



Forslag til endringer i forskrift og praksis for inntektsregulering

Forslag til forskriftsendring vedrørende statistikk som grunnlag for referansepris for kraft og forslag til ny metode for fastsettelse av kostnadsnormer for nettanlegg i grensesnitt distribusjons- og regionalnett

2
2016



HØRINGS
DOKUMENT

Høringsdokument nr 2-2016

Forslag til endringer i forskrift og praksis for inntektsregulering

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Tore Langset
Forfattere: Roar Amundsveen, Mona Helen Heien, Jørund Krogsrud

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 10
Forsidefoto: Roar Amundsveen
ISBN
ISSN 1501-2840

Sammendrag: Det foreslås en endring av § 8-4 i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Formålet med forslaget er å effektivisere arbeidsprosesser ved at NVE bruker statistikken om forbruk i alminnelig forsyning som publiseres av SSB istedenfor å publisere egen statistikk. I tillegg foreslås en endring i praksis ved fastsettelse av kostnadsnormer når det gjelder anlegg i grensesnitt mellom distribusjon- og regionalnett. Endringen medfører økt sammenlignbarhet i modellen for kostnadsnormer, og riktigere fordeling av inntektsrammer.

Emneord: Referansepris for kraft, nettap, økonomisk regulering, inntektsrammer, kostnadsnorm, nettanlegg

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

september 2016

Forord

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sender med dette forslag til endringer i forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (forskrift om kontroll av nettvirksomhet) § 8-4 tredje ledd på høring.

Endringene i § 8-4 har som formål å effektivisere arbeidsprosessen ved at NVE bruker statistikken om forbruk i alminnelig forsyning som publiseres av SSB istedenfor å publisere egen statistikk.

NVE foreslår i tillegg en endring i praksis ved fastsettelse av kostnadsnormer når det gjelder håndtering av anlegg i grensesnitt mellom distribusjon- og regionalnett.

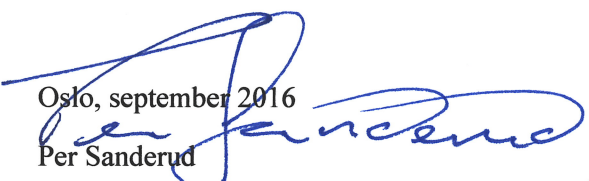
Endringen medfører økt sammenlignbarhet i modellen for kostnadsnormer, og dermed at nettselskapene får en riktigere inntektsramme. Forslaget er utarbeidet og høres i henhold til bestemmelsene i forvaltningsloven kapittel VII, jf. også utredningsinstruksen.

NVE ber om at kommentarer til forslagene sendes innen 7. november 2016.

NVE presiserer at det bes om kommentarer til forslagene, ikke til øvrige bestemmelser i forskriften eller tilgrensende regelverk som ikke er berørt av endringene. Innspill skal fortrinnsvis sendes elektronisk: nve@nve.no. Innspill kan også sendes til: Norges vassdrags- og energidirektorat, Postboks 5091 Majorstua, 0301 OSLO. Svaret merkes med referansenummer 201603689.

Etter høringsfristens utløp vil NVE vurdere de innkomne høringsuttalelsene og eventuelle behov for å gjøre endringer i forslaget. Det foreslås at endringen i § 8-4 tredje ledd skal tre i kraft 1.1.2017. Det tas sikte på at modellen for kostnadsnormer endres fra og med 2017.

Oslo, september 2016


Per Sanderud
vassdrags- og
energidirektør


Ove Flataker
avdelingsdirektør

Innhold

Forord	4
Sammendrag	5
1 Innledning	7
2 Forslag til endringer i § 8-4 tredje ledd	8
2.1 Forslag til endringer i § 8-4 tredje ledd om referansepris på kraft... 8	
2.1.1 Behovet for endring i forskrift	8
2.1.2 Forslag til endringer i § 8-4 tredje ledd	9
2.2 Om statistikkene	9
2.3 Økonomiske og administrative konsekvenser	11
2.3.1 Konsekvenser for nettselskapene	11
2.3.2 Konsekvenser for nettkundene.....	11
2.3.3 Konsekvenser for myndighetene	11
2.4 Forslag til endringsforskrift.....	11
3 Forslag om å endre behandling av anlegg i grensesnitt mellom distribusjons- og regionalnett	13
3.1 Om grensesnittvariabelen	13
3.1.1 Anlegg i grensesnittvariabelen	14
3.2 Forslag til ny regulering av grensesnittsanlegg	14
3.2.1 Behovet for endring av praksis.....	14
3.2.2 Beskrivelse av ny regulering av grensesnittsanlegg	15
3.3 Økonomiske og administrative konsekvenser	15
3.3.1 Konsekvenser for nettselskapene	15
3.3.2 Konsekvenser for nettkundene.....	16
3.3.3 Konsekvenser for myndighetene	16
4 Vedlegg	17

Sammendrag

NVE foreslår en endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-4 tredje ledd om hvilken statistikk som skal legges til grunn for vektene som skal benyttes ved fastsettelsen av referanseprisen på kraft (nettapsprisen). Endringen er nødvendig fordi NVE av effektivitetshensyn ikke lengre vil publisere egen korttidsstatistikk for alminnelig forsyning, men benytte Statistisk Sentralbyrås (SSBs) offisielle statistikk. NVE foreslår å benytte månedsstatistikk over brutto forbruk for alminnelig forsyning slik den fremkommer i SSBs tabell 08583 Elektrisitetsbalanse som nytt grunnlag for vektene. Endringen vil kunne medføre en liten endring i referanseprisen på kraft. Med det nye grunnlaget for vektene ville nettapsprisen i årene 2012-2015 økt med 0,53-2,41 kr/MWh. Når det kommer til total inntektsramme ville denne for årene 2013-2015 økt med 0,023-0,063%. Det kan ikke utelukkes at den i enkelte år vil kunne bli litt lavere, men dette er antakelig lite sannsynlig.

