



Infoskriv RME-Ø 1/2021: Om berekning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2020

Dette infoskrivet forklarer korleis inntektsramma og kostnadsnormen vert berekna for 2020. Vi beskriv også berekning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhald

1.	Særlege merknadar til utrekning av inntektsrammer for 2020	2
1.1	Endring av kalibreringsgrunnlag	2
1.2	Re-beregning av inntektsramme for 2018	2
1.3	USLA inngår ikkje lengre i selskapa sitt kostnadsgrunnlag	2
1.4	Vi avsluttar spesialbehandling av Hammerfest Energi Nett AS	2
1.5	Endra føresetnad for referanseselskap i regionalt distribusjonsnett	2
2.	Om berekning av inntektsramme	3
3.	Forutsetningar for utrekning av inntektsramme for 2020	4
3.1	Referanserente for 2020	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 – 2020	4
3.1.6	Referanserente – 2018 og 2019	5
3.2	Referansepris på kraft for 2020	5
3.3	Systempris for 2018	6
3.4	KPI-justering	6
4.	Om berekning av kostnadsnormen (K^*)	7
4.1	Faktoranalyse – for berekning av geografiindeksar i trinn 2	8
4.2	Trinn 2 – Berekning av koeffisientar	10
4.3	Særskilt fastsetting av kostnadsnorm	11
4.3.1	Selskap som vert halde utanfor evaluering i DEA	11
4.3.2	Selskap som vert evaluert i eigen modell	11
4.3.3	Selskap som vert inkludert i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap	12
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik	13



1. Særlege merknadar til utrekning av inntektsrammer for 2020

1.1 Endring av kalibreringsgrunnlag

Vi har endra kalibreringsgrunnlaget frå og med inntektsrammen for 2020. Denne endringa tok vi høgde for ved varsel om inntektsramme for 2020. Tidlegare har vi nytta avkastningsgrunnlag som fordelingsnøkkel når vi har kalibrert kostnadsnormene i lokalt og regionalt distribusjonsnett. Frå 2020 inkluderer vi også kapital frå anleggsbidragsfinansiere anlegg i denne fordelingsnøkkel. Dette er beskrevet i NVE høyringsdokument 6/2019¹ og RME-rapport 1/2019².

1.2 Re-beregning av inntektsramme for 2018

Vi har inkludert eit tillegg eller fråtrekk i inntektsrammen for 2020 som følge av ei ny utrekning av inntektsrammen for 2018. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal vi gjere om enkeltvedtak om inntektsramme for 2018 dersom det var feil i datagrunnlaget. Dette gjer vi i form av ein korleksjon i enkeltvedtak om inntektsramme det andre påfølgande inntektsrammeåret, i dette tilfellet inntektsramme for 2020. Grunnlaget og resultatet frå desse utrekningane er publisert på nettsida vår, saman med inntektsramme for 2020.

1.3 USLA inngår ikkje lengre i selskapa sitt kostnadsgrunnlag

Frå inntektsrammen 2020, skal ikkje lengre USLA påverke selskapas inntektsrammer (les meir i RME-rapport 1/2019). Det vil sei at vi held USLA utanfor kostnadsgrunnlaget og utanfor totalkostnaden som inngår i dei samanliknande analysane.

USLA er likevel inkludert i grunnlagsdata som ein eigen kolonne. Dette er kunn av regneteknisk betydning: USLA-beløpet ligg alt inne i posten «DV utan løn» (OPEXxS), og må derfor trekkast frå der når vi skal rekne kostnadsgrunnlag. Merk at dette ikkje blei gjort ved varsel om inntektsramme for 2020, men at det no er teke omsyn til i vedteken inntektsramme for 2020.

1.4 Vi avsluttar spesialbehandling av Hammerfest Energi Nett AS

Sidan 2010 har Hammerfest Energi Nett AS sine bidragsfinansierte anlegg på Melkøya vorte haldne utanfor DEA-analysane i regionalt distribusjonsnett (ref. vårt vedtak 20071455-17 av 10. mars 2010). Når vi nå endrar kalibreringsgrunnlaget slik at kapital finansiert med anleggsbidrag inngår, er ei fortsett spesialbehandling av desse anlegga er unødvendig. Både kostandane og anlegga inngår dermed i DEA-analysane for inntektsrammene for 2020. Dette vart også teke omsyn med ved varsel om inntektsramme for 2020.

