



Mer treffsikre kostnadsnormer for nettselskaper

Forslag til endringer i modellene for fastsetting av selskapenes kostnadsnormer

Tore Langset, Roar Amundsveen, Ole-Petter Kordahl, Hilde Marit Kvile, Silje C. Syvertsen

8
2015

HØRINGS
DOKUMENT



Oppdatert 3/9-2015

Mer treffsikre kostnadsnormer for nettselskaper

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Tore Langset
Forfattere: Roar Amundsveen, Ole-Petter Kordahl, Hilde Marit Kvile, Silje C. Syvertsen

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 15
Forsidefoto: www.dreamstime.no
ISBN

Sammendrag: NVE foreslår med dette dokumentet endringer i modellene for fastsetting av kostnadsnormer. I regionalnett foreslås det å implementere et nytt vektsystem. Videre foreslår vi en ny regulering av sentralenttsanlegg. I distribusjonsnett foreslår vi endringer i rammevilkårskorrigeringen samt hvilke anlegg som kan inngå i grensesnittsnormen. De oppdaterte modellene skal bidra til at inntektsrammene i større grad reflekterer oppgavene nettselskapene faktisk utfører.

Emneord: Kostnadsnormer, inntektsrammer, regulering, DEA

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

Juni 2015

Innhold

Innledning	5
1 Ny modell for sentralnettsanlegg	6
2 Vurdering av høringsinnspill	8
2.1 Økonomiske konsekvenser	8
2.2 Rammevilkår	9
2.3 Jordkabler	9
2.4 Luftlinjer	10
2.4.1 Investering- og DV-kostnader	10
2.4.2 Tillegg for topline	11
2.4.3 Komposittmaster	11
2.4.4 Luftfartshindre	12
2.5 Stasjonsvariabelen	12
2.5.1 Avganger	12
2.5.2 Stasjonskomponent (infrastruktur)	13
2.6 Driftskontrollsystem	14
2.6.1 Beregning av vekt for DKS-oppgaven	14
2.6.2 Konfidensielle data knyttet til klasse	17
2.6.3 Alternativ metode for tillegg for DKS	17
3 Øvrige endringer i vektsystemet	18
3.1 Justering av kabelvekter	18
3.2 Anlegg og egenskaper som ikke inkluderes	18
3.3 Behandling av 24 kV-anlegg	19
4 DEA-modell for regionalnett	20
4.1 Oppgaver i DEA-modellen	20
4.2 DEA-analyse for regionalnett	20
5 Rammevilkårskorrigerings	23
5.1 Trinn 2 Regionalnett	23
5.2 Trinn 2 Distribusjonsnett	24
5.3 Utliggere	27
5.4 Avsluttende merknader	27
6 Økonomiske og administrative konsekvenser	28
6.1 Konsekvenser for nettselskaper	28
6.2 Konsekvenser for nettkundene	29
6.3 Konsekvenser for myndighetene	29
7 Vurderinger knyttet til felles DEA-modell	30
Vedlegg	32

Forord

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sender med dette forslag til endring i metoden for beregning av nettselskaperens kostnadsnormer på høring.

Dokumentet og relevante bakgrunnsdata er gjort tilgjengelig på NVEs nettsider for alle interesserte. Alle omsetningskonsesjonærer, bransjeorganisasjoner samt et utvalg av andre interessenter og kompetansemiljøer har mottatt en invitasjon til å komme med innspill til dette arbeidet. Øvrige interessenter er også velkommen til å gi innspill. Mye av arbeidet med de nye forslagene er gjort i samarbeid med en referansegruppe bestående av representanter fra 10 nettselskaper og bransjeorganisasjoner. NVE retter en stor takk til deltakerne i referansegruppen. Referansegruppen har kun hatt en rådgivende funksjon og resultater og konklusjoner er basert på NVEs valg og beslutninger.

Vi ber om at kommentarer til dette forslaget sendes NVE innen 15. september 2015. Etter høringsfristens utløp vil NVE vurdere de innkomne høringsuttalelsene og eventuelle behov for å gjøre endringer i forslaget.

NVE tar sikte på at endringene skal tre i kraft i forbindelse med fastsettelsen av inntektsrammene for 2016.

Oslo, juni 2015



Ove Flataker
avdelingsdirektør



Tore Langset
seksjonssjef

Sammendrag

NVE foreslår med dette dokumentet endringer i modellene for fastsetting av kostnadsnormer. I regionalnett foreslås det å implementere et nytt vektsystem. Videre foreslår vi en ny regulering av sentralnettsanlegg. I distribusjonsnett foreslår vi endringer i rammevilkårskorrigeringen samt hvilke anlegg som kan inngå i grensesnittsnormen.

NVE sendte i september 2014 ut høring om nytt vektsystem for regionalnett. Her presenterte vi endringer i egenskapene for luftlinjer, jordkabler og sjøkabler. I tillegg foreslo vi en vesentlig endring i oppbygning av stasjonsvariabelen og komponentene i denne (transformatorer, avganger og kompenseringsanlegg).

I dette dokumentet gjennomgår vi bransjens innspill og NVEs vurderinger av disse. Etter at høringsforslaget ble sendt ut, har NVE samlet inn anleggsdata og kalkulert oppgavevariabelene til DEA-modellen for regionalnett. Med støtte i datamaterialet har vi vurdert hvilke egenskaper og anlegg som bør inkluderes i vektsystemet.

Som følge av analysene foreslår vi å ekskludere *reservefase på sjøkabler og direktejording av luftnett* fra vektsystemet. For luftlinjer er det kun *toppline* som er ny egenskap. For jordkabler foreslår vi å skille mellom isolasjonstype (PEX, olje) og kablens beliggenhet (sentralitet), samt en finere inndeling på spenning. For sjøkabler foreslår vi også å skille på isolasjonstype og flere spenningsnivåer.

Vi opprettholder oppbygning av stasjonsvariabelen, men foreslår å endre måten denne modelleres med hensyn på størrelse. Vi fortsetter å skille på stasjonens beliggenhet (sentralitet). Vi foreslår videre å legge til 5 prosent på stasjonsvariabelen for selskaper med driftskontrollsystem i klasse 2, og 10 prosent for selskaper med driftskontrollsystem i klasse 3.

Vi foreslår videre en opprydning i hva slags anlegg på 24 kV som skal tas med i modellene for både regional- og distribusjonsnett. En nærmere beskrivelse av vektsystemet og hvilke anlegg som skal inngå i modellen gis i kapittel 3 og 4.

I kapittel 2 foreslår vi en ny metode for beregning av kostnadsnormer for sentralnettsanlegg som ikke eies av Statnett SF. Disse har til nå inngått i DEA-modellen for regionalnettet. Nå foreslås det å behandle kostnadsnormen på tilsvarende måte som Statnett SF sine sentralnettsanlegg, dvs. ved å sette kostnadsnormen lik kostnadsgrunnlaget.

Som følge av endringer i DEA-modellen har vi analysert effekten av forskjeller i rammevilkår for både regional- og distribusjonsnett. I regionalnett fortsetter vi med korreksjon for selskaper med ulik belastning av skog og terrenghelning («Helskog»). I distribusjonsnettet tas faktoren «Avstand til vei» bort, og det introduseres en ny faktor «Frost». Dette utdypes i kapittel 6

I kapittel 7 beskrives økonomiske og administrative effekter av forslagene. Endringene vil medføre endringer i selskapers kostnadsnormer og dermed også inntektsrammer.

Det legges opp til at ovennevnte forslag trer i kraft i forbindelse med fastsettelse av inntektsrammene for 2016.

I kapittel 8 presenteres noen foreløpige vurderinger av en modell hvor distribusjonsnett og regionalnett er slått sammen. Vi ser flere fordeler ved en slik modell, og ønsker å jobbe videre med en slik løsning. I denne sammenheng ønsker vi å ha en god dialog med bransjen. Vi foreslår ikke en sammenslått modell fra 2016.

Alle grunnlagsdata og beregninger er lagt ut på våre nettsider:

NVE.no (forside) > Kraftmarked > Økonomisk regulering av nettselskap > Aktuelle prosjekter > Kostnadsnormer fra 2016

1 Innledning

I den økonomiske reguleringen av nettselskapene fastsetter NVE årlige individuelle inntektsrammer i henhold til forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariffier (kontrollforskriften). Det følger av denne at beregningen av inntektsrammen for det enkelte selskap skal bestå av to hovedelementer: kostnadsgrunnlag (K) og kostnadsnorm (K^*). Det fremgår av kontrollforskriften § 8-6 at ved fastsettelse av årlig inntektsramme skal 40 prosent av kostnadsgrunnlaget og 60 prosent av kostnadsnormen inngå i beregningen. NVE har operert med to ulike kostnadsnormmodeller. Den ene modellen omfatter regionalnett og sentralnett som ikke er eid av Statnett SF. Den andre er en ren distribusjonsnettsmodell.

NVE har benyttet samme grunnmodell for beregning av kostnadsnormer siden 2007, men det har vært flere oppdateringer av både metode og data som inngår. NVE benytter Data Envelopment Analysis (DEA) og regresjonsmodeller for å fastsette kostnadsnormene i både regional- og distribusjonsnettet¹, og dette vil vi fortsette med. Videreutvikling av modellene er likevel en kontinuerlig prosess og NVE tilstreber et så godt sammenligningsgrunnlag som mulig når kostnadsnormene skal beregnes.

I DEA-modellen for regional- og sentralnettet benytter NVE et vektsystem². Vektsystemet gjør det mulig å vurdere om ett selskap med en gitt mengde og typer av anleggskomponenter totalt sett har høyere eller lavere kostnader sammenlignet med totalkostnaden til andre selskaper som har en annen sammensetning av anlegg. Det er dermed det relative forholdet mellom vektene som har betydning for resultatene. Vektene som i dag benyttes ble etablert i 2006 og er hovedsakelig basert på kostnadskatalog fra 1998. Det har siden den gang vært en økonomisk og teknologisk utvikling, og det har derfor vært behov for å oppdatere vektsystemet. NVE sendte derfor ut nytt forslag til vektsystem på høring i høsten 2014³.

¹ Jfr. NVE høringsdokument 2/2012 for mer informasjon om DEA som metode og øvrige detaljer i gjeldene modell

² For mer informasjon om vektsystemet, jfr. NVE Dokument 13/2010 og NVE Rapport 5/2014

³ NVE-høringsdokument 4/2015

2 Ny modell for sentralnettsanlegg

NVE foreslår å skille sentralnettet ut av DEA-modellen for regionalnett, og fastsette kostnadsnormen knyttet til sentralnettsanleggene på en måte som er lik den som benyttes for Statnetts sentralnettsanlegg, dvs. at kostnadsnormen settes lik kostnadsgrunnlaget. Det ble i høringsdokument 2014:5⁴ varslet at NVE ville vurdere dette. Vi mener det av flere grunner er hensiktsmessig at disse anleggene tas ut av regionalnettsmodellen nå.

NVE har tidligere mottatt innspill på at det er ønskelig at alle netteiere har den samme økonomiske reguleringen av sentralnettsanlegg. I forbindelse med en tidligere høring⁵ om den økonomiske reguleringen har NVE mottatt innspill fra blant annet Energi Norge og BKK Nett AS om dette. Energi Norge ga uttrykk for at det er en utfordring at Statnett og andre eiere av sentralnett reguleres ulikt, og de foreslår at man kan kontrollere effektiviteten til de andre eierne periodevis, som man gjør for Statnett. BKK Nett skrev i sitt innspill at de mener det er urimelig at Statnett i praksis har helt andre rammevilkår å forholde seg til enn andre selskaper, og at det burde være slik at to selskap som bygger nett samtidig og drifter det likt, også har de samme rammevilkårene/inntektene⁶. I brev datert 14.3.2014 gir Energi Norge uttrykk for at reguleringsmodellen bør justeres slik at den gir like insentiver for Statnett og andre nettselskap og at en bør vurdere om det er mulig å gjøre en effektivitetsmåling av Statnett og regionalnettene i samme måling, for eksempel i forbindelse med utviklingen av den regionalnettsmodellen som er på høring i dette dokumentet.

En viktig del av NVEs arbeid med forbedringen av regional- og sentralnettsmodellen har vært å oppdatere vektene i DEA-modellen. Det har i den forbindelse vært få kilder til kostnader knyttet til sentralnettsanlegg. Ettersom det er lagt ned mye arbeid med å forbedre vektene i regionalnettet, både fra NVE og nettselskapenes side, vil det være uheldig om eventuelle upresise vektorer i sentralnettet påvirker det øvrige sammenligningsgrunnlaget for de andre nettselskapene. Dette taler i seg selv for at sentralnettsanleggene bør tas ut av DEA-modellen.

Etter NVEs vurdering er det nye vektsystemet ikke egnet til å sammenligne Statnetts sentralnettsanlegg med andre selskapers regionalnettsanlegg. Like insentiver og lik regulering kan derfor pt ikke oppnås gjennom å endre innteksreguleringen av Statnetts sentralnettsanlegg. Forslaget om å ta sentralnettsanleggene ut av DEA-modellen for regionalnettet og fastsette kostnadsnormen for disse på tilsvarende måte som for Statnett, vil imidlertid gjøre reguleringen av sentralnettsanleggene tilnærmet lik uavhengig av hvem som eier dem. Endringsforslaget vil føre til svakere insentiver til kostnadseffektivitet for de aktuelle sentralnettsanleggene, men sterkere investeringsinsentiver.

⁴ NVE høringsdokument 2014:5 – Forslag til nytt vektsystem i modellen for å fastsette kostnadsnormer i regionalnettet

⁵ NVE-dokument 2010:13 – Vidareutvikling av modell for fastsetjing av kostnadsnormer for regional- og sentralnett

⁶ BKK Nett AS – Innspill til videreutvikling av modell for fastsetjing av kostnadsnormer for regional og sentralnett, datert 23.2.2011, ref 201005832-11

NVE gjør forøvrig oppmerksom på at det arbeides med forslag til hvordan kostnader og investeringer i Statnett SF kan følges opp i fremtiden, for å ivareta hensynet til kostnadseffektivitet. Dette forslaget sendes på en egen høring.

NVE mener at gjennomføringen av den foreslåtte endringen bør implementeres samtidig med at vektsystemet oppdateres, både fordi det er usikkerhet knyttet til om det nye vektsystemet er egnet til å anvendes på sentralnettsanlegg og fordi det forventes at sentralnettsanleggene snart skal overdras til Statnett SF.

EUs tredje elmarkedspakke stiller krav til eiermessig skille mellom transmisjon av elektrisk energi og annen virksomhet som produksjon eller omsetning. Det er kun Statnett som har et slikt skille og OED har i siste høring⁷ om endring i energiloven som følge av tredje energimarkedspakke, foreslått Statnett som eneste eier av sentralnettsanlegg (transmisjonsanlegg). Forutsatt at høringsforslaget vedtas må alle sentralnettsanlegg eid av andre nettselskap overdras til Statnett etter at tredje energimarkedspakke er implementert i norsk lovverk.