NVE foreslår også en endring i praksis ved fastsettelse av kostnadsnormer når det gjelder håndtering av anlegg i grensesnitt mellom distribusjon- og regionalnett. Nettselskapene har ulik praksis for hvor anleggskomponenter i grensesnittet mellom distribusjons- og regionalnettet kostnadsføres. I tillegg har det historisk vært forskjell på hvilke krav regionalnettselskapene har hatt til eierskapet til disse komponentene i forhold til de lokale distribusjonsnettene. For å kunne ivareta disse forskjellene innførte NVE en grensesnittvariabel i kostnadsnormmodellen fra 2007.

I gjeldende modell for kostnadsnormer blir det beregnet en egen norm for disse anleggene. For de selskapene som har rapportert nettanlegg som inngår i denne variabelen blir denne normen trukket fra selskapets kostnader før selskapet blir evaluert i modellen. Slik denne normen beregnes i dag medfører dette redusert sammenlignbarhet i modellen, noe som igjen har konsekvenser for fordelingen av inntektsrammer mellom nettselskapene. Årsaken til dette er at den beregnede normen er for høy, noe som skyldes at den er basert på en kapitalannuitet hvor det er lagt til grunn 25 års levetid på avganger og 35 år for transformatorer. Gjennomsnittlig idriftsettelsesår på de avgangene som inngår i grensesnittvariabelen er 1983, noe som betyr at mange av anleggene er ferdig avskrevet.

Etter NVEs syn er det nødvendig å ta hensyn til denne typen anlegg i kostnadsnormmodellen. I den foreslåtte metoden vil selskaper med denne typen anlegg med virkning fra inntektsrammene for 2017 innrapportere faktiske eller estimerte årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. Årlige avskrivninger og bokførte verdier kan hentes ut fra nettselskapenes anleggsregistre. NVE vurderer to alternativer når det gjelder drifts- og vedlikeholdskostnader. Enten å legge til grunn de innrapporterte kostnadene fra det enkelte selskap, eller å beregne en egen norm for drifts- og vedlikeholdskostnadene. Denne normen vil bli beregnet etter en nærmere gjennomgang av selskapenes innrapporterte estimerte verdier. En løsning er for eksempel å legge til grunn et gjennomsnitt. Vi mener sistnevnte alternativ i størst mulig grad bidrar til økt sammenlignbarhet. Forutsetningen for dette er imidlertid at det ikke er stor variasjon i selskapenes ressursbruk knyttet til disse anleggene. Vi ønsker innspill og tilbakemelding på dette forslaget.

Forslaget vil bidra til bedre sammenlignbarhet i kostnadsnormmodellen. Det vil gi selskapene en riktigere inntektsramme, og således bidra til økt måloppnåelse i reguleringen.

Nettselskapene vil motta brev med pålegg om å rapportere kostnader knyttet til disse anleggene i løpet av høsten 2016.

1 Innledning

Fastsettelsen av nettselskapenes inntektsrammer, tillatte inntekter og mer-/mindreinntekter er regulert i forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen (forskrift om kontroll av nettvirksomhet).

I dette høringsdokumentet omtales forslag til endring av forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-4 tredje ledd om hvilken statistikk som skal legges til grunn for vektene som skal benyttes ved fastsettelsen av referanseprisen på kraft (nettapsprisen). Endringen er nødvendig fordi NVE ikke lengre publiserer statistikken som forskriften henviser til. Forslaget er nærmere beskrevet i kapittel 2.

Ikke alle detaljer i reguleringen er fastsatt i lov eller forskrift. Enkelte metoder og modeller anvendes i tråd med den til enhver tid gjeldende praksis. De modeller og metoder som anvendes har vært gjenstand for en høringsprosess i forkant av at de ble tatt i bruk.

I høringsdokumentet omtales forslag til endring i praksis for hvordan anlegg i grensesnittet mellom distribusjon- og regionalnett skal håndteres når kostnadsnormene for inntektsrammene fastsettes. Anleggene skal i hovedsak håndteres som før, men det foreslås at anleggene skal verdsettes basert på faktiske kapitalkostnader for det enkelte nettselskap fremfor normert verdier som er lik for alle like anlegg. For drifts- og vedlikeholdskostnader foreslås det at faktiske eller estimerte kostnader hos det enkelte nettselskap legges til grunn. Alternativt foreslås det at det beregnes en egen norm for drifts- og vedlikeholdskostnader. Denne kan for eksempel beregnes på bakgrunn av et gjennomsnitt av selskapenes innrapporterte verdier. NVE ønsker tilbakemelding på dette forslaget. Den aktuelle praksisen er ikke regulert i lov eller forskrift, men er en del av NVEs forvaltningspraksis fastsatt etter høringer. Forslaget har til hensikt å bedre sammenlignbarheten i modellen som brukes for å beregne kostnadsnormene. Forslaget er nærmere beskrevet i kapittel 3.

2 Forslag til endringer i § 8-4 tredje ledd

Et av elementene i kostnadsgrunnlaget er kostnader knyttet til nettap. For å beregne en årlig nettapskostnad brukes nettap i MWh og en referansepris på kraft. Dette er regulert i forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-4 tredje ledd. Referanseprisen på kraft representerer en årlig vektet gjennomsnittspris i hvert elspotområde, og er beregnet ved hjelp av vektor basert på månedsdata om forbruk i alminnelig forsyning publisert av NVE. Ettersom NVEs statistikk bidro med lite ny informasjon utover lignende statistikker publisert hos SSB stoppet NVE å publisere statistikken i november 2015. Forskriften må derfor endres. NVE foreslår å bruke SSBs statistikk om forbruk i alminnelig forsyning for å konstruere vektene som inngår i beregningen av referanseprisen på kraft fra 2017. I mellomtiden lager NVE en korttidsstatistikk på samme måte som tidligere kun med formål å beregne referanseprisen. Denne statistikken har blitt oppdatert og publisert på NVEs nettsider hver måned.

2.1 Forslag til endringer i § 8-4 tredje ledd om referansepris på kraft

2.1.1 Behovet for endring i forskrift

Hvordan referanseprisen på kraft (prisen på nettap) som benyttes i inntektsrammefastsettelsen beregnes, fremkommer av forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-4.

