

# CHALMERS



## Nätnyttomodellen och dess inverkan på ett distributionsnät

– En studie i samarbete med Härryda Energi AB

*Examensarbete inom civilingenjörsprogrammet Elektroteknik*

JOHAN SVENSSON  
DANIEL WIKERUD

Institutionen för Energi och Miljö  
*Avdelningen Elteknik*  
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA  
Göteborg, 2006



# NÄTNYTTOMODELLEN OCH DESS INVERKAN PÅ ETT DISTRIBUTIONSNET

-EN STUDIE I SAMARBETE MED HÄRRYDA ENERGI AB

JOHAN SVENSSON  
DANIEL WIKERUD

INSTITUTIONEN FÖR ENERGI OCH MILJÖ  
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA  
GÖTEBORG 2006

Nätnyttomodellen och dess inverkan på ett distributionsnät  
-En studie i samarbete med Härryda Energi AB

Johan Svensson  
Daniel Wikerud

© Johan Svensson & Daniel Wikerud, 2006

Institutionen för Energi och Miljö  
Chalmers Tekniska Högskola  
SE-412 96 Göteborg  
Sverige  
Telefon +46 (0)31-772 1000

Omslag:

Modelluppbyggnaden av Härryda Energi AB:s nät år 2005

THE NETWORK PERFORMANCE ASSESSMENT MODEL AND ITS  
INFLUENCE ON A DISTRIBUTION GRID

- A STUDY IN COOPERATION WITH HÄRRYDA ENERGI AB

JOHAN SVENSSON  
DANIEL WIKERUD

DEPARTMENT OF ENERGY AND ENVIRONMENT  
CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY  
GÖTEBORG, SWEDEN 2006

The Network Performance Assessment Model and its influence on a  
distribution grid

-A study in cooperation with HÄrryda Energi AB

Johan Svensson  
Daniel Wikerud

© Johan Svensson & Daniel Wikerud, 2006

Department of Energy and Environment

Chalmers University of Technology

SE-412 96 Göteborg

Sweden

Telephone +46 (0)31-772 1000

Cover:

NetDek buildup of HÄrryda Energi AB's grid, year 2005

## **Förord**

Detta arbete har utförts som ett 20-poängs examensarbete under hösten 2006 av två studenter från Chalmers Tekniska Högskola. Arbetet har utförts i samarbete med Härryda Energi AB.

Vi skulle vilja tacka Sven Helén på Härryda Energi som gett oss möjligheten att utföra detta arbete och ett särskilt tack till Micael Kry som har assisterat oss i vårt arbete och tagit sig tid för våra frågor.

Vidare vill vi också tacka vår examinator Robert Carlsson.

Johan Svensson & Daniel Wikerud

Göteborg, November 2006

## **Abstract**

This report is intended to give an insight in the Network Performance Assessment Model and the parameters that is needed in the making of a fictitious grid that represents an optimal grid. A main goal is to investigate how the construction of a real grid is compared to the fictitious.

One of the key parameters is how redundancy is treated in the model and to find the optimal amount of redundancy versus the costs. Further is the dimensioning of the grid of interest. The fictitious grid is based on energy whereas the real grid often is based on subscribed power and these two principles are compared and analyzed.

The difference in the outcome of the model result due to variations in input data of the model is also discussed in the report.



## Summary

Since the introduction of the Network Performance Assessment Model as a regulatory tool on the energy market, the distribution companies have been forced to make the grids more efficient and to improve the quality of the grids. Because of lack of time, many of the smaller companies have not been able to fully understand the model and the buildup of the fictitious grid that the model creates. Each year all companies are obligated to send in an annual report covering their activities. The report must include customers, their coordinate, consumption/production of energy and their expenses/income etc. Also the connections to the region grid must be reported. With this information, a fictitious grid can be created and from this grid legitimate costs can be calculated. The customers are not expected to pay for the existing grid, but for an optimal grid which satisfies their needs of quality. This cost, the so called network performance, is compared with the income for the companies by the quotient of the two. This quotient is the debit grade and a grade above 1.0 indicates a too high customer charging.

The report is divided into two parts, one theoretical part describing the model and an analysis of a real distribution grid. Comparisons have been made between the fictitious grid and the real one and great differences have been shown.

The report shows that small differences in input data for HÄrryda Energi AB, leads to major differences in the buildup of the fictitious grid.

To get a clear picture of where in the grid the most important changes should take place, a study have been completed where the grid has been divided into four different parts with deviations between the areas as a result.

There are also differences between the years that have been evaluated. Interruptions affect the network performance and the interruption costs have been near the unacceptable limit every year, crossing it in relation with the storm Gudrun in 2005. Despite this, HÄrryda Energi AB is showing a positive trend.

Grid dimensioning with respect to energy consumption is reasonable considering transformers but when connecting separate customers to the grid one have to dimension according to the power that the customers pay for. Areas where the time of usage differs from the nominal should be treated separately.

## Sammanfattning

Sedan införandet av Nätnyttomodellen (NNM) som regleringsmetod på energimarknaden har företagen inom eldistributionsbranschen tvingats till effektivisering av sin verksamhet och förbättring av säkerheten i näten. Många av de mindre företagen har saknat tid och resurser för att till fullo sätta sig in i modellen och förstå dess uppbyggnad. Alla elnätsföretag är dock skyldiga att varje år rapportera in till energimyndigheten om sin verksamhet. Inrapportering ska ske utförligt med alla abonnenter och gränspunkter med tillhörande koordinater, dess energiuttag/-intag, utgift/inkomst mm. Med denna information skapar programmet NetDek ett fiktivt nät som de skäliga kostnaderna sedan beräknas från. Kunderna förväntas alltså inte betala för det existerande nätet utan ett optimalt nät som tillgodoser deras kvalitetskrav. Kostnaderna för att upprätthålla detta nät, nätnyttan, jämförs med företagets inkomster genom en kvot mellan de båda, den så kallade debiteringsgraden. En debiteringsgrad högre än 1,0 innebär att företaget tagit ut för höga avgifter från kunderna.

Rapporten är indelad i två delar, en teoretisk bit som beskriver modellen in i detalj hur den bygger upp nätet och beräknar dess nätnytta, samt en undersökning där teorin appliceras på Härryda Energi AB:s nät. Jämförelser har gjorts mellan det fiktiva och verkliga nätet där stora skillnader kan påvisas.

I rapporten visas att små förändringar i indata för Härryda Energi ger betydande skillnader i bildandet av det fiktiva nätet.

För att få en uppfattning om var i nätet som förändringar bör göras har en studie där nätet delats upp i fyra områden utförts, med markanta skillnader i debiteringsgrad mellan de olika områdena som följd.

Det förekommer ansevärd årsvariationer mellan de inrapporterade åren. Avbrott har stor betydelse för nätnyttan och avdraget har för Härryda Energi befunnit sig på nivåer nära den övre gränsen, speciellt i samband med stormen Gudrun år 2005. Dock visas på en positiv trend för Härryda Energi när stormen exkluderas ur beräkningarna.

Dimensionering av nätet efter energiuttag kan anses rimligt på transformatornivå, dock bör sista länken till enskilda abonnenter minst dimensioneras efter den abonnerade effekten. Områden där utnyttningstiden skiljer stort från medeltiden bör behandlas separat.

# Innehållsförteckning

<b>1</b>	<b>INLEDNING</b>	<b>15</b>
1.1	BAKGRUND	15
1.2	SYFTE	16
1.3	INTRESSETER	16
1.4	NÄTBOLAGENS SYN PÅ MODELLEN	16
<b>2</b>	<b>MODELLEN</b>	<b>20</b>
2.1	INDATA	20
2.2	SKAPANDE AV DET FIKTIVA NÄTET	20
2.3	KLUSTERING	22
2.4	BEGRÄNSNINGSVILLKOREN	23
2.5	BERÄKNING AV NYANSKAFFNINGSVÄRDET	24
2.6	BERÄKNING AV DEBITERINGSGRADEN	26
2.7	PARAMETRAR	27
2.8	TÄTHETSBEROENDE	28
2.9	LEVERANSSÄKERHET	30
2.9.1	LEDNINGSREDUNDANS	30
2.9.1.1	Redundans enligt modellen	30
2.9.2	TRANSFORMATORREDUNDANS	35
2.9.3	AVBROTTSKOSTNAD	36
2.9.3.1	Kvalitetsindex	38
2.9.3.2	Värdering	39
2.10	SAMMANLAGRING	42
<b>3</b>	<b>ANALYS AV HÄRRYDA ENERGIS NÄT</b>	<b>45</b>
3.1	BILDANDET AV DET FIKTIVA NÄTET	45
3.2	UPPDELAT KONCESSIONSOMRÅDE	50
3.3	VARIATIONER I MODELLEN	54
3.3.1	ÄNDRING AV KOORDINAT	54
3.3.2	ÄNDRING AV SPÄNNINGSNIVÅ	58
3.3.3	ÄNDRING AV ENERGIFÖRBRUKNING	60
3.3.4	ÄNDRING AV GRÄNSPUNKTER	62
3.3.5	ÅRSVARIATIONER	64
3.3.5.1	Nätnytta	64
3.3.5.2	Avbrottsavdrag	65
3.3.5.3	2003	65
3.3.5.4	2004	67
3.3.5.5	2005	68
3.4	JÄMFÖRELSE AV LÅGSPÄNNINGSNÄTET	71

3.4.1	OMRÅDE 1	71
3.4.2	OMRÅDE 2	72
3.4.3	OMRÅDE 3	73
3.4.4	OMRÅDE 4	74
<b>3.5</b>	<b>EFFEKT- ELLER ENERGIDIMENSIONERING?</b>	<b>76</b>
3.5.1	SKILLNADER MELLAN MODELLDIMENSIONERING OCH VERKLIG DIMENSIONERING	76
3.5.2	NORMALT DRIFTLÄGE	77
3.5.3	EXTREMT DRIFTLÄGE	79
3.5.4	AVVIKANDE BETEENDE	82
3.5.5	DIMENSIONERINGSSTRATEGI	84
<b>3.6</b>	<b>EKONOMI</b>	<b>87</b>
3.6.1	KALKYLRÄNTA	87
3.6.2	AVSKRIVNINGSTIDER	90
<b>4</b>	<b>VIDARE ARBETE</b>	<b>93</b>
<b>5</b>	<b>REFERENSER</b>	<b>94</b>
<b>6</b>	<b>APPENDIX</b>	<b>96</b>
<b>6.1</b>	<b>NÄTUTSTRÄCKNING</b>	<b>97</b>
<b>6.2</b>	<b>PARAMETERVÄRDEN</b>	<b>98</b>
6.2.1	2002	98
6.2.2	2003	100
6.2.3	2004	102
6.2.4	2005	104
<b>6.3</b>	<b>NÄTBOLAG, ÖVRIGA SYNPUNKTER</b>	<b>106</b>
<b>6.4</b>	<b>OMRÅDESJÄMFÖRELSE</b>	<b>107</b>
6.4.1	2005 - FÖRDELNING	107
6.4.2	2005- RESULTAT	107
6.4.3	2004 - FÖRDELNING	108
6.4.4	2004 – RESULTAT	108
6.4.5	2003 – FÖRDELNING	108
6.4.6	2003 – RESULTAT	109
<b>6.5</b>	<b>MATLAB</b>	<b>110</b>
6.5.1	TANGENS HYPERBOLIKUSFUNKTIONEN	110
6.5.2	EFFEKTBERÄKNINGAR	110
6.5.3	JÄMVIKTSPUNKT	112

<b>6.6 RESULTAT</b>	<b>113</b>
6.6.1 BERÄKNINGSRESULTAT NETDEK	113
6.6.1.1 2003	113
6.6.1.2 2004	119
6.6.1.3 2005	125

## Figurer

FIGUR 1: ANTAL EXTRA LEDNINGAR PER ORDINARIE LEDNING	32
FIGUR 2: ANTAL RESERVTRANSFORMATORER PER ORDINARIE TRANSFORMATOR	35
FIGUR 3: AV KUNDERNA BEDÖMD KOSTNAD VID ETT AVBROTT	39
FIGUR 4: DEN AVISERADE OCH OAVISERADE AVBROTTSKOSTNADEN SOM FUNKTION AV ANTAL AVBROTT OCH TOTAL AVBROTTSTID	41
FIGUR 5: SAMMANLAGRINGSPARAMETERN FÖR VARIERANDE ANTAL ABONNENTER	43
FIGUR 6: HÄRRYDA ENERGIS NÄT ENLIGT NÄTDEKLARATION FÖR TARIFFÅR 2005	45
FIGUR 7: NÄTNIVÅ 1	46
FIGUR 8: NÄTNIVÅ 2	47
FIGUR 9: NÄTNIVÅ 3	48
FIGUR 10: NÄTNIVÅ 4	49
FIGUR 11: OMRÅDESUPPDELNING; ÖVRE RADEN T.V. OMRÅDE 1 (MÖLNLYCKE), ÖVRE RADEN T.H. OMRÅDE 2 (LANDVETTER), NEDRE RADEN T.V. OMRÅDE 3 (HÄRRYDA), NEDRE RADEN T.H. OMRÅDE 4 (HINDÅS)	50
FIGUR 12: ÖVRE BILDEN VISAR FIKTIVA NÄTET MED OFÖRÄNDRADE KOORDINATER. NEDRE BILDEN VISAR SAMMA NÄT MED SKILLNADEN ATT ABONNENT "5041" HAR FLYTTATS Knappt fem meter.	55
FIGUR 13: ÄNDRING AV SPÄNNINGSNIVÅ PÅ ABONNENT 5041	58
FIGUR 14: VÄNSTRAN BILDEN: ÖKAD ENERGI I OMRÅDE 1; HÖGRA BILDEN: OFÖRÄNDRAD ENERGI I OMRÅDE 1	61
FIGUR 15: FÖRVÄNTAD AVBROTTSKOSTNAD PER ABONNENT	67
FIGUR 16: LÅGSPÄNNINGSOMRÅDE 1	72
FIGUR 17: LÅGSPÄNNINGSOMRÅDE 2	73
FIGUR 18: LÅGSPÄNNINGSOMRÅDE 3	73
FIGUR 19: LÅGSPÄNNINGSOMRÅDE 4	75
FIGUR 20: EFFEKTBEHOVET SOM FUNKTION AV UTNYTTJNINGSTIDEN	81
FIGUR 21: DEBITERINGSGRAD FÖR ÖKANDE KALKYLRÄNTA, 2005	89
FIGUR 22: DEBITERINGSGRADEN VID FALLANDE AVSKRIVNINGSTID	91
FIGUR 23: ANNUITETSFAKTOR FÖR OLIKA AVSKRIVNINGSTIDER OCH KALKYLRÄNTOR	92
FIGUR 24: HÄRRYDA ENERGIS NÄT	97

## Tabeller

TABELL 1: NÄTNIVÅERNAS UPPDELNING	20
TABELL 2: ACKUMULERAT INDEX	27
TABELL 3: TÄTHETSBEROENDE PARAMETRAR, *=INDEXUPPRÄKNADE	29
TABELL 4: SAMMANLAGRING	44
TABELL 5: INKOMSTER OCH UTGIFTER UPPDELADE PÅ DE FYRA OMRÅDENA	51
TABELL 6: OMRÅDESRESULTAT	52
TABELL 7: SKILLNADER VID KOORDINATFLYTT	56
TABELL 8: ÄNDRING AV SPÄNNINGSNIVÅ PÅ ABONNENT "5041"	59
TABELL 9: GRÄNSPUNKTER I NUVARANDE NÄT	62
TABELL 10: GRÄNSPUNKTER I JUSTERAT NÄT	63
TABELL 11: ÅRSVARIATIONER	64
TABELL 12: AVBROTTSSTATISTIK FÖR 2003	66

TABELL 13: AVBROTTSSTATISTIK FÖR 2004.....	67
TABELL 14: AVBROTTSSTATISTIK 2005, INKLUSIVE OCH EXKLUSIVE STORMEN GUDRUN	69
TABELL 15: DEBITERINGSGRAD 2005, INKLUSIVE OCH EXKLUSIVE STORMEN GUDRUN...	69
TABELL 16: FAST NÄTKOSTNAD.....	77
TABELL 17: FÖRDELNING AV ENERGIBEHOVET UNDER ETT ÅR.....	78
TABELL 18: EFFEKTBEHOV FÖR LÅGSPÄNNINGSOMRÅDEN 1-4.....	82
TABELL 19: PROCENTUELL FÖRDELNING AV ABONNEMANG I VALDA OMRÅDEN .....	82
TABELL 20: EFFEKTBEHOV FÖR ABONNEMANG >= 35 A.....	83
TABELL 21: EFFEKTER FÖR ENSKILDA ABONNENTER MED SÄKRING >= 35 A.....	84
TABELL 22: PARAMETRAR FÖR BERÄKNING AV KALKYLRÄNTA.....	88
TABELL 23: PARAMETERVÄRDEN 2002.....	99
TABELL 24: PARAMETERVÄRDEN 2003.....	101
TABELL 25: PARAMETERVÄRDEN 2004.....	103
TABELL 26: PARAMETERVÄRDEN 2005.....	105
TABELL 27: FÖRDELNING 2005.....	107
TABELL 28: RESULTAT 2005.....	107
TABELL 29: FÖRDELNING 2004.....	108
TABELL 30: RESULTAT 2004.....	108
TABELL 31: FÖRDELNING 2003.....	109
TABELL 32: RESULTAT 2003.....	109

## Ekvationer

EKVATION 1: DEBITERINGSGRAD.....	26
EKVATION 2: TANGENSHYPERBOLIKUSFUNKTIONEN.....	28
EKVATION 3: BERÄKNING AV JÄMFÖRELSETALET .....	31
EKVATION 4: BERÄKNING AV AVBROTTSKOSTNADEN.....	36
EKVATION 5: SAIDI.....	37
EKVATION 6: SAIFI.....	37
EKVATION 7: CAIDI.....	37
EKVATION 8: BERÄKNING AV AVBROTTSAVDRAGET.....	37
EKVATION 9: BERÄKNING AV DET MAXIMALA AVBROTTSAVDRAGET .....	38
EKVATION 10: BERÄKNING AV KVALITETSINDEXET .....	38
EKVATION 11: UTNYTTJNINGSAVDRAGET.....	42
EKVATION 12: UTNYTTJNINGSTIDEN.....	42
EKVATION 13: SAMMANLAGRINGSPARAMETERN .....	42
EKVATION 14: BERÄKNING AV EFFEKTEN .....	77
EKVATION 15: KALKYLRÄNTAN .....	87
EKVATION 16: RÄNTA PÅ EGET KAPITAL .....	87
EKVATION 17: RÄNTA PÅ LÅNAT KAPITAL.....	87
EKVATION 18: ANNUITETSFAKTORN .....	91

# 1 Inledning

## 1.1 Bakgrund

1996 avreglerades den svenska elmarknaden och man skiljde på elhandelsföretag, elproduktions- och eldistributionsföretag. Elhandeln och elproduktionen blev naturligt konkurrensutsatt då marknaden blev öppen för andra aktörer, medan elnätsföretagen fortsatte att bedrivas i monopol inom sina områden, koncessioner. När det råder monopol inom en bransch finns alltid en risk att företaget blir ”bekvämt” i sin roll och anser sig ej vara i behov av att effektivisera verksamheten. Därför behövs det någon typ av reglering för att undvika att kunderna drabbas av överpriser. Fram till och med 2002 bestämdes skäligheten av ett företags tariffer från fall till fall i domstol. Men detta skedde bara om någon opponerade sig mot för höga avgifter.

Från och med 2003 gäller i Sverige en regleringsprincip kallad Nätnyttomodellen (NNM). En tillsyn av eldistributionsföretagens verksamhet som utförs av Energimyndigheten. Företagen är skyldiga att varje år rapportera till myndigheten om sin verksamhet, och baserad på den informationen beräknas en för företagen skälig avgift att ta från kunderna. Om företagen tagit ut för mycket kan myndigheten bedöma dem vara återbetalningsskyldiga och de kan krävas betala tillbaka till kunderna. Efter den första tillsynsomgången av 2003 års tariffer blev 22 bolag återbetalningsskyldiga en summa av totalt 410 miljoner. Alla företagen överklagade dessa besluten och än så länge har det fattats beslut i 20 av dessa ärenden, alla med sänkt återbetalningsskyldighet som resultat. Vid tillsyn av 2004 års tariffer beslutades att 55 redovisningsenheter skulle granskas närmre, varav 13 av dessa har avskrivits i skrivandets stund (Energimarknadsinspektionen, 2006-10-18).

Som följd av Nätnyttomodellens etablering på energimarknaden har Hällyda Energi AB ett behov av att närmre förstå uppbyggnaden av modellen och hur den påverkar framtida elnätsutbyggnad, vilket lagt grunden till detta arbete.

## 1.2 Syfte

Att genom studerande av ett verkligt nät få en inblick i hur Nätnyttomodellen fungerar, hur dess ingående variabler påverkar uppbyggnaden av det fiktiva nätet och som följd hur debiteringsgraden förändras. Det ska även undersökas huruvida det finns incitament till att förändra och förbättra distributionsnätet samtidigt som debiteringsgraden inte påverkas negativt av detta.

## 1.3 Intressenter

Denna studie har utförts i samarbete med Härryda Energi AB. Analyserna i rapporten är gjorda på hela eller delar av Härryda Energis koncession. Rapporten vänder sig dock även till andra som är intresserade av hur Nätnyttomodellen påverkar dagens eldistributionsnät.

## 1.4 Nätbolagens syn på modellen

När det gäller de svenska nätbolagens inställning till NNM kan det i dagsläget vara svårt att dra några generella slutsatser utan att utföra en stor studie, som tyvärr ligger utanför ramarna av denna rapport. Innan modellen gavs sina slutgiltiga parametrar utfördes dock tre pilotstudier och två remissomgångar. Pilotstudiernas syfte har varit att ge myndigheten och nätföretagen möjlighet att testa egna rutiner, samt att utveckla modellens egenskaper och testa utfall av valda parametrar. I remissomgångarna har nätbolagen haft möjlighet att ge sin syn på modellen samt de valda parametrarna och dess värden.

På energimyndighetens hemsida<sup>1</sup> finns de svar på remissrapporterna som nätbolagen fått erlægga. Dock har myndigheten endast begärt svar från en liten del av nätbolagen, vilket lett till att få svar har inkommit, ca: 15 st. från nätbolag. Ur dessa kan utläsas att den absolut viktigaste synpunkten på modellen från nätbolagens sida är att modellen på långa vägar inte kan anses som färdigutvecklad. Utslagen från modellen har under pilotfaserna varierat allt för mycket och debiteringsgraden har varierat kraftigt från omgång till omgång. Detta leder till att modellen inte kan anses som stabil nog att ensam agera som regleringsverktyg. Istället ser de flesta bolag som svarat på rapport två att

---

<sup>1</sup> [19] Energimyndigheten



modellen bör stå som urvalsinstrument för vidare granskning av ett bolag. De ständiga förändringarna i modellen leder också till att det, i nätbolagens syn, krävs stora resurser för att följa med i utvecklingen och förstå de olika utslagen av modellen. Ur denna synvinkel kan modellen ej anses som färdigutvecklad utan det måste ges tid och möjlighet även för de mindre nätbolagen att kunna sätta sig in i modellen och förstå dess utslag. Resurser som idag inte finns hos många bolag.

