



Infoskriv

Til: Omsetjingskonsesjonærer med inntektsramme

Frå: Seksjon for økonomisk
regulering .

Ansvarleg: Tore Langset

Dato:

Saksnr.: NVE 201605452-5

Arkiv:

Kopi:

Infoskriv ETØ-5/2016: Om utrekning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2017

I dette infoskrivet viser vi korleis inntektsramma vert utrekna for 2017. Det er ikkje gjort endringar i metoden sidan inntektsramma for 2016. Kva føresetnadar og utrekningar som ligg til grunn for referanserenta, kraftpris og KPI er omtalt i slutten av skrivet.

Om utrekninga av inntektsrammene

Nettselskapa sine årlege inntektsrammer vert fastsett etter føresegnene i forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettverksemda og tariffar (forskrift om kontroll av nettverksemda). Av denne følgjer det at inntektsramma skal utreknas etter følgjande 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 kostnadsnorma for selskapet som er eit resultat av samanliknande analysar av selskapa basert på data frå år t-2, og som inkluderer KILE-kostnadar.

Formelen for kostnadsgrunnlaget, K_t i formelen over, ser slik ut:

$$K_t = DV_t \times \frac{KPI - løn_t}{KPI - løn_{t-2}} + KILE_t \times \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} + NT_{t-2} \times P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \times r_{NVE}$$

DV står for drift- og vedlikehaldskostnadar, og er inklusive utbetalingar til kundar ved svært langvarige avbrot og individuelle KILE-avtaler. $KILE$ gjeld ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler. KPI står for konsumprisindeksen. DV er justert for KPI-løn¹ medan $KILE$ er justert for ordinær KPI². NT er overføringstap (i MWh), og P er referansepris på kraft. AVS står for avskrivningar, AKG er avkastingsgrunnlag (inkludert 1 % for arbeidskapital) og r er referanserenta.

¹ Tabell 03363, ssb.no

² Tabell 03014, ssb.no

Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som eit gjennomsnitt for perioden 2011-2015 i kostnadsgrunnlaget for 2017 på følgjande måte: For kvart år i perioden 2011-2013 inngår eit gjennomsnitt av åra 2007-2013 (dvs. at alle dei tre åra er like bortsett frå inflasjonsjusteringa). 2014 og 2015 er dermed det einaste åra som gjer at gjennomsnittet avviker frå snittet for 2007-2013.

På NVE sine nettsider finn du også eit eige notat med rettleiing til korleis selskapa si økonomiske og tekniske rapportering i eRapp vert nytta i kostnadsgrunnlaget og kostnadsnorma. Der viser me mellom anna kva postar i eRapp dei ulike elementa i kostnadsgrunnlaget er henta frå.

Om utrekninga av kostnadsnormene, K*

Kostnadsnormene vert rekna ut i to trinn: eit trinn som nyttar DEA og eit trinn som nyttar regresjonsanalyse. I DEA vert forholdet mellom nettselskapa sine oppgåver og kostnader for 2015 målt mot gjennomsnittlege kostnader og oppgåver for perioden 2011-2015. Dei totale kostnadane er summen av DV, KILE, avskrivningar, nettap og avkasting på bokført kapital. Me reknar ut nettapskostnaden ved å multiplisere det fysiske nettapet med eit volumvekta gjennomsnitt av systemprisen på NordPool for 2015. Vidare ligg NVE-renta for 2015 til grunn for avkastinga på bokført kapital.

Meirkostnadane for nettselskapa som er pålagt ansvar for kraftsystemutreiingar eller KDS vert heldt utanfor kostnadane i DEA. I tillegg vert nettapskostnadane haldne utanfor DEA i regionalnettsanalysane. I distribusjonsnettet vert det rekna ut ein normkostnad for anlegg i grensesnittet opp mot regionalnettet, og denne trekkast frå kostnadane i DEA. Normkostnaden er rekna ut med utgangspunkt i det oppdaterte vektsystemet. Det er den vekta verdien som vert trekt frå selskapets totalkostnad, dette fører til at prisen per eining grensesnitt er lik 1.

Om trinn 2

DEA-analysane vert korrigert for ulike typar rammevilkår i trinn 2. Eit selskap vil få ein justering av sitt DEA-resultat om selskapet har andre rammevilkår enn sitt mønsterselskap. Om selskapet har lettare rammevilkår enn mønsterselskapet, vil me justere DEA-resultatet ned, og motsett. Parametrane i korrigeringa er eit resultat av regresjonsanalyse. Resultata frå desse er vist i tabell 4 og 5.

