



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

RME RAPPORT

Nr. 10/2022

.....

Endringer i modell for kostnadsnorm. Korrigerering for rammevilkår

.....

Oppsummering av høringsinnspill og endelig modell

Ole-Petter Kordahl, Hilde Marit Kvile og Fartein Valen Slåttebrekk



RME Rapport nr. 10/2022
Endringer i modell for kostnadsnorm. Korrigering for rammevilkår
: oppsummering av høringsinnspill og endelig modell

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi
Forfattere: Ole-Petter Kordahl, Hilde Marit Kvile og Fartein Valen Slåttebrekk
Forsidefoto: iStock by Getty Images

ISBN: 978-82-410-2266-1
ISSN: 2535-8251
Saksnummer: 202210875

Sammendrag: Rapporten oppsummerer innspillene på RME høringsdokument 3/2022 hvor vi foreslår en ny modell for å korrigere for rammevilkår. Vi har som en følge av innspillene gjort enkelte justeringer i modellforslaget. Vi presenterer en ny modell for å fastsette kostnadsnormer i lokalt distribusjonsnett. Vi innfører også en toårig overgangsordning for å kompensere nettselskaper som får reduserte inntektsrammer som følge av modellendringen. Ny modell gjelder fra 1.1.2023

Emneord: Inntektsregulering, effektivitetsanalyse, rammevilkår.

Reguleringsmyndigheten for energi
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo
Telefon: 22 95 95 95
E-post: rme@nve.no
Internett: www.reguleringsmyndigheten.no

desember, 2022

Forord

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) sendte forslag til endringer i modell for kostnadsnorm på høring 16.6.2022. Forslaget innebar ingen endring i forskrift, men endring i metoden vi benytter for å beregne kostnadsnormer. Vi foreslo nye variabler i korrigeringen for rammevilkår i trinn 2 i modell for fastsettelse av kostnadsnormen. Hensikten var å få en bedre korrigering av relevante rammevilkår og dermed riktigere inntektsrammer for nettselskapene.

Høringsdokumentet er lagt ut på RME sine nettsider og publisert som RME høringsdokument 3/2022. Fristen for å gi innspill til høringen var opprinnelig 20. september 2022, men ble utsatt til 27. september 2022. RME mottok høringsinnspill fra 24 høringsinstanser, og innspillene er også publisert på nettsidene våre.

I dette dokumentet oppsummerer og vurderer vi innspillene vi har mottatt, og vi presenterer endelig modell for å korrigere for rammevilkår i beregning av kostnadsnormene. Vi har også mottatt innspill om forslaget etter høringsfristens utløp. Vi har svart på disse henvendelsene direkte til avsenderne.

Ny modell gjelder fra 1.1.2023.

Rapporten er revidert 13.12.2022. I kapittel 7 sto det i en tidligere versjon at Faktor kyst også besto av Vind fra unormal retning i områder med trær, men den variabelen er tatt ut av modellen.

Oslo, desember 2022

Tore Langset
direktør
Reguleringsmyndigheten for energi

Roar Amundsveen
seksjonssjef
Seksjon for økonomisk regulering

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner

Sammendrag

Vi foreslo endringer i modell for fastsettelse av kostnadsnorm i RME høringsdokument 3/2022. Forslaget er basert på en prosess der vi over flere år har invitert alle nettselskapene til å spille inn hvilke forhold de mente vi burde undersøke. Vi har gjennomført åtte møter med en referansegruppe i tillegg til fem arbeidsmøter med geografiske grupperinger av nettselskaper. I fjor sendte vi en statusrapport på høring.

I den nye modellen har vi oppdatert datagrunnlaget for hvor nettet er plassert, og vi tar hensyn til rammevilkår rundt både luftnett og jordkabler. Vi har beregnet og vurdert en rekke rammevilkår, der flere er kombinasjoner av ulike kartlag for å fange spesielle forhold bedre. Vi har også endret metoden slik at det nå finnes en øvre grense for hvor stor korreksjonen for rammevilkår kan være for enkeltsselskaper.

Vi foreslo følgende variabler i modellene:

Tabell 1: Forslag til nye variabler for korrigering av rammevilkår i trinn 2:

Lokalt distribusjonsnett	Regionalt distribusjonsnett
Bar- og blandingskog høy bonitet	Ingen
Faktor 1: løvskog med høy bonitet, innmating fra produksjon, helning og snø som klistrer seg til trær	
Faktor 2: kystnærhet, salting, nett i vann og vind fra uvanlige retninger i skog	
Faktor 3: snøfokk, snø, kulde og sterk vind	

Vi har mottatt høringsinnspill fra 24 instanser. Vi har vurdert innspillene, og dette dokumentet oppsummerer prosessen. Basert på høringsinnspillene gjør vi noen endringer i forslaget vi sendte på høring:

- I variabelen snø som klistrer seg til trær, fjerner vi impediment skog fra beregningsgrunnlaget. Dette er basert på innspill om at nett i skog med lav bonitet i mindre grad nettselskaperes kostnader.
- Når skog med lav bonitet ikke er like kostnadsdrivende, gjelder dette også for sterk vind fra unormale retninger i skog. Når vi tar impediment skog ut fra datagrunnlaget for denne variabelen, endres den betraktelig. Den fanger i større grad rene vind- og fjellforhold enn sterk vind fra unormale retninger i skog. Vi velger derfor å ta variabelen ut av modellen.
- I forslaget benyttet vi ulike kystlinjer i variabel for andel nett i kystbelte på 1000 meter og saltingsvariabelen. Sistnevnte beregnes på et datagrunnlag med lukkede fjorder slik at områder innerst i fjorder ikke regner som kystnære. Andel nett i kystbelte på 1000 meter, derimot, er beregnet på kystlinje med åpne fjorder. Vi mener at denne også bør baseres på lukkede fjorder, og vi endrer definisjon av kyst for andel nett i kystbelte på 1000 meter. Siden vi har tatt ut variabelen for sterk vind fra unormale retninger i skog fra modellen, inkluderer vi vind i beregningen av kystbelte-variabelen isteden. Vi gjør dette

ved at andel nett i kystbeltet vektet med vindstyrken i den 95. prosentil, slik at nett som utsettes for sterkere vind, teller mer i variabelen.

- Vi innfører en generell overgangsordning for inntektsrammene i 2023 og 2024. I praksis beregner vi inntektsrammen for 2023 med både ny og gammel modell. Differansen danner grunnlaget for overgangsordningen for 2023 og 2024. For inntektsrammen 2023, vil de som får negativ differanse med ny modell, få et tillegg i kostnadsnormen tilsvarende hele differansen. I 2024 får de samme selskapene et tillegg i kostnadsnormen tilsvarende 90 prosent av den samme differansen. Hvor mye disse differansene vil utgjøre i kroner, avhenger av kostnadsnivået for inntektsrammene for 2023. Basert på varsel om inntektsrammer for 2023, vil det utgjøre om lag 360 millioner kroner over de to årene. Tilleggene i kostnadsnormene blir inkludert når vi rekalibrerer inntektsrammene for 2023 og 2024, i beregningen av inntektsrammer for hhv 2025 og 2026. Vi sikrer derfor at overgangsordningen ikke øker samlet inntektsramme, og at kundene i nettet ikke betaler mer som følge av overgangsordningen. Overgangsordningen er i praksis en omfordeling av tillatt inntekt mellom selskapene.

Med det nye datagrunnlaget og de nye vurderingene vil den nye modellen være i bedre stand til å korrigere for relevante forskjeller i rammevilkår mellom selskapene. Dette vil gi mer presise kostnadsnormer og riktigere inntektsrammer for selskapene, og vil sørge for at kundene ikke betaler mer enn nødvendig.

Etter vi har tatt hensyn til innspillene, vil vi benytte følgende modell:

Tabell 2: Forslag til nye variabler for korrigering av rammevilkår i trinn 2:

Lokalt distribusjonsnett	Regionalt distribusjonsnett
Bar- og blandingskog høy bonitet	Ingen
Faktor 1: løvskog med høy bonitet, innmating fra produksjon, helning og snø som klistrer seg til trær	
Faktor 2: sterk vind nær kyst, salting og nett i vann	
Faktor 3: snøfokk, snø, kulde og sterk vind	

Endringene gjelder fra 1.1.2023.

Innholdsfortegnelse

Oppsummeringsrapport: Endringer i modell for kostnadsnorm.

Korrigerings- og rammevilkår	1
1 Innledning	8
1.1 Om høringen	8
1.2 Feil i høringsdokumentet	8
1.3 Innholdet i denne oppsummeringsrapporten	9
2 Merknader til forhold som ikke er på høring	9
2.1 Økt normandel må utsettes	9
2.2 Øvrige kommentarer	10
3 Generelle merknader	10
3.1 Tidspunktet for innføring og overgangsordning	10
3.2 Prosessen med å velge de foreslåtte variablene	14
3.3 Store selskaper gir tilbakemeldinger og kommer bedre ut	18
4 Merknader til endringer i lokalt distribusjonsnett	19
4.1 Forslag om variabel for jordkabelandel	21
4.2 Forslag om variabler for skog	24
4.3 Kombinasjonsvariabler der skog inngår	25
4.4 Forslag om variabel for helning	28
4.5 Forslag om variabel for innmating av produksjon og plusskunder	28
4.6 Forslag om andel nett i kystbelte	30
4.7 Forslag til variabel for vind	32
4.8 Forslag til variabel for snø og snøfokk	34
4.9 Forhold som burde ha vært med i modellen	35
5 Merknader til endringer i regionalt distribusjonsnett	38
5.1 Vårt forslag i høringsdokumentet	38
5.2 Høringsinstansenes syn	38
5.3 RMEs kommentarer	39
5.4 Konklusjon	40
6 Merknader til forhold knyttet til metode	40
6.1 RME har vært for begrenset i tilnærmingen	40
6.2 Utformingen av variablene er uheldig for store selskaper	41
6.3 Maksimums grense for virkning av rammevilkårskorrigerings	42
6.4 Bruke luftlinjer og kabler for å beregne rammevilkår	43
6.5 Årlig beregning av koeffisienter	44
6.6 Bruk av faktorer for å kombinere ulike rammevilkår	44
6.7 Valg av tidsserier	46
6.8 Lavspent nett bør inkluderes	47
7 Variabler i ny modell	48
8 Referanser	50
Vedlegg. Kart over de nye variablene	51

1 Innledning

1.1 Om høringen

Forslag til endringer i korrigering for rammevilkår i modell for kostnadsnormer ble sendt på høring 16. juni 2019. Høringsfristen var opprinnelig 20. september 2022, men ble utsatt til 27. september 2022. I høringsdokumentet foreslo vi nye variabler for å korrigere for relevante forskjeller i rammevilkår i modell for å beregne kostnadsnormer. Høringsdokumentet er lagt ut på RMEs nettsted og offentliggjort i RME høringsdokument 3/2022.

Innen fristen mottok vi uttalelser fra disse 24 høringsinstansene:

- Agder Energi Nett AS (Agder Energi Nett)
- Arva AS (Arva)
- Barents Nett AS (Barents Nett)
- BKK Nett AS (BKK Nett)
- Distriktsenergi
- Elmea AS (Elmea)
- Elvia AS (Elvia)
- Energi Norge
- Enida AS (Enida)
- Jæren Everk AS (Jæren Everk)
- KE Nett AS (KE Nett)
- Lede AS (Lede)
- Linja AS (Linja)
- Lnett AS (Lnett)
- Regionrådet for Hallingdal
- Rollag Elektrisitetsverk AS (Rollag Elektrisitetsverk)
- Samfunnsbedriftene
- Sandøy Energi AS (Sandøy Energi)
- Straumen Nett AS (Straumen Nett)
- Sygnir AS (Sygnir)
- Tensio AS (Tensio)
- Vang Energiverk AS (Vang Energiverk)
- Vidju Holding AS (Vidju Holding)
- Vestre Slidre kommune, Øystre Slidre kommune og Nord-Aurdal kommune (kommunene i Valdres)

Høringsuttalelsene er publisert på RMEs nettsted: www.reguleringsmyndigheten.no.

1.2 Feil i høringsdokumentet

I vedlegg 6 i høringsdokumentet viste vi økonomiske konsekvenser av forslaget, illustrert med hvordan forslaget ville endre inntektsrammene som var varslet for 2022. I den beregningen, har vi benyttet feil variabel for «Snø på trær» i faktoren løvfall. Vi foreslår i høringsdokumentet å benytte «skog_i5dgt30_mean_3h», som er antall ganger per år der minimum 30 mm nedbør kommer over 5 dager mens gjennomsnittlig temperatur er mellom – 3 og 0,6°C i områder med skog, beregnet på

datasett med 3 timers oppløsning. I beregningene i vedlegget har vi dessverre benyttet «skog_i5dgt100_mean_3h» som er samme variabel, men for minimum 100 mm nedbør. Det er også denne variabelen som er inkludert i regresjonsresultatene som vises i figur 5.

Konsekvensen av feilen er uvesentlig. Korreksjon for faktor løvfall endres intervallet -2 % til + 10 % i høringsdokumentet til intervallet -2 % til +7 % med riktig variabel. Vurderingene i høringsdokumentet står seg, og vi ser ikke behov for å gjennomføre ny høring på grunn av feilen.

1.3 Innholdet i denne oppsummeringsrapporten

I dette dokumentet oppsummerer vi høringsuttalelsene og våre kommentarer. Noen høringsinstanser har kommet med generelle merknader til forslaget som ble sendt på høring. Disse er behandlet i kapittel 3. Merknader som gjelder forslag til endringer i modell for lokalt distribusjonsnett, er omtalt i kapittel 4. Merknader som gjelder forslag til endring i regionalt distribusjonsnett, er behandlet i kapittel 5. Merknader knyttet til metode er omtalt i kapittel 6.

I den grad det ikke uttrykkelig kommer frem av dette dokumentet at våre forutsetninger eller tolkninger er endret, vil vi legge det som er sagt i RME høringsdokument 3/2022 til grunn ved tolkningen og anvendelsen av den nye modellen, selv om det ikke er omtalt her.

De viktigste endringene sammenholdt med det forslaget som ble sendt på høring er:

- I beregningen av variabelen for snø som klistrer seg til trær fjerner vi områder med impediment skog.
- I beregning av variabelen for sterk vind fra unormal retning i skog, har vi også fjernet impediment skog. Dette endrer variabelen så mye at vi tar den ut fra modellen. Den er ikke lenger signifikant og den fanger ikke lenger det rammevilkåret den var ment å fange. Variabelen var foreslått som en del av faktoren kyst.
- Vi endrer definisjonen av kystlinje i variabel for andel nett innen 1000 meter fra kysten, fra faktisk kystlinje til manuelt justert kystlinje. I denne kystlinjen er de fleste fjorder lukket. Vi legger også til sterk vind i det nye kystbeltet.
- Vi innfører en overgangsordning for inntektsrammene i 2023 og 2024.

2 Merknader til forhold som ikke er på høring

Flere høringsinstanser kommenterer forhold som ikke er en del av høringsforslaget.

2.1 Økt normandel må utsettes

Agder Energi Nett, Distriktsenergi, Jæren Everk, KE Nett, kommunene i Valdres, Lede, Linja, Rollag Elektrisitetsverk, Samfunnsbedriftene, Straumen Nett og Vidju Holding mener vi bør utsette den vedtatte forskriften som sier at normandelen i

inntektsrammen skal økes til 70 prosent fra 2023. Grunnen er at den foreslåtte modellen fremdeles har stor usikkerhet i seg, i tillegg til generell usikkerhet i bransjen. Noen hevder at normandelen heller bør justeres til 50 prosent.

Straumen Nett mener at vi ikke kan innføre økt normandel dersom vi gjennomfører de foreslåtte endringene i trinn 2 fordi de økonomiske konsekvensene av endringene blir forsterket når normandelen økes.

2.1.1 RMEs kommentarer

Forslaget om å øke normandelen ble sendt på høring¹ og vedtatt i 2019². Vi viser til høringsdokumentet og oppsummeringsrapporten for bakgrunnen for forslaget, og innspillene som vi fikk i høringsrunden.

Et nytt innspill er at vi ikke kan innføre økt normandel fordi de økonomiske konsekvensene av modellendringen blir forsterket når også normandelen øker. Vi bestrider ikke dette, men mener dette heller taler for en overgangsordning. Vi omtaler dette i avsnitt 3.1.

2.2 Øvrige kommentarer

Flere av høringsinstansene er opptatt av at RME må ha en helhetlig tilnærming når vi reviderer modellen. Jæren Everk oppfordrer RME til å se på hele ordningen med inntektsregulering med helt ny innretning. Samfunnsbedriftene og Vidju Holding spør om egnetheten ved modellen til dagens situasjon og etterlyser en bredere gjennomgang av inntektsreguleringen. Flere peker på at RME må jobbe videre med en modell som tåler et lavere antall selskaper, og Distriktsenergi og Vidju holdning mener også at KILE bør fordeles som et gjennomsnitt over flere år.

2.2.1 RMEs kommentarer

Vi svarer ikke på disse innspillene i dette dokumentet, men tar det med oss i det videre og stadig pågående arbeidet med inntektsreguleringen.

3 Generelle merknader

3.1 Tidspunktet for innføring og overgangsordning

3.1.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi foreslo at endringene trer i kraft fra og med 2023. Vi foreslo ingen generell overgangsordning.

I vedlegg 6 i høringsdokumentet viser vi hvor stor innvirkning de foreslåtte endringene ville hatt per selskap dersom de var benyttet i beregningen av inntektsramme for 2022. Vedlegget er en del av redegjørelsen av økonomiske og administrative konsekvenser for nettselskapene.

¹ https://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2019/hoeringsdokument2019_06.pdf

² https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2019/rme_rapport2019_01.pdf

3.1.2 Høringsinstansenes syn

Elvia, BKK Nett, Agder Energi og Barents Nett sier at forslaget vårt er en forbedring i forhold til gjeldende modell, og BKK Nett støtter at ny modell innføres fra 2023.

Distriktsenergi, Linja, Lnett, KE Nett, Rollag Elektrisitetsverk og Vidju Holding mener vi bør vente med oppdatering av trinn 2 og heller gjennomføre det samtidig med endringene som kan komme i trinn 1 (DEA). Også Energi Norge spør om RME har vurdert sammenhengen mellom de foreslåtte endringene nå, og eventuelle endringer i trinn 1 om få år, uten å foreslå at RME utsetter implementeringen av forslaget. Flere mener også at økningen i normandel til 70 prosent fra 2023, de kraftige økningene i nettapkostnadene og det store investeringsbehovet allerede gir en usikkerhet rundt hvordan reguleringen virker. De mener en endring i trinn 2 gir ytterligere usikkerhet og at endringen derfor bør utsettes.

Linja mener også at de mange fusjonene endrer sammenligningen mellom selskapene. Grunnlaget vi legger til grunn for å endre trinn 2 kan være vesentlig endret om få år, og det er dermed lite hensiktsmessig å innføre endringene nå.

Lnett peker på at det er kort tid fra høringsfrist til innføring, og at det fremstår som det ikke er rom for endringer før den gjennomføres.

Distriktsenergi, kommunene i Valdres, Rollag Elektrisitetsverk, Regionrådet for Hallingdal Samfunnsbedriftene, Straumen Nett og Vidju Holding tar til orde for at vi innfører en overgangsordning. De mener de økonomiske konsekvensene for enkelte selskaper er så store at forslaget ikke kan gjennomføres uten tilpasninger. Det er særlig fjerning av jordkabelandel som gir store utslag. Samfunnsbedriftene peker på at nettselskapene operer langsiktig, og det er uheldig at økonomiske rammevilkår endres hurtig og med stor effekt. Sandøy Nett viser til at forslaget vårt har store økonomiske konsekvenser for dem, og størst konsekvenser blant alle nettselskapene. De lurer på hvilke vurderinger RME har gjort rundt det.

