

Modellering av usikkerhet i tilgjengelighet i produksjonskapasitet og utvekslingskapasitet

Ingrid Bjørshol Holm

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2011
Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

NORGES TEKNISK VITENSKAPELIGE UNIVERSITET



MASTEROPPGAVE

Kandidatens navn: Ingrid Bjørshol Holm

Oppgavetekst:

Erfaringer fra de siste årene og spesielt vinteren 2009/10, har vist at utfall av kabler til det Europeiske kontinentet (NorNed) og produksjonskapasitet (svensk kjernekraft) er viktig for både forsyningsikkerheten og prisdannelsen i kraftmarkedet.

Målet med denne oppgaven er å gjennomføre simuleringer for å studere konsekvensene av utfall. Samkjøringsmodellen skal brukes i disse analysene. Analysene skal gjennomføres på en modell for det nordiske kraftsystemet. I tillegg skal noen problemstillinger fra prosjektoppgaven bearbejdes litt.

1. Oppdater beregninger som ble gjennomført på 3-område-testsystemet i prosjektoppgaven, jfr. vurdering av prosjektoppgaven.
2. Gjør beregninger med og uten modellering av tilgjengelighet av kjernekraften og sammenlign resultater som priser, produksjonsmønstre og utveksling. Forsøk med ulike tilgjengeligheter, også utenfor realistiske tall for klart å få fram virkninger.
3. Vurder muligheter for modellering av tilgjengeligheten for kabler til utlandet.

Utført ved: Institutt for Elkraftteknikk

Innlevering: 14.juni 2011

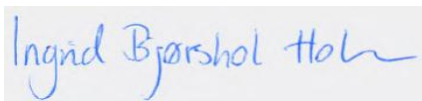
Faglærer Gerard Doorman

Forord

Denne rapporten er et resultat av undertegnedes masteroppgave utført i løpet av våren 2011. Oppgaven er en videreføring av prosjektoppgaven med samme tittel. Masteroppgaven er det avsluttende arbeidet på masterstudiet "Energi og Miljø" ved Norges Teknisk Vitenskapelige Universitet (NTNU).

Jeg ønsker å takke Professor Gerard Doorman ved Institutt for Elkraftteknikk, for god veiledning og konstruktive tilbakemeldinger under både prosjekt- og masteroppgave. Videre vil jeg også takke PhD-kandidat Stefan Jaehnert for alltid å være behjelpelig og gi gode svar angående forståelse av Samkjøringsmodellen. Til slutt vil jeg takke mine medstudenter som jeg har delt kontor med det siste året for gode innspill til masteroppgaven.

Trondheim, 14.juni 2011



Ingrid Bjørshol Holm

Sammendrag

Erfaringer fra de seneste årene har vist at utfall av overføringskabler til utlandet og redusert produksjonskapasitet ved kjernekraftverk i Sverige, har stor betydning både for forsyningssikkerhet og prisdannelse i kraftmarkedet i Norge. Konsekvensene ble spesielt tydelige vinteren 2009/2010. Flere av kjernekraftverkene i Sverige gjennomgikk da omfattende revisjon- og vedlikeholdsarbeid sommeren 2009, og da arbeidet viste seg å være mer omfattende enn ventet, vedvarte perioden med redusert tilgjengelighet mye lengre enn ventet.

Denne rapporten tar for seg tilfeller med ulik grad av reduksjon i tilgjengelig produksjonskapasitet ved kjernekraftverk i Sverige. Konsekvensene av redusert tilgjengelighet presenteres gjennom kategoriene kraftpris i markedet, utveksling, kraftproduksjon, magasinnivå og samfunnsøkonomisk overskudd. Samkjøringsmodellen er brukt for å gjennomføre simuleringene. Ved å redusere tilgjengeligheten av kjernekraft fra 98 % til 50 % under en periode på vinteren, øker den gjennomsnittlige spotprisen i Norge, Sverige og Nederland, både før, under og etter perioden. I en periode på 25 uker med redusert tilgjengelighet, når spotprisen i enkelte områder en gjennomsnittspris på over 1,5 Euro-cent/kWh mer enn under samme periode uten redusert tilgjengelighet.

I tillegg til lengden på perioden med redusert tilgjengelighet, er det også av betydning om reduksjonen er ventet eller ikke. En uforutsett periode med redusert tilgjengelighet på 12 uker, som etterfølger en ventet periode på 13 uker, fører til ulike resultater, sammenlignet med om alle de 25 ukene med reduksjon hadde vært ventet. Ulikhetene kommer spesielt frem i resultater for magasinnivå og vannkraftproduksjon under perioden med redusert tilgjengelighet av kjernekraftverkene.

Fordelingen av når på året vannkraft i Norge blir produsert påvirkes av en reduksjon i tilgjengelig kjernekraft i Sverige. For å kompensere for reduksjonen i kjernekraft, øker vannkraftproduksjonen under perioden med redusert tilgjengelighet. I ukene før og etter reduseres imidlertid produksjonen av vannkraft. Ved sammenfall av tørrår og redusert tilgjengelighet er det spesielt viktig å regulere mengden vannkraft som produseres i de ulike periodene av året.

Innholdsfortegnelse

1	INNLEDNING	1
1.1	PROBLEMSTILLING	1
1.2	MÅLSETNING	2
1.3	METODE	2
2	BAKGRUNNSTEORI	3
2.1	ENERGILOVEN	3
2.2	DET NORDISKE KRAFTMARKEDET	3
2.2.1	<i>Elspot</i>	4
2.2.2	<i>Elbas</i>	5
2.2.3	<i>Engrosmarkedet</i>	6
2.2.4	<i>Sluttbrukermarkedet</i>	6
2.3	NORSK KRAFTPRODUKSJON	7
2.3.1	<i>Vannføring</i>	8
2.4	DET NORDISKE KRAFTSYSTEMET	9
2.4.1	<i>Kraftforbindelser mellom Norge og andre land</i>	9
2.4.2	<i>Utvexling mellom vannkraftsystemer og termiske systemer</i>	11
2.4.3	<i>Overskudd ved kraftproduksjon</i>	12
2.4.4	<i>NorNed-kabelen</i>	12
2.4.5	<i>Skagerak-kablene</i>	12
2.5	KJERNEKRAFT	13
2.5.1	<i>Kjernekraft i Sverige</i>	13
2.6	UTFORDRINGER I DET NORSKE KRAFTSYSTEMET VINTEREN 2009/2010	15
3	SAMKJØRINGSMODELLEN	21
3.1	KONSEPT	21
3.2	STRATEGIDELEN	22
3.3	SIMULERINGSDELEN	23
3.3.1	<i>Simuleringsstrategi</i>	24
3.4	FYSISK MODELLERING AV KRAFTVERK	25
3.4.1	<i>Vannkraftverk</i>	25
3.4.1.1	<i>Vannverdimetoden</i>	26
3.4.2	<i>Termiske kraftverk</i>	28
3.4.2.1	<i>Redusert tilgjengelighet av termiske enheter</i>	29
3.4.2.2	<i>Startkostnader</i>	29
3.5	REGULERINGSGRAD	30
3.6	KALIBRERINGSFAKTORER	30

3.6.1	<i>Tilbakekoblingsfaktor</i>	30
3.6.2	<i>Formfaktor</i>	31
3.6.3	<i>Elastisitetsfaktor</i>	31
3.7	TAPPEFORDELINGSMODELLEN	31
3.7.1	<i>Tappefordelingsstrategien</i>	31
3.8	HÅNDBLÅS AV TILGJENGELIGHET I SAMKJØRINGSMODELLEN	32
3.9	ETTERSØRSEL	34
3.9.1	<i>Fast ettersørsel</i>	34
3.9.2	<i>Priselastisk ettersørsel</i>	37
3.10	LASTFLYT.....	37
4	VIDERE ARBEID MED 3-OMRÅDE-MODELLEN	39
4.1	BESKRIVELSE AV MODELLEN	39
4.2	BREGNING AV NY ETTERSØRSEL VED INNØRING AV EKSTRA KRAFTVERK	40
5	SPESIFIKASJONER FOR NORDEN-MODELLEN	43
5.1	OMRÅDEINDELING	43
5.1.1	<i>Rød farge</i>	43
5.1.2	<i>Gul farge</i>	43
5.1.3	<i>Grønn farge</i>	43
5.2	OM KJERNEKRAFTVERK I SVERIGE	45
5.3	PRISER PÅ BRENSSEL TIL TERMISK ENERGI	46
5.4	PRISAVSNITT	46
5.5	SIMULERINGSSPESIFIKASJONER	47
5.5.1	<i>Simuleringstype</i>	47
5.5.2	<i>Tilsigsdata</i>	47
5.5.3	<i>Skript</i>	47
6	MULIGHETER FOR MODELLERING AV UTVEKSLINGSKABLER UT AV SYSTEMET ..	49
6.1	IMPORT	49
6.2	EKSPORT	50
7	BESKRIVELSE AV SENARIOER	53
7.1	SENARIO "BASIS"	53
7.2	SENARIO "LITEN REDUKSJON I TILGJENGELIGHET" (LITEN)	54
7.3	SENARIO "STOR REDUKSJON I TILGJENGELIGHET" (STOR)	55
7.4	SENARIO "STØRRE REDUKSJON I TILGJENGELIGHET ENN VENTET" (STØRRE ENN VENTET) ...	56
7.5	SUPPLEMENT TIL SENARIOENE	57
7.5.1	<i>Alternativ oppsett av senario Stor</i>	57
7.5.2	<i>Senario Stor med startkostnader for termiske produksjonsenheter</i>	57

8	RESULTATPRESENTASJON	59
8.1	RESULTATKATEGORIER	59
8.1.1	<i>Spotpriser</i>	<i>59</i>
8.1.2	<i>Kraftutveksling</i>	<i>59</i>
8.1.3	<i>Kraftproduksjon</i>	<i>60</i>
8.1.4	<i>Magasinnivå</i>	<i>60</i>
8.1.5	<i>Samfunnsøkonomisk overskudd</i>	<i>60</i>
8.2	VALGTE TILSIGSDATA VED RESULTATPRESENTASJON	62
9	RESULTATER OG DISKUSJON	63
9.1	SPOTPRISER	63
9.1.1	<i>Senario Basis</i>	<i>63</i>
9.1.2	<i>Øvrige senario sammenlignet med senario Basis</i>	<i>65</i>
9.1.3	<i>Resultater for alternativer av senario Stor</i>	<i>71</i>
9.2	UTVEKSLING	72
9.2.1	<i>Senario Basis</i>	<i>72</i>
9.2.2	<i>Øvrige senarioer sammenlignet med senario Basis</i>	<i>75</i>
9.2.3	<i>Resultater for alternativer av senario Stor</i>	<i>78</i>
9.3	KRAFTPRODUKSJON	79
9.3.1	<i>Senario Basis</i>	<i>79</i>
9.3.2	<i>Øvrige senario sammenlignet med senario Basis</i>	<i>80</i>
9.3.2.1	<i>Kjernekraft i Sverige</i>	<i>80</i>
9.3.2.2	<i>Annen termisk kraft i Sverige</i>	<i>80</i>
9.3.2.3	<i>Vannkraftproduksjon i Norge og Sverige</i>	<i>81</i>
9.3.3	<i>Resultater for alternativer av senario Stor</i>	<i>82</i>
9.4	MAGASINNIVÅ	84
9.4.1	<i>Sammenligning av alle senario</i>	<i>84</i>
9.4.2	<i>Resultater for alternativer av senario Stor</i>	<i>86</i>
9.5	SAMFUNNSØKONOMISK OVERSKUDD	88
9.5.1	<i>Sammenligning av alle senario</i>	<i>88</i>
9.5.2	<i>Resultater for alternativer av senario Stor</i>	<i>93</i>
10	FEILKILDER	95
10.1	MODELLERING AV KJERNEKRAFT	95
10.2	UTGANGSPUNKT FOR KJERNEKRAFTENS PRODUKSJONSKAPASITET	95
10.3	KALIBRERING	96
11	KONKLUSJON	97
12	KILDER	99
13	VEDLEGG	A

13.1	VEDLEGG A: RESULTATER OG DISKUSJON AV RESULTATER FRA SIMULERINGER MED 3-OMRÅDE-MODELLEN	B
13.1.1	<i>Spotpriser</i>	B
13.1.2	<i>Magasinnivå</i>	D
13.1.3	<i>Utveksling</i>	G
13.1.4	<i>Vannkraftproduksjon</i>	H
13.1.5	<i>Termisk produksjon</i>	I
13.1.6	<i>Samfunnsøkonomisk overskudd</i>	J
13.2	VEDLEGG B: SAMMENHENG MELLOM OMRÅDENUMMER OG OMRÅDENAVN I NORDEN-MODELLEN	L
13.3	VEDLEGG C: BEREGNINGER VED MULIG MODELLERING AV KABEL	N
13.3.1	<i>Resultater</i>	N
13.3.2	<i>Formler</i>	N
13.4	VEDLEGG D: RESULTATER FRA SIMULERINGER MED NORDEN-MODELLEN	O
13.4.1	<i>D1</i>	O
13.4.2	<i>D2</i>	O
13.4.3	<i>D3</i>	P
13.4.4	<i>D4</i>	P
13.4.5	<i>D5</i>	Q
13.4.6	<i>D6</i>	R
13.4.7	<i>D7</i>	R
13.4.8	<i>D8</i>	S
13.4.9	<i>D9</i>	S

Figurliste

Figur 1: Elspotområder i Norge.	5
Figur 2: Det norske energisystemet.	8
Figur 3: Sentral-, regional- og distribusjonsnett.	9
Figur 4: Kraftforbindelser mellom land i Nord-Europa.	10
Figur 5: Import/Eksport i Norge, Sverige, Danmark og Finland, 1991 – 2009....	11
Figur 6: Ukentlig svensk kjernekraftproduksjon 2005 – 2010.....	15
Figur 7: Forbruk i Norden for uke 49 - 12 (uke 53 er utelatt).....	16
Figur 8: Gjennomsnittlige priser per uke i to av de norske elspotområdene. ...	17
Figur 9: Fyllingsgrad i vannmagasinene i Norge.	18
Figur 10: Aggregert systemmodell av ett enkelt område.....	22
Figur 11: Optimal leveranse av kraft (krysningspunkt) for en vilkårlig uke.....	23
Figur 12: Programoversikt, Samkjøringsmodellen.	24
Figur 13: Standard vannkraftmodul.	25
Figur 14: Planleggingsperiode for vannverdiberegning delt inn i uke k til N.	26
Figur 15: Basis for beregning av vannverdi κ_0	28
Figur 16: Typisk etterspørselsprofil over et år.	34
Figur 17: Overføringskapasitet og linjetap mellom områdene.	39
Figur 18: Total kjernekraftproduksjon 3-område-modellen.	42
Figur 19: Områdeinndeling for Norden-modellen.	44
Figur 20: Plassering av kjernekraftverk i Sverige.....	45
Figur 21: Produksjonskapasitet over året for kjernekraftverk i Sverige.....	45
Figur 22: Representasjon av import og eksport.	50
Figur 23: Sannsynlighetstre av muligheter for eksportkabel.	51
Figur 24: Tilgjengelighet kjernekraft over tre år, senario Basis.....	53
Figur 25: Tilgjengelighet kjernekraft over tre år, senario Liten.....	54
Figur 26: Tilgjengelighet kjernekraft over tre år, senario Stor.	55
Figur 27: Tilgjengelighet kjernekraft over tre år, senario Større.....	56
Figur 28: Gjennomsnittlig spotpris, alle prisavsnitt, senario Basis, uke 1 - 156. 64	
Figur 29: Gjennomsnittlig spotpris, alle prisavsnitt, senario Basis, uke 40 - 70. 64	
Figur 30: Forskjell i spotpris mellom delområder, senario Stor.	67
Figur 31: Spotpris under ulike senario, median av alle tilsigsår, Midt-Norge. ...	68
Figur 32: Spotpris under ulike senario, alle prisavsnitt, tørrår, Midt-Norge.	69
Figur 33: Spotpris under ulike senario, høylastperioder, tørrår, Midt-Norge....	70
Figur 34: Spotpris senario Stor med og uten startkostnader, median av alle tilsigsår, alle prisavsnitt, Midt-Norge.	71

Figur 35: Utveksling mellom Norge og Sverige (Fra Norge mot Sverige som positiv retning), alle prisavsnitt, senario Basis.	73
Figur 36: Utveksling fra Sverige og til Norge i henhold til prisavsnitt for en typisk uke.	74
Figur 37: Utveksling fra Norge til Nederland, median for alle tilsigsår, alle prisavsnitt, senario Basis.	75
Figur 38: Utveksling fra Sverige til Norge, median for alle tilsigsår, alle prisavsnitt, senario Basis og senario Stor.	76
Figur 39: Forskjell i utveksling mellom senario Stor med og uten startkostnader (uten - med), fra Sverige til Norge.	78
Figur 40: Kraftproduksjon, typisk gjennomsnittså, senario Basis.	79
Figur 41: Produksjon av vannkraft under senario Stor, med og uten startkostnader.	83
Figur 42: Forskjell i magasinnivå i Norge mellom senario Basis og de øvrige senarioene.	85
Figur 43: Forskjell i magasinnivå i Norge mellom senario Basis og de øvrige senarioene, tørrår.	86
Figur 44: Toppunkter for magasinnivå i Norge for senario Stor med og uten startkostnader, og med alternativ modellering av tilgjengelig kjernekraft.	87
Figur 45: Relativ vannverdi ved starten av uke 1 og slutten av uke 156 for NOR-VESTSYD.	89
Figur 46: Forskjell i relativ vannverdi starten av uke 1 og slutten av uke 156 for NOR-VESTSYD.	89
Figur 47: Forskjell i samfunnsøkonomisk overskudd over tre år for det totale systemet i forhold til senario Basis.	92
Figur 48: Gjennomsnittlig spotpris i område Central.	B
Figur 49: 100 %- og 0 %-persentil, tilgjengelighet 98 % og 40 %.	C
Figur 50: Middelerverdier for prisavsnittene "Høylast" og "Lavlast", tilgjengelighet 98 % og 40 %.	D
Figur 51: Gjennomsnittlig magasinnivå i område West.	E
Figur 52: Gjennomsnittlig magasinnivå i område North.	E
Figur 53: Gjennomsnittlig magasinnivå i område Central.	F
Figur 54: Gjennomsnittlig kraftoverføring fra North til Central.	H
Figur 55: Total gjennomsnittlig vannkraftproduksjon.	I
Figur 56: Termisk kraftproduksjon ved tilgjengelig kjernekraft på 98 %.	J
Figur 57: Termisk kraftproduksjon ved tilgjengelig kjernekraft på 40 %.	J

Figur 58: Forskjell i spotpris mellom delområder, senario Basis.....	O
Figur 59: Spotpris ulike senario, Større enn ventet inkludert, ukeverdi alle prisavsnitt, tørrår, Midt-Norge.....	O
Figur 60: Spotpris ulike senario, høylastperioder, gjennomsnitt av alle tilsigsår, Midt-Norge.....	P
Figur 61: Magasinnivå, gj.snitt av alle tilsigsår, høylastperioder, Midt-Norge.....	P
Figur 62: Magasinnivå, tørrår, høylastperioder, Midt-Norge.....	Q
Figur 63: Spotpris, tørrår, alle prisavsnitt, Midt-Norge.....	Q
Figur 64: Utveksling mellom Sverige og Norge, gjennomsnitt av alle tilsigsår, alle prisavsnitt, senario Liten og senario Større enn ventet.....	R
Figur 65: Spotpris for område 2 og område 22 under senario Basis og senario Stor.....	R
Figur 66: Utveksling fra SVER-MOST til SVER-MVEST ved normal og alternativ modellering av senario Stor.....	S
Figur 67: Median av magasinnivå for tre alternativer av senario Stor.....	S

Tabell-liste

Tabell 1: Elektrisitetsproduksjon i Sverige.	14
Tabell 2: Merkedata for nye kraftverk.	40
Tabell 3: Prisavsnitt, 3-område-modellen.	40
Tabell 4: Prisavsnitt, Norden-modellen.	46
Tabell 5: Total eksport for mulighetene for eksportkabel.	52
Tabell 6: Gjennomsnittlig spotpris over periode, median alle tilsigsår, senario Basis.	63
Tabell 7: Forskjell i gjennomsnittlig spotpris mellom senario Basis og senario Liten.	65
Tabell 8: Forskjell i gjennomsnittlig spotpris mellom senario Basis og senario Stor.	66
Tabell 9: Forskjell i gj.snittlig spotpris mellom senario Basis og senario Større enn ventet.	66
Tabell 10: Periodevis gjennomsnitt for medianen av utveksling fra Sverige til Norge.	73
Tabell 11: Forskjell i utveksling mellom øvrige senario og senario Basis fordelt på periode.	75
Tabell 12: Økning i netto utveksling for senario Stor sammenlignet med senario Basis for netto utveksling fra Danmark til Norge og fra Nederland til Norge. ...	77
Tabell 13: Produksjon av kjernekraft i Sverige over tre år.	80
Tabell 14: Annen termisk kraftproduksjon i Sverige over tre år.	81
Tabell 15: Vannkraftproduksjon i Norge og Sverige over tre år.	81
Tabell 16: Gjennomsnittlig vannkraftproduksjon i Norge over perioden for senario Basis, og forskjell mellom senario Basis og de øvrige senarioene.	82
Tabell 17: Gjennomsnittlig magasinnivå i Norge for senario Basis, og forskjell i magasinnivå mellom senario Basis og de øvrige senarioene.	84
Tabell 18: Samfunnsøkonomisk overskudd ved bruk av Samoverskudd.	88
Tabell 19: Samfunnsøkonomisk overskudd uten verdi av magasinendring.	90
Tabell 20: Samfunnsøkonomisk overskudd med manuell beregning av magasinendring.	91
Tabell 21: Forskjell i samfunnsøkonomisk overskudd mellom senario Basis og de øvrige senarioene.	91
Tabell 22: Total gjennomsnittlig vannkraftproduksjon.	H
Tabell 23: Samfunnsøkonomisk overskudd.	K

1 Innledning

Denne rapporten omhandler redusert tilgjengelighet av termiske enheter med stor produksjonskapasitet. Rapporten er skrevet i forbindelse med undertegnedes masteroppgave våren 2011. Arbeidet er en videreføring av prosjektoppgaven som ble gjennomført høsten 2010, hvor det ble gjennomført simuleringer med en liten 3-område-modell.

1.1 Problemstilling

Vinteren 2009/2010 hadde kjernekraftverk i Sverige svært redusert kraftproduksjon grunnet vedvarende vedlikeholds- og oppgraderingsarbeid. Arbeidet skulle egentlig gjennomføres i løpet av en periode på sommeren i 2009, men viste seg å være mer omfattende enn ventet. Utover vinteren førte dette til periodevis svært høye kraftpriser i det norske kraftmarkedet. I en slik situasjon ble konsekvensene av lav tilgjengelighet av store termiske produksjonsenheter fremhevet.

Det ble nylig klart at Tyskland skal avvikle all kjernekraftproduksjon i landet innen 2022. Om Tyskland da ikke får erstattet kjernekraftproduksjonen med annen kraftproduksjon, kan det få konsekvenser for det norske kraftmarkedet. Kraftsystemet i Tyskland er likevel ikke like tett knyttet opp mot det norske som det svenske, hvor endringer i kraftproduksjon påvirker det norske kraftmarkedet i mye større grad.

Denne rapporten tar for seg scenarioer med varierende tilgjengelighet av kjernekraftverk med stor produksjonskapasitet. Det ses på prisdannelse i markedet, kraftproduksjon, magasinnivå, kraftutveksling med andre områder og samfunnsøkonomisk overskudd. Det er også ønskelig å studere konsekvensene av utfall av overføringskabler. En modellering av kabler med mulighet for å redusere tilgjengeligheten må i så fall utarbeides. En hypotese for mulig løsning av slik modellering undersøkes i rapporten.

1.2 Målsetning

Målet med masteroppgaven er å gjennomføre simuleringer for å studere konsekvensene av lavere tilgjengelighet av store termiske kraftverk. I den sammenheng skal det ses på forskjellige scenarioer med utfall av kjernekraftverk. Simuleringsverktøyet **Samkjøringsmodellen** skal benyttes for å gjennomføre simuleringene. I oppgaven legges det også vekt på bakgrunnen for driftsproblemene ved kjernekraftverkene i Sverige vinteren 2009/2010.

1.3 Metode

I rapporten forklares strukturen av det nordiske kraftmarkedet og kraftsystemet, med hovedfokus på Norge. Kraftsituasjonen vinteren 2009/2010 er beskrevet og analysert. Videre blir verktøyet som benyttes til simuleringene i oppgaven, Samkjøringsmodellen, presentert. Det legges spesiell vekt på modellering av tilgjengelighet for termiske enheter.

Som gitt av første punkt i oppgaveteksten, er det gjennomført nye beregninger og simuleringer av et lite 3-område-system jamfør vurdering av prosjektoppgaven. Beregningene er inkludert i rapporten, men simuleringene og diskusjon av resultatene er lagt i vedlegg. Dette av hensyn til at gitte simuleringsbetingelser for reduksjon av tilgjengelig kjernekraft, i liten grad samsvarer med betingelser gitt under simulering med modellen av Nord-Europa.

Modellen av Nord-Europa er beskrevet, og spesifikasjoner for de ulike scenarioer som benyttes i simuleringene med den, er gitt. Videre er utvalgte resultater fra simuleringene diskutert og analysert. En alternativ metode for modellering av utvekslingskabler vurderes i rapporten.

I rapporten benyttes begrepene “kraft” og “elektrisitet” synonymt.

2 Bakgrunnsteori

2.1 Energiloven

Kraftforsyningen i Norge føler rammene gitt av energiloven av 29.juni 1990 nr. 50, [1]. Loven legger til rette for effektivisering av kraftmarkedet og dens formål beskrives som følger:

“Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt”, [2].

Loven muliggjør en mer fleksibel bruk av kraft og legger til rette for en samfunnsøkonomisk fordeling mellom forbruk og produksjon. Fra 1971 og til og med innføringen av energiloven hadde Norge et kraftmarked som hovedsakelig ble brukt til å selge overskuddsproduksjon fra et produksjonsselskap til et annet. Markedet baserte seg på budgivning fra produksjonsselskapene og prisene på utvekslingskraften påvirket ikke kraftprisen betalt av forbrukerne. Spotmarkedet og prissettingssystemet som ble etablert ved innføringen av energiloven ble til en viss grad basert på det allerede eksisterende markedet, [3] side 94.

2.2 Det nordiske kraftmarkedet

Elektrisitet må produseres i samme øyeblikk som den forbrukes. Det er derfor viktig å ha balanse av produksjon og forbruk i et synkront kraftsystem, for å oppnå en akseptabel driftssituasjon. I europeiske land med liberalisert kraftforsyning, er oppgaven med å ha kontroll på balanse og driftssikkerhet gitt landets TSO: “Transmission System Operator”. Dette er systemansvarlige nettselskaper, [1] side 6.

I Norge er det **Statnett SF** som er TSO. Statnett SF ble opprettet i 1992 og selskapets arbeidsoppgaver er av Stortinget definert på følgende måte:

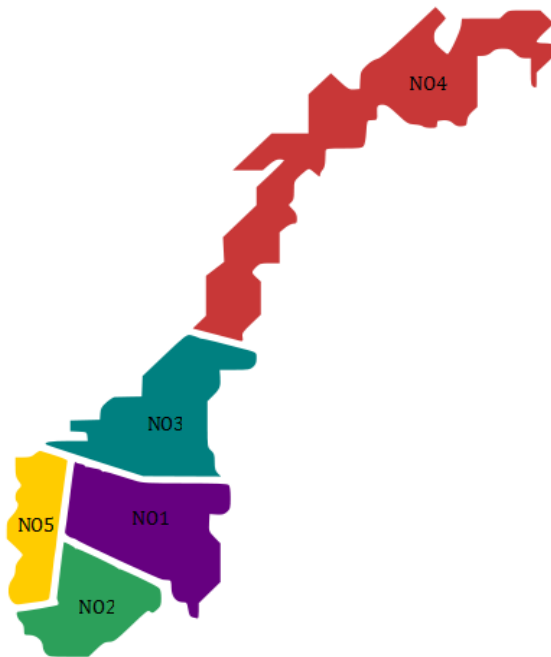
- *å være ansvarlig for koordinering og daglig styring av hele det norske kraftsystemet*
- *å drive sentralnettet, inklusive utlandsforbindelser, så effektivt som mulig, [4].*

Like etter at Statnett SF var opprettet, ble det i 1993 etablert en børs for det norske elektrisitetsmarkedet. I 1996 ble også Sverige inkludert og børsen som tidligere ble driftet som Statnett Marked AS, skiftet navn til **Nord Pool ASA**. Børsen var verdens første multinasjonale børs for elektrisitet. I dag drifter Nord Pool verdens største marked for elektrisk energi, hvor det tilbys markeder både for elspot og intraday. Nesten 340 bedrifter fra 20 land deltar som aktører på markedet, [5].

I 2002 ble Nord Pool organisert inn under tre forskjellige instanser; **Nord Pool ASA**, **Nord Pool Spot AS** og **Nordic Electricity Clearing House**. Den fysiske kraftomsetningen ble da skilt ut i datterselskapet Nord Pool Spot, mens de finansielle aspektene ved all handel driftes gjennom Nord Pool ASA. Nordic Electricity Clearing House tar seg av såkalt "clearing" av kontrakter, noe som vil si at Nord Pool garanterer for oppgjør av kontrakter. Det fysiske markedet består av elspot og elbas.

2.2.1 Elspot

Det nordiske markedet er delt inn i såkalte elspotområder, der bud meldes inn separat for hvert område. Figur 1 viser elspotmrådene i Norge.



Figur 1: Elspotområder i Norge, [6].

Innen elspot handles det fysiske timeskontrakter for det kommende døgnet. Nord Pool Spot behandler budene og basert på verdien av dem, i tillegg til kapasitet mellom områdene, beregnes spotprisen i hvert område. Kapasiteten fastsettes av de ulike TSOene. Hvis kraftflyten mellom to områder er større enn kapasiteten oppstår en flaskehals og prisen i de to områdene blir forskjellig. Flyten vil da gå fra det av dem som er lavprisområdet til høyprisområdet, [1] side 11.

2.2.2 Elbas

Elbas er en markedsplass for kraftutveksling der kontraktene strekker seg over én time. Handelen baserer seg på planen lagt i elspotmarkedet og er ment for å gi balanseansvarlige, som for eksempel kraftprodusenter og børsmejlere, muligheten til å handle seg til balanse. Handler gjennomføres fortløpende og partene kjenner ikke til hverandres identitet, da alle handler med Nord Pool Spot som motpart.

Elspot, elbas og finansiell krafthandel går inn under det som omtales som **engrosmarkedet**.

2.2.3 Engrosmarkedet

Aktørene i engrosmarkedet er kraftprodusenter, kraftleverandører, forhandlere og store sluttbrukere, og det er her kjøp og salg av store kraftvolum foregår. Handelen foregår både fysisk og finansielt. I tillegg foregår clearing av kontrakter. Norge er en del av et felles nordisk engrosmarked, [7] side 63.

Elektrisitetsmarkedet er spesielt som markedet fordi det alltid må være i likevekt rent fysisk. Mengden elektrisitet som produseres må derfor tilsvare etterspørselen. Som nevnt under kapittel 2.2, er Statnett SF Norges systemoperatør og ansvarlig for dette. Hvis etterspørselen er høyere enn produksjonen må såkalt oppregulering gjennomføres. Med dette menes at systemoperatøren får en eller flere produsenter til å produsere mer ved å kjøpe kraften av dem. I motsatt tilfelle må systemoperatøren nedregulere ved å betale produsentene for å redusere produksjonen sin. Kraft som selges og kjøpes på denne måten kalles **regulerkraft**.

I tillegg til engrosmarkedet, inngår også sluttbrukermarkedet som en del av det norske kraftmarkedet.

2.2.4 Sluttbrukermarkedet

I sluttbrukermarkedet inngår hver enkelt forbruker en avtale med en kraftleverandør. De fleste leverandører tilbyr flere forskjellige avtaler, og hvilken leverandør og avtale forbrukeren vil ha kan velges fritt blant kraftleverandørene. I Norge er kundene i sluttbrukermarkedet fordelt omtrent likt på husholdningskunder, industri og tjenesteyting. Den totale strømprisen en forbruker må betale er avhengig av både kraftprisen, nettleie og ulike avgifter, [7] side 74 og 79.

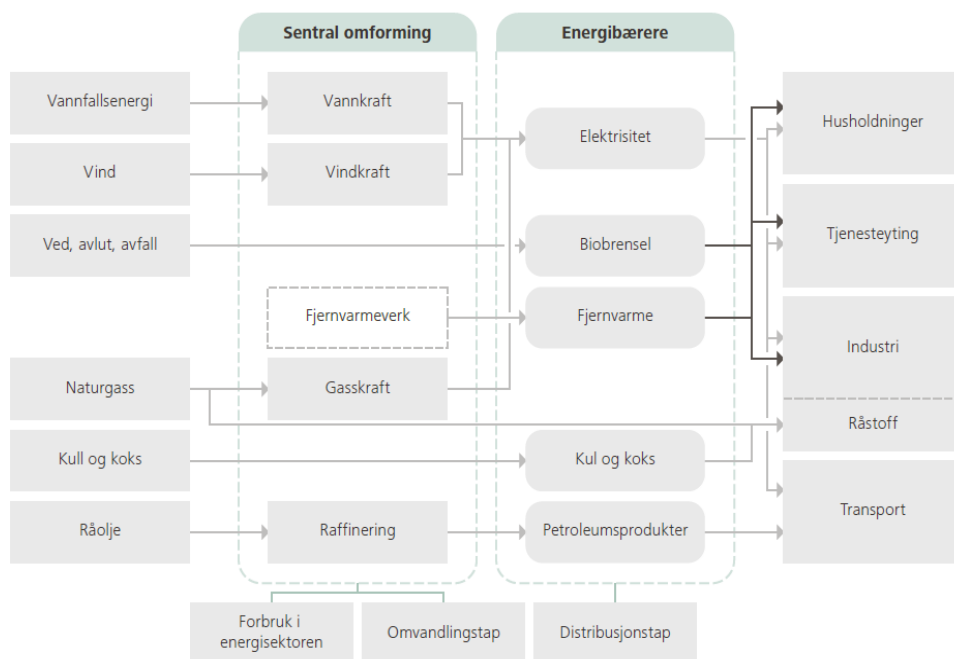
2.3 Norsk kraftproduksjon

I 2009 kom 96 % av all elektrisitetsproduksjon i Norge fra vannkraft, [7] side 13. Den totale produksjonskapasiteten for vannkraft lå da på om lag 29 600 MW, fordelt på 1250 vannkraftverk. Elektrisiteten fra vannkraft produseres hovedsakelig ved at fallenergien lagret i magasiner og elver omformes, før den distribueres til ulike sluttbrukere.

Spenningen på den elektriske energien som dannes i vannkraftverkene økes ved hjelp av transformatorer plassert i selve produksjonsanlegget, slik at tapet ved overføring til forbrukerne minimeres. Siden vann kan lagres i vannmagasin, er vannkraft en regulerbar energikilde. Det finnes imidlertid også vannkraftverk uten lagringsmulighet og disse betegnes som regel som **elvekraftverk**.

Vindkraft er under utbygging i Norge, men utgjør foreløpig en relativt liten andel av den samlede kraftproduksjonen. **Termisk kraftproduksjon** har tidligere utgjort i underkant av én prosent av Norges kraftproduksjon, men med idriftsettelsen av gasskraftverket på Kårstø og energianlegget ved Snøvit i 2007, økte produksjonen kraftig. I november 2010 ble også kraftvarmeverket på Mongstad satt idrift, [7] side 13.