Tabell 1: Kostnadsnormmodell for distribusjonsnett.

<i>Trinn 1 – DEA- modell</i>	<i>Forkorting</i>
Sum kilometer høgspennetnett	d_hs
Sum nettstasjonar	d_ns
Sum abonnement	d_ab
<i>Trinn 2 – regresjoner</i>	
Jordkabeldel	dr_hsjordand
Del av luftlinjer i barskog med høy og særskilt høy bonitet	dr_s4
Geo 1: Helning, småkraft og del av luftlinjer i løvskog	dr_geo1

Geo 2: (Referansevind / kystavstand), sum øyer og sjøkabeldel	dr_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	dr_geo3

Tabell 2: Kostnadsnormmodell for regionalnett.

<i>Trinn 1 – DEA- modell</i>	<i>Forkorting</i>
Vekta verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	r_vluft
Vekta verdi jordkablar	r_vjord
Vekta verdi sjøkablar	r_vsjo
Vekta verdi grensesnitt: transformatorer, avgangar og kompenseringanlegg	r_vgrs
<i>Trinn 2 – regresjonar</i>	
Geo 3R: Helning og skog med høy og sær s høyt bonitet	rr_geo3

Faktoranalyse

NVE nyttar faktoranalyse for å finne dei samansette geografiindeksane i dei to modellane. Faktoranalyse er eit samleord for statistiske metodar som analyserar samvariasjon mellom variablar. Slike analysar vert blant anna brukt for å redusere lineært korrelerte variablar. Me har nytta principal component analysis (PCA), der det vert produsert ein faktor som utnyttar variasjonen i dei underliggende enkeltvariablane.

I tabell 3 viser me koeffisientane som variablane er vekta saman med i kvar geografiindeks.

Tabell 3: Oversikt over samansetjing av geografiindeksane.

Geo1 «Fjellbekk»	Koeffisient
Helning, dr_he1	0,167
Lauvskog, dr_s7	6,672
Småkraft, dr_skysz	1080,130
Konstant	-2,611

Geo2 «Øyvind»	Koeffisient
Vind dividert med avstand til kyst, dr_vr2_k2lukk	0,838
Sum øyer, dr_aeoy1sz	3615,106
Sjøkabeldel, dr_hssjoand	11,763
Konstant	-0,655

Geo3 «Frost»	Koeffisient
Gjennomsnittleg nedbør som snø, dr_snog	0,004
Mørketid, breddegrad >= 65,9 , dr_brgrad_gjsn	0,391
Gjennomsnittleg islast, dr_is_gjsn	0,018
Gjennomsnittleg årsmiddeltemperatur (negativ), dr_tempneg	0,254
Konstant	-26,809

Geo3R «HelSkog»	Koeffisient
Samla skog , rr_s12	0,189
Helning , rr_he1	4,787
Konstant	-3,345

Trinn 2 koeffisientar

Selskap som kan karakteriserast som uteliggjar er ikkje med i trinn 2-regresjonen. I tabell 4 og 5 viser me resultatata frå regresjonsanalysane i trinn 2.

Tabell 4: Resultat frå trinn 2-modell for distribusjonsnett.

```
. regress d_score_bs100 dm_dr_hsjordand dm_dr_s4 dm_dr_Geo1 dm_dr_Geo2 dm_dr_Geo3 ///
> if aar==curr_aar-1 & d_til2trinn==1 & dr_out==0
```

Source	SS	df	MS	Number of obs = 114		
Model	.82107777	5	.164215554	F(5, 108) =	22.67	
Residual	.782449882	108	.007244906	Prob > F	= 0.0000	
Total	1.60352765	113	.01419051	R-squared	= 0.5120	
				Adj R-squared	= 0.4895	
				Root MSE	= .08512	

d_score_bs100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_dr_hsjordand	-.251982	.0674993	-3.73	0.000	-.3857774	-.1181866
dm_dr_s4	-.4306665	.1008531	-4.27	0.000	-.6305748	-.2307582
dm_dr_Geo1	-.0352544	.0058721	-6.00	0.000	-.046894	-.0236148
dm_dr_Geo2	-.0616081	.008152	-7.56	0.000	-.0777668	-.0454494
dm_dr_Geo3	-.0160264	.0066713	-2.40	0.018	-.0292502	-.0028027
_cons	.7645047	.0123423	61.94	0.000	.7400402	.7889692

For nokre selskap har rammevilkårsvariabelen vorte oppdatert som fylgje av oppdatert informasjon om nettanlegg.

