



THEMA
CONSULTING GROUP

Offentlig

**Om markedsmekanismen og
marginalprising i
kraftmarkedet**

THEMA Notat 2022-01

Om prosjektet

Om notatet

Prosjektnummer:	ENO-21-15	Notatnummer:	2022-01
Oppdragsgiver:	Energi Norge	ISBN-nummer:	978-82-8368-101-7
Prosjektdeltakere:	Berit Tennbakk	Ferdigstilt:	4. februar 2022

Innhold

Bakgrunnen for dereguleringen og innføringen av markedsbasert kraftomsetning	5
Teoretisk grunnlag for marginalprising	5
<i>Marginalprising og kortsiktig ressursutnyttelse</i>	5
<i>Marginalprising og handel</i>	6
<i>Marginalprising og investeringsincentiver</i>	6
<i>Gjennomsnittsprising</i>	6
<i>Auksjoner</i>	6
Marginalprising i kraftmarkedet	7
<i>Kortsiktig ressursutnyttelse</i>	7
<i>Utvexling med andre land</i>	8
<i>Langsiktig prisdannelse</i>	8
Gevinster av markedsmodellen	9
Vurdering av alternative modeller	9
<i>To-prissystem i spotmarkedet</i>	9
<i>Forbud mot eksport når magasinfyllingen er lav</i>	10
<i>Maksimumspris</i>	12
<i>Toprisordning for sluttbrukere</i>	12
<i>Fastprisavtaler</i>	12
Oppsummering av konklusjoner	13

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6 0158 Oslo, Norway Foretaksnummer: NO 895 144 932 www.thema.no	THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologifag.
--	---

De høye strømprisene i høst og vinter har ført til diskusjoner om markedsmodellen generelt og om marginalprising spesielt. I dette notatet gjør vi rede for fordelene med dagens ordning og drøfter kort andre modeller som to-prissystem, regulerte priser o.l. Vi vurderer også konsekvensene av å forby eller redusere eksporten når magasinfyllingen er lav.

Bakgrunnen for dereguleringen og innføringen av markedsbasert kraftomsetning

Fram til 1991, da markedsbasert kraftomsetning ble innført i Norge, hadde vi et system der kraftselskapene hadde monopol på både kraftleveranser og nett i sine konsesjonsområder. Kundene kunne ikke velge leverandør, og kraftselskapene hadde forsyningsplikt og fikk dekket alle sine kostnader gjennom en samlet tariff. Områdekonsesjonærene dekket leveranseforpliktelsen med kraftproduksjon fra egne kraftverk eller langsiktige fastkraftavtaler med Statskraftverkene.

Prisen til forbrukere var basert på de samlede kostnadene for nett og produksjon og/eller fastkraft, prisene reflekterte med andre ord gjennomsnittskostnaden i hvert konsesjonsområde. Statskraftverkene – som ble delt i Statkraft og Statnett i forbindelse med markedsreformen – solgte kraft til kraftintensiv industri og andre kraftselskaper på langsiktige kontrakter som ble behandlet av Stortinget. Kontraktprisen ble bestemt av Stortinget hvert år i forbindelse med behandlingen av statsbudsjettet (Bjørndalen m.fl. 1989)¹. Prisen var satt slik at de fulle kostnadene ved å bygge ut ny produksjon, dvs. både kapitalkostnader, faste og variable kostnader, ble dekket. Utover 80-tallet steg kostnadene og dermed prisen i Statkraftkontraktene.

Kraftproduksjonen var også den gang basert på vannkraft med varierende magasinkapasitet og stor variasjon i vanntilgangen mellom år. Forsyningsplikten var konkretisert til at vi skulle ha tilstrekkelig produksjon til å dekke forbruket i 27 av 30 år (med utgangspunkt i historiske værdata)².

Også i dette systemet var det behov for koordinering og utveksling mellom konsesjonsområdene og med andre land. Koordinering og utveksling mellom produsentene i Norge ble ordnet gjennom den såkalte Samkjøringen, og vi hadde avtaler om import og eksport med Sverige og Danmark. Via Samkjøringen kunne produsentene selge overskuddskraft, såkalt tilfeldig kraft. Tilfeldigkraftprisen ble også lagt til grunn for eksporten.

På grunn av selvforsyningskravet var det ofte et betydelig kraftoverskudd, noe som innebar at tilfeldigkraftprisen var mye lavere enn fastkraftprisen som lå til grunn for prisene til sluttforbrukerne. Dette var en viktig del av begrunnelsen for dereguleringen. Særlig industrien var misfornøyd med at de måtte

betale høyere priser samtidig som vi hadde et kraftoverskudd som vi eksporterte billig til nabolandene. Det var også en generell bekymring for kostnadene knyttet til stadig utbygging av ny, dyr produksjonskapasitet, og for at presset for å holde kostnadene i sektoren nede, ikke var sterkt nok.

Teoretisk grunnlag for marginalprising

Marginalprising og kortsiktig ressursutnyttelse

Marginalprising innebærer at markedsprisen settes lik variabel produksjonskostnad for den dyreste enheten som må produseres for å dekke etterspørselen i markedet. Marginalkostnaden reflekterer kostnaden for å produsere én ekstra enhet av en vare. For de fleste varer er marginalkostnaden konstant (innenfor tilgjengelig produksjonskapasitet) eller økende med økt produksjon.

Marginalprising stimulerer til at samfunnets ressurser brukes på en måte som sørger for at verdien av de ressursene som er tilgjengelige, blir størst mulig. Sagt på en annen måte, sørger markedsprisene for at knappe ressurser fordeles til de anvendelsene der de er mest verdt. Dersom en ressurs ikke er knapp, er den gratis.

Produsentene konkurrerer om å levere en vare i markedet og er villige til å produsere såfremt de får dekket de variable kostnadene. Hvis markedsprisen ikke dekker produsentens variable kostnader, går produksjonen med tap og produsenten vil derfor velge å ikke produsere. Markedsprisen blir lavere fordi markedsetterspørselen kan dekkes av andre produsenter som har lavere variable produksjonskostnader.

Forbrukerne som etterspør varen, vil på sin side ikke betale mer for varen enn det de mener den er verdt. Dvs. at hvis prisen blir for høy, vil de enten la være å kjøpe varen, redusere forbruket sitt av varen, eller, hvis det er mulig, kjøpe en annen vare som erstatning (substitutt). Den marginale betalingsviljen er den prisen forbrukeren er villig til å betale for å kjøpe én enhet til av varen. Nyttens som en forbruker har av en vare, er som oftest synkende med forbruket (avtagende marginalnytte).

