

## Infoskriv

Til: Omsetningskonsesjonærer med inntektsramme

Fra: Seksjon for økonomisk regulering

Ansvarlig: Tore Langset

Dato: 02.02.2015

Vår ref.: NVE

Arkiv: 201307311-4

Kopi:

Middelthuns gate 29

Postboks 5091 Majorstua  
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95

Telefaks: 22 95 90 00

E-post: nve@nve.no

Internett: www.nve.no

Org. nr.:

NO 970 205 039 MVA

Bankkonto:

7604 05 08071

## Infoskriv ETØ-1/2015 Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2014

*I dette rundskrivet beskrives det kort hvordan inntektsrammen blir beregnet. I tillegg beskrives forutsetningene og beregningene som ligger til grunn for referanserenta, kraftpris og KPI.*

### Om beregningene av inntektsrammene

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter bestemmelsene i forskrift av 11.3.1999 nr 302 om økonomisk og tekniske rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (kontrollforskriften). Av kontrollforskriften følger det at inntektsrammen skal beregnes etter følgende formel:

$$IR_t = 0,4K_t + 0,6K_t^*$$

$IR_t$  er inntektsramme i år  $t$ .  $K_t$  er kostnadsgrunnlaget for det enkelte nettselskap.  $K_t^*$  er kostnadsnormen for selskapet som fremkommer som et resultat av sammenlignende analyser av selskapene basert på data fra år  $t-2$ , og som inkluderer KILE-kostnader.

Kostnadsgrunnlaget,  $K_t$  i formelen over, fremkommer etter følgende formel:

$$K_t = (DV_{t-2} + KILE_{t-2}) \times \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} + NT_{t-2} \times P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \times r_{NVE}$$

$DV$  står for drifts- og vedlikeholdskostnader, og er inklusive utbetalinger til kunder ved svært langvarige avbrudd og individuelle KILE- avtaler.  $KILE$  står for et KILE- beløp som omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE- avtaler.  $KPI$  står for konsumprisindeksen.  $NT$  er overføringstap (i MWh), og  $P$  er referansepris på kraft.  $AVS$  står for avskrivninger, og  $AKG$  er avkastningsgrunnlag (inkludert 1 % for arbeidskapital) og  $r$  er referanserenta. På NVEs internettsider ligger også eget notat med veiledning til hvordan selskapenes økonomiske og tekniske rapportering i eRapp benyttes når kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen skal beregnes. Der fremgår det blant annet hvilke poster i eRapp de ulike kostnadselementene er hentet fra.

### Om beregning av kostnadsnormen, $K^*$

Gjeldende modell for beregning av kostnadsnormer ble første gang benyttet til varsel om inntektsrammer for 2013. Kostnadsnormene beregnes i to trinn: Ett trinn som benytter DEA og ett trinn som benytter regresjonsanalyse. I DEA måles forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og selskapenes kostnader for

2012. Disse totale kostnadene og oppgavene for 2012 måles mot gjennomsnittlige kostnader og oppgaver for perioden 2008-2012. De totale kostnadene er summen av drift- og vedlikehold, KILE, avskrivninger, nettap og avkastning på bokført kapital. Nettapskostnaden beregnes ved at det fysiske nettapet multipliseres med et volumveid gjennomsnitt av systemprisen på NordPool for 2012. Videre er NVE-renta for 2012 lagt til grunn ved beregning av avkastning på bokført kapital.

Merkostnadene for nettselskapene som er pålagt ansvar for kraftsystemutredninger eller KDS holdes utenfor kostnadene som inkluderes i DEA. I regional- og sentralnettet holdes også nettapkostnadene utenfor kostnadene som inkluderes i DEA. I distribusjonsnettet beregnes en normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot regionalnettet, og denne trekkes fra kostnadene som inkluderes i DEA. Normkostnaden er beregnet ved hjelp av regresjonsanalyse, og ble beregnet til varsel om inntektsramme for 2013. I regresjonen kjørte vi summen av drift- og vedlikeholdskostnader, avskrivninger og avkastning på bokført kapital mot abonnemeter, km høyspent og grensesnitt. Datasettet var gjennomsnittsverdier for 2008-2011 og normprisen ble beregnet til 1,11 tusen kroner pr enhet grensesnitt.

