

# Infoskriv RME-Ø 3/2018: Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2019

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2019. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

## Innhold

1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2019 .....	2
1.1 Referanserente .....	2
2. Om beregning av inntektsramme.....	3
3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2019 .....	4
3.1 Referanserente for 2019 .....	4
3.1.1 Inflasjon.....	4
3.1.2 Swaprente.....	4
3.1.3 Kredittrisikopremie .....	4
3.1.4 Skattesats.....	4
3.1.5 Referanserente - 2019.....	4
3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2018.....	5
3.2 Referansepris på kraft for 2019.....	5
3.3 Systempris for 2017.....	5
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 geografiindekser i trinn 2.....	8
4.2 Trinn 2 – Beregning av koeffisienter.....	8
4.3 Alternativ beregning av kostnadsnorm.....	10
4.3.1 Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA.....	10
4.3.2 Selskaper som evalueres i egen modell .....	10
4.3.3 Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere fronten for andre selskaper.....	11
5. Re-kalibrering – Korreksjon for tidligere avvik.....	12

# **1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2019**

## **1.1 Referanserente**

NVE har foreslått endringer som skal gjelde fra 2019 i modell for fastsettelse av referanserente, og vi legger forslaget til grunn i beregningen av varsel om inntektsrammer.

Fast nøytral realrente er endret fra 2,5 prosent til 1,5 prosent. Vi har også endret kredittpremien som inngår i gjeldsleddet i referanserenten. Endringen innebærer at vi tar inn flere selskap som utsteder kraftobligasjoner i beregningen. Her inngår også selskap som ansees å ha lavere kredittkvalitet enn utvalget som ligger til grunn i gjeldende modell. Vi benytter data som leveres av Nordic Bond Pricing til å beregne kredittpremien.

Regjeringen har i statsbudsjettet for 2019 foreslått å redusere selskapsskatten fra 23 til 22 prosent. Siden denne endringen ikke var vedtatt da vi gjorde utregningene av inntektsrammene, er den ikke inkludert i beregningene. En reduksjon på ett prosentpoeng i skattesatsen, vil føre til en reduksjon av den varslede referanserenten fra 5,82 % til 5,77 %.

## 2. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel<sup>1</sup>:

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

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

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2019 er det data fra 2017 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med KPI<sup>2</sup> og Drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer der lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»<sup>3</sup>:

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

- *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 2012-2016.
- *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 NVEs referansereente.

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 2019.

---

<sup>1</sup> 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)

<sup>2</sup> Tabell 03014, ssb.no

<sup>3</sup> Tabell 11118, ssb.no

### 3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2019

#### 3.1 Referanserente for 2019

Måten referanserenten beregnes er forskriftsfestet, og er basert på følgende formel:

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

- $G$ : 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 hjemmesider<sup>4</sup>. Dersom gjennomsnittet er negativt, settes det til null.
- $\beta_e$ : 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 spreaden 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

Inflasjon er beregnet som gjennomsnittet av faktisk inflasjon fra de to siste årene og anslått inflasjon for de to kommende årene. For 2019 vil det være et gjennomsnitt av årene 2018, 2019, 2020 og 2021. Til varsel 2019 er ingen av disse parameterne kjent. SSB har anslått en inflasjon for disse årene på henholdsvis 2,8 %, 1,7 %, 1,5 % og 2 %. Anslagene er sist oppdatert oktober 2018. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2018 – 2021 er **2 %**.

##### 3.1.2 Swaprente

Vi bruker den nyeste observasjonen av swaprenten som estimat på hva denne vil være i 2019. Gjennomsnittlig swaprente per 4. oktober 2018: **2,05 %**.

##### 3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker den nyeste observasjonen av kredittrisikopremien som estimat på hva denne vil være i 2019. Gjennomsnittlig kredittrisikopremie per 5. oktober 2018: **0,84 %**.

##### 3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenten skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: **23 %**. I statsbudsjettet har regjeringen foreslått å senke denne til 22 %. Dersom dette blir vedtatt, vil vi benytte 22 % skattesats i vedtak om inntektsrammer for 2019.

