



Infoskriv RME-Ø 4/2020: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2021

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2021. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhold

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2021	2
1.1.	Re-beregning av inntektsramme for 2019	2
1.2.	USLA inngår ikke lenger i selskapenes kostnadsgrunnlag	2
1.3.	Rammevilkårskorrigerings i regionalnett.....	2
2.	Om beregning av inntektsramme.....	3
3.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2021	4
3.1	Referanserente for 2021	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 - 2021.....	5
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2020.....	5
3.2	Referansepris på kraft for 2021	5
3.3	Systempris for 2019.....	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.....	10
4.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA.....	10
4.3.2	Selskaper som evalueres i egen modell	11
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 2021

1.1. Re-beregning av inntektsramme for 2019

Vi har inkludert et tillegg eller fratrukk i inntektsrammen for 2021 som følge av en ny beregning av inntektsrammen for 2019. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal vi omgjøre enkeltvedtak om inntektsramme for 2019 dersom det var feil i datagrunnlaget. Dette gjør vi i form av en korleksjon i enkeltvedtak om inntektsramme det andre påfølgende inntektsrammeåret, i dette tilfellet inntektsramme for 2021. Grunnlaget og resultatet fra disse beregningene er publisert på nettsiden vår, sammen med varsel om inntektsramme for 2021.

1.2. USLA inngår ikke lenger i selskapenes kostnadsgrunnlag

Fra inntektsrammen 2020, skal ikke lenger USLA påvirke selskapenes inntektsrammer (les mer i [RME-rapport 1/2019](#)). Det vil si at vi holder USLA utenfor kostnadsgrunnlaget og utenfor totalkostnaden som inngår i de sammenlignende analysene.

USLA er derimot inkludert i grunnlagsdata som en egen kolonne. Dette er kun av regneteknisk betydning: USLA-beløpet ligger alt inne i posten «DV uten lønn» (OPEXxS), og må derfor trekkes fra der når vi skal beregne kostnadsgrunnlag.

1.3. Rammevilkårskorrigerer i regionalnett

I trinn 2 i kostnadsnormmodellen for regionalnett korrigerer vi for en geografivariabel som er sammensatt av rammevilkårene helning og skog. Den skal forklare forskjeller i kostnadsnivå mellom det enkelte selskap og de selskapene som det sammenlignes med i analysen. I år kan vi ikke se at denne variabelen er signifikant. Det kan henge sammen med endringer som har skjedd i referanseselskaper, som igjen fører til endringer på fronten.

Siden koeffisienten for geografivariabelen ikke er signifikant forskjellig fra null, settes den til null. Det vil si at det i praksis ikke er noen korrigerer for rammevilkår i regionalnett i inntektsrammen for 2021. Dersom koeffisienten til rammevilkårsvariabelen blir signifikant ved en senere beregning, vil vi igjen korrigerer for rammevilkår i regionalnett.



2. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel¹:

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

- *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 korreksjon i inntektsrammen to år etter. For inntektsrammene for 2021, er det avvikene for inntektsramme 2019 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2021 er det data fra 2019 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med KPI² og Drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer hvor lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»³:

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

- *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 2015-2019.
- *KILE*: Omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler.
- *NT*: Nettap i MWh, og *P* er referansepris på kraft.
- *AVS*: Avskrivninger 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 2021.

¹ Dette er beskrevet i Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

² Tabell 03014, ssb.no

³ Tabell 11118, ssb.no



3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2021

3.1 Referanserente for 2021

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 hjemmesider⁴. 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 2020, 2021, 2022 og 2023. SSB har anslått en inflasjon for disse årene på henholdsvis 1,5 %, 2,9 %, 2,1 % og 2,3 %. Anslagene er sist oppdatert september 2020. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2020 – 2023 er **2,20 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker observasjon av swaprenten per 28. august 2020⁵ som estimat på hva denne vil være i 2021: **0,76 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker observasjon av kredittrisikopremien per 15. oktober 2020⁶ som estimat på hva denne vil være i 2021: **0,67 %**.

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenten skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: **22 %**. I statsbudsjettet har regjeringen foreslått at selskapsskatten for 2021 skal være uendret på 22 %.