Det er 19 selskap som eier sentralnettsanlegg⁸. Omfanget av virksomheten knyttet til sentralnettet er svært varierende blant disse selskapene, men i hovedsak utgjør det en begrenset andel. For enkelte selskap er det derimot en betydelig del av dets nettvirksomhet. Inkludering av sentralnettsanlegg vil ha innvirkning på resultatene i modellen for regional- og sentralnettet. NVEs gjennomgang av modellen er ressurskrevende, og det vil etter vår mening ikke være hensiktsmessig å foreta en ny gjennomgang med påfølgende endringer i modellen etter at sentralnettsanleggene er overdratt til Statnett. Ved å ta sentralnettet ut av modellen samtidig som det foretas endringer vektsystemet og rammevilkårskorrigeringen, vil endringene for nettselskapene bli færre og inntektene mer forutsigbare.

Statnett har samme reguleringsmodell som resten av nettselskapene. Forskjellen er at virksomheten knyttet til sentralnettet deres fra tid til annen evalueres mot systemoperatører i transmisjonsnettet i andre europeisk land. Basert på disse sammenligningene, har det ikke vært avdekket ineffektivitet hos Statnett, slik at de har fått fastsatt en kostnadsnorm som er lik sitt kostnadsgrunnlag siden dagens inntekstrammeregulering ble innført. Over tid vil dette gi en avkastning lik NVEs referanserente. NVE mener det er rimelig at sentralnett eid av andre nettselskap har lik inntektsregulering av disse anleggene som Statnett har på sine anlegg, frem til forventet overdragelse skjer.

Etter NVEs vurdering taler hensynet til likebehandling av sentralnettsanlegg, usikkerheten knyttet til vektsystemets egnethet på sentralnett og hensynet til stabile og forutsigbare inntektsrammer samlet sett for den foreslåtte endringen.

⁷ <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/tilleggshoring---endringer-i-energiloven---tredje-energimarkedspakke/id2356601/>

⁸ Status i 2013 (eRapp 2013)

3 Vurdering av høringsinnspill

NVE sendte 15. september 2014 ut en høring⁹ med forslag til endringer i vektsystemet. Vi mottok 10 innspill til høringen. Innspillene gir gode kommentarer og velbegrunnede innspill til NVEs forslag. Det har kommet høringsinnspill fra: Agder Energi Nett AS, BKK Nett AS, Defo, Energi Norge, Hafslund Nett AS, KS Bedrift, Lyse Elnett AS, Nordlandsnett AS, Skagerak Nett AS og Troms Kraft Nett AS. Innspillene er tilgjengelig på NVEs nettsider.

Som følge av høringsinnspillene og ytterligere vurderinger av NVE, foreslår vi følgende endringer i vektsystemet i forhold til det opprinnelige forslaget:

- Øke investeringskostnadene for luftlinjer med 20 prosent
- Øke vektene for 66 kV luftlinjer med ytterligere 5 prosent
- Justert DV-vektene for luftlinjer
- Forenkle stasjonsvariabelen med hensyn på størrelse
- Øke vekter for avganger og transformatorer med 20 prosent
- Nytt tillegg for beregning av driftskontrollsystem

Alle vekter (gamle og nye) er publisert på våre nettsider.

I dette kapitlet gjennomgås innspillene og NVEs vurderinger. Det har også kommet innspill som ikke er direkte relevant for de forslagene som er lagt frem, og vi velger å ikke kommentere disse i dette dokumentet.

3.1 Økonomiske konsekvenser

Et generelt innspill har vært at det etterlyses en gjennomgang av de økonomiske virkningene av de ulike forslagene i høringsdokumentet. Selskapene har fra tidligere erfaringer opplevd betydelige økonomiske konsekvenser ved modellendringer. NVE må derfor kunne utøve skjønn i forhold til eventuelle overgangseffekter.

I forrige høring var det kun vektsystemet som var ute til vurdering. Vektene har som formål å beskrive oppgaven til nettselskapene og vi bruker anleggenes kapitalkostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader (DV-kostnader) som basis for å sammenligne størrelsen på nettselskapenes oppgaver. I høringen foreslo vi å benytte nye vekter som vi ikke hadde tilgjengelig data på. NVE valgte å sende forslagene på høring før vi satte i gang prosessen med å samle inn nye data. Det var derfor ikke mulig å gi gode nok vurderinger av de samlede økonomiske konsekvensene for selskapene. I løpet av våren 2015 har vi samlet inn nødvendig data og i kapittel 7 vises de samlede økonomiske effektene av endringene som foreslås i denne høringen for enkeltelskaper.

⁹ NVE-høringsdokument 5/2014

3.2 Rammevilkår

Defo hevder at kostnader til å bygge og drifte nett i distriktene generelt er høyere enn i byene. Det fremheves at lavere tilgjengelighet på materiell og tjenester, andre krav fra myndighetene, ugunstig tilgjengelighet til anlegg og lengre avstand mellom kundene gir økte kostnader. Det argumenteres for at klimatiske forskjeller som is, snø og mørketid har betydning for valg av anlegg/materiell og for drift- og vedlikehold.

Skagerak Nett AS peker på andre rammevilkår som har betydning for kostnader: Vegetasjonstilvekst, kystnærhet, fornminner etc. Et fellestrekk for slike forhold er at det er utfordrende å etablere standardvekter for disse. Dette gjelder også for forskjeller i miljø for legging av jordkabler.

Skagerak Nett AS mener det kan være uheldig å blande inn direkte rammevilkår i DEA-modellens oppgaver. Dersom det er systematiske kostnadsforskjeller ved å ha anlegg i by eller i distrikt, er dette forhold som bør kunne korrigeres for i modellens trinn 2. Ved å ta hensyn til forskjeller i geografiske rammevilkår i trinn 1, kan dette skape skjevheter i effektivitetsanalysene.

Troms Kraft Nett mener forslaget om å introdusere vektor knyttet til sentralitet vil ha en omfordelingsvirkning som vil kunne gi tap til selskaper som f.eks. har utfordringer knyttet til «tele i bakken».

NVEs vurdering

Alle selskaper vil være utsatt for ulike rammevilkår som kan føre til forskjeller i selskapenes *totalkostnader*. Modellene skal korrigere for situasjoner der rammevilkårene bidrar til *systematiske forskjeller* i selskapenes totalkostnader. Dette innebærer at det ikke nødvendigvis korrigeres for alle rammevilkår. Prinsipielt skal nettselskapenes kjerneoppgaver inkluderes i DEA-modellen, mens ulikheter i rammevilkår korrigeres i trinn 2. Men slik modellen for regional- og sentralnett er bygget opp, vil en del forhold knyttet til rammevilkår også være inkludert i DEA-modellen. Modellen er basert på at selskapenes kostnader måles mot oppgaven ved å bygge og drifte de nettanleggene selskapet faktisk har. Dette innebærer at dimensjonering av anlegg (f.eks. mot vind, is, snø) fanges opp i modellen og dermed indirekte de rammevilkår som har betydning for dimensjonering/tekniske løsninger. Dette forsterkes videre ved at sjøkabel og jordkabel opptrer som egne oppgaver i DEA-modellen for regionalnett. Dette innebærer at selskaper med slike anlegg vil sammenlignes mot hverandre. Som en konsekvens av dette modellvalget er det potensielt flere rammevilkår som indirekte fanges opp i DEA enn det som direkte fanges opp i trinn 2- korreksjonene.

NVE har oppdatert analyser av hvilke rammevilkår som er relevante å inkludere i modellen etter at oppgavevariablene i DEA er oppdatert. Dette beskrives nærmere i kapittel 6.

3.3 Jordkabler

BKK Nett AS stiller seg tvilende ved hvorvidt sentralitetsdefinisjonene NVE har benyttet faktisk dekker de fysiske miljøene hvor det er utfordrende med kabelarbeid. Definisjonene av bykjerne samsvarer ikke med hva som gjør det komplisert og

kostnadskrevende (definisjonen vil ta med områder som ikke er bykjerne, typisk rundt kjøpesentre etc.)

Agder Energi Nett AS og Hafslund Nett AS har kommentarer til nivået på tilleggene i vektene for kabel i sentrum og tettsted. Agder Energi Nett hevder NVEs datagrunnlag er for tynt til å kunne begrunne foreslåtte tillegg på 220 prosent på sentrumssonene og 180 prosent for tettsted. Skagerak Nett AS hevder at påslaget gjennomgående er for høyt. De mener at påslaget NVE har foreslått for sentrumssoner er rimelig for 24 kV, og at dette påslaget i kroner også bør benyttes på alle spenningsnivåer i stedet for et prosentvis påslag.

NVEs vurdering

I definisjon av sentralitet har NVE valgt å benytte tilgjengelige og objektive definisjoner som blant annet benyttes av Statistisk sentralbyrå (SSB) i mange ulike statistikker. NVE har også konsultert med Transportøkonomisk institutt (TØI), som bekrefter at definisjonene er relevante og valide for å beskrive utfordringer knyttet til bygging av infrastruktur. NVE har videre gjort visuelle analyser der kartene for sentrumssonene og tettstedssonene er overlappet med bykart, og vi mener at sonene fanger opp de mest tette og urbane bykjernene hvor det er høyt innslag av infrastruktur og tett bygningsmasse.

Når det gjelder nivået på tilleggene i vektene for jordkabel i sentrum og tettsted, opprettholder NVE det opprinnelige forslaget. Det er få prosjekter i regionalnett og dermed begrenset med kostnadsinformasjon, men vi har samlet inn data for 12 prosjekter på 132 kV. I snitt er prisen på kabler lagt i tett bykjerne om lag 7,2 tusen kr per meter, mens den i landlege prosjekter er 3,2 tusen kr per meter. Det er en viss variasjon i dataene, men vi altså lagt oss på en gjennomsnittsbetraktning og mener tilleggene er akseptable. Dette rettferdiggjør et tillegg på 220 prosent i tilleggget på vekt for kabler lagt i sentrumssoner og 180 prosent for tettstedssoner.

3.4 Luftlinjer

3.4.1 Investering- og DV-kostnader

Energi Norge, Skagerak Nett AS og Troms Kraft Nett har spilt inn at investeringskostnadene for luftlinjer er for lave. Hafslund Nett AS spiller også inn at differansen mellom investeringskostnadene for 66 kV og 132 kV-luftlinjer er for høy.

Skagerak Nett spiller inn at det er større forskjell i drift- og vedlikeholdskostnader for 132 kV og 66 kV enn det som høringen legger opp. Selskapet peker videre på at ekstrakostnaden for tremaster er for høy i forhold til stål.

NVEs vurdering

NVE har vurdert nivået på investeringskostnadene på nytt og vil oppjustere vektene. Siden luftlinjer er en egen oppgavevariabel i DEA i seg selv, vil en nivåjustering i liten grad påvirke resultatene, men NVE mener det er viktig at bransjen kjenner seg igjen i kostnadene som legges til grunn i vektsystemet. Etter nye vurderinger fra NVE, har vi funnet at et generelt tillegg på 20 prosent på vektene til samtlige typer luftlinjer, gir et rimelig kostnadsanslag.

NVE har tatt hensyn til Hafslund Nett sitt innspill om investeringskostnader på 66 kV og 132 kV luftlinjer til følge og har justert 66 kV luftlinjer opp med 5 prosent.

NVE har tatt hensyn til innspill fra Skagerak Nett vedrørende drift -og vedlikeholdskostnader til følge og foreslår følgende tillegg:

	Tillegg i DV-vekt (opprinnelig vekt er 15 tusen per km)
Tremaster	10 %
Dobbeltkurs	10 %
24 kV	-25 %
132 kV	10 %
300 kV	15 %

Tabell 1. Forslag til tillegg i DV-vekter for ulike typer luftlinjer

3.4.2 Tillegg for toppline

NVE foreslo i høringsdokumentet et nytt tillegg for toppliner på 15 prosent av total investeringskostnad for luftlinjer. BKK Nett AS og Skagerak Nett AS hevder at for luftlinjer med to toppliner er kostnadene mer enn 15 prosent høyere, og vektsystemet bør skille på om luftlinjer har én eller to toppliner.

NVEs vurdering

Antall toppliner er hovedsakelig avhengig av mastetypen. Det er spesielt planoppheng som krever to toppliner. NVE vurderte innledningsvis i arbeidet med vektsystemet å fange opp ulikheter knyttet til ulike typer master, men valgte å ikke gå videre med dette alternativet. En grunn er at det er en stor variasjon i mastekonfigurasjoner og at en enkelt trasé kan inneholde flere typer master. En rapportering basert på mastepunkter ble derfor ansett som unødvendig komplisert. Å skille mellom enkel og dobbel toppline vil være en minst like omfattende og komplisert rapportering.

I innsamling av data våren 2015 etterspurte vi om data på toppline, men vi spesifiserte imidlertid ikke antall toppliner per trase. I ettertid har NVE oppfordret de 20 største selskapene om å spesifisere antall toppliner per trase. Vi ser at mange nettselskaper har både enkle og doble toppliner i sitt nett. Det er heller ikke uvanlig at man innen samme trasé har en blanding. En stor grad av miks mellom enkel og dobbel toppline, gir mindre behov for å skille mellom disse egenskapene. Basert på innsamlede data, mener vi at det ikke er grunnlag for å anta at antall toppliner vil gi systematiske forskjeller mellom selskapene i analysene.

NVE foreslår å opprettholde ett tillegg for toppline på 15 prosent, uavhengig av om den er enkel eller dobbel.

3.4.3 Komposittmaster

Hafslund Nett AS har spilt inn at komposittmaster bør inngå i modellen som en egen kostnadsdriver og bør få en egen vekt. Dette bør være et gjennomsnitt av vektene for tre og stål.

NVEs vurdering

Komposittmaster er en relativt ny konstruksjon, og er benyttet i noen prosjekter de senere årene. Erfaringer gjort av Omega Elkraft¹⁰ viser at kostnadene knyttet til komposittmaster er forholdsvis lik kostnaden ved etablering av tremastlinjer. NVE foreslår ikke egne vekt for komposittmaster på nåværende tidspunkt. Inntil videre har vi i rapporteringen bedt selskaper som har komposittmaster rapportere disse som «Tre» og skrive «Kompositt» i kommentarfeltet.

Det kan være aktuelt å inkludere komposittmaster som egen kategori når denne teknologien har blitt mer utbredt. NVE tar innspillet til følge og vil fortsette å undersøke kostnadsforholdet mellom tremaster, stålmaster og komposittmaster. I vurderingene må man ta hensyn til totalkostnaden: Materialkostnader, transportkostnader, monteringskostnader og drift og vedlikehold over levetiden.