I et marked der det er mange produsenter og forbrukere og det er frivillig å selge og kjøpe varen, vil markedsprisen innstille seg slik at produsentene får dekket produksjonskostnaden mens forbrukerne betaler den prisen de mener varen er verdt. Hvis prisen settes høyere, er produsentene villige til å selge mer, men

¹ Bjørndalen, J., E. Hope, E. Tandberg og B. Tennbakk: Markedsbasert kraftomsetning i Norge, Rapport nr. 7'89, Senter for anvendt forskning, Norges Handelshøyskole.

² Regelen med 27 av 30 år var referert til historiske værdata for de siste 30 årene. Som i dag, ble den relevante historikken oppdatert ved hvert tiårsskifte, noe som også betydde at selvforsyningsmålet ble justert tilsvarende f.eks. klimaendringer.

forbrukerne vil kjøpe mindre (og produsenten får ikke solgt hele produksjonen). Hvis prisen settes lavere, vil forbrukerne ønske å kjøpe mer, men produsentene vil produsere mindre (og alle forbrukerne vil ikke få kjøpt). Derfor sier vi at markedsliekevikt innebærer at marginalkostnaden er lik marginal betalingsvilje.

Markedsliekevikten gir maksimal verdiskaping fordi alle enheter som produseres får dekt sine kostnader samtidig som forbrukerne ikke betaler mer enn de er villige til.

De faste kostnadene til produsentene, kapitalkostnader og faste driftskostnader, er gitt på kort sikt (såkalt «sunk»). Når prisen er høyere enn de variable produksjonskostnadene, som den vil være for det meste av produksjonen når marginalkostnaden er stigende, tjener produsentene mer enn det som skal til for å dekke de variable kostnadene. Dette overskuddet går til å dekke kapital- og faste kostnader, og til utbytte til eierne. Tilsvarende har forbrukerne høyere betalingsvilje for de fleste enhetene de forbruker (siden marginalnytt er synkende). Dette overskuddet (konsumentoverskuddet) kan de bruke til å kjøpe andre varer og tjenester.

Marginalprising og handel

Marginalprising fører også til effektiv handel: Dersom det er billigere å importere en vare, inkludert produksjonskostnader og transportkostnader, kan norske ressurser, dvs. arbeidskraft, kapital og råvarer, brukes til å produsere varer der vi har relativt lavere kostnader og dermed en konkurransefordel. Og dersom vi kan produsere varen billigere hjemme, f.eks. fordi innsatsfaktorene er billigere eller transportkostnadene høye, er det lønnsomt å produsere varen her.

Marginalprising og investeringsincentiver

Hvis etterspørselen øker slik at produksjonskapasiteten blir knapp, øker prisene. Når maksimal produksjonskapasiteten er nådd, vil ikke konkurranse mellom produsentene føre til at prisene på kort sikt tilsvarer marginalkostnaden. Hvis prisen settes lik marginalkostnad, vil etterspørselen bli høyere enn det produsentene kan produsere. Produsentene vil da sette opp prisen og de forbrukerne som har høyest betalingsvilje kjøper varen. De som har lavere betalingsvilje eller større mulighet til å tilpasse forbruket, vil kjøpe mindre. Høyere markedspriser vil imidlertid gjøre det lønnsomt å øke produksjonskapasiteten, slik at prisene på litt lengre sikt (avhengig av hvor lang tid det tar å utvide produksjonskapasiteten) kommer tilbake mot en likevekt der produsentene samlet sett får dekket både sine variable og faste kostnader.

I teorien innebærer marginalprising altså at vi på kort sikt fordeler knappe ressurser på en måte som gir størst verdi for samfunnet som helhet, og på lengre sikt at markedsprisene stimulerer til investeringer i ny produksjonskapasitet når det er lønnsomt.

Marginalprising gjør at det lønner seg for produsentene å produsere så lenge de får dekket sine variable kostnader. I noen timer og perioder må de imidlertid få høyere priser slik at de også får dekket kapitalkostnader og andre faste kostnader. Hvis de ikke får det, går de med underskudd. Da vil det heller ikke være lønnsomt å investere i ny produksjonskapasitet.

Gjennomsnittsprising

Et alternativ til marginalprising er et system med gjennomsnittsprising, jfr. beskrivelsen av det systemet vi hadde i kraftmarkedet før markedsreformen. Det innebærer at prisen inkluderer både variable og faste kostnader. I noen tilfeller ville det gitt høyere priser enn med marginalprising, i noen tilfeller ville prisen blitt lavere. Men prisen måtte i alle tilfeller vært regulert – i et marked med fri konkurranse vil ikke aktørene tilby gjennomsnittspris. Hvis f.eks. en aktør nekter å tilby en vare til en pris som ligger under gjennomsnittsprisen, vil andre aktører tjene på å underby denne aktøren og dermed ta over markedet.

Hvis kapasiteten i markedet er knapp, vil en markedspris som reflekterer gjennomsnittspris, føre til for høy etterspørsel. Noen vil ikke få kjøpt varen fordi det er tomt når de kommer til butikken, eventuelt må de stille seg i kø for å få varen senere. I motsetning til tilfellet med marginalprising, vil varen i dette tilfellet «rasjoneres» ut fra andre kriterier enn betalingsvilje.

Og dersom alle produsenter uansett får dekket sine fulle kostnader, har de ingen incentiver til å være effektive eller innovative for å kutte kostnader.

Auksjoner

Markedsdynamikken som er skissert over, passer til markeder med løpende kjøp og salg. Noen markeder er organisert som auksjoner (på faste tidspunkter) der produsentene på forhånd byr inn en pris som de er villig til å levere ulike kvantum av en vare for. I slike auksjoner kan prisen settes lik det marginale budet (dvs. at alle får den høyeste prisen som må betales for å få kjøpt volumet som auksjoneres, også kalt pay-as-clear), noe som tilsvarer marginalprising.³

Alternativt kan alle aktørene som får tilslag (som til sammen kan levere hele det etterspurte kvantumet), få betalt det de byr (pay as bid). Både teori og praksis tilsier imidlertid at de produsentene som vet at de har relativt lave kostnader, vil by over sin marginalkostnad

³ Elspot er organisert som pay as clear-auksjoner for hver time neste døgn, mens Intradag-markedet er organisert som løpende kjøp og salg. Noen systemtjenester er basert på pay as bid.

