



Infoskriv RME-Ø 5/2025: Om berekning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2026

Dette infoskrivet forklarer korleis inntektsramma og kostnadsgrunnlaget blir berekna for 2026. Vi beskriv også berekning av referanserente, kraftpris og KPI.

Forskrift om strømnetselskapenes inntekter beskriv korleis berekningsgrunnlaget for inntektsrammene skal fastsettast.

Innhald

1.	Særlege merknader til berekning av inntektsrammer for 2026	2
2.	Om berekning av inntektsramme.....	2
3.	Føresetnader for berekning av inntektsramme for 2026.....	3
3.1	Referanserente	3
3.1.1	Inflasjon	3
3.1.2	Swaprente	3
3.1.3	Kredittrisikopremie.....	3
3.1.4	Skattesats	3
3.1.5	Referanserente - 2026	3
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2025	4
3.2	KPI-justering	4
3.2.1	KPI lønn.....	4
3.2.2	KPI.....	4
3.3	Referansepris på kraft.....	4
3.4	Systempris for 2024.....	5
4.	Om berekning av kostnadsnorma (K^*)	5
4.1	Faktoranalyse – for berekning av geografi-indeksar i trinn 2	6
4.2	Trinn 2 – Berekning av koeffisientar.....	7
4.3	Alternativ berekning av kostnadsnorm.....	8
4.3.1	Selskap som blir haldne utanfor evaluering i DEA	8
4.3.2	Selskap som blir evaluerte i eigen modell	8
4.3.3	Selskap som kan inkluderast i DEA, men ikkje definera front for andre selskap	9
5.	Rekalibrering av kostnadsnormer	9



1. Særlege merknader til berekning av inntektsrammer for 2026

Kostnadsdekning for tideleg utredning

Frå og med inntektsramma for 2026 får nettselskapa dekkja kostnader knytt til tideleg utredningar i regional- og transmissjonsnett¹.

2. Om berekning av inntektsramme

Dei årlege inntektsrammene til nettselskapa blir fastsette etter følgjande formel²:

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

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

I tillegg korrigerer vi 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 korleksjon i inntektsramma to år etter. For inntektsrammene for 2025, er det avvika for inntektsramme 2023 som blir lagt til og blir trekte frå.

Kostnadsgrunnlaget, K , er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2026 er det data frå 2024 som blir lagt til grunn. Kapitalkostnadene blir ikkje justerte, men KILE blir justert med KPI³ og Drifts- og vedlikehaldskostnader blir justerte med ein indeks for bransjar kvar lønn er drivande 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 : Drifts- og vedlikehaldskostnader. Desse inkluderer utbetalingar til kundar ved svært langvarige avbrot og individuelle KILE-avtalar. Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som eit gjennomsnitt for perioden 2020-2024.
- $KILE$: 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 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 varsel om inntektsramme for 2026.

¹ Les meir om endringane i [RME høringsdokument 1/2024](#) og [RME rapport 11/2024](#)

² [Forskrift om strømnetselskapenes inntekter \(nettinntektsforskriften\)](#) - Lovdata

³ Tabell 03014, ssb.no

⁴ Tabell 11118, ssb.no - «Tenester der arbeidskraft dominerer»



3. Føresetnader for berekning av inntektsramme for 2026

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 vi frå SSBs nettsider⁵. Dersom gjennomsnittet er negativt, blir 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 vera berekna på estimert inflasjon for inneverande år, og dessutan dei tre kommande åra: altså 2025, 2026, 2027 og 2028. SSB har anslått ein inflasjon for desse åra på høvesvis 3,0 %, 2,2 %, 2,6 % og 2,4 %. Anslaga er sist oppdaterte 16. september 2025. Gjennomsnittleg inflasjon for åra 2025 – 2028 er **2,55 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker Kommunalbankens estimat⁶ for swaprente for 2026, sist oppdatert 27. november 2025: **3,94%**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker observasjonen av kredittrisikopremien per november 2025⁷ som estimat på kva denne vil vera i 2026: **0,77 %**.

3.1.4 Skattesats

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

3.1.5 Referanserente - 2026

Basert på dei estimerte storleikane ovanfor får vi ei referanserente for 2026 på **7,15 %**.

⁵ Tabell 12880, ssb.no

⁶ [Kommunalbanken](#) publiserer ikkje lenger swaprenter på sine nettsider. På forespørsel har RME fått tilsendt swaprente for 2025 og 2026 frå Kommunalbanken, til bruk i varsel om inntektsrammer for 2026.

⁷ Basert på kraftkurver vi mottar frå Nordic Bond Pricing



3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2025

Renta for 2025 vart estimert til 7,25 % i varsel om inntektsrammer for 2025. Vi har no oppdatert føresetnadene i den estimerte renta for 2025. Kommunalbanken anslår ei swaprente på 3,97 % for 2025. Gjennomsnittleg inflasjon for 2024-2027 er på 2,72 %, og for perioden januar-oktober 2025 har kredittrisikopremien i snitt lege på 0,87 %. Med desse oppdaterte parametranne er nytt estimat på rente for 2025 på **7,31 %**.