3.4.4 Luftfartshindre

NVE har fra 2012 beregnet et tillegg i luftlinjevektene som kompenserer for kostnader knyttet til merking av luftspenn. De merkede spennene må være registrert i Nasjonalt register for luftfartshinder (NRL). Vi har ikke foretatt nye vurderinger av nivået på vektene, de er derfor ikke omtalt i høringsdokumentet fra i høst. For å sikre konsistens med det øvrige vektsystemet er vektene KPI-justert til 2014-kroner.

3.5 Stasjonsvariabelen

I høringsdokumentet la NVE frem et nytt forslag til beregning av stasjonsvariabel (tidligere kalt grensesnitt). I stasjonsvariabelen inngår en stasjonskomponent (infrastruktur), avganger, transformatorer, kompenseringsanlegg, spoler og et tillegg for driftskontrollsystemet (DKS). Omfanget at vurderingene knyttet til DKS er såpass stort at vi har flyttet dette til et eget avsnitt, 3.6.

3.5.1 Avganger

Agder Energi Nett AS ber NVE presisere hva slags type avganger som skal inngå i oppgaven.

Hafslund Nett AS spiller inn at NVE bør etablere egne vekt for gassisolerte anlegg (GIS) fordi erfaring tilsier at GIS-anlegg er betydelig mer kostbare enn konvensjonelle luftisolerte anlegg (AIS).

NVEs vurdering

NVE presiserer at følgende avganger skal inkluderes i oppgaven:

- Avganger til linje/kabel
- Avganger til transformatorer med primærspenning over 24 kV

Når det gjelder tillegg for GIS-anlegg, mener NVE det ikke er grunnlag for å endre vurderingene fra høringsdokumentet. Det er fordeler og ulemper ved både GIS-anlegg og AIS-anlegg. Sistnevnte er plasskrevende og beslaglegger et betydelig større areal enn de kompakte GIS-anleggene, mens komponentkostnaden til GIS er relativt sett større. Sintef

¹⁰ Kostnadsoversikt for utvalgte regionalnett kraftledninger. Rapport 13098 fra Omega Elkraft.

(2014)¹¹ har analysert kostnader ved bygging av bryterfelt. Funnene viser at totalkostnaden for GIS-anlegg er omlag 70 prosent av kostnaden for AIS-anlegg. NVE har i egne innsamlede data derimot ikke funnet holdepunkt for at GIS-anlegg er dyrere. Vi fant at de tilgjengelige prisene for anleggene varierte betydelig. Tallmaterialet ga ikke grunnlag for å slå fast at GIS-anlegg er systematisk dyrere enn AIS-anlegg; i visse tilfeller var GIS mindre kostbart enn AIS. Analysene viser at det er dyrere å utvide eksisterende GIS-anlegg, men at selskapene kan påvirke dette i planlegging av stasjonene.

NVE velger derfor å holde fast på det opprinnelige forslaget om å ikke skille mellom de to typene avganger, men beholde én vekt for både AIS og GIS.

NVE foretar derimot endringer i vektene som følge av endringer i stasjonskomponenten, dette omtales i neste avsnitt.

3.5.2 Stasjonskomponent (infrastruktur)

Hafslund Nett AS og Energi Norge har spilt inn at tillegg på 10 prosent for å korrigere for stasjoner i sentrumssoner er for lavt.

Flere selskaper har kommentert at NVEs metode for å definere stasjonsstørrelse ikke er hensiktsmessig. En grense på antall avganger på sekundærsiden kan gi insentiver til å bygge unødvendig mange avganger for å komme over grensen. NVE bør derfor vurdere alternative tilnærminger.

NVEs vurdering

Når det gjelder tilleggene for sentralitet, vil vi opprettholde forslaget fra høringen; 4 prosent for tettsted og 10 prosent for sentrum. Forslaget var basert på innsamlede kostnader fra selskaper på stasjoner og SSB notatene 6/2010 og 15/2012. Vi ser at det er store variasjoner i kostnadstallene fra selskapene, men som i tilfellet med jordkabler, legger vi oss på en gjennomsnittsbetraktning. Vi har heller ikke mottatt empirisk grunnlag som gir grunnlag for å endre dette påslaget.

Vedrørende vurdering av størrelse er NVE enige i at den foreslåtte inndelingen av stasjonsstørrelse kan gi uheldige insentiver, og vi foreslår derfor endringer. Stasjonskomponenten representerer kostnader knyttet til bygning og infrastrukturen i transformatorstasjonene. I det opprinnelige forslaget skilles det mellom liten og stor stasjon samt beliggenhet (sentralitet). For å avgjøre stasjonsstørrelsen foreslo NVE et skille på hvorvidt en trafostasjon hadde 9 eller flere sekundæraganger. I tillegg økte vekten med antall transformatorer i stasjonen.

Vi har vurdert ulike måter å definere stasjonsstørrelse på, men har konkludert med å legge mer av kostnadene knyttet til nødvendig infrastruktur på selve avgang- og transformatorvektene, og heller forenkle oppbyggingen av selve stasjonskomponenten.

Vi foreslår én vekt pr stasjon uavhengig av antall komponenter i stasjonen. Stasjonsvekten vil fortsatt være avhengig av primærspenning (høyeste spenningsnivå) i stasjonen. Vi foreslår også en vekt for koblingsstasjoner som er uavhengig av antall avganger, og nå kun skiller mellom spenning og sentralitet.

¹¹ Kostnadskatalog regionalnett (2014)

Når vi endrer vekten på stasjonskomponenten, må avgangsvektene økes. NVE har kostnadsdata for bryterfelt fra kostnadskataloger, leverandører og selskaper. I høringsdokumentet tok vi utgangspunkt i kostnader for de elektrotekniske komponentene i avgangen. Vi foreslår nå at vektene baseres på kostnadene for hele feltet. I praksis medfører det en økning i vektene på avganger på om lag 20 prosent.

Det er også nødvendig å øke nivået på transformatorvektene etter endring av stasjonskomponenten. Vi foreslår å øke vektene for investeringskostnadene for transformatorer med 20 prosent. Dette er likt tillegget for avganger. Med de nye økningene på avganger og transformatorer oppnår vi et rimelig anslag for kostnadene på en transformatorstasjon¹².

3.6 Driftskontrollsystem

For å ta hensyn til at selskaper har ulike oppgave knyttet til driftskontroll av egne nettanlegg foreslo NVE å øke den samlede vekten for stasjonsvariabelen med 5 prosent for selskaper med flere enn 20 transformatorstasjoner. Dette var begrunnet med at større selskaper har en mer kompleks forsyningsoppgave.

Det har kommet flere innspill på dette forslaget. Det er enighet om at driftskontroll og styring av nett er en kostnadsdrivende oppgave som bør tas inn i modellen, men at NVEs forslag virker noe vilkårlig og lite forankret i faktiske kostnadsforskjeller mellom ulike typer driftskontrollsystemer (DKS). Det pekes blant annet på store kostnadsforskjeller mellom døgnbemannede driftssentraler og sentraler som betjenes med vakttelefon. I de fleste høringsinnspillene oppfordres NVE til å gjøre en mer grundig kartlegging av kostnadselementene i DKS og at vekten/tillegget reflekterer forskjeller i faktiske tilleggsoppgaver.

NVEs vurderinger

NVE har arbeidet videre med å beregne en bedre vekt for DKS-oppgaven som vi foreslår å inkludere i vektsystemet. I arbeidet med høringsdokumentet, samlet NVE inn kostnader knyttet til DKS fra selskaper, men det var for store variasjoner i hva som inngikk i kostnadene og i selskapenes løsninger til at disse direkte kunne benyttes til å beregne DKS-vekt. Vi har derfor valgt en annen tilnærming hvor vi bygger opp en vekt basert på standardiserte kostnader for de ulike elementene som inngår i et DKS. I det følgende beskriver vi hvordan vi beregner tillegg for DKS basert på nettets utstrekning, antall stasjoner og klassifisering. En utfordring er at informasjon om klassifisering er unntatt offentlighet. Hvorvidt dette har konsekvenser for modellens transparens og legitimitet diskuteres i 3.6.2.

3.6.1 Beregning av vekt for DKS-oppgaven

Et driftskontrollsystem er et system som overvåker og kontrollerer selskapets nettanlegg. I systemet inngår driftssentral (operatorplasser, arbeidsstasjoner, servere etc.), samband (kommunikasjon til kraftlinjer, enten radio eller mobil) og anleggsmoduler som mottar signalene. DKS styrer i prinsippet hele verdikjeden fra produksjon, overføring, utveksling og distribusjon til sluttbrukere.

¹² Kostnadene er sammelignet med tall basert på reelle prosjekter som NVE har mottatt fra selskaper i referansegruppen.

Driftskontrollsystemets omfang varierer naturligvis fra selskap til selskap. Nettselskapene har videre organisert DKS på ulike måter. Noen har valgt å beholde produksjon og nett i samme sentral, andre har valgt å ha separate sentraler. Store selskaper med flere produksjonsanlegg eller mange overføringsanlegg har større oppgaver knyttet til styring og koordinering av kraftflyten og har derfor større og mer kompliserte DKS enn de små. Dette innebærer døgnbemannede driftssentraler, redundante sambandslinjer og høyt innslag av fysisk beskyttelse og overvåkning. Selskaper med mindre nett har DKS som kan bestå av en PC og et enkelt sambandssystem.

For å skille mellom ulike typer DKS, har vi først og fremst tatt utgangspunkt i klassifiseringssystemet som er regulert i beredskapsforskriften¹³. Klassene stiller ulike krav til sikkerhet (fysisk og IKT), samband, sikring og redundante løsninger.

Klasse 3 anlegg omfatter sentralnett og de viktigste regionalnettene. Disse styrer og overvåker anlegg som pga. sin størrelse eller lokalisering er av stor betydning for opprettholdelse av kraftforsyningen nasjonalt og regionalt (kritiske samfunnsinstitusjoner, store byer, viktig industri etc.)

Klasse 2 anlegg styrer og overvåker anlegg som pga. sin størrelse eller lokalisering er av stor betydning for opprettholdelse av regional kraftforsyning (større regioner og industri).

Klasse 1 anlegg styrer og overvåker anlegg i mindre områder, der utfall kun får lokale konsekvenser.

3.6.1.1 Kapitalkostnader i driftskontrollsystemet

NVE har i samarbeid med bransjen identifisert de viktigste bestanddelene i et DKS. For hver av disse har vi forsøkt å beregne standardkostnader. Elementene i et DKS er hovedsakelig knyttet til:

- Driftssentral (areal og bygg)
- System for overvåkning og styring (SCADA-system)
- Sambandssystem
- RTU, vern og kontrollanlegg

Kostnader til driftssentralen er knyttet til areal og bygg. For å modellere en årlig kostnad har vi tatt utgangspunkt i leiepriser for kontor og bygg og lagt inn en forutsetning om en gjennomsnittlig størrelse på en driftssentral. Driftssentraler er ofte i samme bygg som nettselskapets administrasjonsbygg. For klasse 1 og klasse 2 driftssentraler antar vi at et arealbeslag på 50 m², og en årlig kostnad på 0,3 MNOK. Fordi det er større krav til areal og sikring samt krav om reserve driftssentral settes vekten for klasse 3 sentraler til 3,5 MNOK per år.

Et SCADA-system er et integrert IKT-system som benyttes i driftssentralen for å overvåke og styre nettet. Det består av IKT hardware (PC, servere, nettverk) og programvare. En stor del av SCADA anskaffelsen er knyttet til «engineering», altså tilpassing av systemet til nettselskapets nett og øvrige infrastruktur. SCADA-systemets

¹³ Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (beredskapsforskriften) (FOR-2012-12-07-1157)

omfang og kompleksitet vil være avhengig av nettselskapets ønsker og krav. SCADA-systemet kan ofte bygges ut i ulike moduler som betjener ulik funksjonalitet.

NVE foreslår følgende anskaffelseskostnader knyttet til SCADA-systemet:

Klasse	Kostnad SCADA-system
1	1 MNOK
2	5 MNOK
3	15 MNOK

Tabell 2. Kostnader knyttet til SCADA-system.

For å kommunisere med nettanleggene må nettselskapene investere i og drifte sambandsutstyr. Det er ulike teknologier for dette: radio, fiber, telefoni osv. Kostnadene knyttet til sambandssystemet vil blant annet variere med nettomfang. NVE har samlet inn både totale og årlige sambandskostnader fra 6 ulike selskaper og foreslår en standardkostnad basert på antall km nett. For klasse 1 og klasse 2 systemer settes vekten til 3500 kr per km nett, for klasse 3 selskaper 7000 kr per km. Dette innebærer at et selskap med nett på 500 km i klasse 1 eller 2, vil ha en årlig estimert sambandskostnad på rundt 1,8 MNOK.

Kommunikasjonsenheter i sentralene kalles RTU (Remote terminal units) og behandler signalene fra vern og kommuniserer disse til SCADA-systemet. NVE anslår selve anskaffelseskostnaden til RTU-enheten til 250 000 kr og forutsetter at det er én RTU per stasjon. Vi presiserer at dette kun er kostnaden knyttet til selve RTU-enheten, og at det er betydelig merkostnader for å integrere denne i stasjonen med det lokale kontrollanlegget og vernene. Dette er kostnader som vi tillegger til avgangene og stasjonskomponenten.

3.6.1.2 Drift- og vedlikeholdskostnader i driftskontrollsystemet

Drift- og vedlikeholdskostnadene (DV) er hovedsakelig knyttet til bemanning av driftssentralene. Avhengig av klasse er det ulike krav knyttet til bemanning, og for klasse 3 systemer er døgnbemanning et direkte krav. Vi legger til grunn at for å bemanne en sentral i klasse 3, kreves 8 ansatte i døgnkontinuerlig vaktmodus. Men en anslått kostnad per årsverk på 1 MNOK gir dette en årlig kostnad på 8 MNOK. Vi forutsetter også at det er visse DV-kostnader knyttet til SCADA (PC/servere, lisenser osv.) og samband og tillegger derfor en ekstra DV-vekt på 2 MNOK for klasse 3 systemer.

For DKS i klasse 2 system er det ikke krav om døgnbemanning. For å betjene en slik driftssentral legger vi til grunn at det kreves 1 årsverk. Dette gir en årlig lønnskostnad på 1 MNOK.

For DKS i klasse 1 antar vi at ingen er dedikert til å styre systemet og at dette heller inngår i den vanlige operasjonelle driften av selskapet.

3.6.1.3 Beregning av DKS- tillegg i vektsystemet

Formålet med å inkludere DKS-oppgaven i modellen, er å ta hensyn til merkostnader ved å eie og drifte klasse 2 og 3 systemer. Derfor har vi beregnet tillegg i stasjonsvariabel for selskaper med høyere klasser og foreslår ikke tillegg for klasse 1.