§ 8-4. Referansepris på kraft

Norges vassdrags- og energidirektorat skal ved fastsettelsen av årlig inntektsramme benytte en årlig referansepris på kraft.

Den årlige referanseprisen er en volumveid månedspris tillagt et påslag på 11 NOK/MWh. Månedspris er gjennomsnittlig aktuell lokal områdepris fra markedsplasskonsesjonæren.

Som grunnlag for vekt benyttes månedlig brutto forbruk slik den fremkommer i Norges vassdrags- og energidirektorats korttidsstatistikk for alminnelig forsyning.

Det fremkommer av § 8-4 tredje ledd at grunnlaget for vekten som benyttes til å beregne referanseprisen skal være NVEs korttidsstatistikk for alminnelig forsyning. Fra og med 1.11.2015 la NVE ned publisering av sin korttidsstatistikk for produksjon og forbruk av elektrisk energi og innenlands fyringsoljer. Grunnen til nedleggelsen var at denne statistikken bidro med lite ny informasjon utover lignende statistikker publisert hos SSB.

SSB har et veletablert system for innhenting og kvalitetssikring av data, og publiserer statistikk for produksjon og forbruk fordelt på flere kategorier enn NVEs korttidsstatistikk. De siste årene har det vært et større avvik mellom de to statistikkene enn tidligere. Dette skyldes at SSB endret grunnlaget for sin månedlige elstatistikk ved å

blant annet klassifisere treforedling som kraftintensiv industri, mens petroleumsindustri er skilt ut som egen kategori. I NVEs statistikk inngår både treforedling og petroleumsindustri i alminnelig forbruk.

NVE ser det som en lite effektiv bruk av ressurser å vedlikeholde et parallelt system for produksjon av månedlig statistikk for forbruk og produksjon av elektrisk energi. NVE foreslår derfor å legge månedlig brutto forbruk til grunn for vekt i referanseprisen for kraft slik den fremkommer i SSBs månedlige elektrisitetsstatistikk for alminnelig forsyning.

2.1.2 Forslag til endringer i § 8-4 tredje ledd

NVE foreslår å endre § 8-4 tredje ledd for å ta hensyn til at grunnlaget for vekt i referanseprisen for kraft hentes fra SSBs statistikk for alminnelig forsyning. Den nye § 8-4 vil da lyde:

§ 8-4. Referansepris på kraft

Norges vassdrags- og energidirektorat skal ved fastsettelsen av årlig inntektsramme benytte en årlig referansepris på kraft.

Den årlige referanseprisen er en volumveid månedspris tillagt et påslag på 11 NOK/MWh. Månedspris er gjennomsnittlig aktuell lokal områdepris fra markedsplasskonsesjonæren.

Som grunnlag for vekt benyttes månedlig brutto forbruk ~~slik den fremkommer i Norges vassdrags- og energidirektorats korttidsstatistikk for alminnelig forsyning~~ for alminnelig forsyning slik den fremkommer i Statistisk Sentralbyrås tabell 08583 Elektrisitetsbalanse.

NVE foreslår at endringen trer i kraft 1.1.2017.

Fram til ny forskriftsendring trer i kraft vil NVE publisere sin korttidsstatistikk for forbruk i alminnelig forsyning på: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/referansepris-pa-kraft/>

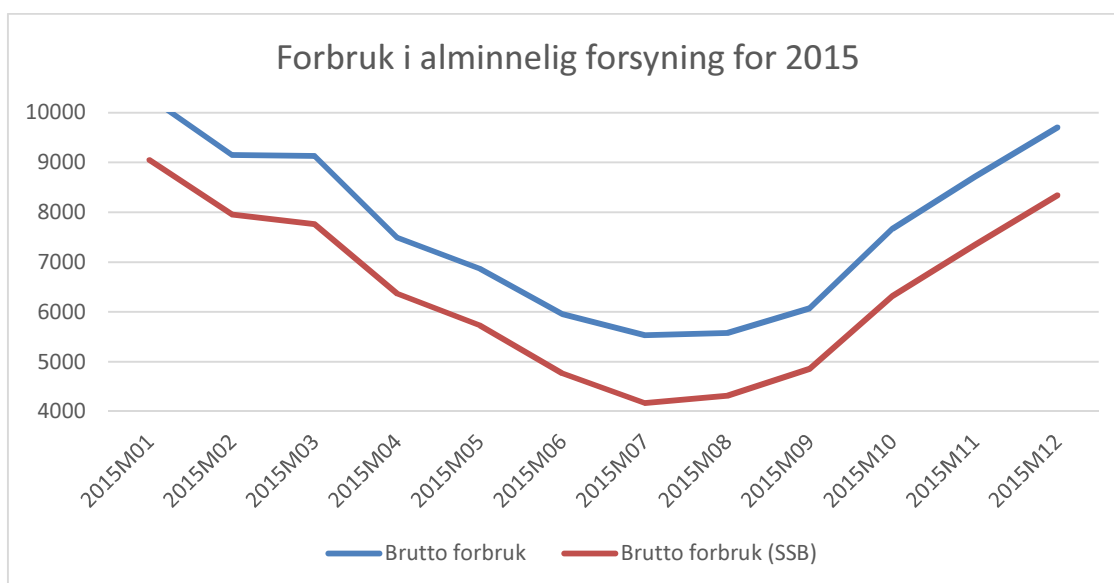
2.2 Om statistikkene

SSBs statistikk skiller seg fra NVEs statistikk ved at SSB fra januar 2011 skilte ut kategoriene forbruk i utvinning av råolje og naturgass, samt produksjon av papirmasse, papir og papp som egne forbruksgrupper. Forbruk i alminnelig forsyning er dermed nettoforbruk av elektrisk kraft fratrukket forbruk i utvinning og kraftintensiv industri i alt. Husholdninger, tjenesteytende sektor og annen industri står for det aller meste av dette forbruket. I NVEs statistikk inngikk både treforedling og petroleumsindustri i alminnelig forbruk. Gjennom de siste fire årene har gjennomsnittlig årlig differanse i forbruk mellom statistikkene vært på 14475 GWh.

