



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Infoskriv RME-Ø 4/2019: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2020

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2020. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhold

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2020	2
1.1	Endring av kalibreringsgrunnlag	2
1.2	Ny beregning av inntektsrammer for 2018 etter datakorreksjoner	2
1.3	Vi avslutter spesialbehandling av Hammerfest Energi Nett AS	2
1.4	Endrede betingelser for referanseselskaper i regionalt distribusjonsnett	2
2.	Om beregning av inntektsramme	3
3.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2020	4
3.1	Referanserente for 2020	4
3.1.1	Inflasjon	4
3.1.2	Swaprente	4
3.1.3	Kreditrisikopremie	4
3.1.4	Skattesats	4
3.1.5	Referanserente - 2020	5
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2019	5
3.2	Referansepris på kraft for 2020	5
3.3	Systempris for 2018	6
3.4	KPI-justering	6
3.4.1	KPI lønn	6
3.4.2	KPI	6
4.	Om beregning av kostnadsnormen (K^*)	7
4.1	Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser i trinn 2	8
4.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter	9
4.3	Alternativ beregning av kostnadsnorm	9
4.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA	9
4.3.2	Selskaper som evalueres i egen modell	10
4.3.3	Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper	11
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik	12



1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2020

1.1 Endring av kalibreringsgrunnlag

Vi har endret kalibreringsgrunnlaget fra 2020. Tidligere har vi benyttet avkastningsgrunnlag som fordelingsnøkkelen når vi har kalibrert kostnadsnormene i lokalt og regionalt distribusjonsnett. Fra 2020 inkluderer vi også kapital fra anleggsbidragsfinansiere anlegg i denne fordelingsnøkkelen. Dette er beskrevet i NVE høringsdokument 6/2019¹ og RME-rapport 1/2019².

1.2 Ny beregning av inntektsrammer for 2018 etter datakorreksjoner

I forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6 er det i 2019 lagt til en bestemmelse som gjelder omgjøring av enkeltvedtak om inntektsramme ved feil i datagrunnlaget. Vedtaket kan altså endres etter klage eller omgjøres uten klage, også til ugunst for den vedtaket retter seg mot. Dette skal gjøres i form av korreksjon i enkeltvedtak om inntektsramme senest det andre påfølgende inntektsrammeåret. Vi har derfor gjort en ny beregning av inntektsrammen for 2018, basert på et oppdatert datagrunnlag. Differansen mellom den vedtatte inntektsrammen for 2018 og den oppdaterte inntektsrammen for 2018 legges til eller trekkes fra inntektsrammen for 2020.

1.3 Vi avslutter spesialbehandling av Hammerfest Energi Nett AS

Siden 2010 har enkelte av Hammerfest Energi Nett AS sine anlegg på Melkøya blitt holdt utenfor DEA-analysene i regionalt distribusjonsnett. Dette gjelder andelen av anleggene som ble finansiert med anleggsbidrag. I vårt vedtak (20071455-17 fra 10. mars 2010) skriver vi at denne behandlingen skal vare hele levetiden til anleggene eller «til reguleringen endres på en eller annen måte slik at dette ikke anses som nødvendig». Når vi nå endrer kalibreringsgrunnlaget slik at kapital finansiert med anleggsbidrag inngår, mener vi en fortsatt særbehandling av disse anleggene er unødvendig. Både kostandene og anleggene inngår dermed i DEA-analysene for inntektsrammene for 2020.

1.4 Endrede betingelser for referanseselskaper i regionalt distribusjonsnett

Vi har gjort en ny vurdering av kriteriene for hvilke selskap som kan bestemme normen for andre selskaper i regionalt distribusjonsnett. Vi har kommet frem til at selskaper må ha en gjennomsnittlig kostnad på 50 millioner kroner over fem år for å kunne bli referanseselskaper. Grensen sørger for at det er nettselskaper med en betydelig virksomhet i regionalt distribusjonsnett som kan bestemme norm for andre selskaper. Selskaper med mindre virksomhet i regionalt distribusjonsnett kan bli referanseselskap for sin egen virksomhet, men får altså ikke definere norm for andre selskaper.

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

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



2. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel³:

$$IR = 0,4K + 0,6K^*$$

- *IR*: Inntektsramme.
- *K*: Kostnadsgrunnlag.
- *K**: Kostnadsnorm. Denne regnes ut ved hjelp av sammenlignende analyser av selskapene.