Vidare har många av de svarande bolagen riktat missnöje mot att modellen inte återspeglar det verkliga nätet utan bygger upp ett fiktivt nät, med i många fall helt andra förutsättningar än vad som kan anses acceptabelt. I samband med denna synpunkt nämner de flesta svarande att drifts- och underhållskostnaderna (DoU) i modellen blir på tok för låga. Dessa baseras i modellen på det fiktiva nätet, men i verkligheten är det de befintliga näten som ska underhållas. Detta leder till att om modellen konstruerar ett mindre ”nytt” nät, får nätbolagen betala dubbelt genom att detta mindre ”nya” fiktiva nät har betydligt lägre DoU än det befintliga verkliga.

Nätbolagen riktar också kritik mot att modellen har en avskrivningstid för ledningar och transformatorer på 40 år. Utrustning kan i framtiden behöva bytas ut i ett snabbare tempo än idag, samt att modellen dimensionerar nätet med ett års planeringshorisont. En avskrivningstid på 30 år anses mer rimlig. Även avskrivningstiden för elmätare som i modellen är satt till 18 år anses vara alldeles för hög. En halvering vore mer rimlig.

När det gäller avbrott finner många av de svarande bolagen att avbrott på grund av överliggande nät ej bör tas med i modellen. Nätbolagen kan inte styra över händelser på det överliggande nätet och saknar idag legala förutsättningar för att kräva regionnätsföretagen på ersättning.

De ovan nämnda synpunkterna är de mest förekommande i remissvaren från nätbolagen. Vidare finns en hel del synpunkter som inte tas upp i denna rapport (se appendix 6.3 för synpunkter i punktform).

För att få en bättre överblick av företagets syn på NNM skickades det ut en enkätundersökning bestående av endast 4 korta frågor till mindre företag vilkas remissvar inte gick att finna på energimyndighetens hemsida. Frågorna gällde vad företagen anser om regleringen av branschen, om de har tagit del av remisserna och om de har resurser till att sätta sig in i NNM och dess komplexitet.

De flesta företagen anser att någon typ av regleringsmodell borde finnas då det råder monopol i branschen. Hur regleringen ska gå till finns olika åsikter om, men många av de svarande anser att NNM skulle kunna fungera för ett första urval för vidare granskning men inte användas som ett direkt beslutande verktyg. Företagen pekar på många felaktigheter i modellen som ger orättvisa resultat. De flesta stämmer överens med de remissvar som tidigare har diskuterats men där påpekas också en del andra problem.

Många företag har nämnt problematiken att NNM baserar sitt nät efter energin medan man i verkligheten måste bygga nätet efter den effekt en kund abonnerar på. En abonnent med en låg genomsnittlig energiförbrukning men med ett behov av en relativt hög effekt under vissa delar av året, får i modellen ett underdimensionerat nät. Flera företag hänvisar till sommarstugeområden som ett exempel, där energiförbrukningen inte är så hög men där det ändå måste finnas ett fullt utbyggt nät för att klara behovet av den maximala effekten under högsäsongen.

Några företag menar på att alla nätföretag måste ha viss utrustning för att kunna utföra underhåll mm. och att den relativa kostnaden för denna utrustning är betydligt större för ett mindre företag, vilket i sig medför större kostnader för drift och underhåll.

Företagen pekar på att utbyggnad av redundans i nätet inte ger så mycket utslag i modellen som verkligheten uppvisar. Kostnaderna blir för höga jämfört med vad man får tillbaka vilket får till följd att företagen drar sig för att investera i redundans.

På frågan om företagen har tagit del av remissrapporterna svarar 55 % att de har det, men endast 20 % av de tillfrågade har svarat på remisserna och fört vidare sin åsikt till energimyndigheten. Många av företagen anser sig inte ha resurser för att sätta sig in i modellen tillräckligt för att kunna ha åsikter om dess utförande. En del av dem hänvisar till branschorganisationen Svensk Energi som ska föra deras talan i sådana här ärenden.

För att ändå visa på att företagen kan ha olika syn på NNM citeras två företags svar på frågan, vad de anser om NNM, dess för- och nackdelar.

”Det finns **bara fördelar** med Nätnyttomodellen. Den bör i framtiden åstadkomma en utjämning av nättarifferna. Jag hoppas också på en utjämning av anslutningsavgifterna.” medan någon annan anser att

”Det finns **inga fördelar** med modellen utan bara nackdelar. Bristerna i modellen är för stora för att användas till reglering av nätavgifterna. Det visar olika beräkningar som gjorts på olika nätbolag.”

## 2 Modellen

Modellen skapar inte ett nät som ska efterlikna verkligheten utan ett nät med skäliga kostnader för kunderna. De verkliga näten är i många fall överdimensionerade, en kostnad som kunderna inte är beredda att betala för.

### 2.1 Indata

Indata till programmet från energibolagen består av abonnenter, gränspunkter och inmatningspunkter med tillhörande koordinater, energibehov/energitillförsel och effekter (för lågspänningsskunder finns inga effekter angivna). Vidare tillkommer ekonomiska uppgifter om inkomster, myndighetsavgifter, anslutningsavgifter, utgifter för leveransavbrott mm.

Diskussioner har uppkommit gällande noggrannheten vid mätning av koordinater för abonnenterna. I t.ex. ett hyreshus sätts alla hyresgäster på samma koordinat för att förenkla, vilket medför vissa differenser mot verkligheten. Noggrannhetskraven är i dagsläget satta till +/-30 meter för alla punkter.

### 2.2 Skapande av det fiktiva nätet

Med utgång från indata skapar programmet ett nät med ett antal olika nätnivåer, beroende på hur många nivåer som finns i det verkliga nätet. Nivåerna delas upp enligt Tabell 1.

Nivå	Spänningsintervall	Spänning i modell
1	0-1 000V	400V
2	1 001-24 999V	10 000V
3	24 999-59 999V	40 000V
4	59 999-189 999V	130 000V

Tabell 1: Nätnivåernas uppdelning

Nätet som skapas är rent radiellt och det tas ingen hänsyn till de geografiska förutsättningarna. Kostnaden för extra ledningslängder, redundans mm. kompenseras sedan med en täthetsberoende funktion som diskuteras vidare senare i rapporten.

## Programmet arbetsgång <sup>2</sup>:

- Skapar antal nätnivåer med en transformator på varje nivå.
- Delar in alla abonnenter på rätt nätnivå beroende på vilken spänningsnivå de ligger på.
- Binder samman, klustrar, alla uttagspunkter på alla nivåer med början från nivå 1 och sedan uppåt i hierarkin. Klustringsmetoden beskrivs mer ingående senare i rapporten.
- Ansluter gränspunkterna till transformatorer i nätet. Programmet multiplicerar den inmatade energin till gränspunkterna med 1.2 för att förenkla anslutningsprocessen i modellen.
- Transformatorerna med en gränspunkt ansluten till sig kopplas bort från nätet på överliggande nivån och övergår till att bli ett ställverk.
- Tvångsansluter noder som inte har fått någon anslutning till en gränspunkt eller överliggande nivån. Orsakat av att längdvillkoret inte är uppfyllt.
- Tar bort överflödiga transformatorer som inte har några abonnenter anslutna på sekundärsidan.
- Ansluter därefter produktionspunkterna till sekundärsidan på närmaste transformator.
- Går igenom begränsningsvillkoren och nätanslutningen igen så att nätet byggs om efter de nya förutsättningarna (vissa transformatorer och ledningar har tagit borts sedan förra körningen).
- Längdjustering av ledningar för att kompensera ledningsdragning i tätare områden där fågelvägen mellan två punkter oftast inte är ett alternativ.

---

<sup>2</sup> [1] Nätnyttomodellen från insidan

## 2.3 Klustring

Programmet räknar ut en elektrisk jämviktspunkt av alla noder på den specifika nätnivå, och väljer sedan den närmaste noden till denna mittpunkt till att vara elektrisk tyngdpunkt. Denna punkt är sedan utgångspunkten i vidare beräkningar.

Noderna sorteras i en lista med den elektriska tyngdpunkten först och den mest avlägsna punkten från denna sist. Klustringen börjar utifrån eller sett nerifrån med tanke på listan. Den yttersta noden läggs till en nyskapad transformators lista och tas bort från den ursprungliga listan. Därefter tas nästa nod, uppfyller noden begränsningsvillkoren läggs den till den nya transformatorns lista, tas bort från den ursprungliga nodlistan och programmet går vidare med nästa nod i listan. Uppfyller den inte något av villkoren söker programmet vidare i listan efter en annan punkt som uppfyller de. Hittar den inga fler noder i områdets närhet som uppfyller villkoren anses transformatorområdet vara fullt och transformatorn placeras i noden som ligger närmst den elektriska jämviktspunkten för det nyskapade området.

Modellen skapar sedan en ny transformator med tillhörande lista (med utgångspunkt från uttagspunkten längst bort från tyngdpunkten och som inte redan tillhör ett transformatorområde). Så går den vidare tills alla noder är anslutna till ett transformatorområde. De nya transformatorerna läggs till listan över noder på nästa nivå och samma förfarande sker på denna nivå.

## 2.4 Begränsningsvillkoren

För att få en bättre förståelse av uppdelningen i olika transformatorområden på varje nivå kan det vara bra att känna till vilka villkor som begränsar sammansättningen.

Fyra villkor styr vid uppdelning av abonnenterna i olika transformatorområden.

- **Utlösningvillkoret:**

Anger maximala avståndet från en uttagpunkt till en transformator på de olika nivåerna.

Nivå 1: 810 meter

Nivå 2: 45 000 meter

Nivå 3: 100 000 meter

Nivå 4: 1 000 000 meter

- **Effektvillkoret:**

Begränsar storlekarna på transformatorerna.

Nivå 1: -

Nivå 2: 10/0,4 kV                      1 000 kVA

Nivå 3: 40/10 kV                      20 000 kVA

Nivå 4: 130/40 kV                      100 000 kVA

- **Spänningsvillkoret:**

Anger den lägsta accepterade spänningen vid en uttagpunkt.

Nivå 1: 368 V

Nivå 2: 9936 V

Nivå 3: 37 281 V

Nivå 4: 120 859 V

- **Strömavillkoret:**

Begränsar strömmen genom en ledning, baserat på ledningarnas resistans.

Nivå 1: N1XV 4x150 mm<sup>2</sup> Al                      250 A

Nivå 2: PEX 3x1x240 mm<sup>2</sup> Al                      316 A

Nivå 3: FeAl 234 mm<sup>2</sup>                      350 A

Nivå 4: FeAl 454 mm<sup>2</sup>                      525 A

## 2.5 Beräkning av Nyanskaffningsvärdet

Nätets prestation i att leverera energi till kunden beräknas utifrån kostnaderna för att anlägga ett nytt nät, också kallat NUAK (nyanskaffningsvärde). För att förenkla beräkningarna av NUAK har vissa antaganden gjorts gällande val av utrustning, material mm.

På nätnivå 1 och 2 har gjorts antagandet att alla ledningar består av nedlagda kablar, med motiveringen att det i dagsläget huvudsakligen läggs kablar på de lägre spänningsnivåerna. Detta är förvisso sant, men en titt på verkliga nät, framförallt i glesbygd, ger en helt annan bild. Då detta inte är en nackdel för nätföretagen (högre kostnader för kabeldragning), lär ingen opponera mot det. Att antagandet kommer att bli mer korrekt med tiden talar också för dess existens. På nätnivå 3 och 4 antas att alla ledningar är luftledning, vilket också är fallet för de allra flesta ledningarna i det verkliga nätet. Kostnaderna för kablar på högre spänningsnivåer är ännu inte försvarbart ur ett ekonomiskt perspektiv.

Som man kan se i listan under begränsningsvillkor -effektvillkor har alla transformatorer på de olika spänningsnivåerna antagits till samma storlek. Så är givetvis inte fallet i verkligheten. Transformatorerna som är anpassade till den effekt som behövs i det specifika området är oftast (på nivå 2) mindre än den i modellen använda transformatorn på 1 000 kVA. Detta får till följd att det verkliga nätet består av betydligt fler transformatorer än det fiktiva nätet.

För att beräkna kostnaderna har branschens kostnadskatalog, EBR-katalogen, använts. Diskussioner har förekommit om huruvida branschen kan komma att anpassa priserna i katalogen för att gynna företagen. Denna risk har eliminerats genom att använda 2002 års prissättningar (innan NNM började gälla), och sedan använda ett ackumulerat index, baserat på ändringarna i kapitalkostnaderna och kostnaderna för drift och underhåll (DoU), för att kompensera för prishöjningar. EBR-katalogens prissättningar omsätts till en längdberoende funktion som används för att beräkna företagets totala investeringsutgifter för nätet. För att sedan ta fram investeringskostnaderna per årsbasis använder programmet sig av en realannuitet. Detta innebär att antaganden måste göras gällande realräntan, företagets riskpremie och avskrivningstider.



Vad gäller avskrivningstiderna finns delade meningar, företagen vill givetvis ha kortare tider medan myndigheten längre. Då utrustningen i nätet kanske är i behov av att uppdateras med en högre frekvens än det varit historiskt sett, samtidigt som hållbarheten på ny teknik ännu inte är fastställd anser företagen att de av myndigheten fastslagna avskrivningstiderna inte är försvarbara. Myndigheterna ser däremot ur ett historiskt perspektiv och baserar avskrivningstiderna utifrån den. Mer om avskrivningstider, riskpremier och realränta finns i kapitel 3.6.

Förutom investeringskostnaderna läggs även kostnader för DoU och administrativt arbete till NUAKE, som sen används vid uträkning av debiteringsgraden.

## 2.6 Beräkning av debiteringsgraden

För att nätbolagens prestation ska kunna jämföras med inkomsterna, dvs. den summa som motsvarar kundernas nättariffer, har den så kallade debiteringsgraden införts.

Debiteringsgraden är den parameter som säger huruvida tariffen är skälig eller inte.

Till nätbolagens utgifter tillhör givetvis NUAK per årsbasis, som är kostnaderna för anläggningen av själva nätet med gällande avskrivningstider, men vidare finns det också andra parametrar som leder till utgifter för bolagen. En sådan utgift är kostnaden för drift och underhåll (DoU). Denna kostnad baseras på vad det borde kosta att upprätthålla funktionaliteten i nätet genom utförda servicearbeten och underhåll av komponenter i nätet. Det är dock inte bolagens verkliga nät som ligger till grund för DoU utan det fiktiva nät som skapats av modellen. Till standardkostnaderna för nätbolagen hör också administrativa kostnader och kostnader för förluster i nätet.

Till standardkostnaderna måste bolagens direkta kostnader även tilläggas. De direkta kostnaderna kan definieras som kostnaderna för leverans av energi till nätet, dvs. fakturor från överliggande nät och produktionspunkter.

Ovan nämnda kostnader är de av modellen skäliga kostnader som ett nätbolag kan anses ha och de definieras vidare som den så kallade nätnyttan. Från nätnyttan kan dock avdrag för för höga bedömda avbrottskostnader göras, mer om detta i kapitel 2.9.3.

Debiteringsgraden definieras därmed som nätbolagets inkomster dividerat med dess beräknade nätnytta.

$$\text{Debiteringsgrad} = \frac{\text{Samlad inkomst}}{\text{Nätnytta}}$$

### Ekvation 1: Debiteringsgrad

En debiteringsgrad över 1,0 indikerar att för höga tariffer tagits från kunderna. En debiteringsgrad runt 1,0 pekar på skäliga tariffer, medan en debiteringsgrad under 1,0 kan tyda på att nätbolaget ligger under de skäliga tariffkostnaderna. Det är alltså denna kvot som avgör huruvida nätföretaget blir återbetalningsskyldigt eller ej.

## 2.7 Parametrar

För att modellen ska kunna konstruera ett fiktivt nät som knyter an till verkligheten utgår beräkningarna i modellen från ett antal fast bestämda parametrar. Energimyndigheten har i uppgift att årligen fastställa dessa parametrar. För att myndigheten enkelt skall kunna uppdatera parametrarnas värden, har de givits ett basvärde. Detta basvärde ska enligt beslut utgå från år 2002. I de ekonomiska parametrarna har man valt att följa elnätbranschens egen prissättningskatalog EBR och dessa parametrar kan ändras från år till år med hjälp av ett av myndigheten fastställt index. På detta vis ska man enligt myndigheten kunna frångå att priserna i katalogen regleras på så sätt att det skulle gynna nätbolagen. Vidare har man gjort en reduktion med 10 % för materialkostnaden för att återspegla vad som skulle kunna vara möjligt vid en större upphandling.

Algoritmen för fastställandet av detta ackumulerade index följer nedan, för vidare beskrivning se ”Beslutsunderlag, Nätnyttomodellen tariffår 2004 & 2005”<sup>3</sup>

År	Index	Pris	Ackumulerat index
2002	0	X	<b>1</b>
2003	0,016	X*1,016	<b>1,016</b>
2004	0,007	X*1,016*1.007	<b>1,023</b>
2005	0,0214	X*1,016*1.007*1.0214	<b>1,045</b>

**Tabell 2: Ackumulerat index.**

Parametrarna för de år som tarifferna hittills varit under granskning (2003, 2004 och 2005) återfinns i appendix 6.2. Som kan ses är att förutom att det ackumulerade indexet har ändrats, så är det andra förändringar som skett. Parametrarna U45, U46, 47 har till år 2004 slagits samman till en parameter. Det är parametrar som hanterar den nätadministrativa kostnaden, vilken varit en schablonmässig uppdelning som idag ”inte fyller någon funktion”<sup>4</sup>. Vidare har parametrarna U48, U49, U52 och U53 som hanterar timvis och månadsvis avläsning också tillkommit.

<sup>3</sup> [2] Nätnyttomodellen tariffår 2004 & 2005

<sup>4</sup> [2] Nätnyttomodellen tariffår 2004, sid. 7

## 2.8 Täthetsberoende

Olika nätbolag har olika förutsättningar för uppbyggnad av deras respektive nät, från täta stadsnät till glesa nät på landsbygden. Att behandla alla nät på samma sätt skulle ge stora variationer på utslaget av modellen och således behöver detta tas hänsyn till. Därför har det införts ett täthetsberoende i modellen. Tätheten är kort sagt ett mått på antalet meter ledning per abonnent, vilket medför att högre täthet ger mindre ledning per abonnent och vice versa.

För att modellen ska ta hänsyn till tätheten finns ett antal parametrar som beror av just denna. Exempelvis så är ledningslängden en sådan. I modellen är alla ledningslängder uträknade efter kortast möjliga väg (fågelvägen) och dessa längder måste därför modifieras för att ge ett rättvist resultat. I tätbebyggda områden kan det vara svårare att gå "fågelvägen" än det är i glesbygden då byggnader och dylikt kan stå i vägen för den optimala sträckningen. Längden ledning modifieras genom att multiplicera ett täthetsmått med den av modellen ursprungliga beräknade ledningslängden. Ju tätare nät, desto högre multiplikationsfaktor.

Utöver ledningslängd är det ett antal parametrar som är beroende av tätheten (se Tabell 3). För att implementera detta längdberoende, använder sig modellen av en modifierad Tangenshyperbolikusfunktion med fyra frihetsgrader.<sup>5</sup>

$$\text{ModTanh}(x) = (k_1 + k_2 \cdot \tanh(k_3 \cdot (x - k_4)))^{k_0^2}$$

### Ekvation 2: Tangenshyperbolikusfunktionen

Konstanterna  $k_0 - k_4$  definierar utseendet på kurvan och dessa är förutbestämda i modellen (se kap 2.7 om parametrar). Det ger att funktionen kan användas till en rad olika parametrar genom att ändra konstanterna i funktionen till den önskade parameterns förutbestämda värden. Det som ger variationen beroende av tätheten på nätet är variabeln  $x$  (meter ledning/abbonent). Kritiskt sett så kan vissa parametrar kanske bättre kunnat beskrivas med andra funktioner. Att detta inte tagits hänsyn till är enligt modellens

---

<sup>5</sup> [1] Nätnyttomodellen från insidan

skapare att ”kravet på enkelhet har gjort att jag valt att trots detta genomgående använda endast en funktion”.<sup>6</sup> De förutbestämda konstanterna återfinns i appendix 6.2.

C21-C24 Justering av nominell nätlängd
C6-C9 Antal reservledningar per ordinarie ledning
C12-C15 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator
U0-U3 Ledningsinvestering (SEK)*
U4-U7 Investering transformator maskin (SEK)*
U8-U11 Investering mark till transformator (SEK)*
U13-U16 Ledningsförluster (%)
U25-U28 Avbrottskostnad aviserad, effekt [kr/kW]
U29-U32 Avbrottskostnad aviserad, energi [kr/kWh]
U33-U36 Avbrottskostnad oaviserad, effekt [kr/kW]
U37-U40 Avbrottskostnad oaviserad, energi [kr/kWh]

**Tabell 3: Täthetsberoende parametrar, \*=indexuppräknade**

---

<sup>6</sup> [1] Nätnyttomodellen från insidan sid. 27

## 2.9 Leveranssäkerhet

I följande avsnitt kommer att undersökas närmre hur modellen tar distributionsnätets säkerhet i beaktan och om företagen kompenseras tillräckligt för ett säkert nät.

### 2.9.1 Ledningsredundans

För att säkerställa leveransen av el i ett distributionsnät krävs att det finns ett visst mått av reservmatning, redundans, installerat. Ett distributionsnät kan vara mer eller mindre redundant. Från att vara helt radiellt utan någon form av reserv till att vara fullständigt redundant där det inte finns en enskild punkt som kan slå ut hela systemet.<sup>7</sup> I detta avsnitt ska förutsättningarna för att investera i redundans undersökas och hur NNM förhåller sig till redundans.

#### 2.9.1.1 Redundans enligt modellen

Grundtanken för redundans är enligt NNM att ”reservkapacitet ska byggas ut så länge kunderna är beredda att betala för den nytta som reservkapaciteten ger”.<sup>8</sup> För varje nod i det radiella anslutningsnätet (det av modellen bildade nätet) finns bara en inkommande matning. Detta innebär vid ett fel på exempelvis ledning eller transformator i en viss punkt att alla noder nedströms denna felande punkt blir utan matning under tiden felet avhjälpes. Denna tid kan minska avsevärt med införande av redundans (till tiden för omkoppling). Kostnaden på en sådan ”reservmatning” ska enligt modellen jämföras med olägenhetskostnaden för alla kunder nedströms den felande punkten.