Norge fører i land naturgass på fem ulik plasser; Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Tjeldbergodden og Hammerfest. Naturgass benyttes i første rekke i industrien. Figur 2 viser en forenklet fremstilling av det norske energisystemet.



Figur 2: Det norske energisystemet, [7] side 7.

Ifølge Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) er produksjonsanleggene for vannkraft fordelt over hele Norge, men brorparten av kraftverkene med stor produksjonskapasitet er plassert på Vestlandet og i Nordland. Etterspørselen er imidlertid størst på Østlandet, noe som krever et godt overføringsystem.

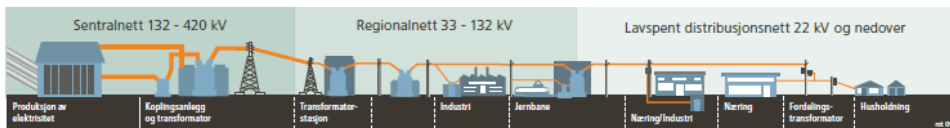
2.3.1 Vannføring

Det har i lang tid blitt gjort målinger angående vannstanden i norske vassdrag. De eldste målingene strekker seg helt tilbake til i 1824 i Mjøsa. De første systematiske målingene ble imidlertid startet ved årsskiftet 1946/47, [8].

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) fører statistikk over tilsigsdata for alle vassdrag i Norge. Statistikken benyttes blant annet i Samkjøringsmodellen som beskrives i kapittel 3.

2.4 Det nordiske¹ kraftsystemet

I løpet av 1900-tallet ble det bygget ut et nasjonalt kraftnett i Norge for å kunne forsyne forbrukerne med elektrisitet. Det ble etter hvert også bygget kraftlinjer og kabler til Sverige, Danmark, Finland, Nederland og Russland, slik at kraft kunne utveksles mellom landene. Kraftsystemet er under stadig oppgradering og videreutvikling for å kunne dekke energi- og effektterspørselen. Det er viktig at nettet klarer å overføre nok kraft til å dekke perioder med høyt elektrisitetsforbruk.



Figur 3: Sentral-, regional- og distribusjonsnettet, [7] side 27.

Som vist i Figur 3 deles kraftnettet inn i **sentral-**, **regional-** og **distribusjonsnettet**. Hvert nett opererer innenfor ulike spenningsnivå og bruksområder. Jo større mengde kraft som skal overføres og jo lengre avstanden er, desto høyere spenningsnivå benyttes.

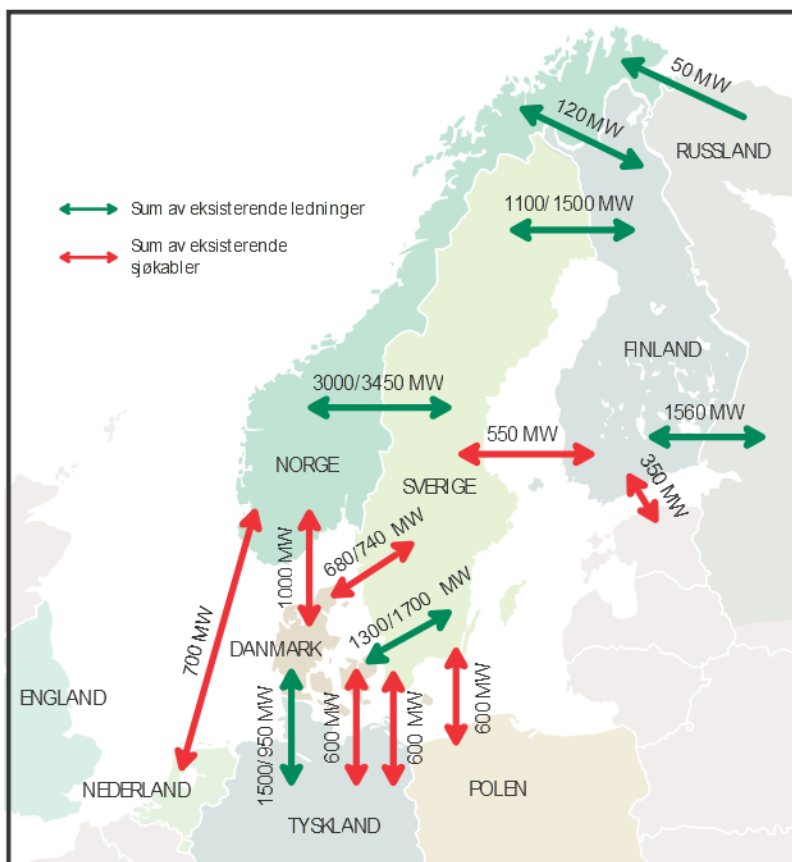
Hvor mye elektrisitet som skal overføres per tidsenhet i kraftnettet har en viss begrensning. Kraftflyten i nettet styres av fysiske lover (Kirchhoffs lover²), og hvor mye som til enhver tid kan utveksles av elektrisk kraft begrenses derfor av overføringskapasiteten i kraftnettet. Hvis kapasiteten blir mindre enn mengden kraft som er ønskelig å overføre, oppstår flaskehals i overføringsnettet. Flaskehals håndteres, som nevnt i kapittel 2.2.1, ved å dele markedet inn i flere prisområder.

2.4.1 Kraftforbindelser mellom Norge og andre land

Norge har som tidligere nevnt kraftforbindelser til både Sverige, Danmark, Finland, Nederland og Russland. Figur 4 viser eksisterende kraftlinjer og sjøkabler i Nord-Europa, og hvilken overføringskapasitet de har.

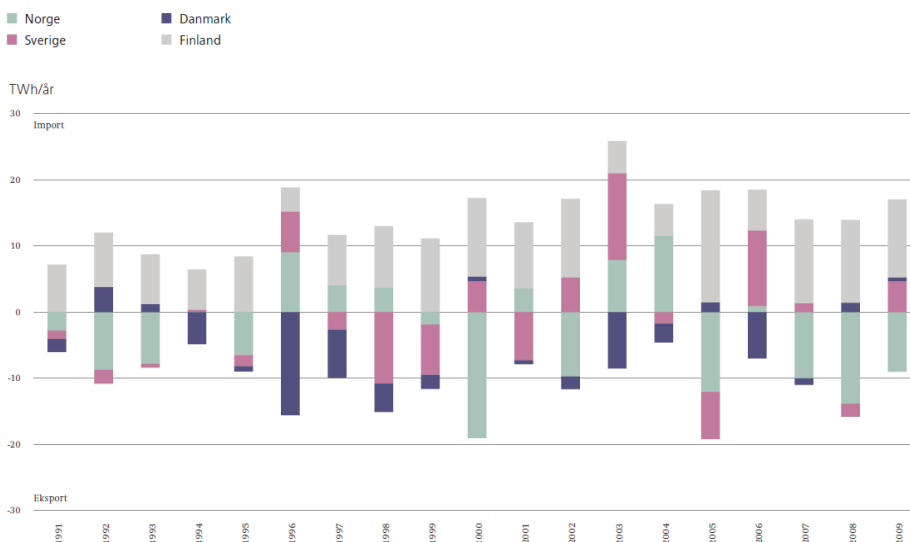
¹ Norden inkluderer her og i resten av rapporten, Norge, Sverige, Finland og Danmark.

² Kirchhoffs lover for elektriske kretser danner grunnlaget for elektrisk kretsteori.



Figur 4: Kraftforbindelser mellom land i Nord-Europa, kilde: Statnett.no.

Det er sju kraftoverføringslinjer mellom Norge og Sverige, og disse har som Figur 4 viser, en total overføringskapasitet på 3000/3400 MW. Av driftsmessige årsaker ligger likevel kapasiteten normalt på omtrent 2500 MW, [9].



Figur 5: Import/Eksport i Norge, Sverige, Danmark og Finland, 1991 – 2009.

Figur 5 viser nettoutvekslingen av kraft for Norge, Sverige, Danmark og Finland mellom 1991 og 2009. Norge og Sverige har vekslet mellom år med netto import og netto eksport, mens Finland har hatt et importbehov i hele perioden. Danmark har for det meste vært eksportør, men har også noen år med netto import. Som figuren over viser var Norge nettoeksportør av kraft i 2009. Med import på 5,7 TWh og eksport på 14,6 TWh, tilsvarte dette en nettoeksport på omtrent 9 TWh, [7] side 68.

2.4.2 Utveksling mellom vannkraftsystemer og termiske systemer

Kraftutveksling mellom land som har henholdsvis mye vannkraftproduksjon eller mye termisk kraftproduksjon, kan være fordelaktig for begge parter. Vannkraft baserer seg på at det må være vann i magasinene, der graden av tilgjengelighet kan variere mye fra år til år. Termisk kraft på sin side innehar sin begrensning gjennom bruk av brensel som med varierende markedspris. Å kombinere systemer med mye vannkraft eller termisk energi vil føre til jevnere produksjon i de termiske systemene, i og med at vannkraften kan reguleres opp ved forbrukstopper i systemet. For vannkraftsystemene kommer fordelene gjennom forsyningssikkerheten termisk kraft gir i perioder med lite vann og stor krafttetterspørsel.

Forskjellen mellom kraftpris på dag og natt kan være stor i termiske systemer, mens den i et vannkraftsystem er relativt stabil over døgnet. Dette gjør det lønnsomt å la de termiske kraftverkene produsere billig strøm om natten. Utveksling gjør det mulig å stabilisere prisvariasjoner innad i kraftsystemet, noe som igjen medfører systeminntekter ved henholdsvis import eller eksport, [10] side 27.

2.4.3 Overskudd ved kraftproduksjon

Det samfunnsøkonomiske overskuddet ved kraftproduksjon gis hovedsakelig av summen av produsent- og konsumentoverskudd. Summen av alle salgsinntekter fratrukket kostnadene ved produksjon gir produksjonsoverskuddet. Konsumentoverskuddet på sin side beregnes av hva konsumentene totalt er villige til å gi for elektrisiteten fratrukket kostnadene ved å kjøpe ønsket mengde, [10] side 32. I tillegg til produsent- og konsumentoverskudd inngår kapasitetsinntekter, tapskostnad og verdien av ending i magasinnivå i beregningen av det samfunnsøkonomiske overskuddet. For et system med mye vannkraft, kan verdien av endring i magasinnivå være av betydelig størrelse.

2.4.4 NorNed-kabelen

NedNed-kabelen er en undersjøisk HVDC³-kabel som går mellom Fedaa, Norge og Eemshaven, Nederland. Den ble bygget i 2006/2007 og er med sine 580 km verdens lengste undersjøiske strømkabel. Den er dimensjonert for en spenning på 450 kV og har en overføringskapasitet på 700 MW, [11].

Siden idriftsettelse i mai 2008 har NorNed-kabelen hatt åtte utfall, noe som gir en relativt høy utfallssannsynlighet i forhold til andre undersjøiske strømkabler. En uforutsett teknisk feil som inntraff i januar 2010 medførte en reparasjonstid på hele tre måneder, [12].

2.4.5 Skagerrak-kablene

Det er per dags dato tre likestrømsforbindelser mellom Norge og Danmark, og disse går under navnet "Skagerrak-kablene". Disse har en total overføringskapasitet på 1000 MW. Kontrakten for utbygging av en fjerde kabel ble underskrevet av Statnett og Energinet.dk i januar 2011. Skagerrak 4 er

³ High Voltage Direct Current (norsk: høyspent likestrøm)

planlagt å skulle stå ferdig i slutten av 2014 og ha en overføringskapasitet på 700 MW, [13].

2.5 Kjernekraft

Elektrisitetsproduksjonen i den industrialiserte verden består av en betydelig andel kjernekraft. I januar 2011 var 442 atomreaktorer, fordelt på 30 forskjellige land, i drift. Disse har en total installert effekt på 375 GW. I tillegg er 65 reaktorer under konstruksjon, [14]. Kjernekraft står for omtrent 16 % av verdens elektrisitetsproduksjon.

Ved bruk av kjernekraft frigjøres varme ved spalting av atomer i uran eller plutonium, som brukes som brensel. Kraftproduksjonen foregår i turbiner som er fordelt på én eller flere reaktorer. En reaktor produserer typisk mellom 400 - 1000 MW, [15].

Bruk av kjernekraft kjennetegnes av at det er fordelaktig å ha kontinuerlig drift. Oppstart og stans av driften av et slikt kraftverk må planlegges i god tid. Bakgrunnen for dette er at det tar lang tid å stanse driften ved et kjernekraftverk, i tillegg til at kostnadene ved oppstart er høye. I et system dominert av vannkraft vil kjernekraft dekke grunnlast, mens annen termisk kraft som for eksempel gasskraftverk vil dekke topplast, [16] side 7.

2.5.1 Kjernekraft i Sverige

I motsetning til i Norge, produseres en betydelig del av Sveriges elektrisitet gjennom bruk av kjernekraft. Allerede i 1964 ble Sveriges første kjernekraftreaktor satt i drift. Dette anlegget ble imidlertid stengt i 1974. I dag har Sverige ti reaktorer i drift, fordelt på tre kraftverk: **Forsmark**, **Oskarshamn** og **Ringhals**. Av de ti reaktorene er sju kokvannsreaktorer, mens tre er trykkvannsreaktorer. Det var tidligere også to kokvannsreaktorer i anlegget Barsebäck, men disse ble stengt i 1999 og 2005, [17].

Tabell 1 viser Sveriges elektrisitetsproduksjon fordelt på produksjonskilde. Vannkraft og kjernekraft står for de klart største delene, men varmekraft og vindkraft dekker også noe av produksjonen. I 2004 stod kjernekraften for en

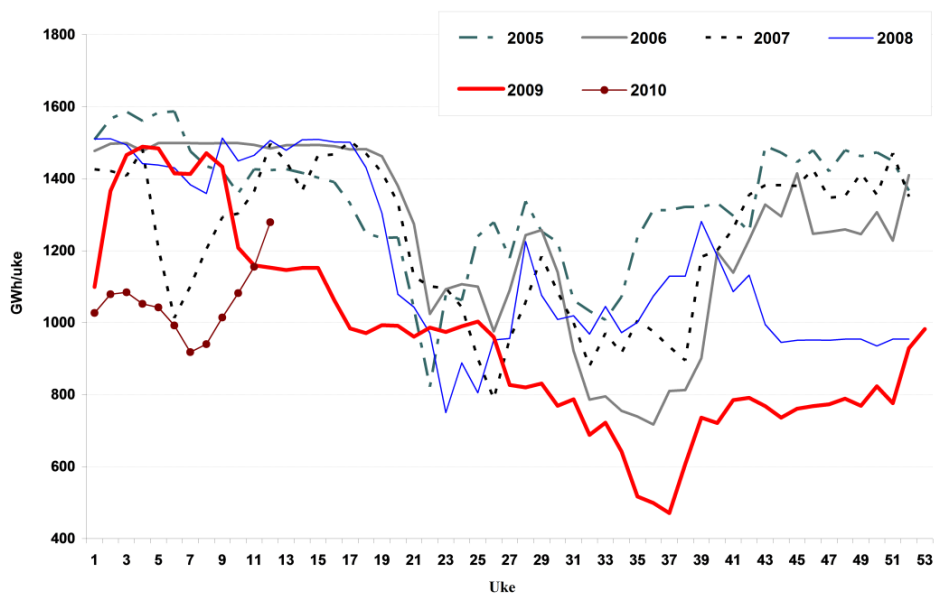
produksjon på 75 000 GWh, mens den i 2009 sank til 50 023 GWh. Sverige har også en betydelig andel import og i 2009 importerte de 13 771 GWh.

Tabell 1: Elektrisitetsproduksjon i Sverige, [9].

	2004 [GWh]	2005 [GWh]	2006 [GWh]	2007 [GWh]	2008 [GWh]	2009 [GWh]
Vannkraft	60 085	72 010	61 192	65 591	68 550	65 449
Kjernekraft	75 000	69 764	64 983	64 279	61 266	50 023
Konvensjonell varmekraft	12 889	12 260	13 151	13 406	14 150	15 707
- CHP, industri	4 620	4 821	5 142	5 707	6 063	5 561
- CHP, fjernvarme	7 382	6 737	7 249	7 163	7 402	9 645
- Kondens- produksjon	887	680	749	510	666	484
- Gassturbiner og annen produksjon	0	22	12	26	20	17
Vindkraft	850	949	988	1 432	1 996	2 485
Sum produksjon	148 824	154 983	140 314	144 708	145 962	133 665
Import	15 646	12 868	17 547	16 051	12 754	13 771
Total sum	164 470	167 851	157 861	160 759	158 716	147 436

2.6 Utfordringer i det norske kraftsystemet vinteren 2009/2010

Sommeren 2009 ble det igangsatt grundig vedlikeholdsarbeid og oppgradering ved mange av kjernekraftverkene i Sverige. Kraftverkene var planlagt å være tilbake i normal drift etter et par måneder, men arbeidet endte opp med å pågå mye lengre enn forventet. Ved starten av desember 2009 var fem av ti reaktorer ute av drift, noe som resulterte i en mye lavere kjernekraftproduksjon vinteren 2009/2010 enn tidligere år. Dette er vist i Figur 6, [18] side 15.

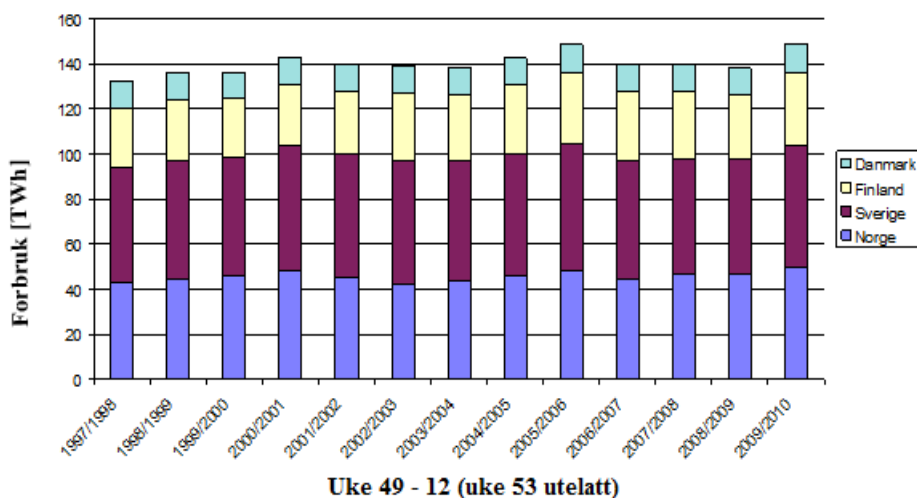


Figur 6: Ukentlig svensk kjernekraftproduksjon 2005 – 2010.

I tillegg til driftsproblemene ved kjernekraftverkene, hadde også lave temperaturer betydning for situasjonen i det norske kraftsystemet under vinteren 2009/2010. Fra desember 2009 og til og med februar 2010 var gjennomsnittstemperaturen i Norge 2,5 grader lavere enn normalen, [18] side 6. I perioden desember 2009 til og med mars 2010 utgjorde i tillegg nedbøren kun 24,7 TWh, noe som er 17,5 TWh lavere enn normalt. Den uvanlig lave nedbørmengden resulterte i lite tilsig til vannmagasinene.

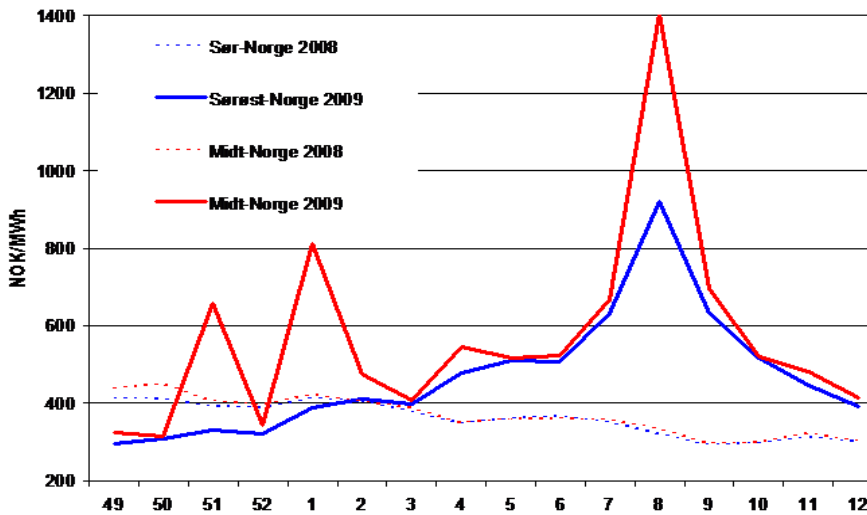
Vinterens lave temperaturer bidro til en økning av kraftforbruket innenfor alminnelig forsyning sammenlignet med fjoråret. For industrien sank imidlertid

forbruket. Mellom uke 49 i 2009 og uke 12 i 2010 var industriens forbruk på 8,7 TWh, mens det i samme periode året før lå på 9,2 TWh. Denne nedgangen kan begrunnes av at finanskrisen førte til et lavere økonomisk aktivitetsnivå. I tillegg stoppet flere bedrifter produksjonen i enkelte timer eller døgn for å spare strøm. Under vinteren var strømprisen i noen timer hele 12 NOK/kWh og bedrifter kunne derfor spare på å stoppe produksjonen, [18] side 11. Figur 7 viser det totale kraftforbruket i de nordiske landene for uke 49 til 12, der uke 53 er utelatt. Forbruket under vinteren 2009/2010 var tydelig høyere enn året før, men lå samtidig på samme nivå som vinteren 2005/2006. Bakgrunnen for det høye forbruket i 2005/2006 var et lav temperaturnivå.



Figur 7: Forbruk i Norden for uke 49 - 12 (uke 53 er utelatt), [18] side 9.

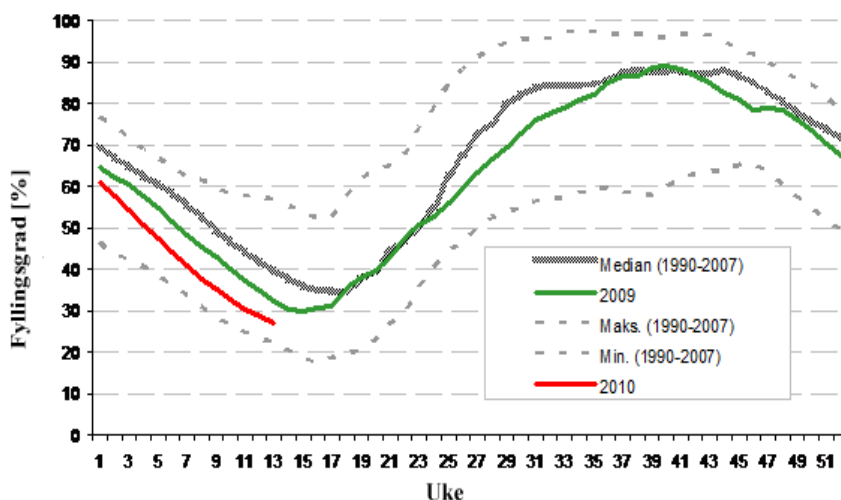
Sammenhengen mellom tilbud og etterspørsel, i tillegg til mulighetene for overføring mellom elspotområdene, avgjør prisutviklingen i det nordiske engrosmarkedet. Figur 8 viser den gjennomsnittlige spotprisen per uke i to av de norske elspotområdene fra uke 49 i 2009 til og med uke 12 i 2010, og for samme periode ett år før.



Figur 8: Gjennomsnittlige priser per uke i to av de norske elspotområdene, [18] side 26.

Sammenligningen viser at de gjennomsnittlige prisene per uke var klart høyere i begge områdene i 2009/2010. Som følge av høy etterspørsel, lite vann i magasinene og lav kjernekraftproduksjon, ble vannkraft den marginale produksjonen, [18] side 26.

Til tross for mindre tilsig til vannkraftmagasinene, var kraftproduksjonen både i Norge og Norden som helhet, høyere i de første ukene av 2010 enn i samme periode de to foregående år. Dette førte til lav magasinfylling og i utgangen av uke 12 i 2010 var fyllingsgraden i Norge 13,3 prosentpoeng under medianen. Som følge av den lave fyllingsgraden økte det gjenværende vannets verdi per enhet. For å få produsentene til å produsere tilstrekkelig til å dekke etterspørselen, tvang denne situasjonen frem en økning i kraftprisen. Ved lav kraftpris ville produsentene isteden ønsket å spare på vannet for å maksimere sin totale profitt. Figur 9 viser fyllingsgraden til vannmagasinene i Norge mellom 1990 og 2010.



Figur 9: Fyllingsgrad i vannmagasinene i Norge [18], side 13.

Det har etter driftsproblemene ved kjernekraftverkene vinteren 2009/2010 kommet sterk kritikk fra flere hold angående mangel på vedlikeholds- og oppgraderingsarbeid. Tirsdag 4. januar 2010 ble det sendt en dokumentar med navn "Kärnkraftfiaskot" (norsk: "Kjernekraftfiaskoen") på den svenske statskanalen SVT. I dokumentaren forteller Vattenfalls nordiske sjef, Torbjörn Wahlborg, at investeringene innen drift av svensk kjernekraft har hatt en veldig begrenset tidshorisont helt siden 1980. Dette på grunn av at det politisk ble avgjort at all kjernekraft i landet skulle tas ut av drift innen 2010. Denne avgjørelsen har senere blitt omgjort. Magnus von Bornsdorff, Vattenfalls rådgiver, begrunner i tillegg dårlig vedlikehold av kraftverkene med synkende elektrisitetspriser som følge av dereguleringen av markedet i 1990. På grunn av de synkende prisene og muligheten for nedleggelse, var kraftverksledelsen redd for å investere for mye i kjernekraftverkene i forhold til mulig fortjeneste.

Det ble etter hvert gjort helomvending i forhold til kjernekraften i Sverige og en enorm moderniserings- og vedlikeholdsjobb ble igangsatt. Med dette fulgte også vedlikeholdsarbeidet som ble igangsatt sommeren 2009. Arbeidet var ved oppstart antatt å få en kostnad på 65 milliarder svenske kroner og omfatter både økning av anleggenes levetid, effekt og sikkerhet.

Det pågående vedlikeholdsarbeidet ved kjernekraftverkene i Sverige har møtt mange problemer underveis. Moderniseringen av den tredje reaktoren i Oskarshamn er et eksempel hvor det meste gikk galt. Reaktoren skulle bygges om til å bli verdens største kokvannsreaktor, men siden arbeidet startet i mars 2009 har turbinen allerede gått i stykker og blitt skiftet ut fire ganger. I følge FN-organet International Atomic Energy Agency (IAEA) hadde kjernekraftverkene i Sverige flest uplanlagte stopp i hele verden i 2009. Kraftverkernes tilgjengelighet var på 63 %, mens den til sammenligning var på 95 % ved kjernekraftverk både i Romania og Finland, [19].

3 Samkjøringsmodellen

3.1 Konsept

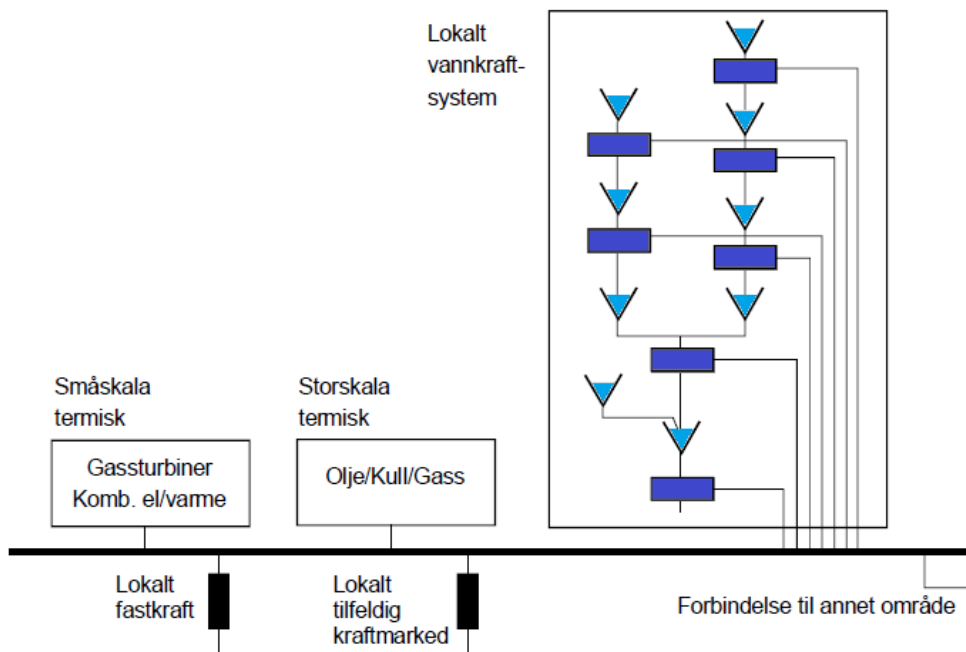
Samkjøringsmodellen er et beregningsverktøy utviklet av Sintef Energi. Arbeidet ble startet tidlig på syttitallet og utviklingen har så langt kommet opp i 40-50 forskerårsverk. Modellen har vært i bruk i det norske og nordiske kraftmarkedet i over 20 år, og i 2001 ble det også utviklet en engelskspråklig versjon, [20]. I brukermanualen beskrives programmet på følgende vis:

“Samkjøringsmodellen er en markedssimulator som optimaliserer utnyttelsen av hydrotermiske system (basert på vannverdimetoden) sett i lys av tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft.”

Gjennom Samkjøringsmodellen kan brukeren tilegne seg informasjon om hvordan både vannkraftverk og termiske kraftverk i systemet disponeres. I tillegg omfatter resultatene kategorier som utveksling mellom delområder, spotpriser, utslipp av klimagasser, og diverse økonomiske resultater og marginale nytteverdier. Derunder kommer for eksempel samfunnsøkonomisk overskudd og kostnader ved utbygging.

Modellen har en rekke anvendelsesområder. Den kan brukes innen både driftsplanlegging, utbyggingsplanlegging, beregning av utslippskvantum og kostnader ved miljøutslipp, og til markedsundersøkelser. I tillegg kan det gjøres nettberegninger hvis modellen kombineres med programmodulen “Samlast”.

Samkjøringsmodellen er en flerområdemodell, der forbindelsen mellom de forskjellige områdene modelleres gjennom overføringskapasitet (i MW), elektriske tap (i %) og overføringsavgift (i øre/kWh). Inndelingen av områdene skjer på bakgrunn av hydrologiske eller andre karakteristiske forhold i vannkraftsystemet, eller på grunn av begrensinger i overføringssystemet. Som vist i Figur 10, kan hvert område inneholde vannkraft, termisk kraft, og faste utkoplbare kontrakter.



Figur 10: Aggregert systemmodell av ett enkelt område, [20].

Som tidligere nevnt optimaliserer samkjøringsmodellen utnyttelsen av vannkraftressurser i forhold til tilbud og etterspørsel. Både tilbud og etterspørsel baserer seg på tilgjengelige **frihetsgrader**. For tilgangssiden er frihetsgradene knyttet til vannkrafttilgang, termisk produksjon og eventuell import. Etterspørselssiden omfatter salg av kraft til fleksibelt forbruk, eksport og eventuell reduksjon i kontraktsleveranser. Samkjøringsmodellen er delt i en **strategidel** og en **simuleringsdel**. Disse beskrives nærmere kapittel 3.2 og kapittel 3.3.

3.2 Strategidelen

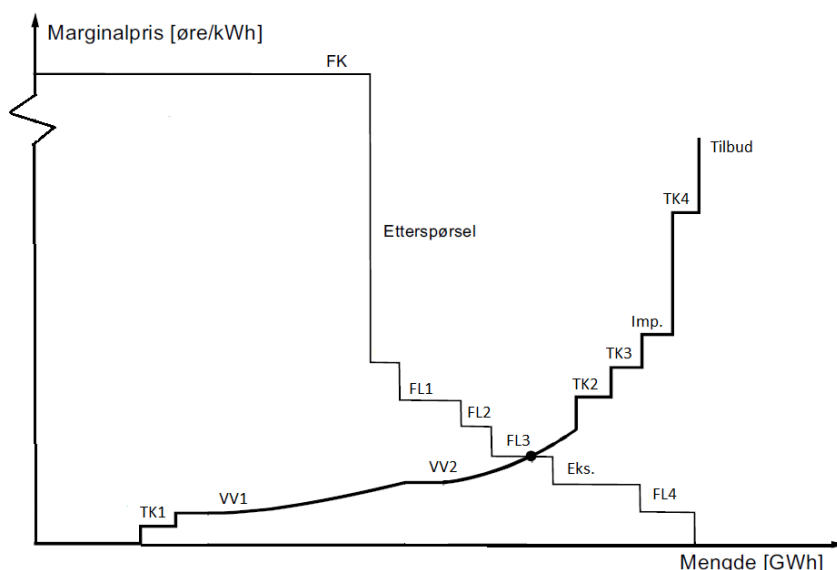
“Vannverdiene er kartet Samkjøringsmodellen kjører etter.”, [21] kapittel 1.5.1

I strategidelen aggregeres hvert område innad i systemet. Gjennom stokastisk dynamisk programmering beregnes de forventede vannverdiene for hvert aggregerte magasin. Dette gjøres som funksjon av magasinnivå og tid.

Utteksling mellom områder har betydning for vannverdiene og inkluderes derfor i beregningene. Hadde dette blitt utelatt ville vannverdien i et typisk produksjonsområde vært mer eller mindre lik null. For et område med dominerende grad av etterspørsel ville vannverdien derimot vært lik rasjoneringskostnaden, [22] side78.

3.3 Simuleringsdelen

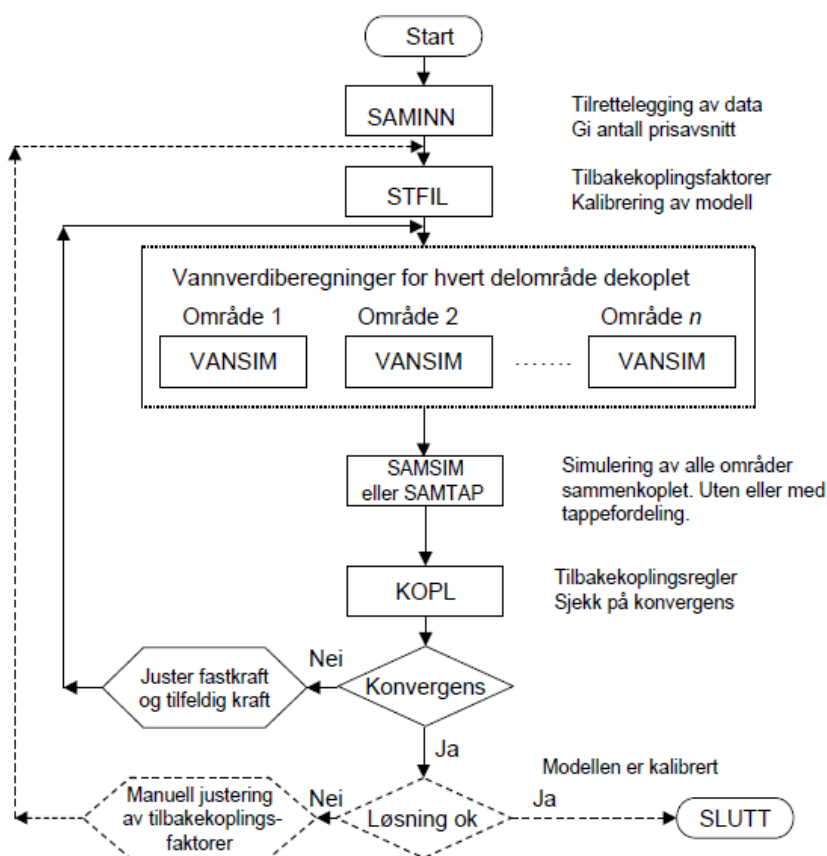
I simuleringsdelen benyttes de beregnede vannverdiene for å ta ukentlige beslutninger angående hvordan vannkraften i hvert aggregerte område skal disponeres. Produksjonen beskrives gjennom en detaljert tappefordelingsmodell. Gjennom denne modellen fordeles vannkraftproduksjonen i hvert område på de tilgjengelige stasjonene og vann lagres i tilgjengelige magasin. Tappefordelingsmodellen beskrives nærmere i kapittel 3.7.



