



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Olje- og energidepartementet
Postboks 8148 Dep
0033 OSLO

Vår dato:
Vår ref.: NVE 201006330-2 en/nme
Arkiv: 008
Deres dato:
Deres ref.: 10/00922-6

Saksbehandler:
Vegard Willumsen
22 95 91 85

NVEs kommentarer til rapport fra Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet "Flere og riktigere priser - et mer effektivt kraftsystem"

Bakgrunn

NVE er bedt om å kommentere rapporten til "Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet". Ekspertutvalget ble utnevnt av Olje- og energidepartementet vinteren 2010 og leverte i november 2010 rapporten "Flere og riktigere priser – Et mer effektivt kraftsystem".

Mandatet til ekspertutvalget var å:

"... redegjøre for hvordan den kortsiktige driften av kraftsystemet foregår og komme med forslag til forbedringer. Utvalget skal (...) blant annet se på driftskoordineringen i kraftsystemet, av overføringskapasiteten, og vurdering av krav til sikkerhetsmarginer i driften av kraftsystemet (...) samt budgivning på kraftbørsen og i regulerkraftmarkedet. Utvalget skal også se på tiltak som kan bidra til økt forbrukerfleksibilitet (...) og vurdere handlingsrommet for endringer i lys av internasjonale forpliktelser og prosesser."

Ekspertutvalget har operasjonalisert oppgaven til tre punkter 1) om det er for lite kapasitet i kraftsystemet 2) om markedet er designet på hensiktsmessig måte 3) om dette antyder at det er betydelige driftssikkerhetsproblemer i kraftsystemet. Utvalget har spesielt fokusert på om markedetsdesignen er hensiktsmessig (punkt 2) og kommet til at den ikke er det.

Utvalget anbefaler at det norske kraftmarkedet organiseres ved nodeprising, slik at vi får en "mer optimal markedsorganisering enn dagens [med] flere priser, jevnere priser og lavere priser enn de ellers ville ha vært."

E-post: nve@nve.no, Internett: www.nve.no, Postboks 5091, Majorstuen, 0301 OSLO, Telefon: 22 95 95 95, Telefaks: 22 95 90 00

Org.nr.: NO 970 205 039 MVA Bankkonto: 7694 05 08971

Hovedkontor

Drammensveien 211
Postboks 5091, Majorstuen
0301 OSLO

Region Midt-Norge

Vestre Rosten 81
7075 TILLER
Telefon: 72 89 65 50

Region Nord

Kongens gate 14-18
8514 NARVIK
Telefon: 76 92 33 50

Region Sør

Anton Jenssensgate 7
Postboks 2124
3103 TØNSBERG
Telefon: 33 37 23 00

Region Vest

Naustdalsvn. 1B
Postboks 53
6801 FØRDE
Telefon: 57 83 36 50

Region Øst

Vangsveien 73
Postboks 4223
2307 HAMAR
Telefon: 62 53 63 50

NVEs kommentarer og vurderinger

I dette brevet kommenterer NVE ekspertutvalgets rapport, samt anbefaler tiltak som bør kunne prioriteres i det videre arbeidet.

NVEs kommentarer er to-delt. På den ene siden kommenterer vi Bye-utvalgets hovedanbefaling om nodeprising. NVE synes dette er et interessant forslag som bør kunne undersøkes i et lengre tidsperspektiv som et nordisk forskningsprosjekt. På den andre siden ser vi på mer kortsiktige tiltak som kan implementeres innefor mindre endringer i dagens markedsdesign og som kan gi effekt på kort sikt.

NVE er enig i at en god organisering av kraftmarkedet skal gi effektiv bruk av ressurser til en hver tid gitt et rimelig krav til forsyningssikkerhet. Å ta mer direkte hensyn til nettets topologi med informasjon om beliggenhet av forbruk og produksjon vil kunne bidra til dette. NVE støtter utvalgets forslag om å implementere en mer detaljert lastflytmodell som skal ses i sammenheng med prissettingen. Dette trenger ikke nødvendigvis å medføre at en må implementere priser på nodenivå.

Bye-rapportens hovedanbefaling: Nodeprising

Bye-rapportens hovedanbefaling er at det startes arbeid med å vurdere implementering av nodeprising i Norge. En omlegging til nodeprising vil innebære en fundamental endring av markedsdesignen i Norge. NVE er positiv til forslaget om å undersøke nodeprising nærmere, men mener det er nødvendig med grundige undersøkelser. Praktiske utfordringer ved implementering og effektene av et slikt system må tas på alvor. Noen av disse nevnes i korte trekk under.