##### 3.1.5 Referanserente - 2019

---

<sup>4</sup> <https://www.ssb.no/nasjonaltregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/hoykonjunktur-i-sikte?tabell=360825>

Basert på de estimerte størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2019 på **5,82 %**.

### 3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2018

Renten for 2017 ble estimert til 5,88 % i varsel om inntektsrammer for 2018. For 2018 gjelder fortsatt rentemodellen for de foreslåtte endringene, og vi har oppdatert forutsetningene i renten for 2018. For perioden januar-oktober 2018 har swaprenten i snitt ligget på 1,85 %, inflasjonen på 1,96 % og kredittrisikopremien på 0,58 %. Med disse oppdaterte parameterne er nytt estimat på rente for 2018 på **6,05 %**.

### 3.2 Referansepris på kraft for 2019

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 2019, og må derfor estimeres. NVE benytter forwardpriser for 2019 som et estimat på referanseprisen. I estimatet legger vi kvartalsvise *systempriser* (ikke områdepriser) for 2019 til grunn. Siden vi ikke har informasjon om flaskehals og andre løpende forhold i kraftsystemet, er det enklest å predikere en framtidig systempris isteden for framtidige områdepriser.

I estimeringen har vi brukt kvartalsvise forwardpriser for 2019 (ENOQ1-4 – 2019)<sup>5</sup>. Disse har vi vektet sammen med kvartalsvis forbruk, der vi bruker et snitt for brutto forbruk per kvartal i alminnelig forsyning for perioden 2002-2017.

	Forwardkontrakt	Pris per 12.10.2018, Euro/MWh	Pris per 12.10.2018, NOK/MWh	Syst.pris inkl. påslag	Vekt	Vektet pris
1. kvartal	ENOQ1-19	46,45	439,88	450,88	0,32	144,50
2. kvartal	ENOQ2-19	36	340,92	351,92	0,21	73,72
3. kvartal	ENOQ3-19	30,2	285,99	296,99	0,18	52,76
4. kvartal	ENOQ4-19	39,8	376,91	387,91	0,29	113,41
<b>Referansepris på kraft for 2019</b>						<b>384,40</b>
1 Euro = 9.47 NOK per 12.10.2018						

**Tabell 1: Referansepris på kraft for 2019**

Vi legger til grunn en referansepris på kraft på **384,40 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2019.

### 3.3 Systempris for 2017

Vi bruker systemprisen for 2017 til å beregne nettapskostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2017<sup>6</sup>, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning<sup>7</sup>.

<sup>5</sup> <http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices/history> (prisene ble hentet 12.10.2018).

<sup>6</sup> <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

<sup>7</sup> SSB tabell 08583

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk GWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	277,55	9 088	11,5 %	31,85
Februar	286,14	8 272	10,4 %	29,89
Mars	276,05	8 180	10,3 %	28,51
April	268,92	6 669	8,4 %	22,65
Mai	267,63	5 471	6,9 %	18,49
Juni	233,58	4 497	5,7 %	13,26
Juli	248,20	4 025	5,1 %	12,61
August	257,00	4 450	5,6 %	14,44
September	294,70	4 879	6,2 %	18,16
Oktober	269,09	6 408	8,1 %	21,77
November	310,09	8 007	10,1 %	31,35
Desember	304,48	9 248	11,7 %	35,56
Sum 2017		79 196	100 %	
Vektet snitt systempris 2017				278,54
<b>Systempris 2017 inkl. 11 kr/MWh</b>				<b>289,54</b>

**Tabell 2: Systempris på kraft for 2017**

Vi legger til grunn en systempris på kraft på **289,54 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2019.

### 3.4 KPI-justering

#### 3.4.1 KPI lønn

Som beskrevet i kapittel 2 prisjusteres drift- og vedlikeholdskostnadene med KPI-lønn fra 2017 til 2019. Indeksen var 105,8 i 2017, men er ukjent for 2019 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater. SSB forventer vekst på 2,8 % for 2018 og 3,3 % for 2019, som gir en indeks for KPI-lønn på 112,4 for 2019. DV blir justert med faktoren **1,062**.