Tabell 1: Differanse mellom vektet pris ved bruk av SSBs- og NVEs statistikk (NOK/MWh) i absolutt (prosentvis) verdi.

	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Gjennomsnitt
2012	2,56 (1,03 %)	2,31 (0,95 %)	2,55 (1,04 %)	2,30 (0,88 %)	2,34 (0,90 %)	2,41 (0,96 %)
2013	1,00 (0,32 %)	0,93 (0,30 %)	0,38 (0,12 %)	0,41 (0,13 %)	1,03 (0,33 %)	0,75 (0,24 %)
2014	0,85 (0,35 %)	0,84 (0,34 %)	0,07 (0,03 %)	0,10 (0,04 %)	0,78 (0,32 %)	0,53 (0,21 %)
2015	2,06 (1,04 %)	2,02 (1,02 %)	1,83 (0,87 %)	1,94 (0,96 %)	2,05 (1,04 %)	1,98 (0,98 %)

Beregninger er gjort for årene 2012-2015 for å se nærmere på effekten av å benytte SSBs statistikk istedenfor NVEs statistikk, jf. tabell 1. Referanseprisen ble litt høyere (0,24-0,98 %) ved bruk av SSBs statistikk for alle disse årene. Vi antar at dette er representativt for forventet differanse i fremtiden, men kan ikke utelukke at det i enkelte spesielle år, f.eks. i veldig kalde år med relativt høyt forbruk i alminnelig forsyning om vinteren, vil være slik at prisdifferansen slår andre veien.



Figur 1: Brutto forbruk i alminnelig forsyning for 2015

Ved å plote brutto forbruk som månedsgjennomsnitt gjennom året kan forskjellene mellom statistikkene utforskes videre. Figur 1 viser brutto forbruk i alminnelig forsyning gjennom 2015, og den viser at statistikkene følger hverandre tett. Tilsvarende mønster finner vi også i årene 2012-14.

I NVEs statistikk er forbruket noe jevnere fordelt gjennom året enn i SSBs statistikk. Dette skyldes antakelig at det i NVEs statistikk inngår et større forbruk med en mer jevn

fordeling over året enn det som er tilfelle i SSBs statistikk. Forbruket er størst og dermed tillagt mest vekt i januar, februar, mars og desember for begge statistikkene. Det er også disse månedene hvor prisen historisk sett har vært på sitt høyeste. NVEs vekter er lavere enn SSBs vekter i januar, februar, mars, november og desember. For april, mai, juni, juli, august, september og oktober er NVEs vekter historisk sett like eller høyere enn de fra SSB. Siden SSBs statistikk vekter vintermånedene høyere og sommermånedene lavere enn NVEs statistikk i de aktuelle årene fører det til at referanseprisen ligger på et høyere nivå når SSBs statistikk legges til grunn.

2.3 Økonomiske og administrative konsekvenser

2.3.1 Konsekvenser for nettselskapene

Forslaget til endringer i § 8-4 tredje ledd antas å ha små økonomiske konsekvenser for nettselskapene over tid. For 2015 (2014) ville total inntektsramme økt med 0,06 % (0,03 %) dersom referansepriser beregnet på vekt fra SSBs statistikk hadde vært lagt til grunn og vi antar at dette er representativt også for fremtiden. Selskapet med størst endringer hadde en økning av inntektsrammen på 0,46 % (0,25 %) for 2015 (2014).

2.3.2 Konsekvenser for nettkundene

Forslaget til endringer i § 8-4 tredje ledd antas å ha små økonomiske konsekvenser for nettkundene. Forslaget kan føre til noe økte priser på nettap hos nettselskapene, som igjen hentes inn gjennom inntektsrammen. Slik kan nettkundene oppleve noe høyere nettleie, men med tanke på at nettselskapenes totale inntektsramme for 2014-15 i gjennomsnitt ville økt med rundt 0,03 - 0,06 % vil det i praksis ha svært liten betydning for nettkundene.

2.3.3 Konsekvenser for myndighetene

Endringene i § 8-4 tredje ledd vil medføre redusert ressursbruk for NVE ved at NVE ikke lenger behøver å utarbeide korttidsstatistikken for alminnelig forsyning.

2.4 Forslag til endringsforskrift

Forslag til forskrift om endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.

Fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat [dato] med hjemmel i forskrift 7. desember 1990 nr. 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften) § 9-1, jf. lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) § 10-6.

I

I forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer gjøres følgende endringer:

§ 8-4 tredje ledd skal lyde:

Som grunnlag for vekt benyttes månedlig brutto forbruk for alminnelig forsyning slik den fremkommer i Statistisk Sentralbyrås tabell 08583 Elektrisitetsbalanse.

II

Endringen trer i kraft 1. januar 2017.

3 Forslag om å endre behandling av anlegg i grensesnitt mellom distribusjons- og regionalnett

Nettselskapene har ulik praksis for eierskap og kostnadsføring for anleggskomponenter i grensesnittet mellom distribusjons- og regionalnettet. I kostnadsnormmodellen skal «grensesnittvariabelen» ta hensyn til disse forskjellene. Variabelen ble innført i 2007, og har siden blitt anvendt på ulike måter i modellen. Fra 2013 er det blitt beregnet en egen normkostnad for disse anleggene ut i fra katalogpriser, og anleggene er blitt holdt utenfor de sammenlignende analysene. NVE ser nå at denne praksisen bidrar til redusert sammenlignbarhet mellom selskapene. NVE foreslår at selskapene med denne typen anlegg med virkning fra inntektsrammene for 2017 innrapporterer estimerte årlige driftskostnader og faktiske kapitalkostnader. Anleggene vil fortsatt bli holdt utenfor de sammenlignende analysene, men da basert på faktiske kostnader. Det bes om tilbakemelding på hvorvidt det skal beregnes en norm på årlige driftskostnader basert på selskapenes innrapportering av estimerte drifts- og vedlikeholdskostnader.

3.1 Om grensesnittvariabelen

Nettselskapene har ulik praksis for hvor anleggskomponenter i grensesnittet mellom distribusjons- og regionalnettet kostnadsføres. I tillegg har det historisk vært forskjell på hvilke krav regionalnettselskapene har hatt til eierskapet til disse komponentene i forhold til de lokale distribusjonsnettene. På bakgrunn av dette har NVE akseptert at selskapene har ulik praksis.

