

## Infoskriv

Til: Omsetningskonsesjonærer med inntektsramme

Fra: Seksjon for økonomisk regulering

Ansvarlig: Tore Langset

Dato: 1.2.2016

Vår ref.: 201403906

Arkiv:

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:

7694 05 08971

## Infoskriv ETØ-1/2016 Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2015

*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 tariffer (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,  $AKG$  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 kostnader for 2013. Disse totale kostnadene og oppgavene for 2013 måles mot gjennomsnittlige kostnader og oppgaver for perioden 2009-2013. De totale kostnadene er summen av drift- og vedlikeholdskostnader, 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 2013. Videre er NVE-renta for 2013 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 nettapskostnadene utenfor 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. Parametrene 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    | 0,1675      |
| Løvskog, dr_s7     | 6,6758      |
| Småkraft, dr_skysz | 1185,596    |
| Konstant           | -2,6138     |

| Geo2  | Koeffisient |
|---|-------------|
| Vind dividert med avstand til kyst, dr_vr2_k2lukk | 0,8574      |
| Antall øyer , dr_aeoy1sz                          | 3755,65     |
| Andel sjøkabel, dr_hssjoand                       | 12,3983     |
| Konstant  | -0,6522     |

| Geo3                 | Koeffisient |
|----------------------|-------------|
| Samlet skog , rr_s12 | 5,0401      |
| Helning , rr_he1     | 0,2235      |
| Konstant             | -3,665      |

## Trinn 2 koeffisienter

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

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         | Number of obs = 122    |  |  |
|----------|------------|-----|------------|------------------------|--|--|
| Model    | .582217159 | 5   | .116443432 | F( 5, 116) = 12.97     |  |  |
| Residual | 1.04136132 | 116 | .008977253 | Prob > F = 0.0000      |  |  |
| Total    | 1.62357847 | 121 | .013418004 | R-squared = 0.3586     |  |  |
|          |            |     |            | Adj R-squared = 0.3310 |  |  |
|          |            |     |            | Root MSE = .09475      |  |  |

  

| d_score_bs100   | Coef.     | Std. Err. | t     | P> t  | [95% Conf. Interval] |           |
|-----------------|-----------|-----------|-------|-------|----------------------|-----------|
| dm_dr_kveg      | -1.60e-07 | .0000597  | -0.00 | 0.998 | -.0001183            | .000118   |
| dm_dr_hsjordand | -.2084531 | .0730385  | -2.85 | 0.005 | -.353115             | -.0637911 |
| dm_dr_s4        | -.2114986 | .0951979  | -2.22 | 0.028 | -.4000501            | -.0229472 |
| dm_dr_Geo1      | -.026737  | .0060931  | -4.39 | 0.000 | -.0388052            | -.0146689 |
| dm_dr_Geo2      | -.0342162 | .0058902  | -5.81 | 0.000 | -.0458824            | -.02255   |
| _cons           | .7491727  | .0113577  | 65.96 | 0.000 | .7266774             | .771668   |

I modellen for distribusjonsnett er ikke koeffisienten for rammevilkårsvariabelen "avstand til vei" signifikant forskjellig fra null, så denne variabelen får ingen påvirkning på selskapenes kostnadsnorm.

**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         | Number of obs = 25     |  |  |
|----------|------------|----|------------|------------------------|--|--|
| Model    | .108035232 | 1  | .108035232 | F( 1, 23) = 10.82      |  |  |
| Residual | .229650731 | 23 | .009984814 | Prob > F = 0.0032      |  |  |
| Total    | .337685962 | 24 | .014070248 | R-squared = 0.3199     |  |  |
|          |            |    |            | Adj R-squared = 0.2904 |  |  |
|          |            |    |            | Root MSE = .09992      |  |  |

  

| rs_score~100 | Coef.    | Std. Err. | t     | P> t  | [95% Conf. Interval] |           |
|--------------|----------|-----------|-------|-------|----------------------|-----------|
| dm_rr_Geo3   | -.060281 | .018326   | -3.29 | 0.003 | -.0981913            | -.0223708 |
| _cons        | .8272037 | .0203582  | 40.63 | 0.000 | .7850895             | .8693178  |

For faktoranalysen består grunnlagsdata hovedsakelig av geografiske data, men også data på småkraft og kabelandeler inngår i rammevilkårsvariablene.

