

# Infoskriv RME-Ø 1/2019: Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2018

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2018. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Det er ingen endringer i metode siden varsel om inntektsramme for 2018.

## Innhold

1.	Om beregning av inntektsramme.....	2
2.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2018 .....	3
2.1	Referanserente for 2018 .....	3
2.1.1	Inflasjon.....	3
2.1.2	Swaprente .....	3
2.1.3	Kredittrisikopremie .....	3
2.1.4	Skattesats .....	3
2.1.5	Referanserente - 2018.....	3
2.1.6	Referanserente – 2016 og 2017 .....	4
2.2	Referansepris på kraft for 2018 .....	4
2.3	Systempris for 2016.....	5
2.4	KPI-justering .....	5
3.	Om beregning av kostnadsnormen ( $K^*$ ) .....	6
3.1	Faktoranalyse – for beregning av geografiindekser i trinn 2.....	7
3.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter.....	7
3.3	Særskilt fastsettelse av kostnadsnorm .....	9
3.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA.....	9
3.3.2	Selskaper som evalueres i egen modell .....	9
3.3.3	Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere fronten for andre selskaper.....	10
4.	Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik .....	11

## 1. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel<sup>1</sup>:

$$IR = 0,4K + 0,6K^* \quad (1)$$

- *IR*: Inntektsramme.
- *K*: Kostnadsgrunnlag.
- *K\**: Kostnadsnorm. Denne regnes ut ved hjelp av sammenlignende analyser av selskapene.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2018 er det data fra 2016 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med  $KPI^2$  og drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer der lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»<sup>3</sup>.

$$K_t = DV_t * (KPIl\o n n_t / KPIl\o n n_{t-2}) + KILE_t * (KPI_t / KPI_{t-2}) \quad (2)$$
$$+ NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE}$$

- *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 2012-2016.
- *KILE*: Omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler.
- *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 2018.

---

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

<sup>2</sup> Tabell 03014, ssb.no

<sup>3</sup> Tabell 11118, ssb.no

## 2. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2018

### 2.1 Referanserente for 2018

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 hjemmesider<sup>4</sup>.
- $\beta_e$ : 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

Inflasjonen var på 1,8 % i 2017 og 2,7 % i 2018. SSB har anslått en inflasjon på 1,8 % i 2019 og 1,6 % i 2020. Anslagene er sist oppdatert desember 2018.

Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2017-2020: **1,98 %**.

#### 2.1.2 Swaprente

Gjennomsnittlig swaprente fra Nordea og DNB for 2018 var på: **1,87 %**.

#### 2.1.3 Kredittrisikopremie

Gjennomsnittlig kredittrisikopremie fra Nordea og DNB for 2018 var på: **0,63 %**.

#### 2.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenten skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: **23 %**.

#### 2.1.5 Referanserente - 2018

Basert på størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2018 på **6,10 %**.

---

<sup>4</sup> <https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/norsk-okonomi-er-naer-konjunkturnoytral?tabell=371189>

### 2.1.6 Referanserente – 2016 og 2017

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2016 og de faktiske kostnadene i 2016 blir tillagt renter for 2016 og 2017, som var på hhv. 6,32 % og 6,12 %.

### 2.2 Referansepris på kraft for 2018

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.

	<b>Bruttoforbruk i alminnelig forsyning</b>	<b>Vektet forbruk</b>	<b>NO1</b>	<b>NO2</b>	<b>NO3</b>	<b>NO4</b>	<b>NO5</b>
Januar	9 614 852	12%	312.9	311.4	311.8	300.0	311.7
Februar	8 946 884	11%	370.4	369.7	380.3	361.4	369.8
Mars	9 429 509	12%	425.2	401.6	430.4	430.0	406.2
April	6 798 087	8%	374.0	371.4	377.0	380.9	374.3
Mai	4 936 871	6%	315.7	315.7	325.2	341.0	315.4
Juni	4 395 595	5%	422.9	422.9	428.6	428.2	422.3
Juli	3 865 573	5%	498.7	489.4	496.2	481.8	489.0
August	4 389 047	5%	494.8	487.3	494.4	482.5	487.1
September	4 983 263	6%	447.5	447.4	470.2	463.4	446.3
Oktober	6 614 583	8%	396.1	396.0	407.0	417.4	376.8
November	7 515 609	9%	462.2	462.1	455.8	450.4	454.2
Desember	9 038 517	11%	508.0	507.8	501.6	496.4	506.5
Sum	80 528 390	100%					
Volumveid pris			413.6	409.5	417.2	412.9	407.7
<b>Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh</b>			<b>424.6</b>	<b>420.5</b>	<b>428.2</b>	<b>423.9</b>	<b>418.7</b>

Tabell 1: Referansepris på kraft per prisområde for 2018

### 2.3 Systempris for 2016

Vi bruker systemprisen for 2016 til å beregne nettapskostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnettet. Her har vi brukt månedlige systempriser for 2016<sup>5</sup>, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning<sup>6</sup>.

