

Statnett

v/Ketil Grasto Røn

Vår dato: 16.oktober 2017

### **Innspill til Statnetts arbeid med ny sentralnettariff**

Distriktsenergi har sett på rapportene som er blitt utarbeidet i tilknytning til at Statnett ser på sentralnettariffen for kommende tariffperiode.

I den anledning legger vi ved et notat vi har fått utarbeidet fra Adapt Consulting, som ser på flere sentrale problemstillinger omtalt i de nevnte rapporter.

Fra vår side bemerker vi at det er viktig at eventuelle endringer i forhold til dagens modell bør være vesentlig bedre enn den eksisterende på den/de punktene som endres, da enhver endring må ha en god begrunnelse for å unngå støy og manglende forståelse for begrunnelse bak endringen. Dersom det blir endringer i K-faktoren er det åpenbart at begrunnelsen må være god og mulig å relatere seg til som vesentlig bedre enn i dag. Vi har regnet på hva endringene medfører i de aktuelle punktene og vi er bekymret for hvordan dette tas imot da enkelte punkter innebærer nær dramatisk endring i tariffen for enkelte uttakskunder. Vi forventer at Statnett har regnet på konsekvensen av foreslåtte endringene.

For øvrig har vi noen «ekstra» merknader til K-faktoren nedenfor og for andre kommentarer vises til notatet fra Adapt vedlagt.

#### ***Distriktsenergi mener det er samfunnsøkonomisk riktig å beholde K-faktoren på dagens nivå.***

K-faktoren innebærer at avregningsgrunnlaget for forbruk skal reduseres for tilknytningspunkter i sentralnettet der det også er innmating av kraft gjennom en korreksjonsfaktor. K-faktorens størrelse avhenger av forholdet mellom innmating og forbruk i punktet (samlokalisering). Fra 2014 er det satt en grense for hvor lav denne faktoren kan bli. Grensen ble satt til 0,5.

Samlokaliseringseffekten medfører at forbruk som er lokalisert sammen med produksjon i et sentralnettpunkt vil betale en lavere tariff enn forbruk som ligger «alene». Kundene får redusert sitt avregningsgrunnlag som følge av et mindre overføringsbehov i sentralnettet.

Det er god samfunnsøkonomi å bruke kraften i nærheten av der den er produsert. Dette er jo også noe av prinsippet bak plusshus. Vi kan også kalle dette for kortreist kraft. Tariffene skal gi signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, og k-faktoren er med på å fremme de nettmessige fordelene med å ha forbruk nær produksjon.

Det er for øvrig det samme prinsippet som ligger til grunn i «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen» § 17-2 om ordinære uttak direkte fra kraftverk.

Den sjablongmessige måten K-faktoren blir beregnet på, er en brukbar måte å trekke avstandselementet inn i tariffen på et område vi mener det er formålstjenlig.

Dagens ordning med k-faktor bidrar til at sluttkundene i et forsyningsområde unngår å få hele regningen for nytt nett generert av ny produksjon. Produksjonsoverskuddet blir nyttet på nasjonalt plan, og det er derfor ikke urimelig at spleiselaget inneholder brukere av denne kraften som går utover konsesjonsgrensene. Alternativet er at kundene lokalt sitter igjen med regningen for nasjonale mål. Det er åpenbart urimelig.

**«Kortreist Kraft» innebærer at nettleien bør gi en fordelingsmessig fordel i områder med samlokalisering av nett og kraftproduksjon. Dette gjøres best med å videreføre k-faktoren.**

Med vennlig hilsen,

Knut Lockert

daglig leder

Distriktsenergi

Dronning Eufemiasgate 16

0191 Oslo

<http://www.distriktsenergi.no>

## Notat

Dato 2. oktober 2017

Til	<b>Distriktsenergi</b>	Fra	ADAPT Consulting
Kopi til			
Emne	<b>Et innspill til drøfting av Statnetts tariffer for transmisjonsnettet</b>		

### Bakgrunn

Tariffene for uttak og innmating i transmisjonsnettet dekker i dag ca 75 % av Statnetts inntektsramme. (Resten dekkes av inntekter fra kraftutveksling og marginaltap.) Dagens tariffmodell ble etablert i 2015. Statnett vurderer for tiden mulige endringer i modellen fra 2019, og har satt en frist for innspill til 15. oktober. Statnett planlegger å sende et forslag til ny modell på høring i løpet av november.

I det nedenstående redegjøres det kort for dagens modell og hva som ligger til grunn for modellen. Det redegjøres også for hovedpunktene i tre rapporter som ble fremlagt i et møte i Statnett 15. september, hvor ulike sider ved dagens modell vurderes. Rapportene kommenteres.

