

Berit Tennbakk, Bård Jordfald og Geir Veland

Kraft og kabler

Foredling og fordeling

Berit Tennbakk, Bård Jordfald og Geir Veland

Kraft og kabler

Foredling og fordeling

© Fafo 2010
ISSN 0804-5135

Innhold

Forord	4
1. Innledning	5
1.1 Bakgrunn.....	5
1.2 Forprosjektet.....	6
1.3 Notatets oppbygging.....	7
2. Produksjon, bruk og utveksling av kraft	8
2.1 Europa.....	8
2.2 Norden.....	13
Norden framover.....	15
2.3 Norge.....	18
Norge framover.....	21
Industrikraft.....	23
2.4 Grunnlaget for bygging av utenlandskabler.....	25
Systemegenskaper og utveksling mellom vannkraft og termiske systemer.....	26
Prisvirkninger av kabler.....	27
Prisdannelsen mellom vannkraft og termiske systemer.....	29
Utteksling i tørre og våte år.....	30
Bedriftsøkonomisk grunnlag for kraftkabler.....	30
Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av utenlandskabler.....	31
Samfunnsøkonomi ved kraftoverskudd.....	33
Usikkerhet om framtiden.....	34
2.5 Utfordringer og kunnskapsbehov.....	36
3. Hovedprosjekt: Rammer og problemstillinger	40
Modul 1 Kabelutbygging: Forutsetninger, virkemåte og kraftmarkedskonsekvenser.....	41
Modul 2 Kraftintensiv industri – muligheter og utfordringer.....	44
Modul 3 Samfunnsøkonomiske konsekvenser av kabelutbygging.....	45
Modul 4 Strategiske implikasjoner: krav til en helhetlig industri og kraftpolitikk.....	50
Litteratur	51

Forord

Dette notatet sammenfatter et forprosjekt knyttet til produksjon, utveksling og bruk av fornybar energi. Initiativtaker for forprosjektet er fagforbundet IndustriEnergi, som høsten 2009 tok kontakt med Fafo med ønske om å utrede hvilke konsekvenser økt utenlandskabling ville ha for kraftintensiv industri. IndustriEnergi har siden fått med Alcoa, Elkem, Eramet, Fesil og arbeidsgiverorganisasjonen Norsk Industri i prosjektet, sammen med arbeidstakerorganisasjonene Norges Ingeniør- og Teknologiorganisasjon (NITO), Alnor Kjemiske Fagforening og Fagforbundet.

Det ble satt sammen en referansegruppe for forprosjektet bestående av Are Tomasgard og Espen Løken fra IndustriEnergi, Ole Børge Yttredal fra Norsk Industri, Roy Hammer og Kai Rune Heggland fra Alcoa, Johan Chr. Hovland fra Elkem, Thorstein Abrahamson og Tore Jeppe Sørhaug fra Fesil, Tone Tønnessen fra NITO, Sten Roar Martinsen fra Alnor Kjemiske Fagforening, Ingrid Buset fra Fagforbundet og Bernt Jarle Dolmen fra Eramet. Takk til samtlige for gode kommentarer, poenger og innspill.

Fafo har vært hovedansvarlig for arbeidet og kontraktspart overfor IndustriEnergi. Arbeidet i forprosjektet er utført av et prosjektteam med deltakere fra Econ Pöyry, Fafo og Ricardo Pe. Berit Tennbakk har deltatt fra Econ Pöyry og Jon Egil Johnsen fra Ricardo. Fra Fafo har Geir Veland og Bård Jordfald arbeidet med prosjektet, mens Jon Erik Dølvik og Jon M. Hippe har bidratt med råd og kvalitetssikring.

Oslo, 1. september 2010

Berit Tennbakk (Econ Pöyry)

Bård Jordfald og Geir Veland (Fafo)

1. Innledning

Formålet med dette forprosjektnotatet er å redegjøre for problemstillinger og opplegg for et hovedprosjekt om samfunnsøkonomiske og industrielle konsekvenser av å bygge flere kabler til utlandet. IndustriEnergi var initiativtaker til prosjektet, og etter hvert har en bredere gruppe av selskaper og organisasjoner sluttet seg til. Det er tidligere gjort studier av planlagte og prosjekterte utenlandskabler, som konkluderer med at det vil være både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge flere kabler (Statnett 2009, Econ 2010). Bakgrunnen for ønsket om et nytt prosjekt er å gjøre samfunnsøkonomiske analyser med en bredere tilnærming, inkludert konsekvensene for den kraftintensive industrien. Sysselsettingsvirkninger lokalt og regionalt, miljøkonsekvenser og fordelingsvirkninger skal analyseres i en helhetlig studie der også betydningen av industriell kompetanseutvikling og næringsutvikling skal belyses.

1.1 Bakgrunn

Initiativtaker til prosjektet har uttrykt bekymring for at flere utenlandskabler vil medføre økt eksport og høyere pris på kraft i Norge. I det lange løp vil en slik utvikling kunne svekke grunnlaget for lokalisering av kraftintensiv industri i Norge og føre til tap av arbeidsplasser. Det er også uttrykt bekymring for at myndighetene og kraftbransjen i for liten grad har tatt hensyn til mulige negative industrielle konsekvenser av økt kabelutbygging. Når det hevdes at utbygging av utenlandskablene er samfunnsøkonomisk lønnsomt, reises det spørsmål fra initiativtaker om det i analysene er tatt høyde for økonomiske og sosiale konsekvenser dersom industrien nedbygges. Hvem tjener og hvem taper? Hva vil miljøkonsekvensene bli? Nedlegges miljøeffektive norske bedrifter til fordel for forurensende produksjon ute? Hvordan vil eventuell industriell nedbygging virke inn på den innovative evnen i det kraftindustrielle næringsmiljøet, og på grunnlaget for nyskaping og kompetanseutvikling i norsk næringsliv?

På basis av henvendelsen fra IndustriEnergi utarbeidet Fafo en prosjektskisse. Her ble følgende problemstillinger trukket opp:

1) *Hva er konsekvensene av ulike former for kabelutbygging og kraftutveksling for utviklingen i (det norske/ nordiske) kraftmarkedet?*

Sentrale spørsmål å belyse vil være

- internasjonale føringer og rammevilkår (herunder CO₂-kvotepriser, EU-krav til fornybar kraft og andre forpliktelser innen et nytt klimapolitisk regime),

- teknisk-økonomiske forutsetninger som påvirker muligheten for økt kraftutveksling, herunder en oppgradering av innenlandsk overføringsnett,
- implikasjoner for strømpriser og lønnsomhet for ulike typer kraft- og energiproduksjon, og dermed for tilbudet og etterspørselen etter norsk kraft innenlands og fra utlandet.

2) *Hva er de samfunnsøkonomiske konsekvensene av de forventede endringene i kraftmarkedet som følger av ulike former for kabelutbygging og kraftutveksling?*

Sentrale spørsmål å belyse vil være

- virkningene for statens og ulike deler av samfunnets inntekts- og utgiftsstrømmer knyttet til kraftproduksjon og -distribusjon,
- virkningene (av ulike kraftpriser og anvendelser av nettoinntektsstrømmene fra kraftproduksjon) for lønnsomhet, verdiskaping og sysselsetting i ulike næringer og regioner, samt for den samlede verdiskapingen, sysselsettingen og velferdsstaten de kommende tiår,
- implikasjonene for utslipp av CO₂, samt for utviklingen av alternative energiformer.

3) *Hva er de mulige samfunnsøkonomiske gevinster og kostnader av*

- en nasjonal strategi for å gjøre Norge til en ledende aktør og lokaliseringsarena innen utvikling av videreforedte solar- og kraftintensive produkter som har til formål å redusere globale klimautslipp?
- elektrifisering av sokkelvirksomheten?

1.2 Forprosjektet

I prosjektskissen fra Fafø ble det foreslått først å gjennomføre et forprosjekt, hvor hovedformålet skulle være:

- å lage en foreløpig kunnskapsoversikt over utviklingen på feltet,
- å identifisere de sentrale problemstillingene og vurdere grunnlaget for et eventuelt hovedprosjekt, samt utvikle design og planlegge organisering av et slikt prosjekt,
- å etablere samarbeid med aktuelle forsknings- og kunnskapsmiljøer.

Som en del av forprosjektet arrangerte Fafø et fagseminar med forberedte innlegg fra sentrale aktører med kompetanse og interesser knyttet til kraftmarked og kabelutbygging, deriblant Statnett, Statkraft, Hydro og Alcoa. Analyseselskaper som ADAPT og Econ Pöyry ga også verdifulle bidrag. Fagseminaret ble innledet med et foredrag av statssekretæren i Olje- og energidepartementet. I tillegg til industrien og organisasjonene (oppdragsgiverne) deltok en representant fra Olje- og energidepartementet samt repre-

sentanter fra Bellona. De faglige bidragene fra seminaret er distribuert til alle deltakerne og inngår som en del av underlagsmaterialet i forprosjektet.

Prosjektgruppen har som en del av forprosjektet gjennomgått sentrale offentlige dokumenter, FoU-rapporter og studier på feltet, og laget et bakgrunnsdokument for å utvikle et solid faktagrunnlag. Dette bakgrunnsdokumentet vil bli revidert og inngå som en del av rapporteringen i hovedprosjektet.

1.3 Notatets oppbygging

Notatet oppsummerer forprosjektet og skisserer opplegg for et mulig hovedprosjekt. Notatet er todelt, hvor den første delen går igjennom bruk, produksjon og utveksling av kraft i Europa, Norden og Norge. Hovedpoenget her er å se det norske regimet i sammenheng med våre naboland og hva vi forventer skal skje der. Kraftutveksling over landegrensene er ingen ny øvelse, men vi går i denne delen litt nærmere inn på hva som er driverne for å knytte nasjonale kraftsystemer sammen, og hva som er det økonomiske fundamentet for kraftutvekslingen. Notatets første del avsluttes med noen framtidige utfordringer, hvor det er behov for ytterligere kunnskap.

Notatets andre del skisserer fire moduler som bør inngå i ett hovedprosjekt. Disse modulene er ikke tenkt gjennomført i kronologisk rekkefølge, men hviler likevel på hverandre. De fire modulene vi foreslår gjennomført, er:

Modul 1: Kabelutbygging: forutsetninger, virkemåte og kraftmarkedskonsekvenser

Modul 2: Kraftintensiv industri – muligheter og utfordringer

Modul 3: Samfunnsøkonomiske konsekvenser av kabelutbygging

Modul 4: Strategiske implikasjoner: Krav til en helhetlig industri- og kraftpolitikk

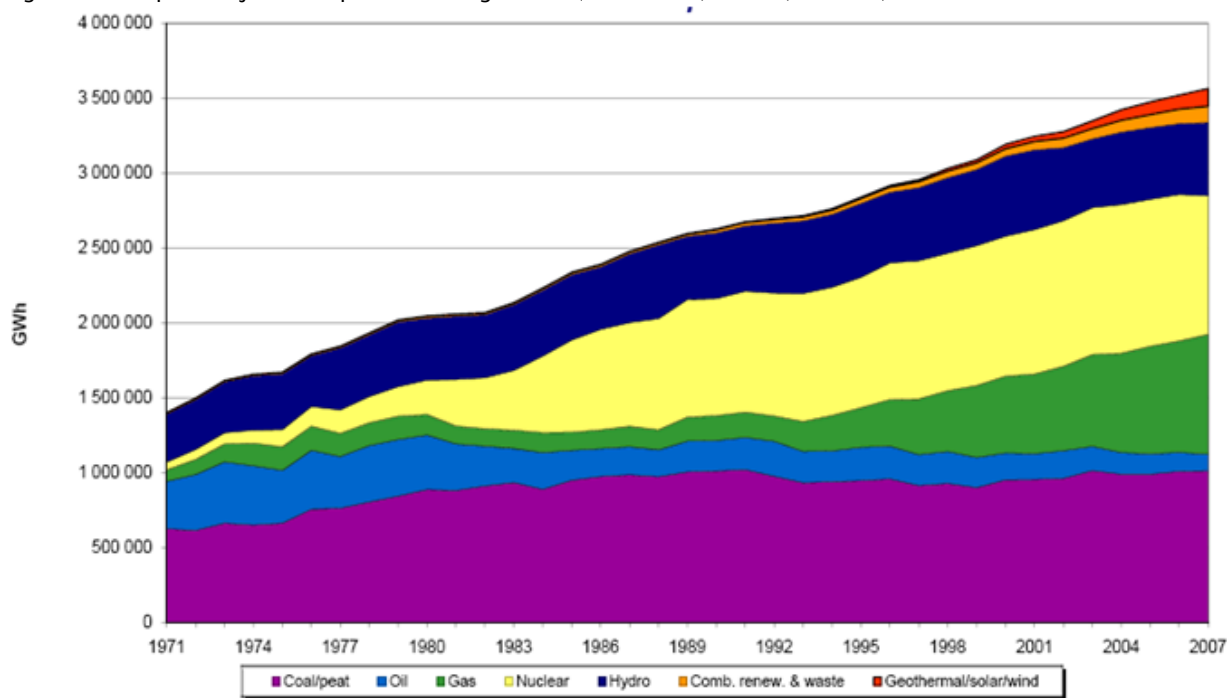
2. Produksjon, bruk og utveksling av kraft

Dette kapitlet ser på utviklingen av produksjon, bruk og utveksling av kraft i Europa, Norden og Norge de siste 30–40 årene. Målet er å sette det norske markedsbaserte kraftregimet i relieff til hva som har skjedd, skjer og forventes å skje i våre naboland og på kontinentet. Videre vil kapitlet sammenfatte ulike forventninger om framtidig kraftbruk og produksjon i de europeiske landene generelt og innenfor Norden spesielt. Kapitlet går også igjennom grunnlaget for overføringskapasitet mellom landene, forutsetninger knyttet til kabelutbygging og det økonomiske fundamentet som ligger til grunn. Avslutningsvis knyttes utviklingstrekkene sammen og mulige implikasjoner og problemstillinger skisseres.

2.1 Europa

I europeisk sammenheng ble det i 2007 produsert godt over 3500 TWh elektrisk kraft, hvorav 135 TWh eller snaue fire prosent ble produsert i Norge. I Europa er de viktigste produksjonsformene kull og kjernekraft, som til sammen sto for godt over halvparten av produksjonen. I et lenger perspektiv har kullbasert kraftproduksjon vært stabil siden midten av syttitallet, mens kjernekraften har økt kraftig siden begynnelsen av åttitallet. Fra nittitallet har gassbasert kraftproduksjon økt, og utgjorde i overkant av en femtedel av samlet produksjon i 2007. Oljebasert kraftproduksjon utgjorde derimot en drøy femtedel i 1971, mot snaue fem prosent i 2007. Vannkraft sto for nesten en fjerdedel av produksjonen i 1971, mot en drøy åttendedel i 2007. Grovt sagt fikk Europa sin kraft fra kull, olje og vann i syttiårene, mens kull, kjernekraft og gass dominerte i 2007. Kraftproduksjon basert på ny fornybar energi og avfall øker, men som figur 2.1 viser, så er disse energiformene i det store bildet fortsatt marginale. I 2007 utgjorde de drøyt seks prosent av produksjonen for samtlige europeiske land.

Figur 2.1 Kraftproduksjon i Europa. Etter energiformer (1970–2007). GWh. (IEA 2009)



Produksjonssammensetningen innenfor EU-27 skiller seg ikke nevneverdig fra figur 2.1. Samlet sett produserte EU-landene 3362 TWh i 2007 (www.ec.europa.eu). Innen EU kommer tre av ti kWh fra kull, tre av ti fra kjernekraft og snaut én av fire fra gass. Fornybare kilder inkludert vannkraft utgjorde om lag 15 prosent av EU-27 produksjonen (EEA 2007). Produksjonssammensetningen varierer betydelig mellom medlemslandene. Frankrike domineres av kjernekraft (77 prosent), mens Tyskland og Danmark domineres av kull (om lag 50 prosent). Italia, Nederland, Irland og Luxemburg domineres av gass (over 50 prosent). Kypros og Malta har kun oljebasert produksjon, mens Hellas er det landet med fastlandsforbindelse som i størst grad benytter olje (15 prosent) for å produsere elektrisk kraft (op. cit). Mange av kullkraftanleggene er gamle. Ni av ti produksjonsanlegg vil være 30 år eller eldre i 2020.¹ En stor del av kapasiteten skal dermed fases ut, oppgraderes eller erstattes med ny produksjonskapasitet. Det betyr at for mange land vil ny fornybar kraftproduksjon komme i stedet for investeringer i annen produksjonskapasitet. Tabell 2.1 viser de største konsumentene av kull i Europa.

¹ Dette gjelder 113 GW av samlet installert effekt på 130 GW i henhold til Platts-data.

Tabell 2.1 Kullkonsum i EU. De 14 største kullkonsumerende landene. (Enhet: Tilsvarende millioner tonn olje i 2008). ([www.energy.eu/ #renewable](http://www.energy.eu/#renewable)).

Tyskland	80,9	Nederland	9,2
Polen	59,4	Romania	7,7
Storbritannia	35,4	Bulgaria	7,5
Tsjekkia	19,1	Belgia & Luxemburg	4,6
Italia	17,0	Danmark	4,1
Spania	14,6	Slovakia	3,9
Frankrike	11,9	Finland	3,4

Tabell 2.2 viser samlet kraftproduksjon og hvor store andeler kraft det er som «strømmer» over landegrensene. Brutto import og eksport indikerer at strøm er en internasjonal handelsvare. I stor utstrekning er det de samme landene som eksporterer og importerer kraft, med andre ord er det snakk om utstrakt kraftutveksling innad i EU. Ser man import og eksport i forhold til egen produksjon, er Østerrike det landet som i størst grad er «integrert». Østerriksk vannkraft fungerer i stor grad som regulator og sørger for å ta forbrukstopper i det tyske markedet, mens man importerer når forbruket er lavt.

Tabell 2.2 Oversikt over EUs største produsentland² av elektrisk kraft. Import og eksport. 2008. ([www.energy.eu/ #renewable](http://www.energy.eu/#renewable)).

	Produksjon (TWh)	Import (TWh)	Eksport (TWh)
Tyskland	639	57	61
Frankrike	574	i.d	69
Storbritannia	390	11	3
Italia	318	i.d	i.d
Spania	310	10	12
Polen	155	5	16
Sverige	149	15	22
Nederland	108	24	5
Belgia&Luxemburg	91	21	11
Tsjekkia	86	12	25
Finland	77	18	1
Østerrike	68	20	18
Norge	143	4	16

² Produksjonen i Norge var høyere enn normalt i 2008 fordi det var et svært vått år.