3.1.3 Våre kommentarer

RME har stadig pågående arbeid med å vurdere forbedringer i inntektsreguleringen. Siden 2019 har vi vurdert muligheten for å endre oppgavevariablene i DEA-modellen (trinn 1). Forslaget vi nå har sendt på høring gjelder trinn 2, og hensikten her er å rette opp i eventuelle systematiske skjevheter i trinn 1. Vi er dermed enige i at det er fornuftig å se trinnene i sammenheng. Samtidig vet vi at eventuelle endringer i trinn 1 fortsatt ligger noen år frem i tid. Vi tror også mange av de samme rammevilkårene vil være relevante selv om vi endrer trinn 1. Vi tror derfor ikke en eventuell endring i trinn 1 krever en tilsvarende grundig analyse av trinn 2, der alle rammevilkårsvariabler må vurderes på nytt. Rammevilkårene må testes på nytt gitt en endring i trinn 1, men vi er sikre på at vi kan basere oss på det arbeidet som nå er gjort.

Når det gjelder tidslinjen for høringen mener vi at vi har lagt opp til tilstrekkelig tid for høringsinstansene til å sette seg inn i forslaget, og at vi rekker å gå gjennom innspillene på en skikkelig måte. Vi vil minne på den inkluderende prosessen som har ført frem til høringsforslaget. Vi har avholdt åtte møter i referansegruppen i tillegg til fem arbeidsmøter med geografiske grupperinger av nettselskaper. Vi har også publisert en statusrapport, som også var på høring, og som tidlig signaliserte hvilke retninger dette høringsforslaget kom til å ta. Dette mener vi er med å sikre at forslaget

allerede tar hensyn til en del av det nettselskapene er opptatt av, og reduserer sannsynligheten for at det kommer vesentlig ny informasjon i høringsrunden. Til slutt er det også slik, at dersom vi skulle motta helt nye opplysninger som endrer mye på grunnlaget for forslaget vårt, og det krever omfattende arbeid å undersøke det, har vi mulighet til å trekke forslaget. Det ville ikke være en ønsket situasjon, men det vil alltid være en risiko nesten uavhengig av hvor lang tid som settes av til høringen.

Modeller er systematiske forsøk på å gi en forenklet fremstilling av virkeligheten. Det vil alltid finnes usikkerhet knyttet til bruk av modeller, men vi mener modellen vi foreslår er bedre enn gjeldende modell. Vi har fått innspill på nye rammevilkår og vi har utforsket flere variabler nå enn vi noen gang har gjort. Data og analyser er basert på nyere datasett og de nye variablene representerer nå forholdene rundt nettet bedre enn i gjeldende modell. I tillegg har vi oppdatert analysene med nyere effektivitetsresultater. Dette gir åpenbart en mer relevant og nøyaktig modell som bedre er i stand til å analysere fordelingen av effektivitet i bransjen.

Det er viktig å utrede de økonomiske og administrative konsekvensene av forslaget. Men vi er uenige i påstanden at hvis konsekvensene er store for enkeltelskaper, kan ikke forslaget gjennomføres. Når vi mener at den nye modellen er bedre, er det nettopp viktig å innføre endringene så raskt som mulig. Argumentene om usikkerhet i bransjen og investeringsbehovet fremover kan også ses på som argumenter for å innføre forbedringer i modellen nå. Når aktiviteten øker er det viktig at kostnadsnormmodellen gir best mulig sammenligning og så riktige kostnadsnormer som mulig.

Når vi innfører endringer i inntektsreguleringen, utreder vi økonomiske og administrative konsekvenser. De økonomiske konsekvensene for nettselskaper beregner vi som forskjellen på inntektsramme og forventet forskjell i avkastning fra gammel og ny modell. Det vil være representativt for effekten for det første året, men det vil variere hvor sikkert vi kan fastslå effekter for flere år siden det vil avhenge av utviklingen i bransjen. Dermed finnes det ingen fasit på hva som er effekten av endringene for hvert enkelt selskap over tid.

Ved tidligere endringer i inntektsreguleringen har vi i liten grad innført generelle overgangsordninger³. Hovedargumentet er som regel at den nye modellen er en forbedring og derfor bør gjelde. Etter regelverket har vi også mulighet til å gi unntak fra forskriften i særlige tilfeller.

Når vi ser på foreløpige beregninger av inntektsrammer for 2023 med foreslått modell i forhold til dagens modell, er det Sandøy Nett som opplever størst endring i

³ Fra 2013 innførte vi flere store endringer i modell for beregning av kostnadsnormer. Den gang var effektene større for enkeltelskaper enn ved foreslåtte endringer, men endringen kom samtidig med endring i referanserente, slik at nesten ingen selskaper opplevde at den nye modellen ga dem lavere inntektsramme enn den gamle. Vi innførte generelle overgangsordninger for endringer som trådte i kraft i 2016 og fra 2007. Fra 2016 vedtok vi glatting av pensjonskostnadene skulle endres fra årlige observasjoner til femårige gjennomsnitt i kostnadsgrunnlaget. For at de historiske pensjonskostnadene skulle være mest mulig representative, innførte vi en generell overgangsordning der vi beregnet et gjennomsnitt for disse over flere enn fem år. Fra 2007 vedtok vi store endringer i inntektsreguleringen hvor hele rammeverket for inntektsrammene ble endret. Da innførte vi overgangsordninger slik at resultatene fra de sammenlignende analysene ble tillagt mindre vekt de to første årene.

inntektsramme med god margin, deres forventede avkastning reduseres med 24,2 prosentpoeng. Sandøy Nett har fått særegent stor korreksjon i trinn 2 i løpet av de siste årene, og vi mener det er en forbedring at selskapet nå får en rammevilkårskorrigerings som ligner mer på det andre selskaper får. Vi mener også at det ikke er hensiktsmessig å innføre noen generell overgangsordning fordi ett selskap opplever stor konsekvens av forslaget.

For de øvrige selskapene er effekten på inntektsramme 2023 med gjeldende rammevilkår i forhold til foreslåtte rammevilkår på inntil -4,4 % av forventet avkastning eller -9,5 % av inntektsrammen. Dette er relativt stor endring. Det er 14 selskaper som får forventet avkastning redusert med mer enn 2 prosentpoeng. Da vi vedtok endring i normandel i 2019, viste vi at den største effekten på forventet avkastning for et selskap var -3,5 prosentpoeng, men for de øvrige selskapene begrenset effekten seg på avkastningen til mindre enn 2 prosentpoeng. Forslaget ble også innført sammen med endring i kalibreringen, og den totale effekten på forventet avkastning av forslagene ble lavere.

Ved tidligere endringer i reguleringen, har også effektene av endringene på ett års inntektsramme vært lavere enn med dagens forslag. Det gjelder for eksempel innføring av ny modell for kostnadsnorm for Statnett i 2020, endringer i rentemodell og KILE i 2018 og endring i kraftpris og grensesnitt i 2016. Med endringen av vekstsystem i 2016, var største negative endring i inntektsramme på -8 prosent uten at vi innførte generelle overgangsordninger.

Selv om vi sjelden har innført generelle overgangsordninger tidligere, ser vi at denne modellendringen har større effekt for enkelte selskaper. Effektene er i tillegg høyere enn vi skisserte i høringsdokumentet. Dette skyldes både at normandelen øker fra 2023 og at kostnadene har økt⁴. Økt kraftpris, rente og inflasjon har ført til høyere kostnader for 2023 sammenlignet med rammene for 2022 som vi beregnet i høringsdokumentet. Når kostnadene øker så vil hvert prosentpoeng endring i DEA-resultat gi større endring i inntektsrammen, målt i kroner. Det er denne kronedifferansen vi bruker for å beregne effekt på forventet avkastning av ny modell⁵. Det er usikkert hvor nivået på inntektsrammen for 2023 faktisk ender, men gitt forutsetningene varsel om inntektsrammer for 2023, vil konsekvensene bli betydelige.

Vi mener det er hensiktsmessig å innføre en kortvarig overgangsordning som demper effekten av de negative endringene. Når vi beregner inntektsrammen for 2023, vil vi benytte både gammel og ny modell. For selskapene som får lavere inntektsramme med den nye modellen, vedtar vi et tillegg i inntektsramme. Vi beregner differansen mellom inntektsrammene med ny og gammel modell, og den differansen danner grunnlag for å beregne tillegg i inntektsramme for 2023 og 2024. For 2023-rammene inkluderer vi et tillegg i kostnadsnormen tilsvarende hele differansen, og for inntektsramme for 2024 inkluderer vi et tillegg i kostnadsnorm tilsvarende på 90 prosent av den samme differansen.

⁴ Med kostnadsnivået i inntektsrammer for 2023 og normandel på 60 prosent er det fortsatt 10 selskaper som får redusert forventet avkastning med mer enn 2 prosentpoeng.

⁵ Vi deler differansen i kroner på avkastningsgrunnlaget.

Hvor store kronetilleggene blir, avhenger av totale inntektsrammer for 2023 som vi vedtar i januar 2024. Men med de foreløpige beregningene, vil overgangsordningen beløpe seg til 360 millioner kr for de to årene⁶. Vi synes ikke det er riktig at kundene hos de enkelte nettselskapene som mottar tillegg skal betale mer i total nettleie, derfor vil økningen i total inntektsramme som følge av overgangsordningen inkluderes når vi rekalibrerer inntektsrammene for 2023 og 2024 i inntektsrammene for hhv 2025 og 2026.

3.1.4 Konklusjon

RME vil innføre endringene fra 2023. Vi innfører en overgangsordning for 2023 og 2024 som kompenserer for noe av nedgangen for selskaper som kommer dårligere ut med den nye modellen i 2023.

3.2 Prosessen med å velge de foreslåtte variablene

3.2.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

I høringsdokumentet beskriver vi arbeidet med å innhente data, definere og teste variabler og teste ulike modellalternativer. Vi har testet korrelasjon og signifikans for et stort antall variabler. Mange av resultatene er beskrevet i tekst i høringsdokumentet, uten å vise alt tallmaterialet.

I høringsdokumentet viser vi også til arbeidet vi presenterte i RME rapport 4/2021. Rapporten omtaler de fleste datakildene, hvordan vi har brukt data til å formulere variabler, og hvordan vi har jobbet med å revidere modellen.

3.2.2 Høringsinstansenes syn

Tensio mener selskapene har begrenset innsyn i arbeidet og at høringsdokumentet ikke er tilstrekkelig opplysende og informativt. Innholdet i høringsdokumentet er derfor krevende å ta stilling til. Selskapet mener at RME må unngå politikk, synsing og magesfølelse i reguleringen.

Samfunnsbedriftene og kommunene i Valdres mener det svekker tilliten til modellen at det finnes forhold som logisk sett påvirker kostnader, men som RME ikke finner signifikante. De mener det er vanskelig å være overbevist om at foreslått modell fanger alle relevante rammevilkår, men mener den kan gi et noe mer korrekt bilde enn gjeldende modell.

Distriktsenergi og Vidju Holding mener det ikke kommer frem av høringsdokumentet hvorfor vi foreslår akkurat de fire variablene som vi foreslår. De viser også til at hvorvidt en variabel blir signifikant avhenger av hvilke andre variabler en har med i modellen. RME burde ha undersøkt hvordan den foreslåtte modellen er i forhold til en mer «automatisk» utvelgelsesprosess og/eller regresjon. De vil også vite hvordan effektstørrelse går inn i vurderingen. Linja mener også det hadde vært interessant å sammenligne resultater fra ulike modeller med relativt lik statistisk forklaringskraft.

⁶ Basert på at total negativ differanse på inntektsrammen med gamle og nye rammevilkår for varsel 2023 summerer seg til 270 millioner.

Agder Energi Nett støtter at vi ikke kun vektlegger statistisk signifikans, men har lyttet til bransjen i utformingen av forslaget.

Lede mener RME ikke må drive ensidig jakt på signifikans i tilgjengelige datasett. Lede og Sygnir mener vi burde ha undersøkt nærmere hvorfor enkelte variabler ikke blir statistisk signifikante. Tensio mener også at statistiske tester må suppleres med andre typer tester og rimelighetsvurderinger. For eksempel er det testet mange varianter av skog med bonitet og treslag, men RME burde heller gjort undersøkelser av hvordan kostnader med skog faktisk påvirket kostnadene i selskapene.

Sygnir stiller spørsmål til vektingen av de ulike variablene i det foreslåtte trinn 2. De mener det er sannsynlig at skogvariabelen og løvfall har mer påvirkning på et nettselskaps kostnader enn kyst og frost-faktorene. De mener også at rammevilkårene bør ha en større betydning på bransjenivå.

3.2.3 Våre kommentarer

En viktig del av arbeidet har vært vår kommunikasjon med bransjen i løpet av årene før vi sendte forslaget på høring. I denne prosessen inviterte vi selskapene til å spille inn hvilke forhold som er mest viktig for dem. I begynnelsen av prosessen hadde vi fem møter med grupper av nettselskaper i ulike deler av landet der de kunne presentere forholdene de mente det var viktig at vi undersøkte. Vi har hatt en referansegruppe av 13 representanter fra bransjen der vi har diskutert funn og utvikling av variabler og modell gjennom åtte møter. Vi har ikke gitt generelt innsyn i dette arbeidet. Vi har for eksempel ikke publisert referater møtene. Det mener vi er riktig for at møtene skal være uformelle, og for at vi kan utveksle ideer som ikke nødvendigvis er forankret i hver enkelt organisasjon.

For å gi innsyn i hva vi jobber med, sendte vi en statusrapport på høring i fjor. I rapporten beskrev vi datagrunnlaget, hvilke variabler vi jobbet med og noen foreløpige analysefunn. Vi har også holdt innlegg på webinarer i regi av bransjeorganisasjonene i løpet av prosessen. Det er også viktig at bransjeorganisasjonene deltar i referansegruppene for å kunne formidle til sine medlemmer hva vi jobber med. Vi mener vi har gjort det mulig å få innsyn i arbeidet vårt underveis, men i fremtiden vil vi vurdere om vi kan gjøre mer for å informere underveis i arbeid som går over flere år. Dette kan for eksempel være å publisere informasjon om når vi har referansegruppemøter og hva som står på agendaen.

I den første delen av prosessen hentet vi inn innspill og erfaringer fra bransjen. Vi mener denne delen av prosessen har sørget for at alle de aktuelle variablene vi ser nærmere på, rimeligvis kan representere et forhold som nettselskapene oppfatter som kostnadsdrivende. Dette hindrer at det vi driver med kan kalles ensidig jakt på signifikans. I den neste delen av arbeidet har vi sett nærmere på de statistiske egenskapene ved variablene, og det er et faktum at det er nødvendig at variablene har visse statistiske egenskaper for at vi kan bruke dem i en modell. Vi har ofte endt opp med mange varianter av variabler som fanger mer eller mindre de samme forholdene. Da kan vi velge de variablene som har bedre egenskaper i den forstand at de alene statistisk signifikante, de har en rimelig korrelasjon med andre variabler, de er ikke for skjevfordelte, de holder seg signifikante gjennom ulike varianter av modellen og de er med å gi trinn 2 regresjonen en rimelig forklaringskraft.

Flere av høringsinstansene har blitt overrasket over at vi ikke finner de sammenhengene mellom effektivitet og rammevilkår som de forventer. RME bør derfor gå grundigere inn i analysene for å finne ut hvorfor de ikke er signifikante. Vi er enige i at vi bør undersøke variablene nærmere dersom de gir helt ulogiske sammenhenger og resultater, da kan det hende vi for eksempel har feilspesifisert variabelen. Men så lenge variablene ser ut til å beskrive det vi har ment den skal reflektere, men likevel ikke blir statistisk signifikant, må vi vurdere hvor mye ressurser vi kan bruke på hver enkelt variabel. Det er for eksempel slik at noe rammevilkår også kan fanges til en viss grad i trinn 1.

Det er også slik at alle selskaper har noe rammevilkår som kan påvirke kostnadene, og at dette er med å bidra til at, selv om et forhold er kostnadsdrivende, vil det ikke være behov for å korrigere for det i modellen. Når vi skal sammenligne selskaper er det sentrale ikke om selskapene er forskjellige i seg selv, men om ulikhetene er opphav til naturlige forskjeller i de totale kostnadene selskapene imellom. Det er altså den relative betydningen av de ulike rammevilkårene vi eventuelt må korrigere for. Den typiske situasjonen er at noen selskaper har én kostnadsdriver som betyr mye og andre selskaper har en annen type. Dette innebærer at man kan oppleve at de kostnadsdriverne som betyr mye når man ser på kostnadsforholdene i det enkelte nettselskap betyr lite når vi sammenligner selskapenes totalkostnader.

Det vil ikke være mulig å lage en modell som kan fange krone for krone alle viktige kostnadsdrivere for hvert av nettselskapene, og det viktige med trinn 2 er å korrigere for systematiske skjevheter som finnes i DEA-resultatene fordi DEA ikke inkluderer alle relevante rammevilkår i optimeringen. Når vi ikke finner sammenhenger, mener vi det er fornuftig t at vi ikke går videre med variablene selv om vi har fått innspill om at forholdet er kostnadsdrivende.

I arbeidet med å utvikle ny modell har vi sett på over 500 variabler. Mange av variablene er spilt inn av selskaper, og noen av vurderingene våre har vi delt med referansegruppen underveis. Men når det gjelder valget av hver konkret variabel og sammensetningen av faktorene er det et arbeid vi gjør selv. Vi mener det blir for omfattende å prøve å dokumentere alle vurderinger som er gjort i løpet av denne prosessen i et høringsdokument. Dette ville nok ha ført til et enda mer krevende høringsdokument.

Noen høringsinstanser mener at vi burde ha gjort flere øvelser der kun statistikk teller, mens andre høringsinstanser mener vi skulle lagt mer vekt på logikk. Noen høringsinstanser mener vi bør justere korrigeringen for rammevilkår mer manuelt, jf. Sygnir sitt innspill at noen faktorer bør telle mer, eller Tensio som mener vi bør undersøke faktiske kostnader knyttet til skog i stedet for å bare se på statistiske tester. Vi har ikke nok kunnskap til å lage en modell der vi justere for rammevilkår manuelt, det er en uoverkommelig oppgave for oss å gå detaljert inn i hvert selskaps kostnader og si hva som er et rimelig kostnadsnivå kun basert på kunnskap om nettdrift og skjønn. Vi trenger statistiske verktøy som kan avdekke systematikk og sammenhenger. Vi mener vi har funnet en god balanse mellom å utnytte statistiske verktøy og å vurdere fornuften i resultatene vi får.

