

Bakgrunnsnotat om beregninger til Energiutvalget

Innhold

1	Bakgrunn.....	1
1.1	Makroøkonomisk utvikling.....	2
1.2	The-Ma-modellen.....	4
1.3	Overordnende utviklingstrekk.....	4
1.4	Tilpasning av modellen for å simulere et framtidig kraftsystem.....	5
1.4.1	Tilsigsprofil.....	5
1.4.2	Forbruksprofil.....	6
1.4.3	Uregulert kraftproduksjon.....	6
2	Beregninger	8
2.1	Forutsetninger	8
2.2	Beregningsalternativ 1 - Ekspansivt	10
2.3	Beregningsalternativ 2 – Stramt.....	16
2.4	Beregningsalternativ 3 - NB bane.....	20
3	Sensitivitetsanalyser	23
3.1	Sensitivitetsanalyser i Ekspansivt	24
3.2	Sensitivitetsanalyser i Stramt	26
3.3	Sensitivitetsanalyser i NB bane	29
4	Illustrasjon av gevinst ved utenlandsforbindelser.....	30
5	Vedlegg	32
	Vedlegg 1 Modellering av variasjon i brenselspriser.....	32
	Vedlegg 2 Fordeling av økt produksjon	34
	Vedlegg 3 Oversiktstabeller.....	35

1 Bakgrunn

Dette notatet dokumenterer beregningene som er gjennomført for Energiutvalget (NOU 2012:9). Beregningene utgjør en del av grunnlaget for drøftingen i kapittel 9; Energisystemet mot 2030 og 2050. Formålet med beregningene har vært å analysere i hvilken grad ulike utviklingstrekk kan gi utfordringer for det framtidige kraftsystemet. Modellberegningene er gjennomført av Thema Consulting Group.

Utvalget har valgt å legge til grunn en økonomisk utvikling i tråd med de langsiktige fremskrivningene i Nasjonalbudsjettet 2011, Meld. St. 1 (2010-2011). Forutsetninger for internasjonale og nasjonale utviklingstrekk er basert på Perspektivmeldingen fra 2009, St. meld. nr.9 (2008-2009). Den makroøkonomiske utviklingsbanen er kort omtalt i neste avsnitt. For mer informasjon og øvrige forutsetninger henvises det til Perspektivmeldingen.

Det er gjennomført beregninger for tre ulike alternativer. Ett alternativ illustrerer kraftsystemet gitt av den makroøkonomiske banen i Nasjonalbudsjettet. I valg av de to øvrige alternativene er det lagt vekt på å illustrere to ulike kraftsystem; et kraftsystem som har en stram balanse og et mye større kraftsystem enn det vi har i dag, og med et betydelig kraftoverskudd.

Fram mot 2050 kan mye endres, og usikkerheten knyttet til ulike utviklingstrekk ved samfunnet og energisystemet er stor. Teknologiske gjennombrudd, eksempelvis lavtemperatur elektrisitetsproduksjon, kan gi store endringer både på produksjons- og etterspørselssiden. Fram mot 2030 er det grunn til å tro at mye av dagens produksjonsapparat og kjente nettinvesteringer vil prege kraftsystemet. Det er derfor valgt å legge beregningstidspunktet til 2030.

Det har ikke vært et mål å tallfeste et gitt produksjonsvolum eller forbruksnivå i 2030 og 2050. Til det er usikkerheten for stor. Derimot har formålet vært å belyse viktige mulige utviklingstrekk, og analysere hvorvidt og eventuelt hvordan disse setter energisystemet på prøve. Beregningsalternativene representerer ikke prognoser for forventet utvikling.

Utvalget har lagt vekt på at det framtidige kraftsystemet må være effektivt, robust og fleksibelt. En viktig egenskap ved et slikt system er at det er rustet for å takle store variasjoner både på tilgangs- og etterspørselssiden uten at forsyningen svikter eller at viktige ressurser går til spille. I modellanalyser vil mangel på robusthet og fleksibilitet typisk vise seg som prisforskjeller. Når det i et stramt system oppstår svært høye priser og store prisforskjeller mellom land, kan det indikere både mangel på robusthet og mangel på fleksibilitet. Et system med stort overskudd vil typisk være mer robust, fordi det ikke så lett oppstår situasjoner hvor man har energiknapphet. I et slikt system kan derimot perioder med (svært) lave priser undergrave utviklingen av systemet på sikt, og være et signal om at systemet har lite fleksibilitet.

1.1 Makroøkonomisk utvikling

Over tid er det tilgang på arbeidskraft, kapital og råvarer og hvordan disse utnyttes som bestemmer landets økonomiske vekstbane. Økonomisk vekst er en viktig drivkraft for etterspørselen etter energi.

Utvalget har valgt å legge til grunn den langsiktige banen fra Nasjonalbudsjett 2011 (NB 2011). Denne banen er beregnet ved hjelp av MSG-modellen. MSG er en makroøkonomisk likevektsmodell som simulerer utviklingen i tilbud og etterspørsel etter alle varer og tjenester i Norge, også energi, fram mot 2050. Modellens inngangsdata bygger på Perspektivmeldingen.

I modellen endres energiintensiteten via tre mekanismer;

- i) Teknologisk endring
- ii) Prisendringer som gir både skift i sammensetningen av energibruken (elektrisitet, olje osv.) og i energibruk per produsert enhet
- iii) Endring i næringsstrukturen. Dersom produksjon av varer og tjenester med lav energiintensitet øker på bekostning av mer energiintensive næringer blir økonomien samlet sett mindre energiintensiv

I modellen er det forutsatt en autonom effektiviseringsparameter i produksjonen av varer og tjenester som over tid reduserer forbruket av energi per produsert enhet. Denne effektiviseringen er anslått utenfor modellen med utgangspunkt i historiske data. I tillegg kommer effekten av ii) og iii) over.

I følge SSBs midlere anslag vil det være 6,6 millioner mennesker i Norge i 2050. De makroøkonomiske beregningene viser at nasjonen i 2050 vil være mer enn dobbelt så rik som i dag. Per capita vil vi være om lag 70-80 prosent rikere enn i dag.

Tabell 1-1 Vekstrater for makroøkonomiske hovedstørrelser i Perspektivmeldingen og i NB 2011 prosent per år.

	PM 2009	NB2011
	2004-2050	2007-2050
BNP	2,15	2,01
BNP Fastland	2,63	2,56
Privat konsum	3,28	3,32
Offentlig konsum	1,65	1,71
Brutto investeringer	1,71	1,22
Eksport	1,26	0,99
Import	2,66	2,25

Kilde: Finansdepartementet

De siste 30 åre har industriens andel av BNP gått ned, mens tjenesteytende næringer har økt sin andel. Denne strukturendringen i norsk økonomi bidrar til lavere energiintensitet, da tjenesteytende næringer typisk bruker mindre energi enn tradisjonell industri. Det er usikkert hvordan næringen for Utvinning av olje og gass vil utvikle seg, men i NB 2011 er det antatt at dens betydning for norsk økonomi reduseres kraftig fram til 2030 og 2050.

Elektrisitets- og energiforbruket er aktivitetsdrevet. Det betyr at veksten i produksjon av varer og tjenester bestemmer etterspørselen. Hvor mye energi en produksjonsøkning krever varierer for de ulike næringene, og modellteknisk er dette i utgangspunktet en gitt koeffisient (energiintensitet) for hver næring. Fordi man historisk har hatt en reduksjon i energiintensiteten, er det for de ulike næringene lagt inn en effektivisering i denne koeffisienten. Denne effektiviseringsparameteren er et anslag på framtidig teknologisk endring og energieffektivisering både av markedsmessig og regulatorisk art.

Tabell 1-2 Endringsrater per år i produksjon, elektrisitetsforbruk og elektrisitetsintensitet, 2007-2030

	Endring i produksjon	Endring i elektrisitetsforbruk	Endring i elintensitet
Primærnæringer	0,8	-1,4	-2,2
Treforedling	2,2	-0,3	-2,4
Kraftintensiv industri	1,0	0,0	-1,0
Annen industri	2,0	0,8	-1,2
Produksjon og overføring av elektrisitet	0,5	0,4	-0,1
Utvinning råolje og gass, utenriks sjøfart	-1,2	5,8	6,6
Bygg og anlegg	1,8	2,3	0,6
Varehandel	3,1	2,0	-1,1
Transport	2,2	1,6	-0,6
Annen tjenesteyting	1,8	1,2	-0,6

Kilde: Finansdepartementet

1.2 The-Ma-modellen

The-Ma-modellen er en simuleringsmodell for kraftmarkedet. Modellen minimerer kostnadene for kraftsystemet i Nordvest-Europa, gitt en del forutsetninger. Viktige modelltekniske forutsetninger er forbruksnivå og forbruksmønster, installert kapasitet, magasinkapasitet, tilsig, overføringsforbindelser mellom de ulike områdene, samt priser for fossile brensler og CO₂.

Modellen er inndelt i syv områder i Norge, fire i Sverige og to Danmark. Valg av områder i modellen tar utgangspunkt i dagens infrastruktur og framtidige nettinvesteringer i tråd med Statnetts utbyggingsplaner. Modellen beskriver uregulert vannkraftproduksjon og norske magasinkraftverk er representert med i alt 70 vannmagasiner.

Modellen har timesoppløsning. Det gjør den egnet til å analysere vindkraft og kraftutveksling gjennom døgn og uke, og dermed samspillet mellom ulike typer kraftsystem. En modell kan imidlertid ikke ta hensyn til alle forhold som påvirker pris, forbruk og produksjon, og horisonten som betraktes her gjør at beregningene i første rekke er egnet til å illustrere utviklingstrekk og egenskaper ved et gitt kraftsystem heller enn og predikere et bestemt nivå på forbruk, produksjon og utveksling.

Modellteknisk er det utfordrende å modellere en svært anstrengt situasjon nøyaktig. En viktig årsak til det er at en fundamentalmodell vanligvis finner mer optimale løsninger enn markedet i slike situasjoner. Det kommer blant annet av at modellen ikke tar hensyn til usikkerheten og de uforutsigbare omstendighetene som både kraftprodusenter og forbrukere står overfor i sine valg. Modellen vet hvordan tilsigene blir, og kan dermed optimalisere vanddisponeringen mer enn det som er realistisk i virkeligheten.

1.3 Overordnende utviklingstrekk

Følgende utviklingstrekk er vurdert som viktige for egenskapene ved det framtidige kraftsystemet

- *Økt andel fornybar kraftproduksjon.* Viktige implikasjoner for kraftsystemet er at behovet for fleksibilitet øker og det blir økt behov for utveksling mellom områder for å utjevne variasjoner i produksjon. Det er ikke lagt til grunn teknologiske endringer som gjør det enklere å styre det

som i dag er uregulert. Konsekvensen er at i det termiske systemet er det dagens teknologi som balanserer variasjon i produksjon og forbruk. Denne forutsetningen påvirker utvekslingsvolum og verdiskapningspotensialet ved utveksling.

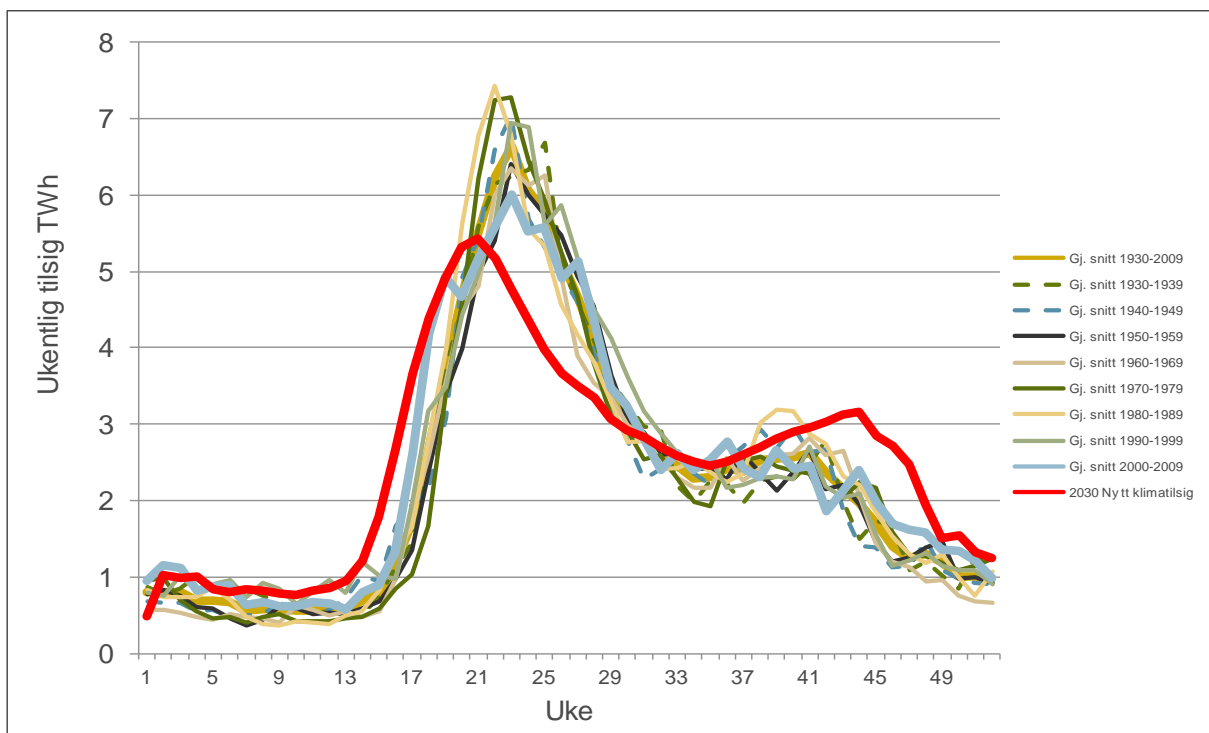
- *Klimaendringer gir mer tilsig og mindre vinterforbruk.* Viktige implikasjoner for kraftsystemet er at når mer av nedbøren om vinteren kommer som regn blir tilsigene større i vinterhalvåret og snøsmeltingen får mindre relativ betydning for tilsiget til norske kraftstasjoner. Temperaturøkning vinterstid fører til mindre oppvarmingsbehov og dermed mindre behov for lagring av vann fra sommer til vinter.
- *Det innenlandske nettet vil bli styrket.* Viktige implikasjoner for kraftsystemet er at det blir lettere å flytte kraft fra overskudds- til underskuddsområder internt i Norge. Dette har betydning for systemets robusthet.

1.4 Tilpasning av modellen for å simulere et framtidig kraftsystem

Viktige ventede utviklingstrekk er så langt som mulig innarbeidet i modellberegningene. I inngangsdata er det blant annet gjort justeringer i tilsigsprofil og forbruksprofil for å få fram mulige virkninger av klimaendringer.

1.4.1 Tilsigsprofil

Klimaendringer gir økt temperatur og har konsekvenser for når nedbøren kommer som snø og når den kommer som regn. Dette påvirker tilsigsprofilen, det vil si når vannet er tilgjengelig for kraftproduksjon. I simuleringene er tilsigsprofilen over året justert for å illustrere effekten av klimaendringer. Dette er gjort ved å starte snøsmeltingen tidligere på året, forskyve snøleggingen om høsten samt å øke vintertilsiget, samtidig som samlet tilsig holdes konstant. Den justerte tilsigsprofilen er noe flattere over året og den tradisjonelle ”vårknipa” blir lettere å håndtere. Vårflommen fra snøsmelting blir også mindre. Et jevnere tilsig bidrar isolert sett til å redusere behovet for lagring av vann fra sommer til vinter.



