

2010-11-01

Nærings- og handelsdepartementet
Næringspolitisk avdeling
Postboks 8014 Dep

Oslo

Høring av lovforslag om sikkerhet i langsiktige kraftavtaler

Med henvisning til brev fra Nærings- og handelsdepartementet 17. september 2010 om høring av lovforslag om garantiordning knyttet til sikkerhet i langsiktige kraftavtaler, ønsker IndustriEI AS å gi nedenstående kommentar.

IndustriEI AS er et konsortium som eies av 9 selskaper med 16 produksjonsbedrifter innenfor elintensiv industri. Samlet representerer selskapene bak IndustriEI ca 17 TWh per år og er således blant de viktige, potensielle brukerne av garantiordningen.

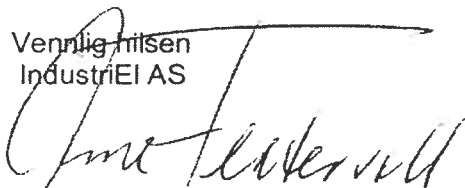
IndustriEI verdsetter myndighetenes arbeid for å bidra med opplegg som kan dekke en eventuell motpartsrisiko ved inngåelse av langsiktige kraftavtaler. IndustriEI mener at den foreslåtte ordningen har fått en god utforming og har ingen bemerkninger til selve lovforslaget.

Tradisjonelt har behovet for å stille garanti ved inngåelse av kraftavtaler vært svært begrenset. Det har trolig først og fremst sammenheng med at kraftselger har kunnet stoppe levering ved manglende betaling, og selge kraften til andre. Behovet for ordningen er derfor ikke helt klart. For industrien er det viktig at introduksjonen av en garantiordning ikke i seg selv bidrar til at garantistillelse det tidligere ikke har vært behov for blir et standardkrav som øker kostnadene.

Det viktigste for industrien er at garantiordningen ikke oppfattes som en løsning på hovedproblemet, som er selve etableringen av langsiktige kraftavtaler. Hovedproblemet er at markedet er lite likvid, utover de aller nærmeste årene. Uten avtaler er det ingenting å garantere for.

For at den foreslåtte garantiordningen i det hele tatt skal komme til anvendelse, er det et behov for at myndighetene i tillegg foretar en overordnet gjennomgåelse av kraftmarkedet og vurderer eventuelle tiltak og insitamer som gjør inngåelse av langsiktige avtaler mulig i praksis. Et innspill til en slik prosess finnes i vedlagte orientering om grunnlaget for og arbeidet med langsiktige kraftavtaler.

Vennlig hilsen
IndustriEI AS



Arne Festervoll
Daglig leder

En orientering om grunnlaget for og arbeidet med

LANGSIKTIGE KRAFTAVTALER

Innhold	Side
1. Innledning og sammendrag	2
2. Hvorfor Norge fortsatt er en naturlig og god lokalisering av elintensiv industri	3
3. Kraftutviklingen i Norge og Norden – begrenset eksportmulighet	4
4. Langsiktige kraftavtaler må være tilpasset EUs opplegg for CO2-kompensasjon, for å hindre karbonlekkasje	6
5. IndustriEls konkrete forslag til bruk av grunnrenteregimet som praktisk grunnlag for langsiktige avtaler og eventuell refusjon av karbonkostnader	7
6. Hvorfor skulle kraftleverandører gi sin tilslutning til forslaget?	8
7. Hvorfor skulle myndighetene gi sin tilslutning til forslaget?	9
8. Utfordringen	10
 Vedlegg:	
* Bedrifter i IndustriEl AS	11
* Estimert kraftbehov som ønskes sikret	
* Systempris i Norden 2000 - 2009	12

1. Innledning og sammendrag

Elintensiv industri i Norge og resten av verden har tradisjon for langsiktige kraftavtaler.

I Norge er 2010/2011 et tidsskille når det gjelder slike avtaler. Da avsluttes kraftavtalene som i stor grad ble inngått på 1950-, 1960- og 1970- tallet. Noen bedrifter har inngått nye avtaler, med ulik varighet, men de fleste er ikke dekket i et perspektiv frem mot 2030 – 2040, som vil være i tråd med elintensiv industris tradisjonelle tidshorison.

Betydningen av og behovet for langsiktige kraftavtaler varierer fra bedrift til bedrift. Det vil også være viktigere med langsiktige avtaler i enkelte perioder og situasjoner enn i andre, for eksempel når langsiktige investeringer og videre drift skal besluttes. De fleste bedriftene i IndustriEl AS er i, eller vil komme i slike situasjoner.