(inkludert kapital- og faste kostnader). Både pris og kostnader i pay as bid-auksjoner vil derfor tendere mot samme nivå som for pay as clear-auksjoner.

Marginalprising i kraftmarkedet

Markedet og prismekanismen er en suveren planleggings- og koordineringsmekanisme fordi løsningen bygger på detaljert informasjon, beregninger og vurderinger fra alle tilgjengelige kilder. Når hver enkelt produsent søker å få høyest mulig verdi ut fra sine forutsetninger, gir det samlet sett størst verdi for samfunnet som helhet.

Kortsiktig ressursutnyttelse

De variable produksjonskostnadene for vannkraft er lave, NVE (2019)⁴ oppgir f.eks. en kostnad på 4 øre/kWh som også omfatter faste (dvs. produksjonsuavhengige) driftskostnader. Vannkraftprodusentene må imidlertid ta hensyn til at tilgangen til vann ikke er ubegrenset, og at den er usikker, når de byr inn sin produksjon i markedet. En vurdering av prissettingen i et kraftmarked dominert av vannkraft, må ta dette i betraktning.

Vanntilgangen til vannkraftverkene følger ikke forbruket. Vi trenger derfor magasiner for å spare vann fra perioder med høye tilsig og lavt forbruk til perioder med lave tilsig og høyt forbruk. Kraftetterspørselen er høyest om vinteren, og da er også verdien av vannkraften høyest for forbrukerne fordi oppvarmingsbehovet er størst. Etter høstmånedene kommer det lite vann inn i magasinene (som ofte ligger høyt) fordi nedbøren kommer som snø og det er lite smelting. Derfor bør magasinene være tilnærmet fulle ved inngangen til vinteren. Gjennom vinteren tappes magasinene for å dekke etterspørselen. Så når våren kommer i april, er magasinfyllingen lav og magasinene klare til å ta unna smeltevannet. Gjennom sommeren er etterspørselen lav, men produsentene må likevel passe på å produsere nok for å ha plass til å lagre nedbøren som kommer om høsten. En grunnleggende utfordring er at været varierer mye og at det er usikkert. Noen ganger blir høsten tørr og vinteren kald, andre ganger blir høsten våt og vinteren mild. Siden man ikke vet på forhånd hvordan været blir, er det utfordrende å planlegge vanddisponeringen slik at man både har nok magasin kapasitet og nok magasinert vann. I praksis bruker vannkraftprodusentene komplekse matematiske modeller og en stor mengde data for å optimere vanddisponeringen.

Hva har dette med marginalprising å gjøre? Jo, siden tilgangen til vann ikke er ubegrenset, må vannkraftprodusentene også ta hensyn til hvilken pris de kan oppnå hvis de sparer vannet og produserer på et senere tidspunkt. De må ta hensyn til at vannet har en alternativverdi (i vannkraftsystemet kaller vi det vannverdi).

Alternativverdien varierer fra kraftverk til kraftverk og avhenger bl.a. av hvor stor magasin kapasiteten er, magasinfyllingen og vær- og prisutsiktene framover. Nedbør som kommer i dag, kan produseres i dag eller spares i magasinet. Hvis det produseres i dag, får det dagens pris. Hvis det spares, kan det produseres til den høyeste prisen som forventes i overskuelig fremtid. Hva den er, og om den er høyere eller lavere enn dagens pris, kommer an på hvor lenge vannet kan spares og hvilken årstid vi er i. Om høsten har produsentene altså incentiv til å spare vann, slik at vi har nok vann til vinteren.

Marginalprising (og alternativverdi) er mekanismer som bidrar til at vannet disponeres på *best mulig måte* gitt usikkerheten om både fremtidig forbruk og produksjon (tilsig). *Budene* til hver enkelt produsent reflekterer egenskapene og ressursituasjonen i det enkelte kraftverket. På denne måten koordinerer *markedet* produksjonsbeslutningene til alle vannkraftanleggene i hele landet. *Prisen* inneholder situasjonen og vurderingene til alle markedsaktørene og signaliserer om vi samlet sett er i en overskudds- eller underskuddssituasjon, og den *endrer seg* så snart utsiktene endrer seg, dvs. når det kommer ny relevant informasjon.

Planleggingsutfordringen er knyttet til usikkerheten om framtidig tilsig og etterspørsel, og den blir ikke mindre av å bruke andre mekanismer. Vannkraftprodusentene må uansett sørge for å ha nok vann til vinteren og nok magasin kapasitet til å ta unna tilsiget fra vårsmeltingen og høstregnet. I Norge er kraftproduksjonen mest verdt om vinteren, uavhengig av hva som er mekanismen for å disponere tilsiget. Det er ikke noen markedskonstruksjon. Wolfgang m.fl. (2007) viser at et marked med velfungerende konkurranse mellom produsentene, vil føre til at vannet disponeres på en samfunnsmessig optimal måte.⁵ De finner det sannsynlig at produsentene var for forsiktige før innføringen av energiloven.

Så lenge det er mange produsenter som konkurrerer, og alle tilstreber å maksimere verdien av sin produksjon, disponeres samlet vannkraftpotensial altså på best mulig måte for samfunnet som helhet. Siden produsentene tilstreber å produsere mest når prisene (og verdien) er høyest, bidrar konkurransen til å redusere prisene i disse periodene. Det er derfor vi har relativt liten prisvariasjon fra time til time i det norske systemet. Sesongvariasjonene i prisen skyldes tilsigs- og forbruksmønsteret, sammensetningen av produksjons- og magasin kapasitet, og endringer som beskrevet over. Og variasjonene fra år til år skyldes særlig den store variasjonen i tilsig mellom år (pluss/minus 15-20 prosent).

⁴ <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>

⁵ Wolfgang, Ove, Arne Haugstad, Birger Mo, Ivar Wangensteen og Gerard Doorman (2007): Magasindisponering før og etter energiloven, SINTEF Energiforskning AS.

Utteksling med andre land

I våte år kan vi ha et betydelig overskudd. Da er det nyttig å kunne eksportere overskuddet. Hvis vi ikke får eksportert, risikerer vi at magasinene renner over. I tørre år trenger vi import. Hvis vi ikke har tilgang til import, må vi rasjonere kraften, enten ved å sette opp prisene eller ved å – administrativt eller politisk – bestemme at noen ikke får så mye som de ønsker. Heller ikke det gamle systemet la opp til selvforsyning i alle år – fordi det ble for dyrt. Da måtte vi ha bygd – og dekket kostnadene for – produksjonskapasitet som bare ville blitt brukt i noen få år og i korte perioder. På kort sikt fungerer markedet slik at når vi har stort overskudd, setter produsentene ned prisene (tilbudt i spotmarkedet) for å bli kvitt overskuddet, og vi eksporterer til andre land. Når vi har underskudd, setter produsentene opp prisene for å spare på vannet og vi får import. Kraftutveksling er med andre ord også viktig for å sikre at vi får nok kraft i tørre år.

