

Offentlig

ISBN nr. 978-82-93150-11-4



THEMA Rapport 2011-19

Kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnader

Olje- og energidepartementet

Mars 2012

Om prosjektet

Prosjektnummer:	OED-2011-4
Prosjektnavn:	Energiutvalget - Priser og forsyningssikkerhet
Oppdragsgiver:	Olje-energidepartementet og
Prosjektleder:	Åsmund Jenssen
Prosjektdeltakere:	Maria Sandsmark, Møreforsking Molde Silje Elise Harsem Arndt von Schemde

Om rapporten:

Rapportnavn:	Kraftpriser, forsynings-sikkerhet og kostnader
Rapportnummer:	2011-19
ISBN-nummer	978-82-93150-11-4
Tilgjengelighet:	Offentlig
Ferdigstilt:	2. mars 2012

Brief summary in English

The electricity system is unique in the sense that exact balance between demand and supply is necessary, on a continuous basis. The price of electricity is a vital instrument for balancing demand and supply, while at the same time providing signals for investments in generation and consumption. At the same time, equal electricity prices between regions and stable prices are often set out as political targets. Achieving equal and stable prices while at the same time maintaining security of supply at minimal system costs, is a highly complex task.

The primary tool for achieving overall efficiency is a well-functioning electricity market allowing for necessary price variations, with an efficient regulatory framework in place. The current Norwegian market-based electricity system has many attractive features from an economic point of view, but there is still room for improvement. We propose a number of measures that address issues such as grid investment, utilisation of existing grid capacity, incentives for energy efficiency and investment in new generation.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo

Foretaksnummer: NO 895 144 932

www.t-cg.no

THEMA Consulting Group tilbyr spesialistkompetanse innenfor markeds-analyser, markedsdesign og strategirådgivning for energi- og kraftbransjen.



INNHOOLD

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	5
1 INNLEDNING.....	10
1.1 Bakgrunn og problemstilling	10
1.2 Avgrensninger og begrepsavklaringer	10
1.3 Om rapporten	11
2 PRINSIPIELT OM FORSYNINGSSIKKERHET, PRISER OG KOSTNADER	12
2.1 Samfunnsøkonomisk effektivitet - generelt	12
2.2 Samfunnsøkonomisk effektivitet i kraftsystemet	13
2.2.1 Generelt om den optimale løsningen	13
2.2.2 Barrierer for den optimale løsningen.....	15
2.3 Markedssvikt kan løses, men hvordan?.....	17
2.3.1 Prisvolatilitet – nivå og kostnader	17
2.3.2 Forsyningssikkerhet – nivå og kostnader.....	18
2.3.3 Kostnader.....	19
2.4 Finn den gyldne middelvei	19
2.5 Samfunnsøkonomisk effektivitet og avledede mål	20
3 PRISER, FORSYNINGSSIKKERHET OG INVESTERINGER I DAG	21
3.1 Kraftprisutviklingen	21
3.1.1 Forholdet mellom produksjon og forbruk	21
3.1.2 Generell prisutvikling	22
3.1.3 Regionale kraftsituasjoner	24
3.1.4 Sluttbrukerprisene	25
3.1.5 Kontraktsmarkedet	26
3.2 Forsyningssikkerhet.....	26
3.2.1 Tørrårssituasjoner	26
3.2.2 Avbrudd og ikke-levert energi.....	27
3.3 Investeringer.....	28
3.3.1 Historiske investeringer i det norske kraftsystemet.....	28
3.3.2 Nettinvesteringer	29
3.3.3 Utvikling i produksjon og forbruk.....	30
3.3.4 Politikk og investeringer.....	31
3.4 Samlet vurdering av utviklingen.....	32
3.4.1 Prisdannelse.....	32
3.4.2 Forsyningssikkerhet.....	33



3.4.3	<i>Investeringer</i>	33
4	ANALYSE AV AKTUELLE TILTAK I KRAFTSYSTEMET	34
4.1	De viktigste utfordringene	34
4.1.1	<i>Svingende priser i Norge og Norden</i>	34
4.1.2	<i>Store prisforskjeller mellom regioner i Norge</i>	35
4.1.3	<i>Utfordringer for forsyningssikkerheten</i>	35
4.2	Oversikt over aktuelle tiltak.....	35
4.2.1	<i>Kraftproduksjon</i>	36
4.2.2	<i>Nett</i>	37
4.2.3	<i>Forbruk</i>	38
4.3	Konsekvenser av alternative tiltak	40
4.3.1	<i>Prinsipielle vurderinger av alternative tiltak</i>	40
4.3.2	<i>Erfaringer fra det norske kraftsystemet</i>	51
4.3.3	<i>Modellanalyser</i>	56
4.4	Oppsummering – egenskaper ved alternative tiltak	59
5	VIRKEMIDLER FOR ØKT MÅLOPPNÅELSE.....	61
5.1	Barrierer	61
5.1.1	<i>Utnyttelse av det eksisterende kraftsystemet</i>	61
5.1.2	<i>Investeringer i produksjon</i>	62
5.1.3	<i>Forbruk</i>	64
5.1.4	<i>Nett</i>	65
5.1.5	<i>Erfaringer fra det norske kraftsystemet</i>	66
5.1.6	<i>Samlet vurdering – aktuelle barrierer</i>	67
5.2	Aktuelle virkemidler	67
5.2.1	<i>Generelt om virkemiddelbruken</i>	67
5.2.2	<i>Markedsdesign</i>	69
5.2.3	<i>Økonomiske incentiver</i>	70
5.2.4	<i>Administrative virkemidler</i>	74
5.2.5	<i>Kompensasjonsordninger</i>	75
5.3	Oppsummering.....	76
	REFERANSER	77



SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Bakgrunn og problemstilling

Kraftsystemet er en kritisk infrastruktur ved at tilgang på elektrisitet er en forutsetning for så å si all produksjon av varer og tjenester i både privat og offentlig sektor, i tillegg til dekning av grunnleggende behov for oppvarming og belysning. Forsyningssikkerhet i kraftsystemet er derfor avgjørende for et velfungerende samfunn. Samtidig er det ønskelig at kostnadene i kraftsystemet, inklusive miljøinngrep, er lavest mulige. I det samfunnsmessige målbildet hører også kraftprisene med. Prisene er viktige styringssignaler, men har også potensielt betydelige fordelingsvirkninger, og svært uforutsigbare og svingende priser oppfattes som uønsket. Alle disse hensynene må ivaretas i utformingen av reguleringer og andre virkemidler i kraftsystemet.

Hovedproblemstillingen vi drøfter, er følgende:

Hvordan kan vi oppnå mer like, stabile og forutsigbare priser på kraft til norske sluttbrukere til lavest mulige samlede kostnader i kraftsystemet, gitt at krav til forsyningssikkerhet, konsesjonsbehandling og miljøinngrep er oppfylt?

Vi ser utelukkende på markedsprisen på kraft, ikke nettleie og avgifter. Nettleie og avgifter drøftes bare i den grad de påvirker tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet. Analysen gjøres med et tidsperspektiv fram mot 2030, men vi diskuterer også mer langsiktige forhold (2050). Videre drøfter vi både de fysiske *tiltakene* i kraftsystemet (nye kraftverk eller nettanlegg, endringer på forbrukssiden) og økonomiske og administrative *virkemidler* som bidrar til å realisere de aktuelle tiltakene.

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet av THEMA Consulting Group og Møreforskning Molde.

Samfunnsøkonomisk effektivitet er det overordnede målet, mens priser, forsyningssikkerhet og kostnader er avledede mål

Det overordnede målet med virkemiddelbruken i kraftsystemet er at produksjon, overføring, omsetning og bruk av energi skal skje på en samfunnsmessig rasjonell måte (jf. energilovens formålsparagraf). *Samfunnsøkonomisk effektivitet* utgjør kjernen i en samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling av kraftsystemet. Samfunnsøkonomisk effektivitet i kraftsystemet er ikke mulig å måle direkte, men er generelt kjennetegnet ved at det samfunnsøkonomiske overskuddet av forbruk og produksjon av kraft (betalingsvilje for kraft fratrukket kostnader og miljøinngrep) er størst mulig. Forsyningssikkerhet, priser og kostnader er i dette perspektivet egenskaper ved den optimale løsningen og ikke mål i seg selv, men de kan i praksis tjene som indikatorer på effektiviteten i systemet og sette oss i stand til å vurdere utviklingstrekk og behovet for endringer i virkemiddelbruken.

Det er utfordrende å sette eksplisitte mål for forsyningssikkerhet, priser og kostnader i kraftsystemet. En viktig årsak er at målene henger sammen. Vi kan for eksempel oppnå en høy forsyningssikkerhet ved å bygge ut mye ekstra kapasitet relativt til forbruket, men da blir også kostnadene høye. Vi kan også regulere prisene for å oppnå et ønsket nivå og moderate eller ingen svingninger, men da mister vi muligheten til å bruke prisen som virkemiddel for å påvirke forsyningssikkerheten. En slik løsning krever i tillegg supplerende reguleringer for å sikre investeringer i ny produksjon og tiltak for å redusere kraftforbruket. Derfor er det viktig at vi har et helhetlig perspektiv og vurderer ulike tiltak og virkemidler ut fra virkningene på flere mål samtidig. Isolerte vurderinger og anbefalinger basert på ett mål skaper risiko for betydelige samfunnsøkonomiske tap.



Utviklingen de seneste årene: Høyere og mer variable priser, men god forsyningssikkerhet og økende investeringer

Det norske kraftsystemet har vært markedsbasert de siste 20 årene, samtidig som det er utviklet et omfattende regulatorisk rammeverk. Rammeverket spenner fra økonomisk regulering av nettselskapene til støtteordninger for fornybar kraftproduksjon, tiltak på forbrukssiden og krav til forsyningssikkerhet. Utviklingen i disse årene kan oppsummeres i følgende punkter:

- Kraftprisene har økt som følge av at overskuddskapasiteten fra 1990-tallet er spist opp av forbruksvekst, i kombinasjon med økte brenselpriser og innføringen av CO₂-kvoter for kraftproduksjon basert på fossile brenslere (kull, gass, olje). Prissvingningene har også økt, og det oppstår oftere regionale prisforskjeller. Prisforskjellene mellom Sør-Norge og resten av landet er imidlertid ikke større enn ca. 2 øre/kWh i gjennomsnitt målt over en syvårsperiode. Innstengt kraft i Sør-Norge i 2008 som følge av feil på sjøkabler, og påfølgende svært lave priser, er opphav til nesten halvparten av forskjellen.
- Forsyningssikkerheten har økt i perioden. Ikke levert energi som følge av avbrudd er mer enn halvert, slik at leveringspåliteligheten i dag er på 99,99 prosent. I enkelte regioner er imidlertid forsyningssikkerheten under press som følge av store underskudd på energi (Midt-Norge) eller effekt (BKK-området om vinteren). Samtidig oppstår det over tid også et behov for å fornye og oppgradere eksisterende anlegg.

Konsekvensen av knappere kapasitet og eldre anlegg skal teoretisk sett være investeringer i økt produksjon, konvertering av elforbruk og mer nett. Dette viser seg også i praksis. Investeringene i nett og produksjon var relativt lave på 1990-tallet, men har vært økende de seneste årene og ventes å ligge på et relativt høyt nivå de neste 5-10 årene. Forventningene til økte investeringer kommer blant annet som følge av det norsk-svenske elsertifikatmarkedet og omfattende behov for oppgradering og nybygging på alle nettnivåer. Den fallende trenden i både nett og produksjon startet for øvrig allerede i første halvdel av 1980-tallet. Vi observerer også økende investeringer i fjernvarme, varmepumper og andre tiltak på forbrukssiden. I tillegg til kraftprisutviklingen har ulike reguleringer og støtteordninger bidratt til å utløse investeringer.

Det sentrale spørsmålet for videreutviklingen av kraftsystemet og oppnåelsen av mål om forsyningssikkerhet, priser og kostnader, er derfor om vi får de riktige investeringene til riktig tidspunkt.

Mange aktuelle tiltak i kraftsystemet...

Det norske kraftsystemet er kjennetegnet ved at vi har et stort potensial for ulike typer tiltak innen produksjon, forbruk og nett:

- Norge har store ressurser både innen vannkraft, vindkraft og gasskraft, til sammen langt over 100 TWh. Gitt en politisk føring om at gasskraft skal bygges ut med anlegg for fangst og lagring av CO₂ (CCS, Carbon Capture and Storage), er vannkraft og vindkraft (på land) kostnadmessig de mest aktuelle teknologiene i et 20-årsperspektiv. På lengre sikt kan også andre teknologier bli aktuelle på kommersiell basis, innenfor rammen av et system der kostnadene ved CO₂-utslipp og energiprisene øker over tid.
- På forbrukssiden er det også et betydelig potensial både for redusert forbruk av kraft og mer fleksibel (prisfølsom) etterspørsel. Samlet teknisk potensial for redusert forbruk er trolig flere titalls TWh (vi ser bort fra nedleggelse av industri i dette potensialet). Konvertering fra direkte elektrisk oppvarming til fjernvarme og varmepumper, samt energieffektivisering i bygg gjennom bedre isolering og styringssystemer, er viktige tiltak for redusert forbruk. Mer fleksibelt forbruk kan blant annet oppnås gjennom avanserte måle- og styresystemer (AMS), som er under innføring for samtlige nettkunder.



- På nettsiden finnes det planer om nye utenlandsforbindelser til Tyskland, Storbritannia og Nederland på ulike utviklingsstadier, i tillegg til prosjekter internt i Norden. Også for nettførsterkninger innenlands er det mange mulige prosjekter på ulike stadier fra planlegging til nært forestående idriftsettelse.

...med forskjellige egenskaper

Den store mengden av tiltak representerer store muligheter, men gjør det også utfordrende å velge den riktige kombinasjonen av tiltak. Utvalget må gjøres ut fra en samlet vurdering av konsekvensene med hensyn til prisutvikling, forsyningssikkerhet og kostnader:

- Mer stabile priser oppnås gjennom å øke den regulerbare produksjonskapasiteten (vannkraft med reguleringsevne og gasskraft) og bygge utenlandsforbindelser. Slike tiltak gir mer stabile og forutsigbare priser både på kort og lang sikt, da den nye kapasiteten øker kraftsystemets evne til å balansere svingninger i temperaturer, tilsig og vind. Lavere priser oppnås gjennom et økt tilbud relativt til etterspørselen.
- Regionale prisforskjeller kan utjevnes gjennom investeringer i økt overføringskapasitet mellom regioner og gjennom høyere produksjon og redusert forbruk i underskuddsområder. Dette gjelder både på kort og lang sikt.
- Økt forsyningssikkerhet oppnås generelt gjennom mer regulerbar produksjonskapasitet og utenlandsforbindelser. Større nettkapasitet innenlands og mer fleksibel etterspørsel vil også gi økt forsyningssikkerhet, spesielt på kort sikt. På lang sikt kreves det permanente forbruksreduksjoner for å oppnå økt forsyningssikkerhet (konvertering fra elektrisitet til andre energibærere, effektivisering av elektrisitetsforbruk, etablering av forbruk med langsiktig fleksibilitet som fjernvarme med elkjeler i tillegg til andre energibærere). Ikke-regulerbar produksjon styrker forsyningssikkerheten på lang sikt gjennom økt forventet produksjon, men har liten betydning på helt kort sikt på grunn av usikker tilgjengelighet.

Lavest mulige kostnader oppnås generelt ved å velge de billigste tiltakene, der både direkte kostnader (investeringer, drift) og indirekte kostnader (miljøinngrep) må tas hensyn til.

Ensidige strategier er dyre og ineffektive

Vi har rikelig med aktuelle tiltak som vil påvirke prisutviklingen og forsyningssikkerheten. Spørsmålet er hvilken sammensetning av tiltak som gir best samlet måloppnåelse. Det er vår vurdering at den beste strategien må baseres på en portefølje bestående av ny produksjon, endringer i forbruk og utbygging av nett internt i Norge og mellom Norge og andre land, ikke en ensidig satsing på én type tiltak.

Ensidig satsing på *ny produksjon* innebærer et kraftoverskudd på kort sikt. Det resulterer i økt forsyningssikkerhet og lavere priser, som i sin tur reduserer lønnsomheten av ny produksjon og gir svakere incentiver til energieffektivisering. Skal produksjonen øke, kreves det da støtte. Støttebehovet blir dessuten større jo dyrere den nye produksjonen er. Tilsvarende kreves det ytterligere regulatoriske virkemidler for å oppnå mål knyttet til energieffektivisering. I tillegg kan lavere priser stimulere til økt forbruk og økte priser på lengre sikt. Det betyr også at forsyningssikkerheten øker mindre på lang sikt enn på kort sikt.

Satsing på tiltak på forbrukssiden øker forsyningssikkerheten og reduserer forventede priser både på kort og lang sikt. Dersom tiltakene kommer i områder med kraftunderskudd, reduseres også regionale prisforskjeller. De nøyaktige effektene varierer imidlertid mye mellom ulike typer tiltak. For eksempel vil konvertering fra direkte eloppvarming til fjernvarme og varmepumper redusere kraftforbruket, men det reduserer også prisfølsomheten i den gjenværende etterspørselen og gir ikke nødvendigvis mer stabile priser eller økt forsyningssikkerhet på kort sikt (som fordrer momentan forbruksrespons). Uansett vil det med en ensidig satsing på forbrukssiden være



nødvendig å gjennomføre mange dyre tiltak, for eksempel inngrep i den eksisterende bygningsmassen. Ettersom redusert forbruk også gir lavere kraftpriser, medfører dette i neste omgang økt behov for støtte eller andre regulatoriske virkemidler, hvilket gir økte kostnader for sluttbrukerne.

Storstilt *nettutbygging* styrker forsyningssikkerheten regionalt og bidrar til reduserte prisforskjeller mellom landsdeler, men gir ikke direkte tilgang på mer kraft. Utenlandsforbindelser gir økt forsyningssikkerhet og mer stabile priser, Omfattende nettutbygging kan dessuten medføre høye kostnader både som følge av investeringene og i form av naturinngrep.

Endelig kan ensidige strategier ha omfattende fordelingsvirkninger via kraftprisene eller nettkostnadene. Det kan føre til behov for ytterligere regulatoriske tiltak for å avhjelpe uønskede virkninger.

Barrierer for realisering av de riktige løsningene og forslag til virkemidler

Gitt at vi ønsker en balansert portefølje av tiltak, er det neste spørsmålet hvordan en slik portefølje kan realiseres. En sentral forutsetning for de riktige løsningene er et markedsbasert system for produksjon og omsetning av kraft, der prisen spiller en rolle som informasjonsbærer både på kort og lang sikt. Uten en fungerende prismekanisme kreves det et omfattende system av detaljreguleringer og planlegging for å sikre at de riktige tiltakene blir gjennomført. Økte priser stimulerer til utbygging av produksjon og energieffektivisering, samtidig som prisene gir incentiver til at de billigste prosjektene velges. Markedet må selvsagt suppleres med et konsesjonssystem og andre nødvendige reguleringer for å ivareta miljøhensyn og enkelte fysiske og økonomiske særtrekk ved kraftsystemet (herunder regulering av nettvirksomheten).

Dagens markedsorganisering og regelverk har mange gode samfunnsøkonomiske egenskaper, men det er mulig å forbedre virkemåten til systemet ytterligere. På et overordnet nivå kan følgende overordnede virkemidler vurderes nærmere:

- Det eksisterende kraftsystemet kan utnyttes bedre. Dette dreier seg blant annet om den tilgjengelige informasjonen ved klarering av døgnet (og fleksibiliteten på etterspørselssiden). Økning av den tilgjengelige overføringskapasiteten i markedet og bedre utnyttelse av det eksisterende nettet bør være en prioritert oppgave hos Statnett og NVE. Valg av løsninger krever imidlertid ytterligere analyser. Vi viser i denne sammenhengen til pågående utredningsarbeid i regi av NVE. Innføringen av AMS vil også legge til rette for mer fleksibelt forbruk.
- Det kan i noen tilfeller være barrierer for gjennomføring av tiltak på forbrukssiden knyttet til manglende informasjon eller skjulte kostnader. Da gir ikke nødvendigvis kraftprisene eller optimalt utformede nettтарiffer tilstrekkelige incentiver til at samfunnsøkonomisk lønnsomme forbrukstiltak gjennomføres. Det er i seg selv et argument for støtte til energieffektivisering, gitt at virkemidlene motvirker en identifisert markedssvikt. Utover eksisterende støtteordninger bør det vurderes om innsatsen for energieffektivisering i alminnelig forsyning kan forsterkes i regioner med en svekket forsyningssikkerhet.
- Skattesystemet for vannkraft fungerer ikke helt nøytralt i dag, blant annet ved at det er skattemessige incentiver til å tilpasse kraftverksstørrelsen under grensen for grunnrenteskatt. Eiendomsskatten (og ordningen med konsesjonskraft) medfører også en risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer blir bedriftsøkonomisk ulønnsomme. Justeringer i skattesystemet for vannkraft bør vurderes med sikte på å oppnå full nøytralitet.
- Det er i praksis umulig å utforme økonomiske reguleringer og markedsmekanismer som gir incentiver til riktig nivå på nettinvesteringene. Det bør derfor finnes tekniske krav til forsyningssikkerhet som veiledende for dimensjonering av spesielt sentralnett, for



eksempel basert på N-1 i tråd med Statnetts gjeldende minimumskrav til forsyningssikkerhet. Det er viktig at de tekniske kravene utformes i samsvar med energilovens grunnleggende formål om samfunnsmessig rasjonalitet og samfunnsøkonomisk effektivitet.

- Kraftprisene har åpenbart fordelingsvirkninger som følge av variasjoner i prisene over tid eller mellom landsdeler. Dersom det er ønskelig å påvirke fordelingsvirkningene av varierende kraftpriser, kan budsjettfinansierte ordninger vurderes, alternativt en form for finansielle kraftkontrakter. Vi vil imidlertid også påpeke at det finnes et etablert generelt virkemiddelapparat som kan brukes til å motvirke uønskede fordelingsvirkninger.



1 INNLEDNING

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Kraftsystemet er en kritisk infrastruktur i det norske samfunnet i den forstand at tilgang på elektrisitet er en forutsetning for så å si all produksjon av varer og tjenester i både privat og offentlig sektor. I tillegg har samfunnet i økende grad gjort seg avhengig av elektrisitet gjennom nye og flere elektriske husholdningsartikler og elektroniske hjelpemidler. Kommunikasjon, betalingstjenester og informasjonsinnhenting er også i stor grad blitt elektronisk. *Forsyningssikkerhet* er derfor en svært viktig faktor i utviklingen av kraftsystemet.

Samtidig som høy forsyningssikkerhet er viktig for samfunnet, må vi også ta hensyn til at investeringer i anlegg for produksjon og overføring av elektrisitet er kostbare, både fordi det krever mye fysisk kapital og fordi produksjon og overføring av elektrisitet medfører miljøinngrep. Også tiltak som påvirker elektrisitetsforbruket kan ha miljøkostnader avhengig av hva slags alternativer til elektrisitet som velges. *Kostnader* er dermed en annen viktig faktor når vi skal vurdere tiltak i kraftsystemet.

Utviklingen av kraftsystemet påvirkes også av *kraftprisene*, som har stor betydning for beslutninger om investeringer i kraftproduksjon, lokalisering av industri og valg av energiløsninger i husholdninger, bedrifter og offentlige sektorbygg. Dessuten er kraftprisene viktige for løpende driftsbeslutninger. Variasjoner i kraftprisene gir viktige samfunnsøkonomiske signaler om verdien av investeringer eller endringer i driften. Sterkt svingende kraftpriser kan imidlertid ha negative virkninger i den grad de medfører usikkerhet som ikke kan håndteres på en effektiv måte. Kraftprisene kan også ha betydelige fordelingsvirkninger mellom kundegrupper og landsdeler.

Forsyningssikkerhet, kostnader og kraftpriser henger på sin side sammen, og enhver vurdering av aktuelle tiltak i kraftsystemet må skje i et helhetsperspektiv. Hovedproblemstillingen vi drøfter i denne rapporten, er følgende:

Hvordan kan vi oppnå mer like, stabile og forutsigbare priser på kraft til norske sluttbrukere til lavest mulige samlede kostnader i kraftsystemet, gitt at krav til forsyningssikkerhet, konsesjonsbehandling og miljøinngrep er oppfylt?

Operasjonaliseringen av «mer like, stabile og forutsigbare priser» og «god forsyningssikkerhet» drøftes nærmere i rapporten. Innledningsvis nøyer vi oss med å påpeke at både kraftpriser og forsyningssikkerhet har en tidsdimensjon og en geografisk dimensjon: Det er for det første viktig å skjelne mellom kraftprisvariasjoner på helt kort sikt og variasjoner på lengre sikt. I tillegg er det viktig å skjelne mellom nasjonale prisvariasjoner og prisvariasjoner mellom landsdeler. For det andre har forsyningssikkerhet å gjøre med tilgangen på energi i et langsiktig perspektiv (over sesonger og flere år), og tilstrekkelig effektkapasitet på helt kort sikt. Forsyningssikkerhet har også en nasjonal og en regional dimensjon. Vi ser i hovedsak på et tidsperspektiv fram mot 2030, men vi adresserer også mer langsiktige spørsmål der det er særlig relevant.

Rapporten er utarbeidet av THEMA Consulting Group og Møreforskning Molde på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

1.2 Avgrensninger og begrepsavklaringer

Problemstillingen vi drøfter, omfatter en rekke delproblemstillinger og er svært kompleks. I prinsippet må alle markedsforhold, tiltak og virkemidler inkluderes i analysen. Vi har imidlertid valgt å utelate noen delproblemstillinger for å gjøre analysen mer håndterbar. Problemstillingene som vi ikke tar opp, er selvsagt viktige, men må vurderes innenfor en annen ramme. Vi har gjort følgende avgrensninger:



- Forskjeller i nettariffer og avgifter (elavgift, merverdiavgift) er en viktig årsak til forskjeller i samlede sluttbrukerpriser på elektrisitet, men vi ser her bare på engrosprisen. Nettariffene og ulike avgifter er derimot et aktuelt virkemiddel for å påvirke prisdannelse, kostnader og forsyningssikkerhet, og inngår i analysen på den måten.
- Kraftintensiv industri er en viktig forbruksgruppe i det norske kraftsystemet, men prisene som industrien står overfor, etableres i stor grad i markedet for langsiktige kontrakter (etter at de tidligere industrikraftkontraktene med stortingsbestemte vilkår er faset ut) som vi ikke ser på her. Dette markedet henger for øvrig sammen med engrosmarkedet, slik at mye av den generelle analysen vil være gyldig også for industriens kraftforbruk. Vi ser heller ikke på nedleggelse eller etablering av kraftintensiv industri som spesifikt tiltak. Industriens rolle som mulig tilbyder av fleksibelt forbruk og markedskonsekvensene av endringer i industriens forbruk er derimot et tema.
- Vi ser ikke på det konkrete innholdet i konsesjonsprosessene og det rettslige rammeverket, men drøfter prinsipielt hvordan konsesjonsbehandlingen kan brukes som virkemiddel for å påvirke løsningsvalg.

Endelig vil vi i rapporten skjelne mellom tiltak og virkemidler. Med tiltak forstår vi de fysiske endringene i kraftsystemet, som bygging av kraftverk, overføringsanlegg eller energiløsninger hos sluttbruker. Med virkemidler forstår vi rammevilkår (støtteordninger, skatter og avgifter, markedsdesign, påbud, forbud og krav) som påvirker valg av tiltak.

1.3 Om rapporten

Rapporten har følgende kapitler:

- I kapittel 2 drøfter vi sammenhengene mellom et overordnet mål om samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse av ressursene i kraftsektoren og priser, forsyningssikkerhet og kostnader. Vi legger spesielt vekt på å vise hvordan mål knyttet til priser og forsyningssikkerhet er å betrakte som avledede mål, som kan formuleres med utgangspunkt i det overordnede målet om samfunnsøkonomisk effektivitet.
- I kapittel 3 beskriver vi utviklingen i det norske kraftsystemet de siste 10-20 årene med vekt på prisutvikling, investeringer og forsyningssikkerhet og beskriver dagens rammevilkår for ulike tiltak i kraftsystemet.
- I kapittel 4 beskriver vi aktuelle tiltak i kraftsystemet innen produksjon, forbruk og nett, og analyserer hvordan de ulike tiltakene påvirker prisutviklingen, kostnadsnivået og forsyningssikkerheten. Analysen er dels prinsipiell, dels bruker vi THEMAs modell for kraftmarkedet i Nordvest-Europa for å utdype og illustrere de prinsipielle sammenhengene og casestudier fra det norske kraftsystemet (Midt-Norge og BKK-området).
- I kapittel 5 drøfter vi viktige kjennetegn ved den optimale løsningen, både hva slags tiltak som er best egnet til å oppfylle det overordnede målet om samfunnsøkonomisk effektivitet og de avledede målene knyttet til priser, forsyningssikkerhet og kostnader. Deretter drøfter vi hvilke barrierer som finnes for at vi skal nå de ulike målene og hvilke virkemidler som kan være egnet til å forbedre måloppfyllelsen.

Kraftmarkedsmodellen som er benyttet, er beskrevet nærmere i vedlegg sammen med de viktigste forutsetningene for beregningene som er gjort.



2 PRINSIPIELT OM FORSYNINGSSIKKERHET, PRISER OG KOSTNADER

I dette kapitlet drøfter vi på prinsipielt grunnlag sammenhengen mellom forsyningssikkerhet, kraftpriser og kostnader som ulike typer mål for utviklingen av kraftsystemet. Vi tar utgangspunkt i et overordnet ønske om samfunnsøkonomisk effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet, og viser hvordan mål knyttet til forsyningssikkerhet, kraftpriser og kostnader kan utledes av et slikt overordnet ønske. Vi drøfter dessuten i hvilken grad det er hensiktsmessig å formulere spesifikke avledede mål og hva som i så fall blir de samfunnsøkonomiske avveiningene som må gjøres. Vi drøfter først kort hva vi legger i samfunnsøkonomisk effektivitet generelt, før vi går over til å diskutere hvordan samfunnsøkonomisk effektivitet kan forstås i kraftsystemet.

2.1 Samfunnsøkonomisk effektivitet - generelt

Samfunnets ressurser er begrenset i den forstand at ressurser som brukes til å produsere et gode eller en vare, ikke kan benyttes til å produsere andre varer. Det samme gjelder forbruk: Ressurser brukt til konsum av en vare kan ikke brukes til konsum av andre varer. Som følge av at vi i de fleste tilfeller opererer med knappe ressurser, er det ønskelig å allokere ressursene så effektivt som mulig.¹ For at en allokering skal være samfunnsøkonomisk effektiv, kreves det at det er effektivitet i produksjon, forbruk og i sammensetningen av produksjon og forbruk:

- Med effektivitet i produksjonen menes det at det ikke skal benyttes en større mengde innsatsfaktorer enn nødvendig for å produsere en gitt mengde varer og tjenester.
- Effektivitet i forbruket impliserer at det ikke skal være mulig å øke velferden til noen konsumenter gjennom en annen fordeling av forbruksvarer uten at andre må redusere sin velferd, hvilket tilsier at alle muligheter for gjensidig fordelaktige bytter av varer og tjenester er uttømt.

Kravet til effektivitet i sammensetningen av produksjon og forbruk kombinerer de to førstnevnte forholdene, og forutsetter at forbrukernes verdsetting av et bestemt gode på marginen skal være lik kostnaden i form av redusert tilgang på andre goder, nærmere bestemt at tilbydernes marginale produksjonskostnad er lik forbrukernes marginale betalingsvilje. Dersom nevnte krav ikke er oppfylt, ville det vært mulig å øke noens velferd uten at det gikk ut over andre.

Målet med samfunnsøkonomisk effektiv ressursbruk er å unngå sløsing med samfunnets ressurser. Sløsing betyr at ressursene kunne vært brukt til å øke produksjon eller forbruk av en vare, uten at noen fikk mindre av det de allerede har. Med andre ord, ressursene har en høyere verdi i en alternativ anvendelse.

Under visse forutsetninger kan samfunnsøkonomisk effektivitet etableres gjennom et marked.² Om bedrifter fritt kan etableres eller legges ned, vil konkurranse mellom produsenter av en vare

¹ Det sentrale kriteriet for om en allokering er samfunnsøkonomisk effektiv er såkalt paretoeffektivitet. En allokering av ressurser er paretoeffektiv dersom det ikke er mulig, gitt ressurser og teknologi, å frambringe en annen allokering som gjør at noen får det bedre (får økt nytte) uten at andre får det verre (får lavere nytte).

² Dvs. at det ikke finnes positive eller negative eksterne virkninger eller kollektive goder. Eksterne virkninger er til stede når handlingen til en konsument eller produsent påvirker andre konsumenter eller bedrifter, og som ikke tas hensyn til av aktøren som utfører handlingen. Slike virkninger vil vanligvis ikke være inkludert i en privatøkonomisk lønnsomhetskalkyle basert på markedspriser. Det eksisterer både positive og negative eksterne virkninger. Eksempel på en negativ ekstern virkning er forurensning og utslipp av klimagasser. Siden effektene av utslippene blir spredt utover hele økonomien, vil ikke forurenseren ta innover seg den totale kostnaden knyttet til sine utslipp, slik at forurenseren legger en for lav kostnad til grunn ved sin tilpasning. Markedssvikten, som følger av at den privatøkonomiske kostnaden er lavere enn den samfunnsøkonomiske, vil slik føre til for store utslipp. Et "kollektivt gode" er, i motsetning til "et privat gode", en vare som det ikke naturlig etableres et marked for (som forsvar, fyrlys mm). Det skyldes at flere kan bruke varen samtidig og i likt omfang, samt at det er umulig å ekskludere noen fra å bruke den. Dermed vil private aktører tape penger



presse prisen på varen ned til den tilsvarer marginalkostnaden ved produksjon. Forbrukernes marginale betalingsvilje er avledet av deres preferanser og avgjør mengden av varen som etterspørres til gitt pris. Likhhet mellom marginalkostnaden ved produksjon og marginal betalingsvilje maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet, som består av summen av produsentoverskudd og konsumentoverskudd. Markedsprisen gjenspeiler da samfunnsøkonomisk effektivitet.

Dersom markedsprisen gis anledning til å variere med tilbud og etterspørsel, vil prisen sørge for samfunnsøkonomisk effektiv ressursbruk på kort og lang sikt. På kort sikt innebærer det at det alltid er de mest effektive tilbyderne som produserer varen – de med lavest marginalkostnad – og de forbrukerne med høyest betalingsvilje som kjøper den. På lang sikt gir markedsprisen et signal på om, eller når, det er samfunnsøkonomisk effektivt å bruke ressurser på å investere i ny produksjonskapasitet eller varig forbruk (eller varige reduksjoner i produksjon eller forbruk). Inngrep i en effektiv prisdannelse fører til tap av konsument- eller produsentoverskudd eller over- eller underinvestering. Med andre ord, det sløses med samfunnets ressurser.

Det må imidlertid presiseres at samfunnsøkonomisk effektivitet ikke sier noe om hva som er en rettferdig *fordeling* av samfunnets ressurser, selv om det ikke er utelukket at en rettferdig fordeling også kan være samfunnsøkonomisk effektiv.³ I praksis vil det ofte være begrensninger i mulighetene for å realisere både effektiv utnyttelse av ressurser og en rettferdig fordeling. Derfor kan det aksepteres en viss grad av sløsing, om man til gjengjeld når et fordelingspolitisk mål.

For noen varer er det vanskelig å oppfylle de forutsetningene som kreves for at en ren markedsløsning maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet. Dette vil blant annet være tilfelle når det eksisterer markedssvikt som gjør at den privatøkonomiske kostnaden ikke reflekterer den reelle samfunnsøkonomiske kostnaden. Ved markedssvikt må det offentlige, gjennom bruk av ulike virkemidler, sørge for effektivt fungerende markeder.