3.2 KPI-justering

3.2.1 KPI lønn

Drifts- og vedlikeholdskostnader blir prisjusterte med KPI-lønn frå 2024- til 2026-nivå. Indeksen var på 129,9 for 2024, men er ukjend for 2026 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimat⁸ for vekst (per november 2025) på 4,9 % i 2025 og 4,0 % i 2026, som gir ein indeks for KPI-lønn på 141,7 for 2026. D&V-kostnader blir derfor justerte med faktoren **1,09**.

3.2.2 KPI

KILE blir prisjustert med KPI frå 2024- til 2026-nivå. I 2024 var KPI 133,6, men er ukjent for 2026 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimat for vekst (per oktober 2025) på 3,0 % for 2025 og 2,2 % for 2026, som gir ein indeks for KPI på 140,6 for 2026. KILE blir derfor justert med faktoren **1,05**.

3.3 Referansepris på kraft

Årleg referansepris på kraft blir berekna som ein volumvegen månadspris , tillagt eit påslag på 11 NOK/MWh. Månadspris er gjennomsnittleg lokal områdepris frå marknadsplasskonsesjonæren.

Den endelege prisen er ikkje kjend før etter utgangen av 2026, og må derfor estimerast ved varsel. I estimeringa har vi brukt EPADs, som er terminkontraktar for prisdifferansar mellom områdeprisane⁹. Tabellen under viser kva referansepris vi har lagt til grunn for dei ulike prisområda. Prisane inkluderer 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	624
NO2	671
NO3	381
NO4	226
NO5	558

Tabell 1: Referansepriser på kraft for 2026 i kr/MWh.

⁸ Tabell 12880, ssb.no

⁹ <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices> (per 23. oktober 2025)



3.4 Systempris for 2024

Vi bruker systemprisen for 2024 til å berekna nettapstkostnaden som inngår i DEA-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlege systemprisar for 2024¹⁰, og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning¹¹.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	766,46	10 379 460	13 %	96,67
Februar	579,78	8 807 819	11 %	62,05
Mars	649,75	8 083 854	10 %	63,82
April	569,81	6 939 211	8 %	48,05
Mai	317,29	5 130 311	6 %	19,78
Juni	341,02	4 846 148	6 %	20,08
Juli	286,50	4 475 334	5 %	15,58
August	181,77	4 845 207	6 %	10,70
September	232,49	5 292 776	6 %	14,95
Oktober	281,49	6 677 028	8 %	22,84
November	437,28	7 953 080	10 %	42,26
Desember	374,50	8 866 644	11 %	40,35
Sum 2024		82 296 872	100 %	
Vektet systempris 2024				457,13
Systempris 2024 inkl. 11 kr/MWh				468,13

Tabell 2: Systempris på kraft for 2024

Vi legg til grunn ein systempris på kraft for 2024 på **468,13 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2026.

4. Om berekning av kostnadsnorma (K^*)

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett nyttar vi DEA (data envelopment analysis) for å måla forholdet mellom oppgåvene og kostnadene for nettselskapa. Dette karakteriserer vi som trinn 1 i kostnadsnormmodellen. Her blir målt data frå 2024 mot gjennomsnittlege data for perioden 2020–2024, 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. Nettapstkostnaden blir berekna ved at det fysiske nettapet blir multiplisert med systemprisen for 2024 (sjå kapittel 3.4). Referanserenta blir brukt for å berekna avkastning på avkastningsgrunnlaget, som her inkluderer eigenfinansiert og bidragsfinansiert bokført verdi tillegg 1 prosent for arbeidskapital.

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

¹⁰ [Nord Pool | Day-ahead prices](#)

¹¹ Tabell 12824, ssb.no



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

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

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkorting
Talet på kilometer høgspent nett	ld_hv
Talet på netstasjonar	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	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 kompenseringsanlegg	rd_wv.ss

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalnett

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

Vi 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. Vi 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 vi kva variablar geografiindeksane er samansette av:

Faktor 1: Lauvfall	Forkorting
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 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
Talet på dagar med snødjupn over 40 cm	ldz_snow_400
Sterk vind rundt jordkablør og luftlinjer	ldz_wind_99
Talet på frosttimar	ldz_frosthours

Tabell 5: Samansetning av geografiindeksar

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

variable	value
coeff.pca.leafinc.ldz_constant	-2,9245
coeff.pca.leafinc.ldz_incline	0,1671
coeff.pca.leafinc.ldz_prod	0,9541
coeff.pca.leafinc.ldz_snow_tree	1,0169
coeff.pca.leafinc.ldz_forest_broadleaf	6,6876
coeff.pca.coast.ldz_constant	-1,2999
coeff.pca.coast.ldz_salt	8,2370
coeff.pca.coast.ldz_coast_wind	0,1078
coeff.pca.coast.ldz_water	9,3782
coeff.pca.frost.ldz_constant	-4,2615
coeff.pca.frost.ldz_snowdrift	1,5799
coeff.pca.frost.ldz_snow_400	0,0186
coeff.pca.frost.ldz_wind_99	0,0756
coeff.pca.frost.ldz_frosthours	0,0005