Figur 11: Optimal leveranse av kraft (kryssningspunkt) for en vilkårlig uke.

Beslutningsprosessen i simuleringsdelen beskrives av Figur 11. Her vises kurver for tilbud og etterspørsel, og punktet hvor kurvene krysser hverandre gir marginalpris og mengde for optimal leveranse av kraft. Modellen baserer seg på aggregert vannkraft innen hvert område.

Figur 12 viser en skjematisk oversikt over programmene som benyttes ved en simulering i Samkjøringsmodellen. Figuren viser også hvordan disse programmene forholder seg til hverandre. Den indre sløyfen beskriver iterasjonsprosessen i modellen, mens den ytre sløyfen viser muligheter for manuelle inngrep av brukeren.



Figur 12: Programoversikt, Samkjøringsmodellen, [20] kapittel 4.1.

3.3.1 Simuleringsstrategi

Ved simulering i Samkjøringsmodellen kan brukeren angi hvilken type simuleringsstrategi som skal benyttes; **parallell-** eller **seriesimulering**.

Parallellsimulering benyttes ved driftsplanlegging og går ut på at alle tilsigsår som inngår i simuleringen har samme startmagasin. Det tas utgangspunkt i en

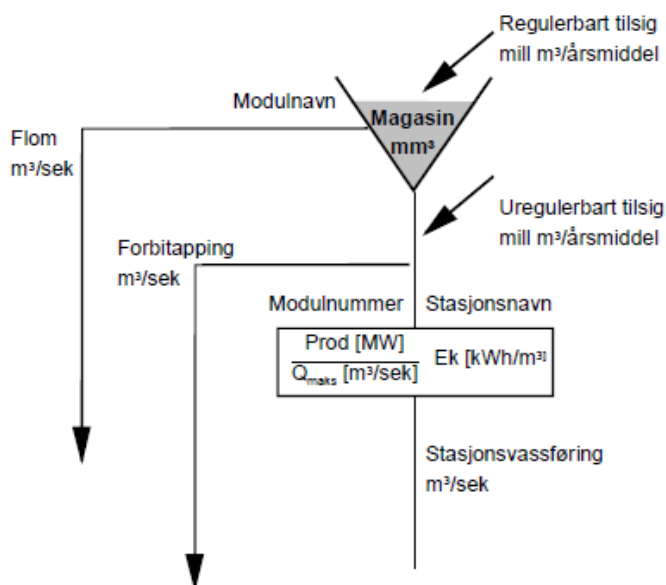
kjent magasinifylling og deretter simuleres et bestemt antall år frem i tid. Det er mulig å lage prognoser for et par eller ett år frem i tid.

Ved **seriesimulering** settes startmagasinet for året som simuleres lik magasinbeholdningen ved slutten av året før. Velges seriesimulering settes perioden simuleringen går over automatisk lik 52 uker. Seriesimulering kan benyttes for planlegging med lengre tidshorisont enn parallellsimulering og brukes derfor til utbyggingsplanlegging, [20] kapittel 4.3.1.2.

3.4 Fysisk modellering av kraftverk

3.4.1 Vannkraftverk

Innad i Samkjøringsmodellen modelleres vannkraft i form av standardmoduler som knyttes sammen gjennom vannveier. En slik modul kan bestå av et magasin, en stasjon, tilsig, restriksjoner og pumpedata, og flere moduler kan kobles sammen i et vannkraftsystem. Tidsopløsningen for tilsig og eventuelle tidsvariable restriksjoner er på én uke. Figur 13 viser en standard vannkraftmodul.

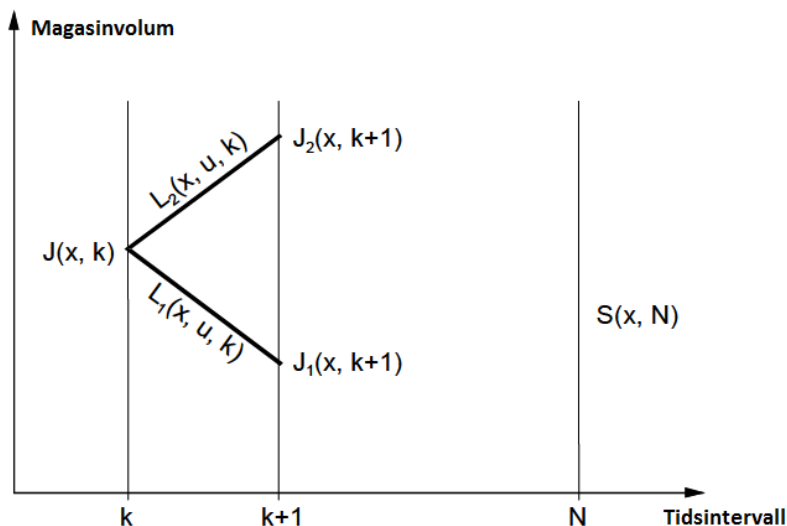


Figur 13: Standard vannkraftmodul, [20] kapittel 1.4.1.

3.4.1.1 Vannverdimetoden

Bruk av vann fra magasinene påvirker produksjonskapasiteten i påfølgende uker. Tilsiget til magasinene er i tillegg en stokastisk variabel og derfor er det ikke mulig å forutsi med 100 % sikkerhet hvordan magasinivået vil være i framtiden. Følgelig er det nødvendig å benytte en strategi for hvordan vannet i magasinene skal disponeres. Denne strategien kalles **vannverdimetoden** og går ut på at verdien av vann lagret i magasinene er uttrykt gjennom forventet marginalverdi av energien det representerer. Verdien av lagret vann er en funksjon av framtidig utvikling avhengig av etterspørsel, markedspris og tilsig, og den er derfor *ikke* en deterministisk størrelse, [22] side 38. Ved bruk av vannkraft er det lønnsomt å øke produksjonen dersom skyggeprisen⁴ på kraftbalansen er større enn marginalverdien av vannet delt på virkningsgraden, [16] side 13.

I vannverdiberegningene deles perioden det skal planlegges over opp i steg på én uke. Målet ved starten av en uke er å avgjøre mengden kraft som skal produseres i inneværende og alle påfølgende uker, slik at de totale driftsavhengige kostnadene minimeres over den totale planleggingsperioden. Figur 14 illustrerer hvordan dette gjøres.



Figur 14: Planleggingsperiode for vannverdiberegning delt inn i uke k til N , [22], side 45.

⁴ Verdiendring av løsning ved å endre en restriksjon med én enhet.

Forventet verdi av total driftsavhengig kostnad representeres ved funksjonen $J(x,k)$, hvor x står for magasinnivå og k står for tid. Likningen for total driftsavhengig kostnad er som følger, [22] side 45:

$$J(x,k) = S(x,N) + \sum_{i=k}^N L(x,u,i) = L(x,u,k) + J(x,k+1) \quad \text{Likn.1}$$

Hvor

$S(n,N)$ = Kostnaden for endring i magasinet.

$L(x,u,i)$ = Driftsavhengig kostnad ved å gå fra periode i til periode $i+1$.

u = Energi brukt fra magasinet for å produsere en viss mengde kraft p .

Optimal bruk av magasinet oppnås når $J(x,k)$ minimeres med tanke på energi u brukt ved tidsintervall k :

$$\begin{aligned} \min_u J &= \min_u \{L(x,u,k) + J(x,k+1)\} && \text{Likn. 2} \\ \Rightarrow \frac{\partial J}{\partial u} &= 0 \end{aligned}$$

Derav følger:

$$\frac{\partial x_{k+1}}{\partial u_k} = -1$$

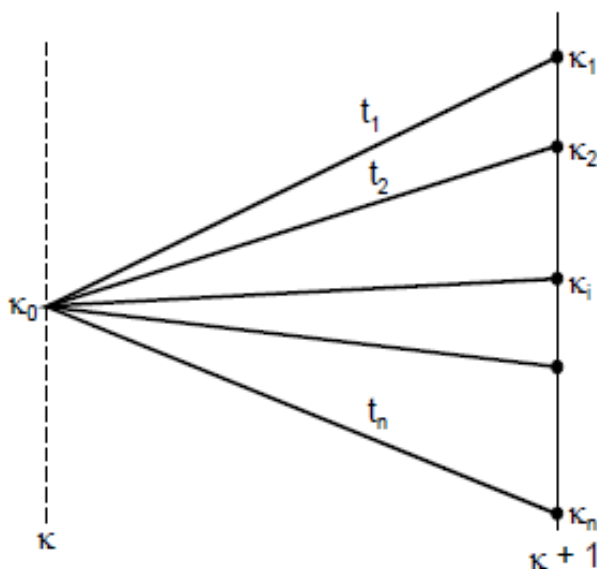
$$\frac{\partial L}{\partial u_k} = \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}}$$

Hvor

$$\frac{\partial L}{\partial u_k} = \text{Marginal driftsavhengig kostnad.}$$

$$\frac{\partial J}{\partial x_{k+1}} = \text{Marginal vannverdi ved tidsintervall } k+1.$$

For å kunne benytte vannverdimetoden må tilsiget til magasinet være kjent. For å ta hensyn til usikkerheten ved ukentlig tilsig, utføres flere samsvarende beregninger for ulike magasinpunkt. Dette er illustrert i Figur 15, [20] kapittel 1.7.



Figur 15: Basis for beregning av vannverdi κ_0 , [22], side 50.

$$\kappa_0 = \sum_{i=1}^n p_i \cdot \kappa_i$$

Likn. 3

Hvor

κ_0 = Beregnet vannverdi i starten av uke n for et gitt magasinpunkt.

p_i = Sannsynligheten for at tilsig i skal inntreffe.

κ_i = Vannverdien i slutten av uke n for tilsig i referert magasinnivået ved optimal produksjon.

3.4.2 Termiske kraftverk

Termisk kraft blir i Samkjøringsmodellen normalt modellert som prisavhengig tilgang. Dette representeres gjennom forventet produksjonskapasitet og

tilhørende driftsavhengige kostnader. Disse kostnadene er hovedsakelig gitt av brenselkostnadene. Siden brensel for både kull- og oljefyrte kraftverk, i tillegg til kjernekraft (og enkelte typer gasskraftverk), stor sett kan kjøpes etter behov, er dette en mulig modellering. Gasskraft kan også modelleres med fast leveranse av kraft eller med et lokalt gasslager. Dette modelleres i så fall som henholdsvis eksogen⁵ produksjon og som en vannkraftekvivalent, [16] side 16.

3.4.2.1 Redusert tilgjengelighet av termiske enheter

Ved bruk av et modelleringsverktøy som Samkjøringsmodellen må brukeren ta hensyn til bakgrunnen for redusert tilgjengelighet av termisk kraft. Det deles derfor inn i kategoriene “**Vedlikehold og revisjon**”, og “**Tilfeldig utfall**”.

Ved **vedlikehold og revisjon** er den reduserte tilgjengeligheten planlagt, og enheten tas vanligvis ut av drift når kraftetterspørselen er lav. Gjøres vedlikehold relativt hyppig er det forventet at tilfeldig utfall av enheten går ned.

Ved **tilfeldig utfall** havarerer enheten på et tilfeldig tidspunkt og den reduserte tilgjengeligheten kan derfor ikke planlegges. Hvor sannsynlig slike utfall er, varierer med typen termisk enhet, hvilken teknologi som benyttes, enhetens alder, vedlikeholdshyppighet og driftsavhengige forhold. Gassfyrte anlegg, vestlige kjernekraftverk og enheter som benytter olje og/eller kull som brensel har en pålitelighet på henholdsvis 90-95 %, 88-95 % og 85-95 %, [23] side 3.

3.4.2.2 Startkostnader

Termiske kraftverk kan i Samkjøringsmodellen modelleres med eller uten startkostnader. Å inkludere startkostnader gir for store systemer en mye lengre simuleringstid, men samtidig også et mer realistisk resultat. Resultatmessig gir bruk av startkostnader gjennomgående høyere priser i høylastperioder og lavere priser i lavlastperioder. Uten bruk av startkostnader blir de termiske enhetene anvendt kun på bakgrunn av marginalkostnad.

⁵ Virker utenfra.

3.5 Reguleringsgrad

Reguleringsgraden til et vannkraftsystem defineres som forholdet mellom magasin størrelse og gjennomsnittlig årlig tilsig. Et tomt magasin i et system med reguleringsgrad på under 2-3 % fylles normalt opp i løpet av 1 - 1^{1/2} uker ved gjennomsnittlig tilsig. Slike magasin har liten innvirkning på resultatene i en modell med tidsintervall på én uke, [22] side 92.

3.6 Kalibreringsfaktorer

Samkjøringsmodellen gir brukeren muligheten til å forandre på såkalte kalibreringsfaktorer. Ved kalibrering justeres fastkraft og prisavhengig kraft. Dette kan gjøres både manuelt og ved bruk av et automatisert program, som optimaliserer med tanke på å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet. Tilbakekoblings-, form- og elastisitetsfaktoren for hvert område utgjør kalibreringsfaktorene, [22] side 88.

3.6.1 Tilbakekoblingsfaktor

Tilbakekoblingsfaktoren forteller hvor stor betydning fast etterspørsel i de ulike områdene har for vannverdiberegningen i det aktuelle området hvor beregningen utføres. Fast etterspørsel står som regel for en stor del av den totale etterspørselen og har derfor betydelig innvirkning på vannverdiene. Tilbakekoblingsfaktoren har direkte innvirkning på nivået til isopriskurvene⁶ og magasincurvene. For bruk i vannverdiberegningene beregnes fast etterspørsel i område k som følger:

$$F_k = \alpha_k \cdot W_k \quad (\text{Likn. 4})$$

Hvor:

F_k = Fast etterspørsel

α_k = Tilbakekoblingsfaktor

W_k = Gjennomsnittlig vannkraftproduksjon

Alle verdier gjelder for område k .

⁶ Isopris = prisen holdes konstant.

Ved automatisk kalibrering vil mengden etterspørsel i det sammenkoblede systemet som dekkes av vannkraftproduksjonen i område k , henge sammen med reguleringsgraden, beskrevet i kapittel 3.5, i området. Jo større reguleringsgrad, vil dess mer av etterspørselen dekkes av vannkraft.

3.6.2 Formfaktor

Formfaktoren beskriver hvordan fast etterspørsel skal fordeles over året i et område, sammenlignet med det totale systemets årsfordeling. Faktoren er definert slik at verdien 1 gir samme fordeling i område k som i resten av systemet, mens en lavere eller høyere verdi gir henholdsvis mer last i vinterhalvåret og mer last i sommerhalvåret. I et land som Norge er det vanlig å ha større last på vinteren på grunn av kaldere klima. Formfaktoren påvirker gradienten til isopriskurvene.

3.6.3 Elastisitetsfaktor

Elastisitetsfaktoren påvirker mengden som er tilgjengelig ved hvert prisnivå av etterspørselskurven. Hvis elastisitetsfaktoren reduseres, blir etterspørselskurven brattere og det vil resultere i at isopriskurvene vil ligge tettere inntil hverandre.

3.7 Tappefordelingsmodellen

Som nevnt i kapittel 3.3, benyttes en detaljert tappefordelingsmodell for å fordele vannkraftproduksjonen innen hvert område i Samkjøringsmodellen. Produksjonen fordeles da mellom kraftverkene ved hjelp av vannverdiene. Hvis brukeren ønsker å kjøre simuleringer uten tappefordeling, er dette også mulig.

3.7.1 Tappefordelingsstrategien

Strategien skiller mellom to typer magasin; buffermagasin og reguleringsmagasin. Alle magasin som ikke er spesifisert som buffermagasin er reguleringsmagasin. Buffermagasin er for det meste små og med en lav grad av regulering. Tappefordelingsstrategien deler året inn i to perioder; fyllesesongen og tømmelesongen, der hver sesong følger en egen strategi. I fyllesesongen er hovedformålet å unngå overløp av magasinene. Dette løses ved å forsøke å holde vannet i magasinene på et slikt nivå at de har noenlunde lik relativ "damping". Damping beskriver gjennom følgende likning, [22] side 93:

$$D = \frac{R_{\text{maks}} - R}{R_{\text{maks}}} \cdot \alpha \quad (\text{Likn. 5})$$

Der

$$\alpha = \frac{R_{\text{maks}}}{Q_{\text{gj}}} \quad (\text{Likn. 6})$$

R_{maks} = størst mulig magasinnivå

R = virkelig magasinnivå

Q_{gj} = gjennomsnittlig årlig tilsig

Tømmesesongen har **to** hovedmål:

1. Kraftverkenes nominelle kapasitet skal være tilgjengelig så lenge som mulig for å unngå tidlig tømming av magasinene og kapasitetsunderskudd.
2. På slutten av sesongen bør magasinene ha lik relativ damping for å minimere overløp i den kommende tilsigsperioden.

3.8 Håndtering av tilgjengelighet i Samkjøringsmodellen

Tidligere ble tilgjengeligheten av termiske produksjonsenheter modellert på en forenklet måte. Dette ble gjort ved at enhetenes tilgjengelige effekt ble redusert tilsvarende sannsynligheten for utfall. Om en enhet da produserte 10 MW med en tilgjengelighet på 90 % ble den modellert med en produksjon på 9 MW og en tilgjengelighet på 100 %. Siden det ved bruk av denne metoden antas at 9 MW er tilgjengelige i hele driftsperioden, tas det ikke hensyn til at to enheter kan være ute av drift til samme tid. Denne metoden ble ansett som tilstrekkelig, så lenge fokus lå på å modellere vannkraft. Nå benyttes derimot Samkjøringsmodellen i systemer med mye termisk energi og følgelig er det nødvendig med en mer nøyaktig metode for å modellere tilgjengelighet av termiske enheter, [23] side 4.

Etter studie av bruk av "Forventet økende kostnad"-metoden (Engelsk: Expected Incremental Cost method = EIC-method) i Samkjøringsmodellen ble

denne bestemt implementert. Metoden går ut på at termisk kraft lastes opp ved hjelp av en såkalt **preferansefunksjon**. Funksjonen beregnes i lys av pris og forventet produksjonskapasitet for hver produksjonsenhet i et gitt tidsintervall. Det tas hensyn til tilfeldige utfall og revisjoner i anleggene. Gjennom preferansefunksjonen lastes termiske enheter opp i forhold til pris; enheten med lavest pris startes først og følges av den neste i prisrekkefølgen inntil tilstrekkelig kraft er lastet opp. Salg av kraft til elkjeler inngår også i preferansefunksjonen. Dette gjøres ved å sortere inn etterspørselen på samme måte som tilgangen på termisk kraft, bare med negativ forventet produksjonskvantum. I Samkjøringsmodellen er salgstrinn summert inn i fastkraften. I utgangspunktet kjøper derfor alle elkjeler kundene fullt energikvantum i hvert tidsintervall, men om salgsprisen er lavere enn produksjonsprisen kjøpes tilsvarende kvantum tilbake gjennom preferansefunksjonen. Denne metodikken gjør at det ved implementering av EIC-metoden i Samkjøringsmodellen ikke skiller mellom kjøp og salg internt i modellen, [23] side 6.

Akkumulert preferansekurve gis av følgende ligning:

$$EiC_n(P) = q_n EiC_{n-1}(P) + p_n [C_n(P) + EiC_{n-1}(P - P_n^M)] \quad (\text{Likn. 7})$$

Der

$C_n(P)$ = Variable produksjonskostnader for enhet n dersom $0 \leq P \leq P_n^M$,

$C_n(P) = 0$ for alle andre P (øre/KWh)

P = Effekt (MW)

P_n^M = Kapasitet for produksjonsenhet n (MW)

q_n = Sannsynligheten for at enhet n ikke er tilgjengelig

$p_n = 1 - q_n$ = Sannsynlighet for at enhet n er tilgjengelig

N = antall produksjonsenheter

3.9 Etterspørsel

Etterspørsel kan modelleres som fast eller priselastisk etterspørsel.

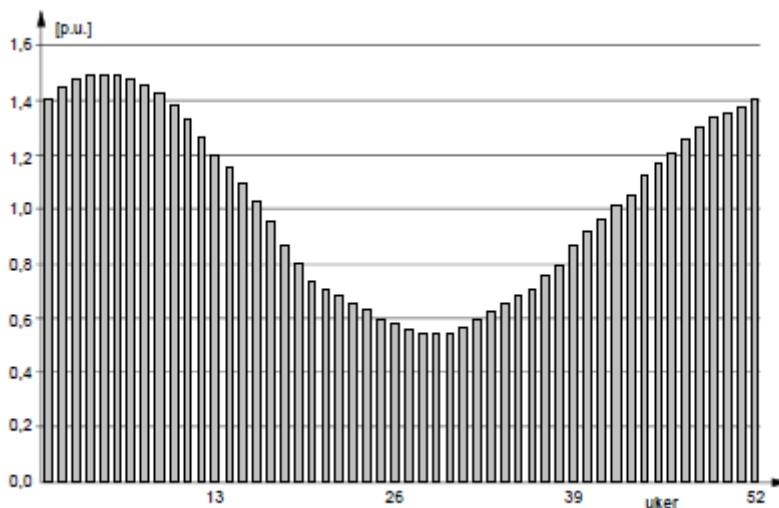
3.9.1 Fast etterspørsel

Fast etterspørsel inkluderer sektorer som industri, husstander og servicesektoren, og ble i lang tid sett på som uelastisk. Behovet for elektrisitet ble antatt å være et grunnleggende behov i samfunnet, tett knyttet til økonomisk utvikling og i liten grad til elektrisitetsprisene. I senere tid har dette vist seg ikke å stemme. Med innføringen av energiloven i 1990, beskrevet i kapittel 2.1, ble det tydelig at den faste etterspørselen også har en viss elastisitet.

“Fast etterspørsel defineres av:

- *En årlig mengde GWh*
- *En årlig profil med tidsintervall på én uke*
- *En fordeling mellom prisavsnitt innen hver uke”, [22] side 75.*

Eksempelvis ser gjerne fordelingen av fast etterspørsel for bruk i Samkjøringsmodellen over et år slik ut:



Figur 16: Typisk etterspørselsprofil over et år, [22] side 75.

Etterspørselen for hver uke er gitt av følgende likning:

$$E_{\text{uke}}(j) = \frac{f_u(j)}{\sum_{i=1}^{52} f_i} \cdot E_{\text{år}} \quad (\text{Likn. 8})$$

Der j indikerer uke, f_u representerer den relative ukeverdien til uken og summen av f_i er summen av alle relative ukeverdier over året.

Samkjøringsmodellen benytter seg av en oppdeling ved hjelp av **prisavsnitt** innen hver uke. Hver uke kan i modellen inneholde opptil 12 prisavsnitt. Etterspørselen for hver uke fordelt på prisavsnitt kan beregnes ved hjelp av følgende likning:

$$E_{\text{periode}}(ip, j) = E_{\text{uke}}(j) \cdot \frac{R_f(ip) \cdot N_t(ip)}{F_m \cdot P_{\text{sum}}} \quad (\text{Likn. 9})$$

Der ip representerer prisavsnitt. Ytterligere gjelder følgende definisjoner:

R_f = Relativ effektfaktor

N_t = Antall timer

P_{sum} = Sum timer alle prisavsnitt

F_m = Vektet gjennomsnitt for relative effektfactorer

F_m gis av følgende likning:

$$F_m = \frac{\sum_{i=1}^{\text{Antall prisavsnitt}} R_f(i) \cdot N_t(i)}{P_s} \quad (\text{Likn. 10})$$

Brukstid defineres som følger:

$$T_{\text{bruk}} = \frac{E_{\text{år}}}{P_{\text{maks}}} \quad (\text{Likn. 11})$$

Maksimal effekt defineres på følgende vis:

$$\begin{aligned} P_{\text{maks}} &= P(\text{ip}, \hat{j}) \\ &= \frac{E(\text{ip}, \hat{j})}{N_t(\text{ip})} \\ &= \frac{f_u(\hat{j}) \cdot E_{\text{år}}}{N_t(\text{ip}) \cdot \sum_{i=1}^{52} f_i} \cdot \frac{R_f(\text{ip}) \cdot N_t(\text{ip})}{F_m \cdot P_s} \\ &= \frac{f_u(\hat{j}) \cdot E_{\text{år}}}{\sum_{i=1}^{52} f_i} \cdot \frac{R_f(\text{ip})}{F_m \cdot P_s} \end{aligned} \quad (\text{Likn. 12})$$

Der \hat{j} indikerer uke og prisavsnitt for maksimal effektbruk.

Følgelig kan brukstiden omdefineres til:

$$\begin{aligned}
 T_{\text{bruk}} &= \frac{E_{\text{år}}}{P_{\text{maks}}} \\
 &= \frac{E_{\text{år}} \cdot \sum_{i=1}^{52} f_i}{f_u(\hat{j}) \cdot E_{\text{år}} \cdot R_f(ip)} \cdot \frac{F_m \cdot P_s}{R_f(ip)} \\
 &= \frac{F_m \cdot P_s \cdot \sum_{i=1}^{52} f_i}{f_u(\hat{j}) \cdot R_f(ip)} \\
 &= \frac{\left(\sum_{i=1}^{\text{Antall prisavsnitt}} R_f(i) \cdot N_t(i) \right) \cdot \sum_{i=1}^{52} f_i}{f_u(\hat{j}) \cdot R_f(ip)}
 \end{aligned}
 \tag{Likn. 13}$$

3.9.2 Priselastisk etterspørsel

“Priselastisk etterspørsel defineres av:

1. En ukentlig mengde GWh
2. En stopp-pris i cent/kWh”, [22] side 77.

Denne typen etterspørsel skal kobles ut når systemets marginalkostnad eller kraftverdien overskrider stopp-prisen. Et typisk eksempel gis av en vekselbrennstoffkjel som veksler mellom bruk av olje og elektrisitet i henhold til hvilken ressurs som har lavest pris.

3.10 Lastflyt

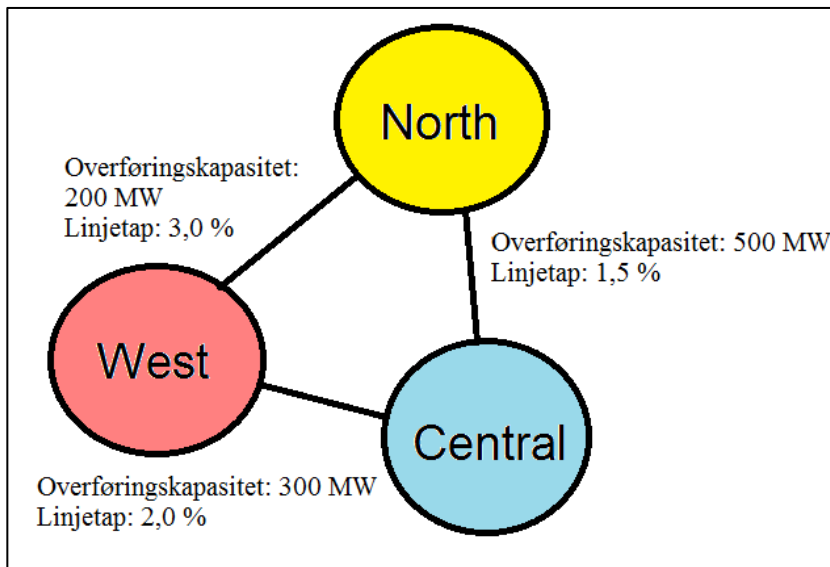
Samkjøringsmodellen tar ikke hensyn til de fysiske lover (jfr. fotnote 2) som bestemmer kraftflyten i et kraftnett. Det kan derfor hende at utnyttelsen av linjene blir urealistisk stor. Forbindelsen mellom delområder modelleres, som beskrevet i kapittel 3.1, gjennom overføringskapasitet, elektriske tap og overføringsavgift. Modelleringen er lineær, noe som vil si det ikke tas hensyn til forskjeller innad i linjene, [16] side 18.

4 Videre arbeid med 3-område-modellen

Som forarbeid til simuleringene med modellen av Nord-Europa, ble det i undertegnedes prosjektoppgave gjennomført simuleringen med en enkel 3-område-modell. I dette kapittelet blir enkelte aspekter med den enkle modellen grundigere belyst. Resultater fra nye simuleringer er lagt i vedlegg A. Selv om modellen ikke er kompleks nok til å kunne representere det nordiske systemet, er det mulig å gjøre noen justeringer slik at problemstillingen angående redusert tilgjengelighet av store termiske kraftverk kan undersøkes.

4.1 Beskrivelse av modellen

Modellen består av områdene *North*, *West* og *Central* som alle inneholder vannkraftproduksjon. Område *West* inneholder i tillegg en gassturbin med kapasitet på 50 MW, mens område *Central* har både en gassturbin på 200 MW og en CCGT på 400 MW. Område *North* inneholder kun vannkraft. Vannkraftproduksjonen ligger på henholdsvis 1,8 GWh/år i *West*, 2,5 GWh/år i *North* og 0,9 GWh/år i *Central*. Overføringskapasiteten og prosentvis linjetap mellom områdene vises i Figur 17. For at overføring mellom områder skal være lønnsomt, må markedsprisen i det ene området være høyere enn i det andre etter at verdien linjetapet representerer, er medregnet.



Figur 17: Overføringskapasitet og linjetap mellom områdene.

4.2 Beregning av ny etterspørsel ved innføring av ekstra kraftverk

For simuleringer med 3-område-systemet opprettes to nye gasskraftverk og ett nytt kjernekraftverk i område Central. Kraftverkene får følgende merkedata:

Tabell 2: Merkedata for nye kraftverk.

	Produksjonskapasitet [MW]	Produksjonskostnad [Euro-cent/kWh]	Tilgjengelighet
Gasskraftverk 1	300	3,3	90 %
Gasskraftverk 2	300	3,8	90 %
Kjernekraftverk	800	1,0	98 % (utgangspunkt)

For år 2005, som er siste år for tilgjengelig data, er opprinnelig etterspørsel 1400, 520 og 6400 GWh i henholdsvis West, North og Central. Siden tre relativt store kraftverk er lagt til den opprinnelige modellen er det ønskelig å øke etterspørselen tilsvarende kraftverkene produksjon. Dette for å få en mest mulig realistisk modell. De tre nye kraftverkene inkluderes i område Central, og økningen i etterspørsel gjøres også innen dette området. For å estimere økningen i etterspørsel benyttes likningene gitt i kapittel 3.9.1. Brukstiden beregnes ved å benytte den relative ukeverdien til uken med høyest effektbruk. I 3-område-modellen er dette uke 4, som har en relativ ukeverdi på 1,447. Summen av alle relative ukeverdier over året er 52.

I 3-område-modellen består en uke av fire prisavsnitt:

Tabell 3: Prisavsnitt, 3-område-modellen.

Periode	Antall timer	Relativ effektfaktor
Topplast	10	1,30
Høylast	40	1,15
Lavlast	38	1,00
Natt	80	0,80

Brukstiden beregnes til å bli:

$$\begin{aligned}
T_{\text{bruk}} &= \frac{\left(\sum_{i=1}^{\text{Antall prisavsnitt}} R_f(i) \cdot N_t(i) \right) \cdot \sum_{i=1}^{52} f_i}{f_u(\hat{j}) \cdot R_f(ip)} \\
&= \frac{161h \cdot 52}{1,447 \cdot 1,300} \\
&= \underline{4451h}
\end{aligned}$$

Den maksimale effekten som er mulig å oppnå teoretisk, ved bruk av de tre kraftverkene beregnes til å være:

$$\begin{aligned}
P_{\text{maks, teoretisk}} &= (P_{\text{kjerne}} \cdot p_{\text{kjerne}}) + (P_{\text{gasskraft1}} \cdot p_{\text{gasskraft1}}) + (P_{\text{gasskraft2}} \cdot p_{\text{gasskraft2}}) \\
&= (800\text{MW} \cdot 0,98) + (300\text{MW} \cdot 0,90) + (300\text{MW} \cdot 0,90) \\
&= \underline{1324\text{MW}}
\end{aligned}$$

Kraftverkene antatte tilgjengelighet er her eneste begrensende faktor. Økningen i produksjonskapasitet kan da estimeres til å tilsvare følgende etterspørsel:

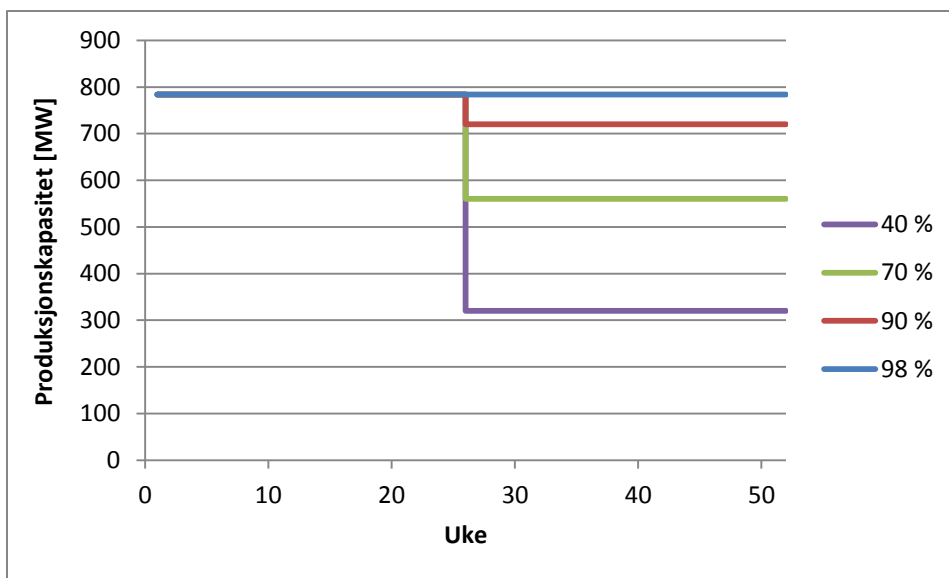
$$\begin{aligned}
E_{\text{etterspørsel, økning}} &= T_{\text{bruk}} \cdot P_{\text{maksimal, teoretisk}} \\
&= 4451h \cdot 1324\text{MW} \\
&= \underline{5893\text{GWh}}
\end{aligned}$$

Opprinnelig etterspørsel i område Central er 6400 GWh. Adderes $E_{\text{etterspørsel, økning}}$, blir den maksimale verdien ny etterspørsel i område Central kan ha 12 293 GWh. Verdien bør imidlertid ligge noe lavere, siden den estimerte verdien kun tar utgangspunkt i maksimale verdier for brukstid og produksjonskapasitet for de tillagte kraftverkene. I undertegnedes prosjektoppgave ([24]), benyttes en etterspørsel på 10 000 GWh. Da denne verdien gav en noenlunde realistisk spotpris over året (jfr. Nord Pools spotpriser 2009), og i tillegg ligger noe i underkant av beregnet maksimalverdi, antas en ny etterspørsel på 10 000 GWh å være passende.

Det er som nevnt også gjennomført simuleringer med 3-område-modellen. Resultater og diskusjon av resultatene er gitt i vedlegg A.

I simuleringene har kjernekraftverket en tilgjengelighet på 98 % i ukene 1 til og med 26, mens det har en varierende tilgjengelighet i fra og med uke 27 og ut resten av året. Tilgjengeligheten varierer da mellom 98 %, 90 %, 70 % og 40 %. Modelleringen av kjernekraftverkets tilgjengelighet gjøres i disse simuleringene på samme måte som for kjernekraftverkene i modellen av Nord-Europa, som beskrives i neste kapittel.

