



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Infoskriv RME-Ø 4/2022: Om utrekning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2023

Dette infoskrivet forklarer korleis vi reknar inntektsramme og kostnadsgrunnlaget for 2023. Vi viser også utrekning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhald

1.	Merknadar til utrekning av inntektsrammer for 2023	2
1.1.	Vi aukar vekta på kostnadsnormen frå 60 til 70 prosent	2
1.2.	Vi endrar rammevilkårskorrigeringa i kostnadsnormmodellen	2
1.3.	Overgangsordning	2
1.1.	Referansepris for kraft	2
1.2.	Re-berekning av inntektsramme for 2021	2
2.	Om utrekning av inntektsramme	4
3.	Føresetnadar for utrekning av inntektsramme for 2023	5
3.1	Referanserente	5
3.1.1	Inflasjon	5
3.1.2	Swaprente	5
3.1.3	Kredittrisikopremie.....	5
3.1.4	Skattesats	5
3.1.5	Referanserente - 2023	5
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2022	6
3.2	KPI-justering	6
3.2.1	KPI løn.....	6
3.2.2	KPI.....	6
3.3	Referansepris på kraft.....	6
3.4	Systempris for 2021	7
4.	Om utrekning av kostnadsnormen (K*)	8
4.1	Faktoranalyse – for utrekning av geografi-indeksar i trinn 2	8
4.2	Trinn 2 – Utrekning av koeffisientar	10
4.3	Alternativ utrekning av kostnadsnorm	11
4.3.1	Selskap som vert haldne utanfor evaluering i DEA	11
4.3.2	Selskap som vert evaluert i eigen modell	11
4.3.3	Selskap som kan inkluderast i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap	
	12	
5.	Rekalibrering – Korleksjon for tidlegare avvik.....	12



1. Merknadar til utrekning av inntektsrammer for 2023

1.1. Vi aukar vekta på kostnadsnormen frå 60 til 70 prosent

Frå og med 2023 skal kostnadsnormen telle 70 prosent, jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6. Denne endringa er nærmare beskriven i [RME-rapport 1/2019](#) side 10–14.

1.2. Vi endrar rammevilkårskorrigeringa i kostnadsnormmodellen

Vi har endra korrigering for rammevilkår i kostnadsnormmodellen. Denne endringa er nærmare beskriven i [RME-rapport 10/2022](#). Oppsummert vert dette den nye rammevilkårskorrigeringa:

Lokalt distribusjonsnett	Regionalt distribusjonsnett
Bar- og blandingsskog høg bonitet	Ingen
Faktor 1: lauvskog med høg bonitet, innmating frå produksjon, helling og snø som klistrar seg til trær	
Faktor 2: Sterk vind nær kyst, salting og nett i vatn	
Faktor 3: snøfokk, snø, kulde og sterk vind	

1.3. Overgangsordning

For 2023 og 2024 har vi innført ei overgangsordning der vi reknar eit tillegg i kostnadsnorm for selskapa som får redusert si inntektsramme etter overgangen til nye rammevilkår i kostnadsnormmodellen. For 2023 reknar vi inntektsramme både med ny og gammal rammevilkårskorrigering, og differansen er grunnlag for tillegget i kostnadsnorm både for inntektsrammen 2023 og 2024. For 2023 legg vi heile differansen til kostnadsnormen, og for 2024 legg vi til 90 prosent av den same differansen på kostnadsnormen. Kostnadsnormen utgjør 70 prosent av inntektsrammen.

1.1. Referansepris for kraft

Normalt nyttar vi ein felles estimert referansepris på kraft i varsel om inntektsrammer. Sidan det for tida er store prisdifferansar mellom områda, nyttar vi estimat på referansepris på kraft per prisområde i utrekninga av inntektsramme 2023. Dei er basert på EPADs som er terminkontrakter for prisdifferansar mellom områdeprisane¹. Desse marknadane er mindre likvide enn terminkontraktane på systemprisen, men vi meiner dei likevel vil kunne treffe faktisk pris per område for 2023 betre enn ein felles pris for alle nettselskapa.

1.2. Re-berekning av inntektsramme for 2021

Vi har inkludert eit tillegg eller fråtrekk i inntektsrammen for 2023 som følge av ei ny utrekning av inntektsrammen for 2021. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal vi gjere om enkeltvedtak om inntektsramme for 2021 dersom det var feil i datagrunnlaget. Dette gjer vi i form av ein korreksjon i enkeltvedtak om inntektsramme det andre påfølgande inntektsrammeåret, i dette

¹ <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices>



tilfellet inntektsramme for 2023. Grunnlaget og resultatet fra disse utrekningane er publisert på nettsida vår, saman med varsel om inntektsramme for 2023.



