beskrevet i avsnitt 6.4. Prisvariasjoner grunnet prisendring i Tyskland¹⁵ er den *systematiske variasjonen*. Prisvariasjoner i termiske enheter i detaljområdet er en *usystematisk* variasjon, beskrevet av X_2 . Denne forenklingen er gjort av tidsbegrensninger. Da endring i kull- og gasspriser er de bakenforliggende årsakene til endring i tysk kraftpris, forårsaker variasjon i disse også en systematisk variasjon og dermed ny strategi jfr. figur 7.25. Men i vannverdimatrisen det refereres til, er de termiske enhetene representert av *gjennomsnittsverdien*.

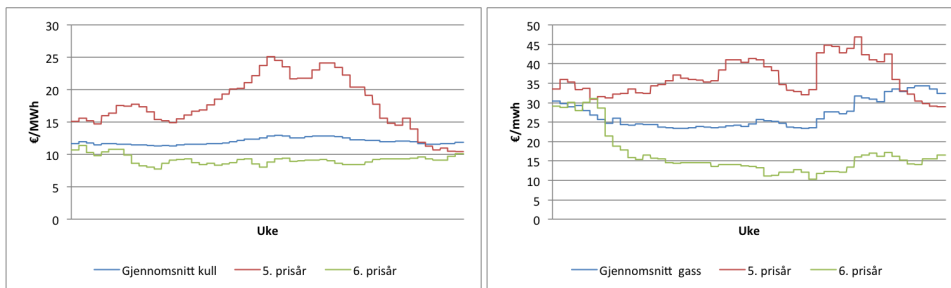
For å diskutere dette videre refereres det til de termiske prisårene presentert i avsnitt 7.4. Kull- og gasspris er i 5. prisår høye, og lave i 6. prisår. De årlige prisene er i figur 7.38a

¹³Det påpekes at dette også må håndteres i BID.

¹⁴Birger Mo

¹⁵Justert for variasjoner grunnet intermitterende produksjon.

og 7.38b plottet sammen med gjennomsnittsverdien som er verdien sett under vannverdi-beregningene. Strategien i 5. og 6. prisår i PRIS-datasettet vil her bli diskutert med tanke på simulerte vannverdier og vannverdimatrisene det refereres til.



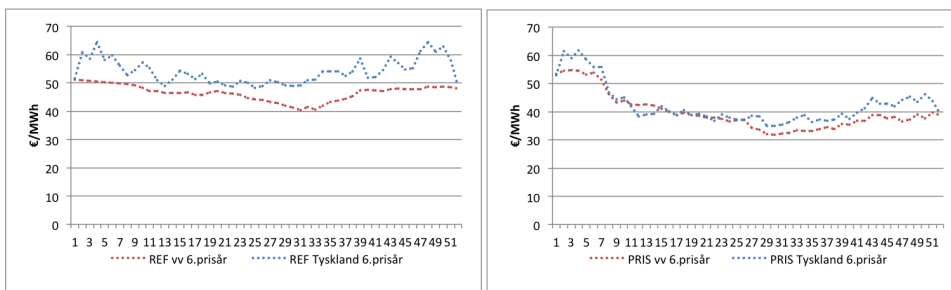
(a) Kullpriser

(b) Gasspriser

Figur 7.38: Kull- og gasspriser i 5. og 6. prisår og gjennomsnittsåret

6. prisår

De simulerte vannverdiene¹⁶ i referansedatasettet og PRIS-datasettet sammen med prisen i Tyskland for det 6. prisåret er vist i figurene 7.39a og 7.39b.



(a) Simulert vannverdi referansedatasettet

(b) Simulert vannverdi PRIS-datasettet

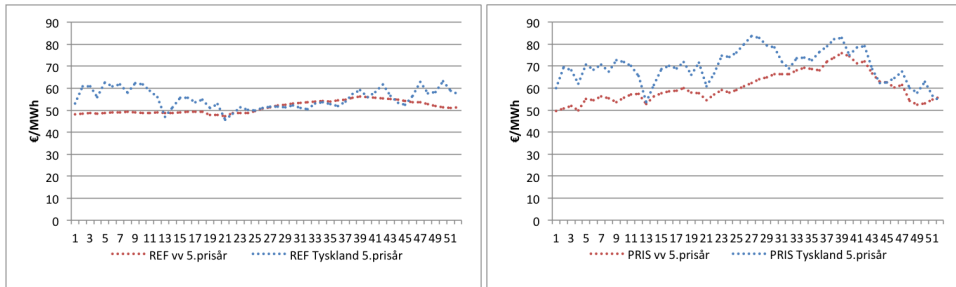
Figur 7.39: Simulert vannverdi det 6. prisåret

I referansedatasettet ligger vannverdien mye lavere enn prisen i Tyskland, og det er gunstig å eksportere. Dette er normal situasjon i typiske normal/våtår. I PRIS-datasettet er vannverdi og pris utjevnet og eksport er ikke gunstig. Dette er tilsvarende med det tabell 7.14 viser.

¹⁶I NORGESYD, delområdet som kablene tilknyttes.

5.prisår

De simulerte vannverdiene i referansedatasettet og PRIS-datasettet sammen med prisen i Tyskland for det 5. prisåret er vist i figurene 7.40a og 7.40b.



(a) Simulert vannverdi referansedatasettet

(b) Simulert vannverdi PRIS-datasettet

Figur 7.40: Simulert vannverdi det 5. prisåret

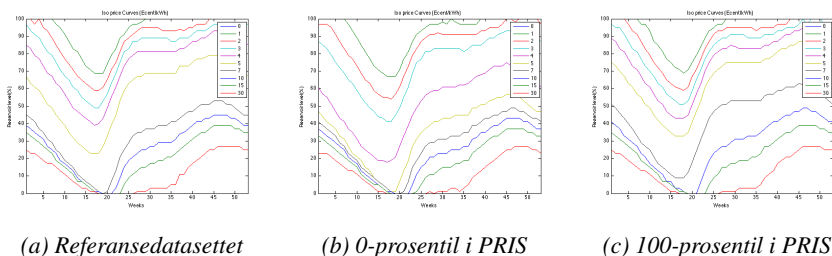
Simulert vannverdi og tysklandpris i referansedatasettet er som ventet: i en strammere kraftbalanse ligger vannverdien nært opp til tysklandpris og det er ikke gunstig å eksportere. I PRIS-datasettet gir den høye tyske prisen at det enda er avvik mellom vannverdi og tyskland-pris, slik at eksport er gunstig, og forklarer hvorfor det eksporteres mer i disse årene i PRIS-datasettet.

Vannverdimatrisene

Simulert vannverdi i referansedatasettet er omtrent lik i de to ulike prisårene, mens i PRIS-datasettet er vannverdien veldig ulik i de to prisårene. Dette kommer av at i referansedatasettet er det én vannverdimatrise, og ved omtrentlig lik magasindisponering blir simulert vannverdi den samme. I PRIS-datasettet vil simulert vannverdi være ulik i de to prisårene, selv hvis magasindisponeringen er lik. Årsaken til dette er at det refereres til ulike vannverdimatriser når termisk pris varierer. I lavprisårene refereres det generelt til en lavere vannverdimatrise og i høyprisårene refereres det til en høyere vannverdimatrise. For å illustrere dette vises isopriskurvene¹⁷ i vannverdimatrisen i referansedatasettet og laveste og høyeste prosentiler i PRIS-datasettet. Årsaken til at kun disse vannverdimatrisene vises, er for å illustrere utfallsrommet. I både 5. og 6. prisår varierer prisene, og det kan refereres til andre vannverdimatriser innad i året.¹⁸

¹⁷Magasinfyllingsgrad for konstant vannverdi

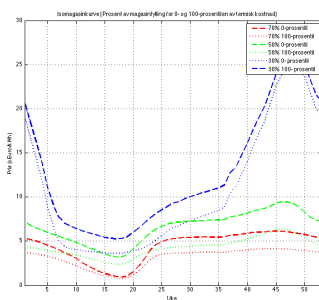
¹⁸Isopriskurvene er som ventet; lavere isopriser i 0-prosentilen enn 100-prosentilen i PRIS-datasettet.



Figur 7.41: Isopriskurver

I disse vannverdimatrisene er kull- og gassprisene representert ved gjennomsnittsverdien. Hvis disse også modellerte systematisk variasjon er det rimelig å anta at vannverdimatrisene ville blitt påvirket. Hvis en større andel av det prisavhengige markedet er påvirket av den systematiske variasjonen er det sannsynlig at vannverdien i høyeste prosentil vil bli høyere og vannverdien i laveste prosentil vil bli lavere.

Figur 7.42 viser isomagasinkurvene¹⁹ tilsvarende isopriskurvene for høyeste og laveste prosentil i PRIS-datasettet. Det vises for 30%, 50% og 70% magasinifylling. Poenget er å vise utfallsrommet for vannverdien gitt en magasinifylling.



Figur 7.42: Isomagasinkurver for 0- og 100-prosentilene av termisk kostnad i PRIS-datasettet

Hvis vannverdimatrisene ble henholdsvis høyere og lavere, vil også utfallsrommet bli større. Dette gir en mer defensiv strategi. I 5. og 6. prisår vil det endre simulert vannverdi, som igjen vil endre forskjellen til de kontinentale prisene og strategi.

Hvis vannverdimatrisene endres som en konsekvens av modellering av systematisk og tilfeldig variasjon, vil strategien også endres. Dette viser at resultatene kan være sensitive for valg av oppsett.

¹⁹vannverdi for en konstant magasinifylling.

Usystematisk variasjon kan forklare magasinendring som en del av overskuddet

Som diskutert i slutten av avsnitt 7.4 står endring i magasinnivå for en betydelig andel av det økonomiske overskuddet.²⁰ I høyprisårene er magasinendringen negativ; det brukes mer av magasinene når det er større muligheter for eksport til høyere priser. I lavprisårene er magasinendringen positiv; aktørene sparer på vannet og utnytter økte importmuligheter.

Prisene til de termiske enhetene, som avviker ganske mye fra gjennomsnittsverdien (figur 7.38a og 7.38b), er en tilfeldig variasjon i simuleringen. Jfr. diskusjonen i avsnitt 4.2 vil en høy X_2 senke magasinivået, da optimal produksjon fra vannkraft økter, mens en lav X_2 øker magasinivået da optimal produksjon fra vannkraft reduseres. I høyprisårene er X_2 for kull og gass høy, mens i lavprisårene X_2 for kull og gass lav. Dette kan forklare hvorfor endring i magasinivå utgjør en så stor del av produsent/konsumentoverskuddet i 5. og 6. prisår i PRIS-datasettet. Dette kan dermed også være en konsekvens av oppsettet som er valgt.

7.5.4 Diskusjon av verdien av stokastisk modellering

PRIS-datasettet både simulerer varierende brenselpriser og håndterer variasjonen stokastisk i vannverdiberegningene. I denne oppgaven er verdien av at variasjonen er stokastisk håndtert ikke vurdert. Det vil si å sammenlikne resultatene i PRIS-datasettet hvor variasjonen er modellert og stokastisk håndtert, med en simulering hvor variasjonene er lagt inn, men *ikke* stokastisk håndtert i vannverdiberegningene. Forarbeidet til denne oppgaven, prosjektoppgaven (Henden and Kjetså, 2013) vurderte verdien av den stokastiske håndteringen. Det samme gjør til en viss grad arbeidet i test-modellen, som finnes i vedlegg A. Resultatene fra testmodellen viser at det er en verdi i å håndtere modelleringen av usikkerheten stokastisk. Når usikkerheten modelleres stokastisk tar strategien hensyn til at prisene i det prisavhengige markedet kan representere en markedsendring som påvirker vannverdien. Dette viser verdien av den nye funksjonen; i tillegg til å modellere virkeligheten bedre, forbedrer den beslutningsgrunnlaget til aktørene i markedet.

7.5.5 Kalibrering

Kalibrering er et omtalt tema innenfor kabelanalysen. For det første er det en vanskelig og tidkrevende prosess å finne de optimale kalibreringsfaktorene. Det krever brukers inngripen og mye erfaring for å vurdere hvilke faktorer som må endres og hvor mye, for å finne optimum. Når lønnsomheten av kablene vurderes brukes de samme kalibreringsfaktorene i hver simulering²¹. I denne oppgaven er også samme kalibreringsfaktorer brukt i begge datasettene. Dette er for å *isolere* virkningen av usikkerheten når resultatene sammenliknes. Det er på en annen side fornuftig å tenke at det med andre kalibreringsfaktorer kan finnes et bedre optimum i begge datasettene. Dette kan påvirke resultatene noe.

²⁰Dette overskuddet er produsentene til gode

²¹Ivar H. Døskeland, Statnett

Konklusjon

For å analysere lønnsomheten av nye mellomlandsforbindelser fra Norge til Tyskland og Storbritannia benytter Statnett Samkjøringsmodellen. Brenselpriser, som antas å ha en stor betydning på lønnsomheten av kapasitetsøkningen, behandles i dagens modell som en konstant, deterministisk variable. En ny funksjonalitet, PRIS- funksjonen, innfører usikkerhet i brenselpriser som en ny parameter i modelleringen av kraftsystemet. Denne oppgaven vurderer hvordan analysen av økt handelskapasitet til Tyskland og Storbritannia påvirkes av at usikkerheten i brenselpriser modelleres og stokastisk håndteres under vannverdiregningene. Vurderingen er basert på sammenlikningen av to analyser. *Referansedatasettet* gir lønnsomheten fra en analyse hvor brenselpriser er modellert som deterministiske og konstante. Ved å ta i bruk PRIS-funksjonen innfører *PRIS-datasettet* usikkerhet i brenselpriser i det samme modellerte kraftsystemet.

Resultatene viser at den *forventede* årlige nytten av kablene øker når usikkerhet i brenselpriser modelleres, til tross for at forventningsverdien til brenselprisene er like i de to datasettene. Nytten av kablene i PRIS-datasettet er 9% større enn nytten gitt av analysen i referansedatasettet. Dette viser at det er en verdi i å modellere usikkerheten i brenselpriser, mot den forenklete modelleringen hvor de representeres av forventningsverdien.

Det er en større økning i flaskehalsinntekter i PRIS-datasettet som gir en høyere nytte. Forventet økning i produsent/konsumentoverskudd viser seg uforandret. Høyere flaskehalsinntekter er gitt av større prisforskjeller mellom Norge og Tyskland og Storbritannia, da kraftprisen i de termiske landene er mer sensitive for nivået på brenselpriser. Det er vanskelig å gi en sikker forklaring på virkningen på produsent / konsumentoverskuddet; men det faktum at den gjennomsnittlige prisøkningen er den samme, trolig gitt av at kapasiteten begrenser, og at den hydrologiske situasjonen til syvende og sist avgjør gjennomsnittlig produksjon fra vannkraft, kan være en forklaring.

Usikkerheten i brenselpriser gir utslag i at årlige variasjoner for nytten er større i PRIS-datasettet enn i referansedatasettet. Mens nytten med konstante brenselpriser varierer fra

-79% til +184% av den forventede nytten, er utfallsrommet fra -72% til + 225% når variasjon i brenselpriser modelleres. Som ventet øker nytten i år med høye brenselpriser og reduseres i år med lave brenselpriser. Virkingen er derimot ikke symmetrisk; vannkraftens evne til å omdisponere produksjonen gjør at den reduserte lønnsomheten ved lave brenselpriser ikke får like stort utslag som økt nytte gitt av muligheten til å utnytte høye brenselpriser. Selv om kroneverdien må sees i sammenheng med usikkerheten som er modellert, får analysen med varierende brenselpriser i enda større grad frem verdien av den økte fleksibiliteten gitt av nye kabler, kombinert med fleksibiliteten i det norske vannkraftsystemet.

Innføringen av usikkerhet i brenselpriser gir mulighet for å modellere et mer nøyaktig virkelighetsbilde. Resultatene fra 'test-modellen', som bekrefter PRIS-funksjonens virkemåte, viser at PRIS-funksjonens stokastiske håndtering av usikkerheten forbedrer beslutningsgrunnlaget til vannkraftprodusentene. Utnyttelsen av vannkraften og kablene som observeres i PRIS-datasettet ved ulike situasjoner for brenselpriser stemmer godt med den strategien som er å forvente. Dette viser at den nye funksjonen kan bidra til å forbedre nøyaktigheten i lønnsomhetsanalyser av store investeringer.

Videre arbeid

Resultatene fra PRIS-datasettet kan være avhengig av både prognosene for kull- og gasspriser, valg av oppsett for disse og oppsett av PRIS-trinnene i det prisavhengige markedet. Forslag til videre arbeid baserer seg i hovedsak på to ting; forbedre prognosene for kull og gasspriser og å teste hvilket oppsett av disse og av det prisavhengige markedet som er best.

Alternative prognoser for kull- og gasspriser

På grunn av tidsbegrensninger ble det laget enkle estimater for de termiske prisene, basert på historiske priser. Ved å lage tidsserie-modeller for prisrekker vil en kunne estimere en eller flere prisbaner for 47 prisår. Det finnes flere ulike modeller for å modellere prisrekker. Forslag til litteraturstudier er *A spot-forward model for electricity prices with regime shifts* (Fleten et al., 2013), som lager en modell for elektrisitetspriser, og *Modelling price dynamics through fundamental relationships in electricity and other energy markets* (Coulon, 2009), som modellerer kull og gasspriser som underliggende i modell for elektrisitetspriser. For aktører som Statnett kan det være et alternativ å kjøpe prisrekker fra markedsanalyseelskaper.

Alternative oppsett av prisrekkene

Det ville også være interessant å se hvordan utfallsrommet endret seg hvis i det ble brukt flere prisbaner. Dette innebærer både å representere de samme prisårene over flere prisbaner, og å lage flere prisår. Førstnevnte ble diskutert som et alternativ i denne oppgaven, men ble ikke gått videre med på grunn av den store mengden data som må behandles. Flere prisbaner vil gi et større utfallsrom for nytten og sannsynligvis reflektere det virkelige utfallsrommet bedre.

PRIS-funksjonen som et alternativ til sensitivitetsanalyse

I avsnitt 6.1.2 ble det satt et likhetskrav til prisrekkene, som gav at prognosene skulle modellere kortsiktige variasjoner i brenselpriser. Et alternativ til en slik fremgangsmåte ble diskutert; å modellere prisrekker i flere prisbaner med ulikt prisnivå, men som ikke varierer innenfor prisbanen. Disse prisbanene kan vektes med en sannsynlighet. Et forslag er å lage prisbaner basert på scenariene til IEA. For å teste om et slikt oppsett tjener bedre som et alternativ til en sensitivitetsanalyse vil det være formålstjenlig å sammenlikne analysen med en sensitivitetsanalyse i et datasett med konstante brenselpriser. Dette datasettet må simuleres flere ganger med de ulike verdiene for termiske priser.