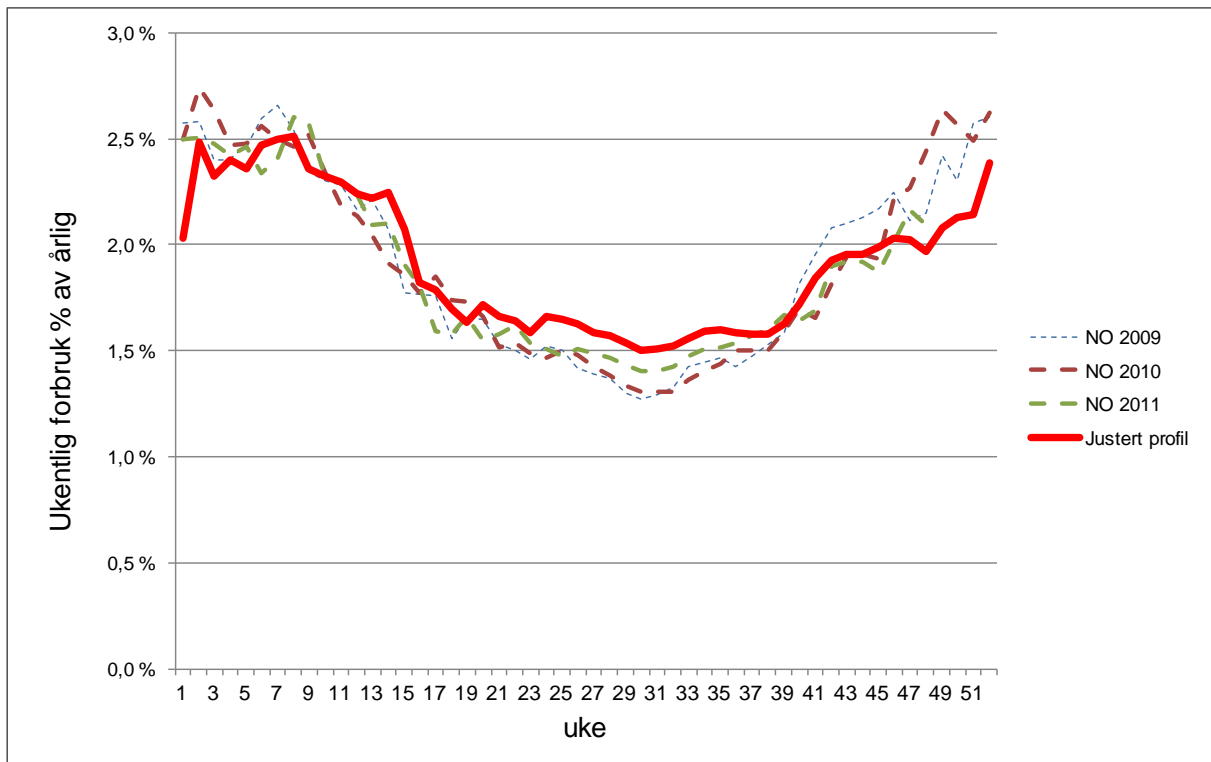
Figur 1-1 Justert tilsigsprofil

1.4.2 Forbruksprofil

Flere forhold trekker i retning av at vi i framtiden vil få en flattere forbruksprofil over året:

- Energieffektivisering innen oppvarming av bygg og omlegging til andre oppvarmingskilder enn elektrisitet reduserer vinterforbruket
- Varmere klima reduserer oppvarmingsbehovet på vinteren
- Økt forbruk i kraftintensive næringer
- Økt elektrisitetsforbruk til petroleumssektoren, på land og offshore
- Økt elektrisitetsforbruk i transportsektoren

For å fange opp effekten av varmere vintre har vi justert forbruksprofilen med en ventet reduksjon i antall oppvarmingsdager (heating degree days). Det er tatt hensyn til energieffektiviseringen ved å redusere andelen av forbruket i alminnelig forsyning vinterstid. Andelen forbruk som har flat profil er innarbeidet i den samlede forbruksprofilen for de ulike analysene. Jevnere forbruk over året gir isolert sett mindre behov for lagring av vann fra sommer til vinter.



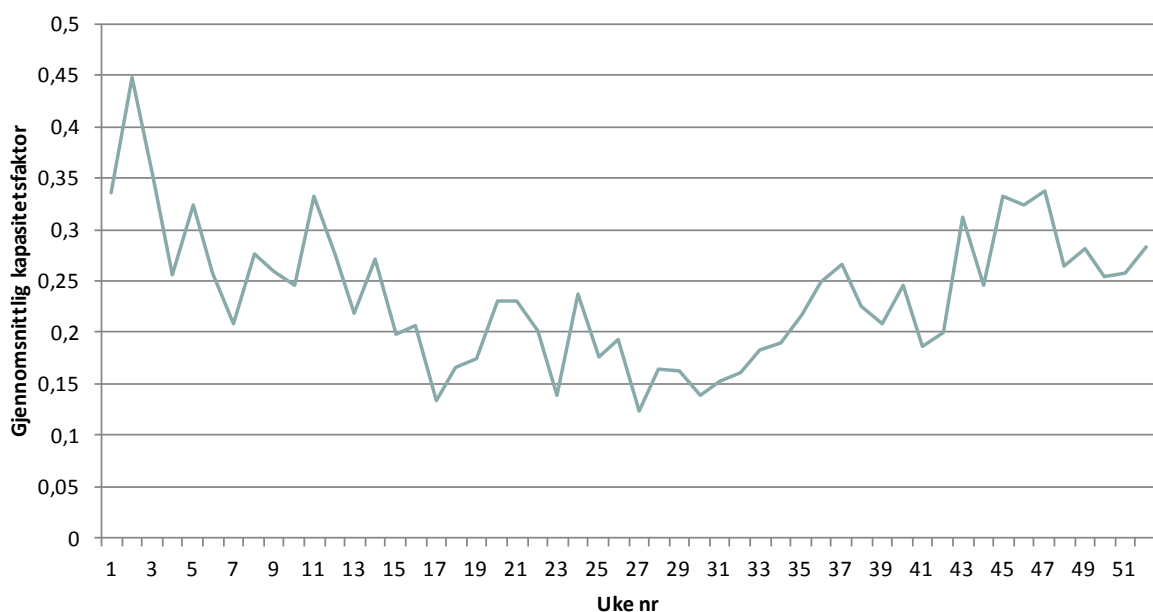
Figur 1-2 Justert forbruksprofil

1.4.3 Uregulert kraftproduksjon

I et normalår gir mildere klima, isolert sett, mindre behov for lagring av vann og trolig mindre behov for nett. På den annen side forventes klimaendringene å gi mer variasjon i nedbør, noe som øker verdien av magasin og nett. Økt andel uregulerbar produksjon øker også verdien av overføringskapasitet og lagringskapasitet. Magasinene kan for eksempel utnyttes ved å holde tilbake vannkraftproduksjonen når det er stor vindkraftproduksjon. Dette gir vindkraft en ”merverdi” fordi regulerbarheten i vannkraftsystemet hindrer prisfall i vindrike perioder. Reguleringsmulighetene gjør det lettere å utnytte vindkraften på en effektiv måte.

Vindkraften vil i framtiden trolig spille en betydelig større rolle enn den gjør i dag, både i det norske, nordiske og europeiske kraftsystemet. Det er lite historikk/statistikk for norsk vindkraftproduksjon. Det er derfor brukt data for dansk vindkraftproduksjon for å utarbeide en profil for produksjonen.

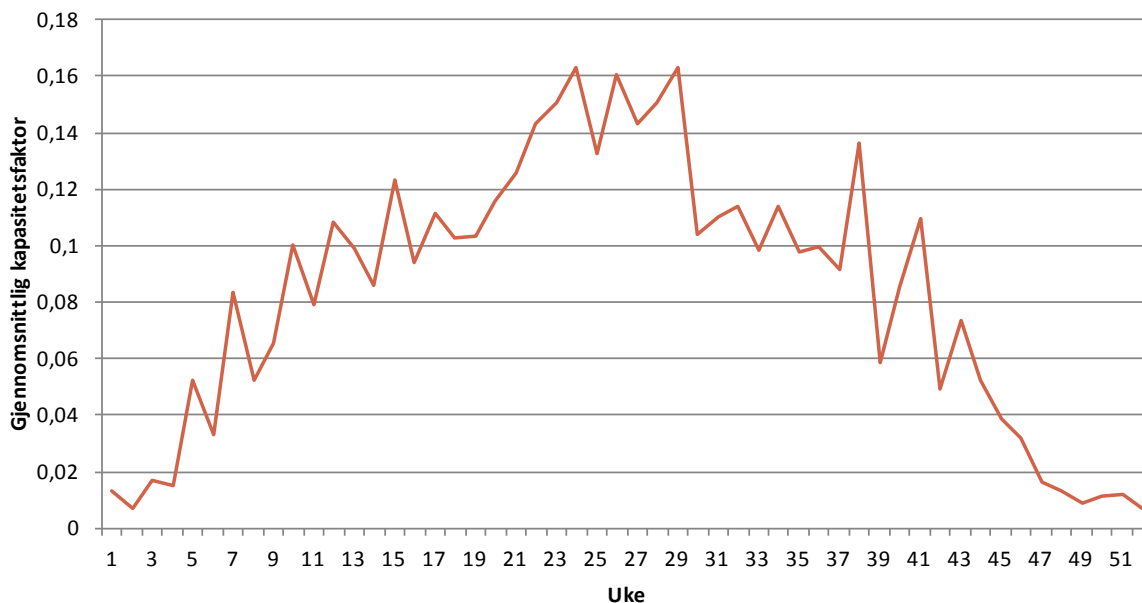
Figur 1-3 illustrerer profilen som er benyttet i beregningene. Vi ser at produksjonen om vinteren er i størrelsesorden 50 prosent større enn produksjonen om sommeren. Dette sesongmønsteret er gunstig for Norge. Det er i utgangspunktet en utfordring for det norske kraftsystemet at tilsigene er størst om sommeren mens forbruket er størst om vinteren. Magasinene bidrar som vi har sett til å flytte vann fra sommer til vinter. Det er likevel slik at tørrår først og fremst vil gi problemer på vinteren og frem til snøsmeltingen om våren, og våtår gir mest spill om sommeren og høsten. En mer sammenfallende profil på tilgang og forbruk gjør det enklere å unngå forsyningsproblemer og å unngå spill. (Det er derfor også en fordel hvis forbruket blir jevnere over året.)



Figur 1-3 Produksjonsprofil for vindkraft. Kilde: Thema Consulting Group

Det er ikke ventet at solkraft vil få en stor plass i det nordiske kraftsystemet mot 2030 og 2050, men i en del land på Kontinentet vil solkraft øke som andel av installert kapasitet. Gjennom utveksling til disse områdene kan egenskaper ved solkraftteknologien også få innvirkning på norske priser og dermed norsk produksjonsmønster.

Det tyske kraftsystemet er i dag dominert av termiske produksjonskapasitet. Tyske myndigheter har vedtatt å fase ut kjernekraften innen 2022. Samtidig har man en ambisiøs plan for å avkarbonisere annen kraftproduksjon. Ved hjelp av høye subsidier har andelen solkraft og vindkraft økt sterkt det siste 10 året. Solkraft har en produksjonsprofil med et tydelig sesongmønster som er illustrert i Figur 1-4 nedenfor. Denne profilen er benyttet i beregningene.



Figur 1-4 Typisk produksjonsprofil for solkraft over året, Kilde: Thema Consulting Group

2 Beregninger

I kapittel 9, Kraftsystemet mot 2030 og 2050, pekes det på ulike veivalg for Norge som energinasjon, og hvilke usikkerhetsmomenter som påvirker dem. Det er *forholdet mellom og sammensetningen av produksjon, overføringsnett og forbruk* som er avgjørende for om kraftsystemet kan kalles robust og fleksibelt. Dette er motivasjonen for valg av de to beregningsalternativene *Stramt* og *Ekspansivt*.

Ekspansivt viser et kraftsystem med stor økning i fornybar kraftproduksjon i Norge og i nabolandene, samtidig som andelen av forbruket som ikke varierer over året vokser. Dette alternativet belyser hvordan et slikt system takler våte år, mindre nettinvesteringer og færre kabler.

Stramt viser et system med norsk og nordisk kraftunderskudd. For å utløse tilstrekkelig import må kraftprisene være høyere enn på Kontinentet. Dette alternativet belyser virkningene av tørre år og mindre investeringer i overføringsnettet.

NB bane er en trendforlengelse av dagens system, hvor dagens energipolitikk videreføres. I denne beregningen er tall for produksjon og forbruk av elektrisitet hentet fra den langsiktige økonomiske analysen i NB 2011.

2.1 Forutsetninger

Nedenfor er viktige forutsetninger for modellanalysene presentert. Første tabell viser oversikt over alternativene vi beregner. Disse er sammenliknet med status for det norske kraftsystemet slik det var i 2007 (referanseår for Perspektivmeldingen) og 2010. For 2007 og 2010 representerer vannkraftproduksjonen den faktiske produksjonen. For de tre beregningsalternativene i 2030 er det brukt forventet normalproduksjon.

Tabell 2-1 Forutsetninger om produksjon og forbruk i Norge i 2030 de ulike beregningsalternativene, sammenliknet med 2007 og 2010, TWh

	2007	2010	2030		
			NB bane	Ekspansivt	Stramt
Sum produksjon	137	125	154	183	148
Vannkraft ^[1]	135	118	135	139	134
Småskala vann			8	12	4
Vindkraft	1	1	8	29	4
Gasskraft CHP			2	3	3
Gasskraft CCGT ^[2]	} 2	} 6	1	1	4
Netto eksport	11	-7	6	17	-3
Bruttoforbruk	127	132	148	166	151
Tap	12	10	13	17	15
Netto innenlandsk forbruk	115	122	135	149	136
- Alminnelig forsyning tradisjonell	81	91	101	72	89
- Kraftkrevende industri	34	31	34	55	27
Nytt forbruk				22	21

[1] Normal vannkraftproduksjon i 2012 er 125 TWh

[2] Produksjonen av ordinær gasskraft (CCGT) bestemmes av differansen mellom prisen på elektrisitet og kostnaden for brensel og CO₂ og blir bestemt endogent i analysene.

Nytt forbruk kommer fra økt bruk av elektrisitet i samferdsel, i petroleumssektoren og ny kraftintensive tjenesteproduksjon som for eksempel nettsky. Felles for disse forbruksområdene er at de er modellert med et jevnt forbruk over året.

De andre nordiske landene (og de andre landene i Nord-Europa) er modellert med utgangspunkt i IEA's scenarioer i World Energy Outlook fra 2010 (IEA, 2010). Det betyr at produksjonskapasitet og forbruksnivå i *Stramt* er hentet fra "New policy" scenario, mens tilsvarende tall i *Ekspansivt* er hentet fra "450 ppm-scenario". De samme scenarioene er også kilde for antatte brenselpriser. I *NB bane* er forutsetningene om forbruk og produksjonskapasitet i Sverige, Finland og Danmark hentet fra "Current policy scenario", mens brenselpriser er hentet fra Perspektivmeldingen 2009. Variasjon i brenselpriser gjennom året påvirker prisstrukturen. Det er lagt inn en stokastikk i brenselprisene som skal ivareta denne effekten. Dette er grundigere drøftet i vedlegg 1.

Tabell 2-2 Forutsetninger for øvrige nordiske land i de ulike beregningsalternativene i 2030, TWh

		Produksjon	Brutto forbruk	Kraftbalanse
Sverige	NB Bane	183	157	25
	Ekspansivt	182	162	20
	Stramt	150	157	-6
Finland	NB Bane	105	101	4
	Ekspansivt	101	94	7
	Stramt	95	98	-3
Danmark	NB Bane	52	46	6
	Ekspansivt	43	44	-1
	Stramt	44	45	-1

Tabell 2-3 Forutsetninger om brenselpriser i beregningsalternativene, 2030

		NB Bane	Ekspansivt	Stramt
CO2	NOK/Tonn	200	618	271
Kull	NOK/MWh innfyrt	102	60	95
Gass	NOK/MWh innfyrt	194	221	261

Hvor stort volum Norge kan eksportere og importere avhenger både av utvekslingskapasitet, prisnivå og prisvariasjon. Dagens utvekslingskapasitet mellom Norge og andre land er 5500 MW, hvorav 700 MW er til Nederland. De øvrige nordiske landene har i underkant av 5000 MW til Kontinentet. Både Norges og Nordens utvekslingskapasitet er forsterket i alle beregningsalternativene. En mer detaljert drøfting av hvordan handel med elektrisitet fungerer er gitt i kapittel 14 i NOU 2012:9. Der er det også forklart hva som bestemmer prismønstret i termiske og vannkraftbaserte produksjonssystemer.

Tabell 2-4 Forutsetninger om utvekslingskapasitet i beregningsalternativene i 2030, MW

		2010	NB bane	Ekspansivt	Stramt
Norge		5500	11050	13655	9992
- hvorav ut av Norden		700	4200	4200	2100
Nordens samlede kapasitet til Kontinentet og UK		5600	12350	16525	12240

2.2 Beregningsalternativ 1 - Ekspansivt

Ekspansivt representerer et kraftsystem hvor både produksjon, forbruk og utveksling er vesentlig høyere enn i dag. Vi har et samlet produksjonsvolum på 183 TWh med et betydelig innslag av vind (29 TWh), og uregulerbar vannkraft (57 TWh). Samlet forbruk er 166 TWh, hvorav 77 TWh er jevnt forbruk over året og døgnet. Samtidig har energieffektivisering og klimaendringer redusert andelen vinterforbruk i husholdninger og tjenesteytende næringer.