I tillegg korrigerer vi for eventuelle feil i data som ble benyttet til å beregne inntektsrammene for to år siden, og beregner disse inntektsrammene på ny. Differansene mellom vedtatt og ny beregnet inntektsramme inkluderes som en korleksjon i inntektsrammen to år etter. For inntektsrammene for 2020, er det avvikene for inntektsramme 2018 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2020 er det data fra 2018 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med KPI⁴ og Drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer hvor lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»⁵:

$$K_t = DV_{t-2} * (KPI_{\text{lønn}_t} / KPI_{\text{lønn}_{t-2}}) + KILE_{t-2} * (KPI_t / KPI_{t-2}) \\ + NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE}$$

- *DV*: Drift- og vedlikeholdskostnader. Disse inkluderer utbetalinger til kunder ved svært langvarige avbrudd og individuelle KILE-avtaler. Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som et gjennomsnitt for perioden 2014-2018.
- *KILE*: Omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler.
- *NT*: Nettap i MWh, og *P* er referansepris på kraft.
- *AVS*: Avskrivinger på egenfinansiert kapital.
- *AKG*: Avkastningsgrunnlag for egenfinansierte anlegg (inkludert 1 % arbeidskapital), og *r* er referanserente.

Vi har utarbeidet en egen veiledning som nærmere forklarer hvilke verdier fra eRapp som brukes ved beregning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på våre nettsider sammen med varsel om inntektsramme for 2020.

³ Dette er beskrevet i Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

⁴ Tabell 03014, ssb.no

⁵ Tabell 11118, ssb.no



3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2020

3.1 Referanserente for 2020

Referanserenten fastsettes etter følgende formel (jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-3):

$$r = (1 - G) * [(Rf + Infl + \beta_e * MP)/(1 - s)] + G * (Swap + KP)$$

- *G*: Fast gjeldsandel, fastsatt til 60 %.
- *Rf*: Fast nøytral realrente, fastsatt til 1,5 %.
- *Infl*: Årlig justering for inflasjon, beregnet som gjennomsnittet av faktisk inflasjon fra de to siste årene og anslått inflasjon for de to kommende årene. Inflasjonen henter vi fra SSB sine hjemmesider⁶. Dersom gjennomsnittet er negativt, settes det til null.
- *β_e*: Egenkapitalbeta, fastsatt til 0,875.
- *MP*: Fast markedspremie, fastsatt til 5 %.
- *Swap*: Årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente.
- *KP*: Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittrisikopremie, som fremkommer av sprednen mellom på 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet.
- *s*: Skattesats lik gjeldende skattesats for nettselskaper.

3.1.1 Inflasjon

Ved varsel vil gjennomsnittlig inflasjonen være beregnet på estimert inflasjon for inneværende år, samt de tre kommende årene: altså 2019, 2020, 2021 og 2022. SSB har anslått en inflasjon for disse årene på henholdsvis 2,2 %, 1,8 %, 1,9 % og 2 %. Anslagene er sist oppdatert oktober 2019. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2019 – 2022 er **1,98 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker den nyeste observasjonen av swaprenten som estimat på hva denne vil være i 2020. Swaprente per 2. oktober 2019: **1,72 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker den nyeste observasjonen av kredittrisikopremien som estimat på hva denne vil være i 2020. Kredittrisikopremie per 3. oktober 2019: **0,68 %**.

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenten skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: **22 %**. I statsbudsjettet har regjeringen foreslått at selskapsskatten for 2020 skal være uendret på 22 %.

⁶ <https://www.ssb.no/nasjonaltregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/rentetoppen-er-trolig-nadd?tabell=396820>



3.1.5 Referanserente - 2020

Basert på de estimerte størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2020 på **5,47 %**.

3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2019

Renten for 2018 ble estimert til 5,82 % i varsel om inntektsrammer for 2019. Vi har oppdatert forutsetningene i den estimerte renten for 2019 siden varselet som ble sendt ut i 2018. For perioden januar-oktober 2019 har swaprenten i snitt ligget på 1,77 %, inflasjonen på 2,16 % og kredittrisikopremien på 0,80 %. Med disse oppdaterte parameterne er nytt estimat på rente for 2019 på **5,66 %**.

3.2 Referansepris på kraft for 2020

Årlig referansepris på kraft beregnes som en volumveid månedspris, tillagt et påslag på 11 NOK/MWh. Månedspris er gjennomsnittlig lokal områdepris fra markedsplasskonsesjonæren.

Den endelige prisen er ikke kjent før etter utgangen av 2020, og må derfor estimeres ved varsel. I estimeringen har vi brukt kvartalsvise priser på future-kontrakter for 2020 (ENOFUTBLQ1-4-20)⁷. Disse har vi vektet sammen med kvartalsvis forbruk, der vi bruker et snitt for bruttoforbruk per kvartal i alminnelig forsyning for perioden 2002-2018.