Vi har også gjennomført en type mer automatisk utvelgelse av variabler der målet har vært å maksimere effektstørrelse, eller forklaringsgraden, til modellen⁷. Problemet med denne tilnærmingen, er at målet vårt ikke er å forklare mest mulig av variasjonen av DEA-resultatene fra trinn 1. Vi tror den viktigste forklaringen på variasjonen i DEA resultat er ineffektivitet, og den skal vi ikke korrigere for. Dermed blir en slik automatisk øvelse lite meningsfull, og variablene som velges ut vil sannsynligvis være de som korrelerer mest med ineffektivitet. Derfor har vi ikke publisert noen resultater fra disse øvelsene, men heller fokusert på å bygge opp en modell «nedenfra». Dette gjør vi ved å først vurdere hver enkelt variabel. Vi undersøker hvordan hver enkelt variabel oppfører seg når vi inkluderer dem i en regresjon, både i seg selv og mot differanse til mønsterselskap, og vi ser på hvordan de korrelerer med andre variabler. Slik grupperer vi variabler i kategorier som fanger mer eller mindre de samme forholdene. Hvis vi har to variabler for ett gitt rammevilkår, og den ene har høyere forklaringsgrad enn den andre, kan vi velge den med høyest forklaringskraft. På den måten reduserer vi antall aktuelle variabler. Vi har sett på grupper av variabler som vi mener fanger mye av de samme overordnede forholdene, og overskriftene i høringsdokumentet kapittel 6 viser disse overordnede forholdene. I kapittel 7 i høringsdokumentet begynner vi med å definere hvilke overordnede forhold som vi mener er relevant å inkludere i modellen. Siden mange av forholdene er korrelert, har vi valgt å sette flere forhold sammen i faktorer. Når vi har satt sammen variabler og faktorer i en endelig modell har vi sett på hvor mye modellen korrigerer for hver av variablene og totalt, forklaringskraften i modellen og om vi har mange uteliggere i regresjonsanalysen, eventuelt hvem de er. Dette er en iterativ prosess som det er krevende å dokumentere alle varianter av. Men når vi har nærmet oss konkrete modeller som kan benyttes, har vi også gjort en del sensitivitetsanalyser ved blant annet å endre på referansesettet i DEA-analysen. Dette beskriver vi i høringsdokumentet kapittel 6.5 og 7.5.

Det finnes ingen fasit for hva som er den mest riktige modellen. Statistikk og metode gir oss et godt utgangspunkt, men til slutt handler det om å ta en helhetlig og skjønnsmessig beslutning om hvilken modell som skal velges. Dette dreier seg ikke om regulators magesfølelse eller politiske beslutninger, men et faglig og velfundert valg. Det faktum at vi kunne ha valgt andre variabler, med samme forklaringskraft som variablene vi har valgt, betyr ikke at den foreslåtte modellen ikke er god.

Vi mener vi har foreslått en modell som fanger opp de største kostnadsdrivende rammevilkårene i bransjen, der det er logisk at variablene påvirker kostnadene og variablene har statistiske egenskaper som gjør modellen solid. Samtidig er det viktig at bransjen har tiltro til at vi har gjort gode vurderinger, og vi vil fortsette å jobbe med hvordan vi kan beskrive arbeidet vårt og begrunnelsene bak valgene våre bedre.

⁷ Det er mulig å sette opp tester som i praksis kjører flere tusen regresjonsanalyser med alle mulige kombinasjoner av et sett forhåndsdefinerte variabler. Deretter kan man identifisere den varianten som maksimerer den såkalte R², størrelsen som beskriver hvor mye av variasjonen i den avhengige variabelen (i vårt tilfelle DEA-resultatene) som forklares av rammevilkårene

3.2.4 Konklusjon

Vi mener høringsdokumentet er tilstrekkelig informativt til at de berørte partene kan vurdere innholdet, og at grunnlaget er godt nok til at det er forsvarlig å gjennomføre endringene. Vi mener å ha tilstrekkelig dokumentert prosessen med å velge ut variabler, og metoden for å teste dem. Vi har vist effekten for enkeltsekskaper på kort sikt. Vi mener derfor at høringsdokumentet gir sekskapene et grunnlag for å vurdere rimeligheten i den foreslåtte modellen sett fra deres ståsted om nettselskapers utfordringer og rammevilkår.

Vi forstår og setter pris på at nettselskaperne ønsker å involvere seg i arbeidet med modellene våre, og vi vil holde fokus på dette i videre arbeid med inntektsreguleringen. Vi mener bransjens involvering og innspill er viktig, og har vært gode bidrag i arbeidet. Samtidig er endelig valg av variabler og modell vårt ansvar.

3.3 Store sekskaper gir tilbakemeldinger og kommer bedre ut

3.3.1 Høringsinstansenes syn

Enida mener RME har fått relativt få tilbakemeldinger på rapporten fra 2021, og at det i hovedsak var store sekskaper som ga tilbakemeldinger. De lurer på hva RME mener om det. Det er også en del store sekskaper som får store økninger med det nye forslaget.

Vang Energi peker på at de største sekskaperne kommer best ut i den foreslåtte modellen. De 24 sekskaperne med størst positiv prosentvis endring i inntektsramme har fem ganger så mange kunder som de 24 sekskaperne med størst negativ prosentvis endring. Forslaget slår så skjevt ut dette i seg selv er et ankepunkt til modellen sin treffsikkerhet.

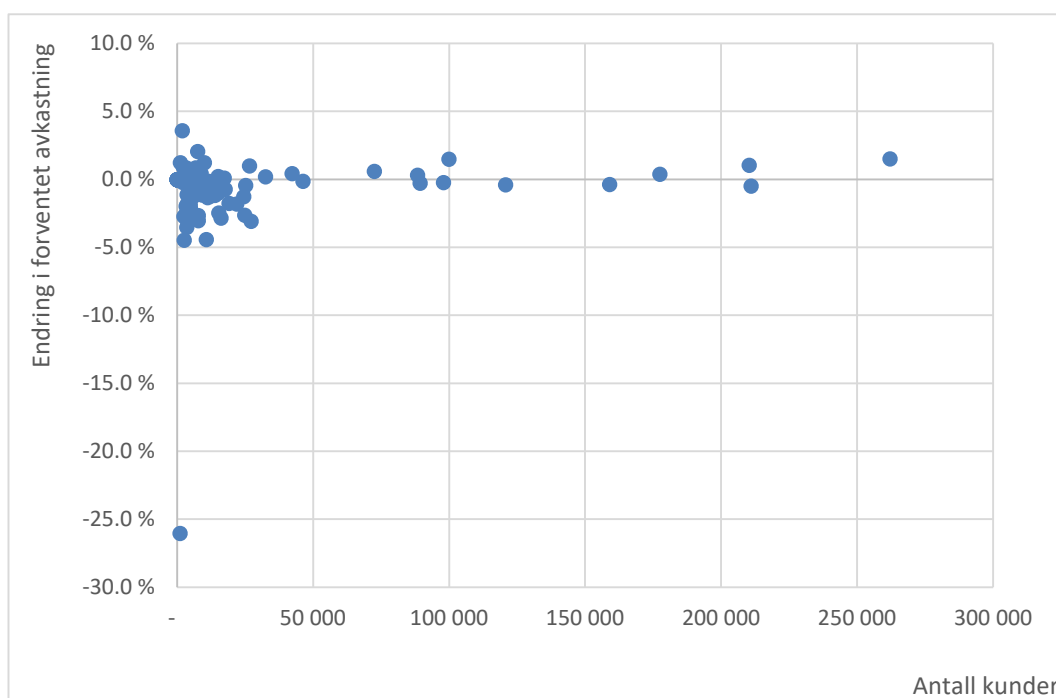
Kommunene i Valdres viser også til at det er mange fusjoner på gang, og dersom de nye fusjonerte sekskaperne blir mer effektive, legger det ytterligere press på de mindre sekskaperne over tid.

3.3.2 Våre kommentarer

RME rapport 4/2021 ble sendt på en allmenn høringsrunde og vi mottok 12 høringsinnspill. Vi vet ikke hvorfor flere ikke valgte å gi innspill på dette dokumentet, men det kan være fordi de økonomiske effektene av å endre modellen ikke var klare eller tydelige. Men vi må nyansere synet om at det var kun de store sekskaperne som gav tilbakemeldinger på rapporten. I tillegg til tre mindre sekskaper fikk vi også innspill fra Distriktsenergi og Samfunnsbedriftene. Disse organisasjonene representerer flere av de mindre sekskaperne. Når det gjelder involvering i selve arbeidet, er det dessverre ikke mulig å involvere alle nettselskaperne i like stor grad. Nettselskaperne har også ulike forutsetninger for dette, og kanskje har større sekskaper i større grad muligheter til å bruke ressursene sine på å følge opp arbeidet vårt. Vi ser likevel ingen systematikk som tilsier at mindre sekskaper ikke gir noen tilbakemeldinger. Vi er enige i betydningen av å nå alle sekskaperne i bransjen, slik at modellene vi lager kan blir best mulig. I dette arbeidet har alle sekskaper blitt invitert til å komme med innspill, og da vi satte sammen representanter til referansegruppa, henvendte vi oss til bransjeorganisasjonene for at de skulle foreslå medlemmer. Representanter fra

bransjeorganisasjonene har også deltatt i referansegruppen, og vi regner med at de holder sine medlemmer informert i prosessen.

Det er i den nye modellen flere selskaper som opplever en nedgang i inntekter enn motsatt. Siden modellen kun omfordeler inntekter vil det si at økt beløp per selskap i gjennomsnitt vil være høyere enn de reduserte beløpene per selskap. Det tyder på at selskaper med økning i sum er større enn selskapene som får reduksjon, men når vi ser på enkeltselskapene er det variasjon i størrelse for de som får økt eller redusert inntektsramme. Figur 1 viser forventet endring i avkastning med nye rammevilkår i forhold til størrelse, målt i antall kunder. Det er ingen sammenheng mellom effekten av den nye modellen og størrelse på selskapet.



Figur 1 Endring i forventet avkastning med nye rammevilkår mot antall kunder, Elvia er tatt ut av figuren for å vise variasjonen bedre

3.3.3 Konklusjon

Alle selskapene har fått mulighet til å komme med innspill. Vi oppfatter at vi har mottatt tilbakemeldinger som er representative for alle deler av nettbransjen. Vi ser ingen entydig sammenheng mellom effekten av den nye modellen og størrelse på selskapene.

4 Merknader til endringer i lokalt distribusjonsnett

I høringsdokumentet foreslo vi fire variabler i trinn 2 i lokalt distribusjonsnett: Én variabel for andel nett gjennom bar- og blandingsskog med høy og særs høy bonitet i tillegg til tre faktorer som kombinerer flere variabler ved hjelp av faktoranalyse.

Faktor løvfall:

- Innmating av produksjon i lokalt distribusjonsnett. Midlere produksjon i MWh som andel av total levert energi i distribusjonsnettet. Finnes i note 1.5 i eRapp, «innmat_midl_andel».
- Helning rundt nettet. Beregnet fra terrengkart, gjennomsnittlig helning i grader rundt alt nett, «helning_hele_nettet».
- Snø som klistrer seg til trær. Antall ganger per år der minimum 30 mm nedbør kommer over 5 dager mens gjennomsnittlig temperatur er mellom -3 og $0,6^{\circ}\text{C}$ i områder med skog. Beregnet på datasett med 3 timers oppløsning, «skog_i5dgt30_mean_3h».
- Andel nett gjennom løvskog med høy og særs høy bonitet, «lovskog_bon_hoy_ser_hoy»

Faktor kyst:

- Andel nett i kystbelte på 1000 meter fra kysten, «kystbelte_1000_hele_nettet».
- Andel nett i saltutsatte områder. Nettet ligger maks 200 m fra kysten, ikke høyere enn 100 moh. eller omringet av områder høyere enn 100 moh., ikke i eller omringet av skogsområder, «saltbelastning_avst200fj_hele_nettet».
- Andel nett i vann. Andel luftledninger, jordkabler og sjøkabler gjennom arealtype hav, elv eller innsjø, «nettivann».
- Vind fra unormal retning i områder med trær. Antall timer det har blåst minst 14 ms fra en unormal retning. Terskelen for å bestemme den unormale vindretningen er 15 prosent, «metpp_frq_15_s14».

Faktor frost:

- Antall dager med snødybde over 40 cm. Gjennomsnitt over 2010–2020, «daygt400sdyr_mean_2010_2020_hele_nettet».
- Antall frosttimer, timer med lavere temperatur enn 0°C . Gjennomsnitt over 2010–2019, «frostHours24h06yr_mean_2010_2019_hele_nettet».
- Snøfokk, antall dager med moderat eller kraftig snøfokk (over 20 cm). Gjennomsnitt over 2014–2020, «daygt200additionalSnowDepthyr_mean_2014_2020».
- Vind i 99. prosentil, Vindhastighet i meter per sekund i 99.prosentil, «metppAnalysis_windSpeed10m1hp99yr_mean_2014_2021».

Vi har mottatt innspill på utformingen av enkeltvariablene og hvordan de er satt sammen i faktorer. Hvordan faktorene er satt sammen, ser vi nærmere på i 6.6, i dette kapitlet adresserer vi konkrete innspill til utformingen av hver enkelt variabel.

4.1 Forslag om variabel for jordkabelandel

4.1.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi foreslo å ta ut denne variabelen fra rammvilkårskorrigeringen. Begrunnelsen for dette ble hovedsakelig gjort rede for i RME-rapport 4/2021⁸. Vi beskriver at variabelen ble inkludert for å fange opp kostnadsdrivende forhold ved å forsyne sentrale områder. Vår erfaring er at variabelen i liten grad gjør dette, og vi ønsker derfor heller å utforske mer treffsikre variabler.

4.1.2 Høringsinstansenes syn

Agder Energi Nett og Tensio støtter vårt forslag. Energi Norge skriver at forslaget støttes av noen av deres medlemmer, mens andre opplever økende krav til bruk av jordkabel og at selskapene i få tilfeller faktisk kan velge mellom luftlinje og jordkabel. Arva viser til at høy jordkabelandel ofte forekommer i tettbygde strøk med god redundans. I tillegg er feilraten på jordkabler lavere enn for luft. Selskaper med jordkabler i sentrale områder får oftere lavere KILE kostnader, og Arva mener det er som forventet at sentrumsvariablene har positive fortegn. Vi tolker innspillet som at de støtter vårt forslag, og at vi bør jobbe videre for å fange kostnadsdrivende forhold i griségrendte strøk.

Distriktsenergi, Elvia, Jæren Everk, KE Nett, Lede, Lnett, Regionrådet for Hallingdal, Samfunnsbedriftene, Straumen Nett, Vang Energi og Vidju Holding er skeptiske til å fjerne jordkabelandel fra modellen.

KE Nett mener jordkabel må være en del av RME sin modell og presenterer i sitt innspill mange tekniske fordeler ved å bruke kabel fremfor luftledning.

Distriktsenergi, Regionrådet i Hallingdal, Rollag Elektrisitetsverk, Vang Energi og Vidju Holding mener RME bør beholde et insentiv for jordkabel i inntektsrammemodellen, selv om det ikke skal være en del av trinn 2. Jordkabler gir bedre forsyningssikkerhet og oppetid og har generelt en rekke fordeler. Lnett og Jæren Everk mener også at valg av jordkabler i stor grad er bestemt av lokale styringsmyndigheter og geografiske forhold som andel tettbebygde arealer innenfor konsesjonsområde.

Samfunnsbedriftene syntes det er urimelig at selskaper som har tilpasset seg modellens styringssignaler nå blir straffet for dette. Sentrumsnære utbygginger med jordkabel har i mange tilfeller redusert konfliktnivået. Før en eventuell endring av praksis (fjerning av jordkabelandel) bør lokale konflikthensyn tas med i vurderingen. Vidju Holding viser til at det i store deler av konsesjonsområde i Hallingdal er det i praksis ingen andre alternativer enn jordkabel.

Lede mener det ikke finnes gode grunner til å fjerne andel jordkabel som rammevilkår, og at det ikke er holdbart at RME fjerner dette på grunn av et prinsipielt synspunkt.

Distriktsenergi, kommunene i Valdres, Rollag Elektrisitetsverk, Regionrådet for Hallingdal, Samfunnsbedriftene, Vidju Holding og Straumen Nett legger vekt på at fjerning av jordkabel har stor betydning for enkeltelskaper, og det er uheldig å innføre en endring som har så store økonomiske konsekvenser for enkelte selskaper.

⁸ https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2021/rme_rapport2021_04.pdf, s. 33.

Straumen Nett skriver at høyspent jordkabel utgjør en svært høy andel av bokført kapital på linjer og kabler, men at andelen ikke er like høy når en kun ser på linjelengde i kilometer.

Elvia peker på at variabelen er den eneste i variabelen i gjeldende modell som har sentralitet/byområde i seg. Tidligere har Elvia foreslått å vekte jordkabelandel etter hva slags område den ligger i. Det fremgår ikke om dette er RME har vurdert. Elvia mener RME må jobbe videre med å se på variabler som tar hensyn til sentrumsproblematikk og vekst.

4.1.3 RMEs kommentarer

Vi omtalte jordkabelandel som rammevilkår i RME rapport 4/2021, og her sier vi at vi ikke ønsker å inkludere denne variabelen i fremtidige modeller. Utfordringen med variabelen er at nettselskapene i en viss grad kan påvirke andelen selv, det vil si at den regnes som endogen. Dette i motsetning til de andre rammevilkårsvariablene i modellen som oftest er eksogene, det vil si utenfor nettselskaperenes kontroll. Motivasjonen for å inkludere variabelen var å fange opp kostnadsdrivende elementer ved å forsyne urbane områder (sentralitet), og vi mente det ville være bedre å lage variabler som mer direkte fanger sentralitet enn denne endogene variabelen.

I høringsdokumentet har vi definert flere nye variabler som mer direkte beskriver sentralitet. Variablene er laget ut fra beliggenhet av både luft- og kabelnettet og inkluderer følgende:

- Andel nett i sentrum- og tettstedssoner
- Andel nett i handelssoner
- Befolkningstetthet
- Antall bygninger, ansatte og virksomheter rundt nettet.

Vi fant ikke grunnlag for å inkludere noen av disse i modellen. I den grad noen av variablene var signifikante, viste de statistiske testene positiv sammenhenger med DEA resultatene.

Vi har ikke vektet jordkabelen etter hvilket område det ligger i, men vi har laget egne variabler for andel av jordkablene som befinner seg i sentrumsområder. Her har vi benyttet ulike mål for sentralitet, befolkningstetthet, tettsted, antall ansatte og sentrumssoner. De fleste blir ikke statistisk signifikante, men de som blir det, har igjen positivt fortegn. Dermed viser også disse variablene at i den grad vi finner sammenheng, tyder det på at selskaper med høy andel jordkabel i sentrumsområder, har høyere DEA-resultater enn andre selskaper.

Vi skrev i RME rapport 4/2021 at dersom vi ikke fant andre variabler for sentralitet som var signifikante, ville vi vurdere å beholde jordkabelandel. Men når vi ser nærmere på variabelen, ser vi at den ikke er en særlig treffsikker representasjon på sentralitet. Vi mener dette illustreres i tabellen under som viser selskapene som får mest korleksjon for jordkabelandel i gjeldende modell:

Tabell 3: Oversikt over hvilke selskaper som får mest tillegg i DEA-resultat i trinn 2 med gjeldende modell. Resultatene er hentet fra foreløpige beregninger av inntektsrammer for 2023:

Selskap	Korrigeringsfaktor for andel høyspent jordkabel i trinn 2 i foreløpige beregninger 2023
JÆREN EVERK AS	12,74 %
EVERKET AS	10,02 %
SANDØY NETT AS	9,72 %
ANDØY ENERGI NETT AS	9,04 %
ROLLAG ELEKTRISITETSVK AS	8,67 %
STRAUMNETT AS	8,32 %
SUNETT AS	8,15 %
KE NETT AS	8,10 %
STANNUM AS	8,05 %
ODDA ENERGI NETT AS	7,93 %
ENIDA AS	7,49 %
ISALTEN NETT AS	7,39 %
STRAUMEN NETT AS	7,16 %
ELVENETT AS	7,03 %
TINDRA NETT AS	6,96 %
HEMSIL NETT AS	6,77 %
SØR AURDAL ENERGI AS	6,40 %
HALLINGDAL KRAFTNETT AS	6,34 %
INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS	5,83 %
SYGNIR AS	5,60 %
TROLLFJORD NETT AS	5,54 %
VANG ENERGIVERK AS	5,24 %

Jordkabelandelen ble ikke inkludert for å korrigere for mulige kostnadsforskjeller mellom jordkabler og luftlinjer og på den måten få selskaper til å velge jordkabel i stedet for luftnett. I lokalt distribusjonsnett er kostnadsforskjellene i de fleste tilfeller marginale⁹, og ofte kan kabel under mange forhold konkurrere med luftnett om å være mest lønnsomt. Selv om den opprinnelige investeringskostnaden kan være høyere med kabel (som oftest på grunn av fjellgrunn, graving i byer og håndtering av farlig løsmasse) tilsier teori¹⁰ og erfaringstall at drift- og vedlikeholdskostnader, nettapskostnader og KILE er lavere i kablet nett.

