

Dato:
10-04-25
Deres ref.:
Vår ref.: BAa

Statnett SF
Ny dalen allé 33, 0484 Oslo
PB 4904 Ny dalen, 0423 Oslo.

Sendt pr e-post:
firmapost@statnett.no, torkil.bardsgjerde@statnett.no

ERAMET NORWAY AS HØRINGSINNSPILL TIL STATNETTS FORSLAG TIL NY TARIFFMODELL

Vi viser til tilsendt dokument og møte i Ny dalen 10. mars. Eramet Norway AS (ENO) gir nedenfor kommentarer og innspill til Statnetts høringsutkast til ny tariffmodell datert 13.februar 2025.

Vi har systematisert vårt tilsva r basert på dokumentets «Oppsummering» på side 26 og 27 hvor de 3 første tiltakene omfatter tiltak som kan iverksettes raskt basert på nasjonal rammefrihet uten krav til forskriftsendringer, og de 7 mer langsiktige tiltak som krever forskriftsendringer og delvis kan være påvirket av EUs regelverk. Vi har lagt til et punkt 10 «Tariffering av reaktiv effekt» spesifikt (som jo inngår i ny tariffmodell).

Kort om Eramet Norway AS

Eramet Norway AS (ENO) er 100% eiet av det globale franske industri- og gruveselskapet Eramet SA og er en verdensledende produsent av raffinerte manganlegeringer til den globale stålindustrien. Selskapet, som består av tre smelteverk lokalisert i Porsgrunn, Sauda og Kvinesdal samt en forsknings- og utviklingsavdeling (FoU) i Trondheim, har vel 560 ansatte, en årsumsetning for 2023 på 6,3 MRD NOK. Vi har til sammen 7 store smelteovner (fra 30-42 MW) med et årlig energiforbruk på 2,0-2,1 TWh.

Smelteverket i Kvinesdal er knyttet direkte til sentral-/transmisjonsnettet og i Sauda indirekte via AS Saudefaldene. Porsgrunnsverket er knyttet til Statnetts sentral-/transmisjonsnett via Ledes regionalnett i Grenland og har således en betydelig merkostnad for nett sammenlignet med de 2 øvrige. Vi snakker om i størrelsesorden en ulempe på opp mot 10

ERAMET NORWAY AS Hovedkontor / Head office

Postadresse/ Postal address: P.O.Box 82 N-3901 Porsgrunn Norway	Kontor adresse/ Office address: Rolighetsv.11-17 Porsgrunn	Telefon/ Telephone: +47 35 56 18 00 Telefax +47 35 55 36 10	Bankgiro/ Bank account: 9021.05.25989	Foretaksnr./ Company reg. no: NO 980518647 MVA
---	---	---	---	--

millioner kroner pr år. Er tiden moden for at alle energiintensive virksomheter (15 MW og 100 GWh) skal være knytte til transmisjons-/sentralnettet?

Selskapets kundebase er primært Europa og Nord Amerika. Utviklingstrekket de siste decenni har vært en forflytning av global stålproduksjon. I våre markedsområder er stålproduksjonen betydelig redusert. Totalt og globalt sett har stålproduksjonen økt, men da forflyttet seg, spesifikt mot Østen. Ekspansjon i produksjonskapasitet for manganlegeringer følger samme mønster. Det benyttes 5-10 kg manganlegering pr tonn stål konvertert fra flytende råjern og går stålet nødvendig styrke samt gir bidrag i selve stålproduksjonsprosessen.

Kort om utviklingsbildet for nettkostnader i Norge

Nettkostnadene for alle typer kunder har økt betydelig. Og planene de kommende år gir ytterligere økning (anslag 160 MRD NOK frem til 2035). Leverandørene på alle nettnivåer, sentral/transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett, er ene og alene monopol-virksomheter underlagt offentlig kontroll og rammer.

Statnetts investeringsprogram har i de siste år i betydelig omfang vært knyttet til å legge til rette for energiflyt for utenlandskablene hvilket er sterkt gjenspeilet i Statnetts kapitalbase med finansierings- og avskrivningskostnader. Flaskehalsinntekter mellom innenlandske prisområder og handelsinntekter utenlands er benyttet til å dempe nivået på løpende nettkostnader. Flaskehalsinntekter er beløp som i utgangspunktet skulle vært anvendt til å prioritere fjerning av flaskehalser for å redusere kostnader for energiflyten.