## 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). 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 master</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 2015 som i vedtak om inntektsrammer for 2014.

### *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 2015 dreier dette seg om totalt 8 selskaper. Disse får en kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlag.

### *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 eller har 0 km luftlinjer. Det er totalt 34 selskaper som evalueres med denne modellen. Modellen er beskrevet i NVE høringsdokument 2/2012<sup>1</sup>.

### *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 2015. Selskapene får likevel et DEA-resultat i analyser hvor de hver for seg får lov til å være frontselskap.

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

## Re-kalibrering av avvik mellom faktisk kostnadsgrunnlag for 2013 og kostnadsgrunnlag fra vedtak 2013

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2013 ble det benyttet KPI-justerte 2011-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2013. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2015

<sup>1</sup> Forslag til endring av modeller for å fastsette kostnadsnormer: Innteksregulering av nettselskaper fra 2013

re-kalibreres for avviket i bransjens samlede faktiske kostnader i 2013 og kostnadsgrunnlaget som er benyttet i vedtaket om inntektsrammer for 2013. Sistnevnte er korrigert for 14,707 MNOK i økte inntektsrammer i 2014 etter klagebehandling.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt NVE-renten for 2013 og 2014.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag er noe lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2013. Dette skyldes i stor grad lavere drifts- og vedlikeholdskostnader og KILE.

## **Beregning av referanserente, referansepris på kraft, systempris til DEA og inflasjon til bruk i vedtak om inntektsramme for 2015**

*Referanserente for 2015*

NVE benytter følgende modell for beregning av referanserenten:

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

*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 for 2015)*

Inflasjon fastsettes på bakgrunn av et gjennomsnitt av de to siste årenes faktiske inflasjon og anslag for de to neste årene. For 2015 vil det være et gjennomsnitt av årene 2014, 2015, 2016 og 2017. KPI for 2014 var 2 % og for 2015 2,1 % (publisert av SSB 11. januar 2015). SSB har anslått en KPI for 2016 og 2017 på henholdsvis 2,8 % og 2,1 %. Anslagene er sist oppdatert 3. desember 2015. Veksten i KPI 2015 ble kraftig trukket opp av kronesvekkelsen, mens reduserte energipriser trakk ned. I 2016 vil både energiprisene og enkelte avgiftsøkninger trekke opp, i tillegg til tidsforsinkete effekter av kronesvekkelsen som alt har funnet sted. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2014-2017 blir 2,25 %.

Den 5-årige swaprenten har fluktuert en del gjennom 2015 og var på sitt høyeste i perioden mai-juli. Gjennomsnittlig swaprente for 2015 er 1,44 %.

Kredittrisikopremien har mer enn doblet seg fra begynnelsen til slutten av 2015. Gjennomsnittlig kredittrisikopremie for 2015 er 0,75 %.

Basert på de beregnede størrelsene får vi en referanserente for 2015 på **6,32** %.

Estimert referanserente til varsel 2015 var på 6,29 % (basert på verdier per 3. kvartal 2014). Siden varselet er KPI og kredittrisikopremien økt, samtidig som swaprenten er redusert.

#### *Referanserente for 2013 og 2014*

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2013 og de faktiske kostnadene i 2013 blir tillagt rente for 2013 og 2014. Renten for 2013 var på 6,9 %. Renten for 2014 er 6,61 %.

#### *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 som tidligere har inngått i NVEs korttidsstatistikk.

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 2015.