Den forventede utviklingen innenfor EU i neste tiårsperiode må ses i lys av fornybarmålene som ble vedtatt i april 2009. I henhold til Fornybardirektivet skal andelen av energiforbruket som dekkes av fornybar energi øke fra 8,5 (2005) til 20 prosent i 2020. Dette er del av EU sin energi- og klimapolitiske pakke, som også fastsetter mål om å redusere klimagassutslippene i EU med 20 prosent og bedre energieffektiviteten med 20 prosent.³ Direktivet fastsetter en byrdefordeling mellom medlemslandene i EU som innebærer nasjonale krav til framtidig andel fornybar energi for hvert enkelt land (se tabell 2.3). Byrdefordelingen er ikke fastsatt ut fra potensialer og kostnader for fornybar energi i medlemslandene, men ut fra økonomisk evne. Det betyr at noen medlemsland vil ha større problemer med å nå sine mål enn andre. Direktivet gir imidlertid mulighet for fleksible mekanismer og felles gjennomføring. Det betyr at et land kan oppnå sin målsetting ved å finansiere utbygging i et annet land. Det gjelder også såkalte tredjeland, som er land som ligger utenfor EU. Kravet for at utbygging i tredjeland skal bli godkjent, er at det er fysisk mulig å transportere kraftproduksjonen (som det i praksis må bli) inn i EU. Det er verdt å merke seg at direktivet også vil bli gjort gjeldende for Norge gjennom EØS-avtalen. Norge blir dermed ikke å betrakte som tredjeland i denne sammenheng. Imidlertid er det foreløpig ikke forhandlet fram hvor mye den norske fornybarandelen av samlet *energiforbruk* må stige fra dagens om lag 60 prosent.

Tabell 2.3 Fornybarhetsandel for EU-landene. Prosent. (www.energy.eu)

	2006 –andel med fornybar energi. Prosent	2020 –mål med fornybar energi. Prosent		2006– andel med fornybar energi. Prosent	2020– mål med fornybar energi. Prosent
Storbritannia	1,5	15	Portugal	21,5	31
Irland	2,9	16	Slovenia	15,5	25
Danmark	17,2	30	Finland	28,9	38
Frankrike	10,5	23	Østerrike	25,1	34
Nederland	2,7	14	Litauen	14,6	23
Spania	8,7	20	Estland	16,6	25
Hellas	7,1	18	Ungarn	5,1	13
Italia	6,3	17	Sverige	41,3	49
Latvia	31,4	42	Polen	7,5	15
Belgia	2,6	13	Slovakia	6,8	14
Kypros	2,7	13	Bulgaria	8,9	16
Tyskland	7,8	18	Romania	17	24
Luxemburg	1,0	11	Tsjekkia	6,5	13
Malta	0,0	10			

I tabell 2.4 konverteres prosentsatsene i tabell 2.3 over i energibruk målt i TWh for de største landene. Det er lagt til grunn det samme energiforbruket i 2020 som det landene

³ Reduksjonen i klimagassutslipp relaterer seg til utslippene i 1990, og EU har sagt at de vil gå for en 30 prosent reduksjon dersom andre land tar på seg lignende forpliktelser gjennom en internasjonal klimaavtale. Energieffektiviseringsmålet relaterer seg til hva energiintensiteten ellers ville vært, dvs. en normalframskrivning til 2020. Det er ennå ikke klart hva energieffektiviseringsmålet vil bety i praksis, men alle målene i pakken er i prinsippet juridisk bindende.

hadde i 2006 for å kunne få fram hvor mange TWh de største landene mangler for å fylle sin del av direktivet.

Tabell 2.4 Totalt forbruk av fornybar energi 2006. Totalt energiforbruk 2006. 2020-krav til fornybar energi. Fem største konsumentland, EU 2006.

(<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=6&pid=29&aid=2&cid=r3,CG1.&syid=2004&eyid=2008&unit=BKWH>). Egne beregninger.

	2006 TWh Totalt fornybar energiforbruk	2006 TWh Totalt energiforbruk	2020 Fornybar energi iht. di- rektivkravet
Tyskland	71,3	913,9	396,0
Frankrike	62,9	598,5	137,7
Storbritannia	19,6	1309,4	196,4
Italia	52,1	827,2	140,6
Spania	51,4	590,7	118,2

Dersom hele fornybardirektivet skal tas ut gjennom økt fornybar energi, gitt at det samlede energiforbruket ligger på 2006-nivå, illustrerer tabell 2.4 at de største landene har lang vei å gå for å nå 2020-målene. Dersom energiforbruket øker, blir målet enda vanskeligere å nå.

Fordelingen mellom forbruk av fornybar kraftproduksjon og annen fornybar energi er ikke spesifisert i direktivet, men vil antakelig bli klargjort i sammenheng med at landene skal legge fram nasjonale handlingsplaner sommeren 2010. Det er imidlertid ventet at en stor del av fornybarmålene må nås gjennom økt kapasitet for fornybar kraftproduksjon. EU-kommisjonen anslår for eksempel at 34 prosent av kraftproduksjonen må være fornybar om målet skal nås. Statkraft har anslått at dette betyr at det må investeres i anslagsvis 600 TWh ny fornybar kraftproduksjon for hele EU fram mot 2020 (Statkraft 2008:1). I dette estimatet forventer man at om lag halvparten skal komme fra vind til lands eller til havs. Av de samlede investeringene vil Frankrike, Tyskland og Storbritannia måtte ta omtrent halvparten. Italia, Spania og Sverige må stå for om lag en fjerdedel, mens de andre medlemslandene må dekke inn den siste fjerdedelen. Uavhengig av hvilke fornybare produksjonsformer – vind, bio, vannkraft eller tidevann – som velges, vil det aller meste være avhengig av økonomisk støtte i tillegg til selve kraftprisen. Statkraft har estimert at et årlig støttebeløp på 25–35 milliarder euro vil være nødvendig (op. cit).

Tyskland hadde ved utgangen av 2008 installert en vindkapasitet på 24 000 MW og vil også framover satse på å øke vindkraftkapasiteten. England hadde en installert vindkraftkapasitet på linje med Danmark (3200 MW) ved inngangen av 2009, men har store planer blant annet gjennom 9000 MW-prosjektet Doggerbank. Til sammen har det blitt tildelt lisenser for bygging av 32 000 MW offshore vindkraft på engelsk sokkel. Samlet sett snakkes det om utvikling av et «vindbelte» nord på det europeiske kontinentet og på de britiske øyer.

2.2 Norden

Det nordiske energimarkedet ble etablert i 1996 da det svenske markedet ble deregulert og slått sammen med det norske. Det norske markedet ble deregulert i 1991. I 1999 ble Finland og deler av Danmark koblet på, og i 2001 var hele Danmark innlemmet i det felles nordiske markedet. Men for at markedet skulle kunne oppstå, var man avhengig av etablerte overføringsmuligheter mellom landene og et institusjonalisert samarbeid over lengre tid. Vi skal derfor kort gå igjennom de historiske føringene.

I norsk-svensk sammenheng har det vært kraftutveksling og samarbeid over kjølen siden midten på 50-tallet.⁴ Da bestemte Stortinget etter stor politisk strid at det skulle bygges linjer for å føre kraft fra Nea (i Trøndelag) for å forsyne Stockholmsområdet. De første årene gikk imidlertid strømmen i hovedsak den andre veien, fordi det nybygde Aura-kraftverket sto med tomme magasiner. Hovedargumentasjonen for å bygge ut overføringskapasiteten på tvers av landegrensene var å utjevne forskjellige hydrologiske forhold, og dermed øke leveringssikkerheten på begge sider av kjølen. Landenes kraftsystemer hadde forskjellige systemegenskaper, som begge landene kunne dra nytte av. Ettersom Norge hadde større magasinkapasitet, kunne svenskene lagre vann i norske magasiner ved å kjøre overskuddskraft inn i Norge når vårmeltingen sto på sitt høyeste, og importere den tilbake i perioder med mindre vannføring i svenske vassdrag. I 1963 var det etablert fem linjer mellom landene, og i 1964 ble det etablert en linje mellom Norge og Sovjetunionen.

Utover på sekstitallet oppsto planene om de første sjøkablene mot Danmark. En grunn til at det fra norsk side var interessant å koble seg til Danmark, var å svekke svenskens relative posisjon. Svenskene kunne både spille på Finland og Norge, mens Finland og Norge kun hadde svenskene å spille på. I 1976 var Skagerak-I kablet installert. Skagerak-II fulgte året etter. Fra da av hadde Norge mulighet til å ta svensk kraft i transit og å utveksle egen kraft både til Sverige og Danmark. På slutten av åttitallet ble det etablert nettforbindinger mellom Norge og Finland, mens den tredje sjøkabelen (Skagerak-III) mellom Norge og Jylland kom på plass i 1993. Muligheten for å optimere begge systemer ved å utveksle kraft mellom det termiske⁵ systemet i Danmark og vannkraftsystemet i Norge, var en viktig begrunnelse for den tredje Skagerak-forbindelsen. Slik var Norge sikret import i tørrår og eksportmulighet i våttår, samtidig som kullkraften i Danmark kunne gjøres mer effektiv ved at Danmark kunne eksportere kraft om natta og importere om dagen. Fleksibiliteten i norsk vannkraft og utvekslingskapasiteten mot Norge var også med på å lette utbyggingen av dansk vindkraft utover nittitallet.

⁴ Avsnittet er basert på tidligere NVE direktør Erling Diesen sin artikkel «Krafthandel over landegrensene. 1991–2001». *Balanssekunst. Statnett 10 år*.

⁵ Termiske kraftstasjoner omformer varme fra ulike prosesser til elektrisk kraft (som regel ved å produsere damp som driver en turbin). Kullkraft, gasskraft og kjernekraft er termiske kraftstasjoner. Kraftproduksjon basert på jordvarme (geotermisk), biomasse og avfall er også termisk, og det er også kraftproduksjon basert på damp produsert vha solvarme (solar thermal). (Wikipedia.com)

Nordisk kraftproduksjon utgjør i overkant av ti prosent av all europeisk kraftproduksjon, og i 2008 produserte de nordiske landene snaut 400 TWh til sammen. Tabell 2.5 viser de nordiske landenes 2008-produksjon og produksjonsformene for kraft. 2008 var et vått år, og vannkraftproduksjonen var dermed også høy. Det innebærer at varmekraftproduksjonen, særlig i Danmark og Finland, også ble lavere enn normalt.

Tabell 2.5 Nordisk produksjon av kraft. Etter land og produksjonsform. TWh. 2008. (Statnett 2009).

Kraftproduksjon 2008 [TWh]	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Samlet
Vannkraft	0	16,9	140,7	68,4	226
Kjernekraft	0	22	0	61,3	83,3
Øvrig varmekraft	27,6	34,9	1,1	14,4	78
Vindkraft	7	0,3	0,9	2	10,2
Kraftproduksjon totalt [TWh]	34,6	74,1	142,7	146,1	397,5
Totalforbruk [TWh]	36,1	87	128,9	144,1	396,1
Produksjon - forbruk [TWh]	-1,5	-12,9	13,8	2	1,4

Fire femtedeler av dansk produksjon var i 2008 termisk, basert på kull og gass, mens den siste femtedelen var vindkraft. Nesten halvparten av den finske produksjonen var termisk, tretti prosent kom fra kjernekraft, mens resten kom fra vannkraft. Svenskenes produksjon var dominert av vannkraft og kjernekraft, mens norsk produksjon er tilnærmet utelukkende vannkraft. Siden de forskjellige produksjonsformene har forskjellige systemegenskaper, bidrar det nordiske overføringsnettet til leveringssikkerhet og robusthet mot utfall i en eller flere kraftkilder. Blåser det på den danske vestkysten, kan vindkraft føres til Norge, mens vannkraft føres den andre veien når det er vindstille. I år med lite nedbør på norsk side av kjølen kan svensk kjernekraft sikre kraft på norsk side, mens norske magasiner kan sikre svensk kraft når vårflommene uteblir i de svenske vassdragene.

Tabell 2.6 Overføringskapasitet mellom de nordiske landene. Overføringskapasitet mellom Norden og kontinentet. MW. (Kilde: Nordel Annual statistics 2008)

Internt i Norden	Fra	Til	Eksternt mot Europa	Fra Norden	Til Norden
Norge - Sverige	3620	3390	Danmark - Tyskland	2250	1700
Norge - Danmark	1000	1000	Sverige -Tyskland/Polen	1200	1200
Norge - Finland	100	100	Norge - Russ-land/Nederland	750	750
Danmark - Sverige	2490	2150	Finland - Russland/Estland	350	1910
Finland- Sverige	1830	2230			

Overføringskapasiteten mellom de nordiske landene er størst mellom Norge og Sverige. I et norsk perspektiv viser tabell 2.6 at om lag halvparten av fra-til-kapasiteten mellom de nordiske landene innbefatter norske tilkoblinger. Ser man på overføringskapasiteten mellom det nordiske og det europeiske kraftmarkedet, er det danskene som har om lag halvparten av kapasiteten ut av Norden. I norsk sammenheng er det NorNed-kabelen (700 MW) som er den største direkte forbindelsen mot det europeiske kraftmarkedet. Norske forbindelser ut av Norden utgjør 16 prosent av utkapasiteten og 13 prosent av innkapasiteten. Det må sies at det her er snakk om teknisk kapasitet og at beskrankning-

er i de nasjonale nettene, vedlikehold og utfall av overføringskapasitet kan sette ytterligere begrensninger.

Norden framover

Tabell 2.6 viser også at det eneste nordiske landet som har større intern nordisk og eksternt inn- enn utkapasitet, er Finland. Finnene satser på å bygge seg ut av sin importavhengighet. Et nytt kjernekraftverk skal ifølge planene stå ferdig i 2011, men regjeringen har nylig åpnet for bygging av ytterligere to verk. Det er i stor grad finsk industri som har vært pådrivere for kjernekraftutbygging. Historisk sett har finsk industri hatt lang tradisjon for å initiere og bygge kraftproduksjon. Kraftutbyggingskonsortiet PVO eier blant annet 60 prosent av kjernekraftverket som står ferdig i 2011. PVO er organisert som et «non-profit» selskap, hvor eierne kan hente ut kraft til selvkost, som de så kan bruke eller selge videre i det nordiske markedet. Det tar svært lang tid å prosjektere og bygge kjernekraftverk. Det kan derfor ikke forventes at en sjette (og eventuelt sjuende) reaktor vil være på plass før 2020.

Til tross for at en rådgivende folkeavstemning i 1980 ga flertall for å fase ut kjernekraften i Sverige, er det bare Barsebäck-reaktorene som er stengt. De øvrige kjernekraftverkene er oppgradert, er under oppgradering eller planlegges oppgradert. I tillegg har den svenske regjeringen nylig lagt fram lovforslag for riksdagen, hvor de går inn for at nye reaktorer kan bygges for å erstatte de som nærmer seg levealderutløp. Det er her en lang tidshorison fram til at samtlige ti reaktorer er fornyet, men man kan forvente økt produksjon i nye eller moderniserte anlegg. I tillegg til kjernekraften satser svenskene på vind og bioenergi basert på støtte. Denne støtten genereres gjennom krav om at forbrukerne må kjøpe grønne sertifikater fra kraft produsert ved hjelp av vind og bioenergi (såkalte elcertifikater).

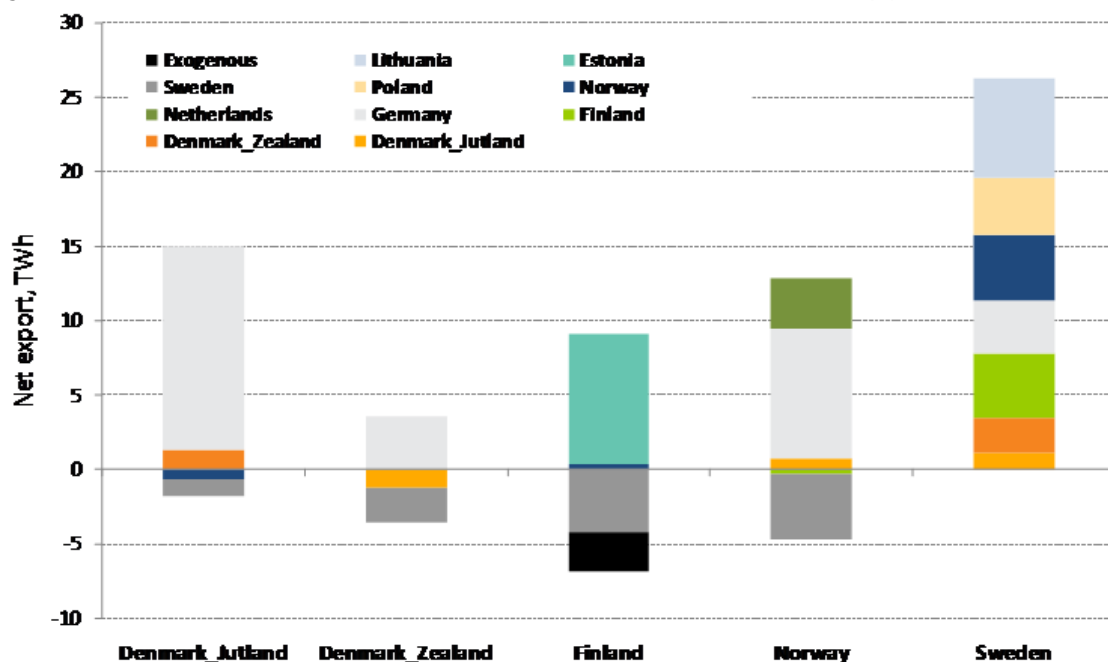
Danskene, som har mye gammel termisk produksjon som skal fases ut, har lenge satset på vindkraft, og de har planer om ytterligere stortilt vindkraftutbygging til havs. Spørsmålet vil være om den nye vindkraften kan erstatte gammel termisk produksjon, eller om den vil komme i tillegg. Samlet sett forventer dog de fleste markedsaktørene at kraftproduksjonen i våre nordiske naboland vil øke i årene framover, og at det spesielt er Sverige som forventes å få store overskudd (Econ 2010, Nordel 2009). Det hører med til historien at det for ikke så svært mange år siden var bekymring for at Norge skulle komme i en underskuddssituasjon (Econ 2007a og Econ 2007b). Når forventningene nå har endret seg, skyldes det at forbruksveksten ser ut til å ha flatet ut, samtidig som fornybarpolitikken og utviklingen i kjernekraften kan medføre at produksjonen øker.

Utviklingen i den framtidige kraftbalansen er som alt annet som behefter seg med framtiden, usikkert. For det første er det ikke alltid at politiske planer innfris i henhold til de opprinnelige intensjonene. Svenskene går til riksdagsvalg høsten 2010, og finnene i 2011. Nye politiske allianser kan oppstå, nye regjeringer kan dannes og ny politikk kan

bli utformet. Uavhengig av valgets utfall høsten 2010, kan det skje endringer i svensk kraftpolitikk – som igjen vil kunne påvirke svensk kraftproduksjon. Et kraftig oppsving i finsk industri kan medføre at finsk industri velger å beholde kraft framfor for å selge den i det nordiske markedet. Konvensjonell kraftproduksjon basert på uran, kull og gass bygges også ut på basis av forventninger om framtidige kraftpriser. Nyinvesteringer og utfasing av eldre termiske verk avhenger av forventninger på framtidige kraftpriser – og forventningene endres stadig i forhold til de økonomiske prognosene og utsiktene for framtidige rammebetingelser. Slik sett er det en rekke usikkerhetsfaktorer koblet til politiske veivalg, markedsmessige svingninger, internasjonale konjunkturer og teknologiske skift som kan endre seg underveis, og som til sammen kan gjøre et forventet kraftoverskudd til et faktisk kraftunderskudd.

For i det hele tatt å kunne foreta beregninger eller lage estimater, må man forholde seg til de planene som foreligger, den etterspørselsutviklingen man forventer og de eksisterende politiske rammebetingelsene. Figur 2.2 viser ett av flere mulige anslag for kraftbalansen i 2020. Anslaget er basert på en rekke antakelser om framtidig utvikling i politikk og rammebetingelser for kraftmarkedet, og på beregninger gjort ved hjelp av Econ Pöyrys kraftmarkedsmodell.