Etter oppstart av utenlandskablene i 2021 og 2022 gikk energiprisene i NO2 «banas» høsten 2022. Effektleddet i nett-tarifieringen eskalerte og gikk for uttaksforbrukere (og industrien) til nivåer som førte til at faktureringen ble satt til null i en periode. Ved tilbakeføring etter noen måneder, introdusertes et tak på 350 kr/MWh på områdepris som inngår i beregningen, hvilket i 2 omganger har blitt prolongert og vil vedvare ut 2025.

For fastleddet har den energiintensive industrien som tilfredsstillende effekt- og energivolumkrav, i en 5-årsperiode inklusive inneværende år 2025 hatt en 50% reduksjon i tariffingen. I det forutgående regimet var det mulig med høy score på 3 MW-effektkriterier å kunne oppnå 90% reduksjon (etter k-faktor). Begge regimer ble ved lanseringene uttalt å være basert på kostnadsrefleksivitet og å være ikke-diskriminerende. Det at de totale nettkostnader de siste år har eskalert til et betydelig høyere totalnivå forrykker ikke tidligere konklusjon at 50% reduksjon fortsatt kan gjenspeile kostnadsrefleksivitet og være ikke-diskriminerende. Energiintensiv eksportindustri er i begrenset eller ingen grad

kostnadsdriveren her. Det skyldes primært annen samfunnsmessig forsyning samt investeringer som skal ivareta kabelsambandet med utlandet.

Samlet har disse «innretningene» bidratt til å dempe nettkostnadene for en industritype hvor en rekke øvrige rammebetingelser for tilstedeværelse i Norge svekkes. Forverrede og økte nettkostnader vil bidra i gal og uakseptabel retning for industrien. Tar vi et sideblikk utenom nettkostnader er bidrag fra CO₂-kompensasjonen i vår NO₂-pris, samt tildeling av frikvoter for CO₂-utslipp, vesentlige brikker for opprettholdelse av norske energiintensive virksomheter som eksporterer globalt i et konkurranseutsatt marked.

For den energiintensive industrien kan reduksjonsfaktorene over betraktes som en kompensasjon for alternativet, som ville vært å rette opp i forhold som gjør kraftmarkedet grunnleggende dysfunksjonelt, se nærmere i det nedenstående.

Eramet Norway`s punktvisе tilsvar til Statnetts høringsdokument (ref oppsummering side 26-27)

1) Kapasitetsleddet

Forslag til innføring av et nytt spesifikt tariffledd er forutsatt å redusere det nåværende fastleddet, hvor det siden siste regimeendring er gitt 50 % reduksjon for industriselskaper med stort energiforbruk (minimum 15 MW/h effektuttak og 100 GWh/år i energiforbruk). Referanseberegningen er foreslått satt til selskapets maksimale MW-lastuttak (ikke topplasttime).

Ved innføring av dette nye tariffleddet forutsetter ENO at det gis reduksjon på linje med det som blir konklusjonen på det resterende del av fastleddet ved at definerte krav som foreslått skal stilles er imøtekommet.

Referansenivå «maksimalt MW-lastuttak» må baseres på forutgående faktiske størrelse eller et historisk gjennomsnitt av et tidligere antall år. Ved spesielle hendelser må nivået kunne justeres (eksempelvis markedsmessige eller andre forstyrrende hendelser).

2) Krav om deltagelse i reservemarkedet

Deltagelse i energi- og effektreserve-markedene er nå basert på frivillighet og er bestemt av de muligheter og restriksjoner som det enkelte selskap kan ha. Omfanget

av slike produkter har økt de siste årene og samtidig har kompleksiteten økt. Effekt- og/eller energiopsjoner kan ikke stilles dobbelt-/flerdobbelt fra samme produksjonsinstallasjon. Utstyrsteknologi og produkter/prosesser bestemmer potensialet for å delta. Samtidig har selskapene sine primærkunder som må prioriteres og betjenes i form av leveransekontrakter, hvilket gir strenge rammer for forpliktelsesnivå.

Ethvert pålegg er i utgangspunktet uønsket, men ENO kan stille seg positiv til å inngå slik forpliktelse med motytelse å få reduksjon i andre nett-tarifferingsledd (dersom alternativet er ingen reduksjon). Kravet må konkretiseres et antall MW i timer og/eller korresponderende MWh pr tidsenhet og kombineres med eventuelt en lastreduksjonsfaktor på MW-nivå som selskapet skal stille. Det må være full frihet med hensyn til hvilket reservemarkedsprodukt som det deltas i. Statnetts nylige orientering om norsk deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet synes relevant. (Siste nytt fra Statnett 26.3. 2025).