Teste oppsett av det prisavhengige markedet

Det er antydning at valg av oppsett for marginalkostnaden til PRIS-trinnene kan påvirke resultatene. Det anbefales å videre teste ulike oppsett hvor de samme prisrekkene for kull, gass og eksogene priser brukes, men ulike variasjoner oppsett for systematisk/ tilfeldig variasjon. Ved å sammenlikne resultater fra simuleringer med samme usikkerhet, men modellert ulikt, kan beste oppsett finnes. Forslag til alternative oppsett finnes i vedlegg H.

Vurdere verdien av den stokastiske programmeringen

I test-modellen ble verdien av den stokastiske programmeringen vurdert i et lite test-datasett. Et forslag til videre arbeid er å se på dette i et større datasett, tilsvarende det denne oppgaven er basert på. Ved å sammenlikne resultatene gitt av to datasett hvor begge modellerer den samme usikkerheten, men kun det ene håndterer usikkerheten stokastisk i vannverdiregningen, kan verdien av denne stokastiske programmeringen finnes.

Forslag til forbedringer i funksjonen/modelleringen

I oppgaven har det særlig vært utfordrende å velge hvilken usikkerhet som skal ligge i X_1 og hvilken som skal ligge i X_2 . Med dette har fremkommer noen forslag til eventuelle forbedringer av funksjonen:

- Vurdere om det er mulig å ha flere filer for X_1 i modellen, gitt at disse er perfekt korrelert som tidligere. En vil da unngå mye hardkoding utenfor modellen for å få alle trinnene til å passe med én X_1 .
- Mulighet for flere X_2 til hvert trinn. Dette vil gi mulighet til å modellere flere usikre parametere uten at det kreves mye hardkoding utenfor modellen.
- Opprette en X_3 som ikke tas med i vannverdiregningene. Kan brukes til å modellere avbruddskostnader ved at X_3 -rekken inneholder 0, 1-verdier, som av/på status. DX_3 kan da gi kostnad av avbrudd.¹ Dette kan brukes til å modellere utfall av for eksempel kjernekraftverk og av kablene.

¹Eirik Tjøtta, Statkraft

Bibliografi

- Coulon, M., 2009. Modelling price dynamics through fundamental relationships in electricity and other energy markets. Tech. rep., Mansfiels College, University of Oxford.
- Doorman, G., 2012. Hydro power scheduling.
- EWEA, 2009. The Economics of Wind Energy. European Wind Energy Association.
- Fariyibi, F. L., August 2006. Application of price uncertainty quantification models and their impacts on project evaluations. Master's thesis, Texas A&M University.
- Fleten, S.-E., Paraschiv, F., Schürle, M., 2013. A spot-forward model for electricity prices with regime shifts. Tech. rep., Department of Industrial Economics and Technology Management, NTNU.
- Førsund, F. R., Mo, B., Singh, B., Wolfgang, O., 2005. Samkjøringsmodellen: En oversikt med vekt på økonomisk tolkning.
- Haugen, T. B., Juni 2012. Bootstrapping – kjær metode uten norsk navn.
URL <http://tidsskriftet.no/article/2504254/>
- Henden, A. L., Kjetså, E. S., Desember 2013. Kraftutveksling med usikkerhet i brenselpriser. Tech. rep., Institutt for Elkraftteknikk, NTNU.
- Holmes, J. C., Mendjoge, A. V., McVay, D. A., 2006. Quantification of oil price uncertainty in economic evaluation using sequential gaussian simulation. Petroleum Science and Technology.
- IEA, 2011. World Energy Outlook 2011. International Energy Agency, 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France.
- Kirchgässner, G., Wolters, J., Hassler, U., 2012. Introduction to Modern Time Series Analysis, 2nd Edition. Springer, London.
- Mo, B., 12 2010. Eksogen usikkerhet i samkjøringsmodellen - beskrivelse av funksjonalitet. Trondheim.

Nordpool, n.d. The day-ahead market - elspot.

URL <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/>

OED, 2012. Energiutredningen - verdiskapning, forsyningssikkerhet og miljø.

URL <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/15.html?id=675616>

Ruppert, D., July 2010. Statistics and Data Analysis for Financial Engineering. Springer, Comstock Hall 1170, 14853-3801 Ithaca New York, USA.

SINTEF, n.d.a. Brukerveiledning samkjøringsmodellen.

SINTEF, n.d.b. Brukerveiledning vansimtap.

Statnett, Mai 2013. Kabler til tyskland og storbritannia - analyse av samf.øk. nytte ved spothandel. Underlag til konsesjonssøknad 2013, Oslo.

Stavseth, E. C., 28. October 2013. The nordic-baltic power market - why, how and where?, seminar NTNU.

Syspower.no, 2014. Skm market predictor as.

URL www.syspower.no

Wangensteen, I., 2012. Power System Economics - the Nordic Electricity Market, 2nd Edition. Tapir Academic Press.

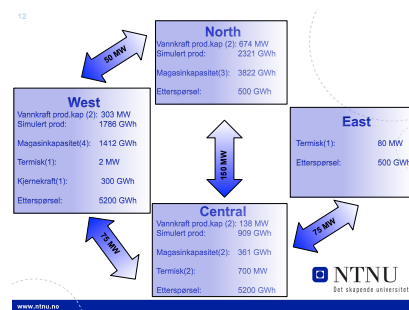
Tillegg

Testmodellen

Dette kapitlet avslutter arbeidet i prosjektoppgaven *Kraftutveksling med usikkerhet i brenselpriser* (Henden and Kjetså (2013)), en fordyrningsoppgave utført for Institutt ved Elkraftteknikk, NTNU, høsten 2013. Prosjektarbeidet gikk ut på å teste virkemåten til PRIS-funksjonen i en test-modell. Det ble mot slutten av arbeidet oppdaget en feil i funksjonen, slik at prosjektarbeidet ble avsluttet uten gyldig konklusjon. Feilen er sist rettet 17.01.14. Siden er det ikke oppdaget flere. Før arbeidet med å implementere funksjonen i en større analysemodell starter, er det derfor ønskelig å verifisere at funksjonen nå virker som forventet. Verifikasjonen baserer seg på videre testing i test-modellen.

Hovedformålet er identifisere indikatorer som sier hvorvidt funksjonaliteten virker som den skal, for å se om resultatene tilsvarer forventningene.

Figur A.1 illustrerer hvordan test-modellen er oppbygd.



Figur A.1: Test-modell

Modellen består av 4 delområder; North, West, Central og East, hvorav de 3 første detaljmodelleres. Områdene skal representere ulik mix av forbruk og produksjon. North er et

rent vannkraftområde, med stort kraftoverskudd. Central og West har både vannkraft og termisk produksjon, hvor Central har størst andel termisk. East er et rent termisk område som er avhengig av import for å dekke forbruk. Prosjektoppgaven (Henden and Kjetså (2013)) argumenterer for at begrensninger i overføringskapasitet gjør det vanskelig å analysere endringer i systemet. Det er vanskelig å se hvordan produksjonsmønsteret påvirkes av funksjonen, da systemet ikke er fleksibelt nok til å svare på endringer.

Tabell A.1 viser en oversikt over kraftverkene som inngår i modellen. Den konstante og deterministiske marginalkostnaden er gitt av A.

Tabell A.1: Kraftverk i test-modellen

Navn	Område	Nummer	Kapasitet (MW)	A (c€/kWh)
CCGT	Central	11	500	3.5
GT	Central	12	200	8
CCGT	East	11	80	4.5
GT	West	11	2	10

Disse omgjøres til PRIS-trinn, hvor marginalkostnaden er beskrevet av likning A.1.

Oppsettet for å teste funksjonen holdes så enkelt som mulig. A, B og C er skalarer, mens X_1 og X_2 er rekker av priser som til enhver time over tilsigsperioden skalerer A, B og C. I dette arbeidet settes B og C til 0. Dermed er alle moduler i preferansefunksjonen beskrevet av:

$$MC = AX_1 \tag{A.1}$$

Test av funksjonen

Som beskrevet i forarbeidet Henden and Kjetså (2013) og kapittel 4 skal den nye funksjonen opprette flere vannverdimatriser å bruke som et beslutningsgrunnlag, avhengig av nivået på marginalkostnaden.

For å teste funksjonen kjøres test-modellen med to ulike måter å modellere det prisavhengige markedet på; 1) hvor modulene er modellert som VARME eller REFER med konstante marginalkostnader, og 2) hvor modulene er modellert som PRIS-trinn med tidsavhengige marginalkostnader. I tillegg utføres vannverdiberegningene på to ulike måter; 1) hvor det kun beregnes en vannverdimatrise for hvert område¹, og 2) hvor det beregnes flere vannverdimatriser for ulike nivåer av marginalkostnaden. Dette resulterer i tre forskjellige kjøringar av test-modellen:

1. **Basis:** Prisavhengig marked er modellert som VARME og marginalkostnaden er konstant. Verdien er gitt av A i Tabell A.1 Kraftverk i test-modellen. Vannverdien beregnes for dette ene nivået av marginalkostnad.

¹Svarer ”nei” på spørsmål om eksogent prisnivå skal brukes i vannverdiberegningene

-
- Test 1:** Prisavhengig marked er modellert som PRIS-trinn med en tidsavhengig marginalkostnad. Marginalkostnaden til kraftverkene er gitt av likn. A.1 med A fra A.1 og variasjon X_1 som figur A.2. Vannverdien beregnes kun for det forventede nivået av marginalkostnaden og for hvert delområde opprettes en vannverdimatrise. Dette medfører at det simuleres med marginalkostnader det ikke er beregnet vannverdi for.
 - Test 2:** Er tilsvarende Test 1, men vannverdien beregnes for flere nivåer av marginalkostnaden og det opprettes flere vannverdimatriser i hvert delområde.

Å teste funksjonen innebærer å innføre en variasjon/usikkerhet i Test 1 og 2, deretter forsøke å forutsi hva resultatene vil bli, for så å verifisere om dette er korrekt.

Valg av simuleringstype

For å sammenlikne resultatene i Basis, Test 1 og Test 2 må sammenlikningsgrunnlaget være likt. Det vil si at startmagasinet må være det samme. Sammenlikningen må utføres i slutten av første uke, før modellen har fått tid til å arbeide seg mot likevekt. Med likevekt menes at modellen arbeider mot å holde vannverdien så konstant som mulig. Dette medfører at lenger ut i året er det vanskeligere å tolke hvordan resultatene forholder seg til kun vannverdien. For at startmagasinet alltid skal være det samme simuleres det i parallell. Tabell A.2 viser en oversikt over input til saminn ved simulering.

Tabell A.2: Test-modellen

Antall delområder	3
År det stilles data for	1
Første år i dataperioden	2003
Tilsigsår	50
Første tilsigsår	1930
Prisavsnitt	4
Simulering	Parallell

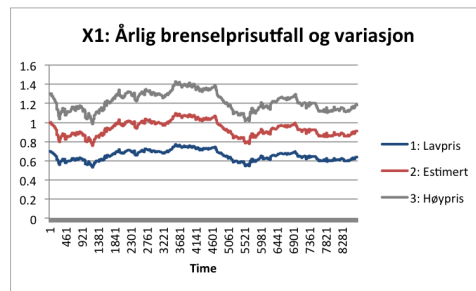
Utforming av hovedprisrekken X_1

Prisrekken X_1 beskriver usikkerheten og variasjonen i marginalkostnaden til de eksogene modulene.

Den beste måten å teste hvordan modellen responderer på variasjon i termiske priser, er å forsøke å isolere virkningen. Ved å ha flere prisbaner for ett tilsigsår og parallellsimulere, kan resultatene for et hydrologisk år med en prisbane sammenliknes med det samme hydrologiske året, men en annen prisbane. Hvis i tillegg de samme prisbanene gjentas for hvert tilsigsår, kan effekten prisbanen har på ulike tilsigsår identifiseres. Dermed kan en simuleringen av det samme tilsigsår, men med ulike termiske kostnader, sammenliknes i hhv. Basis, Test 1 og Test 2.

Prisrekken kan ha så mange utfall som ønskelig. For å gjøre det enkelt får den tre utfall; ett som varierer rundt et lavprinsnivå (0.7), ett som varierer rundt det forventede nivået (1) og ett som varierer rundt et høyt nivå (1.3). Variasjonen er på timesbasis over alle timene i ett tilsigsår.

De tre utfallene gjentas for hvert tilsigsår. Da modellen har 50 tilsigsår vil det i Test 1 og Test 2 simuleres for 150 år. For Basis simuleres 50 år. X_1 endrer nivået på A hver time over året. De tre prisbanene som gjentas hvert år er illustrert i figur A.2.



Figur A.2: X_1

Da de 3 utfallene gjentas for hvert tilsigsår finnes det kun 3 prosentiler for eksogent prisenivå.² Ved at samme utfallsrekke gjentas for alle tilsigsår er det mulig å sammenlikne resultatene for de tre nivåene av eksogent prisenivå for samme tilsigsår. Med dette menes at simuleringsår 1, 51 og 101 har samme tilsig, men ulikt nivå av termisk kostnad; hhv. lav, middels og høy. Samtidig er det mulig å sammenlikne de tre nivåene med resultatene for et annet tilsigsår, for å se hvordan de tre samme prisenivåene gir ulike resultater for et annet tilsig.

Forskjellen mellom Test 1 og Test 2 er at Test 1 kun gir en vannverdimatrise for hvert delområde, mens i Test 2 beregnes det vannverdi for ulike prosentiler. Marginalkostnaden til kraftverkene i Test 1 som brukes under vannverdi-beregningene er gitt av likning A.1, men hvor X_1 =gjennomsnittspris for tidspunkt.

Videre i oppgaven når resultatene sammenliknes brukes noen betegnelser om hverandre. Disse er gjengitt i tabell A.3.

Basis sammenliknes ofte med Utfall 2 og Utfall 3 i samme plot, men denne sammenlikningen foregår på grunnlag av de første 50 årene i Basis – som kun simuleres for 50 år.

²Ved bruk av PRIS-funksjonen opprettes det i strategidelen et brukerbestemt antall vannverdimatriser, som hver refererer til et gitt nivå at den termiske kostnaden, X_1

Tabell A.3: Betegnelser på testene

Utfall	Prisnivå	Simuleringsår
Utfall 1	Lavpris	1 - 50
Utfall 2	Middelpris/Estimert	51 - 100
Utfall 3	Høypris	101-150

Kalibrering

Kalibreringsfaktorene (se avsnitt 3.2.3) beskriver samhandlingen mellom et delområde og de andre områdene i modellen når vannverdiregningene utføres for det delområdet. Når en modell i EMPS endres, er det mulig at kalibreringsfaktorene må endres for å finne ett nytt optimalt punkt. Med alt annet likt vil endrede kalibreringsfaktorer gjøre utslag i isopriskurvene - form, avstand og stigning endres. I testen av funksjonaliteten er det tre ulike modeller som implementeres, hvorpå de må kalibreres for å finne de beste faktorene for en optimal drift. Formålet med denne testen er å observere hvordan innføringen av en varierende og usikker marginalkostnad påvirker *grunnlaget* for økonomiske resultater. Det vil si å sammenlikne isopriskurver og midlere verdier for vannverdi og for magasindisponering. *Hvis testene har ulike kalibreringsfaktorer er ikke varierende marginalkostnad det eneste som er forskjellen mellom dem; kalibreringsfaktorene gir at samhandlingen mellom delområdene er ulik i de tre testene.* For å isolere virkningen av PRIS-funksjonen anses det derfor som mest hensiktsmessig at testene kjøres med de samme kalibreringsfaktorene. Dette er for å unngå annet støy i sammenlikningen av isopriskurver. Modellene kjøres med kalibreringsparameterene som er optimale i Test 1, da Test 1 har egenskaper som både holder for Test 2 og Basis.

Forventede resultater

Variasjonen i X_1 er av en slik natur at marginalkostnaden til kraftverkene i Test 1 og Test 2 vil til tider være både høyere og lavere enn i Basis, men i snitt over hele tilsigsperioden vil den være 1, dvs. lik Basis. Det er dermed interessant å se hvordan modellen responderer på innføringen av denne variasjonen – både ved at usikkerheten tas med i vannverdiberegningene og at den ikke er med i vannverdiberegningene. Det er denne forskjellen som skaper grunnlaget for hvordan testene skal sammenliknes.

For å forstå hva slags respons på funksjonen resultatene burde vise, var diskusjoner med SINTEF avgjørende under arbeidet i prosjektoppgaven. Disse diskusjonene var også bakgrunnen for å oppdage noen av feilene i funksjonen. Med utgangspunkt i den usikkerheten som er introdusert over gir Birger Mo ved SINTEF tilbakemelding på den beste testen på at resultatene er rett behandlet:

Vannverdiberegning - vannverdier for et høyere eksogent nivå skal være likt eller høyere for alle uker og magasinnivå. Vannverdimatrisen uten eksogent nivå bør hva verdier som er i nærheten av matrisen for det midterste eksogene nivået.

Simulering - hvis man kjører uten (Test 1) og med (Test 2) eksogent beregnede vannverdier skal simulert vannverdi for et scenario med pris over gjennomsnittet ha høyere eller lik simulert vannverdi for case 2 enn for case 1 (magasinet bør også ende likt eller høyere) og motsatt for scenario med lavere eksogen pris enn middelnivået. *Sammenligningen forutsetter samme magasinutfylling ved starten av uken og gjennomføres derfor beste ved å se på første uke i simuleringen.*

Resultater

Dette avsnittet presenterer resultater som verifiserer at funksjonen virker som forventet, ved at resultatene sammenfaller med det som er beskrevet i avsnitt A. Først presenteres isopriskurvene som bekrefter at det i strategidelen opprettes flere vannverdimatriser som reflekterer nivået på termisk kostnad. Deretter presenteres magasinnivå og simulert vannverdi for første simuleringsuke for alle prisutfallene. Dette er for å verifisere at simuleringsdelen er korrekt. Resultatene presenteres for alle delområder.

