



Infoskriv RME-Ø 1/2026: Om berekning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2025

Dette infoskrivet forklarer korleis inntektsramma og kostnadsgrunnlaget blir berekna for 2025. Vi beskriv også berekning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhald

1.	Særlege merknader til berekning av inntektsrammer for 2025	2
1.1.	Vi endrar inflasjonsjustering av drift- og vedlikehaldskostnader	2
2.	Om berekning av inntektsramme	3
3.	Føresetnader for berekning av inntektsramme for 2025	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 - 2025	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 2023	6
4	Om berekning av kostnadsnorma (K^*)	7
4.1	Faktoranalyse – for berekning av geografi-indeksar i trinn 2	8
4.2	Trinn 2 – Berekning av koeffisientar	10
4.3	Alternativ berekning av kostnadsnorm	11
4.3.1	Selskap som blir haldne utanfor evaluering i DEA	11
4.3.2	Selskap som blir evaluerte i eigen modell	11
4.3.3	Selskap som kan inkluderast i DEA, men ikkje definera front for andre selskap	12
5	Rekalibrering av kostnadsnormer	13



1. Særlege merknader til berekning av inntektsrammer for 2025

1.1. Vi endrar inflasjonsjustering av drift- og vedlikeholdskostnader

Frå og med inntekstrammar for 2025 vil statistikkvariabel for inflasjonsjustering endrast frå «Tjenester hvor arbeidskraft dominerer» til «Tjenester hvor arbeidskraft dominerer, uten administrative priser».

Vi foreslo endringa i 2025¹, og fastslo endringa i januar 2026.

¹ [RME Høringsdokument 3/2025: Forslag om endring i inntektsreguleringen av nettvirksomheter. Endring i metode for inflasjonsjustering av drifts- og vedlikeholdskostnader](#)



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 korreksjon 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 2025 er det data frå 2023 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.

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

- 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 2019-2023.
- $KILE$: Omfattar ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtalar.
- NT : Nettap i MWh, og P er referansepris på kraft.
- AVS : Avskrivingar 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 vedtak om inntektsramme for 2025.

² Dette er beskrevet i forskrift om strømnetselskapenes inntekter kapittel 3

³ Tabell 03014, ssb.no

⁴ Tabell 11118, ssb.no



3. Føresetnader for berekning av inntektsramme for 2025

3.1 Referanserente

Referanserenta blir fastsett 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 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

Inflasjonen var på 3,1 % i 2024, 3,1 % i 2025. SSB har anslått inflasjonen til å vere 2,5 % i 2026, og 2,8 % i 2027. Gjennomsnittleg inflasjonen for åra 2024-2027 er **2,88 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker swaprente for 2025 frå Kommunalbanken⁶: **3,98 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker snitt av kredittrisikopremien for 2025⁷: **0,86 %**.

3.1.4 Skattesats

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

3.1.5 Referanserente - 2025

Basert på storleikane ovanfor får vi ei referanserente for 2025 på **7,39 %**.

⁵ Tabell 12880, ssb.no

⁶ [Små bevegelser i selvkostrenten - KBN](#)

⁷ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing



3.2 KPI-justering

3.2.1 KPI lønn

Drifts- og vedlikeholdskostnader blir prisjusterte med KPI lønn, tenester der arbeidskraft dominerer, utan administrerte prisar frå 2023- til 2025-nivå. Indeksen var på 133,0 for 2023, og 145,1 for 2025. D&V-kostnader blir derfor justerte med faktoren **1,09**.

3.2.2 KPI

KILE blir prisjustert med KPI frå 2023- til 2025-nivå. I 2023 var KPI 129,6, og 137,7 for 2025. KILE blir derfor justert med faktoren **1,0625**.

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. Denne vektast med månadleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁸.

	Forbruk alminnelig forsyning	Andel forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	9 663 186	11,8%	751,4	777,95	279,76	109,28	624,78
Februar	8 435 120	10,3%	969,37	1003,51	342,65	81,65	846,73
Mars	8 018 155	9,8%	520,6	568,3	197,43	59,29	461,04
April	6 369 746	7,8%	603,14	655,73	166,22	23,06	448,07
Mai	5 749 486	7,0%	710,96	747,32	125,79	80	504,62
Juni	5 026 827	6,2%	534,87	639,99	127,84	42,25	418,49
Juli	4 513 563	5,5%	496,76	826,44	70,87	30,32	179,16
August	4 973 241	6,1%	726,75	843,45	76,84	25,17	366,99
September	5 330 557	6,5%	597,03	701,33	177,33	49,57	550,54
Oktober	6 816 968	8,3%	587,67	694,95	285,78	52,85	559,89
November	8 066 262	9,9%	923,55	939,84	542,66	357,18	884,16
Desember	8 677 766	10,6%	814,77	826,41	586,56	317,49	782,08
Volumveid pris			707,92	776,36	277,61	117,12	588,42
Inkludert 11 kr/MWh			718,92	787,36	288,61	128,12	599,42

⁸ Tabell 14091, ssb.no



3.4 Systempris for 2023

Vi bruker systemprisen for 2023 til å berekna nettapstkostnaden som inngår i DEA⁹-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette vedtaket har vi brukt månedlege systemprisar for 2023¹⁰, og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning¹¹.