Figur 2.2 Anslått kraftbalanse for de nordiske landene i 2020, TWh/år (Econ Pöyry).



De viktigste forutsetningene for den skisserte utviklingen i figur 2.2 er:

- Moderat økonomisk vekst i de nordiske landene (2–2,5 prosent p.a. til 2020). Høyere vekst vil gi økt kraftetterspørsel og et mindre kraftoverskudd.
- Aktivitetsnivået i kraftintensiv industri innhenter seg gradvis, slik at kraftforbruket i nordisk industri blir omtrent på 2008-nivå i 2020. I Norge er det antatt en viss

nedgang, først og fremst i treforedlingsindustrien og ferrolegeringsindustrien, slik at kraftforbruket i 2020 er omtrent på 2009-nivå, dvs. noe lavere enn i 2008. Aktivitetsnivået i industrien er naturligvis usikkert, og avhenger bl.a. av klimapolitikken i EU og utviklingen i produktmarkedene globalt. Høyere aktivitetsnivå i industrien vil gi et lavere kraftoverskudd.

- Resultatet av disse antakelsene er at kraftforbruket i Norden samlet øker med knapt 34 TWh (i underkant av 10 prosent) i perioden. Kraftforbruket i Norge øker med vel 7 TWh. Med unntak av kraftintensiv industri, inkludert kraft til landanlegg og sokkel, er forbruksveksten et resultat av økonomisk vekst og prisutviklingen. Høyere priser til sluttbrukerne, for eksempel som følge av krav om å kjøpe grønne sertifikater, eller økt fokusering på energieffektivisering, kan medføre at forbruket i alminnelig forsyning blir lavere, men på den annen side kan økt bruk av varmpumper og elektrifisering av bilparken gi økt kraftforbruk.
- Til sammen har vi antatt at det blir gjennomført betydelige investeringer i fornybar kraftproduksjon i Norden: Vindkraften øker med 25 TWh på nordisk basis, og i tillegg kommer det 8 TWh vannkraft og 8 TWh biobasert kraftvarme. En del av dette er kapasitet som er under bygging, det øvrige antas å komme som en følge av EUs fornybarkrav og nasjonale virkemidler. Det er vanskelig å se hvordan fornybarkravet skal kunne oppfylles uten at det kommer ny fornybar kraftproduksjon, selv om nivået kan være noe usikkert. Et felles norsk-svensk sertifikatmarked vil, ifølge signaler fra myndighetene, kreve utbygging av ny fornybar kraftproduksjon tilsvarende en årsproduksjon på 25 TWh i de to landene fra 1. januar 2012 til 2020.⁶ Dersom et felles sertifikatmarked blir realisert, vil det være politisk vanskeligere å endre målsettingene underveis, ikke minst fordi begge landene da må være enige om det, og fordi investeringene er avhengige av forutsigbare rammebetingelser.
- Bak tallene i figuren over ligger en antakelse om at det bygges ut 6,5 TWh vannkraft i Norge, hovedsakelig fra småkraft og oppgraderinger, og i underkant av 8 TWh vindkraft. Felles sertifikatmarked kan gi økt (eller redusert) utbygging i Norge, men effekten på den nordiske kraftbalansen nulles ut ved at utbyggingen i Sverige blir tilsvarende redusert (økt). Mao. har vi lagt til grunn en samlet økning i fornybar kapasitet i Norge på 12,5 TWh fra 2012.
- Kjernekraftproduksjonen i Sverige og Finland øker, hovedsakelig som følge av byggingen av et nytt verk i Finland (online 2011), men også pga. pågående og planlagte oppgraderinger i eksisterende verk i Sverige. Noe av dette kan bli forsinket eller skrinlagt.
- Kraftimporten fra Russland til Finland forventes å falle gradvis fra ca. 10 TWh/år til 3 TWh/år i 2020, først og fremst pga. redusert kraftoverskudd i Russland.
- Vi antar at det kommer nye overføringskabler mellom Finland og Estland, mellom Sverige og Litauen, og mellom Norge og Tyskland, og at overføringskapasi-

⁶ Da intensjonsavtalen om et felles sertifikatmarked med Sverige ble presentert i september 2009, ble det antydnet at begge land ville betale for 12,5 TWh ny produksjonskapasitet fra og med 2012.

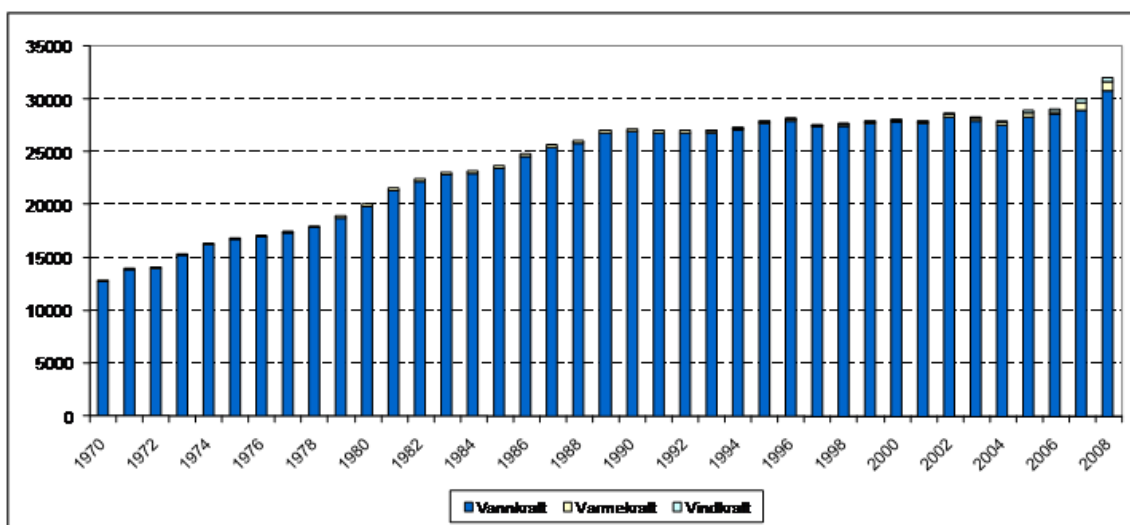
teten mellom Danmark og Tyskland øker. Dette er basert på offisielle planer. Utbyggingen av overføringskapasiteten er ikke avgjørende for den skisserte lanseringen, men import-/eksportmønsteret, og kan endres dersom det bygges ut mer eller mindre overføringskapasitet, og dersom det bygges andre kabler enn det som er antatt. I den grad kablene påvirker prisnivået i det nordiske markedet, kan det gi endringer i forbruk og produksjon, noe som igjen påvirker kraftbalansen.

- Det forventes også vekst i fornybar kapasiteten på kontinentet, da spesielt vindkraft, men vi antar at fornybarmålene ikke nås fullt ut i 2020. Dette er også usikkert og har betydning for kraftflyten og prisnivåene.

2.3 Norge

Norsk kraftproduksjon utgjorde en drøy tredel av den nordiske produksjonen i 2008 eller om lag fire prosent av den samlede europeiske produksjonen. Figur 2.3 viser utviklingen i produksjonskapasitet siden 1970. Vi ser tydelig at investeringstakten ble redusert ved innføring av markedsreformen tidlig på nittitallet, og at det er blitt bygd ut lite de siste 20 årene. Fra 1990 til 2007 økte produksjonskapasiteten innen vannkraft fra 27 000 MW til 29 000 MW, mens varmekraftkapasitet har økt med 500 MW (hovedsakelig pga. gasskraftverket på Kårstø) og vindkraftkapasitet har gått fra 0 til 350 MW. Både vindkraftkapasiteten og vannkraftkapasiteten økte ytterligere i 2008, og denne kapasitetsøkningen var like stor som for hele det foregående tiåret. Faktisk økte effektkapasiteten nesten like mye i 2008 som i hele det foregående tiåret.

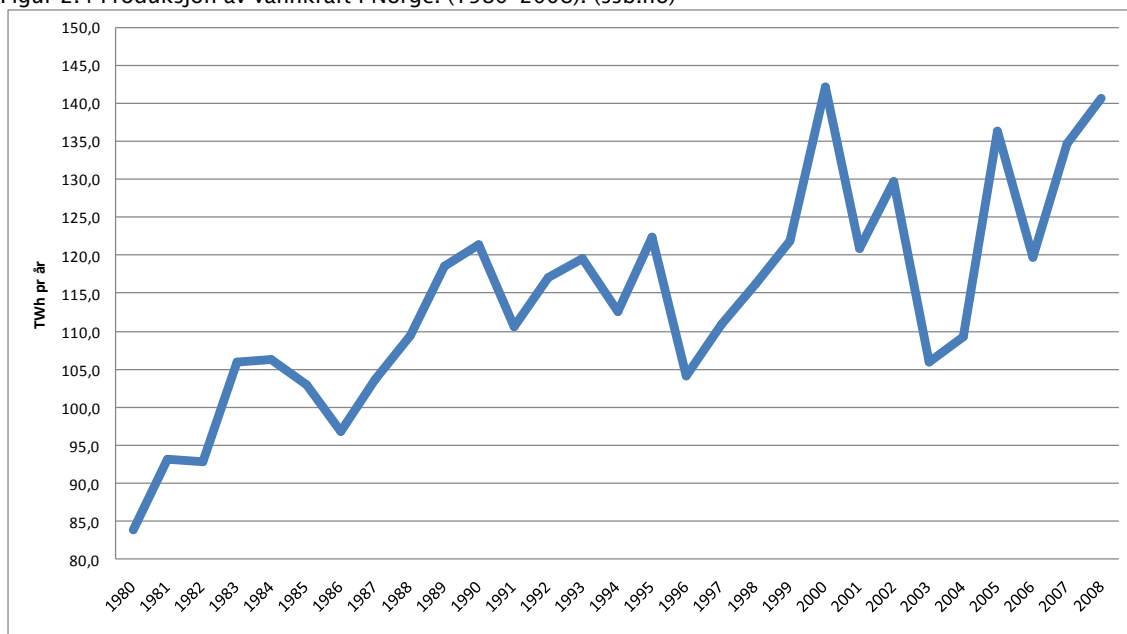
Figur 2.3 Kraftproduksjonskapasitet i Norge, MW. (1970–2008) (ssb.no)



Mens fordelene med vannkraftproduksjon er at man kan tilpasse produksjonen gjennom å lagre vann i magasinene når tilsiget er høyt og etterspørselen lav, er ulempen knyttet til uregelmessigheten med tilsiget inn i magasinene. I utgangspunktet følger tilsiget et re-

gelmessig sesongmønster, men tilsigene kan også variere betydelig fra år til år, både mellom sesonger (høst til høst) og samlet over året. Produksjonen må tilpasses tilsigene, selv om magasinene gjør det mulig å jevne ut de årlige tilsigsvariasjonene noe. Figur 2.4 viser hvordan den årlige vannkraftproduksjonen har variert de siste tretti årene.

Figur 2.4 Produksjon av vannkraft i Norge. (1980–2008). (ssb.no)



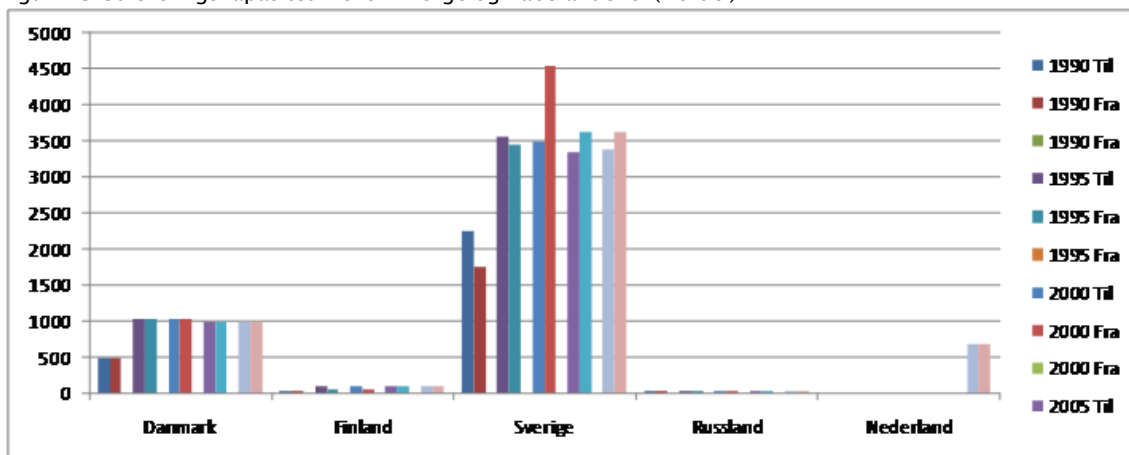
NVE opererer med en normalårsproduksjon⁷ på 122 TWh fra norsk vannkraft.⁸ Som figur 2.3 illustrerer, svinger årlig produksjon kraftig. Mens man produserte 142,3 TWh i 2000, var produksjonen nede i 106,1 TWh tre år senere, for deretter å stige til 140,7 TWh i 2008. Tørrår presser produksjonen ned, mens våtår har motsatt effekt. Ettersom produksjonen svinger mer enn forbruket, har vi hatt år hvor vi har importert mer kraft enn vi har eksportert og vice versa. Dog har det siden 1970 vært eksportoverskudd i tre av fire år, mens vi hvert fjerde år har hatt netto import.

Figur 2.5 viser overføringskapasitet mellom Norge og nabolandene siden 1990. Utvekslingskapasiteten mot Danmark og Sverige har økt siden 1990, men først og fremst tidlig på nittitallet. Etter 1995 er etableringen av NorNed-kabelen i 2008 den eneste vesentlige utvidelsen.

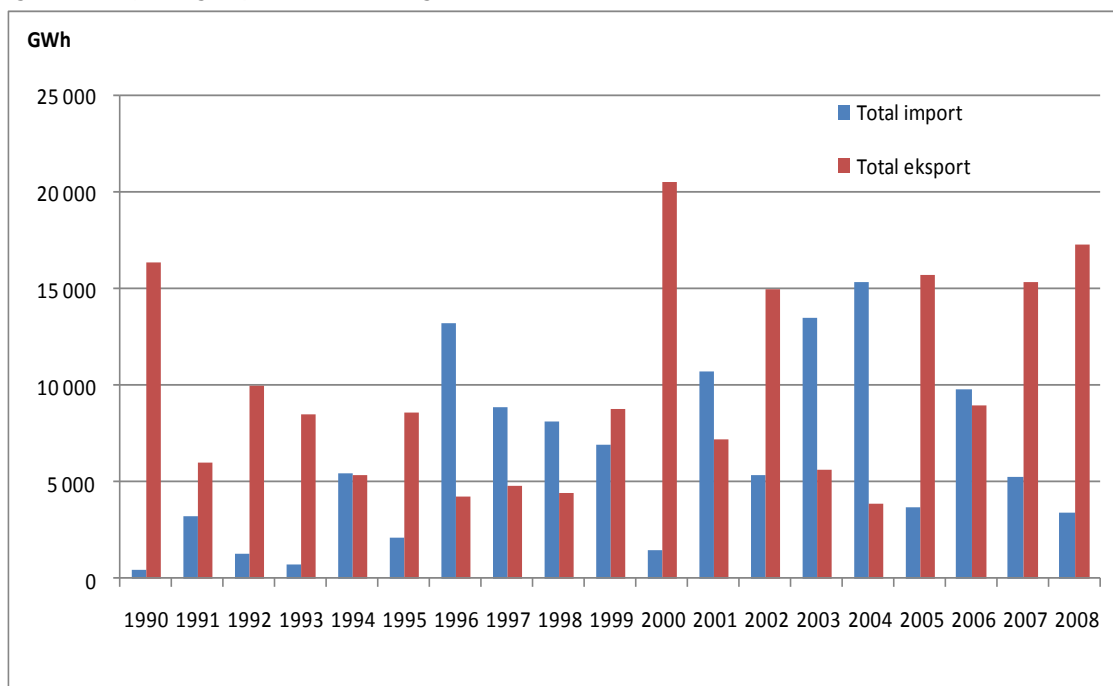
⁷ Normalårsproduksjon er definert som forventet årsproduksjon basert på tilsigsserien for perioden 1970–1999. NVE fastsetter denne og vil trolig etablere ny normal etter at 2009 er ferdig.

⁸ Ifølge NVE sine hjemmesider produseres det i et midlere år 123 TWh fornybar kraft i Norge. Vindkraftproduksjonen var i 2009 0,9 TWh, og resten er vannkraftproduksjon.

Figur 2.5 Utvekslingskapasitet mellom Norge og nabolandene. (Nordel)⁹



Figur 2.6 Eksport og import av kraft. Norge 1990–2008. (SSB/Nordel)



Samtidig er det også slik at det foregår eksport i tørrår og import i våtår, ettersom strømmen handles på timebasis. Kraften går begge veier i luftspennene mellom Norge, Sverige og Finland, og langs havbunnen til Danmark og Nederland. Utvekslingen bidrar til å balansere produksjonssystemene og stabilisere prisvariasjonene. Selv om det på årsbasis vil kunne være eksport eller importoverskudd, vil det innenfor året være elektrisk kraft som på timebasis genererer systeminntekter vekselvis som import og eksport. Norge har som nevnt hatt kraftoverskudd i tre av fire år siden 1970. I perioden 1990–2007 hadde vi også eksport i tre av fire år, mens vi i tiårsperioden 1998–2007 hadde

⁹ Overføringskapasiteten og rapporteringen av den varierer noe fra år til år i statistikken. I praksis er tilgjengelig overføringskapasitet avhengig av forholdene i nettet på hver side av en forbindelse, og flyten i de nasjonale nettene.

eksport i fem år og import i fem år. Sånn sett kan man si at utviklingen har gått fra overskudd til balanse siden markedsreformen på nittitallet. Imidlertid eksporterer Norge mer i våtår enn det som importeres i tørrår. I gjennomsnitt har Norge eksportert om lag 2,7 TWh/år i perioden fra 1990 til 2007, og omtrent 2,5 TWh i perioden 1998–2007.

Norge framover

Framover forventes det at investeringsaktiviteten i norsk kraftproduksjon først og fremst vil bli drevet av støtteordninger for ny fornybar energi, knyttet til klimapolitikken og krav fra EU om økt andel fornybar energi. Selv om det norske kravet ennå ikke er framforhandlet, har Enova i flere år gitt støtte til vindkraftproduksjon i Norge. Ved utgangen av 2009 nærmer vindkraftproduksjonen seg 1 TWh, noe som er langt unna Enovas krav om 3 TWh innen utgangen av 2010. Samtidig arbeides det med å slutte Norge til det svenske markedet for grønne sertifikater (Elcert) fra 1. januar 2012, i henhold til en intensjonsavtale inngått mellom de norske og svenske regjeringene i september 2009. Avtalen er ikke ferdigforhandlet, men det er kommet signaler om at ordningen vil medføre at norske forbrukere skal betale for 12,5 TWh ny fornybar kraftproduksjon, noe som tilsvarer den planlagte opptrappingsplanen i den svenske ordningen fra 2012. Sertifikatmarkedet omfatter all ny fornybar kraftproduksjon basert på vann, vind og biomasse, og det er opp til markedet å finne sammensetningen av produksjonen både med hensyn til teknologi, energibærere og lokalisering. Så lenge forhandlingene ikke er fullførte, er det fremdeles usikkerhet omkring etableringen av et felles sertifikatmarked med Sverige.