Tabell 5: Resultat frå trinn 2-modell for regionalnett

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

Source	SS	df	MS			
Model	.211989344	1	.211989344	Number of obs =	36	
Residual	.662134656	34	.019474549	F(1, 34) =	10.89	
				Prob > F	= 0.0023	
				R-squared	= 0.2425	
				Adj R-squared	= 0.2202	
				Root MSE	= .13955	
Total	.874124	35	.024974971			

r_score_~100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_rr_Geo3	-.0684784	.0207554	-3.30	0.002	-.1106584	-.0262984
_cons	.7206924	.0238618	30.20	0.000	.6721993	.7691855

Når endelege inntektsrammar for 2016 skal vedtakast vil geografiindeksane og trinn 2 verte oppdatert basert på eventuelle endringar i grunnlagsdata. Faktoranalysane inneheld hovudsakeleg geografiske data, men også data for småkraft og kablar inngår i rammevilkårsvariablane.

Kriterier for DEA-analysane

NVE nyttar hovudsakeleg to typar særhandsaming: å halde nettselskap utanfor evaluering i DEA eller å evaluere selskapet i eigen modell. I tillegg er det nokre selskap som vert evaluert i DEA i regionalnettsanalysa, men som ikkje får definere fronten for andre selskap.

Selskap som ikkje vert evaluert i DEA

Selskap med 0 i definert oppgåvemengde eller med store endringar i data frå år til år vert haldt utafør evaluering i DEA. I 2017 gjeld dette totalt 11 selskap.

Selskap som vert evaluert i eigen modell

Selskap med færre enn 500 abonnementet eller mindre enn 100 km høgspennnett i distribusjonsnettet, og selskap med mindre total oppgåve enn 4 000 eller har 0 km luftlinjer i regionalnettet, vert evaluert i ein alternativ kostnadsnormmodell. Desse selskapa vert målt mot sitt eget historiske gjennomsnitt. Totalt 24 selskap vert evaluert med denne modellen i 2017.

Selskap som ikkje får definere front i DEA-modellen i regionalnett

Selskap som får definere fronten i regionalnettsmodellen må ha ein total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA på minimum 15 millionar kroner. Selskap som vert frontselskap utan dette kriteriet vert teke ut og evaluert i ein separat DEA-modell slik at selskapet ikkje påverkar andre selskaps DEA-resultat.

Selskap med ein gjennomsnittleg totalkostnad på under 7 millionar kroner og som ikkje vert frontselskap vert inkludert i den ordinære DEA-modellen, men ikkje i trinn 2.

Selskap med ein gjennomsnittleg totalkostnad på mellom 7 og 15 millionar kroner og som ikkje vert frontselskap vert behelde i den ordinære DEA-modellen og i trinn 2-regresjonen. Dette gjev eit breiare datagrunnlag og betre estimat på kva rammevilkåra viser.

Det er 19 selskap som ikkje får definere front eller inngå i trinn 2 i regionalnettsmodellen for 2017.

NVE har publisert ei Excel-bok på internett som viser kva selskap som vert evaluert på dei ulike måtane.

Re-kalibrering av avvik mellom faktisk kostnadsgrunnlag for 2014 og kostnadsgrunnlag frå vedtak 2014

Ved fastsettinga av inntektsrammene for 2015 vart det nytta KPI-justerte 2013-kostnadar som eit estimat på forventa kostandar for 2015 i inntektsramma for 2015. På same måte som tidlegare vil difor inntektsramma for 2017 verte re-kalibrert for avviket mellom bransjen sine samla faktiske kostnadar i 2015 og kostnadsgrunnlaget som vart nytta i vedtaket om inntektsrammer for 2015.

Korrigeringa kjem to år forsinka, og det er difor lagt til ei rente for 2015 og 2016. For 2015 er NVE-renta nytta, og anslag på NVE-renta for 2016 er på 6,25 %.

Bransjen sitt faktiske kostnadsgrunnlag er lågare enn kostnadsgrunnlaget som låg til grunn for inntektsrammene for 2015.