Prissignal

Utvalget fokuserer på å optimalisere tilpasningen i driftsøyeblikket, slik mandatet OED ga utvalget tilsier. Det nevnes imidlertid i rapporten at prissignalene som gis til investeringsbeslutninger i et nodeprissystem også vil være riktigere for de forskjellige komponentene i kraftsystemet.

Priser er et av flere forhold som kan tenkes å påvirke investeringsbeslutninger i dag. I den grad de kortsiktige prissignalene blir mer korrekte med nodeprising, vil vi også få bedre langsiktige prissignaler. I hvilken grad nodeprising faktisk påvirker for eksempel lokalisering av ny produksjon er imidlertid et empirisk spørsmål der faktorer som for eksempel tilgang på produksjonsressurser (land og brennstoff, vind, vann etc.) er viktige.

Videre er det viktig å undersøke hvordan nodeprising vil påvirke konkurransen i engros- og sluttbrukermarkedet, samt muligheter for langsiktig planlegging og prissikring. Utvalgets argumentasjon omkring effekten av nodeprising på markedet utover den kortsiktige driften er teoretisk og bør undersøkes nærmere.

En vanlig innvending mot nodeprising gjelder muligheten for økt utnyttelse av markedsrett ved at flaskehalsene skaper mindre markedsområder. Det kan imidlertid også argumenteres for at slike muligheter foreligger i dagens system, men at disse mulighetene ligger i regulerkraftmarkedet. Videre vil nodeprising kunne føre til økt transparens som igjen gjør det lettere å overvåke utøvelse av markedsrett.

Det er usikkert hvilke konsekvenser nodeprising vil ha med hensyn til prisvolatilitet og prisforskjeller. Bedre utnyttelse av nett- og produksjonsressurser kan bidra til utjevning av priser og mindre prisforskjeller enn det vi har i dagens markedsmodell. Det bør imidlertid undersøkes nærmere om nodeprising også kan lede til mer uforutsigbare og volatile priser og om dette vil skape vansker for aktører.

Risiko og sluttbrukermarkedet

Nodeprising kan føre til økt usikkerhet knyttet til pris- og avtalevilkår for aktører i kraftmarkedet. Dette kan medføre utfordringer knyttet til konkurransesituasjonen i sluttbrukermarkedet. Spesielt kan det bli vanskeligere for uavhengige kraftleverandører å prissikre leveranser i noder (områder) der de ikke har tilgang på produksjon. Dette vil i så fall begrense uavhengige kraftleverandørers mulighet til å delta i markedet.

Dette poenget er relatert til muligheten for aktørene til å prissikre sin posisjon. Engrosmarkedet og det finansielle kraftmarkedet vil bli påvirket dersom man innfører nodeprising. Det har tatt tid å bygge opp et effektivt finansielt marked med god likviditet. I følge NordREGs rapport (2010) om det finansielle markedet i Norden, fungerer dette godt og har en tilfredsstillende likviditet i de fleste prissikringsprodukter. Fravær av eller reduksjon av mulighetene for effektive markeder for prissikring kan medføre at aktørene vil inngå langsiktige bilaterale fysiske kontrakter istedenfor å handle i spotmarkedet. Denne sammenhengen er ikke drøftet i utvalgets rapport.

Det er ikke gitt hvilke effekter nodeprising vil ha med hensyn til disse markedsforholdene. Det er knyttet til hvordan den faktiske prisstrukturen blir med nodeprising. Det er nødvendig med grundige studier av dette.

Internasjonale forpliktelser

NVE vil videre peke på at utvalgets hovedforslag om innføring av nodeprising ikke er i tråd med de løsninger som skisseres i pågående EU-prosesser, der Norge gjennom NVE er en aktiv deltaker. Det er to forhold som er av særlig betydning for dette.

Nodeprising har sammen med andre aktuelle modeller vært vurdert i arbeidet for å løse flaskehalsproblematikken i Europa. Anbefalingen fra dette arbeidet er at flaskehalsbehandlingen i Europa baseres på soneinndeling ut i fra strukturelle flaskehals, i tråd med den modellen vi har i Norge i dag. Nodeprising er ikke en av de modellene som anbefales.