	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 1: Systempris på kraft for 2023

Vi legg til grunn ein systempris på kraft for 2023 på **713,80 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved vedtak om inntektsramme for 2025.

⁹ Data Envelopment Analysis

¹⁰ [Market data | Nord Pool \(nordpoolgroup.com\)](#)

¹¹ Tabell 12824, ssb.no



4 Om berekning av kostnadsnorma (K^*)

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett nyttar vi DEA for å måla forholdet mellom oppgåvene og kostnadene for nettselskapa. Dette karakteriserer vi som trinn 1 i kostnadsnormmodellen. Her blir målt data frå 2023 mot gjennomsnittlege data for perioden 2019–2023, 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. Nettapkostnaden blir berekna ved at det fysiske nettapet blir multiplisert med systemprisen for 2023 (sjå kapittel 3.4). 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 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.

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkorting
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 2: 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 3: 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 sær s 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 jordkablar og luftlinjer	ldz_wind_99
Talet på frosttimar	ldz_frosthours

Tabell 4: 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	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 5: koeffisientar til geografiindeksar for lokalt distribusjonsnett



4.2 Trinn 2 – Berekning av koeffisientar

Vi korrejerer 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.

Dependent variable		
eff		
Constant	0.858769***	(0.016)
z.diffldz_forest_mixed_conf	-0.409609**	(0.13)
z.diffpca_leafinc	-0.035407***	(0.007)
z.diffpca_coast	-0.056560***	(0.007)
z.diffpca_frost	-0.020003*	(0.008)
Constant	0.858769***	(0.016)

Observations:	76	
R-squared:	0.5442	
R-squared:	0.5185	
Residual Std.Error	0.089 (df = 73)	
F-statistic:	21.19 (df = 4; 71)	

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



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 vedtak 2025 gjeld dette følgjande selskap i regionalnett: DE NETT AS, STRAM AS, KE NETT AS, MELØY ENERGI, KLIVE AS, RAKKESTAD ENERGI AS, STANNUM AS, FØRE AS.

For vedtak 2025 gjeld dette følgjande selskap i lokalt 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 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	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
BØMLO KRAFTNETT AS	0	263
NORGESNETT AS	0	17 662
NORANETT HADSEL AS	0	3 819
JÆREN EVERK AS	0	4 607
YMBER PRODUKSJON AS	0	346
RK NETT AS	2 236	1 480
ROMSDALSNETT AS	0	2 002
STRAUMEN NETT AS	0	461
STRAUMNETT AS	0	703
TINFOS AS	35	1 495
S-NETT AS	967	2 132
EVERKET AS	0	2 089
HAFSLUND KRAFT AS	0	2 959
ETNA NETT AS	0	1 234
NETERA AS	0	428



STATKRAFT ENERGI AS	0	1 152
---------------------	---	-------

4.3.3 Selskap som kan inkluderast i DEA, men ikkje definera front for andre selskap

I regionalnett kan ikkje selskap med total kostnad til DEA (baserte på femårig snitt) lågare enn 50 millionar kroner definera 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 vi 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	12 404
NORANETT ANDØY AS	15 558
FJELLNETT AS	37 443
LUCERNA AS	42 435
ELINETT AS	36 107
VESTMAR NETT AS	4 971
LUOSTEJOK NETT AS	11 367
BREHEIM NETT AS	13 244
KYSTNETT AS	38 153
VISSI AS	20 495
LEGA NETT AS	9 189
AREA NETT AS	18 192
RØROS E-VERK NETT AS	7 915
INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS	10 175
TELEMARK NETT AS	17 320
ENIDA AS	25 222
FØIE AS	18 363
VEVIG AS	16 277
HEMSIL NETT AS	4 857
VESTALL AS	17 592
MIDTNETT AS	8 524
TENDRANETT AS	15 498
SVABO INDUSTRINETT AS	32088
AKTIESELSKABET SAUDEDEFALDENE	24 719
HERØYA NETT AS	24 505



5 Rekalibrering av kostnadsnormer

Ved fastsetjing av inntektsrammene for 2023 nytta vi prisjusterte 2021-kostnader som eit estimat på forventa kostnader i 2023. Det vil vera ein differanse mellom dei forventa og faktiske kostnadene for 2023. Frå og med inntektsramma for 2024 vil vi rekalibrere renteeffekten av dette avviket.

Kapitalkostnader blir haldne utanfor dette reknestykket då desse ikkje har tidsetterslep.

- Sum forventa kostnader frå vedtak om inntektsramme for 2023: 14 068 365 tusen kroner
- Sum faktiske kostnader for bransjen i 2023: 13 966 235 tusen kroner
- Renteeffekt av differanse: 17 026 tusen kroner

Her vil renteeffekten omfatta to års renter på differansen: 8,36 % for 2023 og 7,67 % for 2024. Sidan dei faktiske kostnadene for 2023 var lågare enn dei forventa kostnadene ved vedtak om inntektsramme for 2023, vil inntektsramma for 2025 rekalibrerast ned med 144 millionar kroner, tilsvarande renteeffekten av differansen.