### Kort om dagens transmisjonsnettmodell

Når Statnetts kostnader skal fordeles, er det viktig å være oppmerksom på utviklingen i Statnetts økonomiske rammer. I 2009 hadde Statnett en årlig inntektsramme på ca 2 mrd. I 2013 var rammen økt til ca 3 mrd. I 2017 er rammen 7,2 mrd., og forventes å øke til ca 10 og 13 mrd. i hhv. 2020 og 2023. De nærmeste årene planlegger Statnett å investere ca 1 mrd. per måned. Når beløpene blir så store, blir også fordelingen, og eventuelle feil i fordelingen på kunder og kundegrupper svært viktig.

Dagens tariffmodell har følgende hovedelementer:

- **Kraftproduksjon** betaler 1,1 + 0,2 øre/kWh. Lik tariff for hele landet. 1,1 øre/kWh tilsvarer taket for kraftproduksjon i EØS. Statnett har ønsket å øke taket. Inntektene fra avgiften for kraft som mates inn i dagens *distribusjonsnett* tilfaller det aktuelle nettselskapet. Tilsvarende inntekt fra innmating i dagens *regionalnett*, ca 700 millioner, tilfaller Statnett.
- **Kraftuttak** betaler i utgangspunktet 275 kr/kW. Lik tariff for hele landet.
- **Alt uttak** er tilordnet et spesielt utvekslingspunkt i nettet, hvor det beregnes en såkalt **k-faktor**, som er definert av forholdet mellom produksjon og uttak i punktet. K-faktoren kan maksimalt bli 0,5, som gir en rabatt på sentralnettstariffen på 50 %.
- Ca 40 bedrifter (**SFHB**) med et forbruk på minst 15 MW og 5 000 timers brukstid kan oppnå inntil 90 % reduksjon basert på tre faktorer: Brukstid, uttak om sommeren og jevnt uttak per time. Reduksjonen beregnes *etter* eventuell k-faktorrabatt. Statnett oppgir at gjennomsnittlig tariffreduksjon for SFHB er 68 % i 2017.
- Både kraftproduksjon og uttak avregnes for **marginaltapet** i det utvekslingspunktet de er tilordnet. Marginaltapet beregnes for hvert enkelt punkt og er et nullsumspill, idet produksjon og forbruk avregnes etter samme presentsats, med motsatt fortegn. Maksimal sats er +/- 15 %.

Dersom det ikke hadde vært gitt k-faktorrabatt, ville tariffsatsen ha vært redusert fra 275 kr/kW til ca 200 kr/kW. Uten k-faktorrabatt, og dersom Statnett mister innmatingsavgiften i regionalnettet, ville tariffsatsen måtte økes til ca 230 kr/kW. Innmatingsavgiften vil i så fall ha tilfalt regionalnettselskapene.

## Mulige endringer i dagens modell – Forslag, hensyn og kommentarer

På møte i Statnett 15.9. 2017 ble det fremlagt tre rapporter, to fra Thema Consulting om fordeling av residuale kostnader og behovet for lokaliseringssignaler, og én fra EC Group om tariffing av stort forbruk.<sup>1</sup>

I Themas to rapporter er det tre hovedbudskap:

- Nettariffer skal gi et lokaliseringssignal. K-faktor per punkt som lokaliseringssignal er ikke godt begrunnet og foreslås avvirket.
- Tariffer skal skaffe kostnadsdekning med færrest mulig negative virkninger.
- Tariffer skal oppfattes som rettfærdige.

I EC Groups rapport er det to budskap:

- Dagens SFHB-tariff er ikke godt begrunnet, og grensen for hvem som skal inkluderes bør justeres (utvides). Lavere tariff kan begrunnes til kunder som selv betaler nedtransformering, og noe (litt) på bakgrunn av systemdriftsfordeler. Brukstid er en lite relevant parameter.
- Ramsey-prising er ikke tillatt, eller i alle fall ikke praktisert

### Mer om Themas rapport om lokaliseringssignaler:

I rapporten om lokaliseringssignaler, som kanskje er den som er mest relevant for Distriktsenergi, foreslår Thema ulike modeller. Disse beskrives kort under:

1. Ingen lokaliseringssignaler.
2. Effektbalansejustering «I stedet for punktvis K-faktorer som i dagens modell beregnes det en effektbalansejustering pr. område, for eksempel med utgangspunkt i dagens nettavregningsområder». I tillegg innføres en tilsvarende faktor for produksjon.
3. Inkrementelle kostnader: «Det beregnes et årlig lokaliseringssignal basert på de langsiktige marginalkostnadene ved å øke innmating og uttak i ulike områder, for eksempel basert på nettavregningsområdene eller pr. punkt». Det er forventet at tariffene vil være høye der det er knapphet på kapasitet.
4. Forsterkning av eksisterende signaler, enten via å skalere opp marginaltapsfaktorene eller skalere opp områdeprisforskjeller.
5. Situasjonsbetingede signaler: «Lokaliseringssignaler gis her gjennom differensiering av de faste leddene i tariffene for innmating og uttak mellom ulike områder basert på en vurdering av de langsiktige nettkostnadene, men uten automatisk kobling til resultatene fra analyser i en underliggende nettmodell.»