1.5 Endra føresetnad for referanseselskap i regionalt distribusjonsnett

Vi har gjort ei vurdering av kriteria for kva selskap som kan bestemme normen for andre i regionalt distribusjonsnett. Vi har kome fram til at selskap må ha ein gjennomsnittleg kostnad på 50 millionar kroner over fem år for å kunne verte referanseselskap. Grensa sørger for at det er nettselskap med betydeleg verksemd i regionalt distribusjonsnett som kan bestemme norm for andre selskap. Selskap med mindre verksemd i regionalt distribusjonsnett kan vera referanseselskap for si eiga verksemd, men ikkje for andre selskap. Dette vart også teke omsyn med ved varsel om inntektsramme for 2020.

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

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



2. Om berekning av inntektsramme

Nettselskapa sine årlege inntektsrammer vert fastsett etter følgande formel³:

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

- IR_t : Inntektsramme.
- K_t : Kostnadsgrunnlag.
- K_t^* : Kostnadsnorm. Denne reknast ut ved hjelp av samanliknande analysar av selskapa.

I tillegg korrigerer vi for eventuelle feil i data som vart nytta til å rekne inntektsrammene for to år sidan, og reknar desse inntektsrammene på ny. Differansane mellom vedteken og ny utrekna inntektsramme vert inkludert som ein korreksjon i inntektsrammen to år etter. For inntektsrammene for 2020, er det differansane for inntektsramme 2018 som vert lagt til og trekke frå.

Kostnadsgrunnlaget, K , er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2020 er det data frå 2018 som vert lagt til grunn. Kapitalkostnadane justerast ikkje, men KILE justerast med KPI⁴ og drifts- og vedlikehaldskostnadar justerast med ein indeks for bransjar der løn er drivande faktor, «KPI-løn»⁵.

$$K_t = DV_t * (KPI_{løn_t} / KPI_{løn_{t-2}}) + KILE_t * (KPI_t / KPI_{t-2}) \quad (2)$$
$$+ NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE}$$

- DV : Drift- og vedlikehaldskostnadar, inkludert kostnadar ved individuelle KILE-avtalar. Inflasjonsjusterte pensjonskostnadar inngår som eit snitt for perioden 2014-2018.
- $KILE$: Ordinær KILE, med unntak av individuelle KILE-avtalar.
- NT : Nettap i MWh, og P er referansepris på kraft.
- AVS : Avskrivningar på eigenfinansiert kapital.
- AKG : Avkastingsgrunnlag for eigenfinansierte anlegg (inkludert 1 % arbeidskapital), og r er referanserenta.

Vi har utarbeida ei eiga rettleiing som nærare forklarar kva for nokon verdiar frå eRapp som vert brukt ved berekning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på våre nettsider saman med inntektsramme 2020.

³ 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. Forutsetningar for utrekning av inntektsramme for 2020

3.1 Referanserente for 2020

Måten referanserenta bereknast på er forskriftsfesta, og basert på følgande formel:

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

- *G*: Fast gjeldsdel, fastsett til 60 %.
- *Rf*: Fast nøytral realrente, fastsett til 1,5 %.
- *Infl*: Årleg justering for inflasjon, berekna som snittet av faktisk inflasjon frå dei to siste åra og anslått inflasjon for dei to komande åra. Inflasjonen hentar vi frå SSB sine heimesider⁶.
- *β_e* : Eigenkapitalbeta, fastsett til 0,875.
- *MP*: Fast marknadspremie, fastsett til 5 %.
- *Swap*: Årleg snitt av 5-årig swaprente
- *KP*: Årleg snitt av bransjespesifikk kredittrisikopremie. Dette er spreaden mellom 5-årige kraftobligasjonar og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet
- *s*: Skattesats lik gjeldande skattesats for nettselskap.

3.1.1 Inflasjon

Inflasjonen var på 2,2 % i 2019 og 1,3 % i 2020. SSB har anslått inflasjon på 2,5 % i 2021 og 2,4 % i 2022. Anslaga er sist oppdatert i desember 2020.

Snitt inflasjon for åra 2019-2021: **2,10 %**.

