



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Infoskriv RME-Ø 1/2024: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2023

Dette infoskrivet forklarer korleis inntektsramma og kostnadsgrunnlaget blir berekna for 2023. Me beskriv også beregning av referanserate, kraftpris og KPI.

Innhald

1.	Særlege merknader til beregning av inntektsrammar for 2023	2
1.1.	Me aukar vekta på kostnadsnorm frå 60 til 70 prosent.....	2
1.1.	Me endrar rammevilkårskorrigerering i kostnadsnormmodellen	2
1.2.	Overgangsordning	2
1.3.	Re-beregning av inntektsramme for 2021	2
2.	Om beregning av inntektsramme.....	2
3.	Føresetnader for beregning av inntektsramme for 2023.....	4
3.1	Referanserate	4
3.1.1	Inflasjon.....	4
3.1.2	Swaprente	4
3.1.3	Kreditrisikopremie	4
3.1.4	Skattesats.....	4
3.1.5	Referanserate - 2023.....	4
3.2	Referansepris på kraft.....	5
3.3	Systempris for 2021.....	6
3.4	KPI-justering	6
4.	Om beregning av kostnadsnormen (K^*)	7
4.1	Faktoranalyse – for beregning av geografi-indeksar i trinn 2	8
4.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter.....	9
4.3	Alternativ beregning av kostnadsnorm.....	10
4.3.1	Selskap som blir haldne utanfor evaluering i DEA	10
4.3.2	Selskap som blir evaluerte i eigen modell.....	10
4.3.3	Selskap som kan inkluderast i DEA, men ikkje definera front for andre selskap	11
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik.....	11



1. Særlege merknader til berekning av inntektsrammar for 2023

1.1. Me aukar vekta på kostnadsnorm frå 60 til 70 prosent

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

1.1. Me endrar rammevilkårskorrigerering i kostnadsnormmodellen

Me har endra korrigerering for rammevilkår i modell for å berekna kostnadsnorm. Denne endringa er nærare beskriven i [RME-rapport 10/2022](#). Samanfatta blir dette den nye rammevilkårkorrigeringa:

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

1.2. Overgangsordning

For 2023 og 2024 har me innført ei overgangsordning der me bereknar eit tillegg i kostnadsnorma for selskapa som får nedgang i inntektsramme som følgje av endringar i rammevilkårkorrigeringa. For 2023 bereknar me inntektsrammene med ny og gammal rammevilkårkorrigerering og differansen dannar grunnlag for tillegget i kostnadsnorm både for inntektsramma 2023 og 2024. For 2023 blir lagt heile differansen til kostnadsnorma, og for 2024 blir 90 prosent lagde av den same differansen til kostnadsnorma. Kostnadsnorma utgjer 70 prosent av inntektsramma.

1.3. Re-berekning av inntektsramme for 2021

Me har inkludert eit tillegg eller fråtrekk i inntektsramma for 2023 som følgje av ei ny berekning av inntektsramma for 2021. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal me gjera om enkeltvedtak om inntektsramme for 2021 dersom det var feil i datagrunnlaget. Dette gjer me i form av ein korreksjon i enkeltvedtak om inntektsramme det andre etterfølgjande inntektsrammeåret, i dette tilfellet inntektsramma for 2023. Grunnlaget og resultatet frå desse berekningane er publiserte på nettsida vår, saman med vedtak om inntektsramme for 2023.

2. Om berekning av inntektsramme

Dei årlege inntektsrammene til nettselskapa blir fastsette etter følgjande formel¹:

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

- IR : Inntektsramme.
- K : Kostnadsgrunnlag.

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



- K^* : Kostnadsnorm. Denne blir rekna ut ved hjelp av samanliknande analysar av selskapa.

I tillegg korrigerer me for eventuelle feil i data som vart nytta til å berekna inntektsrammene for to år sidan, og bereknar desse inntektsrammene på ny. Differansane mellom vedtekne og ny berekna inntektsramme blir inkludert som ein korreksjon i inntektsramma to år etter. For inntektsrammene for 2023, er det avvika for inntektsramme 2021 som blir lagt til og blir trekte frå.

Kostnadsgrunnlaget, K , er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2023 er det data frå 2021 som blir lagt til grunn. Kapitalkostnadene blir ikkje justerte, men KILE blir justert med KPI^2 og Drifts- og vedlikehaldskostnader blir justerte med ein indeks for bransjar kvar lønn er drivande 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 : Drifts- og vedlikehaldskostnader. Desse inkluderer utbetalingar til kundar ved svært langvarige avbrot og individuelle KILE-avtalar. Inflasjonsjusterte pensjonskostnader 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.