Handel med andre land gir oss også mulighet til å utnytte fleksibiliteten i vannkraftmagasinene på kort sikt. I tiden før det grønne skiftet tok til, da produksjonskapasiteten i f.eks. Danmark hovedsakelig var basert på kullkraft, importerte vi kraft fra dem om natta og eksporterte om dagen. Det var basert på marginalprising: Om natta var etterspørselen lav i Danmark og samtidig var det dyrt å slå av kullkraftverkene. Da var det billigere å kjøpe kraft derfra i stedet for å produsere eget vann. Om dagen var etterspørselen høy og danskene måtte kjøre opp produksjonen og øke prisene. Da kunne vi bruke mer av vannet og eksportere til Danmark. Resultatet var lavere kostnader i det danske systemet og høyere verdi av norsk vannkraftproduksjon. Merk at denne utvekslingen er lønnsom for begge parter, selv om nettoutvekslingen er den samme (like stor import som eksport i løpet av døgnet). Det er samme prinsipp som ligger til grunn for utvekslingen i dagens integrerte europeiske system, selv om utvekslingsmønsteret er mindre systematisk med økende innslag av vind- og solkraftproduksjon som også varierer med været.

Den store fordelene med marginalprisingsprinsippet er at det stimulerer aktørene til å gjøre så gode vurderinger som mulig av verdien av produksjonen, og at det gir grunnlag for å dele ressurser på tvers av markedene når det er lønnsomt for alle parter.

Høsten og vinteren 2021 er svært spesiell. Hos handelspartnerne våre er prisene skyhøye fordi lav vindkraftproduksjonen har ført til økt gasskraftproduksjon samtidig som gassprisen har vært unormalt høy. Økt gasskraftproduksjon har økt etterspørselen etter utslippskvoter og CO₂-prisen har skutt i været. I timer når vinden ikke blåser, er det kostnadene ved å produsere gasskraft som bestemmer marginalprisen. (Vindkraft kan ikke lagres, den må brukes når det blåser.) Siden eksport og import mellom Norge og andre land bestemmes av prisforskjeller fra time til time, må norske produsenter sette prisen så høyt at eksporten ikke blir så stor at magasinene tømmes. Samtidig var sommeren og tidlig høst

unormalt tørre i Norge. Likevel hadde vi netto eksport i de fleste ukene gjennom høsten. Dersom produsentene hadde budt lavere priser, ville vi imidlertid hatt enda større eksport og enda lavere magasinifylling. Det ville økt sannsynligheten for enda høyere priser og knapphet til vinteren.

Akkurat i dagens situasjon ville vi trolig hatt lavere priser dersom vi hadde hatt mindre utvekslingskapasitet. Men en grunn til at vi kan ha netto eksport selv om magasinifyllingen er lav og vi nærmer oss vinteren, er at vi har mulighet til å importere strøm til vinteren dersom det blir kaldt og tørt i januar og februar.

Langsiktig prisdannelse

Diskusjonen om marginalprising fokuserer ofte på den rollen prisen spiller *på kort sikt*, dvs. for utnyttelsen av den kapasiteten har bygd ut. Men en vel så viktig funksjon er å bidra til effektive investeringsbeslutninger, dvs. utbygging av ny kapasitet.

I kraftmarkedet innebærer marginalprising altså at markedsprisene vil variere betydelig både gjennom år og mellom år. Det kan være en utfordring for forbrukerne (mer om det under), men både for løpende produksjon og for investeringer i ny produksjon, er marginalprising viktig. Prisutviklingen over tid signaliserer verdien av ny kraftproduksjon, og ikke minst hvilken kraftproduksjon det er behov for. I tiåret etter markedsreformen, så vi at prisene – og investeringene – falt. Det kom av at det gamle systemet førte til overinvesteringer. Rundt årtusenskiftet nærmet vi oss større likhet mellom produksjon og forbruk – prisene økte, og flere investeringer ble realisert.

Rundt 1990 var det ikke like stor oppmerksomhet omkring menneskeskapte klimaendringer som i dag. Særlig etter 2000 har investeringer i ny fornybar kraftproduksjon vært stimulert gjennom ulike støtteordninger, dvs. at investeringene i stor grad har vært mer styrt av politikk enn av markedet (det gjelder enda mer i andre land enn i Norge). Marginalprising bidrar like fullt til å reflektere markedsverdien av produksjonen: Det stimulerer til at overskuddsproduksjon i større grad blir brukt (når det er overskudd) og at det ikke blir investert i enda mer produksjonskapasitet.

Store prisvariasjoner signaliserer også behov for fleksibilitet. Prisene er f.eks. lavere når det er stor vindkraftproduksjon. Det betyr også at det blir mer lønnsomt å investere i fleksibel produksjonskapasitet, inkludert f.eks. batterier og hydrogen, eller økt effektkapasitet i vannkraftverk. Stor prisvariasjon gjør det også lønnsomt for forbrukerne å bli mer fleksible og/eller redusere forbruket. Mer fleksibilitet bidrar til at de samlede kostnadene i kraftsystemet (inkludert nettkostnadene) blir lavere enn de ellers ville vært.

Prisen gir altså viktige signaler til forbrukerne. Vi så f.eks. i fjor høst at etterspørselen etter solpaneler og varmepumper økte. Det kommer som et resultat av høye priser. På kort sikt hjelper slike

tiltak kanskje ikke så mye, men neste gang vi kommer i en knapphetssituasjon, vil vi være bedre rustet.

Alternativet, i et sentralisert plansystem der prisene settes lik gjennomsnittsprisen, er at man må planlegge med overkapasitet og at de totale kostnadene for forbrukerne blir høyere.

Gevinster av markedsmodellen

Så vidt vi kjenner til, finnes det bare én kontrafaktisk analyse av konsekvensene av markedsreformen (Bowitz, Rosnes og Vennemo, 2001)⁶. Analysen er dokumentert i en forskningsrapport finansiert av forskningsrådets SAMRAM-program og konkluderer med at kraftmarkedsreformen ga en økonomisk gevinst på 1,5 mrd. NOK i 1999 (i den tids kronekurs). Den kontrafaktiske analysen sammenlikner et markedsscenario som beskriver det nordiske markedet slik det faktisk var i 1999 (produksjonskapasitet og forbruk) med et reguleringsscenario som beskriver hvordan markedet hadde vært uten reformen i 1991 (med videreføring av selvforsyningsmålet).