2.2 Samfunnsøkonomisk effektivitet i kraftsystemet

2.2.1 Generelt om den optimale løsningen

Produksjon og forbruk av elektrisk kraft vil altså foregå på en samfunnsøkonomisk effektiv måte dersom den andelen av samfunnets ressurser som brukes, ikke har en større verdi for samfunnet i en annen anvendelse. Dette innebærer at forbrukernes marginale betalingsvilje for kraft er kjent og lik markedsprisen, som igjen er lik de marginale samfunnsøkonomiske produksjonskostnadene, gitt oppfyllelse av fysiske krav om balanse mellom tilbud og etterspørsel. Samfunnsøkonomiske kostnader inkluderer utgiftene som produsentene har til framskaffelse av energi, kostnader ved overføring av kraften mellom produsenter og forbrukere, samt negative eksterne virkninger, som miljøbelastninger som følger av produksjon og overføring.

I den optimale løsningen er de samfunnsøkonomiske kostnadene også justert for positive eksterne virkninger, som for eksempel at nettinvesteringer svekker muligheten for utnyttelse av markedsrett på tilbudssiden. Videre er den marginale betalingsviljen for forsyningssikkerhet kjent og lik de marginale samfunnsøkonomiske kostnadene ved å framskaffe denne sikkerheten. Den optimale løsningen gir i teorien et nivå på produsert og konsumert mengde elektrisk kraft, der de avledede kraftprisene er samfunnsøkonomisk effektive og kombinasjonen av

på tilby slike varer. Imidlertid er det mange som har betalingsvilje for kollektive goder. Dersom det samfunnsøkonomiske overskuddet skal kunne maksimeres, blir det derfor myndighetenes oppgave å sørge for at kollektive goder tilbys i rett omfang. Hva som er "rett omfang" er imidlertid et vanskelig spørsmål, siden forbrukernes marginale betalingsvilje ikke kan observeres.

³ Det finnes mange allokeringer av ressurser som er paretoeffektive, men som har svært forskjellige fordelingsprofiler.



forsyningssikkerhetsgrad og tilhørende kostnader maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet.

Forsyningssikkerhet, kostnader og priser er dermed i utgangspunktet endogene størrelser som er kjennetegn ved den optimale løsningen. De er på denne måten i utgangspunktet ikke samfunnsøkonomiske mål i seg selv.

I praksis er det vanskelig å tallfeste positive og negative eksterne effekter, slik at størrelsen på de samfunnsøkonomiske gevinstene og kostnadene ved kraftproduksjon og forbruk kan bli henholdsvis over- eller underrepresentert. En enkel verdsettingsmetode for det kollektive godet "forsyningssikkerhet" finnes heller ikke. Nivået på forsyningssikkerhet, kostnader og priser, som måles med forventningsnivå og volatilitet over døgn/sesong/år, framkommer derfor i praksis som følge av avveininger mellom maksimering av forsyningssikkerhetsgrad og minimering av kostnader.

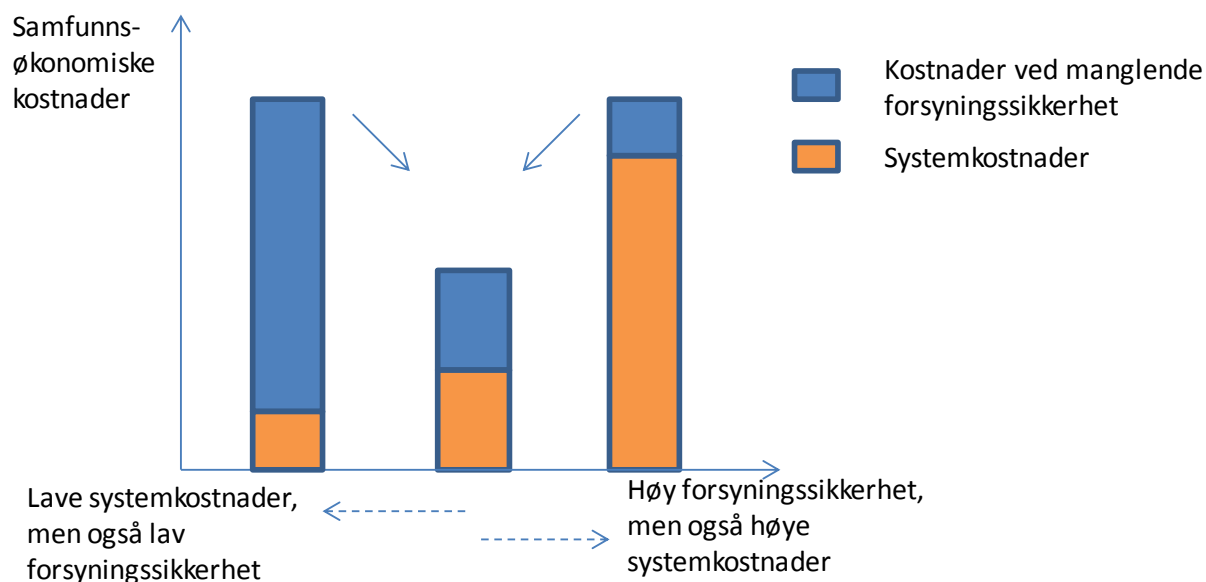
Siden det eksisterer markedssvikt, er det avvik mellom den samfunnsøkonomisk optimale løsningen og løsningen som blir realisert i kraftmarkedet. I et enkelt markedsbasert system vil ikke kraftprodusentene ta innover seg hele kostnaden ved miljøutslipp eller kostnaden ved miljøinngrep, hvilket isolert sett fører til en høyere kapasitet i kraftsystemet enn det samfunnsøkonomisk optimale nivået. Videre bidrar vanskelighetene ved å verdsette forsyningssikkerhet til at gevinsten ved økt forsyningssikkerhet gjerne ikke er innkalkulert i forbrukernes etterspørselskurver, hvilket fører til en lavere etterspørsel enn det som er den reelle samfunnsøkonomiske etterspørselen. Manglende verdsetting av forsyningssikkerhet trekker derfor isolert sett i retning av lav kapasitet i kraftsystemet. Hva som er nettoeffekten, lar seg ikke avgjøre på generelt grunnlag. Vi understreker at dette gjelder i et enkelt markedsbasert system, før ulike reguleringer av økonomisk, teknisk og juridisk karakter er tatt hensyn til.

Forsyningssikkerhet omfatter teknisk funksjonalitet både på kort og lang sikt. På kort sikt handler forsyningssikkerhet om kraftsystemets evne til å takle uforutsette hendelser under driftstimen – *avbrudd*, mens det på lang sikt handler om kraftsystemets evne til å oppfylle effekt- og energibehovet til alle forbrukere på alle tidspunkt – *rasjonering* (se Joskow (2005) for en utdyping). Spenningskvalitet er også et viktig aspekt ved forsyningssikkerheten, men drøftes ikke videre her, siden dette håndteres gjennom tekniske krav. Forsyningssikkerhet vil derfor i denne sammenhengen operasjonaliseres som risiko for avbrudd og rasjonering.

Kostnadene ved avbrudd varierer betydelig mellom forbrukergrupper, men generelt kan man si at samfunnet ikke ønsker hyppige, omfattende eller langvarige avbrudd. Rasjonering er svært kostbart for samfunnet. Vi legger derfor til grunn at samfunnet ønsker at sannsynligheten for rasjonering er nær null.

Når det gjelder et optimalt avbruddsnivå, må vi ta hensyn til at det er forbundet med betydelige kostnader å sørge for et nivå på overføringskapasitet og produksjonsreserver som tilsier at kraftsystemet aldri opplever avbrudd. Disse kostnadene, som vi samlet kan kalle samfunnsøkonomiske systemkostnader, inkluderer investeringer, drift og vedlikehold, samt ikke-prissatte effekter som positive og negative eksterne virkninger, der negative virkninger på miljø utgjør en betydelig kostnad. Det er altså en underliggende trade-off mellom samfunnsøkonomiske systemkostnader og kostnader ved manglende forsyningssikkerhet. Den optimale avveiningen kjennetegnes ved at både systemkostnadene og kostnadene knyttet til manglende forsyningssikkerhet er minimert, noe vi har illustrert i følgende figur, hvor søylen i midten karakteriserer en tilstand der de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene er minimert.



Figur 1: Minimering av de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene

Kilde: THEMA Consulting Group og Møreforskning Molde

Tilstander som karakteriserer sløsing med samfunnets ressurser er illustrert i høyre og venstre søyle i figuren ovenfor, der systemkostnadene enten er for lave (til venstre) eller for høye (til høyre) i forhold til samfunnsøkonomisk effektivt ressursbruk.

Det sentrale spørsmålet i praksis er dermed hvordan markedspriser og andre virkemidler kan bidra til at vi oppnår den samfunnsøkonomisk optimale tilstanden. I det følgende ser vi først på det generelle tilfellet uten annen regulering enn enkel markedsdesign.

2.2.2 Barrierer for den optimale løsningen

Det er flere utfordringer knyttet til å realisere et samfunnsøkonomisk effektivt kraftsystem gjennom en markedsløsning.⁴ Dette skyldes blant annet egenskapene ved kraft som vare, først og fremst at produsert kraft ikke kan lagres. Videre er levert kraft en vare som inneholder flere tjenester, inkludert transmisjon, distribusjon, frekvenskontroll, spenningsstøtte og energi. De to første leverer kraften, mens de neste to opprettholder leveringskvaliteten. Andre tjenester angår leveringspålidelighet, det vil si avbruddsfri forsyning. Utfordringene med å realisere samfunnsøkonomisk effektivitet gjelder både på kort sikt og lang sikt, noe vi utdyper i det følgende.

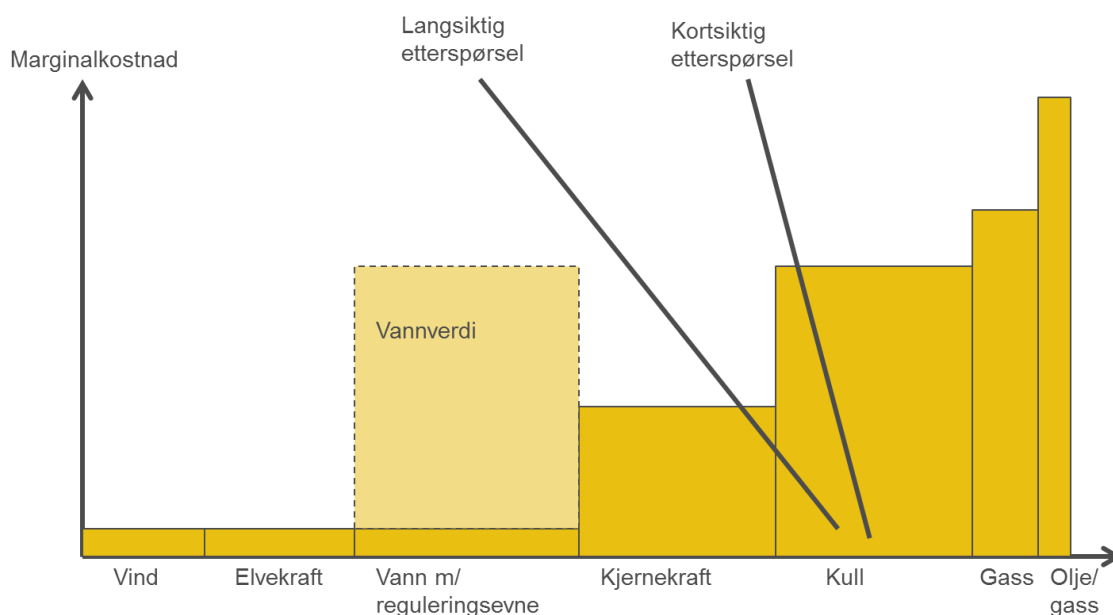
Den kortsiktige etterspørselen etter elektrisk kraft (energi) varierer hele tiden, men med relativt forutsigbare svingninger over døgnet og over året. Siden vi i det nordiske kraftsystemet har en relativt fleksibel tilbudsside, vil derfor markedsprisen for kraft i hovedsak falle og stige i takt med den varierende etterspørselen. Nivået på prisen vil imidlertid avhenge av hvor stor den samlede etterspørselen er i utgangspunktet, for eksempel om det er sommer eller vinter, og hvor stort tilbudet er, for eksempel om det er et våtår eller et tørrår. Lite vann i magasinene kombinert med streng kulde reflekterer en kombinasjon av lavt tilbud og høy etterspørsel, som vil utløse relativt

⁴ Mange av disse utfordringene vil også gjøre seg gjeldende i en system basert på sentral planlegging. Hvorvidt markedsbaserte virkemidler eller andre virkemidler er best egnet til å realisere et samfunnsøkonomisk effektivt kraftsystem, er et tema vi kommer tilbake til i kapittel 5.

høye priser, spesielt på dagtid på hverdager. Regnfulle sommerdager i ferietiden vil tilsvarende reflektere høyt tilbud og lav etterspørsel, hvilket typisk bidrar til lave priser. For varer som kan lagres, gir slike prisvariasjoner muligheter til å handle mer når prisen er lav og spare når prisen er høy. Siden elektrisk kraft i stor grad benyttes til oppvarming av boliger, gir det imidlertid liten mening å flytte strømforbruket fra vinterperioder med høye priser til sommerperioder med lave priser. For næringsliv og husholdninger er det også grenser for hvor mye av energietterspørselen som kan flyttes fra dagtid til natt. Derfor karakteriseres etterspørselen etter elektrisk kraft som uelastisk på kort sikt – altså den er lite følsom for endringer i prisen. Uelastisk etterspørsel kombinert med manglende informasjon om raske prisvariasjoner og fravær av økonomiske incentiver til å justere forbruket i takt med slike, kan føre til perioder med svært høye energipriser. Siden den produserte kraften ikke kan lagres og de fysiske lovene som kraftflyten i transmisjons- og distribusjonsnettene er underlagt krever momentan opprettelse av likhet mellom tilbud og etterspørsel, kan det dermed i en ren markedsløsning oppstå situasjoner hvor det ikke finnes en pris som klarer markedet.

Figuren under illustrerer sammenhengen mellom kraftetterspørsel, krafttilbud og kraftpris, der vi antar at prisen er lik marginalkostnaden ved produksjon og avleses på den vertikale akse. Langs den horisontale akse er de ulike teknologiene plassert etter nivået på den kortsiktige marginalkostnaden ved kraftproduksjon, med den laveste fra venstre mot høyre. Teknologiene med de laveste marginalkostnadene, som vind- og elvekraft, representerer da markedets tilbudskurve ved lave kraftpriser, mens teknologiene forbundet med høyere marginalkostnader, som kull- og gasskraft, representerer tilbudskurven ved høye kraftpriser. Prisfølsomheten i etterspørselen vises ved etterspørselskurvens helning, hvor vi har tegnet inn en slakk og en brattere linje. Den bratte linjen illustrerer at etterspørselen er relativt lite prisfølsom på kort sikt (en stor prisnedgang gir liten endring i etterspørselen), mens den litt slakkere linjen illustrerer at etterspørselen er mer fleksibel over lengre tid (en stor prisnedgang gir en relativt stor endring i etterspørselen). Mer prisfølsom etterspørsel på lengre sikt følger blant annet av at forbrukerne har større mulighet til å erstatte elektrisk kraft med annen type energi (som olje, parafin eller ved).

Figur 2: Prisdannelsen i et vannkraftdominert system



Kilde: THEMA Consulting Group og Møreforskning Molde

Markedssvikt som rammer kraftmarkeder på lengre sikt er knyttet til investeringer i produksjon, nett og forbruk. Markedspriser som på lang sikt ligger over marginal produksjonskostnad, gir

signal om at det er samfunnsøkonomisk effektivt å etablere mer produksjon, mer overføringskapasitet eller redusere forbruket gjennom strukturelle tiltak som konvertering til andre energibærere til oppvarming. Slike typer investeringer innebærer imidlertid ofte langvarige konsesjonsprosesser, noe som begrenser nytten av prissignalene i markedet. I tillegg kan markante forbruksøkninger utløse infrastrukturtiltak som kan ta lang tid å gjennomføre relativt til forbruksøkningene, noe som gjelder både nett, produksjon og en del tiltak på forbrukssiden (energieffektivisering i eksisterende bygningsmasse, fjernvarme etc.). Disse manglene på fleksible kapasitetsendringer kan gi samfunnsøkonomisk ugunstige prissvingninger av kortere varighet, som omtalt ovenfor. En ytterligere kompliserende faktor er virkningen på markedsprisen av at investeringer gir sprangvise økninger i kapasitet, noe som kan føre til at samfunnsøkonomisk effektive tiltak undergraver sin egen bedriftsøkonomiske lønnsomhet og dermed ikke realiseres. Usikkerhet om framtidig utforming av offentlige støtteordninger, endring i reguleringsregimer og konsekvenser av klimapolitikk begrenser også markedsprisens rolle i å virke som samfunnsøkonomisk effektivt investeringssignal.

Kort oppsummert, som følge av markedssvikt forårsaket av eksterne virkninger og eksistens av kollektive goder, kan vi si at markedsprisene gir imperfekte signaler både med hensyn til verdien av produksjon og forbruk og med hensyn til forsyningssikkerhet. Ved eksistens av markedssvikt, vil det derfor være behov for offentlige inngrep som minimerer avviket mellom markedspris og reell kostnad, for å komme så nærme den optimale løsningen som mulig. De heltrukne pilene som går fra de to ytterste søylene og inn mot midten i Figur 1, illustrerer målet om å minimere dette avviket. Dette målet nås gjennom å finne den mest hensiktsmessige kombinasjon av systemkostnader og kostnader ved manglende forsyningssikkerhet, der virkemiddelet er markedsprisene.

2.3 Markedssvikt kan løses, men hvordan?

I lys av egenskapene ved produksjon og forbruk av elektrisk kraft, som impliserer markedssvikt, er målet om samfunnsøkonomisk optimal løsning gjennom en ren markedsorganisering altså ikke tilgjengelig. En uregulert løsning gir mer prisvolatilitet og underinvestering i kraftsystemet, og dermed lavere forsyningssikkerhetsnivå, enn det som maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet. Påfølgende konsekvenser kan være overinvesteringer i avbøtende tiltak på forbrukssiden og uhenksomme parallele infrastrukturinvesteringer med mer. Miljøkostnader ved kraftproduksjon og overføring kan trekke i motsatt retning. Eksistensen av markedssvikt i kraftmarkedet er følgelig en økonomisk begrunnelse for offentlig påvirkning av ressursbruken. Spørsmålet er da på hvilken måte.

I det følgende utdyper vi de prinsipielle avveiningene for hvert av de tre kriteriene prisvariasjoner, forsyningssikkerhet og kostnader, samt de tilhørende kravene til en god markedsdesign og regulering.

2.3.1 Prisvolatilitet – nivå og kostnader

Prisvolatiliteten som oppstår på grunn av markedssvikt for det private godet "elektrisk kraft", kan blant annet dempes gjennom større fleksibilitet i forbruket på kort sikt, kortere konsesjonsprosesser, mer forutsigbar investerings- og klimapolitikk og mer utbygd overføringsnett. Hensikten vil være å redusere ekstreme prisutslag som følger av for lite fleksibel tilpasning mellom tilbud og etterspørsel, men ikke å hindre prisen i å variere, da prisen er en svært viktig informasjonsbærer om ressursknapphet. Denne informasjonen er essensiell for at samfunnsøkonomisk effektive tiltak skal bli realisert. Det er derfor viktig å skille mellom egnede og uegnede tiltak for å supplere markedet i forhold til å dempe (alt for) store prissvingninger, slik at de valgte tiltakene ikke fører til ytterligere reduksjon i samfunnsøkonomisk effektivitet og sløsing med samfunnets ressurser.



Tiltak som er ment å bøte på ekstrem prisvolatilitet, men som fører til prissignaler som ikke lenger avspeiler den reelle samfunnsøkonomiske kostnaden, og hvor i kraftsystemet det er knapphet, vil bidra til andre typer kostnader enn det markedssvikten resulterte i. Kostnadene oppstår da gjennom en mindre effektiv bruk av eksisterende produksjons- og distribusjonskapasitet på kort sikt og feilinvesteringer på lang sikt. Bruk av prisområder kontra bruk av nodeprising kan ha en slik effekt, ved at prisområder svekker markedssignalene om knapphet i ulike geografiske områder og derfor fører til anstrengte/kostbare driftssituasjoner (økt risiko for avbrudd på kort sikt) i tillegg til å gi feil investeringssignaler (økt risiko for avbrudd og rasjonering på lengre sikt), se Bye et al. (2010). Denne formen for prisregulering kan imidlertid oppfattes som mer rettferdig, da sluttbrukere innenfor samme prisområde står overfor lik markedspris på energi, men kostnaden er tap av samfunnsøkonomisk effektivitet.

Variabel pris er altså et nødvendig kriterium for samfunnsøkonomisk optimalt nivå på forsyningssikkerhet, men ikke et tilstrekkelig kriterium.

2.3.2 Forsyningssikkerhet – nivå og kostnader

Siden forsyningssikkerhet er et kollektivt gode, vil en ren markedsløsning ikke framskaffe et tilstrekkelig høyt nivå – det vil si et nivå som tilsvarer det samfunnsøkonomisk effektive nivået. Det er derfor myndighetenes oppgave å sørge for at den rette mengden forsyningssikkerhet blir produsert. Den største utfordringen i den sammenheng er å definere hva som er samfunnsøkonomisk rett mengde, siden betalingsvillighetskurven for forsyningssikkerhet ikke kan utledes av markedet.

Fordi all kraftforsyning avhenger av levering, er hovedansvaret for forsyningssikkerheten i praksis delegert til Statnett som er eier av sentralnettet. Statnett benytter N-1-kriteriet for planlegging og drift av sentralnettet. Dette kriteriet innebærer, med enkelte forbehold og presiseringer, at kraftsystemet skal tåle utfall av en hvilken som helst kritisk enkeltkomponent uten at noen forbrukere mister strømforsyningen. I dette ligger det ingen vurdering av forbrukernes betalingsvilje, noe som betyr at investeringsnivået med tilhørende drifts- og miljøkostnader som kreves for å oppfylle N-1-kriteriet, kan være mye høyere enn betalingsviljen for å unngå avbrudd for enkelte forbrukergrupper. Dette kan på sin side føre til overinvestering i forsyningssikkerhet knyttet til transmisjonsnettet. Statnett har også ansvaret for driftsreserver og skal bidra til samfunnsøkonomisk effektiv etablering av ny produksjon og forbruk. Eksisterende produksjonskapasitet må gi tilstrekkelige driftsreserver og på lengre sikt må porteføljen av produksjonsteknologier gi tilstrekkelig sikkerhet mot variasjoner i tilsig, fortrinnsvis mot tørrår. Selv om anskaffelse av tilstrekkelige driftsreserver er regulert, er tilbudet av balansetjenester og reservekapasitet organisert på markedsbasis. Her er det derfor igjen viktig med markedsdesign som gir samfunnsøkonomisk effektive priser, jf. Amundsen og Bergman (2007).

Eierne av regional- og distribusjonsnettet er underlagt regulering fra NVE, som benytter KILE-ordningen for å gi samfunnsøkonomiske investeringsincentiver til nettselskapene gjennom inntektsreguleringen.⁵ KILE-satsene er ment å skulle reflektere ulike forbrukergruppers kostnader ved avbrudd, men mangler tredjepartskonsekvenser.⁶ Dermed tas ikke alle samfunnsøkonomiske

⁵ KILE-ordningen (Kvalitetsjustering av inntektsrammer ved Ikke Levert Energi) innebærer at nettselskapene møter en bedriftsøkonomisk kostnad ved avbrudd som skyldes feil i selskapets egne anlegg. Den bedriftsøkonomiske kostnaden er basert på estimerte tap for nettkundene ved avbrudd, og kan være så høy som i overkant av 100 kr/kWh avhengig av kundegruppe og når avbruddet skjer.

⁶ Med tredjepartskonsekvenser mener vi det at avbrudd hos en forbruker medfører tap for andre forbrukere. For eksempel er det sannsynlig at KILE-satsen for offentlig sektor ikke reflekterer tapet for personer og bedrifter som opplever forsinket saksbehandling eller andre kostnader som følge av at produksjonen i offentlig sektor stanser opp.



kostnader ved avbrudd med i disse beregningene, noe som kan føre til underinvestering i nettet i forhold til det som er samfunnsøkonomisk effektivt.

2.3.3 Kostnader

Kostnader i denne sammenhengen skyldes effekter eller eksterne virkninger som markedsaktørene ikke tar hensyn til i sine produksjons- og forbruksavveininger i en ren markedsorganisering. Disse ikke-prissatte effektene skal for øvrig vurderes i konsekvensutredninger i sammenheng med konsesjonsbehandling av ny produksjonskapasitet, nettinvesteringer og tiltak på forbrukssiden. I all vesentlig grad dreier slike ikke-prissatte effekter seg om negative miljøkonsekvenser som naturinngrep og utslipp, der en samfunnsøkonomisk riktig verdsetting av tapte miljøverdier er vanskelig å beregne, jf. Diamond og Hausman (1994). Det er imidlertid viktig at kvalitative vurderinger inkluderes i investeringsanalyser, slik at ikke-prissatte effekter av tiltak synliggjøres. Kostnadene ved avbøtende tiltak eller gjennomføring av alternative tiltak med mindre miljøkonsekvenser må også avveies i forhold til eventuelle negative nytteendringer, for eksempel svekket forsyningssikkerhet eller økt prisvolatilitet. Investeringer i kraftmarkedet har som regel lang levetid og kan bidra til irreversible miljøkonsekvenser. Slike karakteristika tilsier at konsesjonsmyndighetene bør ha et overordnet perspektiv på gevinster og kostnader i tillegg til å vurdere det konkrete tiltaket.

2.4 Finn den gyldne middelvei

Vi ønsker volatile priser, men ikke slik som et dårlig designet marked gir, og vi ønsker god forsyningssikkerhet, men ikke for enhver pris. Hva kjennetegner så den gyldne middelvei og hvordan finnes den?

Forsyningssikkerhet må myndighetene sørge for, slik at en viss grad av regulering må aksepteres. Et investeringsnivå på produksjons- og transmisjonssiden over det samfunnsøkonomisk effektive nivået, vil gi gode muligheter for høy grad av forsyningssikkerhet, men til betydelige samfunnsøkonomiske kostnader. Et rent markedsbestemt nivå på investert produksjons- og transmisjonskapasitet vil gi lavere investeringskostnader, men en vanskeligere driftssituasjon som også kan gi betydelige samfunnsøkonomiske kostnader.

Dernest må markedsprisene gis anledning til å fordele samfunnets ressurser der de gir høyest verdi, men tiltak må iverksettes for å begrense uforholdsmessig store prissvingninger. Markedsprisene må for eksempel variere for at den mest hensiktsmessige avveiningen mellom systemkostnader og kostnader ved manglende forsyningssikkerhet skal bli realisert. Priser som ikke justeres av forholdet mellom tilbud og etterspørsel vil føre til sløsing av samfunnets ressurser. Imidlertid kan langvarige konsesjonsprosesser og ledetid for forbruksutvikling og nettinvesteringer føre til perioder med mer volatile priser enn det som er samfunnsøkonomisk effektivt. Derfor er det viktig med tiltak for å forbedre fleksibiliteten på investeringsiden og forbedring av responsen fra forbrukerne på kortvarige prisvariasjoner.

Når det gjelder tiltak på tilbudssiden, skal konsesjonsprosessen blant annet ta hensyn til miljøvirkninger som følger av de aktuelle prosjektene. Statnett og andre nettselskaper er for eksempel pålagt å utarbeide konsekvensutredninger som beskriver miljøeffektene som følger av det søkte traséalternativet (ved investeringer i regional- og sentralnettet). Dersom konsekvensutredninger fanger opp noen miljøulempen, legger ofte NVE som betingelse for konsesjonen at selskapet foretar avbøtende tiltak som retter opp de negative virkningene ved prosjektet. Eventuelle miljøkostnader blir på denne måten internalisert i utbyggerens beslutningsgrunnlag. Kvotesystemet og CO₂-prising skal bidra til at forurenseren tar hensyn til utslippskostnaden ved sine produksjonsbeslutninger, hvilket bidrar til at produksjonskostnaden i større grad reflekterer den reelle samfunnsøkonomiske kostnaden. Elsertifikater er en kombinasjon av avgifter og subsidier, og betegnes som implisitte subsidier. Elsertifikatene skal



subsidiere fornybar kraftproduksjon fordi at den reelle verdien ved fornybar kraftproduksjon og den positive eksterne virkningen ved reduserte utslipp ikke fullt ut er implementert i prisen fornybarprodusentene får betalt.⁷

Også på etterspørselssiden og med hensyn til forsyningssikkerhet vil det være nødvendige med ulike former for reguleringer. Det kan være støtte til energieffektivisering eller tekniske krav til forsyningssikkerhet som beskrevet ovenfor.

På denne måten bidrar *riktig utformede* offentlige reguleringer til at vi kommer nærmere en optimal løsning og en mer effektiv utnyttelse av ressursene. En markedsbasert produksjon og omsetning av kraft er imidlertid utgangspunktet som gir oss markedspriser. Markedsprisene spiller en viktig rolle som signal om knappheter som påvirker både den løpende driften av systemet og de langsiktige investeringsbeslutningene. Dersom vi utformer markedet på en måte som reduserer kvaliteten på prissignalene, eller fjerner dem helt, må den samme informasjonen innhentes og aggregeres på andre måter. Det er neppe verken styringseffektivt eller kostnadseffektivt – planleggingsutfordringen er i praksis uoverkommelig, og det vil kreve svært store ressurser å forsøke å skape noe som ligner på den optimale løsningen gjennom sentral planlegging. Gjennom markedet innhentes det løpende informasjon om ca. 2,7 millioner individuelle uttakspunkter i nettet og mer enn 1200 enkeltkraftverk.

2.5 Samfunnsøkonomisk effektivitet og avledede mål

Samfunnsøkonomisk effektivitet er det overordnede målet med reguleringen og organiseringen av kraftsektoren.⁸ Samfunnsøkonomisk effektivitet kan imidlertid være vanskelig å måle direkte. I det perspektivet kan separate mål for forsyningssikkerhet, priser og kostnader være egnet for å vurdere løpende hvorvidt vi nærmer oss eller fjerner oss fra et samfunnsøkonomisk effektivt system. Basert på diskusjonen ovenfor er det klart at en god løsning innenfor rammen av et markedsbasert system, må oppfylle disse tre avledede målene for et godt kraftsystem:

- Tillate prisvariasjon.
- Ivareta egnede krav til forsyningssikkerhet.
- Bidra til akseptable kostnader med hensyn til drift, investeringer og miljøinngrep.

Kravene er med vilje ikke formulert helt eksplisitt. Grunnen er som vi har vist ovenfor at det er viktige avveininger som må gjøres mellom de ulike kravene, slik at et visst handlingsrom må tillates. At vi styrer ut fra tre avledede mål, betyr videre at vi ikke kan legge til grunn at ett enkelt virkemiddel vil være tilstrekkelig. Betydningen av å ha flere virkemidler forsterkes dersom vi i tillegg skal ta hensyn til fordelingsvirkninger som følge av organiseringen og reguleringen av kraftsystemet.

⁷ Elavgiften er etter vår vurdering primært å betrakte som en fiskal avgift på linje med merverdiavgift (spørsmålet om elavgiften er fiskal eller en miljøavgift ble blant annet drøftet i NOU 2007:8, som ikke trakk noen entydig konklusjon). Avgiften er uansett ikke noe godt virkemiddel for å korrigere for miljøkostnader ettersom den ikke skiller mellom ulike måter å produsere elektrisitet på.

⁸ I denne sammenhengen kan vi også vise til energilovens formål om en samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling av energisystemet. Samfunnsmessig rasjonell favner noe videre enn samfunnsøkonomisk effektivitet ifølge Hammer (2007), men det er klart at samfunnsøkonomisk effektivitet er en helt sentral bestanddel i formålet om samfunnsmessig rasjonalitet.



3 PRISER, FORSYNINGSSIKKERHET OG INVESTERINGER I DAG

I dette kapitlet beskriver vi utviklingen i det norske kraftsystemet de siste 20 årene, med vekt på 2000-tallet. Vi ser først på utviklingen i kraftpriser, forsyningssikkerhet og investeringer. Deretter beskriver vi noen viktige elementer i dagens energi- og miljøpolitikk av særlig relevans for kraftsystemet som bakgrunn for å forstå både markedsutviklingen og aktuelle tiltak og virkemidler i de etterfølgende kapitlene. Avslutningsvis oppsummerer vi kort hvordan det norske kraftsystemet har utviklet seg med hensyn til kraftpriser, forsyningssikkerhet og investeringer i den aktuelle perioden.

3.1 Kraftprisutviklingen

Når det gjelder prisutviklingen, er vi spesielt opptatt av følgende spørsmål:

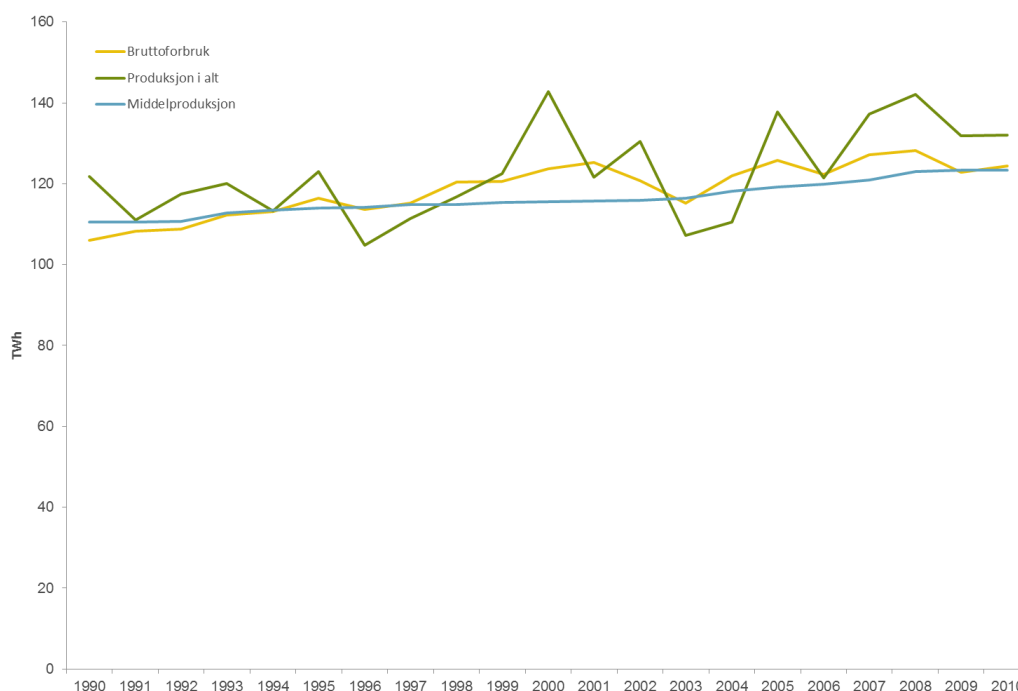
- Utviklingen i nivået på kraftprisen og variasjonene over år, sesong og døgn.
- Variasjoner i regionale kraftpriser internt i Norge.
- Forholdet mellom prisene i engrosmarkedet og sluttmarkedet.
- Forutsigbarheten i prisene.

Som nevnt i innledningskapitlet, ser vi ikke på prisene på langsiktige kontrakter for industrien (eller langsiktige bilaterale kontrakter mer generelt).

3.1.1 Forholdet mellom produksjon og forbruk

For å forstå kraftprisutviklingen de seneste årene, er det nyttig å ta utgangspunkt i forholdet mellom produksjon og forbruk av kraft i perioden. Dette er illustrert i figuren nedenfor, der vi viser faktisk årlig produksjon, middelproduksjon og faktisk forbruk i perioden 1990-2010.