IndustriEls grunnleggende tilnærming er å bearbeide mulighetene for markedsbaserte kraftavtaler og prosjekter som kan bidra til å sikre eierne konkurransedyktig tilgang på kraft. Kraftsituasjonen synes å gi grunnlag for slike kraftavtaler. Det er likevel en viktig observasjon at det ikke finnes et likvid og langsiktig marked for kraft. Bilaterale avtaler er derfor nødvendig. I det nedenstående presenteres IndustriEls kraftmarkedsvurdering og konkrete forslag til avtaler.

IndustriEls forslag bygget på tre observasjoner/antagelser:

1. Det ligger an til å bli et betydelig kraftoverskudd i Norden. Forbruket i norsk elintensiv industri, som står for 30 % av det norske kraftmarkedet, er viktig for kraftbalansen og den totale verdien av norsk kraft.
2. Det nordiske kraftoverskuddet må finne sitt marked i Norden. Det finnes et betydelig potensial for kraftutveksling med andre land, men neppe for netto krafteksport.
3. Som deltaker i EUs klimavoteregime vil Norge bli omfattet av det foreslåtte opplegget som gir mulighet for refusjon av den delen av kraftprisen som skyldes kvoteregimet (for å hindre konkurransevridning mot land uten kvoteregime). Siden ingen selskaper i dag kan inngå langsiktige avtaler uten å ta hensyn til opplegget for mulig karbonkostnadsrefusjon, har IndustriEl valgt å vurdere selve kraftprisen og karbonelementet i prisen hver for seg. Med antagelsene i punkt 1 og 2 er det ikke sikkert at overveltningen av karbonkostnader blir særlig stor i Norge.

De siste 10 årene (2000 – 2009) har systemprisen i det nordiske kraftmarkedet vært ca 25 øre/kWh i gjennomsnitt, tilsvarende ca 30 €/MWh¹. Det meste av denne tiden har Norden vært betraktet som et område med behov for mer kraft. Endringene nå og fremover skyldes først og fremst utbygging av mye ny kraft, men også tilbakegang i industrien, energiøkonomisering og overgang fra elektrisitet til alternative energiløsninger. Den nye kraften som kommer inn er ikke nødvendigvis billig totalt sett, men den har ofte lave marginalkostnader når den først er bygget ut (vindkraft, vannkraft, kjernekraft). Det har også betydning for kraftprisforventningene.

¹ Se vedlegg

IndustriEl ser ingen grunn til å anta at kraftprisene fremover vil øke sammenlignet med gjennomsnittsprisen de siste 10 årene. En eventuell økning vil etter IndustriEls vurdering skyldes at karbonkostnader overveltes i de norske og nordiske kraftprisene. Med industriens høye andel av kraftmarkedet vil inngåelse av langsiktige avtaler ha betydning for verdien på den totale kraftporteføljen.

Selv om IndustriEl legger til grunn at kraftavtaler som inngås skal være markedsbaserte, har myndighetene tre viktige roller i IndustriEls opplegg:

1. Den første dreier seg om at staten, både som myndighet og som betydelig eier i norsk kraftforsyning, må gjennomføre egne analyser av kraftsituasjonen og de nasjonale interessene som står på spill.
2. Den andre dreier seg om at IndustriEls forslag inneholder en justering av grunnrentebeskatningen for kraftselskapene. I første omgang gir det redusert skatterisiko for kraftselskaper, som derved lettere vil kunne inngå langsiktige kraftavtaler. Det kan argumenteres for at den foreslåtte ordningen vil være provenynøytral, og at den eventuelt også vil kunne være en praktisk tilnærming til en ordning med refusjon for karbonkostnader
3. Den tredje dreier seg om etablering av en garantiordning for motpartsrisiko, som sammen med den foreslåtte justeringen i forrige punkt kan være avgjørende for å sikre likviditeten i markedet for langsiktige kraftavtaler. Grunnlaget for en slik garantiordning er allerede etablert i Statsbudsjettet for 2010.

IndustriEls arbeid bygger på en entydig vurdering om at Norge fortsatt er en naturlig og god lokalisering av elintensiv industri. IndustriEl mener at kraftprodusentene og deres kunder i stor grad har sammenfallende interesser mht sikring av forbruk gjennom inngåelse av langsiktige kraftavtaler.