#### *Om trinn 2*

I trinn 2 korrigeres DEA-resultatene for ulike typer rammevilkår. Et selskap vil få en oppjustering av sitt DEA- resultat dersom selskapet har vanskeligere rammevilkår enn mønsterselskapet. Dersom selskapet har lettere rammevilkår enn mønsterselskapet vil DEA -resultatet bli tilsvarende nedjustert. Parameterne i korrigeringen bestemmes ved regresjonsanalyse og resultatene fra disse er gjengitt i tabell 4 og tabell 5.

**Tabell 1. Kostnadsnormmodell for distribusjonsnett**

<i>Trinn 1 – DEA- modell</i>	<i>Forkortelse</i>
Antall kilometer høyspentnett	d_hs
Antall nettstasjoner	d_ns
Antall abonnemeter	d_ab
<i>Trinn 2 – regresjoner</i>	
Andel jordkabler	dr_hsjordand
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet	dr_s4
Avstand til vei	dr_kveg
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog	dr_geo1
Geo 2: (Referansevind / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	dr_geo2

**Tabell 2. Kostnadsnormmodell for regional- og sentralnett**

<i>Trinn 1 – DEA- modell</i>	<i>Forkortelse</i>
Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	rs_vluft
Vektet verdi jordkabler	rs_vjord
Vektet verdi sjøkabler	rs_vsjo

Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringssanlegg	rs_vgrs
<b>Trinn 2 – regresjoner</b>	
Geo 3: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rr_geo3

## Faktoranalyse

NVE har benyttet faktoranalyse for å beregne de sammensatte geografiindeksene (Geo1-Geo3) i de to modellene. Faktoranalyse er en samlebetegnelse for statistiske metoder som analyserer samvariasjon mellom variabler. Slike analyser brukes blant annet for å redusere lineært korrelerte variabler. Vi har benyttet principal component analysis (PCA) hvor det utledes en faktor som maksimalt utnytter variasjonen i de underliggende enkeltvariablene.

I tabellen under viser vi koeffisientene som variablene er vektet sammen med i hver geografiindeks:

**Tabell 3. Oversikt over sammensetning av geografiindeksene (geo1-geo3)**

Geo1	Koeffisient
Helning, dr_he1	.1682584
Løvskog, dr_s7	6.734786
Småkraft, dr_skysz	1079.035
Konstant	-2.593833

Geo2	Koeffisient
Vind dividert med avstand til kyst, dr_vr2_k2lukk	.8682354
Antall øyer, dr_aeoy1sz	3202.234
Andel sjøkabel, dr_hssjoand	12.3811
Konstant	-6.478606

Geo3	Koeffisient
Samlet skog, rr_s12	5.04013
Helning, rr_he1	.2234848
Konstant	-3.664791

## Trinn 2-koeffisienter

I infoskriv 4/2013, som ble sendt ut i forbindelse med varsel om inntektsrammer for 2014, ble det poengtert at beregningene som ligger til grunn både for geografiindeksene og for trinn 2 regresjonene ville bli oppdatert når de endelige inntektsrammene skal vedtas i 2015. Begrunnelsen for dette er at faktorene og koeffisienter i trinn 2 på lik linje med DEA-resultatene vil kunne påvirkes ved endringer i grunnlagsdata. For faktoranalysen består grunnlagsdata hovedsakelig av geografiske data, men også data på småkraft og kabelandeler inngår i rammevilkårsvariablene.

I tabell 4 og tabell 5 vises resultatene fra regresjonsanalysene i trinn 2.

