



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Infoskriv RME-Ø 3/2024: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2025

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2025. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhold

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2025	2
1.1.	Insentiver til raskere tilknytninger av kunder	2
1.2.	Referansepris for kraft	2
2.	Om beregning av inntektsramme	2
3.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2025	3
3.1	Referanserente	3
3.1.1	Inflasjon	3
3.1.2	Swaprente	3
3.1.3	Kredittrisikopremie	4
3.1.4	Skattesats	4
3.1.5	Referanserente - 2025	4
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2024	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 2023	5
4.	Om beregning av kostnadsnormen (K^*)	5
4.1	Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser i trinn 2	6
4.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter	8
4.3	Alternativ beregning av kostnadsnorm	8
4.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA	8
4.3.2	Selskaper som evalueres i egen modell	9
4.3.3	Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper	9
5.	Rekalibrering av kostnadsnormer	10



1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2025

1.1. Incentiver til raskere tilknytninger av kunder

I mai 2024 sendte vi et forslag på høring¹ om økt inntektsramme når selskaper tilknytter kunder og tilbyr mer kapasitet. Forslaget innebærer en ordning som gir tillegg i inntekten ved tilknytning av nye kunder og utvidelse av kapasiteten. Vi har nå besluttet at ordningen skal gjennomføres², og at denne trer i kraft fra og med inntektsrammene for 2025.

1.2. Referansepris for kraft

Vi benytter et estimat på referansepris på kraft per prisområde i beregningene for inntektsramme 2025. De er basert på EPADs, som er terminkontrakter for prisdifferanser mellom budområdene. Disse markedene er mindre likvide enn terminkontraktene på systemprisen, men vi mener de likevel vil kunne treffe faktisk pris per område for 2025 bedre enn én felles pris for alle nettselskapene.

2. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel³:

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

- *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 2025, er det avvikene for inntektsramme 2023 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2025 er det data fra 2023 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med KPI⁴ og Drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer hvor lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»⁵:

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

- *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 2019-2023.
- *KILE*: Omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler.

¹ [RME Høringsdokument 1/2024: Forslag til endringer i inntektsreguleringen. Kostnadsdekning for tidlig utredning og økt inntekt når nettselskaper tilknytter nye kunder og tilbyr mer kapasitet](#)

² [Høring - Forslag til tiltak for raskere tilknytning til strømmettet - NVE](#)

³ 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)

⁴ Tabell 03014, ssb.no

⁵ Tabell 11118, ssb.no - «Tjenester hvor arbeidskraft dominerer»



- *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 2025.

3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2025

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 hjemmesider⁶. 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 2024, 2025, 2026 og 2027. SSB har anslått en inflasjon for disse årene på henholdsvis 3,4 %, 3,3 %, 2,9 % og 2,5 %. Anslagene er sist oppdatert 13. september 2024. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2024 – 2027 er **3,03 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker Kommunalbankens estimat⁷ for swaprente for 2025, sist oppdatert 24. september 2024: **3,51 %**.

⁶ Tabell 12880, ssb.no

⁷ [Oppdatert selvkostrente 2024 - KBN](#)



3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker observasjonen av kredittrisikopremien per november 2024⁸ som estimat på hva denne vil være i 2025: **0,97 %**.

3.1.4 Skattesats

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

3.1.5 Referanserente - 2025

Basert på de estimerte størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2025 på **7,25 %**.

3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2024

Renten for 2024 ble estimert til 8,16 % i varsel om inntektsrammer for 2024. Vi har nå oppdatert forutsetningene i den estimerte renten for 2024. Kommunalbanken anslår⁹ en swaprente på 3,78 % for 2024. Gjennomsnittlig inflasjon for 2023-2026 er på 3,78 %, og for perioden januar-oktober 2024 har kredittrisikopremien i snitt ligget på 0,97 %. Med disse oppdaterte parameterne er nytt estimat på rente for 2024 på **7,80 %**.

3.2 KPI-justering

3.2.1 KPI lønn

Drift- og vedlikeholdskostnader prisjusteres med KPI-lønn fra 2023- til 2025-nivå. Indeksen var på 126,9 for 2023, men er ukjent for 2025 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater¹⁰ for vekst (per november 2024) på 5,3 % i 2024 og 4,6 % i 2025, som gir en indeks for KPI-lønn på 139,8 for 2025. D&V-kostnader blir derfor justert med faktoren **1,10**.

3.2.2 KPI

KILE prisjusteres med KPI fra 2023- til 2025-nivå. I 2023 var KPI 129,6, men er ukjent for 2025 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater for vekst (per november 2024) på 3,4 % for 2024 og 3,3 % for 2025, som gir en indeks for KPI på 138,4 for 2025. KILE blir derfor justert med faktoren **1,07**.

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 2025, og må derfor estimeres ved varsel. I estimeringen har vi brukt EPADs, som er terminkontrakter for prisdifferanser mellom områdeprisene¹¹. Tabellen under viser hvilken referansepris vi har lagt til grunn for de ulike prisområdene. Prisene 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.

⁸ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing

⁹ [Oppdatert selvkostrente 2024 - KBN](#)

¹⁰ Tabell 12880, ssb.no

¹¹ <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices> (per 30. september 2024)



NO1	593
NO2	664
NO3	352
NO4	335
NO5	546

Tabell 1: Referansepriser på kraft for 2025 i kr/MWh.

