

Infoskriv

Til: Omsetningskonsesjonærer med inntektsramme

Fra: Seksjon for økonomisk regulering

Ansvarlig: Tore Langset

Dato:

Vår ref.:

Arkiv:

Kopi:

Infoskriv RMEØ-1/2018: Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2017

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2017. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Det er ingen endringer i metode siden varsel om inntektsramme for 2017.

Innhold

1.	Om beregning av inntektsramme.....	3
2.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2017	4
2.1	Referanserente for 2017	4
2.1.1	Inflasjon.....	4
2.1.2	Swaprente.....	4
2.1.3	Kredittrisikopremie	4
2.1.4	Skattesats.....	4
2.1.5	Referanserente - 2017.....	4
2.1.6	Referanserente – 2015 og 2016	5
2.2	Referansepris på kraft for 2017	5
2.3	Systempris for 2015.....	7
2.4	KPI-justering	8
2.4.1	Prisjustering av drift- og vedlikeholdskostnader, inkl. utredningskostnader (KPI-lønn).....	8
2.4.2	Prisjustering av KILE og grensesnittsnorm (KPI).....	8
3.	Om beregning av kostnadsnormen (K*)	9
3.1	Trinn 1 - Kostnader som inngår i beregningen av kostnadsnorm.....	10
3.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter.....	10
3.3	Faktoranalyse – for beregning av geografiindekser i trinn 2.....	11
3.4	Særskilt fastsettelse av kostnadsnorm	12
3.4.1	DEA og trinn 2-korrigerings.....	12
3.4.2	Selskaper evalueres i egen modell.....	12
3.4.3	Selskapet kan inngå i DEA, men får ikke definere fronten for andre selskaper (regionalnett).....	12
3.4.4	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA.....	12
4.	Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik	13

1. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel¹:

$$IR_t = 0,4K_t + 0,6K_t^* \quad (1)$$

- IR_t : Inntektsramme i år t (inntektsrammeåret).
- K_t : Kostnadsgrunnlaget.
- K_t^* : Kostnadsnormen. Denne regnes ut ved hjelp av sammenlignende analyser av selskapene sine data fra år t-2.

Kostnadsgrunnlaget, K_t , i formel 1 fastsettes etter denne formelen:

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

- 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 2011-2015. DV er justert med KPI-lønn².
- $KILE$: Omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler. KILE er justert med ordinær KPI³.
- 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 NVEs 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 inntektsramme 2017.

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

² Tabell 11118, sssb.no

³ Tabell 03014, sssb.no

2. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2017

2.1 Referanserente for 2017

Måten referanserenten beregnes er forskriftsfestet, og er basert på følgende formel:

$$r = (1 - G) * [(Rf + Infl + \beta_e * MP)/(1 - s)] + G * (Swap + KP) \quad (3)$$

- G : Fast gjeldsandel, fastsatt til 60 %.
- Rf : Fast nøytral realrente, fastsatt til 2,5 %.
- $Infl$: 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 hjemmesider⁴.
- β_e : Egenkapitalbeta, fastsatt til 0,875.
- MP : Fast markedspremie, fastsatt til 5 %.
- $Swap$: Årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente hos to av de største bankene i Norge.
- KP : Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittrisikopremie. Denne fremkommer av spreaden mellom 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter, beregnet av to av de største bankene i Norge. Kraftobligasjonene skal tilhøre kraftselskaper med en rating på minimum BBB+
- s : Skattesats lik gjeldende skattesats for nettselskaper.

2.1.1 Inflasjon

Inflasjon er beregnet som gjennomsnittet av faktisk inflasjon fra de to siste årene og anslått inflasjon for de to kommende årene. For 2017 vil det være et gjennomsnitt av årene 2016, 2017, 2018 og 2019.

Inflasjonen var på 3,6 % i 2016 og 1,8 % i 2017. SSB har anslått en inflasjon på 1,9 % i 2018 og 2 % i 2019. Anslagene er sist oppdatert januar 2018. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2016-2019: **2,33 %**.