Selv om dette ennå ikke er et endelig felles europeisk regelverk har markedsaktørene allerede startet arbeidet med i praksis å etablere denne modellen gjennom arbeid med et felles spotmarked. Det første steget ble tatt ved at Nord Pool Spot og børsen i Vest-Europa nå er koblet sammen gjennom en markedskoplingsmekanisme (såkalt tett volumkobling). Operasjonelt kan dette legge begrensninger på hva som ensidig kan innføres i et land alene. Dette er knyttet til den praktiske gjennomføringen av prisfastsettelsen, hvor blant annet felles lukketid for børsene er avgjørende. Dette begrenser i praksis muligheten for Norge til å operere med en annen modell enn resten av Europa.

Utvalget mener at en europeisk algoritme kan ha ulik detaljeringsgrad i ulike regioner. Utvalget ser ikke at det er noe i veien for å operere med en bedre prissetting i deler av markedet og en imperfekt prissetting i andre deler av markedet innenfor samme algoritme. Dette reiser imidlertid flere praktiske spørsmål, blant annet om markedskoplingen og lukketid for børsen.

Forskningsprosjekt – nodeprising

NVE vil ikke utelukke at nodeprising kan være aktuelt på sikt, og vil be OED om å vurdere å undersøke nodeprising videre som et forskningsprosjekt i en nordisk kontekst, sammen med de nordiske myndighetene. Betenkelighetene nevnt ovenfor bør være en naturlig del av en slik undersøkelse. Som Bye-utvalget antyder, er det flere måter å implementere nodeprising på, og det er flere hensyn å ta ved utforming av et nodeprisingssystem som kan være relevant for Norge / Norden.

Effektiviteten avhenger av at markedsaktørene byr sine faktiske marginalkostnader/vannverdier og betalingsvilje. Det antydes i rapporten at det er en spesiell utfordring i et vannkraftbasert system som det norske, der det er avhengighet mellom kraftstasjoner i samme vassdrag, og kraftflyten kan skifte fundamentalt som følge av varierende hydrologiske situasjoner.

Som en del av arbeidet bør virkninger med hensyn til markedsrett og likviditeten i finansielle kontrakter også vurderes grundig. Utvalget konkluderer med at det ikke er grunnlag for å si at et slikt system medfører større problemer knyttet til disse forholdene. Vi mener at det er nødvendig med mer innsikt rundt konsekvenser med hensyn til markedsrett og risikohåndtering. Hvis det er grunn til å tro at vi kan få mindre likviditet i det finansielle markedet, bør også konsekvensene av dette vurderes.

Det er uten tvil betydelige implementerings- og tilpasningskostnader ved innføring av et slikt system. Derfor bør de forventede effektivitetsgevinstene vurderes opp mot dette.

Øvrige forslag fra Bye-utvalget

Utover hovedforslaget om innføring av nodeprising har ekspertutvalget en rekke mer kortsiktige anbefalinger som kan iverksettes uten en større omlegging av markedsdesign. NVE anbefaler at OED i all hovedsak setter i gang arbeidet med tanke på å få på plass de fleste av disse forslagene. Under følger NVEs vurdering av de viktigste forslagene slik vi ser det. Spesielt mener vi det er viktig å ta tak i arbeidet med å etablere en norsk og nordisk lastflytmodell og vurderinger av informasjonsbehovet for markedet, samt se på utformingen av regulerkraftmarkedet.

Implementering av lastflytmodell

Et viktig moment fra drøftingen om å bedre grunnlaget for en optimal utnyttelse av nettet er å gjøre bruk av en lastflytmodell i prisberegningen. Dette krever en detaljert nettmodell med informasjon om hvordan tilgjengelig kapasitet i nettet varierer med lokalisering av produksjon og forbruk til enhver tid. NVE støtter forslaget om å bruke ressurser på å utvikle en detaljert nettmodell som representerer fysiske kapasiteter og restriksjoner i nettet, samt lokalisering av forbruk og produksjon. Det er fullt mulig å gjøre bruk av en detaljert nettmodell i kapasitetsberegningen og i sammenheng med prissettingen uten å innføre nodeprising, men fortsette med soneprising slik vi gjør i Norden i dag. En slik nettmodell vil kunne beregne kraftflyten i nettet slik at en får en bedre forutsetning for å sette kapasitet. Dette vil også være i tråd med europeiske retningslinjer som er under utvikling.