Me har utarbeidd ei eiga rettleiing som nærare forklarar kva verdiar frå eRapp som blir brukte ved berekning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på nettsidene våre saman med vedtak om inntektsramme for 2023.

² Tabell 03014, ssb.no

³ Tabell 11118, ssb.no



3. Føresetnader for berekning av inntektsramme for 2023

3.1 Referanserente

Referanserenta blir 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 gjeldsdel, fastsett til 60 %.
- *Rf*: Fast nøytral realrente, fastsett til 1,5 %.
- *Infl*: Årleg justering for inflasjon, berekna som gjennomsnittet av faktisk inflasjon frå dei to siste åra og anslått inflasjon for dei to kommande åra. Inflasjonen hentar me frå SSBs nettsider⁴. Dersom gjennomsnittet er negativt, blir det sett til null.
- *β_e*: Egenkapitalbeta, fastsett til 0,875.
- *MP*: Fast markedspremie, 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 nettselskaper.

3.1.1 Inflasjon

Inflasjonen var på 5,8% i 2022, 5,5% i 2023. SSB har anslått inflasjonen å vera 4,5% i 2024, og 2,5% i 2025. Gjennomsnittleg inflasjon for åra 2022-2025 er **4,58%**.

3.1.2 Swaprente

Gjennomsnittleg swaprente for 2023 var **3,8%**.⁵

3.1.3 Kredittrisikopremie

Gjennomsnittleg kredittrisikopremie for 2023 var på **1,2%**.⁶

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenta svarer til selskapsskatten fastsett i Stortingets årlege skattevedtak: **22 %**.

3.1.5 Referanserente - 2023

Basert på dei estimerte storleikane ovanfor får me ei referanserente for 2023 på **8,36 %**.

⁴ Tabell 12880, ssb.no

⁵ [Kalkylerente for 2023 - KBN](#)

⁶ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing



3.2 Referansepris på kraft

Årleg referansepris på kraft blir berekna som ein volumvegen månadspris , tillagt eit påslag på 11NOK/MWh. Månadspris er gjennomsnittleg lokal områdepris frå marknadsplasskonsesjonæren. Denne blir vekta med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁷.

	Bruttoforbruk i						
	alminnelig forsyning	Vektet forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	8 816 223	11 %	1 265.9	1 265.9	696.1	463.8	1 287.6
Februar	7 552 886	9 %	1 148.8	1 149.5	486.5	315.6	1 108.0
Mars	8 582 449	11 %	1 126.4	1 126.4	641.5	490.2	1 130.4
April	6 423 280	8 %	1 109.4	1 109.4	696.1	403.7	1 129.1
Mai	5 526 349	7 %	786.1	806.6	318.2	219.4	789.9
Juni	4 481 177	6 %	732.6	964.5	234.6	217.1	732.3
Juli	4 151 586	5 %	367.9	686.8	285.7	223.1	372.1
August	4 512 611	6 %	200.6	729.1	199.5	190.1	200.8
September	4 894 750	6 %	11.2	575.9	99.0	98.7	11.1
Oktober	7 012 584	9 %	430.8	504.9	162.7	161.0	426.9
November	8 637 207	11 %	1 047.6	1 047.6	654.0	627.5	1 047.8
Desember	10 061 534	13 %	935.8	909.4	791.6	689.7	935.9
Volumveid pris			846.0	943.7	495.0	387.0	846.7
Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh			857.0	954.7	506.0	398.0	857.7

Tabell 1: Referansepriser på kraft for per prisområde for 2023 i kr/MWh.

⁷ Tabell 08583, ssb.no.



3.3 Systempris for 2021

Me bruker systemprisen for 2021 til å berekna nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette vedtaket har me brukt månedlege systemprisar for 2021⁸, og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁹.

	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	1496.64	9 298 237	11 %	168.09
Sum 2021		82 791 833	100 %	
Vektet systempris 2021				646.53
Systempris 2021 inkl. 11kr/MWh				657.53

Tabell 2: Systempris på kraft for 2021

Me legg til grunne ein systempris på kraft for 2021 på **657,53 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved vedtak om inntektsramme for 2023.