NVE har beregnet en selskapsspesifikk DKS-vekt basert på forutsetningene beskrevet i 3.6.1.1 og 3.6.1.2. For å beregne merkostnaden ved høyere klassifisering, har vi foretatt to beregninger. Først har vi kalkulert en DKS-vekt gitt selskapets faktiske klasse, deretter en DKS vekt gitt at selskapet hadde klasse 1. Endelig har vi sett hvor mye merkostnaden utgjør av stasjonsvariabelvariabelen. For selskaper med klasse 3 systemer er merkostnaden i gjennomsnitt 10 prosent av stasjonsvariabelen, og for klasse 2 er den 5 prosent.

NVE foreslår derfor å legge til 5 prosent på den stasjonsvariabelvariabelen for selskaper med klasse 2 DKS, og 10 prosent for selskaper med DKS i klasse 3.

3.6.2 Konfidensielle data knyttet til klasse

Tillegget som foreslås i 3.6.1 er avhengig av selskapenes klassifisering. Dette er sensitiv informasjon i henhold til beredskapsforskriften og NVE kan dermed ikke publisere data som identifiserer eller indikerer klasse. Dette innebærer at vi ikke kan publisere data som ligger til grunn for stasjonsvariabelen. NVE kan kun publisere den ferdige stasjonsvariabelvariabelen på våre nettsider. Dersom selskapene ønsker innsyn i anlegg som inngår i andre selskapers stasjonsvariabel, kan disse henvende seg til NVE.

3.6.3 Alternativ metode for tillegg for DKS

Siden det nye forslaget for DKS innebærer at data som inngår i stasjonsvariabel blir mindre tilgjengelige, har NVE skissert en alternativ metode for å inkludere tillegg for drift kontrollsystem. DKS-tilleggene beregnes som beskrevet i kapittel 3.6.1, men hvilke selskaper som får tillegg, baseres ikke på klasse, men på antall transformatorstasjoner. Beregningen av DKS-vekten baseres på utstrekning av nett og antall stasjoner i tillegg til klasse, så beregningen av tillegget er fortsatt relatert til fordelingskriteriene. I en slik eventuell tilnærming vil NVE foreslå at selskaper med mer enn 20 transformatorstasjoner får et tillegg på 5 % på stasjonsvariabelen, og selskaper med mer enn 40 transformatorstasjoner får et tillegg på 10 %.

Et tillegg fordelt på antall stasjoner er, i likhet med forslaget i høst, en forenkling av problemstillingen. Den vil ikke kunne fange opp innspillene på at høyere klassifisering i seg selv er fordyrende, men det kan fange opp innspillet om at enkelte større selskaper har en mer kompleks oppgave, som i neste omgang er korrelert med klassifisering av DKS. Fordelen med å benytte antall stasjoner for fordeling av DKS-tillegg, er at data i stasjonsvariabelen; antall stasjoner, transformatorer, avganger og kompenseringssystemer pr selskap, fortsatt kan publiseres på våre nettsider. Vi beholder dermed dagens nivå på åpenhet i kommunikasjon om disse dataene.

Fordi fordeling etter klasse treffer bedre med tanke på hva vi ønsker at DKS skal fange opp, foreslår NVE primært denne tilnærmingen beskrevet. Men om selskapene ønsker at tillegget fordeles etter stasjoner, ber vi om tilbakemeldinger på dette. Dersom det er stor enighet i bransjen om at fordeling etter stasjon er en god nok tilnærming, vil NVE vurdere å benytte DKS-tillegg etter antall stasjoner.

4 Øvrige endringer i vektsystemet

I kapittel 3 oppsummeres endringer i vektsystemet som følger av høringsinnspillene. NVE har arbeidet videre med vektene uavhengig av høringsinnspillene, og vil foreta følgende ytterligere endringer i vektsystemet:

- Økt og justert vektene for kabler
- Ikke inkludere reservefase på sjøkabel, direktejording eller spoler
- Ikke inkludere kompenseringssystemer eller transformatorer med høyeste spenningsnivå 24 kV

Videre i dette kapitlet går vi gjennom begrunnelsene for dette. Generelt mener NVE det ikke er hensiktsmessig å inkludere egenskaper som har veldig liten betydning for selskapenes resultater, og dermed i liten grad forklarer forskjeller mellom selskapene. Både innsamling av data og vedlikehold av anleggsregistre og vektsystemet er ressurskrevende. For å sikre et godt sammenligningsgrunnlag er det tilstrekkelig at vektsystemet fanger opp de vesentligste kostnadsdriverne.

4.1 Justering av kabelvekter

NVE har etter en ny gjennomgang basert på oppdaterte kostnadsdata endret vektene for jordkabler og sjøkabler. Det er foretatt justeringer i vektene for jordkabler på spenningsnivåene [33,50,66,132]. De største endringene for sjøkabler er foretatt på 24 kV og 36 kV.

4.2 Anlegg og egenskaper som ikke inkluderes

For å vurdere effekten av de nye egenskapene i vektsystemet, har NVE foretatt trinnvise DEA-analyser der egenskapene har blitt inkludert enkeltvis. Effektene viser vi i en Excelbok («Effekt av ekskluderte egenskaper.xlsx») på følgende sti:

NVE.no (forside) > Kraftmarked > Økonomisk regulering av nettselskap > Aktuelle prosjekter > Kostnadsnormer fra 2016

Resultatene viser at *reservefase på sjøkabler* og *direktejording* har svært begrenset betydning for DEA-resultatene, og NVE foreslår derfor å fjerne disse egenskapene i vektsystemet. I tillegg foreslår vi å ta ut spoler fra kompenseringssystemer.

Det er tre nettselskaper som får endret DEA-resultat ved å inkludere reservefase for sjøkabel og den største endringen er på 0,16 prosent. I tillegg til begrenset forklaringskraft på forskjeller i ressursbruk, kan man også anse reservefase for sjøkabel som beredskapsmateriell. Noen selskaper har valgt andre beredskapsløsninger som heller ikke inkluderes i vektsystemet. Blant annet er det i ferd med å bygges opp et større felles beredskapslager for sjøkabler i Norge. Når vi utelater reservefase fra vektsystemet, likebehandler vi nettselskaper som har valgt ulike løsninger for sitt reservemateriell.

Inkludering av direktejording som egenskap får ikke større utslag enn 0,1 prosent. Vi ser dermed ingen grunn til å inkludere egenskapen. De største endringer i DEA-resultat ved inkludering av spoler er (+)1,0 prosent og (-)0,3 prosent. Opprinnelig ble spoler inkludert sammen med direktejording som mål på systemjordingsoppgaven. Når ikke

direktejording forklarer relevante forskjeller i ressursbruk hos selskaper er det ikke lenger grunnlag til å inkludere spoler.

4.3 Behandling av 24 kV-anlegg

I datainnsamlingen har vi registrert at en del selskaper har rapportert mange transformator og kompenseringsanlegg på 24 kV (eller lavere) i forhold til tidligere. Dette gjelder både anlegg i regionalnett og distribusjonsnett. For slike anlegg er det store variasjoner mellom selskapene om hvorvidt de definerer anleggene som en del av distribusjonsnettet eller regionalnettet. For å sikre økonomisk likebehandling av disse anleggene har NVE foretatt en ny vurdering av hva slags anlegg som bør inkluderes i modellene for både distribusjon- og regionalnett.

Vi presiserer at hensikten med regionalnettsmodellen er å fange opp kjerneoppgavene i *regionalnettet*, dvs. kraftoverføring i spenningsintervallet 33 kV – 132 kV. NVE har registrert 41 transformatorer som har 24 kV som høyeste spenningsnivå. Av disse er 17 reguleringstransformatorer som ikke skal inngå i modellen. Videre er det rapportert 24 transformatorer som transformerer fra generatorspenning til 24 kV. NVE anser ikke dette som en del av regionalnettsoppgaven som skal fanges opp av vektsystemet. NVE foreslår derfor å ta ut 24 kV transformatorer fra modellen for regionalnett.

Det er i regionalnett rapportert 250 kondensatorbatterier på 24 kV fordelt på 28 selskaper. Eksempelvis har Hafslund Nett AS rapportert 52 batterier mens BKK Nett har rapportert 8 batterier. Dette er anlegg som først og fremst har en funksjon i distribusjonsnett, men som av historiske og praktiske årsaker blitt kostnadsført på regionalnett. Vi anser heller ikke dette kondensatorbatteriene som en del av regionalnettet og foreslår å ta dem ut av modellen.

Vi vil tilsvarende ta ut transformatorer som har 24 kV eller lavere som primærspenning og kondensatorbatterier på 24 kV eller lavere fra stasjonsvariabelen i distribusjonsnettet. Anlegg som skal inkluderes er dermed koblingsanlegg i distribusjonsnett med samme funksjon som koblingsanlegg i transformatorstasjoner beliggende mellom distribusjons- og regionalnett¹⁴.

¹⁴ For hvilke koblingsanlegg/avganger som inngår i stasjonsvariabelen for distribusjonsnett vises det til NVE-notat 200703658-26

5 DEA-modell for regionalnett

5.1 Oppgaver i DEA-modellen

Som følge av de foreslåtte endringene i vektsystemet, vil oppgavevariablene i modellen for regionalnettet se slik ut:

Luftlinje	Jordkabel	Sjøkabel
Merkespenning	Merkespenning	Merkespenning
Tverrsnitt	Tverrsnitt	Tverrsnitt
Mastetype	System	System
Enkel-/dobbelklinje	Type	Type
Simplex/duplex	Beliggenhet	
Toppline		
Merkede luftfartshinder		

Tabell 3. Nytt vektsystem for luftlinjer, jordkabler og sjøkabler

Stasjonsvariabel			
Tillegg i stasjonsvariabel: 5 % for selskaper med DKS i klasse 2 og 10% for de med klasse 3			
Stasjonskomponent	Transformator	Avgang	Kompenseringsanlegg
Merkespenning	Merkespenning	Merkespenning	Type
Stasjonstype	Ytelse	Enkel-/ dobbel samleskinne	Ytelse
Beliggenhet	Type		

Tabell 4. Nytt vektsystem for stasjonsvariabelen

5.2 DEA-analyse for regionalnett

For å evaluere de nye oppgavene, har NVE foretatt DEA-analyser i regionalnett. For å gjøre resultatene mindre sensitive for store årlige variasjoner i kostnadsdata er analysene basert på et 5-årig gjennomsnitt av data for årene 2009-2013. Analysene er foretatt kun for regionalnett. Vi har foretatt tilsvarende analyser med de gamle vektene for å kunne vurdere effekten av endringsforslagene. Analysene med de gamle vektene kan ikke sammenlignes direkte med varsel om inntektsrammer 2015 da de kun gjelder regionalnett og vi benytter gjennomsnittsdata. I analysene har vi lagt til grunn selskapsstrukturen for 2014 slik at data for Tussa Nett AS og Tafjord Kraftnett AS er lagt sammen siden de nå utgjør Mørenett AS. Dette for å teste modellen på et mest mulig oppdatert datagrunnlag. I dette kapitlet ser vi kun på resultatene fra DEA-modellen i regionalnettet før rammevilkårskorrigerings. Dette er primært for å isolere effektene av nytt vektsystem. Mer om virkningen på inntektsrammene drøftes i kapittel 9.

I hovedtrekk er resultatene fra de to analysene sammenfallende, men for enkelte selskaper vil det forekomme endringer fra gammel til ny modell. Selskaper med 36 kV sjøkabler får lavere resultater med de nye vektene, som følge av at 36 kV kabler tidligere har hatt samme vekt som 66 kV. Lofotkraft AS, som tidligere var referent, har stor andel 36 kV sjøkabel, og faller av fronten med de nye vektene. Selskapet var kun referent for seg selv, så det medfører liten endring for andre selskaper at disse ikke lenger er referent. Det er ingen andre referenter som faller ut, men det kommer tre nye referenter inn. Dette er Hafslund Nett AS, Skagerak Nett AS og TrønderEnergi Nett AS. Til sammen er det elleve referenter i den nye modellen, mens det er 9 referenter i modellen med de gamle vektene. I tabellen under vises referenter med nye og gamle vektorer sammen med Torgersens rho¹⁵. Torgersens rho er et mål på hvor viktige de er for de andre selskapers resultater:

Nye vektorer		Gamle vektorer	
Selskap	T-rho		T-rho
Nord-Salten Kraft AS	0.321	Haugaland Kraft AS	0.297
Haugaland Kraft AS	0.168	EB Nett AS	0.207
Nordmøre Energiverk AS	0.158	Nordmøre Energiverk AS	0.165
Istad Nett AS	0.157	Nord-Salten AS	0.165
EB Nett AS	0.072	Nordlandsnett AS	0.087
Ymber AS	0.049	Lyse Elnett AS	0.037
Nordlandsnett AS	0.047	Ymber AS	0.030
Lyse Elnett AS	0.014	Istad Nett AS	0.012
Skagerak Nett	0.014	Lofotkraft AS	0
Hafslund Nett AS	0		
TrønderEnergi Nett AS	0		

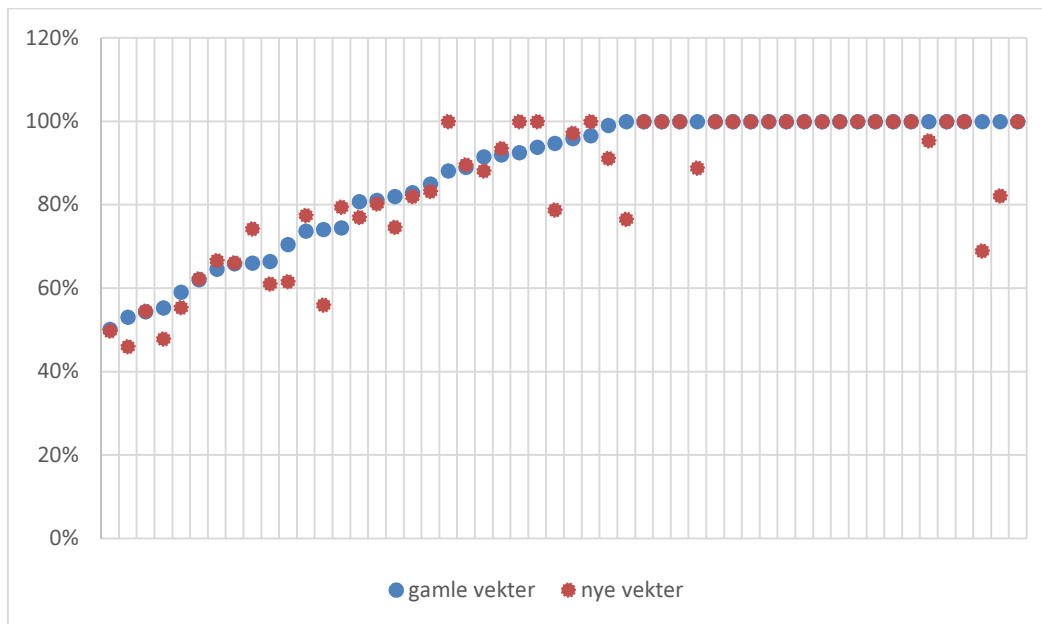
Tabell 5. Referenter i regionalnett modell med nye og gamle vektorer . T-rho er høyere dess større betydning referanseselskapet har for andre selskapers resultat

Tabellen over viser at Nord-Salten Kraft AS blir den viktigste referenten i den nye modellen, de bestemmer 32,1 % av bransjens normer. Haugaland Kraft AS hadde mest betydning i gammel modell (bestemte 29,7 % av alle normer), og blir nest mest betydningsfull i nye modell.