	Månedlige priser	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vektet forbruk	Vektet pris
Januar	287,16	10275	0,13	37,13
Februar	190,50	8600	0,11	20,62
Mars	206,70	7956	0,10	20,69
April	206,50	6755	0,09	17,55
Mai	215,96	5234	0,07	14,22
Juni	247,74	4309	0,05	13,43
Juli	237,19	4041	0,05	12,06
August	234,45	4486	0,06	13,23
September	232,21	4556	0,06	13,31
Oktober	295,28	6572	0,08	24,42
November	352,75	8241	0,10	36,58
Desember	286,87	8442	0,11	30,47
Sum		79467	1,00	
Vektet gjennomsnittlig systempris for 2016				253,74
<b>Systempris for 2016, inkl. tillegg på 11 NOK</b>				<b>264,74</b>

Tabell 2: Systempris på kraft for 2016

Vi legger til grunn en systempris på kraft på **264,74 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved vedtak om inntektsramme for 2018.

### 2.4 KPI-justering

I inntektsrammen for 2018 prisjusteres drift- og vedlikeholdskostnadene med KPI-lønn<sup>7</sup>, og KILE med KPI<sup>8</sup> fra 2016- til 2018-kroner.

- Faktoren for KPI-lønn blir **1,058** ( $KPI\text{-l\o}nn_{2018}/KPI\text{-l\o}nn_{2016}$ , som er 102,8/108,8).
- Faktoren for KPI blir **1,046** ( $KPI_{2018}/KPI_{2016}$ , som er 103,6/108,4).

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

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

<sup>7</sup> <https://www.ssb.no/statbank/table/11118>

<sup>8</sup> <https://www.ssb.no/statbank/table/03014>

### 3. Om beregning av kostnadsnormen ( $K^*$ )

For selskaper som har transmisjonsnett (utenom Statnett SF) setter vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlag. Vi beregner kostnadsnormer i to trinn for lokalt- og regionalt distribusjonsnett:

- Trinn 1: Her benytter vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader. Vi måler data fra 2016 mot gjennomsnittlige data for perioden 2012-2016, for å finne et DEA-resultat per selskap.
- Trinn 2: Her benytter vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultatene fra trinn 1 for geografiske rammevilkår.

Kostnadene som inngår i analysene er summen av drifts- og vedlikeholdskostnader, KILE, avskrivninger, nettap og avkastning på bokført kapital. Vi beregner nettapskostnaden ved å multiplisere det fysiske nettapet med systemprisen for 2016 (se kapittel 2.3). Vi bruker NVE-renten for 2018 for å beregne avkastning på bokført kapital.

I det regionale distribusjonsnettet inngår ikke kostnader til kraftsystemutredninger eller KDS eller nettap.

I det lokale distribusjonsnettet beregner vi en normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot overliggende nett, og denne trekkes fra kostnadene som inkluderes i DEA. Vi benytter et vektsystem til å beregne denne normkostnaden.

Variabler til både trinn 1 og 2 er listet i tabellene under:

<b>Trinn 1 – DEA- modell</b>	<b>Forkortelse</b>
Antall kilometer høyspentnett	ld_hv
Antall nettstasjoner	ld_ss
Antall abonnementer	ld_sub
<b>Trinn 2 – regresjoner</b>	
Andel jordkabler	ldz_hvug.s
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet	ldz_f4
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog	ldz_Geo1
Geo 2: (Referansevind / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	ldz_Geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_Geo3

**Tabell 3: Kostnadsnormmodell for distribusjonsnettet**

<b>Trinn 1 – DEA- modell</b>	<b>Forkortelse</b>
Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	rd_wv.ol
Vektet verdi jordkabler	rd_wv.uc
Vektet verdi sjøkabler	rd_wv.sc
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg	rd_wv.ss
<b>Trinn 2 – regresjoner</b>	
Geo 1R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rdz_Geo1

**Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regional- og sentralnettet**

### 3.1 Faktoranalyse – for beregning av geografiindekser i trinn 2

Vi benytter 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.