För alla noder i nätet kan reservmatning etableras på ett eller fler olika sätt. Noder direkt anslutna till transformatorer kan reservmatas via en extra transformator. Noder utefter det radiella ledningsnätet kan antingen vara kopplade i slinga så reservmatningen sker från motsatt håll eller så kan de vara kopplade till andra nätstationer och ledningar och således skapa ett maskat nät. Reservmatning kan också etableras direkt med två radiella ledningar i direkt anslutning till noden ifråga. Av dessa alternativ av reservmatning till en nod finns det ett alternativ som ger den lägsta tillkommande

---

<sup>7</sup> [3] Reliability Evaluation of Power Systems

<sup>8</sup> [1] Nätnyttomodellen från insidan

årskostnaden och i modellens framtagande har fastställts att det är detta alternativ som bör användas.

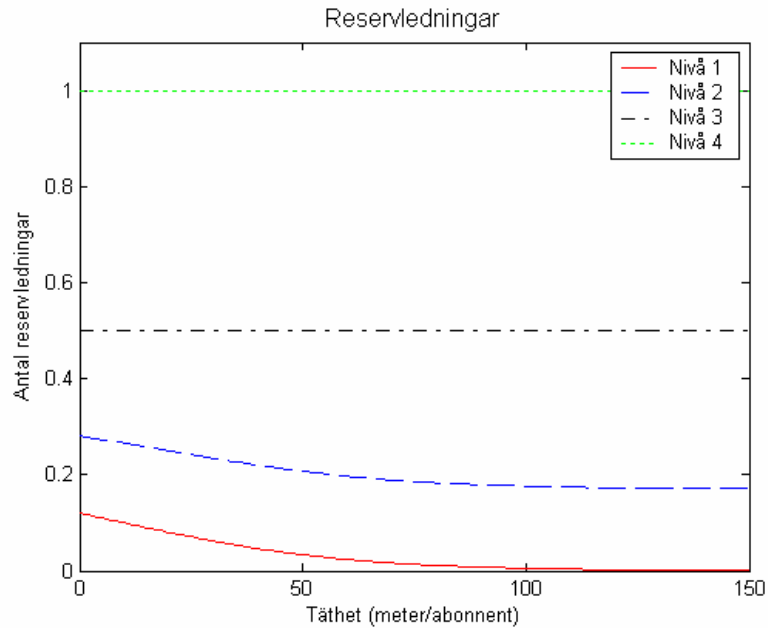
För att undersöka om reservmatning för en nod bör införas ska det billigaste alternativet för reservmatning jämföras med de av kunderna nedströms noden bedömda kostnaderna för ett fel. För att enkelt illustrera detta samband har ett såkallat jämförelsetal införts.

$$\text{Jämförelsetal} = \frac{\text{Utebliven olägenhetskostnad}}{\text{Tillkommande årskostnad}}$$

### Ekvation 3: Beräkning av jämförelsetalet

Om detta jämförelsetal överstiger ett bör reservmatning införas och om det istället är lägre än ett lönar det sig inte att förstärka anslutningen till noden. Detta jämförelsetal kan tas fram för alla noder och således kan ses var behovet av reservmatning är som störst. Ju högre jämförelsetal, desto mer vinner man i att förstärka nätet. Vid modellens framtagande har detta förfaringssätt analyserats på ett antal testnät och som med hjälp av matematiska formler, som endast upphovsmannen och medhjälpare kan svara för, har förvandlats och konverterats till att regleras med hjälp av den täthetsberoende ModTanh(x)-funktion som diskuterats tidigare. Således är det i modellen endast tätheten i ett nät som påverkar hur stort reservnät som modellen skapar. Det ska dock nämnas att det inte är den genomsnittliga tätheten för nätet som ligger till grund för beräkningarna i programmet, utan en täthet räknas i programmet fram för varje enskild nätstation och således görs beräkningen på alla ledningar i nätet. Konstanterna för de olika nätnivåerna återfinns i appendix 6.2

Hur mycket reservledning kan då läggas ut i praktiken för att det ska löna sig ekonomiskt enligt modellen? Det är väldigt svårt om än omöjligt att ge ett rakt svar på denna fråga då många av beräkningarna som ligger till grund för antal meter extra ledning ligger gömda i modellen och ej är tillgängliga. Man kan dock få en fingervisning om man studerar resultaten för en varierande täthet. I nedanstående diagram presenteras antalet extra meter ledning som kan installeras i nätet i förhållande till ett nybyggt radiellt nät.



**Figur 1: Antal extra ledningar per ordinarie ledning.**

Vid nybyggnation av nät del (exempelvis nytt transformatorområde) bör den disponibla ledningslängden således utgå från en rent radiell struktur på nätet. I planerandet bör man fiktivt ansluta alla kunder till en radiell struktur såsom brukligt i modellen. En täthet kan därefter räknas ut som den rent radiella ledningslängden dividerat med antalet abonnenter. Denna täthet ligger till grund för geometrijusteringen för det aktuella området. En ny täthet får således beräknas för den geometrijusterade ledningslängden och det är sedan denna täthet som är avgörande för hur stor andel reservledningar som kan användas för att det enligt modellen ska löna sig. I Exempel 1 illustreras detta.



**Exempel 1: Nybyggnation av transformatorområde på nätnivå 1:**

*Antal abonnenter: 40 st*

*Radiell ledningslängd: 2000 meter*

*Täthet för radiella nätet:  $\frac{2000}{40} = 50$  meter/abbonent*

*⇒ krokighetsfaktor: 1,205*

*Geometrijusterad ledningslängd:  $2000 \cdot 1,205 = 2410$  meter*

*Täthet för geometrijusterat nät:  $\frac{2410}{40} = 60,25$  meter/abbonent*

*⇒ antalet reservledningar per ordinarie ledning: 0,0236 st*

*⇒ total ledningslängd att tillgå:  $2410 + 2410 \cdot 0,0236 = 2467$  meter*

**Exempel 1: Nybyggnation av transformatorområde på nätnivå 1**

När det gäller tätheten på nätnivå två, utgår den från den totala ledningslängden nedströms respektive fördelningsstation<sup>9</sup>. Enligt nätdeklarationen för år 2005 består Härryda Energis nät av sex sådana områden. Tätheten för var och ett av dessa sex områden räknas därmed ut som den totala ledningslängden nedströms respektive fördelningsstation, dvs. längden för både högspännings och lågspänningsnätet. Antalet kunder är summan av lågspännings- och högspänningskunderna. Illustrerande exempel i Exempel 2.

---

<sup>9</sup> [4] Torbjörn Solver

### **Exempel 2: Nybyggnation av transformatorområde på nätnivå 2**

*Antal abonnenter lsp: 2100 st*

*Antal abonnenter hsp: 5 st*

*Radiell ledningslängd lsp: 80000 meter*

*Radiell ledningslängd hsp: 40000 meter*

*Täthet för radiella nätet:  $\frac{40000 + 80000}{2105} = 57$  meter/abbonent*

*⇒ krokighetsfaktor totala nätet: 1,146*

*Täthet för radiella lsp-nätet:  $\frac{80000}{2100} = 38,1$  meter/abbonent*

*⇒ krokighetsfaktor lsp: 1,347*

*Geometrijusterad ledningslängd hsp:  $40000 \cdot 1,146 = 45840$  meter*

*Geometrijusterad ledningslängd lsp:  $80000 \cdot 1,347 = 107760$  meter*

*Täthet för geometrijusterat nät:  $\frac{45840 + 107760}{2105} = 72,97$  meter/abbonent*

*⇒ antalet reservledningar per ordinarie ledning för hsp: 0,187 st*

*⇒ total ledningslängd hsp att tillgå:  $45840(1 + 0,187) = 54412$  meter*

### **Exempel 2: Nybyggnation av transformatorområde på nätnivå 2**

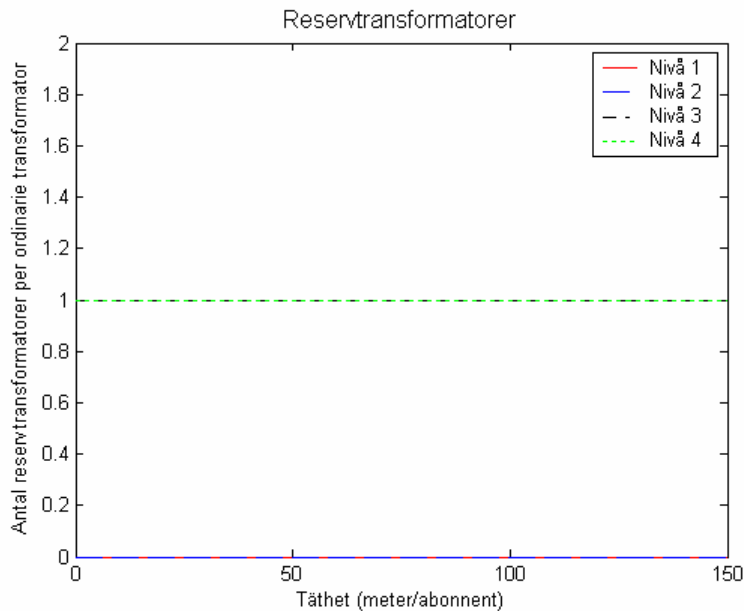
Värt att notera är att detta förfaringsätt bygger på endast en kabeldimension. I modellens förenklade utförande har man valt att gå den vägen, vilket dock inte alltid stämmer bra överens med verkligheten. I extremfallet kan en abonnent som ligger utanför alla begränsningsvillkor för lågspänning, ses som ett eget transformatorområde och måste således i modellen anslutas med högspänningskabel med den givna kabeldimensionen 3x1x240 mm<sup>2</sup>. I verkligheten kan man istället lägga kabel med betydligt mindre dimensioner och således i runda svängar nästan halvera priset för anslutningen<sup>10</sup>. Detta skulle kostnadsmässigt ge förutsättning för full kabelreduktans till abonnenten i form av två radiella kablar. Den disponibla kabellängden utgår alltså från dimensionen 3x1x240 mm<sup>2</sup> och kostnadsmässigt medför detta en verklig kabellängd som är längre vid dimensionering med mindre ledningsarea och vice versa. Hur mycket extra är svårt att säga generellt, det beror bland annat på vilken typ av området kabelförläggningen sker i, men en ökning med 15-20 % vid minskning till 3x1x150 mm<sup>2</sup> bör gå att räkna med.

---

<sup>10</sup> [5] EBR - 2005

## 2.9.2 Transformatorredundans

När det gäller transformatorredundans så är förhållningsreglerna ganska enkla. På nätnivå 2 ges enligt modellen inga förutsättningar för dubbla transformatorer. Det är först på nätnivå 3 och 4 som dubblering är standard.



**Figur 2: Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator**

Med dessa exempel kan konstateras att det faktiskt inte går att dra någon helt avgörande slutsats angående den enligt modellen tillåtna installerade ledningslängden. Redundans ska enligt modellen byggas ut så länge jämförelsetalet är större än ett. Detta jämförelsetal är beroende av tätheten och antalet extra ledningsmeter som kan läggas till ett helt radiellt nät ges av Figur 1. Denna längd är dock beräknad med en fast kabelarea på  $3 \times 1 \times 240 \text{ mm}^2$  och förutsättningarna ändras således vid annan vald kabelarea. Krävs inte  $240 \text{ mm}^2$  för försörjning till ett visst område läggs en tunnare kabel vilken är billigare och ger förutsättning till mer redundans. Det finns inga förutsättningar för transformatorredundans på nätnivå 2.

### 2.9.3 Avbrottskostnad

För att det ska skapas incitament för nätföretagen att investera i reservmatning enligt avsnittet ovan, krävs någon form av åtgärd ifall dessa krav ej uppnås. Därför har det i modellen implementerats en kvalitetsfunktion som avgör huruvida nätföretaget ska drabbas av ett *avbrottsavdrag*.

Då det i princip är omöjligt att eliminera alla möjliga fel i ett elnät är det i modellen tillåtet att nätet uppvisar en enligt modellen förutbestämd avbrottskostnad, en *förväntad avbrottskostnad*. Denna förväntade kostnad utgår från det radiella nät som är utbyggt med den reservkapacitet som kunderna är beredda att betala för (kap 2.9.3.2). Likaså beräknas i modellen en *maximal avbrottskostnad* som svarar för det radiella nätet helt utan utbyggd reservkapacitet. Dessa kostnader är alltså inte baserade på den inrapporterade avbrottsstatistiken utan utgår från samma schablonfunktion som så många av de andra parametrarna i modellen. Vid framtagandet av konstanterna till denna funktion har en så kallad "Monte Carlo"-simulering utförts på ett antal referensnät. Detta innebär att näten bombarderats med fel under en längre tidsperiod, rimligtvis ca: 100 år. Alla fel loggas och en avbrottskostnad räknas ut. Vidare analys av denna simulering går denna rapport ej in på, för mer information hänvisas till "Nätnyttomodellen från insidan".<sup>11</sup>

I samband med nätdeklarationen rapporterar nätföretagen in sin avbrottsstatistik och en avbrottskostnad beräknas. Denna kostnad beräknas som

$$\text{Avbrottskostnaden} = x \text{ kr / kWh} \cdot \text{SAIDI} \cdot \frac{\text{medel levererad energi}}{\text{antal timmar per år}} + \\ y \text{ kr / kW} \cdot \text{SAIFI} \cdot \frac{\text{medel levererad energi}}{\text{antal timmar per år}}$$

#### Ekvation 4: Beräkning av avbrottskostnaden

där SAIDI (System Average Interruption Duration Index) och SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) definieras som<sup>12</sup>

<sup>11</sup> [1] Nätnyttomodellen från insidan

<sup>12</sup> [6] Composite System & Distribution System Reliability

$$SAIDI = \frac{\sum U \cdot N}{\sum N} = \frac{\text{abbonenternas sammanlagda avbrottslängd}}{\text{antal abonnenter}}$$

**Ekvation 5: SAIDI**

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda \cdot N}{\sum N} = \frac{\text{abbonenternas totala antal avbrott}}{\text{antal abonnenter}}$$

**Ekvation 6: SAIFI**

SAIDI är med andra ord den totala avbrottstiden för varje abonnent, medan SAIFI är antalet avbrott per abonnent. Vidare definieras CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) som:

$$CAIDI = \frac{\sum U \cdot N}{\sum \lambda \cdot N} = \frac{\text{abbonenternas sammanlagda avbrottslängd}}{\text{abbonenternas totala antal avbrott}} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

**Ekvation 7: CAIDI**

vilket tolkas som medelavbrottstiden per abonnent per avbrott. Det är just SAIDI och SAIFI som rapporteras in av nätföretagen i nätdeklarationen. Variablerna x och y baseras på den av kunderna värderade kostnaderna för avbrott som grundar sig på en undersökning som utfördes av Svenska Elverksföreningen (Svensk Energi) år 1993, vilken sedan har omarbetats år 2003 för att bero av tätheten.<sup>13</sup> X är kostnaden för utebliven energileverans, medan y är kostnaden för själva avbrottet. Vidare beskrivning i kapitel 2.9.3.2.

Det avbrottsavdrag som nätföretagen eventuellt drabbas av beräknas som differensen mellan den inrapporterade avbrottskostnaden och den förväntade avbrottskostnaden.

$$\text{Avbrottsavdrag} = \text{Verklig avbrottskostnad} - \text{Förväntad avbrottskostnad}$$

**Ekvation 8: Beräkning av avbrottsavdraget**

---

<sup>13</sup> Ny leveranssäkerhet i Nätnyttomodellen

### 2.9.3.1 Kvalitetsindex

Det kan tyckas att om den inrapporterade avbrottskostnaden är lägre än den förväntade, dvs. om differensen är negativ, borde företagen få ett tillägg till nätnytan. Så är dock inte fallet. Företagen får således inte något betalt för att ha *för* säkra nät. Samtidigt som det finns en undre gräns för avdraget (0 kr), finns dock också en övre gräns, detta för att förhindra att avdraget hamnar utanför modellens reglerområde. Om denna övre gräns inte fanns, skulle det kunna leda till orimligt höga avbrottskostnader, tom. att företaget skulle kunna bli skyldig kunderna pengar istället för tvärtom.<sup>14</sup> Det högsta avbrottsavdraget beräknas som differensen mellan den maximala avbrottskostnaden och den förväntade.

$$\text{Maximalt avbrottsavdrag} = \text{Maximal avbrottskostnad} - \text{Förväntad avbrottskostnad}$$

#### Ekvation 9: Beräkning av det maximala avbrottsavdraget

Då det kan vara svårt för nätföretagen att utläsa vilken kvalitet som dess nät uppvisar enbart genom att studera dess eventuella avbrottsavdrag, har ett såkallat kvalitetsindex tagits fram. Detta index definieras som

$$KI = \frac{2 \cdot \text{Förväntad avbrottskostnad}}{\text{Förväntad avbrottskostnad} + \text{Verklig avbrottskostnad}}$$

#### Ekvation 10: Beräkning av kvalitetsindexet

Nominellt bör denna kvot ligga på 1,0. Det skulle peka på att den verkliga avbrottskostnaden är densamma som den förväntade. Om kvoten är högre än 1,0 är nätet överdimensionerat och en kvot på 2,0 pekar på ett nät där det inte finns några verkliga avbrottskostnader, dvs. inga avbrott. Är kvoten däremot under ett bör kvalitetshöjande åtgärder vidtas. Var den undre gränsen för kvalitetsindexet är dragen är inte exakt preciserat. Detta beror på att förhållandet mellan den verkliga avbrottskostnaden och den förväntade avbrottskostnaden inte är konstant mellan olika nät. Två nät som har samma maximala avbrottskostnad baserat på dess radiella struktur, behöver inte nödvändigtvis ha samma förväntade avbrottskostnad då deras redundansförutsättningar kan se olika ut. Det

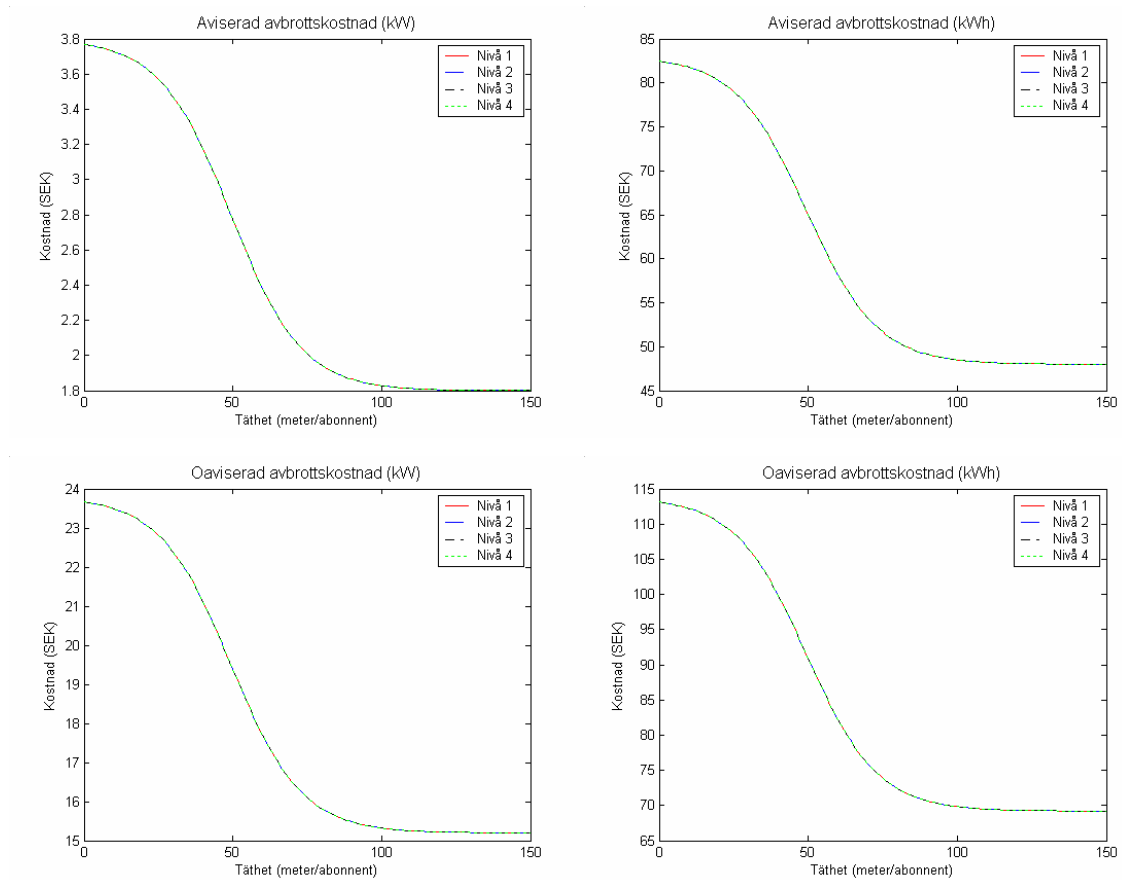
---

<sup>14</sup> [4] Torbjörn Solver

kan dock nämnas att gränsen för maximalt avbrottsavdrag ligger vid ett ungefärligt kvalitetsindex på 0,25-0,35.<sup>15 16</sup>

### 2.9.3.2 Värdering

Figur 3 visar den av kunderna värderade kostnaden för ett avbrott, både aviserade och oaviserade. Inte oväntat är den värderade kostnaden för ett aviserat avbrott betydligt lägre än för oaviserade, och som synes i Figur 3 är kostnaderna för avbrott värderade högre i tätare områden. Precis som för ledningslängden utgår beräkningarna per transformatorområde, dvs. avbrottskostnaderna för alla transformatorområden summeras för att få den totala avbrottskostnaden.



Figur 3: Av kunderna bedömd kostnad vid ett avbrott

<sup>15</sup> [8] Effektiv reglering av distributionsnät

<sup>16</sup> [9] En jämförande studie av tillförlitlighetsmetoder för elnät, C-J Wallnerström, KTH

Något som inte framgår ur Figur 3 är hur olika avbrott värderas gentemot varandra. Ett avbrott på 100 minuter har samma totala avbrottstid som 10 avbrott på vardera 10 minuter, vilket är mest kostsamt? För att få en bild över hur NNM hanterar situationen har ett samband mellan de olika parametrarna arbetats fram i MatLab. För att kunna få fram avbrottskostnaden i förhållande till både antal avbrott och den totala avbrottstiden har vi framställt graferna i Figur 4.

Den övre grafen representerar kostnaden för rapporterade *aviserade* avbrott, medan den undre representerar *oaviserade* avbrott. Då kostnaden varierar med varierande täthet, har här valts att använda medeltätheten på Härryda Energis nät för 2005 på 79 meter per abonnent och dess medelenergi på 20697 kWh per abonnent. Detta inkluderar alltså både hög och lågspänningskunder och huruvida det är rimligt att ta med både och kan diskuteras. I detta läge spelar det i dessa grafer dock inte så stor roll, då det är karakteristiken på graferna som är det intressanta. Det mest intressanta med dessa grafer är hur kostnaden för en viss total avbrottstid varierar med antalet avbrott. Varje linje i graferna representerar en viss total avbrottstid, där varje tiominutersintervall från noll minuter till 150 minuter är närvarande. Som tydligt synes i graferna så ökar avbrottskostnaderna med ökande antal avbrott för konstant total avbrottstid. Vidare ökar kostnaden linjärt med ökad total avbrottstid.