2.1.2 Swaprente

Gjennomsnittlig swaprente fra Nordea og DNB for 2017 var på: **1,48 %**.

2.1.3 Kredittrisikopremie

Gjennomsnittlig kredittrisikopremie fra Nordea og DNB for 2017 var på: **0,65 %**.

2.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenten skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: **24 %**.

2.1.5 Referanserente - 2017

Basert på størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2017 på **6,12 %**.

⁴ <http://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/konjunkturbunnen-er-nadd-oppgangen-blir-i-krabbegir?tabell=321157>

2.1.6 Referanserente – 2015 og 2016

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2015 og de faktiske kostnadene i 2015 blir tillagt renter for 2015 og 2016. Renten var på 6,32 % for både 2015 og 2016.

Om beregning av kredittpremien

I beregningen av kredittpremien i referanserenten, skal det i henhold til forskrift om kontroll av nettvirksomhet benyttes kredittspreader basert på kraftobligasjoner for norske kraftselskap med en rating på minimum BBB+. Dataene leveres fra to av de største bankene i Norge. Fra og med 2017 kan ikke bankene lenger offentliggjøre skyggerating av kraftselskap. Bankene fortsetter likevel å gjøre kredittvurderinger av utstedere av kraftobligasjoner, og har samme grunnlag for å vurdere kredittkvaliteten til slike selskap som tidligere.

Vi holder for tiden på å vurdere om vi skal gjøre endringer i referanserenten. I den forbindelse vil vi også gjøre endringer i beregningen av kredittpremien, slik at det ikke lenger vises til rating i forskriften. En forskriftsendring vil først gjelde fra 2019. I beregningene av inntektsrammene for 2017 og 2018, må vi fastsette kredittpremien på annet grunnlag enn det som fremgår § 8-3, jf § 8-6. I disse årene vil vi benytte samme metode som vi har brukt frem til og med 2016. Bankene vil tilstrebe å bruke observert kredittpremie for kraftselskaper med tilsvarende kredittkvalitet som kraftselskaper med offisiell kredittrating BBB+/Baa1 angitt av ratingbyråene S&P, Moody's, Fitch, Scope etc. Av de syv selskapene som inngår i tallene for estimert kredittpremie for 2017/2018 fra DNB, har 3 selskaper offisiell rating. Videre var kredittpremien for to av de ratede selskapene tilnærmet lik premien for gjennomsnittet for hele gruppen, per 10. oktober 2017. Vi tror metoden vil fungere godt, også uten skyggerating.

2.2 Referansepris på kraft for 2017

Årlig referansepris på kraft beregnes som en volumveid månedspris, tillagt et påslag på 11 NOK/MWh. Månedspris er gjennomsnittlig lokal områdepris fra markedsplasskonsesjonæren. Denne vektes med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning.

	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vektet forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	9 088 141	0,11	281,9	272,6	271,8	234,3	269,3
Februar	8 272 339	0,10	282,2	280,8	290,6	246,9	278,6
Mars	8 180 206	0,10	281,1	280,6	283,1	221,1	280,6
April	6 669 010	0,08	274,8	270,6	273,9	223,4	274,8
Mai	5 470 886	0,07	263,6	263,2	277,8	241,4	262,9
Juni	4 497 402	0,06	223,2	223,2	235,2	220,1	221,9
Juli	4 025 013	0,05	246,4	246,4	235,4	184,7	246,1
August	4 450 396	0,06	249,8	248,7	258,0	193,4	248,4
September	4 879 050	0,06	281,5	280,8	308,4	258,7	280,8
Oktober	6 408 009	0,08	259,4	255,0	269,1	265,5	259,4
November	8 008 012	0,10	301,0	300,5	307,1	306,0	300,3
Desember	9 248 247	0,12	306,0	306,0	296,9	290,6	306,0
Sum	79 196 711	1					
Volumveid pris			275,9	273,8	279,3	246,1	273,7
Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh			286,9	284,8	290,3	257,1	284,7

Tabell 1: Referansepris på kraft per prisområde for 2017

2.3 Systempris for 2015

Vi bruker systemprisen for 2015 til å beregne nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnettet. Her har vi brukt månedlige systempriser for 2015⁵, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning⁶.