Tabellen under oppsummerer hvilke variabler geografiindeksene er sammensatt av:

<b>Geo1 «Fjellbekk», distribusjonsnett</b>	Forkortelse
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	ldz_inc.av
Løvskog: Et mål på mengde løvskog.	ldz_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftytelse i konsesjonsområdet.	ldz_cmpp.sz

  

<b>Geo2 «ØyVind», distribusjonsnett</b>	
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.	ldz_isl.sz
Andel sjøkabel.	ldz_hvsc.s

  

<b>Geo3 «Frost», distribusjonsnett</b>	
Snø: Et mål på nedbør som kommer som snø (historisk gjennomsnitt).	ldz_snow
Breddegrad: Et mål på mørketid fra breddegrad 65,9 og nordover.	ldz_lat.av
Islast: Et mål på islast (historisk gjennomsnitt).	ldz_ice.av
Temperatur: Gjennomsnittlig årsmiddeltemperatur, ganget med -1.	ldz_tempneg

  

<b>Geo3R «HelSkog», regionalnett</b>	
Skog: Et mål på mengde skog.	rdz_inc.av
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	rdz_f12

Tabell 5: Sammensetning av geografiindekser

### 3.2 Trinn 2 – Beregning av koeffisienter

Vi korrigerer for hvor mye mer eller mindre rammevilkår et selskap har sett i forhold til det mønsterselskapet det måles mot. For å finne hvor stor betydning eller «pris» hvert rammevilkår får, benytter vi regresjonsanalyse. DEA-resultatet er avhengig variabel og differansen i rammevilkår mellom mønsterselskap og hvert enkelt selskap er de uavhengige variablene. Figurene under viser resultatene fra regresjonsanalysene i trinn 2.

```

> summary(ldz.reg$res.regr.NVE)

Call:
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.198896 -0.048530 -0.006862  0.068212  0.194896

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.776111   0.013445  57.727 < 0.00000000000000002 ***
z.diffldz_hvug.s -0.275853   0.071168  -3.876    0.000188 ***
z.diffldz_f4 -0.444522   0.105007  -4.233    0.0000504850002 ***
z.diffldz_Geo1 -0.034140   0.006343  -5.382    0.0000004711860 ***
z.diffldz_Geo2 -0.068857   0.009486  -7.259    0.0000000000791 ***
z.diffldz_Geo3 -0.016554   0.007072  -2.341    0.021195 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08865 on 102 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5018,    Adjusted R-squared:  0.4773
F-statistic: 20.54 on 5 and 102 DF,  p-value: 0.00000000000003856

```

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

```

> summary(rdz.reg$res.regr.NVE)

Call:
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.32585 -0.10691  0.02409  0.11961  0.20297

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.70148   0.02589  27.090 <0.00000000000000002 ***
z.diff      -0.03418   0.02086  -1.638    0.111
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1473 on 34 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.07316,    Adjusted R-squared:  0.0459
F-statistic: 2.684 on 1 and 34 DF,  p-value: 0.1106

```

Tabell 7: Resultat fra regresjon i trinn 2, regionalt distribusjonsnett



### 3.3 Særskilt fastsettelse av kostnadsnorm

For enkelte små og spesielle selskaper har vi utarbeidet tre alternative måter for å beregne kostnadsnormen.

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

Selskaper som holdes utenfor DEA vil få en kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget.

For at et selskap skal holdes utenfor DEA-evaluering, må selskapet ha 0 i definert oppgavemengde, eller store årlige variasjoner i data. For 2018 gjelder dette følgende selskaper:

Arendals Fossekompagni ASA, Hydro Aluminium AS, Sira Kvina Kraftselskap og Svorka Produksjon AS i tillegg til det regionale distribusjonsnettet for Kvænangen Kraftverk AS, Meløy Energi AS, Statkraft Energi AS og Vokks Nett AS.

#### 3.3.2 Selskaper som evalueres i egen modell

I denne modellen måles selskapenes oppgaver og kostnader mot deres egne femårige historiske gjennomsnitt.

Vi har spesifikke kriterier for selskapene som inngår i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskaper med færre enn 500 abonnemeter, eller mindre enn 100 km høyspentnett som inngår i en egen modell. I regionalt distribusjonsnett er det selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller har 0 km luftlinjer som inngår.