Selskapene har i utgangspunktet ikke anledning til å føre regionalnettsanlegg som distribusjonsnett og vise versa. Strengt tatt så er brytere på 22 kV å regne som distribusjonsnett (etter definisjonen i forskrift om kontroll av nettvirksomhet), mens transformatorene ikke er det. Utfordringen med 22 kV-brytere er at de normalt står i en regionalnettstasjon og eies av regionalnettseieren som tradisjonelt har ført kostnadene i regionalnettsvirksomheten. Det finnes imidlertid unntak og det var bakgrunnen for at NVE innførte grensesnittvariabelen i kostnadsnormmodellen fra 2007.

Fra det tekniske anleggsregisteret (TEK) ble det hentet ut informasjon fra utvekslingspunkter i distribusjonsnettet. For alle utvekslingspunkter til det enkelte nettselskap er det benyttet informasjon om antall avganger på spenningsnivåer mellom 5 og 24 kV på primær-, sekundær- og tertiærsiden av transformatorer, samlet transformatorytelse, og samlet ytelse av kompenseringanlegg.

Grensesnittvariabelen ble konstruert ved at de enkelte anleggstypene ble multiplisert med sine respektive kostnadsvekter før de ble summert. Det ble tatt hensyn til at anleggskomponentene helt eller delvis kunne være eid og/eller driftet av andre selskaper. Dette fremkommer av driftsandel og eierandel i TEK som da er mindre enn 100 prosent. Størrelsen på denne variabelen er et uttrykk for hvor stor oppgave det enkelte nettselskapet gjør i forbindelse med utveksling fra og til tilgrensende nett.

Fra 2007 inngikk grensesnittvariabelen som en egen oppgave i DEA modellen (Data envelopment analysis). Fra 2010 ble variabelen flyttet over til et nyopprettet trinn 2 for rammevilkår i modellen. Bakgrunnen for å flytte variabelen var innspill fra bransjen om at selskaper med høy verdi på blant annet denne variabelen kunne komme uforholdsmessig godt ut i DEA-modellen.

I arbeidet med en oppdatert modell for kostnadsnormer gjort gjeldende fra 2013 foretok NVE en omfattende analyse og evaluering av rammevilkårsvariable. Flere nye rammevilkårsvariable ble lagt til i modellens trinn 2. Grensesnittvariabelen ble imidlertid ikke videreført da den ikke i samme grad som øvrige rammevilkårsvariable signifikant forklarte kostnadsforskjeller mellom selskapene. NVE så imidlertid behov for at disse anleggene fortsatt måtte bli tatt hensyn til i modellen. Siden de faktiske kostnadene ikke var kjent, ble det beregnet en «normpris» per enhet ved hjelp av regresjonsanalyse. Med denne prisen som utgangspunkt ble det beregnet en normert kostnad som ble trukket ut av kostnadsgrunnlaget og lagt til kostnadsnormen. Med virkning fra inntektsrammene for 2016 ble prisen endret, og er nå basert på katalogpriser og analyser foretatt i forbindelse med innføring av et oppdatert vekstsystem.

3.1.1 Anlegg i grensesnittvariabelen

I 2014 har til sammen 52 selskaper rapportert inn anlegg i grensesnittvariabelen. Av disse er det fem selskaper som evalueres i en alternativ modell¹. Av de 47 resterende selskapene er det 35 som ikke har anlegg i regionalnett, og følgelig heller ikke kostnadsfører disse anleggene i regionalnett.

I hovedsak består grensesnittvariabelen av avganger. For fem selskaper inneholder variabelen også transformatorer. Disse selskapene fremgår av tabellen i vedlegget.

Tabell 2 i vedlegget viser en oversikt over aktuelle selskaper med anlegg i grensesnitt.

3.2 Forslag til ny regulering av grensesnittsanlegg

3.2.1 Behovet for endring av praksis

Den beregnede normen for grensesnittsanleggene slik den i dag brukes i kostnadsnormmodellen medfører redusert sammenlignbarhet. Bakgrunnen for dette er at for de selskapene som har anlegg i grensesnittvariabelen trekkes det fra et for stort beløp som norm for disse anleggene. Disse selskapene kommer da ut med en for høy målt effektivitet i DEA-modellen. Egenskaper ved modellen gjør videre at disse selskapene får en høyere inntektsramme på bekostning av øvrige selskapers inntektsramme. Bakgrunnen for vår vurdering om at normen for grensesnittsanlegg er for høy er begrunnet i alderseffekter. Normen er basert på summen av en kapitalannuitet og en årlige estimert driftskostnad. I beregning av kapitalannuiteten er det lagt til grunn en gjennomsnittlig levetid på 25 år for avganger og 35 år for transformatorer. Gjennomsnittlig idriftsettelsesår for avganger som inngår i grensesnittvariabelen er 1983. Dette innebærer at normkostnadene samlet blir for høye i og med at mange av avgangene er ferdig

¹ Kriterier for selskaper som evalueres i alternativ modell: I distribusjonsnettet inngår selskaper med færre enn 500 abonnemeter eller mindre enn 100 km høyspent nett. I regionalnettet inngår selskaper med mindre total vekt oppgave enn 4000 eller 0 km luftlinjer.

avskrevet. Dette underbygges også av innsamlede bokførte verdier, avskrivninger og driftskostnader fra enkelte selskaper i løpet av året.

3.2.2 Beskrivelse av ny regulering av grensesnittsanlegg

Fra og med inntektsrammeåret 2017 foreslår NVE en endring av hvordan grensesnittsanlegg behandles i modellen. Etter NVEs syn er det behov for å ta hensyn til anleggene i de sammenlignende analysene. For å oppnå økt sammenlignbarhet i kostnadsnormmodellen foreslår vi å bruke faktiske kapitalkostnader knyttet til disse anleggene i stedet for en beregnet norm. I løpet av høsten 2016 vil vi gi nettselskapene pålegg om å rapportere inn årlige faktiske eller estimerte drifts- og vedlikeholdskostnader, faktiske bokførte verdier og årlige avskrivninger for disse anleggene. Dersom faktiske driftskostnader ikke er tilgjengelig vil disse kunne være basert på et estimat fra selskapenes side.

