



NVE

Reguleringsmyndigheten  
for energi – RME

## Infoskriv RME-Ø 1/2023: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2022

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2022. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

### Innhold

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2022.....	2
1.1.	Vi avslutter særskilt kostnadsnorm for anlegg i grensesnittet mellom lokalt distribusjonsnett og regionalnett.....	2
1.2.	Fra 2022 skal Elhub-gebyrer dekkes inn som et tillegg til årlig inntektsramme.....	2
1.3.	Re-beregning av inntektsramme for 2020.....	2
1.4.	Rammevilkårskorrigerings i regionalnett.....	2
2.	Om beregning av inntektsramme.....	3
3.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2022.....	4
3.1	Referanserente for 2022.....	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 - 2022.....	4
3.2	Referansepris på kraft for 2022.....	5
3.3	Systempris for 2020.....	6
3.4	KPI-justering.....	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.....	10
4.3	Alternativ beregning av kostnadsnorm.....	11
4.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA.....	11
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.....	12
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik.....	12



## **1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2022**

### **1.1. Vi avslutter særskilt kostnadsnorm for anlegg i grensesnittet mellom lokalt distribusjonsnett og regionalnett**

Fra og med inntektsrammene for 2022 avslutter vi den særskilte kostnadsnormen for anlegg i grensesnittet mellom lokalt distribusjonsnett og regionalnett i de sammenlignende analysene for lokalt distribusjonsnett. Med referanse til [RME-rapport 1/2019](#) side 27-29, har vi fra rapportering av 2020-verdier, endret definisjon av skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett i transformatorstasjoner i den økonomiske og tekniske rapporteringen til RME (eRapp og TEK). Målet for endringen er å bedre sammenlignbarheten mellom selskapene, og dermed oppnå riktigere inntektsrammer. Ulik eierstruktur og historikk har bidratt til at nettselskapene har hatt ulik praksis på hvilket nettnivå samme type anlegg har vært rapportert på.

Endringen omfatter avganger og andre anlegg med nominelt spenningsnivå fra 22 kV og under som står i stasjoner tilknyttet regionalnett. Disse anleggene skal nå kostnadsføres på virksomhetsområdet regionalnett. I slike tilfeller vil skillet mellom virksomhetsområdene regionalnett og lokalt distribusjonsnett være der linje-/kabel i det lokale distribusjonsnettet er tilkoblet avgangen. Dette skillet mellom virksomhetsområdene gjelder uavhengig av eierskap til øvrig anlegg i regionalnettet.

### **1.2. Fra 2022 skal Elhub-gebyrer dekkes inn som et tillegg til årlig inntektsramme**

Fra og med 2022 skal innbetalte Elhub-gebyrer dekkes inn som et tillegg til årlig inntektsramme, jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 7-3 bokstav e). Derfor holder vi disse kostnadene utenfor beregningen av inntektsrammer for 2022. Les mer om endringen i [RME-rapport 1/2019](#) side 9-10.

### **1.3. Re-beregning av inntektsramme for 2020**

Vi har inkludert et tillegg eller fratrekk i inntektsrammen for 2022 som følge av en ny beregning av inntektsrammen for 2020. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal vi omgjøre enkeltvedtak om inntektsramme for 2020 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 2022. Grunnlaget og resultatet fra disse beregningene er publisert på nettsiden vår, sammen med varsel om inntektsramme for 2022.

### **1.4. Rammevilkårskorrigerings 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 inntektsrammen for 2022 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 korrigerings for rammevilkår i regionalnett i inntektsrammen for 2022.



## 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.

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 2022, er det avvikene for inntektsramme 2020 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2022 er det data fra 2020 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 hvor 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 individuelle KILE-avtaler. Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som et gjennomsnitt for perioden 2016-2020.
- *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 vedtak om inntektsramme for 2022.