Referanserente, referansepris på kraft, systempris til DEA og inflasjon

Referanserenta

Referanserenta for 2017

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 gjeldsdel fastsett til 60 prosent

Rf: fast nøytral realrente fastsett til 2,5 prosent

Infl: årleg justering for inflasjon berekna som gjennomsnittet av faktisk inflasjon dei to siste åra basert på KPI og anslag for inflasjon dei to neste åra. Alle tal publisert av SSB. Om berekna gjennomsnitt er negativt, vert det sett til null.

β_e : egenkapitalbeta fastsett til 0,875

MP: fast marknadspremie fastsett til 5 prosent

Swap: årleg gjennomsnitt av 5-årig swaprente hos to av dei største bankane i Noreg

KP: årleg gjennomsnittleg bransjespesifikk kredittrisikopremie, som kjem frå spreaden mellom 5-årige kraftobligasjonar og 5-årige swaprenter berekna av to av dei største bankane i Noreg. Kraftobligasjonane skal høyre til kraftselskap med ein rating på minimum BBB+

s: skattesats lik gjeldande skattesats for nettselskap

Inflasjon (KPI-vekst), swaprente og kredittpåslag må estimerast for 2017.

Inflasjon setjast med bakgrunn i eit gjennomsnitt av faktisk inflasjon dei to siste åra og anslag for dei to neste åra. For 2017 vil det vere eit gjennomsnitt av åra 2016, 2017, 2018 og 2019. Til varsel om inntektsramme for 2017 er ingen av desse parametrane kjende. SSB har anslage ein inflasjon på 3,4 % i 2016, 2 % i 2017, 2,1 % i 2018 og 2 % i 2019. Desse anslaga vart sist oppdatert i september 2016.

Gjennomsnittleg inflasjon for åra 2015 vert då 2,2 %.

For å estimere swaprenta for 2017 nyttar NVE det nyaste dataet. Me meiner at desse gjev det beste biletet på kva man forventar at swaprenta skal liggje på i framtida og ein vil uansett ikkje treffe på kva renta for 2017 faktisk vert. NVE har brukt swaprenta frå Nordea og DNB per 30. september 2016, på 1,25 %. Til samanlikning var gjennomsnittleg swaprente i perioden jan-sep 2016 på 1,09 %.

Me brukar same tilnærming som for swaprenta til å estimere kredittpåslaget for 2017: kredittpåslaget frå Nordea og DNB per 29. september 2016 var i gjennomsnitt på 0,78 %. Det gjennomsnittlege kredittpåslaget for perioden jan-sep 2016 var 1,07 %. Kredittpåslaget har falle gjennom året.

Skattesatsen i referanserenta skal vere lik selskapsskatten fastsett i Stortinget sitt årlege skattevedtak. I Statsbudsjettet for 2017 er eit forslag å endre denne satsen frå 25 til 24 prosent. Sidan dette ikkje er vedteke, nyttar me 25 prosent i varsla referanserente.

Basert på desse estimerte storleikene får me ei **referanserente for 2017 før skatt på 6,15 %**.

Referanserente for 2016

Det vert lagt til renter for 2015 og 2016 på avviket mellom kostnadsgrunnlaget som låg til grunn for inntektsramma for 2015 og dei faktiske kostnadane i 2015. Renta for 2015 var på 6,32 %. Renta for 2016 er enno ikkje kjend, men me har estimert ho med bakgrunn i data for perioden jan-sep 2016:

Månadlege snitt 2016	SWAP	Kreditt- påslag
Jan	1,16	1,30
Feb	1,10	1,34
Mar	1,03	1,33
Apr	1,05	1,15
Mai	1,19	1,04
Jun	1,04	0,98
Jul	0,94	0,97
Aug	1,10	0,85
Sep	1,21	0,80
Gjennomsnitt jan-sep	1,09	1,09
Estimert referanserente	6,25	

Referansepris på kraft

I følgje forskrift om kontroll av nettverksemda skal det som årleg referansepris på kraft nyttast ein volumveid månadspris lagt til eit påslag på 11 MOK/MWh. Månadspris er gjennomsnittleg aktuell lokal områdepris frå marknadsplasskonsesjonæren.

Den endelege prisen er ikkje kjend før etter utgangen av 2017, og difor må me estimere denne no. NVE brukar forwardprisar for 2017 som eit estimat på referanseprisen. I estimatet ligg kvartalsvise systemprisar for 2017 til grunn. Det vil ikkje vere mogleg å predikere framtidige områdeprisar fordi ein ikkje har informasjon om flaskehalsar og andre forhold i kraftsystemet som er avgjerande for områdeprisane.