3.4 KPI-justering

Til inntektsramma for 2023 blir drifts- og vedlikehaldskostnadene prisjusterte med KPI-lønn¹⁰, og KILE med KPI frå 2021- til 2023 kroner¹¹.

- Faktoren for KPI-lønn blir **1,065** ($KPI\text{-l}ønn_{2023}/KPI\text{-l}ønn_{2021}$, som er 126,9/119,2).
- Faktoren for KPI blir **1,116** (KPI_{2023}/KPI_{2021} , som er 129,6/116,1).

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

⁹ Tabell 08583, ssb.no

¹⁰ Tabell 11118, ssb.no

¹¹ Tabell 03014, ssb.no



4. Om berekning av kostnadsnormen (K^*)

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett nyttar me DEA (Data Envelopment Analysis) for å måla forholdet mellom oppgåvene og kostnadene for nettselskapa. Dette karakteriserer me som trinn 1 i kostnadsnormmodellen. Her blir målt data frå 2021 mot gjennomsnittlege data for perioden 2017–2021, og det blir berekna eit DEA-resultat per selskap.

Kostnadene som inngår i analysane er summen av drifts- og vedlikehaldskostnader, KILE, avskrivningar, nettap og avkastning. Nettapskostnaden blir berekna ved at det fysiske nettapet blir multiplisert med systemprisen for 2021 (sjå kapittel 3.3). Referanserenta blir brukt for å berekna avkastning på avkastningsgrunnlaget, som her inkluderer eigenfinansiert og bidragsfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent for arbeidskapital.

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

For lokalt distribusjonsnett nyttar me regresjonsanalyse for å kunna korrigera DEA-resultata frå trinn 1 for geografiske rammevilkår. Dette karakteriserer me som trinn 2 i kostnadsnormmodellen. Me gjer inga slik korrigering av DEA-resultata for regionalnett.

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

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
Talet på kilometer høgspent nett	ld_hv
Talet på nettstasjonar	ld_ss
Talet på abonnement	ld_sub
Trinn 2 – regresjonar	
Bar- og blandingsskog med høg bonitet	ldz_forest_mixed_conf
Faktor 1: Lauvfall	pca_leafinc
Faktor 2: Kyst	pca_coast
Faktor 3: Frost	pca_frost

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett

Regionalnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
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 kompenseringsanlegg	rd_wv.ss

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalnett



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

Me nyttar faktoranalyse for å berekna dei samansette geografiindeksane til bruk i trinn 2 i kostnadsnormmodellen. Faktoranalyse er ei samlenemning for statistiske metodar som analyserer samvariasjon mellom variablar. Slike analysar blir mellom anna brukte til å eliminera lineært korrelerte variablar. Me bruker Principal Component Analysis (PCA). Dette er ein teknikk som utleier ein faktor som maksimalt utnyttar variasjonen i dei underliggjande variablane.

I tabellen under samanfattar me kva variablar geografiindeksane er samansette av:

Faktor 1: Lauvfall	Forkortelse
Gjennomsnittleg helling rundt jordkablar og luftlinjer	ldz_incline
Innmating av produksjon	ldz_prod
Snø som klistrar seg til tre	ldz_snow_trees
Lauvskog med høg og særst høg bonitet	ldz_broadleaf

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

Faktor 3: Frost	Forkortelse
Snøfokkindeks	ldz_snowdrift
Talet på dagar med snødjupn over 40 cm	ldz_snow_400
Sterk vind rundt jordkablar og luftlinjer	ldz_wind_99
Talet på frosttimar	ldz_frosthours

Tabell 5: Samansetning av geografiindeksar



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

	Geografiindeks		
	pca_coast	pca_leafinc	pca_frost
ldz_salt	7.311		
ldz_coast_wind	0.101		
ldz_water	7.968		
ldz_incline		0.151	
ldz_prod		1.125	
ldz_snow_trees		0.975	
ldz_forest_broadleaf		6.556	
ldz_snowdrift			1.247
ldz_snow_400			0.017
ldz_wind_99			0.081
ldz_frosthours			0.001
Constant	-1.214	-2.756	-4.285

Figur 1: Koeffisientar til geografiindeksar for lokalt distribusjonsnett

4.2 Trinn 2 – Berekning av koeffisienter

Me korrigerer for kor mykje meir eller mindre rammevilkår eit selskap har i forhold til mønsterselskapet. For å finna kor stor betydning eller «pris» kvart rammevilkår har, nyttar me 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.