Siden Samkjøringsmodellen ikke gir mulighet for å ha varierende tilgjengelighet av et kraftverk over simuleringsperioden, modelleres problemstillingen på følgende vis: to kjernekraftverk opprettes, der det ene gis en tilgjengelighet på 98 %, mens tilgjengeligheten på det andre settes til henholdsvis enten 98 %, 90 %, 70 % eller 40 %. Kraftverk 1 gis en produksjonskapasitet på 800 MW fra uke 1 til og med uke 26, mens produksjonskapasiteten den resterende tiden av året er på 0 MW. For kraftverk 2 gjelder det motsatte. Den totale produksjonskapasiteten for kjernekraften for hvert av alternativene blir som vist i Figur 18.



Figur 18: Total kjernekraftproduksjon 3-område-modellen.

5 Spesifikasjoner for Norden-modellen

I dette kapittelet beskrives modellen over Nord-Europa som brukes for å gjennomføre simuleringene av redusert kjernekraftproduksjon i Sverige. Omfanget av modellen forklares og spesifikasjoner utdypes.

Modellen som benyttes for å gjennomføre påfølgende simuleringer er utviklet ved Sintef Energi. Den er tiltenkt å kunne gi detaljerte resultater for Norge og tar utgangspunkt i tilsigsdata for norske vannkraftverk fra 1941 til 1990. Resten av Norden er også beskrevet relativt detaljert, mens øvrige land i Nord-Europa har en grovere fremstilling. På grunn av hovedfokuset på de nordiske landene, vil modellen videre i rapporten bli navngitt som *“Norden-modellen”*.

5.1 Områdeinndeling

Modellen som benyttes for å gjennomføre simuleringene med redusert tilgjengelighet av kjernekraftverk i Sverige er delt inn i 46 områder. Områdeinndelingen vises i Figur 19. Som figuren viser er Norge det landet med flest delområder, mens land som Finland, Polen, Tsjekkia, Østerrike, Sveits og Frankrike modelleres som kun ett område hver. Områdenummeret utenfor fastlandet representerer en offshore vindpark. Navn på hvert enkelt område i forhold til nummerering ligger i vedlegg B.

5.1.1 Rød farge

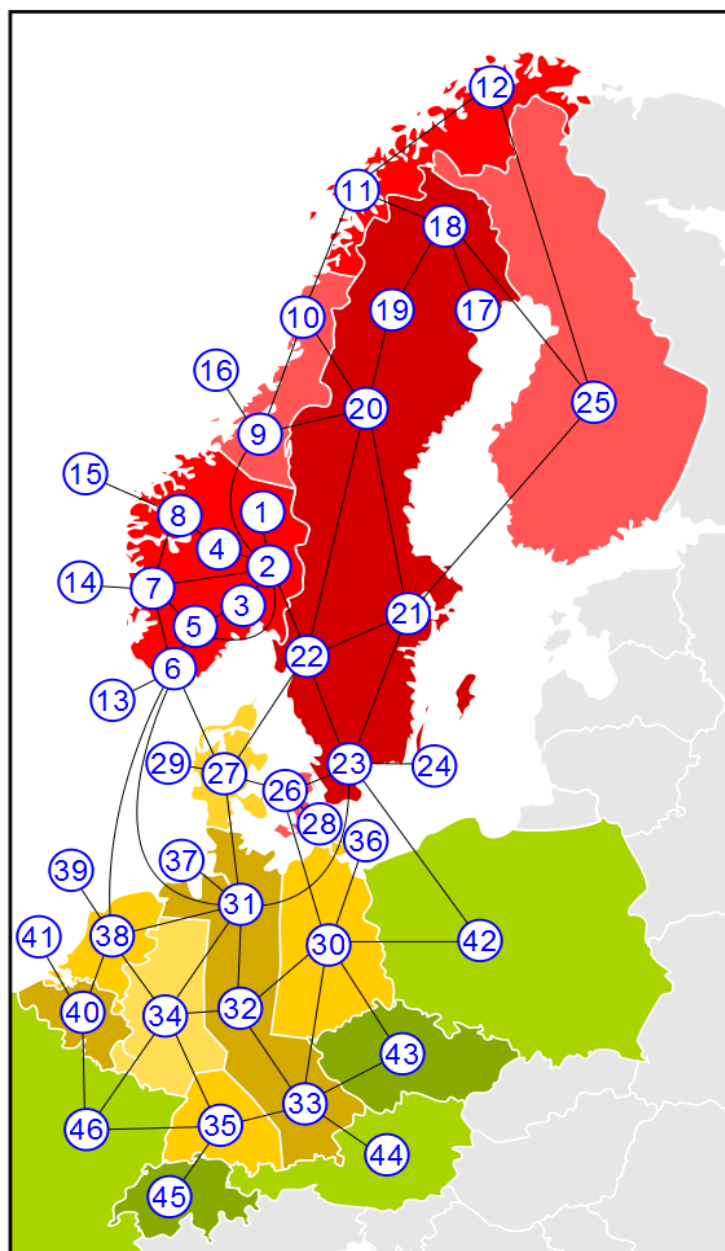
Detaljrik modellering av all kraft. Vannkraft modellert med data for hvert enkelt vassdrag, som deretter er aggregert på områdebasis. Det samme gjelder termiske kraftverk og vindkraft.

5.1.2 Gul farge

Vannkraft er kun representert som samlet for hvert område. Termiske kraftverk er derimot modellert i større detalj, som for landene med rød farge.

5.1.3 Grønn farge

Land med grønn farge er kun modellert ved en fast kraftutveksling til omliggende land.



Figur 19: Områdeinndeling for Norden-modellen.

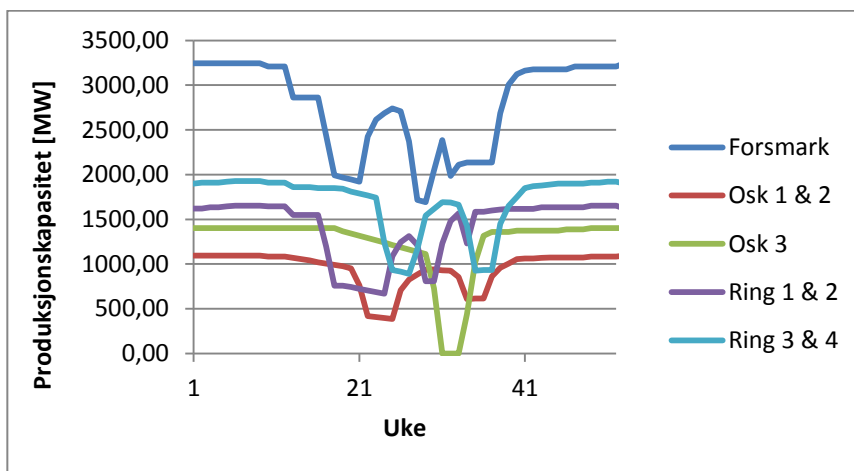
5.2 Om kjernekraftverk i Sverige

Figur 20 viser et utsnitt av den sørlige delen av Sverige hvor plasseringen til de aktive kjernekraftverkene i landet er markert. I modellen som benyttes til simulering, er kraftverkene Forsmark og Oskarshamn plassert i område "SVER-MOST", mens Ringhals ligger i "SVER-MVEST". Oskarshamn er delt i to, der reaktor 1 og 2 modelleres som ett kraftverk, mens reaktor 3 modelleres som et annet. For Ringhals benyttes samme metode, men her består kraftverk 1 av reaktor 1 og 2, og kraftverk 2 av reaktor 3 og 4.



Figur 20: Plassering av kjernekraftverk i Sverige.

Produksjonskapasiteten over året for kjernekraftverkene i Sverige, slik de er oppdelt i modellen, er gitt i Figur 21.



Figur 21: Produksjonskapasitet over året for kjernekraftverk i Sverige.

Figuren viser at kraftverket Forsmark har den høyeste kapasitet over hele året og at Oskarshamn 1 & 2 og Oskarshamn 3 jevnt over har den laveste kapasiteten. Som eneste kraftverk, tas Oskarshamn 3 helt ut noen uker på sommeren og har da en kapasitet på 0 MW. Alle de andre kraftverkene har imidlertid en viss reduksjon i kapasitet i perioder på våren og/eller sommeren. Dette er hovedsakelig grunnet revisjon og vedlikeholdsarbeid.

5.3 Priser på brensel til termisk energi

Priser brensel for enkelte av de termiske kraftverkene i modellen, legges til manuelt. Dette gjelder steinkull, brunkull, råolje, gass og uran. Tallene som brukes i påfølgende simuleringer er gjennomsnittspriser hentet fra statistiske data for 2009. Verdiene er for det meste basert på tyske gjennomsnittspriser [25], men for brunkull og uran benyttes en pris allerede oppgitt i modellen. De tyske gjennomsnittsprisene som benyttes er skrevet inn i modellen av Dag Martin Frøystad og bakgrunnen for disse gis i hans prosjektoppgave [26]. Det er kun lagt inn én pris for typene av brensel for hele året. Siden prisen på brensel i virkeligheten varierer over året, kan dette anses som en svakhet ved modellen.

5.4 Prisavsnitt

Nordenmodellen opererer med sju prisavsnitt for hver uke. Tabell 4 viser fordelingen av timer innen hvert prisavsnitt per uke. Perioden “Lavlast dag” står for flest timer, mens “Lørdag natt” og “Søndag natt” står for færrest. Tabellens innhold er rangert etter størrelsen på periodens effektfaktor. “Høylast dag” har størst effektbehov, mens “Søndag natt” har lavest effektbehov.

Tabell 4: Prisavsnitt, Norden-modellen.

Prisavsnitt	Høylast dag	Høylast kveld	Lavlast hverdag	Helg dag	Natt ukedag	Lørdag natt	Søndag natt
Timer	30	10	50	34	30	7	7
Effekt-faktor	1,133	1,072	1,047	0,973	0,865	0,862	0,836

At modellen opererer med sju ulike prisavsnitt gir en relativt realistisk fremstilling av etterspørselen. Modelleringen av høylast kunne med fordel likevel vært noe mer detaljert. De to høylastperiodene i modellen er på

henholdsvis hele 30 og 10 timer hver. I virkeligheten er det gjerne også kortere perioder med høyere effektbehov. Dermed kan modelleringen av prisavsnitt i Norden-modellen medføre at kortvarige effekttopper i systemet ikke blir inkludert.

5.5 Simuleringsspesifikasjoner

5.5.1 Simuleringstype

De påfølgende simuleringene gjennomføres med tanke på driftsituasjon, og simuleringstrategien som benyttes er derfor parallellsimulering. Ulike simuleringstrategier er beskrevet i kapittel 3.3.1. Ved parallellsimulering tas det utgangspunkt i gitte startmagasin.

Simuleringen går over tre år. Hvert år deles i ukentlige perioder, det vil si 156 perioder til sammen. Siden det tas utgangspunkt i et gitt startmagasin ved starten av simuleringen for alle tilsigsalternativ, vil alle scenario starte ved samme magasinnivå. Til tross for at hvert enkelt scenario da ikke vil ha eksakt riktige parametere ved starten av simuleringen, vil det faktisk at alle scenario har samme utgangspunkt, gjøre at de relative forskjellene mellom dem likevel vil være korrekte. Magasinnivået ved starten av simuleringperioden er satt til å være 60 % av total magasinkapasitet.

Bakgrunnen for å la simuleringen strekke seg over tre år kommer av utformingen av valgte scenario, som beskrives i kapittel 7. Ulikhetene mellom enkelte scenario strekker seg over to år, og et tredje år er da inkludert for å fremstille hvordan resultater utvikler seg i ettertid av tidligere forandringer.

5.5.2 Tilsigsdata

For Norden-modellen er tilsigsdata for årene 1951 til og med 1990 lagt inn. De 40 årene informasjonen strekker seg over inkluderer både typiske våtår og typiske tørrår.

5.5.3 Skript

Ved simulering av Norden-modellen i Samkjøringsmodellen benyttes et allerede utviklet skript. Skriptet er for første scenario kalibrert i henhold til kalibreringsfaktorene beskrevet i kapittel 3.6. Det utføres ingen ny kalibrering for hver av de andre scenarioene.

Brukeren av skriptet kan selv avgjøre om det skal simuleres med eller uten startkostnader.

6 Muligheter for modellering av utvekslingskabler ut av systemet

Norden-modellen som ble beskrevet i forrige kapittel, inkluderer 12 ulike land. Som nevnt er Norge det landet som er mest detaljert modellert, og modellen er også ment for hovedsakelig for analyse av Norge. For å oppnå en realistisk modellering er det nødvendig at omliggende land også er modellert. I Norden-modellen gjøres dette ved å modellere hvert land enkeltvis, for så å inkludere overføringskabler mellom dem. En slik modellering gjør det ikke mulig å simulere redusert tilgjengelighet av overføringskabler. I en modell hvor derimot kun Norge var modellert, ville dette vært mulig. Betingelsen da, er imidlertid at overføringskablene blir modellert på en måte som gir mulighet for å redusere tilgjengeligheten

En løsning for hvordan forbindelsen med omliggende land kan utformes, hvis kun Norge hadde vært modellert, undersøkes i dette kapittelet. Hypotesen går ut på at representasjonen kan gis av en last som representerer eksport og et kraftverk som representerer import. Hvis hypotesen lar seg bekrefte, kan eventuelt simuleringer med redusert tilgjengelighet av overføringskabler mellom Norge og omliggende land gjennomføres som et supplement til simuleringene med redusert tilgjengelighet av kjernekraftverk.

6.1 Import

Modellering av import er ukomplisert og kan modelleres gjennom et prisavhengig kraftverk og dets tilhørende produksjonskapasitet og utfallssannsynlighet:

P_i = produksjonskapasitet importkraftverk

$p_{i,ut}$ = utfallssannsynlighet importkraftverk

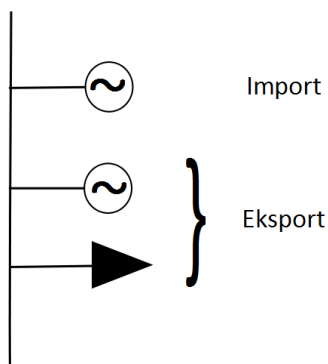
$$P_{import} = P_i * p_{i,ut}$$

Her vil mengden import styres av kraftverkets produksjonskapasitet, som settes til å samsvare med kabelens overføringskapasitet, og sannsynligheten for utfall. Siden kraftverket er prisavhengig vil det kun produsere kraft om prisen i

området det skal importeres til er lavere enn produksjonskostnaden. Dette samsvarer med økonomiske lover for import.

6.2 Eksport

Utfordringen ved hypotesen hvor et kraftverk og en last representerer henholdsvis import og eksport, er større ved modellering av eksport. En last kan i Samkjøringsmodellen modelleres som prisavhengig eller prisuavhengig. Utfallsansynlighet kan derimot ikke modelleres. For å få inkludert muligheten for utfall av kabelen også ved modellering av eksport, benyttes et ekstra kraftverk med utfallsansynlighet motsatt av importkraftverket. Sannsynligheten for at eksportkraftverket faller ut er da veldig høy, og kraftverket vil sammen med lasten gi tilsvarende representasjon for muligheten av eksport som importkraftverket gir for import. Figur 22 viser representasjonen av import og eksport.



Figur 22: Representasjon av import og eksport.

P_e = produksjonskapasitet eksportkraftverk

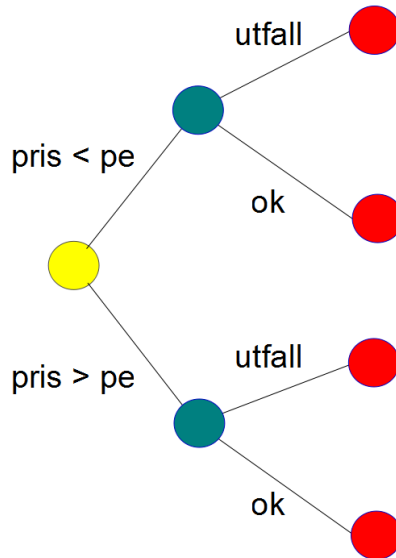
$P_{e,ut}$ = utfallsansynlighet eksportkraftverk

P_{last} = forbruk last

Total eksport blir da:

$$P_{eksport} = -P_{last} + P_e * p_{e,ut}$$

Eksportkraftverket og lasten kan da være prisavhengig eller ikke. Utvekslingskabelen kan operere på forskjellige måter, noe som er illustrert i Figur 23.



Figur 23: Sannsynlighetstre av muligheter for eksportkabel.

I sannsynlighetstreet er “utfall” definert som utfall av kabelen, mens “ok” viser til at kabelen er i orden. Om eksportkraftverket produserer og/eller lasten trekker kraft kommer an på om de er prisavhengige eller ikke.

For å illustrere problematikken benyttes verdier for de enkelte parametere.

$$P_e = 600 \text{ MW}$$

$$P_{\text{last}} = 600 \text{ MW}$$

Utfalls sannsynligheten for eksportkraftverket settes lik 1, det vil si kraftverket kan produsere 600 MW hvis kabelen er ute.

Tabell 5: Total eksport for mulighetene for eksportkabel.

	Prisav. P_e Uavh. P_{last}	Uavh. P_e Prisav. P_{last}	Uavh. P_e Uavh. P_{last}	Prisav. P_e Prisav. P_{last}	Ønsket situasjon
(pris < p_e) + utfall	-600	0	-600	0	0
(pris < p_e) + ok	-600	-600	-600	-600	-600
(pris > p_e) + utfall	0	600	600	0	0
(pris > p_e) + ok	-600	0	0	-600	0

Utrekningen for kolonne 1, rad 1 er som følger (resterende utregninger ligger i vedlegg C):

$$P_{eksport} = P_e + P_{last} = (0 + (-600)) \text{ MW} = \underline{-600 \text{ MW}}$$

Om kraftverket/lasten er prisavhengig vil lavere pris i området enn eksportpris gjøre at lasten trekker, og motsatt tilfelle vil gi produksjon ved kraftverket. Dette styres av at et kraftverk kun produserer ved lavere pris enn marginalpris og at en last kun vil trekke ved høyere pris enn marginalpris.

Tabell 5 viser at ingen av alternativene for bruk av last og eksportkraftverk oppfyller kravet for ønsket oppførsel for kabelen ved eksport. Det ble også gjort beregninger med to kraftverk + én last, to laster + ett kraftverk og to kraftverk + to laster. Heller ikke noen av disse alternativene gav ønsket resultat.

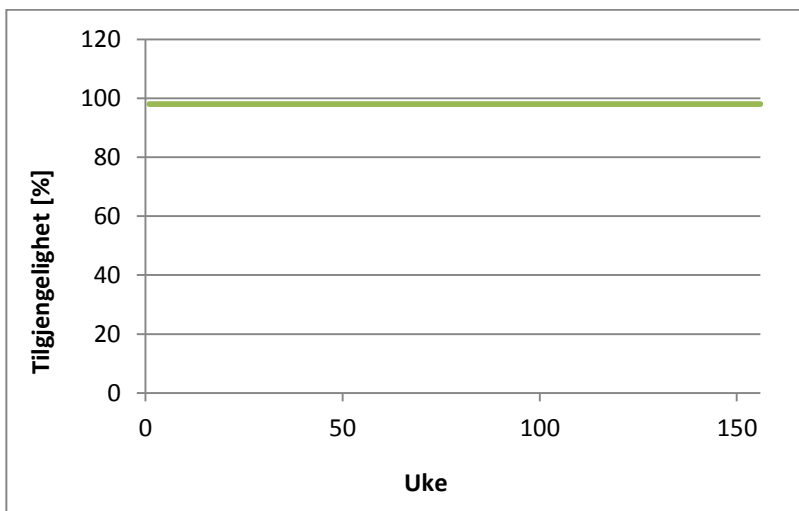
Modellering av import og eksport gjennom bruk av last og kraftverk er mulig hvis overføringskabelen for utvekslingen er garantert å være tilgjengelig. Dette er derimot ikke tilfelle for virkelige overføringskabler, der sannsynligheten for utfall må inkluderes. Som vist i analysen i dette kapittelet lar ikke dette seg gjøre gjennom last/kraftverk-representasjonen, siden korrelasjonen mellom utfall av import- og eksportkraftverk ikke lar seg modellere. Representasjonen er derfor mangelfull og i påfølgende simuleringer analyseres derfor kun konsekvenser av redusert tilgjengelighet av store termiske kraftverk.

7 Beskrivelse av senarioer

For å undersøke konsekvensene av redusert tilgjengelighet av kjernekraftverkene i Sverige, er det utformet fire ulike senario. Det er tatt utgangspunkt i et basissenario, som baserer seg på typisk drift og tilgjengelighet av et vestlig kjernekraftverk. De øvrige tre senarioene har ulik grad av redusert tilgjengelighet, modellert gjennom antall uker de har redusert tilgjengelighet. Hvert enkelt senario utdypes i påfølgende delkapitler.

7.1 Senario “Basis”

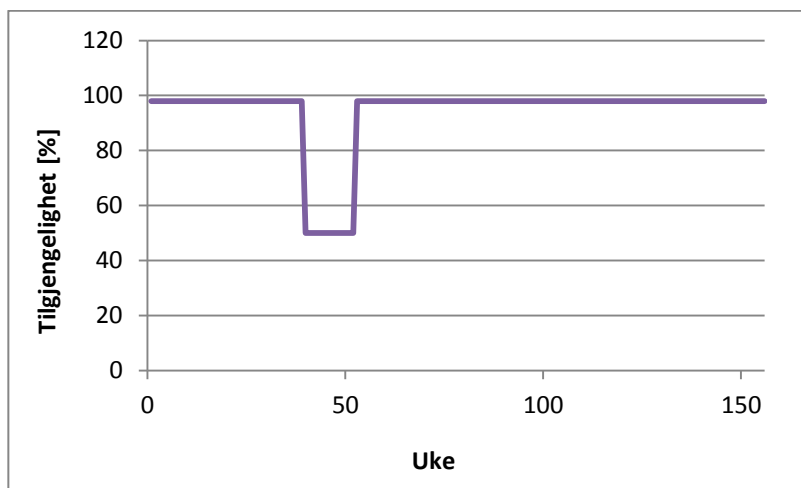
Senario “Basis” går ut på at kjernekraftverkene i Sverige har en tilgjengelighet gitt av normale driftsdata for vestlige kjernekraftverk. Med dette menes at kraftverkene for det meste av året har høy tilgjengelighet og stor kraftproduksjon, men tas ut til revisjon og vedlikeholdsarbeid på sommeren når etterspørselen av kraft er lav. I simuleringsmodellen settes tilgjengeligheten til å være gjennomsnittlig 98 % over året, noe som ses på som kraftverkernes praktisk mulige maksimum.



Figur 24: Tilgjengelighet kjernekraft over tre år, senario Basis.

7.2 Senario “Liten reduksjon i tilgjengelighet” (Liten)

For senario “Liten reduksjon i tilgjengelighet” settes kjernekraftverkene til å ha en gjennomsnittlig tilgjengelighet på 98 % fra uke 1 og til og med uke 39. Fra og med uke 40 og ut resten av det første året settes tilgjengeligheten til å være på 50 %. Ved begynnelsen av det påfølgende året settes igjen tilgjengeligheten til å være 98 %.



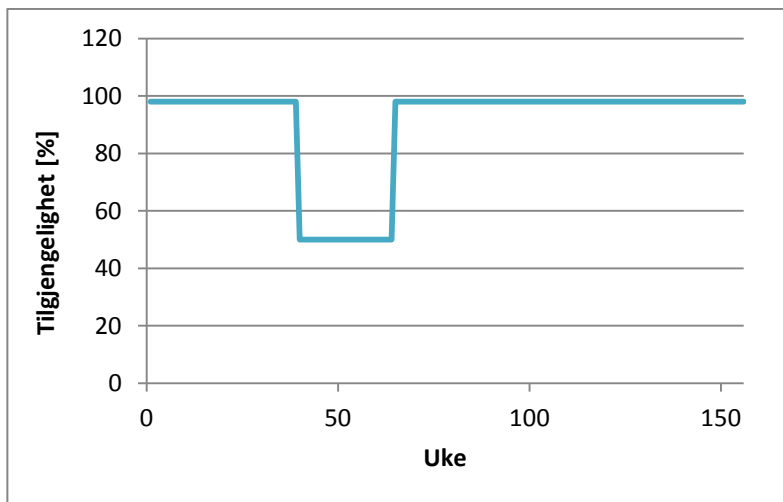
Figur 25: Tilgjengelighet kjernekraft over tre år, senario Liten.

Under senario Liten får kjernekraftverkene en redusert tilgjengelighet i 13 av årets 52 uker. Samkjøringsmodellen “ser” reduksjonen som kommer til å inntreffe og situasjonen modelleres derfor som planlagt reduksjon i tilgjengelighet.

7.3 Senario “Stor reduksjon i tilgjengelighet” (Stor)

I likhet med senario Liten, har kjernekraftverkene i senario “Stor reduksjon i tilgjengelighet”, en tilgjengelighet på 50 % fra og med uke 40 og ut året.

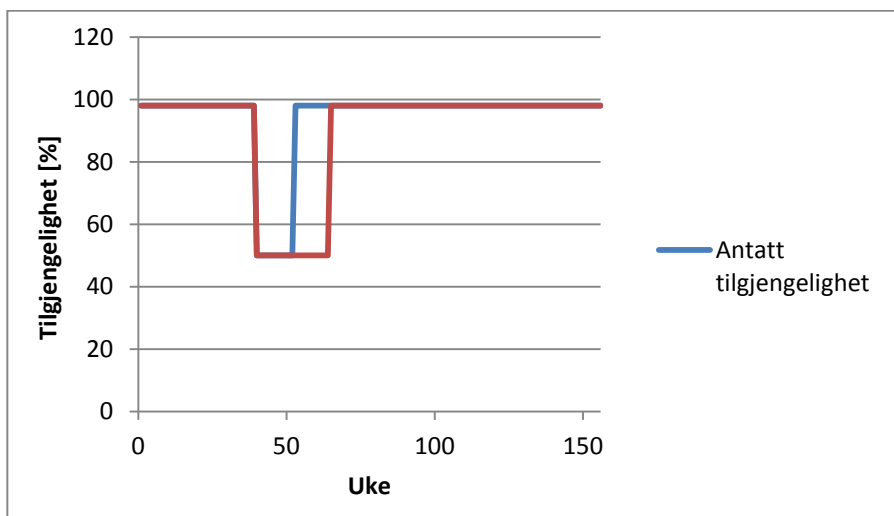
Forskjellen er imidlertid at reduksjonen i tilgjengelighet vedvarer til og med uke 12 det påfølgende året. Dette resulterer i en redusert tilgjengelighet i totalt 25 uker. I de resterende ukene av den treårige simuleringsperioden er tilgjengeligheten på 98 %.



Figur 26: Tilgjengelighet kjernekraft over tre år, senario Stor.

7.4 Senario “Større reduksjon i tilgjengelighet enn ventet” (Større enn ventet)

Ved fjerde og siste senario har også kjernekraftverkene en tilgjengelighet på 98 % fra uke 1 og til uke 40. Fra og med denne uken reduseres tilgjengeligheten til 50 %, frem til utgangen av året. Kjernekraftverkene antas da igjen å få en tilgjengelighet på 98 %, men dette inntreffer ikke. Isteden holdes kjernekraftverkernes tilgjengelighet på 50 % fram til og med uke 12. Senarioet er fremstilt i Figur 27.



Figur 27: Tilgjengelighet kjernekraft over tre år, senario Større.

I Samkjøringsmodellen modelleres senario “Større reduksjon i tilgjengelighet enn ventet” på følgende vis. Først settes reduksjonen i tilgjengelighet kun fram til og med uke 52, for så å kjøre en simulering. Deretter forandres tilgjengeligheten av kjernekraft til å være 50 % ut uke 12, før det kjøres en ny simulering uten ny beregning av vannverdier. Fremgangsmåten gjør at modellen ikke ser den reelle varigheten av perioden med redusert tilgjengelighet av kjernekraft.

7.5 Supplement til senarioene

7.5.1 Alternativ oppsett av senario Stor

Det gjennomføres også en simulering med alternativ fremgangsmåte for modellering av tilgjengelighet i senario Stor. I stedet for å redusere tilgjengeligheten av alle reaktorene til 50 % i ukene 40 til og med uke 12 det påfølgende året, er enkelte reaktorer tatt helt ut av drift (tilgjengelighet = 0 %), mens andre fortsatt har en tilgjengelighet på 98 %. Reaktorene **Forsmark** og **Oskarshamn 3** er da satt til å være i drift, mens de resterende er tatt ut. Sett i forhold til produksjonskapasiteten, vist i Figur 21, gir dette en omtrentlig tilgjengelighet av total produksjonskapasitet på 50 % (med utgangspunkt i kapasitet ved starten av året) for kjernekraftverkene i Sverige.

7.5.2 Senario Stor med startkostnader for termiske produksjonsenheter

Som nevnt under kapittel 3.4.2.2 kan simuleringer i Samkjøringsmodellen kjøres med eller uten startkostnader for termiske enheter. Alle senarioene kjøres uten startkostnader for å gi kortere simuleringstid, men for å kunne se virkningen av modellering med startkostnader i systemet, inkluderes kostnadene i senario Stor og en ekstra simulering gjennomføres. Den opprinnelige modelleringen av tilgjengeligheten benyttes da.

8 Resultatpresentasjon

Simuleringsresultatene som presenteres i kapittel 9 gis innen fem forskjellige kategorier: "Spotpriser", "Kraftutveksling", "Kraftproduksjon", "Magasinnivå" og "Samfunnsøkonomisk overskudd".

8.1 Resultatkategorier

8.1.1 Spotpriser

Spotprisen vil si prisen på siste omsatte kWh i Euro-cent/kWh. Hvis optimal kraftproduksjon gir en plassering *mellom* to kraftkategorier på kurven for optimal kraftleveranse (se Figur 11) settes kraftverdien per definisjon lik vannverdien. Hvis plasseringen derimot er innenfor en kraftkategori, settes prisen lik prisen for den gitte kategorien [20], kap.6.3.1.

Under kategorien "Spotpriser" presenteres resultater for tre områder i Norge, to områder i Sverige og for Nederland (uten offshore vindkraft). Områdene er NOR-MIDT, NOR-SOROST, NOR-OSTLAND, SVER-MOST, SVER-SYD og NEDERLAND. NOR-MIDT er valgt ut som hovedfokusområde. En av grunnene til at akkurat dette området velges er at det under den anstrengte kraftsituasjonen vinteren 2009/2010 var et av høyprisområdene. I tillegg er området historisk lett påvirkelig av prisendringer i markedet på grunn av begrenset overføringskapasitet til Sør-Norge. Midt-Norge har derimot brukbar overføringskapasitet mot Sverige. Som vist i Figur 19, er Midt-Norge i relativ nær forbindelse med de to områdene hvor kjernekraftverkene i Sverige er lokalisert med tanke på overføringslinjer. En endring av kjernekraftproduksjon vil derfor med høy sannsynlighet være merkbar på spotprisene i Midt-Norge.

8.1.2 Kraftutveksling

Som vist på Figur 19, er det i Norden-modellen definert fire overføringslinjer mellom Norge og Sverige. Den totale overføringskapasiteten er på 3800/3900 MW. Som nevnt i kapittel 2.4.1 er det i realiteten sju overføringslinjer mellom Norge og Sverige, men Norden-modellen benytter seg av en forenkling. Kraftutvekslingen mellom Norge og Sverige som presenteres, viser netto kraftutveksling for de fire overføringslinjene samlet. Det presenteres også resultater for utveksling mellom Norge og kontinentet, representert ved NorNed-kabelen.

Kapittel 6 belyser problematikken ved modellering av kraftkabler til/fra et system i Samkjøringsmodellen. Norden-modellen benytter seg som nevnt under kapittel 5.1 av en fast kraftutveksling over året til omliggende områder med grovere modellering. Disse er representert ved grønn farge. I påfølgende simuleringer legges det imidlertid kun vekt på utveksling mellom områder med relativ detaljrik beskrivelse.

8.1.3 Kraftproduksjon

Det presenteres resultater innen kategorien kraftproduksjon for både vannkraft og termiske enheter. Resultatene som presenteres deles inn i følgende fire underkategorier: kjernekraft i Sverige, annen termisk kraft i Sverige og vannkraft i henholdsvis Norge og Sverige. Som nevnt i kapittel 2.3 bestod Norges kraftproduksjon av 96 % vannkraft i 2006 og det anses derfor som unødvendig å hente ut resultater fra andre energiresurser i Norge. De vil uansett kun bidra til en svært liten andel av den totale kraftproduksjonen.

8.1.4 Magasinnivå

Magasinnivå gis i Samkjøringsmodellen i GWh, referert slutten av uken. Samkjøringsmodellen registrerer lagret vann i millioner m³ for alle magasin innen hvert område, for så å beregne tilsvarende energibidrag på aggregert nivå [20], kap.6.3.1.

Norden-modellen er modellert med vannkraftproduksjon i ni av seksten delområder i Norge. Den største produksjonskapasiteten er lokalisert i område sju, "NOR-VESTSYD", mens område 2, "NOR-OSTLAND", har nest størst kapasitet. Norden-modellen er modellert med vannmagasin i sju av åtte områder i Sverige, og i Finland, som er modellert som ett enkelt område. Tyskland er modellert med en fast verdi når det gjelder magasinnivå, mens øvrige områder er modellert uten bruk av vannkraft. Som tidligere nevnt aggregeres vannkraften i Norge for hvert område og resultatene for magasinnivå gis derfor på områdebasis. Det samme gjelder for Sverige.

8.1.5 Samfunnsøkonomisk overskudd

Det samfunnsøkonomiske overskuddet kan benyttes som kontroll for at systemet fungerer i praksis. Overskuddet viser profitten samfunnet oppnår ved å drifte systemet på valgte måte.

Ved beregning av samfunnsøkonomisk overskudd benyttes programmodulen "Samoverskudd". Overskuddet beregnes da ved oppdeling i flere delposter, som for eksempel overskudd fra produsent og konsument, kapasitetsinntekter og tapskostnader. Kostnader representerer et negativt tilskudd til overskuddet, mens inntekter og overskudd representerer et positivt tilskudd. Posten "Magasinendring" er en av delene som inngår i beregningen av det samfunnsøkonomiske overskuddet. Endringen kan bidrag i både negativ og positiv forstand, alt ettersom om magasinnivået er lavere eller høyere ved simuleringens slutt punkt enn ved simuleringens startpunkt.

Som følge av urealistiske verdier ved bruk av Samoverskudd, beregnes det samfunnsøkonomiske overskuddet for hvert scenario delvis manuelt og delvis automatisk. Fremgangsmåten utdypes i påfølgende resultatkapittel. Det presenteres resultater for både Norge, Sverige og det totale systemet.

8.2 Valgte tilsigsdata ved resultatpresentasjon

Innenfor de fire første av de nevnte resultatkategoriene er det lagt vekt på følgende alternativer:

1. Median for alle 40 tilsigsår
2. Et typisk tørrår som første simuleringsår
3. Et typisk våtår som første simuleringsår

For hvert av de tre alternativene undersøkes ukeverdien når alle prisavsnitt er inkludert, i tillegg til verdier for høylast- og/eller lavlastperiodene for enkelte resultat kategorier.

For å oppnå en typisk gjennomsnittlig verdi av resultatene uten innvirkning av ekstremår innen tilsigsstatistikken, er det valgt å se på median istedenfor gjennomsnitt. Som et supplement presenteres resultater for et typisk tørrår og et typisk våtår for seg selv. Resultater fra tørrår og våtår gir mulighet for analyse av systemet under spesielle forhold. **1969** er valgt som **tørrår** og **1989** som **våtår**. Innen kategorien “Kraftproduksjon” er det, istedenfor medianen, sett på resultater for et typisk gjennomsnittså. **1984** er valgt som **gjennomsnittså**. Valgene av typiske tilsigsår er gjort i samråd med doktorgradsstudent Stefan Jaehnert.