Figur 3: Forholdet mellom produksjon og forbruk fra 1990 til 2010



Kilde: NVE, Statistisk sentralbyrå

Det er flere forhold som er viktige for å forstå prisutviklingen:

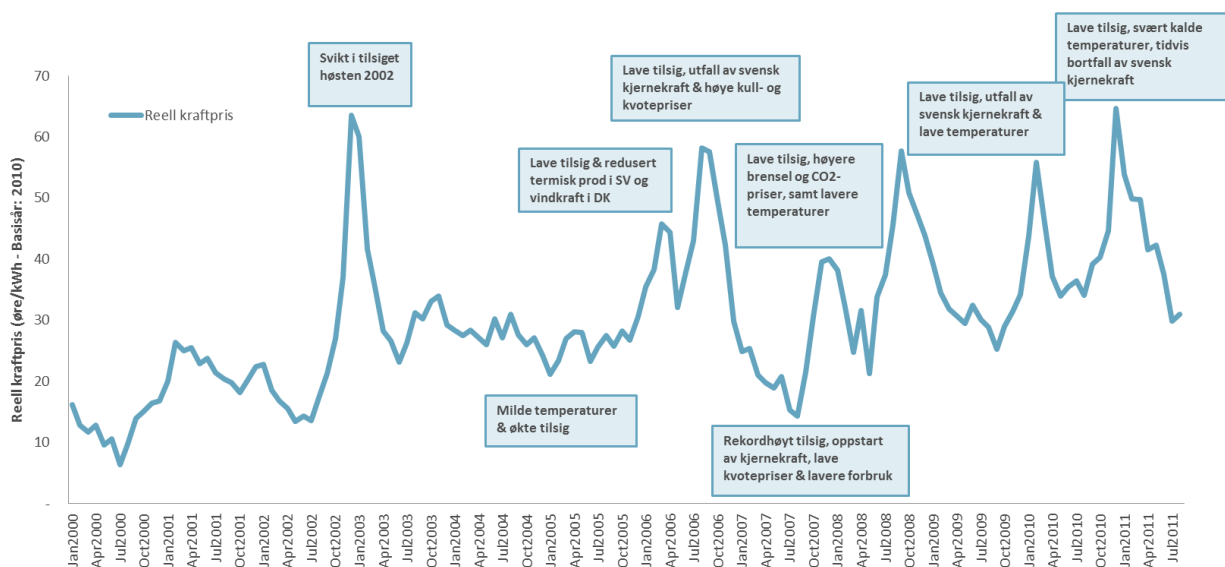
- Forbruket har vokst i perioden, samtidig som veksten i produksjonskapasiteten har vært liten. Petroleumssektoren er kommet inn som en betydelig kunde (Troll A, Ormen Lange), men det har også kommet betydelige økninger i kraftintensiv industri. Det har også vært en viss vekst i alminnelig forsyning, selv om veksttakten ser ut til å ha avtatt sammenlignet med historiske nivåer.
- Det årlige forbruket varierer med temperaturer, priser og aktivitetsnivået i økonomien. Elektrisitet spiller fortsatt en viktig rolle i oppvarmingssektoren, mens aktiviteten i kraftintensiv industri åpenbart påvirkes av konjunktorene internasjonalt.
- Den årlige faktiske produksjonen varierer til dels svært mye, som følge av variasjoner i tilsigene til vannkraftsystemet. Vi har i perioden sett en variasjon i den årlige produksjonen fra 104 til 143 TWh.

Samtidig har det i perioden også blitt bygd ut mer overføringskapasitet til andre land, herunder NorNed-forbindelsen til Nederland (700 MW) og Skagerrak 3 (440 MW).

3.1.2 Generell prisutvikling

Prisutviklingen i engrosmarkedet de siste ti årene er illustrert ved Figur 4 under. Figuren viser hvordan den reelle systemprisen på Nord Pool Spot (2010-priser) har utviklet seg fra 2000 til 2011, hvor boksene i figuren viser til hendelser som har hatt spesiell betydning for kraftprisen i løpet av den aktuelle perioden.

Figur 4: Kraftprisutviklingen på 2000-tallet



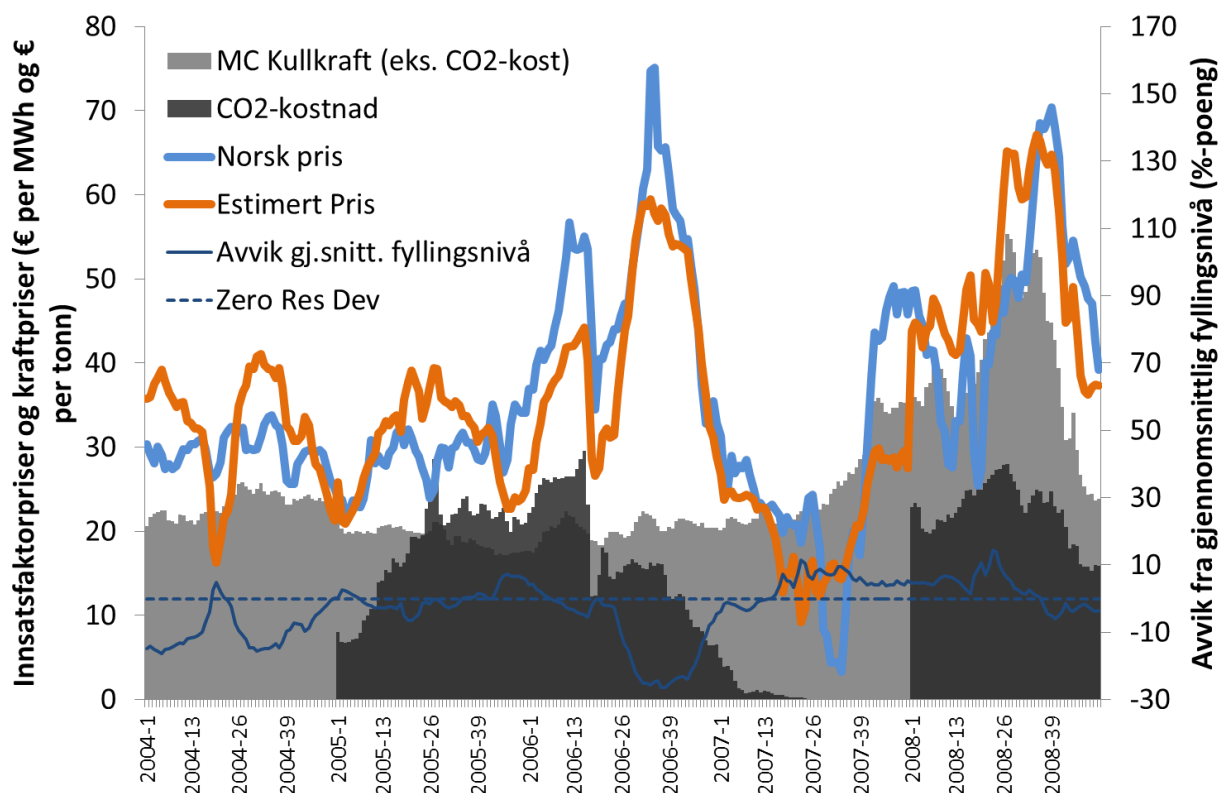
Kilde: Nord Pool Spot, NVE, THEMA Consulting Group

Som følge av at kapasiteten i Norges kraftproduksjon ikke har holdt følge med forbruksveksten, har vi en strammere kraftbalanse nå sammenlignet med tidligere tiår. En svekket kraftbalanse og en påfølgende mindre buffer til å håndtere uventede bortfall av produksjon og/eller økninger i forbruket, har ført til at endringer i kraftprisens drivere i større grad har skapt store utslag i kraftprisen. Nevnte argument hviler på at tilbudskurven blir svært bratt i situasjoner der markedsprisen blir satt i nærheten av kapasitetsbeskrinkingen, og siden etterspørselen er relativt uelastisk på kort sikt, vil små endringer på tilbuds- og etterspørselssiden gi store utslag i kraftprisen.

Det nordiske kraftsystemet var fra 2000 til 2010 preget av betydelige tilsigsvariasjoner, hvilket gjenspeiles i de store prisvariasjonene gjennom perioden. Ofte inntreffer det andre hendelser

samtidig som systemet er preget av ekstreme nedbørssituasjoner, hvilket forsterker de mest betydelige prisutslagene. Dette var blant annet tilfellet i 2006, da lave tilsig førte til at vannkraftproduksjonen var 20 prosent lavere enn normalt, mens tekniske problemer og vedlikehold bidro til at rundt 40 prosent av den svenske kjernekraftkapasiteten var ute av drift. Tilsvarende reflekterte den høye kraftprisen i 2010, et nordisk kraftsystem preget av både lave tilsig, lav svensk kjernekraftproduksjon og relativt lave temperaturer, med et påfølgende høyt forbruk. I perioden juni 2003 – oktober 2005 opplevde vi lave kraftpriser som følge av betydelig nedbør, men også som følge av at mildere temperaturer bidro til å dempe det totale kraftforbruket. Priser på fossilt brensel har spilt en betydelig rolle for de norske kraftprisene, både gjennom norsk varmekraftproduksjon og siden på grunn av svingningene i norsk vannkraftproduksjon i stor grad motsvares av svingninger i kraftproduksjonen i resten av Norden. Det er først og fremst kullkraftproduksjonen i Danmark og Finland som svinger i mottakt med vannkraftproduksjonen, hvilket bidrar til å forklare kullprisens og CO₂-kostnadens effekt på de norske kraftprisene.

Figur 5: Sammenhengen mellom den observerte kraftprisen, og kraftprisens viktigste drivere i Norge perioden 2004-2008



Kilde: Nord Pool, NVE og THEMA Consulting Group

Figur 5 over viser sammenhengen mellom den observerte kraftprisen, og kraftprisens viktigste drivere i perioden 2004-2008. Mens den tykke blå linjen reflekterer den faktisk observerte kraftprisen, representerer den oransje grafen den estimerte kraftprisen. Den estimerte kraftprisen er forklart ved kostnadene knyttet til kullkraftproduksjon, CO₂-prisene og magasinfyllingen i norske vannmagasin fra 2004-2008. Som en kan se av figuren er det en betydelig samvariasjon mellom faktisk kraftpris og de inkluderte forklaringsvariablene. Som nevnt tidligere var 2006 preget av relativt høye strømpriser. Figuren ovenfor viser i den forbindelse hvordan lav fyllingsgrad i norske vannmagasin, høye kullkraftkostnader i tillegg til betydelige kvoteutgifter bidrar til å heve kraftprisen i denne perioden. Figuren illustrerer også sammenhengen mellom den høye

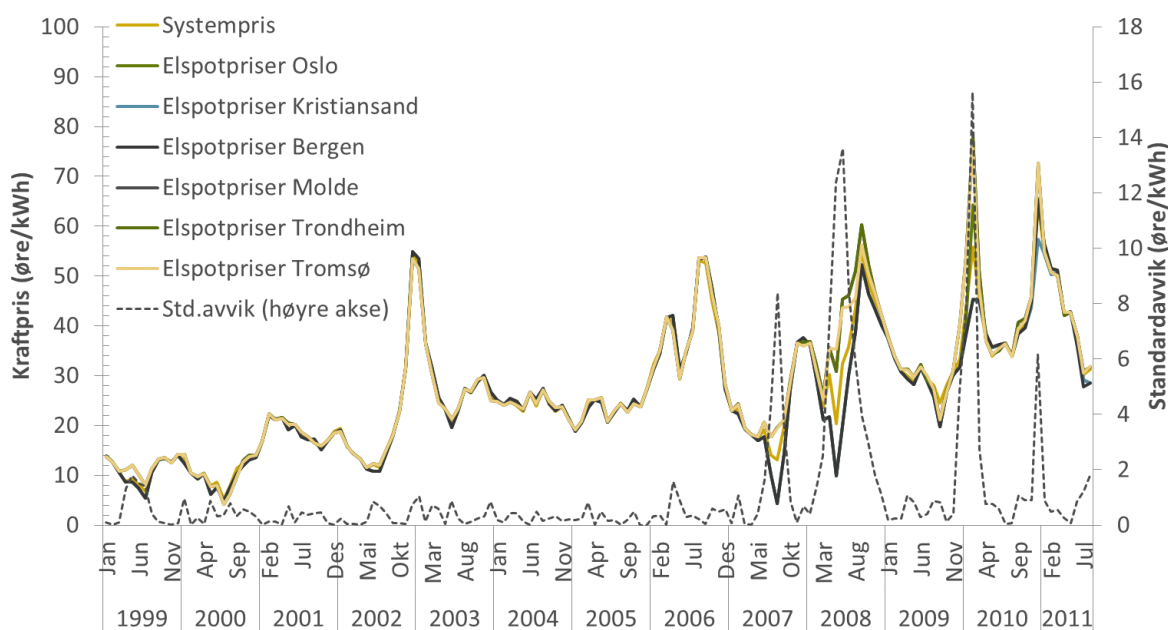
kraftprisen og høye brensel- og kvotepriser høsten 2008. På samme måte skapte velfylte vannmagasin og lave kvotepriser grunnlag for de lave kraftprisene man observerte juli 2007.

Bildet over viser gjennomsnittlige priser. Prisene over døgnet eller i enkelttimer kan variere mye mer. For eksempel har vi hatt priser ned mot null i perioder med mye uregulerbar produksjon og lavt forbruk (typisk om sommeren) og priser på flere kroner pr. kWh (i enkelttimer i områder med stort kraftunderskudd om vinteren).

3.1.3 Regionale kraftsituasjoner

Vi har så langt sett på prisutviklingen nasjonalt. Det er imidlertid også interessant å se nærmere på prisutviklingen i ulike regioner i Norge. Figuren nedenfor viser utviklingen i den nominelle systemprisen og områdeprisene fra og med 1999 og fram til og med august 2011. Y-aksen på høyre side viser kraftprisen i øre/kWh, mens Y-aksen på venstre side reflekterer standardavviket og prisvariasjonen mellom de ulike områdene.

Figur 6: Forholdet mellom systemprisen og de ulike områdeprisene



Kilde: Nord Pool Spot og THEMA Consulting Group

Som vist ved den stiplede linjen har differansene mellom de ulike prisområdene økt særlig fra 2007 og fram til i dag. Det er også spesielt framtrepende at variasjonen mellom områdene øker i periodene med de største prisutslagene, jf. juli 2007, andre halvår 2008 og vinteren 2009-2010. Siden flaskehals oppstår når overføringskapasiteten inn eller ut av en region er mindre enn behovet, øker flaskehalsene og de tilhørende prisforskjellene mellom områdene i perioder der energitilgangen er større eller mindre enn normalt.

Ved årsskiftet 2009-2010 hadde for eksempel Midt-Norge vesentlig høyere priser enn de andre prisområdene, hvilket er illustrert ved grafen for Trondheim i Figur 6. Vi drøfter kraftsituasjonen i Midt-Norge nærmere senere i rapporten, men en viktig årsak til prisene er det store regionale kraftunderskuddet. Tilsvarende reflekterer de lave kraftprisene i Sør-Norge i løpet av sommeren 2008 et kraftoverskudd i regionen som følge av høye tilsig, kombinert med feil på utenlandsforbindelser (NorNed) og Oslofjordkablene, som begrenset mulighetene for eksport til Sverige (vist ved grafen for Oslo, Kristiansand og Bergen i Figur 6). I sum kan prisforskjellene mellom områder i Norge være betydelige i enkelte år. Målt som gjennomsnitt over lengre perioder, er det imidlertid snakk om relativt små forskjeller. Eksempelvis hadde Midt-Norge i perioden fra

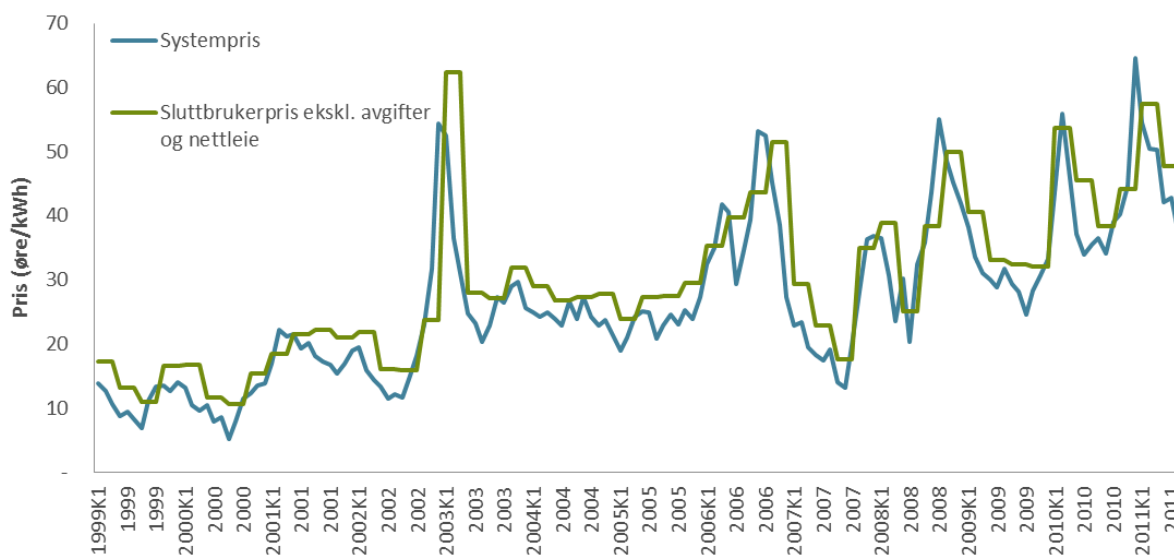
januar 2004-september 2011 ca. 2,3 øre/kWh høyere pris enn Sør-Norge i gjennomsnitt, eller ca. 7 prosent høyere. Nesten halvparten av denne prisforskjellen skyldtes den svært spesielle kraftsituasjonen i 2008.

3.1.4 Sluttbrukerprisene

Vi har til nå beskrevet utviklingen i engrosprisen på elektrisitet. Engrosprisen er åpenbart viktig for kraftprodusenter samt sluttbrukere som handler direkte på børsen. Den er imidlertid også viktig for sluttbrukerprisene i alminnelig forsyning, det vil si aktører som normalt ikke handler kraft direkte i markedet. Husholdninger og kraftforbrukere som ikke handler direkte på kraftbørsen baserer seg på sluttbrukerprisen når de foretar sine beslutninger i forhold til forbruk, sparing eller substitusjon mellom energibærere. For at beslutningene foretas på korrekt grunnlag er det derfor viktig at sluttbrukerprisene reflekterer den underliggende spotprisen. Prisen sluttbrukere betaler består i tillegg til spotprisen av nettleie, leverandørmarginer, avgifter og moms.

Som følge av forsinkelse mellom en endring i spotprisen og en endring i sluttbrukerpris, reflekterer ikke den generelle sluttbrukerprisen de løpende timeprisene på NordPool. Tidsforsinkelsen skyldes i hovedsak kraftavtalenes art, myndighetsbestemte regler om varsling, og selskapenes egen tid til respons. Sammenhengen mellom spotpris og sluttbrukerpris eksklusive avgifter og nettleie er illustrert i Figur 7 under.

Figur 7: Forholdet mellom systempris og sluttbrukerpris



Kilde: SSB, Nord Pool Spot og THEMA Consulting Group

Siden de fleste sluttbrukere kjøper strøm hos en strømlleverandør, oppstår det en kile mellom spot- og sluttbrukerpris da strømlleverandørene tar en margin fra sluttbruker for å dekke sine kostnader for kjøp av strøm på børsen og drift av virksomheten. Siden nettleie og avgifter ikke er inkludert i sluttbrukerprisen i figuren over, representerer differansen mellom grafene denne leverandørkostnaden. Dersom konkurransen i leverandørmarkedet ikke fungerer tilfredsstillende, kan denne marginen bli høyere enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt, hvilket igjen vil redusere verdien av prissignalet til forbrukerne. Analyser i Econ Pöyry (2007b) viser imidlertid at marginene i Norge er relativt lave sammenlignet med våre naboland, og at sluttbrukerprisene responderer relativt raskt på endringer i spotprisen. Lave marginer indikerer at sluttbrukerprisen i stor grad reflekterer de underliggende prisene i markedet. Samtidig viser studier av forbruket i tørråret 2006, at forbruket falt merkbart og forholdsvis raskt etter begge periodene med

prisoppgang, hvilket bekrefter verdien av prisene som signal på de underliggende markedsforholdene.

Prisdannelsen i engrosmarkedet er derfor helt sentral for å forstå de samfunnsøkonomiske konsekvensene av ulike tiltak og virkemidler, samt fordelingsvirkninger.

3.1.5 Kontraktsmarkedet

Prisene i spotmarkedet varierer som vi har sett mye både på kort og lang sikt. Prisvariasjonene kan reduseres og forutsigbarheten i kraftkostnadene økes gjennom kontrakter med faste priser over en kortere eller lengre perioder. Kontrakter for kraft omsettes både i det finansielle markedet NASDAQ OMX Commodities Nordic (tidligere Nord Pool) og gjennom bilateral handel. Produktene som omsettes på NASDAQ OMX Commodities Nordic har en varighet på inntil 5 år, og er generelt kjennetegnet ved en høy grad av likviditet (om enn varierende mellom ulike typer produkter). Bilaterale kontrakter utenfor børsen kan ha en vesentlig lengre varighet, men er i mindre grad standardiserte, og markedet er heller ikke særlig likvid eller transparent.

For sluttbrukere i alminnelig forsyning er det mest aktuelt å inngå fastpriskontrakter med leverandører. Fastprisprodukter tilbys med varighet på inntil flere år (avhengig av leverandør). Den maksimale kontraktlengden som tilbys, begrenses i praksis av varigheten av de tilgjengelige produktene i det finansielle markedet (det vil si maksimalt 5 år i dagens marked).

Ved hjelp av fastpriskontrakter kan altså kraftkostnadene for sluttbruker bli gjort vesentlig mer forutsigbare i et gitt intervall. På lang sikt (mer enn et par års sikt) er det imidlertid vanskeligere å oppnå forutsigbarhet.

3.2 Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet har som tidligere nevnt to hovedaspekter som vi er opptatt av i denne rapporten: Risikoen for rasjonering og risikoen for avbrudd. Risikoen for rasjonering er særlig knyttet til svikt i tilsiget i vannkraftsystemet. Risikoen for avbrudd er særlig knyttet til kraftsystemets evne til å håndtere feilsituasjoner i nett- og produksjonsanlegg. Nedenfor beskriver vi først hvordan kraftsystemet har håndtert tilsigssvikt og tørrår de siste 10 årene, før vi ser på utviklingen i ikke-levert energi som følge av avbrudd.

3.2.1 Tørrårssituasjoner

Den generelle prisutviklingen og kraftprisens viktigste drivere det siste tiåret er detaljert beskrevet i foregående avsnitt. Det er noen perioder på 2000-tallet som skiller seg ut ved å ha spesielt høye kraftpriser. Gjennomgående for alle disse periodene er at systemet generelt har vært preget av lave nedbørmengder, i tillegg har det inntruffet ulike hendelser, da først og fremst på tilbudssiden, som har bidratt til å heve kraftprisen over normalnivå.

2002-2003: Høsten 2002 var preget av svært lave tilsig i de nordiske vannkraftanleggene, hvilket bidro til at den nordiske vannkraftproduksjonen gikk ned med 7 TWh i løpet av det siste halvåret av 2002. Reduksjonen i vannkraftproduksjonen ble i hovedsak erstattet av økt termisk kraftproduksjon og en betydelig nettoimport fra land utenfor det nordiske kraftsystemet. Selv om det samlede kraftforbruket var på tilnærmet normalt nivå, bidro reduksjonen i vannkraftproduksjonen til rekordhøye strømpriser vinteren 2002-2003.

2006: Dette året var også preget av at lite nedbør og mindre snø enn normalt i fjellene bidro til lavere magasinfulling og en relativt lav kraftproduksjon ved de nordiske vannkraftanleggene. Temperaturer under normalnivå og utfall av 40 prosent av den svenske kjernekraften bidro til å forverre den nordiske kraftbalansen, og presset opp kraftprisene.

2008: Kraftprisene økte som følge av lave tilsig, økte brensel- og kvotepriser, og kaldere vær.



2009-2010: Det nordiske kraftsystemet var gjennom vinteren 2009-2010 preget av periodevis svært høye kraftpriser. De store prisutslagene oppstod som følge av flere årsaker. Blant annet førte tekniske problemer og vedlikehold til at kun 61 prosent av den svenske kjernekraftkapasiteten i gjennomsnitt var tilgjengelig i perioden oktober-mars. Høyere produksjon enn vanlig ved norske vannkraftanlegg ved begynnelsen av året for å kompensere for reduksjon i svensk kjernekraftproduksjon og problemer med importen fra Nederland, i tillegg til lite nedbør i områder med tilsig til vannkraftverkene, bidro til at de nordiske vannkraftmagasinene var under normalnivå da vinteren kom. Vinteren 2009-2010 var samtidig kjennetegnet ved svært lave temperaturer, hvilket økte behovet for oppvarming og bidro til å øke kraftetterspørselen. Lavere kraftproduksjon, samtidig med høyere etterspørsel skapte slik svært høye kraftpriser rundt årsskiftet i Norden. Redusert overføringskapasitet internt i Norden, og overestimering av forbruket i høylasttimene som igjen bidro til at det ble gitt lavere handelskapasiteter til markedet enn det burde, skapte i tillegg betydelige prisvariasjoner mellom de ulike prisområdene (NordREG, 2011).

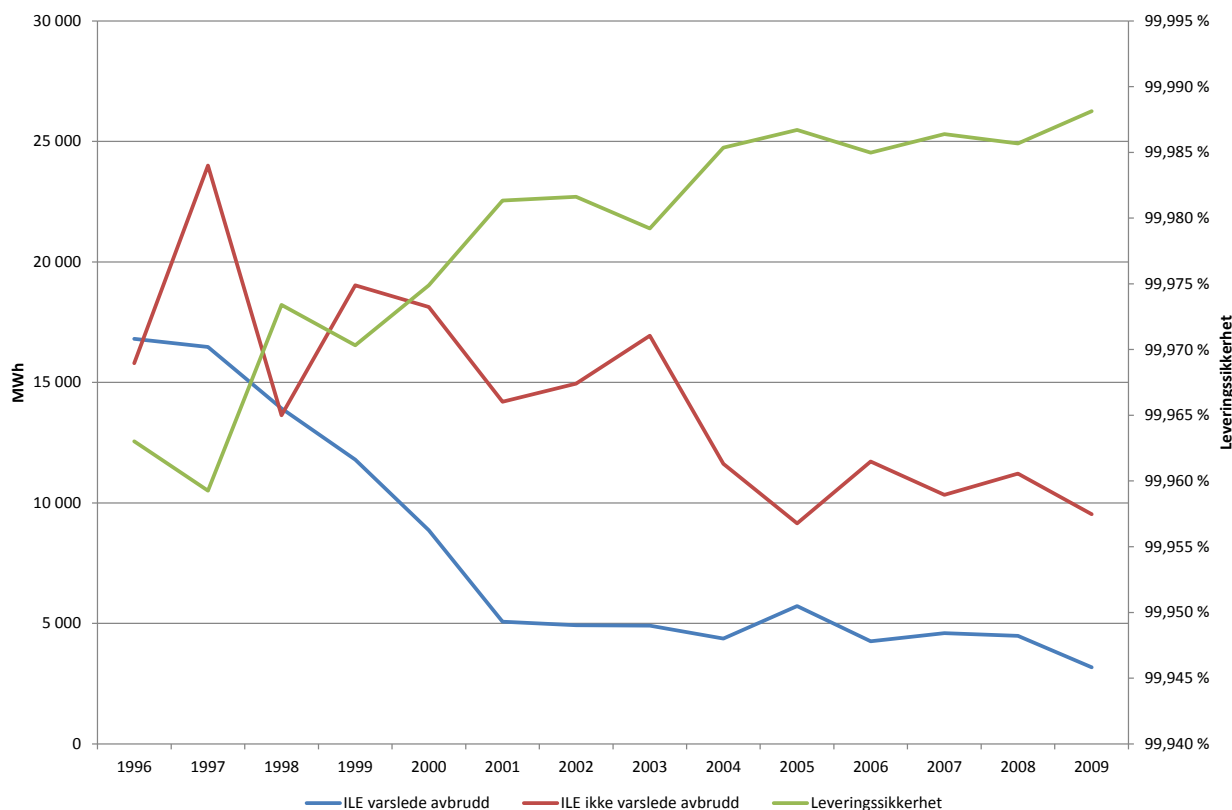
Til tross for at vi til tider har hatt en svært stram effektbalanse, har det ikke vært behov for rasjonering som følge av energiknapphet i kraftsystemet de seneste årene. Som Svenska Kraftnät påpeker ved sin evaluering av kraftsituasjonen vinteren 2009-2010, ble effektbalansen opprettholdt takket være import, lav forbruksøkning, i hovedsak i industrien, høye kraftpriser som dempet etterspørselen i forbruket og aktivering av de svenske og finske effektreservene (Svenska Kraftnät, 2010). Videre har deler av etterspørselssiden vist seg å være mer elastisk enn tidligere antatt. For eksempel bidro høye kraftpriser over nevnte periode til læringseffekter i den kraftintensive industrien, ved at industrien valgte å tilpasse sin budgivning ved slutten av perioden basert på observerte prisvariasjoner i Bye et al. (2010).

3.2.2 Avbrudd og ikke-levert energi

Knapphet på kapasitet i nett og/eller produksjon i feilsituasjoner eller ved ytre påvirkning, kan gi seg utslag i avbrudd hos sluttbruker selv om det totalt sett er tilstrekkelig med tilgang på energi. I figuren nedenfor viser vi utviklingen i ikke-levert energi som følge av avbrudd siden 1996. Trenden har vært klart nedadgående, noe som i stor grad skyldes at varslede avbrudd er redusert sterkt. Også antall ikke-varslede avbrudd er redusert betraktelig.⁹

⁹ Varslede avbrudd er særlig knyttet til vedlikehold. At varslede avbrudd er gått ned, er imidlertid ikke nødvendigvis et resultat av at det gjøres mindre vedlikeholdsarbeid. Nettselskapene utfører i økende grad såkalt arbeid under spenning, det vil si at de gjennomfører arbeid uten å koble ut anlegg. Bedre planlegging er et annet forhold som reduserer behovet for utkoblinger. Ikke-varslede avbrudd skyldes i hovedsak feil i nettet eller ytre påvirkning (for eksempel værforhold).



Figur 8: Leveringspålidelighet i det norske nettet 1996-2009

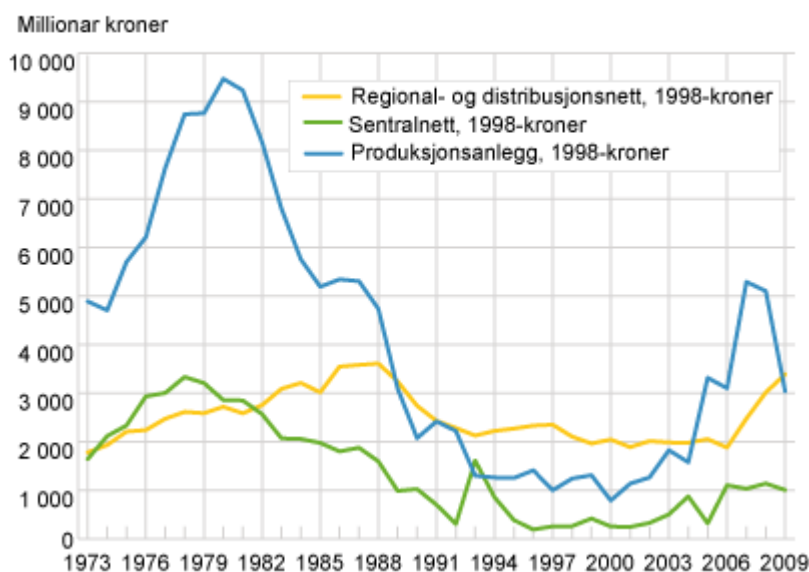
Kilde: NVE, THEMA Consulting Group

Det er med utgangspunkt i tallene ovenfor ikke grunnlag for å hevde at avbruddsrisikoen har økt generelt i det norske kraftsystemet. Regionalt er det imidlertid et mer nyansert bilde, noe kraftsituasjonene i Midt-Norge og BKK-området er eksempler på. Vi har også sett eksempler på at større områder er blitt mørklagt som følge av strømbrudd, blant annet på Vestlandet (stormen Dagmar) og på Romerike vinteren 2011 (hvor feil på flere transformatorer medførte behov for roterende utkobling av kunder og en svært sårbar forsyningssituasjon i flere dager etterpå). Samlet sett har likevel slike hendelser ikke gitt store utslag i avbruddsstatistikken.

3.3 Investeringer

3.3.1 Historiske investeringer i det norske kraftsystemet

Det norske kraftsystemet er bygd ut over en periode på over 100 år. Særlig perioden etter 1945 mot slutten av 1980-tallet var preget av store investeringer. Middelproduksjonen i vannkraftsystemet ble nesten tidoblet i denne perioden, og store deler av nettet ble bygd ut parallelt. Det gjelder ikke minst sentralnettet. I figuren nedenfor viser vi investeringene i kraftsystemet fordelt på nett og produksjon siden 1973 i faste kroner. Figuren viser tydelig at de årlige investeringene var høye (over 10 milliarder kroner i 1998-kroner) fram til ca. 1985, for deretter å avta mot et bunnivå i 2000. De seneste årene har investeringene økt betydelig igjen, særlig i produksjonsanlegg, men også i nettet. Investeringene er ventet å forbli høye i de kommende årene.

Figur 9: Investeringer i nett og produksjon 1973-2009**Innkjøp av varige driftsmiddel. 1998-kroner. Millionar kroner**

Kilde: SSB (2011)

3.3.2 Nettinvesteringer

Siden strøm ikke kan lagres, er det kontinuerlig behov for balanse mellom produksjon og forbruk. Overføringsnettene frakter strømmen fra produksjonskilden til forbrukeren, og bidrar til å koordinere produksjonen og forbruket av strøm fra time til time. Nettets egenskaper avgjør hvor mye kraft som kan overføres, og hvilke energitap som følger med overføringen. Nettene har derfor stor betydning for hvordan det er optimalt å tilpasse daglig kraftproduksjon og bygge ut nye produksjonsanlegg. Samspillet mellom nett og produksjon er spesielt utfordrende i et system som det norske, som i stor grad er basert på stedbundne naturressurser. Mens termiske kraftsystemer i større grad kan plassere produksjonen i nærheten av de store forbruksenhetene, er det norske kraftsystemet tvunget til å produsere kraft der vann- eller vindkraftressursen er lokalisert. Siden de største vassdragene og vannkraftproduksjonen ligger utenfor de store byene, er Norge avhengig av betydelig nettkapasitet for å frakte strømmen fra produsent til konsument.

Fra 1990-tallet og fram til i dag har imidlertid nettinvesteringene blitt kraftig redusert, spesielt sentralnettsinvesteringene. I løpet av denne perioden valgte Statnett å følge en strategi om å oppnå høyere overføringskapasitet i nettet ved å gjennomføre tiltak som ikke innebar vesentlige nettinvesteringer. Potensialet for slike oppgraderinger er nå oppbrukt, og mens kraftforbruket har økt jevnt de siste to tiårene, har ikke nivået på sentralnettsinvesteringer holdt følge, hvilket indikerer et økende behov for tiltak og investeringer i overføringskapasitet for å imøtekomme samfunnets behov i dag og framover (Statnett, 2010).