---

<sup>1</sup> 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)

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

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



### 3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2022

#### 3.1 Referanserente for 2022

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 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

Inflasjonen var på 3,5 % i 2021 og 5,8 % i 2022. SSB har anslått inflasjonen til å være 4,9 % i 2023 og 1,1 % i 2024. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2021-2024 er **3,83 %**.

##### 3.1.2 Swaprente

Gjennomsnittlig swaprente for 2022 var **3,04 %**.<sup>5</sup>

##### 3.1.3 Kredittrisikopremie

Gjennomsnittlig kredittrisikopremie for 2022 var på **1,11 %**.<sup>6</sup>

##### 3.1.4 Skattesats

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

##### 3.1.5 Referanserente - 2022

Basert på de estimerte størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2022 på **7,47 %**.

---

<sup>4</sup> Tabell 12880, ssb.no

<sup>5</sup> [Kalkylerente for 2022 - KBN](#)



### 3.2 Referansepris på kraft for 2022

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<sup>7</sup>.

	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vektet forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	8 801 124	12 %	1 406,3	1 406,3	263,9	262,2	1 371,2
Februar	7 952 996	11 %	1 205,4	1 205,4	180,7	161,7	1 202,4
Mars	7 566 424	10 %	1 870,4	1 870,4	172,8	151,0	1 870,5
April	6 500 844	9 %	1 740,0	1 738,9	450,7	178,4	1 743,8
Mai	5 453 340	7 %	1 649,7	1 653,2	157,6	112,5	1 650,2
Juni	4 436 200	6 %	1 501,9	1 866,7	118,4	85,6	1 501,2
Juli	4 154 033	6 %	1 669,0	2 627,8	19,1	19,2	1 669,0
August	4 437 233	6 %	3 442,9	4 344,9	188,9	28,2	3 415,8
September	4 866 255	6 %	3 586,9	3 586,9	752,9	364,3	3 586,9
Oktober	5 946 862	8 %	1 318,5	1 322,2	359,8	205,5	1 318,9
November	6 799 702	9 %	1 125,7	1 128,0	637,8	442,8	1 125,7
Desember	9 115 139	12 %	2 686,8	2 686,7	1 815,3	985,4	2 695,2
Volumveid pris			1 877,4	2 004,3	486,5	290,5	1 872,8
<b>Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh</b>			<b>1 888,4</b>	<b>2 015,3</b>	<b>497,5</b>	<b>301,5</b>	<b>1 883,8</b>

Tabell 1: Referansepris på kraft per prisområde for 2022

<sup>7</sup> Tabell 08583, sssb.no



### 3.3 Systempris for 2020

Vi bruker systemprisen for 2020 til å beregne nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2020<sup>8</sup>, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning<sup>9</sup>.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	238,84	8 496 089	11 %	26,08
Februar	132,66	8 149 253	10 %	13,89
Mars	100,46	8 106 098	10 %	10,47
April	59,74	6 451 766	8 %	4,95
Mai	92,26	5 808 536	7 %	6,89
Juni	33,75	4 320 656	6 %	1,87
Juli	25,05	4 358 176	6 %	1,40
August	92,73	4 479 937	6 %	5,34
September	168,15	5 182 440	7 %	11,20
Oktober	159,71	6 556 626	8 %	13,46
November	67,77	7 345 266	9 %	6,40
Desember	213,24	8 557 345	11 %	23,45
Sum 2020		77 812 188	100 %	
Vektet systempris 2020				125,40
Systempris 2020 inkl. 11 kr/MWh				<b>136,40</b>

**Tabell 2: Systempris på kraft for 2020**

Vi legger til grunn en systempris på kraft på **136,40 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2022.

### 3.4 KPI-justering

Til inntektsrammen for 2022 prisjusteres drifts- og vedlikeholdskostnadene med KPI-lønn<sup>10</sup>, og KILE med KPI fra 2020- til 2022 kroner<sup>11</sup>.