Intressant är att avbrottskostnaden inte är noll när totala avbrottstiden är noll. Detta är ett resultat av att avbrottskostnaden är uppdelad dels i en kostnad för utebliven energi, dels i en kostnad för själva avbrottet.<sup>17</sup> Inte oväntat är dessa kostnader i Ekvation 4 uppdelade i de två produkter som bildar summan av avbrottskostnaden, där den första produkten står för kostnaden för den uteblivna energin och den andra för kostnaden för själva avbrottet. Kostnaden för själva avbrottet representeras alltså i graferna som kurvan med total avbrottstid noll minuter (kurvorna längst ner i graferna). Avbrottstiden noll minuter är dock inte relevant i NNM då endast avbrott som varar längre än tre minuter skall rapporteras.<sup>18</sup> Om det skulle bli aktuellt med rapportering av avbrott kortare än tre minuter skulle detta kunna inverka ganska rejält på avbrottskostnaden. Även om den

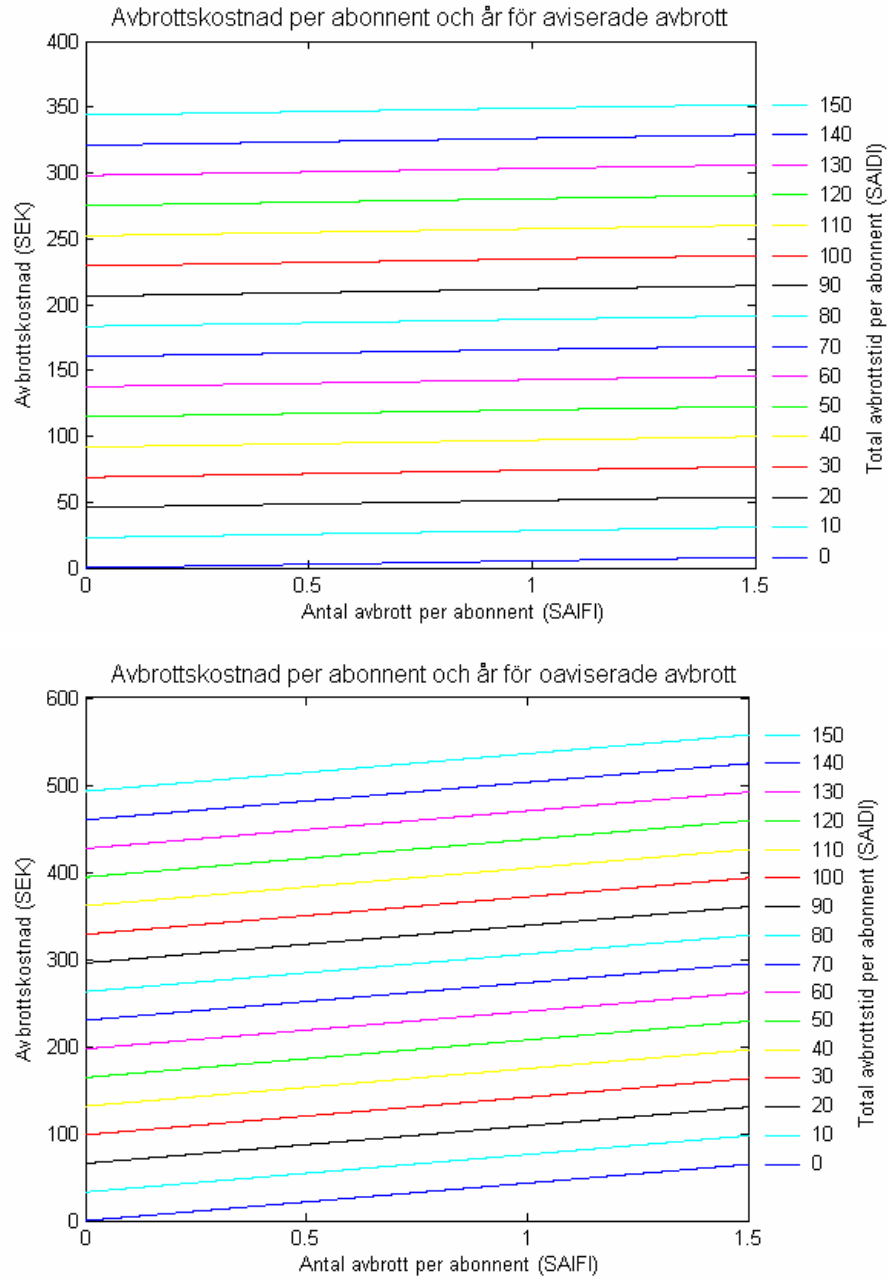
---

<sup>17</sup> [7] Ny leveranssäkerhet i Nätnyttmodellen

<sup>18</sup> [10] Energimarknadsinspektionen



totala avbrotts tiden per kund kanske inte skulle öka nämnvärt så skulle antalet avbrott per kund öka rejält och beroende på den totala avbrotts tiden så ökar avbrottskostnaden mer eller mindre.



**Figur 4: Den aviserade och oaviserade avbrottskostnaden som funktion av antal avbrott och total avbrotts tid**

## 2.10 Sammanlagring

Sammanlagringsprincipen i NNM använder sig av en ekvation baserad på simuleringar av olika slags nät, där en sannolikhet för maximal ström har approximerats. Vissa förenklingar gjordes för att göra simuleringen möjlig, bl.a. antogs abonnenterna ha max effekt eller ingen effekt alls, sannolikheten för maximal effekt hos lågspänningsabbonenterna antogs till 22 %. Detta är den så kallade utnyttjningsfaktorn som definieras som:<sup>19</sup>

$$\varepsilon_p = \frac{P_{medel}}{P_{max}}$$

### Ekvation 11: Utnyttjningsfaktorn

Denna ekvation medför alltså att den antagna medeleffekten är 22 % av max effekt.

Vidare definieras utnyttjningstiden som:

$$\tau = \frac{P_{med}}{P_{max}} \cdot T = \varepsilon_p \cdot T$$

### Ekvation 12: Utnyttjningstiden

T står för den totala tiden under ett år, 8760 h, vilket medför att utnyttjningstiden för 22 % sannolikhet för maximal effekt uppgår till 1900 h. Den maximala effekten för lågspänningsabbonenterna antogs alltså därefter som kvoten mellan den årliga energiförbrukningen och utnyttjningstiden 1900 h. För utnyttjningstiden för övriga nätnivåer, se appendix 6.2.

Ekvationen för sammanlagringsparametern beror enbart på antalet abonnenter och ser ut som följer:<sup>20 21</sup>

$$S_x = e^{-(k_1 * \ln(1/s) + k_2) * \ln(N)}$$

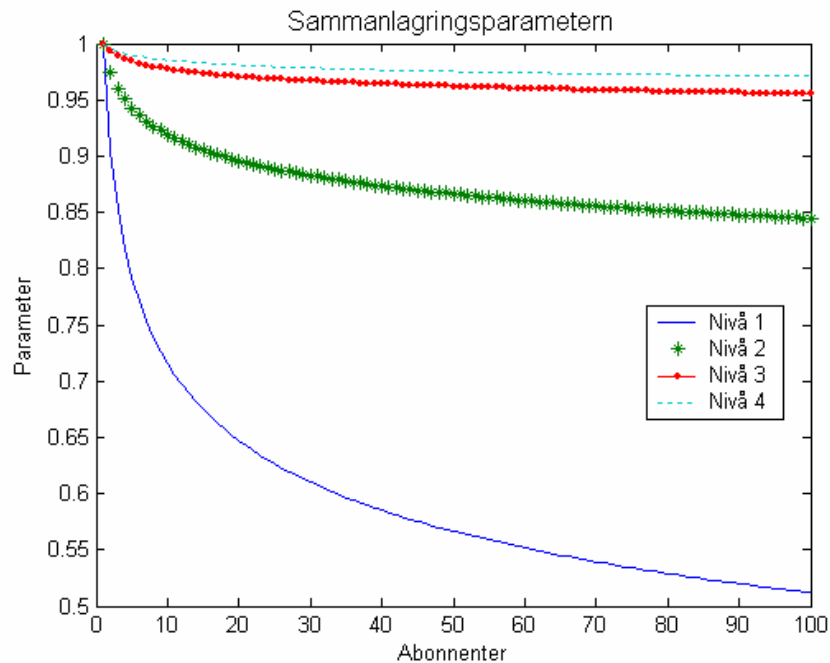
### Ekvation 13: Sammanlagringsparametern

<sup>19</sup> [11] Eldistribution - Effekt- och energibehov

<sup>20</sup> [12] Algoritm för uppskattning av den maximala effekten i eldistributionsnät

<sup>21</sup> [1] Nätnyttomodellen från insidan

Där  $k_1=0,1849$  och  $k_2=0,0172$  är framtagna konstanter efter simuleringarna,  $s$  är sammanlagringen som energimyndigheten fastslår, se appendix 6.2, och  $N$  är antalet abonnenter nerströms på ledningen sett från den punkt man vill fastslå sammanlagringen i. I Figur 5 ses ekvationens abonnentberoende för de 4 nätnivåerna.



**Figur 5: Sammanlagringsparametern för varierande antal abonnenter**

För att se hur metoden fungerar, appliceras den på en 400V-kabel i ett verkligt nät. Nätdelen består av 7 abonnenter, benämnda 1-7 med nummer 1 längst från strömkällan, anslutna via serviser till en kabel. Abonnenternas årliga energiförbrukning och beräknade effekt finns i Tabell 4. Noterbart är att den beräknade effekten för abonnent 1 är mindre än 1 kW, men eftersom den då understiger minsta tillåtna effekt (1 kW) sätts den till 1 kW. I samma tabell ses också resultatet av sammanlagringsmetoden där man kan följa den totala sammanlagrade effekten från abonnent 1 till abonnent 7.

Vid en jämförelse med resultatet från en modellering i NetDek ses en liten avvikelse, även dessa värden går att finna i Tabell 4. Avvikelserna beror på att NetDek även tar

hänsyn till spänningsfallet, vilket får till följd att sammanlagringen underskattas en liten aning.<sup>22 23</sup>

Abonnent	Årlig energiförbrukning [kWh]	Effekt [kW]	Total effekt [kW]	Sammanlagringssparameter	Sammanlagrad effekt [kW]	Sammanlagrad effekt enligt Netdek [kW]	Avvikelse från ekvationen
1	1225	0,6447	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,00 %
2	38312	20,1642	21,1642	0,9042	19,1356	19,1358	0,00 %
3	11149	5,8679	27,0321	0,8524	23,0422	23,0446	0,01 %
4	20667	10,8774	37,9095	0,8175	30,9906	31,0248	0,11 %
5	30342	15,9695	53,8789	0,7914	42,6398	42,7352	0,22 %
6	18572	9,7747	63,6537	0,7707	49,0579	49,183	0,26 %
7	9391	4,9426	68,5963	0,7536	51,6956	51,8398	0,28 %

**Tabell 4: Sammanlagring**

<sup>22</sup> [12] Algoritm för uppskattning av den maximala effekten i eldistributionsnät

<sup>23</sup> [1] Nätnyttomodellen från insidan

### 3 Analys av Härryda Energis nät

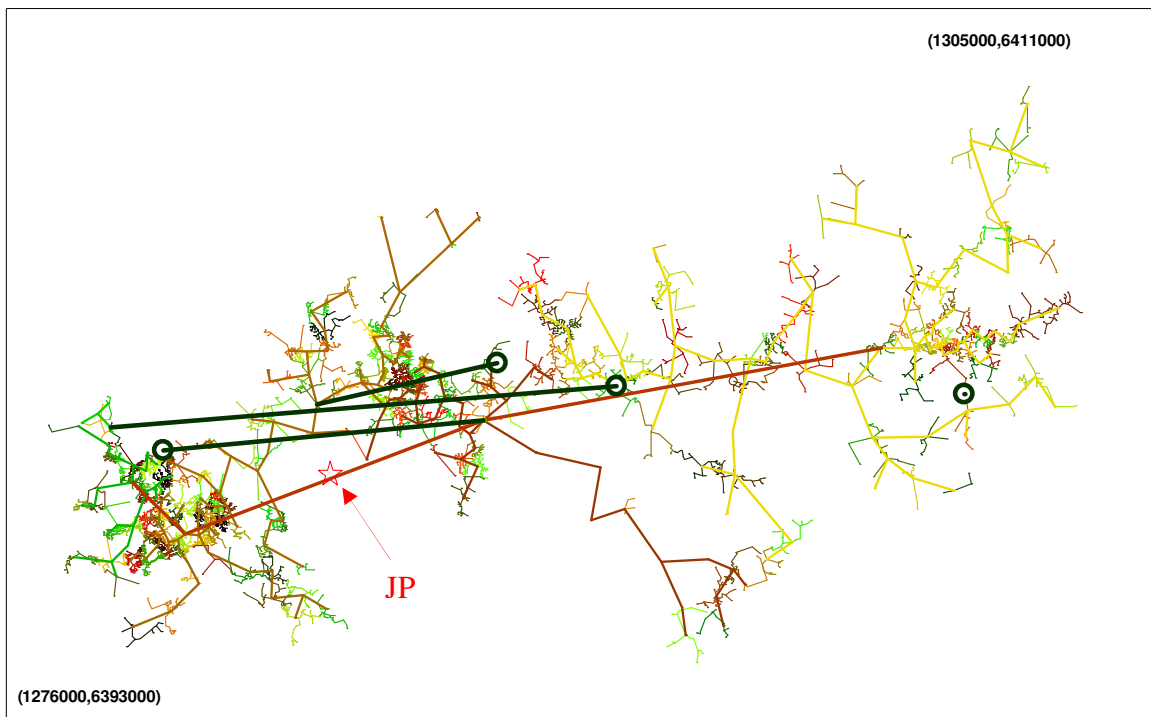
I detta avsnitt följer en undersökning av Härryda Energis distributionsnät och dess utslag i NNM med den resulterande uppbyggnaden av det fiktiva nätet.

#### 3.1 Bildandet av det fiktiva nätet

Det fiktiva nätet bildas som tidigare nämnts med hjälp av indata från Härryda Energi och ett antal förutbestämda parametrar. För att illustrera hur det fiktiva nätet byggs upp följer i detta avsnitt en beskrivning för tariffår 2005. I appendix 6.1 återfinns en bild över det verkliga nätet där gränspunkter, högspänningsabonnenmang och inmatningspunkt (produktionspunkt) markerats. I den vidare analysen är det dessa punkter som utgås från om det inte sägs annat.

Figur 6 visar den översiktsbild som presenteras efter körning av 2005-års nätdeklaration i programmet NetDek.

Redomr: Härryda Energi AB Level Result

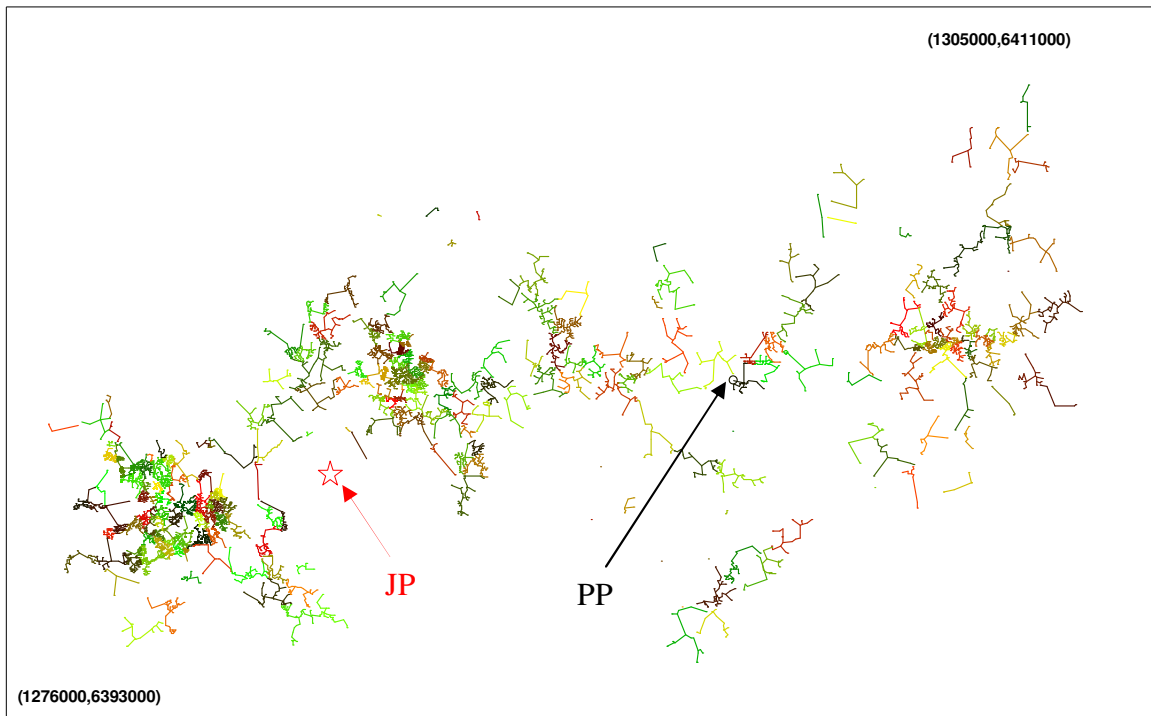


Figur 6: Härryda Energis nät enligt nätdeklaration för tariffår 2005.

Som synes i figuren är hela nätet representerat med alla aktuella nätnivåer utplacerade. Den *elektriska jämviktspunkten* för hela systemet har beräknats i MatLab och visualiseras som en röd stjärna (JP). Jämviktspunkten kan anses vara den virtuella punkt som balanserar energierna i nätet. Denna punkt bör skiljas från den *elektriska tyngdpunkten* som snarare är den verkliga punkt som ligger närmst jämviktspunkten.<sup>24</sup>

Det kan dock vara svårt att få någon klar bild av hur detta nät byggts upp med hänsyn till de olika nätnivåerna och inkoppling av gränspunkter. För att reda upp detta har nätet delats upp i dess olika nätnivåer enligt nedan.

Redomr: Härryda Energi AB Level 1



Figur 7: Nätnivå 1

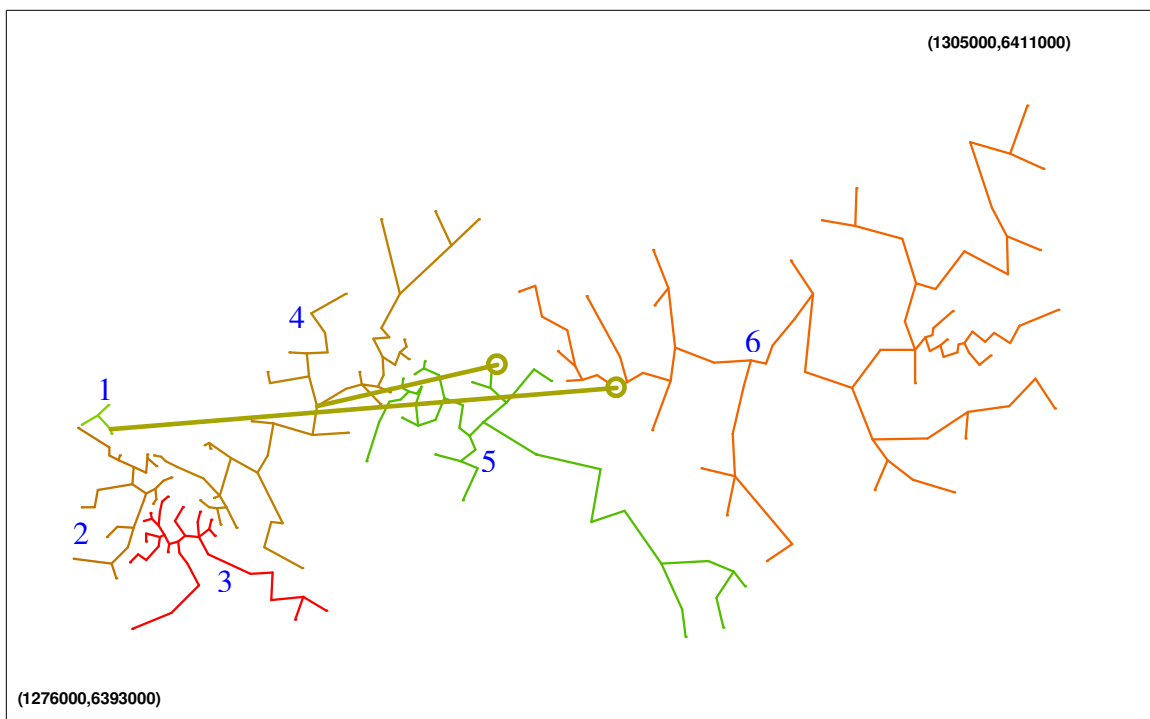
I Figur 7 ovan är nätet för nätnivå 1 utritat. Alla uttagspunkter är sammanlänkade med en transformator i sin närhet (tyngdpunkter för de aktuella områdena). Kravet för sammankoppling är att begränsningsvillkoren beskrivna i kap 2.4 är uppfyllda. Alla nybildade transformatorområden är utritade i olika färger och punkterna inom ett transformatorområde är sammanlänkade radiellt med kabel typ N1XV 4x150 mm<sup>2</sup> Al.

<sup>24</sup> [13] Känslighetsanalys av Nätnyttomodellens indata

Enligt sammanfattning av programkörningen i NetDek har 254 transformatorområden skapats på denna nivå. Detta kan jämföras med det inrapporterade antalet på 361 st.

Det med svart pil markerade objektet PP är den produktionspunkt som finns på denna nätnivå. Den är direkt ihopkopplad med närmsta transformator med en radiell kabel. Den röda stjärnan motsvarar lågspänningsnätets jämviktspunkt. Trots att huvuddelen av högspänningsabonnemangen är stationerade i västra delen av nätet (karta appendix 6.1) och att dessa utgör en betydande del av den totala energin i nätet, skiljer inte jämviktspunkten för lågspänningsnätet nämnvärt mot den totala jämviktspunkten. Detta beror på att abonnemang ”5041” öster om den totala jämviktspunkten är så pass stort att det väger upp de övriga högspänningsabonnemangen.

Redomr: Härryda Energi AB Level 2



**Figur 8: Nätnivå 2.**

På nätnivå 2 binds de bildade områdena på nivå 1 samman. Även här måste begränsningsvillkoren i kap 2.4 uppfyllas och de binds även på denna nivå ihop radiellt. Skillnaden är att kabeltypen på denna nivå är PEX 3x1x240 mm<sup>2</sup> Al. Som synes i figuren har utfallet av sammanbindningen resulterat i sex områden.