Dependent variable:	
eff	
z.diffldz_forest_mixed_conf	-0.498*** (0.130)
z.diffpca_leafinc	-0.029*** (0.006)
z.diffpca_coast	-0.052*** (0.007)
z.diffpca_frost	-0.029*** (0.008)
Constant	0.789*** (0.013)
Observations	81
R2	0.492
Adjusted R2	0.465
Residual Std. Error	0.088 (df = 76)
F Statistic	18.378*** (df = 4; 76)
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Tabell 6: Resultat frå regresjon i trinn 2, lokalt distribusjonsnett



4.3 Alternativ berekning av kostnadsnorm

For enkelte små og spesielle selskap har me utarbeidd alternative måtar for å berekna kostnadsnorma.

4.3.1 Selskap som blir haldne utanfor evaluering i DEA

Selskap som blir haldne utanfor evaluering i DEA vil få ei 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 vedtak 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, Stannum AS, Straumnett AS og Sunett AS. Det er ingen selskap i lokalt distribusjonsnett som blir behandla på denne måten for 2023.

4.3.2 Selskap som blir evaluerte i eigen modell

I denne modellen blir målte oppgåvene og kostnadene for selskapa mot deira egne femårige historiske gjennomsnitt. For lokalt distribusjonsnett gjeld dette selskap med færre enn 500 abonnement. I regionalnett gjeld dette selskap med mindre enn 4000 i total oppgåve eller 0 km luftlinjer.

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

Regionalnett	Vekta luftlinjer	Total oppgåve
NORGESNETT AS	0	14 774
JÆREN EVERK AS	0	4 886
YMBER PRODUKSJON 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
S-NETT AS	967	3 161
EVERKET AS	0	2 800
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 ikkje definerer front for andre selskap

I regionalnett kan ikkje selskap med total kostnad til DEA (basert på femårig snitt) lågare enn 50 millionar kroner definerer front for andre selskap. Prestasjonen til selskapet kan framleis evaluerast i DEA, men det kan altså ikkje bestemmas kostnadsnorma for andre selskap. I praksis køyrer me ein separat DEA-analyse, der selskapet kan vera på front, men der berre selskapet sitt eige resultat blir henta ut. Denne behandlinga gjeld følgjande selskap:

Selskap	5-årig snittkostnad, i tusen kroner
ALUT AS	10 869
ANDØY ENERGI NETT AS	11 364
FJELLNETT AS	29 192
TROLLFJORD NETT AS	6 309
LUCERNA AS	30 267
ELINETT AS	22 312
VESTMAR NETT AS	4 991
LUOSTEJOK KRAFTLAG NETT AS	8 036
VISSI AS	16 344
LEGA NETT AS	7 409
ODDA ENERGI NETT AS	19 785
NETTINORD AS	14 192
RØROS E-VERK NETT AS	5 262
SYGNIR AS	29 537
INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS	4 294
TELEMARK NETT AS	14 773
ENIDA AS	20 558
HALLINGDAL KRAFTNETT AS	14 581
VEVIG AS	12 664
HEMSIL NETT AS	4 362
HÅLOGALAND KRAFT NETT AS	40 571
VESTALL AS	15 271
MIDTNETT AS	7 555
VONETT AS	10 125
STANGE ENERGI NETT AS	4 277
SVABO INDUSTRI NETT AS	15 101
AKTIESELSKABET SAUDEDEFALDENE	23 287
HERØYA NETT AS	20 060

5. Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik

Ved fastsetjing av inntektsrammene for 2021 nytta me justerte 2019-kostnader som eit estimat på forventede kostnader i 2021. På same måte som tidlegare vil derfor inntektsramma for 2023 re-kalibreres for avviket mellom dei faktiske kostnadene i bransjen i 2021 og kostnadsgrunnlaget som vart nytta i vedtak om inntektsrammer for 2021. Kapitalkostnader blir haldne utanfor dette reknestykket då desse ikkje har tidsetterslep.



Korrigeringa kjem to år forseinka, og er derfor tillagd rente for 2021 og 2022. For 2021 er referanserenta på 5,37 % nytta. For 2022 er referansen på 7,47 % nytta.

Dei faktiske kostnadene i bransjen for 2021 er 65,9 millionar kroner lågare enn kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2021. Inntektsramma for 2023 blir derfor justert ned med dette beløpet, pluss renter som utgjer 8,7 millionar kroner.