⁴ Tabell 12880, ssb.no

⁵ <https://www.kbn.com/om-oss/nyheter/2020/anslag-kalkylerente-pr-august-2020/>

⁶ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing



3.1.5 Referanserente - 2021

Basert på de estimerte størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2021 på **5,00 %**.

3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2020

Renten for 2020 ble estimert til 5,47 % i varsel om inntektsrammer for 2020. Vi har oppdatert forutsetningene i den estimerte renten for 2020 siden varselet som ble sendt ut i 2019. For perioden januar-august 2020 har swaprenten i snitt ligget på 0,98 %. Gjennomsnittlig inflasjon for 2019-2022 er på 2,18 % og for perioden januar-oktober 2020 har kredittrisikopremien i snitt ligget på 0,84 %. Med disse oppdaterte parameterne er nytt estimat på rente for 2020 på **5,22 %**.

3.2 Referansepris på kraft for 2021

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 2021, og må derfor estimeres ved varsel. I estimeringen har vi brukt kvartalsvise priser på future-kontrakter for 2021 (ENOFUTBLQ1-4-21)⁷. Disse har vi vektet sammen med kvartalsvis forbruk, der vi bruker et snitt for bruttoforbruk per kvartal i alminnelig forsyning⁸.

	Future-kontrakt	Pris per 25.11.2020, Euro/MWh	Eurokurs per 25.11.2020	Pris per 25.11.2020, NOK/MWh	Syst.pris inkl. 11 kr påslag	Vekt	Vektet pris
2021 Q1	ENOFUTBLQ1-21	19,70	10,55	207,81	218,81	0,33	71,49
2021 Q2	ENOFUTBLQ2-21	13,95	10,55	147,16	158,16	0,21	32,80
2021 Q3	ENOFUTBLQ3-21	15,00	10,55	158,23	169,23	0,17	29,02
2021 Q4	ENOFUTBLQ4-21	23,80	10,55	251,06	262,06	0,29	77,15
Referansepris på kraft for 2021							210,46

Tabell 1: Referansepris på kraft for 2021

Vi legger til grunn en referansepris på kraft på **210,46 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2021.

⁷ <http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices/history> (prisene ble hentet 25.11.2020).

⁸ Tabell 08583, ssb.no



3.3 Systempris for 2019

Vi bruker systemprisen for 2019 til å beregne nettapstkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2019⁹, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning¹⁰.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	525,97	9 686 832	12,0 %	63,26
Februar	446,68	8 046 000	10,0 %	44,62
Mars	397,15	8 265 222	10,3 %	40,75
April	392,79	6 135 742	7,6 %	29,92
Mai	372,34	5 672 466	7,0 %	26,22
Juni	272,58	4 603 697	5,7 %	15,58
Juli	339,43	4 219 124	5,2 %	17,78
August	359,78	4 396 277	5,5 %	19,64
September	327,02	5 140 181	6,4 %	20,87
Oktober	375,07	6 969 885	8,7 %	32,46
November	426,39	8 500 694	10,6 %	45,00
Desember	369,24	8 907 503	11,1 %	40,84
Sum 2019		80 543 623	100 %	
Vektet systempris 2019				396,94
Systempris 2019 inkl. 11 kr/MWh				407,94

Tabell 2: Systempris på kraft for 2019

Vi legger til grunn en systempris på kraft på **407,94 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2021.

3.4 KPI-justering

3.4.1 KPI lønn

Drift- og vedlikeholdskostnader prisjusteres med KPI-lønn fra 2019- til 2021-nivå. Indeksen var på 112,0 for 2019, men er ukjent for 2021 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater¹¹ for vekst på 2,0 % i 2020 og 2,3 % i 2021, som gir en indeks for KPI-lønn på 116,9 for 2021. D&V-kostnader blir derfor justert med faktoren **1,044**.

3.4.2 KPI

KILE prisjusteres med KPI fra 2019- til 2021-nivå. I 2019 var KPI 110,8, men er ukjent for 2021 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater for vekst på 1,5 % for 2020 og 2,9 % for 2021, som gir en indeks for KPI på 115,7 for 2021. KILE blir derfor justert med faktoren **1,044**.