Den viktigste forskjellen er at man da ville hatt vesentlig større produksjonskapasitet; Produksjonskapasiteten i Norge i reguleringsscenarioet er 7 TWh høyere enn i markedsscenarioet. Det er også tatt hensyn til mindre effektiv handel ved at det er lagt på en grensetariff (på 1 øre/kWh) i Norden i reguleringsscenarioet og at handelen med andre land (Tyskland og Russland) er den samme i begge scenarioene. I reguleringsscenarioet er prisene bestemt utenfor modellen, i tråd med gjennomsnittskostnaden i kraftsektoren. De har også tatt hensyn til lavere nettleie i markedsscenarioet pga. økt effektivitet og bedre regulering.

Resultatene viser at markedsreformen ga et betydelig prisfall i Norge, og at det er industrien (utenom kraftintensiv industri) og service-sektorene som har tjent mest – de har fått rundt 20 prosent lavere priser. Årsaken er overgang fra gjennomsnittsprising til marginalprising.

Vurdering av alternative modeller

En fordel med marginalprisingmodellen er at prisene kontinuerlig reflekterer endringer i markedsforholdene. Men store prisvariasjoner er samtidig en utfordring for forbrukerne, som vi ser nå. (Samtidig har «alle» glemt at markedet ga oss rekordlave priser i 2020.) Prisvariasjonene forsterkes trolig ved overgangen til et kraftsystem med økt produksjon fra variable kilder som vind- og solkraft. I overgangsfasen til et energisystem der gasskraft fortsatt er nødvendig for å dekke etterspørselen i vindfattede perioder, bidrar også svingninger i gassprisen og kvotemarkedet for utslippsrettigheter til økt prisvariasjon.

Spørsmålet er om man kan (og bør) skjerme forbrukerne for disse store prisvariasjonene, og hvordan det i så fall skal gjøres. Her kan vi skille mellom modeller som griper inn i markedsmodellen i spotmarkedet – som altså er basert på marginalprising – og modeller som griper inn i prisene til sluttforbrukerne.

Vi tror alle er enige om at prisene skal reflektere kostnadene på en eller annen måte. Problemet oppstår når prisene, som nå, er mye høyere enn produksjonskostnaden. Hovedproblemet er med andre ord at prisene av og til blir veldig høye og at det er det vanskelig for forbrukerne å gardere seg mot, samtidig som kraftprodusentene «håver inn».

To-prissystem i spotmarkedet

Et forslag som har vært fremmet i litt forskjellige varianter, er et toprissystem der man priser fornybar kraft og fossil kraft hver for seg (i spotmarkedet). Hensikten er at prisingen skal gi «en riktigere fortjeneste til produsentene». Forslaget går ut på at markedsprisen fastsettes i to trinn (i det nordiske markedet): Først skal det beregnes en pris basert på bud fra kjernekraft og fornybar kraft. Hvis dette volumet ikke er stort nok til å dekke behovet (etterspørselen), kjøpes det inn fossil kraft i tillegg. Kostnaden for denne fossile kraften fordeles så på alle kWh som forbrukes i den aktuelle timen. Dette vil «senke kraftprisen betraktelig til glede for alle i samfunnet».

Det er imidlertid svært usikkert om et slikt system vil gi den ønskede virkningen.

For det første: Vindkraftprodusenter og kjernekraftprodusenter byr allerede nå inn sin produksjon til marginalkostnad. Vindkraftprodusentene har variable produksjonskostnader nær null. Kjernekraftverkene har også lave produksjonskostnader og for dem er det relativt dyrt å variere produksjonen fra time til time, så de vil stort sett ønske å produsere jevnt. I lengre perioder med lave priser kan de imidlertid stenge produksjonen for å unngå tap (typisk i våttår). I de timene der vindkraft og kjernekraft er tilstrekkelig til å dekke forbruket, settes prisen i markedet lik marginalprisen for disse, og kan i ekstreme tilfeller, og som vi har sett, blir null eller negative. For begge typer produsenter er det imidlertid viktig å få høyere priser i en del timer slik at de også får dekket kapital- og faste kostnader.

Kanskje er forslaget at disse produsentene skal by inn sin gjennomsnittlige produksjonskostnad inkludert kapital- og faste kostnader? I så fall må prisen bli høyere enn marginalpris i timer når kjernekraft og vindkraft er tilstrekkelig til å dekke forbruket. Det må også bestemmes og kontrolleres hvilken pris som gir «riktig fortjeneste».

⁶ Bowitz, E., T. Bye, O. Rosnes, H. Vennemo (2001): Mer for pengene, men dårligere miljø – Kraftbransjen i Norden fra plan til marked. I Røvik (ed.) «Energi og

miljø ved et tidsskille – samfunnsfaglige perspektiver fra forskningsprogrammet SAMRAM, Norges forskningsråd, 2001.

For det andre: Vannkraftproduksjonen står i en særstilling her. Som forklart over, er marginalkostnaden for vannkraften variable produksjonskostnader pluss vannverdien (alternativverdien). Vannverdien endrer seg med tilsigs- og magasinsituasjonen og varierer mellom vannkraftverkene. Hvis vannkraftprodusentene byr inn hele sin kapasitet til en pris som svarer til kortsiktige produksjonskostnader, vil produksjonen bli for høy. Så her må i så fall noen bestemme hvor stort volum vannkraftprodusentene skal by og, igjen, hvilken fortjeneste som er riktig.

For det tredje: Dersom man ikke skal bestemme administrativt hvordan produsentene skal by, viser både teori og praksis at produsentene vil legge inn en høyere pris enn marginalkostnaden dersom de forventer at det også vil være behov for fossil produksjon for å dekke forbruket. (Ordningen tilsvarer en pay as bid-modell, se tidligere avsnitt.) I timer når det er grunn til å tro at fornybarproduksjon og kjernekraftproduksjon vil være tilstrekkelig til å dekke forbruket, vil produsentene underby hverandre (ned til marginalkostnad) for å få lov til å produsere. Men i timer når det er grunn til å tro at produksjonen *ikke* er tilstrekkelig, vet de at de får produsere uansett, og de vil sette prisen høyere. Og da går vinningen opp i spinningen.

