

**NVE**Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Infoskriv RME-Ø 1/2025: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2024

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2024. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhold

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2024	2
1.1.	Vi endrer rekalkulering av kostnadsnormene.....	2
1.2.	Overgangsordning som følge av endringer i rammevilkårskorrigeringsen fra 2023	2
1.3.	Endring av SSB tabell for alminnelig forsyning	2
2.	Om beregning av inntektsramme.....	3
3.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2024	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 - 2024	4
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 2022.....	6
4.	Om beregning av kostnadsnormen (K^*)	7
4.1	Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser i trinn 2	8
4.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter.....	10
4.3	Alternativ beregning av kostnadsnorm.....	11
4.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA	11
4.3.2	Selskaper som evalueres i egen modell	11
4.3.3	Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper	12
5.	Rekalibrering av kostnadsnormer	13



1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2024

1.1. Vi endrer rekalkulering av kostnadsnormene

Fra og med inntektsrammer for 2024 vil vi kun kalibrere renteeffekten av differansen mellom forventede og faktiske kostnader. Vi foreslo endringen i oktober 2023¹, og besluttet endringen i desember 2023².

1.2. Overgangsordning som følge av endringer i rammevilkårskorrigeringen fra 2023

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 rammevilkårskorrigeringen. For 2023 beregnet vi inntektsrammene med ny og gammel rammevilkårskorrigerings og differansen dannet grunnlag for tillegget i kostnadsnorm både for inntektsrammen 2023 og 2024. For 2023 ble hele differansen lagt til kostnadsnormen, og for 2024 legges 90 prosent av den samme differansen til kostnadsnormen. Kostnadsnormen utgjør 70 prosent av inntektsrammen.

1.3. Endring av SSB tabell for alminnelig forsyning

Månedsprisene per elspotområde vektet med månedlige forbruksvekter. For å beregne de månedlige forbruksvektene har vi frem til vedtak om inntektsramme 2023 tatt utgangspunkt i månedlig forbruk i alminnelig forsyning fra SSBs tabell 12824. Tabellen er nå avsluttet, og erstattet med SSBs tabell 14091. Her ligger ikke «alminnelig forsyning» som en egen variabel, men den er definert som nettoforbruk i alt (variabel 7) fratrasket forbruk i «utvinning av råolje og naturgass» (7.21) og «kraftintensiv industri» (7.23). Merk at SSB fra januar 2024 innførte en bedre metode for å beregne nettap og statistisk differanse. Den nye metoden innebærer et lavere beregnet nettap, som igjen fører til et høyere nettoforbruk enn tidligere.

¹ [RME Høringsdokument 2/2023: Forslag til endring i inntektsreguleringen av nettvirksomheter : endring i metode for å fastsette kostnadsnormer \(nve.no\)](#)

² https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2023/rme_rapport2023_08.pdf



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 2024, er det avvikene for inntektsramme 2022 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2024 er det data fra 2022 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:

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

- *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 2018-2022.
- *KILE*: Omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler.
- *NT*: Nettap i MWh, og *P* er referansepris på kraft.
- *AVS*: Avskrivninger 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 vedtak om inntektsramme for 2024.

³ Dette er beskrevet i forskrift om strømnetselskapenes inntekter kapittel 3

⁴ Tabell 03014, ssb.no

⁵ Tabell 11118, ssb.no



3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2024

3.1 Referanserente

Referanserenten fastsettes etter følgende formel (jf. forskrift om strømnetselskapenes inntekter § 3-3):

$$r = (1 - G) * [(Rf + Infl + \beta_e * MP)/(1 - s)] + G * (Swap + KP)$$

- 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

Inflasjonen var på 5,5 % i 2023, 3,1 % i 2024. SSB har anslått inflasjonen til å være 2,7 % i 2025, og 2,5 % i 2026. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2023-2026 er **3,45 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker swaprente for 2024 fra Kommunalbanken⁷: **3,85 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker gjennomsnittet av kredittrisikopremien for 2024⁸: **0,97 %**.