	Månedlige priser	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vektet forbruk	Vektet pris
Januar	269,06	10311	0,11	30,08
Februar	250,85	9153	0,10	24,90
Mars	219,02	9133	0,10	21,69
April	216,22	7490	0,08	17,56
Mai	188,03	6885	0,07	14,04
Juni	126,33	5955	0,06	8,16
Juli	85,17	5530	0,06	5,11
August	120,25	5574	0,06	7,27
September	162,28	6071	0,07	10,68
Oktober	205,32	7667	0,08	17,07
November	230,61	8696	0,09	21,74
Desember	177,96	9758	0,11	18,83
Sum		92 223	1,00	
Vektet gjennomsnittlig systempris for 2015				197,13
Systempris for 2015, inkl. tillegg på 11 NOK				208,13

Tabell 2: Systempris på kraft for 2015

Vi legger til grunn en systempris på kraft på **208,13 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved vedtak om inntektsramme for 2017.

⁵ <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

⁶ <https://www.nve.no/Media/4924/tabell-5- oktober-2016.pdf>

2.4 KPI-justering

2.4.1 *Prisjustering av drift- og vedlikeholdskostnader, inkl. utredningskostnader (KPI-lønn)*

I inntektsrammen for 2017 prisjusteres drift- og vedlikeholdskostnadene med KPI-lønn⁷ fra 2015 til 2017. Vi har tidligere brukt SSBs tabell 03363, men fra og med 2015 er denne erstattet med tabell 11118. I den nye tabellen brukes 2015 som referanseår.

- KPI-lønn for 2015: **100,0**
- KPI-lønn for 2016: **102,8**
- KPI-lønn for 2017: **105,8**

2.4.2 *Prisjustering av KILE og grensesnittsnorm (KPI)*

I varsel om inntektsramme for 2017 prisjusteres KILE og grensesnittsnormen i distribusjonsnettet med den ordinære inflasjonen fra 2015 til 2017. Vi har tidligere brukt SSBs tabell 08184, men fra og med 2015 er denne erstattet med tabell 08981. I den nye tabellen brukes 2015 som referanseår.

- KPI for 2015: **100,0**
- KPI for 2016: **103,6**
- KPI for 2017: **105,5**

⁷ Prisjustering av andre tjenester med arbeidslønn som dominerende prisfaktor.

3. Om beregning av kostnadsnormen (K^*)

Vi beregner separate kostnadsnormer for distribusjonsnett og regionalnett. Kostnadsnormene beregnes i to trinn:

- Trinn 1: Her benytter vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader i 2015. Dette forholdet måles deretter mot en front som er basert på gjennomsnittlige kostnader og oppgaver for perioden 2011-2015. Selskapene får tildelt et DEA-resultat som angir hvordan de presterer i forhold til fronten. Oppgavene for distribusjonsnett og regional- og sentralnett er listet i hhv. tabell 3 og tabell 4.
- Trinn 2: Her benytter vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultatene fra trinn 1 for geografiske rammevilkår. Rammevilkår som inngår i regresjonen for distribusjonsnett og regional- og sentralnett er listet i hhv. tabell 3 og tabell 4.

Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
Antall kilometer høyspentnett	ld_hv
Antall nettstasjoner	ld_gs
Antall abonnementer	ld_sub
Trinn 2 – regresjoner	
Andel jordkabler	dg_hvugs
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet	dg_s4
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog	dg_geo1
Geo 2: (Referansevind / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	dg_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	dg_geo3

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for distribusjonsnett

Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	r_wv.ol
Vektet verdi jordkabler	r_wv.uc
Vektet verdi sjøkabler	r_wv.sc
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg	r_wv.ss
Trinn 2 – regresjoner	
Geo 1R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rg_geo1

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regional- og sentralnett

3.1 Trinn 1 - Kostnader som inngår i beregningen av kostnadsnorm

De totale kostnadene er summen av DV, KILE, avskrivinger, nettap og avkastning på bokført kapital. Nettapstkostnaden beregnes ved at det fysiske nettapet multipliseres med systemprisen for 2015 (se kap. 2.3). NVE-renten for 2017 brukes for å beregne avkastning på bokført kapital (se kap. 2.1.5).