Vannverdiregning: isopriskurver

Vannverdien representeres best vha. isopriskurver.³ Generelt vil et høyere prisnivå gi høyere vannverdier. Dette vises i isopriskurvene ved at for en gitt pris vil magasinnivået være høyere; det skal høyere priser til før aktørene produserer. Det motsatte gjelder for lavere priser. Som beskrevet i forrige avsnitt forventes det av isopriskurvene at:

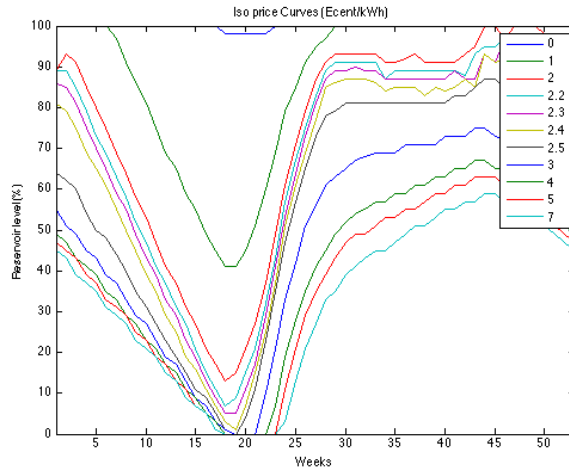
- Vannverdien i matrisen for den laveste prosentil (laveste utfall av X_1) vil bli lavere i Test 2 enn i Test 1, da nivået på termisk kostnad som beregningen refererer til er lavere enn gjennomsnittet.
- Vannverdimatrisen for 50-prosentilen i Test 2 burde bli tilnærmet lik vannverdimatrisen i Test 1. Dette siden variasjonen og utfallene er korrelerte, slik at 50-prosentilen er i nærheten av gjennomsnittet.
- Vannverdimatrisen for 100-prosentilen i Test 2 blir høyere eller lik enn vannverdimatrisen i Test 1.

Hvordan isopriskurvene i Test 1 og Test 2 forholder seg til isopriskurvene i Basis er avhengig av utformingen av prisrekken. Siden gjennomsnittet av X_1 over hele tilsigsperioden er 1, forventes det at isoprisene i Test 1 skal være tilnærmet lik den i Basis.

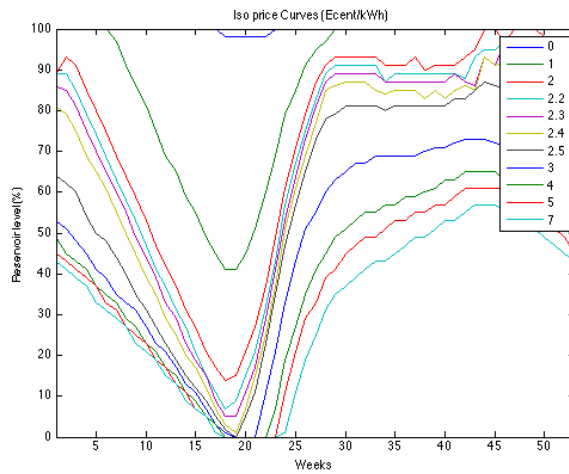
I de neste avsnittene presenteres isopriskurvene for Basis, Test 1 og Test 2 i delområde Central. Tilsvarende gjelder for de andre delområdene.

Figur A.3 viser isoprisene i Central for Basis og figur A.4 viser isopriskurvene i Test 1.

³Magasinfylling for en konstant pris



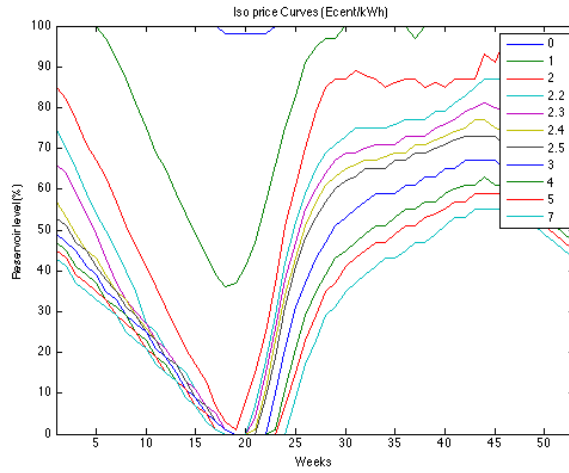
Figur A.3: Basis



Figur A.4: Test 1

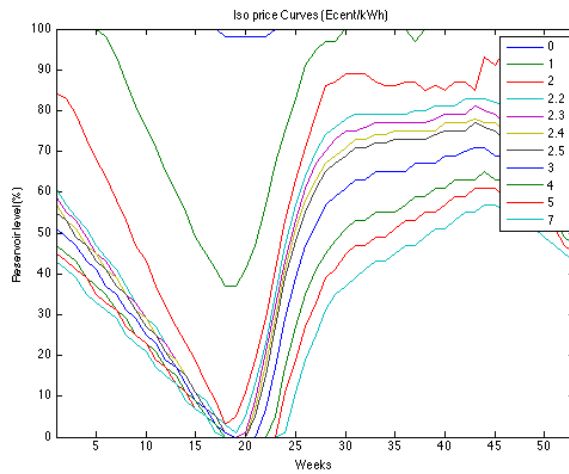
Isopriskurvene i Basis og Test 1 i Central er, som i de andre delområdene, tilnærmet identiske. For de høyeste prisene (7 €/kWh) er isopriskene i Basis til tider litt høyere.

Figurene A.5, A.6 og A.7 viser isopriskene i Test 2 for hhv. 0- 50-, og 100-prosentilen av X_1 .

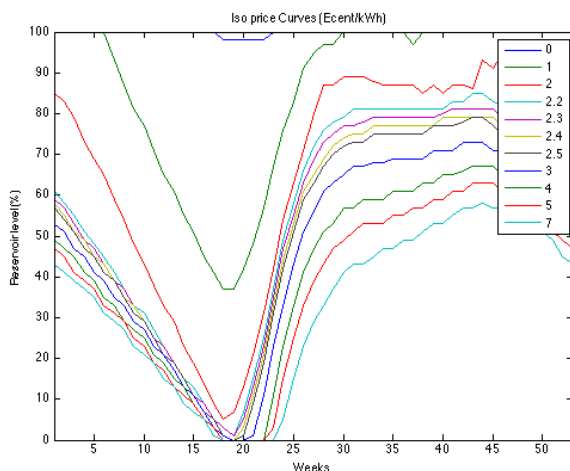


Figur A.5: Test 2: 0-prosentil

Sammenliknet med isopriskurvene i Test 1 er isopriskurvene for laveste prosentil av termisk kostnad i Test 2 betydelig lavere. Dette er som forventet.

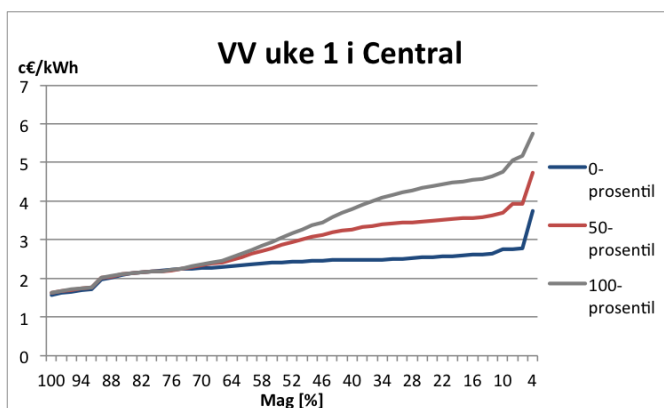


Figur A.6: Test 2: 50-prosentil



Figur A.7: Test 2: 100-prosentil

Fra uke 20 og utover er isopriskurvene som forventet høyere i 50- og 100-prosentilen, med 100-prosentilen som høyeste verdi. I uke 1-5 derimot, er isopriskene lavere i 50- og 100-prosentilen sammenliknet med 0-prosentilen. Årsaken til dette er interpoleringen i MATLAB som plottes kurvene. Funksjonen i MATLAB plottes magasinnvået for en gitt pris ved å interpolere i vannverdimatrisen (50x52). Flere magasinnivåer kan ha tilnærmet samme vannverdi (differere på hundredelsnivå), og det kan være tilfeldig hvilket av magasinnivåene som plottes når prisen angis med ett desimal. For å verifisere dette plottes vannverdien for alle magasinnivåer i uke 1 for 0-, 50-, og 100-prosentilen mot hverandre i figur A.8.



Figur A.8: Vannverdien i uke 1 for alle magasinnivå

Som figur A.8 viser er vannverdien i 100-prosentilen lik eller høyere en vannverdien i 50-, og 100-prosentilen for alle magasinnivå. Tilsvarende gjelder 50-prosentilen sammenliknet

med 0-prosentilen. Dette bekrefter at det er interpoleringen i MATLAB som forårsaker feilen i fremvisningen av isoprisene.

Vurdering

Som forventet er det observert at:

- Isopriskurve er stigende med vannverdimatrisene for høyere prosentiler av termisk kostnad.
- Vannverdimatrisen i Test 1 likner vannverdimatrisen for 50-prosentilen i Test 2.

Det verifiseres med dette at innføringen av variasjon og bruk av eksogent nivå til beregning av vannverdien har den responsen på vannverdien som er forventet å se.

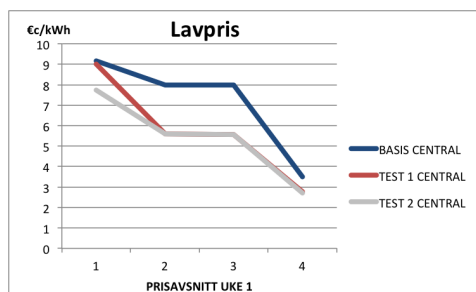
Simulering: sammenlikning av første uke

For å verifisere at simuleringer er som ventet, vil resultatene i slutten av første uke i et gitt tilsigsår sammenliknes for Basis, Test 1 og Test 2, for alle prisutfallene. Første uke i år 1 er den første i lavprisutfallet. Første uke i år 51 den første i middelprisutfallet. Første uke i år 101 er den første i høyprisutfallet. Tilsiget er det samme i år 1, 51 og 101. Da det parallellsimuleres er også startmagasinet det samme (60%). For å bekrefte denne rekkefølgen sees det på kraftverdiene i hver test for de nevnte ukene.

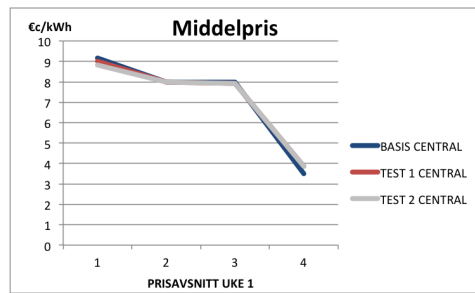
Det forventes at:

- I lavprisutfallet vil prisene i Test 2 være lavere enn (eller like som) prisene i Test 1 - som igjen er lavere enn prisene i Basis
- I middelprisutfallet er prisene omtrent like for alle testene
- I høyprisutfallet vil prisene i Test 2 være høyere enn (eller like som) prisene i Test 1 - som igjen er høyere enn prisene i Basis
- Prisene i Test 1 sammenliknet med Basis er lavere i år 1, omtrent like i år 51 og høyere i år 101
- Prisene i Test 2 sammenliknet med Test 1 og Basis er enda lavere enn Test 1 i år 1, omtrent like priser i år 51 og enda høyere priser i år 101

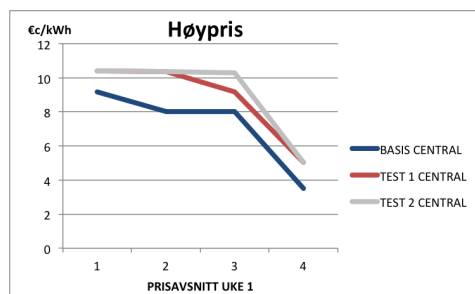
Figur A.9, A.10 og A.11 viser kraftverdien i Central i de fire prisavsnittene den første uken for Basis, Test 1 og Test 2 for hhv. de tre utfallene av termisk kostnad.



Figur A.9: Kraftpriser i Central første uken i lavprisutfallet



Figur A.10: Kraftpriser i Central første uken i midprisutfallet



Figur A.11: Kraftpriser i Central første uken i høyprisutfallet

Det samme holder for de andre delområdene. Når dette er bekreftet vil simulert magasin-nivå og vannverdi sammenliknes for å se om resultatene svarer til forventningene presentert i avsnitt A.

Simulert magasin og vannverdi uke 1 første simuleringsår

Tabell A.4 viser magasininnvået i slutten av uke 1 i år 1, 51 og 101 for hver av testene.

Tabell A.4: Simulert magasininnvå (GWh) i slutten av uke 1 for alle prisutfall. Alle delområder.

Delområde	Test	Lavpris	Middelpris	Høypris
West	Basis	802.7	802.7	802.7
	Test 1	802.7	802.7	802.7
	Test 2	802.7	802.7	802.7
North	Basis	2296.7	2296.7	2296.7
	Test 1	2296.7	2296.7	2286.8
	Test 2	2296.7	2296.7	2286.8
Central	Basis	196.5	196.5	196.5
	Test 1	206.27	196.36	196.36
	Test 2	196.5	196.36	196.34

I West er simulert magasinnivå likt for alle 3 tilfeller av termisk kostnad og samtidig lik for alle testene.

I North er magasinnivået i Test 1 og 2 identiske, begge med et lavere magasinnivå i høypristilfellet. Vannproduksjonen øker når termiske marginalkostnader øker.

I Central produserer vannprodusentene mindre i Test 1 når termiske marginalkostnader går ned. I det samme pristilfellet produserer vannkraftprodusentene i Test 2 mer; vannverdimatrisen har lavere verdier enn tilsvarende i Test 1. Derfor blir vannkraftprodusentene i Test 2 ikke like defensive i produksjonen som de gjør i Test1.

Disse resultatene tilsvarer forventningene fra avsnitt 'Forventede resultater'. Med utgangspunkt i resultatene for magasinutfylling kan simulert vannverdi forutsies. I et tilfelle hvor magasinnivået i et delområde er likt for alle prisnivåer, skal vannverdien i Test 1 og Basis være lik for alle prisnivåer. I Test 2 skal den være ulik eller lik. Hvis magasinnivået er ulikt skal vannverdien også være det i Test 1 og Basis. I Test 2 kan den i dette tilfellet ikke forutsies.

Tabell A.5: Simulert vannverdi (€/kWh) i slutten av uke 1 for alle prisutfall. Alle delområder.

Delområde	Test	År 1	År 51	År 101
West	Basis	2.4708	2.4708	2.4708
	Test 1	2.4705	2.4705	2.4705
	Test 2	2.1669	2.1663	2.1663
North	Basis	8.9867	8.9867	8.9867
	Test 1	8.8169	8.8169	8.975
	Test 2	7.5729	8.6507	10.089
Central	Basis	2.8397	2.8397	2.8397
	Test 1	2.7623	2.8635	2.8635
	Test 2	2.3717	2.7734	2.9242

Tabell A.5 viser simulert vannverdi tilsvarende magasinutfyllingene i tabell A.4.

I West er vannverdien lik for alle prisnivåer i Test 1 og Basis, mens den i Test 2 er ulik for lavpristilfellet.

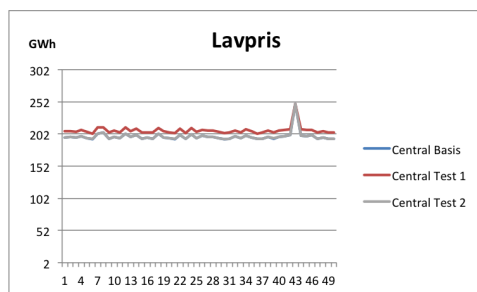
I North er vannverdien i Test 1 for høypristilfellet ulik de andre prisutfallene. I Test 2 er vannverdien ulik for alle pristilfellene. Dette stemmer med at lavpris og middelpris har samme magasinnivå og får derfor ulik simulert vannverdi. I høypristilfellet er magasinnivået ulikt, i dette tilfellet blir simulert vannverdi også ulik.

I Central er vannverdien i Test 1 for lavpristilfellet ulik vannverdien i de andre prisutfallene. I Test 2 er den simulerte vannverdien ulik for alle prisutfall.

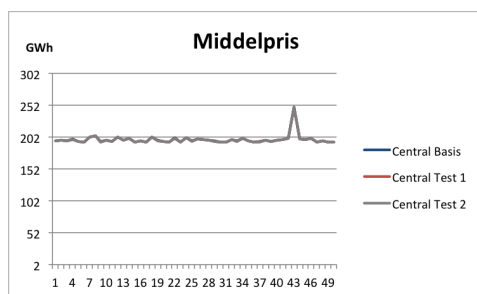
Dette svarer til forventningene.

Simulert magasin og vannverdi uke 1 alle simuleringsår

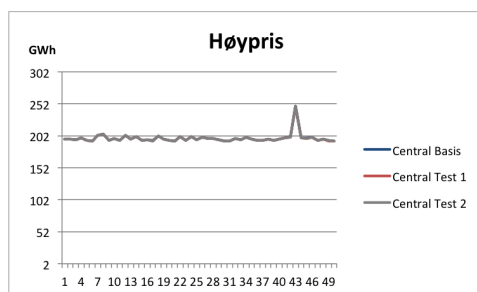
Da det simuleres i parallell vil tilsvarende resultater som over gjelde for alle de 50 årene i simuleringsperioden. For å verifisere dette viser figurene A.12, A.13 og A.14 magasinutfylling i slutten av uke 1 for alle tilsigsårene for hhv. lavpris-, middelpri- og høyprisscenarioet i Central.



Figur A.12: Magasinutfylling i uke 1 for årene 1-50. Central.



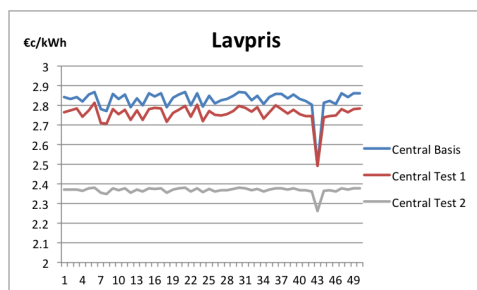
Figur A.13: Magasinutfylling i uke 1 for årene 51-100. Central.



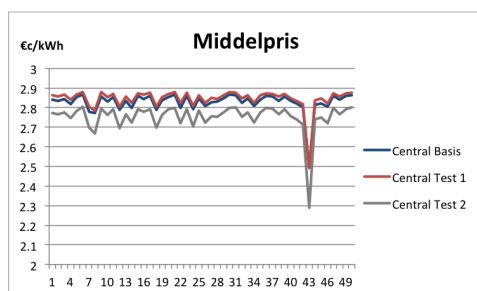
Figur A.14: Magasinutfylling i uke 1 for årene 101-150. Central.