Tabell 6: koeffisientar til geografiindeksar for lokalt distribusjonsnett

4.2 Trinn 2 – Berekning av koeffisientar

Vi 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 vi regresjonsanalyse. DEA-resultatet er avhengig variabel og differansen i rammevilkår mellom mønsterselskap og kvart enkelt selskap er dei uavhengige variablane. Figurane under viser resultata frå regresjonsanalysane i trinn 2.



```
Call:
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.230518 -0.059284  0.000286  0.069950  0.165306

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)    0.870282   0.016796  51.815 < 0.0000000000000002 ***
z.diffldz_forest_mixed_conf -0.417828   0.133973  -3.119    0.00269 **
z.diffpca_leafinc -0.032652   0.007432  -4.393    0.0000414215 ***
z.diffpca_coast -0.055268   0.007813  -7.074    0.0000000012 ***
z.diffpca_frost -0.019973   0.008665  -2.305    0.02431 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08658 on 66 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5328,    Adjusted R-squared:  0.5045
F-statistic: 18.82 on 4 and 66 DF,  p-value: 0.0000000002307
```

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

Berekingane som ligg til grunn for geografiindeksane og for trinn 2 vil bli oppdaterte før vedtak om inntektsrammer for 2026 fattast.

4.3 Alternativ berekning av kostnadsnorm

For enkelte små og spesielle selskap har vi 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 varsel 2026 gjeld dette følgjande selskap i regionalnett: DE NETT AS, , MELØY ENERGI AS, KLIVE AS, STANNUM AS og STRAM AS.

For varsel 2026 gjeld dette følgjande selskap i distribusjonsnett: Aktieselskabet Saudefaldene

4.3.2 Selskap som blir evaluerte i eigen modell

I denne modellen blir målte oppgåvene og kostnadene for selskapa mot deira eigne 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	Abonnementer
MOSTRAUM NETT AS	422
HYDRO ENERGI AS	1
TINFOS AS	73
HYDRO ALUMINIUM AS	16
SVABO INDUSTRINETT AS	288
HERØYA NETT AS	33
SØR-NORGE ALUMINIUM AS	2



Regionalnett	Vektet luftlinjer	Total oppgave
NORGESNETT AS	0	17 662
BØMLO KRAFTNETT AS	0	263
NORANETT HADSEL AS	0	3 819
JÆREN EVERK AS	0	4 607
KE NETT AS	0	3 993
YMBER PRODUKSJON AS	0	346
RAKKESTAD ENERGI AS	0	1 119
RK NETT AS	2 134	3 073
ROMSDALSNETT AS	0	2 007
STRAUMEN NETT AS	0	461
TINFOS AS	35	1 530
STRAUMNETT AS	0	703
S-NETT AS	967	3 161
EVERKET AS	0	2 800
HAFSLUND KRAFT AS	0	1 988
ETNA NETT AS	0	1 234
NETERA AS	0	428
STATKRAFT ENERGI AS	0	1 157

4.3.3 Selskap som kan inkluderas i DEA, men ikke definerer front for andre selskap

I regionalnett kan ikke selskap med total kostnad til DEA (baserte på femårig snitt) lågere enn 50 millioner kroner definere front for andre selskap. Prestasjonen til selskapet kan framleis evalueres i DEA, men det kan altså ikke bestemmes kostnadsnormer for andre selskap. I praksis kører vi en separat DEA-analyse, der selskapet kan være på front, men der berre selskapet sitt eget resultat blir hentet ut.

5. Rekalibrering av kostnadsnormer

Ved fastsettning av inntektsrammene for 2024 nytta vi prisjusterte 2022-kostnader som eit estimat på forventede kostnader i 2024. Det vil være ein differanse mellom dei forventede og faktiske kostnadene for 2024. Frå og med inntektsramma for 2025 vil vi rekalibrere renteeffekten av dette avviket. Kapitalkostnader blir haldne utanfor dette reknestykket då desse ikke har tidsetterslep

- Sum forventede kostnader frå vedtak om inntektsramme for 2024: 12 183 704 tusen kroner
- Sum faktiske kostnader for bransjen i 2024: 12 857 864 tusen kroner
- Differanse: -674 160 tusen kroner
- Renteeffekt av differanse: -104 769 tusen kroner

Her vil renteeffekten omfatte to års renter på differansen: 7,67 % for 2024 og 7,31 % 2025. Sidan dei faktiske kostnadene for 2024 var lågere enn dei forventede/estimerte kostnadene ved vedtak om inntektsramme for 2024, vil inntektsramma for 2026 rekalibrerast ned med 105 millioner kroner, tilsvarende renteeffekten av differansen.