I noen grad er langsiktige avtaler nødvendig for å sikre industriens uttak av kraft. I tillegg til direkte å bidra til lønnsom omsetning, vil avtaler med en så betydelig kundegruppe bidra til økt verdi på resten av kraftproduksjonen. For selskapene i IndustriEl er behovet for langsiktige avtaler begrenset til en del av forbruket. Den begrensede delen av kraftvolumet som ønskes sikret langsiktig er likevel avgjørende for at virksomheten, og derved et større kraftforbruk sikres.

Bedriftene i IndustriEl AS har et samlet kraftbehov på ca 17 TWh per år, hvorav vel 4 TWh, stigende til ca 10 TWh, ønskes sikret langsiktig.

2. Hvorfor Norge fortsatt er en naturlig og god lokalisering av elintensiv industri

Historisk er norsk elintensiv industri bygget på god og konkurransedyktig tilgang på kraft. I en viss utstrekning har det også vært tilgang på lokale råvarer. Men selv når produksjonen baserer seg på importerte råvarer, er det gode grunner til at Norge fortsatt skal være en viktig europeisk og global aktør når det gjelder produksjon av elintensive produkter:

- **Kraft** er fortsatt en meget viktig produksjonsfaktor. Det norske og nordiske kraftmarkedet har alle forutsetninger for fortsatt å levere konkurransedyktig kraft. IndustriEls vurdering av dette er utdypet i punkt 3 under.
- Det å være **etablert** i en virksomhet med store kapitalkostnader, betydelig kompetanse og et langsiktig perspektiv er i seg selv en konkurransefordel mht fremtidig satsning. Å kunne bygge på etablert infrastruktur og et eksisterende kunnskapsmiljø gir normalt lavere investeringskostnader ved fornyelse og utvidelser. Bedrifter av denne type, som legges ned, kommer nesten aldri tilbake.
- Elintensiv industris desentrale struktur, ofte lokalisert nær kraftproduksjon, har i stor grad påvirket utformingen av **kraftnettet** i Norge. Om elintensiv industri skulle forsvinne, ville det kreve kostbar og ofte kontroversiell omlegging av kraftnettet. Dette er investeringer som kommer i tillegg til og lett vil konkurrere med det krevende investeringsprogrammet bl.a. Statnett allerede har. Det er også et viktig poeng i denne sammenheng at elintensiv industri i hovedsak tar ut kraften med nær **full brukstid**.
- Norsk elintensiv industri spiller en viktig rolle i relasjon til **global ressursutnyttelse** og internasjonale tiltak med hensyn til **klima**. Det gjelder dels fordi industrien i det tidsperspektivet vi ser på her kan utnytte fornybar kraft uten reell og lønnsom alternativ anvendelse. Men det gjelder trolig i enda større grad fordi norsk elintensiv industri fungerer i et regulert system med hensyn til klimatiltak og klimakvoter innenfor EU/EØS. Dersom vår industri taper i konkurransen med land som ikke har etablert eller har mulighet for et tilsvarende klimaregime, har vi tapt ett av Norges viktigste, globale klimabidrag. I en studie fra NTNU tidligere i år er det for eksempel vist at norsk aluminiumindustri har et CO₂-utslipp på under 1/3 av utslippet til aluminiumindustrien i Kina.²
- I den grad norsk elintensiv industri kan drives lønnsomt, er det et viktig at mange av de bedriftene det gjelder betyr mye for **bosettingsmønsteret** og opprettholdelse av **lokale tjenestetilbud i Norge**.
- **Myndighetene** synes å dele vurderingen mht at Norge fortsatt er en god lokalisering for elintensiv industri. **Garantiordningen** som etableres fra 1.1. 2010 for å håndtere motpartsrisiko er et tegn på det.

IndustriEls vurdering er at summen av elementene over gir grunnlag for å søke etter langsiktige kraftavtaler som sikrer norsk elintensiv industris konkurranseevne, og samtidig ivaretar en rekke andre hensyn i Norge og globalt.

3. Kraftutviklingen i Norge og Norden – begrenset eksportmulighet

Det norske og nordiske kraftmarkedet er i løpet av noen år gått fra en situasjon med fare for underdekning på kraft til en situasjon med mulighet for betydelig overskudd. IndustriEls vurdering av de enkelte elementene i dette er:³

² Studie utført på oppdrag av Alcoa

³ Det finnes et omfattende underlag for denne vurderingen, som kan underbygge punktene under og drøftes nærmere.