Økte investeringer i nett drives dels av ønsket om en tilfredsstillende forsyningssikkerhet, men også for å legge til rette for satsing på fornybar kraftproduksjon. Det svensk-norske elsertifikatmarkedet er forventet å utløse tilsammen 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon, i hovedsak i form av vind- og småkraft, hvilket øker behovet for nye overføringsanlegg som kan tilknytte den nye produksjonen til nettet og frakte strømmen til forbrukerne. Vind- og småkraft er basert på uregulerbare produksjonskilder, hvilket impliserer at de kun produserer kraft når det blåser eller er tilstrekkelig tilsig. Økt andel variabel kraftproduksjon stiller nye krav til overføringsnettene, både i situasjoner med mye vind og vann og når vinden og nedbørsmengdene avtar. Store prisforskjeller mellom prisområdene vinteren 2009/2010, samt antall timer med

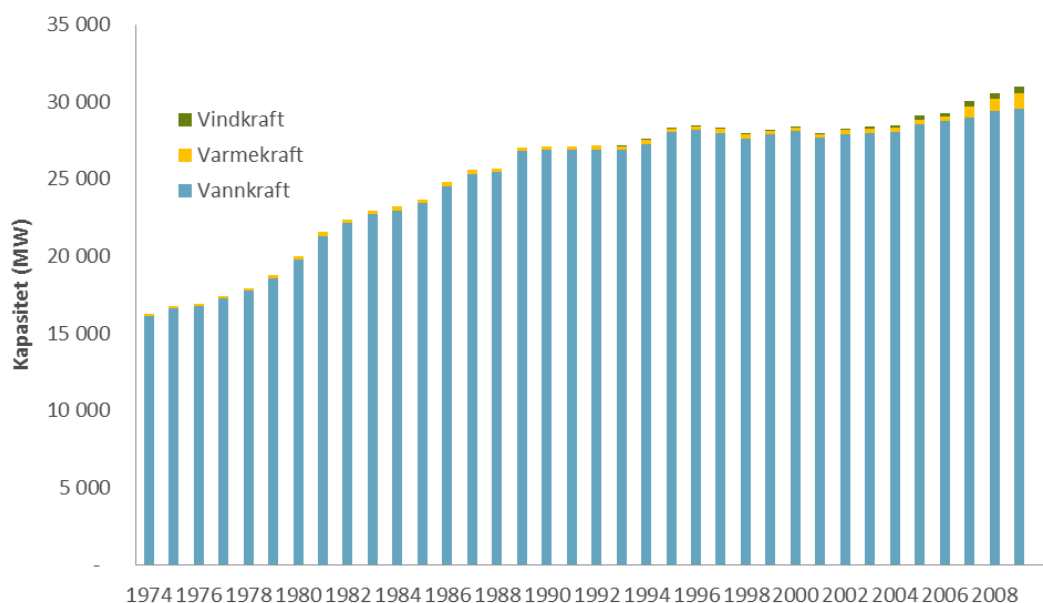
svekket forsyningssikkerhet inn mot de største byene reflekterte også behovet for å styrke nettet internt i Norge. Nettforsterkninger internt er samtidig avgjørende for å kunne bygge ut flere overføringsforbindelser til utlandet, hvilket ble framhevet i forbindelsene med offentliggjøringen av sørlandsstudien der Statnett nedskalerte sin utenlandssatsing kraftig. Ambisjøs planer knyttet til elektrifisering av petroleumssokkelen, forventninger om ny kraftintensiv industri og ytterligere elektrifisering av samferdselssektoren øker også behovet for mer overføringskapasitet i tiden framover.

3.3.3 Utvikling i produksjon og forbruk

Det har vært en jevn økning i produksjonskapasiteten siden 1970. Før energiloven ble vedtatt i 1991 var det andre premisser enn markedet som dominerte kraftbransjens utvikling. Blant annet kravet om egendekning, hvilket innebar at Norge skulle ha tilstrekkelig produksjon til at normalforbruket ble tilfredsstilt 27 av 30 år. Før Norden ble et integrert kraftsystem, var det en forutsetning for nordisk samarbeid at man hadde egenforsyning og ikke baserte seg på de andre landenes kraftproduksjon. Investeringene i kraftproduksjon var derfor i stor grad basert på det forventede elektrisitetsbehovet, og estimerte forbruksprognoser. Kraftprisene var fundert i Statskraftprisen som årlig ble bestemt av Stortinget, hvor Statskraftprisen skulle være basert på den langsiktige marginalkostnaden ved kraftutbyggingen. Kraftprisene spilte i så måte en annen rolle i markedet før energiloven ble implementert, da det var størrelsen på investeringene som genererte prissignalene til kundene og ikke omvendt.

Etter energiloven ble innført og kraftmarkedet ble deregulert, flatet utbyggingstakten i produksjonskapasiteten ut. Etter 1991 forsvant oppdekningsplikten, og investeringsbeslutninger om nye kraftutbygginger ble gjort basert på kommersielle forhold, der markedsprisene avgjorde lønnsomheten ved ny produksjonskapasitet. Kraftprisen falt sterkt på 1990-tallet, hvilket signaliserte at det var en overkapasitet i markedet. At produksjonen var høyere enn forbruket, bidro til å redusere prisene på kraft betydelig. De lave kraftprisene reduserte lønnsomheten og investeringsincentivene for aktørene i markedet og medførte lavere investeringer.

Figur 10: Kapasitetsutviklingen for vind-, vann- og varmekraftproduksjon

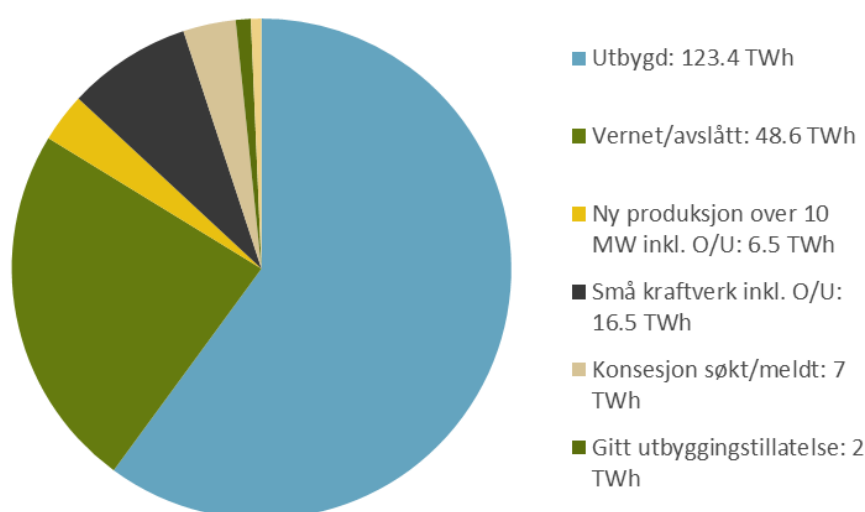


Kilde: SSB

Figur 10 viser utviklingen i kraftproduksjonskapasiteten fra 1974 til 2009 fordelt på produksjonskildene vann-, vind- og varmekraft. Mens veksten i kraftproduksjon basert på vann

har flatet ut, har veksttakten i produksjonen basert på varme- og vindkraft økt den siste tiden. Norges varmekraftproduksjon økte betydelig som følge av idriftsettelse av gasskraftverket på Kårstø i 2007 og energianlegget til Snøhvit. Varmekraftproduksjon steg ytterligere da kraftvarmeverket på Mongstad ble satt i drift november 2010. Norge anses for å ha noen av de beste forutsetningene i Europa for vindkraftproduksjon, og som figuren over illustrerer har også utbyggingen av vindkraftanlegg økt den siste tiden. I dag er det tilsammen 17 vindkraftparker over 1,2 MW installert i Norge, hvilket utgjør en samlet kapasitet på 541 MW og en produksjon på 0,980 TWh ifølge data fra NORWEA, den norske vindkraftforeningen. Videre er det ifølge NORWEA forventet at elsertifikatene vil bidra til å utløse en vindkraftutbygging med en kraftproduksjon tilsvarende 7-8 TWh innen 2020. Mesteparten av Norges tilgjengelige vannkraftpotensial er allerede bygget ut, jf. Figur 11 under, hvilket forklarer utflatingen i vannkraftutbyggingen i den senere tid. Elsertifikatene er imidlertid forventet å utløse en vesentlig mengde ny vannkraftproduksjon gjennom økt produksjon i småkraftverk og ved opprustning og utvidelser av eksisterende vannkraftanlegg.

Figur 11: Vannkraftpotensialet per 1.1.2010



Kilde: NVE

Samtidig som produksjonen har økt, har det også skjedd betydelige endringer på forbrukssiden. Blant annet har fjernvarme fått økt innpass i det norske energisystemet og økt fra ca. 1 TWh i 1991 til 3,5 TWh i 2010 (ifølge SSBs energistatistikk). Også varmepumper har fått betydelig økt utbredelse. Elforbruket økte med ca. 10 TWh fra 1993 til 2009 (netto forbruk i henhold til data fra SSB). Forbruket pr. capita gikk marginalt ned fra 1993 til 2009, men befolkningen har økt betraktelig, slik at det samlede forbruket i husholdninger og jordbruk økte med ca. 10 prosent i perioden (rundt 3 TWh). Befolkningsveksten bringer med seg vekst i forbruket også i andre sektorer (herunder offentlig og privat tjenesteyting). Industriforbruket varierer betraktelig og var i 2009 lavere enn i 1993 (men vesentlig høyere i 2008), mens petroleumssektorens forbruk har økt i perioden.

3.3.4 Politikk og investeringer

Ifølge St. Meld. Nr. 34 (2006-2007) om norsk klimapolitikk ønsker Norge å være en pådriver i klimapolitikken. Myndighetene arbeider for en mer omfattende global klimaavtale og har mål om å overoppfylle Kyoto-avtalen med 10 prosent. I tillegg har Norge mål om å være karbonnøytralt innen 2050, i betydning av at våre klimagasser motsvares av utslippsreduksjoner utenlands. Ett av virkemidlene for at Norge skal klare å overoppfylle Kyoto-avtalen er utbygging av mer fornybar

kraftproduksjon. Ønsket om å øke utbyggingen av fornybar produksjon kommer også til syne i EUs fornybardirektiv. Direktivet slår fast at alle EU-land må øke sin produksjon av fornybar energi, for å oppfylle EUs mål om en 20 prosent fornybarandel i energiforbruket innen 2020 og for å ha fornybar andel på 10 prosent i totalt drivstofforbruk. Selv om Norge ikke er medlem av EU, er fornybardirektivet gjeldende for Norge gjennom EØS-avtalen. I juli 2011 resulterte forhandlinger mellom EFTA-landene og EU-kommisjonen i et utkast som inkluderte mål om en fornybarandel i på 67,5 prosent i Norge innen 2020. Målet impliserer en økning i Norges fornybarandel på 9,5 prosentpoeng siden 2005. Skal målet nås, kreves vekst i fornybar energiproduksjon i tillegg til tiltak knyttet til energieffektivisering, transport og elektrifisering (Blakstad, 2011).

Støtte til utbygging av kraftproduksjon basert på fornybar energi er blitt en stor del av det norske energipolitiske rammeverket de siste årene. Enova har hittil vært det sentrale organet for finansiell støtte av fornybar energi i Norge. Statsforetaket ble opprettet i 2001 med formål om å fremme en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon i Norge (Enova, 2011a). Siden opprettelsen har Enova bidratt med investeringsstøtte til fornybar kraftproduksjon, basert på inntekter fra Energifondet som er finansiert gjennom et påslag i nettleien for alminnelig forsyning samt fra avkastningen fra Grunnfondet for fornybar energi. Investeringsubsidiene har bidratt med å utløse tilsammen 2 095 GWh fornybar kraftproduksjon. Dersom det norsk-svenske elsertifikatmarkedet blir implementert 1. januar 2012, vil Enova i større grad gå over til å støtte teknologiutvikling og innovasjon, med fokus på offshore vindkraft (Enova SF, 2011b). Enovas støttesystem for utbygging av fornybar kraftproduksjon har i hovedsak basert seg på investeringsstøtte til prosjekter som ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme uten subsidier. Elsertifikatmarkedet er imidlertid et markedsbasert system, hvor fornybar kraftproduksjon subsidieres ved at de tildeles sertifikater tilsvarende energimengden de produserer, samtidig som forbruk av strøm blir avgiftsbelagt ved at alle strømleverandører vil bli pålagt å kjøpe en viss mengde sertifikater.

Per dags dato er forslaget til forskrift om elsertifikater på høring, men med all sannsynlighet trer det svensk-norske elsertifikatmarkedet i kraft 1. januar 2012. Sertifikatene forventes, som tidligere nevnt, å utløse tilsammen 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon i Sverige og Norge innen 2020.

3.4 Samlet vurdering av utviklingen

3.4.1 Prisdannelse

Det er vår vurdering at prisdannelsen i hovedsak er effektiv gitt tilbuds- og etterspørselsutviklingen i Norge og Norden. Til tross for omfattende strukturendringer i det norske kraftmarkedet de siste 20 årene, er det neppe grunnlag for å hevde at det er betydelige problemer med markedsrett i det norske systemet (jf. også Amundsen og Bergman, 2006). Kraftprisene i engrosmarkedet er blitt både høyere og mindre stabile over tid, og vi har fått økte prisforskjeller internt i Norge. En åpenbar årsak til denne utviklingen er økningen i forbruket i forhold til produksjonen de siste 20 årene, samt manglende investeringer i sentralnettet. En generell tilstrømming i markedet vil gi høyere priser, noe som i sin tur skal stimulere til investeringer i økt produksjon eller forbruksreduksjoner. Vi kommer tilbake til hvorvidt investeringene faktisk kan ventes å komme i riktig omfang og på riktig tidspunkt i kapittel 5. Med strammere balanse vil små endringer i tilbud og etterspørsel få store prisutslag. Utfall av kjernekraftverk, store temperaturfall og feil på overføringskapasiteten internt i Norge og mot andre land er eksempler på hendelser som kan få store prisutslag.

Samtidig er det klart at responsen fra forbrukssiden er relativt liten og sen i en del situasjoner. Et mer fleksibelt forbruk vil bidra til å dempe utslagene på prisene i situasjoner der det er knapphet på kapasitet (enten det skyldes momentane feil eller lave tilsig over en lengre periode).



3.4.2 Forsyningssikkerhet

Også forsyningssikkerheten er i hovedsak god enten vi ser på kort eller lang sikt. Ikke levert energi som følge av avbrudd har gått ned de siste 15 årene, og vi har ikke opplevd rasjoneringsituasjoner til tross for flere tørrår i den samme perioden. Det er likevel grunn til å peke på at vi har enkelte utfordringer med hensyn til forsyningssikkerheten:

- Nettet blir eldre og må på et eller annet tidspunkt fornyes. Utskifting av nettanlegg krever omfattende investeringer, og i en del tilfeller er det trolig vanskelig å gjennomføre utskiftingen uten at forsyningssikkerheten svekkes. Det skyldes at det er nødvendig å ha tilstrekkelig reservekapasitet fordi store linjer eller transformatorer ofte må kobles ut mens arbeidet pågår.
- Vi har sett at balansen mellom forbruk og produksjon kan endres raskt og i stort omfang i en region, ofte som følge av at nytt storskala forbruk etableres. Dette gjelder blant annet Midt-Norge og BKK-området. Endringene forsterkes gjerne av en sterk underliggende vekst i forbruket i alminnelig forsyning. Det er viktig i slike tilfeller at investeringer i nett, produksjon eller forbruksreduserende tiltak kommer i tide for å unngå at forsyningssikkerheten svekkes.
- Lokaliseringen av forbruket er i endring ved at befolkningen vokser mest i og rundt de store byene, som ligger langt fra de fornybare kraftressursene.
- Mer kraftutveksling med andre land skaper utfordringer for driften av det norske systemet. Det samme gjelder utbygging av fornybar kraftproduksjon som både er lite regulierbar og lite forutsigbar (som vindkraft og elvekraft).

3.4.3 Investeringer

Når det gjelder investeringer, observerer vi at nivået har svingt betydelig over tid, men at de samlede investeringene i produksjon og nett har økt de seneste årene. Dels skyldes investeringene økte kraftpriser som gjør nye kraftverk lønnsomme, dels politiske virkemidler for fornybar kraft. I nettet er det behovet for fornying og modernisering, samt nytt storskala forbruk og ny produksjon som driver investeringene. At investeringene har vært lave i en 15-20-årsperiode, kan forklares ved relativt lave markedspriser på kraft samt at nettet har vært relativt nytt. I de siste 10 årene har dessuten investeringene i energieffektivisering og i alternativer til elektrisitet økt, som varmepumper og fjernvarme.

Samtidig er det åpenbart enkelte utfordringer knyttet til investeringsincentiver. Dels er det et spørsmål om den samfunnsøkonomiske verdien av økt fornybar kraftproduksjon reflekteres fullt ut (som henger sammen med klimapolitikken og kvoteprisen på CO₂). Dels er det et spørsmål om de geografiske prissignalene til lokalisering av investeringer er gode nok. Forekomsten av sprangvise investeringer er en viktig forklaring her. Det er vanskelig å utforme geografiske prissignaler som er samfunnsøkonomisk effektive i alle sammenhenger. Endelig er det klart at konsesjonsbehandlingen i en del tilfeller vil forsinke investeringer i forhold til hva som er samfunnsøkonomisk optimalt.



4 ANALYSE AV AKTUELLE TILTAK I KRAFTSYSTEMET

Vi har i de foregående kapitlene drøftet prinsipielt sammenhengen mellom priser, forsyningssikkerhet og kostnader innenfor rammen av et overordnet mål om samfunnsøkonomisk effektivitet i kraftsystemet, og beskrevet hvordan det norske kraftsystemet har utviklet seg de seneste årene langs disse dimensjonene. I dette kapitlet tar vi for oss hvordan ulike tiltak i kraftsystemet påvirker prisutviklingen, forsyningssikkerheten og kostnadsnivået. Vi beskriver innledningsvis kort de viktigste utfordringene knyttet til priser og forsyningssikkerhet og hvordan ulike tiltak påvirker priser og forsyningssikkerhet på et overordnet nivå. Deretter gir vi en oversikt over aktuelle tiltak innen produksjon, forbruk og nett, før vi drøfter konsekvensene.

I analysen av ulike tiltak legger vi vekt på å skille mellom de kortsiktige og langsiktige konsekvensene. Vi er særlig opptatt av følgende dimensjoner:

- Momentane endringer i produksjon og forbruk, det vil si innenfor den enkelte driftstimen.
- Endringer i produksjon og forbruk over en periode på noen dager.
- Endringer i produksjon og forbruk over en periode på flere uker eller måneder (som en vintersesong).
- Endringer i produksjon og forbruk over flere år.

I praksis vil grensene mellom de ulike tidsperspektivene være vanskelig å definere helt presist. Det gjelder både med hensyn til problembeskrivelsen og vurderingen av aktuelle tiltak. Det er imidlertid en klar forskjell mellom ytterpunktene, og det er derfor hensiktsmessig å skille mellom ulike tidsdimensjoner i vurderingene. På et overordnet nivå vil vi betegne det momentane og et døgn/noen få dager som kort sikt (de to første kulepunktene) og uker/måneder eller år som lang sikt (de to siste kulepunktene).

4.1 De viktigste utfordringene

4.1.1 Svingende priser i Norge og Norden

På kort sikt – innenfor et døgn eller over en periode på noen dager – kan vi oppleve høye priser som følge av ulike hendelser i kraftsystemet, som utfall av kjernekraftverk, plutselige temperaturfall eller utfall av utenlandsforbindelser som brukes til import. Prisutslagene kan bli særlig store i situasjoner med en anstrengt energibalanse, for eksempel i tørrårssituasjoner. Vi kan også få omfattende kortsiktige prisfall. Overskudd av uregulerbar kraftproduksjon (vindkraft, elvekraft) er en mulig årsak. Kraftoverskudd kombinert med utfall av utenlandsforbindelser har også vist seg å gi lave priser på kort sikt. Kortsiktige prissvingninger har ofte med effektdimensjonen å gjøre (for lite eller for mye effekt på produksjons- eller forbrukssiden), men kan også ha en energidimensjon.

På lang sikt – over flere måneder eller en sesong – vil store prissvingninger skyldes overskudd eller underskudd av kraft. Mye tilsig og fulle magasiner, eventuelt også kombinert med utilgjengelig overføringskapasitet mot andre land, vil presse prisene nedover. Motsatt vil lave tilsig og lav magasinfylling, eventuelt kombinert med utilgjengelige utenlandsforbindelser og/eller større bortfall av termisk kraftproduksjon i Norden, føre til høye priser. Langsiktige prissvingninger er primært et spørsmål om energi.

Generelt vil store prissvingninger motvirkes av:

- Kort sikt: Mer kraftproduksjon (særlig produksjon med høy grad av regulerbarhet og forutsigbarhet), mer fleksibelt forbruk.



- Lang sikt: Mer kraftproduksjon (energi), lavere forbruk/mer fleksibelt forbruk på lang sikt, økt overføringskapasitet mot utlandet.

4.1.2 Store prisforskjeller mellom regioner i Norge

På kort sikt kan det oppstå store prisforskjeller som følge av feil på viktige overføringsforbindelser mellom regioner i Norge. Det kan også skje som følge av hendelser som påvirker enkeltområder samtidig som det er flaskehals i nettet, enten flaskehalsene er av en langvarig strukturell karakter (vedvarende regionale ubalanser) eller de er mer kortvarige (vedlikehold, feilsituasjoner som varer en stund). Eksempler på hendelser som kan gi kortsiktige områdeprisforskjeller er bortfall av enkeltkraftverk, temperatursvingninger, tilsigsvariasjoner eller utfall av overføringsforbindelser mot utlandet (jf. utfallet av NorNed og Oslofjordkablene som gav svært lave priser i Sør-Norge i 2008).

På lang sikt skyldes områdeprisforskjeller regionale ubalanser mellom produksjon og forbruk av energi og begrenset overføringskapasitet mellom regioner.

Områdeprisforskjeller kan fjernes eller reduseres ved:

- Kort sikt: Mer overføringskapasitet mellom regioner, mer kortsiktig regulerbar produksjon og mer (kortsiktig) fleksibelt forbruk i utsatte regioner.
- Lang sikt: Mer overføringskapasitet mellom regioner, mer produksjon og mindre forbruk i regioner med underskudd, omvendt i regioner med overskudd.

4.1.3 utfordringer for forsyningssikkerheten

Forsyningssikkerheten utfordres på kort sikt – for eksempel i konkrete driftssituasjoner på et spesifikt tidspunkt – dersom det er for lite tilgjengelig produksjon relativt til etterspørselen, og etterspørselen ikke er fleksibel nok eller det finnes tilgjengelig overføringskapasitet til å dekke behovet via import fra andre regioner eller andre land. Manglende forsyningssikkerhet kan på denne måten være et problem nasjonalt eller regionalt (internt i Norge).¹⁰

På lang sikt – for eksempel over en sesong – kan manglende forsyningssikkerhet skyldes at det er for lite energi i vannkraftsystemet (lave magasinfyllinger) og for lite tilgjengelig overføringskapasitet mot andre land eller mellom regioner.

Tiltak som styrker forsyningssikkerheten er følgende:

- Kort sikt: Økt produksjonskapasitet som er regulerbar og forutsigbar, mer fleksibelt forbruk, økt overføringskapasitet mellom regioner og land.
- Lang sikt: Økt produksjonskapasitet, lavere forbruk, økt overføringskapasitet mellom regioner og land.

4.2 Oversikt over aktuelle tiltak

I dette avsnittet beskriver vi kort aktuelle tiltak i det norske kraftsystemet i et 10-20-årsperspektiv. Beskrivelsen er overordnet og basert på eksisterende datakilder og analyser.

¹⁰ Forsyningssikkerheten kan også utfordres som følge av nettmessige forhold, for eksempel ved for høye eller for lave spenninger som kan skyldes store kortsiktige svingninger i produksjon og/eller forbruk. Dette kan inntreffe selv om balansen mellom tilgjengelig produksjon og forbruk er god. Vi ser bort fra slike nettmessige utfordringer for forsyningssikkerheten i denne rapporten.

4.2.1 Kraftproduksjon

I tabellen nedenfor oppsummerer vi kostnader og potensial for de mest aktuelle tiltakene innen kraftproduksjon. Kostnader og potensialer er relativt grovt anslått. Kostnadene for gasskraft er oppgitt eksklusive kostnader til CO₂-kvoter eller kostnader til fangst og lagring av CO₂.

Tabell 1 Kostnader og potensial på produksjonssiden

Teknologi	Kostnader	Potensial	Overordnede føringer
Vannkraft	20-60 øre/kWh	Flere titalls TWh	Verneplaner
Vindkraft – land	60-80 øre/kWh	Flere titalls TWh	
Vindkraft – hav	80 øre/kWh+	Stort	
Gasskraft	40 øre/kWh	10 TWh+	CCS
Andre fornybare	Høye	Stort	

Kilde: NVE

Vannkraft

Potensialet for vannkraftproduksjon er basert på NVEs beregnede vannkraftpotensial per 1.1.2011. I henhold til NVE var Norges vannkraftpotensial ved inngangen av 2011 på 206 TWh per år. I dag har vi en midlere vannkraftproduksjon tilsvarende 124,4 TWh, hvilket innebærer at bare 60 prosent av det samlede potensialet er bygget ut. Selv om en stor andel av dette potensialet består av vernede områder eller avslåtte prosjekter, illustrerer tallene likevel at det er et betydelig potensial for ytterligere vannkraftutbygging i Norge, hvorav brorparten av potensialet består av småkraftproduksjon (vannkraft under 10 MW). NVEs ressurskartlegging i tillegg til samlet plan for vassdrag viser at det er et potensial lik 25 TWh for småkraftverk med investeringskostnader under 3 kr/kWh. Normalt vil en investeringskostnad mellom 3-4 kr/kWh tilsvare en produksjonskostnad på ca 25-30 øre/kWh (NVE, 2010a). Opprustning av kraftverk og reduksjon av flomtap har et teoretisk potensial på rundt 15 TWh, imidlertid er kun 2 TWh av dette av interesse gitt dagens rammevilkår. Samlet sett er det naturlig å anta et vannkraftpotensial på rundt 35 TWh.

Vindkraft

Det tekniske potensialet for både landbasert vindkraft og offshore vind i Norge er betydelig, og i NVE-rapport 12/2005 ble det økonomiske vindkraftpotensialet anslått til hele 250 TWh. Avhengig av brukstid anslår NVE (2010a) at kostnaden ved vindkraftproduksjon på land ved dagens rammevilkår ligger et sted mellom 45,3 øre/kWh og 68,8 øre/kWh. Når det gjelder offshore vindkraftproduksjon har Norge lite erfaring å basere sine kostnadsestimater på, imidlertid indikerer vindkraftinvesteringer foretatt i andre land at produksjonskostnaden gjerne er 40 prosent høyere for vindkraft til havs. Kostnaden ved havvind vil følgelig ligge på mellom 64 øre/kWh og 96 øre/kWh. Til dagens kostnadsnivå og markedspriser vil det derfor være behov for støtte for å realisere kraftproduksjon basert på vind.

Andre fornybare teknologier

Når det gjelder annen fornybar kraftproduksjon, brukes for eksempel biobrensel først og fremst til varmeformål. NVE sier at bidraget fra biobrensel i elproduksjon kan øke, men at investeringskostnader i praksis begrenser de tekniske mulighetene. Norge har som følge av sin beliggenhet dårligere forhold til å utnytte solenergien enn andre land, potensialet for solcellebasert kraft er imidlertid stort og i henhold til NVE er det i teorien tilstrekkelig at 0,4

promille av Norges areal beslaglegges for å dekke det innenlandske energiforbruket. (NVE, 2009). Haveenergi kan også være en viktig energikilde i framtiden, hvilket blant annet inkluderer energi fra saltgradienter (osmotisk kraft), tidevannsenergi, og bølgeenergi. For førstnevnte teknologi er det teknisk utbyggbare potensialet anslått til 25 TWh/år, mens tidevannsenergi anslås å ha et potensial på mindre enn 2 TWh. Til dagens rammevilkår og teknologi er imidlertid ingen av de nevnte havenergiteknologiene lønnsomme.

Termisk kraftproduksjon

Gasskraft er den mest aktuelle termiske produksjonsteknologien i norsk sammenheng. Potensialet er i teorien stort som følge av gassproduksjonen på norsk sokkel, særlig i nærheten av ilandføringspunkter for gass og etablert infrastruktur. Basert på kjente planer for utbygging av gasskraft de siste 10 årene, kan vi anslå at det dreier seg om minimum 10 TWh utover dagens nivå.¹¹ De fulle kostnadene ved et gassfyrt kombikraftverk (CCGT) på 400 MW kan anslås til ca. 39 øre/kWh basert på NVEs kostnadskatalog med en gasspris på 1,67 kr/Sm³ (NVE, 2011). I tillegg kommer kostnader til CO₂-kvoter i verk uten anlegg for fangst og lagring av CO₂. Kostnadene ved fangst og lagring er usikre, men dreier seg trolig om flere titalls øre/kWh i dagens situasjon.

Vi legger til grunn at kjernekraft er uaktuelt av politiske grunner i tidsperioden vi ser på her. Vi ser også bort fra kullkraft. Både kostnader og systemegenskaper ved slike teknologier vil i stor grad ligne gasskraft (før eventuelle kostnader til fangst og lagring av CO₂).

4.2.2 Nett

Nettinvesteringer har typisk flere funksjoner enn bare å skulle transportere elektrisitet fra kraftverk til sluttbruker, og det er derfor ikke meningsfylt å måle kostnadene pr. kWh.¹² Mengden nettinvesteringer de neste 10 årene er likevel betydelig. Statnett opererer med ca. 40 milliarder kroner i sentralnettet, og tall fra Energi Norge antyder investeringer på ca. 70 milliarder i distribusjons- og regionalnettet. Årlige nettinvesteringer i størrelsesorden 10 milliarder kroner innebærer mer enn en dobling av nivået de siste årene.

Statnetts nettutviklingsplan 2010 beskriver aktuelle utenlandsforbindelser:

- Skagerrak 4: Ny forbindelse mellom Sør-Norge og Danmark som skal øke overføringskapasiteten tilsvarende 700 MW.
- NorNed 2: Utvidelse av overføringskapasiteten mellom Norge og Nederland med 700 MW.
- Prosjekt mot England er under vurdering, hvilket vil øke kapasiteten mellom de to landene tilsvarende 1600 MW.
- Det vurderes også å øke kapasiteten mot Tyskland.

¹¹ Gasskraftverk har vært planlagt blant annet på Tjeldbergodden, Kollsnes, Fræna, Stavanger-området og Skogn.

¹² En utenlandsforbindelse som brukes til import, har for eksempel en kapitalkostnad på 4 øre/kWh gitt en årlig driftstid på 7-8000 timer og en norsk andel av kostnadene på 50 prosent, samt en diskonteringsrente på 5 prosent reelt før skatt. Eksemplet er basert på Statnetts anslag i konsesjonssøknaden for NORD.LINK på 12 milliarder kroner for en 1400 MW forbindelse mellom Norge og Tyskland (Statnett, 2010). Om vi legger til en importkostnad på for eksempel 40 øre/kWh (kraftpris i landet vi importerer fra), blir kostnaden ca. 46-48 øre/kWh (i tillegg kommer kostnader til drift og vedlikehold samt overføringstap). Dette er imidlertid ikke noe godt mål på den samfunnsøkonomiske kostnaden ved en kabel som har flere anvendelser. For eksempel vil det være en verdi knyttet til eksport av kraft i perioder med lavere priser i Norge enn i utlandet (spesielt dersom norske magasiner er relativt fulle og det er høy uregulerbar produksjon av vindkraft og elvekraft), og det er en verdi knyttet til økt forsyningssikkerhet særlig i tørre år. Tilsvarende resonnementer kan gjøres for andre typer nettanlegg.



- SydVestlinken skal øke kapasiteten mellom Norge og Sverige med ca. 1400 MW.

Ambisjonene om nye utenlandsforbindelser er nedjustert siden nettutviklingsplanen 2010 gikk i trykken, blant annet som følge av begrensninger i nettet innenlands (jf. Statnett, 2011). Mengden kapasitet i nye forbindelser til Kontinentet/Storbritannia er begrenset til ca. 2000 MW innen 2021, fordelt på to kabler (Skagerrak 4 og Sydvestlinken er også antatt å bli bygd). Det er imidlertid forventet betydelige investeringer i overføringskapasiteten internt i Norge, jf. Statnett (2010, 2011). Den langsiktige satsingen på utenlandsforbindelser trenger derfor ikke nødvendigvis å bli påvirket i like stor grad.

4.2.3 Forbruk

I tabellen nedenfor oppsummerer vi kostnader og potensial ved ulike typer tiltak på forbrukssiden. Vi har angitt at kostnadene ved avanserte måle- og styringssystem (AMS) ikke er relevante. AMS-investeringene utgjør selvsagt et betydelig beløp, men i et samfunnsøkonomisk perspektiv er det relevante spørsmålet eventuelle merkostnader knyttet til å realisere forbruksreduksjoner (for eksempel tilleggsutstyr for utkobling av forbruk eller modifikasjoner av eksisterende utstyr), ikke AMS-kostnadene i seg selv. NVE har bestemt at AMS skal innføres i hele landet innen 1. januar 2017. Siden AMS uansett skal innføres, er det derfor marginalkostnaden ved å utnytte utstyret til ulike forbrukstiltak som er relevant. Denne marginalkostnaden vet vi foreløpig lite om.

Tabell 2 Kostnader og potensial på forbrukssiden

Teknologi	Kostnader	Potensial	Overordnede føringer
Fjernvarme	60-180 øre/kWh	6-8 TWh	Politiske mål
Varmepumper		5-7 TWh	
Energi-effektivisering i bygg	Svært varierende	Flere titalls TWh (ikke bare el)	EU-direktiv, nasjonale standarder
AMS	Ikke relevant, skal innføres	Uavklart (10 % topplast)	Implementeres innen 2017

Kilde: NVE og Enova

Tiltak på forbrukssiden vil generelt bestå i konvertering fra elektrisitet til andre energibærere eller lavere forbruk, enten permanent (sparing) eller midlertidig (flytting). I tillegg vil vi peke på at forbrukssiden kan bli mer fleksibel uten at det gjøres fysiske tiltak i kraftsystemet. Det kan for eksempel skje ved gjennom rene informasjonstiltak, eller ved at forbrukerne over tid lærer hvordan de skal tilpasse forbruket til svingende markedspriser (jf. også Bye et al., 2010).¹³

Fjernvarme

I henhold til Enovas varmerapport 2010 (Enova, 2011c) ble det levert rundt 3,3 TWh fjernvarme i 2009. Til dagens rammevilkår er fjernvarme avhengig av subsidier for å realiseres, og siden myndighetene ønsker å stimulere til fjernvarmeutbygging får utbyggere støtte av Enova. Basert på SSBs fjernvarmestatistikk og kontraktfestet energileveranse i Enova-prosjekter under utbygging, forventer Enova en leveranse av fjernvarme på rundt 6,5 TWh innen 2016. Klimakur 2020 anslår

¹³

Som nevnt innledningsvis ser vi bort fra tiltak som nedleggelse av industri og konvertering fra kraft fra land til gassturbiner på olje- og gassinstallasjoner. Nedleggelse av industri kan selvsagt skje som en markedsrespons på høye priser.

fjernvarmeproduksjonen å være på minst 6,6 TWh innen 2020, og dersom man legger til grunn veksten i fjernvarmeanlegg de siste ti årene (årlig 8 prosent) vil dette imidlertid gi et omfang på 7,5 TWh.

I denne sammenheng er fjernvarme interessant i den grad den erstatter elektrisitet og slik bidrar til å redusere etterspørselen, samt som tilbyr fleksibilitet dersom anlegget har mulighet til å skifte mellom elkjel og en annen energibærer. I dag er det først og fremst avfall som utgjør mesteparten av den innførte energien, 16 prosent er basert på elektrisitet, 12 prosent på biobrensel og 15 prosent av fjernvarme benytter fossilt brensel. Videre angir NVE (2010b) at balansen mellom energibærerne i fjernvarmeproduksjonen i hovedsak avhenger av markedsforhold, da det er store variasjoner i hvilke brensel som benyttes, hvilket reflekterer fjernvarmeproduksjonens kilde til fleksibilitet (NVE, 2010b). I framskrivningene antas det at rundt halvparten av fjernvarmeproduksjonen er basert på avfall, en reduksjon i andelen fossile brenslar, økning i andelen biobrensel, og at forbruket av spillvarme og elektrisitet holder seg på tilsvarende nivå som i dag. Antatt utvikling indikerer dermed at fjernvarme basert på elektrisitet kan utgjøre rundt 1 TWh, imidlertid kan dette raskt endres avhengig av de relative prisene mellom de tilgjengelige energibærerne.