For å ha litt perspektiv på beløpsstørrelser. Statnetts systemkostnader steg i 2024 til 4,5 MRD NOK sammenlignet med 3,4 MRD NOK forutgående år (primært pga omfang av tertiærreserver). Samtidig var flaskehals- og handelsinntektene over 11 MRD NOK dette året. Alt taler for at disse fleksibilitetsaktivitetene vil øke de kommende årene ved omfang av mer stokastisk energiproduksjon. Uten å kunne sammenlignes direkte så beveger nivåbeløpet i land som Tyskland og i UK seg raskt mot 2-sifret milliardbeløp i deres valuta. Det er land som dramatisk har redusert sin historiske regulerbare termiske- og kjernekraftbaserte kraftproduksjon ned til nivåer hvor import og innenlandsk beredskap er tvingende nødvendig for at landenes kraftbalanse ikke skal gi blackout (Dunkelflaute) når svingningsintervall for 50 Hz utfordres.

3) Økt bidrag fra balanseansvarlige aktører

Kostnadsmessig videre- og merbelastning fra balanseansvarlig BRP har allerede satt spor i kundenes regnskaper, spesifikt og betydelig knyttet til FRR-reservemarkedet. (CM og AM). Kundene kan ikke lenger forholde seg direkte til Statnett, men mot BRP. Det fungerer ikke kun som en form for kostnadsoverføring, men vår BRP har også introdusert profitsharing, hvor en betydelig andel av opsjonsinntekter (CM) og effekter av aktivering (AM) må avgis.

Et bortfall av kostnader hos Statnett ved å belaste BRP direkte vil kundene med stor sannsynlighet få videre belastet til seg og uten å merke noen BRP-stordriftseffekter, men får påslag.

Blir dette effekten er ENO derfor noe reservert til denne foreslåtte endringen. Konseptet må spesifiseres. Hvordan fremkommer underlag for viderefaktureringsbeløp; er det generelt en-bloc eller spesifisert på «produkter» enten vi snakker om reservemarkeder eller alle de andre tjenestene?. Det må være et prinsippkrav at BSP ikke tar påslag på det som vil være en ytelse- og kostnadmessig riktig viderefakturerings fra Statnett til sine kunder.

4) Revisjon av energileddet

Energileddet er definert og beregnes som følger:

Energiledd

Energileddet er produktet av gjeldende marginaltapssats, områdepris og netto uttak/innlevering i aktuelt utvekslingspunkt time for time.

$$\text{Energiledd (kr)} = \text{områdepris (kr/MWh)} * \text{marginaltapssats (\%)} * \text{energiuttak/energi innlevert (MWh)}$$

Marginaltapssatsene beregnes ukentlig. Disse distribueres og legges ut på Statnetts hjemmeside innen fredag kl. 12.00 i uken før de nye satsene er gjeldende.

Energileddet i transmisjons- og regionalnett skal i henhold til intensjonen dekke den marginale kostnaden kunden selv påfører nettet på kort sikt.

Utvikling i energileddet for våre 3 industrianlegg hvor alle er beliggende i NO2, har vært dramatisk negativt. Fra å ha vært et (balansert) overskuddsområde (hvor symmetrien er null for innmating og uttak), har utenlandskablene forrykket situasjonen og skapt en diametralt forskjellig situasjon med en enorm kostnadsøkning for uttaksaktører. I fjoråret 2024 ble det bruttoeksportert 32 TWh. Med overføringstap gir dette mer enn 1,0 TWh/år som har forsvunnet.

Sakens kjerne er her at i tillegg til den vedvarende, økte NO2-prisen som inngår i marginaltapsberegningen, er utenlandskablene som den desidert største aktøren fritatt for å betale den kostnaden utlandshandelen uomtvistelig forårsaker i det innenlandske nettet. Dette misforholdet er av ENO påklaget til Statnett og ble sendt

videre til NVE/RME, hvor klagen ble avvist. Saken er nå til behandling i Energiklagenemnda. Det konstateres at RME raskt engasjerer seg og gir vedtak når aktører har for høye inntekter på kabler, referanse til NSL-kabelen og NordPool. Tilvarende er beklageligvis ikke tilfelle når kablene som aktør er fritatt for sin kostnadspåføring.

