

## Innspill til RMEs arbeid med rammevilkår i reguleringsmodellen

I arbeidet med rammevilkår har RME inkludert Distriktsenergi i referansegruppen, og vi setter stor pris på at RME har gitt oss anledning til å fremme våre syn på arbeidet gjennom dette. NVE-RME publiserte den 05.11.2020 foreløpige inntektsrammer for 2021<sup>1</sup>. Samlet inntektsramme er estimert til 17,5 milliarder kroner for alle nettselskapene eks Statnett. Av disse 17,5 milliarder kronene deles om lag 770 millioner kroner (4,4%) i rammevilkårsjusteringen.

### Om selskapenes effektivitet i 2021 og endringer blant frontselskapene:

Innledningsvis ønsker Distriktsenergi å kommentere medlemmenes effektivitet og tilhørende mønsterselskaper. I foreløpig varsel om inntektsrammer for 2021 får en rekke av Distriktsenergis medlemmer en vesentlig reduksjon i effektiviteten sammenlignet med varsel om inntektsrammer for 2020. Dette skyldes blant annet nye frontselskaper i modellen, hvor Elvia nå består av Hafslund og Eidsiva, og Tensio TN har erstattet Trøgstad.

Distriktsenergi reagerer på effektene endringer blant frontselskapene medfører for våre medlemmer. Her trekker vi frem Drangedal Everk, Lærdal Energi, Odda Energi, Rauland Kraftforsyningslag og flere andre som eksempler på selskaper som fikk bedre effektivitet i trinn 1 i 2021 sammenlignet med 2020, men lavere effektivitet etter trinn 2 i 2021 sammenlignet med 2020. Et konkret eksempel er Aurland Energiverk som har redusert sine kostnader til DEA trinn 1 – lokalt distribusjonsnett fra 21 475 kkr i 2020 til 19 113 kkr i 2021. Dette gjør at nettselskapet styrker seg i trinn 1, men på grunn av en endring blant selskapene de måles mot får selskapet lavere effektivitet etter trinn 2 i 2021! Til tross for en større kostnadsreduksjon enn bransjen samlet sett, kommer dette selskapet dårligere ut i 2021 enn i 2020. Selv om vi forstår sammenhengen i reguleringsmodellen, gir denne typen utvikling svært liten tillit til modellen.

Distriktsenergi mener RME må vurdere denne problemstillingen nøye for å sikre at selskapene kompenseres for de faktiske rammevilkårene de har.

### Rammevilkårsjusteringens betydning for Distriktsenergis medlemmer:

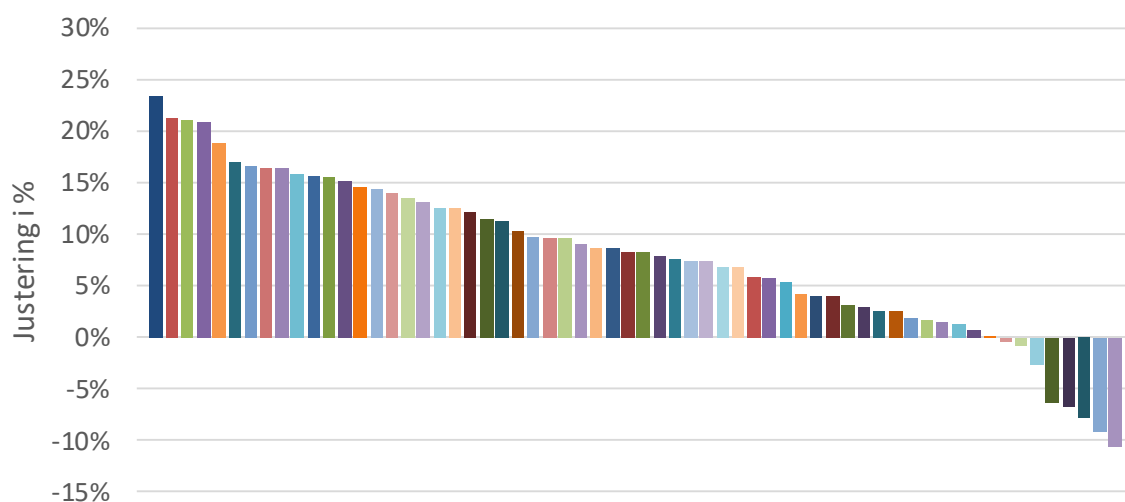
Blant de 65 nettselskapene Distriktsenergi representerer finnes selskaper som sørger for strøm i stikkontakten for nettkunder i havgapest, på øyer, i dype skoger og ved høye fjell.