- Allerede med den kraftproduksjonen som finnes eller helt sikkert vil komme i drift i Norge og Norden, synes det å kunne bli et betydelig kraftoverskudd når en ser på det relevante markedet for norsk og nordisk kraft.⁴ Finanskrisen har forsterket ubalansen i kraftmarkedet. Betydelig næringsforbruk, først og fremst i Sverige og Finland er permanent ute. I Norge kan situasjonen være den samme for deler av industrien, jf stengningen av eldre produksjonslinje på Karmøy fabrikker. I Norge er det dessuten stor innsats for å erstatte bruk av elektrisitet med blant annet fjernvarme, i tillegg til tiltak for mer effektiv energibruk. Ubalansen og volatiliteten i kraftmarkedet forsterkes av at det forbruket som reduseres i stor grad har nær full bruketid. I tillegg vil den antatte, systematiske økningen i nedbør og temperatur spille en rolle. Statnett har i den senere tid brukt 6 – 7 TWh per år for denne faktoren alene.
- Det er sannsynlig at overskuddssituasjonen vil medføre at en del eldre kraftanlegg vil bli tatt ut av produksjon, og at videre utbygging av kraft i noen grad vil bremse noe opp. På den annen side medfører EUs Fornybardirektiv klare mål når det gjelder ny kraftutbygging i de andre nordiske land, hvor sertifikat- og tilskuddsordninger finansierer ny produksjon i henhold til krav og planer. Norsk tilpasning til Fornybardirektivet er som kjent ikke klarlagt, men også i Norge synes det å gå i retning av ny utbygging og en styrking av kraftbalansen.
- Eksportkapasiteten for nordisk kraft er meget begrenset. Også de reelle mulighetene for utnyttelse av eventuell ny eksportkapasitet er begrenset. Overskuddssituasjonen har ikke en enkel løsning. Det har flere årsaker:
 - Utbygging av eksportkapasitet tar lang tid
 - Eventuelle kabler vil ha begrenset eksportkapasitet, siden det dreier seg om utveksling, hvor kraften kan gå i begge retninger. Det er trolig en god illustrasjon når nettoeksporten på den nye kabelen til Nederland hittil har vært ca 1/3 av total transportkapasitet. (Nederland har i tillegg meddelt at de fra og med 2009 vil være i nettoeksportsituasjon i årene fremover.) Utveksling av kraft har også kostnader i form av investering, drift og nettap.
 - Andre lands kraftsystemer har i årene fremover ikke uten videre rent kraftsystemmessig plass til nettoimport fra Norge og Norden. Det skyldes ikke minst stor egenutbygging for å tilfredsstille EUs klimapakke. I stor grad dreier det seg om uregulert kraft, hvor den norske reguleringsevnen kan være verdifull, men hvor det like gjerne kan være tale om nettoimport som om nettoeksport.
 - I tillegg passer import av kraft ikke uten videre med kravet til forsyningsikkerhet, hensynet til betalingsbalansen og ønsket om å støtte egne prosjekter som en del av næringspolitikken i potensielle mottakerland for norsk kraft.
 - Også Norge skal implementere Fornybardirektivet. Det har fra flere hold vært krav om nesten 75 % fornybarandel, som alt annet likt, betyr ca 30 TWh ny, fornybar energi bare i Norge.

⁴ Det kan være en god illustrasjon at Nordel oppgir at samlet eksportkapasitet i Norden vil bli 4850 MW 2012, samtidig som ny produksjonskapasitet i perioden 2009 – 2012 utgjør 7536 MW. Dersom 30 % av utvekslingskapasiteten brukes til nettoeksport, betyr det at dagens utvekslingskapasitet må multipliseres med faktor 5, bare for å ta MW-økningen 2009 – 2012.

- Dersom tunge forbrukere reduserer sitt uttak av kraft, vil det medføre et tilleggspress på nettforsterkninger og blant annet Statnetts store utbyggingsprogram.

Med dette som utgangspunkt er det IndustriEls oppfatning at norske kraftleverandører og den elintensive industrien har felles interesser når det gjelder å beholde og sikre denne type industri som kunde. I noen grad er langsiktige avtaler nødvendig for å sikre industriens uttak av kraft. I tillegg til direkte å bidra til lønnsom omsetning, vil avtaler med en så betydelig kundegruppe bidra til økt verdi på resten av kraftproduksjonen. For selskapene i IndustriEl er behovet for langsiktige avtaler begrenset til en del av forbruket. Den begrensede delen av kraftvolumet som ønskes sikret langsiktig er likevel avgjørende for at virksomheten, og derved et større kraftforbruk sikres.