Merkostnadene for nettselskapene som er pålagt ansvar for kraftsystemutredninger eller KDS holdes separat fra de kostnadene som inkluderes i DEA. I regionalnettet holdes også nettapstkostnadene utenfor DEA.

I distribusjonsnettet beregnes en normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot regionalnettet, og denne trekkes fra kostnadene som inkluderes i DEA. Vi beregner normkostnaden med utgangspunkt i det oppdaterte vektsystemet. Det er den vektete verdien som trekkes fra selskapets totalkostnad, noe som innebærer at prisen per enhet grensesnitt er lik 1.

3.2 Trinn 2 – Beregning av koeffisienter

I trinn 2 kjører vi først en regresjon med DEA-resultat som avhengig variabel og rammevilkårene som uavhengige variabler. Koeffisientene fra regresjonen bestemmer hvor stor betydning eller «pris» hvert rammevilkår får.

Tabell 5 og 6 viser resultatene fra regresjonsanalysene i trinn 2.

Source	SS	df	MS	Number of obs =	114
Model	.857592054	5	.171518411	F(5, 108) =	23.32
Residual	.794439395	108	.00735592	Prob > F =	0.0000
Total	1.65203145	113	.014619747	R-squared =	0.5191
				Adj R-squared =	0.4969
				Root MSE =	.08577

d_score_bs100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
dm_dr_hsjordand	-.2586896	.068105	-3.80	0.000	-.3936854 - .1236937
dm_dr_s4	-.424026	.1015232	-4.18	0.000	-.6252625 - .2227895
dm_dr_Geo1	-.0358872	.0059106	-6.07	0.000	-.0476031 - .0241714
dm_dr_Geo2	-.0642867	.008366	-7.68	0.000	-.0808696 - .0477039
dm_dr_Geo3	-.0161554	.0067446	-2.40	0.018	-.0295244 - .0027864
_cons	.7642583	.0123802	61.73	0.000	.7397186 .7887979

Tabell 5: Resultat fra regresjon i trinn 2, distribusjonsnettet

```
. regress r_score_bs100 dm_rr_Geo3 if r_til2trinn==1 & aar==curr_aar-1 & rr_out==0
```

Source	SS	df	MS	Number of obs = 38		
Model	.218806581	1	.218806581	F(1, 36) =	10.16	
Residual	.774954517	36	.021526514	Prob > F	= 0.0030	
				R-squared	= 0.2202	
				Adj R-squared	= 0.1985	
Total	.993761098	37	.026858408	Root MSE	= .14672	

r_score_~100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_rr_Geo3	-.0683295	.0214321	-3.19	0.003	-.1117958	-.0248632
_cons	.7449739	.0248335	30.00	0.000	.6946092	.7953386

```
. scalar r_par_rr_Geo3 = _b[dm_rr_Geo3]
```

Tabell 6: Resultat fra regresjon i trinn 2, regionalnett

3.3 Faktoranalyse – for beregning av geografiindekser i trinn 2

NVE bruker faktoranalyse for å beregne de sammensatte geografiindeksene i de to modellene. 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 enkeltvariablene.