Derfor er vi uenige i at variabelen må beholdes for å sikre at selskaper velger kabel i stedet for luftlinjer i områdene hvor det er mest hensiktsmessig. I tillegg til at det er usikkert hvorvidt kabel faktisk er dyrere enn luftledningene, ligger det føringer i områdekonsesjonen på at områdekonsesjonærer ved bygging av nye eller fornyelse av eksisterende forbindelser i distribusjonsnett skal benytte jordkabel dersom naturgitte forhold tilsier moderate naturinngrep og ekstrakostnader. Vilåret om jordkabel innebærer at ved full fornyelse av eksisterende ledninger og ved etablering av nye

⁹ <https://www.regjeringen.no/contentassets/9dabbb7fb58e4bb297f4388696570460/no/sved/kabel.pdf>

¹⁰ https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2018/eksternrapport2018_03.pdf

anlegg på 22 kV eller lavere, skal kostnader og naturinngrep ved kabel og luftledning utredes og omtales. Dersom jordkabel medfører vesentlig høyere kostnader og/ eller naturinngrep, bør ledningen bygges som luftledning. Nettselskapene skal altså til enhver tid gjøre en kostnadsvurdering.

Det er komplisert å analysere kostnadsforskjeller mellom nettselskaper som i stor grad forsyner store byer, og nettselskaper som forsyner mer grisgrendte områder. Det er mange forhold som trekker i ulike retninger. Det er også slik at det kan være en fordel å ha mange kunder per km nett i DEA-modellen i trinn 1 i lokalt distribusjonsnett. Vi undersøker hvordan rammevilkårene påvirker DEA-resultatene. Summen av alle kostnadene vil selvfølgelig være med å bestemme DEA-resultatene, men når kundetetthet er en fordel i DEA, kan det være å forklare at sentralitet ikke blir signifikant i analysene. Tetthet av kunder er en fordel i DEA fordi antall kunder inngår som oppgavevariabel. Når et selskap har mange kunder tett, vil det også finnes stordriftsfordeler ved at mange kan forsynes med relativt lite nett som igjen kan gi lavere kostnad per kunde. Dette vil i så fall fanges opp i DEA-resultatet. RME vil fortsette å ha fokus på sentralitet og det er naturlig å bringe dette inn i arbeidet med å videreutvikle DEA-modellen.

Når det gjelder store økonomiske konsekvenser, viser varsel om inntektsramme for 2023 at 14 selskaper får en forventet nedgang i avkastning på mer enn 2 prosentpoeng. Jordkabelandel kan forklare en del av dette, men det er også andre forhold som spiller inn. Vi mener modellen er bedre uten variabelen for jordkabelandel, men som vi skriver i 3.1, vil vi innføre en overgangsordning for å gjøre overgangen til ny modell mindre brå for de som opplever å komme dårligere ut med den nye modellen.

4.1.4 Konklusjon

RME beholder forslaget om å ta ut jordkabelandel i trinn 2 i modellen for lokalt distribusjonsnett.

4.2 Forslag om variabler for skog

4.2.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi foreslo en egen rammevilkårsvariabel for skog definert som andel nett i bar- og blandingsskog med høy og særs høy bonitet. I faktoren løvfall inngår også andel nett i løvskog med høy og særs høy bonitet.

Datagrunnlaget for skog inngår også i variablene for snø som klistrer seg på trær og vind fra unormal retning i skog.

4.2.2 Høringsinstansenes syn

Arva skriver at skog er en viktig kostnadsdriver, og at skogvariabelen ikke bør begrenses til høy og særs høy bonitet med tanke på hva man vet om nettdrift og økende feilrater i luftnett. Vang mener skogvariablene helst bør inneholde all skog. Lede mener også at det er en god ide å vekte bonitet i skogvariablene, og foreslår andre vekter som de mener er bedre enn de vi undersøker i høringsdokumentet. Agder Energi Nett mener det er viktig å skille på bonitet for skogvariablene, og at det er åpenbart at høy bonitet gir høyere kostnader enn lavere bonitet.

KE Nett mener utfordringer med skog er mulige å gjøre noe med, og at effekten av korleksjon for skog som rammevilkår burde reduseres.

4.2.3 RMEs kommentarer

Vi er enige med Agder Energi Nett at de høyeste bonitetsklassene er mer kostnadsdrivende enn lavere bonitetsklasser. Men vi har også sett nærmere på muligheten for å vekte bonitetsklassene også i variablene for treslag for å se om det er viktig å inkludere skog med lavere bonitet. Vi har vektet bonitet for variablene andel nett i bar- og blandingsskog og andel nett i løvskog. Vi har brukt vektene fra høringsdokumentet, og justerte vekter etter innspill fra Lede. Lede hadde to forslag til vekting av bonitet hvor vekten for lav bonitet var null, men vi har inkludert denne boniteten også i variablene vi har beregnet. Vi har testet følgende vekting av bonitetsklassene:

Tabell 4. Ulik vekting av bonitet

Definisjon	Hørings- forslag	Variant 1	Variant 2
Mer enn 1,0 m ³ tilvekst per dekar og år.	1,1	1,0	1,25
0,5 – 1,0 m ³ tilvekst per dekar og år.	0,6	0,5	0,75
0,3 – 0,5 m ³ tilvekst per dekar og år.	0,4	0,3	0,4
0,1 – 0,3 m ³ tilvekst per dekar og år.	0,2	0,1	0,2
Mindre enn 0,1 m ³ tilvekst per dekar og år.			

Variabler med vektet bonitet er fortsatt signifikante med forventet fortegn, også når de inkluderes med de andre foreslåtte variablene. Men korleksjonen for skogvariablene er lavere, slik at de får mindre betydning i modellen. I tillegg blir forklaringsgraden til hele modellen også lavere når vi vekte bonitetsklassene. Vi mener de høyeste bonitetene er mest kostnadsdrivende, og det ser ut til at modellen blir svakere når vi inkluderer lavere boniteter, selv om de vektet inn med lavere verdi. Derfor vil vi inkludere bare skog med høy og særs høy bonitet i variablene.

Når det gjelder innspillet fra KE Nett om at korleksjonen for skog bør reduseres, bryter dette med vår praksis om å la den statistiske testingen bestemme hva de ulike korleksjonene skal være. På denne måten unngår vi skjønsmessige vurderinger, jf. vurderingene våre i 3.2.

4.2.4 Konklusjon

Vi beholder variablene for andel nett i bar- og blandingsskog og andel nett i løvskog slik de er foreslått i høringsdokumentet. Disse variablene ser ut til å fange de sterkeste kostnadsdriverne bedre enn variablene der alle boniteter inngår med ulike vekter.

4.3 Kombinasjonsvariabler der skog inngår

4.3.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi har laget to kombinasjonsvariabler der skog inngår: En variabel for sterk vind fra uvanlig regning i skog og en variabel for snø som klistrer seg på trær.

4.3.2 Høringsinstansenes syn

Agder Energi Nett skriver at snø som klistrer seg til trær kan fange opp ekstremvær bedre enn gjeldende modell.

Vang Energi mener trinn 2 ikke bør fange opp ekstremvær og «katastrofene», men at dette heller bør håndteres utenfor inntektsrammemodellen. Variabelen snø på trær er en slik ekstremvariabel, og Vang Energi mener den har lav treffsikkerhet.

Lede mener vind må ses i sammenheng med skog, men mener definisjonen av skog i variabelen vind fra unormale retninger i skog ikke er god nok. Det er basert på antagelsen at vi har benyttet kodene for markslag fra AR5, hvor myr inngår i definisjonen «produktiv skog». De har samme innspillet mot variabelen for snø som klistrer seg på trær.

4.3.3 RMEs kommentarer

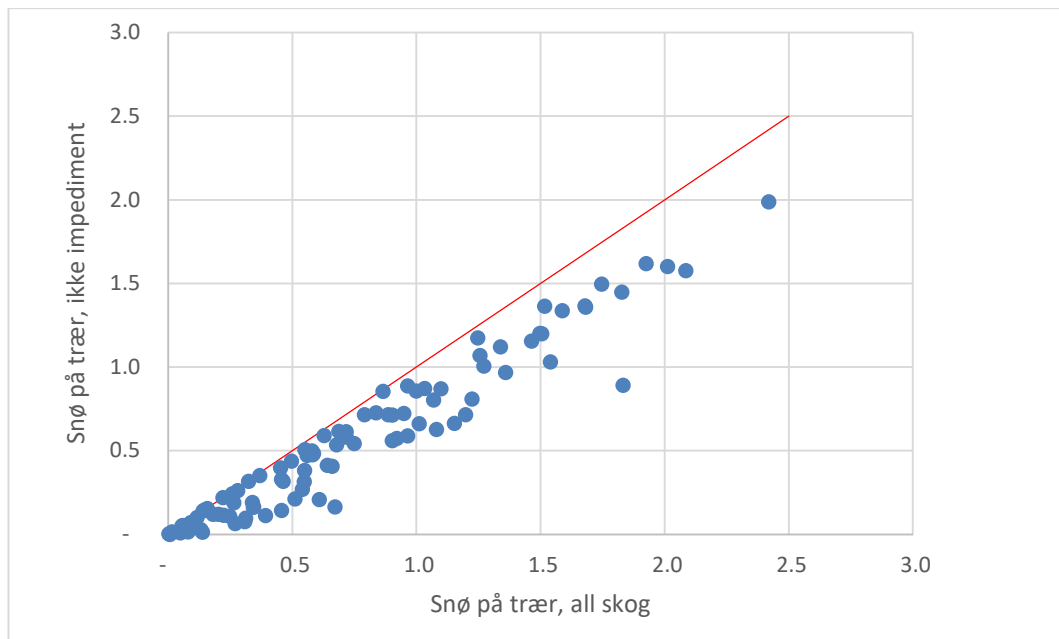
At myr inngår i beregningsgrunnlaget for variablene, beror på en misforståelse. Det er kodene for arealtype 30 fra AR5 kartene som betingelse for skog i begge beregningene. Myr er en egen kategori (kode 60) i arealtype, som tabellen under viser.

Tabell 5: Arealtyper i AR5 kart

Arealtype (kode)	Beskrivelse
10	Bebyggd: boligfelt, tettsted, by, samferdsel, industriområde o.l.
20	Jordbruk: Fulldyrka jord, overflatedyrka jord og innmarksbeite
30	Skog: Skogdekt areal
40	Snaumark: Fastmark med naturlig vegetasjonsdekke som ikke er skog
60	Myr: Areal som på overflata har preg av myr
81	Ferskvann: Elv og innsjø
82	Hav

Samtidig kan det være et poeng at skog med lav bonitet ikke burde være med i variabelen her heller, med tanke på at variabler med høyere bonitet gir best forklaringsgrad i 4.2. Derfor har vi beregnet disse variablene på nytt hvor såkalt impediment skog er tatt ut av datagrunnlaget. I skogbruket regnes impediment som skog som i gjennomsnitt ikke kan produsere mer enn 0,1 kubikkmeter tømmer per dekar og år.

Vi har sett nærmere på boniteten på skogen som inkluderes i disse kombinasjonsvariablene, og vi ser at dersom vi tar ut skog med svært lav bonitet (impediment) fra variablene, endrer ikke snø som klistrer seg på trær nevneverdig. Variablene har korrelasjon på 0.97, og signifikans og forklaringsgrad i modellen er om lag lik med variabelen uten impediment skog.



Figur 2. Snø som klitrer seg på trær beregnet på skogområder med (horizontal akse) og uten (vertikal akse) impediment skog for hvert selskap

Variabelen for sterk vind fra unormal retning i skog forandrer seg relativt mye når vi tar ut impediment skog. Vi ser at beliggenhet for impediment skog i stor grad overlapper med områdene med sterk vind, og at begge forholdene i hovedsak finnes nær fjellområder. Disse områdene får mye å si for utformingen av variabelen vind fra unormal retning i skog. Det er ikke hovedsakelig slike områder vi tenkte på da vi laget variabelen, impediment skog er i mindre grad kostnadsdrivende for nettselskapene. Når vi tar impediment skog ut av datagrunnlaget, ser vi at variablene med og uten impediment skog har en relativt lav korrelasjon på 0,5. Uten impediment skog i variabelen er ikke vind fra unormal retning i skog lenger statistisk signifikant, den er heller ikke lenger korrelert med forholdene i faktor for kyst (0,05 med saltbelastning, 0,09 med fjordlukk 1000 m, 0,27 med nettivann). Siden variabelen verken er signifikant lenger eller fanger forholdene den var ment å fange, velger vi å ta variabelen ut av modellen. Kystfaktoren vil fortsatt inkludere forhold for vind selv om vi tar ut vind fra unormale retninger, men dette kommer vi tilbake til i avsnitt om innspill på vindvariabler, i 4.7.

Når det gjelder om rammevilkår skal fange ekstremvær eller de mer jevne kostnadsdriverne, mener vi at det er en god ide å inkludere begge typer variabler i modellen. Det mener vi at vi har gjort i forslaget vårt.

4.3.4 Konklusjon

Vi endrer variabelen for snø som klitrer seg til trær slik at områder med impediment skog ikke er med i beregning av variabelen.

Vi tar ut variabelen for sterk vind fra unormal retning i skog fra modellen.

4.4 Forslag om variabel for helning

4.4.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi foreslår å bruke gjennomsnittlig helningsgrad rundt nettet i modellen. Den er beregnet på samme måte som tidligere, men er oppdatert med nyere data som nettets beliggenhet. Vi inkluderer variabelen i faktoren løvfall.

4.4.2 Høringsinstansenes syn

KE Nett er enige i at helning bør være en del av modellen.

Agder Energi Nett mener kupert terreng også er kostnadsdrivende, og skriver at en kombinasjon av helning og variasjon av helning vil være mer treffsikker enn vårt forslag.

Tensio mener helning rundt nettet virker å gi uttelling på anlegg som går i dalfører og som neppe har større kostnadsutfordringer av denne grunn.

4.4.3 RMEs kommentarer

Vi har ikke laget variabler for kupert terreng. Kartlagene for helning beskriver ikke retningen på helningen. En kartrute som inneholder en høyde med 10 grader helning både opp til og ned fra toppen vil ha gjennomsnittlig helning på 10 grader, slik at stigningen og nedgangen ikke nuller hverandre ut. Men også en rute der helningen er jevnt 10 grader i en retning vil ha gjennomsnittlig helning på 10 grader. Agder Energi Nett mener da at den kuperte ruten kan være mer kostnadskrevende enn ruten som bare har stigning i samme retning.

Variasjon i helning kan være en variabel som beskriver hvor kupert terrenget. Vi antar en slik variabel kan skille kuperte terreng fra områder som Tensio beskriver der nettet går i relativt flatt terreng i dalfører. Slike terreng vil antagelig ha relativt jevn helning fra bunnen av dalføret og opp dalsidene, og dermed ikke mye variasjon i helning. Standardavvik er en statistisk størrelse som i dette tilfelle beskriver hvor mye helning per hver enkelt rute avviker fra den gjennomsnittlige helningen for alle rutene for selskapet. Vi ser at standardavviket for helningen har en korrelasjon med gjennomsnittlig helning på 0,93. Det vil si at standardavviket i liten grad fanger opp noe særlig annet enn gjennomsnittlig helning. Siden standardavvik heller ikke er en presis variabel for kupert terreng, vil vi ikke inkludere denne i modellen.

4.4.4 Konklusjon

Vi vil beholde helning i modellen som foreslått.

4.5 Forslag om variabel for innmating av produksjon og plusskunder

4.5.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

I gjeldende modell inngår en variabel for installert ytelse fra små vannkraftverk. Vi foreslår å ta ut denne og heller inkludere en ny variabel for innmating av produksjon i lokalt distribusjonsnett, målt ved midlere produksjon i MWh som andel av total levert energi. Plusskunder inngår også i datagrunnlaget. Vi har i arbeidet med høringen

testet andel plusskunder og andel MWh fra plusskunder, men foreslo ingen egen variabel for plusskunder i modellen.

4.5.2 Høringsinstansenes syn

KE Nett mener småkraftvariabelen bør være som i dag.

Agder Energi Nett og Linja er usikre om RMEs forslag om å bruke innmating av all produksjon vil være i stand til å fange opp tilfellene som krever forsterkninger og tidlig reinvestering. Linja peker på at kostnader knyttet til småkraft vil være avhengig av blant annet antall kraftverk, størrelse på hvert kraftverk, plassering fra regionalnett og forbruk i det lokale nettet.

Elvia viser til at mer ny produksjon i fremtiden i større grad vil komme fra plusskunder. Det er sannsynlig at korrelasjonen med helning og løvskog kan reduseres i fremtiden, og det er viktig at RME følger med på det.

Lede viser til at antall plusskunder har vært for få til å være særlig kostnadsdrivende frem til nå. De mener også at variablene RME har laget for plusskunder ikke fanger opp det kostnadsdrivende ved disse kundene, som er kundetetthet, store anlegg og konsentrasjoner av kunder i svake nett.

4.5.3 RMEs kommentarer

Gjeldende variabel for småkraft omfatter innmating fra vannkraftverk under 10 MW. Vind og sol bidrar til stadig mer produksjon og vi mener det er behov for å inkludere dette i en ny variabel. Derfor foreslo vi innmating fra all produksjon til distribusjonsnett i variabelen som inngår i løvfall. Vi ser at variabelen er sterkt korrelert (0,85) med gjeldende variabel. Vi har derfor vanskelig for å se at den foreslåtte variabelen ikke skal fange opp tilfeller som krever forsterkninger og tidlig reinvestering like godt som de gjeldende variabelen som kun inneholder innmating fra vannkraft under 10 MW. I tillegg mener vi den foreslåtte variabelen er mer fremtidsrettet.

I høringsdokumentet viste vi at vi hadde laget rene variabler for plusskunder, både på antall plusskunder per nettselskap og sum av installert ytelse per nettselskap. For å gjøre dem om til variabler som ikke er avhengige av selskapsstørrelse, dividerte vi på henholdsvis totalt antall kunder og total levert energi. Vi testet variablene hver for seg i en regresjon mot DEA-resultat, men fikk positive fortegn. Det er altså en positiv assosiasjon mellom plusskunder og effektivitet. Det er likevel grunn til å være skeptisk til resultatet. Variablene er svært skjevt fordelt (mange selskaper har få eller ingen plusskunder) og når vi inkluderer flere rammevilkår i regresjonen blir resultatene ustabile. Som flere høringsinnspill påpeker kan det være for få plusskunder i datasettet til at vi ser effekten av dem. De er også relativt sterkt korrelert med variabler for sentralitet¹¹, slik at plusskunder egentlig fanger opp en del av de samme forholdene som sentralitetsvariablene. Vi omtaler alternative variabler for sentralitet i kapittel 4.1.

¹¹ Korrelasjoner på 0,5–0,8 for variabler for handelssone, sentrum, tettsted, befolkningstetthet, antall virksomheter, antall ansatte, antall bygninger og vektete varianter av disse sentralitetsvariablene.

Når det gjelder Lede sitt innspill på hva som er kostnadsdrivende, er dette forhold vi ikke har data på, derfor kan vi ikke inkludere slike variabler i modellen. Høy tetthet av plusskunder eller plusskunder i svake nett krever nøyaktig informasjon om kundenes plassering og nettets tilstand, mens plusskunder med store anlegg krever data på anleggsstørrelse per kunde.