	Future-kontrakt	Pris per 15.11.2019, Euro/MWh	Pris per 15.11.2019, NOK/MWh	Syst.pris inkl. 11 kr påslag	Vekt	Vektet pris
1. kvartal	ENOFUTBLQ1-20	42,55	426,78	437,78	0,32	140,95
2. kvartal	ENOFUTBLQ2-20	35,35	354,56	365,56	0,21	76,40
3. kvartal	ENOFUTBLQ3-20	32,65	327,48	338,48	0,18	59,89
4. kvartal	ENOFUTBLQ4-20	38,00	381,14	392,14	0,29	114,55
Referansepris på kraft for 2020						391,78
1 euro = 10,03 NOK per 15.11.2019						

Tabell 1: Referansepris på kraft for 2020

Vi legger til grunn en referansepris på kraft på **391,78 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2020.

⁷ <http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices/history> (prisene ble hentet 18.11.2019).



3.3 Systempris for 2018

Vi bruker systemprisen for 2018 til å beregne nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2018⁸, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning⁹.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk GWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	317,90	9 615	11,9 %	37,96
Februar	382,71	8 947	11,1 %	42,52
Mars	416,31	9 430	11,7 %	48,75
April	375,58	6 798	8,4 %	31,71
Mai	320,18	4 937	6,1 %	19,63
Juni	424,84	4 396	5,5 %	23,19
Juli	491,32	3 866	4,8 %	23,59
August	497,32	4 389	5,5 %	27,11
September	462,58	4 983	6,2 %	28,63
Oktober	407,96	6 615	8,2 %	33,51
November	465,57	7 515	9,3 %	43,45
Desember	505,72	9 038	11,2 %	56,76
Sum 2018		80 527	100,0 %	
Vektet systempris 2018				416,79
Systempris 2018 inkl. 11 kr/MWh				427,79

Tabell 2: Systempris på kraft for 2018

Vi legger til grunn en systempris på kraft på **427,79 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2020.

3.4 KPI-justering

3.4.1 KPI lønn

Drift- og vedlikeholdskostnader prisjusteres med KPI-lønn fra 2018- til 2020-nivå. Indeksen var på 108,8 i 2018, men er ukjent for 2020 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater. SSB forventer vekst på 3,4 % i 2019 og 3,6 % i 2020, som gir en indeks for KPI-lønn på 116,5 for 2020. D&V-kostnader blir derfor justert med faktoren **1,071**.

3.4.2 KPI

KILE prisjusteres med KPI fra 2018- til 2020-nivå. I 2018 var KPI 108,4, men er ukjent for 2020 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater. SSB forventer vekst på 2,2 % for 2019 og 1,8 % for 2020, som gir en indeks for KPI på 112,8 for 2020. KILE blir derfor justert med faktoren **1,041**.

⁸ <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

⁹ SSB tabell 08583



4. Om beregning av kostnadsnormen (K^*)

For selskaper som har transmisjonsnett (utenom Statnett SF) setter vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlag. Vi beregner kostnadsnormer i to trinn for lokalt distribusjonsnett og for regionalt distribusjonsnett:

- Trinn 1: Her benytter vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader. Data fra 2018 måles mot gjennomsnittlige data for perioden 2014 – 2018, og det beregnes et DEA-resultat per selskap.
- Trinn 2: Her benytter vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultatene fra trinn 1 for geografiske rammevilkår.

Kostnadene som inngår i analysene er summen av drift- og vedlikeholdskostnader, KILE, avskrivninger, nettap og avkastning. Nettapskostnaden beregnes ved at det fysiske nettapet multipliseres med systemprisen for 2018 (se kapittel 0). Referanserenten for 2020 brukes for å beregne avkastning på avkastningsgrunnlaget, som er egenfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent.

I det regionale distribusjonsnettet inngår ikke kostnader til kraftsystemutredninger eller KDS eller nettap i analysene.

I det lokale distribusjonsnettet beregnes en normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot overliggende nett, og denne trekkes fra kostnadene som inkluderes i DEA. Vi benytter et vektsystem til å beregne denne normkostnaden.

