

Infoskriv RME-Ø 1/2020: 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.

Det er ingen endringer i metode siden varsel om inntektsramme for 2019.

Innhold

1.	Om beregning av inntektsramme.....	2
2.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2019	3
2.1	Referanserente for 2019	3
2.1.1	Inflasjon.....	3
2.1.2	Swaprente	3
2.1.3	Kredittrisikopremie	3
2.1.4	Skattesats	3
2.1.5	Referanserente - 2019.....	3
2.1.6	Referanserente – 2017 og 2018	4
2.2	Referansepris på kraft for 2019	4
2.3	Systempris for 2017.....	5
2.4	KPI-justering	5
3.	Om beregning av kostnadsnormen (K^*)	6
3.1	Faktoranalyse – for beregning av geografiindekser i trinn 2.....	7
3.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter.....	7
3.3	Særskilt fastsettelse av kostnadsnorm	9
3.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA.....	9
3.3.2	Selskaper som evalueres i egen modell	9
3.3.3	Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere fronten for andre selskaper.....	10
4.	Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik	11

1. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel¹:

$$IR = 0,4K + 0,6K^* \quad (1)$$

- *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^2 og drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer der lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»³.

$$K_t = DV_t * (KPIl\o n n_t / KPIl\o n n_{t-2}) + KILE_t * (KPI_t / KPI_{t-2}) \quad (2)$$
$$+ NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE}$$

- *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 2013-2017.
- *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 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 inntektsramme 2019.

¹ Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

² Tabell 03014, ssb.no

³ Tabell 11118, ssb.no

2. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2019

2.1 Referanserente for 2019

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

$$r = (1 - G) * [(Rf + Infl + \beta_e * MP)/(1 - s)] + G * (Swap + KP) \quad (3)$$

- *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 hjemmesider⁴.
- *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. Denne fremkommer av spreaden mellom 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenterfor kraftselskap med god kredittkvalitet
- *s*: Skattesats lik gjeldende skattesats for nettselskaper.

2.1.1 Inflasjon

Inflasjonen var på 2,7 % i 2018 og 2,2 % i 2019. SSB har anslått en inflasjon på 2,1 % i 2020 og 1,9 % i 2021. Anslagene er sist oppdatert september 2019.

Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2018-2021: **2,23 %**.

2.1.2 Swaprente

Gjennomsnittlig swaprente for 2019 var på: **1,79 %**.

2.1.3 Kredittrisikopremie

Gjennomsnittlig kredittrisikopremie for 2019 var på: **0,77 %**.

2.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenten skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: **22 %**.

2.1.5 Referanserente - 2019

Basert på størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2019 på **5,69 %**.

⁴ <https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/oppturen-i-norsk-okonomi-snart-over?tabell=407353>

2.1.6 Referanserente – 2017 og 2018

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2017 og de faktiske kostnadene i 2017 blir tillagt renter for 2017 og 2018, som var på hhv. 6,12 % og 6,10 %.

2.2 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. Denne vektes med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning.

	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vektet forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	9 686 832	12 %	545.8	543.5	513.0	501.0	543.1
Februar	8 046 000	10 %	451.5	450.8	441.3	441.3	451
Mars	8 265 249	10 %	408.5	408.4	399.8	399.8	408.5
April	6 140 710	8 %	398.3	397.8	397.6	397.0	398.3
Mai	5 672 466	7 %	385.9	385.9	378.1	377.2	385.9
Juni	4 603 697	6 %	293.2	294.6	253.3	253.8	293.2
Juli	4 219 124	5 %	337.8	337.8	332.6	331.2	337.8
August	4 396 277	5 %	346	346.0	365.0	361.0	346
September	5 140 181	6 %	296.6	298.4	331.0	330.5	296.6
Oktober	6 967 854	9 %	371.3	371.0	370.0	366.2	371.3
November	8 485 577	11 %	427.6	427.1	417.7	414.0	428.6
Desember	8 907 503	11 %	381.6	380.5	357.5	357.1	381.8
Sum	80 531 470	100 %					
Volumveid pris			401.9	401.5	392.3	389.7	401.7
Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh			412.9	412.5	403.3	400.7	412.7

Tabell 1: Referansepris på kraft per prisområde for 2019

2.3 Systempris for 2017

Vi bruker systemprisen for 2017 til å beregne nettapskostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnettet. Her har vi brukt månedlige systempriser for 2017⁵, og vektet disse med månedlig forbruk i alminnelig forsyning⁶.

	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
Systempris 2017 inkl. 11 kr/MWh				289,54

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 vedtak om inntektsramme for 2019.

2.4 KPI-justering

I inntektsrammen for 2019 prisjusteres drift- og vedlikeholdskostnadene med KPI-lønn⁷, og KILE med KPI⁸ fra 2017- til 2019-kroner.

- Faktoren for KPI-lønn blir **1,059** ($KPI\text{-lønn}_{2019}/KPI\text{-lønn}_{2017}$, som er 105,8/112,0).
- Faktoren for KPI blir **1,050** (KPI_{2019}/KPI_{2017} , som er 105,5/110,8).