NVE har brukt kvartals-forwardprisar for 2017 (ENOQ1-4 – 2017) slik dei er notert per 28.11.2016. Desse vert så vekta saman med kvartalsvis forbruk, der det nyttast eit snitt for brutto forbruk per kvartal i alminneleg forsyning for 2002-2015.

Dette gjev følgjande resultat:

	Forwardkontrakt	Pris per 28.11.2016, Euro/MWh	Pris per 28.11.2016, NOK/MWh	Syst.pris inkl. påslag	Vekt	Vekta pris
1. kvartal	ENOQ1-17	36	326,52	337,52	0,32	107,75
2. kvartal	ENOQ2-17	25,4	230,38	241,38	0,21	50,63
3. kvartal	ENOQ3-17	22,65	205,44	216,44	0,18	38,76
4. kvartal	ENOQ4-17	25,78	233,82	244,82	0,29	71,47
						268,61
1 Euro = 9,07 NOK per 28.11.2016						

NVE legger difor til grunn ein **referansepris på kraft på 268,61 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, i varsel om inntektsrammer for 2017.

Inflasjonsjustering

KPI

I inntektsramma for 2017 brukar me konsumprisindeksen (KPI) for 2017 og 2015, KPI_{2017}/KPI_{2015} , for inflasjonsjustering av KILE (§ 9-2) og for norma knytt til grensesnittet i distribusjonsnett. KPI for 2017 er ikkje kjend ved utsending av varselet, og må difor estimerast. KPI totalindeks vert nytta.

- KPI for 2015: **139,8**
- KPI for 2016: **144,6** (basert på SSB-prognoser for KPI-vekst i 2016 på 3,4%)
- KPI for 2017: **147,4** (basert på SSB-prognoser for KPI-vekst i 2017 på 2,0 %)

NVE brukar ein **estimert KPI for 2017 på 147,4**.

Prisjustering av drift- og vedlikehaldskostnadar (KPI-løn)

I inntektsramma for 2017 brukar me prisindeksen «Andre tenestar med arbeidsløn som dominerande prislektor³» (vidare kalla KPI-løn) for 2017 og 2015, $KPI\text{-løn}_{2017}/KPI\text{-løn}_{2015}$, for inflasjonsjustering av drift- og vedlikehaldskostnadar (DV) samt utreiingskostnadar. KPI-løn er ikkje kjend ved varsel om inntektsramme for 2017, og må difor estimerast. NVE meiner at SSB si prognose for utvikling i årsløn⁴ gjev det beste estimatet på utviklinga i KPI-løn.

- KPI-løn for 2015: **215,7**
- KPI-løn for 2016: **220,7** (basert på SSB prognoser for vekst i årsløn i 2016 på 2,3%)
- KPI-løn for 2017: **226,6** (basert på SSB prognoser for vekst i årsløn i 2017 på 2,7 %)

NVE brukar **estimert KPI-løn for 2017 på 226,6**.

³<https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=KPIlevAar&KortNavnWeb=kpi&P Language=0&checked=true>

⁴ <http://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/to-ars-oljedatur-kan-naerme-seg-slutten?tabell=286233>

Systemprisen for 2015

Nettapskostnaden for 2015 som nyttast i dei samanliknande analysane for distribusjonsnett er basert på systemprisen for kraft for 2015 hos Nord Pool Spot AS.

I dette varselet har NVE brukt månadlege systemprisar for 2015 og vekta dei med månadleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁵. Dette gjeve følgjande resultat:

2015	Elspot månadlege prisar	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vekta forbruk	Vekta pris
jan	269,06	10311	0,11	30,08
feb	250,85	9153	0,10	24,90
mars	219,02	9133	0,10	21,69
apr	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
aug	120,25	5574	0,06	7,27
sep	162,28	6071	0,07	10,68
okt	205,32	7667	0,08	17,07
nov	230,61	8696	0,09	21,74
des	177,96	9758	0,11	18,83
Sum 2015		92223	1	
Vekta gjennomsnittleg systempris 2015				197,13
Systempris inkl. tillegg på 11 NOK				208,13

NVE vil difor leggje til grunn ein systempris på kraft for 2015, lagt til eit påslag på 11 NOK/MWh, på **208,13 kr/MWh** i varsel om inntektsrammer for 2017.

⁵https://www.nve.no/Media/4924/tabell-5-_oktober-2016.pdf