**Tabell 4. Resultat fra trinn2-modell for distribusjonsnett**

```
. regress d_score_bs100 dm_dr_kveg dm_dr_hsjordand dm_dr_s4 dm_dr_Geo1 dm_dr_Geo2 ///
> if aar==curr_aar-1 & d_til2trinn==1
```

Source	SS	df	MS			
Model	.460552599	5	.09211052	Number of obs =	124	
Residual	1.24697615	118	.010567595	F( 5, 118) =	8.72	
Total	1.70752875	123	.013882348	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.2697	
				Adj R-squared =	0.2388	
				Root MSE =	.1028	

  

d_score_bs100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_dr_kveg	-.0000387	.0000635	-0.61	0.543	-.0001643	.000087
dm_dr_hsjordand	-.1819075	.0799376	-2.28	0.025	-.3402057	-.0236093
dm_dr_s4	-.2160798	.1028262	-2.10	0.038	-.4197036	-.012456
dm_dr_Geo1	-.0230726	.0065427	-3.53	0.001	-.036029	-.0101162
dm_dr_Geo2	-.0289009	.0062957	-4.59	0.000	-.0413682	-.0164336
_cons	.7256551	.0122206	59.38	0.000	.701455	.7498551

For noen selskaper har rammevilkårsvariablene blitt oppdatert som følge av oppdatert informasjon om nettanlegg. I modellen for distribusjonsnett har dette resultert i at koeffisienten for rammevilkårsvariabelen "avstand til vei" ikke lenger er signifikant. Med bakgrunn i at denne rammevilkårsvariabelen ble brukt i varsel om inntektsrammer for 2014 samt at koeffisienten fortsatt er negativ, har NVE valgt å beholde denne rammevilkårsvariabelen i trinn 2 regresjonen. Vi vil foreta en ny gjennomgang av rammevilkårsvariable i kostnadsnormmodellen i løpet av første halvår 2015.

**Tabell 5. Resultat fra trinn 2-modell for regional- og sentralnett**

```
. regress rs_score_bs100 dm_rr_Geo3 if rs_til2trinn==1 & aar==curr_aar-1
```

Source	SS	df	MS			
Model	.118516159	1	.118516159	Number of obs =	25	
Residual	.24017149	23	.010442239	F( 1, 23) =	11.35	
Total	.35868765	24	.014945319	Prob > F =	0.0027	
				R-squared =	0.3304	
				Adj R-squared =	0.3013	
				Root MSE =	.10219	

  

rs_score~100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_rr_Geo3	-.0659409	.0195732	-3.37	0.003	-.1064312	-.0254505
_cons	.8252485	.0213579	38.64	0.000	.7810663	.8694308

I beregningen av trinn 2 koeffisientene er det gjort en endring fra varsel ved at vektene er beregnet uten supereffektivitet. Dette innebærer at referentene får verdien null for alle rammevilkårsvariable i regresjonen. Dette representerer en riktigere beregningsmåte.

## Kostnader ved merking av luftfartshinder

I regionalnettsmodellen er luftlinjer korrigert med vektorer som tar hensyn til merking av luftfartshindre, jf. notat EØ 2/2011 sendt på høring 7. september 2011. Data om merkede luftfartshindre er innhentet fra Statens kartverks luftfartshinderregister (NRL). NVE har siden 2013 jobbet med å videreutvikle vektsystemet som benyttes for å beregne oppgavevariablene i de sammenlignende analysene i regional og sentralnettet. Et høringsforslag ble sendt ut i september 2014, ref. NVE høringsdokument 2014:5. Det er ikke foretatt endringer i vektene for merking av luftfartshindre. Enkelte selskaper kan ha fått endret sine vektete verdier på grunn av oppdatert informasjon om nettanlegg. Vektene som benyttes gjengis i tabellen nedenfor:

**Tabell 6. Kostnadsvektorer for merking av luftfartshinder. 2010-kroner**

	Verdi	Investeringskostnad	Levetid	Rente	Annuitet
<b>Markører</b>	Km	550 000	20	5.6 %	46 406
<b>Malte</b>	Ant	200 000	10		20 000
<b>Belysning (&lt;132 kV)</b>	Ant	800 000	30	5.6 %	55 654
<b>Belysning (&gt;132 kV)</b>	Ant	1 500 000	30	5.6 %	104 351

## Kriterier for DEA-analysene

NVE opererer hovedsakelig med to typer særbehandling: Holde selskaper utenfor evaluering i DEA eller evaluere selskapet i egen modell. I tillegg er det en tredje tilnærming i regional- og sentralnettsanalysene der selskaper evalueres i DEA, men ikke får lov å definere fronten for andre selskaper. Kriteriene for særbehandling er de samme i vedtak om inntektsramme for 2014 som det var i vedtak om inntektsrammer for 2013.