Tabell 2-5 Produksjon, forbruk og balanse i Norden i *Ekspansivt* i 2030, TWh

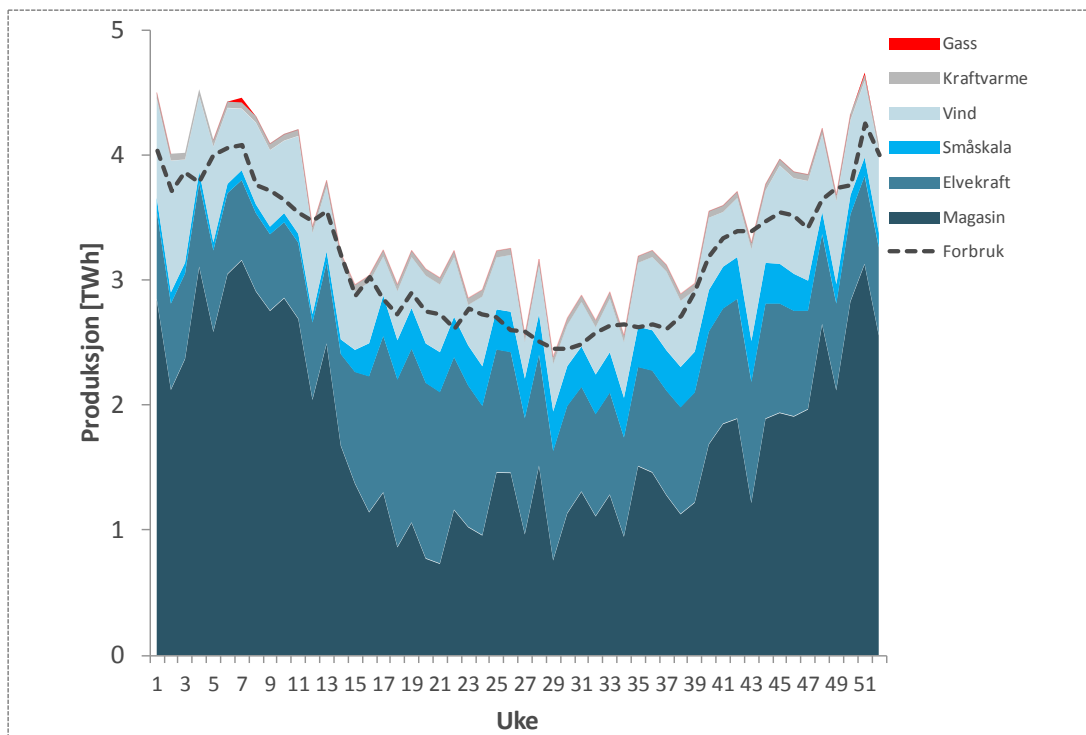
	Brutto forbruk	Produksjon	Kraftoverskudd (+)/underskudd (-)
Norge	166	183	17
Sverige	162	182	20
Finland	94	101	7
Danmark	44	43	-1
Sum	466	509	43

Det norske kraftoverskuddet på 17 TWh inngår i et nordisk kraftoverskudd på i alt 43 TWh. Norge har i dette alternativet en overføringskapasitet til utlandet på vel 13600 MW hvorav 4200 MW er forbindelser til Kontinentet og UK. Overføringsnettet i de andre nordiske landene er også styrket, og samlet kapasitet ut av Norden er på om lag 16500 MW.

Tabell 2-6 Overføringskapasiteter i *Ekspansivt* i 2030, MW

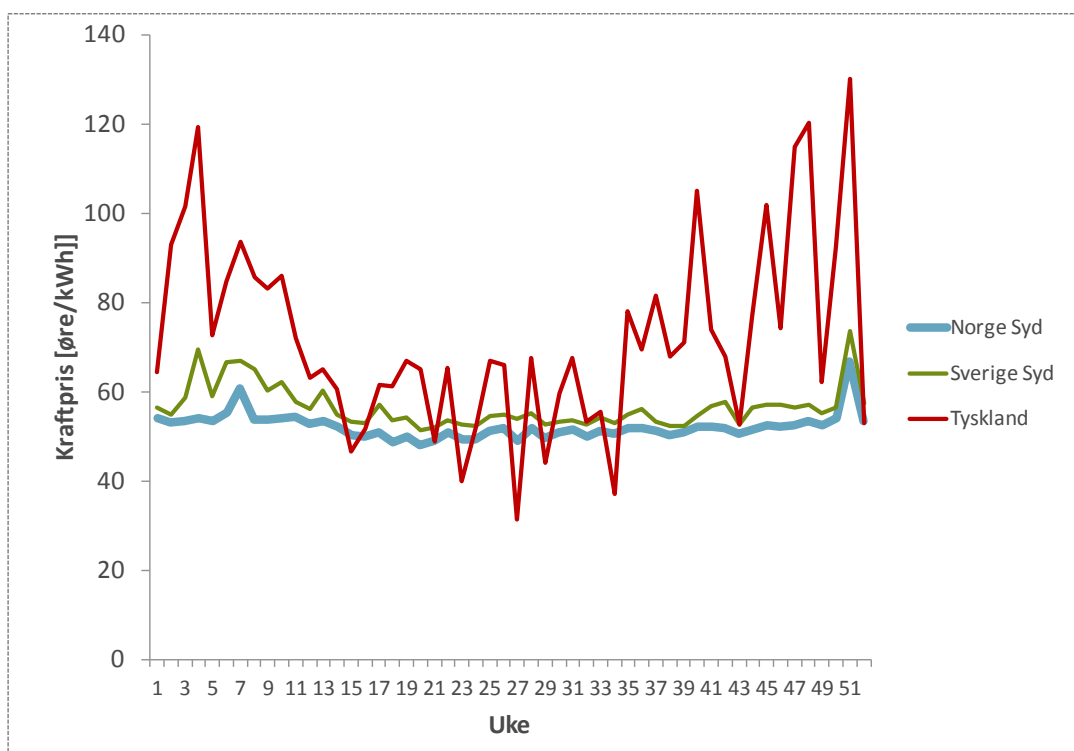
	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Totalt
Samlet utvekslingskapasitet (mellom land)	13655	17935	7200	11360	
- Hvorav ut av Norden	4200	3250	3000	6075	16525

Figur 2-1 viser hvordan sammensetningen av norsk produksjon varierer over året. Om vinteren dominerer vannkraftproduksjon fra magasinverkene, mens det på sommerstid er større innslag av uregulert vannkraftproduksjon. Vindkraftproduksjonen viser en sesongprofil (jf. figur 1-3), og gass benyttes kun i noen få timer. Differansen mellom samlet produksjon og forbruk angir eksport/import. Alle figurer og resultater er referert beregningsåret; 2030



Figur 2-1 Produksjon per uke fordelt på teknologi, og forbruk i Ekspansivt, TWh/uke

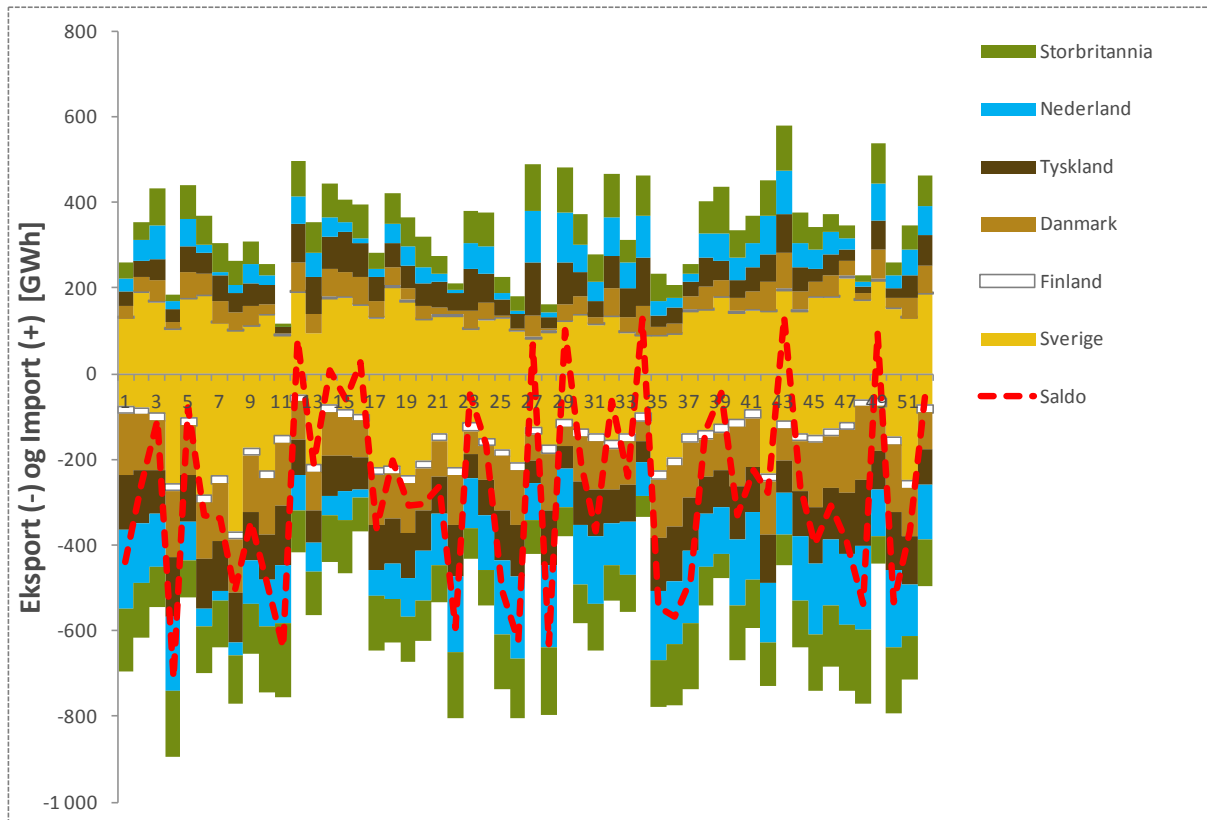
I gjennomsnitt over året ligger norske priser på 52 øre/kWh, mens svenske priser ligger marginalt høyere. På Kontinentet er gjennomsnittsprisen mellom 70 og 76 øre/kWh, mens den i UK er 84 øre/kWh. Sesongprofilen for prisene i Norge (syd), Sverige (syd) og Tyskland er illustrert i Figur 2-2.



Figur 2-2 Ukentlige priser i Ekspansivt, øre/kWh

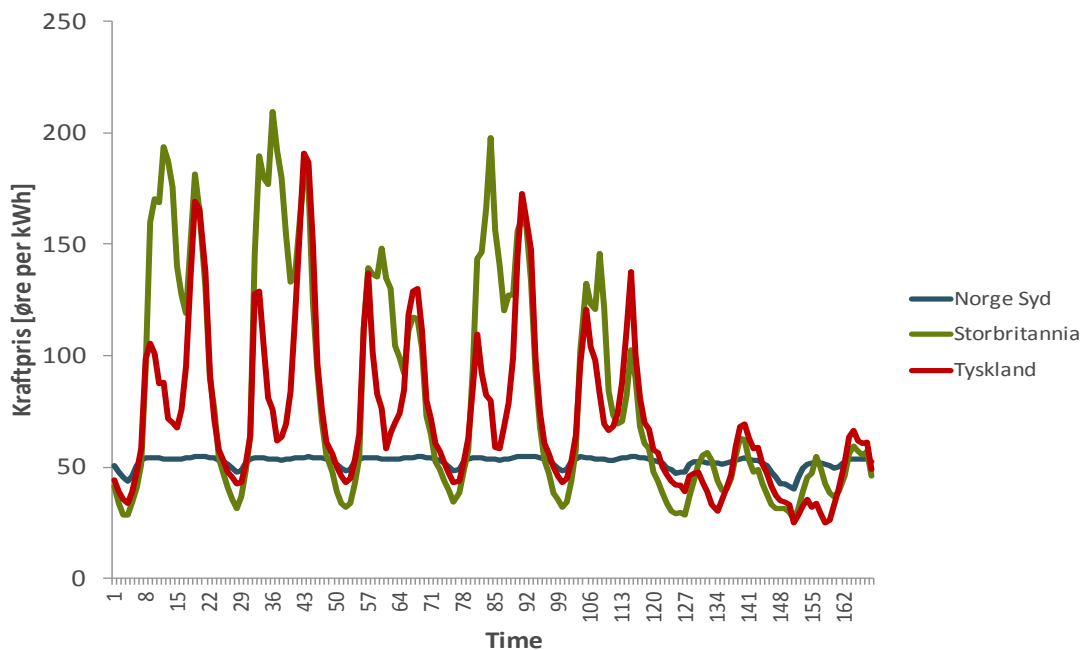
I det tyske systemet utgjør sol- og vindkraft en betydelig større andel av produksjonskapasiteten enn i dag, og store deler av gass og kullproduksjonen er renset for CO₂ (CCS). CCS er innført både på kull og gass. Det fører til mindre fleksibilitet i denne delen av det termiske produksjonsapparatet.

Prisene gir grunnlag for et sesongmønster i handelen med kraft som er illustrert i Figur 2-3. Positive verdier representerer import og negative verdier representerer eksport. Hver stolpe representerer samlet import og eksport per uke. Hvert land er representert med egen fargekode. Handelen med Sverige er omtrent i balanse. Det norske overskuddet eksporteres til Danmark, Kontinentet og Storbritannia. Sverige, som også har et stort overskudd, eksporterer dette gjennom egen utvekslingskapasitet mot Kontinentet og Finland.



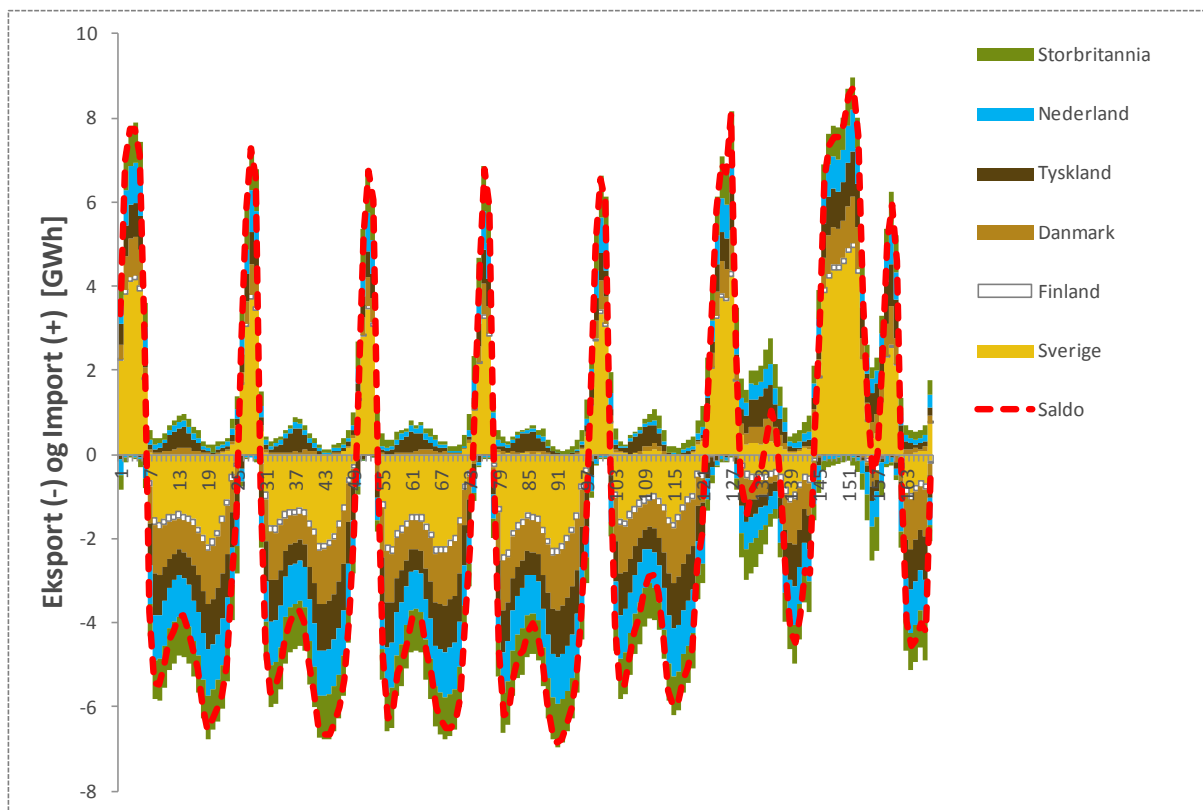
Figur 2-3 Utveksling per uke fordelt på land i Ekspansivt, GWh/uke

Timesprisene i Norge viser liten variasjon over døgnet og over uken. På samme måte som for sesonger klarer systemet ved hjelp av magasinene å flytte vann slik at prisene jevnes ut over døgnet, noe det termiske systemet ikke kan.



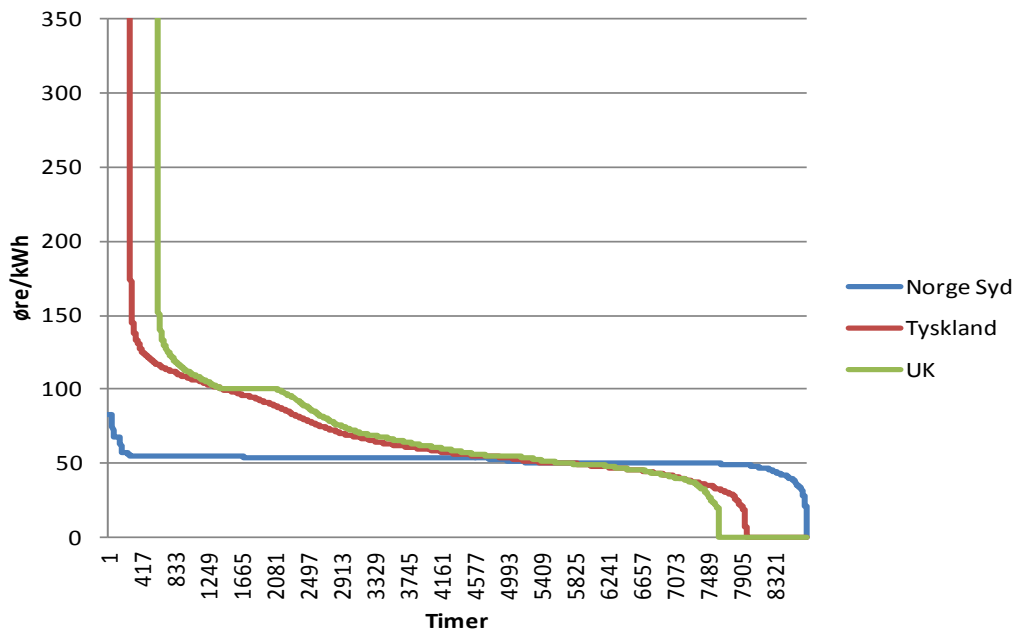
Figur 2-4 Gjennomsnittlige timepriser over uken i Ekspansivt, øre/kWh

Den ukentlige prisvariasjonen gir opphav til et utvekslingsmønster time for time gjennom uken som er illustrert i Figur 2-5.