En av begrunnelsene som gis er at det ikke er tillatt å belaste kabeldriften med en avgift som vil virke handelshindrede. Dette er argumentasjonsmessig feil, idet uttak representerer en balansemessig punktkostnad og hvor all rimelighet tilsier at den skal dekkes av aktøren. Å betale for en faktisk kostnad, er ikke en avgift og utelatelse gir grunnlag for en privat- og samfunnsmessig feiltilpasning.

Priselementet i energileddberegningen (nå områdepris mot tidligere systempris) har siden 2023 vært maksimert til 350 kr/MWh og fungerer for tiden som en temporær ordning. Det er de sørlige prisområdene i Norge som er mest utsatt og derfor først og fremst nyter godt av dette pristaket. ENO's 3 bedrifter vil ikke kunne akseptere at reduksjonstiltaket oppheves så lenge det ikke gjøres tiltak for permanent å få ned prisnivået i NO2 som skyldes et dysfunksjonelt kraftmarked (se under). Å gå tilbake til Nordisk systempris i beregningen vil ikke bidra til reduksjon. Systemprisene er også høye og EPAD har i lengre tid ligget på rundt 25 €/MWh sammenlignet med rundt 30 €/MWh for 350 kr/MWh.

Uansett hvilken skjebne og komponering energileddet vil få i en ny tarifferingsmodell, er det viktig at beregningskonsekvenser av faktorene i modellen gir et tariffmessig kostnadsrefleksivt nivå. Det er et krav fra ENO at utenlandskablenes påvirkning av innenlandske nettforhold skal ha økonomiske konsekvenser for disse aktører. Det gir også en kjedekonsekvens mot den urimelige ITC-ordningen hvor Norge beliggende lengst mot nord må ta nettkostnadene i transittlandet for energivolumer som sendes videre fra oss som eksportland. Ifølge artikkel i Nettavisen 23. mars så har Statnett mellom 2011 og 2023 betalt 2,7 MRD NOK for ITC-ordningen. For 2023 isolert er kostnadsbeløpet oppgitt til 0,75 MRD NOK. Dette medfører betydelig årlige kostnader for Statnett og urettmessig må tas av alle innenlandske nettkunder. Det konstateres at Statnett nå i likhet med intervju i 2090 er kritisk til ordningen. Se for øvrig punkt 7 hva gjelder systeminntekter for kablene.

5) Reservasjonstariff (og relatert til modenhetsskriterier)

ENO ser det rimelig at ønsket om fremtidig nettkapasitetsbehov skal kunne kvalifisere for betaling av reservasjonsbeløp. Industrigrupperingen med stort forbruk

og effektnivå (100 GWh & 15 MW) har ikke hatt nevneverdig ekspansjonsbehov de senere år og ikke meldt inn større behov eller ønsker. Omfanget har primært kommet fra nyetablert virksomhet og hvor grad av realisme har variert.

Satser for reservasjonskostnad kan differensieres i forhold til volum. En differensiering mellom eksisterende, veletablert virksomheter og nye vil kunne være diskriminerende.

Noe overraskende konstateres det forslag at regionalnettselskapene selv skal få ansvar for å håndtere egne flaskehalser i sitt nett. Det er forunderlig at dette ikke for lengst har vært nedfelt i forskrifter og praksis for å få en effektiv utnyttelse av nett og nettutvikling. Det leses også nylig at Statnett er reservert til å foreta endringer av prisområder i Norge og innenfor det Nordiske systemområdet. Det har vel tidligere vært signalisert mulighet for justering mellom NO1 og NO2. I prisområde NO4 kan det leses at kraftselskapene er bekymret for lønnsomheten.

6) Revisjon av anleggsbidragsregelverket

En aktør (eller samling av flere) som har tiltaksplaner som er utløsende for nettbyggingskonsekvenser skal betale for kostnadskonsekvensene. En revisjon av dette avtaleverket må sørge for enkelhet og være konsistent/konsekvent for alle. Det må ikke være lettvinnt å få argumentert seg ut av regelverket. Et tilbakeblikk viser vel at det har forekommet visse tilfeller av slikt, eksempelvis ved etablering av vindkraft på Fosen.

7) Revisjon av fastleddet (med samlokaliseringsrabatt (k-faktoren))

Fastleddet er i tidligere punkter berørt i form av kapasitetsleddet og tariffreduksjon samt regimeendringer hvor alle har stått seg med å være kostnadsreflekterende og ikke-diskriminerende.