Som plottene viser er magasinivået tilnærmet likt i alle testene for alle prisutfallene. I

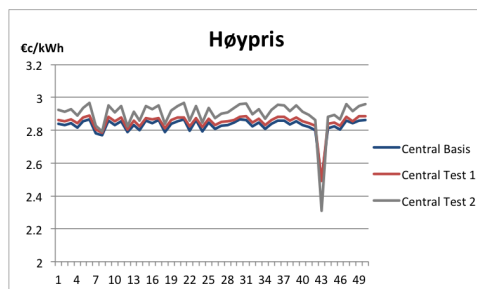
Test 1 holder vannkraftprodusentene noe tilbake på vannet i lavpristilfellet. Dermed burde vannverdien være ulik; i lavprisscenarioet (simuleringsår 1-50) skal vannverdien være lavest i Test 2, og i høyprisscenarioet (simuleringsår 101-150) skal vannverdien være høyest i Test 2. Middelpriisscenarioet kan ikke forutsies. Figurene A.15, A.16 og A.17 viser de tilsvarende simulerte vannverdiene.



Figur A.15: Vannverdi i uke 1 for simuleringsår 1-50. Central.



Figur A.16: Vannverdi i uke 1 for simuleringsår 51-100. Central.



Figur A.17: Vannverdi i uke 1 for simuleringsår 101-150. Central.

Det bekreftes at resultatene diskutert for det første tilsigsåret er gjeldene for alle tilsigsår.

Vurdering

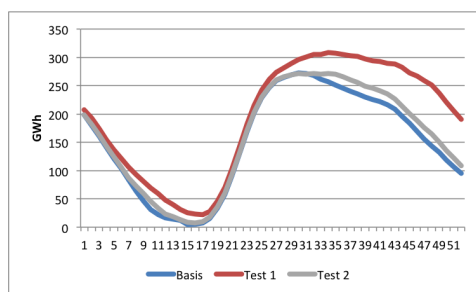
Disse resultatene bekrefter resultatene som er forventet å finne med den type usikkerhet som er introdusert til modellen, og dermed at funksjonen virker som forventet i simuleringen.

Simulert magasinnivå og vannverdi – gjennomsnitt av de tre prisutfallene

Når funksjonens virkemåte i strategidelen og simuleringsdelen er verifisert, er det interessant å se videre på magasinutviklingen og tilhørende vannverdier for hele år. Videre sees det her på resultatene over alle simuleringsårene som sammenfaller med et prisår, for å få en oversikt over utviklingen og forskjellen mellom de tre prisutfallene. Dette betyr at for Basis er resultatene i alle prisår gitt av gjennomsnittet av de 50 simuleringsårene i modellen. I Test 1 og Test 2 er resultatene for lavpris gitt av gjennomsnittet av simuleringsår 1-50, resultatene i middelpri er gjennomsnittet av simuleringsår 51-100, mens resultatene for høypris er gjennomsnittet av simuleringsår 101-150.

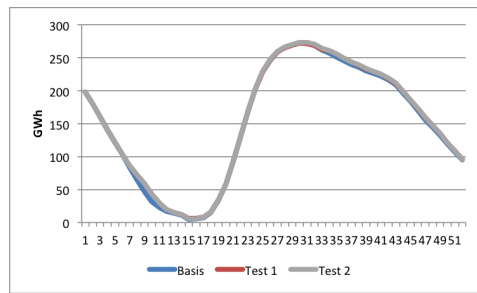
I samtale med Statkraft⁴ diskuteres hva som er å forvente i utviklingen av magasinindisponeringen i de ulike testene. Formålet med funksjonen er at strategidelen skal ta hensyn til at termiske priser kan variere, slik at disponeringen likevel kan bli optimal. Med bakgrunn i dette forventes det at magasinindisponeringen i Test 1 avviker fra Basis, mens magasinindisponeringen i Test 2 er mer lik den i Basis.

Figur A.18, A.19 og A.20 viser gjennomsnittlig simulert magasinindisponering i Central for hhv. de tre prisutfallene lav-, middel-, og høypris.

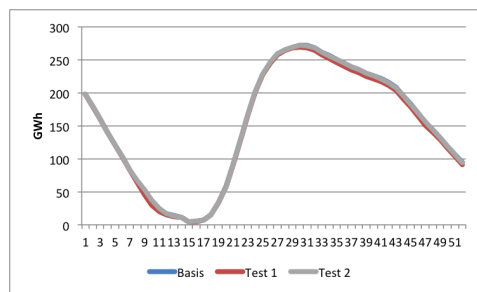


Figur A.18: Magasinnivå i lavpris-årene i Test 1, Test 2 og Basis

⁴Erik Tjøtta og Caroline Østby.



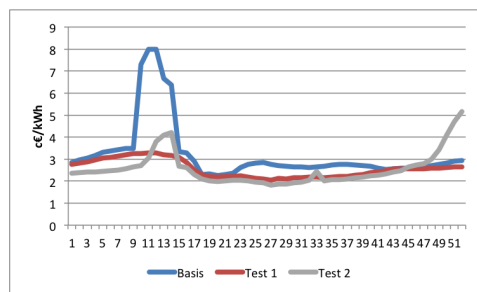
Figur A.19: Magasinnivå i middelpris-årene i Test 1, Test 2 og Basis



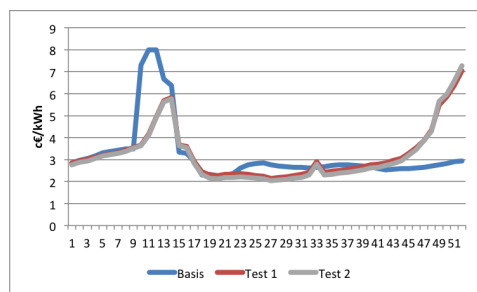
Figur A.20: Magasinnivå i høypris-årene i Test 1, Test 2 og Basis

Som forventet er magasindisponeringen i Basis og Test 2 tilnærmet identiske. I lavprisutfallet er magasinnivået i Test 1 høyere, som stemmer overens med resultatene tidligere.

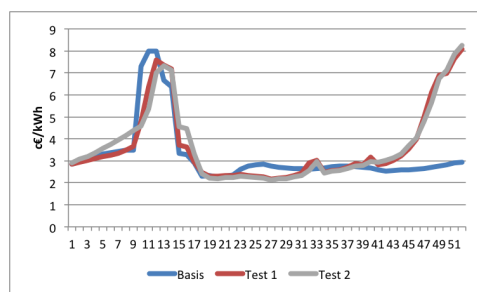
Figurene A.21, A.22 og A.23 viser simulert vannverdi i Central for hhv. de tre prisutfallene lav-, middel-, og høypris.



Figur A.21: Vannverdi lavpris-årene i Test 1, Test 2 og Basis



Figur A.22: Vannverdi i middelpriis-årene i Test 1, Test 2 og Basis



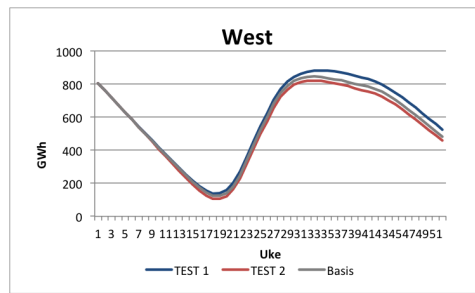
Figur A.23: Vannverdi i høypris-årene i Test 1, Test 2 og Basis

Det gir ikke så mye informasjon å se på simulert vannverdi, men det som observeres er at simulert vannverdi i Test 1 og Test 2 avviker i høy- og lavprisårene, men er ganske like i middelpriisårene. Dette tilsvarer det som er observert i isopriskurvene.

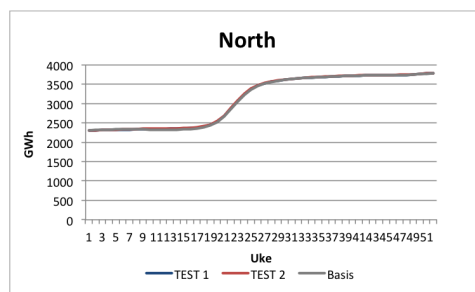
Simulert magasinnivå og vannverdi - midlere verdier

Midlere simulerte verdier er en indikator på resultatene som forventes å se, gitt at alle tilsigsalternativer og prisbaner er mulige utfall. De midlere simulerte verdiene er i Test 1 og Test 2 midlere verdier for alle tilsigsår og prisutfall, mens i Basis er det midlere verdier for alle tilsigsårene og den ene prisen. Her presenteres midlere simulert vannverdi og magasinutfylling i alle delområdene for å se hvordan disse påvirkes av 1) Innføring av variasjon og 2) Stokastisk håndtering av variasjonen.

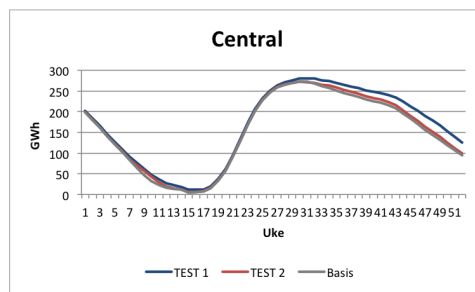
Figurene A.24, A.24 og A.26 viser det midlere magasinnivået i West, North og Central for Basis, Test 1 og Test 2.



Figur A.24: Midlere magasinifylling i West for Basis, Test 1 og Test 2



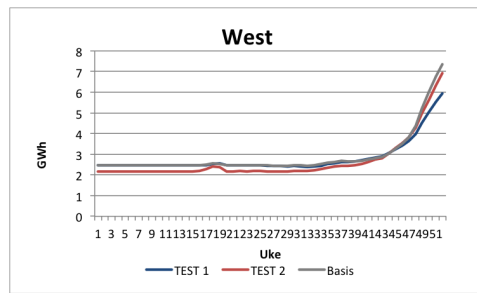
Figur A.25: Midlere magasinifylling i North for Basis, Test 1 og Test 2



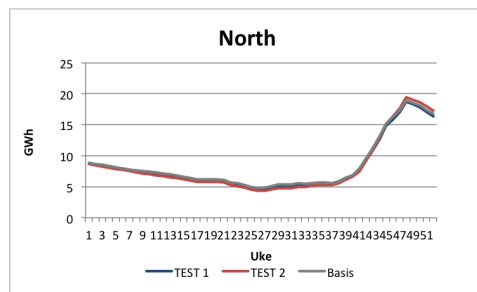
Figur A.26: Midlere magasinifylling i Central for Basis, Test 1 og Test 2

Figurene viser at magasinindisponeringen blir som diskutert med Statkraft; Test 1 avviker mer fra Basis enn Test 2. I Test 1 sparer vannkraftprodusentene i snitt mer på vannet. Figurene A.12 og A.14 viser at det er i lavpristilfellet at aktørene i Test 1 holder tilbake på vannet, mens de produserer ikke mer i høypristilfellet. Årsaken kan være etterspørsel og flaskehals. I Test 2 ser aktørene en annen vannverdi å forholde seg til, slik at de ikke sparer så mye på vannet som aktørene i Test 1.

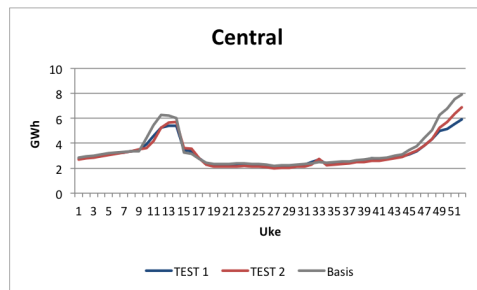
Figurene A.27, A.28 og A.29 viser midlere simulert vannverdi i hhv. West, North og Central.



Figur A.27: Midlere vannverdi i West for Basis, Test 1 og Test 2



Figur A.28: Midlere vannverdi i North for Basis, Test 1 og Test 2



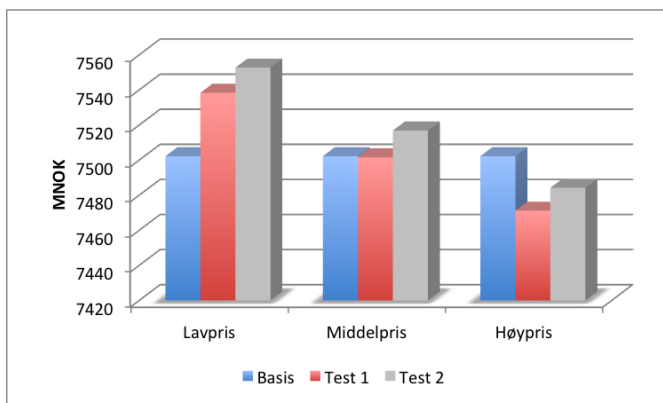
Figur A.29: Midlere vannverdi i Central for Basis, Test 1 og Test 2

Vannverdien er nesten sammenfallende for alle testene. Modellen prøver å holde vannverdien så konstant som mulig.

Verdien av stokastisk programmering

Det er nødvendigvis ikke mulig å trekke konklusjoner når det kommer til de økonomiske resultatene. Årsakene til dette er at systemet i modellen er veldig lite fleksibelt.

Men en sammenlikning av det samfunnsøkonomiske overskuddet viser at Test 2 gir bedre resultater enn Test 1; som er å forvente med et bedre beslutningsgrunnlag som PRIS-funksjonen gir. Figur A.30 viser årlig gjennomsnittlig totalt samfunnsøkonomisk overskudd i Basis, Test 1 og Test 2 for de tre ulike prisutfallene.



Figur A.30: Samfunnsøkonomisk overskudd i de ulike prisårene for Basis, Test 1 og Test 2

Samfunnsøkonomisk overskudd er alltid høyere i Test 2 enn i Test 1, i alle prisutfall, og vil dermed også åpenbart være det i gjennomsnitt. Dette gir verdien av den stokastiske programmeringen i Test 2, hvor usikkerheten håndteres i vannverdiregningene.

Tabell A.6: Årlige samfunnsøkonomiske resultater for alle testene i hvert prisutfall

		Produksjon GWh	Konsum GWh	Fl.I MNOK	PO MNOK	KO MNOK	MAG MNOK	SO MNOK
Lavpris	Basis	7936	7878	35	253	5770	1445	7502
	Test 1	7996	7940	27	195	5859	1458	7538
	Test 2	7986	7929	26	199	5862	1467	7553
Middelpri	Basis	7936	7878	35	253	5770	1445	7502
	Test 1	7924	7865	36	242	5777	1448	7502
	Test 2	7939	7880	37	242	5776	1463	7517
Høypris	Basis	7936	7878	35	253	5770	1445	7502
	Test 1	7879	7819	48	281	5699	1445	7471
	Test 2	7916	7857	50	279	5696	1461	7484

Tabell A.6 viser fordelingen. I prinsippet er resultatene som ventet - økte priser gir økt produsentoverskudd og redusert konsumentoverskudd. I Test 1 er verdien av restmagasinet

lavere enn i Test 2. Dette er ekvivalent med tidligere diskusjon; ved økte priser produseres det mer i Test 1. I Test 2 er vannverdien høyere og optimal produksjon blir mindre.

Konklusjon

Før arbeid i større modeller kunne starte, var det hensiktsmessig å verifisere at funksjonen virker som tenkt. Dette arbeidet har foregått i test-modellen, som var grunnlag for arbeid i prosjektoppgaven (Henden and Kjetså (2013)).

Testingen har basert seg på å forutsi respons i magasindisponering og vannverdier på enkle og tydelige former for usikkerhet i brenselpriser. Usikkerheten i brenselpris er representert ved å innføre tre varierende prisbaner som gjentas for hvert tilsigsår. Ved å parallellsimulere har det vært mulig å sammenlikne første uken i alle tilsigsår for alle prisbaner. Resultatene har vært som forventet;

- Uten funksjonen responderer modellen på varierende prisrekker med å spare mer på vannet når prisene er lave.
- Med funksjonen blir resultatene mer like resultatene i en modell som representeres ved forventningsverdien på prisene.

Isopriskurvene verifiserer at funksjonen er rett i strategidelen; flere vannverdimatriser med økende vannverdi for økende prosentil av X_1 .

Flere vannverdimatriser gir et bedre grunnlag for å ta beslutninger som gir økt samfunnsøkonomisk overskudd. Den stokastiske programmeringen gir bedre simulerte samfunnsøkonomiske resultater når det modelleres med en usikkerhet og variasjon i brenselpriser, som er tilfellet i det reelle markedet.

Statistikk og dataanalyse

Volatilitet

Hvis r_t representerer en serie av priser finnes volatiliteten ved:

$$\sigma_T = \sqrt{\sum_{t=T-n}^{t=T-1} (r_t - \hat{r})^2 / n} \quad (\text{B.1})$$

Kort sagt er volatiliteten gjennomsnittet av summen av differansen mellom hver verdi og gjennomsnittsverdien av alle målingene.

Regresjonsanalyse

Regresjon benyttes for å predikere verdien på en variabel, kriterievariabelen, basert på en annen, prediktorvariabel.

$$\hat{Y} = aX + b \quad (\text{B.2})$$

(B.3)

Y er predikert verdi

X er verdien det predikeres fra

a er regresjonsvekten

b er regresjonskonstanten

Regresjonskonstantene finnes fra:

$$a = \frac{\sum (X - \bar{X})(Y - \bar{Y})}{\sum (X - \bar{X})^2} \quad (\text{B.4})$$

$$b = \bar{Y} - a * \bar{X} \quad (\text{B.5})$$

$$(\text{B.6})$$

Målet med regresjonsmodellering er å utforske hvordan Y relateres til X, finne den betingede verdien av Y gitt X og forutsi verdier av Y for gitte X. (Ruppert, 2010)

PRIS-funksjonen

Implementere et PRIS-trinn

Funksjonen implementeres ved at termiske kraftverk og eksogene land/områder omgjøres til PRIS-trinn. Dette gjøres i ENMDAT. Hvis kraftverket allerede er implementert i modellen på deterministisk form (og er definert av en type KJØP, SALG eller VARME) må kraftverket slettes, for så opprettes på nytt. Dette gjøres da under preferansefunksjonen PREF i ENMDAT:

1. Slett kraftverket som skal implementeres som et pristrinn.
2. Gi typenr: tast det typenummeret kraftverket som ble slettet hadde.
3. Kategori som typen tilhører: PRIS (det er her kraftverket defineres som et PRIS-trinn). PRIS-trinnet oppfattes nå som et lokalt område som det kan importeres eller eksporteres til/fra.
4. Angi ”Kjøps eller Salgs-trin”: KJØP betyr at modellen kjøper fra PRIS-trinnet (en produsent), mens SALG betyr at en eksporterer inn til området (en forbruker).
5. Gi navn på krafttype: angi navnet til kraftverket/ evt det eksogene området (Eks. ”Eksport Tyskland”).
6. Angi navn på fil for prisrekke med annen usikkerhet: angi filnavnet til prisrekken som inneholder X_2 hvis denne skal benyttes.
7. Tast sluttuke og overføringskapasitet i simuleringen. Hvis det er et eksogent område brukes overføringskapasiteten til området (f.eks Tysklands-kabel). Hvis det er et kraftverk tastes den maksimale produksjonen.
8. Gjenta for vannverdberegning.
9. Angi A, B og C etter ønsket vekting av prisrekkene.