Ser man på prosjekter som lå til behandling for konsesjon hos NVE ved årsskiftet 2009/2010, var søknader om 9,3 TWh vannkraft inne til behandling. 6 TWh vindkraft og 4,5 TWh fjernvarme er ferdig konsesjonsbehandlet. Konsesjon gir tillatelser til å bygge, men oppnådd konsesjon betyr ikke at prosjektene nødvendigvis blir realisert. Av de forskjellige kraftkildene er vannkraft prioritert i saksbehandlingen, mens vind, gass og kullkraft er lavest prioritert. Prioriteringen av vannkraft gjelder ny *regulerbar* kraft og opprustnings- og utvidelsesprosjekter av eksisterende anlegg. NVE har estimert et gjenværende, det vil si ikke-vernet, økonomisk vannkraftpotensial på 35 TWh, i hovedsak knyttet til småkraftverk. En eventuell storstilt kapasitetsutbygging av norsk kraftproduksjon forutsetter nye betingelser for vindkraft, mens det ligger koordineringsmessige utfordringer på småkraftsiden. I tillegg kommer begrensninger på nettsiden, om det er kapasitet på det eksisterende nettet for å koble på ny produksjon eller om nettet må forsterkes for at ny kapasitet kan kobles på.

I den kommende treårsperiode trekker Statnett (2009) fram vannkraftprosjektene i Svartisen og Kjosnesfjorden (samlet 330 MWh) som de fremste kapasitetsutbyggingene. Statkraft meldte vinteren 2010 at de var i ferd med å modernisere sine anlegg i Nedre Røssåga og bytte ut de gamle anleggene i Eiriksdal og Makkoren. Hydro har også signalisert at de ønsker å oppgradere sine anlegg. Rehabilitering og utskiftning vil gi økt produksjon etter at arbeidene er gjennomført, men lavere produksjon i selve oppgraderings-

fasen. Ut over utbygging av vindkraft og vannkraft som får støtte, er det ikke noen grunn til å forvente markante endringer i teknisk produksjonskapasitet de aller nærmeste årene. *Variasjoner i vær og vind kan komme til å bety mer enn kapasitetsutvidelser.*

Mens kraftforbruket steg jevnt fra 1975 fram mot 2000, har forbruket vært nokså stabilt siden. Det er i første rekke tre faktorer som skaper endringer i det totale forbruket; generell økonomisk vekst, temperaturendringer og økt aktivitet i industrien. Fordi strøm er den dominerende oppvarmingskilden i norske hjem, er kalde vintre en viktig driver for økt forbruk i husholdningene. Dersom man legger klimaprognosene som tilsier økt gjennomsnittstemperatur til grunn, skulle dette også tilsi mindre forbruk i husholdningene. På den andre siden avhenger dette av når på året temperaturene øker – eller synker. Det framtidige kraftforbruket i norske husholdninger avhenger også av hvor mange flere husholdninger det blir og hvor mange flere strømdrevne gjenstander husstandene skaffer seg. På den andre siden vil overgang fra elektrisk oppvarming til jordvarme, nye byggeforskrifter og energieffektivisering trekke husholdningenes forbruk ned. I husholdningene er innslaget og omfanget av elektriske biler/hybrider i bilparken en mulig driver for økt forbruk. Av landets samlede energiforbruk utgjør fossile brennstoff snaut 40 prosent, hvor det aller meste er knyttet til bilpark og nyttekjøretøyer. Gitt at plug-in-hybridene, som kan lades over strømmettet, slår an, vil dette medføre økt bruk av elektrisk kraft på bekostning av fossile drivstoff.

Forsyning av kraft til sokkelen har også økt betraktelig de seneste ti årene. Mens det i 1998 ble brukt under 1000 GWh på sokkelen, lå forbruket tre ganger høyere ti år senere. Størsteparten av petroleumssektorens kraftforbruk skjer i dag i tilknytning til følgende installasjoner: Troll A-plattformen og Kollsnes, Ormen Lange og Nyhamna, Gassprosesseringsanlegget på Kårstø og Snøhvit (selvforsynt med egen kraftproduksjon, men er også tilknyttet landnettet) (Econ Pöyry 2010). På de fleste av disse anleggene er forbruket ventet å øke de nærmeste årene, dels som følge av økt aktivitetsnivå, dels på grunn av økt energibehov etter hvert som reservoartrykket synker. I tillegg skal både Gjøa-plattformen (som er et nytt prosjekt) og Valhall (som er en omfattende ombygging av en eksisterende installasjon) settes i drift med kraftforsyning fra land i løpet av 2010. Det er også besluttet at Goliatfeltet utenfor Finnmark skal delelektrifiseres, noe som også vil utløse store investeringer i sentralnettet i Nord-Norge.

Når det gjelder den framtidige utviklingen på nettsiden og hva man kan forvente her, legger regjeringen følgende til grunn i sin politiske plattform:

Regjeringen vil ... legge til rette for økt utbygging av nettkapasitet mellom landsdelene og til utlandet. Regjeringen står slik sett på den politikken som har ligget siden 1950-tallet hvor utbygging, integrasjon og kraftutveksling mellom forskjellige systemegenskaper komplementerer hverandre og trykker leveringssikkerheten. (Politisk plattform for flertallsregjeringen 2009–2013)

Stoltenberg II regjeringen følger den kraftpolitiske linjen fra tidligere regjeringer. Derimot sier erklæringen lite om gjennomføringshastighet og prioriteringer. Forholdet mel-

lom politiske visjoner og faktisk handling har også sine «gordiske knuter» i norsk politikk. Statnett sin søknad om å få bygge Sima-Samnanger-linjen lå fra 2006 inne til ankebehandling i Olje- og energidepartementet. Vinteren 2010 gikk man fra fire til fem prisområder for kraft i Norge, blant annet som en følge av svak nettkapasitet i Bergensområdet. Sommeren 2010 ga departementet Statnett grønt lys, men den påfølgende debatten om «monstermaster eller sjøkabler» i Hardanger utløste en større politisk kuvending. Sima-Samnanger er i denne sammenhengen kun et eksempel men det illustrerer hvordan målkonflikter og interessemotsetninger vanskeliggjør politiske valg.

Industrikraft

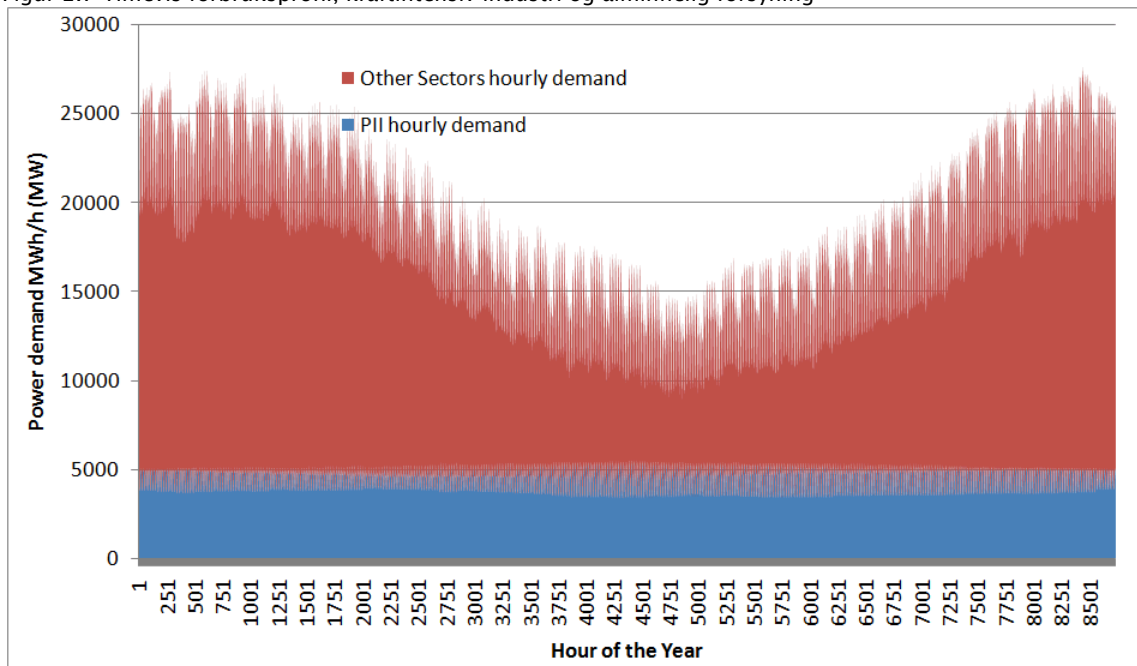
Etter andre verdenskrig ble det inngått en rekke kraftkontrakter på myndighetsbestemte vilkår, hvor staten sørget for å sikre industrien tilgang til rimelig kraft. Årsakene til dette lå i at staten overtok det meste av kraftutbyggingen, og at industrien ble betraktet som strategisk viktig i moderniseringen av det norske samfunnet. I tillegg genererte den kraftintensive industrien sårt tiltrengte valutainntekter. Kraft som komparativt fortrinnsla ikke bare grunnlag for industriell utvikling, men også for distriktpolitikk. Hjørnesteinsbedriftenes rolle som regionale motorer utenfor de største befolkningsentra, ble på politisk nivå tunge argumenter for å sikre disse virksomhetene konkurransedyktige betingelser. Ved innføringen av energiloven i 1991 ble de tidligere inngåtte statskontraktene samlet i Statkraft. Statsforetaket fikk ikke bare med seg de statlige investeringene og kraftanleggene, men også kraftkontraktene på stortingsbestemte vilkår. Fra industriens side så man det som vanskelig å opprettholde, investere og videreutvikle sin virksomhet uten å ha langsiktig og forutsigbar krafttilgang i bunn. Det lå først begrensninger på at kraften i de stortingsbestemte kontraktene kunne videreselges, men midt på nittitallet ble disse begrensningene myket opp, og etter hvert fjernet. Gjennom å tilføre markedet kraft i tørrår, bidrar kraftintensiv industri til å stabilisere markedet. Ifølge den kraftintensive industrien vil derfor markeds- eller engrosprisen for kraft være utslagsgivende for aktivitetsnivået fra år til år, mens selve kraftprisregimet vil innvirke på investeringsbeslutninger.

De siste myndighetsbestemte kraftkontraktene løper ut i 2011. Kraftindustriregimet ble revidert i St.prp. nr. 52 (1998–1999) og St.prp. nr. 78 (1999–2000), hvor industrien ble tilbudt nye langsiktige kontrakter. Av de som ble tilbudt disse kontraktene var det ett selskap som valgte å gå inn på disse. Denne kontrakten løper fram til 2021 (NOU 2005:4). I tillegg er det inngått en rekke langsiktige kontrakter mellom energiprodusenter og den kraftintensive industrien på kommersielt grunnlag. De kontraktene som inngås i dag er kommersielle kontrakter mellom kraftselskapene og industrien.

Den kraftintensive industrien (KII) og treforedling står for om lag 30 prosent av det samlede norske forbruket på årsbasis. Men i motsetning til forbruket i alminnelig forsyning, er forbruket i KII relativt jevnt over året (se figur 2.7). På nattetid midt på sommeren står KII for rundt 40 prosent av forbruket, rundt 4000 MW. Fra år til år styres

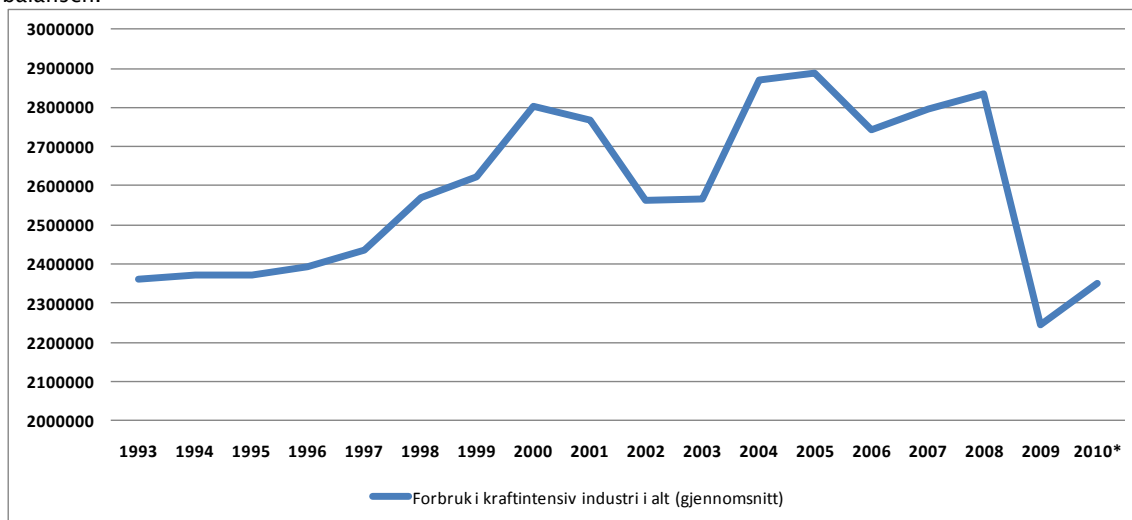
aktivitetsnivået her i stor grad av prisene man oppnår for sluttproduktene på verdensmarkedet og av markedsprisen på kraft. På lengre sikt avhenger aktivitetsnivået av investeringer som bygger på forventninger om utviklingen i verdensmarkedet, og på framtidig kraftprisnivå i forhold til lokalisering/investeringer i andre land og verdensdeler.

Figur 2.7 Timevis forbruksprofil, kraftintensiv industri og alminnelig forsyning



Figur 2.8 viser den kraftintensive industriens gjennomsnittlige forbruk av kraft siden 1993. Blant annet ser man den kraftige nedgangen i kjølvannet av finanskrisen, hvor det samlede forbruket i 2009 lå 5,9 TWh under gjennomsnittet for 2008. Hvordan dette forbruket vil utvikle seg, avhenger av utviklingen i de internasjonale markedene for sluttproduktene og av hvilke betingelser industrien har på sikt når man ser på betingelser i sammenliknbare land.

Figur 2.8 Gjennomsnittlig bruk av kraft per år for kraftintensiv industri (1993–2010). MWh. SSB. Elektrisitetsbalansen.



*Gjennomsnittet av bruk av kraft de tre første månedene i 2010.

De fire siste regjeringene har alle hatt utfordringer knyttet til kraftintensiv industri, fordi EØS-avtalen setter beskrankninger for hvordan et industrikraftregime kan utformes. Regjeringen sier følgende om industrikraft i sin politiske plattform (2009–2013):

Regjeringen vil [...] legge til rette for langsiktig krafttilgang for industrien på konkurransedyktige vilkår, blant annet gjennom en garantiordning for langsiktige kraftkontrakter, etablering av innkjøpskonsortium, økt tilgang på fornybar kraft og offentlig støtte til energigjenvinning i industrien [...] satse på utvikling og bruk av miljøteknologi gjennom tilskudd og tiltak for å redusere utslipp gjennom miljøavgifter og avtaler med industrien [...] at utslipp fra kraftintensiv industri skal reguleres innenfor EUs kvotesystem.

Det gjenstår en del før man vet eksakt hvordan garantiordningen på 20 milliarder skal virke og hvordan man tenker å gjennomføre en fransk/tysk inspirert konsortiumsmodell. Ideen bak en slik modell er at de kraftintensive virksomhetene går sammen og kjøper inn kraft. Myndighetene bidrar med tilrettelegging, mens deltakerne tar ansvar for etablering og organisering av anbudsprosessene og andre funksjoner. Fra myndighetene settes det betingelser for å kunne være med i konsortiet og for hvor store eierandeler deltakerne kan ha i konsortiet.

2.4 Grunnlaget for bygging av utenlandskabler

Som nevnt har krafthandel mellom de nordiske landene og mellom Norden og kontinentet, Russland og Baltikum lange tradisjoner. I dette avsnittet skal vi se nærmere på

grunnlaget og det økonomiske fundamentet for utenlandskablene. Kraftoverføringskapasitet gjennom luftspenn, jordkabler og sjøkabler tjener tre formål i kraftmarkedet:

- De benyttes til kortsiktig kraftutveksling mellom vannkraftsystemet (først og fremst Norge og Sverige) og det termiske systemet i Danmark og Tyskland.
- De benyttes for å balansere svingningene i vannkraftproduksjonen fra år til år.
- De benyttes til å håndtere langsiktige ubalanser, jf. for eksempel Finlands mangeårige import av kraft fra Russland.

Systemegenskaper og utveksling mellom vannkraft og termiske systemer

I kraftmarkedet må det være balanse mellom tilbud og etterspørsel til enhver tid; det er ikke mulig å lagre elektrisitet. Forbruket svinger over døgnet og mellom sesonger. Da må systemet ha tilstrekkelig produksjonskapasitet til å dekke effekttoppene. Et vannkraftsystem er også begrenset av tilgangen på energi (vann). Systemet må ha tilstrekkelig effektkapasitet til å dekke forbrukstoppene, og tilstrekkelig vann til å dekke det samlede forbruket over året. Tilsigene av vann varierer også over året, men ikke i samme mønstre som forbruket. Tilsigene om sommeren og høsten lagres derfor i magasiner, slik at det skal være nok energi tilgjengelig til å dekke forbruket gjennom vinteren. Om vinteren er forbruket høyt og tilsigene små. Vannkraftverkene dimensjonerer først og fremst effektkapasiteten i forhold til magasinkapasiteten: Stor magasinkapasitet er lite verdt dersom effektkapasiteten begrenser utnyttelsen av magasinet. Kombinasjonen av magasinert vann og stor effektkapasitet gir stor fleksibilitet, samtidig som det medfører små kostnader å justere produksjonen i vannkraftverk.

Fleksibiliteten i *vannkraftsystemet* gir flate priser over døgnet og over året. Siden nivået på installert effekt er høyt i forhold til energiproduksjonen, vil magasinet i et vannkraftverk gå tomt dersom verket produserer på full kapasitet hele tiden. Produsentene disponerer dermed vannet slik at verdien blir høyest mulig ved å legge produksjonen til de timene når prisen er høy, gitt vannnivået i magasinene og forventningene om forbruk og tilsig framover. *Forventninger om framtiden spiller i det hele tatt en viktig rolle i vanndisponeringen.* Hvis det kommer ny informasjon som tilsier at tilsigene blir lavere enn forventet (tørre enn normalt), vil produsentene by inn sin produksjon til en høyere pris for å ha mer vann disponibelt senere. Siden det koster lite å variere produksjonen, vil vanndisponeringen medføre at prisene om natta og om dagen blir likere: Dersom prisen er høyere om dagen enn om natta, vil det lønne seg for produsentene å flytte mer av produksjonen fra natt til dag (innenfor det som er kapasitetsmessig mulig), og dermed synker prisen om dagen og øker om natta.