- Faktoren for KPI-lønn blir **107** ( $KPI\text{-lønn}_{2022}/KPI\text{-lønn}_{2020}$ , som er 123,1/115,1)
- Faktoren for KPI blir **109,4** ( $KPI_{2022}/KPI_{2020}$ , som er 122,8/112,2)

<sup>8</sup> [Market data | Nord Pool \(nordpoolgroup.com\)](https://www.nordpoolgroup.com/)

<sup>9</sup> Tabell 08583, ssb.no

<sup>10</sup> Tabell 11118, ssb.no

<sup>11</sup> Tabell 03014, ssb.no



#### 4. Om beregning av kostnadsnormen ( $K^*$ )

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett benytter vi DEA (data envelopment analysis) for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader. Dette betegner vi som trinn 1 i kostnadsnormmodellen. Her måles data fra 2020 mot gjennomsnittlige data for perioden 2016–2020, og det beregnes et DEA-resultat per selskap.

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 2020 (se kapittel 3.3). Referanserenten brukes for å beregne avkastning på avkastningsgrunnlaget, som her inkluderer egenfinansiert og bidragsfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent for arbeidskapital.

For regionalnett inngår ikke kostnader til kraftsystemutredninger eller KDS eller nettap i analysene.

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett benytter vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultatene fra trinn 1 for geografiske rammevilkår. Dette betegner vi som trinn 2 i kostnadsnormmodellen. Vi gjør ingen slik korrigerings av DEA-resultatene for regionalnett.

For selskaper som har transmisjonsnett (utenom Statnett SF), setter vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlag.

<b>Lokalt distribusjonsnett</b>	
<b>Trinn 1 – DEA- modell</b>	<b>Forkortelse</b>
Antall kilometer høyspent nett	ld_hv
Antall nettstasjoner	ld_gs
Antall abonnementer	ld_sub
<b>Trinn 2 – regresjoner</b>	
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 <sup>2</sup> / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	ldz_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_geo3

**Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett**

<b>Regionalnett</b>	
<b>Trinn 1 – DEA- modell</b>	<b>Forkortelse</b>
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
<b>Trinn 2 – regresjoner</b>	
Geo 1R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rdz_geo1

**Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalnett**



#### 4.1 Faktoranalyse – for beregning av geografiindekser 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:

<b>Geo1 «Fjellbekk», lokalt distribusjonsnett</b>	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
<b>Geo2 «ØyVind», lokalt distribusjonsnett</b>	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
<b>Geo3 «Frost», lokalt distribusjonsnett</b>	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
<b>Geo1R «HelSkog», regionalnett</b>	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_cmp.p.sz)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo1 ~ 1d_EVAL$1dz_inc.av + 1d_EVAL$1dz_f7 +
    1d_EVAL$1dz_cmp.p.sz)
Coefficients:
    (Intercept)  1d_EVAL$1dz_inc.av  1d_EVAL$1dz_f7  1d_EVAL$1dz_cmp.p.sz
        -2.4616         0.1563         6.4386         977.2255

> lm(1d_EVAL$1dz_Geo2 ~ 1d_EVAL$1dz_wind2_cod + 1d_EVAL$1dz_is1.sz +1d_EVAL$1dz_hvsc.s)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo2 ~ 1d_EVAL$1dz_wind2_cod + 1d_EVAL$1dz_is1.sz +
    1d_EVAL$1dz_hvsc.s)
Coefficients:
    (Intercept)  1d_EVAL$1dz_wind2_cod  1d_EVAL$1dz_is1.sz  1d_EVAL$1dz_hvsc.s
        -0.6962         0.7914         5059.1140         13.2159

> 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
        -25.613148         0.004243         0.370972         0.016840         0.248454
```

**Tabell 6: 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
         3.4965        -4.7303        -0.1969
```

