



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

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

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2023. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhold

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2023	2
1.1.	Vi øker vekten på kostnadsnorm fra 60 til 70 prosent.....	2
1.2.	Vi endrer rammevilkårskorrigerings i kostnadsnormmodellen.....	2
1.3.	Overgangsordning	2
1.4.	Referansepris for kraft.....	2
1.5.	Re-beregning av inntektsramme for 2021	2
2.	Om beregning av inntektsramme.....	3
3.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2023	4
3.1	Referanserente	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 - 2023	4
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2022	5
3.2	KPI-justering	5
3.2.1	KPI lønn.....	5
3.2.2	KPI.....	5
3.3	Referansepris på kraft.....	5
3.4	Systempris for 2021	6
4.	Om beregning av kostnadsnormen (K*)	7
4.1	Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser i trinn 2	7
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	10
4.3.3	Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper	11
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik	11



1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2023

1.1. Vi øker vekten på kostnadsnorm fra 60 til 70 prosent

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

1.2. Vi endrer rammevilkårskorrigerering i kostnadsnormmodellen

Vi har endret korrigerering for rammevilkår i modell for å beregne kostnadsnorm. Denne endringen er nærmere beskrevet i [RME-rapport 10/2022](#). Oppsummert blir dette den nye rammevilkårskorrigereringen:

Lokalt distribusjonsnett	Regionalt distribusjonsnett
Bar- og blandingsskog høy bonitet	Ingen
Faktor 1: løvskog med høy bonitet, innmating fra produksjon, helning og snø som klistrer seg til trær	
Faktor 2: Sterk vind nær kyst, salting og nett i vann	
Faktor 3: snøfokk, snø, kulde og sterk vind	

1.3. Overgangsordning

For 2023 og 2024 har vi innført en overgangsordning der vi beregner et tillegg i kostnadsnormen for selskapene som får nedgang i inntektsramme som følge av endringer i rammevilkårskorrigereringen. For 2023 beregner vi inntektsrammene med ny og gammel rammevilkårskorrigerering og differansen danner grunnlag for tillegget i kostnadsnorm både for inntektsrammen 2023 og 2024. For 2023 legges hele differansen til kostnadsnormen, og for 2024 legges 90 prosent av den samme differansen til kostnadsnormen. Kostnadsnormen utgjør 70 prosent av inntektsrammen.

1.4. Referansepris for kraft

Vanligvis bruker vi en felles estimert referansepris på kraft i varsel om inntektsrammer. Siden det for tiden er store prisforskjeller mellom områdene, benytter vi estimat på referansepris på kraft per prisområde i beregningene for inntektsramme 2023. De er basert på EPADs som er terminkontrakter for prisdifferanser mellom områdeprisene¹. Disse markedene er mindre likvide enn terminkontraktene på systemprisen, men vi mener de likevel vil kunne treffe faktisk pris per område for 2023 bedre enn én felles pris for alle nettselskapene.

1.5. Re-beregning av inntektsramme for 2021

Vi har inkludert et tillegg eller fratrekk i inntektsrammen for 2023 som følge av en ny beregning av inntektsrammen for 2021. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal vi omgjøre enkeltvedtak om inntektsramme for 2021 dersom det var feil i datagrunnlaget. Dette gjør vi i form av en korreksjon i enkeltvedtak om inntektsramme det andre påfølgende inntektsrammeåret, i dette tilfellet inntektsramme for 2023. Grunnlaget og resultatet fra disse beregningene er publisert på nettsiden vår, sammen med varsel om inntektsramme for 2023.

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



2. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel²:

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

- *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 2023, er det avvikene for inntektsramme 2021 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2023 er det data fra 2021 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med KPI³ og Drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer hvor lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»⁴:

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

- *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 2017-2021.
- *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 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 2023.

² 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)

³ Tabell 03014, ssb.no

⁴ Tabell 11118, ssb.no



3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2023

3.1 Referanserente

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 hjemmesider⁵. 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 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

Ved varsel vil gjennomsnittlig inflasjonen være beregnet på estimert inflasjon for inneværende år, samt de tre kommende årene: altså 2022, 2023, 2024 og 2025. SSB har anslått en inflasjon for disse årene på henholdsvis 5,7 %, 3,5 %, 1,0 % og 1,8 %. Anslagene er sist oppdatert september 2022. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 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 hva denne vil være i 2023: **1,37 %**.

3.1.4 Skattesats

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

3.1.5 Referanserente - 2023

Basert på de estimerte størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2023 på **7,61 %**.

⁵ Tabell 12880, ssb.no

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

⁷ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing



3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2022

Renten for 2022 ble estimert til 5,53 % i varsel om inntektsrammer for 2022. Vi har oppdatert forutsetningene i den estimerte renten for 2022 siden varselet som ble sendt ut i 2021. Kommunalbanken anslår⁸ en swaprente på 2,88 % for 2022. Gjennomsnittlig inflasjon for 2021-2024 er på 3,43 % og for perioden januar-oktober 2022 har kredittrisikopremien i snitt ligget på 1,05 %. Med disse oppdaterte parameterne er nytt estimat på rente for 2022 på **7,13 %**.