Termiske systemer er dimensjonert ut fra effektbehovet, det vil si høyeste belastning pluss en sikkerhetsmargin, men har fleksibilitet når det gjelder energiproduksjon. De mest effektive verkene dekker forbruket i timer med lav og mellomstor last (forbruk), mens mindre effektive verk slås på for å ta effekttoppene. Disse verkene er mindre effektive,

og har høyere kostnader, fordi de er eldre eller bygget med høyere fleksibilitet. Såkalte grunnlastverk (som produserer de fleste timene i året) kan også variere sin produksjon, men det medfører kostnader, fordi energieffektiviteten reduseres når verkene ikke produserer for fullt, og fordi det er betydelige kostnader forbundet med å slå disse verkene av og på. Særlig kjernekraft, men også kullkraft, kan ikke variere produksjonen like hurtig som vannkraftverk. Kostnadene er først og fremst knyttet til redusert energieffektivitet og økte vedlikeholdskostnader. Kostnadene ved å variere gasskraftverk er mindre (lavere effektivitetstap). Gass eller oljeturbiner med lav energieffektivitet, men god reguleringssevne, er alternativ spisslastproduksjon, og det er også såkalte pumpekraftverk.

I sum betyr disse forskjellene at differansen mellom kraftprisen på dagtid og nattetid er stor i termiske systemer, mot prisene i vannkraftsystemet, som svinger lite over døgnet. Dermed er det lønnsomt å la termiske kraftverk produsere om natta og slå av vannkraftverkene (import til vannkraftsystemet), mens vannkraftverkene produserer om dagen (eksport fra vannkraftsystemet). Slik reduseres behovet for å variere produksjonen ved å slå av og på termiske kraftverk og å bruke spisslastverk når lasten (momentant forbruk) er høy.

Samspillet mellom et termisk system og et vannkraftsystem innebærer at vannkraften fungerer som et slags batteri for det termiske systemet. Termiske verk slipper å slå av eller redusere produksjonen for å følge forbruket om natta – overskuddskraft som produseres om natta lagres i vannkraftmagasinene og leveres tilbake om dagen. Dette holder kostnadene nede i de termiske verkene og i det termiske systemet. Samtidig kan energiproduksjonene i et termisk system varieres mellom år, noe som er gunstig for å balansere variasjonene i tilsig til vannkraftsystemet. Det er dette som har vært det økonomiske grunnlaget for kraftkablene, både før og etter at markedsreformen ble innført. At norsk vannkraft har kunnet svinge mot variasjonene i dansk vindkraft via kablene, har også gjort det lettere – og mye rimeligere – å bygge ut vindkraften i Danmark (EcoGrid 2007 og Dang Trong 2009).

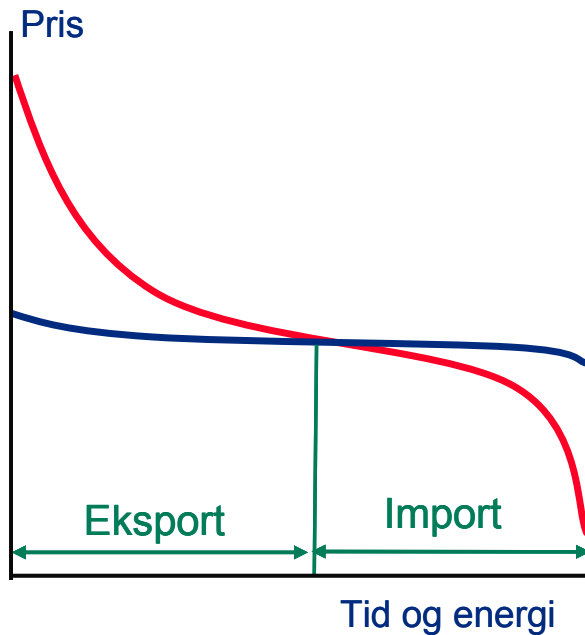
Prisvirkninger av kabler

Figur 2.9 under viser hvordan ulikhetene i vannkraftsystemet og et termisk system gir ulikheter i prisbildet. Grafene viser stiliserte, såkalte varighetskurver, for prisen i det norske vannkraftdominerte markedet (blå linje) og prisen i et termisk dominert utland (rød linje). Varighetskurver viser prisstrukturen i markedene ved at timeprisene i løpet av et år (8760 timer) er ordnet fra høyeste til laveste pris. Varighetskurven for Norge er relativt flat på grunn av fleksibiliteten i vannkraften, mens varighetskurven for det termiske systemet vi utveksler mot, er brattere, fordi de må ta i bruk dyrere anlegg når etterspørselen er høy (om dagen), og selge kraft billig for å slippe å slå av produksjonsanlegg når etterspørselen er lav (om natta).

Handelen på kablene bestemmes av prisforskjeller mellom systemene. I timer der prisen ute er høyere enn i Norge, har vi eksport, og i timer der prisen ute er lavere enn i Norge,

har vi import. Dersom antallet timer med eksport er høyere enn antallet timer med import, har vi netto eksport i løpet av et år (forutsatt at overføringskapasiteten utnyttes fullt ut).

Figur 2.9 Varighetskurver for prisen i et termisk system og et vannkraftsystem.



Utvekslingskapasiteten medfører at produksjonen i vannkraftsystemet øker i timer der prisene er høyere i det termiske systemet. For at balansen skal opprettholdes (uten at forbruket endres), må importen i timer med lavere priser i utlandet øke tilsvarende. Siden vi normalt har mye ledig effektkapasitet i vannkraftsystemet, blir prisen fortsatt ganske flat i dette systemet: Det er normalt mulig å øke produksjonen i effektuttaket i vannkraftsystemet tilsvarende eksportkapasiteten uten større kostnader, og tilsvarende lett å redusere effektbelastningen i timer med import. I tilfeller der det ikke er det, for eksempel på grunn av uregulert tilsig (som må produseres der og da), kan vi få lavere priser på grunn av importen. Tilsvarende kan vi få økte priser i høylast dersom eksporten gir opphav til effektknapphet i enkelttimer. Prisvirkningene vil variere fra år til år, avhengig av tilsigsmønstre og andre forhold.

Siden mer av vannkraften kan produseres i timer med høyere priser, er det sannsynlig at vannverdien – og dermed prisen i det norske systemet – vil øke noe, selv om utvekslingen fremdeles er balansert (import = eksport). Jo større fleksibilitet i det samlede vannkraftsystemet, jo mindre blir priseffekten.

Prisene i det termiske systemet påvirkes ved at det blir mindre behov for å øke produksjonen i dyre verk i høylast, og mindre behov for å redusere eller stoppe produksjonen i grunnlastverk i lavlast. Økt utveksling medfører dermed at priskurven i det termiske systemet blir flatere. Alt i alt blir altså prisforskjellene mindre når overføringskapasiteten

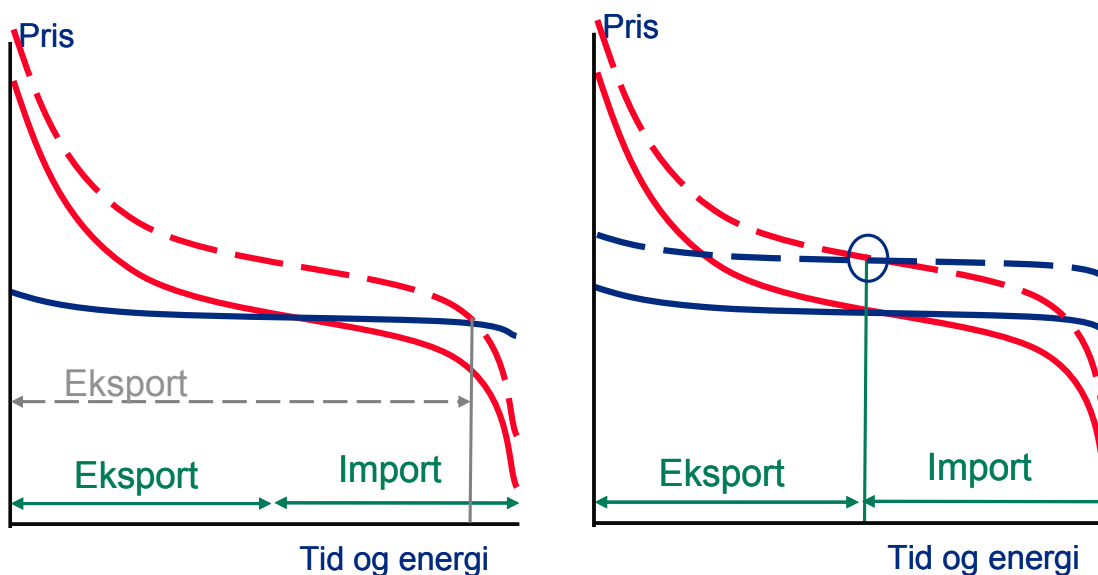
øker. Hvor store priseffektene er, kommer an på en rekke forhold ved systemene, som kapasitetssammensetning (brensler, alderssammensetning, magasinkapasitet vs. effekt-kapasitet, lokalisering og nettforhold, forbruksmønstre, etc.).

Prisdannelsen mellom vannkraft og termiske systemer

Figur 2.9 illustrerer også hvordan kostnadene i det termiske systemet påvirker prisen i vannkraftsystemet. Figuren viser den likevekten som er etablert, gitt forbruk og tilsig i vannkraftsystemet, og produksjonskostnadene i det termiske systemet i utlandet, og med en gitt overføringskapasitet mellom systemene. Anta nå at kostnadene – og priskurven – i det termiske systemet øker som vist i figur 2.10 under. Dersom den norske produksjonen blir budt inn i markedet til samme pris som før, som vist til venstre i figuren, øker eksporten, og importen reduseres. Men vi får ikke mer vann i vannkraftsystemet av den grunn, og resultatet blir at vi eksporterer ”for mye”. For å gjenopprette balansen, må vi da importere kraft i timer der prisen er høyere på kontinentet. Likevekten finnes der prisnivået i Norge settes slik at markedet balanserer over tid (energi i løpet av året), med en høyere vannverdi som vist i figuren til høyre.

Endringer i kostnadsnivået i det termiske systemet påvirker altså prisnivået i vannkraftsystemet. Figur 2.10 viser hva som skjer dersom kostnadsnivået i det termiske systemet øker, for eksempel som følge av at det ilegges en CO₂-avgift. Dersom budene i vannkraftsystemet holdes på samme nivå som før, blir eksporten for stor (husk vi har ikke fått mer vann i magasinene, eller lavere forbruk). For å gjenopprette balansen, må vannverdien øke, som vist til høyre i figur 2.10. Figuren viser dermed det teoretiske grunnlaget for å hevde at også norsk og nordisk kraftintensiv industri får økte indirekte kostnader som følge av kvotesystemet for CO₂ i Europa, EU ETS.

Figur 2.10 Endring i varighetskurver og vannverdi ved økt kostnad i termiske verk.

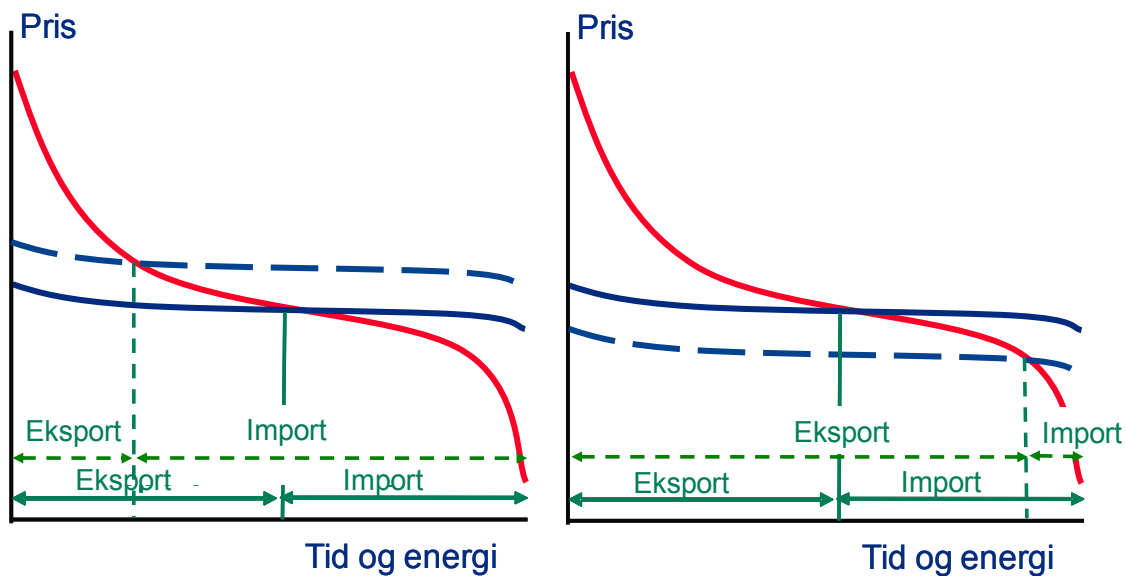


Utveksling i tørre og våte år

Resonnementene over tar utgangspunkt i at systemene er i (energimessig) balanse. I realiteten vil balansen i vannkraftsystemet variere betydelig mellom år. I våte år med store tilsig, får vi et overskudd i vannkraftsystemet som må eksporteres. Dermed reduseres vannverdien og prisnivået i det norske systemet i våte år. Det er vist i figur 2.11 til høyre, der de stiplede linjene markerer situasjonen i våtår. Den motsatte situasjonen, det vil si virkningen av tørrår, er vist i figur 2.11 til venstre. Underskuddet, eller det reduserte tilbudet i vannkraftsystemet, fordrer at vi får netto import i løpet av året for at forbruket skal dekkes. Det trekker vannverdien opp.

Begge illustrasjonene i figur 2.11 viser at prisvirkningen av tørrår og våtår i vannkraftsystemet påvirkes av prisstrukturen i det termiske systemet, representert ved varighetskurven.

Figur 2.11 Endring i vannverdi og eksport/import i tørrår og våtår.



Bedriftsøkonomisk grunnlag for kraftkabler

Lønnsomheten i kablene bestemmes av verdien av utvekslingen og mengden som eksporteres og importeres. Den *bedriftsøkonomiske* verdien av en kabel er lik inntekten på kabelen minus kostnadene. Kostnadene er kapital- og driftskostnader (inkludert energitap), og er relativt enkle å bestemme. Anleggsbidrag for nettilknytning kan komme i tillegg.

Den bedriftsøkonomiske inntekten bestemmes av prisforskjellene time for time, og dermed av markedsutviklingen og hvordan kabelen eventuelt påvirker markedsprisene. Kabeleier optimerer inntekten på kabelen ved å kjøpe kraft i det markedet som har den laveste prisen og selge den i det markedet som har den høyeste prisen. Med utgangspunkt i beskrivelsen av systemene som skissert foran, går strømmen normalt fra det

termiske systemet til vannkraftsystemet om natta og fra vannkraftsystemet til det termiske systemet om dagen. Denne inntekten kalles for «flaskehalsinntekt», fordi den bare oppstår når kapasiteten er fullt utnyttet og det er flaskehals mellom systemene: Dersom det ikke er flaskehals, fjerner utvekslingen prisforskjellene, og kabelen genererer ingen bedriftsøkonomisk inntekt. I tillegg til kjøp og salg i spotmarkedene, kan kabelen generere inntekt fra salg av ulike systemtjenester som for eksempel regulerkraft.

De bedriftsøkonomiske inntektene (fratrasket kostnader) tilfaller kabeleier. Det er ofte systemoperatørene i de respektive landene som bygger/planlegger og driver kabler. Disse er, som det norske Statnett, som regel inntektsregulert. For Norges del er det Statnett som er systemoperatør, og Statnett er regulert gjennom en inntektsramme som skal sikre at inntektene dekker kostnadene ved drift og utbygging av nettet i Norge.

Et eventuelt driftsøkonomisk overskudd fra en utenlandskabel vil dermed redusere det residuale inntektskravet som Statnett må dekke gjennom nettariffene. Med andre ord vil en utenlandskabel som er bedriftsøkonomisk lønnsom medføre at nettariffene må reduseres. Er utenlandskabelen ikke bedriftsøkonomisk lønnsom, det vil si at inntektene ikke dekker kostnadene, må nettariffen øke. Det er vanlig at det er flere eiere av en kabelforbindelse, og i hvert fall en eier på hver side av kabelen. NorNed-kabelen eies for eksempel av Tennet, som er systemoperatør i Nederland, og Statnett. Så vidt vi vet deles kostnader og inntekter på NorNed likt mellom eierne. Det er fullt mulig å inngå andre typer avtaler. Det kan for eksempel være aktuelt dersom det er forskjeller i hvor stor del av det samfunnsøkonomiske overskuddet som tilfaller hvert av landene. Delingen av kabelinntekten vil med andre ord være et resultat av forhandlinger mellom kabeleierne.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av utenlandskabler

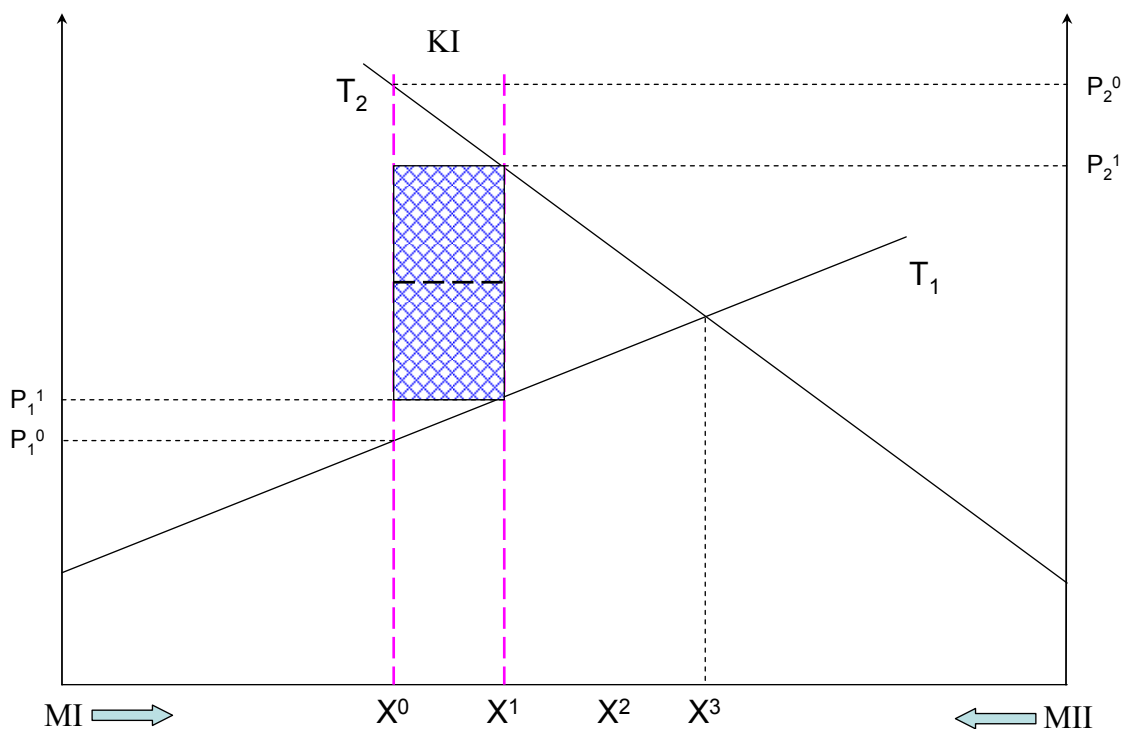
Den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av en utenlandsforbindelse avhenger av kostnadene ved bygging og drift av kabelen, og av prisforskjellene etter at kabelen er realisert. Det bedriftsøkonomiske regnestykket inngår i det samfunnsøkonomiske, men fanger ikke alle relevante samfunnsøkonomiske faktorer. Forskjellen oppstår blant annet ved at de samfunnsøkonomiske gevinstene bestemmes av prisene både før og etter bygging av kabelen. Endringer i konsument- og produsentoverskudd er knyttet til dette. Inntektene på andre kabelforbindelser påvirkes også av prisendringer.