4. Langsiktige kraftavtaler må være tilpasset EUs opplegg for CO₂-kompensasjon, for å hindre karbonlekkasje

IndustriEl mener at det både er hensiktsmessig og nødvendig å dele spørsmålet om kraftavtale og kraftpris i to. Bakgrunnen er delvis det opplegget som er under utarbeidelse i EU mht kompensasjon for såkalt karbonlekkasje, jf EU-direktiv 2009/29/EC. Dette opplegget er ment å hindre at bedrifter i Europa, som står overfor et kvoteregime når det gjelder CO₂, og som kommer gunstig ut i en internasjonal sammenligning når det gjelder klimagassutslipp, på grunn av konkurransevridning skal tape i konkurransen med bedrifter som har produksjon utenfor et tilsvarende regime.

Men IndustriEls forslag om deling av kraftavtale og kraftpris i to kan også begrunnes markedsmessig, ved at industriens høye andel av kraftmarkedet i stor grad vil kunne avgjøre om det oppstår flaskehals som hindrer overveltning av karbonkostnader på norske og nordiske kraftpriser.

Det er alminnelig enighet om at prising av CO₂-kvoter påvirker kraftprisene i Europa, og så langt også i Norge. Det finnes flere analyser når det gjelder hvor mye kvoteprisene har og vil virke inn på kraftprisene.

Her står industrien og kraftleverandørene overfor et dilemma. Samtidig som CO₂-kompensasjon er et myndighetsbestemt tiltak, vil det i alle fall for industrien være vanskelig å inngå kraftavtaler uten samtidig å innarbeide mulige opplegg for CO₂-kompensasjon. Med EUs opplegg, som også vil gjelde i Norge, kan det derfor være hensiktsmessig å dele markedsprisen i de to priskomponentene, netto kraftpris og CO₂-komponent.

Etter det opplegget EU bearbeider, vil det bli åpnet for å gi nærmere definert næringsvirksomhet kompensasjon for så vel direkte som indirekte CO₂-kostnader. Når det gjelder kraft, dreier det seg for industrikunder om en indirekte kostnad, som virker gjennom økningen i kraftprisene som følge av kvoteprising.

Den endelige utformingen av opplegget for CO2-kompensasjon er langt fra klar. Det er likevel grunn til å tro at gjennomføringen av lovlige kompensasjonsordninger vil bli opp til hvert enkelt lands myndigheter å finansiere og implementere.

Hvordan norske myndigheter vil gripe dette an, er det ingen signaler på. Når en ser på muligheten for å inngå langsiktige kraftavtaler, er det likevel nødvendig å tenke igjennom hvordan en slik ordning vil kunne bli gjennomført i Norge, og også komme med innspill når det gjelder hvordan ordningen mest hensiktsmessig kan og bør gjennomføres.

Ser en på en situasjon hvor myndighetene på den ene siden har anledning til å gi industrien beskyttende kompensasjon for karbonkostnader, samtidig som norske kraftprodusenter får ekstra inntekter fordi kvoteprisen øker kraftprisen, uten motsvarende kostnader, slik det skjer i de fleste andre land, er det naturlig å se for seg at myndighetene vil lage en kobling.⁵ Det kan tenkes gjort på flere måter. Én mulighet er at karbongevinsten helt eller delvis trekkes inn i et fond, som i sin tur brukes til å finansiere refusjonsordningen. En annen mulighet er at det gis insentiver til kraftselskaper som unnlater å velte karbonkostnadene over i prisene til bedrifter som har rett til å motta kompensasjon.

IndustriEl AS inviterer til en drøfting av dette, slik at legale løsninger som vil bli innført i EU og Norge ikke er til hinder for inngåelse av kraftavtaler som er nødvendige for at elintensiv industri skal kunne sikre sin eksistens og langsiktig avtak av kraft i Norge.

Den spesielle, norske utfordringen er at det må skje nå.

5. IndustriEls konkrete forslag til bruk av grunnrenteregimet som praktisk grunnlag for langsiktige avtaler og eventuell refusjon av karbonkostnader

I Norge har kraftleverandørene, industrien og samfunnet en spesiell utfordring ved at tidsfristen for å erstatte kontrakter som løper ut er kort, og kortere enn den tiden man må regne med at det tar å få et opplegg på plass i EU.