En slik modell vil antagelig fordre finere anmeldingsområder og en justering av dagens praksis med nettoanmelding og portefølgebud dersom det skal gi en gevinst i forhold til en mer effektiv kapasitetsfastsettelse. Dette vil i et vannkraftbasert system kunne medføre noen av de samme problemstillingene som ved nodeprising (håndtering av mor-datter bud/vannstrenger m.m.).

Det må utredes hvordan en evt. lastflytmodell skal tas inn i prissettingen, for eksempel om det må gjøres i ett integrert system eller om det kan være separate modeller som utveksler informasjon. Et slikt system med lastflytmodell i forbindelse med prisfastsettingen vil ha mange fellestrekk med såkalt Flow Based kapasitetsfastsettelse som er den foretrukne modellen på kontinentet. Det vil være naturlig å undersøke hvordan Flow Based modell vil kunne fungere i Norge / Norden, og sammenlikne denne metoden med eksisterende ATC metode og evt. forbedringer av den.

Det er et pågående arbeid i Europa om å utvikle en felles europeisk nettmodell etter felles prinsipper. Det vil være naturlig å se utviklingen av en norsk / nordisk nettmodell i sammenheng med det europeiske arbeidet. NVE mener Statnett bør bes om å starte arbeidet med en slik nettmodell (lastflytmodell) nå, men at det vil være naturlig at de nordiske TSOene samarbeider om et slikt prosjekt.

Implementering av lastflytmodell i Norden og Europa (for eksempel i form av Flow Based modellen) vil kunne medføre bedre utnyttelse av nettet og mer rasjonell kraftflyt med positiv virkning også for det norske kraftsystemet.

Informasjonsbehov i et effektivt marked

Utvalget har bidratt med en interessant nyansering av diskusjonen om aktørenes behov for informasjon på kort og lang sikt for å oppnå mer effektiv prisdannelse. Utvalget skiller mellom informasjon om forhold i kraftsystemet som er viktig for at aktører skal kunne fatte effisiente beslutninger på den ene siden, og på den andre siden informasjon som avdekker konkurransesituasjonen eller markedets utstrekning og slik kan legge til rette for utøvelse av markedsmakt.

Med utgangspunkt i den første typen informasjon støtter NVE utvalgets anbefaling om å bidra til at aktørene får noe mer disaggregert informasjon om magasinbefylling enn dagens aggregering på elspotområdenivå skulle tilsi. NVE har startet et arbeid for å se på mulighetene for å gjøre dette.

Videre støtter NVE utvalgets anbefaling om ikke å offentliggjøre TSOenes grenser for tilgjengelig handelskapasitet mellom elspotområder, forut for budgivingen i elspotmarkedet. Uten dette kravet ville den systemansvarlige kunne vente med å fastsette kapasitet til etter at budene i markedet var kjent, og ville dermed kunne fastsette kapasiteten mer nøyaktig. Kunnskap om nettets overføringsbegrensinger fra time til time bør ikke være nødvendig for produsentene i deres fastsettelse av vannverdi, men informasjonen kan være egnet til å få produsentene til å avvike fra sine marginalkostnader i budene.

Informasjon om tilgjengelig handelskapasitet er imidlertid et krav i gjeldende ”Transparency Guidelines”, anbefalt av ERGEG. I forbindelse med komitologiprosess og lovarbeider på dette området i EU, bør det spilles inn at dette transparenskravet ikke er hensiktsmessig. Det kan være fordelaktig å koordinere dette med de andre nordiske myndighetene.

Forbrukerfleksibilitet

Utvalget peker på at økt forbruksfleksibilitet vil være et viktig bidrag til å optimalisere driften av kraftsystemet. NVE er enig i dette, men mener at utvalget i noen grad undervurderer kompleksiteten i gjennomføring, og overvurderer effekten av AMS. Det er relativt flat intradag lastprofil i Norge, slik at priseffekten for kunder ved å flytte forbruk fra for eksempel ettermiddag til kveld vil være liten. Effekten en AMS – innføring vil kunne ha på pristopper lik de vi opplevde vinteren 09/10 avhenger av at forbrukerne faktisk responderer på pristoppene og at leverandørene tar hensyn til det i sine forbruksprognoser som er grunnlaget for budene i spotmarkedet.