⁹ <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

¹⁰ Tabell 08583, ssb.no

¹¹ Tabell 12880, ssb.no



4. Om beregning av kostnadsnormen (K^*)

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

- Trinn 1: Her benytter vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader. Data fra 2019 måles mot gjennomsnittlige data for perioden 2015–2019, 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, avskrivinger, nettap og avkastning. Nettapskostnaden beregnes ved at det fysiske nettapet multipliseres med systemprisen for 2019 (se kapittel 3.3). Referanserenten for 2021 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

Regionalnett	
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 regionalnett



4.1 Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser i trinn 2

Vi benytter faktoranalyse for å beregne de sammensatte geografiindeksene til bruk i trinn 2 i kostnadsnormmodellene. 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», regionalnett	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



Figurene nedenfor dekomponerer resultatet fra PCA, og viser hvordan geografiindeksene er sammensatt av de underliggende variablene:

```
> lm(1d_EVAL$1dz_Geo1 ~ 1d_EVAL$1dz_inc.av + 1d_EVAL$1dz_f7 +1d_EVAL$1dz_cmpp.sz)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo1 ~ 1d_EVAL$1dz_inc.av + 1d_EVAL$1dz_f7 +
    1d_EVAL$1dz_cmpp.sz)
Coefficients:
    (Intercept)    1d_EVAL$1dz_inc.av    1d_EVAL$1dz_f7    1d_EVAL$1dz_cmpp.sz
          -2.4952              0.1575              6.5254              970.2855

> lm(1d_EVAL$1dz_Geo2 ~ 1d_EVAL$1dz_wind2.cod + 1d_EVAL$1dz_isl.sz +1d_EVAL$1dz_hvsc.s)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo2 ~ 1d_EVAL$1dz_wind2.cod + 1d_EVAL$1dz_isl.sz +
    1d_EVAL$1dz_hvsc.s)
Coefficients:
    (Intercept) 1d_EVAL$1dz_wind2.cod    1d_EVAL$1dz_isl.sz    1d_EVAL$1dz_hvsc.s
          -0.7225              0.7854              5130.6354              13.5191

> lm(1d_EVAL$1dz_Geo3 ~ 1d_EVAL$1dz_snow + 1d_EVAL$1dz_lat.av +1d_EVAL$1dz_ice.av+1d_EVAL$1dz_tempneg)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo3 ~ 1d_EVAL$1dz_snow + 1d_EVAL$1dz_lat.av +
    1d_EVAL$1dz_ice.av + 1d_EVAL$1dz_tempneg)
Coefficients:
    (Intercept)    1d_EVAL$1dz_snow    1d_EVAL$1dz_lat.av    1d_EVAL$1dz_ice.av    1d_EVAL$1dz_tempneg
          -26.050984              0.004237              0.378483              0.017071              0.247933
```

Figur 1: koeffisienter til Geo1, Geo2 og Geo3 for lokalt distribusjonsnett

```
> lm(rd_EVAL$rdz_Geo1 ~ rd_EVAL$rdz_f12 + rd_EVAL$rdz_inc.av)
Call:
lm(formula = rd_EVAL$rdz_Geo1 ~ rd_EVAL$rdz_f12 + rd_EVAL$rdz_inc.av)
Coefficients:
    (Intercept)    rd_EVAL$rdz_f12    rd_EVAL$rdz_inc.av
           3.5403          -4.7550          -0.1955
```

Figur 2: koeffisienter til Geo1 for regionalnett

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
-0.25557 -0.05812 -0.01774  0.05183  0.20840

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.747296   0.012462  59.966 < 0.0000000000000002 ***
z.diff1dz_hvug.s -0.236996   0.075791  -3.127   0.002402 **
z.diff1dz_f4 -0.438469   0.110721  -3.960   0.000153 ***
z.diff1dz_Geo1 -0.033149   0.006243  -5.310   0.000008302 ***
z.diff1dz_Geo2 -0.067549   0.011344  -5.955   0.000000538 ***
z.diff1dz_Geo3 -0.031390   0.007415  -4.234   0.0000568535 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08729 on 87 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.4569,    Adjusted R-squared:  0.4257
F-statistic: 14.64 on 5 and 87 DF,  p-value: 0.000000002124
```

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
-0.26132 -0.09091 -0.01416  0.10724  0.21773

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.72338    0.02405  30.075 <0.0000000000000002 ***
z.diff       0.02107    0.02181   0.966   0.341
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1349 on 33 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.02752,    Adjusted R-squared:  -0.001954
F-statistic: 0.9337 on 1 and 33 DF,  p-value: 0.3409
```