⁵ <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

⁶ <https://www.ssb.no/statbank/table/08583/>

⁷ <https://www.ssb.no/statbank/table/11118/>

⁸ <https://www.ssb.no/statbank/table/03014/>

3. 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- og regionalt distribusjonsnett:

- Trinn 1: Her benytter vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader. Vi måler data fra 2017 mot gjennomsnittlige data for perioden 2013-2017, for å finne 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 drifts- og vedlikeholdskostnader, KILE, avskrivninger, nettap og avkastning på bokført kapital. Vi beregner nettapskostnaden ved å multiplisere det fysiske nettapet med systemprisen for 2017 (se kapittel 2.3). Vi bruker NVE-renten for 2019 for å beregne avkastning på bokført kapital.

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

I det lokale distribusjonsnettet beregner vi 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.

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

Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
Antall kilometer høyspentnett	ld_hv
Antall nettstasjoner	ld_ss
Antall abonnementer	ld_sub
Trinn 2 – regresjoner	
Andel jordkabler	ldz_hvug.s
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet	ldz_f4
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog	ldz_Geo1
Geo 2: (Referansevind / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	ldz_Geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_Geo3

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for distribusjonsnettet

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 kompenseringanlegg	rd_wv.ss
Trinn 2 – regresjoner	
Geo 1R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rdz_Geo1

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regional- og sentralnettet

3.1 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 enkeltvariablene.

Tabellen under oppsummerer hvilke variabler geografiindeksene er sammensatt av:

Geo1 «Fjellbekk», 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», distribusjonsnett	
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.	ldz_isl.sz
Andel sjøkabel.	ldz_hvsc.s

Geo3 «Frost», distribusjonsnett	
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

Geo3R «HelSkog», regionalnett	
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

3.2 Trinn 2 – Beregning av koeffisienter

Vi korrigerer for hvor mye mer eller mindre rammevilkår et selskap har sett i forhold til det mønsterselskapet det måles mot. For å finne hvor stor betydning eller «pris» hvert rammevilkår får, 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.

```

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

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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.226329 -0.049289 -0.005845  0.066269  0.202273

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.772137   0.013114  58.878 < 0.0000000000000002 ***
z.diffldz_hvug.s -0.261676   0.069284  -3.777   0.000271 ***
z.diffldz_f4 -0.410561   0.102416  -4.009   0.000118 ***
z.diffldz_Geo1 -0.033890   0.006122  -5.536   0.00000025433300 ***
z.diffldz_Geo2 -0.070323   0.009108  -7.721   0.000000000000944 ***
z.diffldz_Geo3 -0.016422   0.006903  -2.379   0.019281 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08564 on 99 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5224,    Adjusted R-squared:  0.4983
F-statistic: 21.66 on 5 and 99 DF,  p-value: 0.0000000000001366

```

Tabell 5: Resultat fra regresjon i trinn 2, lokalt distribusjonsnett

```

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

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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.33313 -0.10243  0.02317  0.11478  0.20311

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.71669   0.02419  29.625 <0.0000000000000002 ***
z.diff      -0.03562   0.01982  -1.798   0.0811 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1412 on 34 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.08681,    Adjusted R-squared:  0.05995
F-statistic: 3.232 on 1 and 34 DF,  p-value: 0.0811

```

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

3.3 Særskilt fastsettelse av kostnadsnorm

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

3.3.1 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.

3.3.2 Selskaper som evalueres i egen modell

I denne modellen måles selskapenes oppgaver og kostnader mot deres 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 vedtak 2019 gjelder dette følgende 18 selskaper i regionalt distribusjonsnett:

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

I lokalt distribusjonsnett gjelder det 8 selskaper:

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

3.3.3 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 frontselskap for andre er at total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA må være på minimum 17 millioner kroner.

Det er 16 selskaper som behandles på denne måten:

Selskap	5-årig snitt kostnad
ALTA KRAFTLAG SA	6 325
ANDØY ENERGI AS	11 941
NORGESNETT AS	10 650
AS EIDEFOSS	16 128
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	6 564
LÆRDAL ENERGI AS	2 720
YMBER PRODUKSJON AS	16 992
NORDKYN KRAFTLAG SA	4 863
REPVÅG KRAFTLAG SA	11 678
RØROS ELEKTRISITETSVERK AS	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

Disse selskapene inngår ikke i trinn 2-regresjonen. Det gjør heller ikke selskaper med en gjennomsnittlig totalkostnad på under 7 millioner kroner. Selskaper med en gjennomsnittlig totalkostnad mellom 7 og 17 millioner kroner som ikke blir frontselskaper, beholdes i den ordinære DEA-kjøringen og inngår i trinn 2-regresjonen.

4. Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2017 ble det benyttet KPI-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. Kapitalkostnadene holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2017 og 2018, som var på hhv. 6,12 % og 6,10 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2017 er 1 083 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 1 220 millioner kroner.