For vedtak 2018 gjelder dette følgende 19 selskaper i regionalt distribusjonsnett:

Selskap	Vektet luftlinjer	Vektet jordkabler	Vektet sjøkabler	Vektet stasjonskomponent	Total oppgave
ARENDALS FOSSEKOMPANI ASA	178	0	0	1151	1329
BALLANGEN ENERGI AS	989	0	0	910	1898
E-CO ENERGI AS	0	709	0	2959	3667
ETNE ELEKTRISITETSLAG SA	0	21	0	467	488
EVENES KRAFTFORSYNING AS	10	0	0	954	963
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ	0	0	0	3134	3134
LYSE PRODUKSJON AS	0	0	0	5106	5106
MIDT-TELEMARK ENERGI AS	0	0	0	1843	1843
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA	0	0	0	552	552
NOTODDEN ENERGI NETT AS	0	711	0	1769	2480
PORSA KRAFTLAG AS	0	0	0	998	998
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA	2236	11	0	1414	3660
RAUMA ENERGI AS	0	0	0	1730	1730
STANGE ENERGI NETT AS	448	0	0	3182	3630
STRANDA ENERGI AS	0	0	0	230	230
SVORKA ENERGI AS	967	62	0	1401	2430
TINFOS AS	35	0	0	1495	1530
USTEKVEIKJA KRAFTVERK DA	541	0	0	0	541
YARA NORGE AS	0	0	0	1296	1296

I lokalt distribusjonsnett gjelder det 7 selskaper:

Selskap	Abonnementer	Km nett
MODALEN KRAFTLAG SA	420	33
HYDRO ENERGI AS	0	15
TINFOS AS	61	9
LYSE PRODUKSJON AS	138	84
YARA NORGE AS	40	47
MO INDUSTRIPARK AS	260	38
HERØYA NETT AS	31	115

### 3.3.3 Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere fronten for andre selskaper

I det regionale distribusjonsnettet finnes det selskaper som kan inngå i DEA-analysene, men som ikke kan definere front for andre selskaper. Dette innebærer at selskapets prestasjon fortsatt kan evalueres i DEA, men det kan altså ikke bestemme kostnadsnormen for andre selskaper. I praksis kjører vi en separat DEA-analyse, der selskapet kan være på front, men hvor kun selskapets eget resultat hentes ut.

Grensen for å kunne være frontelskap for andre er at total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA må være på minimum 15 millioner kroner.

Det er 19 selskaper som behandles på denne måten:

Selskap	5-årig snittkostnad
ALTA KRAFTLAG SA	5 252
ANDØY ENERGI AS	12 059
NORGESNETT AS	9 999
AS EIDEFOSS	13 832
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	5 831
LÆRDAL ENERGI AS	2 620
NORDKYN KRAFTLAG SA	5 134
REPVÅG KRAFTLAG SA	10 178
RØROS ELEKTRISITETSVERK AS	1 717
SELBU ENERGIVERK AS	3 639
SULDAL ELVERK KF	3 266
HARDANGER ENERGI AS	1 413
DRIVA KRAFTVERK	1 007
KRAFTVERKENE I ORKLA DA	7 975
GUDBRANDSDAL ENERGI NETT AS	9 390
TRØNDERENERGI KRAFT AS	9 124
VOSS ENERGI PRODUKSJON AS	6 826
MO INDUSTRIPARK AS	13 431
HERØYA NETT AS	11 778

Disse selskapene inngår ikke i trinn 2-regresjonen. Det gjør heller ikke selskaper med en gjennomsnittlig total kostnad på under 7 millioner kroner. Selskaper med en gjennomsnittlig total kostnad mellom 7 og 15 millioner kroner som ikke blir frontelskaper, beholdes i den ordinære DEA-kjøringen og inngår i trinn 2-regresjonen.

#### **4. Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik**

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2016 ble det benyttet KPI-justerte 2014-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2016. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2018 rekalibreres for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2016 og kostnadsgrunlaget som ble benyttet i vedtak om inntektsrammer for 2016. Kapitalkostnadene holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2016 og 2017, som var på hhv. 6,32 % og 6,12 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2016 er 775 millioner kroner lavere enn kostnadsgrunlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2016. Inntektsrammen for 2018 justeres derfor ned med dette beløpet pluss renter, som utgjør 877 millioner kroner.