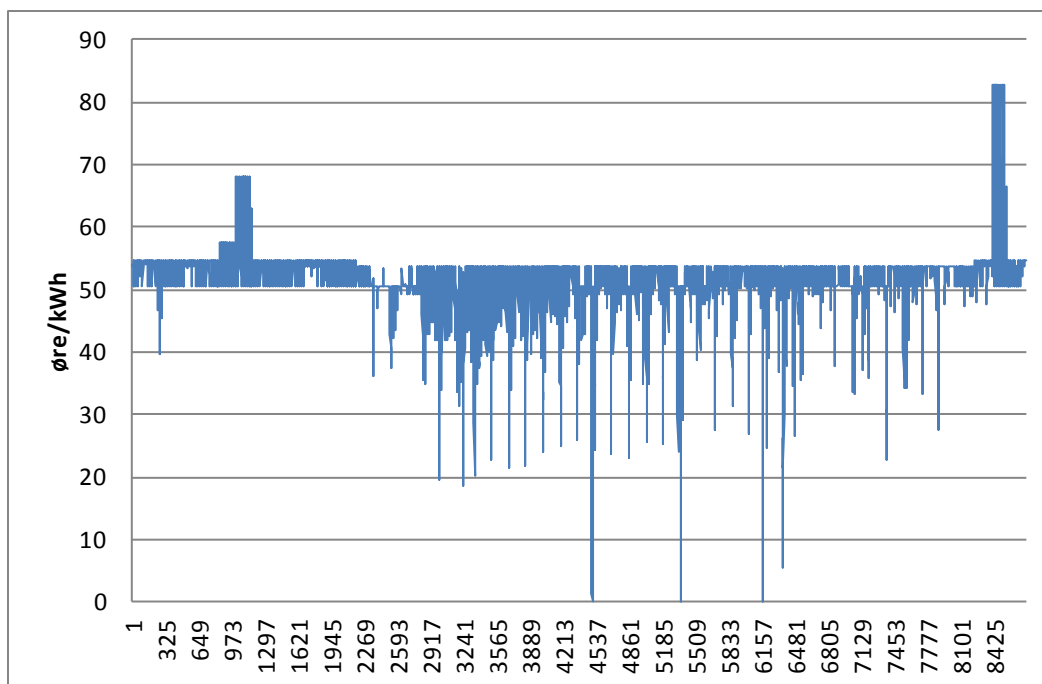


Figur 2-5 Handelsmønster gjennomsnittlig uke i Ekspansivt, GWh/time

Prisvariasjon kan også illustreres ved hjelp av en varighetskurve, hvor alle timepriser i løpet av et år er sortert fra høyest til lavest. Den norske varighetskurven har historisk vært ganske flat, fordi vannmagasinene gjør det mulig å jevne ut prisene mellom natt og dag og mellom sesonger. Det termiske systemet har større forskjell mellom høylast- og lavlastpriser. Varighetskurvene for norske, tyske og britiske priser er vist i Figur 2-6 nedenfor. Der kommer det fram at både det tyske og spesielt det britiske markedet har et betydelig innslag av null-priser. Null-priser betyr at kraften på marginen ikke har noen verdi, det vil si at produksjonsapparatet kan levere mer kraft uten at kostnadene stiger, men det er ikke behov for den innenlands og det er ikke ledig eksportkapasitet til land som kan bruke kraften. Modellen opererer ikke med negative priser. De norske prisene er høyere enn de tyske i 38 prosent av tiden, mens de er høyere enn britiske priser i 36 prosent av tiden.



Figur 2-6 Varighetskurve for norske, tyske og britiske priser i Ekspansivt, øre/kWh



Figur 2-7 Timepriser i Norge i Ekspansivt, øre/kWh

Figur 2-7 viser timepriser i Norge i kronologisk rekkefølge. Figur 2-6 og Figur 2-7 kan sees i sammenheng. De høye prisene i på vinteren i Norge i Figur 2-7 finner vi igjen til venstre i Figur 2-6, mens de lave prisene på sommeren, som inkluderer enkelte null-priser i det norske systemet, finnes igjen helt til høyre i Figur 2-7.

2.3 Beregningsalternativ 2 – Stramt

Motstykket til et overskuddssystem er et stramt kraftsystem med produksjonsunderskudd store deler av året. Alternativ 2 er designet for å illustrere konsekvenser av tørrår og bortfall av produksjon i Norden. Hvilke drivkrefter som kan lede Norge til en slik situasjon er drøftet i kapittel 9 i NOU 2012:9. I det integrerte systemet i Norden vil et underskudd i Norge kunne dekkes av et eventuelt overskudd i Sverige, Danmark og Kontinentet. Beregningsalternativet tar derfor utgangspunkt i en situasjon hvor det er underskudd i hele Norden. I Sverige er det forutsatt at kapasiteten i kjernekraftverkene er redusert med en tredjedel, noe som tilsvarer 25 TWh.

Produksjonen i Norge er på 148 TWh i dette alternativet. Vindkraftproduksjonen er 4 TWh, mens uregulert vannkraftproduksjon står for 46 TWh. Samlet forbruk er 151 TWh, og andelen av forbruk som ikke varierer over døgn og sesong utgjør 47 TWh. Kraftunderskuddet i Norge er på 3 TWh, mens det for Norden samlet er på 14 TWh.

Tabell 2-7 Produksjon, forbruk og balanse I Norden i *Stramt* i 2030, TWh

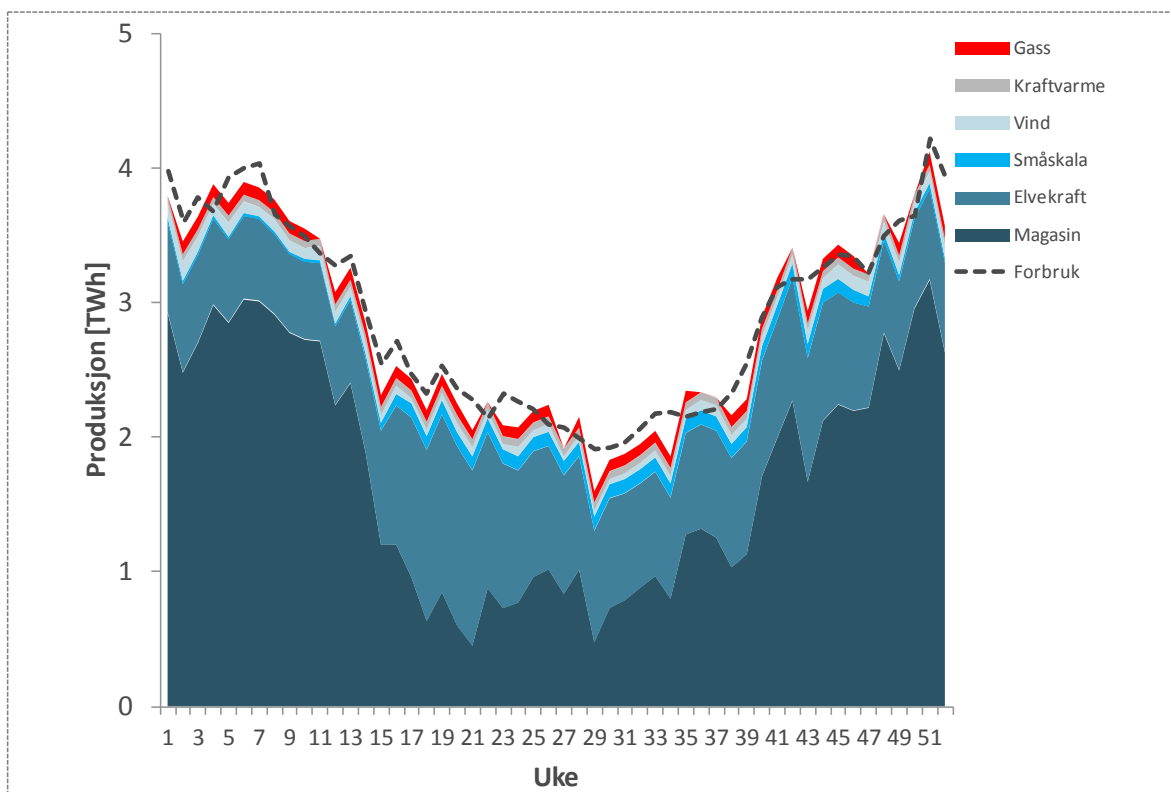
	Brutto forbruk	Produksjon	Kraftoverskudd (+)/underskudd (-)
Norge	151	148	-3
Sverige	157	150	-6
Finland	98	95	-3
Danmark	45	44	-1
Sum	451	438	-14

Norge har en samlet overføringskapasitet til utlandet på 10 000 MW i dette alternativet hvorav 2100 MW går til land utenfor Norden. Samlet har landene i Norden en overføringskapasitet til Kontinentet og UK på 12240 MW.

Tabell 2-8 Overføringskapasiteter i *Stramt* i 2030, MW

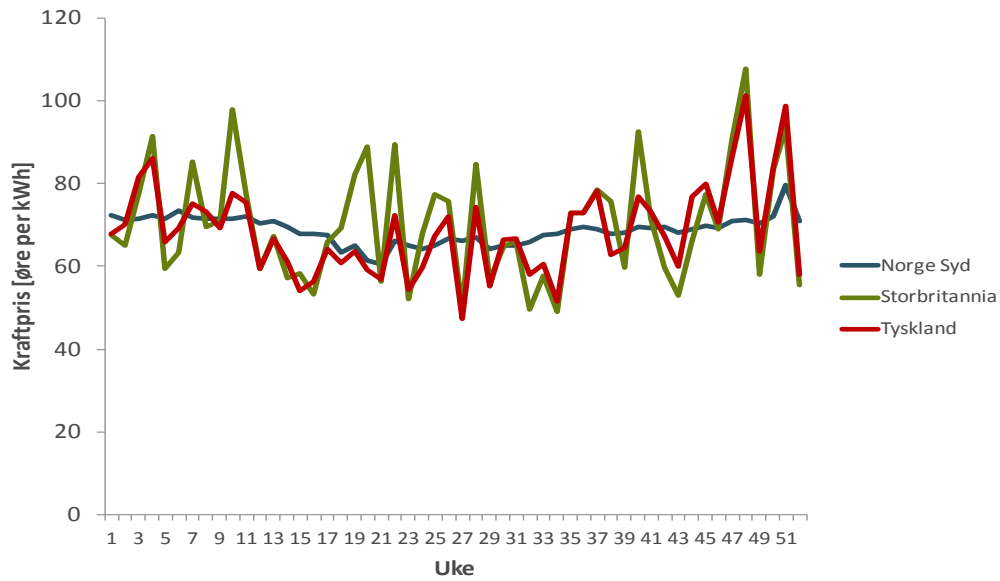
	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Totalt
Samlet utvekslingskapasitet (mellom land)	9992	14388	6360	9056	
- Hvorav ut av Norden	2100	2640	3000	4500	12240

Alle figurer og resultater nedenfor er referert beregningsåret; 2030. Kraftproduksjonen fordeler seg over året på ulike teknologiene som vist i Figur 2-8. I *Stramt* spiller gasskraft en større rolle og produserer hele året. Vindkraftproduksjonen er moderat og den uregulerte produksjonen domineres av vannkraft. Differansen mellom samlet produksjon og kurven som viser forbruk angir utvekslingsretning. Norge har netto import i de fleste ukene gjennom året.



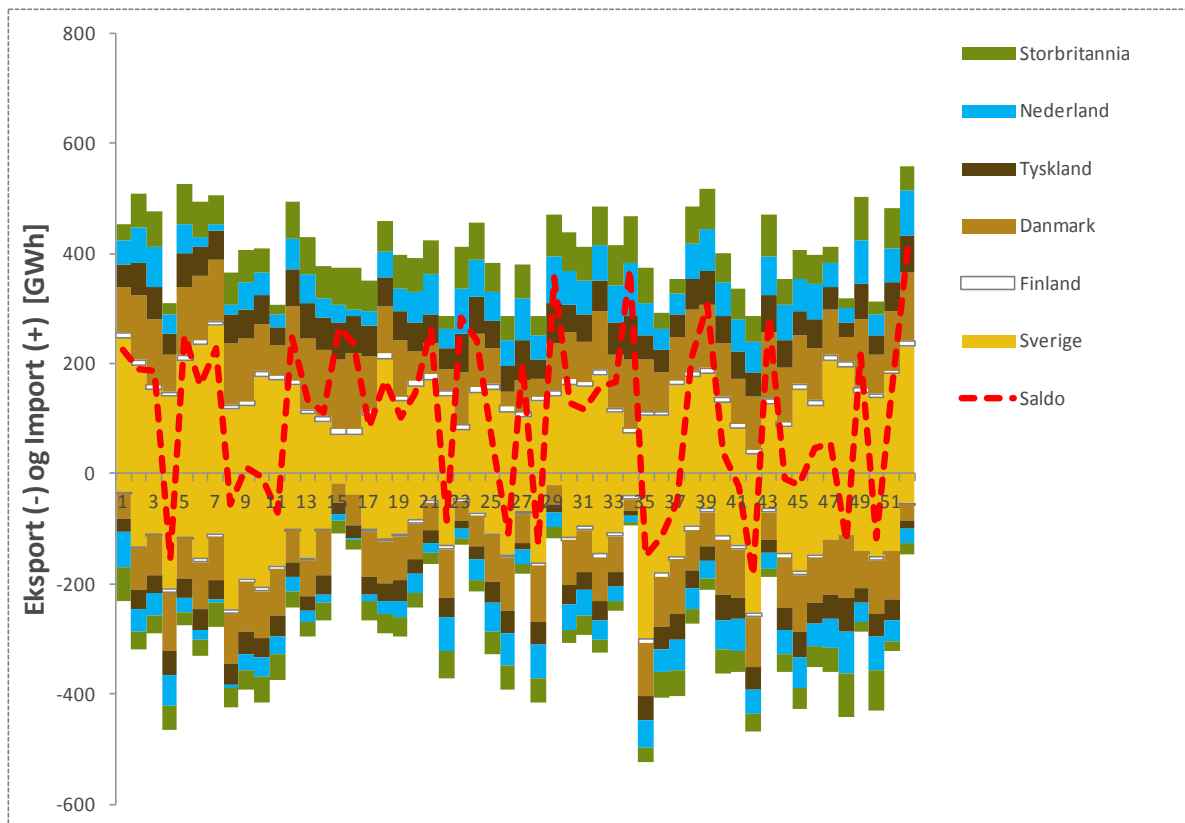
Figur 2-8 Produksjon per uke fordelt på teknologi, og forbruk i *Stramt*, TWh/uke

Den norske gjennomsnittsprisen er i dette alternativet 70 øre/kWh, og ligger i overkant av den tyske prisen, som er 68 øre/kWh. Med et norsk (og svensk) kraftunderskudd må kraft importeres fra andre land for å oppnå balanse mellom tilgang og anvendelse. Kraftflyten på utenlandsforbindelsene går imidlertid kun i retning Norge i timer hvor norsk kraftpris er høyest. For å få netto import må norsk pris være høyere enn tysk pris mer enn halve tiden. Figur 2-9 viser hvordan de ukentlige gjennomsnittsprisene i Norge, Tyskland og Storbritannia varierer over året.