Det er videre viktig å være oppmerksom på at introduksjon av mer fleksibilitet krever både investeringer og endringer i markedsdesign. I tillegg til installasjon av AMS må den enkelte kundene selv investere i styringssystemer m.m. og kraftleverandørene må ha systemer for å håndtere mer data og mer komplekse kontrakter osv. NVE mener det derfor vil ta noe tid før denne fleksibiliteten kan realiseres.

Utformingen av regulerkraftmarkedet

Utformingen av regulerkraftmarkedet er i liten grad drøftet og vurdert i rapporten. For aktørene er prisen i regulerkraftmarkedet et uttrykk for kostnadene ved ubalansen som oppstår når en aktørs målte innmating eller uttak innen et elspotområde i driftstimen avviker fra produksjons- og forbruksforpliktelser i elspotmarkedet og Elbas. Etter NVEs vurdering kunne utvalget med fordel ha drøftet nærmere om ulike elementer i dagens markedsdesign for regulerkraftmarkedet kan tenkes å gi incentiver av betydning for prisdannelsen i spotmarkedet.

Eksempelvis gir utvalget en nokså detaljert beskrivelse av den felles nordiske avregningsmodellen, den såkalte halvannenprismodellen som ble introdusert i Norge i september 2009. Rapporten påpeker at toprissystemet på produksjon i denne modellen innebærer en straffeavgift for produsenter med individuelle ubalanser som reduserer den generelle ubalansen i systemet. Mens individuelle ubalanser på forbrukssiden oppnår en godtgjørelse for å ha ubalanser som reduserer systemets totale ubalanse. Imidlertid drøfter ikke utvalget de prinsipielle sidene ved at denne prismodellen innebærer at samme individuelle ubalanse i slike tilfeller vil ha ulik pris avhengig av om denne ubalansen kan tilskrives en produsent- eller en forbruker.

Videre vurderer utvalget prisbildet i regulerkraftmarkedet i de timene det var prisspikre i spotmarkedet vinteren 2009/10. I disse timene var det stort behov for nedregulering i driftstimen. Men utvalget vurderer ikke i den sammenheng eventuelle incentivvirkninger for vertikalt integrerte aktører ved prismodellen i regulerkraftmarkedet.

Incentivvirkningen av halvannenprismodellen har vært diskutert mellom de nordiske regulatorene uten at det har vært mulig å konkludere. En prinsipiell og praktisk vurdering av incentivvirkningen av halvannenprismodellen bør gjennomføres.

Utvalget nevner at motivet for innføring av toprismodell var å gi produsentene incentiv til å holde seg i balanse. Dette innebærer i prinsippet at produsentene har fått sterkere incentiv til å justere sin produksjon opp eller ned ved timeskift i tråd med produksjonsforpliktelsene som typisk endrer seg ved timeskift. Det såkalte frekvensavviket er et mål på i hvilken grad totalsystemet er i momentan balanse. Det vil si minst mulig avvik fra målet om en stabil frekvens. Utvalget har ikke vurdert om innføringen av dagens prismodell i regulerkraftmarkedet har påvirket omfanget av frekvensavvik i den kortsiktige driften av systemet. Dette burde kunne undersøkes nærmere.

Effektreserver – RKOM og svenske og finske effektreserver

Utvalgets konklusjon når det gjelder RKOM-ordningen er at denne tilfører markedet "økte fleksible ressurser", selv om det er slik at produksjons og forbrukseffekt i RKOM tas ut av elspot og vil i prinsippet kunne påvirke elspotprisen i timer med høyload. Uten nærmere drøfting konkluderer imidlertid utvalget med at når det gjelder etterspørselen, vil den "typisk være uelastisk uansett". Etter vår vurdering synes dette som en vel rask konklusjon når spørsmålet her nettopp gjelder betydningen av den delen av forbrukssiden som ved å delta i RKOM markedet signaliserer at de har et prisfleksibelt forbruk. Her savnes en grundigere drøfting av eventuelle sammenhenger mellom incentivvirkninger ved dagens RKOM-ordning i forhold til elspotmarkedet.