### *Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA*

Det er selskaper med 0 i definert oppgavemengde eller selskaper med store endringer i data fra år til år som holdes helt utenfor evaluering. For 2014 dreier dette seg om totalt 6 selskaper.

### *Selskaper som evalueres i egen modell:*

NVE har definert kriterier for selskaper som skal evalueres i alternativ kostnadsnormmodell. I distribusjonsnettet er dette selskaper med færre enn 500 abonnemeter eller mindre enn 100 km høyspent nett. I regional- og sentralnettet inngår selskaper med mindre total oppgave enn 4000 og/eller har 0 km luftlinjer. Det er totalt 34 selskaper som evalueres med denne modellen.

### *Selskaper som ikke får definere front i DEA-modellen i regional- og sentralnett*

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. Det er 28 av totalt 53 selskaper som ikke får definere front i modellen ved beregning av kostnadsnormer for 2014.

NVE publisert en excel-bok på nettsidene som viser hvilke selskaper som evalueres på de ulike måtene.

## Kalibrering av avvik mellom faktisk kostnadsgrunnlag for 2012 og kostnadsgrunnlag fra vedtak 2012

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2012 ble det benyttet KPI-justerte 2010-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2012. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2014 kalibreres for avviket i bransjens samlede faktiske kostnader i 2012 og kostnadsgrunnlaget som er

benyttet i vedtaket om inntektsrammer for 2012. Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt NVE-renten for 2012 og 2013.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag er noe lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2012. Dette skyldes i stor grad estimatavvik for fremtidige pensjonskostnader som reduserer kostnadene i 2012.

## **Beregning av referanserente, referansepris på kraft og inflasjon til bruk i forhåndsberegninger til varsel om inntektsramme for 2014**

### *Referanserente for 2014*

NVE har vedtatt ny beregning av referanserenten fra og med 2013. Den nye rentemodellen ser slik ut:

$$r = (1 - G) \times \left[ \frac{Rf + Infl + \beta_e \times MP}{1 - s} \right] + G \times (Swap + KP)$$

*G: fast gjeldsandel fastsatt til 60 prosent*

*Rf: fast nøytral realrente fastsatt til 2,5 prosent*

*Infl: årlig justering for inflasjon beregnet som gjennomsnittet av de to siste årenes faktiske inflasjon basert på KPI og anslag for inflasjon de to neste årene. Alle tall publisert av SSB. Dersom beregnet gjennomsnitt er negativt settes det til null.*

*$\beta_e$ : egenkapitalbeta fastsatt til 0,875*

*MP: fast markedspremie fastsatt til 5 prosent*

*Swap: årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente hos to av de største bankene i Norge*

*KP: årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kreditrisikopremie, som 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 (27 prosent)*

Inflasjon fastsettes på bakgrunn av et gjennomsnitt av de to siste årenes faktiske inflasjon og anslag for de to neste årene. For 2014 vil det være et gjennomsnitt av årene 2013, 2014, 2015 og 2016. KPI for 2013 var på 2,1 % og for 2014 2 % (publisert av SSB 9. januar 2015). Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2013-2016 er 2,18 %.

Gjennomsnittlig swaprente for 2014 er 2,191 %.

Gjennomsnittlig kreditrisikopremie for 2014 er 0,562 %.

Basert på de beregnede størrelsene får vi en referanserente for 2014 før skatt på **6,61 %**.

Estimert verdi til varsel var 7,09 %. Reduksjonen fra varselet skyldes i hovedsak fallende rente og til dels lavere skatt. I forhold til varsel om inntektsrammer er skattesatsen endret fra 28 til 27 prosent, ref. NVE rapport 2014:81<sup>1</sup>.

#### *Referansepris på kraft*

I henhold til forskrift om økonomisk og teknisk rapportering skal det som årlig referansepris på kraft benyttes en volumveid månedspris tillagt et påslag på 11 NOK/MWh. Månedspris er gjennomsnittlig aktuell lokal områdepris fra markedsplasskonsesjonæren.

Som grunnlag for vekt benyttes månedlig bruttoforbruk slik den fremkommer i NVEs korttidsstatistikk for alminnelig forsyning.