Varmepumper, AMS og energieffektivisering i bygg

Sektorrapporten for bygg i Klimakur 2020 (NVE, 2010c) anslår at varmpumper vil bidra med 4 286 GWh varme i boliger og 2 416 GWh i næringsbygg i 2020, slik at varmpumper totalt forventes å bidra med 6 702 GWh varme i 2020.

Energieffektivisering blir framhevet som det enkleste og billigste klimatiltaket, og kan bidra til en betydelig reduksjon i etterspørselen etter kraft hvilket vil bedre energibalansen på lang sikt. Hva som er potensialet for energieffektivisering, er på den annen side mer usikkert. I henhold til Arnstad-rapporten om energieffektivisering i bygg ble det imidlertid anslått et samlet energieffektiviseringspotensial på 10 TWh ved drift i bygg innen 2020 og ytterligere 30 TWh innen 2040. I tillegg kommer annen energieffektivisering i andre sektorer, for eksempel industri. Kostnaden knyttet til de ulike energieffektiviseringstiltakene varierer betydelig. En viktig årsak er at flere av tiltakene krever relativt omfattende inngrep i den eksisterende bygningsmassen, som i mange tilfeller vil være svært dyrt. Tiltak som gjennomføres i forbindelse med planlagte rehabiliteringer, kan derimot ha beskjedne merkostnader ettersom det uansett skal gjøres omfattende arbeider. Andre tiltak, som primært krever installering av nytt utstyr (som varmpumper) trenger ikke å være spesielt dyre, men er ikke kostnadsfrie.¹⁴ Rene atferdsendringer (som å slå av lyset i rom som ikke brukes) er i teorien gratis.

AMS innebærer at alle husstander får en såkalt "smart måler" som registrerer kundenes forbruk på timesbasis, og løpende sender denne informasjonen til nettselskapet. Dersom AMS bidrar til

14

Det hevdes gjerne at mange energieffektiviseringstiltak (som for eksempel varmpumper) har en negativ kostnad for forbruker. Dette er isolert sett riktig, men det samme gjelder i så fall bygging av småskala (mikro) kraftproduksjon hos sluttbruker. Anta at en sluttbruker kan velge å installere en varmpumpe eller bygge et mikrokraftverk for å dekke energiforbruket til oppvarming. Med eloppvarming fra nettet betaler sluttbrukeren pr. forutsetning 80 øre/kWh (vi ser bort fra tariffstrukturen i nettet for å forenkle). Anta videre at varmpumpen har en kostnad på 60 øre/kWh (drifts- og kapitalkostnader) og at mikrokraftverket koster 50 øre/kWh (vi antar at det er snakk om det samme antall kWh i alle tilfeller). Ved å velge varmpumpen, sparer sluttbrukeren 20 øre/kWh sammenlignet med direkte eloppvarming. Ved å bygge et mikrokraftverk, er derimot besparelsen 30 øre/kWh. Poenget er at vi må sammenligne de totale kostnadene ved de ulike alternativene – eller alternativkostnaden i begge tilfeller. Det samme prinsippet må legges til grunn i en samfunnsøkonomisk analyse. Hvis valget for nasjonen Norge står mellom å bygge 1 TWh ny kraftproduksjon eller erstatte 1 TWh direkte eloppvarming med varmpumper, er det de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene som må sammenlignes og ikke produksjonskostnaden for kraft og alternativkostnaden for forbruker. (Selv om mikrokraftverket ikke nødvendigvis produserer samtidig som oppvarmingsbehovet oppstår, er poenget her at sluttbrukeren kan erstatte et visst antall kWh fra nettet med egen produksjon – som økonomisk sett er det samme som å installere en varmpumpe i vårt eksempel.)

holdningsendringer hos strømkundene og incentiver til å flytte forbruket i perioder der prisene er høyest, er det anslått at dette systemet kan bidra til å flytte 10 prosent av forbruket i høylasttimene. Kostnaden knyttet til dette vil variere fra individ til individ, avhengig av deres betalingsvilje for å bruke strøm den timen forbruket velges å flyttes. Potensialet for forbruksfleksibilitet og –reduksjoner som følge av AMS er uavklart. Det tekniske potensialet for økt forbruksfleksibilitet er etter alt å dømme betydelig. Samtidig er det ikke gitt at det tekniske potensialet vil realiseres i praksis. For eksempel er det trolig mange kunder som vil være lite interessert i å inngå avtaler som tillater utkobling eller automatisk styring av utstyr. Det kan også være store avvik mellom prisstrukturene i forsøksprosjekter og de prisstrukturene som kundene faktisk vil stå overfor.

4.3 Konsekvenser av alternative tiltak

Vi har ovenfor drøftet de viktigste utfordringene med hensyn til priser og forsyningssikkerhet og pekt på aktuelle tiltak på et overordnet nivå. I tillegg har vi beskrevet mulige tiltak i det norske kraftsystemet ut fra kostnader, potensial og ulike typer av overordnede føringer på løsningsvalgene. I dette avsnittet går vi nærmere inn på konsekvensene av tiltakene for kraftsystemet og hvordan prisdannelsen og forsyningssikkerheten påvirkes. Vi drøfter først tiltakene prinsipielt, enkeltvis og samlet, deretter går vi gjennom erfaringene fra Midt-Norge og BKK-området, før vi avslutter med å illustrere konsekvensene av ulike tiltak ved hjelp av en modellanalyse.

4.3.1 Prinsipielle vurderinger av alternative tiltak

Nedenfor drøfter vi konsekvensene av alternative tiltak med hensyn til prisstabilitet, regionale prisforskjeller og forsyningssikkerhet. Vi begynner med prisstabilitet ettersom det også utgjør en nøkkel til å forstå konsekvensene av tiltakene for regionale prisforskjeller og forsyningssikkerheten.

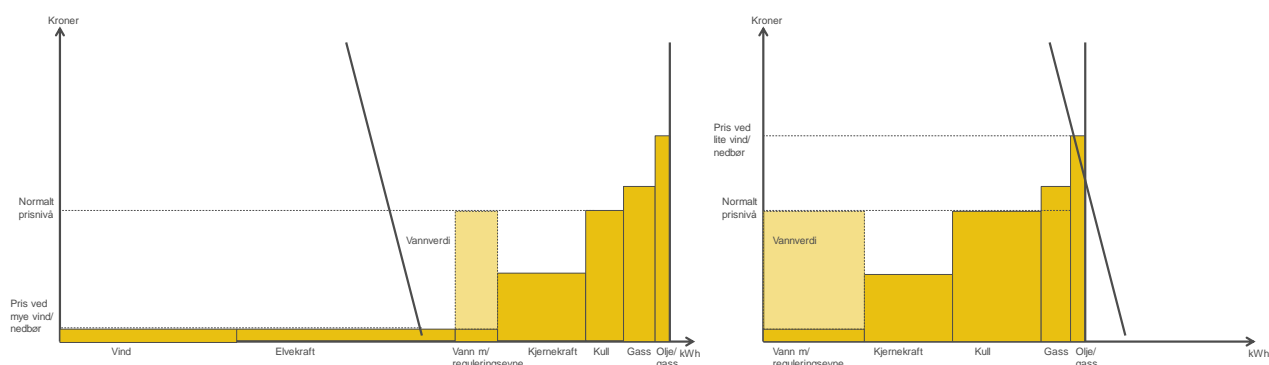
Enkeltiltak – stabile priser

Produksjon

Ulike produksjonstiltak vil ha ulik effekt på prisstabiliteten. Det kan vises med utgangspunkt i figuren nedenfor. Vi ser først på vindkraft og elvekraft. Til venstre i figuren viser vi en situasjon der det er mye vind og/eller nedbør som gir høy produksjon av vindkraft og elvekraft innenfor et driftsdøgn, det vil si på kort sikt. Vi har antatt at tilbudet av regulerbar vannkraft og kullkraft reduseres i en slik situasjon, men at det ikke blir null.¹⁵ Til høyre i figuren viser vi en situasjon der vindkraften og elvekraften ikke produserer i det hele tatt, og der all kapasitet innen regulerbar vannkraft og termisk kraft er i bruk. Prisen blir da vesentlig høyere. For sammenligningens skyld har vi også tatt med det normale prisnivået, det vil si prisnivået i en situasjon der vindkraften og elvekraften produserer som forventet. Illustrasjonen er prinsipiell og forenklet, men viser likevel noen viktige sammenhenger mellom tilgjengelig produksjonskapasitet, sammensetning av produksjonen og prisdannelsen.

¹⁵ Det kan for eksempel dreie seg om en situasjon der noe regulerbar vannkraft og kullkraft bys inn fordi det er usikkerhet om det eksakte nivået på vind- og elvekrafttilgangen i det aktuelle driftsdøgnet. I praksis kan selvsagt tilbudet av kjernekraft, gasskraft og andre teknologier påvirkes, men vi har forenklet ved bare å se på kullkraften og den regulerbare vannkraften som variabel.



Figur 12 **Konsekvenser av tiltak på produksjonssiden - prinsippsskisse**

Kilde: THEMA Consulting Group og Møreforskning Molde

Mer uregulerbar produksjon som vindkraft og vannkraft vil øke prissvingningene alt annet likt på kort sikt. Årsaken er at produksjonen i tillegg til å være lite fleksibel også er lite forutsigbar, samtidig som etterspørselen er lite fleksibel. Endringer i tilbudet vil derfor ikke alltid samsvare med endringer i forbruket og store prisutslag kan oppstå.

Også på lang sikt vil konsekvensene av mer uregulerbar produksjon være større prissvingninger, av de samme prinsipielle årsakene som de kortsiktige svingningene. Mer produksjonskapasitet relativt til forbruket vil redusere forventet pris, men vil ikke redusere variasjonen i prisene – snarere vil prisvariasjonene øke.¹⁶

Regulerbar vannkraft vil ventelig redusere prisvariasjonene på kort sikt. På lang sikt er konsekvensene usikre. Mye magasinkapasitet relativt til produksjonen (flerårsmagasiner) kan redusere prisvariasjonene, mens lite magasinkapasitet kan øke prisvariasjonene fordi systemet blir relativt sett mer avhengig av vannkraft med begrenset reguleringssevne over sesonger/år.

Når det gjelder termisk kraftproduksjon – hvor gasskraft med fangst og lagring av CO₂ er det mest aktuelle i Norge gitt ressurstilgang og politiske føringer – vil det ha en prisstabiliserende effekt spesielt på lang sikt. På helt kort sikt vil termisk produksjon som gasskraft i liten grad bidra til stabilitet. Årsaken er at kostnadene ved hurtig opp- og nedregulering av slik kapasitet er relativt store (større enn for eksempel regulerbar vannkraft). Samtidig vil termisk produksjon basert på fossile brenslere kunne gi svingende priser som følge av variasjoner i prisene på olje, gass og kull. Kraftprisene i Norge er imidlertid allerede sterkt påvirket av brenslerspriser ettersom vi handler med land med mye termisk kraftproduksjon.¹⁷

Pumpekraftverk innebærer at vann pumpes opp i et magasin fra et nedenforliggende magasin ved hjelp av en turbin som kan kjøres begge veier (den tekniske utformingen kan variere). I perioder med overskudd av kraft/lave kraftpriser pumpes vann opp, mens det i perioder med underskudd/høye priser produserer kraft som mates inn på nettet og tas ut av sluttbruker. Slike kraftverk bidrar med økt effektkapasitet og potensielt økt energiproduksjon i perioder, men gir redusert produksjon samlet sett som følge av lavere virkningsgrad. Pumpekraft kan på denne måten bidra til økt utnyttelse av nettet og derigjennom jevnere priser og økt forsyningssikkerhet. I et kraftsystem som det norske, med små prisforskjeller over døgnet, er imidlertid den

¹⁶ I denne sammenhengen er det også et poeng at lavere forventet pris vil stimulere til økt forbruk.

¹⁷ Det er selvsagt også visse forskjeller mellom termiske teknologier med hensyn til konsekvensene for prissvingningene. Kjernekraft er for eksempel i svært liten grad eksponert for svingninger i brenslerspriser, men er samtidig mindre regulerbare på kort sikt enn gass- og kullkraft.

bedriftsøkonomiske lønnsomheten av pumpekraft generelt lav (jf. også NVE, 2011c). Det gjelder også med hensyn til sesongvariasjoner i prisene, som forventningsmessig er for små til å forsvare investeringer i pumpekraft i mange tilfeller.

Storskala energilagring har mange av de samme prinsipielle egenskapene som pumpekraft, og er trolig uaktuelt på grunn av høye kostnader de neste 10-15 årene (minimum). Et mulig unntak er elbiler, som ventes å få økende utbredelse som følge av den teknologiske utviklingen og nasjonal og internasjonal klimapolitikk. Potensialet knyttet til elektrifisering av bilparken og tilbakesalg av energi og/eller effekt må imidlertid ses i lys av at det samlede kraftbehovet for den norske personbilparken neppe vil overstige 6-7 TWh.

På lengre sikt, i hvert fall etter 2030, kan det tenkes at kostnadene ved andre former for kraftproduksjon som solenergi, offshore vind og bølgekraft, faller betydelig. Dette er teknologier som vil ha mange av de samme systemegenskapene som andre fornybare teknologier med lav regulerbarhet og liten forutsigbarhet. Det er derfor primært et kostnadsspørsmål om slike teknologier skal gi bidrag til energibalansen og hvorvidt de vil være bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomme. Som beskrevet ovenfor, har vi rikelig med konvensjonelle energiressurser som i dagens bilde er billigere, etter alt å dømme også når vi tar hensyn til miljøvirkninger.¹⁸ I den grad markedsprisene på kraft og kostnadene tilsier det, vil teknologier som i dag er umodne bli aktuelle også uten støtte.

Forbruk

Tiltak på forbrukssiden vil også ha forskjellige virkninger. Tiltakene kan både påvirke prisleisomheten i etterspørselen og forbruksnivået:

- Fjernvarme kan øke prisleisomheten i eletterspørselen, dersom fjernvarmen baseres på kombinerte elkjeler slik at brukerne kan bytte mellom el og andre energibærere avhengig av prisene. Dersom fjernvarmen baseres på utelukkende andre energibærere, vil eletterspørselen gå ned. Den gjenværende etterspørselen etter el vil imidlertid bli mindre fleksibel, ettersom den mest prisleisomme delen av eletterspørselen blir borte. Det er vanlig å anta at etterspørselen etter el til oppvarming er den mest fleksible, selv der hvor det ikke eksisterer alternativer.¹⁹
- Varmepumper reduserer eletterspørselen, men medfører også at etterspørselen blir mindre prisleisom. I tillegg kan reduksjonen i eletterspørselen være avhengig av temperatur. Jo kaldere utetemperatur, desto lavere virkningsgrad og desto mindre elbesparelse.
- Konvertering fra eloppvarming til direkte bruk av gass eller bioenergi (for eksempel ved) reduserer nivået på etterspørselen, men reduserer prisleisomheten på samme måte som konvertering fra el til fjernvarme (uten elkjeler).
- Det er svært sannsynlig at AMS vil øke prisleisomheten i etterspørselen som følge av bedre muligheter og lavere kostnader ved å gjøre tilpasninger til svingende kraftpriser. Når det gjelder nivået på etterspørselen, er det mer usikkert. Trolig vil etterspørselen gå ned (etterspørselskurven vil skifte innover), men virkningen er ikke nødvendigvis veldig stor. Årsaken er at en betydelig del av AMS-konsekvensene vil bestå i at forbruk flyttes mellom

¹⁸ Dette betyr ikke at alle konvensjonelle ressurser – vannkraft, vindkraft på eller nær land, gasskraft – skal bygges ut før nye teknologier skal tas i bruk, men at det trolig er et betydelig antall konvensjonelle kraftverk som kan bygges ut og som har akseptable miljøkostnader før de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene ved ukonvensjonelle teknologier blir lavere.

¹⁹ For eksempel vil en del forbrukere med eloppvarming velge å senke innetemperaturen dersom kraftprisene blir høye.



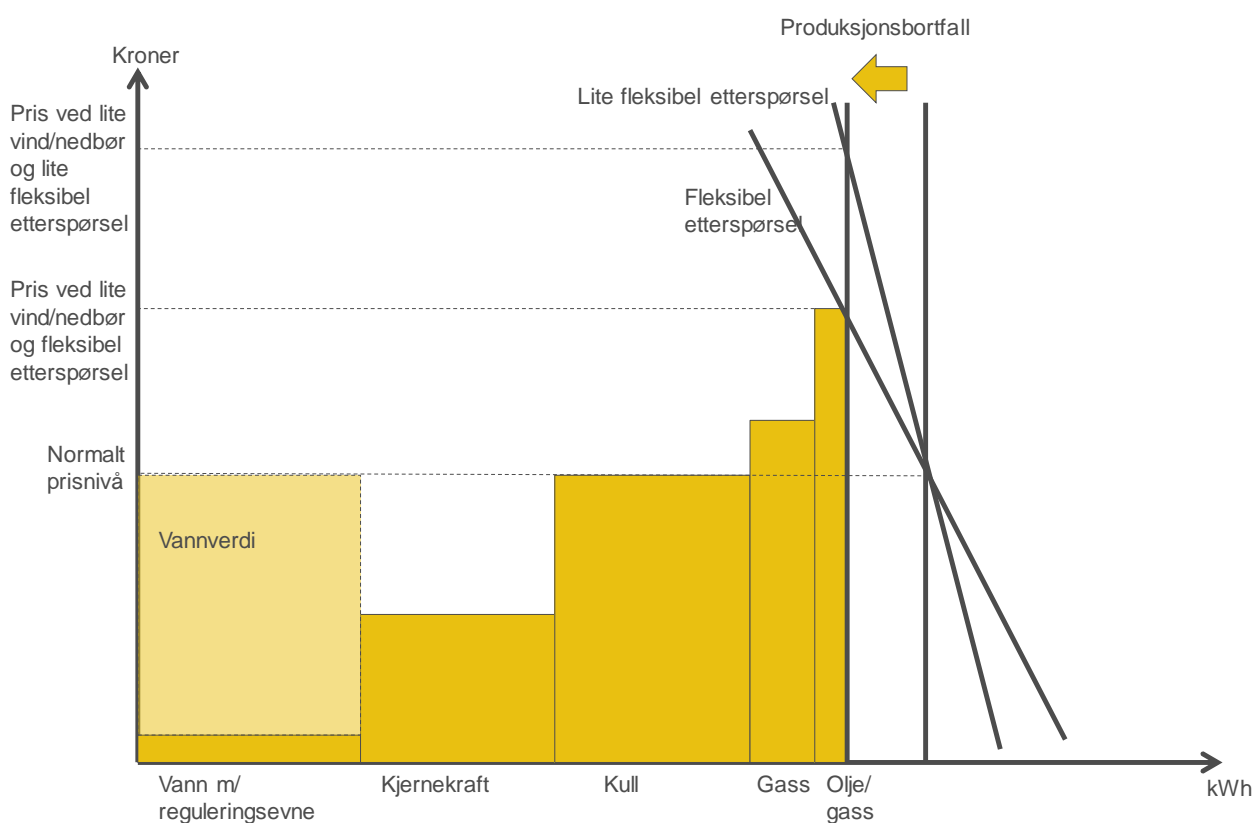
perioder, ikke at det reduseres i absolutte termer. Dette er imidlertid et spørsmål som vi vil få mer kunnskap om etter hvert som AMS implementeres i Norge og andre land.

- Energieffektivisering i bygg dekker en lang rekke forskjellige tiltak som både vil påvirke prisfølsomheten og nivået på etterspørselen.

Tiltak som faller i kategorien smarte nett (Smart Grid) dekkes i stor grad av AMS og tiltak knyttet til energieffektivisering i bygg, samt småskala kraftproduksjon i distribusjonsnett og tilbakesalg av energi/effekt fra elbiler og lignende enheter.

Tiltak som øker prisfølsomheten, vil virke prisstabiliserende. Det gjelder både på kort og lang sikt. Dette er illustrert i figuren nedenfor, der vi viser konsekvensene for kraftprisen under ulike forutsetninger om tilsig i vannkraftsystemet/tilgang på uregulerbar produksjon og helningen på etterspørselskurven. Vi har tegnet to etterspørselskurver som gir samme prisnivå i en normalsituasjon, men når produksjon faller ut (for eksempel på grunn av lite vind eller nedbør), blir prisutslaget mye større dersom etterspørselen er lite fleksibel (lite prisfølsom).

Figur 13 **Konsekvenser av tiltak på forbrukssiden – prinsippskisse**



Kilde: THEMA Consulting Group og Møreforskning Molde

Tiltak som gir redusert etterspørsel uten å endre fleksibiliteten, vil redusere forventede priser og redusere risikoen for at produksjonskapasiteten er på grensen, i hvert fall på kort sikt (på lang sikt vil lavere forventede priser slå ut i lavere investeringer og eventuelt nedleggelse av produksjonskapasitet). Med lite fleksibel etterspørsel vil imidlertid prisutslagene alltid bli store når systemet er på kapasitetsgrensen.

Nett

Økt overføringskapasitet mot utlandet vil ha en prisstabiliserende effekt på både kort og lang sikt.

Ved kortsiktige svingninger i temperaturer, tilgjengelig produksjonskapasitet og andre hendelser, vil muligheter for eksport eller import bidra til mer stabile priser. Anta for eksempel at temperaturen faller raskt en vinteruke samtidig som det er knapphet på produksjon i Norge og Norden (som følge av lav magasinfylling eller utilgjengelig termisk produksjonskapasitet). Da vil kraftprisen i utgangspunktet stige raskt. Dersom det finnes ledig kapasitet mot andre land, kan prisoppgangen dempes ved hjelp av import. Motsatt vil overskudd av kraft som følge av mye vind eller nedbør på kort sikt kunne eksporteres, noe som begrenser nedsiden i prisene. Dette gjelder selvsagt ikke i alle situasjoner, ettersom det kan være knapphet eller store overskudd også i områdene vi handler med. Den samlede virkninger vil likevel være mer stabile forventede priser i Norge på kort sikt.

Tilsvarende mekanismer gjør seg gjeldende ved mer langvarige overskudds- og underskuddssituasjoner.

Nettinvesteringer innenlands har liten betydning for prisstabiliteten på både kort og lang sikt, med unntak av den indirekte virkningen ved at forsterkninger av nettet innenlands gjør det mulig å øke kapasiteten for utveksling med utlandet. I tillegg kan det være en indirekte virkning ved at mer overføringskapasitet innenlands gjør det mulig å få ut mer kraft av regioner med mye magasinkapasitet. Det kan bidra til å stabilisere prisene også på et nasjonalt plan. Noe av denne effekten vil åpenbart bli fanget opp av kriteriet for regionale prisforskjeller, som vi drøfter nærmere nedenfor.

Oppsummering

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de viktigste egenskapene til alternative tiltak med hensyn til prisstabiliteten. Vi skjelner mellom døgn, sesong og år i vurderingene. Vurderingene tar utgangspunkt i virkningen pr. MW/MWh og er ikke justert for kostnader eller det fysiske potensialet ved hvert enkelt tiltak, men vi kommer tilbake til betydningen av kostnader og potensialer avslutningsvis i kapitlet.



Tabell 3 **Konsekvenser for prisstabilitet av alternative tiltak**

Tiltak	Døgn	Sesong	År
Vannkraft m/ reguleringsevne	Stor virkning.	Stor virkning.	Stor virkning.
Vannkraft u/ reguleringsevne	Liten virkning pga. lite forutsigbar og regulerbar tilgang på kort sikt.	Betydelig virkning.	Betydelig virkning.
Vindkraft	Liten virkning pga. lite forutsigbar og regulerbar tilgang på kort sikt.	Betydelig virkning.	Betydelig virkning.
Termisk kraft	Betydelig virkning.	Stor virkning.	Stor virkning.
Fjernvarme	Liten virkning med mindre fjernvarmen baseres på kombinerte kjeler med el.	Betydelig virkning.	Betydelig virkning.
Varmepumper	Liten virkning.	Betydelig virkning.	Betydelig virkning.
Energieffektivisering i bygg	Liten virkning med mindre tiltakene kombineres med AMS.	Betydelig virkning gjennom permanent lavere forbruk.	Stor virkning gjennom permanent lavere forbruk.
AMS	Trolig stor virkning på litt sikt når systemer og forretningsmodeller er på plass. Muligheter for kortsiktig reduksjon eller flytting av forbruk.	Usikker virkning for samlet energibruk over en lengre periode.	Usikker virkning for samlet energibruk over en lengre periode.
Utenlandsforbindelser	Stor betydning. Import avhjelper kortsiktig knapphet/feilsituasjoner, eksport begrenser prisnedgang ved plutselig reduksjon i etterspørselen eller mye vind.	Stor betydning. Import begrenser prisoppgang ved knapphet, eksport reduserer prisnedgang ved store overskudd.	Stor betydning. Virker prisstabiliserende mellom våte og tørre år.
Innenlands nett	Liten virkning.	Liten virkning.	Liten virkning.

Enkelttiltak – regionale prisforskjeller

Produksjon

Regionale prisforskjeller skyldes flaskehalser i nettet mellom landsdeler, og økt produksjon i regioner med underskudd vil redusere prisforskjeller alt annet likt. Virkningene av ulike tiltak vil imidlertid variere:

- Vindkraft og elvekraft vil redusere forventede prisforskjeller, men det vil fortsatt være et betydelig utfallsrom på kort og lang sikt. Det skyldes at kapasiteten er lite regulerbar og forutsigbar.
- Regulerbar vannkraft vil påvirke både de forventede prisforskjellene og risikoen for at det vil oppstå prisforskjeller. Dette gjelder både på kort og lang sikt. Risikoen vil være mindre



jo mer magasinkapasitet (relativt til produksjonskapasiteten). Dette gjelder særlig på lang sikt.

- Termisk kraft vil redusere både forventede prisforskjeller og risikoen for prisforskjeller, særlig den langsiktige risikoen.

Forbruk

Tiltak på forbrukssiden hadde som vi så forskjellig virkning på prisstabiliteten, og vil også ha ulik virkning på regionale prisforskjeller:

- Tiltak som reduserer eletterspørselen, som konvertering til fjernvarme, varmepumper og energieffektivisering i bygg, vil redusere forventede prisforskjeller og risikoen for prisforskjeller. For at effekten skal være sammenlignbar med kraftproduksjon, må imidlertid forholdsvis mange enkeltprosjekter realiseres.
- Tiltak som øker prisfølsomheten, som kombinerte elkjeler i fjernvarmeproduksjon, energieffektivisering i bygg og AMS, vil redusere forventede prisforskjeller og risikoen for at det oppstår forskjeller, både på kort og lang sikt. Årsaken er at mer fleksibelt forbruk gjør det mulig å respondere på knapphetssituasjoner og på den måten avhjelpe regionale underskudd og flaskehalssituasjoner. Ulike tiltak vil trolig ha litt ulik virkning over tid. For eksempel vil AMS ha stor betydning på helt kort sikt, mens det er mer usikkert hvilke effekter AMS vil ha på lengre sikt. Kombinerte elkjeler vil gi fleksibilitet også på lengre sikt, for eksempel gjennom en oppvarmingssesong.

Nett

På nettsiden vil åpenbart forsterkninger i sentralnettet mellom regioner redusere prisforskjellene. Det gjelder både forventningsmessig og med hensyn til risiko.

Bygging av utenlandsforbindelser vil også kunne påvirke regionale prisforskjeller. Mer overføringskapasitet vil i hvert fall i noen situasjoner redusere regionale forskjeller, selv om de ikke vil fjerne dem. I en situasjon der det er flaskehalser internt i Norge kan for eksempel utfall av en utenlandsforbindelse medføre at prisforskjellene blir større enn de ellers ville ha vært. Et eksempel er utfallet av NorNed og Oslofjordkablene i 2008, som kombinert med høye tilsig gav svært lave priser i Sør-Norge i forhold til resten av Norge.

Oppsummering

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de viktigste egenskapene til alternative tiltak med hensyn til regionale prisforskjeller. Vi skjelner mellom døgn, sesong og år i vurderingene. Det er antatt at tiltak på produksjons- og forbrukssiden kommer i områdene med underskudd på kraft.



Tabell 4 Konsekvenser av alternative tiltak for regionale prisforskjeller

Tiltak	Døgn	Sesong	År
Vannkraft m/ reguleringsevne	Reduserer forventede prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller
Vannkraft u/ reguleringsevne	Reduserer forventede kortsiktige prisforskjeller, men kan fortsatt ha store forskjeller i gitte situasjoner	Reduserer forventede sesongprisforskjeller, men kan fortsatt ha store forskjeller i gitte situasjoner	Reduserer forventede langsiktige prisforskjeller, men kan fortsatt ha store forskjeller i gitte situasjoner
Vindkraft	Reduserer forventede kortsiktige prisforskjeller, men kan fortsatt ha store forskjeller i gitte situasjoner	Reduserer forventede sesongprisforskjeller, men kan fortsatt ha store forskjeller i gitte situasjoner	Reduserer forventede langsiktige prisforskjeller, men kan fortsatt ha store forskjeller i gitte situasjoner
Termisk kraft	Kan isolert sett gi økte prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller
Fjernvarme	Kan isolert sett gi økte prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller
Varmepumper	Kan isolert sett gi økte prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller
Energieffektivisering i bygg	Kan gi reduserte prisforskjeller avhengig av tiltak	Reduserer forventede prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller
AMS	Reduserer forventede prisforskjeller	Kan redusere forventede prisforskjeller, men trolig ikke stor virkning	Kan redusere forventede prisforskjeller, men trolig ikke stor virkning
Utenlands- forbindelser	Reduserer forventede prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller	Reduserer forventede prisforskjeller
Innenlands nett	Stor betydning	Stor betydning	Stor betydning

Enkeltiltak – forsyningssikkerhet

Et tiltak bidrar til forsyningssikkerhet i den grad det gir effektkapasitet som er tilgjengelig i feilsituasjoner eller energikapasitet over en sesong. Et annet krav til tiltakene er at de faktisk er tilgjengelige når det er behov for dem.

Produksjon

Kraftproduksjon kan bidra til forsyningssikkerhet både på kort og lang sikt:

- På helt kort sikt – når det skjer uventede feil i nettet eller utfall av kraftverk – vil særlig regulerbar vannkraft ha betydning. Også gasskraftverk (CCGT) vil kunne ha betydning, men til en vesentlig høyere kostnad enn vannkraften som følge av startkostnader. Vindkraft og elvekraft har liten eller ingen betydning for den kortsiktige forsyningssikkerheten.
- På lang sikt, det vil si over en sesong eller flere år, vil særlig termisk kraftproduksjon være viktig for forsyningssikkerheten. Regulerbar vannkraft vil også kunne ha stor betydning, særlig dersom det er snakk om flerårsmagasiner (men også disse er sårbare dersom det

oppstår flere tørrår på rad). Vindkraft og elvekraft bedrer energitilgangen, men scorer lavere med hensyn til tilgjengelighet.

Forbruk

Tiltak på forbrukssiden kan bidra til økt forsyningssikkerhet på både kort og lang sikt, men det er også her betydelige forskjeller mellom ulike typer tiltak:

- På kort sikt er det bare forbruk som kan respondere raskt som bidrar til forsyningssikkerhet. Det kan gjelde forbruk i industrien (for eksempel midlertidige effektreduksjoner i aluminiumsverk), utkoblbart forbruk i oppvarmingssektoren (elkjeler). Innføringen av AMS vil ventelig gi et økt kortsiktig fleksibelt forbruk i alminnelig forsyning. Varmepumper, fjernvarme (uten elkjeler) og andre tiltak som gir permanente reduksjoner i krafttterspørselen uten muligheter for å bytte til/fra elektrisitet på løpende basis, har ingen virkning.
- På lang sikt vil alle forbruksreduksjoner styrke forsyningssikkerheten (alt annet likt). Også økt fleksibilitet vil være nyttig for forsyningssikkerheten på lang sikt. For eksempel kan industrivirksomhet koble ut forbruk over en lengre periode.²⁰

Nett

Innenlandske nettførsterkninger øker forsyningssikkerheten på kort sikt ved at nettet blir mer robust overfor feilsituasjoner. På lang sikt er innenlandske nettførsterkninger også viktige for den regionale forsyningssikkerheten ved at det sikrer importmuligheter til områder med kraftunderskudd. Både på kort og lang sikt er det imidlertid klart at nettet gir forsyningssikkerhet bare i den grad det er tilgjengelig kraftproduksjon til å dekke forbruket, eller tilstrekkelig fleksibelt forbruk.

Også utenlandsforbindelser øker forsyningssikkerheten. I tilfelle utfall av større kraftverk i Norge, vil import fra utlandet kunne erstatte produksjon og redusere risikoen for at produksjonsbortfallet fører til avbrudd hos sluttbrukere i Norge. Tilsvarende vil import kunne erstatte bortfall av andre kabler fra utlandet i importsituasjoner. Dette gjelder imidlertid ikke feilsituasjoner der en region blir isolert eller N-1-forsyning ikke kan opprettholdes lokalt (for eksempel ved en feil på en linje inn mot Bergensområdet under topplast med dagens nettkapasitet, der det ofte ikke er N-1-forsyning).

Utenlandsforbindelser vil også ha stor betydning for forsyningssikkerheten i et mer langsiktig perspektiv, for eksempel i tørrårssituasjoner. Import kan da være nødvendig for å unngå rasjonering gjennom vinteren.²¹ Én utenlandsforbindelse kan gi et betydelig bidrag til forsyningssikkerheten på grunn av den høye kapasiteten (de fleste aktuelle prosjekter ut av Norden har en planlagt kapasitet på 700 MW eller mer).

Oppsummering

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de viktigste egenskapene til alternative tiltak med hensyn til forsyningssikkerhet. Vi skiller mellom døgn, sesong og år i vurderingene.

²⁰ Statnetts energiopsjonsordning er et eksempel på en eksisterende markedsbasert mekanisme for ivaretagelse av forsyningssikkerhet der industribedrifter kan tilby Statnett opsjoner på redusert forbruk.

²¹ Under forutsetning av at ikke høyere priser gir tilstrekkelig med forbruksreduksjoner. I regioner uten mye kraftintensiv industri er det trolig en betydelig mulighet for at prisme mekanismen ikke vil være tilstrekkelig til å håndtere knapphet på energi gjennom vinteren – spesielt ikke dersom knappheten sammenfaller med svært lave temperaturer over lengre perioder.



Tabell 5 Konsekvenser av alternative tiltak for forsyningssikkerheten

Tiltak	Døgn	Sesong	År
Vannkraft m/ reguleringsevne	Stor betydning, men tilsigsavhengig	Stor betydning, men tilsigsavhengig	Stor betydning, men tilsigsavhengig
Vannkraft u/ reguleringsevne	Liten betydning	En viss betydning	En viss betydning
Vindkraft	Liten betydning	En viss betydning	En viss betydning
Termisk kraft	Stor betydning	Stor betydning	Stor betydning
Fjernvarme	Liten betydning	Stor betydning	Stor betydning
Varmepumper	Liten betydning	Stor betydning	Stor betydning
Energieffektivisering i bygg	En viss betydning avhengig av tiltak	En viss betydning	En viss betydning
AMS	En viss betydning	En viss betydning, men usikkert hvor stor	En viss betydning, men usikkert hvor stor
Utenlandsforbindelser	Stor betydning	Stor betydning	Stor betydning
Innenlands nett	Stor betydning regionalt	Stor betydning regionalt	Stor betydning regionalt

Kombinasjoner av tiltak

Vi har ovenfor vurdert ulike tiltak enkeltvis. I praksis er det selvsagt slik at det er mange store og små tiltak som vil virke sammen. Spørsmålet er hva slags overordnet strategi for utviklingen av kraftsystemet som vil minimere systemkostnadene og gi en akseptabel forsyningssikkerhet, og som samtidig bidrar til reduserte prisvariasjoner og skape mindre regionale prisforskjeller. Det er to typer av overordnede strategier som er mulige:

1. Satsing på økt produksjon, redusert forbruk eller mer nett, der én type tiltak dominerer i stor grad.
2. En porteføljestrategi der det satses på en kombinasjon av ulike tiltak innen produksjon, forbruk og nett.