Linja mener plassering av kraftverk er en kostnadsdriver. Vi forstår at dette kan være relevant, og vi forsøker å få tilgang på denne type data i arbeidet med videreutvikling av oppgavevariablene i DEA.

Vi har ikke data på plassering eller størrelse per plusskunde, men siden det er relativt få plusskunder enn så lenge, antar vi det er sannsynlig at også disse variablene først og fremst er korrelert med sentralitet, i likhet med plusskundevariablene som vi har testet. Siden det fortsatt er såpass få plusskunder, mener vi det er bedre å la plusskundene inngå i variabelen for innmating av produksjon.

4.5.4 Konklusjon

RME vil opprettholde forslaget fra høringsdokumentet om å inkludere variable for innmating av produksjon i lokalt distribusjonsnett fra midlere produksjon i MWh som andel av total levert energi i distribusjonsnettet (hentet fra eRapp note 1.5).

Etter vi publiserte høringsdokumentet, har vi blitt oppmerksomme på at enkelte selskaper ikke har fylt inn «Midlere produksjon» for plusskunder. Det kan gi mening at denne verdien ikke er like tilgjengelig for plusskunder. For datagrunnlaget for inntektsrammene for 2023, vil vi sørge for at vi inkluderer verdiene fra «Innlevert energi» i de tilfellene der det mangler observasjon for «midlere produksjon». Vi viser et eksempel på dette bildet under. Fra 2022 vil vi sørge for at det blir en ensartet rapportering av plusskundene i note 1.5 som gjør det enkelt å beregne variabelen vi skal benytte i rammevilkårskorrigeringen.

Innlevering fra produksjon*	Midlere års- produksjon	Innlevert energi	Inntekt					Fastledd/ midlere prod.
	MWh	MWh	Fastledd	Energiledd	PRN	Andre	SUM	kr/MWh
Hammeren	16212	21591	219	-404			-185	13.51
Klemetsrud G1 + G2	86191	86673	1164	-3592			-2428	13.5
Klemetsrud gassmotoranlegg	4422		60				60	13.57
Plusskunder		7064		-291			-291	
Sum	106825	115328	1443	-4287	0	0	-2844	13.51

Figur 3: Utklipp fra note 1.5 i eRapp 2021 som viser en rapportering der midlere årsproduksjon ikke er rapportert for plusskunder.

4.6 Forslag om andel nett i kystbelte

4.6.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

I høringsdokumentet foreslo vi å benytte en variabel for andel nett innen 1000 meter fra kysten. Variabelen inngår i faktor for kyst sammen med variabel for salting, andel nett i vann og vind fra uvanlig retning i skog.

4.6.2 Høringsinstansenes syn

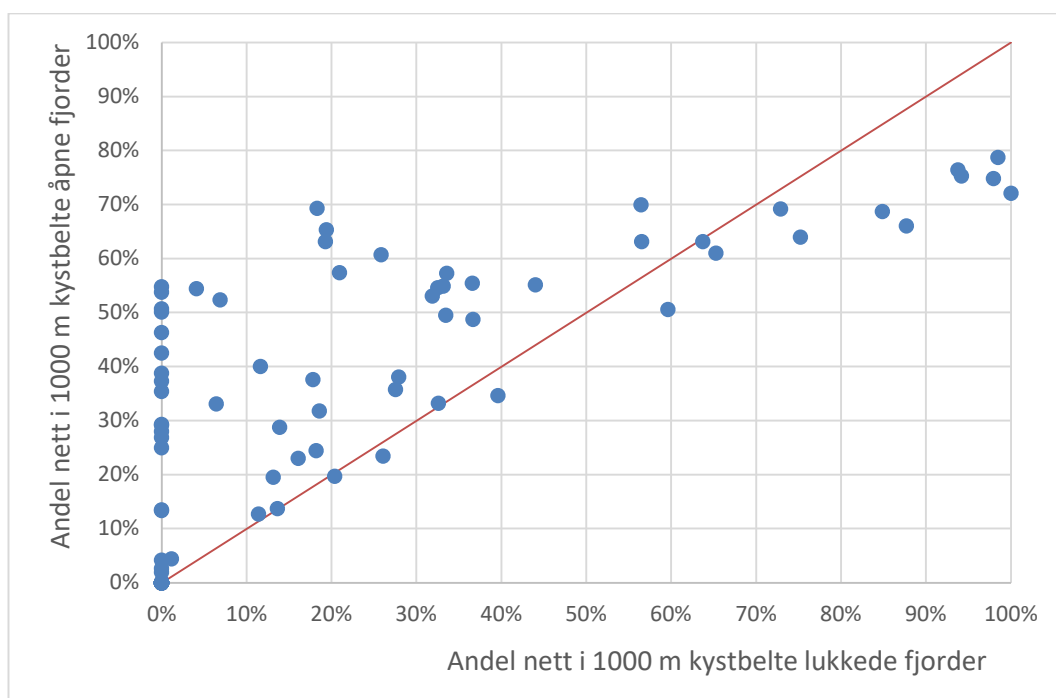
Agder Energi Nett og Arva mener de foreslåtte variablene for kyst er bedre enn kystfaktoren i dagens modell.

Arva mener det er påfallende at Luostejok Nett kommer dårligere ut med foreslått modell, og ber RME sjekke om dette er fordi alle fjordene er åpne i beregning av kystbelte-variabelen.

KE Nett mener at kystbelter bør bestemmes ut fra hvor flatt det er, eller hvor lite vegetasjon det er, fra kysten og innover land. På Jæren (flatt terreng) kan kystbeltet strekke seg 10 km innover i landet helt til man kommer til en liten ås eller bakketopp.

4.6.3 RMEs kommentarer

I andel nett innen 1000 meter fra kysten, benytter vi kystlinja slik den er med alle fjorder åpne. I gjeldende variabel for kystnærhet og for foreslått variabel for salting, benytter vi ei manuelt justert kystlinje der vi har lukket de fleste fjordene. De mest åpne og utsatte fjordene har vi holdt åpne, dette gjelder fire fjorder i Finnmark¹². Vi mener det kan være fornuftig å benytte lukkede fjorder også i variabelen for andel nett innen 1000 m kystbelte, og har laget variabel for dette. For Luostejok Nett er verdien på de to variantene ganske lik, men for de fleste selskapene blir andel nett i kystbelte redusert en del. Figuren under viser hvordan variablene med åpne og lukkede fjorder henger sammen. Korrelasjonen mellom de to er 0,75.



Figur 4: Andel nett i 100 meter kystbelte med manuelt lukkede fjorder mot andel nett i kystbelte med åpne fjorder for hvert selskap.

¹² Dette gjelder Laksefjorden, Porsangerfjorden, Tanafjorden og Varangerfjorden. Se side 43 i NVE høringsdokument 2/2012.

Argumentet for å lukke fjordene er at selskaper innerst i fjorder ikke opplever de samme kostnadsdrivende forholdene som selskaper ute ved kysten. Og vi mener vi bør bruke lukkede fjorder også for andel nett i 1000 meters kystbelte.

KE Nett mener vi bør benytte et kystbelte som er mye bredere enn 1000 meter. Basert på andre tilbakemeldinger og diskusjoner i referansegruppen, mener vi at de kostnadsdrivende forholdene av kystnærhet avtar betraktelig etter 1000 meter, derfor valgte vi denne bredden. KE Nett mener også vi bør ta hensyn til vegetasjon og høyde over havet i kystbeltet. Dette blir gjort i den nye variabelen for salting.

4.6.4 Konklusjon

Vi beholder bredden på kystbeltet på 1000 meter for variabelen andel nett i kystbelte, men endrer definisjonen av kystlinje ved at vi lukker de fleste fjordene. Vi beholder Laksefjorden, Porsangerfjorden, Tanafjorden og Varangerfjorden åpne. I neste avsnitt adresserer vi innspill på vind, og der viser vi at vi også vil inkludere vind i kystbeltevariabelen.

4.7 Forslag til variabel for vind

4.7.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

I høringsdokumentet foreslår vi å bruke en variabel for sterk vind spesifisert som vindstyrke i 99. prosentil. Variabelen inngår i faktoren frost.

4.7.2 Høringsinstansenes syn

Elvia synes ikke det er tydelig hvorfor variabelen for 99. prosentil er valgt.

Elvia, Lede og Lnett synes også det er rart at vindvariabelen er satt inn i faktoren for frost. Lede mener vind er kostnadsdrivende sammen med trær og Lnett og Elvia synes vind passer inn i faktoren for kyst. Barents Nett mener mye og vedvarende vind er kostnadsdrivende fordi det gir stor slitasje på linjer. De mener også at vind ved kysten bidrar til salting og isingsproblematikk. KE Nett viser også til at kystnærhet og vind er kostnadsdrivende, og at det bør beregnes for både luft- og jordkabler.

Lede mener også beregningsmetoden for vindvariabelen med bruk av gjennomsnitt over mange ruter gir merkelige utslag. De skisserer et eksempel der to selskap får samme verdi på vindvariabelen, men variasjonen hos det ene selskapet er mye større enn hos det andre.

Selskap	I	II	III	IV	Gjennomsnitt
A	1	1	1	9	3
B	3	3	3	3	3

Figur 5 Eksempel fra Lede sitt høringsinnspill

4.7.3 RMEs kommentarer

På Lede sitt innspill på at vind er kostnadsdrivende med trær, viser vi til omtalen i 4.3.

Vi ser at det ikke nødvendigvis er helt tydelig forklart i høringsdokumentet hvorfor vi valgte 99. prosentil, og ikke noen av de andre variantene av vind som vi testet.

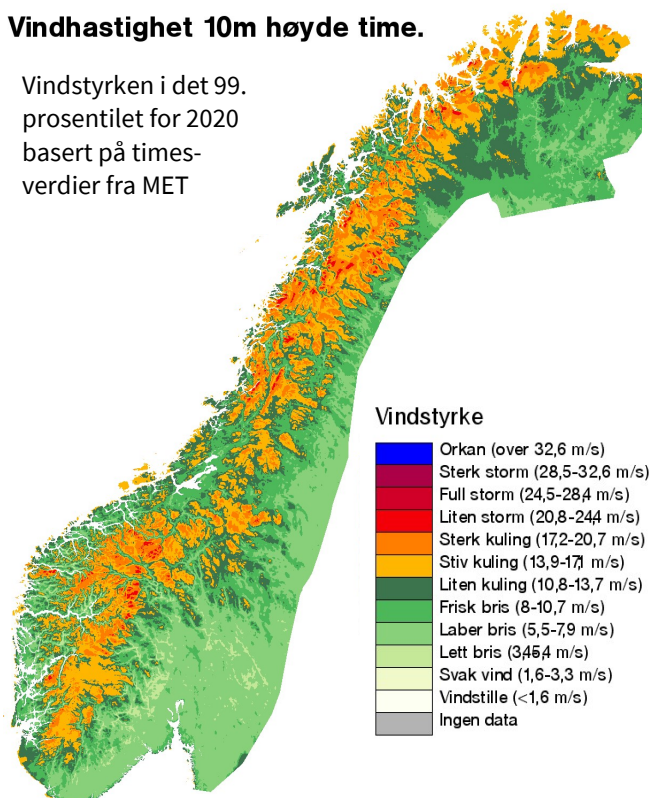
Bakgrunnen var at vi ønsket å finne en variabel for svært sterk vind, samtidig som vi

ønsker å unngå den maksimale vindstyrken. Denne opptrer svært sjeldent og kan være sårbar for målefeil og støy i data. Et annet poeng var at alle vindvariablene var sterkt korrelerte (f.eks. hadde variablene for 5 og 99. prosentilene en korrelasjon på 0,7, og alle over 90 prosentil var så sterkt korrelert at det i liten grad endret resultatene hvilken vi valgte). Når vi velger å bruke 99. prosentil så er dette en skjønnsmessig vurdering, men basert på et faglig og kvantitativt grunnlag.

Flere forventer at vindvariablene skal korrelere med kystforholdene, og det er ikke urimelig å anta det. Men disse sterke vindene vi har data på er vinder som i større grad forekommer i fjellet eller kalde strøk. Dette illustreres av kartet nedenfor:

Vindhastighet 10m høyde time.

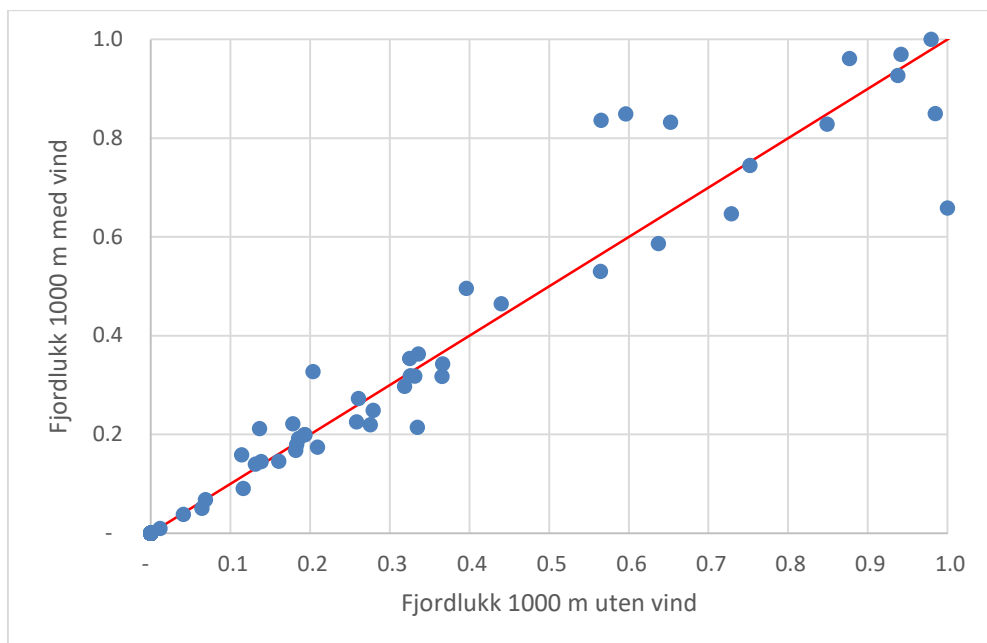
Vindstyrken i det 99. prosentilet for 2020 basert på timesverdier fra MET



Figur 6. Vindstyrken i 99. prosentil

Vindvariabelen er dermed ikke korrelert med kystnærhet, men kulde og snø, og passer dermed best inn i faktoren for frost.

Selv om vindvariabelen vi har definert i hovedsak fanger vind på fjell, vidde og innland, har vi forståelse for av vinden kan forsterke de andre kostnadsdriverne vi har identifisert for kyst. Derfor har vi beregnet variabelen for andel nett i kystbelte på 1000 meter på nytt med en metode som også tar hensyn til hvor sterk vind det er i samme rute. Som vi vet, er alle prosentilene for vind sterkt korrelert, men for å inkludere litt mer vind enn bare de aller sterkeste, har vi valgt å benytte vindstyrken i 95. prosentil. I praksis multipliserer vi andel nett i kystbeltet med den vindstyrken som er beregnet i det samme kystbeltet. Det vil si at det blir en vektning av kystnærhet der nett som er utsatt for sterkere vindstyrker teller mer enn nett som er utsatt for svakere vindstyrker.



Figur 7. Variabelen fjordlukk 1000 meter beregnet med vindstyrken i det 95. prosentilet (vertikal akse) og fjordlukk 1000 m (horisontal akse) for hvert selskap. Variabelen med vind er skalert for å vise de relative forskjellene.

Når det gjelder Lede sitt eksempel, mener vi beregningsmåten vår er fornuftig. Vi må huske på at det vi tar gjennomsnittet av er data på en av de sterkeste vindstyrkene i hver rute (99. prosentil). Hvis de sterkeste vindene stort sett er 1 for selskap A, er ikke dette kostnadsdrivende. Og at de har det ene området med mye sterkere vind, gjør ikke hele oppgaven til selskap A mye større enn selskap B som jevnt over har mye sterkere vind i hele sitt konsesjonsområde. Vi mener dette gir en god representasjon av kostnadsdrivende rammevilkår for begge selskapene. Vi adresserer noe av dette samme forholdet i 6.2.

4.7.4 Konklusjon

RME vil beholde den foreslåtte variabelen for vindhastighet i 99. prosentil, og vi vil inkludere den i faktor for frost.

Vi vil også inkludere vindstyrke i 95. prosentil i beregning av andel nett i kystbeltet på 1000 meter.

4.8 Forslag til variabel for snø og snøfokk

4.8.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi foreslår å inkludere en variabel for antall dager med snødybde over 40 cm og en variabel for antall dager med moderat eller kraftig snøfokksnøfokk. Begge variablene inngår i faktoren for frost.

4.8.2 Høringsinstansenes syn

Arva mener det er positivt at selskaper i Finnmark og høytliggende område i Sør-Norge får store positive korrigeringer med denne faktoren, og at snøfokk er en fornuftig variabel.

Sygnir peker på at store snømengder driver nettselskapets kostnader.

Lede og KE Nett peker på at snø kan være både fordel og ulempe i nettdrift, ettersom hvor store mengder det er snakk om. Lede mener variabelen for snø burde vært utformet for dypere snø enn 40 cm. KE Nett mener det er rimelig at den nordlige delen i landet får korreksjon for slike forhold.

4.8.3 RMEs kommentarer

Snø og nettdrift har vært et diskusjonstema i referansegruppen. Det er en viss uenighet om hvor mye snø som må til for å skape utfordringer for nettselskapet. Noen mener det er kraftige og intense snøfalls om er problemet, andre mener det er den jevne relativt dype snøen som er kostnadsdrivende. Fordi vi også har vært usikre har vi testet ulike variabler. I tillegg til antall dager med 40 cm har vi også beregnet og teste maksimal snødybde. Variablene er sterkt korrelert (0,93), noe som tilsier at de fanger opp noe av samme forholdet.

4.8.4 Konklusjon

RME vil beholde definisjonen av variablene for snødybde og snøfokk og inkludere begge i faktor for frost.

4.9 Forhold som burde ha vært med i modellen

4.9.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

I rapport 4/2021 og høringsdokumentet omtaler vi en del forhold som vi ikke foreslår å inkludere som rammevilkår i modellen. Dette gjelder blant annet andel 400 V TN-nett, kundetilfredshet, innmatingspunkter fra regionalnettet, utvidet områdekonsesjon og tiltak knyttet til miljø og bærekraft, HMS og IT-sikkerhet.

I arbeidet med modellen, er det også en del variabler som vi tester, men som vi ikke finner grunnlag for å inkludere.

4.9.2 Høringsinstansenes syn

Agder Energi Nett mener RME bør ta ansvar for bærekraft gjennom utforming av modellen. De skriver at uten økonomiske insentiver vil ikke strømnetselskapene prioritere miljø eller sikkerhet. Enida mener RME kan bidra til økt fokus på miljøansvar, HMS, sikkerhet og IT sikkerhet ved å legge dem inn som rammevilkår i modellen. KE Nett peker også på HMS og mener inntektsrammemodellen bør premiere tiltak som reduserer sannsynligheten for skader på personell og god driftssikkerhet. KE Nett mener også at fuglereservater, stengte veier og fornminner bør være en del av modellen.

Jæren Everk mener inntektsreguleringen bør ivareta mål som god kundebehandling, rask saksbehandling, lave nettap, god spennings- og leveringskvalitet. De mener også at levert energi og 400 V TN-nett bør være med i modellen. KE nett mener også modellen bør ta hensyn til 400 V TN-nett utbygging, i tillegg til HMS og lave nettap.