Vidare finns även två gränspunkter vars högsta spänning sammanstämmer med kraven på nätnivå 2 (20 kV). För sammankoppling av gränspunkterna till nätet utgår modellen från gränspunkten med lägst tillgänglig energi. Denna gränspunkt letar upp det närmsta transformatorområde som den klarar av att försörja på den aktuella nivån. I figuren utgår modellen från den högra gränspunkten (ca 16 GWh inkl. multiplikationsfaktorn). Det närmsta område denna punkt hittar är det som i själva verket ligger längst ifrån (tyngdpunktsmässigt) och det beror då på att de andra områdena har en högre energiförbrukning än vad denna gränspunkt klarar av. Den andra gränspunkten som överför en betydligt större mängd energi (ca: 54 GWh enligt modellen) kan knyta an till ett område betydligt närmre.

Då gränspunkterna kopplats ihop med nätet övergår de aktuella områdena från att ha en transformator till att få ett ställverk. Således har antalet transformatorer med sekundärsida på nivå 2 minskat med två vilket resulterar i fyra transformatorer. I resultatet från NetDek presenteras åtta transformatorer och detta hänger ihop med att antalet transformatorer med sekundärsida på nivå två dubblas.

Redomr: Härryda Energi AB Level 3

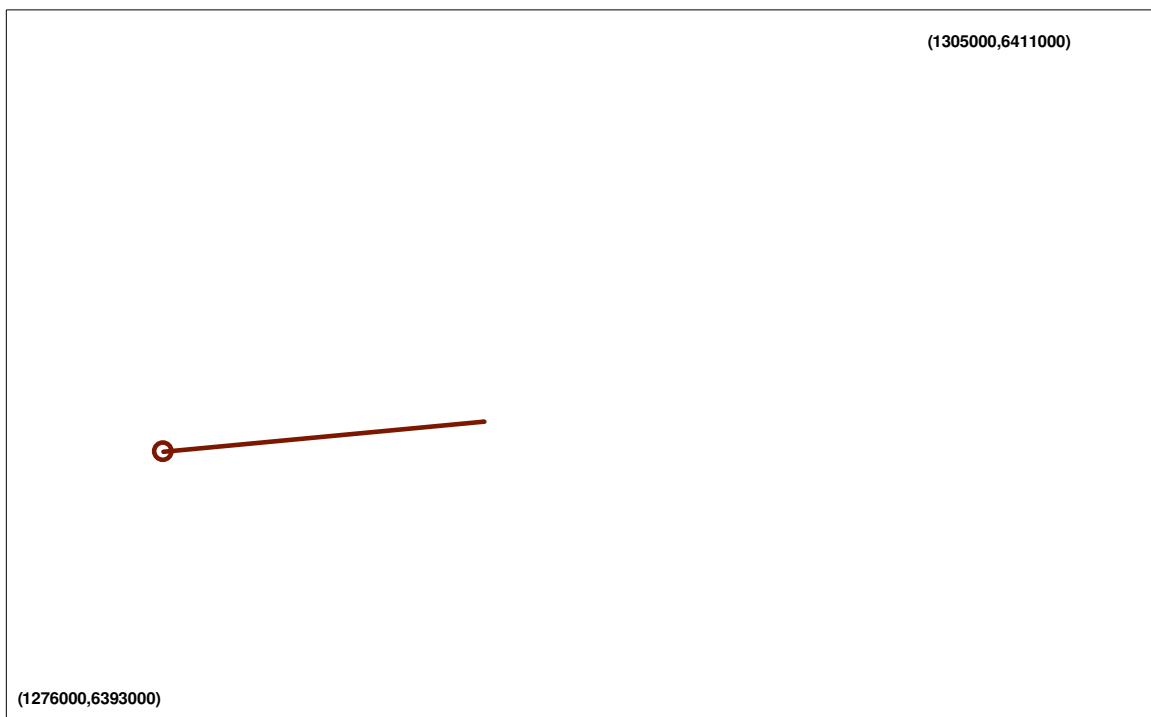


Figur 9: Nätnivå 3



På nätnivå 3 finns inte så mycket att orda om. De fyra transformatorstationerna med primärsida på denna nivå binds samman med radiell luftledning av typ FeAl 234 mm<sup>2</sup>. Begränsningsvillkoren behöver aldrig tillämpas för detta nät på denna nivå. Den gränspunkt som har sin högsta spänning på nivå 3 överför inte tillräckligt med energi för att kunna ansluta till det transformatorområde som bildats på nivå 3 och lämnas därför ”hängandes”.

Redomr: Härryda Energi AB Level 4



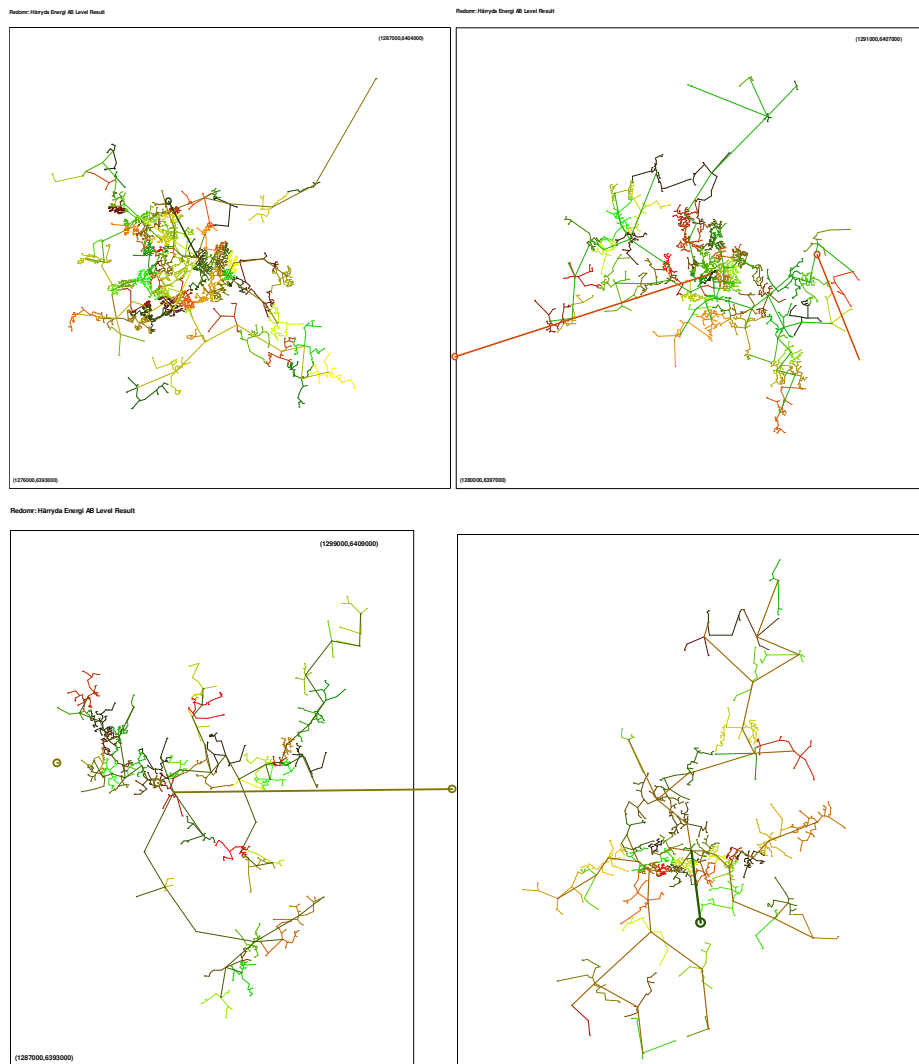
**Figur 10: Nätnivå 4**

På nätnivå fyra finns endast en gränspunkt, vilken har högsta spänning 130 kV. Denna överför tillräckligt med energi (ca 227 GWh) för att kunna knyta ihop nätet under. Det görs med radiell luftledning av typ FeAl 454 mm<sup>2</sup>. Antalet transformatorer med primärsida på denna nivå landar alltså på två då antalet transformatorer är dubblade även här.

## 3.2 Uppdelat koncessionsområde

Härryda Energi är ett nätbolag med stor variation på tätheten i olika delar av nätutsträckningen, från tätortsliknande förhållanden i bland annat Mölnlycke och Landvetter till glesbygd mellan de större orterna.

För att undersöka skillnader i utslag av modellen i olika områden av nätet, utfördes simulering på nätet uppdelat i fyra områden. Områdena delades upp utefter nätstationernas geografiska placering. I väst slogs 100 & 600 serierna ihop till område 1 (Mölnlycke), 200, 500 & 700 serierna slogs ihop till område 2 (Landvetter), 300 serien blev område 3 (Härryda) och 400 serien i öst blev område 4 (Hindås).



Figur 11: Områdesuppdelning; övre raden t.v. område 1 (Mölnlycke), övre raden t.h. område 2 (Landvetter), nedre raden t.v. område 3 (Härryda), nedre raden t.h. område 4 (Hindås)

Resultatet av denna uppdelning blev att antalet abonnenter varierade stort mellan de olika områdena. För att ta hänsyn till att diverse ekonomiska utgifter så som anslutningsavgifter, myndighetsavgifter, leveransavbrottsavgifter mm. varierar beroende på antalet abonnenter gjordes antagandet att förhållandet mellan områden med många och få abonnenter är linjärt (sek/abbonent).

<b>Koncession</b>	<b>Område 1</b>	<b>Område 2</b>	<b>Område 3</b>	<b>Område 4</b>	<b>Original</b>
<b>Parameter</b>					
Abonnenter [st.]	6 393	3 390	1 278	1 439	12 500
Myndighetsavgifter [kr]	302 754	160 540	60 522	68 147	591 963
Anslutningsavgifter [kr]	1 297 115	687 818	259 301	291 968	2 536 202
Utgifter för leveransavbrott [kr]	0	0	0	0	0
Övriga inkomster [kr]	312 617	165 771	62 494	70 367	611 249
Inköpt energi för att täcka förluster [kWh]	6 608 216	4 578 212	1 004 648	1 310 487	13 501 563
Energibehov [kWh]	126 666 757	87 755 492	19 257 164	25 119 506	258 683 070
Total inköpt energi [kWh]	134 472 859	93 137 134	20 631 284	26 665 986	274 501 652
Differens [kWh]	1 197 886	803 430	369 472	235 993	2 317 019
Utgift för totala energin [kr]	7 71 504	6 438 430	1 610 492	2 357 560	18 089 029

**Tabell 5: Inkomster och utgifter uppdelade på de fyra områdena.**

Enligt 2005-års nätdeklaration angavs en total inmatad energi på -274 501 652 kWh (gränspunkter och inmatningspunkt, produktion) och en total uttagen energi på 258 683 070 kWh. Den inköpta energin för att täcka nätförlusterna uppgick till 13 501 563 kWh, vilket totalt leder till en energidifferens på -2 317 019. För att få en tillfredställande energileverans till hela nätet, delades den totala inmatade energin upp mellan de fyra olika områdena. Varje område har en given uttagen energi, baserad på abonnenternas verkliga energiförbrukning. För att få en jämn fördelning av överskottet av inmatad energi över de fyra områdena följdes det linjära beroendet som togs fram i de ekonomiska aspekterna ovan, dock med hänsyn på energi istället för antalet abonnenter. Detta för att ta hänsyn till att alla abonnenter inte har lika stora energiuttag. Då gränspunkten 100T1 har störst inmatning av energi av de fyra gränspunkter som finns

tillgängliga, valdes att utgå från denna punkt vid fördelningen av energi. I område 1 tas all energi från GP 100T1 då den imatade energin i GP:n översteg energibehovet. Den återstående energin matas till område 2 och för att täcka upp det kvarstående energibehovet i område 2 tas detta från GP 200T1. Detta förfaringssätt upprepas till alla områdens energibehov är täckta (Tabell 5).

Med ovanstående framtagna data för fyra nätområden istället för det ursprungliga sammansatta nätet gjordes beräkningar i nätdeklarationsprogrammet NetDek. Resultaten av dessa beräkningar ses i Tabell 6 och Figur 11.

Koncession	Område 1	Område 2	Område 3	Område 4	Sammanlagt	Original
Abonnenter	6 393	3 390	1 278	1 439	12 500	12 500
<b>Transformatorstationer [st.]</b>						
Nätnivå 2 (10-0.4kV)	85	61	55	47	249	254
Nätnivå 3 (40-10kV)	6	2	2	2	10	8
Nätnivå 4 (130-40kV)	2	2	0	0	4	2
<b>Ledningslängder [m]</b>						
Nätnivå 1 (0.4kV)	244 000	170 000	119 000	110 000	643 000	637 995
Nätnivå 2 (10kV)	70 000	59 000	53 000	41 000	223 000	298 994
Nätnivå 3 (40kV)	5 000	0	14 000	3 000	22 000	33 126
Nätnivå 4 (130kV)	3 000	14 000	0	0	17 000	17803
Summa kapitalbas [kr]	205 358 000	125 764 000	40 902 000	40 830 000	412 968 000	378 644 212
Täthet [meter/abonnent]	50	72	145	107	-	79
Debiteringsgrad (fullt avbrottsavdrag, utan goodwill)	1,24	1,03	1,13	1,12	-	1,17
Debiteringsgrad (utan avbrottsavdrag och goodwill)	1,08	0,89	0,99	1,02	-	1,05

**Tabell 6: Områdesresultat**

Som väntat så synes i tabellen att tätheten i de olika områdena varierar kraftigt. Område 1 har drygt 90 meter kortare ledning per abonnent än vad område 3 har. Detta visar tydligt skillnaden på tätbebyggda områden och glesbygd.

Det kanske mest intressanta resultatet av denna analys är debiteringsgraderna för de olika områdena individuellt. I tabellen finns två resultat presenterade, ett med fullt avbrottsavdrag och ett utan avbrottsavdrag (kapitel 2.9.3). Anledningen till detta är att det

i princip är omöjligt att se hur avbrotten är fördelade i verkligheten och därmed studeras istället de bästa och sämsta scenarierna. Med fullt avbrottsavdrag ges den totala debiteringsgrad som skulle erhållas om ingen goodwill-ersättning betalas ut. Som synes landar debiteringsgraden över 1,0 i alla områden med det högsta värdet för område 1 och det lägsta för område 2. Att debiteringsgraden ligger så pass nära 1,0 i område två, trots fullt avdrag, tyder på en kostnadseffektiv nätindel.

Som väntat blir debiteringsgraden lägre i alla områden om avbrotten är färre än det förväntade antalet, dvs. inget avbrottsavdrag. Intressant är att se att två av områdena (område 1 och 4) fortfarande har en debiteringsgrad över 1,0.

Genom att jämföra debiteringsgraderna för maximalt avbrottsavdrag och utan avbrottsavdrag kan det ges en fingervisning om i vilket område av det totala nätet som förbättringar kan och bör göras.

### 3.3 Variationer i modellen

I rapporten ”Känslighetsanalys av Nätnyttomodellens indata”<sup>25</sup> visas på stora skillnader i bildandet av det fiktiva nätet genom att marginellt ändra modellens indata. Med detta i baktanke är det intressant att se vad liknande variationer i indata från Härryda Energi ger för resultat i NNM.

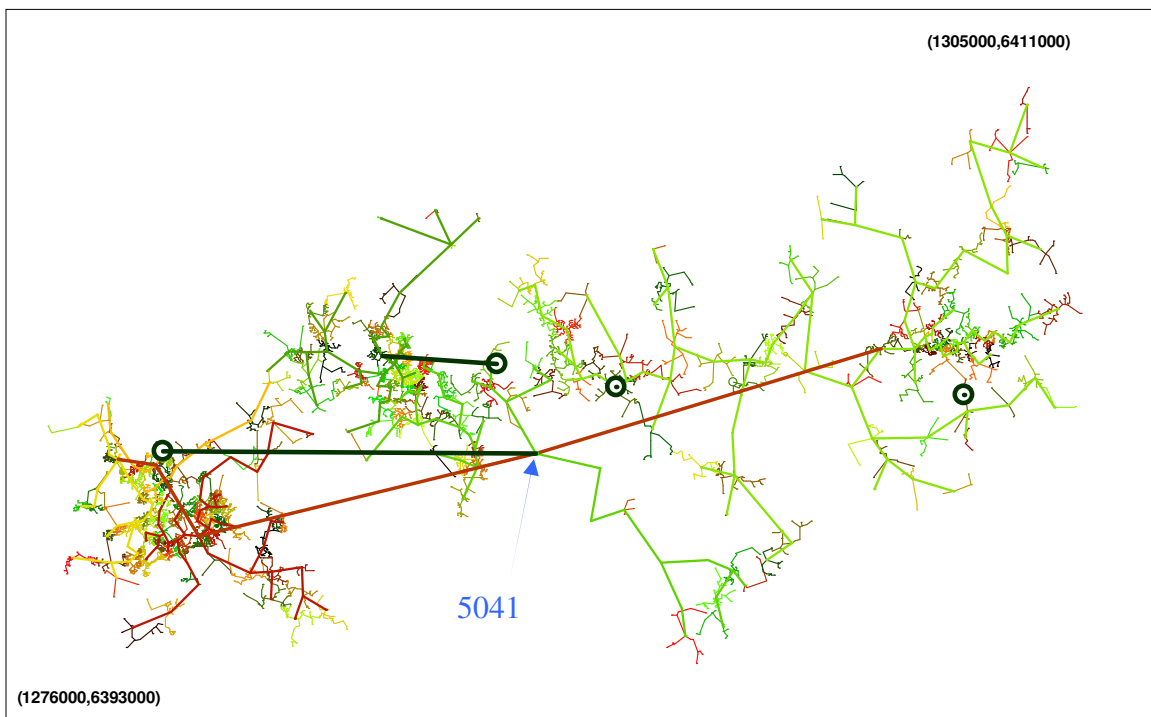
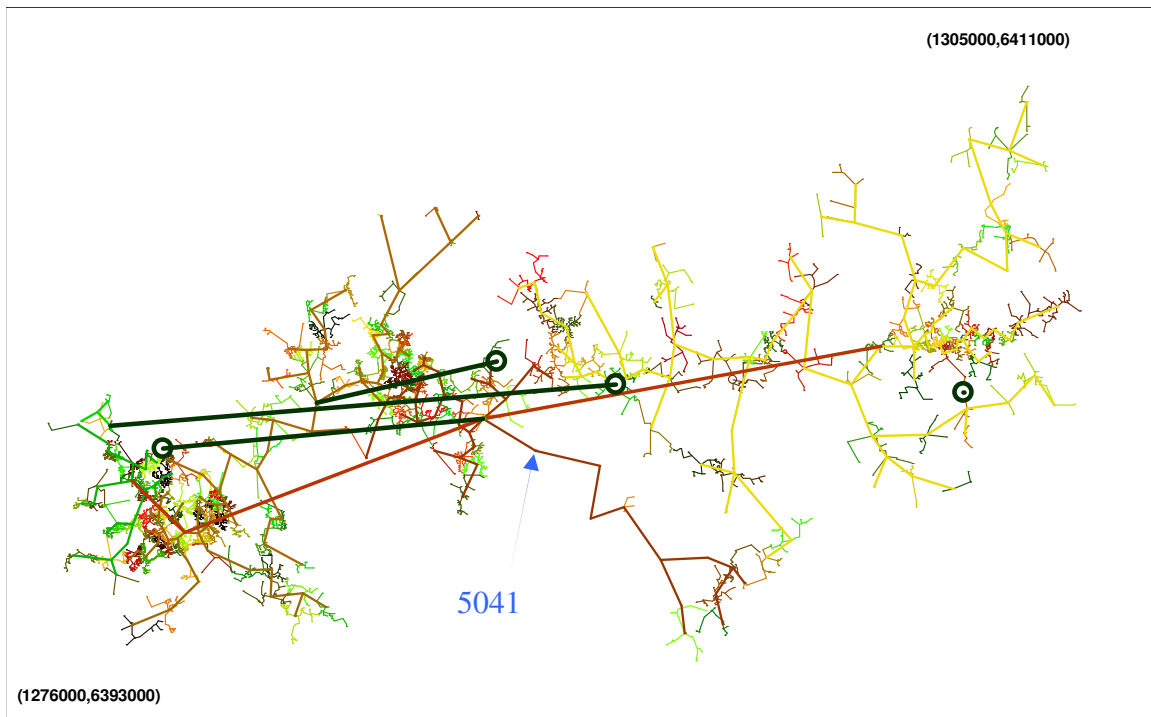
#### 3.3.1 Ändring av koordinat

I modelldokumentationen specificeras att ett fel om  $\pm 30$  meter för lågspänningsabonnemangs koordinat accepteras och att motsvarande för högspänningsabonnemang tillika är  $\pm 30$  meter, men att detta inom snar framtid ska revideras till  $\pm 5$  meter.

Härryda Energis nät bestod år 2005 av nio högspänningsabonnemang där abonnent ”5041” var den största med en förbrukning på knappt 27 000 000 kWh år 2005. Förutom att abonnenten var den största så skiljde den sig från övriga genom att inte ligga i ett tätt område. Redan vid en ändring av dess koordinat med 3 meter i östlig riktning och 3 meter i sydlig riktning (dvs. inom de fem meter som accepteras) visades på en betydande påverkan på nätstrukturen, inte minst på nätnivå 2. I Figur 12 kan det fiktiva nätet för de båda konfigurationerna studeras.

---

<sup>25</sup>[13] Känslighetsanalys av Nätnyttomodellens indata



**Figur 12: Övre bilden visar fiktiva nätet med oförändrade koordinater. Nedre bilden visar samma nät med skillnaden att abonnent "5041" har flyttats knappt fem meter.**

Som synes har stora förändringar skett. Den mest iögonfallande är att gränspunkt 300T1 nu inte längre knyter an till något område på nivå 2. Detta är ett resultat av att det ”lilla” området längst till väster i nätet som gränspunkten knöt an till innan (se Figur 8), nu har vuxit och blivit större. Detta resulterar i att den tillgängliga energin i 300T1 inte längre räcker till för att försörja området utan lämnas ”hängande”. Således måste detta område knytas ihop på nätnivå 3 varav den extra ”knäcken” på denna nivå.

Nästa iakttagelse är att den elektriska tyngdpunkten för område 5 på nivå 2, dvs. den punkt som gränspunkt 100T1 i slutänden knyter an till (också tyngdpunkt för nivå 3), har flyttats. Eftersom högspänningsabonnemanget som flyttades har relativt stor påverkan på var den elektriska jämviktspunkten i det aktuella området (område 5) befinner sig, medför det att jämviktspunkten flyttas och i förhållande till den tidigare tyngdpunkten nu befinner sig närmre den flyttade punkten. En ändring på ett högspänningsabonnemang har alltså resulterat i att den elektriska tyngdpunkten för område 5 på nivå 2 har flyttas, vilket (enligt kapitel 2.3) ändrar nätstrukturen på nivå 2,3 och 4.