For den femte resultat kategorien “Samfunnsøkonomisk overskudd” presenteres det kun resultater for gjennomsnittsverdier av alle tilsigsår.

9 Resultater og diskusjon

I dette kapitlet presenteres utvalgte resultater fra simuleringene med Norden-modellen. Resultatene analyseres og diskuteres.

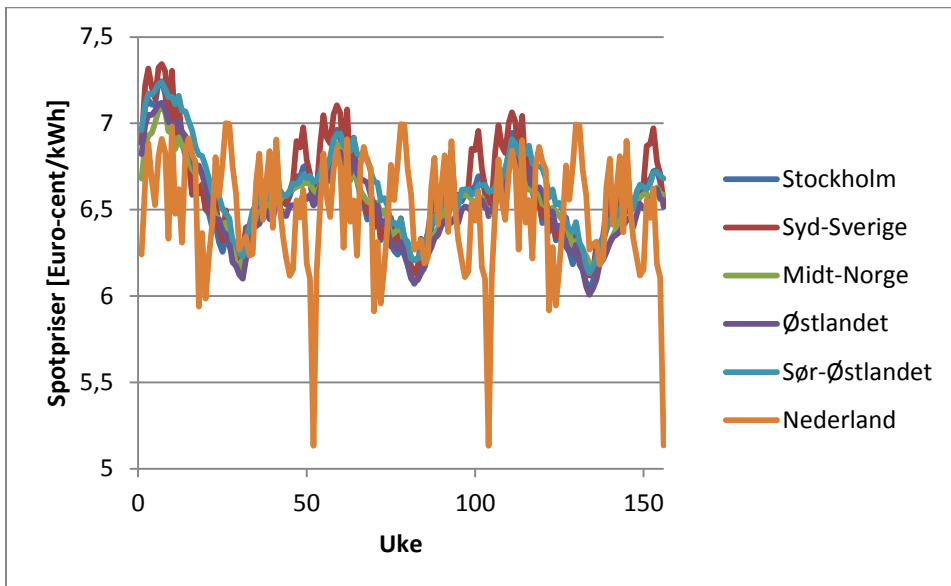
9.1 Spotpriser

9.1.1 Senario Basis

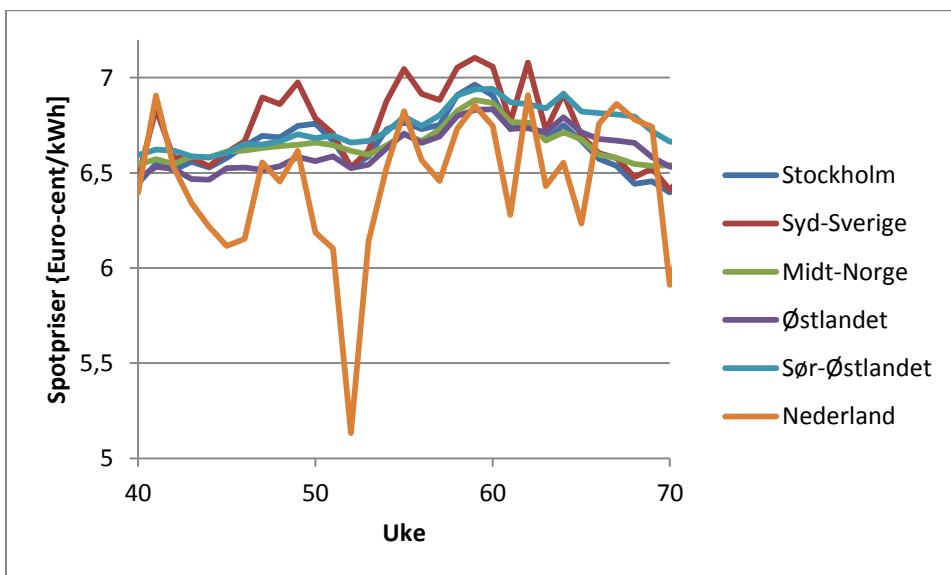
De ulike delområdene i Norge og Sverige har en relativt lik spotpris gitt av medianen av alle tilsigsår, hvis det ses på hvert senario enkeltvis. Dette illustreres gjennom Tabell 6, der medianen av spotprisen, gitt gjennomsnittlig innenfor ulike perioder av simuleringen for senario Basis, presenteres. Alle prisavsnitt er inkludert. Figur 28 og Figur 29 viser også spotprisen ved medianen av alle tilsigsår innen hvert område under senario Basis. Siden alle prisavsnitt er inkludert og viser figurene prisen for hver uke, vektet i henhold til antall timer og effektfaktor for hvert prisavsnitt. Figur 28 viser alle uker innen den treårige simuleringperioden, mens Figur 29 kun viser et utsnitt av treårsperioden.

Tabell 6: Gjennomsnittlig spotpris over periode, median alle tilsigsår, senario Basis.

	Uke 1 – 39 [Euro- cent/kWh]	Uke 40 – 52 [Euro- cent/kWh]	Uke 53 – 64 [Euro- cent/kWh]	Uke 65 – 104 [Euro- cent/kWh]	Uke 105- 156 [Euro- cent/kWh]
SVER-MOST	6,647	6,608	6,772	6,427	6,486
SVER-SYD	6,717	6,695	6,920	6,501	6,579
NOR-MIDT	6,643	6,608	6,736	6,455	6,494
NOR- OSTLAND	6,650	6,524	6,722	6,402	6,452
NOR- SOROST	6,775	6,640	6,833	6,523	6,572
NEDERLAND	6,426	6,285	6,585	6,442	6,471



Figur 28: Gjennomsnittlig spotpris, alle prisavsnitt, scenario Basis, uke 1 - 156.



Figur 29: Gjennomsnittlig spotpris, alle prisavsnitt, scenario Basis, uke 40 - 70.

Tabell 6 viser at områdene i Sverige gjennomgående har en noe høyere spotpris enn områdene i Norge. Figur 28 viser at dette blir spesielt tydelig i enkelte uker

om vinteren. De periodevis gjennomsnittlige spotprisene i Nederland er lavere enn de nordiske. I virkeligheten gjelder som regel det motsatte. Bakgrunnen for de lave prisene er at den totale produksjonskapasiteten av kjernekraft i Sverige i modellen er satt noe lav, sammenlignet med hva den er i virkeligheten. Dette ble oppdaget sent i arbeidet med oppgaven, og derfor ikke endret på av hensyn til knapphet i resterende arbeidstid. Med tanke på oppgavens utgangspunkt i norske forhold og fokus på innvirkning av endring i tilgjengelig kjernekraft, vil dette avviket i modellens utgangspunkt være av mindre betydning.

Spotprisen i Nederland opplever imidlertid større variasjon fra uke til uke enn prisene i de nordiske områdene, noe som gir høyere priser i sommerhalvåret. Hovedgrunnen til dette er at kraftproduksjonen på kontinentet domineres av termisk energi, i motsetning til i Norden, hvor vannkraft spiller en viktigere rolle. Som nevnt i kapittel 2.4.2, varierer spotprisene i et termisk dominert system i større grad over døgnet, mens et typisk vannkraftsystem heller har sesongvariasjon.

9.1.2 Øvrige senario sammenlignet med senario Basis

Ved reduksjon av tilgjengelig kjernekraft oppstår prisforskjeller mellom senarioene. Tabell 7, Tabell 8 og Tabell 9 viser forskjellen mellom spotpris under senario Basis og hvert enkelt av de tre andre senarioene. Som i Tabell 6, gjelder også disse tallene for medianen av alle tilsigsår, og forskjellen er en gjennomsnittsverdi for valgte periode av uker.

Tabell 7: Forskjell i gjennomsnittlig spotpris mellom senario Basis og senario Liten.

	Uke 1 – 39 [Euro- cent/kWh]	Uke 40 – 52 [Euro- cent/kWh]	Uke 53 – 64 [Euro- cent/kWh]	Uke 65 – 104 [Euro- cent/kWh]	Uke 105- 156 [Euro- cent/kWh]
SVER-MOST	0,246	0,768	0,258	0,006	0,328
SVER-SYD	0,226	0,700	0,217	-0,020	0,089
NOR-MIDT	0,268	0,419	0,273	0,038	0,058
NOR- OSTLAND	0,249	0,403	0,267	0,024	0,063
NOR- SOROST	0,248	0,335	0,256	0,025	0,062
NEDERLAND	0,222	0,154	0,065	-0,010	0,032

Tabell 8: Forskjell i gjennomsnittlig spotpris mellom senario Basis og senario Stor.

	Uke 1 – 39 [Euro-cent/kWh]	Uke 40 – 52 [Euro-cent/kWh]	Uke 53 – 64 [Euro-cent/kWh]	Uke 65 – 104 [Euro-cent/kWh]	Uke 105- 156 [Euro-cent/kWh]
SVER-MOST	0,525	1,580	1,167	0,130	0,028
SVER-SYD	0,496	1,503	1,084	0,120	0,022
NOR-MIDT	0,583	1,036	1,024	0,159	0,033
NOR-OSTLAND	0,552	0,940	0,984	0,151	0,025
NOR-SOROST	0,545	0,828	0,898	0,155	0,028
NEDERLAND	0,295	0,258	0,296	0,037	0,007

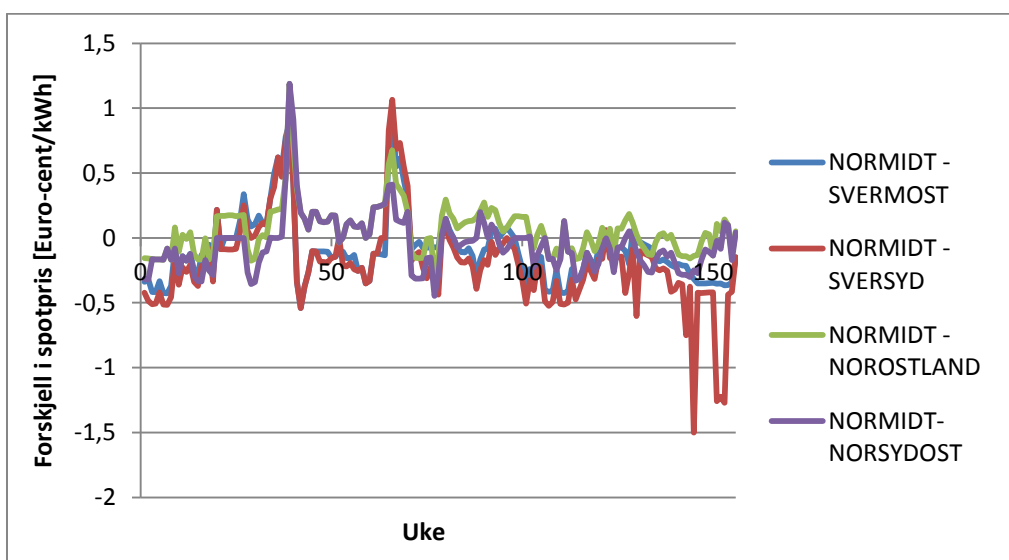
Tabell 9: Forskjell i gj.snittlig spotpris mellom senario Basis og senario Større enn ventet.

	Uke 1 – 39 [Euro-cent/kWh]	Uke 40 – 52 [Euro-cent/kWh]	Uke 53 – 64 [Euro-cent/kWh]	Uke 65 – 104 [Euro-cent/kWh]	Uke 105- 156 [Euro-cent/kWh]
SVER-MOST	0,246	0,768	0,749	0,096	0,107
SVER-SYD	0,226	0,700	0,635	0,066	0,117
NOR-MIDT	0,267	0,420	0,638	0,143	0,096
NOR-OSTLAND	0,249	0,403	0,608	0,131	0,097
NOR-SOROST	0,248	0,335	0,530	0,134	0,096
NEDERLAND	0,223	0,155	0,162	0,015	0,041

Tabellene viser at medianen av spotprisen i alle perioder av de to første årene (uke 1 – 104), er høyest under senario Stor for alle de seks områdene. Den største forskjellen fra senario Basis kommer for senario Stor i de to periodene uke 40 – 52 og uke 53 – 64, i områdene SVER-MOST, SVER-SYD og NOR-MIDT. På sitt maksimale er forskjellen mellom medianen av prisen i senario Stor og senario Basis på 1,580 Euro-cent/kWh, noe som tilsvarer en spotpris på 8,188 Euro-cent/kWh. Dette inntreffer i perioden uke 40 – 52 i område SVER-MOST. Aller høyeste median av spotprisen (sett gjennomsnittlig for en periode av uker) inntreffer imidlertid i SVER-SYD under senario Stor i samme periode. Spotprisen er da på 8,197 Euro-cent/kWh. Siden kjernekraftverkene Forsmark og Oskarshamn er lokalisert i område SVER-MOST er det naturlig at de største ulikhetene mellom senarioene under perioden med redusert tilgjengelighet inntreffer her. At SVER-SYD opplever de høyeste prisene, kan forklares med at

området er i direkte forbindelse med begge områdene hvor kjernekraftverkene ligger.

Som nevnt er ikke medianen av prisene for de seks utvalgte områdene veldig ulik innenfor hvert enkelt scenario. Ses det derimot på resultater for kun høylastperiodene, hvor første simuleringsår er det gitte tørrår, 1969, (og de påfølgende årene 1970 og 1971 som andre og tredje simuleringsår), er forskjellene større. Figur 30 viser forskjellen i spotpris mellom de nordiske delområdene over de tre simuleringsårene for scenario Stor.

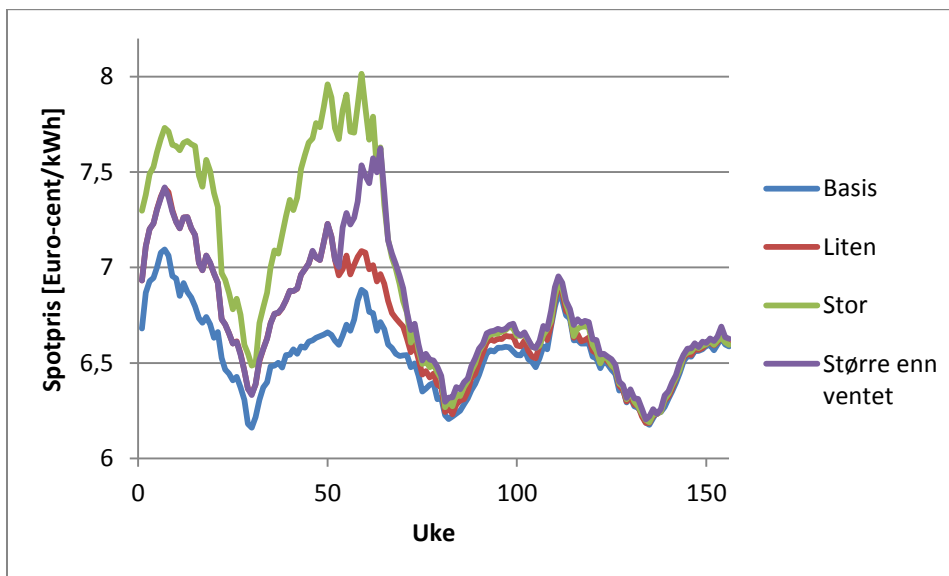


Figur 30: Forskjell i spotpris mellom delområder, scenario Stor.

NOR-MIDT er valgt som utgangspunkt. Forskjellen mellom NOR-MIDT og NEDERLAND har store svingninger og når på sitt maksimale hele 4,85 Euro-cent/kWh. For å tydeliggjøre forskjellene mellom de nordiske landene, er ikke NEDERLAND inkludert i Figur 30. Figuren viser at det er en prisforskjell på opptil 1,5 Euro-cent/kWh mellom NOR-MIDT og SVER-SYD ved slutten av perioden. SVER-SYD påvirkes i større grad av kraftprisene på kontinentet, der den termiske kraftproduksjonen kan gi store, men gjerne kortvarige utslag i prisen. Forskjellen i pris mellom NOR-MIDT og de øvrige områdene, går i løpet av perioden i både positiv og negativ retning. Positiv retning betyr at NOR-MIDT har høyest pris. De største utslagene av lavere spotpris, forekommer i uke 39 hvor NOR-OSTLAND og NOR-SOROST har en pris på 1,19 Euro-cent/kWh lavere

enn NOR-MIDT, og i uke 66 hvor SVER-SYD har en pris på 1,06 Euro-cent/kWh lavere enn N. Tilsvarende graf for scenario Basis viser også store forskjeller, men ikke like store i positiv retning. Grafen ligger som vedlegg D1.

Figur 31 viser medianen av spotprisen for hver av de fire scenarioene i NOR-MIDT. Alle prisavsnitt og tilsigsår er inkludert.

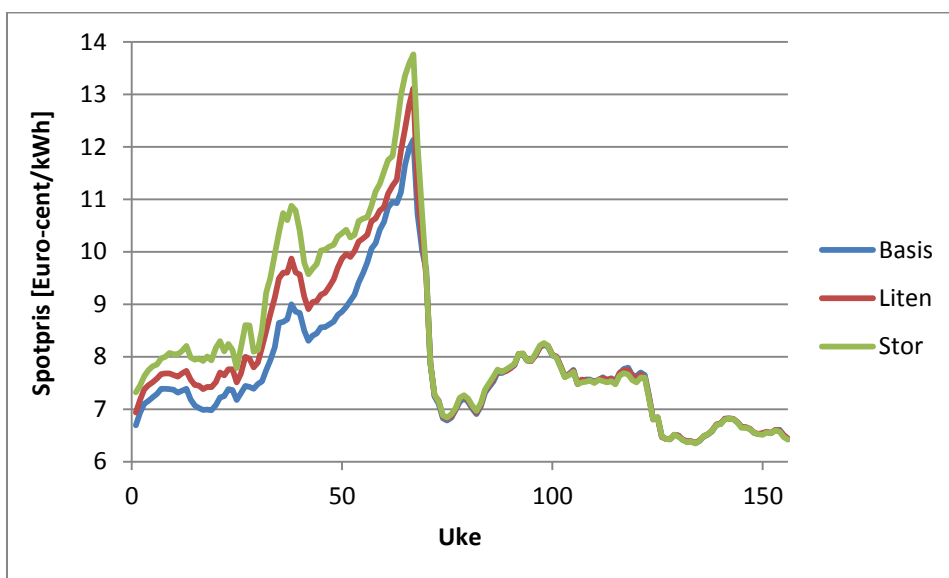


Figur 31: Spotpris under ulike senario, median av alle tilsigsår, Midt-Norge.

Medianen av spotprisen for de ulike senarioene varierer klart mest under de første to simuleringsårene. Spesielt under vinterukene gir andelen av redusert kjernekraftproduksjon utslag i kraftprisen. Maksimal pris forekommer under senario Stor, hvor 1 kWh akkurat rundt 8 Euro-cent i uke 59. Senario Liten og Senario Større enn ventet har omtrent identisk forløp frem til og med uke 52. Bakgrunnen for at priskurven for senario Større enn ventet aldri når samme verdi som kurven for senario Stor, er todelt. For det første er den reduserte tilgjengeligheten som begge senarioene innehar i ukene 53 til og med 64, uforutsett for senario Større enn ventet. Prisen i ukene før uke 53 vil derfor beregnes ut i fra en periode med redusert tilgjengelighet mellom kun uke 39 og uke 52. For det andre er perioden med uventet redusert tilgjengelighet for senario Større enn ventet relativt kort. Når den reduserte tilgjengeligheten vedvarer etter uke 52, øker spotprisen, men innen kjernekraftverkene igjen får sin opprinnelige tilgjengelighet i uke 65, rekker den ikke å nå samme nivå som

for scenario Stor. Hadde perioden med uventet redusert tilgjengelighet derimot vedvart over en lengre periode, er det nærliggende å anta at priskurven for scenario Større enn ventet hadde nådd et like høyt nivå som kurven for scenario Stor.

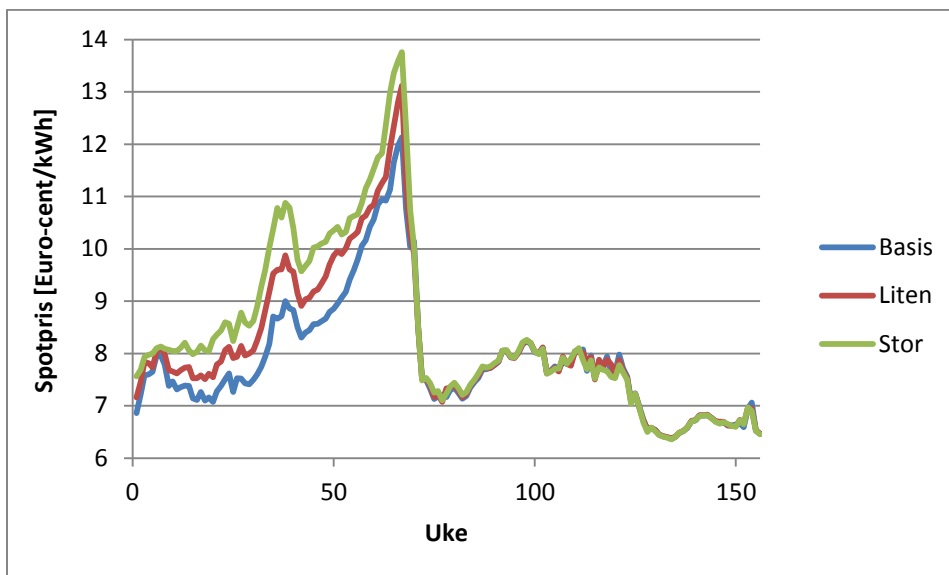
Resultater med tørrår som første simuleringsår viser imidlertid større forskjeller enn medianen av alle tilsigsår, spesielt mellom scenario Større enn ventet og de øvrige scenarioene. Scenario Større enn ventet når her en pris på hele 66 Euro-cent/kWh i uke 67, noe som gir rasjonering. Også i et par uker før og etter er spotprisen svært høy. For å tydeliggjøre priskursforskjellene mellom de øvrige scenarioene, viser Figur 32 kun priskurvene for scenario Basis, scenario Liten og scenario Stor. Samme figur, inkludert verdier for scenario Større enn ventet, ligger i vedlegg D2.



Figur 32: Spotpris under ulike scenario, alle prisavsnitt, tørrår, Midt-Norge.

Figur 32, sammenlignet med Figur 31, viser at en reduksjon i tilgjengelig kjernekraft i kombinasjon med tørrår gir store utslag i spotpris. Spesielt i vinterukene rett etter en eventuell reduksjon av tilgjengelig kjernekraft kan tilgangen på kraft bli for liten til å dekke etterspørselen uten å måtte ty til rasjonering. Det viser seg imidlertid også at når kjernekraftverkene igjen oppnår full produksjonskapasitet, tar det kort tid før prisene stabiliserer seg.

Som nevnt opererer Norden-modellen med sju prisavsnitt. For Midt-Norge er det imidlertid liten forskjell i spotprisene under høylast- og lavlastperioder. Dette illustreres av likheten mellom Figur 33, som viser spotprisen for høylastperiodene når det gitte tørrår er første simuleringsår, og Figur 32.



Figur 33: Spotpris under ulike senario, høylastperioder, tørrår, Midt-Norge.

Også når det kun ses på høylastperiodene ved tørrår, når spotprisen for senario Større enn ventet, rasjoneringsverdi og Figur 33 viser derfor kun kurvene for de øvrige tre senarioene.

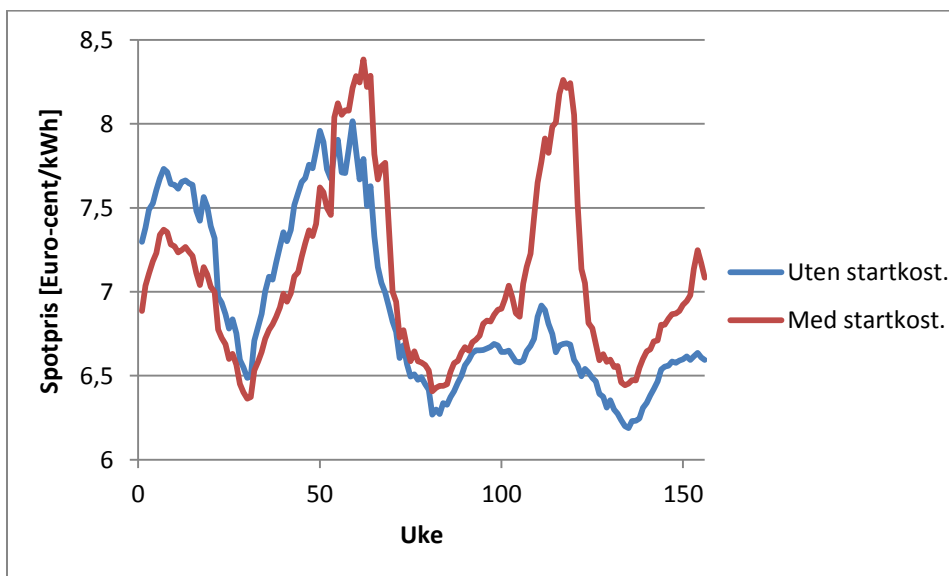
Når alle tilsigsår er inkludert, reduseres de gjennomsnittlige spotprisene under høylastperiodene relativt mye, sammenlignet med for tørrår som første simuleringsår. Illustrerende graf for dette tilfellet ligger i vedlegg D3. Det er da senario Stor som utgjør grafens toppunkt med 9,35 Euro-cent/kWh i uke 59. Dette er et noe uventet resultat siden det er senario Større enn ventet som innehar figurens toppunkt når tørrår er første simuleringsår. Dette er som nevnt vist i vedlegg D2. Det uventede resultatet kan imidlertid forklares ved å se på magasinutfyllingen for de to alternativene. Disse ligger som vedlegg D4. Ved tørrår som første simuleringsår, når magasinivået under senario Større enn ventet et lang lavere nivå rundt uke 68 enn under senario Stor. Dette inntreffer ikke for medianen av alle tilsigsår. Siden reduksjonen i tilgjengelig kjernekraft under uke 53 – 64 kommer uforutsett for senario Større enn ventet, er det

naturlig at det er spart mindre på vannet enn under senario Stor. Det er derfor også naturlig at magasinnivået i senario Større enn ventet blir lavt under og rett etter perioden med uforutsett reduksjon, for at etterspørselen skal kunne dekkes. Ved tørrår blir konsekvensene av ikke å ha spart på vannet tydeligere enn ved gjennomsnittet av alle tilsigsår.

9.1.3 Resultater for alternativer av senario Stor

Ved simulering av senario Stor med alternativ modellering av tilgjengeligheten følger grafene for medianen av spotprisen for alle tilsigsalternativ et forløp som er relativt likt samme senario med vanlig modellering. Prisen er noe lavere (rundt 0,2 Euro-cent/kWh) ved starten av første simuleringsår for den alternative modelleringen, men grafene jevner seg imidlertid ut ved utgangen av samme år. Ved tørrår som første simuleringsår gir derimot den alternative modelleringen større utslag i form av rasjonering i noen uker ved starten av år 2. Dette er ikke tilfelle ved den opprinnelige modelleringen av tilgjengelighet i senario Stor.

Å inkludere startkostnader under senario Stor gir relativt store utslag i spotprisen over hver uke. Figur 34 viser medianen av spotprisen når alle tilsigsalternativ og prisavsnitt er inkludert.



Figur 34: Spotpris senario Stor med og uten startkostnader, median av alle tilsigsår, alle prisavsnitt, Midt-Norge.

Under perioden med redusert tilgjengelighet når kurven hvor startkostnader er inkludert, et høyere toppunkt enn kurven for simuleringen uten startkostnader. Under enkelte perioder av året er imidlertid spotprisen lavere når startkostnader er inkludert. Det største utslaget ved inkludering av startkostnader kommer imidlertid etter at perioden med redusert tilgjengelighet er over. Under vinteren i år 3 er spotprisene langt høyere enn når startkostnader er utelatt. Dette betyr at resultatene som ble presentert i Tabell 6 til Tabell 9, ville gitt høyere gjennomsnittspris for ukene 104 – 156 om startkostnader for termiske enheter hadde vært inkludert i simuleringene. Modellen er kalibrert for scenario Basis uten startkostnader, noe som gjør sammenligningen mellom de to alternativene for scenario Stor utfordrende. Slutningen om at å inkludere startkostnader for de termiske enhetene gir gjennomgående høyere priser kan trekkes, men utenom det gjør mangelen på kalibrering det vanskelig å konkludere angående forskjellene ved starten og slutten av de tre simuleringsårene.

Ved treårig simulering der første simuleringsår er det valgte tørråret, får systemet problemer med å dekke etterspørselen i enkelte uker av simuleringsperioden om startkostnader er inkludert. Spotprisen når derfor rasjoneringskostnad. For samme tilfelle uten startkostnader nås aldri rasjoneringskostnader. Dette er vist i vedlegg D5.

9.2 Utveksling

Som tidligere nevnt representeres kraftutvekslingen mellom Norge og Sverige gjennom fire linjer i Norden-modellen. Det er store variasjoner i utvekslingen på disse linjene. Selv om netto utveksling går *fra* Norge *til* Sverige på en linje, kan den godt gå fra Sverige til Norge på en annen. I påfølgende resultater er den samlede utvekslingen over de fire linjene mellom Norge og Sverige gitt.

9.2.1 Scenario Basis

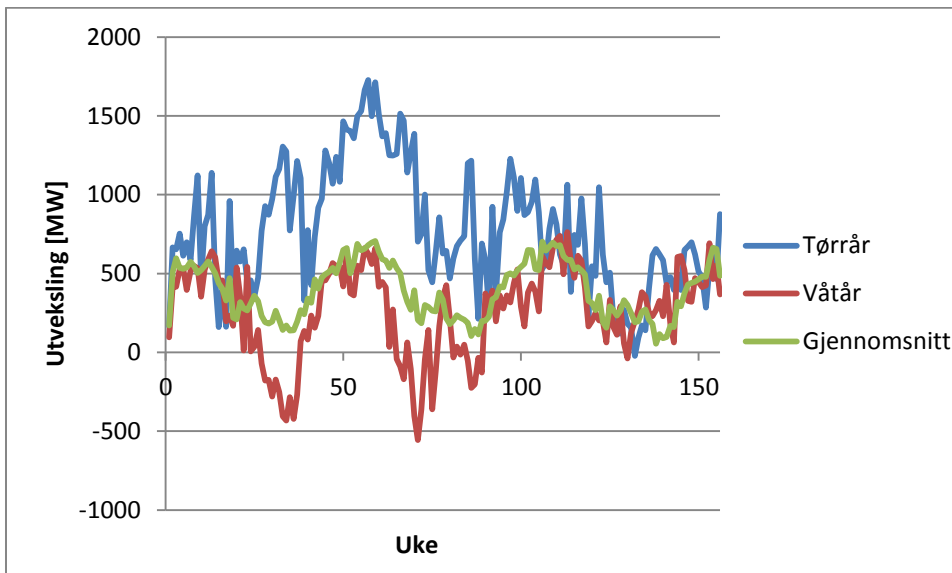
Kraftutvekslingen over tre simuleringsår har ulikt forløp innen hvert enkelt scenario alt ettersom om første simuleringsår er et typisk tørrår, våtår eller medianen av alle tilsigsår. Tabell 10 viser medianen av netto utveksling fra Sverige til Norge fordelt på perioder under den treårige simuleringsperioden.

Figur 35 viser det samme, men da fordelt på enkeltverdier for hver uke. Figuren viser at netto utveksling varierer mye fra uke til uke.

Tabell 10: Periodevis gjennomsnitt for medianen av utveksling fra Sverige til Norge.

	Uke 1 – 39 [MW]	Uke 40 – 52 [MW]	Uke 53 – 64 [MW]	Uke 65 – 104 [MW]	Uke 105 – 156 [MW]
Tørrår	727	1180	1480	856	521
Våtår	182	429	460	92	375
Gjennomsnitt	351	538	631	338	387

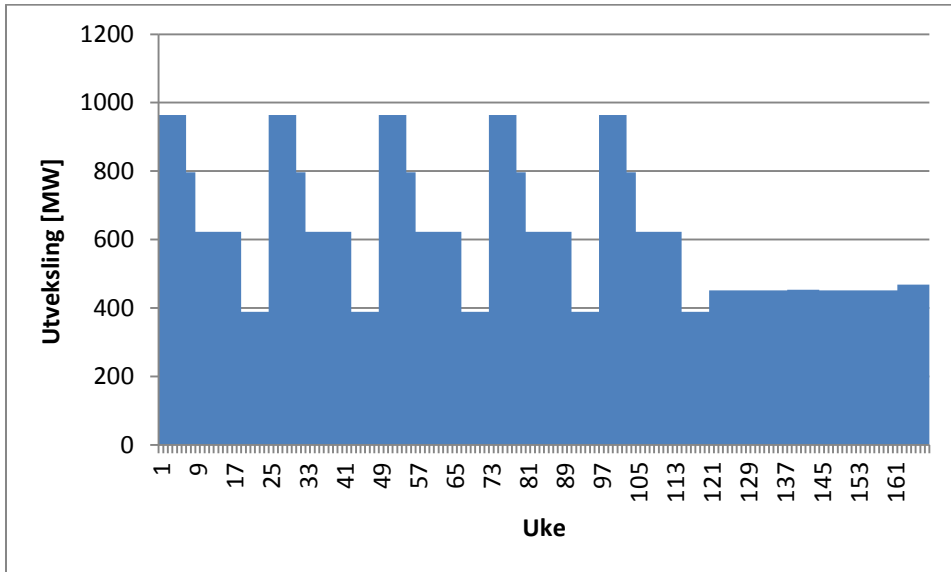
Tabellen viser at netto utveksling fra Sverige til Norge er størst ved tørrår og lavest ved våtår. Ved tørrår har Norge mindre mulighet for vannkraftproduksjon på grunn av lite tilsig. For å dekke etterspørselen er Norge derfor avhengig av en større andel import av kraft, noe som gir utslag i høyere netto utveksling fra Sverige til Norge.



Figur 35: Utveksling mellom Norge og Sverige (Fra Norge mot Sverige som positiv retning), alle prisavsnitt, senario Basis.

For beregningen av verdiene i Tabell 10 og fremstillingen i Figur 35, er alle sju prisavsnitt inkludert. Grafen viser utvekslingen i hver uke, vektet i henhold til lengden på prisavsnittene og tilhørende effektfaktor. Topplast- og lavlastperioder utligner hverandre, så i virkeligheten vil utvekslingen i perioder ha større avvik. Figur 36 viser netto kraftutveksling fra Sverige til Norge over en

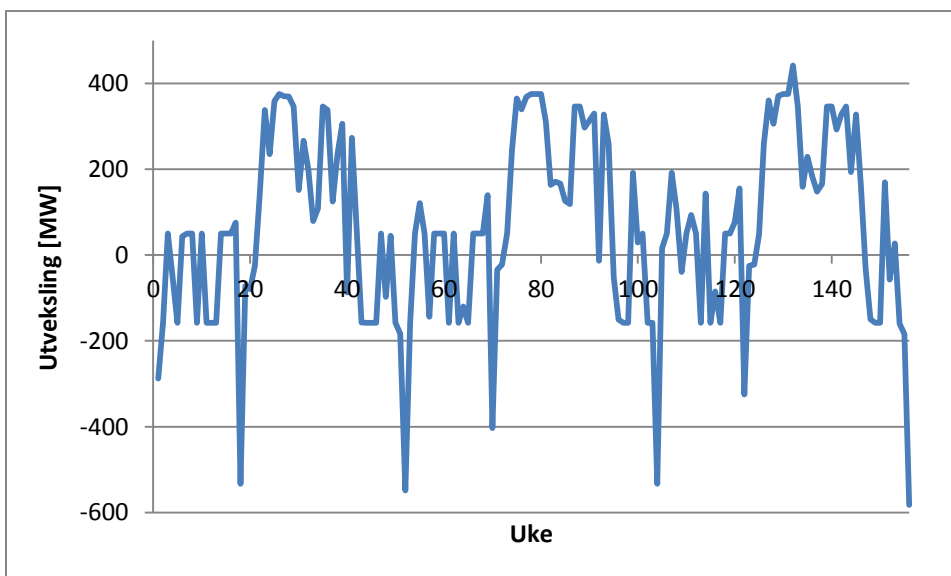
typisk uke under scenario Basis, fordelt med i forhold til prisavsnitt. Prisavsnitt er gitt i Tabell 4 og viser at hverdager deles inn i fire forskjellige prisavsnitt, mens helg deles inn i tre.