Forbud mot eksport når magasinfyllingen er lav

Flere har tatt til orde for å stoppe eksport av kraft fra Norge når magasinfyllingen er lav. Forslagene kommer som følge av at vi i fjor høst hadde netto eksport fra Norge til Europa samtidig som magasinfyllingen var ned mot og til dels under observerte minimumsnivåer for årstiden i noen av prisområdene.⁷ Og det i den tiden på året da vi går inn mot vinteren, en periode med vanligvis høyt forbruk og lite tilsig av vann til magasinene.

Mens formålet med å begrense eksporten for noen av forslagsstillerne er å unngå (eller redusere risikoen for) at magasinene går tomme i løpet av vinteren, er det for andre at det skal gi lavere priser i Norge. I det følgende diskuterer vi de to formålene hver for seg.

Redusert risiko for at vannmagasinene går tomme

Dersom man skal stenge for eksport for å sikre høyere magasinfylling, må man fastsette en regel for tiltaket. Et av forslagene er å stenge for eksport når magasinfyllingen *nærmer seg* et minimumsnivå. Et slikt minimumsnivå kan da defineres med utgangspunkt i NVEs statistikk for historisk magasinfylling. Videre må man bestemme hvorvidt eksport skal forbys fullstendig (i alle timer) eller om det er nettoeksporten innenfor en nærmere bestemt periode (f.eks. uke eller måned) som skal begrenses. Innenfor

perioden kan vi ha både eksport og import, dvs. at vi kan ha eksport i noen timer så lenge vi har (minst) tilsvarende import i andre timer i løpet av perioden.

Utfordringen i dagens situasjon (januar 2022) er imidlertid ikke at det er noen åpenbar fare for at magasinene skal gå tomme. NVEs kraftsituasjonsrapporter⁸ for 2021 viser at magasinfyllingen for landet sett under ett, var høyere enn minimumsnivået gjennom hele året.⁹ Siden sommeren var fyllingen lavere enn normalnivået og tidlig på høsten nesten helt nede på minimumsnivå. Skulle vi begrenset eksporten med utgangspunkt i historisk minimumsmagasinfylling for årstiden, ville vi kanskje da begrenset eksporten i midten av september, uten at det er åpenbart at det ville hatt noen vesentlig betydning for verken nettoeksport eller priser utover høsten. Effekten ville blitt noe mer sparing av vann og noe lavere vannverdier fordi man da ville måttet produsere mer vann senere. Trolig ville det medført økt eksport i perioden etter at restriksjonen ble opphevet (fordi magasinfyllingen ble høyere). Det hører også med til historien at selv om vi hadde netto eksport i de aktuelle ukene i midten av september, var eksporten relativt lav og mye lavere enn i samme periode året før (da magasinfyllingen var vesentlig høyere).

De siste ukene av 2021 hadde vi også netto eksport og redusert magasinfylling. Men samtidig fikk vi en *bedring av magasinsituasjonen* i forhold til normalen, både landet sett under ett og i alle prisområdene. Det er fordi magasinfyllingen også normalt reduseres i denne perioden. Inngrep knyttet til magasinnivå ville dermed trolig ikke hatt noen effekt på utvekslingen i dagens situasjon.

Etter vår vurdering er det – i tråd med funnene til Wolfgang m.fl. (se fotnote 5) – ingen grunn til å tro at markedet vil opptre uansvarlig i den forstand at produsentene samlet sett vil disponere vannet i magasinene slik at det blir en overhengende fare for at vi går tomme for vann gjennom vinteren. Likevel vil det alltid være en viss sannsynlighet for at uheldige uforutsette omstendigheter kan gi knapphet på slutten av vinteren pga. den grunnleggende usikkerheten og store variasjonen i vær og temperaturer.¹⁰ For at forslaget skal virke, må det føre til at denne sannsynligheten reduseres.

Som forklart over, bestemmer vannkraftprodusentene hvor mye de er villige til å produsere nå, basert på forholdet mellom prisen de kan oppnå nå og prisene de forventer framover. Hvis de forventer høyere priser, vil de by større deler av sin produksjon inn til en høy pris i dag og dermed spare vann. Jo større knapphet de forventer framover, desto høyere framtidige priser vil de forvente, desto

⁷ Ifølge NVE har magasinfyllingen deler av høsten vært under minimumsnivået for perioden 2001-2020 i NO1 (Øst-Norge) og NO5 (Vest-Norge).

⁸ <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/rapporter-kraftsituasjonen/kraftsituasjonen-veke-1-2022/>

⁹ Statistikken er basert på data for perioden 2001–2020.

¹⁰ I løpet av 30 år med markedsbasert kraftomsetning, inkludert flere svært tørre år, har magasinene ikke gått tomme selv om det ikke har vært gjort administrative inngrep i vanddisponeringen.

høyere pris vil de forlange for å produsere i dag og desto mer vann vil de spare. Men hvis de forventer at prisene vil falle utover vinteren, vil de være villige til å produsere mer i dag, noe som da vil øke nettoeksporten.

I disse vurderingene spiller bl.a. utsiktene for utvikling i gass- og CO₂-prisen og vindkraftproduksjonen, og utvekslingskapasiteten (importkapasiteten) inn, i tillegg til magasinbefyllingen og hvor mye snø det er i fjellet. *Verken magasinbefyllingen eller snømagasinene endres over natten*, og produsentene oppdaterer sine prognoser og forventninger hyppig. Dersom risikoen for knapphet øker, vil den gjøre det gradvis, og da får produsentene gradvis sterkere incentiver til å justere budgivningen og dermed produksjonen slik at netto eksporten reduseres. Hvis sannsynligheten for knapphet øker, vil det gradvis lønne seg å spare mer vann. Prisene vil øke, men magasinbefyllingen vil øke eller falle mindre enn den ellers ville gjort. I motsetning til i september, der lav magasinbefylling ga lav netto eksport, vil lav magasinbefylling mot slutten av vinteren trolig gi netto import. Når vi har netto import, vil et forbud mot nettoeksport heller ikke ha noen effekt.