I tillegg kan en utenlandskabelinvestering gi gevinster i form av lavere risiko for avbrudd, reduserte overføringstap, lavere flaskehalskostnader og eventuelt endringer i produksjon og forbruk. Den eksakte sammensetningen av nyttevirkinger varierer fra tilfelle til tilfelle og mellom mulige løsninger. De samfunnsøkonomiske gevinstene av handelen er større jo større ulikhet det er mellom de to systemene, både med hensyn til sammensetningen av produksjon og strukturen i forbruket.

Produsent- og konsumentoverskudd

Produsentoverskuddet er gitt ved summen av salgsinntekter (pris ganger volum) fratrukket kostnadene ved produksjonen. Konsumentoverskuddet er lik konsumentenes samlede betalingsvilje for det omsatte elektrisitetsvolumet fratrukket kostnadene ved å kjøpe den ønskede mengden (pris ganger volum). Summen av produsent- og konsumentoverskudd er lik det samfunnsøkonomiske overskuddet. Figur 2.12 gir en forenklet framstilling av effektene av at det bygges ut overføringskapasitet mellom to markedsområder. Markedsområde 1, MI, har tilbudskurven T_1 , og vi måler forbruk og produksjon i dette området fra venstre mot høyre i figuren. Markedsområde 2, MII, har tilbudskurven T_2 og vi måler forbruk og produksjon i dette området fra høyre mot venstre i figuren. For enkelthets skyld antar vi at forbruket er gitt i begge markedsområder, slik at vi kan illustrere tilpasningen i et slikt "badekardiagram".

Figur 2.12 Prisvirkning, flaskehalsinntekt og samfunnsøkonomisk overskudd når to markedsområder knyttes sammen.



I utgangspunktet har vi en situasjon uten handelsmulighet (0-situasjonen). Prisen er P_1^0 i MI og P_2^0 i MII. Fordelingen av forbruk og produksjon er markert med linjen X^0 . Vi ser altså at MII har det største forbruket og også den høyeste prisen, slik vi har tegnet tilbudskurvene.

Så bygger vi en kabel med kapasitet KI , mellom områdene. Den fører til at prisforskjellen reduseres – prisen i MI stiger til P_1^1 og prisen i MII synker til P_2^1 . Den samfunnsøkonomiske gevinsten er lik kostnadsbesparelsen ved at en del av forbruket i MII (X^0 –

X^1) kan dekkes av billigere produksjon i MI, det vil si arealet mellom T2 og T1 på kabelen.

Gevinsten fordeler seg mellom områdene. I MI øker produsentoverskuddet fordi prisen og produksjonen øker, mens konsumentoverskuddet reduseres. Nettogevinsten er lik trekanten mellom T1 og prislinja P_1^1 . I MII øker konsumentoverskuddet fordi prisen går ned, mens produsentoverskuddet reduseres. Nettoøkningen i konsument- og produsentoverskudd i MII er lik trekanten mellom T2 og prislinja P_2^1 , som er netto kostnadsbesparelsen i MII.

Samlet gevinst

Flaskehalsinntekten er markert ved det rutete arealet under KI og mellom P_1^1 og P_2^1 i figuren. Flaskehalsinntekten er altså bare en del av den samfunnsøkonomiske gevinsten av en kabel. Fordelingen mellom flaskehalsinntekt og konsument- og produsentoverskudd kommer an på hvor store prisforskjellene er i utgangspunktet og hvor stor pris-påvirkning kabelen har. Via prisvirkningene i markedene påvirker kabelen også inntektene på andre kabler, og dette må tas med i det samfunnsøkonomiske regnestykket.

Det samlede samfunnsøkonomiske regnestykket og fordelingen mellom de sammenknyttede systemene, flaskehalsinntekter og konsument- og produsentoverskudd, kommer an på markedsvirkninger og handel i alle årets 8760 timer, og varierer med endringer i produksjon, tilsig og forbruk fra år til år. På lang sikt påvirkes også regnestykket av hvordan handelen påvirker investeringer i markedene.

Andre samfunnsøkonomiske regnskapselementer kan være knyttet til kjøp og salg av systemtjenester, investeringer i det interne nettet, endringer i transittkostnader, utjevning av prisvariasjoner, miljøforhold, etc. I vannkraftsystemet medfører utvekslingskapasiteten mer stabile priser ved at vi får høyere priser og bedre betalt for eksporten i våte år, og lavere priser og rimeligere import i tørre år.

En gitt kabel er samfunnsøkonomisk lønnsom dersom kostnaden ved å bygge kabelen er mindre enn den samlede samfunnsøkonomiske gevinsten, og gitt at den er mer lønnsom enn andre kabler (Econ 2009). Det kan altså hende at kabelen er samfunnsøkonomisk lønnsom selv om flaskehalsinntektene ikke dekker kostnadene.

Samfunnsøkonomi ved kraftoverskudd

Som vi har sett, er den samfunnsøkonomiske verdien av kabler knyttet til ulikheter mellom systemene, og medfører at det samlede systemet kan utnyttes mer optimalt. De overordnede relevante samfunnsøkonomiske inntektselementene er:

- Endring i konsumentoverskudd som følge av at forbrukerne betaler en høyere eller lavere pris enn før.

- Endring i produsentoverskudd som følge av at produsentene får høyere eller lavere pris enn før.
- Endring i flaskehalsinntektene på andre kabler.

I en balansert situasjon vil det grovt sett være slik at endringer i konsumentoverskudd og produsentoverskudd oppveier hverandre dersom vi er i balanse. (Dette er imidlertid ikke helt korrekt, siden produksjons- og forbruksmønster ikke er likt når vi har utvekslingskapasitet. Siden produksjonen er mer fleksibel enn forbruket, er antakelig økningen i produsentoverskudd større enn reduksjonen i konsumentoverskudd for en gitt økning i gjennomsnittsprisen.) Hvis vi er i en overskuddssituasjon, er produksjonen per definisjon større enn forbruket. En økning i vannverdien vil da øke produsentoverskuddet mer enn konsumentoverskuddet reduseres. Resultatet blir motsatt i underskuddssituasjoner (for eksempel tørre år).

Økt utvekslingskapasitet til kontinentet gir ikke i seg selv økt eksport, i hvert fall ikke dersom vi er i en overskuddssituasjon i utgangspunktet. Siden man ikke har termisk kapasitet å fase ut i Norge og forbruksveksten forventes å bli relativt beskjeden, vil økt utbygging av ny fornybar kraftproduksjon gi et økt kraftoverskudd her. Det økte overskuddet må eksporteres til en pris som er lavere enn det koster å bygge ut produksjonen. Samtidig faller verdien av vannkraften fordi markedsprisen reduseres. Anta for eksempel at med eksisterende overføringskapasitet er det nødvendig med eksport i 70 prosent av tiden for å drenere ut overskuddet, jamfør den situasjonen som er illustrert i figur 2.11 til høyre. Det innebærer at vannverdien faller fordi vi må eksportere i timer der prisene er relativt lave i det termiske systemet.

Dersom overføringskapasiteten til utlandet øker, innebærer det at en større andel av det forventede overskuddet kan eksporteres i timer der betalingsviljen ute er større. Dermed øker verdien av den marginale eksporten, og det bidrar til å øke vannverdien generelt. Med andre ord vil økt kraftoverskudd bidra til å redusere vannverdien og norsk kraftpris, mens kabelutbygging vil bidra til å øke vannverdien og norsk kraftpris.

Usikkerhet om framtiden

Alle investeringer i kraftmarkedet – og for den saks skyld i andre sektorer – må baseres på forventninger om framtidige markedsforhold. Selv om mange forventer at kraftoverskuddet i Norge og Norden vil øke framover, er det stor usikkerhet om hvor stort dette overskuddet blir. En rekke andre faktorer påvirker også markedsutviklingen i alle markedene vi er knyttet sammen med. Kvotemarkedet (EU ETS) er også en del av EUs energi- og klimapolitiske pakke. Kvotemarkedet setter en pris på CO₂-utslipp fra kull- og gasskraftverk. Via utvekslingen mellom vannkraftsystemet og kraftmarkedene på kontinentet, påvirkes kraftprisen i det norske og nordiske markedet av kvoteprisen. Fornybardirektivet trekker altså i retning av et lavere prisnivå, mens kvotemarkedet trekker i retning av et høyere prisnivå. På kontinentet er det først og fremst den siste effekten som slår igjennom. Det tilsier at den gjennomsnittlige prisforskjellen mellom

Norden og kontinentet øker med implementeringen av EUs klima- og energipolitiske pakke. Dette påvirker også lønnsomheten av å bygge flere kabelforbindelser.

På bakgrunn av den store usikkerheten om framtidige markedsforhold, er det vanlig at man vurderer lønnsomheten i kabelprosjekter gjennom en analyse som både bruker scenarier og sensitiviteter. Vanligvis etableres det to-fire scenarier som anses å speile et realistisk utfallsrom for markedsutviklingen. Basert på simuleringer av disse scenariene analyserer man samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet. I tillegg til scenariene tester man gjerne hvor robuste resultatene er for endringer i sentrale parametre gjennom et antall sensitivitetsanalyser, der verdien på en og en parameter endres i ett eller flere av scenariene. Brenselspriser og utbygging av andre kabler er eksempler på slike sensitivitetparametre. I tillegg beregner man naturligvis lønnsomheten i ulike tilsigssituasjoner (tørre og våte år). Videre er kraftmarkedet ikke vanligvis i en normalsituasjon: Tilsigene varierer, linjer og kraftverk faller ut, og temperaturavvik medfører unormalt forbruk. Med større andeler variabel produksjonskapasitet i systemet, vil hyppigheten av unormale markedsforhold øke. I beregninger av lønnsomheten av kabler – både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk – er det også viktig å ta hensyn til dette.

Siden handelen på en (ny) kabel påvirker prisen(e), påvirkes også inntektene på andre kabler. Hvis den nye prisen gir høyere pris i Norge, blir flaskehalsinntekten på andre kabler lavere, alt annet likt. Dette tas det hensyn til i beregningene av samfunnsøkonomiske effekter.

Hvis prisendringene ikke gir endringer i forbruk eller produksjon, endres ikke netto eksport eller import. Det betyr at en ny kabel samfunnsøkonomisk sett ”bare” representerer en mulighet til å øke eksportverdien og importere rimeligere. Dersom kabelen, eller rettere prisvirkningen av den, påvirker tilbud og/eller etterspørsel i markedet, blir prisvirkningen mindre. Det er grunn til å tro at aktørene i markedet vil gjøre tilpasninger, særlig hvis prisvirkningene er sterke og forventes å være vedvarende.

I et overordnet samfunnsøkonomisk perspektiv, tilsier det at dersom forbruket reduseres (man antar for eksempel at husholdningenes etterspørsel er relativt uelastisk, men likevel reduseres noe når prisen øker), blir reduksjonen i konsumentoverskuddet mindre. Rett nok får konsumentene en høyere pris, men i praksis betyr ikke dette full kostnadsøkning, fordi forbruket reduseres – enten ved overgang til annen energi eller gjennom redusert energiforbruk.

Prisendringer for husholdningene, i tjenesteyting og alminnelig industri gir sannsynligvis ikke store endringer i kraftforbruket. Prisfølsomheten i kraftintensiv industri er større, og relativt små endringer i kraftprisen kan gi store endringer i kraftforbruket. Mens utviklingen i etterspørselen i øvrige sektorer i stor grad henger sammen med den innenlandske økonomiske utviklingen, er imidlertid prissensitiviteten i kraftintensiv industri også avhengig av konkurranseforholdene og utviklingen i verdensmarkedene for de

produktene som industrien produserer. Disse forholdene er det vanskelig å inkludere på en god måte i kraftmarkedsmodeller. Aktivitetsutvikling og kraftetterspørsel i industrien er derfor et forhold som vanligvis analyseres på utsiden av modellen og en faktor som med fordel kan analyseres som en del av scenario- og sensitivitetsanalyser.

Kraftutvekslingen representerer en effektivitetsgevinst fordi ressursene brukes der de er mest verdt. I markedet kommuniseres dette gjennom markedsprisen: Dersom betalingsviljen for *kraftoverskuddet* er høyere i eksportmarkedet enn i hjemmemarkedet, er det samfunnsøkonomisk fornuftig å eksportere kraften framfor å bruke den hjemme. At det faktisk er slik, fordrer naturligvis at prisene representerer *alle* relevante kostnads- og nytteelementer, inkludert ringvirkninger og systemeffekter av en større reduksjon i kraftforbruket i kraftintensiv industri.

Vi vil her peke på to forhold som påvirker analysen av kostnadene ved redusert forbruk i industrien og sammenhengen mellom konkurranseevnen til KII (for øvrig henvises det til kapittel 4.2 og særlig 4.3):

- En del av den kraftintensive industrien er hjørnesteinsbedrifter i små lokalsamfunn. Dermed kan ringvirkningseffektene av redusert aktivitet som følge av høyere kraftpriser være store enkelte steder.
- Global klimapolitikk påvirker konkurranseevnen til kraftintensiv industri i Europa. Manglende kvotekostnader i store deler av verden, mens EUs kvotemarked medfører høyere kraftpriser i hele Europa, inkludert Norden, svekker industriens konkurranseevne. EU gir imidlertid åpning for å kompensere konkurranseutsatt industri for disse kostnadene. Om Norge vil gi slik kompensasjon eller ikke, kan også ha betydning for utviklingen i kraftintensiv industri i Norge.

2.5 utfordringer og kunnskapsbehov

Hvordan produksjon, forbruk og utveksling av kraft vil utvikles i det framtidige nordiske og europeiske kraftmarkedet er et komplekst samspill av mange forhold. De politiske rammebetingelsene vil medføre store endringer. Den europeiske produksjonen må legges om i stor skala i henhold til fornybarhetsdirektivet. Ut fra de foreliggende planer til landene i Nord-Europa og de britiske øyer vil vindbeltet nord på kontinentet få en langt mer framtrædende rolle i den europeiske kraftproduksjon. Mange aktører forventer at utviklingen i det nordiske kraftmarkedet vil medføre et kraftoverskudd. Forventet nordisk produksjonsvekst kommer i første rekke som en følge av økt kapasitet i Sverige og Finland, mens det ikke er forventet særlige store økninger i forbruket. Den planlagte kapasitetsøkningen skjer i hovedsak utenfor Norges grenser, men vil påvirke oss gjennom det nordiske kraftmarkedet. Forventningene om et økende nordisk kraftoverskudd er en viktig driver for planene om å bygge ut overføringskapasiteten mellom Norden og

nabolandene. Imidlertid har vi tidligere erfart at prognoser over framtidige kraftoverskudd eller kraftunderskudd har vist seg å ikke slå til. Gitt at kraftbalansen faktisk blir strammere enn antatt, eller det forventede overskuddet endrer seg til et faktisk underskudd, hvilke implikasjoner vil dette gi? Hvilke virkninger vil det ha for lønnsomheten av utenlandskabler dersom man har bygd ut mange kabelforbindelser og det forventede kraftoverskuddet uteblir?

Selv om fornybardirektivet forplikter utbygging av fornybar energi i medlemslandene, er det usikkert hvor mye som faktisk kommer – og ikke minst når det kommer. Dels viser historien at mange politiske målsettinger ikke blir nådd, og dels er det usikkert hvor stor del av fornybardirektivet som vil bli tatt ut i kraftsektoren. EU skal i 2014 gjennomgå og evaluere framdriften i direktivet. Sett i lys av finanskrisens virkninger og de økonomiske problemene enkelte medlemsland står overfor, kan man ikke se bort fra nye kriser, utsettelse eller ny politikk på området. Å gjennomføre de økonomiske løftene som direktivet krever, vil være en stor utfordring for de landene som nå har problemer med å betjene eksisterende gjeld og i begrenset grad har mulighet til å ta opp nye lån. Utfall av politiske valg kan også gi nye føringer, som et eksempel kan den nye koalisjonsregjeringen i Storbritannia endre betingelsene for utbygging av vindkraft i Storbritannia, noe som igjen kan gi nye premisser for eventuell kraftutveksling med det nordiske markedet. I kjølvannet av finanskrisen kan det komme nye omstendigheter som endrer på tidligere politiske vedtak. I dag er det heller ikke fastsatt noen straffemekanisme som kan brukes overfor land som unnlater å oppfylle sine forpliktelser i henhold til fornybardirektivet. Gitt at mange europeiske land trolig ikke klarer å oppfylle fornybarhetsdirektivet, hvilke følger vil det så få for Norden og Norge?

Spørsmålet er om man fra norsk og nordisk side uansett vil oppfylle sine forpliktelser eller utsette tiltak inntil bedre tider. Man må naturlig nok ta høyde for at ulike politiske partier og allianser velger ulike posisjoner.

I norsk sammenheng kommer man dog ikke utenom at man ikke har noen forurensende kraftproduksjon som kan fases ut. Det ser heller ikke ut til å være særskilt nasjonalt behov for økt produksjon, gitt dagens forbruksnivå. En fortolkning er da at Norge må bygge ut kraftproduksjon man ikke trenger, for å erstatte forurensende kraft man ikke har. Norge må altså bygge ut kostbar ny fornybar produksjon for å erstatte forurensende kraft i andre land. Den nye kraftproduksjonen vil være avhengig av betydelig støtte i form av grønne sertifikater, investeringsstøtte og/eller produksjonssubsidier. Det er norske innbyggere og virksomheter som må dekke inn disse kostnadene for å oppfylle direktivet. Å gjennomføre fornybardirektivet i Norge samtidig som land som faktisk har forurensende kraftproduksjon unnlater å oppfylle direktivet, vil være krevende å få politisk oppslutning om. Ensidig å binde seg til masten vil kunne framstå som en politisk utfordring om det blir slik at kostnadene veltes fra EU over på norske velgere.

Planene for svensk og ikke minst finsk kjernekraft, kan også endres gjennom politiske vedtak. Utsiktene for finsk industri kan endre på hvor mye kraft de velger å selge i det

nordiske markedet. Selv om klimaprognosene tilsier flere våtår og økt vannkraftproduksjon, kan det også komme tørrår. Samlet sett kan den nordiske produksjonen svinge opp mot 100 TWh mellom våtår og tørrår. Etterfølgende tørrår, kombinert med større og lengre utfall av kjernekraft, vil kunne endre overskuddsbildet til en balanse mellom nordisk produksjon og konsum.

På samme måte kan det også tenke seg et kraftoverskudd på det europeiske kontinentet, hvor det kommer til langt mer kapasitet enn veksten i forbruket skulle tilsi. Selv om kraftoverskudd i termisk baserte energisystemer (Tyskland, Nederland og Storbritannia) i første rekke gir utslag i lavere kapasitetsutnyttelse og priser, og i mindre grad i økt eksport, er også dette et mulig framtidig utfall som kan gi ringvirkninger på norsk og nordisk side.

Fra den kraftintensive industriens side er det uttrykt bekymring for hvordan økt integrasjon med kontinentet, kombinert med et høyere prisnivå på kraft, vil slå ut. Dersom kraftprisene bidrar til redusert KII-aktivitet, vil dette generere kraftoverskudd. Den frigjorte kraften vil måtte ha alternative bruksområder, hvorpå behovet for en ny kabel vil oppstå. Hvordan selve kabelutbyggingen skjer, omfanget og farten, kan derfor få avgjørende betydning for kraftintensiv industri. Kjernes spørsmålet er etter alt å dømme ikke for eller imot utenlandskabler, men antallet, omfanget, fart og timing i utbyggingen.