---

<sup>1</sup> <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/inntektsrammer/inntektsramme-2021-forelopige-beregninger/>

Basert på datagrunnlaget til de foreløpige inntektsrammene for 2021, får medlemmene i Distriktsenergi i gjennomsnitt en oppjustering på 7,9% i rammevilkårsjusteringen (trinn 2), og kun 8 av medlemmene påvirkes negativt i dette trinnet av reguleringsmodellen. Figur 1 viser hvordan medlemmene i Distriktsenergi påvirkes i rammevilkårsjusteringen

Figur 1: Betydning av trinn 2 (rammevilkårsjustering) for Distriktsenergis medlemmer



Rammevilkårsjusteringen er følgelig svært viktig for Distriktsenergis medlemmer og nærmest avgjørende for å kunne drive effektivt basert på dagens modell. I dette dokumentet presenterer vi et utvalg av momenter som er av særskilt viktighet og betydning å ta med i det videre arbeidet.

### Skog og skogstyper:

Skog er en viktig del av rammevilkårsjusteringen for nær sagt samtlige medlemmer i Distriktsenergi. Endringer i vekstforhold grunnet klimaendringer og store endringer i skogen de siste tiårene er viktige momenter når eventuelle justeringer av hvordan skog hensyntas i modellen skal sees nærmere på av RME.

I dag tas bar- og løvskog med høy- og særs høy bonitet hensyn til i rammevilkårsjusteringen. Imidlertid opplever selskapene en rekke merkostnader knyttet til alle typer skog. Når skog skal vurderes som variabel er det derfor en rekke relevante problemstillinger vi mener RME bør se nærmere på, herunder hvorvidt:

- Utelukkende skog med høy og særs høy bonitet bør inkluderes, eller også skog av annen bonitet;
- Utelukkende bar- og løvskog bør inkluderes, eller også andre skogstyper;
- Skogsdata som benyttes i rammevilkårsjusteringen er oppdatert og reflekterer de reelle skogsforholdene i hvert enkelt konsesjonsområde; og
- Skog som variabel bør kombineres med variabler slik som snø, vind, helning eller andre forhold som sammen med skog kan skape utfordringer for selskapene

Distriktsenergi mener at alle bonitets- og skogstyper som medfører reelle ryddebehov og utfordringer med feil i nettet bør inkluderes. Dette skyldes at skog med lavere bonitet kan Distriktsenergi, Dronning Eufemiasgt. 16, 0191 Oslo tlf.: 911 87 713 epost.: [post@distriktsenergi.no](mailto:post@distriktsenergi.no)

være mer utsatt for vær og vind, samt at blandingsskog og skog med lav bonitet gror raskt og gir dertil økende kostnader. Videre mener Distriktsenergi at RME bør se nærmere på hvilke kartdata som legges til grunn for skogsvariablene, og hvordan ekstremværsituasjoner eller værsituasjoner slik som våt snø problematikk henger sammen med skog.

### **Øyer, fjorder og fjordkryssninger:**

Et annet viktig moment for medlemmene i Distriktsenergi er definisjonen av øyer. En rekke av Distriktsenergis medlemmer er lokalisert langs Norges kyst, med tilhørende drift av strømnettet på øyer og over fjorder. For disse selskapene er de økte kostnadene i stor grad knyttet til at de ikke kan nås med alminnelig veitransport, og avstanden ut til øyene er av underordnet betydning. Eksempelvis vil det være vesentlige merkostnader ved å måtte bruke båt både for å komme frem til en øy 200 meter fra land eller 2 kilometer fra land.

Utover reisekostnader krever forsyning av øyer vesentlig høyere beredskapskostnader og betydelig større investeringer sammenlignet med forsyning av fastlandet. Dette skyldes blant annet sjøkabler. Nettanlegg på øyer har også ofte en lavere levetid grunnet korrosjon. Værforholdene på øyer er kostnadsdrivende fordi trafokiosker må bygges i betong og isoleres godt for å unngå at fukt i kombinasjon med støv fører til overslag. I tillegg hensyntas ikke fjorder og kryssninger med fjordspenn i rammevilkårsjusteringen i dag. Ekstrakostnader forbundet med slik topografi kan være like krevende som kryssninger til øyer for flere av medlemmene i Distriktsenergi.