De største endringene i resultatene som følge av nytt vektsystem, ser ut til å komme av finere inndeling av spenningsnivå på sjøkabler; Nordkraft Nett AS og nevnte Lofotkraft AS faller med hhv 31 prosent og 23 prosent i DEA-resultat. Begge selskapene har om lag 22 prosent av kostnadene sine i regionalnettet, så effekten på den samlede inntektsrammen for selskapet blir mindre, som vi vil se i kapittel 7. Videre får følgende selskaper større negative endringer i sitt resultat: Stange Energi Nett AS (-18 prosent), Dalane Energi IKS, (-16 prosent), Kragerø Energi (-11 prosent) og Hadeland Nett AS (-11 prosent). Disse selskapene blir særbehandlet slik at de inngår i DEA, men ikke tillates

¹⁵ ”Torgersens rho” (Trho) er et forholdstall mellom 0 og 1 og beregnes på bakgrunn av referanseselskaperes vektorer. Talletog viser hvor stor betydning et enkelt selskap har for andre selskapers DEA-resultat. Med Trho lik 0 har selskapet ingen betydning, og med Trho lik 1 er det kun ett selskap som er målestokk for alle andre.

å være målestokk for de øvrige selskapene fordi de er for små. Stange Energi Nett AS og Hadeland Nett AS var med gamle vektor sine egne referenter, men faller bak andre selskaper med de nye vektene. Selskapene har en stor andel av regionalnettsoppgaven sin knyttet til stasjoner, og har havnet bak Skagerak Nett AS som har blitt ny referent i denne dimensjonen. Hafslund Nett AS (+12 prosent) og Skagerak Nett AS (+6 prosent) er blant de nye referentene, og er blant selskapene som øker mest i resultat med de nye vektene. Også Agder Energi Nett AS øker mye (+8 prosent), i ny modell bestemmes mer av DEA resultatet deres av stasjonsvariabelen, en dimensjon de gjør det relativt bedre i med de nye vektene.



Figur 1. Figuren viser DEA-resultat til nettselskapene målt ved det gamle vektsystemet (blå) og de røde punktene over/under hvert enkelt blått punkt er dette nettselskapets DEA-resultat målt med det nye vektsystemet.

På våre nettsider publiserer vi endringer i DEA-resultat som følge av endringer i vektor for alle selskapene. Et sammendrag av endringene vises i figur 1.

6 Rammevilkårskorrigerering

Det er spesifisert i kontrollforskriften § 8-2 at det ved fastsettelse av kostnadsnorm skal tas hensyn til relevante forskjeller i selskapenes rammevilkår. I forbindelse med modellendringene i 2013¹⁶ ble det vurdert og konstruert nye rammevilkårsdata og foretatt grundige vurderinger av hvilke rammevilkår som har betydning for nettselskapenes kostnader.

Vi har i løpet av våren 2015 gjort nye analyser for å vurdere hvilke rammevilkår som har betydning for forskjeller i effektivitet mellom nettselskapene. Vi har gjennomført en full gjennomgang av trinn 2 modellen for både distribusjon- og regionalnett. Det er flere årsaker til dette:

- I distribusjonsnett er variabelen «gjennomsnittlig avstand til vei» ikke lenger signifikant.
- Et oppdatert vektsystem for regionalnett tilsier også at rammevilkårsvariable i trinn 2 bør gjennomgås og testes på nytt.
- Effekten av at sentralnettsanlegg tas ut av modellen krever en ny gjennomgang av rammevilkår.

Resultater fra gjennomgangen er at vi foreslår at «avstand til vei» variabelen i distribusjonsnett tas ut av modellen fordi den ikke lenger er statistisk signifikant, og at en faktor som inkluderer forhold knyttet til vinterforhold som is, snø, temperatur og mørketidsproblematikk tas inn i modellen. Videre foreslår vi at dagens faktor i regionalnett med skog og terrenghelning videreføres. For å oppnå best mulig estimater på effekten av rammevilkår foreslår vi også at «spesielle» selskaper ikke inkluderes i regresjonsmodellen. Dette er en tilsvarende fremgangsmåte som vi allerede bruker i DEA-modellen hvor spesielle selskaper ikke kan være referanseselskaper for andre selskaper. Disse forslagene er beskrevet mer detaljert under.

6.1 Trinn 2 Regionalnett

I den tidligere modellen ble følgende rammevilkår vurdert som signifikante i 2012:

- Andel luftlinjer gjennom skog med høy og svært høy bonitet (Arealtypedata hentet fra Skog og landskaps AR50-datasett)
- Gjennomsnittlig helning (Terrengets helningsgrad i grader. Utarbeidet av Statens kartverk basert på digitale terrengmodell)

Variablene ble kombinert i en sammensatt indeks («Helskog»). Den oppdaterte analysen våren 2015 viser at det fortsatt er variablene skog og helning som er statistisk signifikante. Vi vil derfor fortsette å korrigere for forskjeller i «Helskog».

NVE har testet muligheten for å korrigere for sentralitet i trinn 2, jf. høringsinnspill. Det var ingen statistisk signifikant sammenheng mellom variasjon i DEA-resultater og variasjon i sentralitet. Dette kan skyldes at jordkabler i regionalnett er ujevnt fordelt

¹⁶ NVE-høringsdokument 2/2012

mellom nettselskapene¹⁷. NVE mener likevel det er behov for å korrigere for lokalitet på jordkabler. Kabelprosjekter er dokumenterbart mer kostbare i bykjerner enn andre steder. Det er vesentlig større restriksjoner på når arbeid kan finne sted, hvordan arbeidet kan gjennomføres og hvor arbeidet kan foregå. Økte kostnader på jordkabler som er lagt i sentrum- og tettstedssoner er vanlig i kostnadskatalogene for å skille mellom forlegning i by og landlige områder. Dette gjelder kostnadskataloger i Norge, men også for eksempel i Sverige og Finland. På bakgrunn av det direkte empiriske grunnlaget har NVE valgt å inkludere tillegg for forlegning direkte i vekten for jordkabler.

6.2 Trinn 2 Distribusjonsnett

I modellen for distribusjonsnett er følgende variabler inkludert:

- Gjennomsnittlig avstand til vei (Ikke lenger signifikant og koeffisient lik null)
- Andel høyspent jordkabel
- Andel høyspent luftlinjer i barskog (skog4)
- Geofaktor1 «Fjellbekk»:
 - Installert ytelse småkraft
 - Gjennomsnittlig helning i terreng med høyspent luftlinjer
 - Andel høyspent luftlinjer i løvskog
- Geofaktor2 «ØyVind»:
 - Kystklima
 - Gjennomsnittlig kystavstand dividert på kvadrert referansevind
 - Andel høyspent sjøkabel
 - Forsyning til øyer mer enn 1 km fra fastland eller nærmeste forsynte øy

NVE har tidligere¹⁸ vurdert variabelen «avstand til vei» som ikke lenger statistisk signifikant. Dette skyldtes oppdatering i dataene som legger grunnlaget for de geografiske analysene. Implikasjonen av dette var at variabelen ikke lenger forklarte forskjeller i effektivitet mellom selskapene. Variabelen fikk en koeffisient lik null, og denne variabelen fikk dermed ingen betydning i korrigeringen av resultatene. Det har derfor vært behov for å vurdere rammevilkårene også i distribusjonsnett.

I gjennomgangen av rammevilkår er de nevnte variabler og geografifaktorer unntatt nevnte «avstand til vei» fortsatt signifikante. Vi foreslår derfor å fortsette med en trinn 2 modell med disse variablene.

I arbeidet med å teste nye rammevilkårsvariable har vi tatt inn én og én ny variabel i grunnmodellen (ekskludert «avstand til vei»). Vi finner at følgende forhold forklarer et høyere kostnadsnivå.

- Mørketid;
 - Basert på gjennomsnittlig breddegrad. Selskapene nord for polarsirkelen har verdien for sin respektive gjennomsnittlige breddegrad. For selskaper sør for polarsirkelen (66. breddegrad) er den satt til 65,9.

¹⁷ Det er omlag 1200 km jordkabler i regionalnett (900 km på 66 kV og 300 km på 132 kV). Det er fem selskaper som eier 70 prosent av disse

¹⁸ NVE-Infoskriv 4/2015

- Nettselskapene lengst nord i landet har mindre effektiv arbeidstid i vinterhalvåret enn i landet for øvrig. Enkelte arbeidsoppgaver krever dagslys for å kunne gjennomføres på en sikker måte. Mørketiden kan derfor representere en merkostnad for dem i gitte situasjoner.
- Gjennomsnittlig islast;
 - Måles i antall timer per år med isingsrate større enn 10 g/time for en standardsylinder (jf. ISO 12494).
 - Områder med mye islast krever kraftigere dimensjonering av master. Dette betyr høyere kapitalkostnader. I tillegg må man forvente høyere kostnader knyttet til vedlikehold og høyere sannsynlighet for avbrudd som følge av mastehavari eller linebrudd. Islastproblemene er ofte svært lokale og opptrer som regel på steder hvor temperaturen svinger rundt 0 grader samtidig som det er nedbør. Problemene forsterkes ved sterk vind.
- Gjennomsnittlig nedbør som snø;
 - Årlige data som angir total mengde snø gjennom året oppgitt i mm vannekvivalent. Nedbør ansees å ha falt som snø de dager der døgnmiddeltemperaturen er lavere enn 0,5 grader
 - I områder med mye snø er det vanskeligere å gjennomføre vedlikeholds-, feilrettings- og investeringsarbeid. Dette fører til høyere tidsforbruk og dermed høyere kostnader. Samtidig er det enkelte selskaper hvor tilgjengeligheten til nettet blir bedre når det er noe snø, fordi inspeksjoner av linjer og traseer blir lettere når de kan gjennomføres med snøscooter.
- Årsmiddeltemperatur;
 - Gjennomsnittstemperatur for en 30-års periode (1985-2015)
 - Områder med lave vintertemperaturer og lang vintersesong har lengre periode av året hvor det er tåle i grunnen. Dette øker tidsforbruket i forbindelse med anleggsarbeider og vedlikehold. Gravearbeid tar lengre tid og i noen tilfeller må grunnen tines før arbeidet kan gjennomføres.

Felles for disse variablene er at de er knyttet til vinterproblematikk. Dette ser man også i en korrelasjonsmatrise hvor graden av samvariasjon mellom de enkelte variablene er angitt.

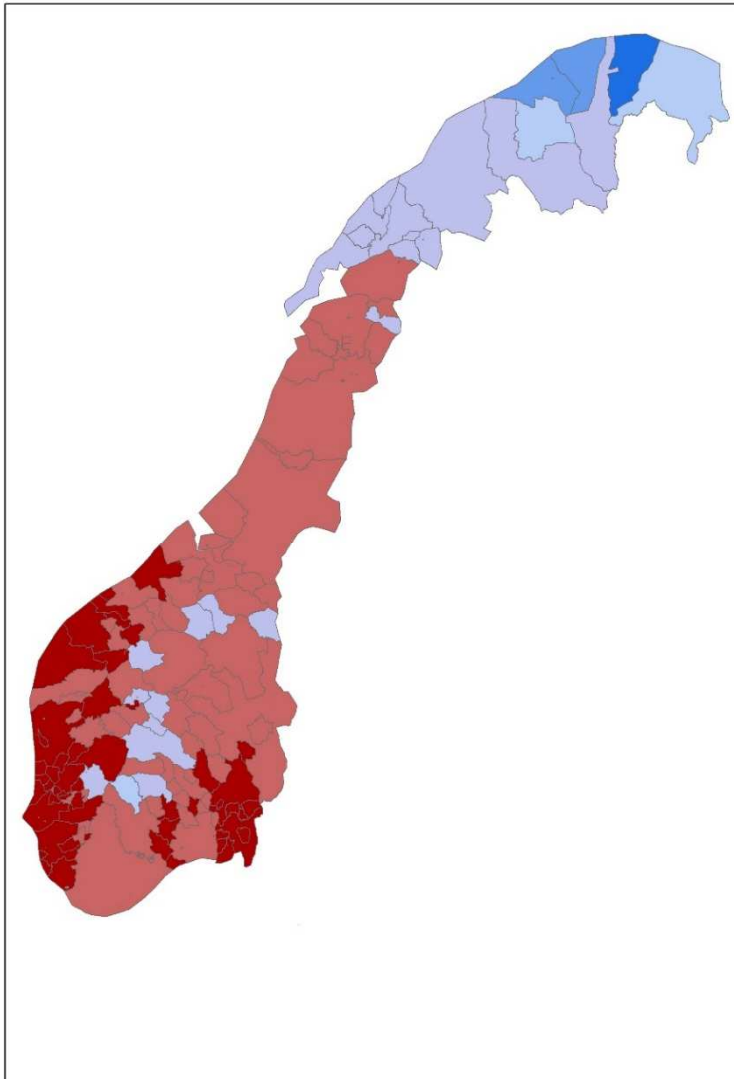
	Snø	Mørketid	Islast	Temperatur
Snø	1			
Mørketid	0.45	1		
Islast	0.8	0.56	1	
Temperatur	0.7	0.4	0.6	1

Tabell 6. Korrelasjonsmatrise for variablene som inngår i faktoren «Frost»

Tabellen viser ikke overraskende høy korrelasjon mellom islast og snø. Vi ser en lavere korrelasjon mellom mørketid mot hhv. snø og islast. Bakgrunnen for dette er at snø- og islastproblematikk er tilstede også sør for polarsirkelen.

Den høye korrelasjonen mellom variablene medfører at bare en variabel kan inkluderes i trinn 2-modellen. Flere korrelerte uavhengige variable vil føre til utfordringer med multikollinearitet¹⁹. Vi velger derfor å følge samme fremgangsmåte som vi har anvendt tidligere, nemlig å etablere en geografifaktor («Frost») basert på de fire variablene i tabell 6. Geografifaktoren er laget ved hjelp av faktoranalyse som utnytter variasjonen i de underliggende variablene²⁰

En illustrasjon av fordelingen «Frost» -faktoren vises i figur 2. Alle rammevilkårsdata gjøres for øvrig tilgjengelig på våre nettsider.