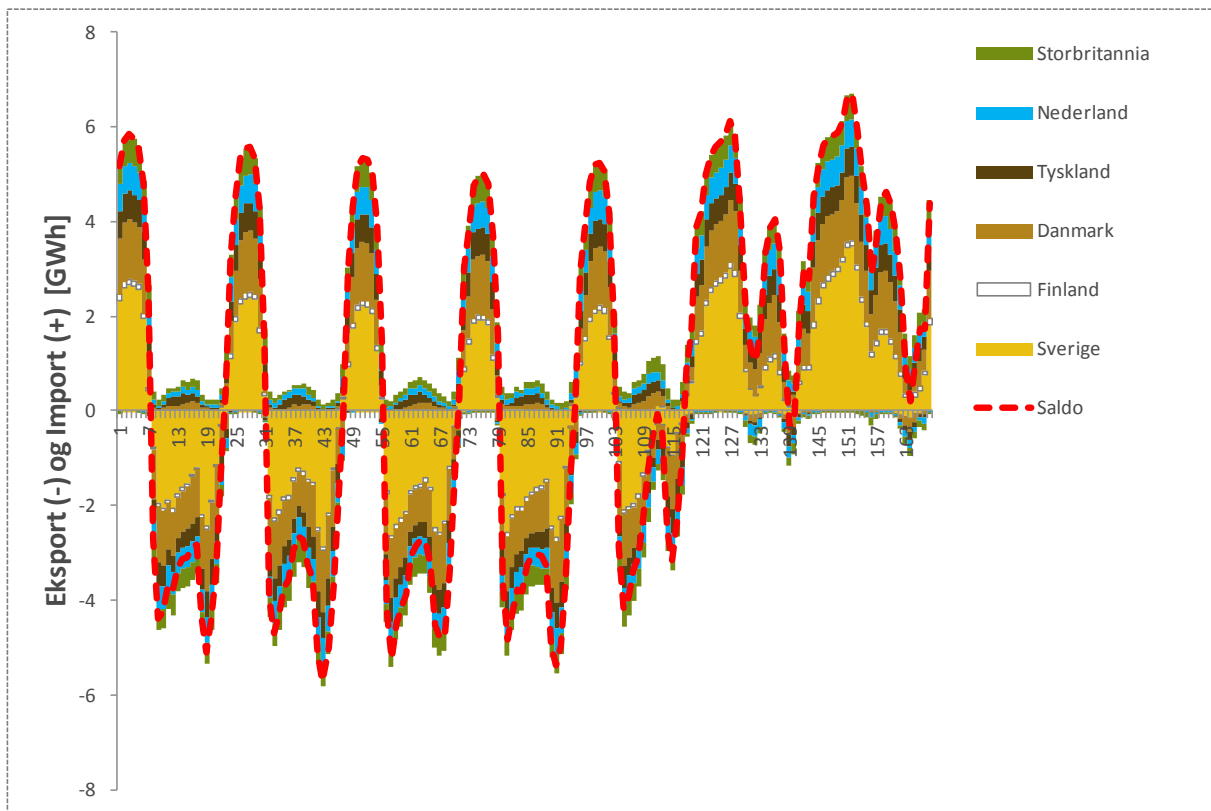
Figur 2-9 Ukentlige priser i Stramt, øre/kWh

Den ukentlige utvekslingen domineres av handelen med Sverige som Norge har størst utvekslingskapasitet til, men et betydelig volum utveksles også over de kontinentale forbindelsene i Stramt.



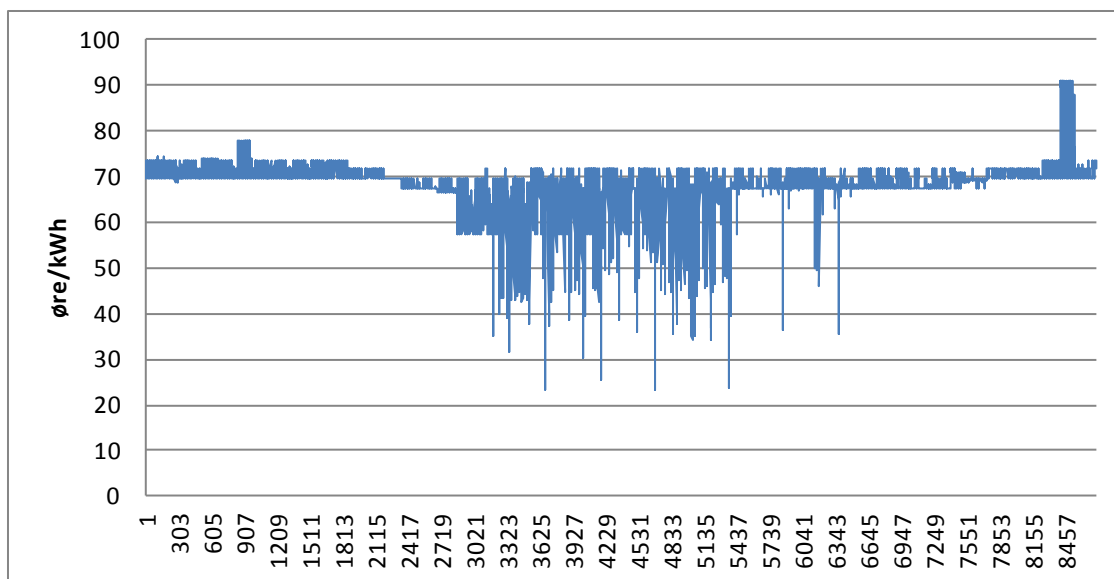
Figur 2-10 Handelsmønster over sesonger i Stramt, GWh/uke

Over året er Norge i en netto importsituasjon mot alle handelspartnere. Det skjer imidlertid en omfattende utveksling av kraft gjennom uken. Figur 2-11 illustrerer dette. Naturlig nok dominerer handelen med Sverige. På nattestid er det import fra alle handelspartnere, mens det er eksport over alle forbindelser på dagtid.



Figur 2-11 Handelsmønster over uken i Stramt, GWh/time.

Den stramme kraftbalansen både i Norge og Norden, tilsier at prisene i Norge må ligge over prisene hos våre handelspartnere for å få tilstrekkelig import på de dager og timer hvor vi trenger det. I dette alternativet er norske priser høyere enn de tyske og britiske priser i 60 prosent av tiden. Uregulert produksjon presser fortsatt ned prisen i enkelte timer om sommeren, selv med et betydelig importbehov totalt sett, se Figur 2-12.



Figur 2-12 Norske timepriser i Stramt, øre/kWh

2.4 Beregningsalternativ 3 - NB bane

Dette alternativet representerer en trendforlengelse av dagens produksjons- og forbrukssystem.

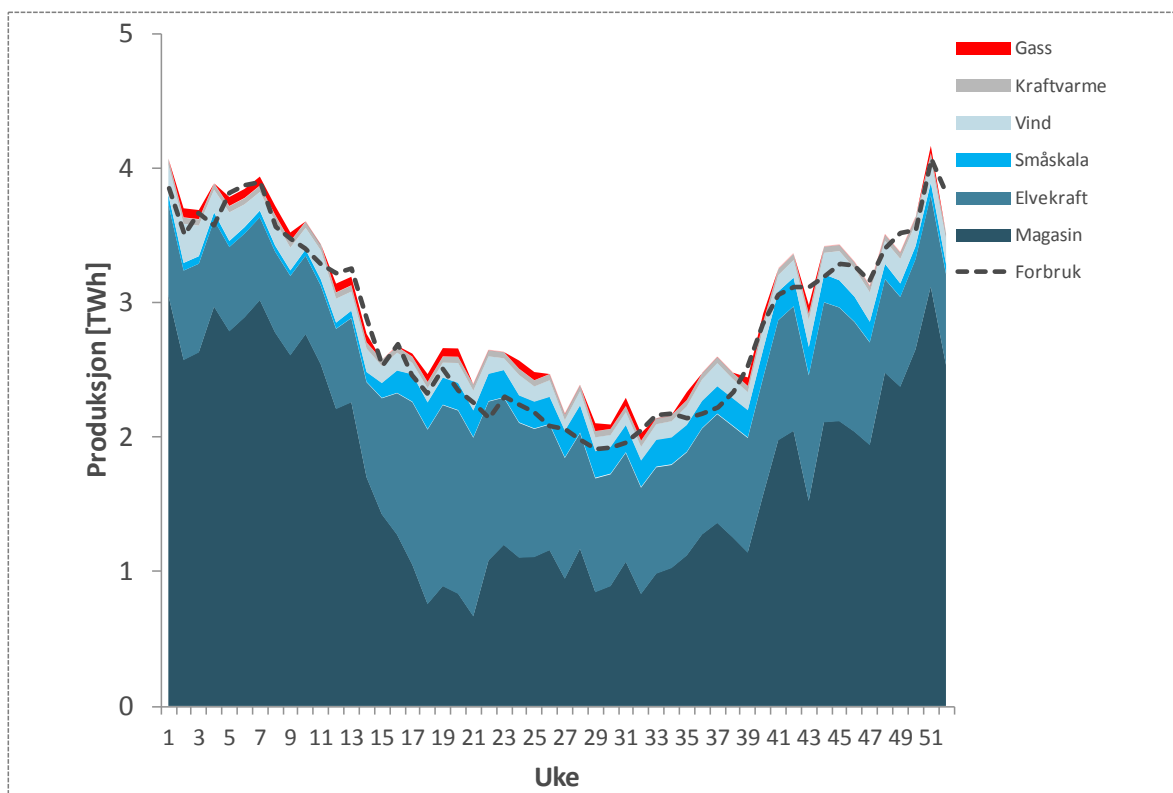
I den makroøkonomiske modellen balanseres kraftmarkedet gjennom endogen import av elektrisitet til en gitt "importpris", det vil si at det ikke er noen begrensninger på importmulighetene. For å være tro mot denne forutsetningen er det i NB bane lagt inn rikelig med overføringsforbindelser, slik at kapasiteten ikke begrenser handelen i kraftmarkedsanalysen.

I Norge er samlet elektrisitetsproduksjon 154 TWh. Forbruket er 148 TWh, noe som gir Norge et moderat kraftoverskudd. Forutsetningene om forbruk og produksjon i de øvrige Nordiske landene er tilpasset IEAs "Current policy" scenario.

Tabell 2-9 Produksjon, forbruk og balanse I Norden i NB bane i 2030, TWh

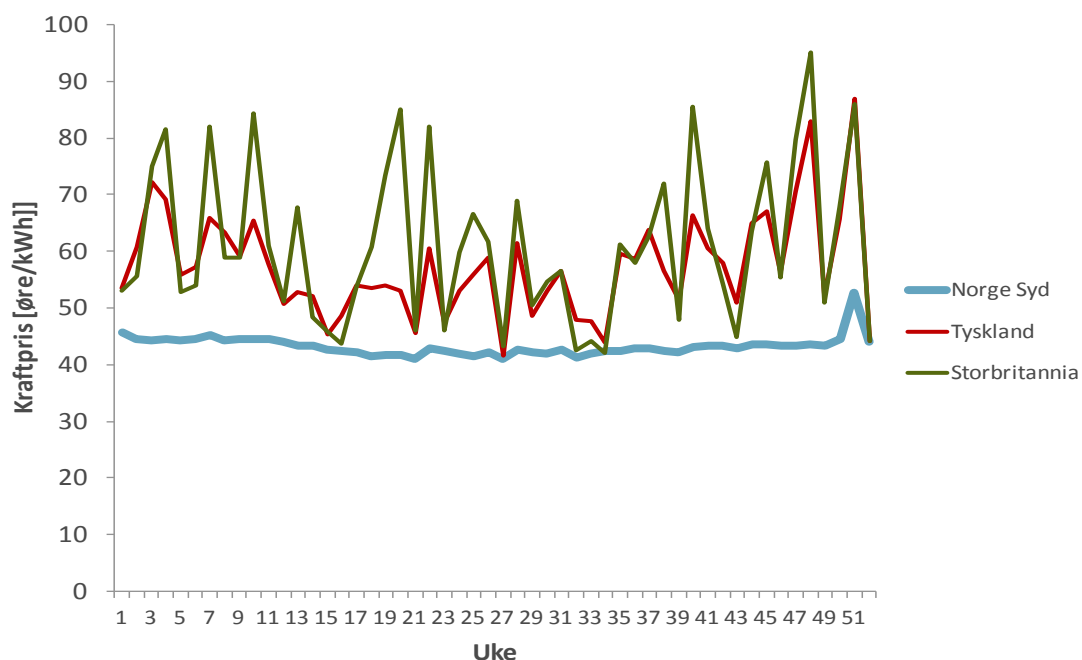
	Brutto forbruk	Produksjon	Kraftoverskudd (+)/ underskudd (-)
Norge	148	154	6
Sverige	157	183	25
Finland	101	105	4
Danmark	46	52	6
Sum	453	494	41

På samme måte som for Ekspansivt og Stramt er alle figurer og resultater referert beregningsåret 2030. Figur 2-13 viser hvordan sammensetningen av produksjonen varierer over året. Figuren viser at dette er et system hvor gasskraft er lønnsomt i store deler av året, selv med en positiv kraftbalanse i hele Norden. Det skyldes at gassprisen er relativt lav i dette alternativet.



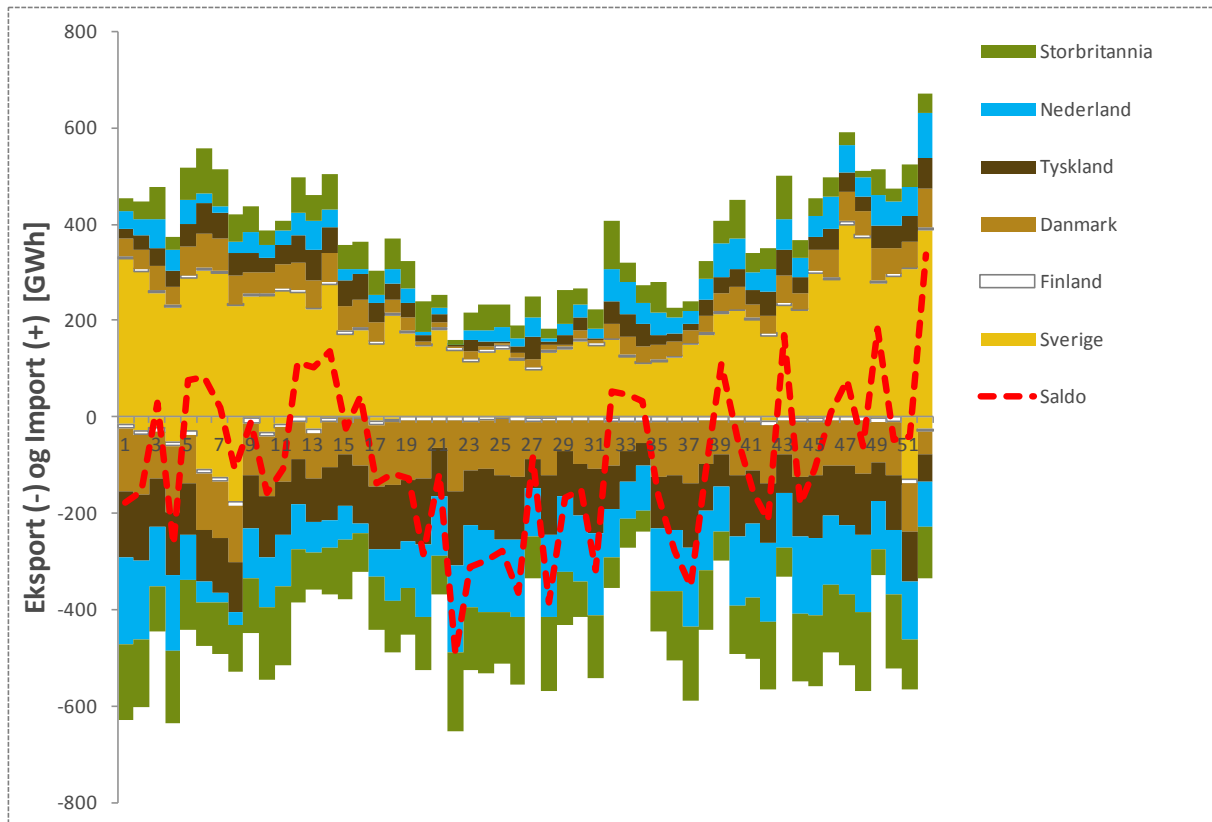
Figur 2-13 Produksjon fordelt på teknologi, og forbruk over året, TWh/uke, NB bane

Det nordiske kraftoverskuddet er over 40 TWh, og norske, svenske og finske gjennomsnittspriser ligger på 44 øre/kWh. Beregningene viser liten prisvariasjon mellom sesongene.



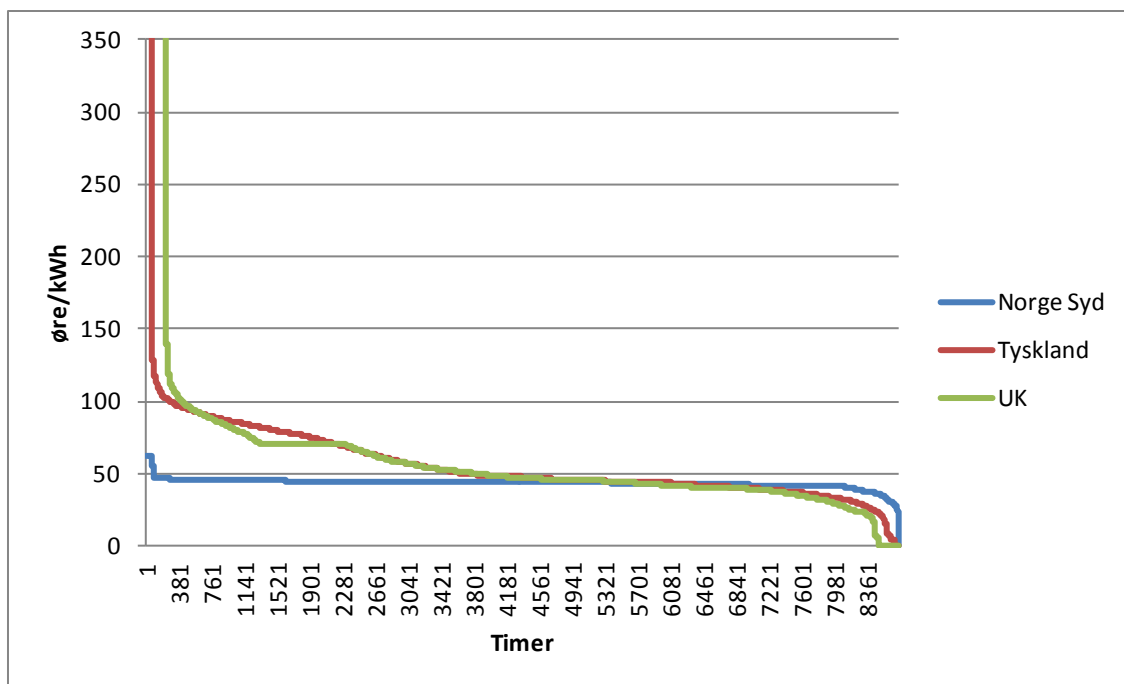
Figur 2-14 Gjennomsnittlig ukepriser i NB bane, øre/kWh

Det svenske kraftoverskuddet er i stor grad bestemmende for kraftflyten, og en stor del av Sveriges overskudd kanaliseres gjennom Norge og videre mot Kontinentet.