2. Om utrekning av inntektsramme

Nettselskapa sine årlege inntektsrammer vert fastsett etter følgjande formel²:

$$IR = 0,3K + 0,7K^*$$

- *IR*: Inntektsramme.
- *K*: Kostnadsgrunnlag.
- *K**: Kostnadsnorm. Denne reknar vi ut ved hjelp av samanliknande analysar av selskapa.

I tillegg korrigerer vi for eventuelle feil i data som vart nytta til å rekne ut inntektsrammene for to år sidan, og reknar desse på ny. Differansane mellom vedtatt og ny inntektsramme vert inkludert som ein korreksjon i inntektsrammen to år etter. For inntektsrammene for 2023, er det avvika for inntektsramme 2021 som vert lagt til og trekt frå.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2023 er det data frå 2021 som vert lagt til grunn. Kapitalkostnadane vert ikkje justert, men KILE justerast med KPI³ og Drift- og vedlikehaldskostnader justerast med ein indeks der løn er drivande faktor, «KPI-løn»⁴:

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

- *DV*: Drift- og vedlikehaldskostnader. Desse inkluderer utbetalingar til kundar ved svært langvarige avbrot og individuelle KILE-avtalar. Inflasjonsjusterte pensjonskostnadar inngår som eit gjennomsnitt for perioden 2017-2021.
- *KILE*: Omfattar ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtalar.
- *NT*: Nettap i MWh, og *P* er referansepris på kraft.
- *AVS*: Avskrivningar på eigenfinansiert kapital.
- *AKG*: Avkastningsgrunnlag for eigenfinansierte anlegg (inkludert 1 % arbeidskapital), og *r* er referanserente.

Vi har utarbeida ei eiga rettleiing som nærmare forklarar kva verdier frå eRapp som vert brukt ved utrekning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på våre nettsider saman med varsel om inntektsramme for 2023.

² Dette er beskrevet i Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffene (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

³ Tabell 03014, ssb.no

⁴ Tabell 11118, ssb.no



3. Føresetnader for utrekning av inntektsramme for 2023

3.1 Referanserente

Referanserenta vert fastsett etter følgjande 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, fastsett til 60 %.
- Rf : Fast nøytral realrente, fastsett til 1,5 %.
- $Infl$: Årleg justering for inflasjon, rekna som gjennomsnittet av faktisk inflasjon frå dei to siste åra og anslått inflasjon for dei to komande åra. Inflasjonen hentar vi frå SSB sine heimesider⁵. Dersom gjennomsnittet er negativt, vert det sett til null.
- β_e : Eigenkapitalbeta, fastsett til 0,875.
- MP : Fast marknadspremie, fastsett til 5 %.
- $Swap$: Årleg gjennomsnitt av 5-årig swaprente.
- KP : Årleg gjennomsnittleg bransjespesifikk kredittrisikopremie, som kjem fram av spreaden mellom på 5-årige kraftobligasjonar og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet.
- s : Skattesats lik gjeldande skattesats for nettselskap.

3.1.1 Inflasjon

Ved varsel vil gjennomsnittleg inflasjonen vere basert på estimert inflasjon for inneverande år, samt dei tre komande åra: altså 2022, 2023, 2024 og 2025. SSB har anslått ein inflasjon for desse åra på høvesvis 5,7 %, 3,5 %, 1,0 % og 1,8 %. Anslaga er sist oppdatert september 2022. Gjennomsnittleg inflasjon for åra 2022 – 2025 er **3,00 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker Kommunalbankens estimat⁶ for swaprente for 2023, sist oppdatert 30. august 2022: **3,72 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker observasjonen av kredittrisikopremien per 17. november 2022⁷ som estimat på kva denne vil vera i 2023: **1,37 %**.

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenta er lik selskapsskatten fastsett i Stortingets årlege skattevedtak: **22 %**.

3.1.5 Referanserente - 2023

Basert på dei estimerte størrelsane ovanfor får vi ei referanserente for 2023 på **7,61 %**.

⁵ Tabell 12880, ssb.no

⁶ [Budsjettrenter og selvkostrenter 2023 – 2026 - KBN](#)

⁷ Basert på kraftkurver frå Nordic Bond Pricing



3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2022

Renta for 2022 vart estimert til 5,53 % i varsel om inntektsrammer for 2022. Vi har oppdatert føresetnadane i den estimerte renta for 2022 etter varselet, som vart sendt ut i 2021. Kommunalbanken estimerer⁸ ei swaprente på 2,88 % for 2022. Inflasjon for 2021-2024 er i snitt 3,43 % og for perioden januar-oktober 2022 har kredittrisikopremien i snitt lege på 1,05 %. Med desse oppdaterte parameterane er nytt estimat på rente for 2022 på **7,13 %**.