Figur 2. Fordeling av «Frost» -faktoren i distribusjonsnett. Rød farge indikerer lav verdi, blå farge indikerer høy verdi

¹⁹ Multikollinearitet er graden av lineær sammenheng mellom flere forklaringsvariabler i en multippel regresjonsmodell

²⁰ NVE-høringsdokument 2/2012. Forslag til kostnadsnormmodeller fra 2013

6.3 Utliggere

Trinn 2 modellen er basert på en lineær regresjonsmodell. Utliggere²¹ kan i enkelte tilfeller påvirke resultatene i analysen uforholdsmessig mye. I dette tilfellet er det rammevilkårskoeffisientene som påvirkes. Disse avgjør hvor mye hvert selskap får i tillegg eller fradrag på sitt DEA-resultat.

For å forhindre at ekstreme observasjoner påvirker rammevilkårskoeffisientene vesentlig foreslår vi å bruke en utligger-test før disse koeffisientene fastsettes. En slik test vil identifisere selskaper som er utliggere, og selskapene ekskluderes nå fra trinn 2 regresjonen. Dette innebærer at Sandøy Energi AS ikke får bestemme koeffisienten i distribusjonsnett pga. ekstreme verdier på verdien «ØyVind». Selskapet vil likevel få en rammevilkårskorrigerings på samme måte som øvrige selskaper.

Dette forslaget vil medføre at trinn 2 modellen blir mer stabil siden enkelt-selskaper som har karakter av å være utligger ikke vil kunne påvirke rammevilkårskoeffisientene i vesentlig grad. Forslaget vil også gi bedre estimater på effekten av rammevilkårene i modellen, noe som bidrar til en riktigere korrigerings for rammevilkår i trinn 2.

Det er flere utligger tester som kan anvendes, men vi vil bruke testen «bacon» i Stata²². Denne er beskrevet i Weber²³ (2010).

6.4 Avsluttende merknader

Denne nye gjennomgangen av trinn 2 variabler viser stor grad av stabilitet i forhold til de resultatene vi fikk i 2012 da vi gjorde den forrige gjennomgangen. Fremover vil imidlertid endringer i faktorer som påvirker nettselskapenes drift kunne tenkes å påvirke resultatene i trinn 2 modellen. Vi vil derfor ha fokus på ulike rammevilkårs betydning fremover slik at vi kan bidra til å avdekke relevante forskjeller i effektivitet mellom selskapene.

²¹ I statistikk er en utligger et observasjonspunkt som er fjernt fra flere observasjonspunkter.

²² Stata er en komplett statistikk programvarepakke (<http://www.stata.com>)

²³ <http://www.stata-journal.com/sjpdf.html?articlenum=st0197>

7 Økonomiske og administrative konsekvenser

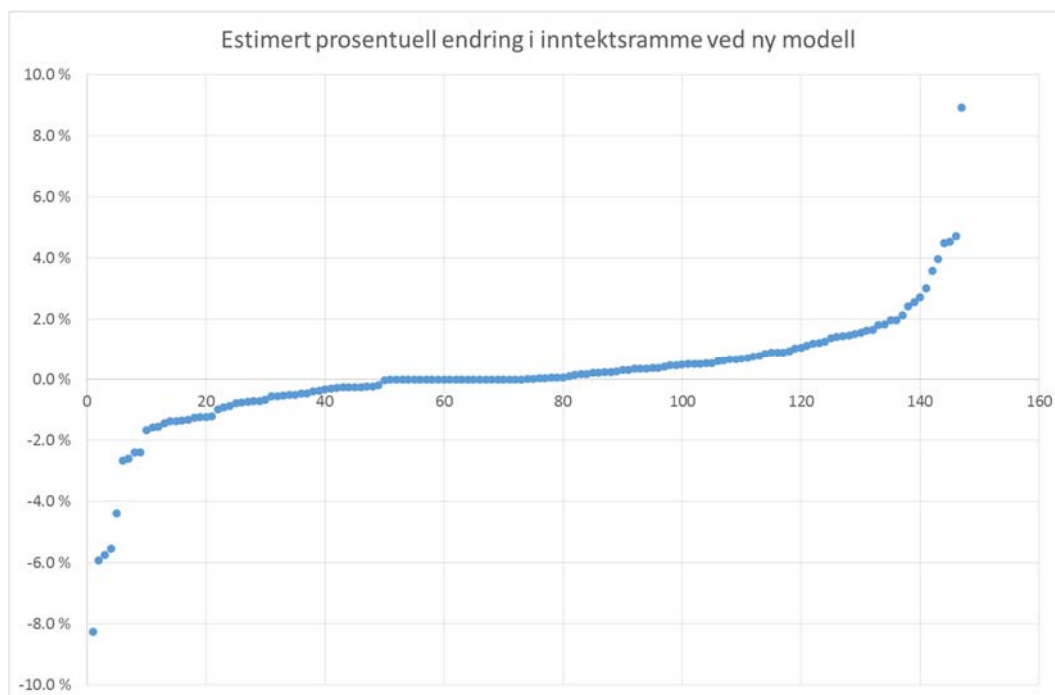
7.1 Konsekvenser for nettselskaper

Forslaget innebærer noe økt arbeidsbyrde for nettselskapene som følge av mer detaljert rapportering.

Når det gjelder økonomiske konsekvenser, har vi beregnet effekter (samlet og enkeltvis) for alle foreslåtte endringer. Beregningene er basert på gjennomsnittlige data for årene 2009-2013 slik at årlige variasjoner i data (eksempelvis pensjonskostnader) ikke skal påvirke resultatene for mye. Vi viser endring i inntektsramme samt hva som skyldes endringen (nytt vekstsystem, ny regulering av sentralnett eller nye rammevilkår) i vedlegg til rapporten. For mer detaljert informasjon vises det til Excel ark «Effekt av modellendringer.xlsx» på følgende sti:

NVE.no (forside) > Kraftmarked > Økonomisk regulering av nettselskap > Aktuelle prosjekter > Kostnadsnormer fra 2016

I figur 3 vises den prosentvise endringen i samlet inntektsramme som følge av den foreslåtte modellen. Denne modellen har et nytt sett av vektorer i regionalnett, nye rammevilkår i distribusjonsnett og en ny måte å behandle kostnadene i sentralnettet.



Figur 3. Estimert endring i prosent i inntektsramme ved overgang til ny modell.

De økonomiske konsekvensene virker beskjedne for de fleste selskapene med en gjennomsnittlige økning på 0,8 prosent. Enkelte selskaper vil imidlertid oppleve en

relativt stor reduksjon i inntektsramme. Det er spesielt selskaper med anlegg i sentralnett som opplever de største reduksjonene. Endringer i vektsystemet, spesielt finere inndeling på sjøkabler og introduksjon av DKS-oppgave ser også ut til å ha effekt for enkeltsselskaper.

I denne rapportens vedlegg vises en tabell over alle endringer i inntektsramme som følge av endringsforslagene.

7.2 Konsekvenser for nettkundene

Forslagene innebærer ingen administrative konsekvenser for nettkundene.

Forslagene vil medføre en inntektsfordeling mellom nettselskapene som vil påvirke tariffgrunnlaget. Dette innebærer at kunder i visse områder vil kunne oppleve en høyere eller lavere tariff over tid som følge av modelleringene.

Vi ser at det er relativt små selskaper som har de største endringene. Det er dermed relativt få kunder som vil merke en eventuell effekt av modellendringene.

7.3 Konsekvenser for myndighetene

Endringene har moderate administrative konsekvenser for myndighetene. Endringene krever ikke endringer i forskrift. Med endringene tilknyttet vektsystemet vil rapporteringen av nettanlegg være noe mer detaljert enn tidligere. Dette medfører noe merarbeid knyttet til datainnsamling og kvalitetssikring. Når det gjelder de øvrige tekniske modellendringene, kan disse løses i det eksisterende modellapparatet som NVE i dag benytter ved fastsettelsen av inntektsrammene.

8 Vurderinger knyttet til felles DEA-modell

I høringen høsten 2014 kommenterte NVE muligheten for en sammenslåing av modellene for distribusjon- og regionalnett. Selskapenes innspill er at de i hovedsak er positive til en slik løsning, men ønsker at det gjøres en grundig jobb i forkant av en slik endring. NVE tolker av innspillene at det ikke er ønskelig med en samlet modell allerede fra 2016, men at de er positive til å bidra i NVEs videre arbeid med dette.

En samlet modell har flere fordeler: En vesentlig fordel er reduserte utfordringer knyttet til kostnadsfordeling mellom virksomhetsområdene. Det er også bedre med en modell som er i stand til å evaluere hele selskapets ressursbruk i sammenheng. Andre fordeler er at vi får mulighet til å evaluere nettapet i regionalnettet, og i tillegg en mer symmetrisk behandling av anlegg i stasjonsvariabelen mellom de ulike nettnivåene.

Konsulentselskapet Xrgia²⁴ har på oppdrag for Energi Norge utarbeidet et notat som beskriver en del prinsipielle betraktninger av en sammenslått modell. Notatet fremhever viktigheten av at investeringsincentivene på hvert nettnivå bør være mest mulig like samt at utvalget av variabler som inngår (både DEA og trinn 2) bør være mest mulig nøytrale, slik at forskjeller i størrelse, andel regionalnett eller andre strukturvariabler ikke påvirker kostnadsnormene.

NVE har laget en tentativ modell som omfatter både distribusjons- og regionalnett. Modellen består av samtlige av oppgavevariablene fra de to separate modellene. Dette innebærer en modell med syv oppgaver:

- Høyspent nett (Km høyspent distribusjonsnett > 1kV)
- Antall nettstasjoner (Nedtransformering fra 1kV)
- Antall kunder i distribusjonsnett
- Vektet verdi luftlinjer i regionalnett
- Vektet verdi jordkabler i regionalnett
- Vektet verdi sjøkabler i regionalnett
- Vektet stasjonsvariabel i regionalnett

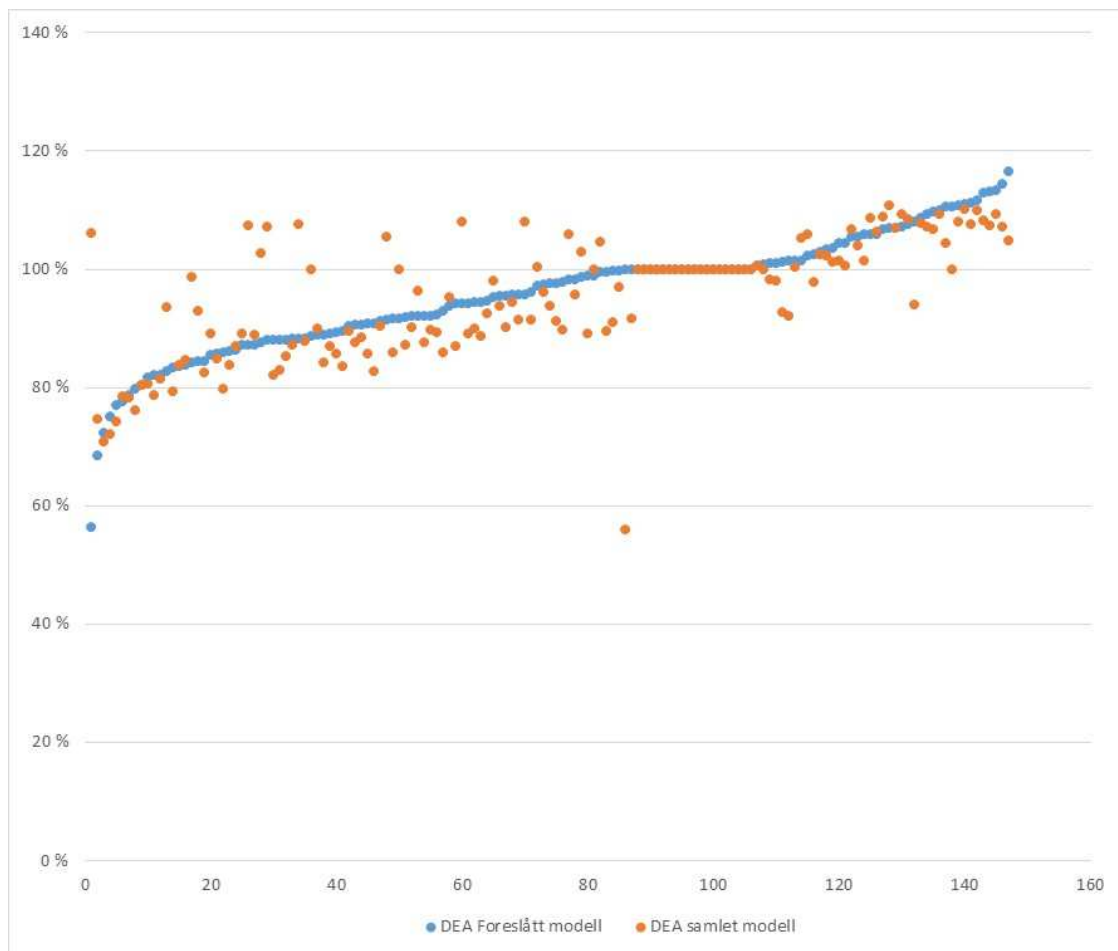
Innsatsfaktoren i modellen er summen av kostnadene på de to nettnivåene, inkludert nettap i regionalnettet. Med så mange oppgaver i modellen får vi naturlig nok et stort antall referenter og en lavere gjennomsnittseffektivitet.

For trinn 2 har vi oppdatert datagrunnlaget slik at regionalnettet inngår i beregning av skog- og helningsvariabler. I den samlede modellen finner vi at de samme variablene som er signifikante i distribusjonsnettet også er signifikante i den sammenslåtte modellen.

²⁴ Prinsipiell drøfting av sammenslåing av effektivitetsmodell for regional- og distribusjonsnett- Kjetil Ingeberg (2015), Ref. 15031

Unntaket er «Frost» og dette kan være fordi den sammenslåtte modellen har en annen sammensetning av referenter (flere selskaper med vinterproblematikk er referenter).

Resultatene fra modellen vises i figur 4. Figuren viser selskapenes DEA-resultater etter trinn 2 i en samlet modell. Vi viser også resultatene fra den nye modellen vi foreslår som sammenligningsgrunnlag. I begge modellene behandles sentralnettet etter ny modell slik at effekten kun viser endringen av distribusjons- og regionalnettsmodellen.



Figur 4. Selskapers DEA-resultater (etter trinn 2) fra den foreslåtte modellen og en samlet modell for distribusjon- og regionalnett.

Vi ser at enkelte selskaper får en stor endring i sitt resultat som følge av en sammenslått modell. Det er nødvendig å studere resultatene nærmere før vi evt. kan ta i bruk en sammenslått modell. Vi mener det kan være hensiktsmessig å gjøre nye helhetsvurderinger av oppgavesammensetningen. Det bør blant annet vurderes om antall oppgavevariabler kan reduseres, for eksempel ved å slå sammen luftlinjer, jordkabler og sjøkabler til én variabel for regionalnettet. Dette er noe vi ønsker å jobbe videre med, i samarbeid med bransjen

Vedlegg

Tabell 1 viser inntektsramme gitt gammel modell og ny foreslått modell. Den viser også effektene av den nye reguleringen av sentralnettsvirksomheten, effekt av nytt vektsystem og effekt av ny modell for distribusjonsnett. Sammenligningsgrunnlaget er hva inntektsrammen ville blitt, gitt modellene slik de var i varsel om inntektsramme for 2015. Kostnadsgrunnlaget er et snitt av kostnadene for årene 2009-2011. Alle tall er i tusen kroner.