Etter en vurdering av modellene, konkluderer Thema med at modell 1 (ingen signal) og 3 (inkrementelle kostnader) ikke er ønskelig. I tillegg er modell 5 (situasjonsbetingede signaler) sårbar for strategisk atferd og høye administrative kostnader. Det er derfor to modeller igjen, herunder K-

---

<sup>1</sup> <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Nettleie-og-tariffstrategi/Tariffstrategi/Underlag-tariffstrategi/>

faktor per område (modell 2) og forsterkning av eksisterende signaler (modell 4). Thema konkluderer med «*en modell der avregningsgrunnlaget for de faste leddene beholdes som i dagens modell både for produksjon og forbruk, men justeres for forskjeller i gjennomsnittlige marginaltap mellom ulike områder*» er best (modell 4). Forslaget er forankret i teori og ikke i praksis. Konsulentene har ikke sett på faktiske konsekvensene av å endre på dagens modell for bransjen, eller nytten ved å gjøre det.

Det er nødvendig med å utrede nærmere modell 2 og 4, mot dagens, for å konkludere på hvilken modell er best. Her vil to spørsmål være viktig:

- Gir modellen gode signaler? Å legge til grunn marginaltapssatser som hovedsignal kan være uheldig, f.eks. dersom høye tap skyldes 'dårlig' og gammelt nett.
- Er modellen betydelig bedre enn det vi har i dag? (Ellers kan det være fornuftig for Statnett å fortsette med dagens lokaliseringssignaler).

#### **Kommentarer:**

En overordnet kommentar er at dersom en modell skal endres, bør den nye modellen være vesentlig bedre enn den eksisterende. Om det ikke er klart at det er tilfellet, bør den eksisterende beholdes mens man arbeider videre med mulige forbedringer.

**Lokaliseringssignal:** Det er grunn til å spørre om det ikke er og har vært lagt for stor vekt på den rollen tariffen kan spille som lokaliseringssignal. Hovedbildet er at kraftprodusenter lokaliserer seg der ressursene finnes og der de har mulighet til å få konsesjon, og ut fra kraftprodusentens vurdering av prisutviklingen for kraft, marginaltap og sertifikater. Når det gjelder vindkraft, har NVE gjort en egen vurdering av mulige områder for etablering. Opplegget med én innmatingstariff harmonerer sånn sett med tariffens begrensede potensial som lokaliseringssignal.

Tilsvarende for store industribedrifter: De produserer og tilpasser produksjonen der de allerede er lokalisert. Nytt, større forbruk, f.eks. innenfor olje og gass, lokaliserer seg uavhengig av nettkostnadene. Kraftsystemmessig skulle for eksempel Ormen Lange ha funnet en gunstigere lokalisering enn Aukra. Trolig finnes det også nettmessig bedre lokaliseringer for den produksjonsutvidelsen som foregår og planlegges på Karmøy, uten at det fremstår som et alternativ, (særlig ikke når Statnett bekoster ny linje til Karmøy til 1,5-2,0 mrd.) For andre kunder i nettet er nettleien uansett ikke relevant som lokaliseringsfaktor.

K-faktoren er derfor først og fremst en *kostnadsfordelingsfaktor*, som må begrunnes med at det er rimelig at forbruk i områder med stor kraftproduksjon betaler en lavere andel. Å gjøre k-faktoren til en områdevariabel synes riktigere enn å ha den som en punktvariabel, jf. Themas drøfting og forslag.

I tillegg til at det er andre faktorer enn nettpriessignaler som bestemmer lokalisering av innmating og uttak, skjer nettutbygging sprangvis og med skaleelementer, og både nettutbygging, kraftutbygging og industrietableringer/utvidelser skjer med lange ledetider.

**Marginaltapet**<sup>2</sup> er i og for seg et lokaliseringssignal, men også betaling for en faktisk kostnad som påføres systemet, gitt at beregningen er rimelig og korrekt. Betaling for marginaltapet gir også et dekningsbidrag til andre kostnader, selv om det er begrenset.

**Ramsey-prising:** Ramsey-prising betyr at det tas hensyn til kundenes priselastisitet, og spesielt at man forsøker å unngå at kunder tilpasser seg en tariff som angir kostnader de ikke forårsaker. Det vil i så fall kunne gå ut over andre. EC Group synes å legge til grunn at Ramsey-prising ikke er tillatt, eller i alle fall ikke praktisert. Det er vanskelig å se at det er korrekt.