3.2 KPI-justering

3.2.1 KPI løn

Drift- og vedlikehaldskostnadar vert prisjustert med KPI-løn, frå 2021- til 2023-nivå. I 2021 var KPI 119,2, men er ukjend for 2023 når vi sender varselet. Vi nyttar derfor SSB sine estimat⁹ for vekst på 3,8 % i 2022 og 4,4 % i 2023, som gir ein indeks for KPI-løn på 129,2 for 2023. D&V-kostnadar vert derfor justert med faktoren **1,084**.

3.2.2 KPI

KILE vert prisjustert med KPI, frå 2021- til 2023-nivå. I 2021 var KPI 116,1, men er ukjend for 2023 når vi sender varselet. Vi nyttar derfor SSB sine estimat for vekst på 5,7 % for 2021 og 3,5 % for 2023, som gir ein indeks for KPI på 127,0 for 2023. KILE vert derfor justert med faktoren **1,094**.

3.3 Referansepris på kraft

Årleg referansepris på kraft vert rekna som ein volumvekta månadspris, tillagt eit påslag på 11 NOK/MWh. Månadspris er gjennomsnittleg lokal områdepris frå marknadsplasskonsesjonæren.

Den endelege prisen er ikkje kjent før etter utgangen av 2022, og må derfor estimerast ved varsel. I estimeringa har vi nytta EPADs, som er terminkontraktar for prisdifferansar mellom områdeprisane¹⁰. Tabellen under viser kva referansepris vi har lagt til grunn for dei ulike prisområda. Prisane er henta frå NASDAQ 16. november 2022, og inkluderar eit påslag på 11 kr/MWh. For selskap som har nettap i fleire prisområde, har vi vekta prisen med det relative forbruket per område.

NO1	2 051
NO2	2 051
NO3	438
NO4	405
NO5	1 968

Tabell 1: Referanseprisar på kraft for 2023 i kr/MWh.

⁸ [Selvkostrenten flater ut - KBN](#)

⁹ Tabell 12880, ssb.no

¹⁰ <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices>



3.4 Systempris for 2021

Vi bruker systemprisen for 2021 til å rekne ut nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlege systemprisar for 2021¹¹, og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning¹².

	Månadleg systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vekta pris
Januar	475,08	10 569 586	13 %	60,65
Februar	481,89	9 482 403	11 %	55,19
Mars	347,53	8 318 098	10 %	34,92
April	380,28	7 010 978	8 %	32,20
Mai	445,76	5 880 789	7 %	31,66
Juni	441,99	4 485 825	5 %	23,95
Juli	559,90	4 170 182	5 %	28,20
August	681,88	4 612 693	6 %	37,99
September	876,57	5 071 658	6 %	53,70
Oktober	563,03	6 329 080	8 %	43,04
November	842,39	7 562 304	9 %	76,94
Desember	1 496,64	9 298 237	11 %	168,09
Sum 2021		82 791 833	100 %	
Vekta systempris 2021				125,40
Systempris 2021 inkl. 11 kr/MWh				657,53

Tabell 2: Systempris på kraft for 2021

Vi legg til grunn ein systempris på kraft på **657,53 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2023.

¹¹ [Market data | Nord Pool \(nordpoolgroup.com\)](#)

¹² Tabell 08583, ssb.no



4. Om utrekning av kostnadsnormen (K^*)

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett nyttar vi DEA (data envelopment analysis) for å måle forholdet mellom nettselskapa sine oppgåver og kostnader. Dette er trinn 1 i kostnadsnormmodellen. Her vert data frå 2021 målt mot gjennomsnittlege data for perioden 2017–2021, og det vert rekna eit DEA-resultat per selskap.

Kostnadane som inngår i analysane er summen av drift- og vedlikehaldskostnader, KILE, avskrivningar, nettap og avkasting. Nettapskostnaden vert rekna ut ved at det fysiske nettapet multipliserast med systemprisen for 2021 (sjå kapittel 3.3). Referanserenta vert brukt for å rekne ut avkasting på avkastingsgrunnlaget, som her inkluderer eigenfinansiert og bidragsfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent for arbeidskapital.