En porteføljestrategi kan godt baseres på at én type tiltak dominerer, men vi snakker om en mindre grad av dominans enn ved de mer ensidige strategiene.

Hva slags virkemidler som er optimale for å realisere de ønskede tiltakene, er tema for neste kapittel. Vi diskuterer imidlertid i dette kapitlet hva slags markedsvirkninger de ulike strategiene vil ha på kort og lang sikt, gitt dagens virkemiddelbruk. Det gjelder både i forhold til målene om prisvariasjoner, prisforskjeller og forsyningssikkerhet, og det gjelder hva slags markedsatferd tiltakene gir opphav til. I den forbindelse peker vi også på hva slags reguleringsbehov som kan tenkes å oppstå innenfor de ulike strategiene.

Ensidige strategier

En satsing på mye produksjon vil gi:

- Lavere forventede kraftpriser.



- Mindre forventede regionale kraftprisforskjeller dersom investeringene kommer i situasjoner med produksjonsunderskudd.
- Økt forsyningssikkerhet på lang sikt som følge av lavere rasjoneringsrisiko, men ikke nødvendigvis på kort sikt. Det avhenger av teknologi. Termiske kraftverk samt vannkraft med reguleringsevne vil ha størst betydning for forsyningssikkerheten både på kort og lang sikt. Vindkraft og vannkraft uten reguleringsevne vil redusere den forventede sannsynligheten for rasjonering både nasjonalt og regionalt, men vil ikke fjerne risikoen helt.
- Relativt høye kostnader, både direkte og i form av miljøinngrep, avhengig av hva slags produksjonsteknologier som velges.

Samtidig er det klart at en satsing på et produksjonsoverskudd vil gi svakere incentiver til energieffektivisering, med mindre satsingen kombineres med økte avgifter på kraftforbruk.²² Mye ny produksjon vil også kreve støtteordninger til produsentene, ettersom lavere priser vil føre til at nyinvesteringer blir ulønnsomme. På sikt kan imidlertid høye produksjonsinvesteringer og lave priser medføre økt kraftforbruk både i alminnelig forsyning og industri. Det vil i så fall redusere det langsiktige støttebehovet og styrke incentivene til energieffektivisering igjen. Et annet alternativ er å bygge utenlandsforbindelser, men det er klart at et stort produksjonsoverskudd vil kreve mye kapasitet også i nettet innenlands for å kunne eksportere tilstrekkelig selv i normalår.

En satsing på lavere og/eller mer prisfølsomt kraftforbruk gjennom konvertering til andre energibærere og økt fleksibilitet har følgende effekter:

- Lavere forventede kraftpriser, særlig på lang sikt. På kort sikt kan prisutslagene fortsatt være store med mindre fleksibiliteten i forbruket øker.
- Mindre regionale prisforskjeller på lang sikt dersom forbruksreduksjonene kommer i områder med kraftunderskudd. Mer fleksibelt forbruk vil redusere de helt kortsiktige prisforskjellene.
- Økt forsyningssikkerhet på lang sikt (gitt en uendret produksjonspark) ved at sannsynligheten for energiknapphet reduseres. På kort sikt vil forsyningssikkerheten bare påvirkes i den grad det dreier seg om tiltak som gir et mer fleksibelt elforbruk på kort sikt. AMS vil være et viktigere tiltak for å redusere avbrudd enn konvertering til fjernvarme og varmepumper.
- Kostnadene vil variere mye avhengig av hva slags tiltak det er snakk om. Omfattende tiltak i eksisterende bygningsmasse vil være dyre dersom de skal gjennomføres på relativt kort tid (noen få år). Nyetablering av fjernvarme kan ha høye kostnader, og det er i praksis ofte behov for støtte til nye fjernvarmeprosjekter. Utvidelse av eksisterende fjernvarmesystemer trenger ikke å være dyrt. Tilgang på billig brensel (som spillvarme eller avfallsanlegg i en del tilfeller) er en annen parameter. Når det gjelder AMS, legger vi til grunn at dette skal installeres uansett og at merkostnadene vil være beskjedne.

Betydelige forbruksreduksjoner vil gi lavere forventede kraftpriser. Det vil føre til at produksjonskapasitet tas ut av markedet (noe som trolig i liten grad vil skje for vannkraftens del i hvert fall), og vil svekke incentivene til ytterligere forbruksreduksjoner. I den grad økte investeringer i fornybar kraft og fortsatte reduksjoner i forbruket er ønskelige, må da støtten økes til ulike tiltak.

22

Som kan gi større regionale prisforskjeller dersom enkelte regioner fritas.



En satsing på mye nett innenlands vil primært påvirke innenlandske prisforskjeller og regional forsyningssikkerhet. Mye nettutbygging kan medføre høye kostnader både gjennom høye investeringer og i form av miljøinngrep. Mange utenlandsforbindelser vil trolig gi noe høyere priser, men vil også ha en stabiliserende effekt ved at utslagene på norske priser i tørre og våte år blir mindre (jf. analysen i Pöyry Management Consulting og THEMA Consulting Group, 2010). På den måten vil flere utenlandsforbindelser også øke forsyningssikkerheten. Kostnadene kan også her bli høye dersom mange utenlandsforbindelser bygges ut, særlig dersom vi tar med behovet for innenlandske nettførsterkninger.

Ensidige strategier vil også tendere til å ha omfattende fordelingsvirkninger. Årsaken er at de ensidige strategiene har en tendens til å resultere i store kraftprisvirkninger og/eller store nettkostnader. De samlede fordelingsvirkningene er imidlertid svært komplekse, og avhenger av virkemiddelbruken i detalj (skatter, avgifter, modell for fordeling av nettkostnader, støtteordninger osv.).

Porteføljestrategi

Drøftingen av de ensidige strategiene ovenfor viser at de alle bidrar til å nå de ulike målene, men i varierende grad. Strategiene kan bli svært kostbare både direkte og indirekte ved at det oppstår nye behov for reguleringer for å unngå uheldige bivirkninger av tiltak og for å sikre en best mulig samlet måloppnåelse.²³

En porteføljestrategi der ulike tiltak kombineres, vil ha flere fordeler sammenlignet med de mer ensidige strategiene:

- Enkelttiltak har betydelige synergier med hensyn til systemegenskapene. For eksempel er regulerbar vannkraft og vindkraft en kombinasjon som gjør det mulig å utnytte vindkraften optimalt ved at vann kan lagres i stedet for å produseres når det er mye vind (selvsagt under forutsetning av at det er plass i magasinene). Tilsvarende vil vi kunne utnytte magasinene til å produsere når det er lite vind. Uregulerbar kraftproduksjon og fleksibelt kraftforbruk (som både kan økes og reduseres avhengig av markedssituasjonen) er en annen kombinasjon som samlet kan gi gode systemvirkninger.
- Også på makronivå er det klart at det er fordeler med en kombinert portefølje av tiltak. For eksempel vil noe ny kraftproduksjon kombinert med mer fleksibelt forbruk og noe mer kapasitet mot andre land redusere kraftprisvariasjonene på kort og lang sikt og øke forsyningssikkerheten, samtidig som vi har mulighet til å prioritere de mest kostnadseffektive prosjektene.
- Generelt vil kombinasjoner av tiltak også gi en høyere forsyningssikkerhet ved at vi blir mindre avhengige av en type teknologi eller løsning.

4.3.2 Erfaringer fra det norske kraftsystemet

Case: Midt-Norge

Kraftsituasjonen i Midt-Norge, som i denne sammenhengen består av Trøndelagsfylkene og Møre og Romsdal, har det siste tiåret gått fra å være i balanse til å bli et underskuddsområde med til tider anstrengt forsyningssikkerhet. Årsaken ligger i økt forbruk uten tilsvarende økning i produksjonskapasitet eller tilstrekkelige nettførsterkninger. Forbruksøkningen har i tillegg vært

²³ I en viss forstand er dette bare en refleksjon av en klassisk samfunnsøkonomisk innsikt at det bør være samsvar mellom antall mål og virkemidler.



geografisk konsentrert, noe som isolert sett kunne vært en fordel med tanke på målrettede tiltak, men som i praksis har bidratt til å forsterke problemene når de har oppstått. I det følgende presenteres en kort historikk over den regionale markedsutviklingen, planer og utfordringer knyttet til gjennomføring av tiltak og alternative løsninger som har vært aktuelle.²⁴

Utviklingen i kraftforbruket

Sør-Trøndelag har den høyeste andelen forbruk innen alminnelig forsyning, mens Nord-Trøndelag og Møre og Romsdal har et betydelig innslag av kraftkrevende industri. Det er Møre og Romsdal som siden 2000 har hatt sterkest vekst i forbruket. Den mest markante økningen var ved Hydros Aluminiumsverk på Sunndalsøra, som fordoblet sitt effektuttak fra 2002 til 2005 til tross for at de samtidig energieffektiviserte sin produksjon. I tillegg utvidet Hustadmarmor sin fabrikk i Fræna og Statoil sin metanolfabrikk på Tjeldbergodden i denne perioden. Planene om ilandføring av naturgass fra Ormen Lange feltet til Nyhamna, der et gassprosesseringsanlegg ville bli bygd og ferdigstilt i 2007, var også kjent tidlig på 2000-tallet. Nye utvidelser er under planlegging på Nyhamna.

Utviklingen i kraftproduksjonen

Kraftproduksjonen i Midt-Norge består i hovedsak av vannkraftverk. Disse verkene har relativt liten magasinkapasitet, og derfor er regionen avhengig av å kunne dekke en betydelig andel av forbruket via kraftimport i tørrår. Kraftverkene er i tillegg lokalisert inne i landet, mens de største befolkningssentraene ligger ute ved kysten. Regionen har et stort potensial for å øke kraftproduksjonen gjennom småkraftverk, vindkraft og bruk av naturgass. En rekke planer har også blitt konsesjonssøkt og mange prosjekter har fått konsesjon, blant annet et 800 MW kraftvarmeverk ved Norske Skog sitt produksjonsanlegg på Skogn. Dette verket var planlagt idriftsatt innen 2004 med bruk av naturgass ilandført til Tjeldbergodden med rør videre inn Trondheimsfjorden. Realiseringen av verket ble imidlertid utsatt. Imens kom nye prosjekter på banen: en konsekvensutredning for et 860 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden ble offentliggjort sommeren 2004 og en melding om et gasskraftverk på 450 MW i Fræna ble sendt NVE i slutten av året 2005. Trøndelagsfylkene hadde ved utgangen av 2006 konsesjon på bygging av vindkraftanlegg tilsvarende rundt 2 TWh, mens en rekke prosjekter i tillegg var konsesjonssøkt, blant annet fire store offshore vindparker på til sammen over 1800 MW kapasitet utenfor kysten av Møre og Romsdal. Totalt forelå planer (realistiske og urealistiske), formidlet gjennom de respektive fylkenes Kraftsystemutredninger, for en økning i kraftproduksjon på over 16 TWh i Midt-Norge innen 2010 og ytterligere 11 TWh innen 2015. Kraftunderskuddet i regionen var et viktig moment i begrunnelsen for investeringsplanene.

Utviklingen i overføringsnettet

Midt-Norge tilsvarende omtrent Statnetts nettområde "Norge Midt" som går sør for Tunnsjødal i Nord-Trøndelag til og med Ørskog i Møre og Romsdal. Siden avgjørelsen om utvidelsen av aluminiumsanlegget på Sunndalsøra og beslutningen om å føre Ormen Lange gassen i land til Nyhamna, har Statnett arbeidet med tiltak for å styrke nettkapasiteten i og inn til Midt-Norge. Flere 300 kV ledninger ble oppgradert til 420 kV, men også nye 420 kV ledninger og transformatorstasjoner ble bygget innen 2006 – til en samlet kostnad på rundt 2 milliarder kroner. I Statnetts Kraftsystemutredning for sentralnettet 2005-202 framgår det at usikkerhet omkring realisering av ny produksjonskapasitet i Midt-Norge ville gi behov for nye tilførselslinjer fra omliggende overskuddsområder (Sverige og Sogn og Fjordane) og på samme tid ble det vurdert

²⁴ For grundigere oversikter og analyser henvises til Sandsmark (2009) og THEMA (2011b).



forsterkninger ut av Midt-Norge mot Østlandet, i tilfelle både gasskraftverk på Skogn og på Tjeldbergodden skulle bli realisert. En ny 420 kV forbindelse mellom Fardal til Ørskog ble da også meldt i 2006 (konsesjonssøkt tidlig i 2007) med planlagt kostnad på 2 milliarder kroner og idriftsettelse i 2012. Søknaden ble etter flere tilleggsøknader og traséendringer, samt inkludering av behov for nettilknytning av nye vindkraft- og småkraftprosjekter på Sunnmøre og i Sogn og Fjordane, innvilget av NVE i 2009. Avgjørelsen ble påklaget, men opprettholdt av OED i 2011. Planlagt idriftsettelse er nå justert til 2015 og investeringskostnadene oppjustert til nærmere 4 milliarder kroner. En ny 420 kV forbindelse til Sverige ble konsesjonssøkt i 2006 og idriftsatt i 2009.

Utfordringer

Hovedutfordringen i Midt-Norge var i utgangspunktet om, når og hvor mye ny kraftproduksjon som ville bli realisert. De varslede forbruksøkningene var det mindre usikkerhet rundt. Uten ny produksjonskapasitet ville imidlertid det økte forbruket kreve omfattende investeringer i importkapasitet fra nærliggende overskuddsområder, mens flere gasskraftverk ville gi behov for omfattende investeringer i eksportkapasitet til underskuddsområder. Rett lokalisert og dimensjonert produksjonskapasitet ville derimot gjøre nettinvesteringer samfunnsøkonomisk ulønnsomme. Med grundige utredningsprosesser, høringsrunder, konsesjonsbehandling og eventuelle påklaginger, er det gitt at tiden fra et behov melder seg til en sentralnettløsning er realisert, kan ta mange år. Initierting av netttiltak må derfor gjøres under stor usikkerhet og med muligheten for at tiltaket realiseres for sent.

På kort sikt var derfor mangelen på energi i perioder med lavere tilsig enn normalt, en forsyningssikkerhetsmessig utfordring i Midt-Norge allerede på begynnelsen av 2000-tallet. Flere tiltak ble vurdert og realisert:

Alternative tiltak på kort sikt

Elprisområder benyttes for å håndtere store og langvarige flaskehalsen i sentral- og regionalnettet og hvert elprisområde får sin egen spotpris på kraftbørsen. Midt-Norge ble opprettet som eget prisområde vinteren 2002/2003 etter svikt i tilsiget høsten 2002. Det samme ble gjort påfølgende vinter. Neste gang var høsten 2006. I det etterfølgende året lå den regionale spotprisen i flere perioder over systemprisen og i media ble det protestert mot den geografiske forskjellsbehandlingen av kraftkunder. Året etterpå var prisforskjellene større, men høsten 2008 ble prisområdet for Midt-Norge opphevet igjen. Energibalansen ble da forbedret av den globale finanskrisen og fall i råvareprisene som reduserte næringsaktivitetene i regionen og blant annet bidro til nedstengning av en smelteovn på Sunndalsøra. Lave magasinfyllinger våren 2009 førte imidlertid til gjeninnføring av eget prisområde for Midt-Norge og i løpet av vinteren 2009/2010 ble spotprisene periodevis høye og i enkelte timer uvanlig høye.

Innføringen av eget prisområde for Midt-Norge har bidratt til å styrke forsyningssikkerheten gjennom økt kraftimport og sparing av vannet i magasinene. Redusert forbruk som følge av høyere kraftpris har også bidratt positivt både for kraftbalansen og forsyningssikkerheten. Når prisforskjellene i negativ favør av forbrukerne i regionen har vart så vidt lenge, er det imidlertid problematisk i forhold til fordelingsvirkningene, som konkurransevridning for næringslivet. Samfunnsøkonomisk sett er det imidlertid ikke et tap om en bedrift velger annen geografisk lokalisering som følge av høyere kraftpris, bortsett fra om investeringer helt uteblir eller mer kostbare løsninger for samfunnet er eneste alternativ.

Opsjoner i forbruk ble innført av Statnett i 2006 for å håndtere en eventuell svært anstrengt kraftsituasjon vinteren 2006/2007. Opsjonen er en frivillig avtale som gir Statnett rett til å kreve at avtalepartneren reduserer sitt forbruk mot betaling. Det var i 2006 kjent at en rekke av industribedriftene i Midt-Norge sendte tilbud til Statnett, men ikke hvilke som inngikk opsjonsavtale. Statnetts kriterier for avtaleinngåelse var forbrukets geografiske plassering,



fleksibiliteten i tilbudet og prisen for å avstå forbruk. Ordningen, som har fortsatt siden, er landsdekkende og opsjonene er kun ment å skulle benyttes dersom Statnett vurderer sannsynligheten for rasjonering som svært høy.

Opsjoner i forbruk fungerer som en forsikring og anskaffelsen er markedsbasert, noe som vil bidra til en samfunnsøkonomisk effektiv pris. I den grad faren for avbrudd er korrelert med et produksjonsunderskudd, som ofte medfører en gradvis økning i kraftprisen, vil imidlertid en del kraftkrevende bedrifter likevel redusere sitt forbruk. Det kan dermed være en fare for at samfunnet i tilfellet med Midt-Norge, som er karakterisert ved et energiunderskudd, betaler for en tjeneste som bedriftene uansett vil levere.

I løpet av 2006 vurderte Statnett å etablere *reservekraftverk* i Midt-Norge og i 2007 ga NVE konsesjon til mobile gasskraftverk på Nyhamna og på Tjeldbergodden, hvert på 150 MW. Forutsetningene for investeringen var at verkene ikke skulle benyttes før det var 50 prosent sannsynlighet for rasjonering og at en eventuell oppstart måtte godkjennes av NVE på forhånd. Investeringskostnadene var i utgangspunktet anslått til rundt 1,5 milliarder kroner og ferdigstilling planlagt tidlig i 2008. Kostnadene viste seg å bli betraktelig høyere og byggeperioden lengre. Siden etableringen har det ikke vært behov for å kjøre verkene, men under vårknipa 2010 fikk Statnett dispensasjon fra NVE til å starte verkene på kort varsel, da det var bekymring for effektknapphet i tilfelle avbrudd. Til tross for lav virkningsgrad og store miljøutslipp har det i media blitt argumentert for at reservekraftverkene burde kjøre i perioder med store prisforskjeller mellom Midt-Norge og Sør-Norge, noe NVE har avvist.

Investeringene i de to reservekraftverkene i Midt-Norge fungerer også som en forsikring. Investeringskostnadene her var betydelige og samfunnsøkonomisk sett er det usikkert om dette var en god løsning. For det første kan investeringsviljen for ny toppplastkapasitet ha blitt redusert, da slike anlegg er avhengig av et gitt antall timer med høy pris for å dekke kapitalkostnadene og etablering av reservekraftverkene kan ha gitt usikkerhet om disse ville bli kjørt ved høye regionale priser. For det andre er det mulig å tenke seg andre løsninger som ville gitt tilsvarende forsyningsikkerhet, men til lavere kostnader, for eksempel gjennom å legge oppgaven ut på anbud.

Tapet av riktige prissignaler på grunn av mangel på nodeprising i det norske kraftsystemet ble delvis forsøkt kompensert gjennom *nettbegrunnet innfasingstariff*, som Statnett vedtok i 2004 (senere fjernet). Den reduserte tariffen på 0,1 øre/kWh (mot 0,5 øre/kWh) gjaldt for sentralnettet og omfattet all ny produksjon innenfor et gitt volum avhengig av energibærer i utvalgte regioner, blant annet Midt-Norge.

Det kan drøftes om nivået på den valgte tariffen er satt på et hensiktsmessig nivå, for eksempel om tariffen på enkelte punkt kunne vært negativ. Uansett gjør asymmetrisk informasjon det vanskelig å sette et samfunnsøkonomisk sett riktig nivå, når det ikke finnes nodeprising.

Case: BKK-området

De overordnede karakteristika ved lokalisering av kraftforbruk og produksjon i det området som betegnes som BKK-området inkludert Bergen, tilsvarer situasjonen i Møre og Romsdal: Vannkraftverkene ligger inne i landet, mens forbrukstygdepunktet ligger ved kysten, hvor økningen i kraftetterspørselen har vært stigende de siste årene. Nettet inn mot Bergen sentrum, som skal overføre kraften som etterspørres, har imidlertid vært svakt og driften anstrengt de siste



vintrene med lavt tilsig og uvanlig kulde. I det følgende presenteres en kort oversikt over utviklingen i markedet og tiltakene som er foreslått og gjennomført.²⁵

Utviklingen i kraftforbruket

BKK-området omfatter kommunene i Hordaland mellom Hardangerfjorden og Sognefjorden pluss Gulen og den delen av Høyanger kommune som ligger sør for Sognefjorden. Forbruket er kjennetegnet ved at alminnelig forsyning utgjør en høy andel sammenlignet med resten av Norge, mens det er lite industri utenom petroleumsvirksomhet. Derfor er fleksibiliteten i forbruket begrenset. Kraftforbruket i området er betydelig høyere enn produksjonen, og avviket er spesielt stort i og rundt Bergen, inkludert Kollsnes, der gassen fra Trollfeltet prosesseres, og oljeraffineriet på Mongstad. Forventet befolkningsvekst og økt aktivitet innen petroleumsindustrien i området tilsier en fortsatt vekst i kraftforbruket i den mest utsatte delen av området.

Utviklingen i kraftproduksjonen

Vinterproduksjonen av kraft i regionen har de siste ti årene variert mellom 1,3 og 2,6 TWh, mens magasinkapasiteten utgjør 2,8 TWh (enda mindre i områdene med hovedtyngden av forbruket).

Utviklingen i overføringsnett

Snittet som gjelder linjene Samnanger-Fana og Dale-Arna kalles Bergenssnittet. Snittet som gjelder linjene Mauranger-Samnanger og Evanger-Modalen kalles BKK-snittet. Endelig benevnes snittet med linjene Mauranger-Samnanger og Aurland-Fardal som Fardalsnittet.

Den omstridte overføringsforbindelsen mellom Sima og Samnanger er et aktuelt nettiltak for å bedre forsyningssikkerheten og øke overføringskapasiteten ut og inn av området. Det er også andre mulige nettførsterkninger i området som vil supplere Sima-Samnanger, spesielt BKK-forbindelsen Modalen-Mongstad-Kollsnes. Statnett har søkt og fått konsesjon for Sima-Samnanger, og er i ferd med å bygge deler av forbindelsen. Det er pr. februar 2011 uavklart om deler av forbindelsen vil bli bygd som sjøkabel. BKK har konsesjonssøkt linjene Modalen-Mongstad og Mongstad-Kollsnes separat, og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) anbefalte i januar 2011 at delstrekningen Mongstad-Kollsnes gis konsesjon.

Utfordringer

Utviklingen i BKK-området skaper flere utfordringer for kraftsystemet, men også muligheter. På kort sikt har den krevende driftssituasjonen fått mye oppmerksomhet. På lengre sikt er det særlig tre utviklingstrekk som er viktige når vi skal vurdere alternative tiltak i regionen: Befolkningen vil ifølge prognoser fra Statistisk sentralbyrå vokse sterkt i de neste tiårene, spesielt i og rundt Bergen, hvor det er ventet en vekst på ca. 20 prosent fra 2010 til 2025. Selv om forbruket per capita skulle gå ned, kan likevel det totale forbruket øke. Spesielt vil forbruket i topplast om vinteren kunne vokse betraktelig. Befolkningsveksten bringer også med seg økt økonomisk aktivitet. En velfungerende infrastruktur er en forutsetning for både befolkningsvekst og den generelle økonomiske utviklingen. 2 timers avbrudd i alminnelig forsyning har en kostnad på minimum 100 millioner kroner i form av tapt produksjon og økt tidsbruk.

Forbruket i petroleumssektoren må øke dersom Troll-feltet og andre felt skal kunne produsere optimalt og skape størst mulig verdier for samfunnet. I petroleumssektoren er det behov for økt kapasitet på Troll A for å kunne produsere maksimalt med gass i periodene hvor etterspørselen i

²⁵ For grundige oversikter og analyser henvises til Rapport fra Sjøkabelutredningen utvalg III (2011) og THEMA Consulting Group (2011a).



Europa er høyest. Kapasitetsbehovet skyldes at trykket på Troll-feltet faller, og det oppstår da behov for mer energi for å utnytte produksjonskapasiteten optimalt. En utsettelse av kapasitetsøkningen medfører inntektstap i størrelsesorden 1 milliard kroner pr. år. Også avbrudd har store økonomiske konsekvenser. Et avbrudd på Kollsnes og Troll A på brøkdelen av et sekund koster 10 millioner kroner i tapte inntekter.

Vestlandet inklusive BKK-området er en av regionene med størst og billigst kapasitet for ny fornybar kraftproduksjon, særlig småskala vannkraft, men også annen vannkraft og vindkraft. Totalt kan det dreie seg om ca. 500 MW ny vannkraft alene. Den nye kapasiteten representerer et stort nasjonalt og regionalt verdiskapingspotensial, men vil også være viktig for at vi skal nå Norges mål i henhold til EUs fornybardirektiv på en kostnadseffektiv måte. Den nye produksjonskapasiteten krever imidlertid økt overføringskapasitet, både for selve nettilknytningen og for å kunne føre kraft ut av området om sommeren når det er høy uregulert produksjon og lavt forbruk. Magasinkapasiteten i regionen er relativt liten sammenlignet med resten av Norge, og det er begrensede muligheter for å øke denne kapasiteten. De samfunnsøkonomiske kostnadene ved en utsettelse av ny produksjon i BKK-området kan beløpe seg til 0,8-1,9 milliarder kroner i nåverdi, hvorav mye av verdien vil tilfalle lokale utbyggere og kommuner. Mange av nettanleggene i området nærmer seg en alder der det er naturlig å vurdere utskifting for å unngå økende risiko for feil. Dette gjelder blant annet flere av hovedtilførselslinjene inn mot BKK-området og Bergen by, som ble bygd på 1960- og 1970-tallet. Samtidig er det et betydelig potensial for å modernisere og oppgradere eksisterende anlegg, blant annet ved å øke spenningsnivået. Utskifting og modernisering på høyere spenningsnivåer er komplekse og tidkrevende operasjoner som bare lar seg gjennomføre dersom det er tilstrekkelig reservekapasitet. De eksisterende ledningene må blant annet kobles ut i kortere eller lengre perioder for at de skal kunne erstattes av nye anlegg.

Alternative tiltak på kort sikt og vurderingen av disse

Begrunnelsen var lite vann i magasinene og et ønske om å utnytte nettet til import. BKK-området har i likhet med Midt-Norge hatt ordning med nettbegrunnet innfasingstariff og opsjoner i forbruk har også vært gjeldende her. Reservekraftverk har vært vurdert, men ikke etablert, og nettet har i perioder vært driftet med lavere sikkerhetsmarginer. Den 15. mars 2010 ble deler av Vestlandet, inkludert BKK-området, utskilt som eget prisområde (NO5).

I hovedsak gjelder de samme vurderingene av tiltak for BKK-området som for Midt-Norge. Innenfor BKK-området er det imidlertid vanskeligere å finne industribedrifter som er villige til å tilby opsjoner i forbruk. Det er også en utfordring at prisen i NO5 ikke nødvendigvis avspeiler knapphet i Bergenssnittet, som ligger innenfor BKK-snittet, noe som svekker nytten av prisområdet for forsyningssikkerheten på Bergenshalvøya. Et spørsmål i denne sammenhengen er også om det ville vært hensiktsmessig å innføre NO5 på et tidligere stadium, for å synliggjøre utfordringene i området.

4.3.3 Modellanalyser

Ved hjelp av kraftmarkedsmodellen The-MA har vi analysert konsekvensene av ulike tiltak i kraftsystemet på kraftprisene. Vi har lagt vekt på sesongvariasjoner i kraftprisene, men kommenterer også kort relevansen av resultatene for regionale kraftprisforskjeller og forsyningssikkerheten. Modellsimuleringene er gjort med utgangspunkt i stiliserte situasjoner i det norske og nordiske kraftmarkedet stadium 2020.

Prisvariasjoner over tid

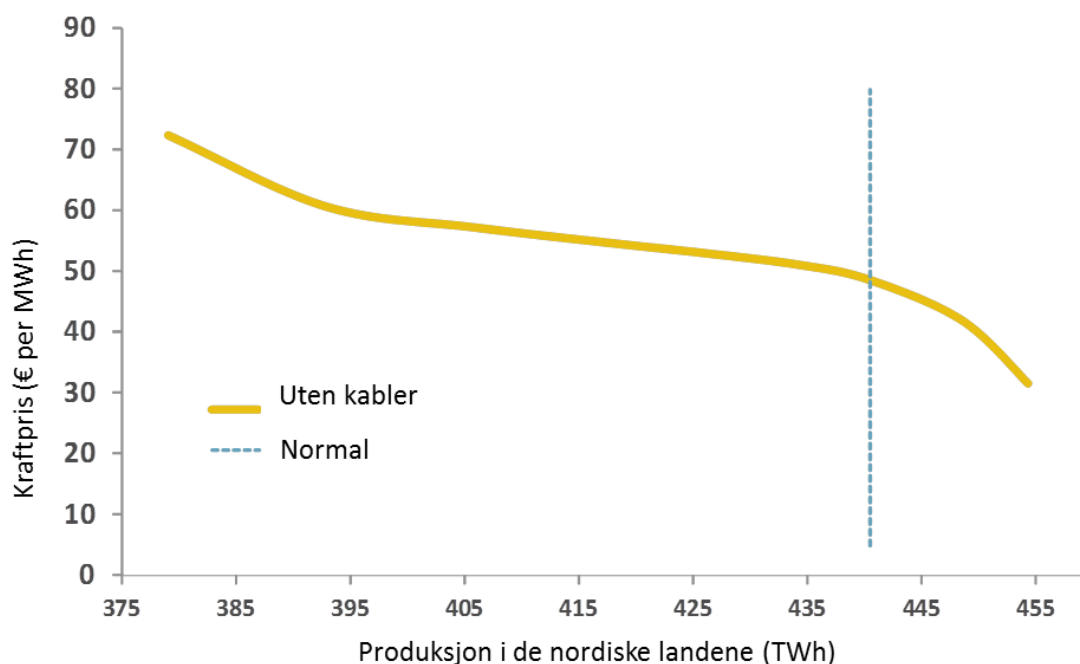
I figuren nedenfor viser vi hvordan kraftprisen i Norden varierer som funksjon av nivået på produksjonen. Nivået på den tilgjengelige produksjonen kan variere som følge av tilsigete vannkraftverkene, utfall av ett eller flere kjernekraftverk eller andre faktorer (og selvsagt



kombinasjoner av alle disse faktorene). For å forenkle analysen har vi i eksemplet antatt at forbruket er gitt. Normalnivået på den årlige produksjonen (markert med den stiplede vertikale linjen) er forutsatt å være ca. 440 TWh, mens forbruket er antatt å være lik 415 TWh.

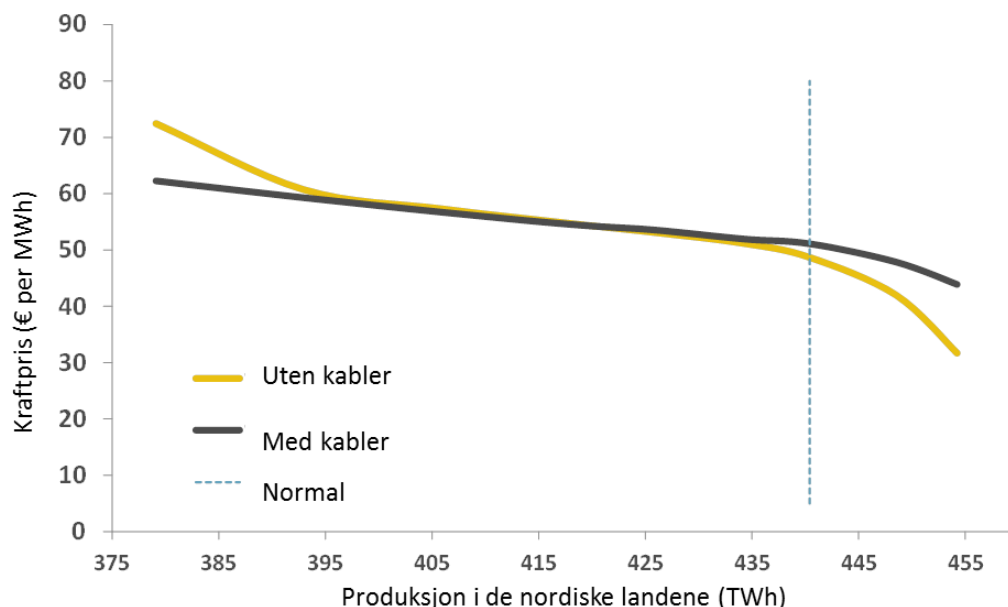
Som figuren viser, er kraftprisen svært følsom for mengden tilgjengelig kraftproduksjon. I et normalår er forventet pris ca. 48 euro/MWh. En økning i tilgjengelig produksjon til 455 TWh reduserer kraftprisen til ca. 30 euro/MWh. Det vil si at en økning i tilgjengelig produksjon gir ca. 40 prosent reduksjon i kraftprisen. En reduksjon til ca. 380 TWh gir en prisøkning til ca. 70 euro/MWh, det vil si en prisøkning på 46 prosent som følge av en nedgang i produksjonen på ca. 17 prosent. Om vi hadde antatt en mer fleksibel etterspørsel, ville selvsagt prisutslaget vært mindre, spesielt ved lavere produksjon (ettersom det da må ventes at mye industri stenger ned midlertidig eller permanent), men figuren illustrerer likevel en fundamental sammenheng i det norske og nordiske kraftsystemet. Prisutslagene vi har observert i markedet de seneste årene, ligner mye på de modellbaserte utslagene i figuren.

Figur 14 Kraftpris i Norden som funksjon av produksjon



Kilde: THEMA Consulting Group

Effekten av flere utenlandsforbindelser er vist i figuren nedenfor (NorNed 2 med 700 MW og Nord.LINK med 1400 MW samt Skagerrak 4 og Sydvestlinken). Med flere utenlandsforbindelser vil variasjoner i tilgangen på produksjon utjevnes gjennom handel med utlandet. Vi ser at prisutslagene blir vesentlig mindre både ved mer eller mindre produksjon enn normalt. Oppsiden ved 380 TWh reduseres til ca. 62 euro/MWh, mens nedsiden reduseres til ca. 43 euro/MWh. Samtidig øker forventet pris marginalt, fra 48 til 50 TWh. Det vil si at det relative utslaget i forhold til forventet pris i et normalår reduseres til +24/-14 prosent.