Tabell 5 oppsummerer hvilke variabler geografiindeksene er sammensatt av:

Geo1 «Fjellbekk», distribusjonsnett	Forkortelse
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	dg_inc.av
Løvskog: Et mål på mengde løvskog.	dg_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftytelse i konsesjonsområdet.	dg_sppc.sz

Geo2 «ØyVind», distribusjonsnett	Forkortelse
Kystklimavariabel: Kvadrert verdi for vind delt på avstand til kyst.	dg_wind2_cod
Øyer: Antall forsynte øyer som ligger mer enn 1 km fra fastland eller nærmeste forsynte øy.	dg_isl
Andel sjøkabel.	dg_hvss

Geo3 «Frost», distribusjonsnett	Forkortelse
Snø: Et mål på nedbør som kommer som snø (historisk gjennomsnitt).	dg_snow
Breddegrad: Et mål på mørketid fra breddegrad 65,9 og nordover.	dg_lat.av
Islast: Et mål på islast (historisk gjennomsnitt).	dg_ice
Temperatur: Gjennomsnittlig årsmiddeltemperatur, ganget med -1.	dg_tempneg

Geo3R «HelSkog», regionalnett	Forkortelse
Skog: Et mål på mengde skog.	rg_inc.av
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	rg_f12

Tabell 5: Sammensetning av geografiindekser

3.4 Særskilt fastsettelse av kostnadsnorm

De fleste nettselskapene får beregnet kostnadsnorm med DEA-analyse og trinn 2-korrigerings, men for små og spesielle selskaper har vi utarbeidet alternative måter å beregne kostnadsnormen på. Vi har publisert en Excel-bok på internett som viser hvilke selskaper som evalueres på de ulike måtene.

3.4.1 *DEA og trinn 2-korrigerings*

Det er det mest normale å beregne kostnadsnorm på. Disse selskapene blir inkludert i alle leddene.

3.4.2 *Selskaper evalueres i egen modell*

Vi har spesifikke kriterier for selskaper som evalueres i en egen modell. I distribusjonsnettet er det selskaper med færre enn 500 abonnemeter, eller mindre enn 100 km høyspentnett som inngår i en egen modell. I regionalnettet er det selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller har 0 km luftlinjer som inngår. I modellen måles selskapenes oppgaver og kostnader mot ett historiske gjennomsnitt (5-årig).

3.4.3 *Selskapet kan inngå i DEA, men får ikke definere fronten for andre selskaper (regionalnett)*

Kriteriet for at et selskap skal kunne definere front i regionalnettsmodellen er at selskapet har en total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA på minimum 15 millioner kroner. Selskaper som ville blitt frontselskaper uten dette kriteriet tas ut og evalueres i en separat DEA-kjøring, slik at selskapet ikke påvirker andre selskapers DEA-resultat.

Selskaper med en gjennomsnittlig total kostnad på under 7 millioner kroner og som ikke blir frontselskaper beholdes i den ordinære DEA-kjøringen, men inkluderes ikke i trinn 2.

Selskaper med en gjennomsnittlig total kostnad mellom 7 og 15 millioner kroner og som ikke blir frontselskaper beholdes i den ordinære DEA-kjøringen og inngår i trinn 2-regresjonen. Dette bidrar til et bredere datagrunnlag og bedre estimater på betydningen av rammevilkår.

Et selskap er unntatt fra dette kriteriet. Trønderenergi Kraft AS ligger ved grenseverdien for om selskapet skal inngå i ordinær DEA-kjøring og trinn 2-regresjon. Videre gir selskapets kombinasjon av rammevilkårsdata og beregnet effektivitet i trinn 1 en stor påvirkning på de estimerte koeffisientene i trinn 2. Trønderenergi Kraft AS er derfor holdt utenfor ordinær DEA og trinn 2-regresjons. Dette er og sett i sammenheng med at avtakende total kostnad, som går under grenseverdien på 7 millioner kroner i 2015. Dette er i tråd med praksis fra tidligere beregninger.

3.4.4 *Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA*

For at et selskap skal holdes utenfor DEA-evaluering, må selskapet ha 0 i definert oppgavemengde, eller store årlige variasjoner i data.

4. Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2015 ble det benyttet KPI-justerte 2013-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2015. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2017 rekalibreres for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2015 og kostnadsgrunnlaget som ble benyttet i vedtak om inntektsrammer for 2015.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2015 og 2016. Renta var på 6,32 % for begge disse årene.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2015 er 1 187 191 tusen kroner lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2015. Inntektsrammen for 2017 justeres derfor ned med dette beløpet.