For regionalnett inngår ikkje kostnader til kraftsystemutredning eller KDS eller nettap i analysane.

For lokalt distribusjonsnett nyttar vi regresjonsanalyse for å korrigere DEA-resultata frå trinn 1 for geografiske rammevilkår. Dette er trinn 2 i kostnadsnormmodellen. Vi gjer ingen korrigerings av DEA-resultata for regionalnett.

For selskap som har transmisjonsnett (utanom Statnett SF) set vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlag.

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkorting
Tal på kilometer høgspennet nett	ld_hv
Tal på nettstasjonar	ld_ss
Tal på abonnentar	ld_sub
Trinn 2 – regresjonar	
Bar- og blandingsskog med høg bonitet	ldz_forest_mixed_conf
Faktor 1: Løvfall	pca_leafinc
Faktor 2: Kyst	pca_coast
Faktor 3: Frost	pca_frost

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett

Regionalnett	
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: transformatorer, brytarar og kompenseringssanlegg	rd_wv.ss

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalnett

4.1 Faktoranalyse – for utrekning av geografi-indeksar i trinn 2

Vi nyttar faktoranalyse for å rekne ut dei samansette geografiindeksane i trinn 2 i kostnadsnormmodellane. Faktoranalyse er ei samlenemning for statistiske metodar som analyserar samvariasjon mellom variablar. Slike analysar brukast blant anna til å eliminere lineært korrelerte variablar. Vi bruker Principal Component Analysis (PCA). Dette er ein teknikk som utleder ein faktor som maksimalt utnyttar variasjonen i dei underliggjande variablane.



Tabellen under viser kva variablar geografiindeksane er samansett av:

Faktor 1: Løvfall	Forkorting
Gjennomsnittleg helling rundt jordkablar og luftlinjer	ldz_incline
Innmating av produksjon	ldz_prod
Snø som klistrar seg til trær	ldz_snow_trees
Lauvskog med høg og særskild høg bonitet	ldz_broadleaf

Faktor 2: Kyst	Forkorting
Del nett i saltutsette område	ldz_salt
Sterk vind nær kyst	ldz_coast_wind
Del nett i vatn	ldz_water

Faktor 3: Frost	Forkorting
Snøfokkindeks	ldz_snowdrift
Tal på dagar med snødybde over 40 cm	ldz_snow_400
Sterk vind rundt jordkablar og luftlinjer	ldz_wind_99
Tal på frosttimar	ldz_frosthours

Tabell 5: Samansetning av geografiindeksar

Figuren nedanfor dekomponerer resultatet frå PCA, og viser korleis geografiindeksane er samansett av de underliggende variablane:

```
> pca_coast_reg
      rowname pca_coast_reg$coefficients
1      (Intercept)          -1.2142766
2      ld_EVAL$ldz_salt           7.3110945
3 ld_EVAL$ldz_coast_wind         0.1011072
4      ld_EVAL$ldz_water          7.9680353
> pca_leafinc_reg
      rowname pca_leafinc_reg$coefficients
1      (Intercept)          -2.7555913
2      ld_EVAL$ldz_incline       0.1510243
3      ld_EVAL$ldz_prod          1.1240387
4      ld_EVAL$ldz_snow_trees    0.9751500
5 ld_EVAL$ldz_forest_broadleaf   6.5570045
> pca_frost_reg
      rowname pca_frost_reg$coefficients
1      (Intercept)          -4.2847871276
2 ld_EVAL$ldz_snowdrift         1.2470729789
3 ld_EVAL$ldz_snow_400          0.0174055406
4 ld_EVAL$ldz_wind_99           0.0807288800
5 ld_EVAL$ldz_frosthours        0.0005014802
```

Tabell 6: koeffisientar til geografiindeksar for lokalt distribusjonsnett



4.2 Trinn 2 – Utrekning av koeffisientar

Vi korrigerer for kor mykje meir eller mindre rammevilkår eit selskap har i forhold til mønsterselskapet. For å finne betydninga eller «prisen» kvart rammevilkår har, 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 resultatata frå regresjonsanalysane i trinn 2.

```
> print(summary(lmz.reg$res.regr.NVE))  
Call:  
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))  
Residuals:  
    Min       1Q   Median       3Q      Max   
-0.20114 -0.06532 -0.00435  0.07206  0.17743  
Coefficients:  
                Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)      
(Intercept)      0.787978   0.012778  61.665 < 0.0000000000000002 ***  
z.diffldz_forest_mixed_conf -0.490555   0.131374  -3.734   0.000362 ***  
z.diffpca_leafinc    -0.029113   0.006457  -4.509   0.000023302359 ***  
z.diffpca_coast     -0.051822   0.007395  -7.008   0.000000000849 ***  
z.diffpca_frost     -0.029572   0.007892  -3.747   0.000346 ***  
---  
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '.' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1  
  
Residual standard error: 0.08851 on 76 degrees of freedom  
Multiple R-squared:  0.4884,    Adjusted R-squared:  0.4615  
F-statistic: 18.14 on 4 and 76 DF,  p-value: 0.0000000001701
```