Även i siffror visar koordinatflytten stor variation mot det ursprungliga resultatet. Kapitalbasen ökar med 2,48 % vilket resulterar i att debiteringsgraden sänks nästan 1 %.

	Hela området, original	Hela området, flyttad abonnent	Differens	%
<b>Transformatorstationer</b>				
Nätnivå 2 (10-0.4kV)	254	254	0	0,0 %
Nätnivå 3 (40-10kV)	8	10	2	25,0 %
Nätnivå 4 (130-40kV)	2	2	0	0,0 %
<b>Ledningslängder</b>				
Nätnivå 1 (m)	638 000	638 000	0	0,0 %
Nätnivå 2 (m)	299 000	245 000	-54 000	-18,1 %
Nätnivå 3 (m)	33 000	34 000	1 000	3,0 %
Nätnivå 4 (m)	18 000	21 000	3 000	16,7 %
Täthet (meter/abonnent)	79	75	-4	-5,1 %
Summa kapitalbas	378 644 000	388 039 000	9 395 000	2,5 %
Kvalitetsindex	0,06	0,06	0,0	0,0 %
Debiteringsgrad	1,1	1,09	-0,01	-0,9 %

**Tabell 7: Skillnader vid koordinatflytt.**



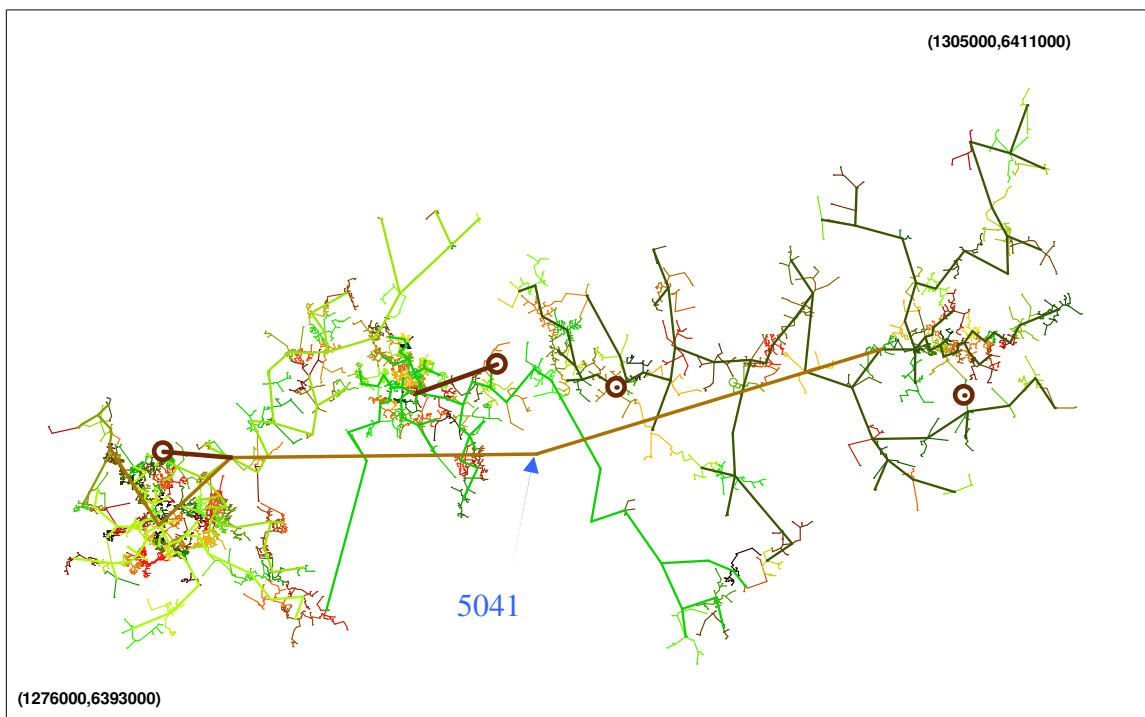
Som synes på ledningslängderna påverkas nätnivå 1 inte alls av koordinatändring på nivå 2. Längden på nivå 2 minskar dock med hela 18 % och både nivå 3 och 4 ökar sin ledningslängd, varav nivå 4 ökar nästan 17 %. Ändringen av koordinaten medför alltså mycket stora variationer på ledningslängderna och visar på hög instabilitet i modellens bildande av det fiktiva nätet.

### 3.3.2 Ändring av spänningsnivå

Ett stort bidrag till nätnyttan är ledning på nätnivå 4. Dels då det jämförelsevis är betydligt dyrare att anlägga ledning på denna nivå, dels att den radiella ledningslängden dubblas för att uppnå tillfredsställande redundans. Med detta som grund är det intressant att studera om det finns något som med relativt små medel ändrar ledningslängden drastiskt på nivå 4. Alternativet som valts att studera är en ändring av spänningsnivå på kund på nivå 2 till att istället abonnera på en spänning inom nivå 3. Detta för att om möjligt kunna ändra strukturen på nivå tre och således kunna påverka anslutningen från gränspunkt på nivå 4. Det mest logiska alternativet var att även här utgå från den största abonnenten, ”5041”, vars spänningsnivå innan ändring låg på 22 kV. För att uppgradera denna abonnent till nivå 3 krävs en spänning på minst 25 kV och således valdes denna för att utföra minsta möjliga förändring.

Resultatet av denna förändring presenteras i Figur 13 och där kan stora förändringar på nivå 2,3 och 4 noteras.

Redomr: Härryda Energi AB Level Result



Figur 13: Ändring av spänningsnivå på abonnent 5041

Som synes i Figur 13 har ledningslängden på nivå 4 minskat avsevärt, vilket är en följd av att tyngdpunkten på nivå 3 ändrats. Grunden till detta ligger i att strukturen på nivå 2 ändrats då det största högspänningsabonnemanget nu inte längre finns på denna nivå. Det transformatorområde som innan ändringen inkluderade ”5041” är energimässigt nu mindre. Även om den nu minskade energin i området borde ersättas genom att göra området större, sker detta inte då andra begränsningsvillkor går in. Vilka av villkoren som agerar var, är utan en komplett analys abonnent för abonnent omöjligt att sja om. Resultatet av detta är att gränspunkt 200T1 nu hittar ett närmre område än tidigare som den kan försörja, vilket i sin tur leder till att detta område inte längre knyts ihop av nivå 3. Som ytterligare följd av detta flyttas den elektriska tyngdpunkten på nivå 3 och slutresultatet av det hela blir att ledningslängden på nivå 4 minskar avsevärt.

	Hela Området original	Hela området, ändrad spänningsnivå	Differens	%
<b>Transformatorstationer</b>				
Nätnivå 2 (10-0.4kV)	254	254	0	0,0 %
Nätnivå 3 (40-10kV)	8	8	0	0,0 %
Nätnivå 4 (130-40kV)	2	2	0	0,0 %
<b>Ledningslängder</b>				
Nätnivå 1 (m)	638 000	638 000	0	0,0 %
Nätnivå 2 (m)	299 000	240 000	-59 000	-19,1 %
Nätnivå 3 (m)	33 000	36 000	3 000	9,1 %
Nätnivå 4 (m)	18 000	4 000	-14 000	-77,8 %
Täthet (meter/abonnent)	79	73	-6	-7,6 %
Summa kapitalbas	378 644 000	356 910 000	-21 734 000	-5,7 %
Kvalitetsindex	0,06	0,06	0,0	0,0 %
Debiteringsgrad	1,10	1,12	0,02	1,8 %

**Tabell 8: Ändring av spänningsnivå på abonnent ”5041”**

### 3.3.3 Ändring av energiförbrukning

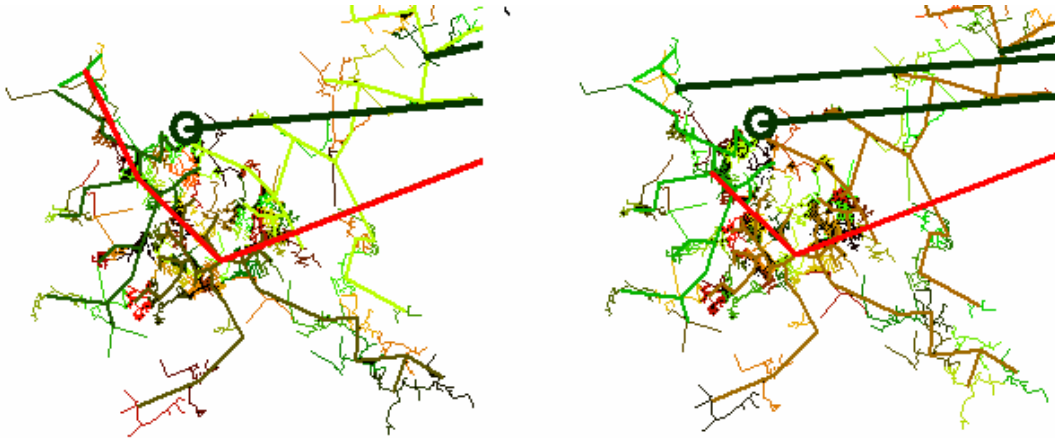
Genom att ändra energiförbrukningen i nätet förändras också förutsättningarna för bildandet av det fiktiva nätet. I kapitlen ovan har gränspunkten 300T1 visat svårigheter att knyta an till något område, trots att gränspunkten knyter an till område 1 i det oförändrade nätet (kapitel 3.1). Vad beror då denna oförmåga att knyta an till detta område vid små förändringar i indata?

Eftersom 300T1 energimässigt sett är en liten gränspunkt är det enda området som den har möjlighet att knyta an till som tidigare nämnts område 1. Genom uppskattning i figur och jämförande med abonnenter och dess koordinater har energiförbrukningen i område 1 uppskattats till ca: 14,4 GWh för 2005. Den tillgängliga energin i 300T1 var under samma period knappt 16 GWh inkluderat multipliseringsfaktorn 1,2. Detta medför att om energiförbrukningen i området ökar med knappt 1,6 GWh, eller om storleken på området ökar i samma utsträckning, att gränspunkten inte kommer att lyckas sluta an.

Eftersom område 1 är det område som bildas sist i klustringen (alla andra områden innehåller minst en punkt som är längre ifrån jämviktspunkten i nätet än punkten längst ifrån i område 1) är inte detta område begränsat av något av begränsningsvillkoren. Storleken på området bestäms snarare av hur många punkter i nätet som är över när de andra områdena bildats. I kapitlen ovan är det just detta som gör att område 1 skiljer sig från det oförändrade nätet. Begränsningsvillkoren har på grund av den ändrade strukturen i bildandet av dessa nät gått in tidigare i område 2-6 och därmed lämnat fler punkter att bilda område 1 med. Energin i område 1 har därmed blivit högre utan att ändra den totala energin i nätet och därmed klarar gränspunkt 300T1 ej längre av att ansluta.

Även om förändringarna i kapitlen ovan inte skulle realiseras finns det ändå alternativ som skulle leda till att 300T1 inte skulle lyckas knyta an. Om områdets storlek är konstant men att energiförbrukningen i området ökar tillräckligt så nås samma effekt. I område 1 finns två högspänningsabonnemang, "5066" och "5072", vars totala energiförbrukning uppgick till knappt 12,2 GWh år 2005. Om dessa två abonnemang tillsammans ökar sin förbrukning med totalt 1,6 GWh, dvs. med 13 %, överstiger energin i område 1 gränsen för 300T1 att knyta an och måste således knytas an av nätnivå 3 istället. Återigen visas på hög instabilitet genom relativt små förändringar i indata. I detta

fall uppnås ingen skillnad i debiteringsgrad då det geografiska läget på område ett gör att den lilla ökningen på ledningslängden på nivå 3 tar ut den större minskningen av ledningslängd på nivå 2.



**Figur 14: Vänstra bilden: Ökad energi i område 1; Högra bilden: Oförändrad energi i område 1**

### 3.3.4 Ändring av gränspunkter

Som det ser ut nu har HÄrryda Energis nät fyra gränspunkter mot regionnätet. Dessa gränspunkter med energiintag och utgifter finns i Tabell 9.

Gränspunkt	Energi (kWh)	Effekt (kW)	Spänningsnivå (kV)	Utgift (kr)	kr/kWh
100T1	189 261 765	43 400	130	10 858 594	0,0574
200T1	44 951 140	12 200	20	3 866 280	0,0860
300T1	13 299 824	3 650	20	992 433	0,0746
400T1	26 815 010	6 650	40	2 371 722	0,0884
Totalt	274 327 739	65 900		18 089 029	0,0659

Tabell 9: Gränspunkter i nuvarande nät

I ett försök att skära ner på utgifterna har diskuterats att ta bort gränspunkt 300T1 och behålla gränspunkt 100T1, 200T1 och 400T1. Tanken på att endast behålla två gränspunkter, 100T1 och 400T1, har också funnits men möjligheten utesluts då spänningsfallet vid matning till Landvetter (200T1) från Mölnlycke(100T1) skulle bli alldeles för stort.<sup>26</sup>

För att kunna gå vidare måste vissa antaganden göras gällande fördelningen av energin som nu måste försörjas från de återstående tre gränspunkterna. Eftersom gränspunkt 100T1 ligger så pass långt ifrån det område som gränspunkt 300T1 tidigare försörjde, antas att den inte bidrar med någon ytterligare energi utan att den matar in samma energi som när gränspunkt 300T1 var i bruk. Då gränspunkt 300T1 låg ungefär mitt i mellan gränspunkt 200T1 och 400T1, se Figur 24 i kapitel 6.1, antas för enkelhetsskull att energin från 300T1 fördelar sig jämnt på de båda. Utgifterna i gränspunkterna för den extra energin som nu måste matas in räknas ut från kostnaden per kWh enligt Tabell 9. Alltså blir utgiften efter modifieringen för gränspunkt 200T1:

$$Utgift(200T1) = \left( 44951140 + \frac{13299824}{2} \right) \cdot 0,0860 = 4\,438\,244 \text{ kr}$$

<sup>26</sup> [20] Micael Kry

Utgiften för gränspunkt 400T1 räknas ut på samma sätt.

Den nya fördelningen av energier och utgifter ser då ut som i Tabell 10.

Gränspunkt	Energi (kWh)	Effekt (kW)	Spänningsnivå (kV)	Utgift (kr)	kr/kWh
100	189 261 765	43 400	130	10 858 594	0,0574
200	51 601 052	12 200	20	4 438 244	0,0860
400	33 464 922	6 650	40	2 959 890	0,0884
Totalt	274 327 739	62 250		18 256 728	0,0666

**Tabell 10: Gränspunkter i justerat nät**

Vid en simulering i NetDek med de nya värdena ökar avbrottsavdraget ytterst lite medan nätnyttan sjunker något. Detta beror troligtvis mest på att ledningslängden på nivå 2 har minskat med 65 km och på nivå 4 med 9 km, vilket medför en minskning i kapitalkostnaden. Förändringarna är dock inte så stora så att debiteringsgraden ändrar sig.

Uppbyggnaden av det fiktiva nätet, jämfört med originalet, skiljer sig bara vid anslutningen av gränspunkterna och på nivå 3. Märkbart är att gränspunkt 400T1 fortfarande inte ansluts till nätet utan anses ”överflödigt”. Dragning på nivå 3 blir annorlunda då gränspunkt 200T1 nu har tillräckligt med energi för att försörja transformatorområdet strax söder om sig (område 5, Figur 8) istället för att behöva söka sig till ett mindre område. Detta leder till att område 4 nu inte längre är anslutet och således måste anslutas av nätnivå 3.

### 3.3.5 Årsvariationer

Under de tre år som inrapportering genom NNM varit obligatorisk för elnätbolagen, har resultatet av implementering av nätet i modellen varierat för Härryda Energi. Den huvudsakliga parametern, debiteringsgraden, har minskat från år till år utan att några större förändringar av nätet har skett. Följande avsnitt baseras på de årliga inrapporteringarna till energimyndigheten som Härryda Energi utfört.

År	2003	2004	2005
Abonnenter	11 589	11 695	12 524
<b>Ledningslängd (m)</b>			
Nätnivå 1	621 990	623 265	637 995
Nätnivå 2	244 092	243 680	298 994
Nätnivå 3	38 669	34 261	33 126
Nätnivå 4	19 302	18 644	17 803
<b>Transformatorstationer (st.)</b>			
Nätnivå 2	265	254	254
Nätnivå 3	12	8	8
Nätnivå 4	2	2	2
Samlade intäkter	54 409 887	55 581 810	50 696 023
Nätnytta utan avdrag	49 111 965	48 924 301	51 244 820
Avbrottsavdrag	5 558 973	3 294 012	5 146 896
Summa nätnytta	43 552 992	45 630 290	46 097 924
Täthet (meter/abonnent)	80	79	79
Kvalitetsindex	0,28	0,38	0,06
Debiteringsgrad	1,25	1,22	1,10

**Tabell 11: Årsvariationer**

#### 3.3.5.1 Nätnytta

Antalet abonnenter har ökat sedan år 2003, samtidigt har den uttagna energin i nätet minskat från 274 GWh år 2003 till 258 GWh år 2005 där den största förändringen ligger mellan 2004 och 2005. Det förklarar att siffran för antalet transformatorstationer i modellen minskat trots ökande antal abonnenter. De samlade intäkterna ligger på en



relativt stabil nivå. Samtidigt som antalet abonnemang har ökat (vilket borde leda till högre inkomster), så har inkomsterna per abonnemang minskat, till stor del på grund av den minskade energiförbrukningen, men också på grund av en sänkt taxa för säkringstariffkunderna år 2005, vilket i slutändan gör att totala samlade intäkterna faktiskt minskat. För en rättvis jämförelse ligger den egentliga siffran för år 2005 på knappt 54 Mkr, men denna har sänkts med 3,3 Mkr genom goodwillersättning för avbrott i samband med stormen Gudrun.

Summan för nätnyttan har ökat något från år 2003. Antalet abonnenter har ökat vilket leder till längre ledning. Det intressanta med ledningslängden är att nätnivå 2 ökat så kraftigt i längd. Det är ungefär den omvända situationen som med koordinatflytten i föregående kapitel som även här uppenbarar sig. Det är åter gränspunkt 300T1 som spelar den största rollen. I 2003- och 2004-års redovisningar finns inget område med tillräckligt låg energi för att gränspunkten ska ha möjlighet att knyta an. I 2005-års redovisning kan dock gränspunkten knyta an till ett område längs till väster (område 1, Figur 8), som till skillnad från de tidigare åren bildat ett eget område då begränsningsvillkoren gått in tidigare för de övriga områdena och lämnat kvar punkter som fått bilda ett nytt område. Detta leder till att en stor del av anledningen till att ledningslängden för nivå två blir längre, är att den extra sträckan från 300T1 till område 1 måste realiseras i modellen.

### **3.3.5.2 Avbrottsavdrag**

En mycket intressant parameter som det diskuterats mer om i kapitel 2.9.3 är avbrottsavdraget. Avbrottsavdraget definieras som differensen mellan den verkliga avbrottskostnaden och den förväntade. I Tabell 11 kan utläsas att avbrottsavdraget varierat mellan de tre åren. Avbrottsavdragen i sig säger väl kanske inte så mycket i och med att förutsättningarna för den förväntade och det maximala avbrottsavdraget ändras från år till år.

### **3.3.5.3 2003**

Att avbrottsavdraget spelar en stor roll för debiteringsgraden år 2003 kan ganska snart konstateras. Avdraget utgör 11 % av nätnyttan utan avdrag och uppgår till knappt 5,6 Mkr.

	Aviserade avbrott		Oaviserade avbrott	
	Antal	Medel- avbrottstid	Antal	Medel- avbrottstid
Avbrott per abonnent pga. eget nät	0,220	16,950	1,120	113,840
Avbrott per abonnent pga. överliggande nät	0,000	0,000	0,120	1,170
Summa avbrott	<b>0,220</b>	<b>16,950</b>	<b>1,240</b>	<b>115,006</b>

**Tabell 12: Avbrottsstatistik för 2003**

Enligt NetDek uppgår den förväntade avbrottskostnaden till ca: 1,1 Mkr och den verkliga kostnaden uppgår till knappt 6,7 Mkr. Då avbrottsavdraget är differensen mellan verklig och förväntad avbrottskostnad kan det konstateras att avbrottsavdraget inte gått i golvet (6,7 Mkr - 1,1 Mkr = 5,6 Mkr). Med andra ord är avbrottskostnaden inte så hög att den faller utanför modellens reglerområde och nätet kan anses ha högre kvalitet än ett rent radiellt nät utan någon form av redundans (kapitel 2.9.1). Kvalitén i nätet kan dock inte sägas vara hög. Enligt kapitel 2.9.3.1 nås golvet på kvaliteten i nätet vid ett kvalitetsindex mellan 0,25 och 0,35. Indexet för 2003 är beräknat till 0,28, vilket indikerar, trots att avbrottskostnaden inte gått i golvet, att det ligger mycket nära gränsen.

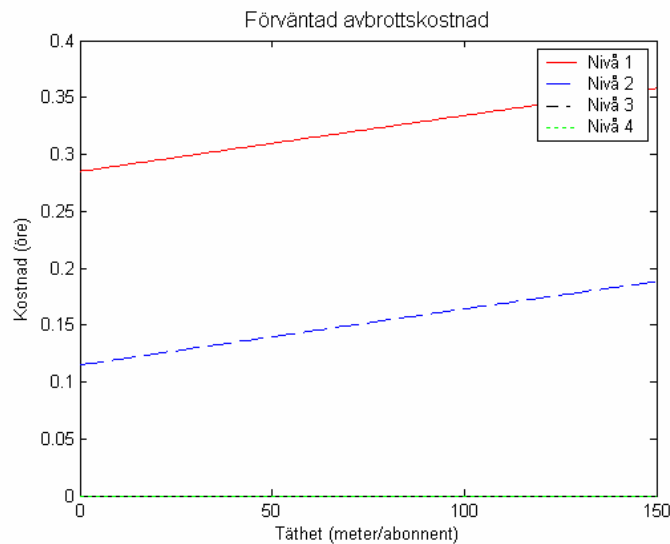
Genom att sätta avbrottstiden orimligt högt i NetDek kan det garanteras att avbrottskostnaden slår i golvet och således kan den maximala (radiella) avbrottskostnaden tas fram som summan av den förväntade avbrottskostnaden och det maximerade avbrottsavdraget. Med den maximala avbrottskostnaden känd kan, med hjälp av Ekvation 10 (kapitel 2.9.3.1), kvalitetsindexgränsen för 2003 beräknas.

$$\begin{aligned}
 KI &= \frac{2 \cdot \text{Förväntad avbrottskostnad}}{\text{Förväntad avbrottskostnad} + \text{Verklig avbrottskostnad}} = \\
 &= \frac{2 \cdot 1092814}{1092814 + (1092814 + 5902000)} = 0,2685
 \end{aligned}$$

Som sammanfattning av detta kan sägas att trots att avbrottsavdraget inte gått i golvet, enligt modellen, är kvaliteten i nätet jämförbart med ett rent radiellt nät, vilket inte kan anses vara bra. Verkligheten ser givetvis annorlunda ut, men ur modellsynpunkt måste förbättringar göras.