Figur 2-15 Sesongmønster i utvekslingen av kraft i NB bane, GWh/uke

Det er relativt like gjennomsnittspriser i Norge, Sverige og Finland i dette beregningsalternativet. Norske priser er høyere enn de tyske i 27 prosent av tiden og høyere enn britiske priser 34 prosent av tiden.



Figur 2-16 Varighetskurve for norske, tyske og britiske priser, NB bane, øre/kWh

3 Sensitivitetsanalyser

I valg av sensitiviteter er det lagt vekt på å illustrere effektene av forhold som setter kraftsystemet på prøve. Både nedbørsfattige og nedbørsrike år gir aktuelle utfordringer, det samme gjelder redusert utvekslingskapasitet og mindre kjernekraftproduksjon i Sverige.

Alternativene som er valgt er:

- 1) Tilsig:
 - a. Mer tilsig: 15 prosent økning i vannkraftproduksjonen, økt proporsjonalt over året.
 - b. Mindre tilsig: 15 prosent reduksjon i vannkraftproduksjonen, redusert proporsjonalt over året
- 2) Vindkraftproduksjon
 - a. Mye vind: Et år med mye vind er modellert ved å øke vindkraftproduksjonen med 15 prosent. Dersom dette skjer i et vått år, bidrar det til å forsterke presset nedover på prisene.
 - b. Redusert vind: Et år med lite vind er modellert ved å redusere vindkraftproduksjonen med 15 prosent. Dersom dette skjer i et tørt år bidrar dette til å forsterke presset oppover på prisene.
- 3) Redusert kjernekraftproduksjon: 30 prosent redusert kapasitet (23 TWh) utover det som er antatt i utgangspunktet.
- 4) Svakere nordisk nett: Her reduseres kapasiteten i internt nett i alle nordiske land, samt overføringskapasiteten mellom dem. I tillegg reduseres utvekslingskapasiteten mot Kontinentet fra de øvrige land i Norden. Antall MW er ulikt for de ulike beregningsalternativene, da de har forskjellig nettkapasitet i utgangspunktet. Mindre utvekslingskapasitet fra øvrige nordiske land illustrerer det norske kraftsystemets sårbarhet

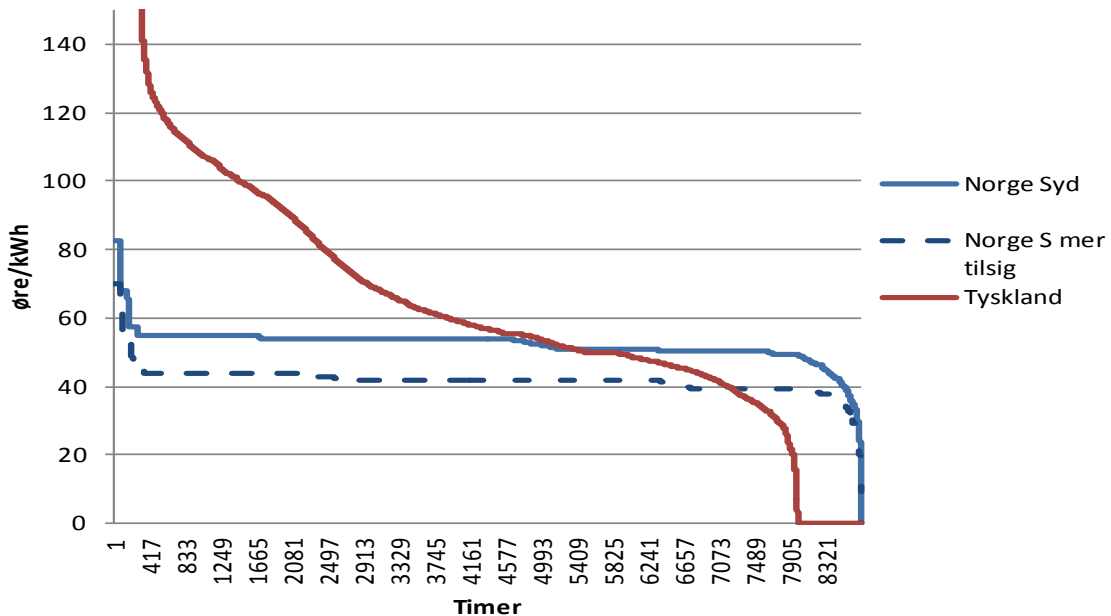
overfor andre lands valg av utvekslingskapasitet. Med et integrert kraftsystem er det ikke bare egne valg som avgjør robusthet i systemet.

- 5) Færre norske kabler: Her er det kun Skagerrak 4 mot Danmark og Syd-Vestlinken mot Sverige som bygges. Norges utvekslingskapasitet mot Kontinentet er da kun dagens forbindelse mot Nederland på 700 MW.

3.1 Sensitivitetsanalyser i Ekspansivt

Et nedbørsrikt år i et kraftsystem som allerede har et overskudd, fører til at norske kraftpriser presses nedover. Dette er nødvendig for å muliggjøre økt eksport, redusert termisk produksjon og for at forbruk med lav betalingsvilje skal ønske å øke bruken av elektrisitet. I disse beregningene er forbruket ikke prisfølsomt. I modellen løses derfor økte tilsig ved redusert termisk produksjon, ved eksport, og eventuelt ved økt spill av vannkraft. I denne sensitivitetsanalysen er det forutsatt en økning i tilsiget på 15 prosent i Norge og resten av Norden. Dette øker overskuddet i Norge til 37 TWh og for Norden samlet til 75 TWh.

Økt tilsig fører til en reduksjon i den norske gjennomsnittsprisen på 11 øre/kWh. Varighetskurven for prisen blir lavere, som vist i figur 3-1. Antall timer hvor norske priser er høyere enn tyske priser faller fra 37 til 20 prosent.

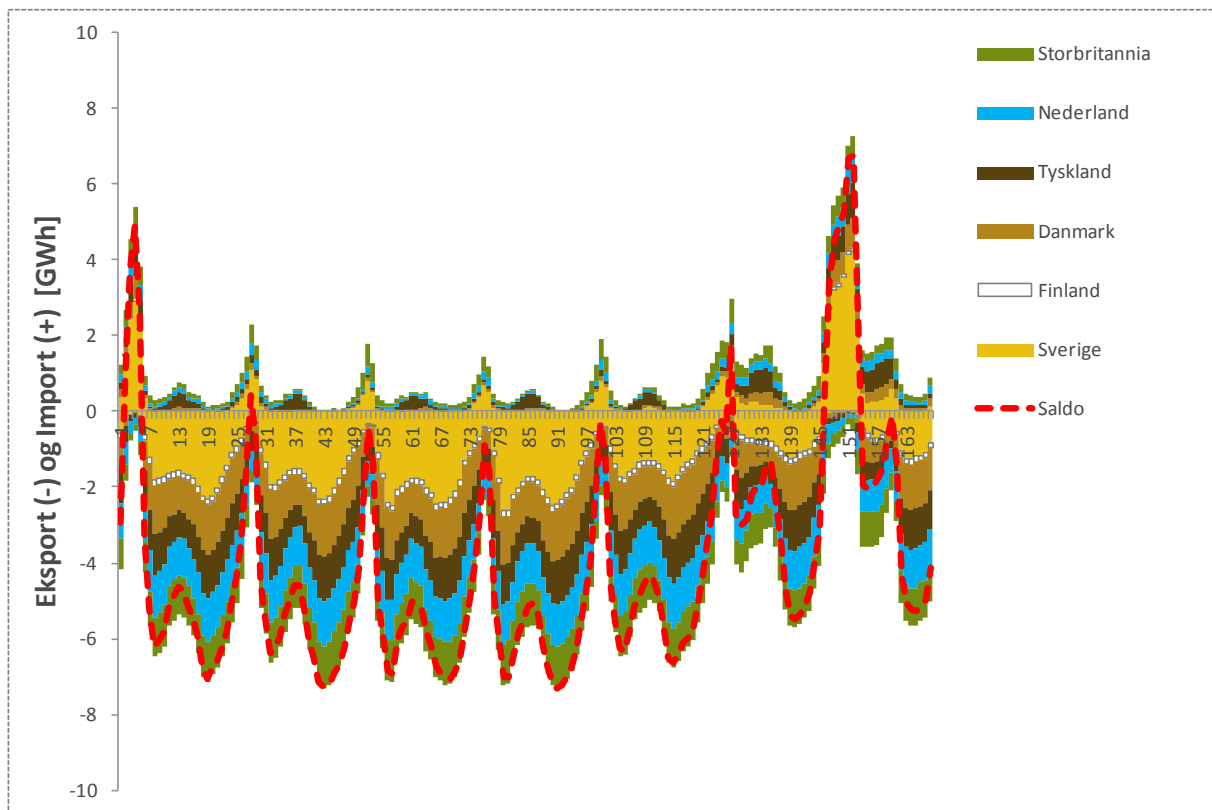


Figur 3-1 Effekten på varighetskurven av økt tilsig i Ekspansivt, øre/kWh

Den store utvekslingskapasiteten ut av Norge og Norden gjør at kraftsystemet håndterer overskuddet. Prisfallet gir i en omfordeling av inntekter innenlands mellom produsenter, som får mindre betalt for produksjonen, og konsumenter som får billigere strøm. I tillegg blir eksportinntektene lavere.

Det termiske systemet har lave priser om natten og i helger. Økt netto eksport i et nedbørsrikt år må skje ved at prisen i Norge går ned slik at det blir flere timer hvor Norge har lavest pris (mer eksport) og færre timer hvor Norge har høyest pris (mindre import). Økt overskudd i Norge vil i dette alternativet begrense Sveriges muligheten til å kanalisere sitt overskudd via Norge. Flyten fra Sverige kanaliseres i større grad mot Danmark, Finland Tyskland og Polen. Handelsmønsteret over uken viser

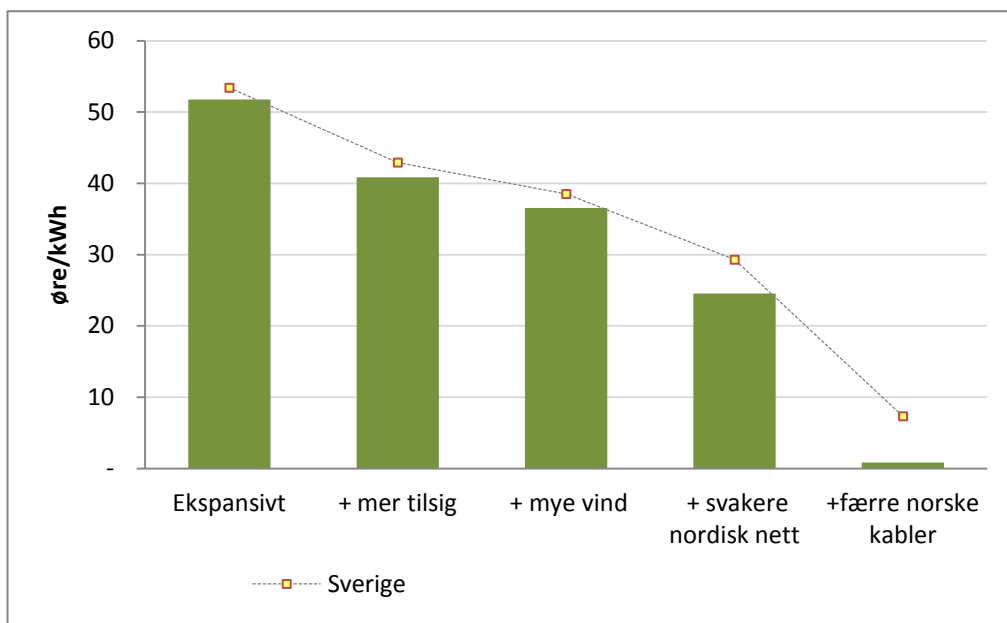
at Norge eksporterer kraft gjennom store deler av døgnet på hverdager, mens det importeres kraft på nattestid i helgen, jf. figur 3-2.



Figur 3-2 Handel fordelt på time i uken i et våttår i Ekspansivt, GWh/uke

Sensitivitetsanalysene er i det følgende foretatt additivt. Det betyr at økt vindkraftproduksjon er lagt til i det våte scenarioet, og svakere nordisk nett er lagt til i et vått og vindrikt år og så videre. Et svakere nordisk nett representerer her en reduksjon i overføringskapasiteten mot Sverige med 2500 MW og en redusert kapasitet mot Kontinentet med 4175 MW fra de andre landene i Norden. I ”færre norske kabler” er det kun Skagerrak 4 og sydvestlinken som blir bygd av økt utvekslingskapasitet fra Norge.

Økt tilsig reduserte prisen i Ekspansivt med 11 øre/kWh i gjennomsnitt over året. Får man i tillegg et vindrikt år reduseres prisene med ytterligere 4 øre/kWh. Med et svakere nordisk nett faller gjennomsnittsprisen over året til under 25 øre/kWh, og antall timer med null-priser øker. Dersom det heller ikke bygges utvekslingskapasitet til Kontinentet utover dagens forbindelser fra Norge, kollapser prisene i Norge (og Sverige).



Figur 3-3 Effekt på norske (og svenske) priser av ulike sensitivitetsanalyser i Ekspansivt, øre/kWh

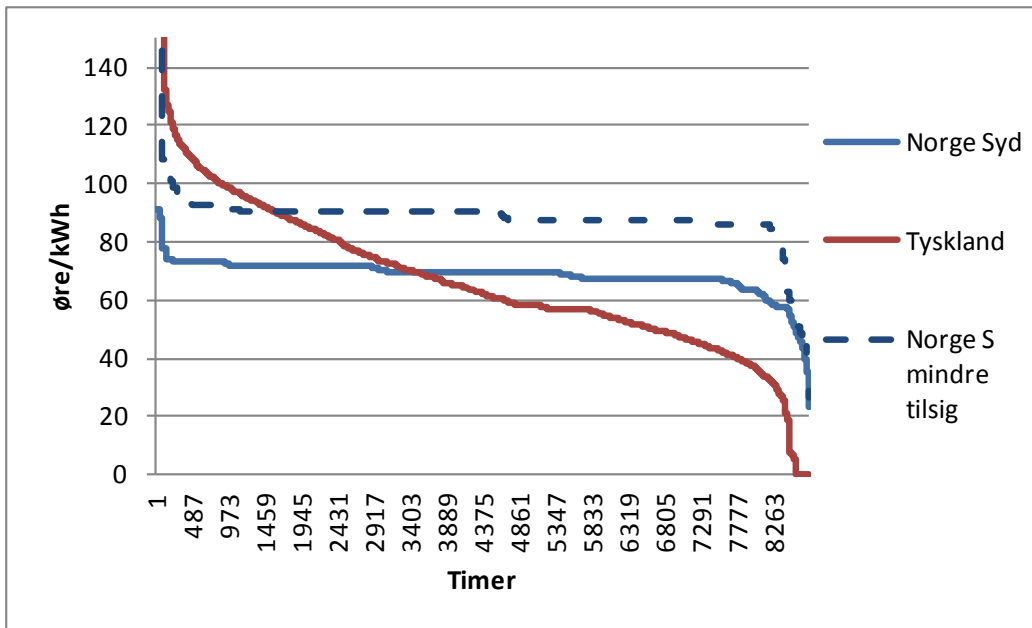
Ekspansivt er karakterisert ved et stort norsk og nordisk kraftoverskudd. Beregningene indikerer at med den handelskapasiteten som er lagt til grunn kan Norge (og Norden) eksporterer et betydelig ekstra overskudd i et år med store tilsig og stor vindkraftproduksjon. Med et svakere nett ut av Norden blir utfordringene betydelig større i et vått og vindrikt år. Det er verdt å merke seg at selv i eksemplet til høyre (+ færre norske kabler) er handelskapasiteten i Norden og ut av Norden større enn i dag.