Tabell 1

Selskap	Kostnadsgrunnlag	IR gammel modell	IR ny modell	%-endring i IR	Effekt Ny modell Snett	Effekt Nytt vekt-system	Effekt Ny modell Dnett
Agder Energi Nett AS	993181	969594	978273	0.9 %	0.6 %	0.6 %	-0.3 %
Aktieselskabet Saudefaldene	25530	24886	23512	-5.5 %	3.5 %	-9.0 %	0 %
Alta Kraftlag SA	83827	83048	84540	1.8 %	0.2 %	-0.1 %	1.8 %
Andøy Energi AS	34722	33306	33826	1.6 %	0.8 %	-0.6 %	1.3 %
Arendals Fossekompagni ASA	4780	4780	4780	0 %	0 %	0 %	0 %
AS Eidefoss	80222	86916	86566	-0.4 %	0.3 %	-0.2 %	-0.5 %
Askøy Energi AS	43502	46638	46381	-0.6 %	0.4 %	-0.3 %	-0.7 %
Aurland Energiverk AS	18002	17456	17520	0.4 %	0 %	0 %	0.4 %
Austevoll Kraftlag BA	29756	24132	24788	2.7 %	0 %	0 %	2.7 %
Ballangen Energi AS	21081	22341	22422	0.4 %	0 %	0 %	0.4 %
Bindal Kraftlag SA	11849	10909	10736	-1.6 %	0 %	0 %	-1.6 %
BKK Nett AS	1064055	1062793	1059685	-0.3 %	0.3 %	0.3 %	-0.9 %
Dalane energi IKS	95812	91552	90298	-1.4 %	0.3 %	-0.2 %	-1.5 %
Dragefossen Kraftanlegg AS	22621	21050	21099	0.2 %	0 %	0 %	0.2 %
Drangedal Elverk KF	23152	23833	23538	-1.2 %	0 %	0 %	-1.2 %
Driva Kraftverk	3292	3302	3303	0 %	0.1 %	-0.1 %	0 %
EB Nett AS	341920	351393	355787	1.3 %	0.9 %	-0.7 %	1.0 %
E-CO Energi AS	37844	41372	37962	-8.2 %	-8.0 %	-0.3 %	0 %
Eidsiva Nett AS	948714	964228	957193	-0.7 %	-0.2 %	-0.6 %	0.1 %
Elkem AS Bjølvfossen	2126	2126	2126	0 %	0 %	0 %	0 %
Elverum Nett AS	64503	62072	61745	-0.5 %	0 %	0 %	-0.5 %
Energi 1 Follo Røyken AS	112628	120385	121290	0.8 %	0 %	0 %	0.8 %
Etne Elektrisitetslag	12716	12257	12106	-1.2 %	0 %	0 %	-1.2 %
Evenes Kraftforsyning AS	12351	10969	11022	0.5 %	0 %	0 %	0.5 %
Fauske Lysverk AS	37541	33691	33864	0.5 %	0 %	0 %	0.5 %
Finnås Kraftlag	43051	40218	40243	0.1 %	0 %	0 %	0.1 %
Fitjar Kraftlag SA	20118	18201	18855	3.6 %	0 %	0 %	3.6 %
Fjelberg Kraftlag SA	13126	11821	12176	3.0 %	0 %	0 %	3.0 %
Flesberg Elektrisitetsverk AS	21571	19690	19793	0.5 %	0 %	0 %	0.5 %

Selskap	Kostnads- grunnlag	IR gammel modell	IR ny modell	%- endring i IR	Effekt Ny modell Snett	Effekt Nytt vekt- system	Effekt Ny modell Dnett
Forsand Elverk Kommunalt Føretak i Forsand	11124	10351	10261	-0.9 %	0 %	0 %	-0.9 %
Fortum Distribution AS	381276	383769	366938	-4.4 %	0 %	0 %	-4.4 %
Fosenkraft AS	43697	44661	43971	-1.5 %	0 %	0 %	-1.5 %
Fredrikstad Energi Nett AS	130937	135326	132087	-2.4 %	0 %	0 %	-2.4 %
Fusa Kraftlag SA	27821	25064	24819	-1.0 %	0 %	0 %	-1.0 %
Gassco AS	452	452	452	0 %	0 %	0 %	0 %
Gauldal Nett AS	29798	31461	31457	0 %	0 %	0 %	0 %
Gudbrandsdal Energi AS	87818	88364	87693	-0.8 %	0.3 %	-0.8 %	-0.2 %
Hadeland Energinett AS	87739	93082	93279	0.2 %	0.3 %	-1.1 %	1.0 %
Hafslund Nett AS	2457894	2576566	2584512	0.3 %	-1.3 %	1.4 %	0 %
Hallingdal Kraftnett AS	115822	118647	118891	0.2 %	-0.4 %	-0.6 %	1.2 %
Hammerfest Energi Nett AS	70101	63599	66126	4.0 %	0.7 %	-0.5 %	3.8 %
Hardanger Energi AS	47652	49440	49618	0 %	0 %	0 %	0 %
Haugaland Kraft AS	331923	307532	303070	-1.5 %	0.2 %	-0.2 %	-1.4 %
HelgelandsKraft AS	398638	375840	376474	0.2 %	0.4 %	-0.6 %	0.4 %
Hemne Kraftlag SA	27897	27026	27124	0.4 %	0 %	0 %	0.4 %
Hemsedal Energi KF	28928	29863	30313	1.5 %	0 %	0 %	1.5 %
Herøya Nett AS	17055	17055	17055	0 %	0 %	0 %	0 %
Hjartdal Elverk AS	13938	13113	13238	1.0 %	0 %	0 %	1.0 %
Hurum Energiverk AS	30687	29896	30252	1.2 %	0 %	0 %	1.2 %
Hydro Aluminium AS	14702	14702	14702	0 %	0 %	0 %	0 %
Høland og Setskog Elverk	32577	29456	28965	-1.7 %	0 %	0 %	-1.7 %
Hålogaland Kraft AS	147172	141345	142317	0.7 %	0.3 %	-0.5 %	0.8 %
Istad Nett AS	144595	149532	149588	0.0 %	0.4 %	-0.3 %	-0.1 %
Jæren Everk Kommunalt foretak i Hå	40386	41957	41426	-1.3 %	0 %	0 %	-1.3 %
Klepp Energi AS	35507	35150	34902	-0.7 %	0 %	0 %	-0.7 %
Kraftverkene i Orkla DA	14816	15371	15435	0.4 %	1.5 %	-1.1 %	0 %
Kragerø Energi AS	51178	47788	47565	-0.5 %	0.4 %	-1.8 %	0.9 %
Krødsherad Everk KF	11909	12549	12681	1.1 %	0 %	0 %	1.1 %
Kvam Kraftverk AS	37127	35338	35421	0.2 %	0 %	0 %	0.2 %
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	24352	25205	25154	0 %	0 %	0 %	0 %
Kvinnherad Energi AS	47961	43847	43244	-1.4 %	0 %	0 %	-1.4 %
Kvænangen Kraftverk AS	3635	3635	3635	0 %	0 %	0 %	0 %
Lier Everk AS	52812	51018	51588	1.1 %	0 %	0 %	1.1 %
Lofotkraft AS	170670	155435	154379	-0.7 %	0.5 %	-3.8 %	2.6 %
Luostejok Kraftlag AL	46891	42141	42041	-0.2 %	0.6 %	-0.4 %	-0.4 %
Luster Energiverk AS	23629	23493	23422	-0.3 %	0 %	0 %	-0.3 %

Selskap	Kostnads- grunnlag	IR gammel modell	IR ny modell	%- endring i IR	Effekt Ny modell Snett	Effekt Nytt vekt- system	Effekt Ny modell Dnett
Lyse Elnett AS	671653	727261	718358	-1.2 %	0.4 %	-0.4 %	-1.2 %
Lyse Produksjon AS	3429	3429	3429	0 %	0 %	0 %	0 %
Lyse Sentralnett AS	6599	6599	6599	0 %	0 %	0 %	0 %
Lærdal Energi AS	18616	17053	17011	0 %	0 %	0 %	0 %
Løvenskiold Fossum Kraft	4438	4438	4438	0 %	0 %	0 %	0 %
Meløy Energi AS	34954	32983	33276	0.9 %	0 %	0 %	0.9 %
Midt Nett Buskerud AS	79485	75827	75572	-0.3 %	0.4 %	-0.7 %	-0.1 %
Midt-Telemark Energi AS	57738	58588	58127	-0.8 %	0 %	0 %	-0.8 %
Mo Industripark AS	30424	30424	30424	0 %	0 %	0 %	0 %
Modalen Kraftlag BA	3340	3340	3340	0 %	0 %	0 %	0 %
Mørenett	448407	414101	417654	0.9 %	1.1 %	0 %	-0.2 %
Neset Kraft AS	18428	17212	17451	1.4 %	0 %	0 %	1.4 %
Nordkraft Energi AS	78587	69742	67878	-2.7 %	0.7 %	-4.5 %	1.1 %
Nordkyn Kraftlag AL	29759	27009	28222	4.5 %	0.7 %	-0.5 %	4.3 %
Nordlandsnett AS	204339	205592	207089	0.7 %	0.5 %	-0.3 %	0.6 %
Nordmøre Energiverk AS	183248	177542	176881	-0.4 %	0.5 %	-0.4 %	-0.5 %
Nord-Salten Kraft AS	68976	73007	72977	0.0 %	0.8 %	-0.5 %	0 %
Nordvest Nett AS	45459	46604	46383	-0.5 %	0 %	0 %	-0.5 %
Nord-Østerdal Kraftlag SA	70199	73470	72472	-1.4 %	0 %	0 %	-1.4 %
Nore Energi AS	16629	15718	15841	0.8 %	0 %	0 %	0.8 %
Norsk Hydro Produksjon AS	4546	4546	4546	0 %	0 %	0 %	0 %
Notodden Energi AS	59895	52512	52569	0 %	0 %	0 %	0 %
NTE Nett AS	540828	563265	560418	-0.5 %	0.3 %	-0.3 %	-0.5 %
Odda Energi AS	43890	45741	45752	0 %	-1.7 %	0.1 %	1.6 %
Oppdal Everk AS	29944	29687	29619	-0.2 %	0 %	0 %	-0.2 %
Opplandskraft DA	8884	6956	6545	-5.9 %	1.4 %	-7.3 %	0 %
Orkdal Energi AS	31672	32278	32327	0.2 %	0 %	0 %	0.2 %
Porsa Kraftlag AS	568	568	568	0 %	0 %	0 %	0 %
Rakkestad Energi AS	25582	25848	25178	-2.6 %	0 %	0 %	-2.6 %
Rauland Kraftforsyningslag SA	24716	22254	22823	2.6 %	0 %	0 %	2.6 %
Rauma Energi AS	40647	37741	37762	0.1 %	0 %	0 %	0.1 %
Repvåg Kraftlag SA	63511	56348	58902	4.5 %	0.6 %	-0.4 %	4.4 %
Ringeriks-Kraft Nett AS	105809	103950	105468	1.5 %	0 %	0 %	1.5 %
Rissa Kraftlag BA	22229	19883	19620	-1.3 %	0 %	0 %	-1.3 %
Rollag Elektrisitetsverk SA	12093	11081	11285	1.8 %	0 %	0 %	1.8 %
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	45621	45114	47244	4.7 %	0 %	0 %	4.7 %
Røros Elektrisitetsverk AS	29773	29594	29447	-0.5 %	0 %	0 %	-0.5 %
Sandøy Energi AS	9097	9174	9992	8.9 %	0 %	0 %	8.9 %
Selbu Energiverk AS	23618	22700	22804	0 %	0 %	0 %	0 %

Selskap	Kostnads- grunnlag	IR gammel modell	IR ny modell	%- endring i IR	Effekt Ny modell Snett	Effekt Nytt vekt- system	Effekt Ny modell Dnett
SFE Nett AS	263688	260797	254543	-2.4 %	-1.2 %	-1.1 %	0 %
Sira Kvina Kraftselskap	6081	6081	6081	0 %	0 %	0 %	0 %
Skagerak Nett AS	935166	976267	990169	1.4 %	0.5 %	0.4 %	0.5 %
Skjåk Energi KF	20203	17330	17417	0.5 %	0 %	0 %	0.5 %
SKL Nett AS	148886	146924	138505	-5.7 %	-3.4 %	-2.6 %	0 %
Skånevik Ølen Kraftlag	26656	25409	25175	-0.9 %	0 %	0 %	-0.9 %
Sognekraft AS	71328	70801	70817	0.0 %	0.8 %	-0.5 %	-0.3 %
Stange Energi Nett AS	62236	63040	63147	0.2 %	0.2 %	-1.4 %	1.3 %
Statkraft Energi AS	1171	1171	1171	0 %	0 %	0 %	0 %
Stranda Energiverk AS	25178	23094	23549	2.0 %	0 %	0 %	2.0 %
Stryn Energi AS	31600	29986	29771	-0.7 %	0 %	0 %	-0.7 %
Suldal Elverk KF	37885	36941	36844	-0.3 %	0.3 %	-0.2 %	-0.3 %
Sunndal Energi KF	31283	28851	29043	0.7 %	0 %	0 %	0.7 %
Sunnfjord Energi AS	142199	137708	138544	0.6 %	1.2 %	-0.9 %	0.2 %
Svorka Energi AS	55051	54781	54981	0 %	0 %	0 %	0 %
Svorka Produksjon AS	779	779	779	0 %	0 %	0 %	0 %
Sykkylven Energi AS	23568	23556	23713	0.7 %	0 %	0 %	0.7 %
Sør Aurdal Energi AS	22906	22316	22585	1.2 %	0 %	0 %	1.2 %
Sørfold Kraftlag SA	14064	11432	11403	-0.3 %	0 %	0 %	-0.3 %
Tinfos AS	1796	1796	1796	0 %	0 %	0 %	0 %
Tinn Energi AS	49950	45065	45800	1.6 %	0 %	0 %	1.6 %
Trollfjord Kraft AS	48471	44213	44856	1.5 %	0.1 %	-1.4 %	2.7 %
Troms Kraft Nett AS	448501	459541	468574	2.0 %	0.7 %	0 %	1.3 %
Trøgstad Elverk AS	17494	19098	18991	-0.6 %	0 %	0 %	-0.6 %
TrønderEnergi Kraft AS	15161	15161	15161	0 %	0 %	0 %	0 %
TrønderEnergi Nett AS	644419	625558	625858	0.0 %	0.4 %	0.1 %	-0.4 %
Tysnes Kraftlag SA	25919	22527	22595	0.3 %	0 %	0 %	0.3 %
Ustekveikja Kraftverk DA	388	388	388	0 %	0 %	0 %	0 %
Uvdal Kraftforsyning AL	13030	11045	11075	0.3 %	0 %	0 %	0.3 %
Valdres Energiverk AS	69719	67540	67370	-0.3 %	0 %	0 %	-0.3 %
Vang Energiverk KF	17530	16009	16272	1.6 %	0 %	0 %	1.6 %
Varanger Kraftnett AS	166948	149659	150445	0.5 %	0.0 %	-0.9 %	1.4 %
Vesterålskraft Nett AS	87221	81058	82778	2.1 %	0 %	0 %	2.1 %
Vest-Telemark Kraftlag AS	107757	103177	104110	0.9 %	0.6 %	-0.5 %	0.7 %
Vinstra Kraftselskap DA	562	562	562	0 %	0 %	0 %	0 %
VOKKS Nett AS	73269	72411	72769	0.5 %	0 %	0 %	0.5 %
Voss Energi AS	69749	66461	66457	0.0 %	0.6 %	-1.1 %	0.5 %
Yara Norge AS	14871	14871	14871	0 %	0 %	0 %	0 %
Ymber AS	81877	86435	87321	1.0 %	0.6 %	-0.5 %	0.8 %