Distriktsenergi mener at så fremt nettselskapene ikke kan benytte alminnelig veitransport for å nå disse områdene bør disse inngå som øyer. Dette innebærer å gå vekk fra justering ut i fra antall forsynte øyer mer enn en 1 km fra fastland, eller fra nærmeste forsynte øy. Vi mener videre at både fjorder og fjordkryssninger bør inkluderes i rammevilkårsjusteringen, da disse kan være like kostnadsdrivende som å forsyne en øy.

### **Avstand til vei:**

En relatert problemstilling er områder i nettet med begrenset veitilgang. For mange nettselskaper er dette praktisk talt å betrakte som en «øy på land». Et konkret eksempel har vi fra et av medlemmene i Distriktsenergi, hvor dette selskapet har et linjestrekk på hele 54 kilometer i mer eller mindre veiløst område. Selskapet må benytte scooter vintertids, båt sommerstid og eventuelt helikopter ved isløsing- og legging. Ved skift av nettstasjoner må dette utføres manuelt med taljer fremfor å benytte kranløsninger, og stolper skiftes manuelt for hånd da gravemaskiner ikke kommer frem. All frakt inn til området foregår med scooter, båt og helikopter, og utstyr må ofte kjøpes inn opp til et år i forveien for å sikre at dette transporteres inn til riktig plass.

Tidligere ble «avstand til vei» justert for i rammevilkårsjusteringen, og Distriktsenergi forstår at denne ble tatt ut. Imidlertid er eksempelet over kun et av en rekke lignende eksempler hvor selskaper har store kostnader tilknyttet avsidesliggende områder. Problematikken forsterkes ytterligere av endringer i sammensetningen av front-selskaper. Distriktsenergi mener følgelig at også områder med stor avstand til vei og der hvor selskapene har begrenset tilgang med alminnelig transport bør hensyntas i rammevilkårsjusteringen, på lik linje med hvordan øyer hensyntas.

**Småkraft:**

Småkraft i nettet har vesentlige kostnader for selskapene, og det er følgelig viktig at dette kompenseres tilstrekkelig for i rammevilkårsjusteringen. Småkraftanlegg ligger ofte gravgrendt til, gir høyere nettap grunnet lengden på transportert energi, krever måling og avregning og kan føre til problemer med spenningskvalitet.

Installert ytelse for små kraftverk har økt over tid, etter hvert som nye småkraftverk har kommet inn i nettet. Når gamle kraftverk rehabiliteres økes gjerne installert ytelse, og det forekommer at kraftverket går fra å være definert som småkraftverk (under 10 MW) til å bli definert som ordinært kraftverk (over 10 MW). Et eksempel fra et av medlemmene i Distriktsenergi knytter seg til rehabilitering av et kraftverk som gikk fra 9,3 MW til 23,0 MW installert ytelse i 2019. Summen av installert ytelse i nettet som legges til grunn i rammevilkårsjusteringen var samme år på 19,8 MW. Dersom kraftverket ikke hadde blitt rehabilitert hadde 29,1 MW blitt lagt til grunn. Eksempelet illustrerer hvordan selskapene kan bli straffet for rehabilitering, og tilhørende omklassifisering i rammevilkårsjusteringen, av småkraftverk.

Distriktsenergi mener grensen på 10 MW må fjernes i dagens rammevilkårsjustering, da denne kan føre til et negativt bidrag ved økte oppgaver for nettselskapene. Vi foreslår at all småkraft som mates inn i det lokale distribusjonsnettet inkluderes i rammevilkårsjusteringen.

**400V TN-Nett og Lavspent:**

De fleste nettselskaper i Norge har i dag 230V IT-nett, mens noen selskaper, eksempelvis Jæren Everk, i stor grad bygger 400V TN-nett. 400V TN-nett har en rekke fordeler sammenlignet med 230V IT-nett fra et teknisk perspektiv. Eksempelvis begrenser bygging av 230V IT-nett kabbelengden fra nettstasjoner og krever flere nettstasjoner for å betjene samme antall kunder sammenlignet med bygging av 400V TN-nett. Økt dimensjonering vil kunne resultere i høyere nettap og svakere operativ effektivitet ved 230V IT-nett løsninger. 400V TN-nett gir videre kunden fordeler som ikke tas hensyn til i reguleringsmodellen, slik som færre tilpasninger av elektrisk utstyr, bedre spenningskvalitet og mindre naturinngrep pga. færre nettstasjoner.