#### 3.4.2 KPI

Som beskrevet i kapittel 2 prisjusteres KILE med KPI fra 2017 til 2019. I 2017 var KPI 105,5, men er ukjent for 2019 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater. SSB forventer vekst på 2,8 % for 2018 og 1,7 % for 2019, som gir en indeks for KPI på 110,3 for 2019. KILE blir justert med faktoren **1,045**.

#### 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 2017 måles mot gjennomsnittlige data for perioden 2013-2017, 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 på bokført kapital. Nettapskostnaden beregnes ved at det fysiske nettapet multipliseres med systemprisen for 2017 (se kapittel 3.3). NVE-renten for 2019 brukes for å beregne avkastning på bokført kapital.

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

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 vekstsystem til å beregne denne normkostnaden.

Variabler til både trinn 1 og 2 er listet i tabellene under:

<b>Lokalt distribusjonsnett</b>	
<b>Trinn 1 – DEA- modell</b>	<b>Forkortelse</b>
Antall kilometer høyspentnett	ld_hv
Antall nettstasjoner	ld_gs
Antall abonnementer	ld_sub
<b>Trinn 2 – regresjoner</b>	
Andel jordkabler	dg_hvugs
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet	dg_s4
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog	dg_geo1
Geo 2: (Referansevind / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	dg_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	dg_geo3

**Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett**

<b>Regionalt distribusjonsnett</b>	
<b>Trinn 1 – DEA- modell</b>	<b>Forkortelse</b>
Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	r_wv.ol
Vektet verdi jordkabler	r_wv.uc

Vektet verdi sjøkabler	r_wv.sc
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg	r_wv.ss
<b>Trinn 2 – regresjoner</b>	
Geo 1R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rg_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:

<b>Geo1 «Fjellbekk», lokalt distribusjonsnett</b>	Forkortelse
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	dg_inc.av
Løvskog: Et mål på mengde løvskog.	dg_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftytelse i konsesjonsområdet.	dg_sppc.sz

<b>Geo2 «ØyVind», lokalt distribusjonsnett</b>	Forkortelse
Kystklimavariabel: Kvadrert verdi for vind delt på avstand til kyst.	dg_wind2_cod
Øyer: Antall forsynte øyer som ligger mer enn 1 km fra fastland eller nærmeste forsynte øy.	dg_isl
Andel sjøkabel.	dg_hvss

<b>Geo3 «Frost», lokalt distribusjonsnett</b>	Forkortelse
Snø: Et mål på nedbør som kommer som snø (historisk gjennomsnitt).	dg_snow
Breddegrad: Et mål på mørketid fra breddegrad 65,9 og nordover.	dg_lat.av
Islast: Et mål på islast (historisk gjennomsnitt).	dg_ice
Temperatur: Gjennomsnittlig årsmiddeltemperatur, ganget med -1.	dg_tempneg

<b>Geo3R «HelSkog», regionalt distribusjonsnett</b>	Forkortelse
Skog: Et mål på mengde skog.	rg_inc.av
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	rg_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 enn det mønsterselskapet det måles mot. 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.

```
> summary(ldz.reg$res.regr.NVE)

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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.225353 -0.048681 -0.004599  0.066998  0.203030

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.771501   0.013057  59.086 < 2e-16 ***
z.diffldz_hvug.s -0.259729   0.068937  -3.768 0.000280 ***
z.diffldz_f4 -0.406817   0.101895  -3.993 0.000126 ***
z.diffldz_Geo1 -0.033958   0.006102  -5.565 2.24e-07 ***
z.diffldz_Geo2 -0.069824   0.009065  -7.703 1.03e-11 ***
z.diffldz_Geo3 -0.016283   0.006876  -2.368 0.019822 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08534 on 99 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5229,    Adjusted R-squared:  0.4988
F-statistic: 21.7 on 5 and 99 DF,  p-value: 1.307e-14
```

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

```
> summary(rdz.reg$res.regr.NVE)

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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.33045 -0.09716  0.01302  0.11963  0.20608

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.71271   0.02436  29.256 <2e-16 ***
z.diff      -0.03548   0.01993  -1.781  0.0839 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1421 on 34 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.08531,    Adjusted R-squared:  0.05841
F-statistic: 3.171 on 1 and 34 DF,  p-value: 0.08389
```

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 2019 fattes.