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
Antall kilometer høyspent nett	ld_hv
Antall nettstasjoner	ld_gs
Antall abonnementer	ld_sub
Trinn 2 – regresjoner	
Andel jordkabler	ldz_hvugs
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet	ldz_s4
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog	ldz_geo1
Geo 2: (Referansevind ² / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	ldz_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_geo3

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett

Regionalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	rd_wv.ol



Vektet verdi jordkabler	rd_wv.uc
Vektet verdi sjøkabler	rd_wv.sc
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg	rd_wv.ss
Trinn 2 – regresjoner	
Geo 1R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rdz_geo1

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalt distribusjonsnett

4.1 Faktoranalyse – for beregning av geografiindekser i trinn 2

Vi benytter faktoranalyse for å beregne de sammensatte geografiindeksene i de to modellene. Faktoranalyse er en samlebetegnelse for statistiske metoder som analyserer samvariasjon mellom variabler. Slike analyser brukes blant annet til å eliminere lineært korrelerte variabler. Vi bruker Principal Component Analysis (PCA). Dette er en teknikk som utleder en faktor som maksimalt utnytter variasjonen i de underliggende variablene.

I tabellen under oppsummerer vi hvilke variabler geografiindeksene er sammensatt av:

Geo1 «Fjellbekk», lokalt distribusjonsnett	Forkortelse
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	ldz_inc.av
Løvskog: Et mål på mengde løvskog.	ldz_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftytelse i konsesjonsområdet.	ldz_cmpp.sz

Geo2 «ØyVind», lokalt distribusjonsnett	Forkortelse
Kystklimavariabel: Kvadrert verdi for vind delt på avstand til kyst.	ldz_wind2_cod
Øyer: Antall forsynte øyer som ligger mer enn 1 km fra fastland eller nærmeste forsynte øy.	ldz_isl.sz
Andel sjøkabel.	ldz_hvsc.s

Geo3 «Frost», lokalt distribusjonsnett	Forkortelse
Snø: Et mål på nedbør som kommer som snø (historisk gjennomsnitt).	ldz_snow
Breddegrad: Et mål på mørketid fra breddegrad 65,9 og nordover .	ldz_lat.av
Islast: Et mål på islast (historisk gjennomsnitt).	ldz_ice.av
Temperatur: Gjennomsnittlig årsmiddeltemperatur, ganget med -1.	ldz_tempneg

Geo1R «HelSkog», regionalt distribusjonsnett	Forkortelse
Skog: Et mål på mengde skog.	rdz_inc.av
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	rdz_f12

Tabell 5: Sammensetning av geografiindekser



4.2 Trinn 2 – Beregning av koeffisienter

Vi korrigerer for hvor mye mer eller mindre rammevilkår et selskap har i forhold til mønsterselskapet. For å finne hvor stor betydning eller «pris» hvert rammevilkår har, benytter vi regresjonsanalyse. DEA-resultatet er avhengig variabel og differansen i rammevilkår mellom mønsterselskap og hvert enkelt selskap er de uavhengige variablene. Figurene under viser resultatene fra regresjonsanalysene i trinn 2.

```
Call:
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.230075 -0.043369 -0.007583  0.053852  0.186589

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.778501   0.012707  61.264 < 0.0000000000000002 ***
z.diff1dz_hvug.s -0.264843   0.068745  -3.853   0.000212 ***
z.diff1dz_f4 -0.397107   0.103548  -3.835   0.000226 ***
z.diff1dz_Geo1 -0.033557   0.005939  -5.650  0.000000166962712 ***
z.diff1dz_Geo2 -0.074155   0.008984  -8.254  0.0000000000000876 ***
z.diff1dz_Geo3 -0.016762   0.006723  -2.493   0.014392 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.0823 on 95 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5463,    Adjusted R-squared:  0.5224
F-statistic: 22.87 on 5 and 95 DF,  p-value: 0.00000000000005297
```

Tabell 6: Resultat fra regresjon i trinn 2, lokalt distribusjonsnett

```
Call:
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.25631 -0.08534  0.00123  0.09785  0.20931

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.70602   0.02127  33.196 <0.0000000000000002 ***
z.diff      -0.03835   0.01770  -2.167   0.0373 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1244 on 34 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.1213,    Adjusted R-squared:  0.0955
F-statistic: 4.695 on 1 and 34 DF,  p-value: 0.03734
```

Tabell 7: Resultat fra regresjon i trinn 2, regionalt distribusjonsnett

Beregningene som ligger til grunn for geografiindeksene og for trinn 2 vil bli oppdatert før vedtak om inntektsrammer for 2020 fattes.

4.3 Alternativ beregning av kostnadsnorm

For enkelte små og spesielle selskaper har vi utarbeidet alternative måter for å beregne kostnadsnormen.

4.3.1 Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA

Selskaper som holdes utenfor DEA vil få en kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget.



For at et selskap skal holdes utenfor DEA-evaluering, må selskapet ha 0 i definert oppgavemengde, eller store årlige variasjoner i data.