3.1.2 Swaprente

Snitt swaprente for 2020 var på: **0,89 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Snitt kredittrisikopremie for 2020 var på: **0,87 %**.

3.1.4 Skattesats

Skattesats i referanserenta skal tilsvare selskapsskatten fastsett i Stortingets årlege skattevedtak: **22 %**.

3.1.5 Referanserente – 2020

Basert på størrelsane over får vi ei referanserente for 2020 på **5,15 %**.

⁶ Tabell 12880, ssb.no



3.1.6 Referanserente – 2018 og 2019

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2018 og dei faktiske kostnadene i 2018 vert tillagt renter for 2018 og 2019, som var på høvesvis 6,10 % og 5,69 %.

3.2 Referansepris på kraft for 2020

Årleg referansepris på kraft vert rekna som ein volumvekta månadspris, tillagt eit påslag på 11 NOK/MWh. Månadspris er snitt av lokal områdepris frå marknadsplasskonsesjonæren. Denne vert vekta med månadleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁷.

	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vekta forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	8 496 089	10,9 %	244,04	244,04	232,93	232,57	244,03
Februar	8 149 253	10,5 %	126,32	125,08	139,44	139,10	126,32
Mars	8 106 098	10,4 %	90,10	89,73	100,23	100,23	90,10
April	6 451 766	8,3 %	53,31	53,29	52,85	53,88	53,31
Mai	5 808 536	7,5 %	79,54	79,26	96,00	97,66	79,54
Juni	4 320 656	5,6 %	15,61	15,61	33,77	33,79	15,61
Juli	4 358 176	5,6 %	15,05	15,05	27,18	29,30	15,05
August	4 479 937	5,8 %	38,88	41,01	67,95	60,25	36,15
September	5 182 440	6,7 %	102,02	102,02	107,04	74,23	101,00
Oktober	6 556 626	8,4 %	143,52	143,52	130,89	104,02	137,80
November	7 345 266	9,4 %	49,93	49,93	56,35	55,90	50,09
Desember	8 557 345	11,0 %	214,15	214,18	151,07	140,63	208,80
Sum	77 812 188	100 %					
Volumveid pris			110,72	110,65	109,43	103,60	109,44
Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh			121,72	121,65	120,43	114,60	120,44

Tabell 1: Referansepris på kraft per prisområde for 2020

⁷ Tabell 12824, ssb.no



3.3 Systempris for 2018

Vi bruker systemprisen for 2018 for å rekne ut nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. Her har vi brukt månedlege systemprisar for 2018⁸, og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁹.

	Månadleg systempris, NOK	Forbruk, GWh	Vekta forbruk	Vekta 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 %	
Vekta 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 **289,54 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved vedtak om inntektsramme for 2020.

3.4 KPI-justering

I inntektsrammen for 2020 vert drift- og vedlikeholdskostnadar justert med KPI-løn¹⁰ og KILE med KPI¹¹, frå 2018- til 2020-kroner.

- Faktoren for KPI-løn er **1,058** ($KPI\text{-løn}_{2020}/KPI\text{-løn}_{2018}$, som er 115,1/108,8).
- Faktoren for KPI er **1,035** (KPI_{2020}/KPI_{2018} , som er 112,2/108,4).

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

⁹ Tabell 08583, ssb.no

¹⁰ Tabell 11118, ssb.no

¹¹ Tabell 03014, ssb.no



4. Om berekning av kostnadsnormen (K^*)

For selskap som har transmisjonsnett (utanom Statnett SF) set vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlag. Vi reknar kostnadsnormer i to trinn for lokalt- og regionalt distribusjonsnett:

- **Trinn 1:** Her nyttar vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapas oppgåver og kostnader. Vi måler data frå 2018 mot gjennomsnittlege data for perioden 2014 – 2018, for å finne eit DEA-resultat per selskap.
- **Trinn 2:** Her nyttar vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultata frå trinn 1 for geografiske rammevilkår.

Kostnadane som inngår i analysane er summen av drifts- og vedlikehaldskostnader, KILE, avskrivningar, nettap og avkasting. Vi reknar ut nettapskostnaden ved å multiplisere det fysiske nettapet med systemprisen for 2018. Avkasting er avkastningsgrunnlag (bokførte verdiar for eigen- og bidragsfinansiert kapital, tillagt 1 % arbeidskapital) multiplisert med referanserenta for 2020.