I modellsimuleringen faller prisene jevnt over året. I praksis vil nok prisfallet komme tidlig vår og bli større om sommeren. Siden modellen vet om det store tilsiget på forhånd klarer den å disponere vannet i magasinene meget effektivt. I praksis vil man ha en mer ujevn fordeling av nedbør og mer ujevn magasinbeholdning og det vil være stor usikkerhet om hvor store tilsig som kommer. Flexibiliteten i vannkraftsystemet kan derfor ikke utnyttes like godt i virkeligheten

3.2 Sensitivitetsanalyser i Stramt

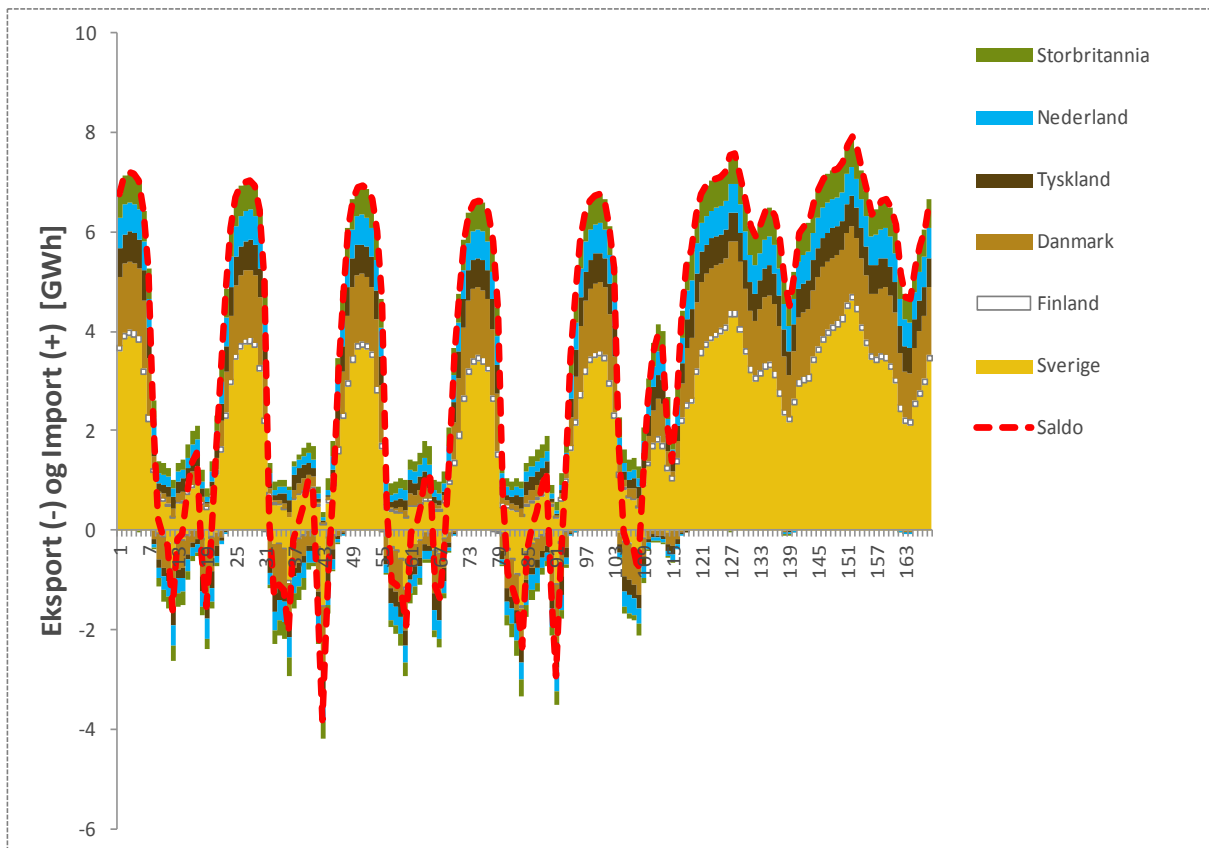
Lite tilsig vil være en utfordring med en stram kraftbalanse og spesielt utfordrende dersom dette også er situasjonen i Sverige. I dette alternativet er tilsiget redusert med 15 prosent i hele Norden. Dette gir en norsk produksjon på 121 TWh og det samlede nordiske kraftunderskuddet øker fra 14 til 44 TWh.

Et slikt tørt år fører til en markant prisøkning i det nordiske systemet. Gjennomsnittsprisen i Norge er på 93 øre/kWh, en økning på 23 øre sammenliknet med utgangspunktet. Figuren nedenfor illustrer effekten av et tørrår med varighetskurver for prisen. Den norske varighetskuven skifter oppover i diagrammet og vi får flere timer hvor norske priser er høyere enn prisene på Kontinentet. Norske priser er høyere enn de tyske (og britiske) priser i 85 prosent av tiden.



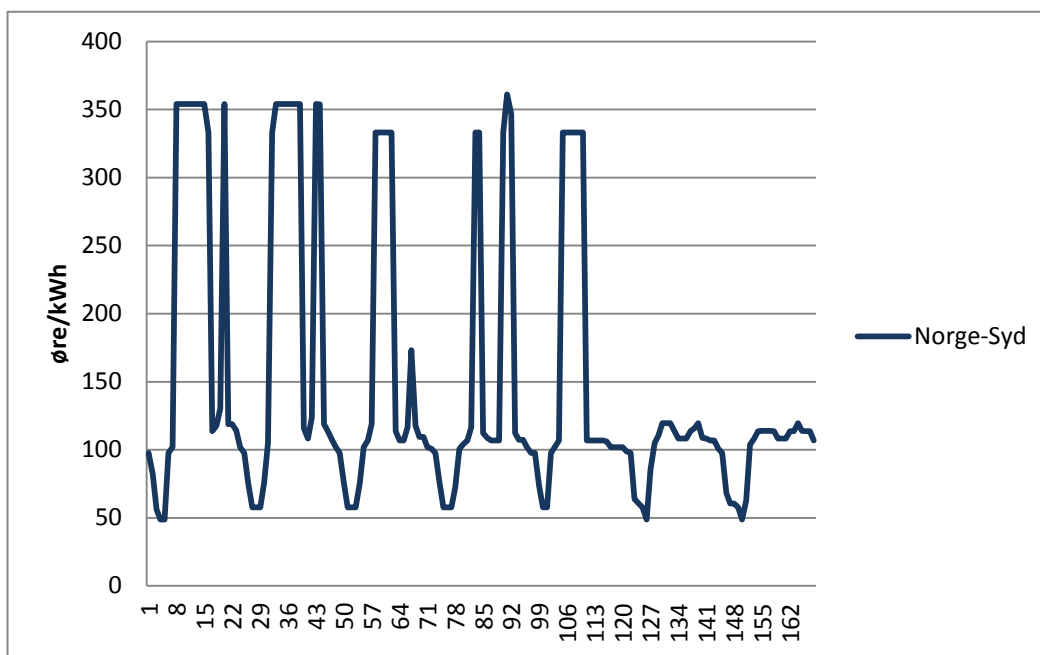
Figur 3-4 Skift i norsk varighetskurve av mindre tilsig i Stramt, øre/kWh

Overføringskapasiteten mellom Norge og andre land er nærmere 10 000 MW. Full import gjennom hele uken representerer en import på 1670 GWh. Selv med lite tilsig i et stramt system er importen i løpet av en uke aldri høyere enn vel 1150 GWh. Handelsmønsteret over uken viser at det fortsatt eksporteres noe kraft på dagtid i et tørrår, og at i helgene preges av ensidig import.

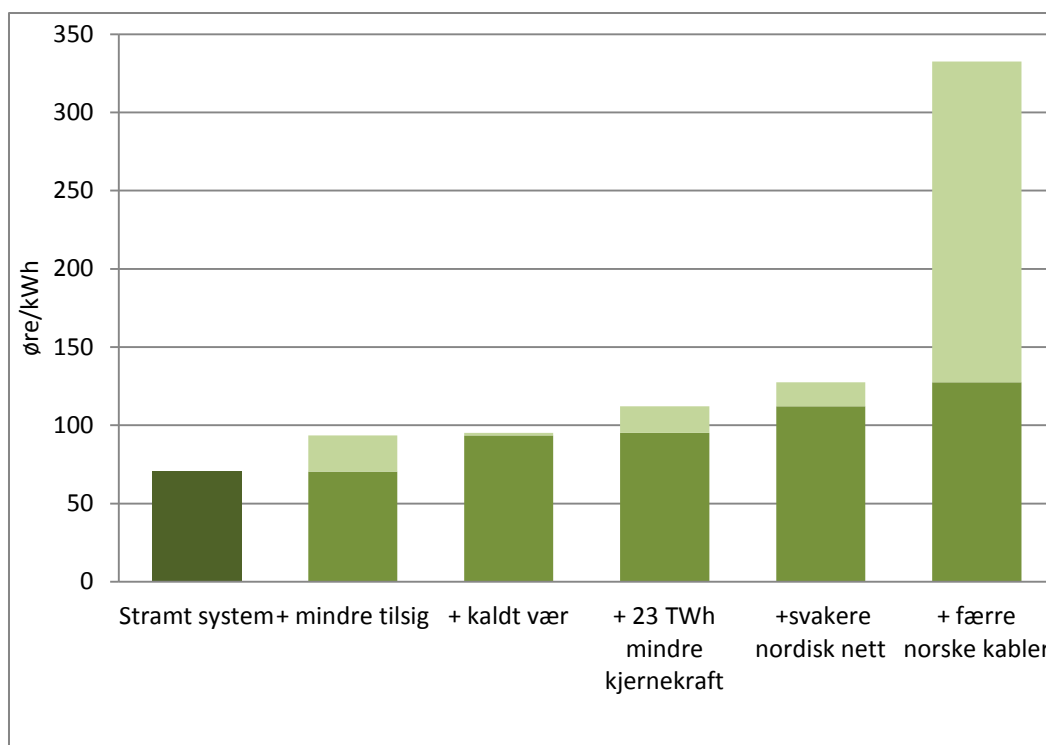


Figur 3-5 Handel fordelt på timer i uken med mindre tilsig i Stramt, GWh/uke

På samme måte som i Ekspansivt er sensitivitetsanalysene gjennomført additivt. Første trinn er å analysere effekten av en kald vinter i et tørrår. Modellresultatene viser at dette presser prisene marginalt oppover. Dersom man i et kaldt og tørt år i tillegg har mindre kjernekraftproduksjon i Norden kan dette gi et betraktelig press oppover i prisene. Vi har eksemplifisert dette ved en reduksjon på 23 TWh i svensk kjernekraftproduksjon. En slik redusert kapasitet vil i et tørrår øke den norske gjennomsnittsprisen til 112 øre/kWh over året. Kraftimporten fra Sverige reduseres på grunn av bortfallet av svenske kjernekraft, og Norge øker importen ytterligere på utvekslingsforbindelsene mot Kontinentet. Neste skritt er å legge til en restriksjon hvor det nordiske nett er betydelig svakere og hvor de andre landene i Norden har færre utenlandsforbindelser. Dette øker den norske gjennomsnittsprisen med ytterligere 15 øre/kWh. Til sist fjernes nye norske forbindelser til land utenfor Norden, mens Skagerrak 4 og Syd-Vestlinken fortsatt antas å bli bygget. Dette gir høye effektpriser i Norge vinterstid, samtidig som uregulert kraftproduksjon og magasinverk med lav vannverdi fortsatt preger prisene på nattetid i sommerhalvåret, jf. figur 3-6.



Figur 3-6 Timepriser i utvalgt sommeruke i Stramt med alle restriksjoner, øre/kWh



Figur 3-7 Effekt på norske priser av ulike sensitivitetsanalyser i Stramt, øre/kWh

Sensitivitetsanalysene av et stramt kraftsystem viser sårbarhet i forhold til tørrår, nettinvesteringer og Norges og andre nordiske lands valg av utenlandsforbindelser. Jo større det norsk-svenske underskuddet er, jo større andel må importeres til kontinentale priser. Når importbehovet blir så stort at det også må importeres i høylasttimer, må prisene i Norge være over de høyeste prisene hos handelspartnerne. I situasjonen med færre norske kabler presses norske priser også over dette nivået en del av tiden, og forbruket rasjoneres.

Høye kraftpriser vil i virkeligheten bidra til at forbruket reduseres, også før man når et ekstremt nivå, som til høyre i figur 3-7. En reduksjon i kraftforbruket i kraftintensiv industri kan for eksempel redusere underskuddet vesentlig både i Norge og i Norden.

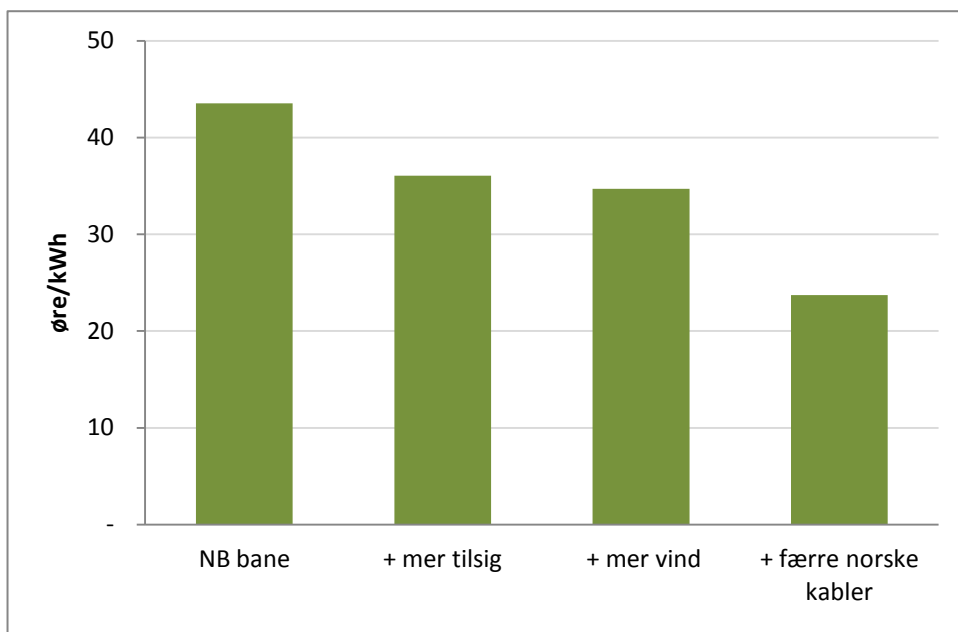
I dette framtidssbildet vil fleksibilitet på forbrukssiden være viktig for å opprettholde robustheten i systemet. God utvekslingskapasitet ut av Norden, fra Norge og fra andre Nordiske land, er viktig for forsyningssikkerheten i dette beregningsalternativet.

3.3 Sensitivitetsanalyser i NB bane

Dette er et kraftsystem som er preget av overskudd både i Norge og Norden, og med en sammensetning i forbruket som likner dagens. På samme måte som i Ekspansivt er det foretatt sensitivitetsanalyser som belyser effekten av et nedbørsrikt år.

I utgangspunktet er prisnivået i Norge 44 øre/kWh. Ved 15 prosent økt tilsig i Norge og Sverige, faller den norske prisen med 7 øre/kWh og antall timer hvor norske priser er høyere enn tyske, faller fra 27 til 14 prosent. Økt overskudd i Norge reduserer muligheten for at Sverige drenerer sitt overskudd via Norge. Flyten fra Sverige kanaliseres da i større grad mot Danmark, Finland Tyskland og Polen.

Dersom Norge ikke bygger flere utenlandsforbindelser enn Skagerrak 4 og Syd-Vestlinken, vil Norges overskudd i større grad måtte dreneres via Sverige, og i tillegg eksportere til lavere priser mot Kontinentet. Dette bidrar til et vesentlig fall i den norske gjennomsnittsprisen.



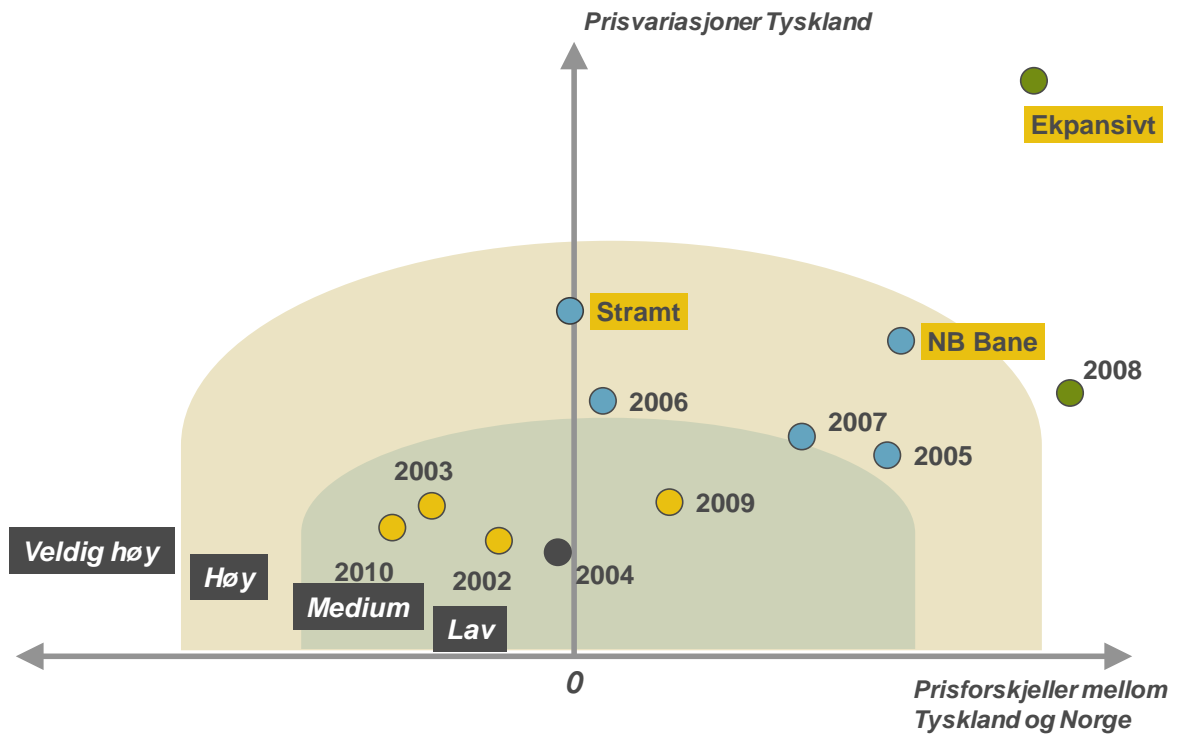
Figur 3-8 Effekt på norske priser av priser av ulike sensitivitetsanalyser i NB bane, øre/kWh

4 Illustrasjon av gevinst ved utenlandsforbindelser

De ulike beregningsalternativene har vist samme utvekslingsmønster; Norge eksporterer på dagtid og importerer på nattetid, og i helger. Gjennomgangen har vist at diversifisert utvekslingskapasitet gjør det norske kraftsystemet mer robust mot tørrår, og gir høyere verdi for kraft produsert i våtår. Gevinsten ved å handle avhenger både av *forskjeller i gjennomsnittsprisen i Norge og de land det handles med* samt *prisvariasjon hos handelspartnerne*. Det siste avhenger igjen først og fremst av produksjonsapparatets sammensetning. Dette er drøftet mer inngående i kapittel 14 i NOU 2012:9. Inntekter ved utveksling og handel kalles flaskehalsinntekter. Flaskehalsinntektene er prisdifferansen mellom importregion og eksportregion ganget med volumet som handles (time for time).