Det konkrete forslaget som skisseres her kan begrunnes uavhengig av det som skjer mht karbonrefusjon i EØS, men vil trolig også kunne fremstå som en praktisk implementering av ordninger som måtte komme.

IndustriEls forslag er knyttet opp mot det regelverket som i dag hjemler en form for "industrikraftregime", nemlig grunnrentebeskatningen.

I grunnrentebeskatningen skattlegges kraftselskapene i henhold til den løpende kraftprisen i markedet. Skattesatsen er i dag 30 %, ut fra et spesifisert beregningsgrunnlag. Utformingen av grunnrentebeskatningen er trolig også en årsak til at terminmarkedet for kraft har relativt dårlig

⁵ Dette er delvis en statsfinansiell problemstilling. I land med fossilbasert kraftproduksjon, vil myndighetene ha inntekter fra kvoteregimet. Disse inntektene kan brukes til finansiering av en refusjonsordning rettet mot de aktuelle industribedriftene. I Norge har myndighetene ingen tilsvarende inntekter fra kraftforsyningen, og mangler derfor direkte inndekningen i Statsbudsjettet.

likviditet. Ved å selge kraft etter en annen profil enn spotmarkedet, risikerer kraftselskapene å bli beskattet for inntekter de ikke har hatt.

Unntaket fra regelen om spotprisbeskatning gjelder volum over en viss størrelse solgt på avtaler som varer syv år eller mer med et årlig volum på minst 150 GWh. Ved slike avtaler skattes kraftselskapene etter faktisk inntekt. I praksis er det kun elintensiv industri som er motpart i denne type avtaler, som derved kan sies å representere et "industrikraftregime". Slik kraftmarkedet i dag fungerer, er langsiktige kraftavtaler bilaterale, og myndighetene bidrar gjennom grunnrentebeskatningen til at det i det hele tatt er mulig å imøtekomme industriens behov for langsiktige avtaler.

Konkret beskrivelse av forslaget til justering av grunnrentebeskatningen

Dersom

- markedsprisen er A og
- avtalt pris er B,

innebærer IndustriEls forslag følgende:

- Kraftselger oppnår prisen B direkte fra kjøper
- Kraftselger betaler grunnrenteskatt etter formelen $B - (A - B)$ dersom $A > B$
- Kraftselger betaler grunnrenteskatt av A dersom $A < B$

Med et konkret talleksempel betyr det at dersom markedsprisen A er 40 €/MWh, inkludert kvotemarkedets innflytelse, og kontraktsprisen B er 30 €/MWh, så vil kraftselger bli skattlagt etter kraftpris $30 - (40 - 30) = 20$ €/MWh.

Er markedsprisen $A <$ de oppnådde 30 €/MWh, skjer skattleggingen i henhold til markedsprisen.

Kraftselger får etter forslaget en kompensasjon begge veier ved avvik fra kontraktsprisen.⁶

Forslaget krever en tilpasning mht annen grunnrentebeskatning, for å sikre at kraftselskaper som tegner langsiktige avtaler ikke taper vis a vis andre kraftselskaper. Forslaget reduserer det kraftvolumet som ellers ville komme inn under den påtenkte karbonrefusjonsordningen til kun å gjelde kraft som ikke sikres langsiktig. IndustriEls vurdering er at slike tilpasninger er håndterbare om forslaget til praktiske tilnærming får tilslutning.

6. Hvorfor skulle kraftleverandører gi sin tilslutning til forslaget?

Det finnes noen hovedbegrunnelser for at kraftselgere skulle gi sin tilslutning til IndustriEls forslag:

⁶ Det er mulig, og kanskje rimelig, å foreslå at A ikke defineres som markedsprisen hvert år, men som et rullerende gjennomsnitt av priser, slik at mer tilfeldige variasjoner jevnes ut. Men det er mer et teknisk spørsmål.

