

Smedjebacken Energi Nät AB

Så här har vi gjort för att få fram uppgifterna:

Om kapitalbasen: Vi har hämtat huvuddelen av våra grunduppgifter via vårt program Mirakel (minette), och för att klargöra våra gränser mellan tätort / landsbygd / svår mark finns så har vi köpt och "lagt in" de kartor som SCB och SGU har tillhandahållit och utifrån detta underlag så har vi gjort i huvudsak en manuell uppdelning mellan de olika delarna.

För näststationer så har vi gått på normvärden på samtliga.

Transformatorer rakt av normkostnader enligt modellen.

Vi har 2 st mottagningsstationer och 3 st krafttransformatorer vid dessa som vi äger helt och hållet och som vi har delat upp i de normkostnader som finns.

Av de 10 st mobila reservkraftaggregat som vi äger så har vi 2 st av de största inkopplade för att kunna kapa eventuell effekttopp som vi kan få gentemot vårt regionnäts taxa, eftersom detta är väldigt blygsam skala så har vi lagt upp dessa aggregat under kapitalbasen, men de få gånger vi kör dessa så blir det "nätförlustproduktion" från dessa aggregat. Fakturor finns på samtliga aggregat från inköps tillfället.

Vad gäller styrkabel som vi använder i huvudsak för insamling av mätvärden där vi använder oss av mätvärdesinsamlingssystemet SENEА har vi använt metod 4 eftersom vår typ av styrkabel inte finns med i normprislistan.

Vi har då istället viktat pris till att våran kabel är värd 8,34% av Normpriskabeln NG14541. Vår ELAQB Y 5x2x0,6 kostar 7,27:-/m mot EKLR 15x2x1,5 87,12:-/m 7,27:- är då 8,34% av 87,12:- .

Verklig styrkabel längd är 39 935 meter, men som vi reducerar till 28 193 meter p.g.a. att den inte används på vissa sträckor just nu, sen har vi delat upp bitarna i landsbygd 9 463meter övrig längd tätort 18 730meter.

Vi får då $480\,444\text{-}/\text{km} \times 8,34\% = 40\,069\text{-}/\text{km}$ för tätort med vår kabel: $18,73\text{km} \times 40\,069\text{-} = 750\,492\text{-}$

På samma sätt gör vi då med landsbygd fast vi reducerar 40 069:-/km med hälften för att få ett "landsbygdsvärde" $40\,069 / 2 = 20\,034\text{-}/\text{km}$: $9,463\text{km} \times 20\,034\text{-} = 189\,581\text{-}$

För att få fram ett pris på de anläggningar som har strömtrafömätning så har vi vänt oss till EMSAB som har gett oss de st/priser som vi behöver för att kunna få med dem som metod 4.

Vad gäller vårt mätvärdesinsamlingssystem (SENEА) så köpte vi detta i etapper fr o m 1997 och där har vi både fakturor och kontrakt på kostnaderna, 2002 uppdaterade vi med en webb-modul som gjorde att vi kunde spegla ut samtliga mätvärdena till våra kunder och även här har vi använt oss av metod 4.

Löpande kostnader alternativ:

Här har vi lagt in våra verkliga kostnader för 2010 vad gäller nätförluster och de är på 2,66GWh á 48,334öre, 2011 justerar vi till 2,4GWh á 50,478öre och sedan bedömer vi att priset ökar med 1öre/år.

Regionnätskostnaden är verkligt värde för 2010 och även 2011 så vet vi nog i alla fall vad effektkostnaden blir, nu var både 2010 och 2011 lite rekord vad gäller kylan så vi bedömer

utifrån dessa år att kostnaden för regionnätet ökar med 2% /år, regionnätsägaren har inte varit blyg med höjningar de två senaste åren.

Inmatningspunkterna 3 st vatten (men använder oss bara av de två stora, ersättningspengen för nätnytt på den minsta rör sig om max 100:-/år) och 2 st vind kraftstationer här låter vi kostnaden var enligt förslag alltså oförändrad eftersom det kan vara så olika år från år.

Justerat myndighetsavgifterna mot vår kundstock på att den håller sig runt 3 502 lsp och 7st hsp kunder.

Intäktsramen:

Om vi utifrån förhandsregleringens beräkningar får en ram som skulle ge oss möjlighet att höja taxan rejält bara för att vara nära taket, så har vi inte den målsättningen och inte heller bolagets ägare och styrelse utan man tittar mer vad som händer med de höjningar som samhället runt omkring gör, alltså hur mycket höjer våra entreprenörer timpriser, regionnätskostnader, förlustkostnader, datakostnader till alla leverantörer, administrativa kostnader, löner, räntor m.m. och utifrån detta resonemang så har vi hittat en nivå på taxan sedan några år tillbaka och gör de justeringar vi tycker behövs för att driva verksamheten på bästa sätt med tanke på att vi är till för kunden.

Det som kan hända är att regionnätsägaren resonerar annorlunda och de kostnaderna fortsätter att öka.

Och att ägaren behöver ändra sitt beslut på avkastning vilket hitintills varit väldigt blygsamt eftersom man i ägardirektiven vill att resultaten i första hand skall användas för att återinvestera i elnätet för att höja elkvaliten, och att kunna hålla en taxa till kunderna som håller sig till riksgenomsnittet.

Lars Boström
Elnätschef
2011-03-25