I analysane for det regionale distribusjonsnettlet inngår ikkje kostnader til kraftsystemutredningar eller KDS eller nettap.

I det lokale distribusjonsnettlet reknar vi ein normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot overliggjande nett, og denne vert trekt frå kostnadane som inkluderast i DEA. Vi nyttar eit vektsystem til å rekne ut denne normkostnaden.

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

Trinn 1 – DEA-modell	Forkorting
Kilometer høgspennett	ld_hv
Tal på nettstasjonar	ld_ss
Tal på abonnentar	ld_sub
Trinn 2 – regresjonar	
Del jordkablar	ldz_hvug.s
Del luftlinjer i barskog med høg og særskilt høg bonitet	ldz_f4
Geo 1: Helling, småkraft og del luftlinjer i løvskog	ldz_Geo1
Geo 2: (Referansevind / kystavstand), tal på øyer og del sjøkabel	ldz_Geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_Geo3

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnettlet



Trinn 1 – DEA-modell	Forkorting
Vekta verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	rd_wv.ol
Vekta verdi jordkablar	rd_wv.uc
Vekta verdi sjøkablar	rd_wv.sc
Vekta verdi grensesnitt: transformatorar, brytarar og kompenseringanlegg	rd_wv.ss
Trinn 2 – regresjonar	
Geo 3R: Helling og skog med høg og særskilt høg bonitet	rdz_Geo1

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalt distribusjonsnett

4.1 Faktoranalyse – for berekning av geografiindeksar i trinn 2

Vi nyttar faktoranalyse for å rekne ut dei samansette geografiindeksane i dei to modellane. Faktoranalyse er ein samlebetegnelse for statistiske metodar som analyserar samvariasjonen mellom variablar. Slike analyser brukar vi blant anna for å eliminera lineært korrelerte variablar. Vi nyttar Principal Component Analysis (PCA). Dette er ein teknikk som utleder ein faktor som maksimalt utnyttar variasjonen i dei underliggande enkeltvariablane.

Tabellen under viser korleis geografiindeksane er samansett:

Geo1 «Fjellbekk», lokalt distribusjonsnett	Forkorting
Helling: Snitt helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	ldz_inc.av
Løvsog: Eit mål på mengd løvsog.	ldz_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftytelse i konsesjonsområdet.	ldz_cmpp.sz

Geo2 «ØyVind», lokalt distribusjonsnett	
Kystklimavariabel: Kvadrert verdi for vind delt på avstand til kyst.	dg_wind2.cod
Øyer: Antall forsynte øyer som ligg meir enn 1 km frå fastland eller næraste forsynte øy.	ldz_isl.sz
Del sjøkabel.	ldz_hvsc.s

Geo3 «Frost», lokalt distribusjonsnett	
Snø: Eit mål på nedbør som kjem som snø (historisk snitt).	ldz_snow
Breddegrad: Eit mål på mørketid frå breddegrad 65,9 og nordover .	ldz_lat.av
Islast: Eit mål på islast (historisk snitt).	ldz_ice.av
Temperatur: Årsmiddeltemperatur, ganga med -1.	ldz_tempneg

Geo3R «HelSkog», regionalt distribusjonsnett	
Skog: Eit mål på mengd skog.	rdz_inc.av
Helning: Snitt helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	rdz_f12