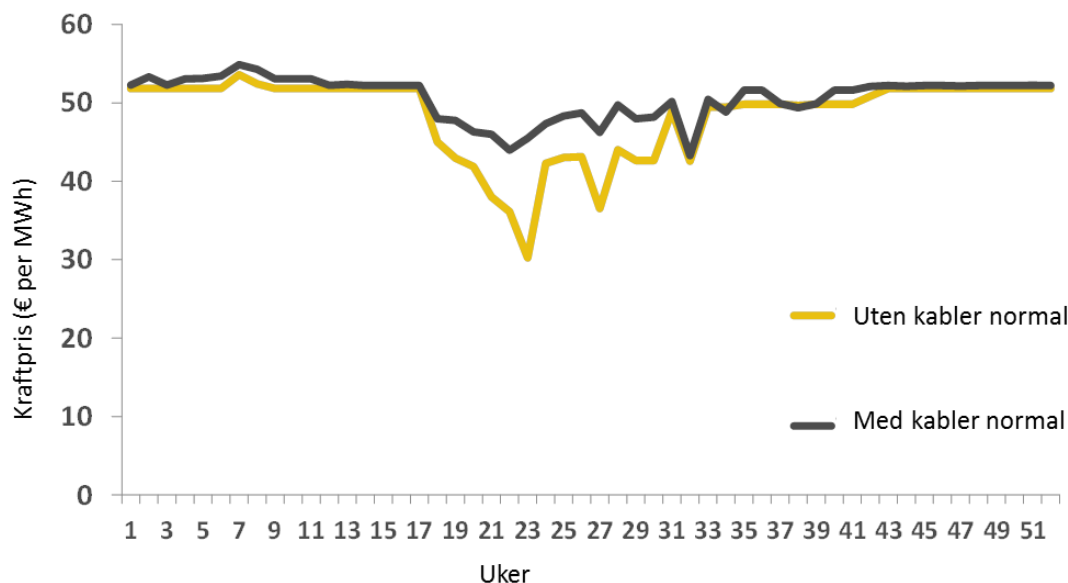
Figur 15 Prisvirkninger av utenlandsforbindelser som funksjon av produksjon

Kilde: THEMA Consulting Group

I figuren ovenfor viser vi ikke konsekvensene av redusert forbruk eller økt produksjon. Vi kan imidlertid bruke figuren til å drøfte konsekvensene prinsipielt:

- Redusert forbruk uten endret fleksibilitet i etterspørselen innebærer i praksis det samme som en parallellforskyvning av den stiplede vertikale kurven. Det betyr lavere forventede priser, men utfallsrommet for prisene og prisvariasjonene vil fortsatt være store. Sannsynligheten for svært høye priser blir imidlertid begrenset. Effekten av en økning i ikke-regulerbar produksjon er omtrent tilsvarende.
- Mer fleksibelt forbruk og økt regulerbar produksjon vil flate ut priskurven og redusere prisvariasjonen. I den grad forbruket også reduseres og energiproduksjonen øker, vil dessuten den forventede prisen reduseres.

I figurene ovenfor drøftet vi prisvirkningene av utenlandsforbindelser med hensyn til den forventede gjennomsnittlige kraftprisen på årsbasis, det vil si den prisstabiliserende virkningen mellom år. Den prisstabiliserende virkningen av utenlandsforbindelser gjør seg imidlertid gjeldende også på sesongbasis. I figuren nedenfor viser vi kraftprisen pr. uke med og uten de ekstra utenlandsforbindelsene i et normalår. Vi ser at prisene øker generelt, samtidig som prisene svinger mindre om særlig sommeren (det er også en marginal økning i variansen i deler av året, men samlet sett går prisvariasjonene ned). Årsaken til de reduserte prissvingningene er primært at uregulert produksjon om sommeren kan eksporteres.

Figur 16 Prisvirkninger av utenlandsforbindelser over året

Kilde: THEMA Consulting Group

Konsekvensene for de helt kortsiktige prisvariasjonene, for eksempel over et døgn, er ikke modellert direkte. Mange av de samme prinsipielle virkningene av nye utenlandsforbindelser, mer fleksibelt forbruk og mer regulerbar kraftproduksjon vil imidlertid gjøre seg gjeldende også på kort sikt.

Relevansen av resultatene for regionale prisforskjeller og forsyningsikkerhet

Resultatene i analysen ovenfor er også relevante for regionale prisforskjeller og forsyningsikkerhet:

- Lavere priser som følge av utenlandsforbindelser i år med lite tilgjengelig produksjonskapasitet indikerer også en lavere risiko for rasjonering. Dette kan også brukes som en illustrasjon på en lavere risiko for høye regionale priser i situasjoner med regionale underskudd.
- Modellanalysene viser også at de regionale prisene vil bli mer stabile med økt overføringskapasitet, lavere forbruk eller økt produksjon (eller en kombinasjon av alle tre).

4.4 Oppsummering – egenskaper ved alternative tiltak

I tabellen nedenfor oppsummerer vi egenskapene ved alternative tiltak med hensyn til prissingninger, regionale prisforskjeller, forsyningsikkerhet og kostnader.

Tabell 6 Egenskaper ved alternative tiltak

Mål	Kort sikt	Lang sikt
Reduserte prissvingninger	Mer regulerbart produksjon Mer fleksibelt forbruk Utenlandsforbindelser	Mer produksjon Mer fleksibelt forbruk (sesong) Utenlandsforbindelser
Reduserte prisforskjeller	Mer nett mellom regioner Mer produksjon/mindre forbruk i underskuddsområder	Mer nett mellom regioner Mer produksjon/mindre forbruk i underskuddsområder
Forsyningssikkerhet	Mer regulerbart produksjonskapasitet Mer fleksibelt forbruk Utenlandsforbindelser	Mer produksjonskapasitet Mindre forbruk Utenlandsforbindelser
Kostnader	Billigste tiltak – direkte pluss indirekte kostnader	Billigste tiltak – direkte pluss indirekte kostnader

Samtidig er det klart at ensidig satsing på én type tiltak vil gi store ekstrakostnader. Det skyldes dels at vi må ta i bruk stadig dyrere tiltak innen den aktuelle kategorien. Dels må vi ved ensidige satsinger gjennomføre supplerende tiltak i form av infrastruktur (nett) og ulike regulatoriske tiltak (herunder subsidier) ettersom de ensidige satsingene har en tendens til å ha bivirkninger. Vi kan nå mål om forsyningssikkerhet gjennom å bygge ut mye kapasitet, men det gir i sin tur høye kostnader som må dekkes gjennom prisene eller støtteordninger – for å ta ett eksempel. Det er også et begrenset fysisk og miljømessig potensial for ulike typer tiltak.

I sum betyr dette at måloppnåelsen best kan ivaretas gjennom en portefølje bestående av både ny produksjon, redusert forbruk og mer nett internt i Norge og mellom Norge og andre land. Spørsmålet vi drøfter i neste kapittel, er hvordan ulike økonomiske og administrative virkemidler kan innrettes for å sikre at den optimale porteføljen realiseres.



5 VIRKEMIDLER FOR ØKT MÅLOPPNÅELSE

I det foregående kapitlet drøftet vi hvordan ulike tiltak i kraftsystemet påvirker kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnadsnivå. Vi har også beskrevet fordelingsvirkningene i dagens system og som følge av ulike tiltak. Den overordnede konklusjonen er at det ikke finnes én type tiltak som løser alle utfordringer og setter oss i stand til å nå de overordnede samfunnsmessige målene. I stedet bør vi legge til rette for at kraftsystemet utvikles gjennom en balansert portefølje av tiltak som omfatter både ny produksjon, konvertering fra elektrisitet til andre energibærere, økt fleksibilitet i kraftforbruket og bygging av nett innenlands og mot andre land. I tillegg er det viktig at det eksisterende systemet kan utnyttes mest mulig effektivt. Det gjelder enten vi betrakter dagens system eller et utvidet system med mer produksjons- og overføringskapasitet enn i dag.

Vi har også i tidligere kapitler pekt på noen utfordringer knyttet til måloppnåelsen gitt dagens markedsorganisering og regulering for øvrig. Spørsmålet vi drøfter i dette kapitlet, er derfor hvilke virkemidler som kan bidra til at vi oppfyller de samfunnsmessige målene for kraftsystemet i enda større grad. For å identifisere aktuelle virkemidler tar vi utgangspunkt i barrierene for realisering av ulike investeringstiltak, det vil si faktorer som medfører at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter blir bedrifts- eller privatøkonomisk ulønnsomme eller ikke lar seg gjennomføre av andre årsaker. Analysen av aktuelle barrierer tar i stor grad utgangspunkt i eksisterende litteratur. Når vi drøfter virkemidler, ser vi også på tiltak som ikke innebærer investeringer, for eksempel endringer i markedsdesign.

Flere av virkemidlene vi drøfter og anbefaler, må analyseres nærmere før de eventuelt innføres i praksis. Det skyldes at det er mange detaljerte spørsmål som må tas stilling til for å sikre at virkemidlene blir utformet optimalt. Det faller utenfor rammen av denne rapporten å utrede alle konsekvenser i detalj. I stedet konsentrerer vi oss om de prinsipielle sidene ved ulike virkemidler.

5.1 Barrierer

5.1.1 Utnyttelse av det eksisterende kraftsystemet

På grunnlag av analysene i de foregående kapitlene og tidligere arbeider har vi identifisert følgende særlig viktige barrierer for effektiv utnyttelse av det eksisterende systemet:²⁶

- *Avstand mellom klareringen av døgnetmarkedet (Nord Pool Spot) og driftstimen.* Jo kortere avstand, desto mer informasjon vil være tilgjengelig for markedsaktørene og de systemansvarlige nettselskapene om tilbud og etterspørsel etter kraft, og desto mer effektivt vil nettet kunne utnyttes. Selv om det er etablert et nordisk marked for bilateral handel fram til 1 time før driftstimen (Elbas) i tillegg til regulerkraftmarkedet, er det likevel gevinster å hente på å gjøre avstanden mindre. Viktig informasjon som kan komme etter klareringen av døgnetmarkedet (12-36 timer før driftstimen i dag), er for eksempel vindforhold, temperaturer og feil i nettet eller store produksjonsanlegg.
- *Informasjon om tilgjengelig overføringskapasitet ved klarering av døgnetmarkedet.* Dette punktet er beslektet med det forrige, men dreier seg mer spesifikt om mer betydningen av detaljert informasjon om *lokaliseringen* av produksjon og forbruk (som selvsagt også henger sammen med vindforhold, temperaturer osv.). De fysiske egenskapene ved kraftnettet innebærer at nivået på forbruket og produksjonen i ulike punkter påvirker den samlede kapasiteten i nettet. Det er derfor svært utfordrende å sette en

²⁶

Se blant annet Bye et al. (2010) og NVE (2010d, 2011b).



overføringskapasitet ex ante før produksjon og forbruk er kjent i ulike punkter. I praksis innebærer dagens markedsutforming at den tilgjengelige overføringskapasiteten i markedet gjennomgående settes for lavt av hensyn til driftssikkerheten. Et system med få prisområder gir isolert sett mindre tilgjengelig kapasitet enn et system med mange områder.

- *Begrenset fleksibilitet på etterspørselssiden, spesielt i alminnelig forsyning.* Manglende fleksibilitet i forbruket medfører alt annet likt høye priser i situasjoner med knapphet på produksjons- og/eller overføringskapasitet. Manglende fleksibilitet kan skyldes flere ting som ikke har å gjøre med det tekniske utstyret som sådan, som for eksempel incentivene gjennom markedspriser og nettatariffer eller informasjon om priser (herunder sluttbrukernes bevissthet om mulighetene).

I tråd med konklusjonene i Bye et al. (2010) og NVE (2011b) legger vi til grunn at magasindisponering og konkurranseforhold ikke utgjør noen barriere for utnyttelsen av kraftsystemet. Det vil si at vi ikke ser markedsrett/strategisk atferd fra kraftprodusenter som noen utfordring.²⁷

5.1.2 Investeringer i produksjon

Vi beskriver først noen generelle barrierer for utbygging av kraftproduksjon før vi tar for oss et utvalg teknologispesifikke barrierer.

Generelt

For kraftproduksjon av en viss størrelse, som større vannkraftverk og gasskraftverk (CCGT), er en viktig barriere at den fulle samfunnsøkonomiske verdien av investeringer ikke nødvendigvis kommer investor til gode. Årsaken er at større investeringer i områder med høye regionale priser (og eventuelt høye negative energiledd for innmating og tilsvarende positive for uttak som følge av høye marginaltap) vil redusere eller fjerne prisforskjellen mot andre områder. Reduserte områdeprisforskjeller (og lavere tapskostnader i nettet) er en samfunnsøkonomisk gevinst, men den kommer altså ikke utbyggere av ny kraftproduksjon til gode.²⁸

Konsesjonsbehandling er en potensiell barriere for alle typer kraftproduksjon, både fornybar og ikke-fornybar. Konsesjonsprosessene er i en del tilfeller langvarige og har et uforutsigbart utfall som medfører risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer ikke blir realisert eller blir bygd for sent. Dels skyldes tidsbruken utilstrekkelige ressurser hos myndighetene, dels kan det være svakheter knyttet til utformingen og praktiseringen av regelverket (jf. Econ Pöyry, 2007a).²⁹

En annen generell barriere for investeringer i utslippsfri kraftproduksjon er manglende internalisering av CO₂-kostnader i kraftprisen. I klartekst betyr det at kraftverk basert på fossile brenslere ikke må betale den fulle kostnaden ved utslipp. CO₂-kvoteprisen i dag er etter alt å dømme vesentlig lavere enn den antatte marginalkostnaden ved CO₂-utslipp. Det er imidlertid ventet at CO₂-prisen vil stige etter hvert som utslippstaket i EUs kvotesystem reduseres og stadig

²⁷ Det utelukker ikke at det i spesielle situasjoner kan oppstå konkurranseproblemer eller uheldig magasindisponering, men det er altså ikke påvist i litteraturen at dette er generelle problemer ved det norske eller nordiske markedet.

²⁸ Med mindre utbygger også er en betydelig forbruker i den aktuelle regionen.

²⁹ Vi ser i denne sammenhengen bort fra verneplaner, som åpenbart utgjør en barriere, men som er begrunnet med miljøkostnadene ved de aktuelle prosjektene. Hvorvidt de eksisterende verneplanene faktisk er samfunnsøkonomisk optimale, faller det utenfor rammen av denne rapporten å drøfte.



dyrere kutt må realiseres. En strengere global klimapolitikk vil virke i samme retning. Denne barrieren vil derfor trolig endre seg over tid.

I tillegg er det en generell utfordring å få til en optimal koordinering mellom tiltak innen nett, produksjon og forbruk av kraft. Dette dreier seg dels om å sikre at nødvendige komplementære tiltak bygges ut samtidig (for eksempel nett og fornybar kraftproduksjon), dels om at alternative tiltak vurderes opp mot hverandre (for eksempel økt produksjon og redusert forbruk). En årsak til koordineringsproblemet er konsesjonsprosessene og ulikheter i ledetiden for beslutninger om investeringer i produksjon, nett og forbruk (tiden fra planleggingen starter til anleggene står driftsklare). En annen årsak er å finne i de grunnleggende økonomiske egenskapene ved investeringer i kraftsystemet, spesielt det faktum at kapasiteten ofte bare kan utvides i større sprang. Slike utfordringer ble drøftet i forbindelse med evalueringen av energiloven i 2007 (jf. Econ Pöyry, 2007a igjen). I etterkant av evalueringen er det blant annet innført tilknytningsplikt for ny produksjon og nytt forbruk, med unntaksmuligheter på visse vilkår.

Vannkraft

Vannkraftverk med påstemplet merkeytelse under 5500 kVA (som normalt tilsvarer ca. 5 MW installert effekt) slipper grunnrenteskatt med dagens regelverk, samtidig som kraftverk over denne grensen betaler grunnrenteskatt for hele produksjonen. Som påpekt i flere sammenhenger, senest av Finansdepartementet i statsbudsjettet for 2012, gir dette incentiver til en samfunnsøkonomisk uheldig utforming av vannkraftverk. Det vil i mange tilfeller være bedriftsøkonomisk lønnsomt å redusere kraftverksstørrelsen til under 5500 kVA, selv om det gir lavere (eller mindre fleksibel) produksjon og selv om det samfunnsøkonomisk (før grunnrenteskatt) skulle være optimalt med en større effekt.

Grunnrenteskatten skal i prinsippet fungere helt nøytralt på investeringene i vannkraft. Et viktig element i et nøytralt skattesystem er at investor får fradrag for investeringskostnadene som i nåverdi tilsvarer skatteverdien av investeringskostnaden, det vil si skattesatsen multiplisert med investert beløp (jf. NOU 2000:18). I grunnrenteskatten gis dette fradraget gjennom en kombinasjon av avskrivninger og en friinntekt, der friinntekten er lik løpende nedskrevet skattemessig verdi av anleggene multiplisert med risikofri rente. Ifølge vannkraftprodusenter gir dette for lave fradrag ettersom de ikke legger risikofri rente til grunn ved vurdering av investeringsprosjekter eller vurderer de investeringsbaserte fradragene separat, men benytter et risikojustert avkastningskrav for hele kontantstrømmen. I prinsippet skulle det være mulig for andre investorer som tar hensyn til at fradragene er sikre, å bygge de aktuelle vannkraftverkene, selvsagt gitt at fradragene reelt sett er risikofrie.³⁰ Gitt eierskapsbegrensningene i norsk vannkraft er det imidlertid ikke alltid mulig å overlate prosjektene til andre investorer. Det er også tenkelig at det finnes reelle årsaker til avvikende risikovurderinger (for eksempel en oppfatning av politisk risiko knyttet til vannkraftinvesteringer som ikke blir kompensert på andre måter³¹).

I et 2020-perspektiv vil sertifikatmarkedet redusere eventuelle samfunnsøkonomiske tap knyttet til manglende nøytralitet i skattesystemet for vannkraft, med unntak av incentivene til strategisk tilpasning av kraftverksstørrelse. Tap vil imidlertid oppstå i den grad vindkraft utkonkurrerer

³⁰ Grunnrenteskatten er innrettet slik at skatteverdien av negativ grunnrenteinntekt kan utbetales løpende. Det er også adgang til å samordne positiv og negativ grunnrenteinntekt i kraftverk med samme eier. Disse reglene sikrer langt på vei at investeringskostnaden kommer til fradrag, i motsetning til det opprinnelige systemet fra 1997 der grunnrenteinntekten ble beregnet pr. verk og det ikke var adgang til utbetaling av skattemessige underskudd.

³¹ Eksempler på slik politisk risiko kan være inngrep i konsesjonsvilkårene som følge av krav i vanddirektivet eller skatteskjerpelser.



billigere vannkraft, og det er uansett ønskelig at skattesystemet er mest mulig nøytralt – også med tanke på tiden etter at sertifikatmarkedet er faset ut.

Vindkraft

For vindkraft er kostnadsnivået den viktigste spesifikke barrieren mot investeringer. Støtte til vindkraftinvesteringer er det sentrale virkemiddelet for å sikre at vindkraft blir lønnsomt, tidligere i form av investeringsstøtte, fra 2012 i form av elsertifikater.³² Vi legger til grunn at sertifikatmarkedet vil gi de ønskede investeringene i vindkraft fram mot 2020. Dersom det er nødvendig med støtte til vindkraft som bygges etter 2020 for å nå definerte mål for vindkraftutbygging, må det utformes da. Vi ser derfor ikke på spesifikke tiltak rettet mot vindkraft i det følgende.

Termisk kraftproduksjon

For termisk kraftproduksjon er de viktigste spesifikke barrierene føringer på løsningsvalg, det vil si kostnader til anlegg for fangst og lagring av CO₂ (vi legger til grunn at kjernekraft er utenfor det politiske mulighetsrommet). I tillegg er det behov for tilgang på gass og tilhørende infrastruktur.

Kostnader ved fangst og lagring av CO₂ er primært et spørsmål om støttenivå, dersom myndighetene ser det som ønskelig å bygge slike anlegg i Norge i tilknytning til eksisterende eller mulige nye gasskraftverk. Slik støtte kan begrunnes på samme måte som støtte til fornybar kraftproduksjon (manglende internalisering av CO₂-kostnader i kraftprisen) og eventuelt dersom det er eksterne virkninger knyttet til teknologi og næringsutvikling.

Manglende infrastruktur og tilgang på gass bør prinsipielt løses ved at kraftprisen er høy nok til at investeringskostnader og gasskjøp kan dekkes (infrastruktur kan selvsagt også finansieres sammen med andre brukere av gass på markedsmessige vilkår). I denne sammenhengen er det også viktig å påpeke at det er blitt realisert to gasskraftverk i Norge på kommersielle vilkår, Kårstø og Energiverk Mongstad.³³

Vi drøfter ikke spesifikke barrierer mot bygging av termiske kraftverk nærmere i denne rapporten. For kraftmarkedets funksjonalitet er det ikke avgjørende at termisk kraft bygges ut, men at det er mulig å gjennomføre investeringer i produksjon mer generelt.

Andre teknologier

For mindre modne teknologier som offshore vind (særlig på dypt vann), bølgekraft og solenergi er høye kostnader den viktigste barrieren. I den grad eksterne virkninger tilsier at slike teknologier skal få støtte, bør det trolig håndteres gjennom andre ordninger enn sertifikatmarkedet, ettersom prosjektene vil ha vesentlig høyere kostnader enn etablerte fornybare teknologier som er sertifikatberettiget. Aktuelle alternative ordninger kan omfatte FoU-støtte, investeringsstøtte, feed in-ordninger og lignende. Vi drøfter ikke slike ordninger nærmere i denne rapporten.

5.1.3 Forbruk

Med hensyn til forbruksreduksjoner eller tiltak som gir økt fleksibilitet er nivået på kraftprisene (både i gjennomsnitt og over døgnet/året) den sentrale barrieren. Høye kraftpriser gir incentiver til

³² Hvorvidt vindkraft er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke, er et annet spørsmål. Her nøyer vi oss med å fastslå at det er satt mål om utbygging av fornybar kraftproduksjon, inklusive vindkraft.

³³ Gasskraftverket som forsyner Snøhvit er et annet eksempel, men dette er ikke en integrert del av det norske kraftsystemet på samme måte som Kårstø og Energiverk Mongstad.



lavere forbruk generelt, mens varierende kraftpriser kan gi incentiver til tiltak som innebærer større muligheter til å flytte forbruk til andre tidspunkter.

I tillegg har struktur og nivå på nettariffene stor betydning for de økonomiske incentivene til investeringer på forbrukssiden. Høye energiledd (som betales pr. kWh forbruk) vil alt annet likt stimulere til redusert elforbruk. Også her kan variable tariffer over tid gi incentiver til flytting av forbruk.

Manglende økonomiske incentiver gjennom kraftmarkedet og nettariffene gjelder i prinsippet samtlige mulige tiltak på forbrukssiden. Samtidig er det viktig å være klar over at manglende økonomiske incentiver ikke nødvendigvis er et samfunnsøkonomisk problem. Høye energiledd i nettariffene gir for eksempel sterke incentiver, men dersom tariffene overstiger kortsiktige marginalkostnader for overføring av kraft, gis det gale signaler samfunnsøkonomisk sett.

I tillegg er det flere andre typer barrierer enn de økonomiske som kan gjøre seg gjeldende. I praksis viser det seg at mange antatt lønnsomme energieffektiviseringstiltak ikke gjennomføres. Hva slags barrierer som er relevante, avhenger av type tiltak og den aktuelle sektoren:

- Sluttbrukerne har ikke tilstrekkelig informasjon om mulighetene for å gjennomføre tiltak.
- Det er skjulte kostnader ved tiltakene.
- Tilbudet av nødvendige tjenester og utstyr er utilstrekkelig eller ikke-eksisterende.
- I forbindelse med AMS-utrulling kan det ta tid før nødvendig tjenestetilbud og forretningsmodeller er på plass for at AMS-utstyret skal kunne utnyttes til energieffektivisering.

Når vi vurderer barrierer på forbrukssiden, må vi også her vurdere nøye hva som er de samfunnsøkonomiske problemene som skal løses. Det må være en påviselig markedssvikt eller eksplisitte politiske mål som skal oppfylles for at støtte eller andre tiltak skal være ønskelige. Også på forbrukssiden er manglende internalisering av CO₂-kostnader et selvstendig argument for støtte til effektiviseringstiltak. I tillegg kommer eventuelle krav til energieffektivisering som følge av nasjonale mål eller EUs energieffektiviseringsdirektiv.³⁴

5.1.4 Nett

Innenlands nett

I sentralnettet er den viktigste barrieren for investeringer konsesjonsprosessene, som kan være svært langvarige i en del tilfeller. Konsesjonsbehandlingen er viktig for å ivareta samfunnsøkonomisk effektivitet, inklusive miljøhensyn, men det er trolig rom for å effektivisere og forbedre beslutningsprosessene. Vi tar imidlertid ikke opp hvordan dette kan gjøres. I tillegg kan det være begrensninger knyttet til kapasiteten i leverandørmarkedet (både med hensyn til utstyr og internt i Statnett). Begrensninger i leverandørmarkedet og internt i Statnett er det vanskelig for norske myndigheter å gjøre noe med direkte. Vi nøyer oss derfor med å påpeke at slike barrierer vil eksistere, og at virkemiddelbruken for øvrig må ta hensyn til at de finnes.

Investeringer i regional- og distribusjonsnettet er åpenbart viktig for forsyningssikkerheten lokalt og regionalt, men er ikke tema for denne rapporten. Tilstrekkelige investeringer på disse nettnivåene må håndteres gjennom en kombinasjon av NVEs økonomiske regulering av

³⁴ Det faller utenfor rammen av denne rapporten å drøfte hvordan Norge eventuelt skal nå mål om energieffektivisering i henhold til eventuelle EU-krav eller nasjonale mål. Vi er primært opptatt av hvordan energieffektivisering påvirker prisdannelsen i kraftmarkedet og forsyningssikkerheten.



nettselskapene og ulike tekniske krav til leveringskvalitet og andre faktorer. Investeringer i AMS er derimot en forutsetning for en rekke energieffektiviseringstiltak. Finansiering av AMS-investeringene har vært nevnt som en mulig barriere, men også dette bør primært håndteres gjennom den økonomiske reguleringen (jf. NVE, 2011a).

Utenlandsforbindelser

Barrierene for bygging av utenlandsforbindelser er i store trekk lik barrierene for bygging av nett innenlands, det vil si konsesjonsprosessene og kapasitetsbegrensninger i leverandørmarkedet og hos Statnett. Utenlandsforbindelser kan dessuten kreve omfattende nettforsterkninger innenlands, som kan ta lang tid å gjennomføre. I tillegg kan det være forhold i mottakerlandene som begrenser investeringer, for eksempel konsesjonsprosesser eller regulatoriske forhold. Endelig kan fordelingsvirkningene gjennom prisvirkningen av utenlandsforbindelser og eventuelle kostnader til innenlands nettforsterkninger være en kilde til diskusjon og forsinkede investeringer.

5.1.5 Erfaringer fra det norske kraftsystemet

Rammebetingelser, som støtteordninger for fornybar energi, enøk-tiltak, miljøavgifter og klimatiltak, påvirker direkte investeringsnivået på produksjonskapasitet og nettinvesteringer indirekte. I perioden fra 2000 og fram til i dag, har det vært en rekke tiltak for å øke andelen fornybar kraftproduksjon på nasjonalt nivå, som energifondet og investeringsstøtten for vindkraft. Sistnevnte tiltak skulle fungere som en overgangsordning inntil oppstarten av et felles norsk-svensk sertifikatmarked, såkalt grønne sertifikater. Sverige innførte grønne sertifikater i 2005, men planen ble skrinlagt i Norge. Som erstatning ble det opprettet et nytt fond for fornybar energi og energieffektivisering, varslet i forbindelse med budsjettet for 2007, der 20 milliarder kroner ble avsatt. Avkastningen på rundt 800 mill kroner fra 2009 ville gi Enova, som fikk oppgaven å forvalte fondet, en samlet ramme på ca 1,5 milliarder kroner årlig. Ordningen ble innført som en "feed-in" støtte. I 2009 ble det igjen enighet om en ny avtale med Sverige som gir Norge et sertifikatmarked fra 2012. Tidligere, i 2008, sluttet Norge seg til EUs kvotemarkedssystem, noe som bidro til at norsk fornybar kraftproduksjon som ikke fikk økte kostnader på grunn av kvotekjøp, opplevde en positiv økonomisk gevinst ved økningen i kraftprisen. På den annen side ble det vanskeligere å realisere nye gasskraftverk på land, som følge av politisk krav om rensing og deponering av CO₂.

Case: Midt-Norge

Det er vanskelig å isolere innvirkningen som de nasjonale rammebetingelsene har hatt på kraftbalansen i Midt-Norge. Det er imidlertid sikkert at regionen ikke mangler potensial for tilstrekkelig ny produksjonskapasitet. Til tross for støtteordningene til fornybar produksjon, er det kun en liten andel av de planlagte prosjektene som har blitt realisert, noe som blant annet skyldes store miljøkonflikter, økte investeringskostnader og usikkerhet om framtidig fortjeneste ved endring av rammebetingelsene, som i tilfellet med avklaringen om markedet for grønne sertifikater. Potensialet for utbygging av mye ny fornybar produksjonskapasitet finnes også ofte langt fra forbrukssentraene, slik at betydelige nettforsterkninger er påkrevd. Disse investeringene har i tillegg lokale miljøvirkninger, noe som bidrar til å forlenge planleggingen og konsesjonsprosessene. Mye uregulert produksjon i en region med stor andel kraftkrevende industri, der kravene til leveringskvalitet er høy, gir også begrenset forbedring i forsynings sikkerheten. Bedriftsøkonomisk sett har det heller ikke vært mulig å realisere gasskraftverk i regionen. Av de tre gasskraftverkene som har fått konsesjon i regionen, har to krav om rensing og deponering av CO₂, mens ett ikke har et slikt krav, men derimot behov for et gassrør til over 1,5 milliarder kroner.



Case: BKK-området

Mange av de samme karakteristika som gjelder for Midt-Norge, gjelder også for BKK-området i denne sammenhengen. En forskjell er imidlertid at det lenge har pågått et arbeid for å forsterke sentralnettet inn til BKK-området. Tilbake til tidlig 70-tall ble ulike traseer vurdert, fordi man ønsket en ytterligere forsterkning mot øst. Da situasjonen med svekket forsyningssikkerhet ble så markant i 2009/2010, viste det seg at mulige forsterkningsalternativer ikke lenger lot seg gjennomføre på grunn av for stor belastning i nettet.

5.1.6 Samlet vurdering – aktuelle barrierer

Basert på drøftingen ovenfor anser vi følgende forhold som særlig viktige dersom de samfunnsmessige målene knyttet til priser, forsyningssikkerhet og systemkostnader skal nås:

- Effektiv utnyttelse av den tilgjengelige overføringskapasiteten
- Fleksibilitet på forbrukssiden
- Realisering av samfunnsøkonomisk effektive energieffektiviseringstiltak
- Effektiv beskatning av vannkraft
- Effektive konsesjonsprosesser som ivaretar både miljøhensyn og hensynet til en samfunnsøkonomisk effektiv utvikling av kraftsystemet, herunder behovet for koordinering mellom tiltak innen nett, produksjon og forbruk
- Tekniske krav til forsyningssikkerhet som samtidig er i tråd med overordnede krav til samfunnsøkonomisk effektivitet

5.2 Aktuelle virkemidler

I det følgende drøfter vi aktuelle virkemidler som kan gi bedre måloppnåelse med hensyn til forsyningssikkerhet, priser og kostnader. Vi ser både på virkemidler som endrer utnyttelsen av det eksisterende systemet og virkemidler som påvirker investeringene i ulike tiltak. Vi har valgt å dele virkemidlene i fire kategorier:

1. Markedsdesign, det vil regelverket for de fysiske og finansielle kraftmarkedene.
2. Økonomiske incentiver, det vil si økonomiske virkemidler som påvirker aktørenes incentiver til å velge ulike tiltak.
3. Administrative virkemidler, det vil si absolutte krav (påbud/forbud) til produksjon, forbruk og overføring av kraft som på den måten påvirker valg av tiltak.
4. Kompensasjonsordninger, det vil si virkemidler som påvirker fordelingen av kostnadene i kraftsystemet uten å gripe direkte inn i markedsløsningen.

I praksis kan grensene mellom ulike typer virkemidler være uklare i noen tilfeller, men vi finner det likevel hensiktsmessig å skjelne mellom de ulike kategoriene ut fra hovedkategorien et virkemiddel tilhører.

Utvalget av virkemidler som drøftes, er relativt omfattende, og vi går ikke gjennom alle virkemidlene i detalj. Vi henviser i stedet til relevante utredninger og fagartikler samt offentlige dokumenter der virkemidlene er analysert i større detalj.

5.2.1 Generelt om virkemiddelbruken

Vårt prinsipielle utgangspunkt for drøftingen av aktuelle virkemidler er et markedsbasert system for omsetning av kraft, i tråd med det grunnleggende rammeverket som er etablert gjennom energiloven. Det markedsbaserte omsetningssystemet må selvsagt utformes riktig, og det må



suppleres med en hensiktsmessig regulering av de funksjonene som ikke kan håndteres direkte gjennom markedet (som overføring og distribusjon av kraft).

Begrunnelse for et markedsbasert omsetningssystem som utgangspunkt er ikke minst at verdien av kraft for ulike forbrukere og kostnadene ved å produsere kraften varierer svært mye over tid og mellom ulike punkter i nettet. En samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse av kraftsystemet må reflektere dette enten vi har et markedsbasert system – der allokeringen av produksjon og forbruk skjer gjennom prismetanismen – eller et planbasert system. En effektiv allokering av produksjon og forbruk kan best ivaretas gjennom et marked der produsenter og forbrukere løpende melder inn tilbud og etterspørsel basert på egne preferanser og behov og tilgjengelig informasjon (dette er også i tråd med konklusjonene i Bye et al., 2010).

Dette betyr også at administrative inngrep i prisdannelsen vil ha store samfunnsøkonomiske kostnader. Det er fullt mulig å vedta administrativt hva kraftprisen skal være (eventuelt et maksimalt tillatt utfallsrom), både for ulike kundegrupper og landsdeler. Avgiftssystemet kan også brukes i denne sammenhengen. Det gir muligheter for både stabile og forutsigbare priser som er like mellom landsdeler, og det kan gi muligheter til å styre fordelingsvirkningene direkte. Ulempene med slike inngrep er imidlertid store:

- Forsyningssikkerheten svekkes dersom prissignaler fjernes i knapphetssituasjoner. Prisenes funksjon er i slike situasjoner å stimulere produsentene til å lagre vann og forbrukerne til å redusere uttaket av kraft, og manglende signaler øker på den måten sårbarheten for feil i nettet og risikoen for rasjonering. På sikt reduseres også incentivene til investeringer i forbruksreduserende tiltak og ny produksjon. I knapphetssituasjoner er det også viktig at forbruk (og produksjon) som har samme samfunnsøkonomiske verdi, står overfor de samme prisene. 1 kWh spart i industrien eller hos ulike typer husholdninger har akkurat den samme verdien.
- Administrativt fastsatte lave priser (lavere enn de samfunnsøkonomisk riktige prisene) innebærer at kraftsystemet må bygges ut jevnlig for å ivareta hensyn til forsyningssikkerhet og dekke et antatt økende forbruk (når prisene er lave, gir det også incentiver til industrietableringer og økt forbruk). Det gjelder både produksjon og nett. Det innebærer også at ny kraftproduksjon må subsidieres, dersom kostnadene ved ny produksjon er høyere enn de administrativt fastsatte prisene (noe som er svært sannsynlig gitt kostnadsbildet for ny produksjon). Det vil også være en utvikling i retning av høyere nettariffer, med mindre subsidier nettselskapene subsidieres. Incentivene til energieffektivisering svekkes, og må eventuelt kompenseres med støtteordninger og andre virkemidler.
- Administrativt fastsatte høye priser (høyere enn de samfunnsøkonomisk riktige prisene) innebærer på sin side incentiver til energiomlegging som er for sterke. De dyreste prosjektene innen fjernvarme og omfattende tiltak i den eksisterende bygningsmassen kan bli bedrifts- eller privatøkonomisk lønnsomme, uten at kostnadene nødvendigvis lar seg forsvare samfunnsøkonomisk.³⁵ De gir også incentiver til økte produksjonsinvesteringer (gitt at prisene tilfaller produsentene og ikke staten via avgifter).

I sum vil et system med administrative inngrep i prisdannelsen kreve omfattende tilleggsreguleringer og medføre høy risiko for feil- og overinvesteringer.

³⁵

Dette betyr selvsagt ikke at fjernvarme eller energieffektivisering generelt er samfunnsøkonomisk ulønnsomt, bare at kunstig høye kraftpriser kan føre til at vi gjennomfører enkelte tiltak som er for dyre samfunnsøkonomisk sett.



Tilsvarende vil det bli svært dyrt å bygge ut kraftsystemet for å ivareta tekniske krav til forsyningssikkerhet uten å ta hensyn til at markedsprisene og andre økonomiske virkemidler påvirker etterspørselen etter kraft.