3.1.4 Skattesats

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

3.1.5 Referanserente - 2024

Basert på størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2024 på **7,67 %**.

⁶ Tabell 12880, ssb.no

⁷ [Små bevegelser i selvkostrenten - KBN](#)

⁸ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing



3.2 KPI-justering

3.2.1 KPI lønn

Drift- og vedlikeholdskostnader prisjusteres med KPI-lønn fra 2022- til 2024-nivå. Indeksen var på 123,1 for 2022, og 129,9 for 2024. D&V-kostnader blir derfor justert med faktoren **1,055**.

3.2.2 KPI

KILE prisjusteres med KPI fra 2022- til 2024-nivå. I 2022 var KPI 122,8, og 133,6 for 2024. KILE blir derfor justert med faktoren **1,088**.

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. Denne vektet med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning⁹.

	Forbruk alminnelig forsyning	Andel forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	10 379 460	12,6 %	918,47	862,12	644,24	445,77	903,18
Februar	8 807 819	10,7 %	670,11	665,35	501,8	414,81	678,46
Mars	8 083 854	9,8 %	676,81	676,83	611,93	554,18	688,59
April	6 939 211	8,4 %	601,99	598,11	581,78	493,29	639,28
Mai	5 130 311	6,2 %	373,18	481,97	218,74	218,67	378,95
Juni	4 846 148	5,9 %	383,53	479,2	264,92	252,58	390,5
Juli	4 475 334	5,4 %	286,65	406,79	271,8	273,1	314,88
August	4 845 207	5,9 %	128,63	477,15	127,32	128,12	133,93
September	5 292 776	6,4 %	211,51	450,24	149,73	149,31	186,19
Oktober	6 677 028	8,1 %	399,1	491,82	156,44	134,5	399,78
November	7 953 080	9,7 %	560,48	648,87	159,12	92,48	494,16
Desember	8 866 644	10,8 %	634,95	744,88	226,87	90,69	496,58
Volumveid pris			542,37	617,15	357,78	286,77	525,36
Inkludert 11 kr/MWh			553,37	628,15	368,78	297,77	536,36

⁹ Tabell 14091, ssb.no



3.4 Systempris for 2022

Vi bruker systemprisen for 2022 til å beregne nettapstkostnaden som inngår i DEA-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette vedtaket har vi brukt månedlige systempriser for 2022¹⁰, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning¹¹.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	934,04	8 801 124	12 %	108,12
Februar	908,05	7 952 996	10 %	94,98
Mars	1409,57	7 566 424	10 %	140,28
April	1288,42	6 500 844	9 %	110,16
Mai	1149,83	5 453 340	7 %	82,47
Juni	1196,74	4 436 200	6 %	69,83
Juli	956,35	4 154 033	5 %	52,25
August	2183,78	4 437 233	6 %	127,45
September	2143,99	4 866 255	6 %	137,22
Oktober	767,43	5 946 862	8 %	60,03
November	1133,76	6 800 031	9 %	101,40
Desember	2330,56	9 115 538	12 %	279,42
Sum 2022		76 030 880	100 %	
Vektet systempris 2022				1363,61
Systempris 2022 inkl. 11 kr/MWh				1374,61

Tabell 1: Systempris på kraft for 2022

Vi legger til grunn en systempris på kraft for 2022 på **1374,61 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved vedtak om inntektsramme for 2024.