Lede mener modellen må ta hensyn til at enkelte sluttbrukere er vesentlig mer kostbare å forsyne enn andre, lav tetthet av utvekslingspunkter i regionalt distribusjonsnett driver kostnadene i lokalt distribusjonsnett, det er mer kostbart å forsyne flere spenningsnivå i lokalt distribusjonsnett fordi det krever flere transformatorer. De mener også vi bør inkludere industriområder i modellen.

Lede og KE Nett mener også at øyer bør være med som rammevilkår i modellen.

Barentsnett er usikker på hvordan modellen og rammevilkårene tar hensyn til lange og usentrale linjer. Selskapet har over dobbelt så høy nettkapital sammenlignet med mønsterselskapet og tror dette delvis kan forklares med rammevilkår som betyr at de må bygge mer kostbart og reinvestere mer hyppig. Selskapet savner også en vurdering av dimensjoneringskriteriet «Skjev islast».

Elvia understreker at vekst og sentrumsvariabler ikke er helt overlappende fordi vekst også forekommer i mindre tettbygde strøk. Elvia mener også det er viktig at RME ikke legger bort variabler for all fremtid bare fordi de ikke er signifikante i dag. Det er nødvendig at RME jobber kontinuerlig med å forbedre rammevilkårskorrigeringen fremover også fordi endringer skjer stadig, og tidvis raskt.

4.9.3 Våre kommentarer

Vi har vurdert flere av disse innspillene og viser til RME-rapport 4/2021 og høringsdokumentet. Vi mener det ikke har kommet ny informasjon om disse variablene i høringsinnspillene, som gjør at vi må endre konklusjonene våre fra høringsdokumentet.

Når det gjelder miljøansvar og bærekraft, kunde- og saksbehandlingstid, mener vi fortsatt at det ikke ligger innen inntektsreguleringens mandat å belønne ønskede utviklingstrekk. Reguleringen skal fremme en effektiv drift, utvikling og utnyttelse av nettet. HMS, sikkerhet, IT sikkerhet og kundebehandling er viktige deler av nettdrift. Men dette er ikke et rammevilkår som er ulikt fordelt mellom selskapene, dette er oppgaver som alle nettselskaper må sørge for å løse på en god og kostnadseffektiv måte.

Når det gjelder lave nettap, mener vi modellen vår fanger opp mye av dette allerede, ved at nettapsvolumet i lokalt distribusjonsnett inngår i de sammenlignende analysene. Sann sett er det en fordel dersom nettapet blir lavere på grunn av bruk av 400 V TN-nett, er dette en fordel i dagens modell. Vi har ikke inkludert 400 V TN-nett i vurderingen av rammevilkår, både fordi det er et endogent forhold og fordi vi har annet prosjekt i RME for å vurdere bruk av 400 V TN-nett. Når det gjelder å opprettholde god leveringskvalitet så fanger dagens modell dette til en viss grad gjennom KILE-ordning. For spenningskvalitet for øvrig finnes det også direkte reguleringer som selskapene må forholde seg til¹³.

Når det gjelder kostnadsdrivende kunder, er dette også til en viss grad relatert til innspillet om levert energi. Når kunder etterspør mye energi, blir de mer kostnadsdrivende enn kunder som etterspør lite. Kunder kan også bli mer kostnadsdrivende fordi de etterspør mye effekt. I høringsdokumentet testet vi effekten av å levere energi til industrikunder, næringskunder, andre distribusjonsnett eller plusskunder. Vi omtalte plusskundene i 4.5, men for ingen av de nevnte kundegruppene er det noen statistisk sammenheng mellom andel energi levert og variasjon i DEA-resultatene. Vi finner ikke grunnlag for å inkludere slike andeler i rammevilkårskorrigeringen. Om fordelingen av innmatingspunkter fra overliggende

¹³ Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

nett nevnte vi i høringsdokumentet at en slik variabel burde inneholde beliggenhet, men vi har ikke data til å lage en slik variabel i dag. Dette er noe vi utforsker om vi kan beregne i arbeidet med å vurdere oppgavevariablene i DEA¹⁴.

Det kan stemme at vekstområder kan være en selvstendig kostnadsdriver, uavhengig av sentralitet, og til statusrapporten i fjor, testet vi noen variabler som muligens kunne fange områder med vekst. Vi laget variabler som beskriver vekst i ulike tekniske størrelser: Antall abonnementer, netstasjoner, høyspent nett, traføyttelse, levert energi og andel nett i tettsted og sentrum. Vi fant ingen statistiske sammenhenger for disse. Vi er heller ikke sikker hvor treffsikre de var for å fange opp vekst, og antok at sentralitetsvariablene også kunne fange noe av det kostnadsdrivende med vekstområder.

Vi har testet variabler for fornminner og øyer, men finner ikke grunnlag for å inkludere dem. For øyer testet vi sju ulike variabler (blant annet med og uten fastlandsforbindelse). Uten BACON-test (test for uliggere) ble noen av variablene for øy statistisk signifikante med negativt fortegn, men med BACON test ble de stort sett ikke signifikante, eller signifikante med positivt fortegn. BACON testen identifiserer uteligger, og øyvariablene har veldig skjev fordeling. Dermed fikk vi ulike resultater med ulike modellutforminger, mens variabelen andel nett i vann var negativt signifikant med og uten BACON-test. Den hadde korrelasjon med antall øyer på 0,74. Dermed fanger de i stor grad de samme forholdene, men nett i vann har statistiske egenskaper som fungerer bedre i modellen og vi velger derfor å bruke den.

Stengte veier er et komplisert fenomen som er vanskelig å konkretisere i en variabel. Vi har valgt å ikke legge ned store ressurser i å lage variabler for dette. Vi har heller ikke kommet frem til egne variabler for fuglereservater, men noen av disse områdene er overlappende med naturvernområder. Naturvernområder er tidligere testet, men vi har ikke funnet grunnlag for å ta med disse i modellen.

Vi har i løpet av vårt arbeid ikke vært kjent med kriteriet skjev islast. Vi minner på om at selskapene flere ganger har hatt mulighet til å gi innspill på hvilke rammevilkår som vi må vurdere. Vi forstår at kriteriet angir krav til dimensjonering av master for krefter i traseens lengderetning, og at bæremastene skal tåle en tilleggs last på 50 % av maksimal antatt islast i spennet før masten. For at vi skal kunne fange opp dette kreves detaljerte landsdekkende datasett på islaster. Ising og påfølgende akkumulering er i stor grad lokale fenomener og det er svært vanskelig å modellere dette for større områder og for hele landet. Vi er avhengig av gode landsdekkende datasett med lik datakvalitet i alle områder for at vi skal kunne kvantifisere variabler knyttet til ising. Vi har fulgt med på arbeidet som gjøres i FoU-prosjektet «ICEBOX», som blant annet har som et resultatmål å utvikle et landsdekkende datasett. Prosjektet er imidlertid ikke ferdigstilt og vi mangler derfor nødvendige data for å lage variabler på ising.

¹⁴ Ser mer på <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/paagaende-arbeid-med-modell-for-aa-beregne-kostnadsnormen/alternative-oppgavevariabler-i-dea-modellen/>

4.9.4 Konklusjon

Vi mener det ikke er grunnlag for å inkludere de foreslåtte variablene i modellen nå. Men vi er enige i at vi må følge med på utviklingen og åpne for å inkludere forhold på et senere tidspunkt.

5 Merknader til endringer i regionalt distribusjonsnett

5.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi foreslo å fjerne trinn 2 i regionalt distribusjonsnett. Grunnen til dette er at vi ikke finner rammevilkårsvariabler som kan forklare systematiske forskjeller i DEA-resultater mellom selskapene.

5.2 Høringsinstansenes syn

Arva, Elvia og Barents Nett støtter forslaget. Elvia mener det er vanskeligere å ha stabile rammevilkår i regionalt distribusjonsnett fordi nettnivået er preget av mer sprangvise investeringer som kan forstyrre trinn 2 regresjonen.

BKK Nett forstår valget om å fjerne rammevilkårskorrigeringen, men sier at det bør gjøres en jevnlig vurdering på om det er variabler som er signifikante.

Elmea mener også at variablene i trinn 1 i stor grad tar hensyn til lokale variasjoner i rammevilkår for regionalt distribusjonsnett, og at det dermed er rimelig at det ikke er noen korreksjon i trinn 2. Men de mener også at linjenettet deres i regionalt distribusjonsnett utsettes for de samme kystforholdene som det lokale distribusjonsnett. Når RME ikke tar hensyn til dette i modellen, kan et alternativ være at Elmea særbehandles i regionalt distribusjonsnett. Elmeaforstår valget om å fjerne rammevilkårskorrigeringen, men kunne ønske at det var samme korreksjon for kyst i trinn 2 som for i lokalt distribusjonsnett.

Agder Energi Nett mener det er uheldig at rammevilkårsjusteringen tas bort. Det virker åpenbart at skog er en like relevant kostnadsdriver som for lokalt distribusjonsnett. Når rammevilkåret ikke lenger er signifikant, må dette skyldes egenskaper i modellen. Selskapet håper RME finner en bedre løsning for skog i form av et bredere rammevilkår eller en justert vektning av trinn 1.

Distriktsenergi og Vidju Holding mener det er mye som tyder på at det er egenskaper i datasettet som gjør at rammevilkår ikke er signifikante på dette nettnivået. Et lite utvalg og stor varians gjør det vanskelig å finne statistiske sammenhenger, og dette problemet kan også etter hvert bli relevant i lokalt distribusjonsnett. Det vil være uheldig for modellen hvis variabler som blir funnet signifikante og betydelige i dag, gradvis dropper ut i årene framover bare fordi datasettet blir mindre.

Energi Norge og Lnett mener det er intuitivt fornuftig at rammevilkår også påvirker kostnadene i regionalt distribusjonsnett. Rammevilkårskorrigeringen bør fortsette å være en del av beregningen og heller utelates hvis det ikke er statistisk signifikant.

Lede er uenige i forslaget. Regionalt distribusjonsnett har kostnadsdrivende rammevilkår, men den statistiske metoden er ikke god nok til å fange opp dette. RME må derfor benytte andre metodiske tilnærminger. Skog og konsesjonstype kan håndteres direkte i vektsystemet som ligger til grunn for variablene i DEA-modellen.

Linja mener det er åpenbare forskjeller i kostnader både ved etablering og drift av anlegg og at det er urimelig at det ikke skal være en rammevilkårskorrigerings i regionalt distribusjonsnett.

Sygnir skriver at 22 kV og 132 kV luftlinjer i stor grad er påvirket av de samme rammevilkårene og nevner blant annet helning, skog og snø. Når rammevilkår ikke blir signifikante, må dette skyldes datagrunnlaget og ikke de faktiske kostnadsdriverne. Sygnir støtter ikke fjerningen av trinn 2 i kostnadsnormmodellen for regionalt distribusjonsnett.

Tensio mener det usannsynlig at rammevilkår bare påvirker lokalt distribusjonsnett og skriver at RME har store metodiske utfordringer knyttet til statistisk testing.

5.3 RMEs kommentarer

Vi foreslår å ikke korrigere for rammevilkår i regionalt distribusjonsnett Vi mener fremdeles det er mulig at kostnadene på dette nettnivået også påvirkes av rammevilkår. Det at vi nå foreslår å fjerne korrigerings betyr kun at vi ikke kan se at rammevilkår systematisk forklarer forskjeller i DEA-resultatene. Trinn 2-modellen i regionalt distribusjonsnett ble innført i 2013, og rammevilkåret (én faktor bestående av helning og skog) har gradvis mistet sin statistiske forklaringskraft. Faktoren har i de to siste årene ikke vært i stand til å forklare forskjeller i DEA-resultatene. Vi mener dette hovedsakelig kan forklares med spesifikasjonen av DEA-modellen, der oppgavevariablene består av fire vektete verdier for henholdsvis luftledninger, jordkabler, sjøkabler og stasjonsanlegg. I de vektete verdiene for jordkabel og stasjon tas det hensyn til beliggenhet (sentrum og tettbebyggelse). Dette bidrar til å sikre en viss likhet mellom et selskap og dets mønsterselskap, og kan medføre at det er vanskelig å finne at selskaper har mer utfordrende rammevilkår enn sin referanse i DEA. For eksempel gjør sjøkabler som egen oppgavedimensjon i DEA at selskaper med kystnære selskaper blir sammenlignet mot hverandre.

Svake statistiske sammenhenger mellom rammevilkår og DEA-resultater kan skyldes egenskaper ved den statistiske testingen. Flere selskaper peker i sine innspill på at utvalget av selskaper er for begrenset, og at dette videre gir for lite variasjon i datasettene som skal analyseres. Vi mener likevel å ha fulgt tommelfingerregelen for lineære regresjoner, og at vi med en utvalgsstørrelse på over 30 observasjoner er innenfor det som er anbefalt. Vi mener derfor at den metoden som vi har lagt til grunn er god nok til å konstatere at de analyserte rammevilkårene ikke systematisk kan forklare forskjeller i DEA-resultatene.

I vårt arbeid har vi testet et stort antall rammevilkår i regionalt distribusjonsnett. En del av resultatene indikerer negativ sammenheng mellom DEA-resultatene og rammevilkåret, men mangler nødvendig statistisk signifikans. Hvis resultatet hadde vært statistisk signifikant betyr det at det er lite sannsynlig at resultatet har oppstått tilfeldig. Når vi ikke kan konkludere med om rammevilkårets effekt på DEA-resultatet

kun er tilfeldig så mener vi at det ikke er forsvarlig å bruke rammevilkåret i en trinn-2 korreksjon. Vi merker oss at flere selskaper er skeptiske til å bruke statistiske metoder for å velge ut rammevilkår og modell, men vi kan ikke se at selskapene kommer med alternative forslag til hvordan en utvelgelsesprosess skal foregå. Vi står fast ved at det er statistiske metoder som er den beste måten å unngå skjønnsmessige og subjektive vurderinger om hvilke rammevilkår som kan sies å sikkert påvirke forskjeller i effektivitet. Innspillet om at konsesjonstype bør tas hensyn til, vurderte vi i høringsdokumentet. Lede har også tidligere spilt inn at modellen må ta hensyn til at noen selskaper har områdekonsesjon der de også har tillatelse til å bygge regionalnett i enkelte områder. Det gjelder åtte selskaper, og bare i deler av området deres, også ofte bare i deler av kommuner. Det er utfordrende å lage en variabel for så spesifikke områder knyttet til konsesjon. Men felles for steder der selskaper har utvidet områdekonsesjon, er at de er i sentrale strøk. Dermed kan dette fanges bedre gjennom vektingen av sentralitet for kabler og stasjoner.

Det har kommet innspill på at vi beholde den nåværende faktoren fordi den tidligere har vært signifikant. Vi mener dette ikke er nødvendig eller hensiktsmessig. Faktoren har gradvis mistet sin signifikans. Det er ingenting som tilser at dette vil endre seg. Våre beregninger av inntektsrammene for 2023 viser for eksempel en forverring i både p- og t-verdi sammenlignet med beregningene for 2022.

5.4 Konklusjon

Vi beholder forslaget om å ikke korrigere for rammevilkår i trinn 2-modell for regionalt distribusjonsnett. Vi vil jobbe med å videreutvikle kostnadsnormmodellen for regionalt distribusjonsnett, herunder spesifikasjonen av oppgavevariablene i DEA-modellen. I dette arbeidet vil vi undersøke hvordan rammevilkår kan vektes inn i variablene.

6 Merknader til forhold knyttet til metode

6.1 RME har vært for begrenset i tilnærmingen

6.1.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

I høringsdokumentet beskriver vi hvordan vi har oppdatert datagrunnlag og laget variabler som vi har testet ut i trinn 2 i modell for kostnadsnorm. Vi viser ikke alternative tilnærminger som kan ta hensyn til relevante forskjeller i rammevilkår.

6.1.2 Høringsinstansenes syn

Lede mener at arbeidet har vært for avgrenset og at forslaget som er sendt ut på høring ikke virker ferdig. Det har vært for låst til dagens statistiske metode og burde heller undersøkt alternative metoder for rammevilkårskorreksjon.

Lede mener vi burde ha undersøkt hvilke metoder som kan og bør benyttes til rammevilkårskorreksjon generelt og hvordan alternative metoder kan håndterer konkrete rammevilkår.

6.1.3 RMEs kommentarer

Forskrift for kontroll av nettvirksomhet sier at RME skal ta hensyn til relevante forskjeller i rammevilkår når vi beregner kostnadsnormen. Det er ikke sagt hvordan dette skal gjøres.

Vi har hatt ulike tilnærminger til dette gjennom årene. Fra 2007 var rammevilkårsvariablene egne variabler i DEA. Dette gjorde at enkelte selskaper kunne få hele kostnadsnormen bestemt av rammevilkårsvariabler. Det kunne virke urimelig, og fra 2010 introduserte trinn 2, og fra 2013 ble flere rammevilkårsvariabler flyttet til dette trinnet, og vi introduserte metoden med differanse til mønsterselskap.

I årene 2015–2019 deltok vi i et forskningsprosjekt som utforsket alternative metoder og tilnærminger for å evaluere nettselskapers effektivitet, Elbench. Her ble også alternative metoder for benchmarking vurdert i tillegg til alternative tilnærminger for å inkludere rammevilkårsvariabler¹⁵. Vi fikk kunnskap om fordeler og ulemper med ulike tilnærminger, og i løpet av årene fant vi ikke at noen av de alternative modellene var klart bedre enn den vi allerede benytter. Siden det også innebærer en kostnad å endre metodikk, mener vi det er mest hensiktsmessig å benytte den metoden som allerede er implementert. Derfor gjorde vi ikke nye vurderinger knyttet til metoden med trinn 2 i forslaget om endring i modell fra i vår.

6.1.4 Konklusjon

Vi mener det er hensiktsmessig å korrigere for rammevilkår i trinn 2 med metoden vi har benyttet fra 2013, og fortsetter med dette også i den nye modellen fra 2023.

6.2 Utformingen av variablene er uheldig for store selskaper

6.2.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi foreslår å bruke flere variabler spesifisert som andeler nett i områder med gitte forhold.

6.2.2 Høringsinstansenes syn

Tensio og Lede viser til at når et selskap blir større, vil området deres omfatte flere ulike typer geografiske rammevilkår, og at hvert enkelt rammevilkår kan bli «skjult» i summen og gjennomsnitt.

Straumen Nett viser også til at konsolidering av nettselskaper med mye by-forhold og bygde-forhold gjør at rammevilkårene, som for eksempel jordkabelandel, får relativt lavere utslag, uten at de bokførte verdiene til selskapene endrer seg.

Vang Energi det mener også at store individuelle rammevilkår hos enkelte nettselskaper blir utdømt gjennom regresjonsanalysen.

¹⁵ Se blant annet SNF (2016), masteroppgavene «Rammevilkårskorrigerings ved ulike modellspesifiseringer i DEA» og «Alternative tilnærminger for rammevilkårskorrigerings» og Bjørndal et al (2018) og Mydland et al. (2020)

6.2.3 RMEs kommentarer

I beregningen av rammevilkår for hvert enkelt nettselskap har vi informasjon om hvilke rammevilkår som det fysiske nettet berøres av. Denne informasjonen har vi på en oppløsning på 100 x 100 meter. Utenom variabelen «innmating av produksjon», er alle rammevilkårsvariabler beregnet ut ifra hvor stor andel av nettet som er berørt av de aktuelle forholdene. Hvis et selskap har halvparten av nettet sitt i bar- eller blandingsskog med høy eller særs høy bonitet, så vil selskapet få 0,5 i verdi på denne variabelen.