| Måned            | Brutto forbruk | Vekt   | NO1    | NO2    | NO3    | NO4    | NO5    |
|------------------|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Desember         | 9706           | 0.1053 | 168,02 | 165,90 | 176,35 | 163,58 | 166,36 |
| November         | 8711           | 0.0945 | 230,46 | 227,23 | 221,17 | 209,57 | 227,23 |
| Oktober          | 7667           | 0.0832 | 198,85 | 198,85 | 206,47 | 188,66 | 198,85 |
| September        | 6071           | 0.0659 | 120,47 | 120,47 | 189,07 | 183,43 | 120,47 |
| August           | 5574           | 0.0605 | 101,31 | 105,54 | 126,34 | 107,81 | 98,40  |
| Juli             | 5530           | 0.0600 | 79,94  | 80,05  | 80,99  | 78,44  | 79,94  |
| Juni             | 5955           | 0.0646 | 118,69 | 118,69 | 128,33 | 116,48 | 118,69 |
| Mai              | 6868           | 0.0745 | 181,35 | 181,35 | 199,23 | 190,96 | 181,35 |
| April            | 7490           | 0.0813 | 211,89 | 211,30 | 219,11 | 216,41 | 211,31 |
| Mars             | 9133           | 0.0991 | 214,27 | 214,27 | 218,78 | 218,69 | 213,31 |
| Februar          | 9153           | 0.0993 | 246,16 | 246,16 | 244,76 | 244,78 | 246,15 |
| Januar           | 10311          | 0.1119 | 257,30 | 255,49 | 272,29 | 272,29 | 255,80 |
| Sum              | 92169          | 1      |        |        |        |        |        |
| Vektet pris      |                |        | 187.74 | 187.22 | 198.99 | 191.82 | 186.77 |
| Inkl. 11 NOK/MWh |                |        | 198.74 | 198.22 | 209.99 | 202.82 | 197.77 |

## Inflasjon

I vedtak om inntektsramme for 2015 skal vi benytte konsumprisindeks (KPI) for 2015 og 2013,  $KPI_{2015}/KPI_{2013}$ , for inflasjonsjustering av drifts- og vedlikeholdskostnader (§ 8-1) og KILE (§ 9-2). Det er KPI totalindeks som benyttes.

- KPI for 2013: 134,2
- KPI for 2014: 136,9
- KPI for 2015: 139,8

Dette gir en inflasjonsjustering på 4,2 % fra 2013 til 2015.

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

I DEA-modellen måles selskapene mot en front basert på et gjennomsnitt av selskapenes kostnader og oppgaver for perioden 2009-2013. Drift- og vedlikeholdskostnadene blir regnet om til 2013-priser basert på SSBs indeks Konsumpris for varer og tjenester, etter leveringssektor: Andre tjenester med arbeidslønn som dominerende prisfaktor (tabell 03363). Følgende indekser er benyttet:

- 2009: 175,2
- 2010: 182,6
- 2011: 189,5
- 2012: 195,5
- 2013: 202,3

## Systemprisen for 2013

Nettapskostnaden for 2013 som inngår i de sammenlignende analysene (DEA) for distribusjonsnettene baseres på systemprisen for kraft for 2013 slik den fremkommer hos Nord Pool Spot AS.

NVE har benyttet månedlige systempriser for 2013 for de respektive månedene i året. Disse vektet med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning. Dette gir følgende resultater:

| 2013 | Elsport månedlige priser | Bruttoforbruk i alminnelig forsyning | Vektet forbruk | Vektet pris |
|------|--------------------------|--------------------------------------|----------------|-------------|
| jan  | 305,74                   | 11112                                | 0,12           | 36,61       |
| feb  | 294,64                   | 9609                                 | 0,10           | 30,51       |
| mars | 335,62                   | 9924                                 | 0,11           | 35,89       |
| apr  | 345,61                   | 8018                                 | 0,09           | 29,86       |
| mai  | 278,88                   | 6419                                 | 0,07           | 19,29       |
| juni | 258,25                   | 5362                                 | 0,06           | 14,92       |
| juli | 266,64                   | 5134                                 | 0,06           | 14,75       |
| aug  | 280,82                   | 5376                                 | 0,06           | 16,27       |
| sep  | 306,54                   | 6054                                 | 0,07           | 20,00       |
| okt  | 311,36                   | 7668                                 | 0,08           | 25,73       |



| 2013                                      | Elsport månedlige priser | Bruttoforbruk i alminnelig forsyning | Vektet forbruk | Vektet pris   |
|---|--------------------------|--------------------------------------|----------------|---------------|
| nov                                       | 301,16                   | 8741                                 | 0,09           | 28,37         |
| des                                       | 274,9                    | 9388                                 | 0,10           | 27,81         |
| Sum 2013                                  |                          | <b>92805</b>                         | <b>1</b>       |               |
| Vektet gjennomsnittlig systempris 2013    |                          |                                      |                | 299,99        |
| <b>Systempris inkl. tillegg på 11 NOK</b> |                          |                                      |                | <b>310,99</b> |

NVE vil dermed legge til grunn en systempris på kraft for 2013, tillagt et påslag på 11 NOK, på **310,99 kr/MWh** i vedtak om inntektsrammer for 2015.