¹⁰ [Market data | Nord Pool \(nordpoolgroup.com\)](https://nordpoolgroup.com/)

¹¹ Tabell 12824, 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 2022 mot gjennomsnittlige data for perioden 2018–2022, 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 2022 (se kapittel 3.4). 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 korrigering 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 2: 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 3: Kostnadsnormmodell for regionalnett



4.1 Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser 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 klistrer 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 4: 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	7.228*** (0.000)		
ldz_coast_wind	0.100*** (0.000)		
ldz_water	7.876*** (0.000)		
ldz_incline		0.158*** (0.000)	
ldz_prod		1.045*** (0.000)	
ldz_snow_trees		1.022*** (0.000)	
ldz_forest_broadleaf		6.666*** (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	-1.238*** (0.000)	-2.846*** (0.000)	-4.261*** (0.000)

Tabell 5: koeffisienter til geografiindekser for lokalt distribusjonsnett



4.2 Trinn 2 – Beregning av koeffisienter

Vi korierer for hvor mye mer eller mindre rammevilkår et selskap har i forhold til møsterselskapet. For å finne hvor stor betydning eller «pris» hvert rammevilkår har, benytter vi regresjonsanalyse. DEA-resultatet er avhengig variabel og differansen i rammevilkår mellom møsterselskap 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	-0.516*** (0.133)
z.diffpca_leafinc	-0.032*** (0.007)
z.diffpca_coast	-0.058*** (0.008)
z.diffpca_frost	-0.028** (0.009)
Constant	0.836*** (0.014)

observations	78
R-squared	0.535
Adjusted R-squared	0.51
Residual Std. Error	0.088 (df = 73)
F-statistic	21.017 (df = 4; 73)

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



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 vedtak 2024 gjelder dette følgende selskaper i regionalnett: DE NETT AS, BØMLO KRAFTNETT AS, KE NETT AS, MELØY NETT AS, KLIVE AS, RAKKESTAD ENERGI AS, STANNUM AS, STRAUMNETT AS og SUNETT AS.

For vedtak 2024 gjelder dette ingen selskaper i lokalt distribusjonsnett.

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	435
HYDRO ENERGI AS	0
TINFOS AS	73
HYDRO ALUMINIUM AS	16
SVABO INDUSTRINETT AS	294
HERØYA NETT AS	32
SØR-NORGE ALUMINIUM AS	2

Regionalnett	Vektet luftlinjer	Total oppgave
NORGESNETT AS	0	17 136
NORANETT HADSEL AS	0	3 819
JÆREN EVERK AS	0	4 886
RK NETT AS	2 236	3 726
ROMSDALSNETT AS	0	2 002
STRAUMEN NETT AS	0	461
TINFOS AS	35	1 530
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
YMBER PRODUKSJON AS	0	346



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	12 431
NORANETT ANDØY AS	13 484
FJELLNETT AS	34 677
LUCERNA AS	34 754
ELINETT AS	28 293
VESTMAR NETT AS	4 725
LUOSTEJOK NETT AS	10 075
BREHEIM NETT AS	11 852
KYSTNETT AS	31 210
VISSI AS	18 602
LEGA NETT AS	8 271
AREA NETT AS	15 359
RØROS E-VERK NETT AS	5 846
SYGNIR AS	40 519
INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS	7 406
TELEMARK NETT AS	16 458
ENIDA AS	22 609
HALLINGDAL KRAFTNETT AS	16 906
VEVIG AS	13 876
HEMSIL NETT AS	4 587
NORANETT AS	48 112
VESTALL AS	17 520
MIDTNETT AS	8 432
TENDRANETT AS	13 408
SVABO INDUSTRINETT AS	15 509
AKTIESELSKABET SAUDEFALDENE	24 557
HERØYA NETT AS	20 479



5. Rekalibrering av kostnadsnormer

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2022 benyttet vi prisjusterte 2020-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2022. Det vil være en differanse mellom de forventede og faktiske kostnadene for 2022. 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 2022: 17 146 710 tusen kroner
- Sum faktiske kostnader for bransjen i 2022: 16 272 678 tusen kroner
- Renteeffekt av differanse: 143 817 tusen kroner

Her vil renteeffekten omfatte to års renter på differansen: 7,47 % for 2022 og 8,36 % for 2023. Siden de faktiske kostnadene for 2022 var lavere enn de forventede kostnadene ved vedtak om inntektsramme for 2022, vil inntektsrammen for 2024 rekalibreres ned med 144 millioner kroner, tilsvarende renteeffekten av differansen.