Videre foretar ikke utvalget noen vurdering av i hvilken grad de konkrete reglene for anvendelse av de svenske og finske effektreserver kan ha påvirket spotprisen i timer med prisspikre forrige vinter. Disse reglene innebærer blant annet at slike reserver blir lagt inn i spotmarkedet i timer der det ikke oppnås priskryss ved første kjøring i svensk eller finsk elspotområde. Rapporten påpeker kort at man slutter seg til Nord Pool Spots forslag til forbedringstiltak. Andre mulige, enkle tiltak som for eksempel at første steg – forut for eventuell anvendelse av effektreserver i elspot – er å be TSOene vurdere om det er mulig å gi noe mer handelskapasitet for å oppnå priskryss, er ikke vurdert.

Pålitelighetsbaserte kriterier for driftssikkerhet

Utvalget forslår å gå over fra mer deterministisk kriterier for driftssikkerhet (som N-1) til pålitelighetsbaserte kriterier basert på sannsynlighet for utfall, avbruddskostnaden som oppstår når dette skjer og avveiningen mot den kostnaden det er å holde en bestemt driftssikkerhet. I den sammenheng anbefaler de at Norge følger det arbeidet som gjøres i forbindelse med "The European Electricity Grid Initiative".

NVE støtter forslaget og bidrar gjerne til at Norge følger dette arbeidet. Norge er allerede langt framme når det gjelder å kostnadsfeste avbrudd og innsamle feilstatistikk. Samtidig erkjenner vi at det å få utviklet en metode og gode kostnadssatser for å beregne de samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd er vanskelig, om ikke umulig for enkelte tilfeller.

Det er i dag ingen formelle, direkte krav knyttet til forsyningssikkerhet og driften av kraftsystemet i regelverket som NVE forvalter. Nettopp fordi det er vanskelig å estimere et godt anslag for forventede samfunnsøkonomiske avbruddskostnader, ser imidlertid NVE på mulighet for å innføre direkte (deterministiske) minimumskrav til forsyningssikkerhet.

Dette er i utgangspunktet for å sikre at investeringer som det er et klart behov for blir realisert. Å utsette nettinvesteringene i påvente av sikker samfunnsøkonomisk lønnsomhet er ikke alltid en god løsning siden virkningene på forsyningssikkerheten av en utsettelse kan være uakseptable. Obligatoriske krav til sikre løsninger i kraftsystemet kan bidra til å gjøre det enklere å igangsette nødvendige nettførsterkninger. Disse mulige kravene kan imidlertid komme i form av krav til driften av kraftsystemet, som gir følger for planlegging og utbygging av kraftnettet.

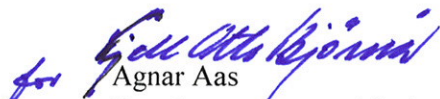
Oppsummering

De fleste tiltakene nevnt over kan implementeres og gi effekt på kort sikt uten at markedsdesignen endres vesentlig. For eksempel er det mulig å ta bedre hensyn til kraftflyt gjennom en detaljert nettmodell uten å gå til det skritt å implementere nodeprising. En lastflytmodell som kan ses i sammenheng med prisfastsettelsen vil bidra til en bedring i utnyttelsen av nett- og kraftressurser. Videre bør utformingen av regulerkraftmarkedet vurderes og ses i sammenheng med budgivingen i regulerkraftmarkedet og i spotmarkedet. NVE stiller seg positiv til å følge arbeidet som gjøres i "The European Electricity Grid Initiative", slik som utvalget anbefaler.

NVE mener det kan være verdt å undersøke nodeprising som et langsiktig forskningsprosjekt i en nordisk kontekst (for eksempel i regi av NordREG). Praktisk implementering og effekt på markedet må undersøkes grundig før en kan konkludere. Herunder må effektivitetsgevinster og kostnader vurderes mot hverandre.

NVE vil til slutt legge til at inndeling av Sverige i fire prisområder fra november 2012 vil kunne bidra til å begrense problemene vi så vinteren 09/10. Bye-rapporten peker i liten grad på de utfordringene den eksisterende modellen har som følger av at Sverige i dag er ett prisområde. Etter vår vurdering bidro dette til å forsterke skjevhetene i det prisbildet vi så vinteren 2009/10. En oppdeling av Sverige i flere prisområder ville kunne ført til prisforskjeller mellom Nord- og Sør Sverige og en lavere pris i Midt- og Nord Norge.

Med hilsen


Agnar Aas
Vassdrags- og energidirektør


Marit Lundteigen Fosdal
avdelingsdirektør