Regjeringen vil [...] legge til rette for langsiktig krafttilgang for industrien på konkurransedyktige vilkår Regjeringen vil [...] legge til rette for økt nettutbygging av nettkapasitet mellom landsdelene og til utlandet (Flertallsregjeringens politiske plattform 2009–2013)

Det er spenningsforholdet mellom de to målsetningene i den politiske plattformen, om å sikre langsiktig krafttilgang for industrien og bygge ut utenlandskapasiteten og hvordan dette gjøres, som vil kunne være kritisk. Hvordan vil de politiske beslutningene være i avveiningen mellom innfasingen av et nytt industrikraftregime og tilrettelegging av flere utenlandskabler?

Regjeringen vil [...] at utslipp fra kraftintensiv industri skal reguleres innenfor EUs kvotesystem.

En annen utfordring for industriens konkurransevne er hva slags regime Norge utvikler for å motvirke «karbonlekkasje». Ifølge regjeringens plattform skal CO₂-utslippene fra industrien reguleres innenfor EUs kvotesystem. Dette har utløst en debatt om «karbonlekkasje» og faren for at produksjon flyttes til land med svakere miljøkrav (for eksempel fravær av CO₂-kostnad ved avgift eller kvoteregulering).

Kvotedirektivet for perioden 2013–2020 er under revidering i EU, hvor det fra europeisk industri legges press på flest mulige gratiskvoter i perioden. Hovedargumentet fra europeisk industri sin side er at virksomheter for eksempel i Asia ikke har denne typen avgifter, og at dette i praksis er investeringstilskudd for nyetablering utenfor Europa –

og incentiv til å legge ned europeisk lokalisert virksomhet. EU har derfor åpnet opp for kompensasjon til virksomheter som er utsatt for karbonlekkasje. Mens kompensasjon for direkte kvotekostnader gjennom tildeling av gratiskvoter blir harmonisert i EU, er det opp til medlemslandene å velge hvorvidt det også skal gis kompensasjon for indirekte kostnader som følge av at kvotemarkedet gir høyere kraftpriser.

Ettersom det europeiske kraftmarkedet i stor grad er basert på termisk produksjon og en tilhørende CO₂-avgift på kraften, vil man ved import av europeisk kraft måtte betale avgiften via kraftprisen. Økt integrasjon mellom det europeiske og det nordiske kraftmarkedet bør derfor også analyseres i lys av «importert» CO₂-avgift. Samlet sett vil hele CO₂-problematikken ha økonomiske konsekvenser for kraftintensiv industri, både i form av egne utslipp, nasjonal tilpasning for å unngå karbonlekkasje og gjennom økt pris på importert kraft.

3. Hovedprosjekt: Rammer og problemstillinger

Forprosjektet har vist at det er et komplekst sett av økonomiske og politiske faktorer som påvirker utviklingen og prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet i årene framover. Parallelt med endringer i de europeiske rammebetingelsene og utsikter til økt kraftoverskudd i det nordiske markedet, må norske myndigheter håndtere en rekke kraftpolitiske utfordringer, herunder beslutninger om utbygging av sjøkabler til Europa, innfasing av fornybarhetsmål, CO₂-avgifter, kvotepriser, cap and trade, grønne sertifikater, kraft- og nettutbygging, og regimet for strømpriser og eventuell kompensasjon for kraftintensiv industri med sikte på å unngå karbonlekkasje. Samtidig som forprosjektet har understreket betydningen av å se disse forholdene i sammenheng – og utvikle en helhetlig kraftpolitisk og industriell strategi – har det tydeliggjort huller i kunnskapsgrunnlaget og en rekke usikre forutsetninger knyttet til de samfunnsøkonomiske og industrielle konsekvensene av å bygge flere sjøkabler til Europa.

Det synes å være bred konsensus blant aktørene i kraftmarkedet om at flere kabler og økt kapasitet for utveksling av kraft basert på ulike energikilder kan ha gunstige virkninger for forsyningssikkerhet, evnen til å balansere tilbud og etterspørsel, inntektsstrømmer, og mulighetene til å nå fornybarhetsmålene på en økonomisk rasjonell måte. Det er også bred enighet om at kabelutbygging – alt annet like – vil gi høyere kraftpriser i Norge og Norden enn ellers. Videre er usikkerheten omkring framtidige markedsforhold og rammebetingelser betydelig.

Et viktig spørsmål for industrien er om vurderingene av samfunnsøkonomisk lønnsomhet endres dersom forutsetningene for utviklingen i kraftintensiv industri endres. Det er særlig på to områder forprosjektet har identifisert et behov for ytterligere analyser knyttet til eventuelle negative konsekvenser av kabelutbygging for industrien:

- Kan dette gi negative ringvirkninger som bør inkluderes i analysene?
- Spiller KII en rolle i kraftmarkedet som innebærer at systemkostnadene øker dersom KII bygges ned?

Overordnet er det neppe et spørsmål om hvorvidt det – i lys av det forventede kraftoverskuddet og utbyggingen av fornybar kraftproduksjon på kontinentet – er lønnsomt å bygge ut mer kabelkapasitet til utland. En nærmere analyse av usikkerhetsmomentene og konsekvensene for industrien kan imidlertid bidra til å kaste lys over hvilke samfunnsøkonomiske kostnader som kan oppstå dersom man bygger ut for mye kabelkapasitet.

På denne bakgrunn foreslår vi å følge opp forprosjektet med et hovedprosjekt bygd på fire moduler:

- **Kabelutbygging: forutsetninger, virkemåte og kraftmarkedskonsekvenser**
- **Kraftintensiv industri – muligheter og utfordringer**
- **Samfunnsøkonomiske konsekvenser av kabelutbygging**
- **Strategiske implikasjoner: Krav til en helhetlig industri- og kraftpolitikk**

Modul 1 Kabelutbygging: Forutsetninger, virkemåte og kraftmarkedskonsekvenser

I modul 1 analyseres grunnlaget for og markedsvirkningene av kabler under ulike scenarier for utviklingen i markedene i Norge, Norden og på kontinentet. Et hovedformål med denne modulen er å analysere nærmere hvordan lønnsomheten av nye kabler påvirkes av markedsutviklingen, og hvordan kabelutbygging påvirker prisene i Norge og Norden i ulike scenarier. På basis av dette vil vi drøfte hva som kan være en balansert kabelutbygging, som avhenger både av antall kabler og timing/sekvens. Med utgangspunkt i denne analysen og analysene i modul 2 og 3, vil vi analysere hva som kan skje dersom vi får en ubalansert utbygging, og spesielt hva som kan skje dersom det bygges ut for stor kabelkapasitet. Analysene i modul 2 og 3 gir et grunnlag for å vurdere hvordan industrien vil utvikle seg i ulike scenarier og ulike prisbilder, mens utviklingen i etterspørselen i kraftintensiv industri påvirker lønnsomheten av marginal kabelkapasitet.

Analysene i denne modulen vil bygge på modellsimuleringer. Vi vil her bruke BID-modellen (Better Investment Decisions), som er utviklet spesielt med tanke på å analysere markedsvirkninger av utenlandskabler. Det er nødvendig for å kvantifisere prisenfektene av ulike forutsetninger i scenariene, og av ulikt omfang av kabelinvesteringer. Men svaret på hvor mange kabler som er lønnsomme, avhenger av hva man tror om fremtiden. Om en, to eller flere kabler er lønnsomme, avhenger av hvordan markedene utvikler seg, og her er det naturligvis en betydelig grad av usikkerhet knyttet til en rekke faktorer. Etablering av troverdige scenarier som spenner ut et realistisk utfallsrom, er dermed avgjørende for kvaliteten på analysen. Denne modulen vil også inkludere en workshop knyttet til kalibrering av modellene og scenarioutviklingen med et annet analysemiljø (Sintef).

Det vil bli etablert et begrenset antall (3–4) scenarier som representerer sannsynlige framtidsbilder gitt ulike forutsetninger om utviklingen i politikk og markeder, og som blant annet vil ta utgangspunkt i:

- Rammebetingelsene for markedet, herunder fornybardirektivet og kvotehandelsdirektivet. Hva betyr politikken for investeringer og utvikling i produksjons-sammensetningen på kontinentet? Hva legger de nordiske landene opp til i sin nasjonale politikktutforming? Hvordan blir utviklingen i energimarkedene, særlig for gass og kull?
- Hvordan utviklingen i kraftmarkedene i resten av Norden og på kontinentet påvirker utvekslingen, herunder vindbeltet, øvrig kapasitetsutvikling, markedsintegrasjon og overføringskapasitet utenfor Norge, herunder flaskehals eller nettforsterkninger i det europeiske nettet.
- Rammebetingelsene for kraftintensiv industri, herunder global vs. regional klimapolitikk og eventuell kompensasjon for karbonlekkasje.

For det første innebærer dette at vi vil analysere fornybarforpliktelsene for Norge, det øvrige Norden og de aktuelle handelspartnerne på kontinentet (Tyskland, Nederland og Storbritannia) og hvordan dette vil påvirke kraftmarkedet. Vil målene bli nådd, og hvordan? Vil økt fornybarutbygging gi økte flaskehals, økt markedsintegrasjon og/eller forsterkninger av interne nett og utenlandsforbindelser? Hva er utfallsrommet på ti års sikt? Disse analysene vil danne grunnlaget for scenarioutformingen.

For det andre vil vi på basis av scenariene analysere *prisvirkningene* av ulike utviklings-trekk. I dette ligger at vi vil se på utviklingen i prisenivå, og analysere situasjonen i våte og tørre år i tillegg til i normalår. Videre vil vi undersøke utviklingen i prisstruktur under ulike antakelser om fornybarutbygging og spesielt mengden av vindkraft i vindbeltet. Og vi vil analysere hvilken rolle forbruket i kraftintensiv industri spiller i kraftmarkedet, for eksempel som grunnlastforbruk i perioder med lav etterspørsel ellers (natt, sommer). Det er, som det framgår av figur 3.1, en rekke faktorer som vil påvirke strømprisene i det nordiske markedet, og disse trekker delvis i motsatt retning. Et bedre grep om de samlede effektene av disse vil være viktig for å vurdere ringvirkningene av kabelutbygging og behovet for supplerende tiltak for å motvirke utilsiktede konsekvenser for industrien og samfunnsøkonomien (se modul 2 og 3).

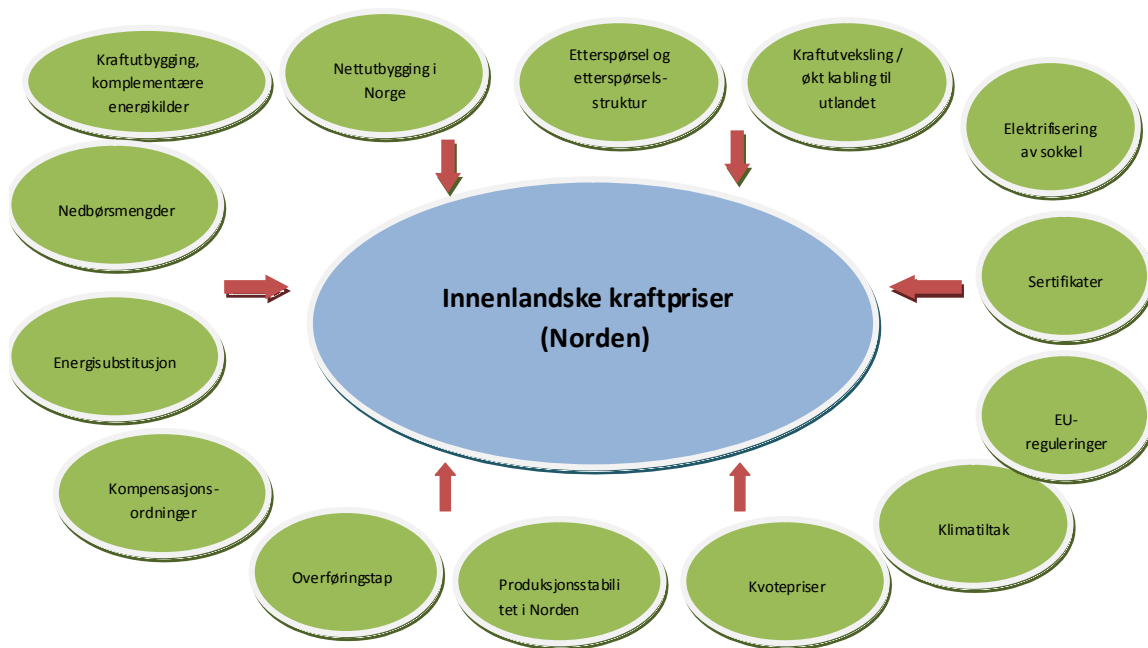
Sentralt i analysen vil, for det tredje, være lønnsomheten av å bygge nye (flere) overføringskabler til kontinentet under ulike antakelser om utviklingen i markedet, når man tar hensyn til industriens rolle i systemet. Hva er en passelig utbygging av kabelkapasitet, i hvilken hastighet bør kabelkapasiteten bygges ut, og hvordan påvirkes dette av utviklingen i markedene ellers?

Disse analysene vil danne utgangspunkt for å analysere samfunnsøkonomiske virkninger - under ulike forutsetninger for den kraftkrevende industriens konkurransevne i ulike markedsforhold (i modul 3).

I tillegg til en overordnet analyse av verdien av utveksling og eksport knyttet til spotmarkedet, vil vi, for det fjerde, drøfte forhold knyttet til regulerkraft og andre systemtjenester som både kabler og industri kan levere og/eller etterspørre.

Denne modulen vil danne grunnlaget for analysene i de øvrige modulene i prosjektet, men vil også bygge på innsikt og resultater fra disse.

Figur 3.1 Prisdrivere for nordiske kraftpriser.



Modul 2 Kraftintensiv industri – muligheter og utfordringer

Kraftintensiv industri har stått sentralt i utviklingen og utbyggingen av det norske kraftsystemet. Gjennom å legge industriell produksjon nært opp til fossefallene, ble komparative fortrinn utnyttet og nye industristeder bygd opp. Etterkrigstidens industrireising basert på tilgang til rikelig med kraft til lave, forutsigbare priser, var med på å generere viktige handelsinntekter for en liten, åpen økonomi. Samtidig ble det gjennom utdanningsystemet investert i universitets- og høyskolesektoren for å sikre tilgang på industriell kompetanse. I lys av den kraftintensive industriens komplekse regionale og industrielle ringvirkninger, er det en hovedoppgave i denne modulen å kartlegge samspillet mellom framtidig utvikling i kraftintensiv industri og andre næringer, nasjonalt og regionalt.

Modulen vil fokusere på hvordan forskjellige prisbetingelser for elektrisk kraft vil kunne påvirke produksjon, nyinvesteringer, sysselsetting, eksport og handelsinntekter for kraftintensiv industri. Relativ konkurransekraft er avgjørende. Dette krever, for det første, at vi ser nærmere på hva kraftintensiv industri er, hva den produserer, hvordan, og under hvilke rammebetingelser produksjonsbeslutninger fattes. Dermed vil vi klarlegge hvordan de mest sentrale produktmarkedene, klimapolitiske og andre rammebetingelser som preger næringen, kan forventes å utvikle seg de kommende årene. Ettersom den kraftintensive industrien konkurrerer globalt, bør det her lages en oversikt over hvilke produksjons- og rammebetingelser som tilbys i andre aktuelle lokaliseringsland – og forutsigbarheten i disse – som må antas å ha avgjørende innflytelse på den internasjonale konkurransen om nyinvesteringer. For å få et bedre grep om hvor følsom industriens aktivitet og investeringsatferd er for endringer i strategiske faktorpriser, vil det også være aktuelt å gjøre sensitivitetsanalyser knyttet til sammenhengen mellom lønnsomhet, avkastning og skift i ulike faktorpriser.

For det andre vil modulen se på miljøkonsekvensene av aktivitetsendringer i kraftintensiv industri i lys av utviklingen i nasjonale og internasjonale miljøpolitiske regimer. Aktørene i næringen trekker for eksempel ofte fram at norskprodusert aluminium er langt mer miljøvennlig enn aluminium produsert på kullbasert energi. En kritisk faktor her er hvordan utformingen og håndhevingen av EUs karbonregime – og tiltak for å motvirke karbonlekkasje – vil iverksettes i Norge, hvordan dette vil kunne påvirke prisnivået og forutsigbarheten i industriens krafttilgang, og dermed grunnlaget for investeringer i Norge. I tillegg til å analysere implikasjonene av EUs regelverk, vil det her være relevant å se på sentrale produsentland utenfor EU, både når det gjelder klimapolitiske tiltak og institusjonelle mekanismer for prissetting av fleksibilitet og stabilitet.

For det tredje vil vi i denne modulen se på den kraftintensive industriens rolle i det norske regimet for teknologi- og innovasjonsutvikling. Teknologiske nyvinninger skjer sjelden i institusjonelle vakuum, snarere oppstår de som en følge av langsiktig FoU-satsing og nærhet mellom forskningsmiljø og industri. I første rekke bør det her gås gjennom hvilke nyvinninger som har kommet til i den kraftintensive industrien de siste

20–30 årene, samt se hvilke eksternaliteter som har oppstått eller som kan oppstå. Blant annet vil koblingsflatene mellom driftsmiljøer og FoU kunne stå sentralt. Solenergi og framveksten av solarproduksjon er også sentrale elementer som vil trekkes inn i denne sammenheng.

Som utgangspunkt for analysene av de samfunnsøkonomiske konsekvensene i modul 3, vil denne modulen sammenfatte ulike mulige utviklingsbaner for aktivitet, inntekter og investeringer i kraftintensiv industri under ulike forutsetninger om strømpriser og kraftprisregime for industrien.

Modul 3 Samfunnsøkonomiske konsekvenser av kabelutbygging

BID-modellen (Better Investment Decisions) brukes til å gjøre simuleringer for å beregne prisvirkningen av for eksempel flere kabler, basert på ulike markedssituasjoner (se Modul 1). BID-modellen kan også brukes til å beregne den samfunnsøkonomiske gevinsten av en eller flere kabler. Modellen fanger imidlertid ikke (direkte) opp eventuelle tilpasninger i forbruket på grunn av endrede priser, eller andre ringvirkningskostnader knyttet til for eksempel industrien.

Statnetts samfunnsmessige analyser baserer seg på:

- Kvantifiserbare nyttevirksomheter, dvs. endringer i produsent- og konsumentoverskudd samt handelsinntekter, og kostnader, dvs. investerings- og driftskostnader, herunder investeringer i innenlandsk nett, tap, etc.
- Kvalitative vurderinger av vanskelig kvantifiserbare størrelser: miljøkonsekvenser, forsyningssikkerhet og velfungerende kraftmarked (ingen utøvelse av markeds-makt av enkeltaktører).

Modellanalysene som danner grunnlag for konklusjoner om samfunnsøkonomisk lønnsomhet, tar imidlertid ikke hensyn til overrissings- og ringvirkningseffekter (de indirekte virkningene i figur 3.2 nedenfor). Det ligger heller ikke i Statnetts mandat å gå nærmere inn på fordelingseffekter av de identifiserte markedsvirkningene.