### 3.3.5.4 2004

I 2004-års rapport presenteras ett lägre avbrottsavdrag än för 2003. Den förväntade avbrottskostnaden är enligt siffror i NetDek drygt 1 Mkr, alltså lägre än för 2003. Det kan tyckas märkligt då antalet kunder ökat. Den förväntade avbrottskostnaden beror av tätheten och summeras område för område och med en ökad täthet ges enligt Figur 15 att den förväntade kostnaden minskar. Det medför alltså att även om det är fler kunder att den förväntade kostnaden vägs upp av att nätet är tätare än för 2003.



Figur 15: Förväntad avbrottskostnad per abonnent

	Aviserade avbrott		Oaviserade avbrott	
	Antal	Medel- avbrottstid	Antal	Medel- avbrottstid
Avbrott per abonnent pga. eget nät	0,230	15,721	0,620	60,132
Avbrott per abonnent pga. överliggande nät	0,000	0,000	0,190	15,174
Summa avbrott	<b>0,232</b>	<b>15,721</b>	<b>0,810</b>	<b>75,306</b>

Tabell 13: Avbrottsstatistik för 2004

Vid närmare titt på avbrottsstatistiken enligt Tabell 13 ses att de oaviserade avbrotten i det egna nätet nästan halverats, likaså medelavbrottstiden jämfört med året innan. Detta sätter givetvis sin prägel på avbrottskostnaden som enligt beräkningsresultaten i appendix 6.6.1.2 uppgår till ca: 4,3 Mkr. Med dessa siffror inses snart att golvet inte heller för 2004

är nått. Detta då avbrottsavdraget på ca: 3,3 Mkr stämmer med differensen av verkliga avbrottskostnaden och den förväntade. Likaså talar kvalitetsindexet sitt klara språk då det uppgår till 0,38. På samma sätt som för 2003 kan gränsen där kvalitetsindexet går i golvet räknas fram och för 2004 landar gränsen på ett index 0,288. Det går se tydliga förbättringar jämfört med 2003, men fortfarande är kvalitetsindexet långt ifrån den optimala siffran på 1,0.

### **3.3.5.5 2005**

När det gäller 2005 kan direkt konstateras att avbrottskostnaden måste gå i golvet. Den rapporterade totala oaviserade avbrottstiden per abonnent är ca 682 minuter fördelade på 0,935 avbrott (inklusive aviserade), vilket leder till en värderad avbrottskostnad på hela 30 Mkr (appendix 6.6.1). Vidare kan den förväntade avbrottskostnaden utläsas till drygt 1 Mkr. Detta skulle leda till ett avbrottsavdrag på 29 Mkr, vilket ur modellens synvinkel inte är rimligt då det skulle leda till en mer än halverad nätnytta och en debiteringsgrad på ca 2,3 som följd. Utan denna analys kan kvalitetsindexet kontrolleras och enligt årsrapporten för 2005 är detta index 0,06. I kapitel 2.9.3.1 konstaterades att ett kvalitetsindex under 0,25-0,35 visar på att avbrottskostnaden gått i golvet, vilket alltså bekräftar ovanstående. Det maximala avbrottsavdraget, som i detta fall uppnåtts, är en differens mellan den maximala avbrottskostnaden och den förväntade avbrottskostnaden och den kan i rapporten utläsas till 5 146 896 kr. Det medför enligt Ekvation 10 (kapitel 2.9.3.1) att gränsen för golvet går vid ett kvalitetsindex på 0,28 för Härryda Energi år 2005.

Att den rapporterade avbrottstiden är så hög och att det därmed ges ett väldigt lågt kvalitetsindex är givetvis en direkt följd av stormen Gudrun i början på 2005. För att undersöka den verkliga effekten stormen hade på debiteringsgraden har statistik gällande avbrottstid och frekvens exkluderat Gudrun tagits fram av Härryda Energi. En jämförelse av statistiken ges i Tabell 14.

		<b>Aviserade avbrott</b>		<b>Oaviserade avbrott</b>	
		<i>Antal</i>	<i>Medel- avbrottstid</i>	<i>Antal</i>	<i>Medel- avbrottstid</i>
<i>Inklusive Gudrun</i>	Avbrott per abonnent pga. eget nät	0,179	8,073	0,642	668,752
	Avbrott per abonnent pga. överliggande nät	0,000	0,000	0,115	5,288
	Summa avbrott	<b>0,179</b>	<b>8,073</b>	<b>0,757</b>	<b>674,040</b>
<i>Exklusive Gudrun</i>	Avbrott per abonnent pga. eget nät	0,179	8,073	0,413	49,424
	Avbrott per abonnent pga. överliggande nät	0,000	0,000	0,115	5,288
	Summa avbrott	<b>0,179</b>	<b>8,073</b>	<b>0,528</b>	<b>54,711</b>

**Tabell 14: Avbrottsstatistik 2005, inklusive och exklusive stormen Gudrun**

Som synes i tabellen har Gudrun haft mycket stor inverkan på avbrottsresultatet i det egna nätet. Medelavbrottstiden för oaviserade avbrott har minskat med över 90 %, samtidigt som antalet oaviserade avbrott också minskat när Gudrun exkluderas. Om dessa ändringar införs i körning av NetDek minskar debiteringsgraden till 1,03. Man kan dock inte direkt dra någon slutsats av detta resultat, dvs. att säga att om Gudrun inte inträffat skulle debiteringsgraden ha blivit just 1,03. Denna debiteringsgrad blir givetvis lägre än den borde som en följd av den utbetalda goodwill ersättning på 3,3 Mkr som Härryda Energi utbetalat till sina kunder. För att få den egentliga debiteringsgraden utan Gudrun måste således ersättningen räknas bort. Resultatet av denna studie återfinns i Tabell 15 och som resultat kan sägas att debiteringsgraden utan Gudrun landar på 1,10.

<b>År</b>	<b>2005 inkl. Gudrun</b>	<b>2005 exkl. Gudrun</b>
Samlade intäkter	50 696 023	54 012 023
Nätnytta	51 244 820	51 244 820
Avbrottsavdrag	5 146 896	1 962 524
Summa nätnytta	46 097 924	49 282 296
Kvalitetsindex	0,06	0,51
Debiteringsgrad	1,10	1,10

**Tabell 15: Debiteringsgrad 2005, inklusive och exklusive stormen Gudrun**

De parametrar som skiljer de två fallen åt är de samlade intäkterna och avbrottskostnaden. Man kan i stort säga att summan som intäkterna ökade till pga. icke utbetald avbrottsersättning kompenseras av det lägre avbrottsavdraget.

Som slutsats kan sägas att det återbetalda beloppet stämmer bra överrens med vad modellen tolkar som det extra avdraget för avbrott i samband med stormen Gudrun och dessa tar i modellen ut varandra. Vidare kan konstateras att debiteringsgraden 1,10 kan anses vara gällande vare sig man inkluderar Gudrun eller ej. Det visar på betydande förbättringar i debiteringsgrad från de två tidigare åren. Kvalitetsindexet utan Gudrun har ökat till 0,51. Även om nätet är säkrare finns fortfarande marginal för betydande förbättringar.

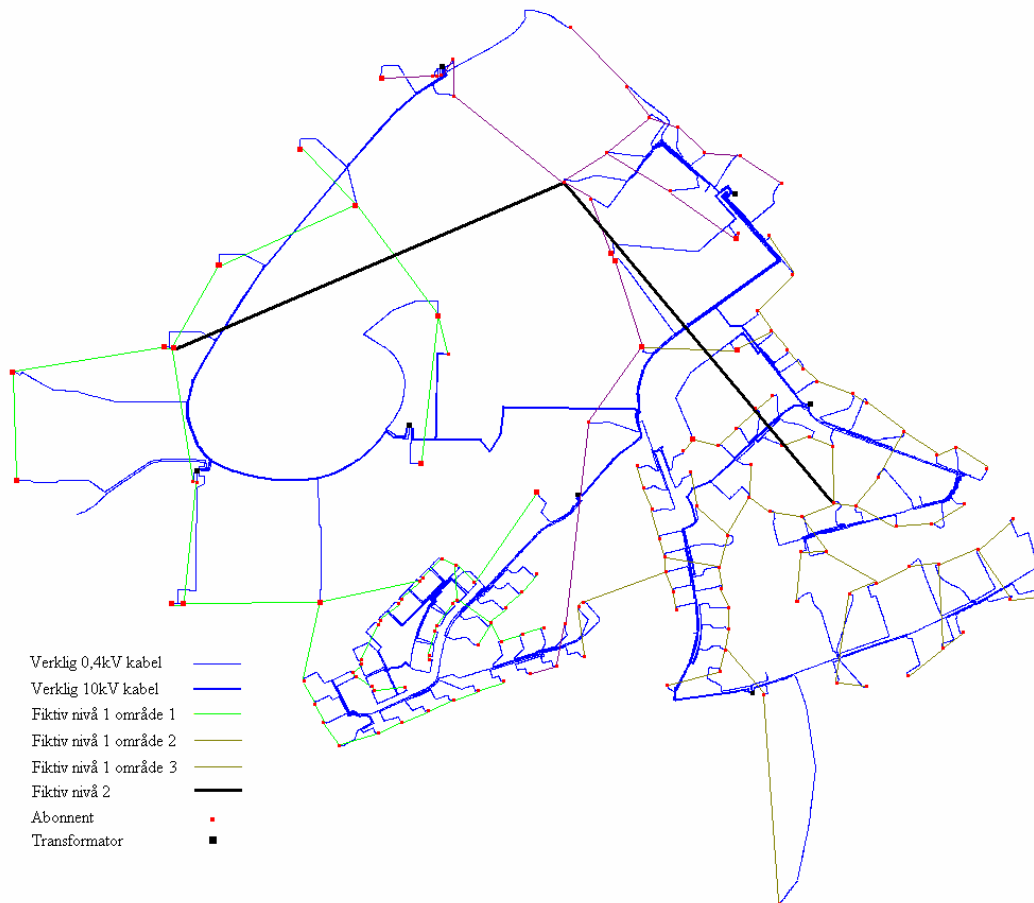
### **3.4 Jämförelse av lågspänningsnätet**

För att jämföra modellens dragning av nätet på nivå 1 mot ett verkligt nät, tas en närmare titt på några mindre områden. Ett tätt område med hyreshus, ett villaområde och två glesare nät för att se hur väl modellen fungerar under olika förutsättningar.

I figurerna och vid uträkning av geometrijusteringen och reservnätet på det fiktiva nätet har ledningar på nivå 3 och 4 negligerats ty dessa saknar relevans i det sammanlagda nätet då energiförsörjningen i det sammanlagda nätet sker på nivå 2. Som tidigare diskuterats beror geometrijusteringen och reservnätet på tätheten, tätare nät medför mer justering eftersom raka vägen i tätbebyggelse är en omöjlighet, medan det i glesa nät ofta är fullt genomförbart.

#### **3.4.1 Område 1**

En modellering görs av ett bostadsområde bestående av 542 abonnenter sammankopplade med ca 11 000 meter 400 V kabel (Figur 16). Vid en körning i NetDek blev den radiella ledningslängden 5 020 meter alltså inte ens hälften av den verkliga ledningslängden. Men efter geometrijustering och tillagd kompensation för redundans gav modellen en slutlig ledningslängd på 12 621 meter, dvs. ca 15 % mer än det verkliga nätet. Detta eftersom tätheten för det radiella nätet bara är ca 9 meter per abonnent, vilket ger en genomsnittlig krokighetsfaktor av transformatorområdena på hela 2,55. Då det tätaste transformatorområdet också är området med minst ledningslängd sänks det totala ledningstillägget till en faktor 2,35. Efter tillagd redundans slutar den på 2,51.

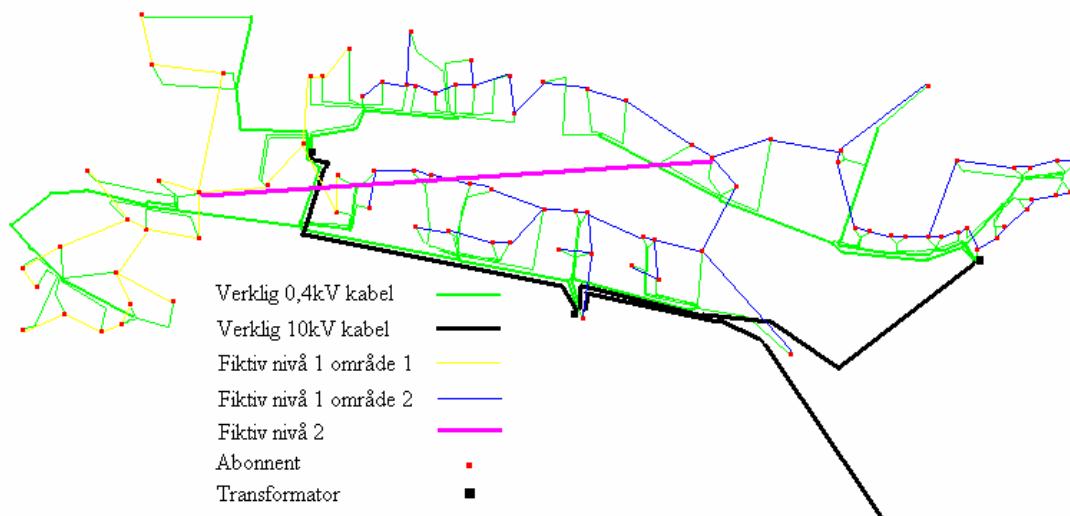


**Figur 16: Lågspänningsområde 1**

### 3.4.2 Område 2

I Figur 17 ses jämförelsen mellan det verkliga nätet och modellens fiktiva nät för ett mindre tätt villaområde bestående av 89 abonnenter. Den nominella ledningslängden i NNM för området är 2 668 meter på nivå 1. Efter geometrijustering och tillagt reservnät blir ledningslängden i modellen 4 208 meter. I det verkliga nätet är ledningslängden 5818 meter, vilket medför att det i modellen skulle krävas en sammanlagd justering av den nominella nätlängden med 118 % jämfört med de nuvarande 58 procenten. Detta motsvarar en ledningslängd på 1 610 meter eller 18 meter extra kabel per kund i det verkliga nätet.

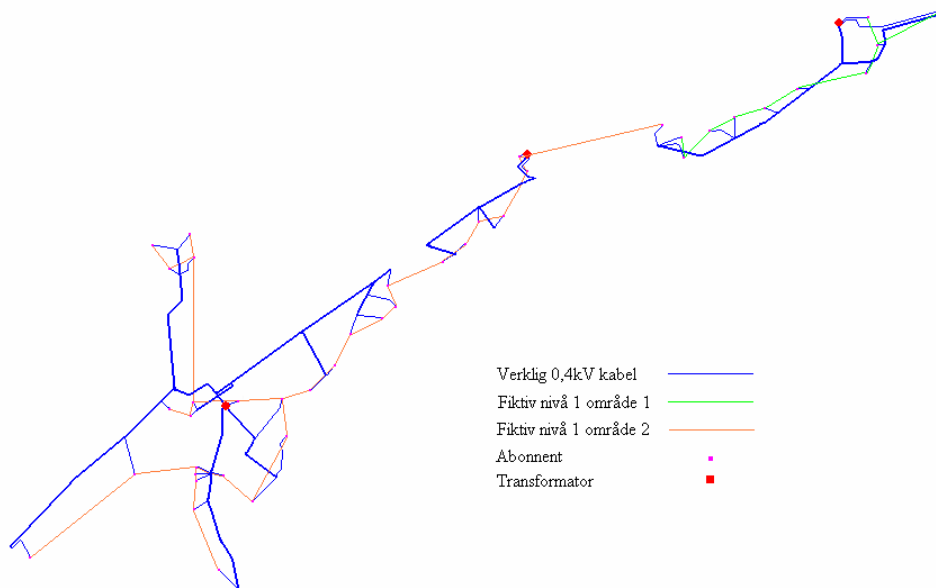




**Figur 17: Lågspänningsområde 2**

### 3.4.3 Område 3

För att se hur modellen klarar sig utanför samhällen ses i Figur 18 ett lite glesare nät med radiella ledningslängden 3 102 meter på nivå 1, 3 460 meter inklusive längdjusteringarna. Den verkliga ledningslängden är 4 651 meter, alltså en skillnad på 1 191 meter eller 28 extra meter per kund.



**Figur 18: Lågspänningsområde 3**

Nätet får inte en tillräckligt stor geometrijustering för att stämma överens med de verkliga näten. Reservnätet är nästintill negligerbart i så här små nätdelar, ligger på runt en halv procent av den geometrijusterade ledningslängden.

För att dra några definitiva slutsatser måste områdets geografiska läge och förutsättningar undersökas noggrannare, men genom en enkel jämförelse mot en karta över området kan man tydligt se att kablarna följer vägnätet, vilket tyder på att den verkliga nätlängden till stor del kan vara skälig.

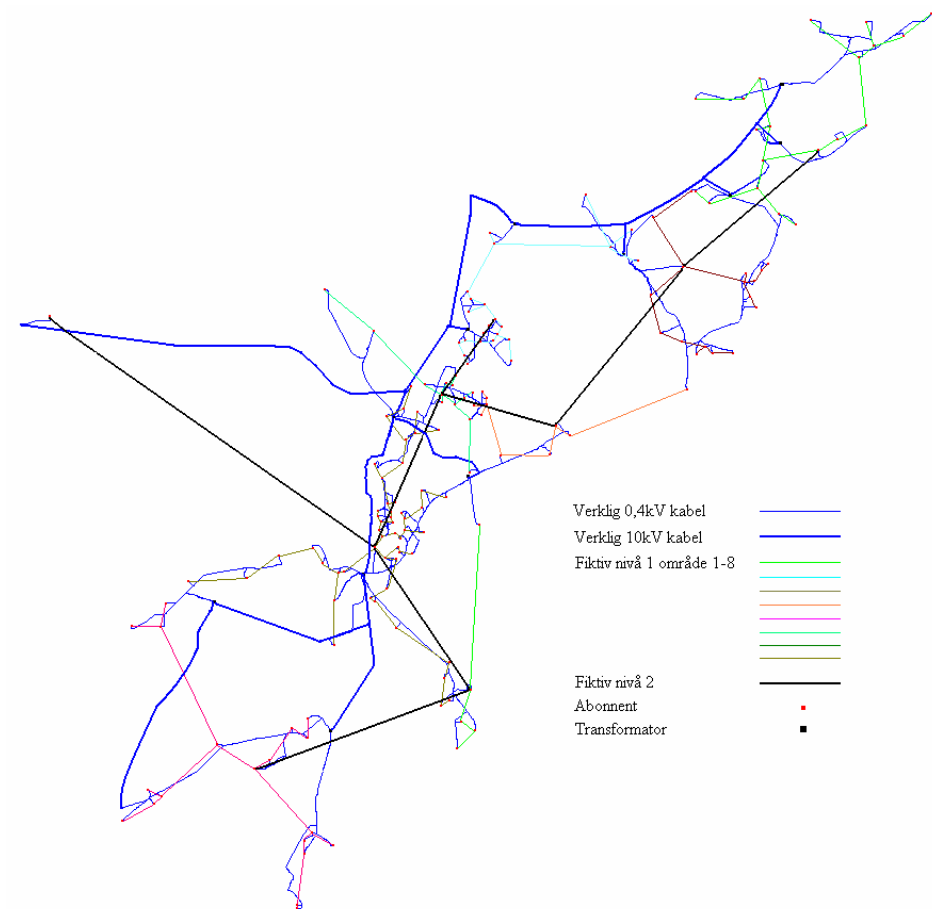
Det ska också beaktas att dimensionerna på kablarna i det fiktiva nätet är större än i det verkliga nätet, dvs. de faktiska kostnaderna för näten skiljer sig inte lika mycket åt som ledningslängderna gör.

#### **3.4.4 Område 4**

För ytterligare jämförelser väljs att syna ett lite större och glesare område med fler transformatorer och abonnenter. Detta för att få en mer övergripande bild på hur väl modellen fungerar i glesbyggd och visa på skillnaderna i storlek på transformatorområden. Dess struktur kan ses i Figur 19.

Den verkliga längden av 400 V ledningarna för detta område är ungefär 21 km, med 13 transformatorer för transformering från 10 till 0,4 kV. I det fiktiva nätet används bara 9 transformatorer för transformering från nivå 2 till nivå 1 och ledningslängden på nivå 1 är 18 350 meter efter justeringarna.

Skillnaderna i antalet transformatorer kan delvis förklaras av att modellen använder sig av 1 000kVA-transformatorer, någon så stor transformator finns inte i detta område. I jämförelse med de tidigare tre undersökta områdena stämmer ledningslängden bättre överens. Det skiljer visserligen fortfarande ca 12 % i ledningslängd, vilket motsvarar drygt 2,5 km, men skillnaden är betydligt mindre än i de två mindre områdena. Om, som tidigare nämnts, hänsyn tas till att kabeldimensionen för det fiktiva nätet i genomsnitt är större än för det verkliga nätet, närmar sig kostnaderna för det verkliga och fiktiva nätet varandra. Vid en jämförelse av ledningslängden på nivå 2 mot 10 kV-kabeln i det verkliga nätet fås att dessa stämmer bra överens, ca 7 950 meter i det verkliga mot 8 200 i det fiktiva nätet. Alltså en övervikt för det fiktiva nätet på den här nivån.



**Figur 19: Lågspänningsområde 4**

### 3.5 Effekt- eller energidimensionering?

När det gäller dimensionering av ledningar och transformatorer skiljer tankesätten mellan Härryda Energi och NNM. Där modellen använder sig av en maxeffekt hos abonnenterna baserade på deras årliga energiuttag och en i förväg bestämd utnyttjningstid (kapitel 2.10), använder sig Härryda Energi generellt av den säkringsstorlek som abonnenten betalar för. En fråga som naturligtvis dyker upp är hur nätet bör dimensioneras med hänsyn tagen till NNM? Noteras bör göras att följande avsnitt är baserade på medelvärden och antaganden. Vad som stämmer bra i större delen av nätet behöver inte göra det i vissa delar. Det ger dock en fingervisning om hur nätet kan dimensioneras.

#### 3.5.1 Skillnader mellan modelldimensionering och verklig dimensionering

Som nämnts i kapitel 2.10 använder sig modellen av den årliga energin dividerad med utnyttjningstiden för beräkning av den maximala effekten i en uttagspunkt. Beroende på vilken nivå som punkten tillhör varierar utnyttjningstiden, detta för att kompensera att abonnemang på högre nätnivåer med största sannolikhet används ”mer” än motsvarande på lägre nivå.