10. ANgi effektprofil som ønsket. Profilen viser hvordan forbruk og produksjon er fordelt gjennom uken.

11. ANgi om profilen er definert som skalering eller profil.¹

Punkt 7. og 8. angir to overføringskapasiteter mot omverdenen; en til bruk i simuleringen og evt en til bruk i vannverdiberegningene.

Årsaken til dette er at man ofte må redusere overføringskapasiteten mot omverdenen, for å beskrive priselastisiteten i spotmarkedet når man beregner vannverdier. I simuleringen benyttes som regel linjekapasiteten for å beskrive overføringskapasiteten. SINTEF (n.d.b)

Dette krever at bruker forstår hvordan overføringskapasiteter påvirker vannverdiene. Se avsnitt 3.2.3.

Kapasiteten må være angitt i MW. Dette betyr at moduler i PREF som er definert av typen REFER, hvor kontraktstypen er referert til en årsprofil, må omregnes fra GWh/uke til MW/uke. Årsprofilen gir en ukentlig profil over året. Den prosentvise andelen i hver uke av totalt året, er den tilsvarende prosentvise andelen av GWh/år produsert i GWh/uke for modulen.

REFER til PRIS

Hver kontraktstype referert til en årsprofil for last er knyttet til en fil for ukesprofilen, kalt LASTPROFIL.DATA. Dette arkivet er bygd opp med ukesoppløsning for andel energiomsetning per uke. For hver uke i angis en lasprofil p_i . Kontraktstypen REFER er definert med årlig energiomsetning, E_r [GWh/år]. Ukentlig energiomsetning er dermed:

$$E_i = \frac{E_{yr} p_i}{\sum_i p_i} \quad (\text{C.1})$$

Den ukentlige kapasiteten K_i [MW] er:

$$K_i = \frac{E_i * 1000 [MW/GW]}{168 [t/uke]} \quad (\text{C.2})$$

¹Skalering vil si at verdien i profilen skalerer overføringen. Profil betyr at effektprofilen er beskrevet som lastprofiler.

Nord-Europa

Nord-Europa modellen

Tabell D.1: Delområder og termiske kraftverk

Område	Navn	Område	Navn
1	Finmark	2	Sver-sno3
2	Troms	19	Sver-sno4
3	Svartisen	20	FIN-NORD
4	Helgeland	21	FIN-SYD
5	Trondelag	22	DANM-OST
6	More	23	JYLL-NORD
7	Nordvest	24	JYLL-SYD
8	Indre Sogn	25	FYN
9	BKK	26	TYSKLAND
10	SKL	27	NEDERLAND
11	Vestsyd	28	POLEN
12	Norgesyd	29	ESTONIA
13	Hallingdal	30	LATVIA
14	Telemark	31	LITHUANIA
15	Norgeost	32	GB
16	Sver-sno1	33	SYDLENKEN
17	Sver-sno2	34	RUSSLAND

Tabell D.2: Markedsflyt

Fra områdenr.	Fra område	Til områdenr.	Til område
1	FINNMARK	2	TROMS
1	FINNMARK	20	FIN-NORD
2	TROMS	3	SVARTISEN
2	TROMS	16	SVER-SNO1
3	SVARTISEN	4	HELGELAND
4	HELGELAND	5	TRONDELAG
4	HELGELAND	17	SVER-SNO2
5	TRONDELAG	6	MORE
5	TRONDELAG	17	SVER-SNO2
6	MORE	7	NORDVEST
6	MORE	15	NORGEOST
7	NORDVEST	8	INDRESOGN
7	NORDVEST	9	BKK
7	NORDVEST	13	HALLINGDAL
9	BKK	10	SKL
9	BKK	13	HALLINGDAL
10	SKL	11	VESTSYD
11	VESTSYD	12	NORGESYD
11	VESTSYD	14	TELEMARK
13	HALLINGDAL	15	NORGEOST
14	TELEMARK	12	NORGESYD
14	TELEMARK	15	NORGEOST
15	NORGEOST	18	SVER-SNO3
16	SVER-SNO1	17	SVER-SNO2
16	SVER-SNO1	20	FIN-NORD
17	SVER-SNO2	18	SVER-SNO3
18	SVER-SNO3	19	SVER-SNO4
19	SVER-SNO4	22	DANM-OST
20	FIN-NORD	21	FIN-SYD
23	JYLL-NORD	24	JYLL-SYD
24	JYLL-SYD	25	FYN
24	JYLL-SYD	26	TYSKLAND
9	BKK	32	GB
11	VESTSYD	32	GB
14	TELEMARK	33	SYDLENKEN
18	SVER-SNO3	33	SYDLENKEN
19	SVER-SNO4	33	SYDLENKEN
12	NORGESYD	23	JYLL-NORD
12	NORGESYD	26	TYSKLAND
12	NORGESYD	27	NEDERLAND
18	SVER-SNO3	21	FIN-SYD
18	SVER-SNO3	23	JYLL-NORD
19	SVER-SNO4	26	TYSKLAND
19	SVER-SNO4	28	POLEN
22	DANM-OST	25	FYN
22	DANM-OST	26	TYSKLAND
24	JYLL-SYD	27	NEDERLAND
19	SVER-SNO4	31	LITHUANIA
21	FIN-SYD	34	RUSSIA
21	FIN-SYD	29	ESTONIA
29	ESTONIA	30	LATVIA
30	LATVIA	31	LITHUANIA
31	LITHUANIA	28	POLEN

Moduler i det prisavhengige markedet (PREF) i dagens modell

Tabell D.3: Brenseltype

Brenseltype	Pris €/MWh	CO ₂ kg/MWh	SO ₂ kg/MWh	NO _x kg/MWh
Coal	12.5	342	2.19	0
Fuel oil	40.2	281	0.9	0
Gas	30.1	205	0	0
Gas Small	35.8	205	0	0
Gasoil	71.1	266	0.34	0
Light oil	71.1	266	0.34	0
Lignite	32.4	364	5.14	0
Nuclear		0	0	0
Oil Shale	5.1	356	0	0
Peat		385	0.86	0
Straw	15.8	0	0.17	0
Waste		68	0.56	0
Wood		0	0.01	0
Wood-waste	15.1	0	0.01	0
CHP_NePoTy	3.4	90		0
Fuel oil LS	50.9	281	0.09	0
CHP_ind	8.3	144	0.01	0
CHP_heat	6.8	252	0.01	0
Biomass	7	0	0.01	0
Excess Gas	2	360	0	0
NORREGAS	28.6	205	0	0

Marginalkostnaden til kraftverkene er bestemt av likning D.1:

$$\begin{aligned}
 MC = & \frac{P_{fuel}}{\eta} + \frac{CO_2 \cdot tax_{CO_2} + SO_2 \cdot tax_{SO_2}}{1000\eta} \\
 & + \frac{NO_x \cdot tax_{NO_x}}{1000\eta} + P_{O\&M} \left[\frac{e}{MWh} \right]
 \end{aligned}
 \tag{D.1}$$

- P_{fuel} = brenselprisen fra tabell D.3
 η = virkningsgrad
 CO_2, SO_2, NO_x = spesifikk utslippsmengde fra tabell D.3
 tax_{CO_2, SO_2, NO_x} = Skatt i [EUR/tonn]¹
 $P_{O\&M}$ = spesifikke driftskostnader fra tabell D.4

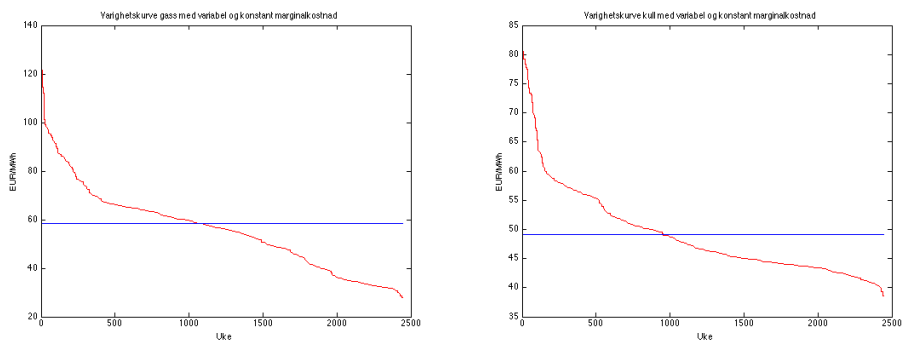
Tabell D.4: Driftskostnader relatert til teknologitype

Teknologi	€/MWh
Natural Gas	0.7
Coal	2
Gas turbine	2
Combined cycle	1.5
Gas engine	10
Straw	12
Oil	1
Bio	7.1
Waste burner	0
Coal_Fin	1.5
CHP_ind	1
CHP_DH	1
Bio_Fin	1
Gas	0.7
GT_Swe	1
CHP_ind	1
CHP_heat	1
Gas turbine_Fin	0.7
E-Heat Heavyoil	0.9
E-Heat Lightoil	1.6
E-Heat	-5.5
E-Heat PUMP	3.7

PRIS-datasettet

Varighetskurve kull og gasspriser

Varighetskurvene for prisene viser hvor stor andel av tiden kostnadene er høyere og lavere enn den deterministiske marginalkostnaden i Basis-settet.



(a) Varighetskurve marginalkostnad for Mongstad (b) Varighetskurve marginalkostnad for kullkraft

Figur E.1: Prisøkning i Norge i 5. og 6.prisår i begge datasettene

Moduler som knyttes til prisrekkene for kull og gass

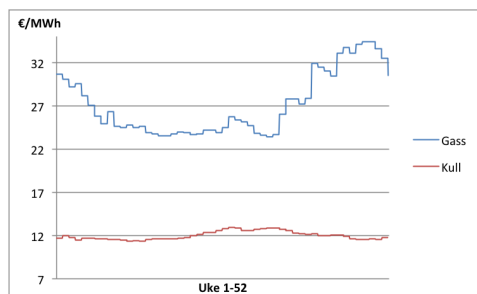
Område	Nr	A EUR/MWh	B EUR c/kWh	C EUR c/kWh	Mengde MW	Overf VV MW	Annen usikk	Type REF/VARM
FIN-SYD	2	0	2,969377544	1,94142857	4,91080612	830	830	x2coal.csv VARME
FIN-SYD	3	0	3,197791202	2,07923077	5,27702197	770	770	x2coal.csv VARME
FIN-SYD	8	0	3,563253053	2,29971429	5,86296734	570	570	x2coal.csv VARME
FIN-SYD	80	0	2,969377544	1,94142857	4,91080612	565	565	x2coal.csv VARME
DANM-OS	8	0	3,117846421	2,08833758	5,206184	250	250	x2coal.csv REFER
DANM-OS	9	0	3,197791202	2,13299363	5,33078483	640	640	x2coal.csv VARME
DANM-OS	25	0	3,239320957	2,16953263	5,40885359	255	255	x2coal.csv VARME
LATVIA	19	0	2,900322253	1,89976744	4,80008969	0	0	x2coal.csv VARME
FIN-SYD	12	0	7,5185	1,1956	8,7141	270	270	x2gas.csv VARME
SVER-SNO	20	0	0,571428571	2,33285714	2,90428571	45	45	x2gas.csv VARME
SVER-SNO	32	0	3,538117647	0,63110588	4,16922353	44	44	x2gas.csv VARME
SKL	50	0	4,926551724	0,97834483	5,90489655	35	35	x2gas.csv VARME
SKL	55	0	4,926551724	0,92834483	5,85489655	0	0	x2gas.csv VARME
BKK	56	0	4,926551724	0,92834483	5,85489655	280	280	x2gas.csv VARME
MORE	52	0	8,164	1,48982857	9,65382857	28	28	x2gas.csv VARME
FINNMARI	56	0	4,024507042	0,83583099	4,86033803	200	200	x2gas.csv VARME
ESTONIA	3	0	5,185172414	0,92834483	6,11351724	100	100	x2gas.csv VARME
ESTONIA	13	0	7,5185	1,1956	8,7141	170	170	x2gas.csv VARME
LATVIA	17	0	6,537826087	1,0483913	7,58621739	200	200	x2gas.csv VARME
LATVIA	25	0	5,468	0,8878	6,3558	573	573	x2gas.csv VARME
LITHUANL	1	0	8,845294118	1,39476471	10,2400588	284	284	x2gas.csv VARME
LITHUANL	2	0	7,5185	1,1956	8,7141	1500	1500	x2gas.csv VARME
LITHUANL	5	0	5,185172414	0,92834483	6,11351724	485	485	x2gas.csv VARME
ESTONIA	7	0	6,265416667	1,0905	7,35591667	100	100	x2gas.csv VARME
SVER-SNO	18	0	1,502576589	1,98168167	3,48425826	1650		x2coal.csv REFER
DANM-OS	5	0	1,467221845	1,09208243	2,55930427	1355		x2coal.csv REFER
DANM-OS	7	0	3,117846421	2,81475796	5,93260438	593		x2coal.csv REFER
DANM-OS	10	0	1,467221845	1,09208243	2,55930427	1056		x2coal.csv REFER
DANM-OS	24	0	3,197791202	2,88180304	6,07959424	593		x2coal.csv REFER
DANM-OS	6	0	2,969377544	2,00540491	4,97478246	632		x2coal.csv REFER
DANM-OS	11	0	2,969377544	2,00540491	4,97478246	950		x2coal.csv REFER
DANM-OS	40	0	1,385709521	1,04252229	2,42823181	389		x2coal.csv REFER
JYLL-NORI	31	0	1,467221845	1,10244136	2,56966321	562		x2coal.csv REFER
JYLL-NORI	41	0	2,653486316	1,83207481	4,48556112	2100		x2coal.csv REFER
JYLL-NORI	42	0	3,197791202	2,16685938	5,36465058	1900		x2coal.csv REFER
JYLL-SYD	19	0	1,385709521	1,05230573	2,43801525	185		x2coal.csv REFER
JYLL-SYD	34	0	1,467221845	1,10244136	2,56966321	711		x2coal.csv REFER
JYLL-SYD	35	0	1,467221845	1,10244136	2,56966321	675		x2coal.csv REFER
JYLL-SYD	36	0	1,467221845	1,10244136	2,56966321	100		x2coal.csv REFER
JYLL-SYD	37	0	1,467221845	1,10244136	2,56966321	690		x2coal.csv REFER
JYLL-SYD	44	0	2,969377544	2,02636943	4,99574697	1675		x2coal.csv REFER
JYLL-SYD	45	0	2,969377544	2,02636943	4,99574697	1725		x2coal.csv REFER
JYLL-SYD	46	0	2,900322253	1,98389572	4,88421797	4590		x2coal.csv REFER
JYLL-SYD	47	0	2,834405838	1,94335263	4,77775847	1645		x2coal.csv REFER
FYN	38	0	1,467221845	1,10244136	2,56966321	915		x2coal.csv REFER
FYN	48	0	2,834405838	1,94335263	4,77775847	1740		x2coal.csv REFER
FIN-SYD	43	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	0		x2gas.csv REFER
FIN-NORD	47	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	0		x2gas.csv REFER
SVER-SNO	6	0	0,25	1,09	1,34	350		x2gas.csv REFER
SVER-SNO	42	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	0		x2gas.csv REFER
SVER-SNO	29	0	3,75925	0,6343	4,39355	110		x2gas.csv REFER
SVER-SNO	20	0	3,538117647	0,59810588	4,13622353	1910		x2gas.csv REFER
SVER-SNO	40	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	0		x2gas.csv REFER
SVER-SNO	11	0	3,75925	0,6343	4,39355	204		x2gas.csv REFER
SVER-SNO	8	0	3,75925	0,6313	4,39055	700		x2gas.csv REFER
SVER-SNO	12	0	3,75925	0,6313	4,39055	2401		x2gas.csv REFER
SVER-SNO	46	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	0		x2gas.csv REFER
DANM-OS	1	0	3,978755556	1,5016	5,48035556	150		x2gas.csv REFER
DANM-OS	12	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	390		x2gas.csv REFER

DANM-OS	26	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	1582	x2gas.csv	REFER
DANM-OS	27	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	254	x2gas.csv	REFER
DANM-OS	15	0	5,276140351	0,859	6,13514035	353	x2gas.csv	REFER
DANM-OS	16	0	6,13755102	0,98830612	7,12585714	478	x2gas.csv	REFER
DANM-OS	28	0	3,341555556	0,6516	3,99315556	1234	x2gas.csv	REFER
DANM-OS	29	0	3,341555556	0,6516	3,99315556	225	x2gas.csv	REFER
DANM-OS	30	0	3,341555556	0,6516	3,99315556	393	x2gas.csv	REFER
DANM-OS	53	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	238	x2gas.csv	REFER
JYLL-NORI	2	0	3,978755556	1,5016	5,48035556	174	x2gas.csv	REFER
JYLL-NORI	5	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	0	x2gas.csv	REFER
JYLL-NORI	6	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	760	x2gas.csv	REFER
JYLL-NORI	7	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	90	x2gas.csv	REFER
JYLL-NORI	8	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	62	x2gas.csv	REFER
JYLL-NORI	9	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	250	x2gas.csv	REFER
JYLL-NORI	10	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	50	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	2	0	3,978755556	1,5016	5,48035556	58	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	12	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	239	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	13	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	987	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	14	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	51	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	20	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	68	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	21	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	126	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	22	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	51	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	23	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	414	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	24	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	114	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	33	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	235	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	43	0	6,265416667	1,0075	7,27291667	60	x2gas.csv	REFER
FYN	2	0	3,978755556	1,5016	5,48035556	420	x2gas.csv	REFER
FYN	26	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	1500	x2gas.csv	REFER
FYN	30	0	3,978755556	0,5686	4,54735556	497	x2gas.csv	REFER
FYN	39	0	3,538117647	0,59810588	4,13622353	44	x2gas.csv	REFER
JYLL-SYD	53	0	3,341555556	0,5686	3,91015556	92	x2gas.csv	REFER
LATVIA	13	0	3,4175	0,613	4,0305	700	x2gas.csv	REFER
LATVIA	14	0	3,4175	0,613	4,0305	0	x2gas.csv	REFER
LATVIA	15	0	3,4175	0,613	4,0305	42	x2gas.csv	REFER
LATVIA	18	0	3,379101124	0,60723596	3,98633708	400	x2gas.csv	REFER
LITHUANI	13	0	3,496976744	0,62493023	4,12190698	350	x2gas.csv	REFER
LITHUANI	14	0	3,4175	0,613	4,0305	0	x2gas.csv	REFER

MERK: 56 i BKK, 56 i FINNMARK og 50 i SKL er *ikke* omgjort til PRIS-trinn.