For varsel 2020 gjelder dette følgende selskaper i lokalt distribusjonsnett:

Lyse Produksjon AS, Norske Skog Skogn AS, Svorka Produksjon AS og Sør-Norge Aluminium AS.

Og følgende selskaper i regionalt distribusjonsnett:

Luster Energiverk AS, Meløy Energi Nett AS, Statkraft Energi AS, Stryn Energi AS og Sykkylven Energi AS.

4.3.2 Selskaper som evalueres i egen modell

I denne modellen måles selskapenes oppgaver og kostnader mot sine egne femårige historiske gjennomsnitt.

Vi har spesifikke kriterier for hvilke selskaper som skal inngå i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskaper med færre enn 500 abonnemeter eller mindre enn 100 km høyspent nett. I regionalt distribusjonsnett er det selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller 0 km luftlinjer.

For varsel 2020 gjelder dette følgende selskaper i lokalt distribusjonsnett:

	Abonnemeter	Km nett
HERØYA NETT AS	30	117
HYDRO ALUMINIUM AS	17	1
HYDRO ENERGI AS	0	15
MODALEN KRAFTLAG SA	429	33
MO INDUSTRIPARK AS	257	41
TINFOS AS	69	9
YARA NORGE AS	15	47

Og følgende selskaper i regionalt distribusjonsnett:

Selskap	Vektet luftlinjer	Vektet sjøkabel	Vektet stasjonskomponent	Vektet jordkabel	Total oppgave
E-CO ENERGI AS	0	0	2959	709	3667
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ	0	0	3134	0	3134
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS	0	0	94	0	94
LYSE PRODUKSJON AS	0	0	6895	0	6895
MIDT-TELEMARK ENERGI AS	0	0	1447	0	1447
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA	0	0	552	0	552
NOTODDEN ENERGI NETT AS	0	0	2286	711	2997
PORSA KRAFTLAG AS	0	0	998	0	998



RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA	2236	0	1414	11	3660
RAUMA ENERGI AS	0	0	1895	0	1895
STRANDA ENERGI AS	0	0	230	0	230
SVORKA ENERGI AS	967	0	1474	62	2503
TINFOS AS	35	0	1495	0	1530
VOKKS NETT AS	0	0	230	0	230
YARA NORGE AS	0	0	1296	0	1296

4.3.3 Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper

I det regionale distribusjonsnettet finnes det selskaper som kan inngå i DEA-analysene, men som ikke kan definere front for andre selskaper. Dette innebærer at selskapets prestasjon fortsatt kan evalueres i DEA, men det kan altså ikke bestemme kostnadsnormen for andre selskaper. I praksis kjører vi en separat DEA-analyse, der selskapet kan være på front, men hvor kun selskapets eget resultat hentes ut.

Grensen for å kunne være frontselskap for andre er at total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA må være på minimum 50 millioner kroner.

Følgende selskaper behandles på denne måten:

Selskap	5-årig snittkostnad
ALTA KRAFTLAG SA	7 604
ANDØY ENERGI AS	11 256
AS EIDEFOSS	20 771
HARDANGER ENERGI NETT AS	1 748
HEMSEDAL ENERGI KF	5 175
HERØYA NETT AS	14 971
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	7 376
LÆRDAL ENERGI AS	2 734
NORDKYN KRAFTLAG SA	4 688
NORD-SALTEN KRAFT AS	23 216
REPVÅG KRAFTLAG SA	11 608
RØROS E-VERK NETT AS	1 700
STANGE ENERGI NETT AS	3 986
SULDAL ELVERK KF	3 057
VOSS ENERGI NETT AS	8 328
YMBER PRODUKSJON AS	16 656

Selskapene inngår ikke i trinn 2-regresjonen. Det gjør heller ikke selskaper med en gjennomsnittlig total kostnad på under 7 millioner kroner. Selskaper med en gjennomsnittlig total kostnad mellom 7 og 50 millioner kroner som ikke blir frontselskaper, beholdes i den ordinære DEA-kjøringen og inngår i trinn 2-regresjonen.



5. Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2018 benyttet vi justerte 2016-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2018. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2020 rekalibreres for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2018 og kostnadsgrunnlaget som ble benyttet i vedtak om inntektsrammer for 2018. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2018 og 2019. For 2018 er referanserenten på 6,10 % benyttet. For 2019 har vi benyttet estimatet på 5,66 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2018 er 267,8 millioner kroner lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2018. Inntektsrammen for 2020 justeres derfor ned med dette beløpet, pluss renter som utgjør 32,4 millioner kroner.