### 4.3 Alternativ beregning av kostnadsnorm

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

#### 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 2019 gjelder dette følgende selskaper:

Sør-Norge Aluminium AS, Sira Kvina Kraftselskap, Svorka Produksjon AS, Statkraft Energi AS i tillegg til det regionale distribusjonsnettet for Meløy Energi AS og Sykkylven Energi.

#### 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 selskapene som inngår i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskaper med færre enn 500 abonnemeter, eller mindre enn 100 km høyspentnett som inngår i en egen modell. I regionalt distribusjonsnett er det selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller har 0 km luftlinjer som inngår.

For varsel 2019 gjelder dette følgende 18 selskaper i regionalt distribusjonsnett:

Selskap	Vektet luftlinjer	Vektet jordkabel	Vektet sjøkabel	Vektet stasjonskomponent	Total oppgave
BALLANGEN ENERGI	989	0	0	910	1898
ETNE ELEKTRISITETSLAG	0	21	0	467	488
JÆREN EVERK KOMM FORETAK i HÅ	0	0	0	3134	3134
KVÆNANGEN KRAFTVERK	0	0	0	94	94
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG	0	0	0	552	552
PORSA KRAFTLAG	0	0	0	998	998
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG	2236	11	0	1414	3660
RAUMA ENERGI	0	0	0	1895	1895
STRANDA ENERGI	0	0	0	230	230
TINFOS	35	0	0	1495	1530
SVORKA ENERGI	967	62	0	1401	2430
USTEKVEIKJA KRAFTVERK	541	0	0	0	541
NOTODDEN ENERGI	0	711	0	2286	2997
E-CO ENERGI	0	709	0	2959	3667
LYSE PRODUKSJON	0	0	0	5106	5106
VOKKS NETT	0	0	0	230	230
MIDT-TELEMARK ENERGI	0	0	0	1843	1843
YARA NORGE	0	0	0	1296	1296

I lokalt distribusjonsnett gjelder det 8 selskaper:

	Abonnementer	Km nett
MODALEN KRAFTLAG	429	33
HYDRO ENERGI	0	15
TINFOS	69	9
HYDRO ALUMINIUM	17	1
LYSE PRODUKSJON	149	84
YARA NORGE	40	47
MO INDUSTRIPARK	257	38
HERØYA NETT	31	115

#### 4.3.3 Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere fronten 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 frontelskap for andre er at total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA må være på minimum 17 millioner kroner.

Det er 15 selskaper som behandles på denne måten:

Selskap	5-årig snitt kostnad
ANDØY ENERGI AS	11 942
NORGESNETT AS	10 650
AS EIDEFOSS	16 128
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	6 564
LÆRDAL ENERGI AS	2 720
YMBER AS	16 992
NORDKYN KRAFTLAG SA	4 863
REPVÅG KRAFTLAG SA	11 678
RØROS ELEKTRISITETSVERK	1 795
SULDAL ELVERK KF	3 015
HARDANGER ENERGI AS	1 584
GUDBRANDSDAL ENERGI NETT AS	14 971
VOSS ENERGI NETT AS	7 710
STANGE ENERGI NETT AS	4 361
HERØYA NETT AS	13 373

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 17

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 2017 benyttet vi justerte 2015-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2017. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2019 rekalibreres for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2017 og kostnadsgrunnlaget som ble benyttet i vedtak om inntektsrammer for 2017. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2017 og 2018. For 2018 er NVE-renten på 6,12 % benyttet. For 2018 har vi benyttet estimatet på 6,05 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2017 er 1 071 millioner kroner lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2017. Inntektsrammen for 2019 justeres derfor ned med dette beløpet pluss renter, som utgjør 1 206 tusen kroner.