Figuren nedenfor illustrerer verdien av økt utvekslingskapasitet til Tyskland på 1400 MW i de ulike beregningsalternativene. Langs den vertikale akse måles variasjonen i tyske priser, målt som avvik mellom gjennomsnittsprisen og prisen hver time. Lang den horisontale akse måles forskjellen i norsk og tysk gjennomsnittspris. Til høyre for origo er tyske priser høyere enn norske, og motsatt til venstre for origo. Buene, som har ulik farge, representerer nivå på flaskehalsinntekten.

Anta først at det ikke er noen variasjon i tyske priser. Da beveger vi oss langs den horisontale akse. I dette tilfellet er det kun den gjennomsnittlige prisdifferansen som avgjør hvor lønnsom en forbindelse blir. Langs den vertikale akse måler vi variasjon i de tyske prisene. Med stor prisvariasjon i Tyskland (dag/natt) trengs det ingen forskjell i gjennomsnittspris for å oppnå høy lønnsomhet av en ny forbindelse. Årstallene i figuren representerer nivå på lønnsomhet i en 1400 MW forbindelse beregnet ut fra historiske priser. Beregningsalternativene er også plassert inn for å illustrere at både i Stramt og Ekspansivt (normalår) vil forbindelsen generere høy flaskehalsinntekt. Det er verdt å merke seg at utvekslingskapasiteten mot Tyskland i utgangspunktet er ulik i de tre alternativene, 700 MW i Stramt og 1400 MW i Ekspansivt og NB bane.



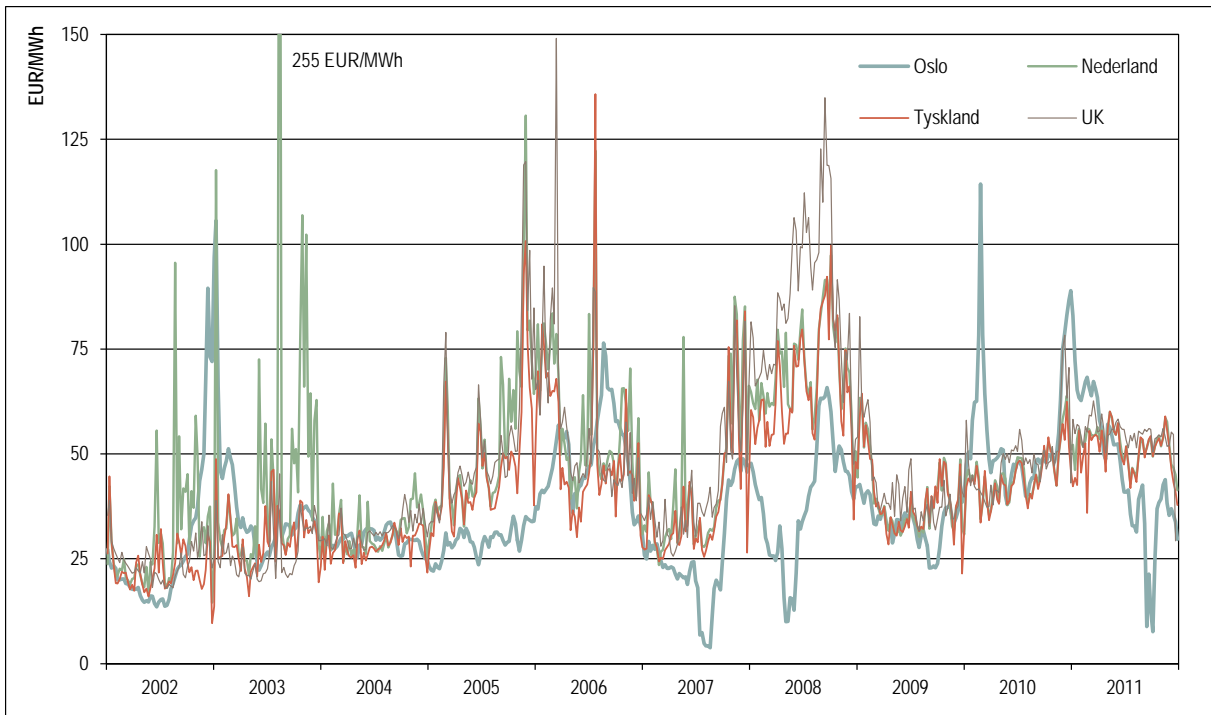
Figur 4-1 Illustrasjon av hvordan flaskehalsinntekten for en ekstra overføringsforbindelse varierer med prisvariasjon og prisforskjeller. Kilde: Thema Consulting Group

5 Vedlegg

Vedlegg 1 Modellering av variasjon i brenselpriser

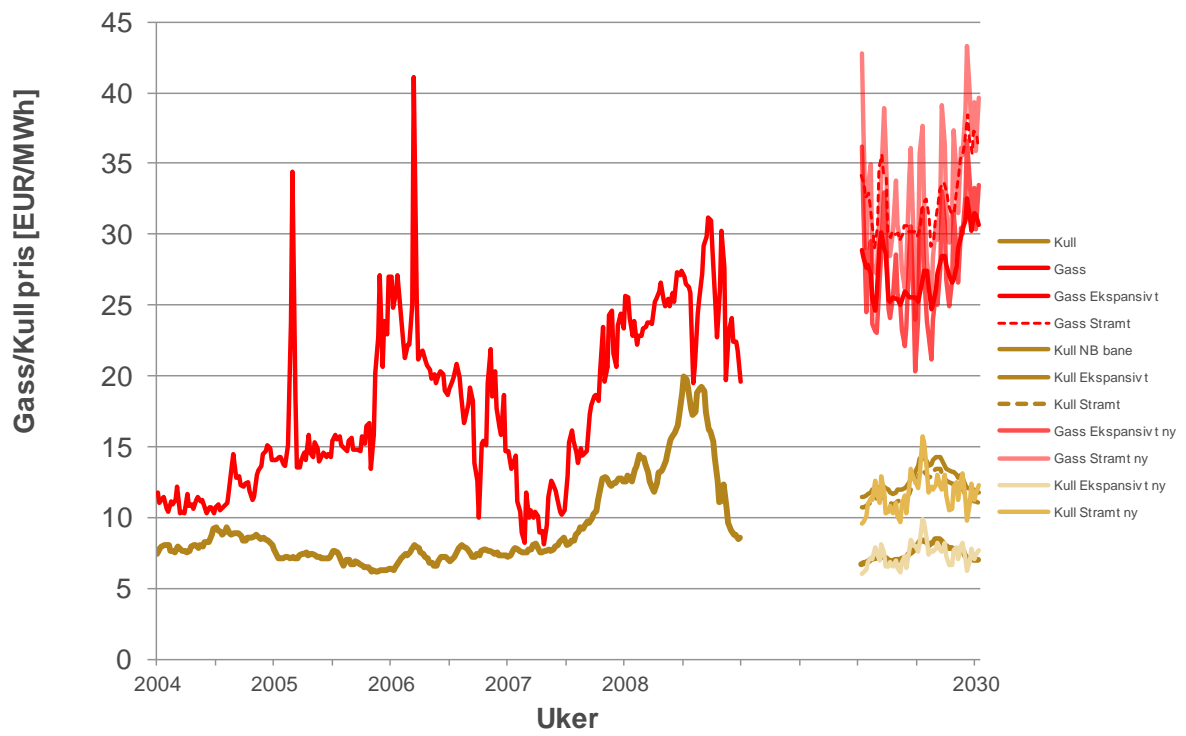
Det er lagt opp til å benytte samme brenselpriser som i IEAs scenarioarbeid fra World Energy Outlook 2010. Konkret betyr dette at kull, gass og CO₂ priser i Stramt kraftsystem er i tråd med New policy, mens tilsvarende priser i Ekspansivt er i tråd med 450 ppm-scenariot.

I virkeligheten påvirkes prisene gjennom året av variasjoner i brenselprisene, ulike skranker og kontrakter for brensel og av en rekke andre begivenheter som for eksempel utfall av kraftverk, se kapittel 14 NOU2012:9 for mer om dette. Disse faktorene bidrar til betydelig prisvariasjon over tid, jf. figuren nedenfor.



Figur 5-1 Gjennomsnittspris per uke i Norge (Nord Pool), Tyskland (EEX), UK og Nederland (APX) 2002-2011, Euro/MWh

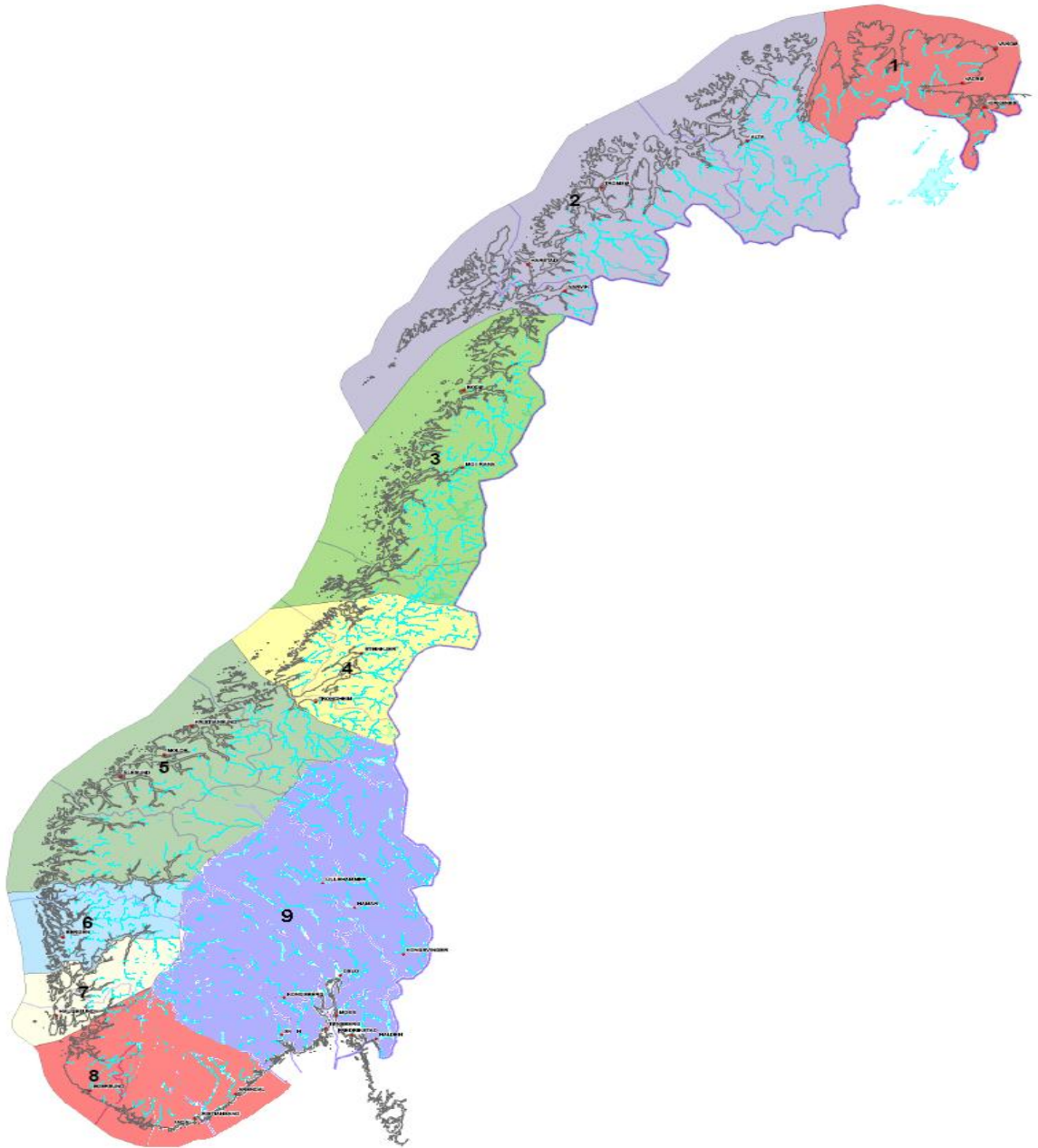
For å få et mer realistisk handelsmønster har vi variert brenselprisene over året, med utgangspunkt i historiske variasjoner i prisene, som illustrert i Figur 5-2



Figur 5-2 Variasjon i brenselspriser benyttet i modellen, Euro/MWh. Kilde: Thema Consulting Group.

Vedlegg 2 Fordeling av økt produksjon

Kartet nedenfor deler Norge inn i områder. Områdenummer i tabell 6-1 og 6-2 henviser til disse.



Tabell 5-1 Fordeling av økt vann- og vindkraftproduksjon i Stramt og Ekspansivt, MW

Område nr	Ekspansivt		Stramt	
	Vind MW	Vann MW	Vind MW	Vann MW
1	2500		1000	
2				
3	1000	1000		1000
4	750	750		
5	1200	3000		1500
6	1000	200		
7	1000	700		
8	2000	3000	500	1500
9	1000	2500		
Sum	7950	11150	1500	4000
Totalt vind og vann	19100		5500	

Vedlegg 3 Oversiktstabeller

Tabell 5-2 Nøkkeltall for det norske kraftsystemet i Ekspansivt, GWh

	2007	2030	Vekst
Total kraftproduksjon	137 164	182 500	45 336
Vannkraft	134 736	138 500	3 764
Småskala vann		12 000	12 000
Vindkraft	892	29 000	28 108
Gasskraft CHP		3 000	3 000
Gasskraft CCGT	1 536	1000	- 536
Bruttoforbruk	127 128	166 000	38 872
Tap	12 180	16 600	4 420
Netto innenlandsk forbruk	114 948	149 400	34 452
Alminnelig forsyning tradisjonell	81 130	72 400	-8 730
Kraftintensiv industri	33 800	55 000	21 200
Nytt forbruk		22 000	22 000
Brutto kraftbalanse	10 036	16 500	6 464

Tabell 5-3 Nøkkeltall for det norske kraftsystemet i Stramt, GWh

	2007	2030	Vekst
Total kraftproduksjon	137 164	148 000	10 836
Vannkraft	134 736	133 500	-1 236
Småskala vann		4 000	4 000
Vindkraft	892	4 000	3 108
Gasskraft CHP		3 000	3 000
Gasskraft CCGT	1 536	4 000	2 464
Bruttoforbruk	127 128	151 000	23 872
Tap	12 180	15 000	2 820
Netto innenlandsk forbruk	114 948	136 000	21 052
Alminnelig forsyning tradisjonell	81 130	109 000	27 870
Kraftintensiv industri	33 800	27 000	-6 800
Nytt forbruk		20 500	20 500
Brutto kraftbalanse	10 036	-3 000	-13 036

Tabell 5-4 Nøkkeltall for det norske kraftsystemet i NB bane, GWh

	2007	2030	Vekst
Total kraftproduksjon	137 164	154 000	16 836
Vannkraft	134 736	135 000	264
Småskala vann		8 000	8 000
Vindkraft	892	8 000	7 108
Gasskraft CHP		2 000	2 000
Gasskraft CCGT	1 536	1 000	-536
Bruttoforbruk	127 128	148 200	21 072
Tap	12 180	13 800	1 620
Netto innenlandsk forbruk	114 948	134 400	19 452
Alminnelig forsyning tradisjonell	81 130	100 600	19 470
Kraftkrevende industri	33 800	33 800	0
Brutto kraftbalanse	10 036	5 800	-4 236