Tabell 7: Resultat frå regresjon i trinn 2, lokalt distribusjonsnett



4.3 Alternativ utrekning av kostnadsnorm

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

4.3.1 Selskap som vert haldne utanfor evaluering i DEA

Selskap som vert haldne utanfor evalueringa i 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 varsel 2023 gjeld dette følgjande selskap i regionalnett: DE Nett AS, Bømlo Kraftnett AS, KE Nett AS, Breheim Nett AS, Meløy Nett AS, Klive AS, Rakkestad Energi AS, Straumnett AS og Sunett AS. Det er ingen selskap i lokalt distribusjonsnett som vert behandla på denne måten for 2023.

4.3.2 Selskap som vert evaluert i eigen modell

I denne modellen målar vi selskapa sine oppgaver og kostnader mot deira egne femårige historiske gjennomsnitt. For lokalt distribusjonsnett gjeld dette selskap med færre enn 500 abonnentar. For regionalnett gjeld dette selskap med mindre enn 4000 i total oppgave eller 0 km luftlinjer.

Lokalt distribusjonsnett	Abonnentar
MODALEN KRAFTLAG SA	431
HYDRO ENERGI AS	0
TINFOS AS	72
HYDRO ALUMINIUM AS	16
MIP INDUSTRINETT AS	281
HERØYA NETT AS	33
SØR-NORGE ALUMINIUM AS	2

Regionalnett	Vekta luftlinjer	Total oppgave
NORGESNETT AS	0	14 774
TROLLFJORD NETT AS	399	4 218
JÆREN EVERK AS	0	4 886
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS	0	346
RK NETT AS	2 236	3 726
ROMSDALSNETT AS	0	1 951
STRAUMEN NETT AS	0	461
TINFOS AS	35	1 530
STANNUM AS	0	905
S-NETT AS	967	3 161
EVERKET AS	0	2 997
HAFSLUND ECO VANNKRAFT AS	0	3 667
ETNA NETT AS	0	1 234
FØRE AS	0	2 920
STATKRAFT ENERGI AS	0	1 157



4.3.3 Selskap som kan inkluderas i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap

I regionalnett kan ikkje selskap med totale kostnader (basert på femårig snitt) til DEA lågare enn 50 millionar kroner definere front for andre selskap. Selskapet sin prestasjon kan fortsett evaluert i DEA, men det kan altså ikkje bestemme kostnadsnorm for andre selskap. I praksis køyrer vi ein separat DEA-analyse, der selskapet kan være på front, men der vi berre hentar ut selskapet sitt eige resultat. Denne behandlinga gjeld desse selskapa:

Selskap	5-årig snittkostnad, i tusen kroner
ANDØY ENERGI NETT AS	11 616
FJELLNETT AS	32 860
VESTMAR NETT AS	4 463
LUOSTEJOK KRAFTLAG NETT AS	8 930
VISSI AS	14 884
LEGA NETT AS	17 767
NETTINORD AS	19 690
RØROS E-VERK NETT AS	10 632
INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS	9 424
HEMSIL NETT AS	3 983
STANGE ENERGI NETT AS	6 104
HERØYA NETT AS	20 060

5. Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik

Ved fastsetting av inntektsrammene for 2021 nytta vi justerte 2019-kostnader som eit estimat på forventede kostnader i 2021. På same måte som tidlegare vil derfor inntektsrammen for 2023 rekalibrerast for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2021 og kostnadsgrunnlaget som vart nytta i vedtak om inntektsrammer for 2021. Kapitalkostnader vert haldne utanfor dette reknestykket då desse ikkje har tidsetterslep.

Korrigeringa kjem to år forsinka, og er derfor tillagt rente for 2021 og 2022. For 2021 er referanserenta på 5,37 % nytta. For 2022 har vi nytta estimatet på 7,13 %.

Bransjens faktiske kostnader for 2021 er 76 millionar kroner lågare enn kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2021. Inntektsrammen for 2023 justerast derfor ned med dette beløpet, pluss renter som utgjer 10 millionar kroner.