Tabell 7: Resultat fra regresjon i trinn 2, regionalnett

Beregningene som ligger til grunn for geografiindeksene og for trinn 2 vil bli oppdatert før vedtak om inntektsrammer for 2021 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 2021 gjelder dette følgende selskaper i lokalt distribusjonsnett: Sira Kvina Kraftselskap, Lyse Produksjon AS, Svorka Produksjon AS, Sør-Norge Aluminium AS og Norske Skog Skogn AS.



Og følgende selskaper i regionalnett: Finnås Kraftlag SA, Luster Energiverk AS, Meløy Energi Nett AS, Stryn Energi AS, Sykkylven Energi AS, Årdal Energi Nett AS, Nesset Kraft AS, Sunndal Energi KF, Statkraft Energi AS og Norske Skog Skogn 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. I regionalnett er det selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller 0 km luftlinjer.

Lokalt distribusjonsnett	Abonnemeter		
MODALEN KRAFTLAG SA	432		
HYDRO ENERGI AS	1		
TINFOS AS	72		
HYDRO ALUMINIUM AS	16		
YARA NORGE AS	22		
MIP INDUSTRINETT AS	273		
HERØYA NETT AS	32		
Regionalnett		Vektet luftlinjer	Total oppgave
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ		0	3134
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS		0	94
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA		0	552
PORSA KRAFTLAG AS		0	998
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA		2236	3660
RAUMA ENERGI AS		0	1951
STRANDA ENERGI AS		0	230
TINFOS AS		35	1530
SVORKA ENERGI AS		967	2503
USTEKVEIKJA KRAFTVERK DA		1081	1081
EVERKET AS		0	2997
E-CO ENERGI AS		0	3667
LYSE PRODUKSJON AS		0	6895
VOKKS NETT AS		0	230
MIDT-TELEMARK ENERGI AS		0	2130
YARA NORGE AS		0	1296

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

I regionalnett kan ikke selskaper med total kostnad til DEA (basert på femårig snitt) lavere enn 50 millioner kroner definere front for andre selskaper. Selskapets prestasjon kan fortsatt 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.



Selskaper med total kostnad til DEA (basert på femårig snitt) lavere enn 7 millioner kroner, inngår ikke i trinn 2-regresjonen. Det gjør heller ikke de selskapene som inngår i DEA, men som ikke kan definere front for andre selskaper. Denne behandlingen gjelder følgende selskaper:

Selskap	5-årig snittkostnad, i tusen kroner
ANDØY ENERGI NETT AS	10 651
AS EIDEFOSS	24 658
TROLLFJORD NETT AS	6 596
KRAGERØ ENERGI AS	6 289
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	7 616
LÆRDAL ENERGI AS	2 634
NORD-SALTEN KRAFT NETT AS	22 559
YMBER NETT AS	16 288
NORDKYN KRAFTLAG SA	4 461
REPVÅG KRAFTLAG SA	11 769
RØROS E-VERK NETT AS	1 775
HARDANGER ENERGI NETT AS	2 033
HEMSEDAL ENERGI AS	4 835
STANGE ENERGI NETT AS	3 794
HERØYA NETT AS	14 772

5. Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2019 benyttet vi justerte 2017-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2019. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2021 rekalibreres for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2019 og kostnadsgrunnlaget som ble benyttet i vedtak om inntektsrammer for 2019. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2019 og 2020. For 2019 er referanserenten på 5,69 % benyttet. For 2020 har vi benyttet estimatet på 5,22 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2019 er 477,3 millioner kroner lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2019. Inntektsrammen for 2021 justeres derfor ned med dette beløpet, pluss renter som utgjør 53,5 millioner kroner.