De månedlige gjennomsnittlige områdeprisene er hentet fra Nord Pool Spot AS for de fem gjeldende prisområdene i Norge. Den årlige referanseprisen på kraft i de fem områdene finner vi da ved å ta gjennomsnittet av de volumveide månedsprisene og legge til påslaget på 11 NOK/MWh. Hvilken pris som er benyttet for det enkelte selskap fremgår av vedtak om inntektsramme for 2014.

Måned	Brutto forbruk GWh	Vekt	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Desember	10027	0,1127	280,45	279,29	283,54	283,54	279,69
November	8464	0,0951	238,19	237,14	269,56	269,56	238,04
Oktober	7447	0,0837	228,24	228,24	269,77	270,85	228,24
September	5811	0,0653	271,43	271,42	298,06	297,71	271,42
August	5297	0,0595	245,92	246	274,02	273,77	245,06
Juli	4863	0,0546	224,64	224,64	248,77	245,98	223,92
Jun	5244	0,0589	155,85	155,89	252,65	246,44	155,82
Mai	6334	0,0712	157,48	157,3	281,25	281,29	157,48
April	7235	0,0813	194,16	189,95	228,44	227,15	191,76
Mars	8844	0,0994	219,38	218,34	225,87	225,87	218,12
Februar	8756	0,0984	252,51	250,34	254,13	254,23	251,27
Januar	10665	0,1198	278,57	278,11	275,67	275,67	266,97
<i>Sum</i>	<i>88987</i>	<i>1</i>					
<i>Vektet pris</i>			<i>234,19</i>	<i>233,24</i>	<i>263,48</i>	<i>262,92</i>	<i>232,16</i>
<i>Inkl. 11 NOK/MWh</i>			<i>245,19</i>	<i>244,24</i>	<i>274,48</i>	<i>273,92</i>	<i>243,16</i>

Estimert verdi til varsel var 326,02 kr/MWh for alle prisområder.

#### **Inflasjon**

##### *Konsumprisindeks*

I vedtak om inntektsramme for 2014 skal vi benytte konsumprisindeks (KPI) for 2014 og 2012,  $KPI_{2014}/KPI_{2012}$ , for inflasjonsjustering av drifts- og vedlikeholdskostnader (§ 8-1) og KILE (§ 9-2). Det er KPI totalindeks som benyttes.

<sup>1</sup> NVE rapport 2014:81 Endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet : oppsummeringsrapport : oppsummering av høringer og endelig forskriftstekst vedrørende kryssubsidiering og skattesats i referanserenten.

- KPI for 2012: **131,4**
- KPI for 2014: **136,9**

Dette gir en inflasjon fra 2012 til 2014 på **4,2 %**.

Estimert KPI 2014 til varsel var 136,5.

#### *Andre tjenester med arbeidslønn som dominerende prislefaktor*

I kostnadsnormmodellen måles selskapene mot en front basert på et gjennomsnitt av selskapenes kostnader og oppgaver for perioden 2008-2012. Drift- og vedlikeholdskostnadene blir regnet om til 2012-priser basert på SSBs indeks Konsumprisindeks for varer og tjenester, etter leveringssektor. Andre tjenester med arbeidslønn som dominerende prislefaktor (tabell 03363)<sup>2</sup>. Disse verdiene er benyttet:

2008: **167.8**

2009: **175.2**

2010: **182.6**

2011: **189.5**

2012: **195.5**

#### **Rente og nettapspris i DEA-analysene**

I de sammenlignende analysene sammenligner vi data fra 2012. I disse analysene benytter vi rente og kraftpris fra 2012. Rente for 2012 er 4,2 %, dvs. lik den som ble benyttet i vedtak om inntektsramme for 2012.

Nettapskostnaden for 2012 som inngår i DEA-analysene for distribusjonsnett er basert på månedlig systempris for 2012 slik den fremkommer hos NordPool Spot AS. Disse vektet med månedlig forbruk. Systempris for kraft for 2012 inkl. tillegg på 11 NOK/MWh som benyttes i vedtak om inntektsramme for 2014, er den samme som ble benyttet i varselet; 259,90 kr/MWh.

---

<sup>2</sup> <http://www.ssb.no/tabell/03363>