Tabell 5: Samansetning av geografiindeksar



Figurane under dekomponerer resultatet frå PCA, og viser korleis geografiindeksane er sette saman av dei underliggande variablane.

```
> lm(ld_EVAL$ldz_Geo1 ~ ld_EVAL$ldz_inc.av + ld_EVAL$ldz_f7 +ld_EVAL$ldz_cmp.p.sz)
Call:
lm(formula = ld_EVAL$ldz_Geo1 ~ ld_EVAL$ldz_inc.av + ld_EVAL$ldz_f7 +
    ld_EVAL$ldz_cmp.p.sz)
Coefficients:
    (Intercept)    ld_EVAL$ldz_inc.av    ld_EVAL$ldz_f7    ld_EVAL$ldz_cmp.p.sz
          -2.5233              0.1577              6.6526             1001.7520

> lm(ld_EVAL$ldz_Geo2 ~ ld_EVAL$ldz_wind2.cod + ld_EVAL$ldz_isl.sz +ld_EVAL$ldz_hvsc.s)
Call:
lm(formula = ld_EVAL$ldz_Geo2 ~ ld_EVAL$ldz_wind2.cod + ld_EVAL$ldz_isl.sz +
    ld_EVAL$ldz_hvsc.s)
Coefficients:
    (Intercept)    ld_EVAL$ldz_wind2.cod    ld_EVAL$ldz_isl.sz    ld_EVAL$ldz_hvsc.s
          -0.6966              0.8503             4005.3268             13.6742

> lm(ld_EVAL$ldz_Geo3 ~ ld_EVAL$ldz_snow + ld_EVAL$ldz_lat.av +ld_EVAL$ldz_ice.av+ld_EVAL$ldz_tempneg)
Call:
lm(formula = ld_EVAL$ldz_Geo3 ~ ld_EVAL$ldz_snow + ld_EVAL$ldz_lat.av +
    ld_EVAL$ldz_ice.av + ld_EVAL$ldz_tempneg)
Coefficients:
    (Intercept)    ld_EVAL$ldz_snow    ld_EVAL$ldz_lat.av    ld_EVAL$ldz_ice.av    ld_EVAL$ldz_tempneg
          -26.581560              0.004263              0.387317              0.017404              0.250138
```

Figur 1: koeffisientar 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
          -3.427              4.915              0.186
```

Figur 2: koeffisientar til Geo1 for regionalt distribusjonsnett



4.2 Trinn 2 – Beregning av koeffisientar

Vi korrigerer for kor mykje meir eller mindre rammevilkår eit selskap har sett i forhold til det mønsterselskapet det vert målt mot. For å finne «prisane» kvart rammevilkår får, nyttar vi regresjonsanalyse. DEA-resultatet er avhengig variabel og differansen i rammevilkår mellom mønsterselskap og kvart enkelt selskap er dei uavhengige variablane. Figurane under viser resultatane frå regresjonsanalysane 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
-0.221698 -0.045555 -0.006599  0.055791  0.185063

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.769930   0.012185  63.189 < 0.0000000000000002 ***
z.diffldz_hvug.s -0.248669   0.067972  -3.658   0.000417 ***
z.diffldz_f4    -0.382218   0.103024  -3.710   0.000349 ***
z.diffldz_Geo1 -0.033407   0.005852  -5.709   0.00000012939397 ***
z.diffldz_Geo2 -0.071323   0.008923  -7.993   0.000000000000311 ***
z.diffldz_Geo3 -0.016005   0.006629  -2.414   0.017681 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08212 on 95 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5412,    Adjusted R-squared:  0.517
F-statistic: 22.41 on 5 and 95 DF,  p-value: 0.000000000000008872
```

Tabell 6: 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
-0.255719 -0.092456 -0.005615  0.102665  0.247244