Kraftverk i PRISdatasettet

Under vannverdberegningene er kull- og gassprisene i et prisavsnitt gitt av gjennomsnittet for de 47 tilsigsårene, se figur E.2.

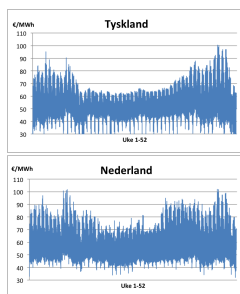


Figur E.2: Kull- og gasspris i vannverdberegningene

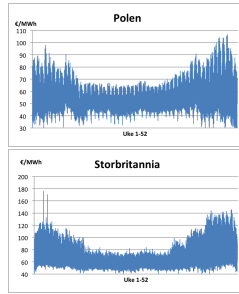
Eksogene moduler i PRIS-datasettet

Prisrekker fra BID

Figurene E.3, E.4, E.5 og E.6 viser gjennomsnittlig simulert pris over ett år.



Figur E.4: Gjennomsnittspris i Nederland



Figur E.6: Gjennomsnittspris i Storbritannia

Tabell E.1 viser maksimum-, minimum- og gjennomsnittspris i hvert land.

Tabell E.1: Simulerte BID-priser

	Tyskland	Nederland	Polen	Storbritannia
Middel [$\frac{EUR}{MWh}$]	54	56	60	65
Maks [$\frac{EUR}{MWh}$]	264	264	260	2310
Min [$\frac{EUR}{MWh}$]	0.01	0.03	0.03	0.03

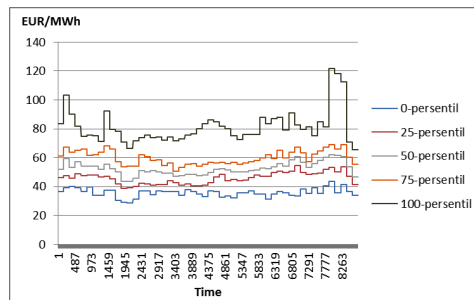
Regresjonskonstanter

Tabell E.2: Regresjonskonstantene mellom Tyskland og øvrige land

	Nederland	Polen	Storbritannia
A	0.96	0.71	0.86
C	0.5	2.14	2.07

X_1 i vannverdberegningen

Figur E.7 viser 0-, 25-, 50-, 75- og 100-prosentilene av X_1 , som er de nivåene vannverdberegningene er utført for.

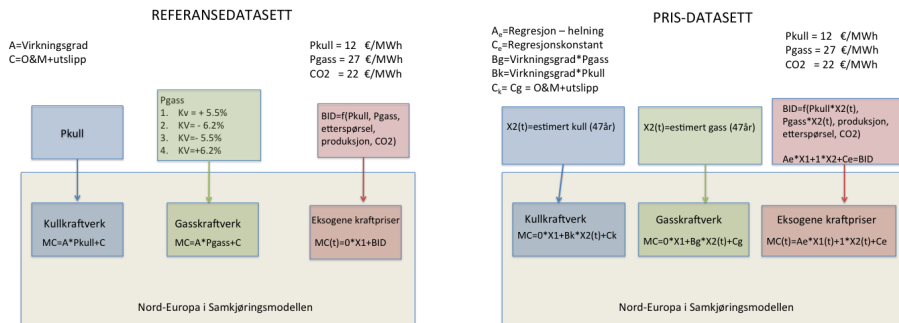


Figur E.7: 5 prosentiler for X_1

Simuleringer

Flytdiagram over simuleringene

Flytdiagram viser hvordan modelleringen av det prisavhengige markedet er ulikt i de to datasettene.



(a) Referansedatasettet

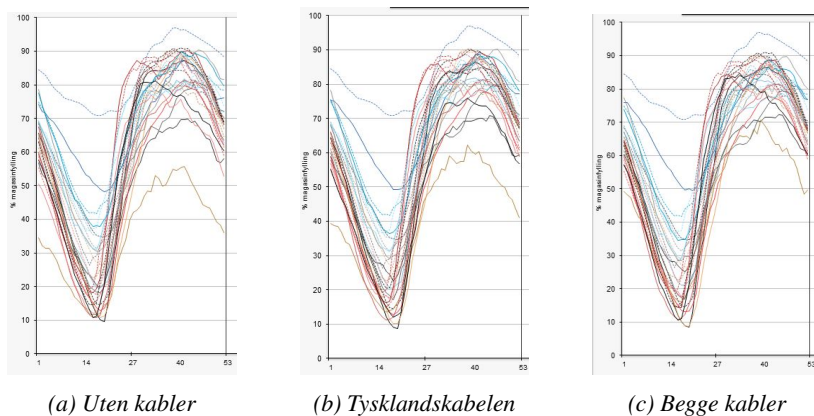
(b) PRIS-datasettet

Figur F.1: Flytdiagram

Magasinkurver i de tre simuleringene

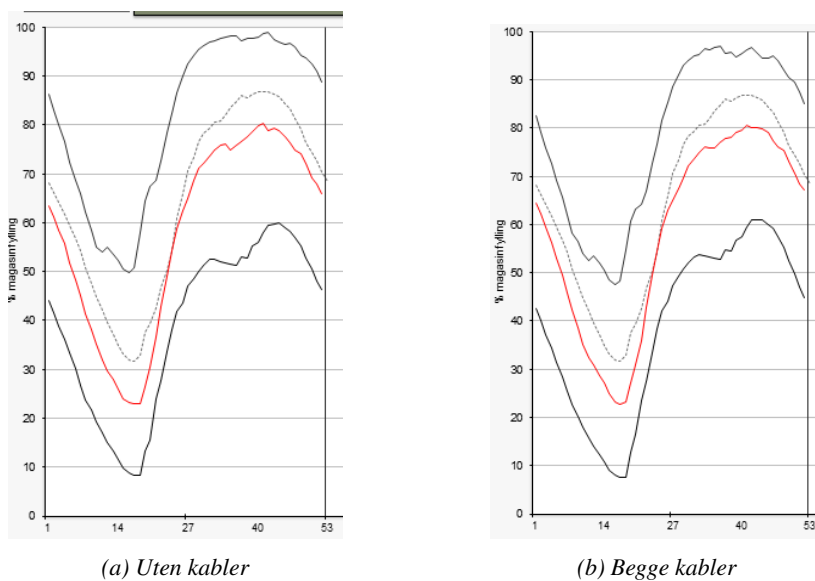
Referanse-datasettet

Median og 50- prosentil i alle delområder



Figur F.2: Median og 50-prosenti

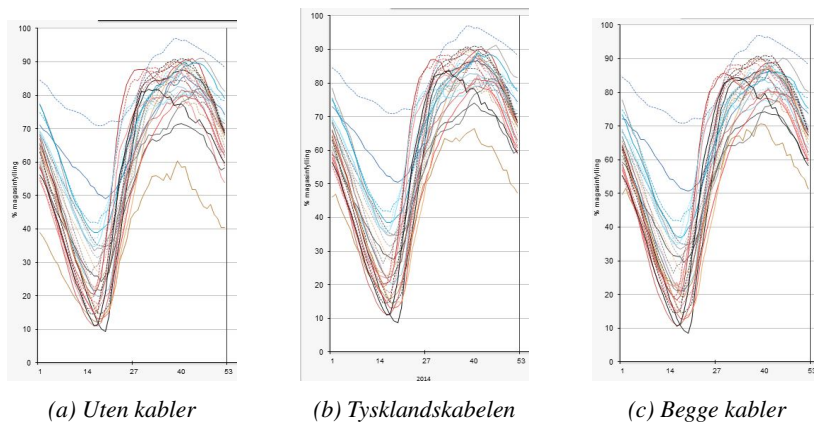
0-, 50- og 100- prosentil i hele Norge



Figur F.3: 0-, 50 og 100 prosentil i norske magasiner aggregert

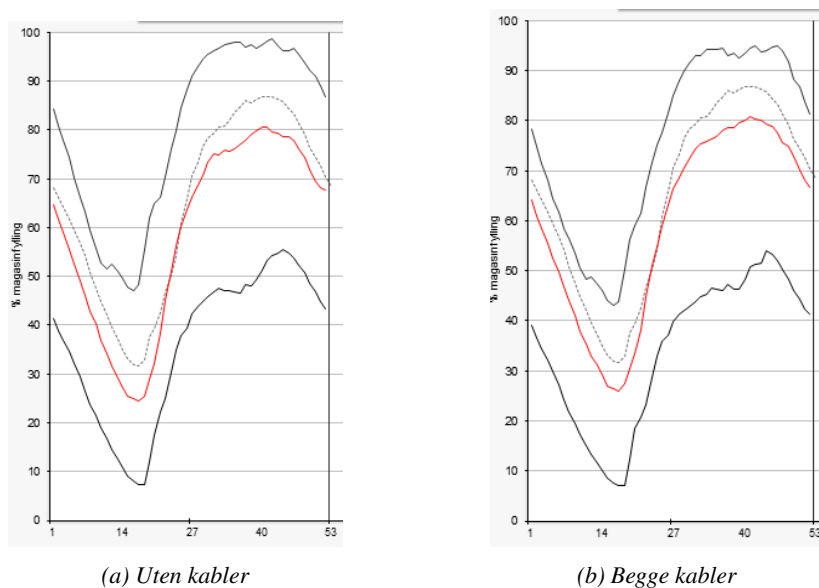
PRIS-datasettet

Median og 50- prosentil i alle delområder



Figur F.4: Median og 50-prosenti

0-, 50- og 100- prosentil i hele Norge



Figur F.5: 0-, 50 og 100 prosentil i norske magasiner aggregert

Resultater

Tilsigsår og prisår

Prisår og tilsigsår

Tabell G.1 viser hvilke tilsigsår som sammenfaller med ett brenselprisår, gitt i samme rad.

Tabell G.1: Prisår og tilsigsår

Termisk prisår	Tilsigsår				
1	1962	1972	1982	1992	2002
2	1963	1973	1983	1993	2003
3	1964	1974	1984	1994	2004
4	1965	1975	1985	1995	2005
5	1966	1976	1986	1996	2006
6	1967	1977	1987	1997	2007
7	1968	1978	1988	1998	2008
8	1969	1979	1989	1999	
9	1970	1980	1990	2000	
10	1971	1981	1991	2001	

Cellene merket med rødt er de fem tilsigsårene med mest tilsig, mens cellene merket med blått er de fem årene med minst tilsig i analyseperioden.

Prisnivået på kull og gass og kraftpriser

Tabell G.2: Tilsigsår og prisår sortert etter økende X_1

Termisk prisår	Tilsigsår	X_1 [€/MWh]
6	2007	40.66
6	1967	42.24
6	1997	42.66
6	1987	43.30
6	1977	43.57
1	1992	45.19
1	2002	45.69
1	1962	46.88
1	1982	47.03
1	1972	47.46
7	1998	47.80
7	2008	48.36
7	1988	48.41
4	2005	48.54
4	1995	48.56
4	1985	49.21
4	1975	49.62
2	1983	50.04
4	1965	50.30
7	1978	50.58
2	1993	50.79
7	1968	51.08
2	1973	51.48
3	1994	52.24
3	1984	53.21
2	2003	53.65
3	1974	54.16
3	2004	54.92
9	2000	55.23
10	2001	55.25
9	1990	55.69 4
2	1963	56.01
10	1991	56.38
10	1981	56.79
8	1989	59.01
8	1999	59.20
3	1964	59.35
10	1971	59.58
9	1980	60.01
8	1979	61.05
9	1970	62.09
8	1969	63.90
5	2006	67.34
5	1986	67.87
5	1976	70.86
5	1996	71.56
5	1966	72.23

Tilsigsstatistikk

Sum av regulerbart og uregulerbart tilsig i Norge fordelt over år. Sortert fra mest til minst tilsig.

Tabell G.3: Tilsig i GWh

År	Tilsig (GWh)
1990	200972.981
2000	200045.961
1989	195683.314
1983	194757.247
2005	191292.8
2007	189221.961
1967	185332.86
1995	179238.347
1992	171630.315
1999	169126.558
1997	166980.834
2008	166571.449
1975	161973.049
1971	160091.777
1973	159041.182
1984	159001.402
1988	157439.19
1994	155943.039
1981	155088.357
1993	154984.926
1998	154958.894
1979	154309.251
2004	153915.002
2001	151372.47
1964	149093.029
1968	147438.753
2006	147221.564
2002	147189.779
1985	146499.664
1982	145920.432
1962	144943.685
1986	144083.623
2003	144045.262
1974	143215.824
1987	142447.111
1972	141055.394
1991	140728.741
1976	139543.299
1965	139119.119
1978	135296.79
1977	131165.107
1963	130256.094
1970	125898.252
1966	124136.961
1980	123752.504
1969	111736.567
1996	111325.097

Referansedatasettet

Tabell G.4: Nytte av tysklandskabelen i Norden, Finland og Baltikum

	PO/KO M€/år	Netto flaskehalsinntekter M€/år	Total nytte M€/år
Norge	87	45	132
Sverige	108	-47	61
Finland	-29	-2	-31
Danmark	20	-49	-29
Resten	0	24	24
SUM TOTALT	185	-29	157

Tabell G.5: Nytte av kabelen til Storbritannia i Norden, Finland og Baltikum

	PO/KO M€/år	Netto flaskehalsinntekter M€/år	Total nytte M€/år
Norge	70	75	145
Sverige	91	-28	64
Finland	-20	3	-17
Danmark	20	-36	-17
Resten	2	41	43
SUM TOTALT	162	55	217

PRIS-datasettet

Tabell G.6: Nytte av tysklandskabelen i Norden, Finland og Baltikum

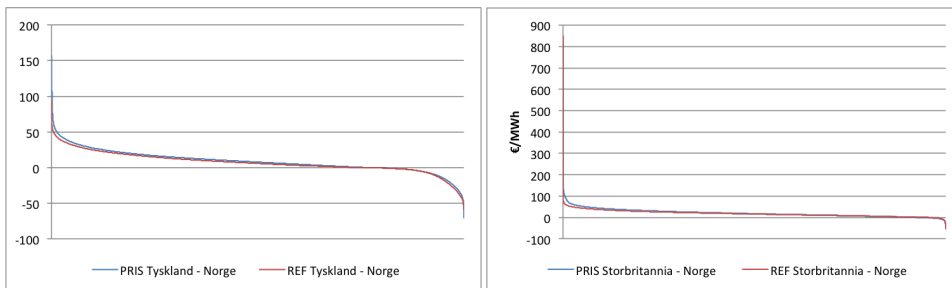
	PO/KO M€/år	Netto flaskehalsinntekter M€/år	Total nytte M€/år
Norge	80	57	137
Sverige	100	-42	58
Finland	-22	-1	-21
Danmark	16	-48	-32
Resten	5	33	38
SUM TOTALT	179	-2	181

Tabell G.7: Nytte av kabelen til Storbritannia i Norden, Finland og Baltikum

	PO/KO M€/år	Netto flaskehalsinntekter M€/år	Total nytte M€/år
Norge	76	88	163
Sverige	88	-26	62
Finland	-22	6	-16
Danmark	15	-38	-23
Resten	4	55	59
SUM TOTALT	161	84	246

Sammenlikninger

Varighetskurver for prisforskjeller

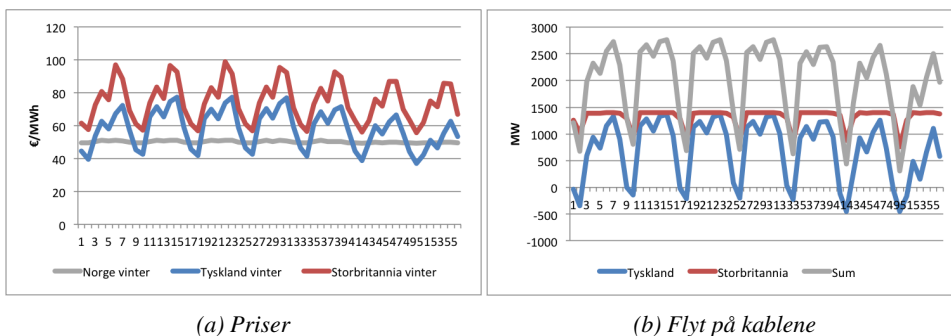


(a) Tyskland - Norge

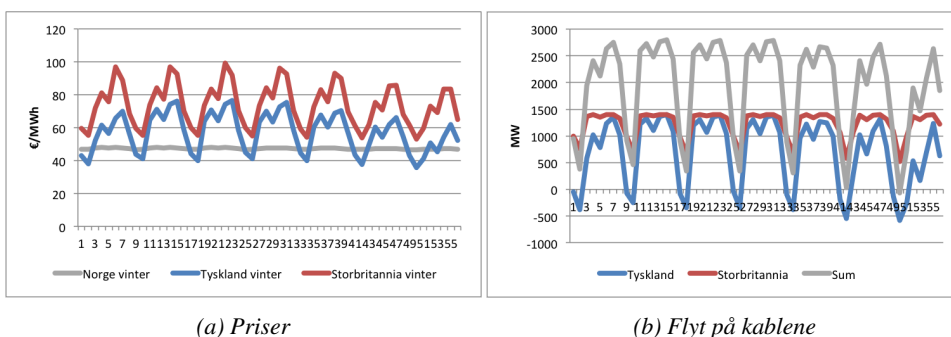
(b) Storbritannia - Norge

Figur G.1: Varighetskurve prisforskjeller Tyskland - Norge og Storbritannia - Norge