Figur 36: Utveksling fra Sverige og til Norge i henhold til prisavsnitt for en typisk uke.

Uke 3 av simuleringsperioden er valgt som representasjon for en typisk uke. Valget er gjort på bakgrunn av analyse av et utvalg uker. Figur 36 viser at kraftutvekslingen fra Sverige til Norge er størst ved prisavsnitt “Høylast dag”. Deretter følger “Høylast kveld” og “Lavlast hverdag”. Mengden kraft som utveksles følger effektbehovet innenfor hvert prisavsnitt. “Høylast kveld” har størst utveksling og også størst effektfaktor.

Utteksling via NorNed-kabelen veksler i større grad når det gjelder hvilken retning netto utveksling har, sammenlignet med utvekslingen mellom Norge og Sverige. Dette illustreres i Figur 37, som viser medianen for netto utveksling fra Norge til Nederland under scenario Basis. Alle prisavsnitt er inkludert og verdien som vises for hver uke er en vektet verdi i forhold til effektfaktor og antall timer for hvert avsnitt. Grafen tydeliggjør derfor ikke at kabelens fulle overføringskapasitet på 700 MW utnyttes i svært mange av høylast- og bunnlastperiodene i løpet av de tre simuleringsårene.



Figur 37: Utveksling fra Norge til Nederland, median for alle tilsigsår, alle prisavsnitt, senario Basis.

Bakgrunnen for større variasjon i retningen på netto utveksling er den utstrakte bruken av termiske energikilder kontra vannkraft på kontinentet. Som vist i Figur 28, varierer også spotprisen i Nederland mer fra uke til uke, enn spotprisen i Norden. Utvekslingen gjenspeiler spotprisen i de to områdene den forbinder.

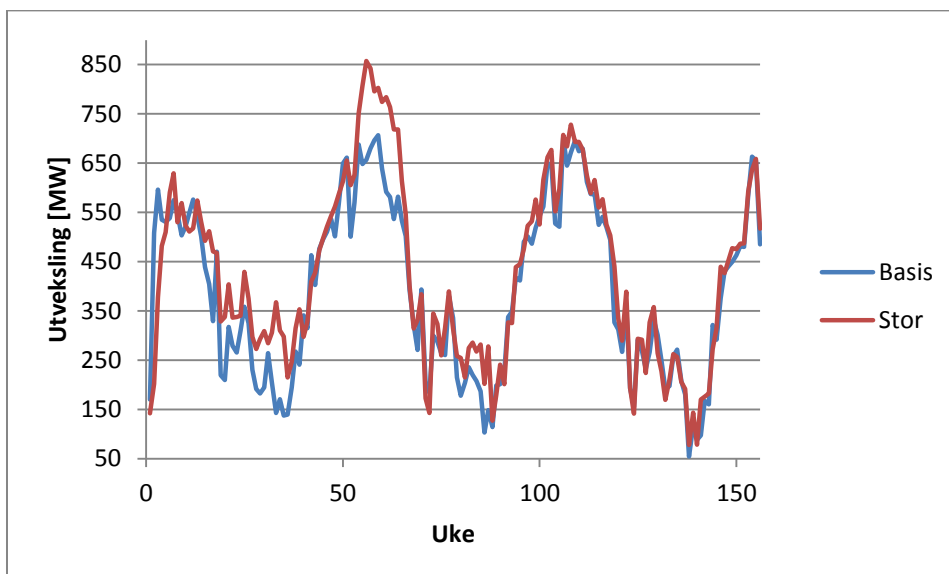
9.2.2 Øvrige senarioer sammenlignet med senario Basis

Grad av redusert tilgjengelighet for kjernekraftverkene i Sverige har innvirkning på kraftutvekslingen mellom Sverige og Norge. Tabell 11 viser forskjellen i netto kraftutveksling fordelt på perioder mellom senario Basis og de øvrige senarioene (der utvekslingen for senario Basis er fratrukket utvekslingen for henholdsvis hver av de tre andre). Tabellen baserer seg på medianen for alle tilsigsår innenfor hvert senario.

Tabell 11: Forskjell i utveksling mellom øvrige senario og senario Basis fordelt på periode.

	Uke 1 – 39 [MW]	Uke 40 – 52 [MW]	Uke 53 – 64 [MW]	Uke 65 – 104 [MW]	Uke 105 – 156 [MW]
Liten – Basis	27	26	80	17	11
Stor – Basis	44	-36	139	27	15
Større - Basis	27	27	160	33	20

Tabellen viser at netto kraftutveksling under de to første periodene er størst for senario Stor. I de tre siste periodene er derimot utvekslingen størst for senario Større enn ventet. Netto utveksling fra Sverige til Norge er også vist i Figur 38. Figuren tydeliggjør at de største avvikene mellom senarioene inntreffer i ukene før og ved slutten av perioden med redusert tilgjengelighet under senario Stor. I uke 56 under senario Stor er utvekslingen fra Sverige til Norge på hele 200 MW mer enn i samme uke under senario Basis.



Figur 38: Utveksling fra Sverige til Norge, median for alle tilsigsår, alle prisavsnitt, senario Basis og senario Stor.

For begge senarioene er utvekslingen fra Sverige til Norge tydelig størst i vinterukene over de tre simuleringsårene. Norsk kraftproduksjon består av en større andel vannkraft enn svensk kraftproduksjon, som benytter seg av mer termisk kraft. Produksjon av vannkraft i både Norge og Sverige er sesongavhengig, mens termisk kraft i større grad har jevn tilgjengelighet over året. Sverige har derfor bedre forutsetninger for å kunne dekke perioder med stor etterspørsel i kombinasjon med en situasjon hvor det er ønskelig å spare på vannkraften, noe som kan inntreffe i vinterhalvåret.

Tilsvarende kurver for senario Liten og senario Større enn ventet, er relativt like som for senario Basis og senario Stor vist i Figur 38. De viktigste ulikhetene gis av toppunktene verdier, som er på 800 og 900 MW for henholdsvis senario

Liten og senario Større enn ventet. Også disse kurvene har størst netto utveksling fra Sverige til Norge ved starten av år 2. Kurvene ligger som vedlegg D6.

Bakgrunnen for at det er større netto utveksling fra Sverige til Norge ved reduksjon i kjernekraftproduksjon, er prisforskjeller i markedet mellom delområdene som forbindes. Forskjellen i utveksling mellom senarioene rundt uke 60, gis hovedsakelig av utvekslingen over linjen mellom område 2, NOR-OSTLAND, og område 22, SVER-MVEST. Ved reduksjon i produksjon for svensk kjernekraft, øker netto kraftutveksling fra område 22 til område 2. Bakgrunnen for dette er at de to områdene får en større forskjell i kraftpris ved nedgang i tilgjengeligheten. Ved senario Stor er område 2 i langt større grad et lavprisområde og område 22 et høyprisområde, enn ved senario Basis. Dette er illustrert gjennom figur lagt i vedlegg D7.

Også netto utveksling fra Danmark til Norge og fra Nederland til Norge, øker ved reduksjon i tilgjengelig kjernekraft. Økningen i netto utveksling fra senario Basis til senario Stor er vist i Tabell 12.

Tabell 12: Økning i netto utveksling for senario Stor sammenlignet med senario Basis for netto utveksling fra Danmark til Norge og fra Nederland til Norge.

	Uke 1 – 39 [MW]	Uke 40 – 52 [MW]	Uke 53 – 64 [MW]	Uke 65 – 104 [MW]	Uke 105 – 156 [MW]
Nederland	105	24	41	66	13
Danmark	167	165	62	69	21

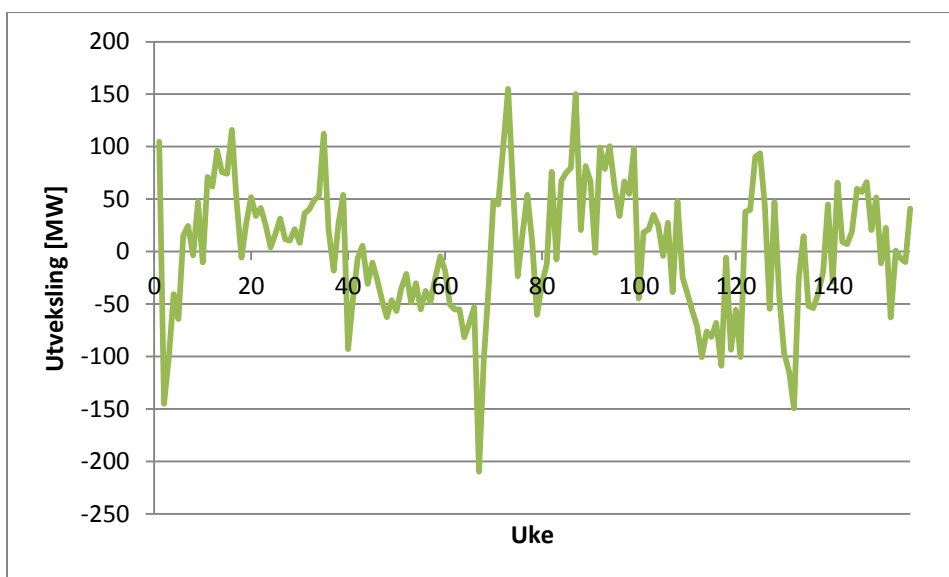
Økningen av mengden kraft som utveksles til Norge ved reduksjon av tilgjengeligheten til kjernekraftverkene i Sverige, utgjør en betydelig andel. Norges egenproduksjon av vannkraft går imidlertid ned ved reduksjon i tilgjengelighet, noe som bidrar til å opprettholde balansen mellom etterspørsel og tilbud av kraft innad i landet. Vannkraftproduksjon under hvert senario utdypes i kapittel 9.3.2.3.

Bakgrunnen for økningen av netto utveksling fra Danmark og Nederland, er at spotprisen er lavere der enn den er i Norge. I virkeligheten er situasjonen for gjennomsnittlig spotpris over året er normalt den motsatte, men som beskrevet i kapittel 9.1.1, opererer modellen med en spotpris som i utgangspunktet er

høyest i de nordiske landene. Dette på grunn av en feil i modellen som ble oppdaget sent i gjennomføringen av oppgaven.

9.2.3 Resultater for alternativer av senario Stor

Figur 39 viser forskjellen i utveksling fra Sverige til Norge for senario Stor med og uten startkostnader.



Figur 39: Forskjell i utveksling mellom senario Stor med og uten startkostnader (uten - med), fra Sverige til Norge.

På det meste er utvekslingen for tilfellet hvor startkostnadene er inkludert på hele 200 MW mer enn for tilfellet uten. I motsatt fall er største forskjell på litt over 150 MW. Totalt er utvekslingen fra Sverige til Norge over de tre simuleringsårene omtrent 400 MW mer når startkostnader er utelatt. Startkostnader påvirker i større grad kraftprisen i Sverige siden det der er en mye større andel termiske kraftverk enn i Norge. Følgelig blir det mindre eksport fra Sverige til Norge, noe som gir utslag i mindre total utveksling med retning fra Sverige til Norge.

Alternativ modellering av tilgjengelig kjernekraft gir ingen betydelig endring i netto utveksling mellom Norge og Sverige. Heller ikke mellom område 2, NOR-OSTLAND, og område 22, SVER-MVEST, hvor Ringhals er lokalisert, endrer utvekslingen seg annet enn minimalt. På linjen mellom område SVER-MOST,

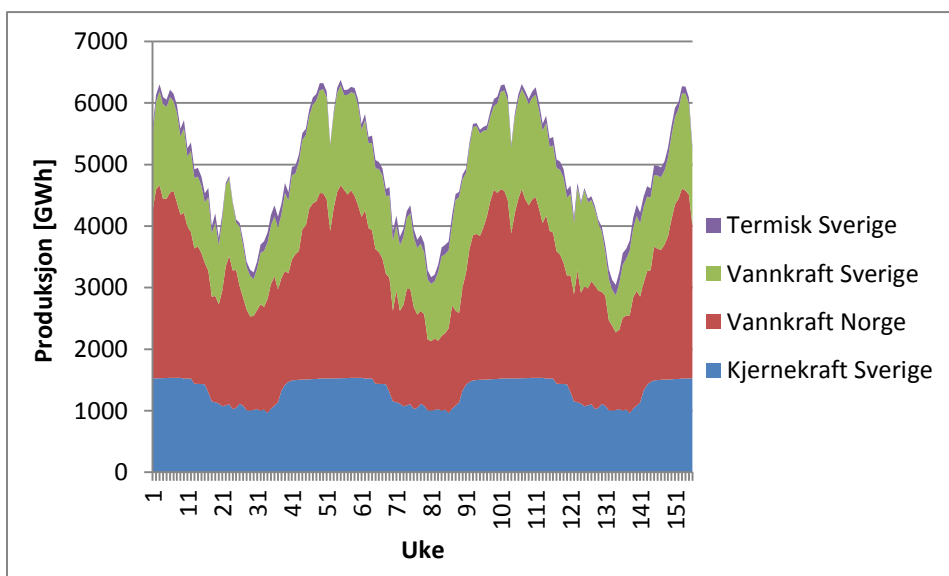
hvor Forsmark og Oskarshamn ligger, og område SVER-MEST, endrer derimot netto utveksling seg mye. Under perioden med redusert tilgjengelighet produseres all kjernekraft i SVER-MOST, mens ingenting produseres i SVER-MVEST. Dette fører til at utvekslingen, som ved vanlig modellering gikk i retning fra MVEST til MOST, nå går i motsatt retning. Illustrerende graf for dette ligger i vedlegg D8.

9.3 Kraftproduksjon

Resultatene som presenteres innen kategorien kraftproduksjon deles inn i følgende underkategorier: **kjernekraft i Sverige, annen termisk kraft i Sverige og vannkraft i henholdsvis Norge og Sverige.**

9.3.1 Senario Basis

For senario Basis, der første simuleringsår er det valgte gjennomsnittsåret, 1984 (1985 og 1986 er de påfølgende to år), ser fordelingen av de nevnte kategorier ut som vist i Figur 40.



Figur 40: Kraftproduksjon, typisk gjennomsnittsåret, senario Basis.

Figuren viser at produksjonen av kjernekraft er relativt stabil over alle de tre årene, med kun en liten reduksjon på sommeren. Vannkraft produseres i større grad i henhold til sesong og har en klar produksjonstopp midt på vinteren.

Bakgrunnen for at vannkraftproduksjonen har et "hakk" ved årsskifte, er redusert etterspørsel i denne perioden.

9.3.2 Øvrige senario sammenlignet med senario Basis

9.3.2.1 *Kjernekraft i Sverige*

Tabell 13 viser den totale produksjonen av kjernekraft over de tre simuleringsårene. Produksjonen er gitt for både et typisk tørrår, gjennomsnittsåret og våtår som første simuleringsår.

Tabell 13: Produksjon av kjernekraft i Sverige over tre år.

	Tørrår [GWh]	Gjennomsnittsåret [GWh]	Våtår [GWh]
Basis	206 907	206 907	206 543
Liten	197 570	197 570	196 904
Stor	188 313	188 313	187 289
Større enn ventet	192 025	192 025	191 415

Tabellen viser at produksjonen av kjernekraft er størst under senario Basis. Med unntak av ukene med redusert tilgjengelighet, produseres det nesten akkurat like mye kjernekraft i hver uke av de tre simuleringsårene under de ulike senarioene. Det produseres noe mer kjernekraft under senario Større enn ventet enn under senario Stor, til tross for at tilgjengeligheten av kjernekraft er den samme for begge senarioene. Forklaringen ligger i at produksjonen er større i perioden med redusert tilgjengelighet (uke 40 – 64), og da spesielt i ukene 53 - 64. Siden det i senario Større enn ventet er spart mindre på vannet enn under senario Stor, må det produseres mer kjernekraft for å unngå tomme magasin.

9.3.2.2 *Annen termisk kraft i Sverige*

I tillegg til kjernekraft har Sverige noe termisk kraftproduksjon via oljefyrte kraftverk, gasskraftverk og et kullkraftverk. De oljefyrte kraftverkene utgjør den største andelen, både i antall og produksjonskapasitet. Disse har høy produksjonskostnad og er derfor tiltenkt for å dekke effekttopper.

Tabell 14 viser kraftproduksjonen for termisk kraft i Sverige, med unntak av kjernekraft, over tre simuleringsår.

Tabell 14: Annen termisk kraftproduksjon i Sverige over tre år.

	Tørrår [GWh]	Gjennomsnittsår [GWh]	Våtår [GWh]
Basis	32 030	18 102	13 049
Liten	36 067	19 658	14 406
Stor	41 084	20 681	15 642
Større enn ventet	37 763	20 384	14 976

Den termiske kraftproduksjonen er størst ved tørrår og lavest ved våtår. Definisjonen av tørrår, gjennomsnittsår og våtår er som nevnt gitt i henhold til norske forhold. Da klimaet i Sverige i stor grad samsvarer med klimaet i Norge, kan karakteristikken for nevnte typer år, til en viss grad også benyttes der. I tillegg har Norge og Sverige god utvekslingskapasitet seg imellom, noe som gjør at kraftproduksjonen i ett av landene påvirker det andre og vice versa. Sverige har mye installert vannkraft og derfor vil produksjonen av annen kraft med høyere produksjonskostnad påvirkes av bruk av vannkraften.

Tabell 14 viser at andre termiske kraftverk øker kraftproduksjonen når kjernekraftproduksjonen går ned. Scenario Stor har den største produksjonen for alle tilfeller. Selv om scenario Større enn ventet har like stor reduksjon i kjernekraftproduksjon som scenario Stor, er produksjonen av annen termisk kraft noe lavere. Dette fordi den reduserte tilgjengeligheten i simuleringsår 2 kommer uforutsett, og den termiske produksjonen i utgangspunktet derfor beregnes ut i fra vannverdier for redusert tilgjengelighet til og med utgangen av simuleringsår 1.

9.3.2.3 Vannkraftproduksjon i Norge og Sverige

Tabell 15 viser produksjonen av vannkraft i Norge og Sverige over tre år.

Tabell 15: Vannkraftproduksjon i Norge og Sverige over tre år.

	Norge			Sverige		
	Tørrår [GWh]	Gjennomsnittsår [GWh]	Våtår [GWh]	Tørrår [GWh]	Gjennomsnittsår [GWh]	Våtår [GWh]
Basis	305 515	343 165	403 428	164 774	201 557	193 788
Liten	305 409	342 972	402 878	164 891	201 340	193 869
Stor	305 308	342 520	402 539	164 960	201 155	193 568
Større enn ventet	305 613	342 903	403 228	164 980	201 603	193 901

I Norge produseres det naturlig nok mest vannkraft i et typisk våtår og minst i et typisk tørrår. I Sverige produseres det derimot mer vannkraft ved gjennomsnittsåret enn ved våtår. Dette kan forklares av at de typiske årene er definert for norske forhold, og til tross for at definisjonen i stor grad også gjelder for Sverige, kan avvik forekomme.

Ulikhetene mellom scenarioene for total vannkraftproduksjon er svært små, noe som forklares av at tilsiget til magasinene er det samme for alle scenarioene. Å se på hvordan vannkraftproduksjonen fordeler seg i forhold til før, under og etter perioden med redusert tilgjengelighet, er derfor mer interessant.

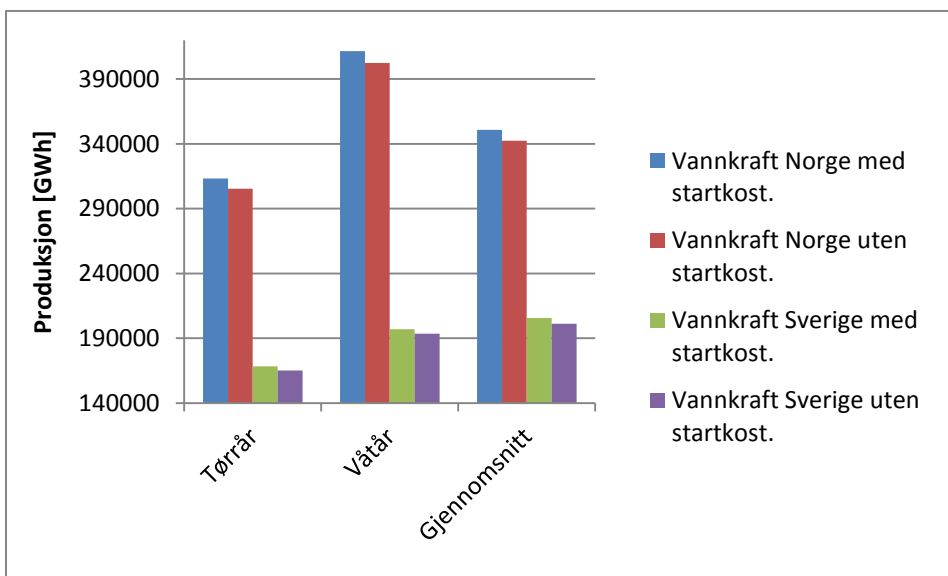
Tabell 16: Gjennomsnittlig vannkraftproduksjon i Norge over perioden for scenario Basis, og forskjell mellom scenario Basis og de øvrige scenarioene.

	Uke 1 – 39 [GWh]	Uke 40 – 52 [GWh]	Uke 53 – 64 [GWh]	Uke 65 – 104 [GWh]	Uke 105 – 156 [GWh]
Basis	2187	2511	2832	1942	2184
Liten – Basis	-42	231	-43	-17	-7
Stor - Basis	-110	307	220	-52	-18
Større - Basis	-42	231	134	-57	-18

Tabell 16 viser gjennomsnittlig vannkraftproduksjon for alle tilsigssår i Norge for scenario Basis, fordelt på gjennomsnittsverdier innen hver periode. Tabellen viser også forskjellen mellom scenario Basis og de øvrige scenarioene (der verdier for scenario Basis er trukket fra verdier for henholdsvis hver av de tre andre scenarioene). Under perioden før redusert tilgjengelighet av kjernekraftverkene inntreffer, er produksjonen av vannkraft lavest under scenario Stor. Forklaringen ligger i at det i større grad spares på vannet i denne perioden under scenario Stor, noe som utdypes videre i kapittel 9.4.1. I ukene 40 – 52, når det er redusert tilgjengelighet av kjernekraft, øker vannkraftproduksjonen for alle de tre øvrige scenarioene sammenlignet med scenario Basis. Scenario Stor opplever den største periodevise økningen. Dette skjer i uke 40 – 52.

9.3.3 Resultater for alternativer av scenario Stor

Inkluderes startkostnader for de termiske kraftverkene i systemet øker produksjonen av vannkraft både i Sverige og Norge. Figur 41 illustrerer dette.



Figur 41: Produksjon av vannkraft under scenario Stor, med og uten startkostnader.

Uansett om første simuleringsår er et typisk tørrår, våtår eller gjennomsnittså i henhold til tilsig, er produksjonen noe høyere når startkostnader inkluderes. Kjernekraft har som nevnt i kapittel 2.5 høy startkostnad, og det er derfor lønnsomt å benytte mer vannkraft når startkostnader er inkludert. Også produksjonen av andre termiske enheter, som har lavere startkostnad enn kjernekraft, øker under scenario Stor når startkostnader er inkludert.

Med tanke på mengden av vannkraftproduksjon i Norge og Sverige er det ikke store forskjeller i produksjonen mellom vanlig og alternativ modellering av scenario Stor. Over den treårige simuleringsperioden produseres det 200-300 GWh mer i både Norge og Sverige ved alternativ modellering. Hvilken av modelleringene som gir høyest vannkraftproduksjon varierer fra uke til uke.

9.4 Magasinnivå

9.4.1 Sammenligning av alle scenario

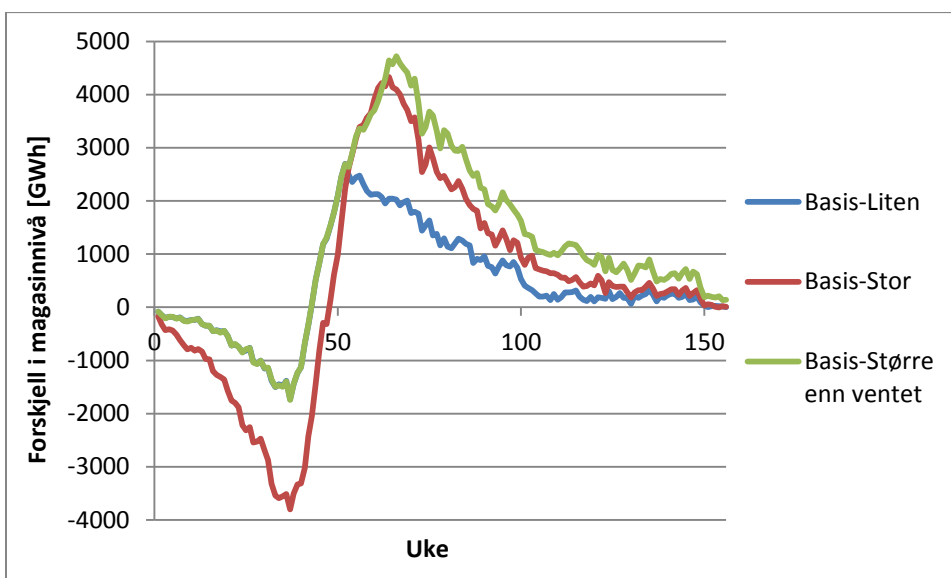
Tabell 17 viser medianen for magasinnivået i Norge for alle tilsigsår fordelt gjennomsnittlig på ulike perioder. Tabellen viser også forskjellen mellom de andre scenarioene og scenario Basis.

Tabell 17: Gjennomsnittlig magasinnivå i Norge for scenario Basis, og forskjell i magasinnivå mellom scenario Basis og de øvrige scenarioene.

	Uke 1 – 39 [GWh]	Uke 40 – 52 [GWh]	Uke 53 – 64 [GWh]	Uke 65 – 104 [GWh]	Uke 105 – 156 [GWh]
Basis	41 283	61 830	37 667	50 768	47 841
Liten – Basis	700	-946	-2227	-1147	-175
Stor - Basis	1789	625	-3621	-2162	-356
Større - Basis	702	-950	-3599	-2820	-719

Før reduksjonen i tilgjengelig kjernekraft inntreffer, samsvarer verdiene i Tabell 17 med verdiene for vannkraftproduksjon i Norge vist i Tabell 16; økt vannkraftproduksjon gir minkende magasinnivå. I ukene etter at kjernekraftverkene ikke lenger har redusert tilgjengelighet, er både magasinnivået og vannkraftproduksjonen lavere for de tre øvrige scenarioene sammenlignet med scenario Basis. Forklaringen på at balansen mellom tilbud og etterspørsel fortsatt blir opprettholdt gis av at økende netto kraftutveksling fra omliggende land som Sverige, Danmark og Nederland, til Norge.

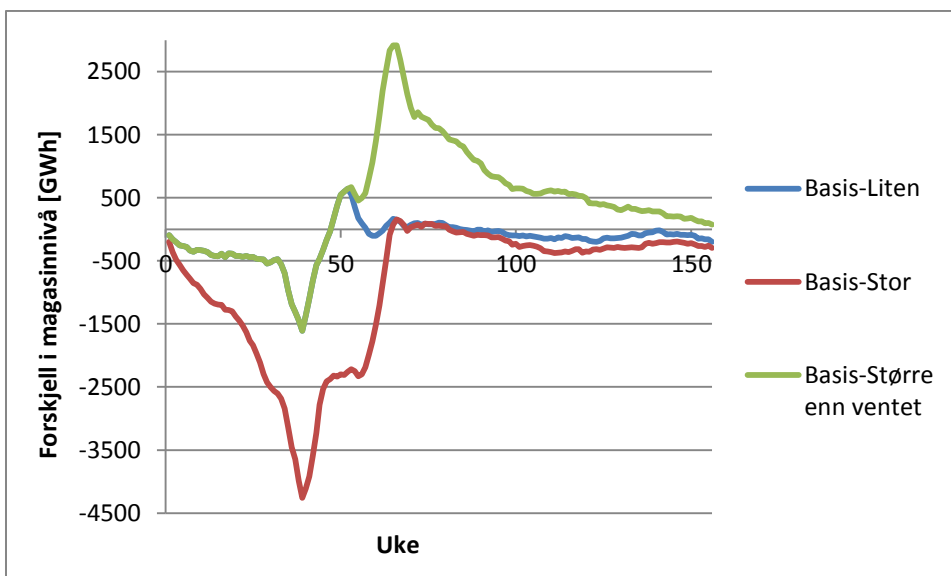
Figur 42 viser kurvene for forskjellen i magasinnivå mellom scenario Basis og de tre andre scenarioene.



Figur 42: Forskjell i magasinnivå i Norge mellom senario Basis og de øvrige senarioene.

Forløpet for kuvene for senario Liten og senario Større enn ventet følger et nesten identisk forløp frem til og med uke 52, noe som verdiene i Tabell 17 også viser. Figur 42 gir inntrykk av store forskjeller i magasinnivå mellom senarioene, men som første rad av Tabell 17 viser, ligger de gjennomsnittlige medianverdiene for magasinnivå på rundt 40 000 – 60 000 GWh. En forskjell på 2000 GWh vil derfor kun utgjøre mellom 3 – 5 % av totalt magasinnivå.

Tilsvarende graf for forskjellene mellom senario Basis og de øvrige senarioene, når valgte tørrår er første simuleringsår er vist i Figur 43.

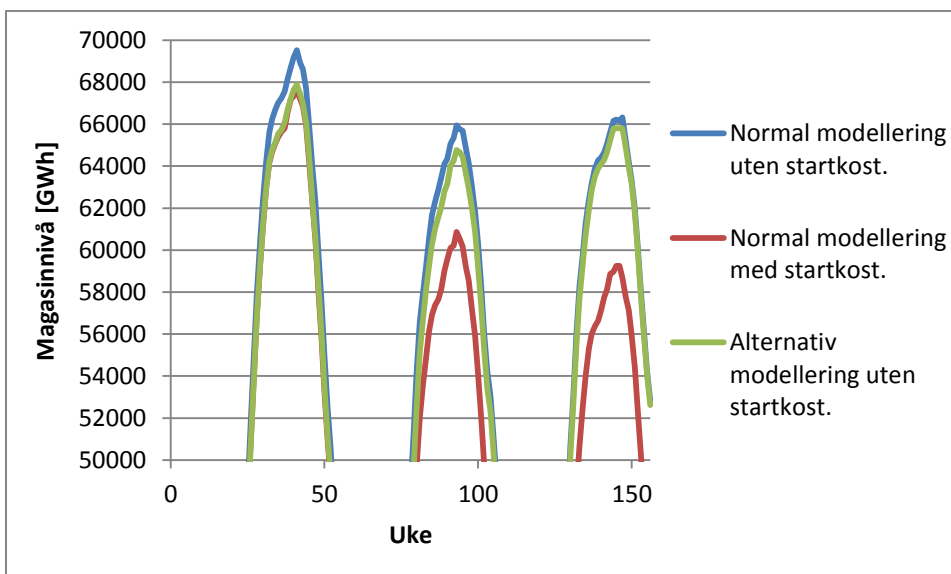


Figur 43: Forskjell i magasinnivå i Norge mellom scenario Basis og de øvrige senarioene, tørrår.

Ved tørrår som første simuleringsår, minker den totale forskjellen i magasinnivå mellom scenario Basis og de tre øvrige senarioene. At magasinnivået for alle de fire senarioene ligger lavere over hele perioden, må imidlertid tas med i betraktningen. I ukene etter første årsskifte har scenario Større enn ventet langt lavere magasinnivå enn scenario Stor i sammenligning med scenario Basis, til tross for at begge har redusert tilgjengelighet for kjernekraftproduksjon. Dette kan forklares av at den reduserte tilgjengeligheten er uforutsett for scenario Større enn ventet og det er derfor ikke spart like mye på vannet som for scenario Stor.

9.4.2 Resultater for alternativer av scenario Stor

Forskjellene i magasinnivå mellom de ulike alternativene av scenario Stor er tydeligst når nivå toppene nås om vinteren. Figur 44 viser et utsnitt av magasinnivåkurvene (graf for fullstendig forløp ligger i D9) for scenario Stor med og uten startkostnader, og med alternativ modellering av tilgjengelig kjernekraft (uten startkostnader).



Figur 44: Toppunkter for magasinnivå i Norge for scenario Stor med og uten startkostnader, og med alternativ modellering av tilgjengelig kjernekraft.

Begge alternativene uten startkostnader har svært likt forløp over de tre simuleringsårene. For alternativet hvor startkostnader er inkludert, blir toppunktet gradvis lavere for hvert år som går, noe som ikke er tilfelle for de to andre alternativene. For kurvenes bunnpunkter gjelder samme utvikling: for hvert år synker kurven for alternativet med startkostnader lavere i forhold til de to andre. Ved utgangen av år 3 er magasinnivået for alternativet med startkostnader over 8000 GWh lavere enn for alternativet uten. I likhet med i kapittel 9.1.3, hvor spotprisen for simulering med og uten inkludering av startkostnader presenteres, gjør mangelen på kalibrering det også her vanskelig å trekke slutninger for bakgrunnen til forskjellen i magasinnivå.

9.5 Samfunnsøkonomisk overskudd

9.5.1 Sammenligning av alle scenario

Ved bruk av programmodulen Samoverskudd genereres følgende samfunnsøkonomisk overskudd som gjennomsnittsverdier for alle tilsigsår for det totale systemet over tre år:

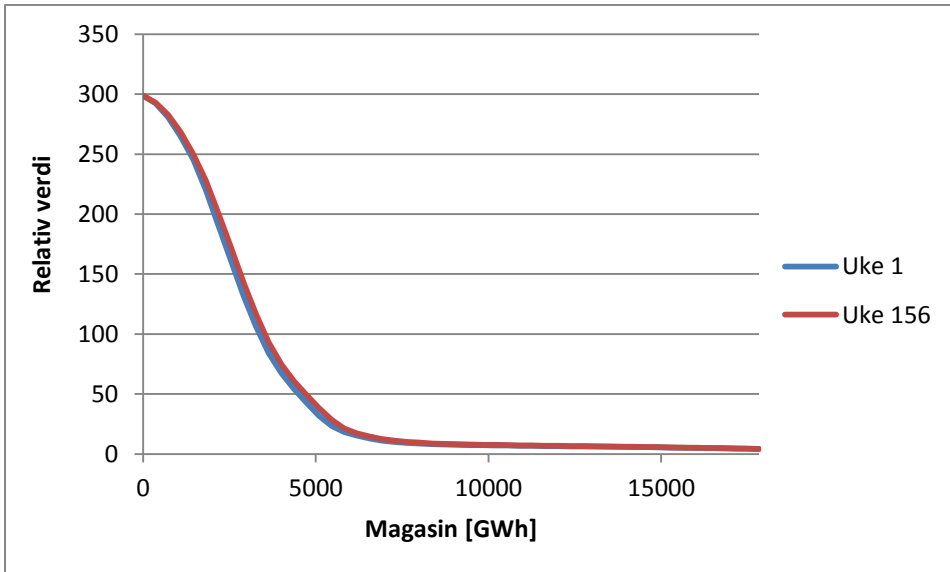
Tabell 18: Samfunnsøkonomisk overskudd ved bruk av Samoverskudd.