For å utforme en variabel som best beskriver kostnadsdrivende rammevilkår for et selskap, så mener vi det er mest presist å ta hensyn til hvor stor del av nettet som faktisk blir berørt av forholdet. Vi mener at det er rimelig å anta at et forhold er mer kostnadsdrivende for et selskap dersom en større andel av nettet blir berørt av forholdet og at dette bør reflekteres i variablene som inngår i rammevilkårskorrigeringen. Vi bruker samme metode når vi f.eks. benytter oss av vindstyrken i det 99. prosentilet. Denne vindstyrken beregnes per rute med nett, og deretter tar vi gjennomsnittet av alle rutene. I praksis blir dette en vekting av vindstyrke basert på hvor mye av nettet som er utsatt for det.

For noen selskaper kan konsekvensen bli at de selv opplever merkostnader knyttet til enkelte rammevilkår, men siden det kun gjelder en liten andel av nettet, så påvirker det selskapets totale kostnader i liten grad. Lede skriver blant annet «Det skal nemlig mye til for at et rammevilkår skal rokke ved selskapets totale kostnader [...]». Vi mener at det i slike tilfeller er riktig at rammevilkåret ikke korrigerer selskapets effektivitet i trinn 2. Vi ønsker kun å korrigere for rammevilkår som gir oppgav til systematiske forskjeller i DEA-resultatet som følge av økte kostnader.

DEA-resultatene som inngår i rammevilkårskorrigeringen beregnes på en måte hvor størrelsen på selskapene ikke har en betydning. Teknisk sett kalles dette en antakelse om konstant skalautbytte. Både kostnadene og oppgavene til selskapene skaleres slik at det kun er de relative forskjellene mellom dem som betyr noe. Det innebærer at størrelsen på et selskap ikke betyr noe, kun oppgavesammensetningen og det relative kostnadsnivået. Dette gjør det viktig å korrigere for rammevilkår på samme måte for store og små selskaper slik vi gjør med vår foreslåtte metode.

6.2.4 Konklusjon

RME mener det er hensiktsmessig å korrigere for rammevilkår i trinn 2 med metoden vi har benyttet fra 2013, og fortsetter med dette også i den nye modellen fra 2023.

6.3 Maksimums grense for virkning av rammevilkårskorrigeringen

6.3.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi foreslo å sette en maksimumsgrense på 40 prosent for rammevilkårskorrigeringen. Dette betyr i praksis at hvis samlet rammevilkårskorreksjon blir høyere enn 40 prosent, blir korreksjonen satt til 40 prosent.

6.3.2 Høringsinstansenes syn

Forslaget om å begrense effekten av rammevilkårskorrekasjonen støttes av Agder Energi Nett, Arva, BKK Nett, Elvia og Energi Norge.

Tensio støtter også forslaget, men mener at 40 prosent er for høyt. Tensio mener at en stor andel av nettselskapenes totale kostnader ikke er påvirket av rammevilkår. Blant annet overhead (administrasjon), IKT, DLE, Elhub, målerhåndtering, utredningskostnader, planarbeid, prosjektering og tilknytning. Tensio mener derfor terskelen bør senkes, til mellom 15 og 20 prosent.

Energi Norge støtter forslaget, men er usikre på om 40 prosent er riktig nivå, og om denne terskelen eventuelt bør nedjusteres over tid.

Barents Nett legger vekt på at rammevilkårsvariablene må fange opp nok av forskjellene mellom selskapene. De er usikre om dette gjelder i dag, og viser til at de har 2,5 ganger så høy bokført kapital som sitt mønsterselskap, og mener mye av dette kan skyldes rammevilkår.

Sygnir mener at rammevilkår forklarer mer enn fem prosent av den totale inntektsrammen og at RME bør øke vektingen eller betydningen av rammevilkårskorrekasjonen.

6.3.3 RMEs kommentarer

Vi mener, i likhet med Tensio, at det er rimelig å anta at en del faste oppgaver ikke påvirkes av geografiske rammevilkår. Rammevilkår påvirker først og fremst kostnader knyttet til drift, investeringer og vedlikehold av nettanlegg i tillegg til beredskap. Vi er enige i at kan være uheldig om vi korrigerer for mye i trinn 2, og det er også motivasjonen vår for å innføre en maksimumsgrense. Om korrigeringen i trinn 2 blir veldig høy, er det sannsynlig at vi begynner å korrigere for ineffektiviteten som vi faktisk har som mål å definere.

Det er utfordrende å definere akkurat hvor grensen bør gå. Som Barents Nett spiller inn, kan rammevilkår medføre betydelige kostnader, og det er viktig at modellen vår kan fange det. Grensen på 40 prosent er skjønnsmessig satt, og reflekterer vårt syn om at minst halvparten av kostnadsnormen bør bestemmes av kjerneoppgavene som er definert i trinn 1 av modellen. Det er også grensen som benyttes i SNF Report No. 22/09. Vi er enige i at det er en grense som er litt høy, men vi mener det er fornuftig å være litt forsiktige når vi innfører denne nye modellen. Og som Energi Norge spiller inn, kan det være fornuftig at vi vurderer å justere denne ned etter litt tid.

6.3.4 Konklusjon

Vi beholder foreslåtte grense på 40 prosent.

6.4 Bruke luftlinjer og kabler for å beregne rammevilkår

Vi foreslår å bruke beliggenheten til både luftlinjer og jordkabler til å beregne rammevilkårsvariabler. Tidligere har vi kun brukt luftlinjers plassering. Vi har ikke fått noen negative tilbakemeldinger på denne metodeendringen.

6.5 Årlig beregning av koeffisienter

6.5.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi har foreslått å fortsette dagens praksis med årlig beregning av koeffisientene som angir «prisen» på de respektive rammevilkårsvariablene. Alternativet er å låse koeffisientene for en lengre periode. Dette kan gjøre modellen mer stabil, men vi mener at hensynet til presisjon og aktualitet er viktigere fordi vi også oppdaterer analysene med nye kostnadsdata.

6.5.2 Høringsinstansenes syn

Høringsforslaget støttes av Energi Norge, Agder Energi Net og BKK Nett.

6.5.3 Konklusjon

Vi gjennomfører forslaget fra høringsdokumentet slik at vi beregner koeffisientene på nytt hver gang vi beregner kostnadsnormene.

6.6 Bruk av faktorer for å kombinere ulike rammevilkår

6.6.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

I vårt forslag til ny modell for rammevilkårskorrigerings inngår tre faktorer som hver består av flere spesifikke rammevilkår. Bruk av faktorer er omtalt i RME-rapport 4/2021 og i høringsdokumentet. For å komme frem til de konkrete faktorene har vi utviklet, analysert og testet et stort antall variabler. Prosessen er beskrevet i høringsdokumentet kapittel 5.

6.6.2 Høringsinstansenes syn

Enida støtter arbeidet med å samle flere forhold i en variabel. Distriktsenergi og Vidju Holding mener det er fint at forhold som treffer noen få nettselskaper kan inkluderes i faktorer, men at det ikke er helt klart for dem hvorfor akkurat de variablene som inngår i de tre faktorene er valgt foran andre variabler.

Lede mener også det er ulogisk at flere av de inkluderte forholdene i en faktor faktisk er korrelerte. Samfunnsbedriftene spiller også inn at det er vanskelig å forstå at RME kombinerer forhold som åpenbart ikke henger sammen i en faktor.

Elvia mener RME burde være tydeligere på hvilke rammevilkår faktorene skal fange opp når de i ytterste konsekvens kun er satt sammen av forhold som korrelerer.

Både Elvia og Tensio peker på at RME ikke har sjekket for kausalitet mellom variablene som inngår i en faktor, bare korrelasjon. Elvia mener det burde vært fokusert mer på forståelighet og forklaringskraft framfor statistiske sammenhenger.

Lede mener sammensetningen av flere av faktorene er ulogiske. De mener det er ulogisk at snø som klistrer seg til trær er satt inn i faktoren løvfall fordi de opplever å ha utfordringer med snø på trær i bar- og blandingsskog. Ledet mener også det er ulogisk at variabelen for sterk vind er inkludert i faktoren for frost, og at variabelen for vind fra unormale retninger i skog er satt i faktoren for kyst. Etter deres erfaring er vind

i skog en utfordring i innlandsskog. Lede mener også det er uheldig at variablene for salting og kystbelte i faktoren kyst er så overlappende.

6.6.3 Våre kommentarer

Vi benytter regresjonsanalyse i trinn 2 for å korrigere for rammevilkår. I en regresjon undersøker vi hvordan variasjonen i en avhengig variabel (hos oss: DEA resultatet) kan forklares ut fra en eller flere uavhengige variabler (hos oss: rammevilkårsvariabler). De uavhengige variablene må være mest mulig uavhengige av hverandre for at vi skal kunne stole på regresjonsresultatene.

Vi har undersøkt mange rammevilkårsvariabler enkeltvis, og mange av variablene er statistisk signifikante. Når vi skal bestemme hvilke variabler som skal inngå i modellen, må vi likevel forholde oss til begrensningen at korrelerte variabler ikke kan inkluderes som separate variabler i samme regresjon. Faktorer er en metode å kunne inkludere flere forhold i korrigeringen for relevante rammevilkår. I dette perspektivet er det den statistiske egenskapen korrelasjonen som er viktig, uavhengig av om det finnes noen kausalitet mellom variablene. Alternativet til å kombinere variabler der det overordnede rammevilkåret i faktoren ikke blir helt tydelig eller at korrelasjonen virker ulogisk, er at vi må utelate noen av variablene. Dette blir dermed en avveining mellom intuisjonen ved faktoren og muligheten til å inkludere flere relevante rammevilkår i modellen. Vi mener det er en fordel å inkludere variabler for mange forhold i modellen, så lenge vi finner at mange forhold er signifikante.

I noen tilfeller er det enkelt å forstå at variablene er korrelert, slik som snøfokk og antall frosttimer. Andre ganger er det ikke like enkelt å forstå korrelasjonen, men dataene viser at forhold ofte opptrer i de samme områdene. Dette har vi eksempler på også i gjeldende modell, der helning og løvskog med høy bonitet inngår i faktoren fjellbekk og helning. Vi vet at det finnes mange områder med både løvskog som ikke er særlig bratte. Men data viser at det forekommer såpass ofte i de samme områdene at variablene faktisk er korrelert. Dermed egner de seg i en faktor, og gjennom faktoren kan både selskaper med mye helning og mye skog få korrigering for rammevilkåret sitt.

Når Lede har erfaringer med at deres utfordringer med snø på trær og sterk vind ikke er korrelert med de andre forholdene i faktorene for henholdsvis løvfall og frost, kan vi forstå at sammensetningen virker ulogisk for dem. Men når vi ser nærmere på hvordan variablene fordeler seg, gir det likevel mening. Betingelsene for variabelen snø på trær er at det kommer mye nedbør i et ganske smalt temperaturintervall, mellom 0,6 til -3 grader. Det er dermed ikke tung snø i kalde innlandsskoger gjennom en hel vinter som fanges opp, men forhold som forekommer oftere i områder med løvskog. Dermed gir det mening å ha den i faktoren løvfall. Når vi ser kartet for sterk vind, ser vi også at dette forekommer oftere på fjellet og viddene. Dermed gir det mening at den er korrelert med øvrige variabler i frostfaktoren.

Når det gjelder vind fra unormale retninger i skog, så vi 4.3 at denne endret egenskaper når vi tok ut impediment skog. Og denne korrelerer ikke lenger med andre forhold i faktoren kyst. Derfor tar vi den ut av modellen.

6.6.4 Konklusjon

Vi vil benytte kombinere variabler som korrelerer i faktorer som inngår i regresjonen og korreksjonen i trinn 2.

6.7 Valg av tidsserier

6.7.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

I vårt forslag til ny modell har vi foreslått variabler der vi har observasjoner over flere år. Dette gjelder:

- Antall ganger per år der minimum 30 mm nedbør kommer over 5 dager, mens gjennomsnittlig temperatur er mellom -3 og 0,6 °C: 2010–2020, beregnet på et datasett med 3-timers oppløsning
- Antall dager med snødybde over 40 cm: 2010–2020
- Antall frosttimer med lavere temperatur enn 0°C: 2010–2019
- Antall dager med moderat eller kraftig snøfokk: 2014–2020
- Vind: 2014–2021

6.7.2 Høringsinstansenes syn

Distriktsenergi og Vidju Holdning er fornøyde med at det er tatt i bruk lengre tidsserier i beregningene.

Elvia mener det er relevant å vurdere om tidsseriene for rammevilkår er for bakoverskuende. For å illustrere dette viser Elvia til et eksempel der antallet prosumenter har økt med 50 prosent fra desember 2021 til september 2022.

Arva og Energi Norge peker på klimaendringene og stiller spørsmål til antall år i tidsseriene og hvorvidt de bør vektas slik at nyere observasjoner teller mer.

6.7.3 RMEs vurdering

Vi tolker innspillene som hovedsakelig positive og at vi har lagt rimelige tidsserier til grunn. Energi Norge peker på klimaendringer som grunn til at man bør legge mer vekt på nyere observasjoner. Vi mener det er en god tanke, men vi mener det er vanskelig å bestemme hvor mye mer skal siste års observasjon telle i praksis.

Vi er også skeptisk til å bruke for korte tidsserier fordi stabilitet i modellen også er viktig. Vi vil alltid måtte veie fordelene med å jevne ut store årlige variasjoner (lange tidsserier) mot det å kunne beskrive situasjonen i dag mer treffsikkert (korte tidsserier). Vi mener vi har funnet en god balanse her. At nyere data teller mest, er i stor grad ivare tatt med de relativt korte tidsseriene som vi har valgt å bruke. Ingen av variablene har eldre data enn fra 2010. Samtidig er tidsseriene såpass lange at de vil sikre en viss stabilitet også.

Når det gjelder plusskunder, er dette en variabel som kommer i de årlige rapporteringene i eRapp, slik at denne vil oppdateres hyppigere enn en del andre variabler i modellen.

6.7.4 Konklusjon

Vi beholder de foreslåtte tidsseriene

6.8 Lavspent nett bør inkluderes

6.8.1 Vårt forslag i høringsdokumentet

Vi har foreslått at variablene for rammevilkår beregnes basert på høyspentnettets beliggenhet.

6.8.2 Høringsinstansenes syn

Energi Norge, Distriktsenergi og Vidju holding viser til at kostnadene for lavspentnett er inkludert i de totale kostnadene i DEA, og det er nærliggende å tro at det finnes forhold som også er kostnadsdrivende i lavspentnett. Distriktsenergi og Vidju holding mener det er et argument for å inkludere lavspentnett i rammevilkårskorrigeringen. Energi Norge og Elvia mener RME bør jobbe med å inkludere lavspentnett i fremtiden.

6.8.3 Våre kommentarer

Det er rimelig å anta at rammevilkår som påvirker høyspentnett også kan påvirke kostnader i lavspentnett med enkelte unntak. For det første beregnes det ikke KILE ved avbrudd i lavspentnett. For det andre er det andre kostnader i lavspentnett, som kundefølgning, som ikke antas å påvirkes nevneverdig av ytre rammevilkår. Når vi kun bruker høyspentnett i beregning av rammevilkårsvariablene så er dette en forenkling. Forenklingen kan bli urimelig dersom det er stor forskjell på beliggenheten til høyspent- og lavspentnett, eller om kostnadsdriverne i de to spenningsnivåene er ulike. Siden lavspentnett er koblet på høyspentnett, er det automatisk en del samsvar mellom hvilke typer rammevilkår de er utsatt for. Når vi beregner rammevilkårsvariablene, er bufferen rundt høyspentlinjene 100 meter, og en del av lavspentnett vil allerede ligge i denne bufferen. Vi ser også at det er sterk korrelasjon mellom variablene når vi sammenligner variabler som omfatter alt nett med variabler for kun høyspentnett¹⁶. Det tyder på at rammevilkårene i høyspent nett fanger det meste av rammevilkårene som også omfatter lavspent nett.

Når vi ser på sammensetningen av nettet er lavspentnett nesten dobbelt så langt som høyspentnett. Det er likevel lite som tyder på at kostnadene i lokalt distribusjonsnett hovedsakelig drives av lavspentnett. Når vi ser på investeringer de siste ti årene, er investeringene noe høyere i høyspentnett til tross for at mengden km lavspent har økt mer enn mengden høyspent i perioden¹⁷. Vi har ikke data for driftskostnader fordelt på spenningsnivå, men data fra REN planbok tilsier at også vedlikehold er dyrere i høyspentnett.

Ut fra en helhetsvurdering mener vi at rammevilkårsvariabler basert på høyspentnett er en god representasjon for rammevilkårene i hele distribusjonsnett.

¹⁶ Vi har laget dette for ulike typer skog og for helning, korrelasjonen mellom høy- og lavspent er 91-93 %

¹⁷ Basert på data på ny- og reinvesteringer av linjer og kabler i note 17 A og 17 B sammenlignet med utvikling i km høyspent og lavspent luftlinjer og kabler i vedlegg H for alle selskapene i lokalt distribusjonsnett 2012–2021

6.8.4 Konklusjon

RME beholder forslaget om å basere rammevilkårsvariablene på luftlinjer og jordkabler i høyspent lokalt distribusjonsnett.

7 Variabler i ny modell

Vi fjerner rammevilkårskorrigerende modellen i regionalt distribusjonsnett.

I lokalt distribusjonsnett inkluderer vi fire variabler i trinn to:

1. Andel nett gjennom bar- og blandingsskog med høy og særs høy bonitet.
2. Faktor løvfall:
 - Innmating av produksjon i lokalt distribusjonsnett. Midlere produksjon i MWh som andel av total levert energi i distribusjonsnettet. Finnes i note 1.5 i eRapp, «innmat_midl_andel».
 - Helning rundt nettet. Beregnet fra terrengekart, gjennomsnittlig helning i grader rundt alt nett, «helning_hele_nettet».
 - Snø som klistrer seg til trær. Antall ganger per år der minimum 30 mm nedbør kommer over 5 dager mens gjennomsnittlig temperatur er mellom -3 og $0,6^{\circ}\text{C}$ i områder med skog. Beregnet på datasett med 3 timers oppløsning, «skog_ikke_imp_i5dgt30_mean_3h».
 - Andel nett gjennom løvskog med høy og særs høy bonitet, «lovskog_bon_hoy_ser_hoy»
3. Faktor kyst:
 - Vindstyrke i 95. prosentil i ruter som befinner seg innenfor et kystbelte på 1000 meter, og hvor kystlinjen er justert for de fleste fjorder, multiplisert med andel nett i samme ruter «fjordlukk_vind_95».
 - Andel nett i saltutsatte områder. Nettet ligger maks 200 m fra kysten, ikke høyere enn 100 moh. eller omringet av områder høyere enn 100 moh., ikke i eller omringet av skogsområder, «saltbelastning_avst200fj_hele_nettet».
 - Andel nett i vann. Andel luftledninger, jordkabler og sjøkabler gjennom arealtype hav, elv eller innsjø, «nettivann».

I en tidligere versjon av rapporten sto det at også vind fra unormal retning i områder med trær var en del av kyst-faktoren. Men denne skal ikke være med i modellen, og den er fjernet i en revidert versjon.
4. Faktor frost:
 - Antall dager med snødybde over 40 cm. Gjennomsnitt over 2010–2020, «daygt400sdyr_mean_2010_2020_hele_nettet».
 - Antall frosttimer, timer med lavere temperatur enn 0°C . Gjennomsnitt over 2010–2019, «frostHours24h06yr_mean_2010_2019_hele_nettet».

- Snøfokk, antall dager med moderat eller kraftig snøfokk (over 20 cm). Gjennomsnitt over 2014–2020, «daygt200additionalSnowDepthyr_mean_2014_2020».
- Vind i 99. prosentil, Vindhastighet i meter per sekund i 99.prosentil, «metppAnalysis_windSpeed10m1hp99yr_mean_2014_2021».