Forslaget innebærer at det er faktiske kostnader som trekkes fra totalkostnaden til DEA, og ikke en normkostnad. NVE vurderer to alternativer når det gjelder drifts- og vedlikeholdskostnader. Enten å legge til grunn de innrapporterte kostnadene fra det enkelte selskap, eller å beregne en egen norm for drifts- og vedlikeholdskostnadene. En løsning er for eksempel å legge til grunn et gjennomsnitt. Vi mener sistnevnte alternativ i størst mulig grad bidrar til økt sammenlignbarhet. Forutsetningen for dette er imidlertid at det ikke er stor variasjon i selskapenes ressursbruk knyttet til disse anleggene. Vi ønsker innspill og tilbakemelding på dette forslaget.

Primært ønsker vi at selskaper som har anlegg på begge nettnivå skal rapportere såkalte grensesnittsanlegg i regionalnett. Anleggene vil da fanges opp av grensesnittvariabelen i regionalnett, og det vil ikke være behov for denne typen spesialbehandling. De selskapene som har rapportert transformatorer i distribusjonsnett bør i fremtiden rapportere disse anleggene i regionalnett. For selskaper som ikke har regionalnett må anleggene fortsatt rapporteres i grensesnittvariabelen for distribusjonsnett.

Forslaget vil bidra til bedre sammenlignbarhet i kostnadsnormmodellen. Det vil gi selskapene en riktigere inntektsramme, og således bidra til økt måloppnåelse i reguleringen.

3.3 Økonomiske og administrative konsekvenser

3.3.1 Konsekvenser for nettselskapene

For nettselskapene vil forslaget innebære noe mer arbeid knyttet til rapportering da disse anleggene må identifiseres i det tekniske anleggsregisteret, og de faktiske kostnadene rapporteres til NVE det første året. Det tas imidlertid sikte på at det kan utvikles rutiner og systemer som gjør at dette merarbeidet ikke blir varig. Flere selskaper kan overføre disse anleggene til regionalnett, og således slippe dette merarbeidet. De økonomiske virkningene vil være størst for de selskapene som evalueres i hovedmodellen i distribusjonsnett, og hvor grensesnittvariabelen utgjør en stor andel av totalkostnaden til DEA. Samlet sett vil forslaget medføre økt sammenlignbarhet, og vil bidra til en riktigere kostnadsnorm for alle nettselskaper.

3.3.2 Konsekvenser for nettkundene

For nettkundene vil forslaget bidra til en riktigere nettariff. NVE forventer imidlertid ikke store omfordelinger av inntektsrammer mellom nettselskapene, så tariffvirkningene vil være relativt små.

3.3.3 Konsekvenser for myndighetene

For myndighetene vil forslaget medføre noe mer ressursbruk knyttet til innsamling og sammenstilling av økonomiske data det første året, men det tas sikte på at det skal utvikles rutiner og systemer som vil bidra til at økningen i ressursbruken ikke blir varig.

4 Vedlegg

Tabell 2 med oversikt over nettselskaper med anlegg i grensesnittet mellom distribusjon- og regionalnett. Oversikten er basert på selskapenes økonomiske og tekniske rapportering for 2014.

ID	Selskap	Totalt kostnad til DEA DN	Evalueres i hovedmodell DN (1=ja)	Grensesnittsvariabel	Herav trafo	Grensesnitt andel av totalt kostnad	Evalueres i hovedmodell RN (1=ja)	Totalt kostnad til DEA RN	Grensesnitt RN
566	BKK NETT AS	868 392	1	27 936		3.20 %	1	334 180	142 287
511	LYSE ELNETT AS	477 021	1	19 491		4.10 %	1	195 359	86 939
294	HYDRO ALUMINIUM AS	21 394	0	15 019	3804	70 %	0	0	0
852	HERØYA NETT AS	42 186	0	13 098	5004	31 %	0	14 067	17 077
743	MO INDUSTRIPARK AS	19 098	0	11 553	3421	60 %	0	14 222	0
32	FREDRIKSTAD ENERGI NETT AS	138 832	1	8 498		6.10 %	0	0	0
91	KLEPP ENERGI AS	32 080	1	3 938	1 465	12.30 %	0	0	0
146	ODDA ENERGI AS	34 339	1	2 139		6.20 %	1	13 153	9 296
669	STANGE ENERGI NETT AS	63 109	1	1 974		3.10 %	1	4 487	3 653
269	SFE NETT AS	213 497	1	1 908		0.90 %	1	50 024	20 191
624	AGDER ENERGI NETT AS	812 921	1	1 758		0.20 %	1	228 333	152 481
257	DALANE ENERGI IKS	88 060	1	1 645		1.90 %	1	13 325	6 193
614	ENERGI 1 FOLLO RØYKEN AS	122 579	1	1 374		1.10 %	0	0	0
157	RAKKESTAD ENERGI AS	28 363	1	1 119		3.90 %	0	0	0
	JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ								
88	HÅ	39 629	1	1 020		2.60 %	0	3 812	3 134
542	VOKKS NETT AS	75 899	1	921		1.20 %	0	518	230
97	KVINHERAD ENERGI AS	52 243	1	888		1.70 %	0	0	0
659	MIDT-TELEMARK ENERGI AS	55 924	1	790		1.40 %	0	2 639	1 843
274	SVORKA ENERGI AS	55 696	1	658		1.20 %	0	2 695	1 597
10	ARENDALS FOSSEKOMPANI ASA	266	0	538	317	202 %	0	1 254	1 245
223	TINN ENERGI AS	55 708	1	531	291	1.00 %	0	0	0
213	SYKKYLVEN ENERGI AS	22 694	1	527		2.30 %	0	0	122
41	ETNE ELEKTRISITETSLAG SA	14 843	1	494		3.30 %	0	135	467
35	DRANGEDAL EVERK KF	22 985	1	494		2.10 %	0	521	1 543
	FORсанд ELVERK KOMMUNALT								
52	FØRETAK I FORSAND	11 802	1	463	172	3.90 %	0	0	0
599	SUNNDAL ENERGI KF	36 285	1	428		1.20 %	0	0	0
45	FITJAR KRAFTLAG SA	24 099	1	395		1.60 %	0	0	0
55	FUSA KRAFTLAG SA	29 027	1	362		1.20 %	0	0	0