Scenario	Basis [MEuro]	Liten [MEuro]	Stor [Muro]	Større enn ventet [MEuro]
Samf.øk.overskudd	9 347 382	9 347 976	9 349 705	9 347 427

Tabellen viser at overskuddet øker når tilgjengeligheten av kjernekraftverkene i Sverige blir mindre. Siden kjernekraft er en energikilde med lav produksjonskostnad, er dette en svært ulogisk utvikling, og noe må være beregnet feil. Ved å se på de ulike delpostene av det samfunnsøkonomiske overskuddet, er det én post som skiller seg klart ut som utslagsgivende: Magasinendring. Bidraget fra magasinendring har tydelig større variasjon i henhold til scenario enn de andre. Ved scenario Basis gir posten et negativt bidrag på hele 3,85 milliarder Euro. Ved scenario Stor er bidraget derimot positivt og på 0,95 milliarder Euro. Av scenarioene, er det kun scenario Basis som er kalibrert i henhold til vannverdiene. Det antas likevel ikke at endringene i kraftproduksjon ved de tre andre scenarioene vil påvirke kalibreringsfaktorene i den grad at magasinendringen vil gi så store ulikheter i overskudd.

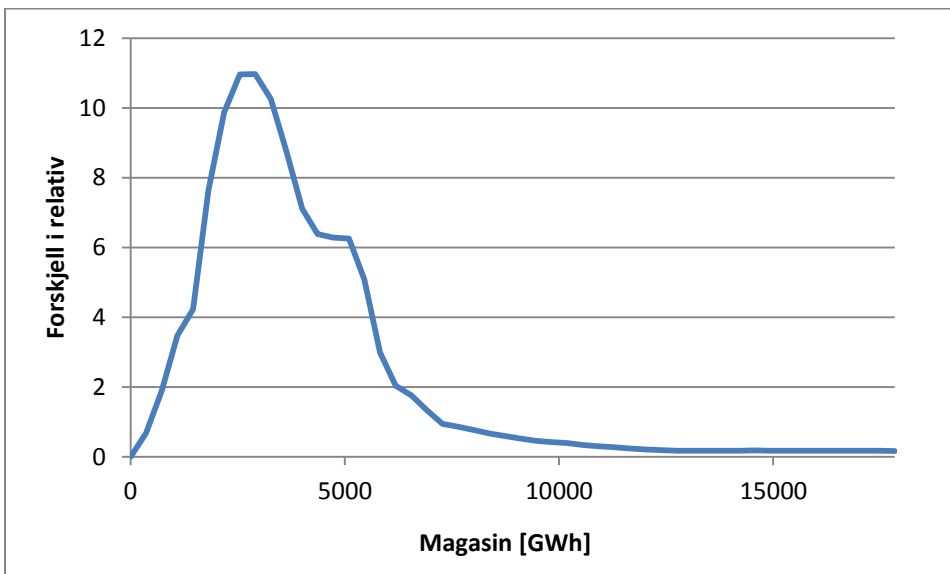
Bakgrunnen for at verdien av magasinendring beregnes feil kan være ulik vannsøyleverdi ved starten og slutten av simuleringen. Verdien av vannet i et magasin verdsettes i forhold til mengden vann i magasinet. Er magasinet nesten tomt, har vannet en høy verdi, mens det har en lav verdi nær overløp.

Område sju, NOR-VESTSYD, har den største andelen av vannkraftproduksjon i Norge. Den relative vannverdien av vannmengden i magasinet ved starten av uke 1 og slutten av uke 156 er gitt i Figur 45.



Figur 45: Relativ vannverdi ved starten av uke 1 og slutten av uke 156 for NOR-VESTSYD.

De to kurvene kan ved første øyekast se relativt like ut på grunn av store verdier, men beregnes isteden differansen mellom dem, er det tydelige forskjeller. Dette er vist i Figur 46.



Figur 46: Forskjell i relativ vannverdi starten av uke 1 og slutten av uke 156 for NOR-VESTSYD.

En slik ulikhet vil gi utslag i uriktig beregning av endingen i magasinnivå fra starten av uke 1 og slutten av uke 156, og som igjen vil gi feil bidrag til det samfunnsøkonomiske overskuddet.

For å oppnå en mer realistisk verdi beregnes det økonomiske bidraget ved endring i magasin isteden manuelt. Dette gjøres gjennom beregning av verdien av relativ forskjell i magasinnivå mellom scenario Basis og de tre andre. Opprinnelig verdi av magasinendring trekkes først fra de genererte verdiene for gjennomsnittet av samfunnsøkonomisk overskudd:

Tabell 19: Samfunnsøkonomisk overskudd uten verdi av magasinendring.

	Basis [MEuro]	Liten [MEuro]	Stor [MEuro]	Større enn ventet [MEuro]
Overskudd Norge	899 473	899 477	899 500	899 277
Overskudd Sverige	1 181 699	1 181 051	1 180 254	1 180 561
Overskudd totalt	9 351 233	9 350 621	9 349 913	9 350 091

For beregningen av verdien av endring i magasinnivå tas det utgangspunkt i magasinnivået for scenario Basis ved slutten av uke 156. Siden simuleringen er satt til å være en parallellsimulering med gitt startmagasin, har alle scenarioene likt magasinnivå ved starten av simuleringsperioden. Forskjellen i sluttnivå mellom scenario Basis og hver av de tre andre scenarioene, gir derfor også den relative forskjellen i magasinnivå mellom dem. Den relative forskjellen fra scenario Basis beregnes for hvert område i modellen som inneholder vannkraft. Deretter beregnes verdien en vannet ved hjelp av den gjennomsnittlige kraftprisen av alle tilsigsår i uke 156 for valgt scenario. Verdien inkluderes til slutt i scenarioets samfunnsøkonomiske overskudd, gitt i Tabell 19. Endelige verdier for det samfunnsøkonomiske overskuddet er gitt i Tabell 20. Verdiene gjelder for alle tilsigsår.

Tabell 20: Samfunnsøkonomisk overskudd med manuell beregning av magasinendring.

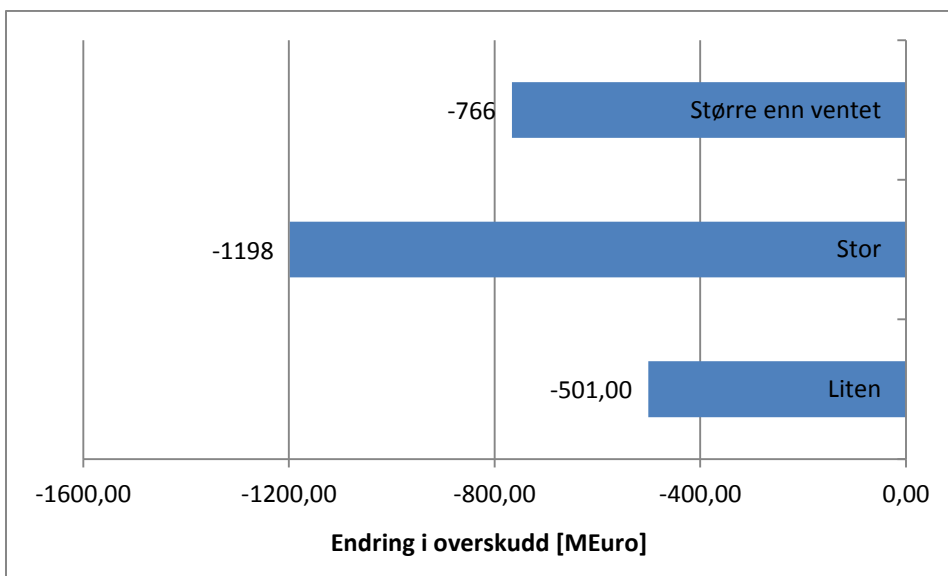
	Basis [MEuro]	Liten [MEuro]	Stor [MEuro]	Større enn ventet [MEuro]
Overskudd Norge	899 473	899 477	899 505	899 368
Overskudd Sverige	1 181 699	1 181 176	1 180 392	1 180 859
Overskudd totalt	9 351 233	9 350 732	9 350 035	9 350 467

Magasinnivået endrer seg mer fra start til slutt av simuleringen over tre år under scenario Basis for både Norge, Sverige og systemet i sin helhet. Verdien av magasinendring er derfor et positivt tall for de tre andre scenarioene i henhold til scenario Basis og adderes til deres samfunnsøkonomiske overskudd gitt i Tabell 19. Ved å gjennomføre den delvis manuelle beregningen av overskuddet på gitt måte, oppnås kun en relativ verdi i forhold til scenario Basis, for de øvrige scenarioene. Verdiene viser uansett utviklingen av det samfunnsøkonomiske overskuddet i henhold til scenario, som i bunn og grunn er det som er av betydning og interesse.

Tabell 21 viser forskjellen i samfunnsøkonomisk overskudd mellom scenario Basis og de tre andre scenarioene (der verdier for scenario Basis trekkes fra de andre). Figur 47 viser forskjellen for det totale systemet grafisk.

Tabell 21: Forskjell i samfunnsøkonomisk overskudd mellom scenario Basis og de øvrige scenarioene.

	Liten – Basis [MEuro]	Stor – Basis [MEuro]	Større enn ventet – Basis [MEuro]
Norge	4	32	-105
Sverige	-523	-1307	-840
Totalsystem	-501	-1198	-766



Figur 47: Forskjell i samfunnsøkonomisk overskudd over tre år for det totale systemet i forhold til senario Basis.

Ved bruk av delvis manuell beregning av det samfunnsøkonomiske overskuddet synker overskuddet når tilgjengeligheten til kjernekraftverkene i Sverige reduseres. Som figuren viser er det senario Stor som har den største forskjellen i overskudd på 1,2 milliarder Euro mindre enn senario Basis.

Det er overraskende at det samfunnsøkonomiske overskuddet under senario Større enn ventet ikke blir lavere enn under senario Stor. Forklaringen på dette er at de to senarioene opererer med ulike vannverdier og derfor har forskjellig utvikling i magasinivå over simuleringsperioden. Verdien av magasinendring gir såpass store utslag i det samfunnsøkonomiske overskuddet ved manuell beregning, at realismen i overskuddsresultatene må antas å være noe usikker.

For Norge alene øker det samfunnsøkonomiske overskuddet ved reduksjon av tilgjengelig kjernekraft for senario Liten og senario Stor. Økningen er imidlertid svært liten og kan muligens tilskrives en økning i produsentoverskudd som følge av at det produseres mer via norsk vannkraft for å dekke etterspørselen. For senario Større enn ventet veies dette på sin side opp av en mye mindre endring i magasinivå sammenlignet med senario Basis.

9.5.2 Resultater for alternativer av senario Stor

Det samfunnsøkonomiske overskuddet for senario Stor endrer seg hvis startkostnader for termiske enheter inkluderes. Som nevnt i kapittel 9.4.2 er magasinnivået ved slutten av uke 156 mye lavere for alternativet med startkostnader enn for alternativet uten. Følgelig gir dette store utslag i verdien av magasinendring ved manuell beregning og verdiene for både Norge, Sverige og det totale systemet blir langt større enn ved manuell beregning av alternativet uten startkostnader. Som nevnt i kapittel 9.4.2 er ikke modellen kalibrert for bruk av startkostnader og fremstillingen av magasinnivået er derfor høyst usikker. Det samfunnsøkonomiske overskuddet for simulering av senario Stor med startkostnader, antas derfor også å gi for usikre verdier for en eventuell analyse.

10 Feilkilder

10.1 Modellering av kjernekraft

I Norden-modellen er kjernekraftverkene modellert ved at enkelte reaktorer er slått sammen. Forsmark har i virkeligheten tre reaktorer, men er modellert som én, mens Oskarshamn og Ringhals har henholdsvis tre og fire reaktorer, men er modellert som to. Som følge av denne modelleringen opereres det med totalt fem kjernekraftverk under simuleringene i rapporten, mens det i virkeligheten er ti. Dette har innvirkning på preferansefunksjonen som genereres ved endring av tilgjengeligheten til kjernekraftverkene ved de ulike scenarioene. Jo større produksjonskapasitet en enhet har, desto større konsekvenser får et eventuelt utfall av enheten.

I Norden-modellen samsvarer produksjonskapasiteten for hver av de fem definerte kjernekraftverkene med kapasiteten for reaktorene de representerer. Den totale produksjonskapasiteten i modellen er derfor den samme som i virkeligheten, og simuleringresultatene vil til tross for bruk av kun fem kraftverk, være en god indikator på følgene av redusert tilgjengelighet. Bruk av ti kraftverk isteden for fem, hadde gitt mer nyanserte resultater i henhold til ulikheter mellom scenarioene.

10.2 Utgangspunkt for kjernekraftens produksjonskapasitet

Som nevnt i kapittel 9.1.1 er den opprinnelige produksjonskapasiteten for kjernekraft i Sverige satt noe for lav i modellen. Dette medfører lavere gjennomsnittlige spotpriser på kontinentet enn i Norden, hvilket ikke samsvarer med hvordan situasjonen er i virkeligheten. Den urealistiske sammenhengen mellom prisene på kontinentet og i Norden, fører igjen til usikkerhet i resultatene for utveksling mellom Norge og omliggende land.

10.3 Kalibrering

Det er kjørt en automatisk kalibrering av den opprinnelige Norden-modellen. Modellen var da modellert som gitt ved scenario Basis og kalibreringen ble gjennomført for et system uten startkostnader for termiske produksjonsenheter. Før simulering av de øvrige scenarioene er det ikke gjort noen recalibrering. Siden reduksjonen av tilgjengelig kjernekraftproduksjon gjort for hvert scenario ikke gir noen stor forandring i den totale produksjonskapasiteten, ville en eventuell ny kalibrering høyst sannsynlig ikke resultert i store endringer av kalibreringsfaktorene. For simuleringen av scenario Stor hvor startkostnader for termiske enheter er inkludert derimot, har mangelen på recalibrering større betydning.

11 Konklusjon

En reduksjon av tilgjengelig kjernekraftproduksjon i Sverige påvirker både prisdannelsen i det nordiske markedet, fordelingen av kraftproduksjon og magasinnivå over året. Også mengden av netto kraftutveksling fra Sverige, Danmark og Nederland, til Norge, endrer seg, i tillegg til samfunnsøkonomisk overskudd i systemet. Erfaringer fra de seneste årene har vist at også redusert tilgjengelighet av overføringskabler har innvirkning på nevnte kategorier. Det er i rapporten forsøkt å finne en modellering av overføringskabler med mulighet for å redusere tilgjengeligheten. En fullgod løsning ble imidlertid ikke funnet, og det er derfor kun gjort simuleringer med redusert tilgjengelighet av store termiske kraftverk representert ved kjernekraftverk.

Kraftproduksjonen i Norden består av en stor andel vannkraft, noe som fører til at elektrisitetsprisen i markedet i større grad varierer med sesongen, enn over døgnet. En reduksjon av tilgjengelig kjernekraft i Sverige fra 98 % til 50 %, i en periode på henholdsvis 12 eller 25 uker om vinteren, øker den gjennomsnittlige spotprisen i Norge, Sverige og Nederland, både før, under og etter perioden med redusert tilgjengelighet. I en periode på 25 uker med redusert tilgjengelighet, når spotprisen i enkelte elspotområder en gjennomsnittsverdi på 1,5 Euro-cent/kWh mer enn under samme periode uten redusert tilgjengelighet.

Den utstrakte bruken av vannkraft i Norden gir små forskjeller i spotprisen mellom lavlast- og høylastperioder. Hva som imidlertid har innvirkning på spotprisene i Norden, er om reduksjonen i tilgjengelig kjernekraft inntreffer under et år med mye eller lite tilsig til vannmagasinene. Redusert tilgjengelighet i et typisk tørrår påvirker i stor grad forskjellen i pris og magasinnivå ved ventet eller uforutsett reduksjon. I et tørrår resulterer en uforutsett reduksjon i tilgjengelighet i rasjonering, fordi det er spart for lite på vannet i magasinene.

På grunn av lik tilsigsstatistikk for de ulike alternativene av tilgjengelig kjernekraftproduksjon, er summen av vannkraftproduksjonen svært lik over hele simuleringsperioden. Innenfor perioden fordeler imidlertid produksjonen seg ulikt i henhold til redusert tilgjengelighet eller ikke. Hvis tilgjengeligheten reduseres spares det på vannet før og etter reduksjonsperioden, mens det

produseres mer vannkraft under perioden for å kompensere for nedgangen i kjernekraftproduksjon.

Bruk av startkostnader har stor innvirkning på simuleringsresultatene, noe som kommer spesielt godt frem i etterkant av perioden med redusert tilgjengelighet. Spotprisen blir gjennomgående høyere og total netto utveksling fra Sverige til Norge øker over simuleringsperioden. Å la enkelte kjernekraftverk ha full tilgjengelighet, mens andre får doblet den reduserte muligheten for kraftproduksjon, gir ikke store utslag innen resultatkategoriene for Norge eller det totale systemet som helhet. Kraftutvekslingen mellom de to områdene hvor kjernekraftverkene er lokalisert, endrer seg imidlertid. Dette skjer på grunn av at spotprisen i de to områdene forandrer seg. I et markedsbasert system vil kraftflyten gå fra et lavprisområde til et høyprisområde.

Gjennomsnittsverdien av det totale samfunnsøkonomiske overskuddet for alle tilsigsår synker fra 9351,233 milliarder Euro over tre år under senario Basis til 9350,035 milliarder Euro under senario Stor. Dette er en nedgang på 400 millioner Euro per år, noe som tilsvarer 0,128 ‰ av totalbeløpet per år. For Sverige er imidlertid tilsvarende reduksjon på hele 1,106 ‰. Kjernekraft har en lav produksjonskostnad og det er derfor naturlig at en redusert tilgjengelighet også gir reduksjon i samfunnsøkonomisk overskudd. Området hvor nedgangen i produksjon inntreffer er første ledd i nettet hvor konsekvensene av reduksjonen blir gjeldene. Det er derfor naturlig at Sverige opplever størst nedgang i samfunnsøkonomisk overskudd.

Simuleringsresultatene presentert i rapporten viser at en reduksjon av tilgjengelig kjernekraftproduksjon i Sverige i henholdsvis 12 eller 25 uker om vinteren, påvirker både forsyningssikkerheten og prisdannelsen i det nordiske markedet. Om den reduserte tilgjengeligheten er ventet eller uforutsett er også av betydning.

12 Kilder

1. Statnett, *Systemtjeneste- og markedsutviklingsplan*. 2009.
2. Lovdata. *Energiloven*. [cited 2011 21.02.]; Available from: <http://www.lovdata.no/all/tl-19900629-050-001.html#1-2>.
3. Wangensteen, I., *Power System Economics - the Nordic Electricity Market*. 2006: Tapir academic press.
4. Statnett. *Lovverk - Statnett SF*. [cited 2011 21.02.]; Available from: <http://www.statnett.no/no/Om-Statnett/Eierskap-og-rammer/Lovverk/>.
5. NordPoolSpot. *Om Nord Pool Spot*. [cited 2011 28.02.]; Available from: <http://www.nordpoolspot.com/about/>.
6. Statnett. *Kraftsituasjonen*. [cited 2011 02.06.]; Available from: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Kraftsituasjonen/>.
7. NVE, *Energistatus 2010*. 2010.
8. NVE. *Vassføring i tidlegare tider*. 2009; Available from: <http://nve.no/no/Vann-og-vassdrag/Hydrologi/Vannstandvannforing/Vassforing-og-flaum-i-tidlegare-tide/>.
9. Energidepartementet, O.-o. *Energi- og kraftbalansen mot 2020*. [cited 2011 11.04.]; Available from: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/9/2/2.html?id=349050>.
10. Tennbakk, B., m.fl. , *Kraft og kabler: foredring og fordeling*. 2010.
11. Skog, J.E., et al., *The Norned HVDC cable link–A power transmission highway between Norway and The Netherlands*. Proceedings of Energex 2006.
12. Statnett. *Nyhetsarkiv*. [cited 2011 19.05.]; Available from: <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/>.
13. Statnett. *Skagerrak 4-forbindelsen - kabelkontrakter signert*. 2011 [cited 2011 06.06.]; Available from: <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv-2011/Skagerrak-4-forbindelsen---kabelkontrakter-signert/>.
14. European Nuclear Society. *Nuclear power plants*. 2011; Available from: <http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-world-wide.htm>.
15. Statens Strålevern. *Fakta om kjernekraft*. 2009; Available from: <http://www.nrpa.no/kjernekraft-og-atomsikkerhet/fakta-om-kjernekraft>.

16. Førsund, F.R., m.fl., *Samkjøringsmodellen: En oversikt med vekt på økonomisk tolkning*. 2005.
17. Strålsäkerhetsmyndigheten. *Anläggningar i Sverige*. [cited 2011 10.02.]; Available from: <http://www.ski.se/Allmanhet/Karnkraft/Karnkraftverk/Anlaggningar-i-Sverige/>.
18. NVE, *Vinterens kraftsituasjon - 2009/2010*. 2010.
19. SVT. *Kärnkraftfiaskot*. [cited 2011 14.02.]; Available from: <http://svtplay.se/v/2287438/dokumentarfilm/karnkraftsfiaskot>.
20. Sintef, E., *Samkjøringsmodellen, brukermanual*. 2006 (oppdatert).
21. Sintef, E., *Vansimtap, brukermanual* 2006 (oppdatert).
22. Doorman, P.G., *Hydro Power Scheduling*. 2009.
23. Haugstad, A., m.fl., *Håndtering av tilgjengelighet i Samkjøringsmodellen*. 1996.
24. Holm, I.B., *Modeling of availability of interconnection and generation capacity*. 2010.
25. EEX. *Priser brensel Tyskland*. [cited 2011 29.03.]; Available from: www.eex.com.
26. Frøystad, D.M., *Norwegian hydro power and large scale wind generation in the North Sea*. 2010.

13 Vedlegg

13.1 Vedlegg A: Resultater og diskusjon av resultater fra simuleringer med 3-område-modellen

- 13.1.1 Spotpriser
- 13.1.2 Magasinnivå
- 13.1.3 Utveksling
- 13.1.4 Vannkraftproduksjon
- 13.1.5 Termisk produksjon
- 13.1.6 Samfunnsøkonomisk overskudd

13.2 Vedlegg B: Sammenheng mellom områdenummer og områdenavn i Norden-modellen

13.3 Vedlegg C: Beregninger ved mulig modellering av kabel

- 13.3.1 Resultater
- 13.3.2 Formler

13.4 Vedlegg D: Resultater fra simuleringer med Norden-modellen

- 13.4.1 D1
- 13.4.2 D2
- 13.4.3 D3
- 13.4.4 D4
- 13.4.5 D5
- 13.4.6 D6
- 13.4.7 D7
- 13.4.8 D8
- 13.4.9 D9

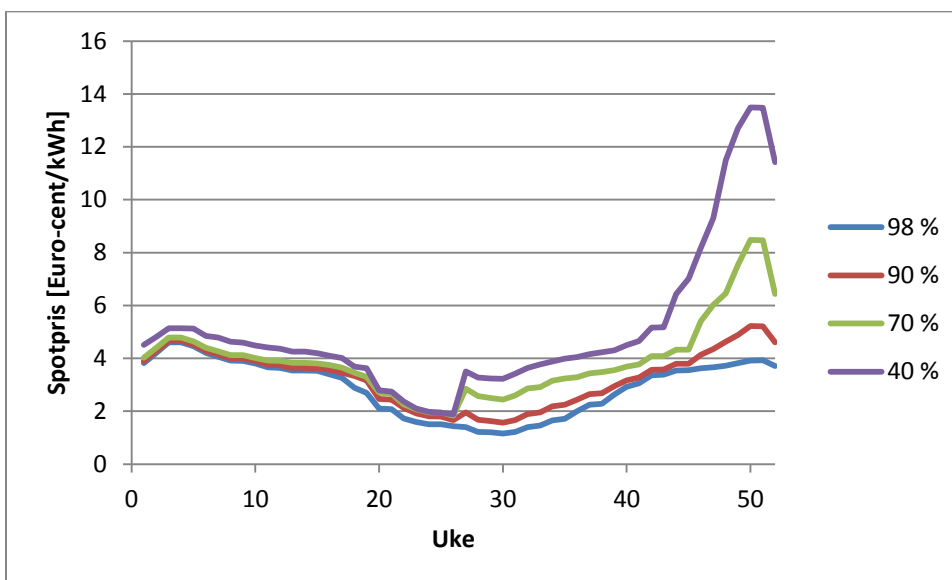
13.1 Vedlegg A: Resultater og diskusjon av resultater fra simuleringer med 3-område-modellen

Mellom hver simulering med 3-område-modellen er det gjennomført en recalibrering.

3-område-modellen inkluderer data for 60 tilsigsår og simuleringene som gjennomføres er seriesimuleringer. Under seriesimulering settes startmagasinet for året som simuleres lik sluttmagasinet for året før. Siden 3-område-modellen er en svært enkel modell med få vannkraftverk, kjøres simuleringene uten tappefordeling.

13.1.1 Spotpriser

Spotpris-forløpet over året er tilnærmet likt i alle områder. Dette fordi overføringskapasiteten mellom områdene er stor sammenlignet med mengden elektrisitet som er ønskelig å overføre. Figur 48 viser gjennomsnittlig spotpris for hver uke over et år i område Central. Figuren inkluderer kurver for varierende tilgjengelighet av kjernekraft. Verdien for hver uke er en vektet verdi i henhold til effektfaktor og lengde gitt for hvert prisavsnitt.

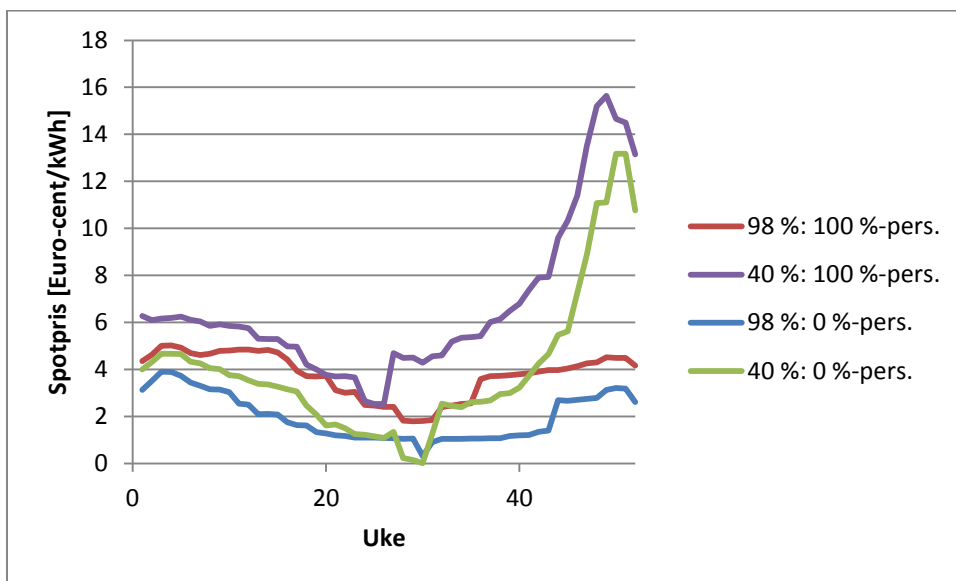


Figur 48: Gjennomsnittlig spotpris i område Central.

Ikke uventet blir spotprisen generelt høyere jo mindre tilgjengelig kjernekraften er. Dette gjelder spesielt på slutten av året, hvor den lavere tilgjengeligheten er

gjeldende. I starten av året har ikke tilgjengeligheten av kjernekraft stor innvirkning på spotprisen, men fra og med uke 27 gir graden av reduksjon utslag i høyere priser.

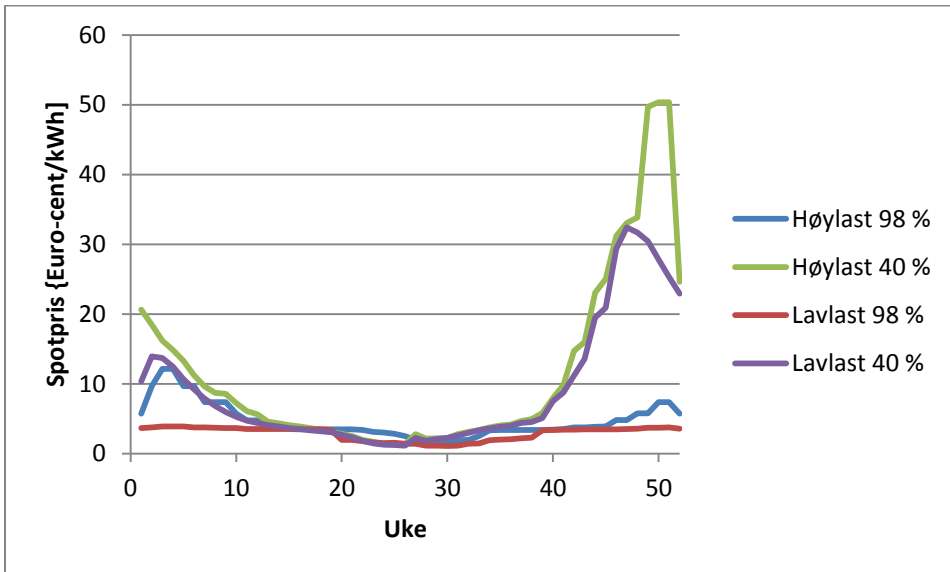
Figur 49 viser 100 %- og 0 %-persentilene for en tilgjengelighet på 98 og 40 %. Figuren viser at spotprisen varierer mye mer mellom sommer og vinter når kjernekraften har en lav tilgjengelighet. Intervallet spotprisen ligger i er relativt likt for høy og lav tilgjengelighet av kjernekraft.



Figur 49: 100 %- og 0 %-persentil, tilgjengelighet 98 % og 40 %.

Som vist i Figur 48 er de gjennomsnittlige spotprisene relativt like før uke 27 for hvert tilfelle av tilgjengelig kjernekraft. Det er likevel en betydelig differanse mellom kurven for 40 % og de tre andre med tanke på prosentvis prisvariasjon. Kurven for 40 % ligger på et snitt rundt 5 Euro-cent/kWh de første ukene av året, mens snittprisen for de tre andre ligger på rundt 4 Euro-cent/kWh. Dette utgjør derfor en prisforskjell på hele 20 %. Som vist i Figur 50 skjer prisøkningen ved lavere tilgjengelighet av kjernekraft både i høylast- og lavlastperioder. Den betydelige prisøkningen på slutten av året bestemmes i større grad av høye priser i høylastperiodene, men også her har lavlastperiodene ved lav tilgjengelighet en relativt stor prisøkning. Siden rasjoneringskostnaden ligger på hele 80 Euro-cent/kWh og prisen ved høylast har en maksimalverdi på litt over

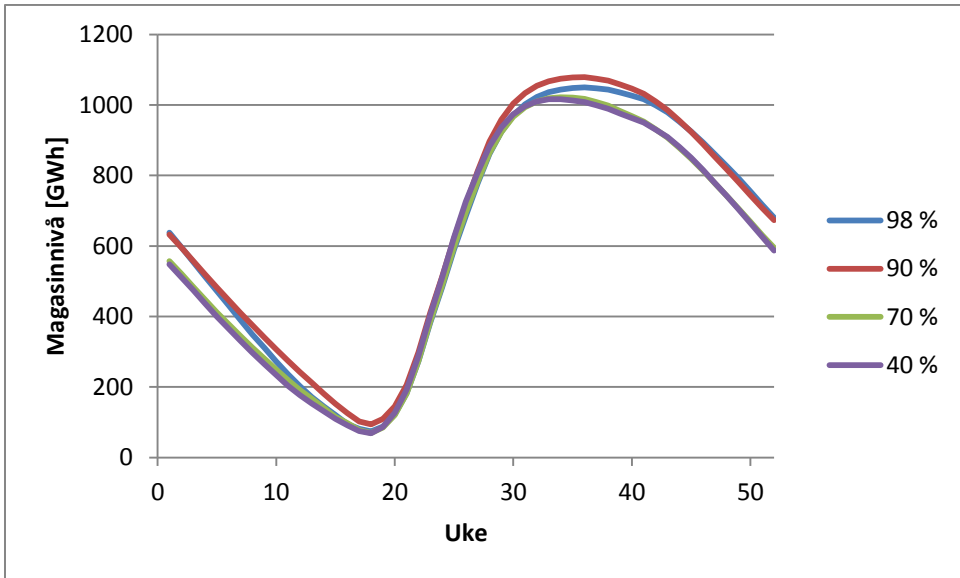
50 Euro-cent/kWh, kan ikke situasjonen sies å være et rent effektproblem, men heller en kombinasjon av et effekt- og energiproblem.



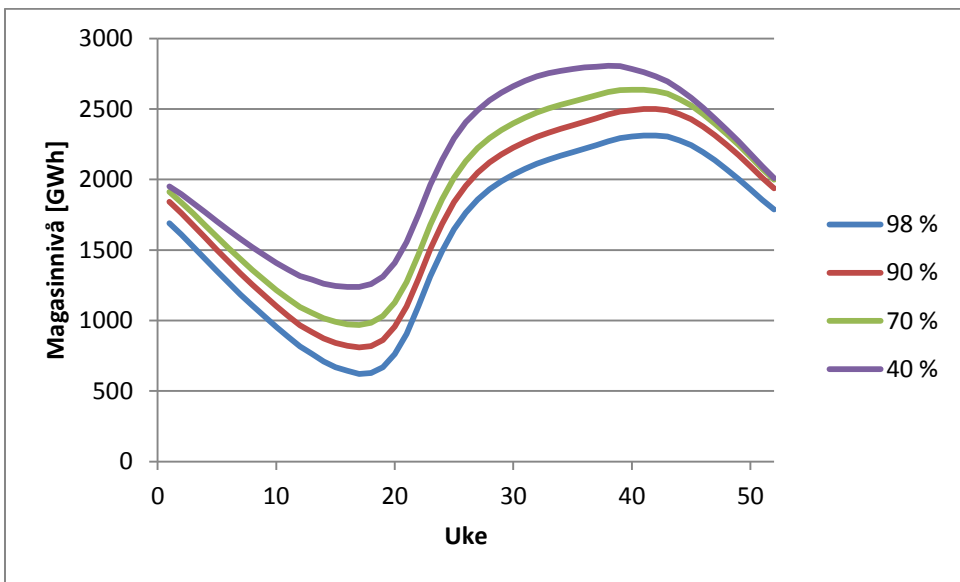
Figur 50: Middelerverdier for prisavsnittene "Høylast" og "Lavlast", tilgjengelighet 98 % og 40 %.

13.1.2 Magasinnivå

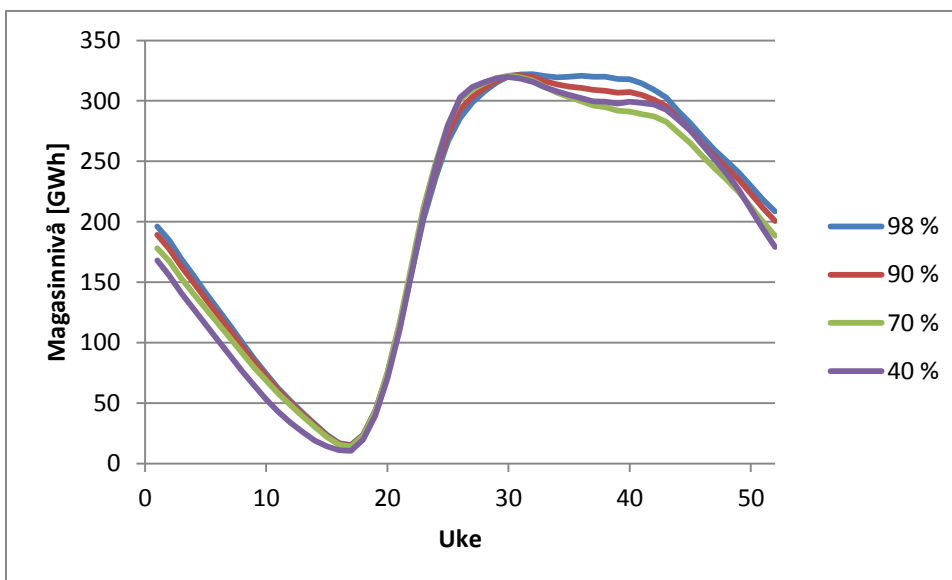
Maksimalt magasinnivå i områdene er på henholdsvis **1412,4 GWh**, **3821,6 GWh** og **360,8 GWh** for West, North og Central. Påfølgende tre figurer viser det gjennomsnittlige magasinnivået ved varierende tilgjengelighet av kjernekraft.