Det er her opportunt å nevne at ENO har smelteverk tilknyttet regionalnett, og hvor en mangeårig dialog om tariff har funnet sted. Kostnadsberegninger for hvilke beløp industrien i regionen på sitt uttaksnivå har påført regionalnettet er fremlagt. Saken er avvist av regionalnettselskapet og deretter klaget og påklaget via NVE/RME til Energiklagenemnda. Og med resultat avslag. En lik tariff er ikke det samme som likhet i tariffing. Avvik fra faktisk kostnadsansvar er tvert om i strid med Energilovens

formålsparagraf.

Identisk med tariffing på sentralnettnivå kan det tyde på at «ikke-diskriminerende og kostnadsrefleksiv tariffing» er et svært dynamisk og tilpasningsmulig prinsipp og hvor det fra nettkundenes side er meget vanskelig å få forståelse og vinne frem.

Flaskehalsinntekter internt og eksternt («handelsinntekter» for utenlandskablene) gir et subsidiert nivå på nettkostnadene. Beløpet var MNOK 1500 i 2023 og MNOK 1042 i 2024, hvorav halvparten tilfalt Statnett. Det er prisområdet NO2 som gir størst bidrag til handelsinntektene og ENO's krav er at handelsinntektene i det minste allokteres til den regionen som har bidratt. Det gjelder også for systeminntekter ved deltagelse i kapasitetsmarkeder i utlandet. Statnett planlegger riktignok å overføre inntil 1 milliard nok av flaskehals- og handelsinntekter til underliggende nettselskaper i 2025 for å redusere nettleien, men hva er allokeringskriteriet? Og hvordan ivaretas det samfunnsøkonomiske hensynet vis a vis forbruk med stor/liten priselastisitet?

Prisområde NO2 har en utvekslingskapasitet på mellom 5-6 GW og som tilsvarer rundt 50% av GW-vannkraftproduksjon (for Norge totalt er det rundt 30%). EU's mål for utviklingskapasitet er 10%. Denne overoppfyllelsen må premieres for NO2.

k-faktoren har historisk gitt tradisjonell norsk industrilokalisering et kostnads-reduksjonsbidrag. Samlokaliseringsfaktoren har fått en begrensning på 0,600 og hvor våre virksomheter tidligere hadde 0,000 selv med svært kortreist energi. De mest ekstreme situasjoner vi nå ser, er at mens ekspansjon av tradisjonell industri i norsk prisområde ikke finner sted, så ser vi det motsatte i mottakspunkt for utenlandskablene. ENO mener at det landsinterne samlokaliseringsberegningen og -bidraget ikke må tynnes ut eller forsvinne i en ny tariffingsmodell.

Residualt ledd vil i forslaget være det som gjenstår etter at det foreslåtte kapasitetsleddet har tatt sitt. Det må dekke drifts- og finansieringskostnader. Det er en oppfatning av Statnetts kapital-/anleggsbase nå med rundt 50% består av tiltak de siste år for å betjene utenlandskablene. Det er betimelig å spørre hva er totalresultatet av kabeldrift. Statnett og embedsverket liker å bekjentgjøre (kun) handelsinntektene. Men drifts- og kapitalkostnader, utelatelse av effektleddets marginalkostnader, den helt urimelige ITC ordningen med negative, økonomiske konsekvenser for norsk norske bedrifters konkurranseevne av ordningen – nå også med nylig innført dynamiske kraftflyt (som oftest har sitt opphav fra nord), er sjelden mulig å spore og bli informert om. Inntil de store feilene ved dagens kraftmarked er rettet opp, mener ENO at reduksjonsfaktor for fastledd ikke må være dårligere enn det nivået vi nå har.

8) Revisjon av topplasttimen

Topplasttimen i MW må være et representativt nivå som basis for tarifferingen. Det er ønskelig at Statnett klargjør nivået mot «maksimalt lastuttak» og med begrunnelser.

9) Økt innmatingstariff

Innmatingstariff for energiprodusentene har minst 2 spesielle forhold:

- satsen pr MWh er definert av EU basert på lokaliseringsforhold for produksjon og forbruk i Kontinentaleuropa. Satsen er holdt fast i en årrekke og kun depresiering av nok vs euro har økt den sett fra Norge
- Innmatingstariff i regionalnettet beholdes ikke på dette nivå, men overføres til overliggende nivå sentral-/transmisjonsnettet

I Kontinentaleuropa er kull-/naturgass-/kjernekraftanlegg lokalisert der hvor kundemassen finnes. I Norge er energiproduksjonen plassert der naturresursen finnes (primært vann) og energien må fraktes kortere og lengre til kundene. Den etablerte EU-satsen gir nivåmessig mening for produsenter i Europa, men ikke i en norsk struktur med sin lokalisering av produksjon og forbruk.