Her i modul 3 vil vi analysere det bredere samfunnsøkonomiske regnestykket, blant annet på basis av analysene i modul 1 og 2:

- Samfunnsøkonomien i kraftmarkedet: Hvordan kraftmarkedsberegningene påvirkes når vi tar hensyn til prisfølsomheten i industrien som er identifisert i modul 2, ved å gjøre sensitivitetsanalyser basert på de ulike scenariene utviklet i modul 1 (samfunnsøkonomien i kraftsektoren).

- Effekter knyttet til eventuell redusert sysselsetting og svekkede kompetansemiljøer, og andre eksterne virkninger knyttet til industrien (samfunnsøkonomien i industrien).
- Eventuelle andre samfunnsøkonomiske effekter, herunder skatteinntekter, fordelingsvirkninger med mer.

Figur 3.2 viser et overordnet analytisk «tankeskjema» for samfunnsøkonomiske analyser av ulike endringer i parametre som kan påvirke ulike aktører i kraftmarkedet, andre næringer, regioner og samfunnsøkonomien generelt. Det er naturligvis ikke mulig å kvantifisere implikasjonene av økt kabelutbygging for alle parametre i skjemaet. Tankeskjemaet kan tjene som utgangspunkt for å analysere virkningene av en eksogen endring i kraftprisen og hva dette vil gi av effekter på de ulike aktørene, og fordelingen av inntekts- og utgiftsstrømmer mellom ulike grupper i samfunnet. En kvalitativ analyse av overrisslings- og ringvirkningseffekter (indirekte virkninger) kan påvirke (partielle) konklusjoner om at et kabelprosjekt er lønnsomt eller ikke positivt eller negativt, og således kunne innvirke på kabelprosjektets samfunnsøkonomiske lønnsomhet. I prosjektet vil det være viktig å peke på slike effektretninger.

Samfunnsøkonomiske analyser gjøres for å kartlegge samfunnsmessige konsekvenser av endringer på tilbuds- og/eller etterspørselssiden i økonomien. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet innebærer at et investeringsprosjekt genererer inntekter og nyttevirkninger for samfunnet som er høyere enn kostnadene, det vil si at nåverdien av differansen mellom neddiskonterte framtidige inntekter/nyttvirkninger og kostnader er større enn null. En endring i en eller flere parametre som innvirker på kraftmarkedet og dets ulike aktører, herunder investeringer i nye kabler til utlandet, oppgradering av innenlands distribusjonsnett, økt fornybar kraftproduksjon osv, har implikasjoner for enkeltaktører og for samfunnet sett under ett ved at det påvirker markedsbalanse, sysselsetting og inntektsstrømmer og deres fordeling.

Om et investeringsprosjekt gir et samfunnsøkonomisk overskudd, bestemmes av summen av endringene i konsumentoverskudd og produsentoverskudd. Dersom investeringsprosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt, bør det iverksettes. Denne enkle ”modellen” sier likevel ikke noe om hvordan en samfunnsøkonomisk gevinst fordeler seg mellom ulike konsumentgrupper og produsentgrupper (fordelingseffekten). Ideelt sett skal analysemodeller ta hensyn til virkningene av endrede markedstilpasninger som prosjektet skaper, utover den umiddelbare etterspørselseffekten. Overført til for eksempel spørsmålet om bygging av flere kabler til utlandet, betyr dette at modellen skal ta hensyn til de virkninger, direkte og indirekte, som flere kabler til utlandet vil ha på ulike innenlandske kjøpere og tilbydere av kraft.

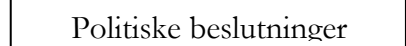
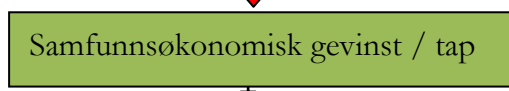
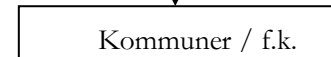
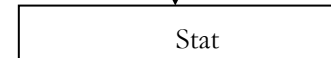
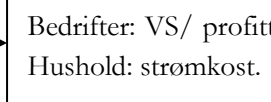
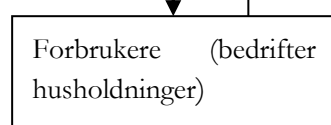
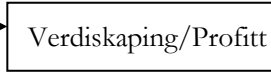
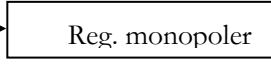
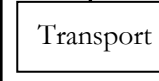
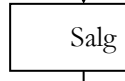
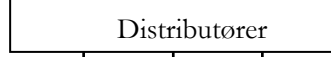
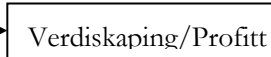
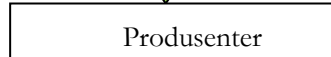
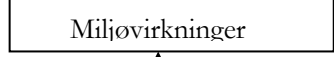
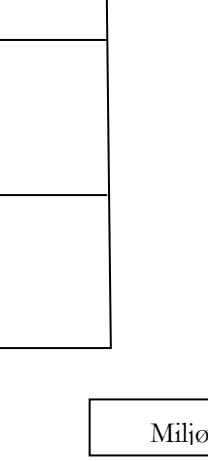
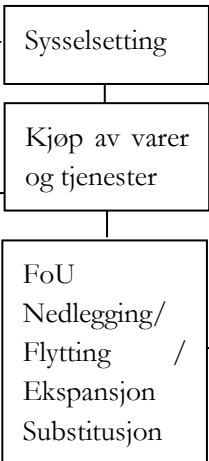
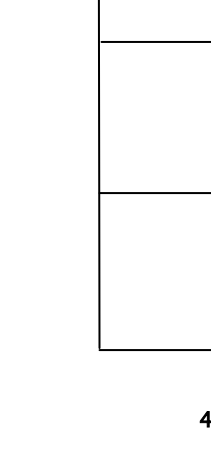
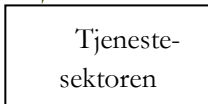
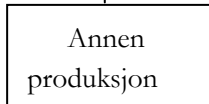
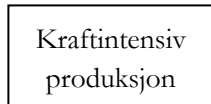
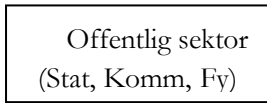
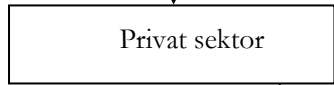
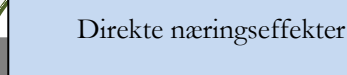
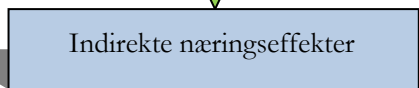
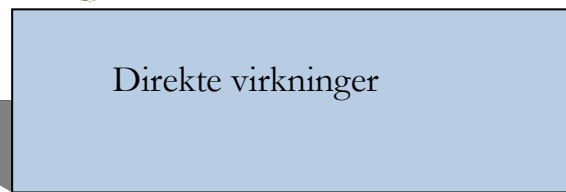
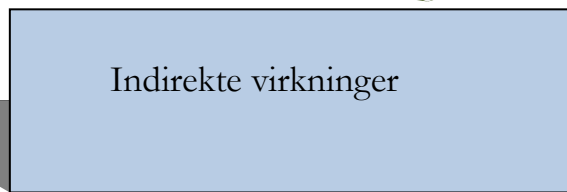
I en utvidet analyse studeres virkninger av flere samtidige endringer i parametre som innvirker på tilbuds- og etterspørselsrelasjonen i kraftmarkedet for ulike økonomiske aktører og for samfunnsøkonomien. Et eksempel på dette kan her være en kombinasjon av flere kabler til utlandet, oppgradering av innenlandsk distribusjonsnett, økt fornybar

kraftproduksjon (eksempelvis økt vindkraftproduksjon offshore) og krafttilbudseffekter av klimaendringer. Disse endringene påvirker prisdannelsen i kraftmarkedet og gir en samlet effekt på kraftprisen. Denne (beregnete) kraftprisen betraktes i tankeskjemaet som en eksogen bestemt størrelse og kan følges av en analyse av direkte og, som nevnt, indirekte virkninger for enkeltaktører, næringer og samfunn. Beregninger av de direkte virkningene for enkeltaktører gjøres i modul 1, og resultatene vil være input for de videre analyser i modul 3.

De indirekte virkninger (også kalt eksterne effekter eller overrislings- og ringvirkningseffekter) er problematiske å kvantifisere i seg selv, samtidig som kausalitetene kan være svært usikre. Et eksempel på det siste kan være hvilken virkning en gitt endring i kraftprisen vil ha på sysselsettingen i den kraftkrevende industrien. Eller uttrykt på en annen måte: I hvilken grad kan en endring i kraftprisen forklare en (gitt) reduksjon i sysselsettingen i den kraftkrevende industrien?

Sysselsettingen påvirkes (som kraftprisen) av en rekke faktorer, slik at kausaliteten ved samtidige endringer i disse faktorene blir komplisert. I hovedsak vil derfor venstresiden av figur 3.2 analyseres i et mer kvalitativt perspektiv for om mulig å synliggjøre hvilken betydning en endret kraftpris indirekte potensielt kan ha for de ulike aktørene. I hovedprosjektet vil det dog kartlegges mulighetene for å kunne anvende eksisterende makromodeller, for om mulig å kvantifisere noen av de indirekte virkningene, særlig for den kraftkrevende industrien.

Videre vil vi med utgangspunkt i tankeskjemaet og relevante historiske eksempler analysere virkninger av en gitt endring i produksjon og investering innenfor kraftintensiv industri. Slike endringer har blant annet ringvirkninger for sysselsetting, verdiskaping og handelsbalanse, ikke minst regionalt, samt konsekvenser for etterspørsel etter kraft og dermed for markedsprisen på kraft. Hensikten med slike analyser er å kartlegge hvilken betydning den kraftkrevende industrien samlet sett har i Norge, og hva det vil kunne bety for lokalsamfunn og regioner ved endrede betingelser knyttet til industriell virksomhet. Videre hvilke andre faktorer som påvirker eventuelle kostnader knyttet til nedlegging/nedskalering av industri.



Hvorvidt bygging av flere kabler til utlandet og muligheter for økt kraftutveksling mellom Norge og Europa vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt for Norge eller ikke, avhenger av en rekke faktorer og samspillet mellom dem. Selv om flere kabler til utlandet isolert sett (alt annet likt) vil kunne øke de innenlandske kraftprisene, vil økt kraftoverskudd i Norden trekke i motsatt retning, samtidig som handelsinntekter og endringer i andre sentrale parametre også vil ha betydning og kunne påvirke de konklusjoner som kan trekkes om hva som vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt for Norge.

Hovedmålet vil være å gjøre samfunnsøkonomiske analyser av ulike forutsetninger om endringer i slike variabler. Med utgangspunkt i tankeskjemaet over vil vi gjøre kvalitative og kvantitative analyser knyttet til disse variabelforutsetningene. I den grad det er hensiktsmessig, ønsker vi også å ta i bruk makromodeller (Modag el.l.) som kan kvantifisere de ulike virkningene, og dermed gi en bedre indikasjon med hensyn til samfunnsøkonomiske konsekvenser og virkninger for ulike aktører, grupper og regioner.

De samfunnsøkonomiske analysene vil ta sikte på å kartlegge virkninger på sentrale parametre som sysselsetting, verdiskaping, handelsinntekter, miljø, industriell kompetanseutvikling/innovasjon, samt fordelingseffekter av de resultatene som framkommer av analysene i de foregående modulene, og hvordan dette henger sammen.

Modul 4 Strategiske implikasjoner: krav til en helhetlig industri og kraftpolitikk

I den offentlige norske debatten diskuteres utfordringer og målsettinger knyttet til klima, energi, industri, kraft og kabelutbygging gjerne isolert og løsrevet fra hverandre. En hovedinnsikt fra forprosjektet er at utviklingen i det norske og nordiske kraftmarkedet – og konsekvensene for kraftintensiv industri og norsk økonomi – påvirkes av et bredt sett av gjensidig avhengige politiske og økonomiske faktorer. I denne sluttmodulen sammenfattes resultatene av analysene fra de tre foregående modulene, og vi drøfter hvilke strategiske utfordringer og muligheter de reiser for utforming av en helhetlig politikk for utvikling av kraftmarkedet og kraftintensiv industri, med sikte på å maksimere de samfunnsøkonomiske og miljømessige gevinstene knyttet til utnyttelsen av norsk kraftproduksjon.

De nærmeste årene vil myndighetene måtte ta beslutninger om utbygging av sjøkabler til Europa, fornybarhetsmål, CO₂-avgifter, grønne sertifikater, kraft- og nettutbygging, industrikraft samt eventuelle avgiftsfritak for kraftintensiv industri i lys av EUs arbeid for å unngå karbonlekkasje. Mye tyder på at målene og prinsippene som er lagt til grunn blant toneangivende aktører på disse ulike feltene, ikke henger i hop, og at velmente tiltak på ett felt lett vil få uintenderte konsekvenser på andre felt, som gjør at vinninga fort går opp i spinninga. Målet i sluttmodulen er å drøfte mulige virkemidler, strategiske grep og institusjonelle reformer som kan bidra til å sikre konsistens og sammenheng i myndighetenes og andre aktører sine beslutninger. Gitt utsiktene til økt nordisk kraftoverskudd og økt produksjon av fornybar kraft i Norge, vil søkelyset rettes mot hvilke forutsetninger som må ligge til grunn for å sikre et balansert samspill mellom utviklingen i kraftmarkedet, kraftutveksling og ivaretagelse av den kraftintensive industrien, herunder dens rolle som stabilisator i kraftmarkedet.

Sentrale spørsmål vil i denne sammenheng være hvordan man kan utvikle et kraftprisregime som passer med EUs tiltak mot karbonlekkasje. Videre om det kan utvikles institusjonelle mekanismer som medvirker til at industrien kompenseres for sitt bidrag til å sikre produsent- og nettleverandørene økte flaskehalsinntekter i et mer integrert europeisk kraftmarked. Det vil dessuten trolig være grunn til å se nærmere på om det kan gjøres institusjonelle grep som kan bidra til å sikre at inntektsstrømmene knyttet til eksport og utveksling av norsk «overskuddskraft» fordeles på en måte som gir større samfunnsøkonomiske gevinster enn tilfellet kan synes å være i dag.

Litteratur

- Adapt (2010), Is there a market for Norwegian electricity outside Norway? Workshop Fafo 4. mars
- Bye, Torstein og Holmøy, Erling (2006), Hva hvis industrien ikke får billig kraft? *Økonomiske analyser*, 4
- Bye, Torstein og Hoel, Michael (2009), Grønne sertifikater – dyr og formålsløs fornybar moro. *Samfunnsøkonomen*, 7
- Bråten, Jan (2010), Utenlandsforbindelser: Perspektiver og planer. Workshop Fafo 4. mars
- Diesen, Erling (2001), Krafthandel over landegrensene. I: Rønningsbakk, Kjell, red., *1992–2001 Balansekunst. Statnett 10 år*
- EcoGrid.dk (2009), EcoGrid.dk Phase 1 Summary Report: Steps towards a Danish Power System with 50% Wind Energy. PSO ForskEl R&D contract for project no. 2007-1-7816, Funded by Energinet.dk
- Econ Pöyry (2009), *Avhengighet mellom utenlandskabler*. Econ Notat 2009-101
- Econ Pöyry (2010), *Samfunnsøkonomi, kabler og fornybar kraftproduksjon i Norge*. Econ Notat 2010-040
- Econ (2006), *Energipolitikken og industrien*. Econ Notat 2006-062
- Golombek, Rolf og Hoel, Michael (2005), *Pliktige elsertifikater*. Frischsenteret. Rapport 1/2005
- Grimsrud, Bjørne og Kvinge, Torunn (2006), *Har aluminiumsindustrien en framtid i Norge?* Oslo: Fafo-rapport 539
- Heggland, Kay Rune (2010), Alcoa i Norge og Norden. Workshop Fafo 4. mars
- Kildahl, Jørgen (2010), Kabler og kraftproduksjon – status og utvikling. Workshop Fafo 4. mars
- Koss, Robin Martin (2010), Presentasjon for Fafo. Workshop Fafo 4. mars
- Longva Petter (201), Industriutvikling og fornybar energi. Vil kabler svekke industriens utviklingsmuligheter? Workshop Fafo 4. mars
- Nilsen, Yngve og Thue, Lars (2006), *Statens kraft 1965 – 2006. Miljø og marked*. Oslo: Universitetsforlaget

- NOU, Norges offentlige utredninger (1998:11), *Energi- og kraftbalansen mot 2020*. Oslo: Olje og energidepartementet
- NOU, Norges offentlige utredninger (2005:4), *Industrien mot 2020 - kunnskap i fokus*.
- NVE (2009), Investeringer i el-nettet. Lesedato 23.09.2009 fra <http://www.nve.no/no/Energi1/Energistatus-2008/Infrastruktur/Elektrisitetsnettet/Investeringer-i-el-nettet/>
- OED (2008), *Fakta 2008 – Energi og vannressurser i Norge*. Oslo: Olje og energidepartementet
- Rønningsbakk, Kjell, red. (2001), *1992–2001 Balansekunst. Statnett 10 år*
- Skjold, Dag Ove og Thue, Lars (2007), *Statens Nett. Systemutvikling i norsk el-forsyning 1890–2007*. Oslo: Universitetsforlaget
- Statnett (2009), *Nettutviklingsplan for sentralnettet*
- Statkraft (2008), Europeiske rammebetingelser for fornybar energi – forslag til fornybarhetsdirektiv – muligheter for kraftbransjen? Foredrag holdt 9. september. EBLs markedskonferanse
- St.prp. nr. 104 (1990–1991), *Om fornyelser av Statkrafts industrikontrakter og vilkårene i kontraktene om foregrepne hjemfall m.v Olje- og energidepartementet*
- St. prp. nr. 52 (1998–1999), *Om Statkrafts industrikontrakter og leieavtaler. Olje- og energidepartementet*
- St.prp. nr. 78 (1999–2000), *Endringene i vilkårene for Statkrafts industrikontrakter og leieavtaler. Olje- og energidepartementet*
- Soria Moria II (2009), *Politisk plattform for flertallsregjeringen 2009–2013 utgått av Arbeiderpartiet, Sosialistisk Venstreparti og Senterpartiet*
- Stoltenberg II (2009a), Statsministerens utdypende kommentarer til regjeringens industrikraftregime. Lesedato 22.09.2009 fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/smk/pressecenter/pressemeldinger/2009/garantiordning-for-kraft-til-industrien/statsministerens-utdypende-kommentarer-t.html?id=574258>
- Stoltenberg II (2009b), Enige om prinsippene for et felles elsertifikatmarked. Lesedato 22.09.2009 fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressecenter/pressemeldinger/2009/enige-om-prinsippene-for-felles-elsertif.html?id=575821>
- Trong, Maj Dang (2009), Wind Power – Danish wind industry may need a new balancing act. *Modern Power Systems*. <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/utilities-industry-electric-power-power/13036122-1.html>

Vogt, Johan (1971), *Elektrisitetslandet Norge*. Universitetsforlaget 1971

Wærnes, Eirik (2010), Marked og kabler. Workshop Fafo 4. mars

Nettsider:

www.iea.org

www.ec.europa.eu

www.energy.eu

www.nordel.org

www.entsoe.eu

www.ssb.no

www.nve.no

Kraft og kabler



Borggata 2B/Postboks 2947 Tøyen
N-0608 Oslo
www.fafo.no

Fafo-notat 2010:19
ISSN 0804-5135