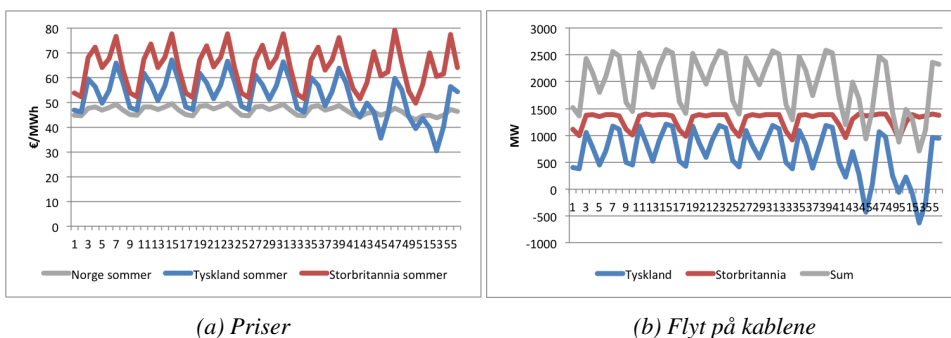
Sesongvariasjoner i priser og utveksling i begge datasettene



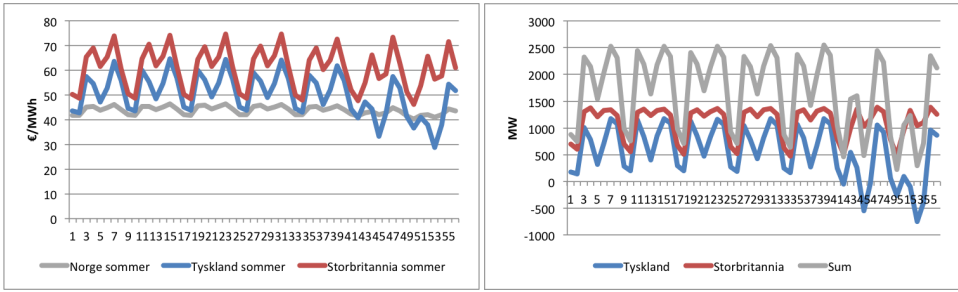
Figur G.2: Priser og flyt i referansedatasettet. Vinter



Figur G.3: Priser og flyt i PRIS-datasettet. Vinter



Figur G.4: Priser og flyt i referansedatasettet. Sommer

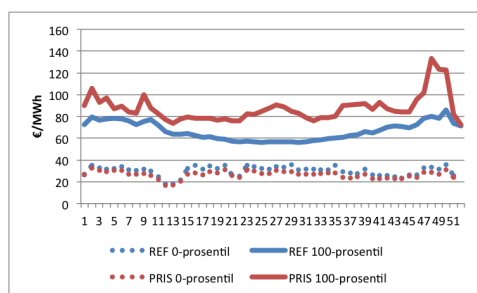


(a) Priser

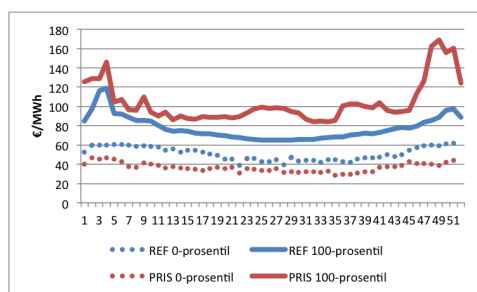
(b) Flyt på kablene

Figur G.5: Priser og flyt i PRIS-datasettet. Sommer

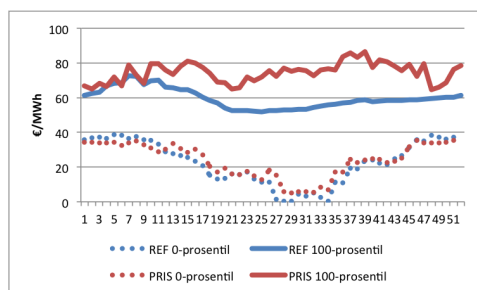
Prosentiler for priser i referanse og PRIS



Figur G.6: 0- og 100-prosentil for priser i Tyskland i begge datasettene

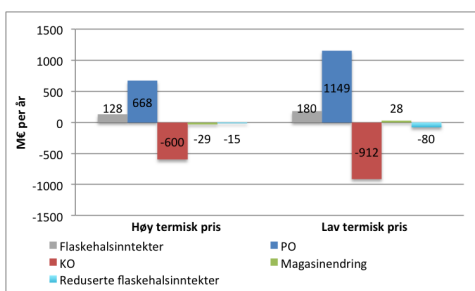


Figur G.7: 0- og 100-prosentil for priser i Storbritannia i begge datasettene

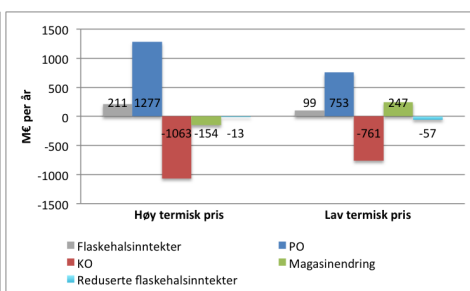


Figur G.8: 0- og 100-prosentil for priser i Norge med kabler i begge datasettene

5. og 6. prisår



(a) Referansedatasetet



(b) PRIS-datasetet

Figur G.9: Fordelingsvirkningene i 5. og 6. prisår

Alternative oppsett i Nord-Europa

Utvidelse av det eksisterende oppsettet

Usikker CO₂-kostnad

En varierende CO₂-kostnad kan innføres ved at hvert kraftverk er knyttet til en individuell X₂. Denne rekken er summen av brenselkostnad og CO₂-kostnad i hvert tidspunkt *t*.

$$X_2(t) = X_{kull}(t) + k \cdot X_{CO_2}(t) \quad [EUR/MWh]$$

Hvor:

X_{CO_2} Gitt i [EUR/tonn]

k Gitt i [tonn/MWh]

B er kraftverkets virkningsgrad. *k* er individuell for hvert kraftverk, gitt dets spesifikke utslippsnivå. Med 96 kraftverk, som er tilfellet for denne oppgaven, vil prosessen gjøres 96 ganger.

Kraftverk avhengig av X₁

X₁ som en del av marginalkostnaden til termiske kraftverk kan modelleres ved å identifisere en sammenheng - *A* - mellom X₁ og henholdsvis X_{kull} og X_{gass}. For kullkraftverk blir dermed marginalkostnaden:

$$MC_{kull} = A \cdot X_1(t) + 1 \cdot (k \cdot X_{kull}(t) - A \cdot X_1(t)) + C$$

Hvor:

k Er virkningsgrad og kostnadsnivå

C Som tidligere

Også i dette tilfellet må X_2 være individuell for hvert kraftverk, hvis ikke det forenkles til at alle kraftverk har lik virkningsgrad og kun kraftverkene som bruker ren kull og norges-gass omgjøres.

X_1 gitt direkte av brenselpriser

Hvis X_1 skal være gitt av brenselpriser kan rekken enten representeres av ett brensel eller av en generell nivå/variasjon usikkerhet som er felles for brenslene.

Ved førstnevnte er kullprisen det naturlige valget, ettersom kull enda (og i 2020) vil stå for størsteparten av kapasitetsmiksen i Europa og i Norden, jfr. avsnitt 5.2.

Kull som X_1

Oppsettet som her presenteres er det foreløpige oppsettet Statkraft bruker.¹ Det baserer seg på å kun modellere usikkerhet i kullpris som den usikkerheten som påvirker vannverdien. Ved å gjøre dette forenkles den felles korrelerte usikkerheten til å representeres av kun usikkerheten i kullpris.

Figur H.1 viser hvordan det aktuelle oppsettet blir.

Oppsett 1:	
Termiske kraftverk	Eksogene priser
• $X_1 = \text{KULL [EUR/GJ]}$	• $X_1 = \text{KULL [EUR/GJ]}$
• $X_2 = \text{CO}_2[\text{EUR/tonn}]$	• $X_2 = (\text{PRIS}_{\text{bid}} - A * X_1)$
• A [GJ/MWh]	• A= sensitivitet KULL/ El.pris
• B [tonn/MWh]	• B=1 C=0
• C [EUR/MWh]	

Figur H.1: PRIS-trinn basert på kullpris

Marginalkostnaden til kullkraftverk

X_1 representerer direkte kullprisen, og A er virkningsgraden til kraftverkene. X_2 kan brukes til å modellere usikkerhet i CO_2 -kostnad. B gir kraftverks spesifikt utslipp. C gir O&M-kostnader.

Eksogene områder:

Kullprisen og CO_2 -kostnadene er de usikre parameterne som er input til BID. Kraftprisen i hvert av landene er dermed en funksjon av variasjonen i disse. For at prisnivået i de eksogene landene skal være avhengig av prisnivået på kull i vannverdiregningen, må X_1 inngå i marginalkostnaden. Dette løses ved å identifisere en konstant, A, som en sensitivitetsfaktor mellom kraftprisen i hvert eksogent land og kullprisen. Simulert pris blir

¹Erik Tjøtta og Caroline Østby.

tilsvarende prisrekken fra BID, mens prisen i vannverdberegningen reflekterer nivået på X_1 .

Vurdering:

Fordeler ved denne modelleringen er for det første at usikkerhet i CO_2 -kostnader kan enkelt modelleres. Usikkerheten i X_1 inngår i både de eksogene områdene og i kraftverkene. X_2 for de eksogene områdene er spesifikk for hvert land, men med kun fire land er dette overkommelig.

Et problem er en evt. korrelasjon mellom CO_2 -kostnader og kullpris. Det er klart at disse påvirker hverandre og i et fremtidig mer etablert kvotemarked er det mulig at disse blir sterkere korrelert. Lave kullpriser vil initiere høyere CO_2 -skatter. Om det er en korrelasjon mellom disse prisene burde X_1 representere begge.

Den største konsekvensen av å la X_1 kun modellere kullpris er at de andre kraftverkene ikke inngår i usikkerheten. Dette kan for eksempel medføre at kullprisen blir mye høyere enn gassprisen, som generelt ikke er tilfelle. Ved at gasskraft ikke omgjøres til PRIS-trinn vil de heller ikke bli påvirket av den samme variasjonen i CO_2 -kostnad som kullkraftverk og eksogene land er utsatt for. Dessuten fremkommer det også i oppgaven at de eksogene kraftprisene viser sterkere sammenheng med gasspris. Det må derfor vurderes hvorvidt det er kull eller gasspris som skal modellere X_1 .

All termisk kostnad som X_1

Usikkerhet i gasspriser, kullpriser og CO_2 -priser kan representeres av en felles variasjon og usikkerhet. Med dette er det mest fornuftig å la X_1 være en normalisert rekke som skalerer de respektive prisene i en korrelert variasjon. Rekken kan for eksempel bestå av en sum av 1/3 av variasjonen i prisprognosene for kull, gass og CO_2 . Oppsettet vil være som vist i figur H.2.

Oppsett 3:	
Termiske kraftverk	Eksogene priser
<ul style="list-style-type: none">• X_1 = All termisk usikkerhet [p.u]• X_2 = [p.u]	<ul style="list-style-type: none">• X_1 = All termisk usikkerhet [p.u.]• $X_2 = (\text{PRIS}_{\text{BID}} - A * X_1)$
<ul style="list-style-type: none">• A [EUR/MWh]• B [EUR/MWh]• C [EUR/MWh]	<ul style="list-style-type: none">• A = sensitivitet termisk/ El.pris• B=1 C=0

Figur H.2: PRIS-trinn basert på kullpris

Marginalkostnaden til kraftverk

A må være gitt av et forventet prisnivå og virkningsgraden. X_2 må adderes til slik at marginalkostnaden er gitt av hele prognosen for kullpris/gasspris og CO_2 , og ikke bare den andelen som er trukket ut i X_1 . B vekter denne til EUR/MWh. C er O&M-kostnader.

Marginalkostnaden til eksogene land

Marginalkostnaden til de eksogene landene blir tilsvarende som tidligere.

Vurdering

Hvis det er mulig å få en fornuftig X_1 er dette den mest omfattende modelleringen. Hovedproblemet er å identifisere denne rekken. En viktig årsak til at dette er vanskelig er at de fundamentale årsakene til prisendringer er ulike for kull, gass og CO_2 . Men kull enda er tett knyttet mot oljeprisen, er gass brukt i mye annet enn til elektrisitetsproduksjon slik at kostnaden er avhengig av andre markeder. Prisnivået på CO_2 er satt i kvotemarkedet og politiske avgjørelser. Det kan bli modelleringens eget knefall å ha mange parametere som inngår i X_1 .

I tillegg blir X_2 her ulik både for alle kraftverk og eksogene områder, slik at det er mye arbeid i å generere X_2 for alle moduler.

Tillegg **I**

Funksjonsbeskrivelse

 SINTEF		ARBEIDSNOTAT	
		SINTEF Energi AS Postadresse: 7465 Trondheim Resepsjon: Sem Sælands vei 11 Telefon: 73 59 72 00 Telefaks: 73 59 72 50 www.energy.sintef.no Foretaksregisteret: NO 939 350 675 MVA	
		GÅR TIL Caroline Østby, Jan Kåre Johnsen (Statkraft) Ivar Husevåg Døskeland, Anders Kringstad (Statnett)	
AN NR.	GRADERING Åpen	GJENNOMGÅTT AV Arne Haugstad	
ELEKTRONISK ARKIVKODE		FORFATTERE(E) Birger Mo	DATO 2010-12-20
PROSJEKTNR. 12X698.01		Birger.mo@sintef.no	ANTALL SIDER ?
AVDELING Energisystemer		BESØKSADRESSE Sem Sælands vei 11	LOKAL TELEFAKS 73 59 72 50

Sammendrag

Notatet beskriver funksjonalitet for håndtering av eksogene stokastiske priser i Samkjøringsmodellen.

1.	INNledning.....	Feil! Bokmerke er ikke definert.
2.	Bakgrunn.....	5
3.	NY FUNKSJONALITET FOR SIMULERING MED EKSOGENE PRISER.....	7
4.	VANNVERDIER SOM FUNKSJON AV EKSOGENE PRISNIVÅ.....	11

1. INNLEDNING

Notatet beskriver funksjonalitet for håndtering av eksogene stokastiske priser i Samkjøringsmodellen. Den nye funksjonaliteten er implementert i en prototyp av hva som skal bli den offisielle versjon 9 av Samkjøringsmodellen.

Det antas at manglende modellering av usikkerhet i termiske produksjonskostnader og eller eksogene elektrisitetspriser er en av de viktigste svakhetene ved eksisterende Samkjøringsmodell. Denne mangelen har spesielt konsekvenser for analyser av investeringer som forventes å gi økt fleksibiliteten og for risikoanalyser som baseres på prisprognoser fra Samkjøringsmodellen. Verdien av større fleksibilitet er i stor grad knyttet til muligheten for å utjevne prisvariasjoner. Den nye funksjonaliteten forventes derfor å ha stor nytteverdi for disse to typene av analyser.

2. BAKGRUNN

I Samkjøringsmodellen har man hittil modellert usikkerhet i tilsig, temperatur og vindhastighet. I praksis er det mange andre usikre variable som påvirker markedsbalansen og prissettingen i markedet. De usikre variablene som er modellert er valgt ut fordi de er antatt å være de viktigste usikre variablene og fordi det har vært enklere å inkludere usikkerhet i eksempelvis vindhastighet enn i andre variable fordi vi kunne for en stor del beholde eksisterende metodikk. Det typiske for de usikre variablene som modelleres er at de alle påvirker markedsklareringen direkte (volumet er usikkert) og at usikkerheten i parameterne kan representeres ved hjelp av historiske år.

Ettersom det nordiske kraftmarkedet blir sterkere koplet mot det europeiske kraftmarkedet blir det viktigere å modellere usikkerhet i variable som i dag antas å være gitt som funksjon av tid. Vi antar at de viktigste usikre parameterne som ikke modelleres stokastisk i dag er:

- Europeisk elektrisitetspris (når Europa modelleres eksogent)
- CO₂ pris
- Kullpris
- Oljepris
- Gasspris

Alle disse er eksogene parameterne påvirker prissettingen i markedet og dermed indirekte den fysiske balansen i markedet.

Samkjøringsmodellen inneholder to hoveddeler:

- Strategidelen (vannverdieregningen)
- Simuleringsdelen.

Metodikk

For å begrense antall stokastiske størrelser man tar hensyn til i strategidelen antar man at CO₂ pris, kullpris, oljepris, gasspris til sammen kan beskrives med en stokastisk pris, kall denne for Termisk Kostnad. Det betyr at vi forutsetter perfekt korrelasjon mellom disse størrelsene men ikke samme pris. I strategidelen er det implementert funksjonalitet som medfører at vannverdiene kan gjøres avhengig av nivået på den "Termiske Kostnaden".

Det antas også at de eksogene prisene (for eksempel pris i Tyskland) kan deles opp i to deler:

- A. En prisvariasjon del som skyldes Termisk Kostnad
- B. En prisvariasjon som skyldes annen usikkerhet

Den eksogene prisen er gitt av summen av prisene i A og B.

Både A og B kan spesifiseres som stokastiske størrelser. Det er mulighet for å spesifisere flere scenarier for A og B pr. historisk år. Det antas også at usikkerheten i B ikke påvirker vannverdiene i systemet.

I vannverdiberegningen forutsettes at den Termiske Kostnaden kan ta et antall nivåer spesifisert av brukerne. Vannverdiene beregnes uavhengig av hverandre for hvert av disse nivåene på den på samme måte som i standard Samkjøringsmodell. For et gitt nivå på den Termiske Kostnaden er alle marginalkostnader til bruk i vannverdiberegningen gitt for alle uker i planleggingsperioden. Det hele er basert på en forutsetning om at en økning i den Termiske Kostnaden i nåtidspunktet gir en tilsvarende økning i kostanden for alle fremtidige uker.

I simuleringen vil man for en gitt uke og scenario ha en gitt Termisk Kostnad. Vannverdien referert til denne verdien finnes ved å interpolere vannverdiene mellom de to nærmeste nivåene det er beregnet vannverdier for. Simulert markedsbalanse for uken finnes deretter som i dagens versjon med marginalkostnad for termiske verk gitt av verdien på A +B samt konverteringsfaktorer knyttet til hver modellert termisk enhet.

Funksjonalitetsbeskrivelse

Et eller flere trinn på preferansefunksjonen for et delområde i modellen kan beskrives som et PRIS trinn. Valg PREF i Vansimtap grensesnittet.