ID	Selskap	Totalt kostnad til DEA DN	Evalueres i hovedmodell DN (1=ja)	Grensesnittsvariabel	Herav trafo	Grensesnittandel av totalt kostnad	Evalueres i hovedmodell RN (1=ja)	Totalt kostnad til DEA RN	Grensesnitt RN
173	RØROS ELEKTRISITETSVK AS	30 942	1	362		1.20 %	0	1 657	1 516
238	HARDANGER ENERGI AS	52 212	1	329		0.60 %	0	688	2 584
231	TRØGSTAD ELVERK AS	17 577	1	263		1.50 %	0	0	0
184	SELBU ENERGI AS	24 109	1	263		1.10 %	0	4 149	2 290
63	TROLLFIORD KRAFT AS	40 725	1	263		0.60 %	1	17 187	3 206
43	FINNÅS KRAFTLAG SA	46 287	1	263		0.60 %	0	0	0
18	BALLANGEN ENERGI AS	20 718	1	197		1.00 %	0	771	909
205	STRYN ENERGI AS	32 288	1	197		0.60 %	0	0	0
167	HYDRO ENERGI AS	1 506	0	197		13 %	0	0	0
275	HALLINGDAL KRAFTNETT AS	131 476	1	169	103	0.10 %	1	15 286	10 232
418	AURLAND ENERGI AS	19 955	1	165		0.80 %	0	0	0
104	LUSTER ENERGI AS	24 141	1	132		0.50 %	0	0	0
96	KVAM KRAFTVERK AS	43 142	1	132		0.30 %	0	0	0
699	NTE NETT AS	432 847	1	132		0.00 %	1	115 966	57 753
163	KVIKNE RENNEBU KRAFTLAG AL	30 742	1	118	19	0.40 %	0	0	0
194	SKJÅK ENERGI KF	19 794	1	99		0.50 %	0	0	0
227	TROMS KRAFT NETT AS	364 800	1	99		0.00 %	1	86 570	51 464
234	TYSNES KRAFTLAG SA	30 918	1	66		0.20 %	0	0	0
135	NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA	77 293	1	66		0.10 %	0	111	551
306	VALDRES ENERGI AS	77 958	1	66		0.10 %	0	0	0
214	SØR AURDAL ENERGI AS	27 886	1	59		0.20 %	0	0	0
106	LÆRDAL ENERGI AS	23 090	1	33		0.10 %	0	2 819	2 259
578	FLESBERG ELEKTRISITETSVK AS	26 038	1	33		0.10 %	0	0	0
251	VEST-TELEMARK KRAFTLAG AS	97 611	1	33		0.03 %	1	14 456	7 025
98	KVÆNANGEN KRAFTVERK AS	0	0	0			0	1 646	109
108	LØVENSKIOLD FOSSUM KRAFT	4 431	0	0		0 %	0	0	0
121	MODALEN KRAFTLAG BA	3 303	0	0		0 %	0	0	0
152	OPPLANDSKRAFT DA	0	0	0			1	7 853	2 093
156	PORSA KRAFTLAG AS	0	0	0			0	575	1 084
7	ALTA KRAFTLAG SA	78 777	1	0		0 %	1	5 580	5 403

ID	Selskap	Totalt kostnad til DEA DN	Evalueres i hovedmodell DN (1=ja)	Grensesnitt-variabel	Herav trafo	Grensesnitt andel av totalt kostnad	Evalueres i hovedmodell RN (1=ja)	Totalt kostnad til DEA RN	Grensesnitt RN
9	ANDØY ENERGI AS	23 086	1	0		0 %	1	12 763	5 002
14	ASKØY ENERGI AS	41 450	1	0		0 %	1	11 122	5 582
16	AUSTEVOLL KRAFTLAG SA	31 443	1	0		0 %	0	0	0
22	BINDAL KRAFTLAG SA	10 756	1	0		0 %	0	0	0
37	AS EIDEFOSS	75 876	1	0		0 %	1	8 318	9 433
42	FAUSKE LYSVERK AS	38 873	1	0		0 %	0	0	0
46	FJELBERG KRAFTLAG SA	16 163	1	0		0 %	0	0	0
53	FOSENKRAFT AS	43 105	1	0		0 %	0	0	0
56	SUNNFJORD ENERGI AS	121 869	1	0		0 %	1	27 351	10 366
62	HADELAND ENERGINETT AS	78 583	1	0		0 %	1	7 646	6 167
187	SIRA KVINA KRAFTSELSKAP	3 140	0	0		0 %	0	0	0
65	HAMMERFEST ENERGI NETT AS	57 896	1	0		0 %	1	17 354	8 193
71	HELGELANDSKRAFT AS	338 773	1	0		0 %	1	127 087	31 067
72	HEMNE KRAFTLAG SA	35 044	1	0		0 %	0	0	0
82	HURUM ENERGIVERK AS	31 787	1	0		0 %	0	0	0
84	HØLAND OG SETSKOG ELVERK SA	30 952	1	0		0 %	0	0	0
86	ISTAD NETT AS	129 531	1	0		0 %	1	20 781	17 705
93	KRAGERØ ENERGI AS	50 076	1	0		0 %	1	6 157	5 314
95	KRØDSHERAD EVERK KF	13 714	1	0		0 %	0	0	0
102	LIER EVERK AS	51 690	1	0		0 %	0	0	0
103	LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	42 734	1	0		0 %	1	5 610	2 791
116	MELØY ENERGI AS	40 229	1	0		0 %	0	-91	334
222	TINFOS AS	882	0	0		0 %	0	418	1 473
119	GAULDAL NETT AS	33 839	1	0		0 %	0	0	0
132	NORD-SALTEN KRAFT AS	51 486	1	0		0 %	1	23 124	9 751
133	YMBER AS	67 591	1	0		0 %	1	17 030	5 400
138	NORDKYN KRAFTLAG AL	21 255	1	0		0 %	1	5 203	2 955
147	EVENES KRAFTFORSYNING AS	11 458	1	0		0 %	0	734	1 208
149	OPPDAL EVERK AS	34 890	1	0		0 %	0	0	0
153	ORKDAL ENERGI AS	33 985	1	0		0 %	0	0	0