- Den kontraktsprisen IndustriEl tilbyr kan med rimelig grunn sies å representere en sannsynlig markedspris med den overskuddssituasjonen og de alternative markedsmuligheter som finnes. Med industriens markedsandel er det i den kraftsituasjonen som avtegner seg ikke urimelig å hevde at kraften er verd det industricen kan betale.
- Ser en på de oppleggene det ligger nærmest til rette for i andre land mht kompensasjon for karbonkostnader, er det rimelig å anta at salg av kvoter til kraftselskaper vil finansiere de refusjonsordningene man velger å innføre. Norske kraftselskaper slipper med noen få unntak ikke ut CO2 og vil derfor ikke kjøpe kvoter. Den direkte finansieringsmekanismen det ligger til rette for i andre land finnes ikke i Norge. Skal tilsvarende gjennomføres i Norge, må det skje gjennom en ekstra beskatning av kraftselskapene, som har en "windfall profit" tilsvarende det karbonkostnadene slår inn i den nordiske markedsprisen med.
- I den grad kraftselger tar en risiko ved å inngå en avtale etter IndustriEls forslag, representerer ikke det en tilleggsrisiko holdt opp mot det kraftselskapene trolig uansett vil stå overfor i et opplegg hvor refusjonsdirektivet implementeres og gis en praktisk utforming.

Det ligger i sakens natur at et opplegg i henhold til ovenstående må gjøres generelt, slik at

- Alle kraftselskaper som inngår lignende avtaler behandles likt
- Kraftselskaper som ikke inngår slike avtaler ikke kommer systematisk bedre ut. Forslaget over om at de som går inn på en avtale likevel blir beskattet etter spotprisen, dersom den er lavere enn kontraktsprisen, kan være et element i det.

7. Hvorfor skulle myndighetene gi sin tilslutning til forslaget?

Myndighetene vil når det gjelder samfunnets interesser langt på vei kunne legge til grunn de samme betraktningene som kraftselskapene, jf forrige avsnitt. I tillegg:

- Dersom myndighetene deler vårt syn mht at Norge fortsatt er en naturlig og god lokalisering av elintensiv industri, vil myndighetene ved å bidra til at det etableres et marked for langsiktige kraftavtaler, samtidig bidra til at verdien av norsk vannkraft sikres. Det er viktig at det skjer nå, og før eksisterende avtaler løper ut fra og med 2011.
- Når det gjelder provenyvirkningen av forslaget, kan det argumenteres sterkt for at den ikke er negativ. Det har sammenheng med at uten denne type opplegg, som sikrer langsiktige kraftavtaler, vil industrien ikke kunne satse. Forbruket vil gå gradvis ned, prisene i markedet vil synke, og det samme vil inntektene som gjøres til gjenstand for grunnrentebeskatning. Totalt er behovet for langsiktige avtaler i elintensiv industri begrenset til en del av de ca 30 % av norsk kraftforbruk industrien står for. Men det sikrer virksomhetene, og det sikrer et vesentlig større forbruk i det norske og nordiske overskuddsmarkedet for kraft.
- I tillegg til vurderingen av at forslaget ikke har negative provenymessige konsekvenser, ser IndustriEl heller ingen andre negative konsekvenser. Tvert om er det en myndighetsoppgave å medvirke til å avlaste den usikkerheten som ellers ville hindre at

naturlige og samfunnstjenelige avtaler inngås, jf den garantiordningen Stortinget vedtok i forbindelse med Statsbudsjettet for 2010. Det er en tilsvarende tenkning som ligger til grunn i petroleumsbeskatningen, hvor staten bærer en betydelig risiko i den usikre investeringsfasen, men har tilsvarende høyere inntekter i høstningsfasen. Inntektene ligger her i økt samlet verdi til beskatning, som følge av at industrien opprettholder virksomhet det er et naturlig, markedsmessig grunnlag for.

- Ved å bygge på det som kan betraktes som et "industrikraftregime" i grunnrentebeskatningen, unngår man å etablere nye og omfattende opplegg. Her trengs det kun få og enkle justeringer.
- Fra statens side vil det trolig også være et poeng at man gjennom IndustriEls opplegg bare aktiverer refusjonsordningen for CO2 dersom "det er grunnlag for det". Hvis kraftprisene i markedet blir nøyaktig lik IndustriEls tilbud, er det vår vurdering at karbonelementet ikke slår inn i de langsiktige avtalene, og i alle fall ikke mer enn bedriftene i dag vurderer å kunne bære. I det tilfellet vil også så vel kraftselgere som industrien og staten komme ut slik man ville ha gjort i dagens grunnrentebeskatning og kjøp i spotmarkedet. Den viktige og avgjørende forskjellen er at de fleste bedrifter av denne type ikke fullt ut kan basere seg på spotmarkedet.
- Dersom det på samme måte som i andre land introduseres et karbonkompensasjonsregime, som hindrer at reelt sett levedyktig og klimavennlig industri legges ned, vil en løsning i henhold til IndustriEls forslag bli finansiert av dem som uansett vil måtte bidra.