3.4 Systempris for 2023

Vi bruker systemprisen for 2023 til å beregne nettapskostnaden som inngår i DEA-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2023¹², og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning¹³.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	975,56	8 816 223	11 %	106,64
Februar	893,39	7 552 886	9 %	83,66
Mars	929,39	8 582 449	11 %	98,90
April	894,92	6 423 280	8 %	71,27
Mai	440,28	5 526 349	7 %	30,17
Juni	613,5	4 481 177	6 %	34,09
Juli	401,15	4 151 586	5 %	20,65
August	392,06	4 512 611	6 %	21,94
September	155,91	4 894 750	6 %	9,46
Oktober	310,47	7 012 584	9 %	26,99
November	880,12	8 637 207	11 %	94,25
Desember	839,85	10 061 534	12 %	104,77
Sum 2023		80 652 636	100 %	
Vektet systempris 2023				702,80
Systempris 2023 inkl. 11 kr/MWh				713,80

Tabell 2: Systempris på kraft for 2023

Vi legger til grunn en systempris på kraft for 2023 på **713,80 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2025.

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 2023 mot gjennomsnittlige data for perioden 2019–2023, 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 2023 (se kapittel 3.4). Referanserenten brukes for å beregne

¹² [Nord Pool | Day-ahead prices](#)

¹³ Tabell 12824, ssb.no



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 kostnadsgrunnlaget.

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 kompenseringsanlegg	rd_wv.ss

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalnett

4.1 Faktoranalyse – for beregning av geografi-indeks 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:

	Geografiindeks		
	pca_coast	pca_leafinc	pca_frost
ldz_salt	8.291*** (0.000)		
ldz_coast_wind	0.104*** (0.000)		
ldz_water	9.467*** (0.000)		
ldz_incline		0.163*** (0.000)	
ldz_prod		1.071*** (0.000)	
ldz_snow_trees		1.014*** (0.000)	
ldz_forest_broadleaf		6.653*** (0.000)	
ldz_snowdrift			1.246*** (0.000)
ldz_snow_400			0.017*** (0.000)
ldz_wind_99			0.080*** (0.000)
ldz_frosthours			0.001*** (0.000)
Constant	-1.289*** (0.000)	-2.894*** (0.000)	-4.336*** (0.000)

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.

Dependent variable	
eff	
z.diffldz_forest_mixed_conf	-0.412** (0.127)
z.diffpca_leafinc	-0.035*** (0.007)
z.diffpca_coast	-0.056*** (0.007)
z.diffpca_frost	-0.019* (0.008)
Constant	0.858*** (0.017)
Observations	76
R-squared	0.538
Adjusted R-squared	0.512
Residual Std. Error	0.089 (df = 71)
F-statistic	20.691 (df = 4; 71)

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 2025 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 2025 gjelder dette følgende selskaper i regionalnett: DE NETT AS, KE NETT AS, MELØY NETT AS, KLIVE AS, RAKKESTAD ENERGI AS, STANNUM AS og FØRE AS.



For varsel 2025 gjelder dette følgende selskap i distribusjonsnett: Aktieselskabet Saudefaldene.

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	437
HYDRO ENERGI AS	1
TINFOS AS	73
HYDRO ALUMINIUM AS	16
SVABO INDUSTRINETT AS	301
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
YMBER PRODUKSJON AS	0	346
RK NETT AS	2 236	3 726
ROMSDALSNETT AS	0	2 002
STRAUMEN NETT AS	0	461
TINFOS AS	35	15 30
STRAUMNETT AS	0	703
S-NETT AS	967	3 161
EVERKET AS	0	2 800
HAFSLUND ECO VANNKRAFT AS	0	3 667
ETNA NETT AS	0	1 234
SUNETT AS	0	428
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
ALUT AS	12 300
NORANETT ANDØY AS	15 504
FJELLNETT AS	37 074
LUCERNA AS	42 108
ELINETT AS	35 810
VESTMAR NETT AS	4 904
LUOSTEJOK NETT AS	11 275
BREHEIM NETT AS	13 236
KYSTNETT AS	37 874
VISSI AS	20 318
LEGA NETT AS	9 113
AREA NETT AS	17 918
RØROS E-VERK NETT AS	7 899
SYGNIR AS	49 783
INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS	10 150
TELEMARK NETT AS	17 165
ENIDA AS	25 005
HALLINGDAL KRAFTNETT AS	18 194
VEVIG AS	16 085
HEMSIL NETT AS	4 799
VESTALL AS	17 449
MIDTNETT AS	8 448
TENDRANETT AS	15 442
SVABO INDUSTRINETT AS	31 881
Aktieselskabet Saudefaldene	23 874
HERØYA NETT AS	24 030

5. Rekalibrering av kostnadsnormer

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2023 benyttet vi prisjusterte 2021-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2023. Det vil være en differanse mellom de forventede og faktiske kostnadene for 2023. Fra og med inntektsrammen for 2024 vil vi rekalibrere renteeffekten av dette avviket. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep

- Sum forventede kostnader fra vedtak om inntektsramme for 2023: 13 750 714 tusen kroner
- Sum faktiske kostnader for bransjen i 2023: 13 971 960 tusen kroner
- Differanse: 221 246 tusen kroner
- Renteeffekt av differanse: 37 196 tusen kroner

Her vil renteeffekten omfatte to års renter på differansen: 8,36 % for 2023 og 7,8 % 2024. Siden de faktiske kostnadene for 2023 var høyere enn de forventede/estimerte kostnadene ved vedtak om



inntektsramme for 2023, vil inntektsrammen for 2025 recalibreres opp med 37 millioner kroner, tilsvarende renteeffekten av differansen.