ID	Selskap	Totalt kostnad til DEA DN	Evalueres i hovedmodell DN (1=ja)	Grensesnittsvariabel	Herav trafo	Grensesnitt andel av totalt kostnad	Evalueres i hovedmodell RN (1=ja)	Totalt kostnad til DEA RN	Grensesnitt RN
161	RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA	28 508	1	0		0 %	0	2 354	1 414
162	RAUMA ENERGI AS	40 420	1	0		0 %	0	1 836	1 167
164	REPVÅG KRAFTLAG SA	52 516	1	0		0 %	1	9 593	6 422
166	RISSA KRAFTLAG BA	18 502	1	0		0 %	0	0	0
168	ROLLAG ELEKTRISITETSVERK SA	13 737	1	0		0 %	0	0	0
171	RØDØY-LURØY KRAFTVERK AS	53 511	1	0		0 %	0	0	0
181	SANDØY ENERGI AS	10 270	1	0		0 %	0	0	0
271	DRIVA KRAFTVERK	0	0	0			1	1 408	1 690
183	HJARTDAL ELVERK AS	17 113	1	0		0 %	0	0	0
196	SKÅNEVIK ØLEN KRAFTLAG SA	31 442	1	0		0 %	0	0	0
287	USTEKVEIKJA KRAFTVERK DA	0	0	0			0	327	0
288	KRAFTVERKENE I ORKLA DA	0	0	0			1	7 071	3 979
197	SOGNEKRAFT AS	62 350	1	0		0 %	1	13 153	5 896
204	STRANDA ENERGI AS	22 239	1	0		0 %	0	500	197
307	VINSTRA KRAFTSELSKAP DA	0	0	0			0	508	254
206	SULDAL ELVERK KF	34 107	1	0		0 %	1	3 130	2 435
210	SKL NETT AS	45 926	1	0		0 %	1	69 439	28 235
215	TRØNDERENERGI NETT AS	459 422	1	0		0 %	1	120 806	107 487
218	SØRFOLD KRAFTLAG SA	19 336	1	0		0 %	0	0	0
242	UVDAL KRAFTFORSYNING SA	14 561	1	0		0 %	0	0	0
248	VANG ENERGIVERK KF	19 821	1	0		0 %	0	0	0
249	VARANGER KRAFTNETT AS	130 024	1	0		0 %	1	44 405	19 226
447	E-CO ENERGI AS	0	0	0			0	5 529	2 959
262	ØRSKOG ENERGI AS	21 745	1	0		0 %	0	0	0
264	ØVRE EIKER NETT AS	47 025	1	0		0 %	0	0	0
484	TRØNDERENERGI KRAFT AS	0	0	0			0	7 510	1 806
267	ÅRDAL ENERGI KF	25 424	1	0		0 %	0	0	0
295	GUDBRANDSDAL ENERGI AS	90 520	1	0		0 %	1	10 443	7 622
311	NORDMØRE ENERGIVERK AS	147 381	1	0		0 %	1	51 205	35 675
512	LYSE PRODUKSJON AS	1 454	0	0		0 %	0	1 581	5 464

ID	Selskap	Totalt kostnad til DEA DN	Evalueres i hovedmodell DN (1=ja)	Grensesnittsvariabel	Herav trafo	Grensesnitt andel av totalt kostnad	Evalueres i hovedmodell RN (1=ja)	Totalt kostnad til DEA RN	Grensesnitt RN
343	HEMSEDAL ENERGI KF	25 635	1	0		0 %	0	5 382	2 575
349	NOTODDEN ENERGI AS	56 333	1	0		0 %	0	1 120	1 826
354	LOFOTKRAFT AS	153 675	1	0		0 %	1	56 593	17 107
373	NORE ENERGI AS	19 293	1	0		0 %	0	0	0
433	HÅLOGALAND KRAFT AS	125 096	1	0		0 %	1	17 147	15 644
460	MØRENETT AS	333 103	1	0		0 %	1	112 928	60 021
464	VESTERÅLSKRAFT NETT AS	77 370	1	0		0 %	1	17 789	4 029
495	ELVERUM NETT AS	68 723	1	0		0 %	0	0	0
503	HAUGALAND KRAFT AS	276 328	1	0		0 %	1	41 450	38 927
574	EIDSIVA NETT AS	794 636	1	0		0 %	1	210 201	163 361
591	MIDT NETT BUSKERUD AS	74 126	1	0		0 %	1	6 832	4 846
593	NESSET KRAFT AS	20 897	1	0		0 %	0	0	0
611	SKAGERAK NETT AS	714 166	1	0		0 %	1	235 408	207 452
613	NORDVEST NETT AS	46 901	1	0		0 %	0	0	0
652	SVORKA PRODUKSJON AS	756	0	0		0 %	0	0	0
615	EB NETT AS	198 552	1	0		0 %	1	129 741	120 049
625	VOSS ENERGI AS	73 186	1	0		0 %	1	8 159	7 674
637	NARVIK ENERGINETT AS	73 286	1	0		0 %	1	20 406	7 533
685	STATKRAFT ENERGI AS	0	0	0			0	642	414
686	YARA NORGE AS	15 094	0	0		0 %	0	2 630	2 082
675	HAFSLUND NETT AS	2 186 915	1	0		0 %	1	710 933	561 060
693	RINGERIKS-KRAFT NETT AS	134 145	1	0		0 %	0	0	0
726	NORLANDSNETT AS	169 445	1	0		0 %	1	59 710	46 066
753	Aktieselskabet Saudefaldene	0	0	0			1	17 923	12 517



Norges
vassdrags- og
energidirektorat



Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no