**Tabell 7: koeffisienter til Geo1 for regionalnett**



## 4.2 Trinn 2 – Beregning av koeffisienter

Vi korrejerer 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.

```
> print(summary(ldz.reg$res.regr.NVE))
Call:
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.18557 -0.05681 -0.01333  0.06148  0.16339

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.773572   0.011656  66.369 < 0.0000000000000002 ***
z.diff1dz_hvug.s -0.331648  0.073340  -4.522  0.0000212578 ***
z.diff1dz_f4 -0.404325  0.107761  -3.752  0.000333 ***
z.diff1dz_Geo1 -0.027759  0.006061  -4.580  0.0000171145 ***
z.diff1dz_Geo2 -0.077002  0.011254  -6.842  0.0000000015 ***
z.diff1dz_Geo3 -0.018847  0.006399  -2.945  0.004240 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08212 on 79 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5346, Adjusted R-squared:  0.5051
F-statistic: 18.15 on 5 and 79 DF, p-value: 0.000000000005999
```

**Tabell 8: 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
-0.28334 -0.09447  0.01585  0.10317  0.24470

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.72573   0.02305  31.479 <0.0000000000000002 ***
z.diff       0.02421   0.02121  1.141  0.262
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1303 on 32 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.03912, Adjusted R-squared:  0.009097
F-statistic: 1.303 on 1 and 32 DF, p-value: 0.2621
```

**Tabell 9: Resultat fra regresjon i trinn 2, regionalnett**



### 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 2022 gjelder dette Svorka Energi AS og Sør-Norge Aluminium AS i lokalt distribusjonsnett, og Bømlo Kraftnett AS, KE Nett AS, Breheim Nett AS, Meløy Nett AS, Rakkestad Energi AS, Tindra Nett AS, Stryn Energi AS, Sykkylven Energi AS, Straumnett AS, Sunndal Energi KF og Statkraft Energi AS i regionalnett.

#### 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 id Abonnemeter

MODALEN KRAFTLAG SA	121	439
HYDRO ENERGI AS	167	1
TINFOS AS	222	71
HYDRO ALUMINIUM AS	294	16
MIP INDUSTRINETT AS	743	269
HERØYA NETT AS	852	33

#### Regionalt distribusjonsnett id Vektet luftlinjer Total oppgave

TROLLFJORD NETT AS	63	399	3 329
JÆREN EVERK AS	88	-	4 886
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS	98	-	346
KLIVE AS	135	-	617
PORSA KRAFTLAG AS	156	-	998
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA	161	2 236	3 726
RAUMA ENERGI PRODUKSJON AS	162	-	1 951
TINFOS AS	222	35	1 530
S-NETT AS	274	967	3 161
EVERKET AS	349	-	2 997
HAFSLUND ECO VANNKRAFT AS	447	-	3 667
ETNA NETT AS	542	-	1 234
FØRE AS	659	-	2 920



#### 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:

<b>Selskap</b>	<b>id</b>	<b>5-årig snittkostnad, i tusen kroner</b>
ANDØY ENERGI NETT AS	9	10 697
FJELLNETT AS	37	25 521
VESTMAR NETT AS	93	5 270
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	103	7 726
LÆRDAL ENERGI NETT AS	106	2 637
VISSI AS	133	15 818
NORDKYN KRAFTLAG SA	138	4 547
NETTINORD AS	164	11 675
RØROS E-VERK NETT AS	173	3 270
INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS	238	2 722
HEMSIL NETT AS	343	4 541
STANGE ENERGI NETT AS	669	3 381
HERØYA NETT AS	852	16 263

## 5. Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2020 benyttet vi justerte 2018-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2020. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2022 re-kalibreres for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2020 og kostnadsgrunnlaget som ble benyttet i vedtak om inntektsrammer for 2020. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2020 og 2021 på 5,15 % og 5,37 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2020 er 663,4 millioner kroner lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2020. Inntektsrammen for 2022 justeres derfor ned med dette beløpet, pluss renter som utgjør 71,6 millioner kroner.