Nettleie dreier seg, slik det fremgår av Themas fremstilling, også om å dekke kostnader som ikke lett kan henføres til spesielle kunder eller kundegrupper. Når kundene har dekket de direkte henførbare kostnadene, er oppgaven, som Thema korrekt sier, å skaffe kostnadsdekning med færrest mulig negative virkninger. Da er priselastisiteten viktig. Dagens tariffutforming, med spesialopplegg for kraftproduksjon og SFHB innebærer i realiteten Ramsey-prising. Ett av de spørsmålene som kan stilles er om denne Ramsey-prisingen har gått for langt.

**Rettferdig kostnadsfordeling:** Selv om betaling for marginaltapene gir et dekningsbidrag til andre kostnader, gjenstår det i praksis et betydelig restledd. De overordnede prinsippene og kravene er at nettariffer skal være

- «cost reflektive» (EUs formulering)
- at like tilfeller skal behandles likt og transparent
- at det må være en nettmessig begrunnelse og
- at kriteriene for fastsettelse skal være objektive

Hvor mye skal da de ulike aktørene betale? For industrien vil det være naturlig at det reflekteres over hva som er årsak til kostnadsøkningen. Som referert over, hadde Statnett en inntektsramme på ca 2 mrd. i 2009. I hovedsak var nettet i 2009 tilfredsstillende for norske SFHB-bedrifter. Da er det relevant å spørre hvor mye av økningen til dagens inntektsramme på ca 7 mrd og antatte 13 mrd i 2023 SFHB-bedriftene skal bære? Tilsvarende spørsmål må stilles når det gjelder kraftprodusenter.

I dagens system ligger det at de kostnadene som ikke med rimelighet må eller kan bæres av SFHB og kraftprodusenter, som er priselastiske aktører, må bæres av alminnelig forsyning. Men også alminnelig forsyning vil kunne hevde at heller ikke de er ansvarlig for denne kostnadsøkningen.

Ser vi bort fra at Statnett synes å bygge ut vesentlig mer kostbart enn andre nettselskaper og har høyere driftskostnader, og i tillegg gjennomfører prosjekter som sprekker mht kostnadsanslagene som ga grunnlag for konsesjon, så er Statnetts investeringer og investeringsnivå i stor grad styrt av politiske beslutninger, som fornybardirektivet, konkurransen med Sverige om sertifikatutbygging og ønsket om å forsyne resten av Europa med norsk kraft.

Konsekvensen blir kostnader som ikke har en klar adressat, og hvor de minst priselastiske ender opp med å betale en stor del av regningen. Kraftprodusenter lider i kraftmarkedet når kraftoverskuddet øker, mens kundene vinner, aller mest de industribedriftene som slipper å subsidiere ny, fornybar

---

<sup>2</sup> Marginaltapet gjenspeiler tapsendring for hele nettet ved marginal endring i produksjon eller forbruk i punktet. Tapet påvirkes av produksjon i punkt, forbruk og kvalitet på nett (f.eks. overføringskapasitet). Separate marginaltapssatser beregnes for hver enkelt node i transmisjonsnettet, og det beregnes egne satser for hhv dag og natt/helg. Marginaltapssatsene er symmetriske omkring null (det betyr f. eks. at produsenter får positive satser på +5 %, mens forbruker får negative satser på minus 5 %).

kraftproduksjon og skjermes mot økningen i nettkostnadene. Rettferdig kostnadsfordeling er et spørsmål med mange sider.

**Tariffutforming:** Dagens innmatingstariff bygger på prinsippet om like konkurransevilkår for kraftprodusenter i Europa og at regningen uansett ender hos kundene i et velfungerende marked. I den grad kraftprodusentene kan sies å ha promotert de politiske beslutningene som forklarer Statnetts kostnader (slik tilfellet langt på vei er), kan det kanskje sies å være rimelig at de også bærer kostnadene, uavhengig av at de er skadelidende gjennom lavere kraftpriser i markedet. Men hva da med kraftverksbeskatningen? Høyere nettleie som skyldes politiske beslutninger bør kanskje utløse lettelser i kraftverksbeskatningen. Ting må henge sammen.

Dagens SFHB-modell fordeler kostnadene etter brukstid, sommerforbruk og timestabilitet. EC Groups drøfting taler for en enklere modell, kanskje en modell som samler parameterne i én tariff som gjelder likt for samtlige SFHB-bedrifter, hvor det som påpekt av EC Group, også kan vurderes en alternativ definisjon av SFHB. En slik eventuell modell må baseres på en drøfting av kostnadsansvarlighet for Statnetts inntektsramme over tid og industriens priselastisitet/tåleramme.