Hvert PRIS trinn beskrives med følgende data:

- Tidsavhengig kapasitet for Kjøp og Salg
- Navn på prisrekke som inneholder scenarier for Termisk Kostnad (X_1)
- Tilhørende skaleringsfaktor (A)

- Navn på prisrekke som inneholder scenarier for annen usikkerhet (X_2)
- Tilhørende skaleringsfaktor (B)
- Konstant ledd (C)

Marginal kostnaden som benyttes for den gitte enheten i simulering vil være gitt av:
 $\text{Marginalpris} = AX_1 + BX_2 + C$

Det kun er mulig å benytte en prisrekke for X_1 variabelen men det kan benyttes mange ulike prisrekker for X_2 . For eksempel skal det kunne benyttes forskjellige X_2 i ulike delområder men også forskjellig X_2 innenfor samme delområde. Brukeren trenger ikke å definere en prisrekke for både X_1 og X_2 , det er valgfritt om man benytter en eller to prisrekker for et PRIS trinn.

Dersom vannverdiene skal være avhengig av Termisk Kostnad (X_1) vil man beregne vannverdiene for at antall nivå av X_1 bestemt av brukeren. Nivåene spesifiseres ved hjelp av prosentiler. Vannverdiene beregnes separat for hvert nivå av X_1 .

3. NY FUNKSJONALITET FOR SIMULERING MED EKSOGENE PRISER

Vi antar at man ønsker å modellere en pris som eksogen og stokastisk. Denne prisen må beskrives på en Ascii fil (Excel type) som har det samme formatet som beskrevet i Vansimtops brukerveiledning Seksjon 12, Dell, kapittel 3 (kopi av dette kapittelet finnes i vedlegg 1). Det er det samme format som benyttes for prisrekkemodellering i Vansimtap. Det er også mulig å generere en eksempel prisrekkefil ved å kjøre programmet Genpris (Valg SA) på en katalog man har kjørt Samkjøringsmodellen på fra før. Man vil da få laget en fil med rett format men prisene vil være fra det valgte delområdet i Samkjøringsmodellen. Vi kaller en slik fil med priser en prisrekkefil <prisrekke.pri>.

Hvis man ønsker å modellere en stokastisk komponent som ikke er knyttet til historisk tilsigsår, det vil si en komponent som er statistisk uavhengig av tilsigsåret, kan man benyttet scenario telleren på prisrekkeformatet. Man har da en ekstra dimensjon som i praksis gir muligheten for å simulere med flere prisscenarier for hvert historisk tilsigsår. Hvis man for eksempel har 70 tilsigsår og 4 scenarier pr. tilsigsår vi man totalt simulere for 280 scenarier. Dette er også beskrevet i vedlegget.

Det er ingen begrensninger på hvor mange trinn på preferansefunksjonen man kan knytte til en prisrekke eller hvor mange ulike prisrekkefiler man kan bruke i modellen.

Prisrekken er en del av markedsbeskrivelsen i Samkjøringsmodellen, valg PREF, i Enmdat eller Vansimtap som vist i eksemplet nedenfor. I eksempelet modellerer vi et kjøps og et salgstrinn med trinnstørrelse 10000 GWh/uke (ubegrenset). Prisen på trinnet er gitt av prisene

i en prisrekke som i eksempelet har navn Pris-tyskland.csv. Denne prisrekken er i vårt tilfelle definert til å være hovedprisrekke. Det kan kun finnes en hovedprisrekke og det er denne prisrekken som vi vil gjøre vannverdiene avhengig av. Navn på hovedprisrekken legges inn på følgende måte:

Tabell 1 Eksempel på innlegging av hovedprisrekke navn

```

Gi typenr. * R- Rasj. F- Flomk. * SL- Slett * P-
H.Prisr. * CR- Uthopp * ..... : ??

Oversikt over innleste prisavhengige krafttyper
-----
Type : Kate- : Navn           :Eg| Type : Kate- : Navn           :Eg:
-nr  : gori  :                          :et| -nr  : gori  :                          :et:
-----|-----
101  : Gjenk  : GJENNKJ_83_1      : | 105  : Gjenk  : GJENNKJ_87_1      : :
102  : Gjenk  : GJENNKJ_84_1      : | 106  : Gjenk  : GJENNKJ_88_1      : :
103  : Gjenk  : GJENNKJ_85_1      : | 107  : Gjenk  : GJENNKJ_89_1      : :
104  : Gjenk  : GJENNKJ_86_1      : | 999  : Rasjo  : Rasjonering       : :

Mulige valg
-----
"Nr"  Editor p} eksisterende krafttype/ ny krafttype
R     Angivelse av pris p} rasjonering
F     Angivelse av pris p} flomkraft
P     Navn p} hovedprisrekke

Gi typenr. * R- Rasj. F- Flomk. * SL- Slett * P-
H.Prisr. * CR- Uthopp * ..... : P
Gi navn på fil med prisrekke for termisk usikkerhet .... : Pris-
tyskland.csv
Gi typenr. * R- Rasj. F- Flomk. * SL- Slett * P-
H.Prisr. * CR- Uthopp * ..... :

```

Tabell 2 Eksempel på hvordan man definerer et salgstrinn til å være gitt av en usikker eksogen pris.

```

Preferansefunksjon. Tilfeldig kraft, varmekraft og rasjonering.
-----
Gi typenr. * R- Rasj. F- Flomk. * SL- Slett * P-
H.Prisr. * CR- Uthopp * ..... : ??

```

Oversikt over innleste prisavhengige krafttyper

```

-----
Type : Kate- : Navn          :Eg| Type : Kate- : Navn          :Eg:
-nr  : gori   :                          :et| -nr  : gori   :                          :et:
-----|-----
 31  : Prisr  : import_tyskland  : | 105 : Gjenk  : GJENNKJ_87_1    : :
101  : Gjenk  : GJENNKJ_83_1     : | 106 : Gjenk  : GJENNKJ_88_1    : :
102  : Gjenk  : GJENNKJ_84_1     : | 107 : Gjenk  : GJENNKJ_89_1    : :
103  : Gjenk  : GJENNKJ_85_1     : | 999 : Rasjo  : Rasjonering     : :
104  : Gjenk  : GJENNKJ_86_1     : |      :        :                  : :
    
```

Navn p} fil med hovedprisrekke: Pris-tyskland.csv

Mulige valg

"Nr" Editor p} eksisterende krafttype/ ny krafttype

- R Angivelse av pris p} rasjonering
- F Angivelse av pris p} flomkraft
- P Navn p} hovedprisrekke

Gi typenr. * R- Rasj. F- Flomk. * SL- Slett * P-

H.Prisr. * CR- Uthopp * : **30**

Kategori som typen tilhører : **PRIS**

Kjøp eller salgstrinn ? < KJØP SALG> : **SA**

Tast navn på krafttype : **Eksport_Tyskland**

Totalsystem eller Eget system (TOTAL) :

Gi navn på fil for prisrekke annen usikkerhet

..... :

PRISREKKE: Tilfeldig salg.

Krafttype nummer: 30, Salg_Tyskland Simulering

```

-----
Periode : Sluttuke : Overf|rings- : Tast sluttuke og
nummer  :           : kapasitet   : overf|ringskapasitet mot
        :           : (Gwh/uke)  : Spotmarkedet, S- Uthopp
    
```

1 : 0 : 0.0000 : **260 10000**

PRISREKKE: Tilfeldig salg.

```

-----
Krafttype nummer: 30, Salg_Tyskland                Vannverdiberegning
-----
Periode  : Sluttuke :   Overf|rings- :   Tast sluttuke og
nummer   :           :   kapasitet   :   overf|ringskapasitet mot
          :           :   (Gwh/uke)  :   Spotmarkedet, S- Uthopp
-----
      1   :       0   :       0.0000 :   260 10000
Gi omregningsfaktor <A> for skalering av
hovedprisrekke (1) ..... : 1.0
Gi omr.fakt. <B> for skalering av prisrekke annen
usikkerhet (0) ..... : 0.0
Tast også konstantledd <b> for priser. (øre/kWh) (0) .. : 0.0

Krafttype nr: 30, Salg_Tyskland                Salg mot Spotmarkedet
Plassering: TOTAL
-----
Omregning av priser      Xa = A*Php + B*Pau + C
A= 1.00   Php= Pris-tyskland.csv
B= 0.00   Pau=
C= 0.00

-----
Periode : Start- : Slutt- :   Overf|rings- :   Overf|rings- :
-nummer : uke     : uke     :   kapasitet SIMUL :   kapasitet VANV :
          :         :         :   (Gwh/uke)     :   (GWh/uke)     :
-----
      1   :     1   :    260   :   10000.0000   :   10000.0000   :

Tast kode < N P MS MV F> * RETURN - Data ok. .... :
Gi typenr. * R- Rasj. F- Flomk. * SL- Slett * P-
H.Pr isr. * CR- Uthopp * ..... :
    
```

Tabell 3 Eksempel på hvordan PREF kan se ut for et delområde som skal modelleres med en eksogen prisrekke.

```

Preferansefunksjon. Tilfeldig kraft, varmekraft og rasjonering.
-----
Gi typenr. * R- Rasj. F- Flomk. * SL- Slett * P-
H.Pr isr. * CR- Uthopp * ..... : ??

Oversikt over innleste prisavhengige krafttyper
-----
    
```

Type	: Kate-	: Navn	:Eg	Type	: Kate-	: Navn	:Eg:
-nr	: gori	:	:et	-nr	: gori	:	:et:
30	: Prizr	: Eksport_Tyskland	:	104	: Gjenk	: GJENNKJ_86_1	: :
31	: Prizr	: Import_Tyskland	:	105	: Gjenk	: GJENNKJ_87_1	: :
101	: Gjenk	: GJENNKJ_83_1	:	106	: Gjenk	: GJENNKJ_88_1	: :
102	: Gjenk	: GJENNKJ_84_1	:	107	: Gjenk	: GJENNKJ_89_1	: :
103	: Gjenk	: GJENNKJ_85_1	:	999	: Rasjo	: Rasjoning	: :

Navn p} fil med hovedprisrekke: Pris-tyskland.csv

4. VANNVERDIER SOM FUNKSJON AV EKSOGENE PRISNIVÅ

Som nevnt tidligere kan vannverdiene beregnes for ulike nivå av den "Termiske kostnaden" X_1 . Nivåene spesifiseres av brukeren på filen <eksogene_nivaa.data> som vist i Tabell 4. Nivåene spesifiseres ved hjelp av prosentiler på filen med en prosentilverdi per linje. Figur 5a viser et eksempel med 4 nivåer.

Hvis filen <eksogene_nivaa.data> finnes og brukeren har lisens til funksjonaliteten vil bruker få et nytt valg i Saminn som vist i tabell 5. Det er svaret på dette spørsmålet som avgjør om vannverdien blir avhengig av nivået. Det vil automatisk bli beregnet vannverdier for 0 og 100 prosentilen av X_1 uavhengig av om brukeren har spesifisert disse verdiene på filen <eksogene_nivaa.data>. I vannverdiberegningen vil man alltid benytte gjennomsnittet av alle andre stokastiske input priser X_1 .

Tabell 4 Eksempel på nivåbeskrivelse ved hjelp av prosentiler på <eksogene_nivaa.data>

```
25.0
50.0
75.0
100.0
```

Kolonneskilletegn på fila er alltid komma (,), desimalskilletegnet på fila er alltid punktum(.).

Tabell 5 Spesifisering av at vannverdier skal beregnes for flere eksogen nivå

```
C:\datasett\Aut_test_V9\MEDVV>saminn
      ::::: :: ::  ::  :: ::::: ::::: :::::
      ::  :: ::: ::  ::  ::  ::  ::
```

```

:::: :: :: :: :: :: :: :: :: :: :: :: :: :: :: ::
      :: :: :: :: :: :: :: :: :: ::
::::: :: :: :: :: :: :: :: :: :: :: Energi AS
    
```

S A M I N N - 9.1.0Beta_Fast/Prisavsnitt/7922+ - 2011.12.20

```

-----
Brukerveiledning..: Samkj|ringsmodellen
Programansvarlig..: Arne Haugstad
Kj|retidspunkt....: 1. mars 2012, kl 10:02:14
    
```

SAMINN: Oversikt over diverse styreparametre.

```

-----
K o m m e n t a r e r                               : Verdi :
-----
    
```

```

Antall verk/delomr}der                               :    4 :
Antall }r det skal stilles opp data for              :    3 :
}rstall for f|rste }r i dataperioden                 : 1988 :
Antall }r i tilsigsstatistikken                      :   50 :
}rstall for f|rste }r i tilsigsstatistikken          : 1931 :
Antall prisavsnitt som uken er inndelt i             :    4 :
Realrente (%)                                       : 0.0 :
-----
    
```

Er data ok ? : JA

Navn p} verk/delomr}der som skal inng} i simuleringene.

```

-----
Delomr.: Navn p} delomr}de      : Navn p} linjebildefil hvor :
nummer :                          : enmagasindata er lagret.   :
-----
    
```

```

1 :          numedal :          numedal.ENMD :
2 :          tev     :          tev.ENMD     :
3 :          otra    :          otra.ENMD    :
4 :          term    :          term.ENMD    :
    
```

Er data ok ? : JA

Delomr}de nr: 1. Navn: numedal


```
: 2 : Term                : 4  
  
Er gruppene OK ? <IG - Ingen gruppering> ..... :
```

Alle andre funksjonaliteter og brukervalg er uavhengig av den nye funksjonaliteten. Som nevnt tidligere kan brukeren definere flere prisbaner pr tilsigsår. Antall simulerte år vil da automatisk bli gitt av produktet av antall tilsigsår og antall prisscenarier pr tilsigsår. I både seriesimulering og parallellsimulering vil alle tilsigsår tilhørende prisscenario nummer en bli simulert i rekkefølge før man simulerer alle tilsigsår for prisscenario to osv.

I simuleringsdelen øker beregningstiden dersom man simulerer for flere tilsigsår, hvis ikke vil beregningstiden i simuleringsdelen være tilnærmet uendret. Beregningstiden i vannverdieregningen øker dersom man bruker funksjonalitet for å gjøre vannverdiene avhengig av eksogent nivå. Økningen i beregningstid er proporsjonal med antall nivå.

Fila består i prinsippet av 4 deler:

Del 1. Skille og desimaltegn

Første rad på fila i tabell 3.2 viser hvilke kolonne- og desimalskilletegn som benyttes.

- Første kolonne inneholder kolonneskilletegn.
- Andre kolonne inneholder desimalskilletegn.

Tabell 3.2 Kolonne- og desimalskilletegn

','	','
-----	-----

Del 2. Hodet

Den første linja i hodet brukes til generell informasjon for regnearkbrukere.

A) Informasjon i regneark/edditør

Tabell 3.3. Informasjon i regneark/edditør

2	Type data: Prisrekke		Kilde: Samkjøringsmodellen
---	----------------------	--	----------------------------

Første kolonne (heltall) viser hvor mange tekststrenger med generell informasjon som finnes. Andre kolonne viser type data som finnes på fila, her er det en prisrekke. Tredje kolonne viser hvilken kilde som har generert fila, i eksemplet vårt er det Samkjørings-modellen.

Det legges to skilletegn (;;) mellom de to tekststrengene slik at det er en tom kolonne mellom dem.

B). Variable som skal brukes i SEFAS-program

1.1.1.1.1.1.1 Tabell 3.4 Variable som brukes i SEFAS-program

3	Antall tellere	Parallell=0 Serie=1	NUKE
3	4	1	104

Første kolonne/variabel gir antall variable som brukes mot **SEFAS**-program, på prisfila er det 3 variable: antall tellere, Parallell=0 Serie=1 og NUKÉ. Første rad gir forklaring til variablene og andre rad viser verdien til dem.

Antall tellere

Antall tellere forteller hvor mange tellergrupper fila er bygd opp av. I eksemplet finnes følgende tellergrupper uker, årstall, prisavsnitt og scenario. Denne variabelen settes til 3 dersom scenario er lik 1. Prisavsnitt gruppa beholdes også når antall prisavsnitt er lik 1. Verdien for antall tellere vil derfor for prisfila være 3 eller 4.

Parallell=0 Serie=1

Med parallell menes at prisrekka er generert fra en parallellsimulering med Samkjøringsmodellen.

Med serie menes det at prisrekka er generert fra en serie simulering med Samkjøringsmodellen.

NUKE

Viser antall uker i dataperioden. NUKE er ikke bestandig lik antall uker med verdier for utskriften av prisrekke fila.

Alle variablene som brukes i SEFAS-program er lagret på fila som heltall.

Del 3. Tellere

Med tellere i prisfila menes det antall uker med utskrift, start- og sluttuke, antall simuleringsår med historiske tilsigsår, antall prisavsnitt med antall timer i hvert og antall scenario. Scenariodelen kan sløyfes. Antall tellere er gitt i hode delen av prisfila.

Tabell 3.5 Tellere.

52	25	107								
60	1931	1932	1933	1934	1935	1936	1937	1938	1939	osv.
2	60,0	108,0								
3	0,7	0,25	0,05							

Første rad i tellerdelen: Denne gir informasjon om uker/ukenummer i datadelen.

Første kolonne viser antall uker som er med i utskriften av prisrekka.

Andre kolonne viser startuke

Tredje kolonne viser sluttuke.

Andre rad i tellerdelen: Denne gir informasjon om antall simuleringsår og årstall for de tilsigsår som har blitt brukt.

Første rad i datadel: Kolonneoverskrift (ukenummer).

Kolonne overskriften (ukenummer) starter i først kolonne med priser. Første verdi er lik startuke og siste verdi er lik sluttuke. Ukenummerene skrives som heltall.

Første kolonne i datadel: Historiske tilsigsår.

Tilsigsårene er gitt som heltall. Tilsigsår er hoved-radteller, dvs at årstallet gjentas på nye rader inntil alle prisavsnitt og scenario for det gitte året er gjennomløpt.

Andre kolonne i datadel: Prisavsnitt.

Prisavsnittene er gitt som heltall. Prisavsnitt er en under-radteller, dvs. at alle prisavsnitt for et bestemt år gjennomløpes før nytt årsskifte. Dersom antall prisavsnitt er lik 1 vil det bestandig stå 1 i denne kolonna.

Tredje kolonne i datadel: Scenario.

Scenarionummer er gitt som heltall. Scenario er en underteller av år, den rangerer imidlertid over prisavsnitt, slik at alle prisavsnittene for et scenario gjennomløpes før neste på prisfila. Dersom det kun er et scenario på prisfila sløyfes scenario kolonna.

Data (priser).

Disse er gitt som flyttall. Tilhørighet er gitt av kolonne- og radtellere.