8. Utfordringen

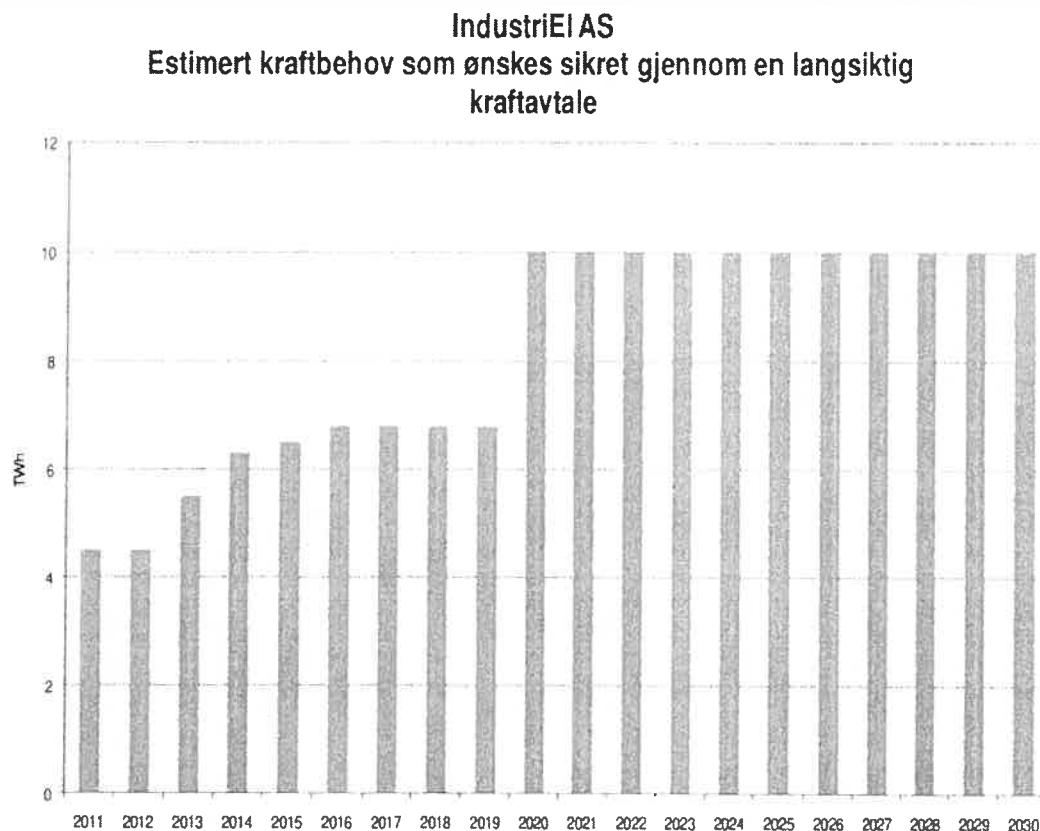
IndustriEl mener at forslaget er en velbegrunnet og praktisk tilnærming til den utfordringen samfunnet står overfor i skjæringspunktet mellom elintensiv industri, kraftbalansen og verdiene i norsk kraftforsyning.

IndustriEl mener at verdien av norsk kraftproduksjon langt på vei tilsvarer det elintensive industri kan betale for kraften. Trolig er det også slik av verdien av norsk kraftproduksjon, både markedsmessig og næringsmessig, i hovedsak består i vår evne til selv å bruke og foredle strøm.

Vedlegg

Bedrifter i IndustriEI AS har et samlet kraftbehov på ca 17 TWh per år, hvorav vel 4 TWh, stigende til ca 10 TWh ønskes sikret langsiktig

- Alcoa (Lista, Mosjøen)
- Hustadmarmor (Elnesvågen)
- SørAl (Husnes)
- Tinfos/Eramet (Sauda, Porsgrunn, Kvinesdal, Tyssedal)
- Boliden (Odda)
- Yara (Grenland, Glomfjord)
- Ineos (Grenland)
- Heidelberg Cement (Grenland, Kjøpsvik)
- Fesil (Mo i Rana, Kyrksæterøra)



Systempris i Norden 2000 – 2009 (øre/kWh)

2000:	10,3
2001:	18,6
2002:	20,1
2003:	29,1
2004:	24,2
2005:	23,5
2006:	39,1
2007:	22,4
2008:	36,9
<u>2009:</u>	<u>30,6</u>
<u>Gjennomsnitt:</u>	<u>25,5</u>