Tidligere analyser har ikke gitt statistisk signifikante resultater, noe som kan skyldes datakvalitet. Eksempler på dette er at noen selskaper tidligere ikke har rapportert lavspenningsnett, mens andre selskaper som har bygget 400V TN-nett løsninger i lavspenningsnettet ikke har rapportert disse spesifikt som 400V i den økonomiske- og tekniske rapporteringen. Distriktsenergi mener at et nytt rammevilkår som kompenserer selskaper med høy andel 400V TN-nett med fordel kan vurderes.

**Sammensetning og lengde på tidsserier i datagrunnlaget:**

Hvordan ulike variabler i rammevilkårsjusteringen kombineres vil ha mye å si for mange av medlemmene i Distriktsenergi. Eksempelvis gir helning med eller uten skog ulike utfordringer, mens store mengder snø kombinert med mildvær og ising skaper problemer

for selskapene. I en analyse gjennomført av AFRY<sup>2</sup> på vegne av RME pekes det på hvordan rammevilkår kan modelleres generelt, og hvordan ulike variabler kan kombineres spesielt. Her vurderes det hvordan variablene vind, snø og temperatur kan kombineres for å fange opp ekstremværhendelser som har potensiale for store ødeleggelser og tilhørende høye kostnader for nettselskapene. Distriktsenergi mener at RME bør vurdere hvordan ulike variabler kan kombineres for å fange opp sammenfallende værphenomener.

Videre er det viktig at RME ser nøye på lengden på tidsserier i datagrunnlaget, og hvilken vurdering datagrunnlaget vurderes på, eksempelvis om det er gjennomsnittlige verdier, maksimum- og minimumsverdier over en periode eller 90 prosent persentiler som skal legges til grunn. Distriktsenergi mener at gjennomsnittlige verdier er et for grovt mål på mange av de geografiske variablene, da nettet må dimensjoneres for «ekstreme» verdier. Eksempelvis er det maksvinden som er kostnadsdrivende, ikke gjennomsnittsvinden. Et innspill er følgelig at RME ser nærmere på alternative metoder for hvordan datagrunnlaget til den enkelte variabel tas med i rammevilkårsjusteringen.

#### **Øvrige momenter som er viktige for medlemmene i Distriktsenergi:**

Det er en rekke andre problemstillinger som berører medlemmene i Distriktsenergi, og som er spilt inn som viktige for selskapene. Medlemmene fremhver blant annet kostnader ved reindrift, antallet fergestrekninger og fjelloverganger i konsesjonsområdet, vegbommer, statistikk på stengte veier, geografiske avstander og transportavstander som mulige områder som bør sees nærmere på i en vurdering av rammevilkårene i reguleringsmodellen.

Avslutningsvis vil vi bemerke det åpenbare: at det å sammenligne et nettselskap med 3000 kunder i ett område av Norge med et selskap med nærmere 900 000 kunder i ett annet området, er nærmest umulig og ikke kan bli riktig i ordet rette forstand. Ønsker man tillitt til modellen må rammevilkårsjusteringen gjenspeile forskjellene i det å drive nettselskap i Norge så langt som mulig. Modellen må være forståelig og det må være mulig som resultat å drive ett selskap effektivt også i grisgrendte og vanskelige områder i Norge. I motsatt fall feiler modellen som instrument der selskaper skal sammenlignes effektivtetsmessig. Det må også tilføyes at dersom et selskap har særskilte utfordringer for å drive effektivt, så som for eksempel ekstra utfordringer med reindrift, og dette ikke måtte være en del av rammevilkårsjusteringen, må det være mulig å kompensere for en slik ulempe innenfor modellen likevel.

Det å arbeide med inntekstrammemodellen er et prioritert område for Distriktsenergi og vi stiller oss selvfølgelig til disposisjon for avklaringer og andre spørsmål i tilknytning til dette viktige arbeidet i RME.

#### **Vennlig hilsen**

Distriktsenergi.



Knut Lockert

Daglig leder

---

<sup>2</sup> [https://publikasjoner.nve.no/rme\\_eksternrapport/2020/rme\\_eksternrapport2020\\_02.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2020/rme_eksternrapport2020_02.pdf)