Økt utvekslingskapasitet, som vi har fått med åpningen av NordLink og NSL, gir oss også økt importkapasitet. Dermed har vi *mulighet til å importere mer* enn før dersom det skulle bli uvanlig stramt mot slutten av vinteren. Det gjør oss mindre sårbare i en knapphetssituasjon og *bør* påvirke magasinbefyllingen, dvs. det ville også endret vannforbruken i en planmodell. Med andre ord: Hva som bør anses som «forsvarlig» magasinbefylling, påvirkes av markeds- og handelsmulighetene. Dersom vi skal bruke historiske minimumsnivåer som trigger for å begrense nettoeksporten, innebærer det i så fall at vi ikke fullt ut utnytter den fleksibiliteten – og tørrårsikringen – som utvekslingskapasiteten gir oss.¹¹

Effekten av ordningen – både på priser og forsyningssikkerhet – påvirkes også av hvordan en slik ordning utformes i praksis: Når er magasinbefyllingen lav nok til å sette inn tiltaket (nærme nok minimumsnivået i NVEs statistikk)? Hvilken periodelengde er hensiktsmessig? Skal regelen gjelde med utgangspunkt i magasinbefyllingen for landet som helhet eller for hvert enkelt prisområde? Svarene er langt fra opplagte.

Videre er det vanskelig å se hvordan Statnett i praksis skal kunne styre nettoutvekslingen over en periode. Statnett oppgir utvekslingskapasitet til markedet og kan i prinsippet redusere denne for å begrense eksporten i enkelttimer, men det er markedsalgoritmen som avgjør om det blir eksport eller import og

om kapasiteten utnyttes fullt ut. Og dersom det var mulig å finne en måte å gjøre dette på, ville det innebære markedsinngrep som neppe er forenlige med regelverket.¹²

Det er også viktig å huske at kraftutvekslingen ikke bare er en tjeneste som Europa tjener på. Kraftutvekslingen med andre land gir også Norge en energireserve som vi ellers måtte bygd opp innenlands, jfr. Bowitz m.fl. (2000). Når det gjelder kortere svingninger kan vannkraftmagasinene sies å utgjøre en energireserve for Europa, og det er heller ikke i Europas interesse at norske vannkraftmagasiner går tomme. Det gjelder også for «markedet» eller markedsaktørene om du vil, som resonnementene over illustrerer. Når det gjelder den kortsiktige vannforbruken er det all grunn til å forvente at markedsmekanismen og marginalprising er den suverent beste mekanismen for å gjøre de beste avveiningene basert på foreliggende informasjon, usikkerhet og endringer i vær- og markedsforhold.

Priseffekter

Andre vil forby eksport når magasinbefyllingen kommer under et visst nivå for å holde prisene nede. Her kommer også effekten an på hvordan et slikt virkemiddel utformes. For det første, hvor mye overføringskapasitet som stilles til rådighet for markedet, vil kun ha en priseffekt dersom restriksjonen er bindende. Det vil ikke spille noen rolle for markedsprisen å redusere eksportkapasiteten når markedsløsningen ikke gir eksport. Høsten 2021 hadde vi netto eksport i nesten alle uker. Gjennom døgnet og uka hadde vi noen timer med eksport og noen timer med import, men samlet sett eksporterte vi mer enn vi importerte. Dersom vi hadde stengt eksporten fullstendig (dvs. i alle timer), ville vi bare hatt import. I «eksporttimene» ville produksjonen blitt lavere, og vannverdien ville falt fordi produsentene blir tvunget til å produsere mindre enn de ellers ville ønsket. Det ville gitt lavere pris og økt magasinbefylling, men vi ville også importert mindre pga. lavere priser (lavere vannverdi). Så nettoeksporten ville ikke falt tilsvarende bruttoeksporten.

Dersom produsentene kunne forutse et slikt inngrep i kraftutvekslingen, ville det også påvirke prisene før og etter «restriksjonsperioden». Summa summarum ville nok vannverdiene bli redusert. Hvor mye, avhenger av utformingen av ordningen, og igjen, ikke minst av hvor man setter grensen for forsvarlig magasinbefylling.

¹¹ Forslaget innebærer også å basere en inngrepsregel på historisk magasinbefylling som nettopp reflekterer markedsaktørenes disposisjoner, altså markedsdisposisjoner forslagsstillerne formoder er uforsvarlig.

¹² En regel om null netto eksport i løpet av en uke kunne f.eks. innebære at Statnett i starten av uka ser situasjonen an og lar markedet «gå sin gang». Dersom

det så viser seg at det blir netto eksport de første dagene, må de så redusere eksportmulighetene og satse på at det blir tilstrekkelig import resten av uka til at balansen opprettholdes.

Langsiktige konsekvenser

Forslagene som fremmes, tar et kortsiktig perspektiv med utgangspunkt i den situasjonen vi står i i dag. Men markedsaktørene vil også tilpasse seg på lengre sikt dersom en slik mulighet for inngrep i markedsmekanismen innføres. Og det er langt fra sikkert at tilpasningen vil være gunstig for priser og forsyningssikkerhet.

Et svært relevant spørsmål er om de ordningene som foreslås, kan føre til at vannmagasinene tappes hurtigere enn de ellers ville gjort. Som nevnt vil produsentene spare vann dersom de forventer å få bedre betalt i framtiden. Siden (trusselen om) reduserte eksportmuligheter gir lavere vannverdi, trekker det i retning av at produsentene vil være villige til å produsere mer i dag fordi verdien av å spare reduseres. En mekanisme som midlertidig begrenser eksporten basert på magasinfyllingen, risikerer dermed å øke (den markedsbestemte) eksporten på forhånd. Dersom det skjer, øker imidlertid også sannsynligheten for knapphet senere hen, noe som trekker i motsatt retning. Prisene vil bli påvirket, men hvor stor effekten blir og om prisene kan bli høyere på slutten av vinteren, er vanskelig å overskue uten å gjøre modellberegninger. (Det er nok også en av grunnene til at slike mekanismer, som har vært diskutert i forbindelse med alle tørrårene vi har hatt de siste tiårene, aldri har blitt innført.)

Maksimumspris

Det finnes en maksimumspris i spotmarkedet, men den er satt svært høyt for å unngå at den påvirker prisdannelsen direkte.¹³ Både teori og erfaring tilsier at når det settes maksimalpriser for å regulere prisdannelsen eller veiledende priser i et marked, har prisen lett for å havne der. Slike reguleringer svekker konkurransen fordi det er lett for produsentene å bli «enige» om at når markedssituasjonen er knapp, skal prisen opp til maks.

Som vi har nevnt over, er det dessuten viktig at prisene kan bli høye og høyere enn marginalkostnaden i noen timer. Dersom vi skal få inn fleksibel produksjon og forbruk i markedet, trengs det høye priser i noen timer. Alternativet er å bygge dyr reservekapasitet som kun brukes i noen få timer. En utfordring med reservekapasitet er også å bestemme når den skal brukes. Dersom det settes en prisregel for dette, virker det på samme måte som en maksimalpris.