I dette dokumentet, høringen og tidligere publiserte filer har vi brukt variabelnavnene som i punkt 1-4 ovenfor. I implementeringen av de nye rammevilkårsvariablene vil vi benytte enklere variabelnavn. Navneendringene er listet i tabellen nedenfor.

Tabell 6. Oversikt over gamle og nye variabelnavn

Variabelnavn brukt frem til nå	Nye variabelnavn
<i>ldz_saltbelastning_avst200fj_hele_nettet</i>	ldz_salt
<i>ldz_fjordlukk_vind_95</i>	ldz_coast_wind
<i>ldz_nettivann</i>	ldz_water
<i>ldz_helning_hele_nettet</i>	ldz_incline
<i>ldz_innmat_midl_andel</i>	ldz_prod
<i>ldz_skog_ikke_imp_i5dgt30_mean_3h_hele_nettet</i>	ldz_snow_trees
<i>ldz_lovskog_bon_hoy_ser_hoy</i>	ldz_forest_broadleaf
<i>ldz_daygt200additionalSnowDepthyr_mean_2014_2020</i>	ldz_snowdrift
<i>ldz_daygt400sdyr_mean_2010_2020_hele_nettet</i>	ldz_snow_400
<i>ldz_metppAnalysis_windSpeed10m1hp99yr_mean_2014_2021</i>	ldz_wind_99
<i>ldz_frostHours24h06yr_mean_2010_2019_hele_nettet</i>	ldz_frosthours
<i>ldz_barskog_blandingsskog_bon_høy_sers_hoy</i>	ldz_forest_mixed_conf
<i>frost</i>	pca_frost
<i>lovfall</i>	pca_leafinc
<i>kyst</i>	pca_coast

8 Referanser

RME (2022) Forslag om endringer i modell for kostnadsnorm. Korrigering for rammevilkår (RME-høringsdokument nr 3/2022)

Oslo Economics (2022) Kabel som alternativ til luftledning (rapport på oppdrag for Olje- og energidepartementet)

RME (2021) Status på arbeid med ny rammevilkårskorrigering i beregning av nettselskapenes inntektsrammer (RME-rapport nr. 4/2021)

Mydland, Kumbakhar, Lien, Amundsveen, Kvile (2020) Economies of scope and scale in the Norwegian electricity industry. Economic Modelling (artikkel), <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2019.09.008>

NHH (2020) Rammevilkårskorrigering ved ulike modellspesifiseringer i DEA (masteroppgave), [masterthesis.pdf \(nhh.no\)](https://masterthesis.nhh.no)

NVE (2019) Forslag til endringer i inntektsreguleringen av nettvirksomheter (NVE høringsdokument nr. 6/2019)

RME (2019) Oppsummeringsrapport: Endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet og metode for å fastsette kostnadsnormer (RME-rapport nr. 1/2019)

NHH (2019) Alternative tilnærminger for rammevilkårskorrigering (masteroppgave), [masterthesis.pdf \(nhh.no\)](https://masterthesis.nhh.no)

NVE (2018) Kablingsstrategi for høyspent distribusjonsnett (rapport)

Bjørndal, Bjørndal, Cullman, Nieswand (2018) Finding the right yardstick: Regulation of electricity networks under heterogeneous environments. European Journal of Operational Research (artikkel), <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2017.07.059>

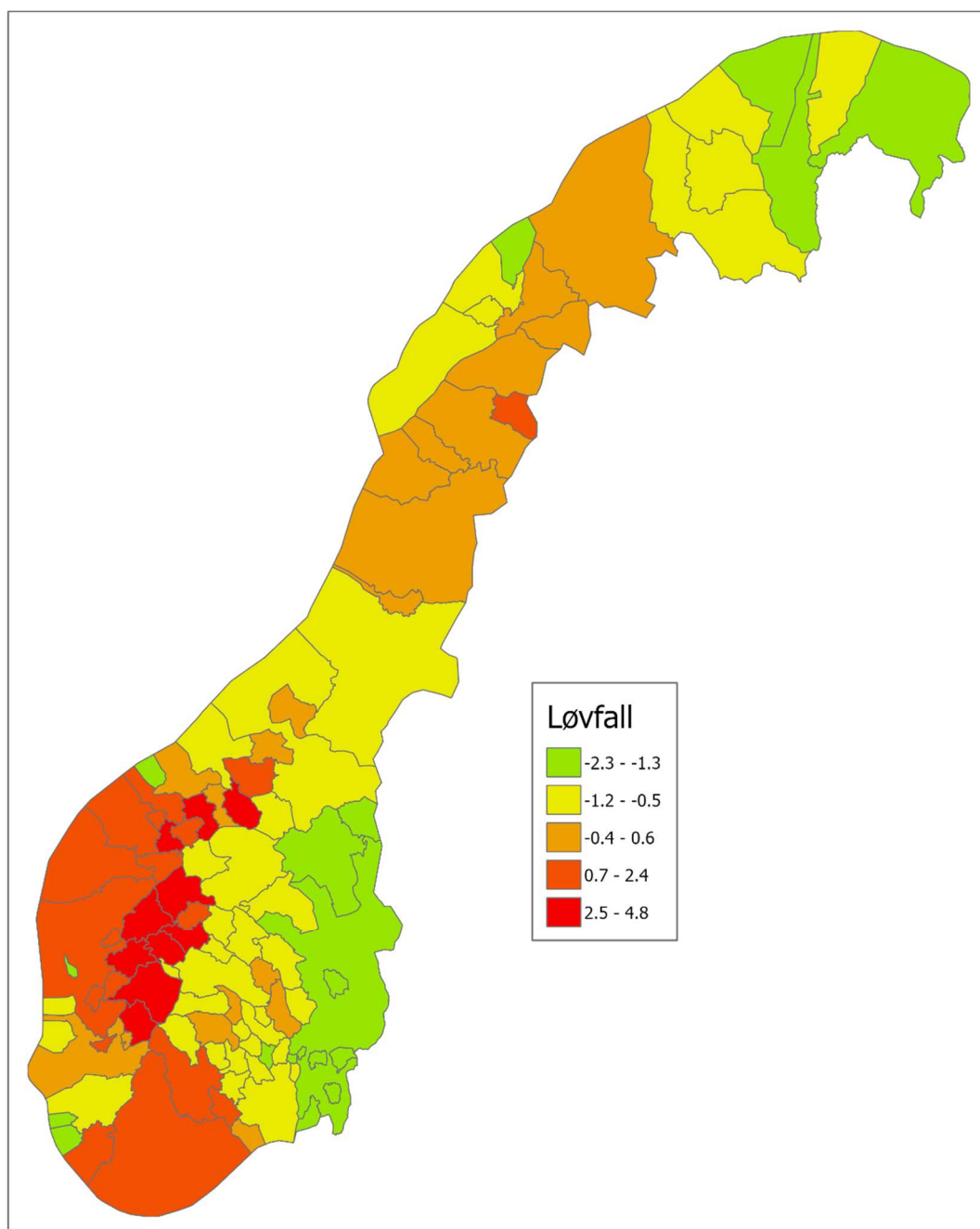
SNF (2016) Evaluation of the StoNED Method for Benchmarking and Regulation of Norwegian Electricity Distribution Companies (artikkel), https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/bitstream/handle/11250/2465214/R_1116.pdf?sequence=1&isAllowed=y

SNF (2009) Weight Restrictions in the DEA Benchmarking Modul for Norwegian Electricity Distribution Companies – Size and Structural Variables (artikkel), https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/bitstream/handle/11250/165085/R22_09.pdf?sequence=1&isAllowed=y

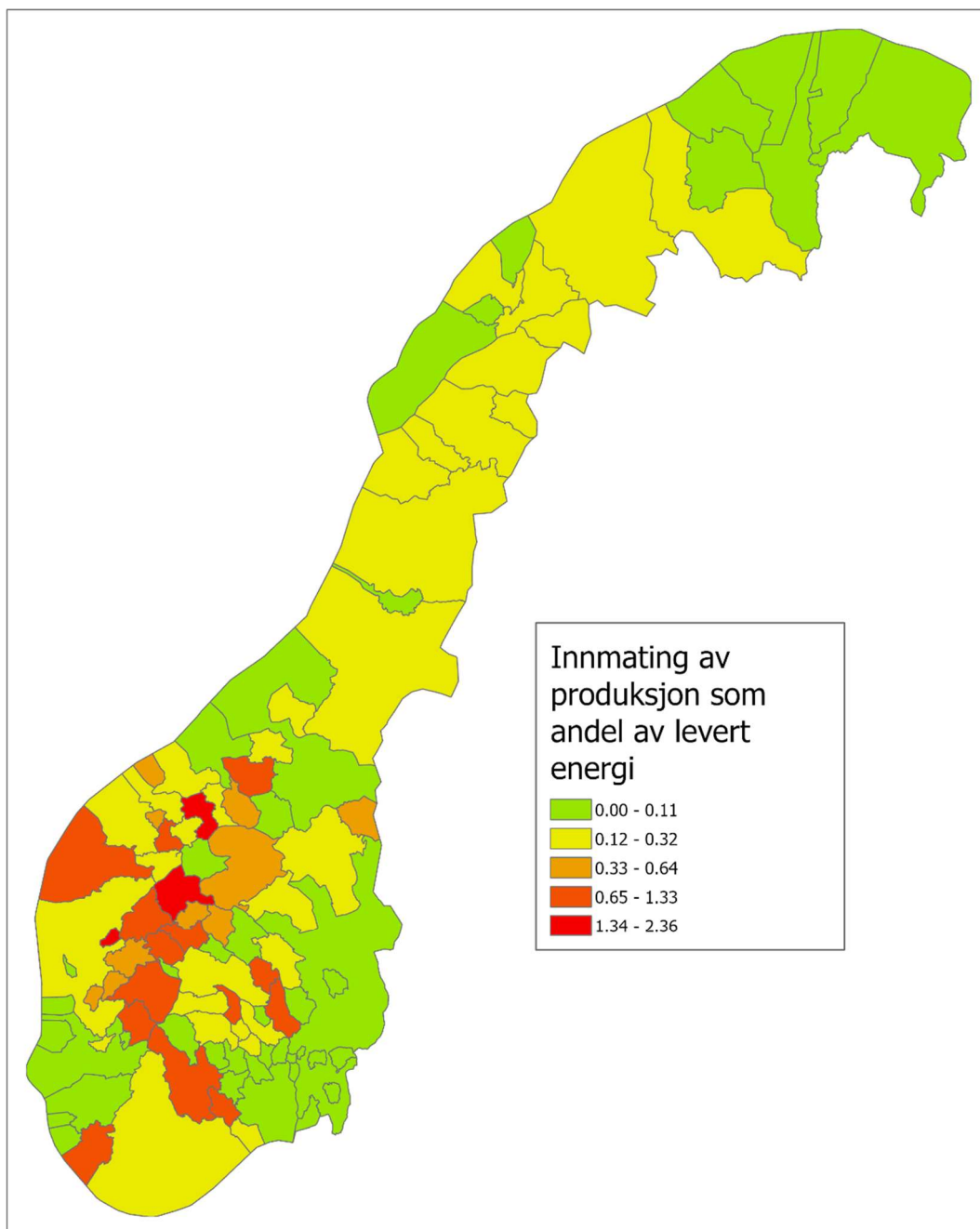
Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (forskrift)

Vedlegg. Kart over de nye variablene

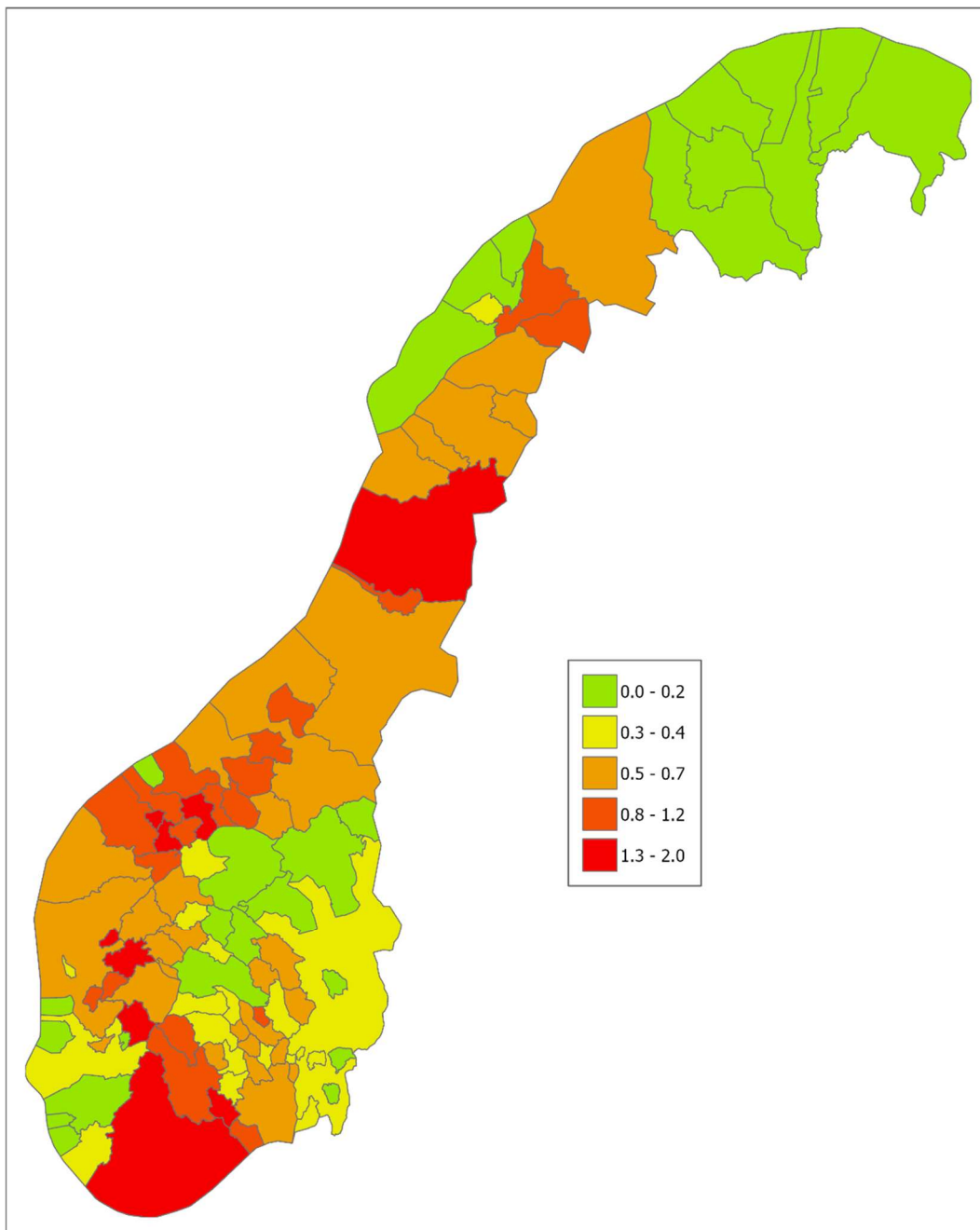
Vi har i gjennomgangen av høringsinnspillene justert på enkelte variabler, jf. side 8. Vi viser hvordan de nye variablene fordeler seg geografisk i fire nye kart.



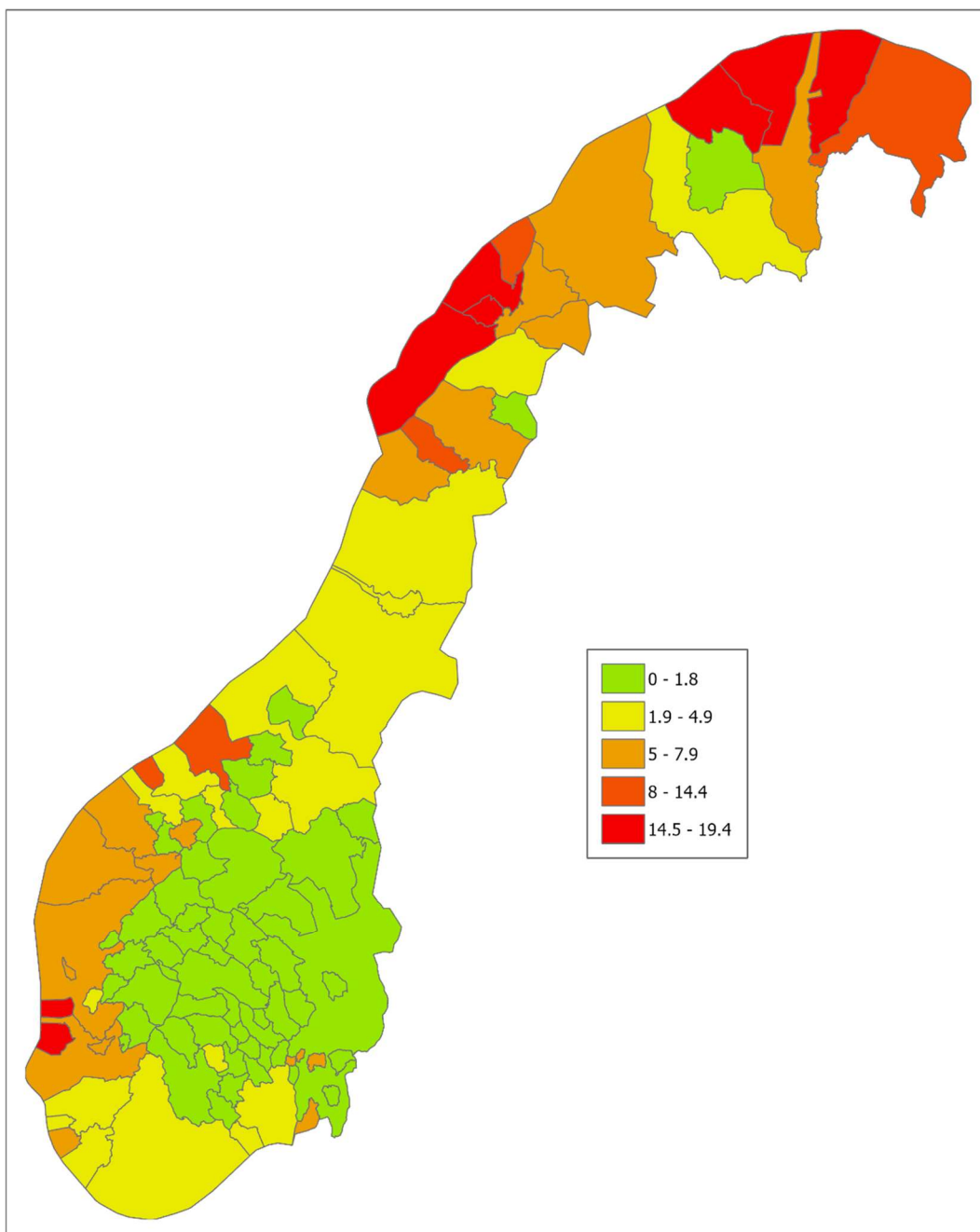
Figur 8. Faktor for løvfall. Faktoren er satt sammen av helning, innmating fra produksjon, løvskog og snø på trær



Figur 9. Innmating av produksjon (midlere årsproduksjon) som andel av total levert energi. Data er hentet fra eRapp note 1.5



Figur 10. Antall ganger per år der minimum 30 mm nedbør kommer over 5 dager mens gjennomsnittlig temperatur er mellom - 3 og 0,6°C, i områder med skog, beregnet på data med 3-timers oppløsning



Figur 11. Vindstyrke i 95. prosentil i ruter (100x100m) som befinner seg innenfor et kystbelte på 1000 meter, og hvor kystlinjen er justert for de fleste fjorder, multiplisert med andel nett i samme ruter.



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Reguleringsmyndigheten for energi

.....

MIDDELTHUNS GATE 29
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.reguleringsmyndigheten.no