Figur 51: Gjennomsnittlig magasinnivå i område West.



Figur 52: Gjennomsnittlig magasinnivå i område North.



Figur 53: Gjennomsnittlig magasinnivå i område Central.

Figurene viser at alle områdene har relativt realistiske forløp for magasinnivå over året. I områdene West og Central blir magasinene nesten tømt på våren og de unngår overløp på høsten. Et slikt forløp gjør at vannmengden blir godt utnyttet, noe som er økonomisk lønnsomt. I område North er det stor magasinkapasitet. I og med at kurvene for magasinnivå i Figur 52 aldri er i nærheten av bunnivå eller overløp, blir ikke kapasiteten fullt utnyttet. Bakgrunnen for dette er at det er nok annen kraft i systemet som i realiteten gjør det unødvendig å ha et så stort vannmagasin.

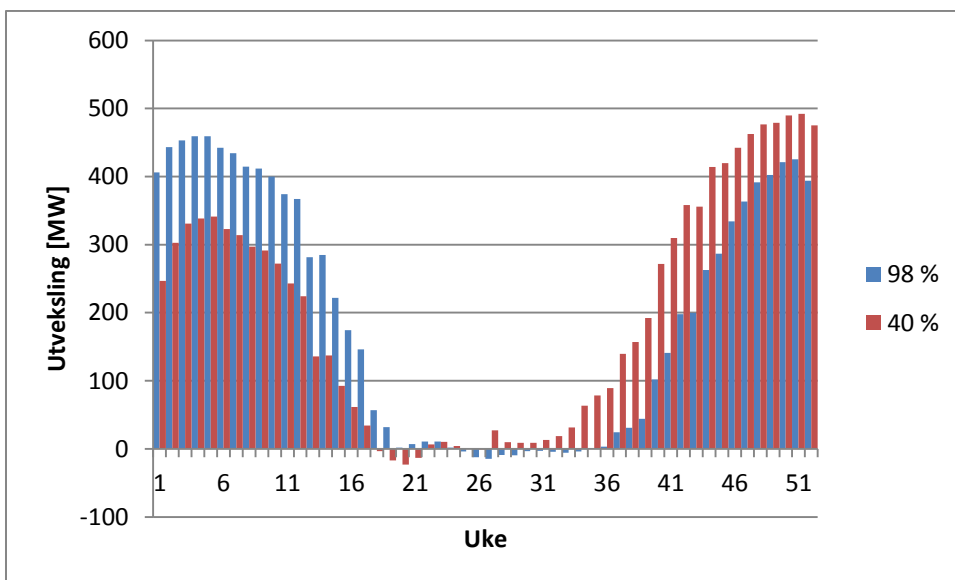
Kurvene for gjennomsnittlig magasinnivå innad i områdene West og Central følger omtrent samme forløp gjennom hele året. Magasinkapasiteten i West og Central er mye mindre enn i North og påvirkes derfor ikke i like stor grad av reduksjonen i tilgjengelig kjernekraftkapasitet. Magasinet i område West tømmes imidlertid raskere ved 98 % tilgjengelighet enn magasinet i område Central, noe som kan ses ut i fra at kurven faller brattere ved starten av året enn de tre andre. I noen uker på forsommeren (omtrent mellom uke 20 og uke 26) er kurvene for varierende tilgjengelighet av kjernekraft identiske i områdene West og Central. Det spares mer på vannet i tilfellene med lav tilgjengelighet av kjernekraft med tanke på kraftbehov på vinteren og derfor

utnyttet sparepotensialet på sitt maksimale i disse områdene også ved tilfellet med 98 % tilgjengelighet av kjernekraft.

13.1.3 Utsveksling

Som nevnt under kapittel 13.1.1 utnyttet aldri overføringskapasiteten mellom områdene maksimalt. Figur 54 viser den gjennomsnittlige overføringen mellom North og Central ved 98 % og 40 % tilgjengelighet av kjernekraft. På denne overføringslinjen er kapasiteten på 500 MW. Figuren viser kraftoverføring i retning fra North og til Central. Ved tilgjengelighet av kjernekraft på 98 % er utvekslingen størst fra uke 1 og til og med uke 24. For de resterende ukene av året er situasjonen den motsatt; da gir en tilgjengelighet på 40 % størst utveksling. Kraftbehovet er størst på vinteren og siden kjernekraften har redusert tilgjengelighet på slutten av året, blir nødvendigheten av overføring størst i månedene november og desember. Dette fører til større overføring av kraft ved lav tilgjengelighet av kjernekraft. Retningen kraften overføres i er ikke tilfeldig. Område Central har betydelig større etterspørsel enn område North. I tillegg er North det området med desidert størst vannkraftproduksjon. Kjernekraftverket er plassert i område Central og det er derfor behov for mer kraftoverføring når tilgjengeligheten reduseres.

I enkelte uker på sommeren går kraftoverføringen fra Central til North. Grunnen til dette er at overløp i Central vil unngås. Central har mye lavere magasinkapasitet enn North og dermed også større risiko for overløp.



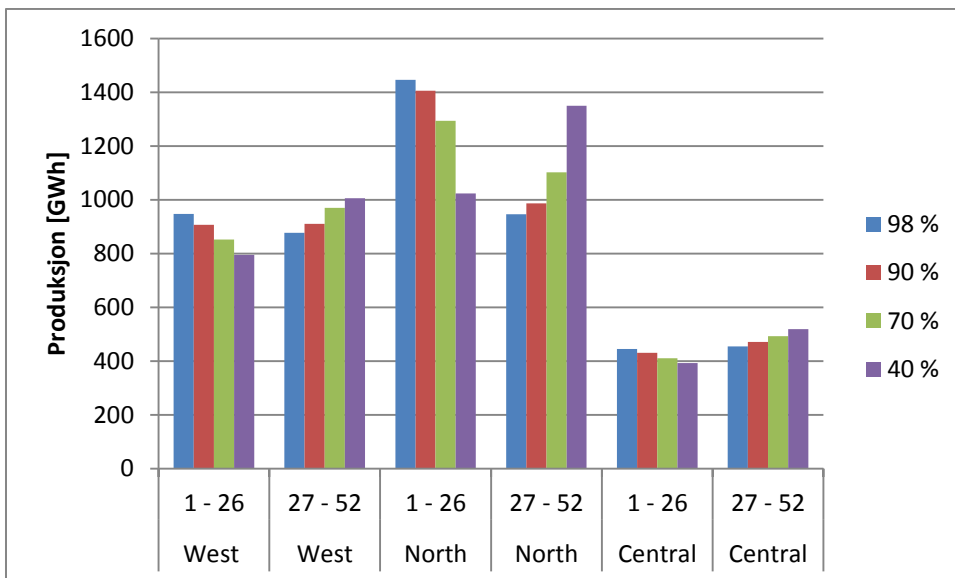
Figur 54: Gjennomsnittlig kraftoverføring fra North til Central.

13.1.4 Vannkraftproduksjon

Tabell 22 viser den totale gjennomsnittlige vannkraftproduksjonen for ukene 1 til og med 26, og 27 til og med 52. Produksjonen er fordelt på område og tilgjengelighet av kjernekraft. Figuren under viser innholdet fra tabellen grafisk.

Tabell 22: Total gjennomsnittlig vannkraftproduksjon.

Område	Uke	98 % [GWh]	90 % [GWh]	70 % [GWh]	40 % [GWh]
West	1 - 26	947	906	852	794
	27 - 52	877	910	970	1006
North	1 - 26	144	1406	1293	1024
	27 - 52	946	987	1101	1350
Central	1 - 26	445	430	410	392
	27 - 52	454	471	492	519

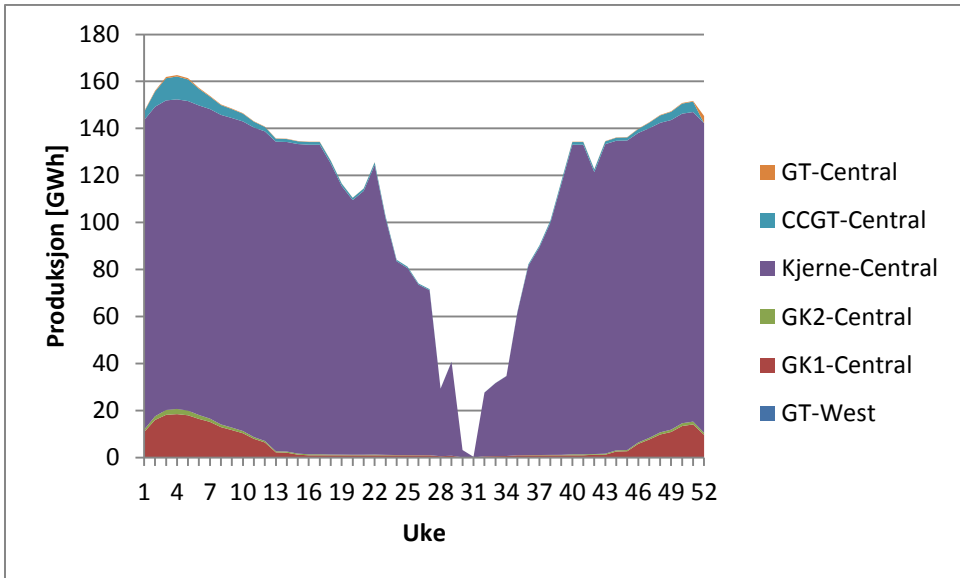


Figur 55: Total gjennomsnittlig vannkraftproduksjon.

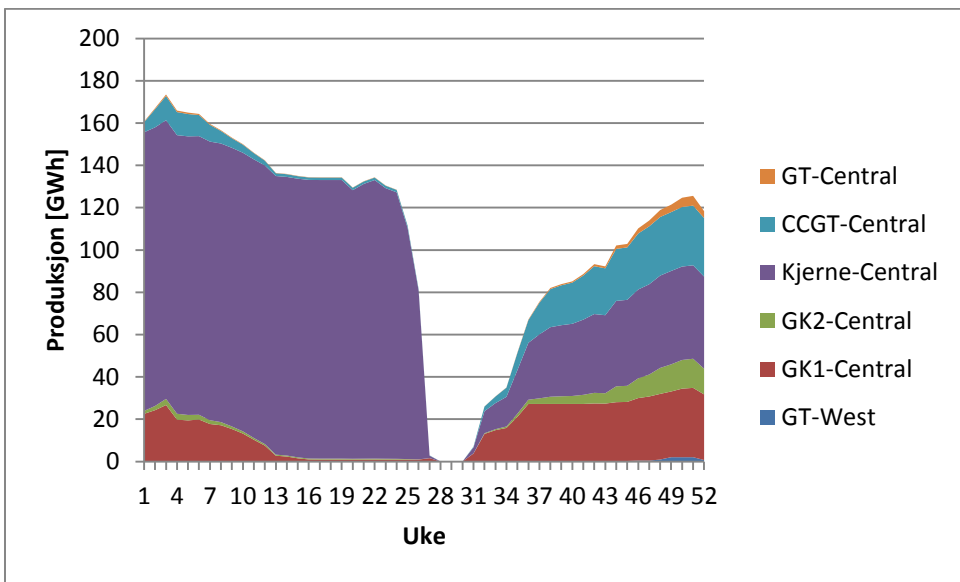
Produksjonen av vannkraft har samme forløp innen hvert område i forhold til en reduksjon i tilgjengelig kjernekraft. I ukene 1 til 26 minker produksjonen ved reduksjon i tilgjengelig kjernekraft, mens i ukene 27 til 52 er situasjonen den motsatte. Siden det er ønskelig å produsere mer vannkraft i perioden kjernekraften har lavere tilgjengelighet virker fremstillingen realistisk.

13.1.5 Termisk produksjon

Gjennomsnittlig bruk av termiske enheter over året vises i Figur 56 og Figur 57. Figurene viser produksjonen for tilfellene med tilgjengelig kjernekraft på henholdsvis 98 % og 40 %. Ved lavere tilgjengelighet av kjernekraft øker bruken av termiske enheter som har en høyere produksjonskostnad. Ved tilgjengelig kjernekraft på 98 % benyttes ikke gassturbinen i område West, mens gassturbinen i område Central kun benyttes i veldig liten grad. Ved tilgjengelighet på 40 % kommer gassturbinen i område West i drift og bruken av gassturbinen i område Central øker, spesielt i årets sluttmåneder. I tillegg øker naturlig nok også produksjonen ved de andre termiske enhetene ved en reduksjon i tilgjengelig kjernekraft.



Figur 56: Termisk kraftproduksjon ved tilgjengelig kjernekraft på 98 %.



Figur 57: Termisk kraftproduksjon ved tilgjengelig kjernekraft på 40 %.

13.1.6 Samfunnsøkonomisk overskudd

Tabell 23 viser det samfunnsøkonomiske overskuddet i alle områder ved varierende tilgjengelighet av kjernekraft. Tabellen viser også det totale overskuddet. I områdene West og North øker overskuddet ved minkende

tilgjengelighet av kjernekraft. Dette kan begrunnes med at når det produseres mindre elektrisitet i ett område, må det produseres mer i de andre for å kunne dekke etterspørselen. I dette tilfellet ligger kjernekraftverket i område Central og det oppnås derfor en større fortjeneste i område North når dette kraftverket benyttes mindre. Som følge av dette er det også naturlig at det samfunnsøkonomiske overskuddet i område Central minker når muligheten for kjernekraftproduksjon reduseres. Som Tabell 23 viser, er dette også tilfelle.

Totalt blir overskuddet mindre ved lavere tilgjengelighet av kjernekraft. Siden kjernekraftverket har laveste produksjonskostnad av alle de termiske enhetene og i tillegg stor produksjonskapasitet, er dette et kvalitativt riktig resultat.

Tabell 23: Samfunnsøkonomisk overskudd.

Tilgjengelighet [%]	West [MEuro]	North [MEuro]	Central [MEuro]	Totalt [MEuro]
98	1139	488	7828	9455
90	1139	495	7807	9442
70	1141	513	7759	9412
40	1157	548	7695	9399

13.2 Vedlegg B: Sammenheng mellom områdenummer og områdenavn i Norden-modellen

Områdenummer	Områdenavn
1	NOR-GLOMMA
2	NOR-OSTLAND
3	NOR-SOROST
4	NOR-HALLING
5	NOR-TELEMARK
6	NOR-SORLAND
7	NOR-VESTSYD
8	NOR-VESTMIDT
9	NOR-MIDT
10	NOR-HELGE
11	NOR-TROMS
12	NOR-FINNMARK
13	NOR-S-OWP
14	NOR-VS-OWP
15	NOR-V-OWP
16	NOR-M-OWP
17	SVER-ON1
18	SVER-ON2
19	SVER-NN1
20	SVER-NN2
21	SVER-MOST
22	SVER-MVEST
23	SVER-SYD
24	SVER-S-OWP
25	FINLAND
26	DANM-OST
27	DANM-VEST
28	DANM-O-OWP
29	DANM-V-OWP
30	TYSK-OST
31	TYSK-NORD
32	TYSK-MIDT
33	TYSK-SYD
34	TYSK-VEST
35	TYSK-SVEST
36	TYSK-O-OWP

37	TYSK-V-OWP
38	NEDERLAND
39	NL-OWP
40	BELGIA
41	BE-OWP
42	POLEN
43	TSJEKKIA
44	OSTERIKKE
45	SVEITS
46	FRANKRIKE

13.3 Vedlegg C: Beregninger ved mulig modellering av kabel

13.3.1 Resultater

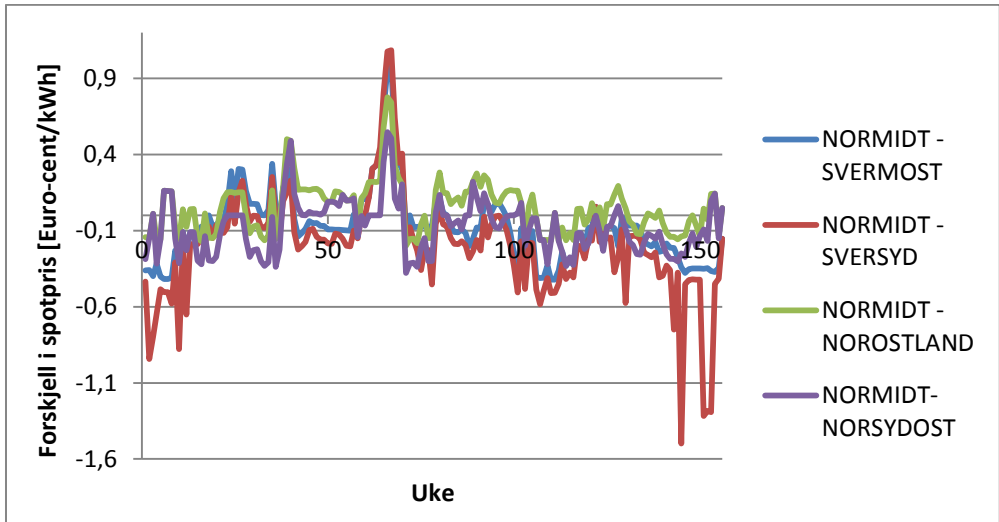
	K	L			Stor pris = pris > pe		Alt 1: pris < pe + utfall
Prisavh.+utfall+stor pris	600	0			Liten pris = pris < pe		Alt 2: pris < pe + ok
Prisavh.+utfall+liten pris	0	-600					Alt 3: pris > pe + utfall
Prisavh.+ok+stor pris	0	0					Alt 4: pris > pe + ok
Prisavh.+ok+liten pris	0	-600					
Uavh.+utfall+stor pris	600	-600					
Uavh.+utfall+liten pris	600	-600					
Uavh.+ok+stor pris	0	-600					
Uavh.+ok+liten pris	0	-600					
	Prisavh. K + uavh. L	Uavh. K + prisavh. L	Begge prisavh.	Begge uavh.		Ønsker	
Alt 1	-600	0	-600	0		0	
Alt 2	-600	-600	-600	-600		-600	
Alt 3	0	600	600	0		0	
Alt 4	-600	0	0	-600		0	

13.3.2 Formler

	K	L			Stor pris = pris > pe		Alt 1: pris < pe + utfall
Prisavh.+utfall+stor pris	600	0			Liten pris = pris < pe		Alt 2: pris < pe + ok
Prisavh.+utfall+liten pris	0	-600					Alt 3: pris > pe + utfall
Prisavh.+ok+stor pris	0	0					Alt 4: pris > pe + ok
Prisavh.+ok+liten pris	0	-600					
Uavh.+utfall+stor pris	600	-600					
Uavh.+utfall+liten pris	600	-600					
Uavh.+ok+stor pris	0	-600					
Uavh.+ok+liten pris	0	-600					
	Prisavh. K + uavh. L	Uavh. K + prisavh. L	Begge prisavh.	Begge uavh.		Ønsker	
Alt 1	=B5+C9	=B9+C5	=B5+C5	=B9+C9		0	
Alt 2	=B7+C11	=B11+C7	=B7+C7	=B11+C11		-600	
Alt 3	=B4+C8	=B8+C4	=B4+C4	=B8+C8		0	
Alt 4	=B6+C10	=B10+C6	=B6+C6	=B10+C10		0	

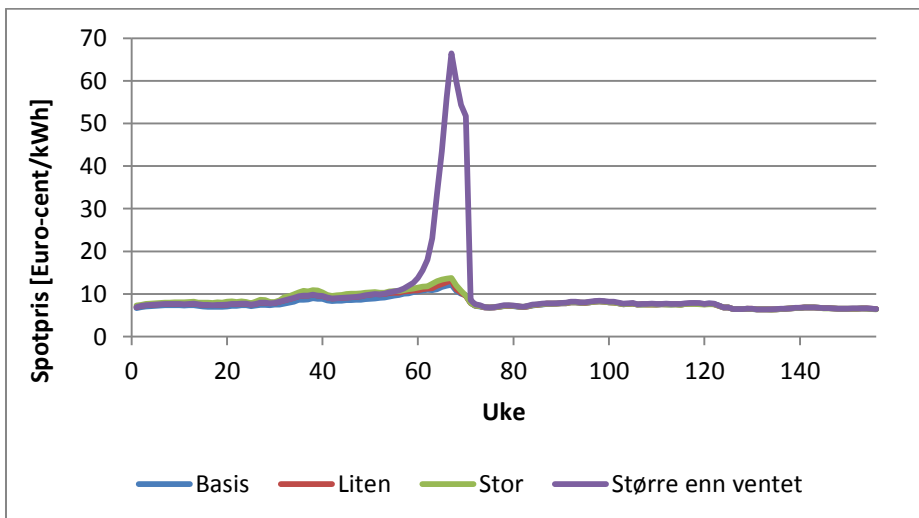
13.4 Vedlegg D: Resultater fra simuleringer med Norden-modellen

13.4.1 D1



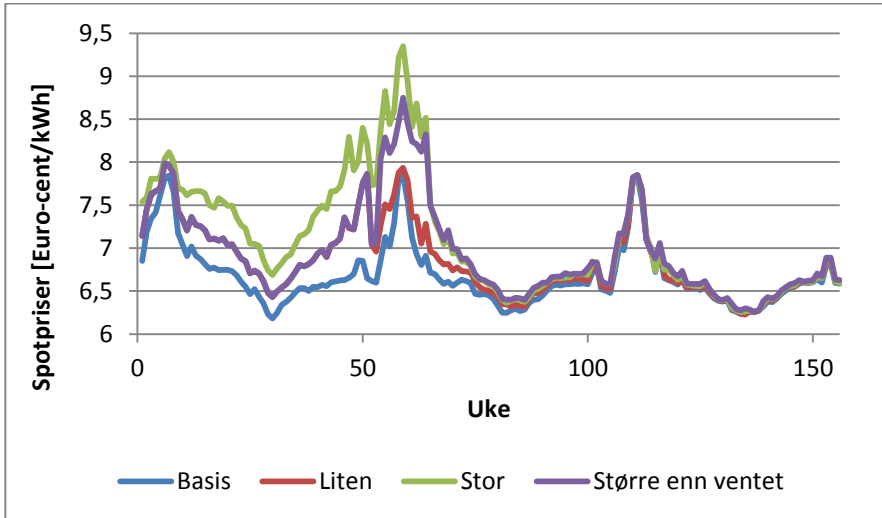
Figur 58: Forskjell i spotpris mellom delområder, senario Basis.

13.4.2 D2



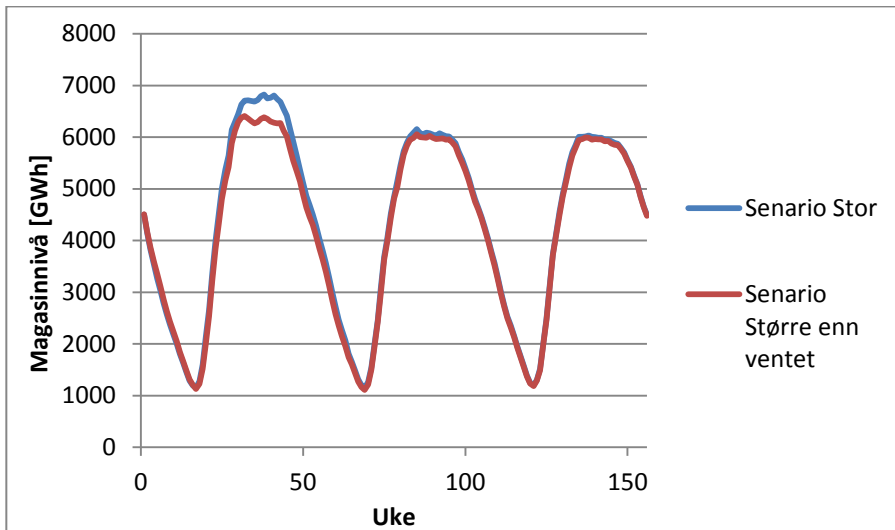
Figur 59: Spotpris ulike senario, Større enn ventet inkludert, ukeverdi alle prisavsnitt, tørrår, Midt-Norge.

13.4.3 D3

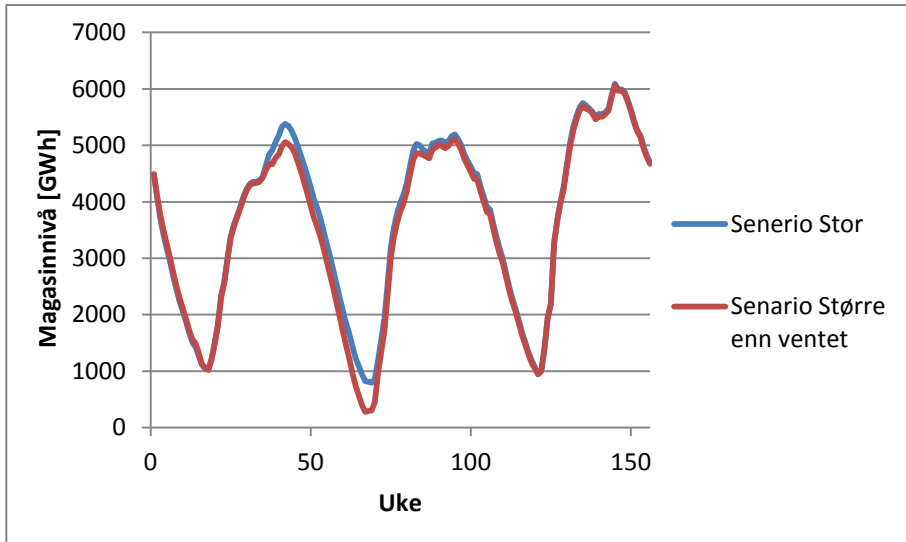


Figur 60: Spotpris ulike senario, høylastperioder, gjennomsnitt av alle tilsigsår, Midt-Norge.

13.4.4 D4

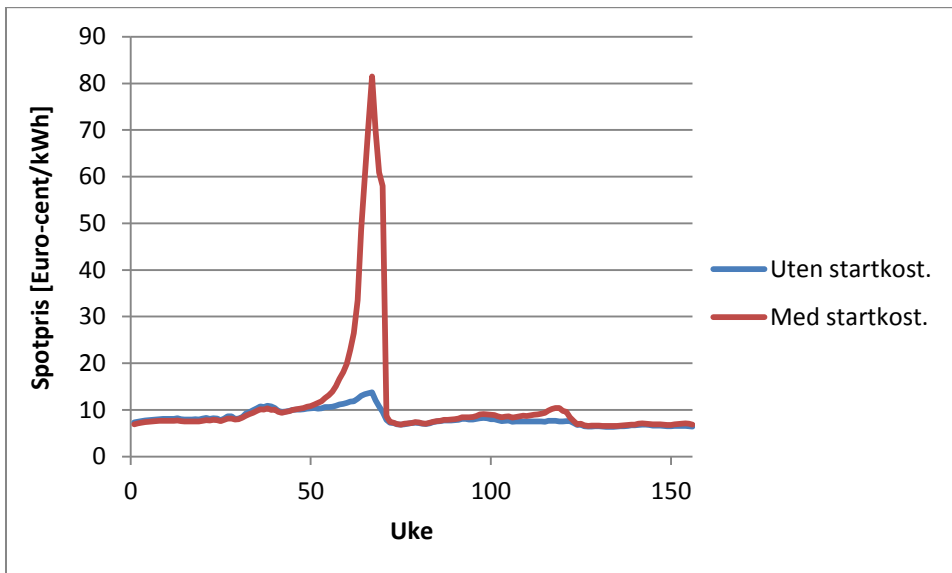


Figur 61: Magasinnivå, gj.snitt av alle tilsigsår, høylastperioder, Midt-Norge.



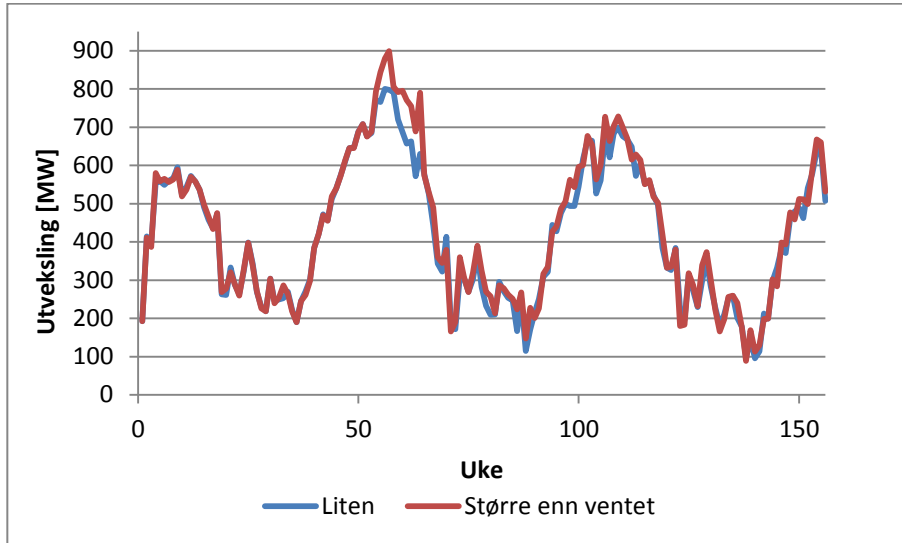
Figur 62: Magasinnivå, tørrår, høylastperioder, Midt-Norge.

13.4.5 D5



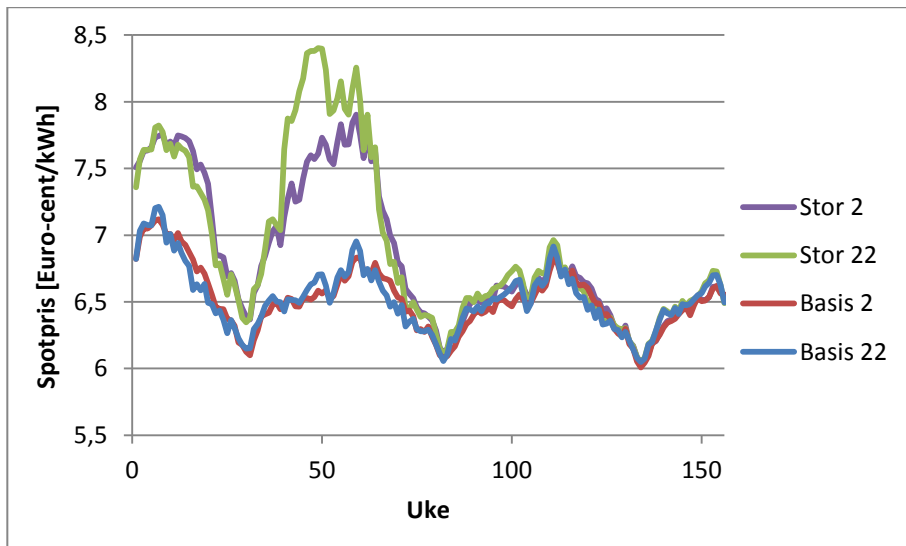
Figur 63: Spotpris, tørrår, alle prisavsnitt, Midt-Norge.

13.4.6 D6



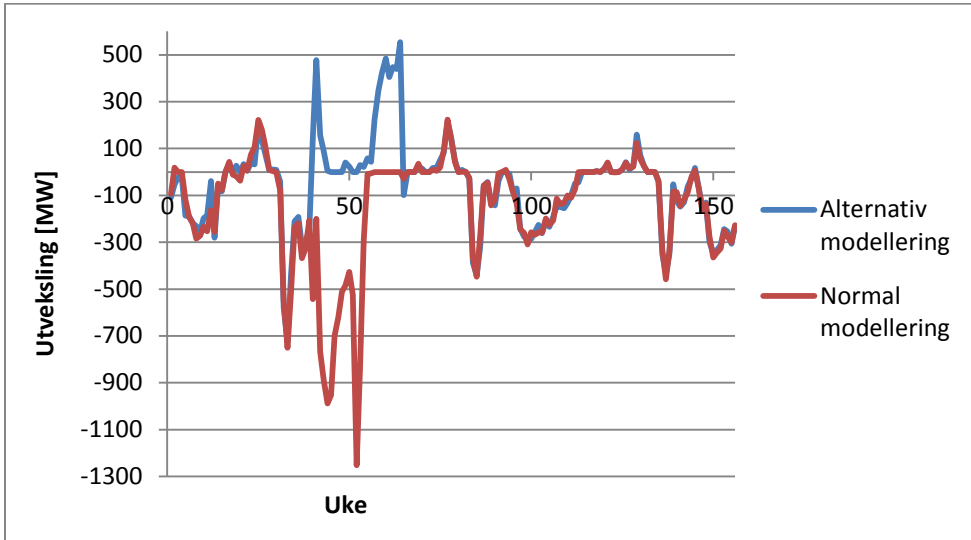
Figur 64: Utveksling mellom Sverige og Norge, gjennomsnitt av alle tilsigsår, alle prisavsnitt, senario Liten og senario Større enn ventet.

13.4.7 D7



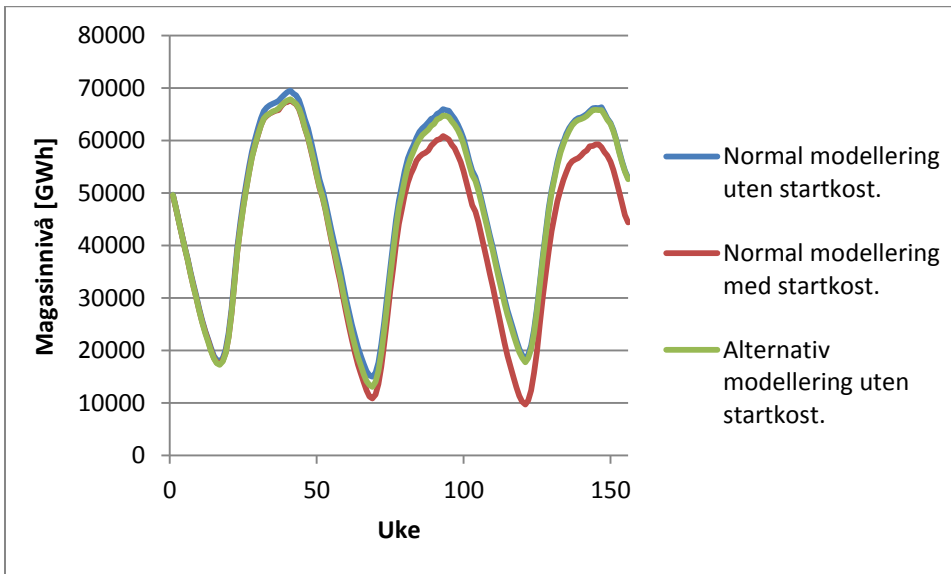
Figur 65: Spotpris for område 2 og område 22 under senario Basis og senario Stor.

13.4.8 D8



Figur 66: Utveksling fra SVER-MOST til SVER-MVEST ved normal og alternativ modellering av senario Stor.

13.4.9 D9



Figur 67: Median av magasinnivå for tre alternativer av senario Stor.