¹³ Denne maksimumsprisen er først og fremst en teknisk begrensning som er lagt inn i markedsalgoritmen og som skal hindre at prisen blir svært høye ved en feil f.eks.

¹⁴ Incentivene er ikke perfekte, og alle oppfører seg naturligvis ikke alltid økonomisk rasjonelt. Det taler for at effektiv prising godt kan kombineres med andre virkemidler som å sette krav til eller støtte energieffektiviseringstiltak.

Toprisordning for sluttbrukere

Det har flere ganger vært foreslått å innføre et system med lavere priser for grunnforbruk og høyere priser for luksusforbruk, men en slik ordning har aldri blitt vedtatt. Det er flere utfordringer med å utforme en slik ordning. For det første må det bestemmes hvor mye som er vanlig forbruk, jfr. også diskusjonen om kompensasjon for høye strømpriser i høst og vinter. Her er grensen satt på 5000 kWh pr. mnd., noe som favner forbruket til de fleste husholdninger. Riktignok skiller man mellom husholdninger og fritidsboliger, så fritidsboliger kan kanskje anses som luksusforbruk. For det andre må en slik ordning finansieres. F.eks. kan man differensiere elavgiften ved å redusere elavgiften for vanlig forbruk og øke den for luksusforbruk. Noen kommuner subsidierer strømmen til innbyggerne i sin kommune med øremerkede midler fra konsesjonskraft eller utbytte fra eierandeler i kraftproduksjon.

I et langsiktig perspektiv er det største problemet med en topriorordning at man risikerer å dempe motivasjonen til å spare strøm. Når husholdningene vurderer om de skal isolere mer, bytte vinduer, installere varmpumper eller montere solpaneler, vil de sammenligne kostnaden med det de kan spare. Alle ordninger som reduserer verdien av besparelsen, motvirker motivasjonen for slike investeringer, noe som kan være samfunnsøkonomisk uheldig. Alternativet til sparing er økte investeringer i produksjonskapasitet. Riktige priser til forbrukerne gjør det lønnsomt å gjennomføre energieffektiviseringstiltak som er billigere enn økt produksjonskapasitet.^{14,15}

Fastprisavtaler

I Norge har de fleste husholdningene spotprisavtaler (bare 4 prosent har fastprisavtale) og strømfakturaen følger dermed variasjoner i markedsprisen. Det er imidlertid mulig å inngå fastprisavtaler for inntil 3 år. Det koster forventningsmessig litt mer, men beskytter eller forsikrer kunden mot store variasjoner i strømprisen. Det har imidlertid vært mye kritikk mot fastprisavtaler, og mange forbrukere har følt seg lurt når det har vist seg at prisen likevel blir justert når prisen blir riktig høye, muligens fordi man forveksler fastpris med standard variabel pris. Forbrukerrådet fraråder derfor strømkundene å inngå fastprisavtaler. Det er uklart hvorfor man ikke har klart å komme opp med reguleringer som sikrer at kundene ikke blir lurt inn i avtaler som de ikke fullt ut overskuer konsekvensene av.¹⁶

¹⁵ Vi tar ikke her stilling til om elavgiften er satt på et riktig nivå i utgangspunktet. Det avhenger av om den er innrettet for å gi energieffektiviseringsincentiver (eksterne kostnader) eller om den er mer effektiv enn andre såkalte fiskale avgifter (inntektskilde for staten).

¹⁶ Oslo Economics drøfter ulike avtaler og konkurransen i sluttbrukermarkedet i en rapport for Finanstilsynet her: [Tiltak-for-et-effektivt-sluttbrukermarked-for-strom.pdf](#)

Oppsummering av konklusjoner

Markedsmekanismen er uovertruffen når det gjelder å utnytte tilgjengelige vannkraftressurser på kort sikt. Mekanismen sørger for å koordinere vanddisponeringen i hundrevis av ulike vannkraftanlegg som har ulike egenskaper og ulik ressursituasjon, og endringene i ressursituasjonen og markedsforholdene ellers kommer til uttrykk gjennom prisdannelse basert på marginalprising. I Norge og Norden har vi et velfungerende marked med mange konkurrerende produsenter, noe som medvirker til at prisene reflekterer den underliggende ressurs- og markedsituasjonen. Det er videre ingen grunn til å tro at produsentene samlet sett tilpasser seg slik at det blir for stor risiko for at vannmagasinene skal gå tomme.

Reguleringer som griper direkte inn i vanddisponeringen og/eller prisdannelsen, kan ødelegge eller svekke incentivene til å disponere vannet samfunnsøkonomisk effektivt. Selv om prisene blir lavere på kort sikt, kan resultatet bli høyere priser på lang sikt, og i verste fall kan risikoen for tomme magasiner på slutten av vinteren øke.

Behovet for å kompensere forbrukerne for ekstraordinært høye priser eller svært store prissvingninger bør derfor utformes på måter som ikke påvirker prisdannelsen i engrosmarkedet (spotmarkedet). Samtidig er det viktig at forbrukerne stilles overfor prissignaler som gjør at forbrukere som har mulighet til det, har incentiver til å gjennomføre energieffektiviseringstiltak og tilpasninger av forbruket (forbruksfleksibilitet), og at det eventuelt legges til rette for at slike muligheter utnyttes.

Prisene som settes basert på fri, markedsbasert kraftomsetning, er også viktige for å gi incentiver til investeringer i ny produksjon og riktig produksjon. Samtidig har de politiske rammebetingelsene stor betydning for mulighetene for å investere og for risikoen knyttet til investeringer. Noen eksempler på politisk usikkerhet som påvirker kommersielle investeringsbeslutninger er støtteordninger, vilkår for nettilknytning, handelsbegrensninger og kompensasjonsordninger for vertskommuner for vindkraft.

Produsentene vil investere i tilstrekkelig ny kapasitet dersom rammebetingelsene tillater det. I dag er anledningen til å investere i både vannkraft og vindkraft på land sterkt begrenset. Og ledetidene i konsesjonsprosessen er lange, det gjelder også for utbygging av nettkapasitet som kan være nødvendig for å tilknytte ny produksjon. Havvind ses som nødvendig dersom vi skal ha tilstrekkelig strøm til å oppfylle elektrifiseringsmålene og bygge opp ny grønn industri, men mange av rammevilkårene som er viktige for utbygging av havvind er foreløpig ikke avklart.