Selskap	Kostnads- grunnlag	IR gammel modell	IR ny modell	%- endring i IR	Effekt Ny modell Snett	Effekt Nytt vekt- system	Effekt Ny modell Dnett
Ørskog Energi AS	20833	22379	22498	0.5 %	0 %	0 %	0.5 %
Øvre Eiker Nett AS	54423	49501	49812	0.6 %	0 %	0 %	0.6 %
Årdal Energi KF	24116	21342	21858	2.4 %	0 %	0 %	2.4 %

Tabell 2 viser effekten av rammevilkårskorrigerings i distribusjonsnettet for alle selskaper. For en beskrivelse av variablene, vises det til kapittel 6.2

Tabell 2

Selskap	DEA- resultat	Sum korleksjon	Korreksjon Jordkabel	Korreksjon Skog4	Korreksjon Geo1	Korreksjon Geo2	Korreksjon Geo3
Agder Energi Nett AS	83 %	-2 %	-4 %	3 %	1 %	-4 %	1 %
Alta Kraftlag SA	81 %	5 %	0 %	-1 %	0 %	1 %	4 %
Andøy Energi AS	75 %	2 %	2 %	-2 %	-4 %	1 %	4 %
AS Eidefoss	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Askøy Energi AS	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Aurland Energiverk AS	60 %	22 %	8 %	0 %	14 %	3 %	-2 %
Austevoll Kraftlag BA	44 %	16 %	-3 %	3 %	-1 %	19 %	-2 %
Ballangen Energi AS	93 %	2 %	-1 %	-1 %	3 %	1 %	1 %
Bindal Kraftlag SA	74 %	-2 %	-2 %	2 %	-1 %	1 %	-2 %
BKK Nett AS	80 %	2 %	2 %	0 %	4 %	-4 %	0 %
Dalane energi IKS	70 %	6 %	5 %	0 %	5 %	-2 %	-2 %
Dragefossen Kraftanlegg	68 %	8 %	4 %	1 %	5 %	-2 %	0 %
Drangedal Elverk KF	83 %	6 %	2 %	6 %	0 %	0 %	-3 %
EB Nett AS	84 %	5 %	7 %	0 %	-2 %	-7 %	5 %
Eidsiva Nett AS	86 %	1 %	1 %	3 %	-1 %	-2 %	1 %
Elverum Nett AS	72 %	0 %	2 %	3 %	-4 %	-3 %	1 %
Energi 1 Follo Røyken AS	98 %	-1 %	1 %	3 %	-2 %	-6 %	2 %
Etne Elektrisitetslag	70 %	11 %	9 %	-1 %	7 %	-1 %	-3 %
Evenes Kraftforsyning AS	67 %	4 %	1 %	0 %	2 %	0 %	1 %
Fauske Lysverk AS	65 %	3 %	4 %	-2 %	2 %	-5 %	3 %
Finnås Kraftlag	62 %	7 %	-2 %	4 %	-2 %	8 %	-2 %
Fitjar Kraftlag SA	49 %	30 %	5 %	0 %	1 %	28 %	-4 %
Fjelberg Kraftlag SA	55 %	20 %	2 %	9 %	1 %	10 %	-2 %
Flesberg Elektrisitetsverk AS	69 %	2 %	1 %	7 %	-3 %	-4 %	1 %
Forsand Elverk	59 %	13 %	8 %	2 %	7 %	1 %	-5 %

Selskap	DEA- resultat	Sum korleksjon	Korleksjon Jordkabel	Korleksjon Skog4	Korleksjon Geo1	Korleksjon Geo2	Korleksjon Geo3
Fortum Distribution AS	84 %	-6 %	0 %	2 %	-3 %	-5 %	0 %
Fosenkraft AS	81 %	-1 %	1 %	-2 %	-1 %	3 %	-1 %
Fredrikstad Energi Nett AS	89 %	-7 %	3 %	-4 %	-4 %	-3 %	1 %
Fusa Kraftlag SA	52 %	13 %	1 %	4 %	10 %	1 %	-3 %
Gauldal Nett AS	93 %	3 %	1 %	1 %	1 %	0 %	1 %
Gudbrandsdal Energi AS	83 %	2 %	2 %	1 %	1 %	-2 %	0 %
Hadeland Energinett AS	91 %	5 %	0 %	2 %	2 %	-1 %	2 %
Hafslund Nett AS	94 %	0 %	6 %	2 %	-3 %	-7 %	2 %
Hallingdal Kraftnett AS	87 %	7 %	6 %	-2 %	2 %	-2 %	3 %
Hammerfest Energi Nett AS	67 %	6 %	0 %	-2 %	0 %	0 %	9 %
Hardanger Energi AS	76 %	19 %	4 %	4 %	11 %	1 %	-3 %
Haugaland Kraft AS	69 %	-2 %	1 %	0 %	1 %	-4 %	-1 %
HelgelandsKraft AS	71 %	4 %	0 %	1 %	0 %	4 %	0 %
Hemne Kraftlag SA	74 %	8 %	0 %	4 %	3 %	2 %	-1 %
Hemsedal Energi KF	80 %	7 %	6 %	-6 %	2 %	0 %	6 %
Hjartdal Elverk AS	66 %	12 %	5 %	3 %	4 %	0 %	0 %
Hurum Energiverk AS	76 %	5 %	3 %	6 %	0 %	-5 %	2 %
Høland og Setskog Elverk	71 %	-6 %	-3 %	4 %	-3 %	-3 %	-1 %
Hålogaland Kraft AS	80 %	-1 %	-3 %	-3 %	1 %	0 %	4 %
Istad Nett AS	81 %	6 %	1 %	3 %	1 %	2 %	-1 %
Jæren Everk	83 %	4 %	13 %	-2 %	-3 %	-3 %	-2 %
Klepp Energi AS	82 %	-5 %	10 %	-4 %	-4 %	-5 %	-1 %
Kragerø Energi AS	68 %	6 %	-2 %	2 %	-1 %	7 %	0 %
Krødsherad Everk KF	90 %	9 %	2 %	10 %	-1 %	-2 %	-1 %
Kvam Kraftverk AS	64 %	12 %	2 %	3 %	9 %	-2 %	0 %
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	87 %	1 %	1 %	0 %	-1 %	-1 %	1 %
Kvinnherad Energi AS	60 %	9 %	0 %	2 %	11 %	0 %	-3 %
Lier Everk AS	78 %	5 %	5 %	0 %	1 %	-4 %	2 %
Lofotkraft AS	55 %	13 %	-1 %	-2 %	0 %	14 %	3 %
Luostejok Kraftlag AL	72 %	-4 %	1 %	-1 %	-3 %	-2 %	1 %
Luster Energiverk AS	77 %	10 %	0 %	1 %	11 %	-2 %	-1 %
Lyse Elnett AS	90 %	3 %	5 %	-2 %	3 %	-3 %	0 %
Lærdal Energi AS	64 %	9 %	5 %	-1 %	7 %	-2 %	-1 %
Meløy Energi AS	67 %	12 %	2 %	0 %	3 %	6 %	-1 %
Midt Nett Buskerud AS	69 %	4 %	3 %	4 %	0 %	-3 %	0 %
Midt-Telemark Energi AS	80 %	4 %	3 %	4 %	-1 %	-2 %	-1 %
MØRENETT AS	65 %	4 %	1 %	-1 %	6 %	-3 %	1 %

Selskap	DEA- resultat	Sum korleksjon	Korleksjon Jordkabel	Korleksjon Skog4	Korleksjon Geo1	Korleksjon Geo2	Korleksjon Geo3
Narvik Energinett AS	61 %	2 %	0 %	-4 %	5 %	-4 %	5 %
Neset Kraft AS	65 %	17 %	1 %	7 %	10 %	1 %	-2 %
Nordkyn Kraftlag AL	67 %	10 %	0 %	-1 %	-1 %	2 %	9 %
Nordlandsnett AS	80 %	2 %	-1 %	-3 %	2 %	1 %	4 %
Nordmøre Energiverk AS	73 %	1 %	0 %	5 %	-1 %	-1 %	-1 %
Nord-Salten Kraft AS	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
NTE Nett AS	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Nordvest Nett AS	82 %	5 %	-1 %	-1 %	5 %	4 %	-1 %
Nord-Østerdal Kraftlag SA	96 %	-4 %	-1 %	0 %	-2 %	-1 %	-1 %
Nore Energi AS	64 %	14 %	8 %	4 %	3 %	0 %	-1 %
Notodden Energi AS	54 %	8 %	7 %	5 %	-1 %	-3 %	-1 %
Odda Energi AS	72 %	15 %	6 %	-3 %	10 %	-5 %	6 %
Oppdal Everk AS	84 %	-3 %	2 %	-5 %	-1 %	-3 %	3 %
Orkdal Energi AS	81 %	2 %	1 %	1 %	1 %	-4 %	2 %
Rakkestad Energi AS	88 %	-5 %	0 %	-1 %	-2 %	-1 %	-2 %
Rauland Kraftforsyningslag	79 %	0 %	0 %	-1 %	-2 %	-2 %	6 %
Rauma Energi AS	63 %	13 %	2 %	3 %	9 %	0 %	-2 %
Repvåg Kraftlag SA	59 %	11 %	3 %	-1 %	-2 %	4 %	8 %
Ringeriks-Kraft Nett AS	72 %	9 %	3 %	5 %	0 %	0 %	1 %
Rissa Kraftlag BA	69 %	-2 %	1 %	-3 %	1 %	-1 %	0 %
Rollag Elektrisitetsverk SA	64 %	15 %	8 %	9 %	0 %	-1 %	-1 %
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	62 %	29 %	0 %	0 %	-1 %	33 %	-2 %
Rørørs Elektrisitetsverk AS	96 %	-10 %	-4 %	-2 %	-4 %	-4 %	4 %
Sandøy Energi AS	49 %	55 %	3 %	-2 %	-5 %	62 %	-4 %
Selbu Energiverk AS	68 %	9 %	3 %	4 %	3 %	-1 %	0 %
SFE Nett AS	65 %	13 %	1 %	4 %	7 %	4 %	-3 %
Skagerak Nett AS	88 %	4 %	5 %	4 %	-2 %	-6 %	2 %
Skjåk Energi KF	65 %	1 %	2 %	-1 %	-1 %	0 %	2 %
SKL Nett AS	62 %	11 %	6 %	9 %	0 %	-4 %	0 %
Skånevik Ølen Kraftlag	60 %	11 %	2 %	2 %	9 %	0 %	-2 %
Sognekraft AS	69 %	15 %	2 %	3 %	12 %	0 %	-2 %
Stange Energi Nett AS	84 %	-1 %	1 %	1 %	-1 %	-2 %	1 %
Stranda Energiverk AS	58 %	22 %	4 %	2 %	16 %	0 %	0 %
Stryn Energi AS	67 %	9 %	1 %	2 %	9 %	-1 %	-1 %
Suldal Elverk KF	63 %	17 %	3 %	6 %	11 %	1 %	-4 %
Sunndal Energi KF	59 %	13 %	3 %	3 %	9 %	-2 %	0 %
Sunnfjord Energi AS	71 %	14 %	0 %	4 %	9 %	3 %	-2 %

Selskap	DEA- resultat	Sum korleksjon	Korleksjon Jordkabel	Korleksjon Skog4	Korleksjon Geo1	Korleksjon Geo2	Korleksjon Geo3
Svorka Energi AS	73 %	11 %	0 %	7 %	5 %	0 %	-1 %
Sykkylven Energi AS	72 %	12 %	4 %	0 %	9 %	-2 %	1 %
Sør Aurdal Energi AS	65 %	14 %	6 %	5 %	3 %	0 %	0 %
Sørfold Kraftlag SA	55 %	5 %	1 %	0 %	6 %	-2 %	0 %
Tinn Energi AS	63 %	6 %	4 %	1 %	0 %	-3 %	3 %
Trollfjord Kraft AS	78 %	13 %	1 %	-2 %	-1 %	12 %	3 %
Troms Kraft Nett AS	91 %	3 %	-1 %	-2 %	1 %	0 %	5 %
Trøgstad Elverk AS	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
TrønderEnergi Nett AS	83 %	-6 %	-1 %	-3 %	-1 %	-4 %	3 %
Tysnes Kraftlag SA	53 %	11 %	-5 %	12 %	5 %	3 %	-3 %
Uvdal Kraftforsyning AL	58 %	3 %	1 %	1 %	0 %	-2 %	1 %
Valdres Energiverk AS	74 %	1 %	3 %	-4 %	1 %	-2 %	2 %
Vang Energiverk KF	68 %	6 %	3 %	-4 %	2 %	1 %	4 %
Varanger Kraftnett AS	70 %	0 %	0 %	-1 %	-3 %	-1 %	5 %
Vesterålskraft Nett AS	70 %	7 %	1 %	-2 %	-1 %	6 %	4 %
Vest-Telemark Kraftlag AS	79 %	8 %	1 %	7 %	2 %	-2 %	0 %
VOKKS Nett AS	81 %	2 %	-2 %	5 %	-1 %	-1 %	1 %
Voss Energi AS	63 %	11 %	1 %	4 %	8 %	-3 %	1 %
Ymber AS	97 %	2 %	0 %	-1 %	-2 %	2 %	3 %
Ørskog Energi AS	89 %	8 %	-1 %	3 %	7 %	-3 %	1 %
Øvre Eiker Nett AS	64 %	6 %	8 %	1 %	0 %	-3 %	1 %
Årdal Energi KF	57 %	13 %	6 %	1 %	6 %	-4 %	4 %



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