Innmatingstariffen må derfor tilpasses norsk struktur og kunne økes. Som en sidebemerkning kan det anføres at den uberettigede fortjenesten for disse produksjonsaktørene i de senere år (i særlige områder), pga mangelfull regulering av kraftmarkedet, fremstår som helt urimelig.

Regionalnett koster å utbygge og drifte i likhet med overliggende nett. Enkelte regionalnett er så fullverdig utbygget at hele eller deler av regionen muligens kunne klart seg uten sentral-/transmisjonsnett. NO2 er lang på vei i en slik situasjon. For kunder som er tilkoplede regionalnett vil en hel- eller delvis tilbakeallokering av innmatingstariff kunne føre til lavere regionalnettkostnader. Det bes om at Statnett gjør en rimelighetsvurdering (nasjonalt og regionalt) som eventuelt kan være enn forholdsmessig fordeling mellom de 2 nettnivåene.

10) Tariffering av reaktiv effekt

Statnett endret sin modell for beregning av reaktiv effekt i 2019. ENO har ingen spesifikke merknader til ordningen. Ingen av våre 3 verk har klart å fasekompensere slik at kostnadsnivå for reaktiv effekt ikke har forsvunnet. Innkjøps- og installasjonskostnader for utstyr som har økt betydelig er en barriere.

Det er ikke urimelig at produsentene dekker sitt bidrag til elektromekaniske fenomener som fører til redusert kapasitet i nettet.

Avslutning

Vi imøteser at Statnett tar våre merknader med i betraktning i arbeidet for det nye tariffregimet som skal utarbeides slik at dette fanges opp i både kortsiktige og mer langsiktige endringer. To forhold er sentrale:

- drifts-, vedlikeholds- og investeringsnivåer fremover (betydelig økning i milliardklassen). Riksrevisjonen har «på overtid» kommentert dette nylig i forhold til «sendrektighet» hvilket får være opp til enhver å vurdere
- nettselskapene (som regulerte monopoler) sin fordeling av nettkostnader på de ulike aktører (energiprodusenter, industriforbrukere og andre forbrukere)

Tariffer skal være kostnadsreflekterende. ENO har ikke hatt store ekspansjonsbehov eller kommende store ekspansjonsplaner. Det er andre forhold som trigger av nasjonal kostnadsøkning. Som selskap må vi derfor ikke få kostnadsøkning eller omallokering med økt relativ kostnadsandel i forhold til andre aktører i sentral-/transmisjonsnettet.

Avslutningsvis registrerer vi at Statnett i sitt høringsdokument henviser til regelverket man må forholde seg til i tariffing og regler for kostnadsfordeling. Dette er det samme regelverket Statnett har måttet forholde seg til ved tidligere tariff- og tariffregimeendringer, og som har vært brukt for å forsvare høyst ulike og dels motstridende opplegg.

Et problem for Statnett, for nettkundene og for Norge som samfunn, er at det europeiske kraftmarkedet ikke fungerer godt og at Statnett er en aktør i dette markedet. I sitt arbeid med praktisk tariffing og kostnadsfordeling, bør det være en hovedproblemstilling å unngå at Norge mister, slik vi er i ferd med, sitt naturlige konkurransefortrinn for videreføring av elektrisk kraft.

Når det gjelder energi har myndighetene så langt gjort svært lite, eksempelvis ved å innføre forbruks- og nivåreguleringsbestemmelser for vannkraftmagasiner/-lagre slik man i Kontinentaleuropa har for naturgasslagre.

Statnetts administrative kostnader inngår også i nettkostnadsbasen. Statnett må løpende sørge for kostnadseffektiv administrasjon.

Og for utbygging-/investerings-/prosjektkostnader har Statnett en broget historie hva gjelder sluttkostnad i forhold til planlagt. Har dette bedret seg siden det for noen år tilbake ble iverksatt tiltak?

Med vennlig hilsen,
for Eramet Norway AS



Baard Aasrum

Kopi oversendt internt:

Bjørn Kolbjørnsen, Kåre Bjarte Bjelland, Laurent Amat, Rune Dolmen, Aida Bermudez, Vibeke Lynum, Martine Dovigen, Jean Yvez Blandin, Alf Selvik, Tommy Fjeld, Emil Grini, Rune Førland, Knut Arild Egeland, Johannes Grotteland