I den grad fordelingsvirkningene av dagens markedsdesign og eventuelle endringer er uønskede, kan fordelingshensyn ivaretas gjennom virkemidler som i minst mulig grad påvirker markedsutformingen og reguleringen for øvrig.

5.2.2 Markedsdesign

Med markedsdesign forstår vi regelverket og utformingen av de fysiske og finansielle kraftmarkedene. Aktuelle tiltak i det fysiske markedet kan omfatte følgende:

- Måten overføringskapasitet allokeres på i det fysiske markedet, herunder mulighetene for samtidig klarering av energimarkedet og fastsettelse av tilgjengelig overføringskapasiteten.
- Flaskehalshåndtering, herunder prisområdeinndeling.
- Avstanden mellom markedsklarering og driftstimen.
- Prisfastsettelsen i det fysiske markedet, herunder bruk av egne kapasitetsmekanismer/markeder for kapasitet for å gi sterkere incentiver til investeringer i produksjonskapasitet og/eller energieffektivisering.

Når det gjelder de finansielle kraftmarkedene, er de i denne sammenhengen primært interessante fordi de gjør det mulig for kraftleverandører å tilby fastpriskontrakter på en effektiv måte.

Generelt vil endringer i markedsdesign som øker den tilgjengelige overføringskapasiteten gi lavere priser og mindre prisforskjeller. Bye-utvalget (Bye et al., 2010) foreslår å innføre en nodeprismodell for den norske delen av Nord Pool Spot. Det påvirker både flaskehalshåndteringen og allokeringen av overføringskapasitet, ved at overføringskapasiteten allokeres som en integrert del av markedsklareringen. Selv om nodepriser gir opphav til flere prisforskjeller, kan de gjennomsnittlige prisforskjellene mellom landsdeler samlet sett gå ned som følge av økt utnyttelse av overføringskapasiteten. Det er heller ikke gitt at alle sluttbrukere trenger å stilles overfor nodeprisene, det avhenger av etterspørselsfleksibiliteten. Det virker klart at en reduksjon av antall prisområder vil gi økte samfunnsøkonomiske kostnader, spesielt i en situasjon der andelen ikke-regulerbar fornybar kraftproduksjon øker og AMS er under innføring. Samtidig kan en modell med flere prisområder eller i siste instans nodepriser få en rekke konsekvenser med hensyn til det finansielle kraftmarkedet som må tas med i betraktningen.³⁶ NVE har igangsatt et utredningsarbeid for å undersøke nærmere mulighetene for å innføre nodepriser eller modeller med lignende virkninger, og konklusjonene fra dette arbeidet vil gi viktig informasjon om mulighetsrommet for eventuelle endringer i markedsorganiseringen (jf. NVE, 2010d og 2011b). Vi drøfter derfor ikke slike tiltak nærmere her.

Et tema som har vært mye diskutert både i faglitteraturen og i forbindelse med konkret markedsdesign, er bruken av egne markeder for kapasitet eller påslag i kraftprisen for å stimulere til investeringer i ny produksjon og/eller redusert forbruk. Kapasitetsmekanismer har vært i bruk i flere kraftmarkeder internasjonalt (tidligere blant annet i Storbritannia). Verken teoretisk eller

³⁶ Likviditeten i det finansielle markedet nevnes ofte som en utfordring med nodepriser, i tillegg til markedsrett. Når det gjelder markedsrett, er det imidlertid klart at manglende konkurranse er et problem enten vi har nodepriser eller ett nasjonalt prisområde – spørsmålet er snarere hvor kostnadene ved manglende konkurranse kommer til syne. Se også Bråten (2001).



empirisk er imidlertid konklusjonene med hensyn til slike mekanismer entydige. Vi drøfter ikke slike mekanismer nærmere i denne rapporten.

5.2.3 Økonomiske incentiver

Med økonomiske incentiver tenker vi i denne sammenhengen på virkemidler som påvirker den bedrifts-/privatøkonomiske lønnsomheten av ulike tiltak, enten det dreier seg om produksjon eller forbruk av kraft. Incentiver til investeringer i sentralnettet (både innenlands og utenlandsforbindelser) antar vi håndteres gjennom Statnetts vedtektsfestede plikt til å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Vi ser på følgende typer økonomiske incentiver:

- Nettariffer, herunder reglene for anleggsbidrag.
- Økonomiske støtteordninger til ny kraftproduksjon og konvertering til andre energibærere/mer fleksibelt kraftforbruk.
- Skattesystemet for kraftproduksjon.
- Avgiftssystemet.

Nettariffer og anleggsbidrag

Nettariffer og anleggsbidrag (direkte kundebetalinger for investeringer) kan både påvirke incentivene til investeringer i kraftproduksjon og tiltak på forbrukssiden.

Prinsipielt bør nettariiffene utformes slik at de gir riktige signaler om utnyttelsen av nettet på kort og lang sikt. Det innebærer blant annet følgende (jf. Bråten, 2001, Econ Pöyry, 2007a, Schweppe et al., 1988, og Brunekreeft og Newbery, 2005):

- Energiledet bør fastsettes slik at det reflekterer kostnadene ved marginale tap både for produksjon og uttak.
- Kapasitetsavgifter (som områdepriser er et eksempel på) brukes for å sikre at overføringen ikke overstiger kapasitetsgrensene.
- Langsiktige prissignaler gis gjennom anleggsbidrag for nytilknytninger og forsterkninger, ideelt sett også ved forsterkninger i det maskede nettet der betydelige deler av nytten ved investeringene kan henføres til én eller noen få identifiserbare kunder.

I prinsippet kan både kapasitetsavgifter og energiledet beregnes som en del av markedsprisen på kraft i ulike deler av nettet, som drøftet ovenfor med hensyn til nodepriser. I det gjeldende norske systemet er imidlertid tariffene for løpende bruk av nettet fastsatt separat gjennom et eget energiledet. I sentralnettet er energiledet langt på vei utformet i tråd med de samfunnsøkonomiske anbefalingene, med unntak av at energiledet fastsettes på grunnlag av ukentlige prognoser og ikke som en del av den daglige markedsklareringen. I distribusjonsnettet er energiledet i dag jevnt over høyere enn de marginale tapskostnadene skulle tilsi.³⁷ I distribusjonsnettet vil dette kunne ha større betydning dersom innføringen av AMS fører til at forbruket blir mer fleksibelt også i alminnelig forsyning (noe som jo er forventet).

I sentralnettet ivaretas behovet for kapasitetsavgifter i stor grad gjennom ordningen med prisområder, mens kapasitetsavgifter ikke benyttes på lavere nettnivåer.

³⁷

Dersom marginaltappet er 10 prosent og kraftprisen 40 øre/kWh, er den marginale tapskostnaden 4 øre/kWh. Landsgjennomsnittet for energiledet i distribusjonsnettet for 2012 er 18,3 øre/kWh ifølge NVEs nettleiestatistikk. Energiledet eksklusive avgifter er Selv med 20 prosent marginaltapp og 50 øre/kWh kraftpris blir ikke tapskostnaden høyere enn 10 øre/kWh.



Reduserte fastledd (eventuelt fjerning av fastleddene) og økte energiledd vil gi sterkere incentiver til tiltak på forbrukssiden. Det samme gjelder kapasitetsavgifter på lavere nettnivåer. I den grad endringer i tariffstrukturen ikke reflekterer samfunnsøkonomiske nettkostnader, innebærer dette imidlertid en risiko for samfunnsøkonomiske tap ved at det overinvesteres i tiltak som reduserer elforbruket og en suboptimal utnyttelse av det eksisterende nettet.

Et annet moment er at nettselskapenes inntekter er regulert på grunnlag av kostnader og effektivitet. Kostnadene i nettet varierer i liten grad med nivået på forbruket, og de tillatte inntektene for nettselskapene er derfor fastsatt som en fast sum og ikke en maksimalpris pr. kWh overført. Det er samtidig fastslått i forskrift til energiloven at nettselskapene skal ha en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. En overgang til en modell med høye energiledd vil derfor medføre betydelige regulatoriske utfordringer. Et alternativ er at nettselskapene kompenseres for økt inntektsrisiko gjennom høyere tillatte inntekter. Et annet alternativ er at nettselskapenes inntektsrisiko kompenseres gjennom adgang til å overføre underskudd/overskudd til tariffene i senere år (med rentjustering). Det er i tråd med dagens ordning med mer- og mindreinntekt, men tariffsvingningene fra år til år vil bli betydelig større.

Såkalte negative anleggsbidrag har vært lansert som et mulig virkemiddel for å supplere de geografiske prissignalene i markedet og gjennom nettariffene. Tanken er at investorer i ny kraftproduksjon eller andre relevante tiltak (som fjernvarmeutbygging eller regionale energieffektiviseringsprogrammer). Negative anleggsbidrag har vært drøftet i flere sammenhenger, blant annet Econ Pöry (2007a). Det er med utgangspunkt i disse arbeidene mulig å identifisere flere svakheter og utfordringer knyttet til negative anleggsbidrag:

- De er mulige å beregne i praksis, men det stiller store krav til metoder, data og detaljutforming av bidragene ettersom de må skreddersys for de aktuelle situasjonene. Spesielt er det knyttet betydelig usikkerhet til verdien av ny produksjon eller forbruksreduksjoner i et område. Bygging av en ny sentralnettslinje eller nedleggelse av eksisterende industrivirksomhet er eksempler på tiltak eller markedstilpasninger som kan redusere eller eliminere verdien av et nytt kraftverk i en underskudsregion.
- De er sårbare for strategisk atferd. For eksempel vil det i en del tilfeller bare være et begrenset antall potensielle investorer i ny produksjonskapasitet i en region, som da kan ha incentiver og muligheter til å agere strategisk for å utløse og eventuelt maksimere et negativt anleggsbidrag.³⁸ Selskaper som både eier kraftproduksjon og regionalnett står i en særstilling med hensyn til muligheter og incentiver til å agere strategisk.
- Negative anleggsbidrag sikrer bare at noe blir bygd, ikke at det faktisk er i drift når det er behov for det. Høye kraftpriser i knapphetssituasjoner øker imidlertid sannsynligheten for at anleggene vil være tilgjengelige når det er behov for dem.
- Det er ikke opplagt hvordan negative anleggsbidrag skal håndteres i nettselskapenes inntektsrammer.

I sum vil de praktiske utfordringene og risikoen for strategisk atferd bety at en ordning med negative anleggsbidrag er relativt kostbar å administrere.

Støtteordninger

Støtteordninger kan omfatte både produksjon og forbruk:

³⁸ I noen tilfeller vil trolig tiltak på forbrukssiden kunne konkurrere med ny produksjon, noe som avhjelper problemet, men det fjerner det neppe helt.



- Støtte til ny kraftproduksjon har vært gitt gjennom Enovas investeringsstøtte til fornybar kraft de senere årene, og skal fra 2012 gis gjennom det norsk-svenske markedet for elsertifikater.
- Støtte til energieffektivisering og fjernvarme gis gjennom ulike programmer i Enova.

I sentralnettet er støtteordninger mindre aktuelt. Statnett er som tidligere nevnt forpliktet gjennom vedtektene til å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer selv om de ikke skulle være bedriftsøkonomisk lønnsomme.³⁹ For å øke fleksibiliteten i forbruket i alminnelig forsyning er AMS-investeringer et viktig tiltak, og skal være gjennomført innen 1. januar 2017. Finansiering av AMS på nettselskapenes hånd skal ifølge NVE håndteres gjennom den ordinære inntektsrammereguleringen. Når det gjelder tilleggsinstallasjoner hos forbruker for å utnytte AMS, legger vi til grunn at de ordinære incentivene i markedet vil gi tilstrekkelige investeringer. Støtteordninger må eventuelt vurderes på et senere tidspunkt i lys av erfaringene.

En annen mulighet er å gi støtte til ny kraftproduksjon eller tiltak på forbrukssiden gjennom en anbudsordning med utgangspunkt i svekket regional forsyningssikkerhet. I praksis kan en slik ordning utformes som en investeringsstøtte eller en driftsstøtte. Det er en presedens i EU-retten for at investeringer i ny produksjon kan finansieres gjennom slike anbudsordninger (jf. den såkalte CADA-ordningen i Irland, omtalt i EU-kommisjonen, 2003). Det er imidlertid flere utfordringer ved en slik ordning. For det første skaper en anbudsordning utfordringer for de ordinære markedsmekanismene som skal belønne investeringer. For det andre reises spørsmål om forholdet til statsstøtteregulverket i EU (jf. også Sjøkabelutredningen utvalg IV).

Anbudsordninger har ellers mange fellestrekk med negative anleggsbidrag med hensyn til prinsipielle virkninger. Problemene med strategisk atferd kan bestå dersom det ikke er et tilstrekkelig antall tilbydere, og det er heller ikke enkelt å sikre at tiltakene som velges faktisk er tilgjengelige når de trengs (uten at det påvirker markedsprisene og dermed investeringsincentivene).

Selv om støtteordninger – utover eksisterende ordninger for produksjon og energieffektivisering – ikke er gode generelle løsninger, kan det være ønskelig å vurdere slike virkemidler på mer spesifikt grunnlag. En mulighet er å utforme målrettede støtteordninger innrettet mot energieffektiviseringstiltak i spesielt offentlig sektor og husholdninger. Slike støtteordninger er trolig lite problematiske i forhold til EUs statsstøtteregulverk,⁴⁰ og de er spesielt innrettet mot markedssvikt i regioner der det har særlig stor samfunnsøkonomisk verdi å få gjennomført tiltak. Bruken av slike støtteprogrammer må imidlertid vurderes nøye ut fra a) regionale behov og utvalget av og kostnadene ved alternative tiltak, b) treffsikkerhet og c) de administrative kostnadene ved ordningene.

Skattesystemet

Skattesystemet kan potensielt gi sterke incentivvirkninger avhengig av innretningen. Avskrivningsregler og særfradrag er viktige parametre som kan påvirke lønnsomheten av investeringer. Samtidig er det klart at endringer i skattesystemet kan ha andre effekter i tillegg, særlig med hensyn til proveny og fordeling, og de kan også ha utilsiktede incentivvirkninger. Skatteendringer er derfor ikke noe egnet generelt virkemiddel for å realisere investeringer i verken

³⁹ Det kan selvsagt være andre barrierer som medfører at Statnett ikke kan gjennomføre investeringene, for eksempel kapasitetsproblemer i leverandørmarkedet. Støtteordninger er neppe noe egnet virkemiddel til å fjerne slike barrierer.

⁴⁰ Det kan også tenkes at det vil være mulig å inkludere konkurranseutsatt virksomhet der energikostnader ikke spiller noen stor økonomisk rolle, for eksempel tjenesteytende sektor. Det må imidlertid vurderes nærmere juridisk.



kraftproduksjon eller tiltak på forbrukssiden.⁴¹ Snarere bør skattesystemet som hovedregel utformes så nøytralt som mulig. Endringer i systemet bør derfor primært innrettes mot økt nøytralitet.⁴² Aktuelle endringer i den forbindelse er følgende:

- Fjerning av skattemessige incentiver til å tilpasse størrelsen på småkraftverk. Problemet kan løses eller i det minste reduseres på flere måter, for eksempel gjennom en ordning med bunnfradrag i grunnrenteskatten for nye kraftverk eller ved å senke grensen for grunnrenteskatt til et lavere nivå. De ulike forslagene reiser flere spørsmål knyttet til den praktiske utformingen, men det er likevel en samfunnsøkonomisk gevinst å hente dersom det finnes gode praktiske løsninger.⁴³
- Økt nøytralitet i grunnrenteskatten. En mulig løsning er å betale ut skatteverdien av investeringskostnadene på investeringstidspunktet i stedet for å gi fradraget over en lengre periode gjennom avskrivninger og friinntekt (slik at grunnrenteskatten i praksis blir en kontantstrømskatt). Det har åpenbart provenykonsekvenser, men fra statens perspektiv bør nåverdieffekten være tilnærmet null.⁴⁴

I tillegg er det prinsipielt ønskelig å vurdere om eiendomsskatt og ordningen med konsesjonskraft kan utformes på en mer effektiv måte økonomisk sett. Dette reiser imidlertid en rekke spørsmål knyttet til fordeling og kompensasjon til kommuner berørt av vannkraftutbygging, og drøftes ikke nærmere her. En maksimumsverdi for eiendomsskattegrunlaget er imidlertid et viktig virkemiddel for å begrense de samfunnsøkonomiske kostnadene ved eiendomsskatten på vannkraftverk (jf. St.meld. nr. 2, 2007-2008, og Prop. 1 LS, 2011-1012).

Avgiftssystemet

Avgifter på kraftproduksjon er primært aktuelt for å kompensere for miljøkostnader ved kraftproduksjon. EUs CO₂-kvotesystem vil ivareta slike hensyn for gasskraft og eventuelt kullkraft, selv om det kan diskuteres om nivået på CO₂-kostnadene reflekterer de samfunnsøkonomiske utslippskostnadene i tilstrekkelig grad. For vannkraft er det rimelig å oppfatte i hvert fall deler av eiendomsskatt, konsesjonskraft og andre betalinger til berørte kommuner som kompensasjon for miljøinngrep. Vi drøfter ikke avgifter på kraftproduksjon nærmere som virkemiddel.

Avgifter på kraftforbruk påvirker incentivene primært ved å redusere etterspørselen, men enkelte typer avgifter kan også påvirke fleksibiliteten i etterspørselen. Vi drøfter fordelingsvirkningene av avgifter nærmere nedenfor under kompensasjonsvirkemidler. Når det gjelder konsekvensene for samfunnsøkonomisk effektivitet, er vårt utgangspunkt at elavgiften primært er en fiskal avgift og ikke en miljøavgift. Det betyr at økte avgifter på el relativt til andre energibærere vil innebære en risiko for samfunnsøkonomiske tap ved at el velges i for liten grad.

⁴¹ Det er prinsipielt mulig å tenke seg at støtte til ny fornybar kraftproduksjon skjer gjennom et tilpasset skattesystem. For eksempel kan man tenke seg at vindkraft gis gunstige avskrivningsregler. Fordelen med en slik støtteutforming er at den kommersielle risikoen blir værende hos investor og at de beste prosjektene må ventes å bli realisert (i motsetning til støtteordninger basert på garanterte inntekter). Ulempen er at systemet gir liten sikkerhet for at kvantitative mål for fornybar kraftproduksjon nås. Skattesystemet kan øke forventet avkastning, men det er ikke dermed gitt at avkastningen blir tilstrekkelig stor til at investeringene realiseres.

⁴² Mulige skatteendringer er drøftet i ECON (2003, 2005) og Prop. 1 LS (2011-2012).

⁴³ En senking av grensen medfører for eksempel økte administrative kostnader for produsenter og myndigheter, mens en ordning med bunnfradrag kan gi incentiver til å dele opp kraftverk i flere enheter for å få flere bunnfradrag (selv om mulighetene til å gjøre slike tilpasninger bør kunne begrenses sterkt gjennom konsesjonssystemet).

⁴⁴ Det er også mulig å tenke seg at utbetalingen skjer over en periode på flere år, med rentekompensasjon. Forskjellen fra dagens system vil være at nivået på fradraget er kjent på investeringstidspunktet og i praksis fungerer som en sikker fordring på staten, i motsetning til dagens system der verdien av fradraget ser ut til å bli oppfattet som usikker.



For elforbruk er det faktisk slik at utsiktene til mer fleksibelt forbruk (gjennom for eksempel AMS) medfører at de samfunnsøkonomiske kostnadene ved elavgiften blir større. Dersom kraftforbruket er lite prisfølsomt (som det tradisjonelt har vært i alminnelig forsyning i betydelig grad), er det samfunnsøkonomiske tapet ved en forbruksbasert fiskal avgift ikke nødvendigvis særlig stort. Med økt tilgang på alternativer til elektrisitet fra nettet og muligheter for mer fleksibelt elforbruk kan derimot virkningene på forbruket av en avgift bli betydelige.

Det er også mulig å etablere et topprissystem for kraft gjennom avgiftssystemet, for eksempel ved å sette en lav avgift opp til et visst forbruksnivå og en høy avgift over det angitte nivået. Dette er igjen prissignaler som primært bør gis gjennom prisene i markedet og samfunnsøkonomisk optimalt utformede nettariffer.

5.2.4 Administrative virkemidler

Med administrative virkemidler forstår vi i denne sammenhengen påbud, forbud eller krav som regulerer ulike forhold ved produksjon, forbruk eller overføring av kraft direkte. Eksempler på administrative virkemidler i dag er kravene til spenningskvalitet i forskrift om leveringskvalitet, pålegg om energibruk i bygg, krav om automatiske målere eller krav om fangst og lagring av CO₂ i gasskraftverk. I tillegg vil vi peke på konsesjonsprosessene.

Eksempler på aktuelle administrative virkemidler i tillegg til de eksisterende, kan være følgende:

- *Krav til forsyningssikkerhet.* Tekniske krav til forsyningssikkerhet kan for eksempel formuleres som en variant av N-1-kriteriet, som på et overordnet nivå innebærer at kraftsystemet skal tåle utfall av en hvilken som helst komponent uten at det medfører avbrudd for sluttbruker. Statnett opererer i dag med minimumskrav til forsyningssikkerhet i både driften og planleggingen av sentralnettet basert på N-1 og definerte grenseverdier for størrelse og varighet av avbrudd (Statnett, 2011, inneholder en detaljert oversikt over innholdet i kravene).
- *Krav til magasinifylling.* Det er mulig å stille krav til magasinifyllingen enten generelt eller på spesifikke tidspunkter. (Merk at vi her snakker om krav utover det som følger av miljøbegrunnede krav til minste regulerte vannstand, minstevannføring og lignende i konsesjoner.)
- *Restriksjoner på utenlandshandel.* Utenlandshandelen kan i prinsippet begrenses på ulike måter, for eksempel ved å forby eksport/kraftutveksling under visse grenseverdier for magasinifyllingen eller ved gitte nivåer på kraftprisene.
- *Konsesjonsprosessene.* Konsesjonsprosessene må nødvendigvis ta tid og dekke alle relevante miljøkonsekvenser, tekniske og økonomiske forhold. Det kan likevel reises spørsmål om praktiseringen av regelverket er optimal. Blant annet har det vært pekt på at uformelle kanaler har fått stor betydning i enkelte større nettprosjekter, og at det av den grunn er ønskelig å vurdere hvordan vi kan få mer rasjonelle prosesser knyttet til særlig nettinvesteringer.⁴⁵

Samlet sett er det mest å hente ved å vurdere krav til forsyningssikkerhet i sentralnettet og eventuelt på andre nettnivåer, jf. også den prinsipielle drøftingen i kapittel 2 av utfordringene knyttet til å realisere et optimalt nivå på forsyningssikkerheten gjennom markedsorganisering og

45

Se Ruud et al. (2011).



generelle økonomiske virkemidler.⁴⁶ Hvorvidt Statnetts eksisterende minimumskrav er tilstrekkelig sterke (eller om de er for sterke), og hvorvidt eventuelle krav skal forankres i forskrift eller ikke, må imidlertid vurderes nærmere. Det er trolig hensiktsmessig at det åpnes for et visst slingringsmonn med hensyn til avbruddsstørrelse og varighet for å begrense kostnadene ved å oppfylle kravene. Det kan også være ønskelig å operere med adgang til unntak dersom kostnadene ved å oppfylle kravene blir prohibitivt store i forhold til nytteverdien.⁴⁷

Krav til magasinbefylling og restriksjoner på utenlandshandel medfører i praksis omfattende inngrep i markedet og prisdannelsen. I tillegg kan slike ordninger komme i konflikt med EUs regelverk,⁴⁸ og de kan ha omfattende negative bivirkninger (som for eksempel hyppigere flom som følge av at magasinene i gjennomsnitt er fullere). Det er uansett lite trolig at slike virkemidler vil ha de ønskede effektene med hensyn til priser og forsyningssikkerhet. Tidligere analyser har blant annet vist at krav til magasinbefyllingen gir høyere priser uten at prissvingningene nødvendigvis reduseres like mye. I situasjoner med flere tørrår på rad vil det uansett bli en utfordring å opprettholde forsyningssikkerheten uten omfattende bruk av prisme-kanismen.

Restriksjoner på utenlandshandelen vil neppe bidra til vesentlig høyere forsyningssikkerhet på sesongbasis, ettersom kraftprisene i Norge normalt vil være relativt høye i situasjoner med knapphet på vann og vi derfor vil være i en importsituasjon. Det kan selvsagt oppstå situasjoner der vi raskt og uventet går fra en situasjon med eksport/energinøytral utveksling til omfattende knapphet (jf. den tørre høsten 2002). Disse er imidlertid i praksis umulige å forutse, og må eventuelt håndteres via generelle restriksjoner på handelen. Det gir store samfunnsøkonomiske kostnader som neppe oppveies av nytten. Et annet moment er selvsagt at utenlandsforbindelser og handel med andre land har en generelt prisstabiliserende virkning som vist i kapittel 4.

5.2.5 Kompensasjonsordninger

Med kompensasjonsordninger sikter vi til ordninger som er innrettet mot fordelingsvirkningene av kraftprisforskjeller mellom regioner og variasjoner i prisnivået (både regionalt og nasjonalt) over tid.

- *Budsjettfinansierte.* Det er mulig å utjevne kraftprisforskjeller gjennom utbetaling av et beløp finansiert via statsbudsjettet. Kompensasjonsbeløpet kan beregnes som en funksjon av kraftprisen og faktisk forbruk for enkeltkunder. Dette gjelder både prisvariasjoner mellom landsdeler og over tid, jf. dagens ordning for utjevning av nettleie.
- *Finansielle kontrakter.* Obligatoriske finansielle kontrakter for utvalgte sluttbrukere (for eksempel alminnelig forsyning) kan gi like kraftkostnader mellom landsdeler og over begrensede tidsperioder. Finansielle kontrakter sikrer at forbrukerne fortsatt kan respondere på prissignaler i det fysiske markedet, men svekker incentivene til å tilpasse forbruket til prisene. Det innebærer dessuten et vesentlig inngrep i kundenes frihet til å inngå kontrakter og leverandørvalg. Det reiser også en del praktiske spørsmål knyttet til hvem som skal inngå kontraktene (staten, leverandører, nettselskaper) og hvordan de konkrete betalingsstrømmene og risikofordelingen skal se ut.

⁴⁶ Sjøkabelutredningen utvalg IV konkluderer med at tekniske krav til forsyningssikkerhet som N-1 kan være hensiktsmessig også ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.

⁴⁷ Lignende unntaksmuligheter finnes i andre land som opererer med definerte krav til forsyningssikkerhet ved dimensjonering av nettet, blant annet Storbritannia, se THEMA (2011c). Jf. også drøftingen av kriterier for forsyningssikkerhet i Bye et al. (2010).

⁴⁸ I denne sammenhengen minner vi også om EUs inngripen mot den svenske praksisen med å flytte interne flaskehalsen i det svenske sentralnettet til grensene mot andre land ved å redusere den tilgjengelige overføringskapasiteten mellom Sverige og andre land.



- *Avgifter.* Avgifter kan brukes til å justere for både prisforskjeller over tid og mellom landsdeler, enten som en ren administrativ justering eller ved at avgiftene justeres automatisk ved avvik fra målsatte nivåer eller intervaller. Administrative justeringer kan fort bli lite treffsikre (ettersom de krever at de ansvarlige myndighetene gjetter på kraftprisutviklingen både samlet og regionalt), mens automatiske justeringer vil treffe bedre (og vil på den måten i praksis ligne finansielle kontrakter). Avgiftsvariasjoner påvirker også prissignalene og vil på den måten svekke forsyningssikkerheten.

Samlet sett er trolig budsjettfinansierte utjevningsordninger best egnet ettersom de i minst grad påvirker prissignalene som sluttbrukerne står overfor. Samtidig er det klart at ulike typer fordelingsvirkemidler vil ha samfunnsøkonomiske kostnader selv om de utformes slik at de ikke påvirker driften og utviklingen av kraftsystemet. Budsjettfinansiering øker behovet for skattefinansiering, som har en samfunnsøkonomisk kostnad ved at tilbudet av arbeid og andre beslutninger vrir fra det optimale (jf. NOU 1997:27).⁴⁹ I tillegg vil det påløpe kostnader til å administrere virkemidlene. Kostnadene bør dessuten ses i forhold til størrelsen på fordelingsvirkningene mellom regioner og ulike kundegrupper (jf. den gjennomsnittlige prisforskjellen på ca. 2 øre/kWh mellom Midt-Norge og Sør-Norge 2004-2011). Vi minner også om at staten (og kommunene) har en rekke generelle virkemidler som kan brukes for å kompensere for høye kraftkostnader.

5.3 Oppsummering

Basert på vurderingene ovenfor, er våre forslag til virkemidler på et overordnet nivå følgende:

- Økning av den tilgjengelige overføringskapasiteten i markedet og økt utnyttelse av det eksisterende nettet bør være en prioritert oppgave hos Statnett og NVE. Valg av løsninger krever imidlertid ytterligere analyser. Vi viser i denne sammenhengen til pågående utredningsarbeid i regi av NVE.
- Utover eksisterende støtteordninger for fornybar kraft og energieffektivisering, bør det vurderes om innsatsen for energieffektivisering i alminnelig forsyning kan forsterkes i regioner med en svekket forsyningssikkerhet.
- Justeringer i skattesystemet for vannkraft bør vurderes med sikte på å oppnå full nøytralitet, slik at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer også blir bedriftsøkonomisk lønnsomme.
- Det bør finnes tekniske krav til forsyningssikkerhet som veiledende for dimensjonering av spesielt sentralnettet, for eksempel basert på N-1 i tråd med Statnetts gjeldende minimumskrav til forsyningssikkerhet. Det er viktig at de tekniske kravene utformes i samsvar med energilovens grunnleggende formål om samfunnsmessig rasjonalitet og samfunnsøkonomisk effektivitet.
- Dersom det er ønskelig å påvirke fordelingsvirkningene av varierende kraftpriser (over tid eller mellom landsdeler), kan budsjettfinansierte ordninger vurderes, alternativt en form for finansielle kraftkontrakter. Vi vil imidlertid også påpeke at det finnes et etablert generelt virkemiddelapparat som kan brukes.

49

Når vi antar at det ikke er mulig å øke ikke-vridende skatter.



REFERANSER

- Amundsen, E. A., & Bergman, L. (2006): "Why has the Nordic electricity market worked so well?" *Utilities Policy* 14, pp. 148-157.
- Amundsen, E. S., & Bergman, L. (2007): "Provision of operating reserve capacity: Principles and practices on the Nordic electricity market." *Competition and Regulation in Network Industries*, 2 (1), 73-98.
- Brunekreeft, G., K. Neuhoff og D. Newbery (2005): "Electricity transmission: An overview of the current debate", *Utilities Policy*, 13 (2005), 73-93.
- Bråten, J. (2001): Det økonomiske samspillet mellom nett og kraftmarked. Sammendragsrapport. Forskningsrapport 92/01, ECON Senter for økonomisk analyse.
- Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G., & Riis, C. (2010). Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Diamond, P. L., & Hausman, J. A. (1994): "Contingent Valuation: Is some number better than no number?" *Journal of Economic Perspectives*, 8 (4), 45-6.
- ECON (2003): Kraftverksbeskatning og investeringer. Notat 2003-019, ECON Analyse.
- ECON (2005): Bunnfradrag for grunnrenteskatt. Notat 2005-038, ECON Analyse.
- Econ Pöyry (2007a): Vilkår for ny kraftproduksjon. Oslo: Econ Pöyry.
- Econ Pöyry (2007b): Energiloven og energieffektivisering. Oslo: Econ Pöyry.
- Enova. (2011a): Historie. <http://www.enova.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1156>
- Enova (2011b): Resultatrapport 2010. Trondheim: Enova.
- Enova (2011c): Enovas varmerapport 2010. Trondheim: Enova.
- EU-kommisjonen (2003): State aid N 475/03-Ireland. Public Service Obligation in respect of new electricity generation capacity for security of supply.
- Hammer, U. (2007): Investeringer i kraftproduksjon og nett. En rettslig studie. Oslo, 9. mai 2007.
- Joskow, P. L. (October 25, 2005). Supply security in competitive electricity and natural gas markets, Essay prepared for the Beesley Lecture in London,.
- NordREG (2011). NordREG report on the price peaks in the Nordic wholesale market during winter 2009-2010. København: NordREG - c/o Energitilsynet.
- NOU 1997:27: Nytte-kostnadsanalyser. Finansdepartementet.
- NOU 2000:18: Skattlegging av petroleumsvirksomhet. Oslo: Finansdepartementet.
- NOU 2007:8: En vurdering av særavgiftene. Finansdepartementet.
- NVE (2009): Fornybar energi. <http://nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi>
- NVE (2010a): Tilgangen til fornybar energi i Norge - et innspill til Klimakur 2020. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE (2010b): Klimagassutslipp fra fjernvarme: Tiltak og virkemidler. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE (2010c): Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger - et innspill til Klimakur 2020. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.



NVE (2010d): Capacity allocation and congestion management. A new model for the power market? Report 2010:03, Norges vassdrags- og energidirektorat. Ed. Vivi Mathiesen.

NVE (2011a): Avanserte måle- og styringssystemer. Høringsdokument februar 2011. Dokument nr. 1/2011, Norges vassdrags- og energidirektorat.

NVE (2011b): Mapping of selected markets with Nodal pricing or similar systems. Australia, New Zealand and North American power markets. Report 2011:02, Norges vassdrags- og energidirektorat. Ed. Vivi Mathiesen.

NVE (2011c): Pumpekraft i Noreg. Kostnader og utsikter til potensial. Rapport 22/2011, Norges vassdrags- og energidirektorat.

P. Joskow. (2005): Supply Security in Competitive Electricity and Natural Gas Markets. Manuscript prepared for the Beesley Lecture in London on October 35, 2005, pp. <http://econ-www.mit.edu/files/1183>.

Prop. 1 LS (2011-2012): Skatter, avgifter og toll 2012. Finansdepartementet.

Pöyry Management Consulting og THEMA Consulting Group (2010): Challenges for Nordic Power. How to handle the renewable electricity surplus. Econ report 2010-083 og THEMA-rapport 2010-3.

Ruud, A., J.J. Kielland Haug og W. Lafferty (2011): "Case Hardanger". En analyse av den formelle konsesjonsprosessen og mediedekningen knyttet til den omsøkte luftledningen Sima-Samnanger. TRA7093, SINTEF Energiforskning.

Sandsmark, M. (2009): "A regional energy paradox - the case of Central Norway", Energy Policy 37(11), 4549-4556.

Schweppe, Fred C., Caramanis, Michael C., Tabors, Richard D. og Bohn, Roger E. (1988): Spot pricing of electricity. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers.

Sjøkabelutredningen Utvalg III: Konsekvensene av at man trenger lenger tid på en ny overføringsforbindelse til Bergensområdet (BKK-området). Rapport fra Sjøkabelutredningen Utvalg III. 1. februar 2011.

Sjøkabelutredningen Utvalg IV: Samfunnsøkonomiske virkninger. Rapport fra Sjøkabelutredningen Utvalg IV. 1. februar 2011.

SSB (2011). Elektrisitetsstatistikk, 2009 - Lågere driftsresultat i kraftsektoren. Oslo: SSB.

St.meld. nr. 2 (2007-2008): Revidert nasjonalbudsjett 2008. Finansdepartementet.

St.meld. nr. 34 (2006-2007): Norsk klimapolitikk. Miljøverndepartementet.

Statnett (2010): Nettutviklingsplan 2010. Oslo: Statnett.

Statnett (2011): Nettutviklingsplan 2011.

Svenska Kraftnät (2010): Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2009/2010 och 2010/2011. Sundbyberg: Svenska Kraftnät.

THEMA Consulting Group (2011a): Nett og verdiskaping. Rapport 2011-5.

THEMA Consulting Group (2011b): En landsdel på vent – Nett og verdiskaping i Midt-Norge og Sogn og Fjordane. Rapport 2011-6.

THEMA Consulting Group (2011c): Kriterier for sentralnettsinvesteringer. Rapport 2011-14.