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.71574   0.02319  30.869 <0.0000000000000002 ***
z.diff      -0.03468   0.01967  -1.763   0.0872 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.131 on 33 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.08606,    Adjusted R-squared:  0.05837
F-statistic: 3.108 on 1 and 33 DF,  p-value: 0.08719
```

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



4.3 Særskilt fastsetting av kostnadsnorm

For enkelte små og spesielle selskap har vi utarbeida alternative måtar for å rekne ut kostnadsnormen.

4.3.1 Selskap som vert halde utanfor evaluering i DEA

Selskap som vert halne utanfor DEA vil få ein kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget.

For at eit selskap skal haldast utanfor DEA, må selskapet ha 0 i definert oppgåvemengd eller store årlege variasjonar i data. For 2020 gjeld dette følgjande selskap:

Sør-Norge Aluminium AS, Svorka Produksjon AS, Norske Skog Skogn AS, Lyse Produksjon AS i lokalt distribusjonsnett. For regionalt distribusjonsnett gjelder det selskapene Trollfjord Nett AS, Luster Energiverk AS, Meløy Energi Nett AS, Stryn Energi AS, Sykkylven Energi AS, Statkraft Energi AS, Norske Skog Skogn AS.

4.3.2 Selskap som vert evaluert i eigen modell

I denne modellen vert selskapa sine oppgåver og kostnadar målt mot deira egne femårige historiske gjennomsnitt.

Vi har spesifikke kriterier for selskapa som inngår i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskap med færre enn 500 abonnement som inngår i ein eigen modell. I regionalt distribusjonsnett er det selskap med mindre enn 4000 i total oppgave eller som har 0 km luftlinjer som inngår.

For vedtak 2020 gjeld dette følgjande 15 selskap i regionalt distribusjonsnett:

Selskap	Vektet luftlinje	Vektet jordkabel	Vektet sjøkabel	Vektet stasjonskomponent	Total oppgave
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ	0	0	0	3 134	3 134
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	2 236	11	0	1 414	3 660
RAUMA ENERGI AS	0	0	0	1 895	1 895
STRANDA ENERGI AS	0	0	0	230	230
TINFOS AS	35	0	0	1 495	1 530
SVORKA ENERGI AS	967	62	0	1 474	2 503
EVERKET AS	0	711	0	2 286	2 997
E-CO ENERGI AS	0	709	0	2 959	3 667
LYSE PRODUKSJON AS	0	0	0	6 895	6 895
VOKKS NETT AS	0	0	0	230	230
MIDT-TELEMARK ENERGI AS	0	0	0	2 130	2 130
YARA NORGE AS	0	0	0	1 296	1 296



I lokalt distribusjonsnett gjelder det 7 selskaper:

Selskap	Abonnementer
MODALEN KRAFTLAG SA	429
HYDRO ENERGI AS	0
TINFOS AS	69
HYDRO ALUMINIUM AS	17
YARA NORGE AS	15
MO INDUSTRIPARK AS	257
HERØYA NETT AS	30

4.3.3 Selskap som vert inkludert i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap

I det regionale distribusjonsnettet fins det selskap som kan inngå i DEA-analysene, men som ikkje kan definere front for andre selskap. Selskapet sin prestasjon vert framleis evaluert i DEA, men det kan altså ikkje bestemme kostnadsnormen for andre selskap. I praksis køyrer vi ein separat DEA-analyse, der selskapet kan vere på front, men der kun selskapet sitt eige resultat vert henta ut.

Grensa for å kunne vere frontelskap for andre er at total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA må vere på minimum 50 millionar kroner. Det er 16 selskap som vert behandla på denne måten:

Selskap	5-årig snitt-kostnad
ALTA KRAFTLAG SA	7 604
ANDØY ENERGI AS	11 256
AS EIDEFOSS	20 981
KRAGERØ ENERGI AS	6 649
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	7 376
LÆRDAL ENERGI AS	2 734
NORD-SALTEN KRAFT AS	23 216
YMBER PRODUKSJON AS	16 656
NORDKYN KRAFTLAG SA	4 688
REPVÅG KRAFTLAG SA	11 608
RØROS E-VERK NETT AS	1 700
SULDAL ELVERK KF	3 057
HARDANGER ENERGI NETT AS	1 748
HEMSEDAL ENERGI KF	5 175
STANGE ENERGI NETT AS	3 986
HERØYA NETT AS	14 971

Desse selskapa inngår ikkje i trinn 2-regresjonen. Det gjer heller ikkje selskap med ein gjennomsnittleg totalkostnad på under 7 millionar kroner. Selskap med ein gjennomsnittleg totalkostnad mellom 7 og 50 millionar kroner, som ikkje vert frontelskaper, beheld vi i den ordinære DEA-kjøringa og inngår i trinn 2- regresjonen.



5. Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik

Ved fastsetting av inntektsrammane for 2018 vart det nytta KPI-justerte 2016-kostnadar som estimat på forventa kostnadar i 2018. På same måte som tidligare vil derfor inntektsrammen for 2020 rekalibrerast for avviket mellom bransjen sine faktiske kostnadar i 2018 og kostnadsgrunnlaget som vart nytta i vedtak om inntektsrammer for 2018.

Korrigeringa kjem to år forsinka, og er derfor tillagt rente for 2018 og 2019, som var på høvesvis 6,10 % og 5,69 %.

Bransjen sitt faktiske kostnadsgrunnlag for 2018 er 301 millionar kroner lågare enn kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2018. Inntektsrammen for 2020 vert derfor justert ned med dette beløpet pluss renter for 2018 og 2019, som utgjer 37 millionar kroner.