3.2 KPI-justering

3.2.1 KPI lønn

Drift- og vedlikeholdskostnader prisjusteres med KPI-lønn fra 2021- til 2023-nivå. Indeksen var på 119,2 for 2021, men er ukjent for 2023 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater⁹ for vekst på 3,8 % i 2021 og 4,4 % i 2022, som gir en indeks for KPI-lønn på 129,2 for 2023. D&V-kostnader blir derfor justert med faktoren **1,084**.

3.2.2 KPI

KILE prisjusteres med KPI fra 2021- til 2023-nivå. I 2021 var KPI 116,1, men er ukjent for 2023 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater for vekst på 5,7 % for 2022 og 3,5 % for 2023, som gir en indeks for KPI på 127,0 for 2023. KILE blir derfor justert med faktoren **1,094**.

3.3 Referansepris på kraft

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 2023, og må derfor estimeres ved varsel. I estimeringen har vi brukt EPADs, som er terminkontrakter for prisdifferanser mellom områdeprisene¹⁰. Tabellen under viser hvilken referansepris vi har lagt til grunn for de ulike prisområdene. Prisene er hentet fra NASDAQ 16. november 2022, og inkluderer et påslag på 11 kr/MWh. For selskaper som har nettap i flere prisområder, har vi vektet prisen med det relative forbruket per område.

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

Tabell 1: Referansepriser 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 beregne nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2021¹¹, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning¹².

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vektet 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 %	
Vektet systempris 2021				646,53
Systempris 2021 inkl. 11 kr/MWh				657,53

Tabell 2: Systempris på kraft for 2021

Vi legger til grunn en systempris på kraft for 2021 på **657,53 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2023.

¹¹ [Market data | Nord Pool \(nordpoolgroup.com\)](https://www.nordpoolgroup.com/)

¹² Tabell 08583, 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 2021 mot gjennomsnittlige data for perioden 2017–2021, 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 2021 (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 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 korrigerende av DEA-resultatene for regionalnett.

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

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
Antall kilometer høyspent nett	ld_hv
Antall nettstasjoner	ld_ss
Antall abonnementer	ld_sub
Trinn 2 – regresjoner	
Bar- og blandingskog med høy 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	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 kompenseringer	rd_wv.ss

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalnett

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

Vi benytter faktoranalyse for å beregne de sammensatte geografiindeksene til bruk i trinn 2 i kostnadsnormmodellen. 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:

Faktor 1: Løvfall	Forkortelse
Gjennomsnittlig helning rundt jordkabler og luftlinjer	ldz_incline
Innmating av produksjon	ldz_prod
Snø som klitrer seg til trær	ldz_snow_trees
Løvskog med høy og særs høy bonitet	ldz_broadleaf

Faktor 2: Kyst	Forkortelse
Andel nett i saltutsatte områder	ldz_salt
Sterk vind nær kyst	ldz_coast_wind
Andel nett i vann	ldz_water

Faktor 3: Frost	Forkortelse
Snøfokkindeks	ldz_snowdrift
Antall dager med snødybde over 40 cm	ldz_snow_400
Sterk vind rundt jordkabler og luftlinjer	ldz_wind_99
Antall frosttimer	ldz_frosthours

Tabell 5: Sammensetning av geografiindekser

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

```
> 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: koeffisienter til geografiindekser for lokalt distribusjonsnett



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.

```
> print(summary(lm$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 fra regresjon i trinn 2, lokalt distribusjonsnett

Beregningene som ligger til grunn for geografiindeksene og for trinn 2 vil bli oppdatert før vedtak om inntektsrammer for 2023 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 evaluering i DEA vil få en kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget. For at et selskap skal holdes utenfor DEA, må selskapet ha 0 i definert oppgavemengde eller store årlige variasjoner i data.

For varsel 2023 gjelder dette følgende selskaper 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 selskaper i lokalt distribusjonsnett som behandles på denne måten for 2023.

4.3.2 Selskaper som evalueres i egen modell

I denne modellen måles selskapenes oppgaver og kostnader mot deres egne femårige historiske gjennomsnitt. For lokalt distribusjonsnett gjelder dette selskaper med færre enn 500 abonnementer. I regionalnett gjelder dette selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller 0 km luftlinjer.

Lokalt distribusjonsnett	Abonnementer
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	Vektet 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 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. Denne behandlingen gjelder følgende selskaper:

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 tidligere avvik

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2021 benyttet vi justerte 2019-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2021. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2023 rekalibreres for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2021 og kostnadsgrunnlaget som ble benyttet i vedtak om inntektsrammer for 2021. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2021 og 2022. For 2021 er referanserenten på 5,37 % benyttet. For 2022 har vi benyttet estimatet på 7,13 %.

Bransjens faktiske kostnader for 2021 er 76 millioner kroner lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2021. Inntektsrammen for 2023 justeres derfor ned med dette beløpet, pluss renter som utgjør 10 millioner kroner.