Den totala uttagna energin i Härryda Energis nät år 2005 var knappt 260 GWh, varav lågspänningsandelen landade på knappt 200 GWh. Detta medför, då energin divideras med utnyttjningstiden 1900 h, att totala maxeffekten uppgår till 105 MW i lågspänningsnätet. Motsvarande siffra för högspänning (nivå 2), med en utnyttjningstid på 3500 h, landar på drygt 17 MW. Den totala maxeffekten i nätet uppgår alltså till ca: 122 MW och det är alltså denna effekt som nätet i modellen dimensioneras efter.

När det gäller dimensionering i det verkliga nätet utgår dimensioneringen efter vilken effekt (säkringsstorlek) kunden betalar för, så kallad *abonnerad effekt*. Normalt kan en kund som betalar för till exempel 16 A ta ut 25 A på sin servis, givetvis beroende på kabelarean, men för att vara konsekventa användes den abonnerade effekten i den vidare analysen. Den abonnerade effekten rapporteras inte in i nätdeklarationen för lågspänningskunder och för att summera den totala abonnerade maxeffekten i nätet utfördes en beräkning utgående från den årliga energin för varje kund. Priset per kWh uppgick 2005 till 15,625 öre inklusive moms och med hjälp av uppgifter om den fasta

nätkostnaden enligt Tabell 16<sup>27</sup>, inkomsten och energiuttaget per abonnent kunde säkringsstorleken för alla abonnenter räknas fram.

Mätarsäkring (Ampere)	16A	16A	20A	25A	35A	50A	63A	80A	100A	125A	160A	200A
Kr/år exkl. moms	730	1440	1780	2190	2910	4150	5200	6540	8000	9900	12580	15560
<b>inkl. moms</b>	<b>912</b>	<b>1800</b>	<b>2225</b>	<b>2738</b>	<b>3638</b>	<b>5188</b>	<b>6500</b>	<b>8175</b>	<b>10000</b>	<b>12375</b>	<b>15725</b>	<b>19450</b>

**Tabell 16: Fast nätkostnad**

En summering av alla säkringsstorlekarna för alla lågspänningsabbonenter ger knappt strömmen 270 000 A. Enligt Ekvation 14 ges den totala abonnerade effekten 187 MW.

$$P = \sqrt{3} \cdot U_h \cdot I = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 270000 = 187 \cdot 10^6$$

**Ekvation 14: Beräkning av effekten**

När det gäller högspänningsabbonenterna är deras effekt angiven i nätdeklarationen och summeras således abonnent för abonnent. Summan uppgår till knappt 14,5 MW vilket leder till att den i nätet dimensionerade maxeffekten är drygt 200 MW. Med alla fakta på bordet dimensioneras alltså modellen till endast ca 60 % jämfört med vad de abonnerade effekterna uppgår till.

**3.5.2 Normalt driftläge**

Eftersom modellen använder sig av den totala energin under året för att beräkna effekten, måste denna effekt ses som ett medelvärde. Ett medelvärde över året stämmer bra överrens med de dagar som förbrukningen är av medelkaraktär, dvs. dagar som inte är vinterkalla, men inte heller högsommarvarma. En typisk medeldag i Sverige kan alltså med störst sannolikhet förväntas under våren och hösten, rimligen i april eller oktober. Elanvändningen för bostäder i Sverige återfinns i Tabell 17.<sup>28</sup>

<sup>27</sup> [14] Härryda Energi AB

<sup>28</sup> [15] Statistiska Centralbyrån

<b>Elanvändning, GWh efter användningsområde och tid, 2003</b>												
	jan	feb	mar	apr	maj	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec
Bostäder	8925	7717	7185	6179	4924	4024	3960	4121	4566	6426	6677	7714
% av total	12,3	10,7	9,9	8,5	6,8	5,6	5,5	5,7	6,3	8,8	9,2	10,7

**Tabell 17: Fördelning av energibehovet under ett år**

En enligt modellen normal månad bör förbruka en tolfedel av den årliga energiförbrukningen, dvs. ca: 8,33 %. Antagandet om att april och oktober kan ses som normalmånader stämmer därmed bra överrens med statistiken. Under dessa månader kan därmed förväntas att normalanvändarens maxeffekt under en dag stämmer någorlunda överrens med den av modellen beräknade maxeffekten. Även om någon abonnent avviker med en högre förbrukning än dennes snitt, kommer detta inte påverka sammanlagringen nämnvärt då denne endast utgör en liten procent av abonnenterna nedströms en transformator. För att illustrera normalanvändningen under en av dessa månader ges ett exempel baserat på 50 st. abonnenter med en årlig förbrukning på 20 000 kWh.

***Exempel 3: Effektdimensionering under normal drift (april):***

*Antal abonnenter: 50 st*

*Årlig energiförbrukning: 20 000 kWh*

*Total årlig energiförbrukning:  $50 \cdot 20\,000 = 1\,000\,000$  kWh*

$$\Rightarrow \text{total maxeffekt enligt modell: } \frac{1\,000\,000}{1\,900} = 526 \text{ kW}$$

*Verklig energiförbrukning i april:  $50 \cdot 20\,000 \cdot 0,085 = 85\,000$  kWh*

$$\text{Utnyttjningstid: } \frac{1\,900}{12} = 158,3 \text{ h}$$

$$\Rightarrow \text{total verklig maxeffekt: } \frac{85\,000}{158,3} = 537 \text{ kW}$$

**Exempel 3: Effektdimensionering under normal drift**

Som kan utläsas ur exemplet stämmer den av modellen beräknade maxeffekten bra överrens med den verkliga, ca: 2 % högre. Om sammanlagring utnyttjas på dessa effekter enligt Ekvation 13 blir differensen än mindre, 298 kW mot 304 kW (sammanlagringen på nivå 1 = 0,566).

### 3.5.3 Extremt driftläge

Eftersom Sverige är ett land som har stora variationer i vädret mellan vinter- och sommarhalvåret kan dimensionering av nätet efter ett medelvärde på den förbrukade energin vara vanskelig. Sommartid har mindre inverkan på dimensionering av nätet då energiförbrukningen är låg i förhållande till resten av året. Den kritiska tiden är istället under vinterhalvåret, i synnerhet i den statistiskt kallaste månaden januari. Enligt Tabell 17 utgör energiförbrukningen i januari 12,3 % av den årliga förbrukningen. Om man utför samma exempel som i kapitel 3.5.2 för januari månad ser det ut på följande vis:

***Exempel 4: Effektdimensionering under extrem drift (januari):***

*Antal abonnenter: 50 st.*

*Årlig energiförbrukning: 20 000 kWh*

*Total årlig energiförbrukning:  $50 \cdot 20\,000 = 1\,000\,000$  kWh*

$$\Rightarrow \text{total maxeffekt enligt modell: } \frac{1\,000\,000}{1\,900} = 526 \text{ kW}$$

*Verklig energiförbrukning i januari:  $50 \cdot 20\,000 \cdot 0,123 = 123\,000$  kWh*

$$\text{Utnyttjningstid: } \frac{1\,900}{12} = 158,3 \text{ h}$$

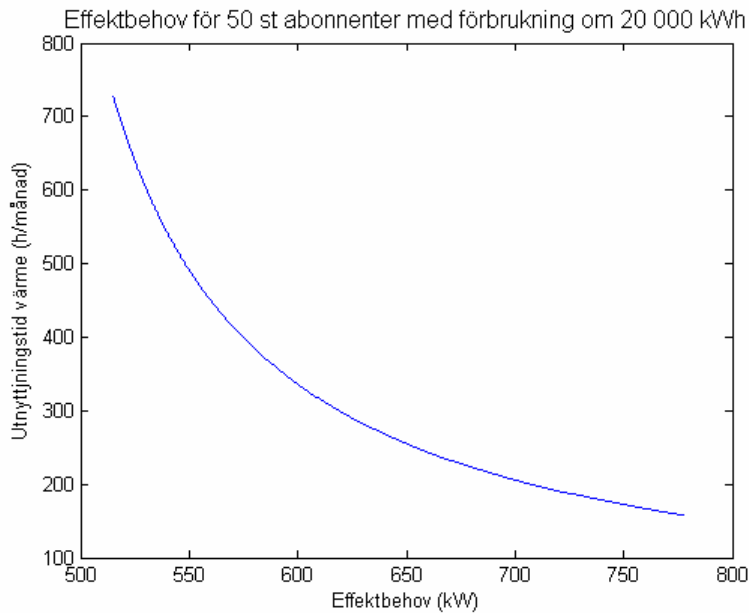
$$\Rightarrow \text{total verklig maxeffekt: } \frac{123\,000}{158,3} = 777 \text{ kW}$$

**Exempel 4: Effektdimensionering under extrem drift**

Istället för en effektökning med 2 % som under en normaldag i april är ökningen hela 48 % för den verkliga maxeffekten jämfört med modellens maxeffekt. Modellenätet är alltså kraftigt underdimensionerat under kalla vinterdagar.

Resonemanget ovan säger dock inte hela sanningen. Jämfört med en aprildag är det troligt att utnyttjningstiden är längre för en januaridag. Eftersom modellen räknar med 1 900 h, som kan anses vara en korrekt utnyttjningstid i genomsnitt, betyder det att abonnemangen går på maxeffekt 22 % av dygnet och ingen effekt alls övrig tid. Denna maxeffekt består av hushållsel och även av uppvärmningsel. Hur stor del som är uppvärmningsel beror givetvis på vilken typ av uppvärmningsanläggning som finns i hushållet, men för att få en någorlunda klar bild av hur stor del som hushållselen står för kan förbrukningen för en månad utan uppvärmning studeras. Det är dock svårt att dra några direkta paralleller då det är mer än uppvärmning som skiljer förbrukningen på en sommar- respektive vårdag. Enligt Tabell 17 så står juni för 5,6 % av den totala förbrukningen och april för 8,5 % av den totala årsförbrukningen. Den högre siffran för april har då givetvis med bland annat uppvärmningskostnader att göra, samtidigt som belysning etc. används mer frekvent. För att kunna göra en någorlunda rättvis jämförelse antas att en månad med ca 7 % förbrukning av den årliga kan ses som en månad utan värme men med full användning av hushållsel och lampor. Vid jämförelse av denna siffra och energiförbrukningen för januari månad ses att värmen kan stå för ca: 40 % av den totala energiförbrukningen i månaden. Det intressanta med detta är att värmedelen av förbrukningen har mycket längre utnyttjningstid än vanlig hushållsel. Figur 20 illustrerar effektbehovet med hänsyn till utnyttjningstiden för värme.





**Figur 20: Effektbehovet som funktion av utnyttjningstiden**

I figuren ses att om utnyttjningstiden för värmen skulle ligga i paritet med snittet för en månad, dvs. 158 h (1 900 h dividerat med 12 månader), så kan det maximala effektbehovet förväntas ligga runt knappt 780 kW, dvs. detsamma som i Exempel 4. Om utnyttjningstiden istället skulle närma sig 100 %, dvs. ca: 730 h, kan det verkliga effektbehovet närma sig det av modellen beräknade och till och med understiga detta värde. Utnyttjningstiden är givetvis beroende på vilken typ av uppvärmning och typ av abonnemang man tittar på. Att ha 100 % utnyttjningstid kanske inte är realistiskt, men om den ligger på 70-80 % kan den verkliga maxeffekten förväntas ligga runt 550 kW, en ökning med endast 4-5 % av modellens beräknade.

### 3.5.4 Avvikande beteende

För att testa utfallet av modellen på olika områden i lågspänningsnätet utvärderades de områden som togs upp i kapitel 3.4. Den totala abonnerade effekten jämförs med den av modellen beräknade enligt Tabell 18.

Område	Modelleffekt (MW)	Abonnerad effekt (MW)	Modelleffekt / Abonnerad effekt (%)
1	2,937	7,992	36,7
2	0,924	1,434	81,5
3	0,643	0,699	92,0
4	1,193	2,281	52,3

Tabell 18: Effektbehov för lågspänningsområden 1-4

Enligt tabellen stämmer resonemanget om att ju fler abonnenter (högre total effekt) desto sämre överensstämmelse mellan modellens beräknade totala effekt och total abonnerad effekt. Vad som däremot kan anses förvånande är att den procentuella skillnaden också ökar med ökat antal abonnenter. Den borde rimligtvis hållas konstant. Skillnaderna i dessa fallen beror på att det är fyra olika typer av områden med varierande täthet och inte minst olika typer av abonnemang. Område 1 är ett område i Mölnlycke med huvuddelen av abonnemangen i lägenheter (62 %) och 20 A säkring (23 %).

Område	Lgh.	16A	20A	25A	35A	50A	63A	80A	100A	125A	160A	200A
1	62,3	7,9	22,5	3,7	0,2	0,0	0,7	0,4	0,2	0,0	0,9	1,1
2	0,0	15,7	59,6	18,0	2,2	0,0	2,2	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0
3	0,0	31,0	42,9	11,9	9,5	0,0	0,0	2,4	2,4	0,0	0,0	0,0
4	0,0	48,4	29,2	18,6	1,8	0,0	0,6	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0

Tabell 19: Procentuell fördelning av abonnemang i valda områden

I och med att lägenheter generellt har ett mycket lägre effektbehov än den abonnerade effekten som utgår från en 16 A säkring, så blir den abonnerade effekten mycket högre i lägenhetstäta områden. En lägenhet med elvärme och varmvattenberedning nattetid, som ses som en effekttung lägenhet, kan förväntas ha ett maximalt effektbehov på 6-7 kW,

vilket motsvarar ca: 9-10 A. Alltså de lägenheter med störst effektbehov ligger på en maximal effekt på ca: 60 % av den abonnerade. Motsvarande kan en lägenhet med annan uppvärmning förväntas nyttja endast ca: 10-30 % av den abonnerade effekten.<sup>29</sup>

Återigen måste sägas att förbrukningen är högst individuell, men i regel så använder inte lägenhetskunder lika stor del av sin abonnerade effekt som exempelvis abonnemang av typen mindre villa och just detta gör att den abonnerade effekten blir mycket högre än den modellberäknade. I fallen ovan antas dessutom att värmen ingår som del i energiförbrukningen. I många lägenheter ingår inte värme i kundens abonnemang utan i husets. Vid dimensionering fasthålls därmed att energin kan hållas som utgångspunkt men att den sista länken som inte är sammanlagrad ändå bör dimensioneras efter abonnerad effekt.

Område 3 som har bäst överensstämmelse mellan abonnerad effekt och modellens effekt består däremot inte av några lägenheter. Vid första anblick ser området inte ut att skilja mycket från område 2 och 4, men det står klart att andelen abonnenter med abonnemang på 35 A eller mer är betydligt högre. Om dessa abonnemang separeras från de övriga ses med hjälp av koden i appendix 6.5.2 och Tabell 20 att modellens beräknade effekt för område 3 överstiger den abonnerade med 43 %.

Område	Modelleffekt (MW)	Abonnerad effekt (MW)	Modelleffekt / Abonnerad effekt (%)
1	0,971	1,757	55,2
2	0,204	0,273	74,7
3	0,315	0,220	143,1
4	0,126	0,254	49,6

**Tabell 20: Effektbehov för abonnemang >= 35 A**

Varav kommer det sig då att modellens beräknade effekt blir högre för abonnemang med minst 35 A säkring för område 3 men inte för de andra? Tyvärr finns inget entydigt svar på detta utan fallen måste analyseras separat. I område 3 har dessa abonnemang övervägande en högre genomsnittsförbrukning än vad säkringen anger. Med andra ord

<sup>29</sup> [11] Eldistribution - Effekt- och energibehov

kan sägas att utnyttningstiden för dessa abonnemang är betydligt högre än de 1900 h som modellen använder sig av.

Vid närmre titt på område 4, vars modelleffekt endast uppgår till 50 % av den abonnerade för de tyngre abonnemangen, ses att de tyngsta abonnemangen baserat på den abonnerade effekten har mycket låg energiförbrukning under året.

<b>Årlig energi- förbrukning (kWh)</b>	<b>Modelleffekt (kW)</b>	<b>Abonnerad effekt (kW)</b>	<b>Modelleffekt / Abonnerrad effekt (%)</b>
<i>Enskilda abonnenter område 3:</i>			
65 970	34,7	43,6	79,6
287 840	151,5	69,3	218,6
136 290	71,7	55,4	129,4
<i>Enskilda abonnenter område 4:</i>			
23 280	12,3	69,3	17,7
2 700	1,4	43,6	3,2
204	0,1	43,6	0,2

**Tabell 21: Effekter för enskilda abonnenter med säkring  $\geq 35$  A**

Vad det är för typer av abonnemang står för läsaren att avgöra, men det visar tydligt att modellens beräknade effekt kanske inte alltid belyser verkliga användningsområden. Där det i område 3 överdimensioneras i jämförelse med den abonnerade, ses att i område 4 underdimensioneras vissa abonnenter kraftigt, ända ner till 0,2 % av den abonnerade. Eftersom lågspänningsabonnemang med större säkring väger tyngre i den sammanlagda effekten spelar dessa abonnemang en ganska stor roll när det gäller dimensionering. Är det rimligt att ett abonnemang som betalar för en 63 A säkring men endast förbrukar 204 kWh endast dimensioneras efter dess energi?

### **3.5.5 Dimensioneringsstrategi**

När det gäller den av modellen beräknade maxeffekten skiljer den inte nämnvärt vid en normaldag där hushållsel används i genomsnitt och där även viss värme är påslagen 22 %

av dygnet. Beroende på utnyttjningstiden för värme under vintermånaderna stämmer modellen mer eller mindre bra med det verkliga effektbehovet. En ökning med 4-5 % kan vara att vänta och även detta är inte orimligt långt från modellen. Om någon abonnent ligger på högre effekt än övriga spelar detta inte så stor roll i den sammanlagrade effekten, den totala ökningen blir inte större än någon tiondels procent. Detta leder till att det inte är helt orimligt att dimensionera lågspänningsnätet efter årlig förbrukad energi, istället för total abonnerad effekt. Detta gäller dock sammanlagrat till transformator, den sista länken, dvs. abonnentens anslutning till nätet, bör minst vara dimensionerad efter abonnerad effekt.

Högspänningsabonnemang anges med abonnerad effekt i modellen. Denna effekt ligger dock inte grund till den dimensionerande. Modellen beräknar även på denna nivå en förväntad maxeffekt genom den totala energin dividerad med en utnyttjningstid på 3500 h. I detta fall blir dock den av modellen dimensionerande effekten högre än den abonnerade för alla år som rapporterats. Detta tyder på att utnyttjningstiden är högre i verkligheten och deras anslutning till nätet kan således dimensioneras efter abonnerad effekt utan att ge ett överdimensionerat nät.

När det gäller områden i nätet som domineras av säsongförbrukning, dvs. områden med exempelvis övervägande del sommarstugor ger en utnyttjningstid på 1 900 h en felaktig maxeffekt. Utnyttjningstiden för dessa kanske inte ens uppgår till hälften utslaget på hela året. I dessa områden skulle en dimensionering efter energi ge ett underdimensionerat nät och således bör dessa områden snarare dimensioneras efter abonnerad effekt, även på transformatornivå.

Vid dimensionering av nätdelar innefattande lågspänningsabonnemang med säkring 35 A eller större krävs en noggrannare analys av vad för typ av abonnemang det är och hur dess utnyttjningstid kan förväntas se ut. I vissa fall är det fullt rimligt att dimensionera efter energi, till och med att nätet blir överdimensionerat där utnyttjningstiden förväntas högre än 1900 h . I andra fall kan däremot en sådan dimensionering leda till överbelastning på grund av att abonnemanget endast utnyttjas en bråkdel av året.

Sammantaget kan sägas att i fall med sammanlagring är dimensionering efter energi ok, dvs. för kablar med flera abonnenter anslutna och transformatorer. Anslutningskablar,

serviser mm. med endast en eller ett fåtal abonnenter bör däremot dimensioneras efter abonnerad effekt. I områden med mycket sommarstugor eller större lågspänningsabonnemang bör utnyttjningstiden för abonnemangen kartläggas. Områden med högre utnyttjningstid än 1900 h kan i de flesta fall dimensioneras efter energi, medan abonnemang med lägre utnyttjningstid snarare bör dimensioneras efter abonnerad effekt.

## 3.6 Ekonomi

I detta avsnitt följer en närmare analys av några av modellens tyngre ekonomiska parametrar, dvs. parametrar som har en stor påverkan på modellresultatet.

### 3.6.1 Kalkylränta

Vid uträkning av ett näts kapitalkostnad använder sig NNM av en real kalkylränta för att från kapitalbasen få fram en årlig kostnad. Kalkylräntan kan räknas fram på olika sätt, men alla sätten utgår från att ett företags ekonomiska förutsättningar är kända. Att då generalisera en hel bransch kan medföra oönskade effekter för företag som avviker för mycket från genomsnittet.

I NNM används en metod som tar fram en genomsnittligt vägd kapitalkostnad, WACC (Weight Average Cost of Capital). Metoden baseras på skuldsättningsgraden och avkastningskraven på eget och lånat kapital, ekvationen ses nedan.

$$R_{wacc} = \frac{Ek}{Ek + S} * R_e + \frac{S}{S + Ek} * R_l * (1 - T)$$

**Ekvation 15: Kalkylräntan**

$$R_e = R_{Rf} + R_{Sp} + \beta_{Ek} * R_{Mp}$$

**Ekvation 16: Ränta på eget kapital**

$$R_l = R_{Rf} + R_{Sp} + \beta_l * R_{Kp}$$

**Ekvation 17: Ränta på lånat kapital**

Förklaring på beteckningarna finns i Tabell 22.<sup>30</sup>

Energimyndigheten satte år 2003 kalkylräntan till 4,8 %, med motiveringen att elnätföretag har betydligt lägre risk än svenska börsen i genomsnitt och därmed lägre avkastningskrav. Detta låter rimligt då det råder monopol inom företagens koncessioner och eldistributionsmarkanden är relativt stabil. Antaganden som gjordes finns i tabellen.

---

<sup>30</sup> [10] Energimarknadsinspektionen

Beteckning	Beskrivning	Ursprungligt värde	Justerat värde
Ek	Eget kapital	20 %	40 %
S	Skulder	80 %	60 %
T	Skatt	28 %	28 %
$\beta_{EK}$	Beta(Eget Kapital)	0,33	0,75
$\beta_t$	Beta(Tillgångar)	0,067	0,3
$R_{Rf}$	Riskfri ränta	3,25 %	3,25 %
$R_{Sp}$	Småbolagspremie	0,5 %	0,5 %
$R_{Mp}$	Marknadspremie	4,2 %	4,2 %
$R_{Kp}$	Kreditpremie	0,75 %	0,75 %
$R_{wacc}$	Kalkylränta(före skatt)	4,47 %	6,22 %
$R_{wacc}$	Kalkylränta(före skatt enligt myndigheten)	4,8 %	6,2 %

**Tabell 22: Parametrar för beräkning av kalkylränta**

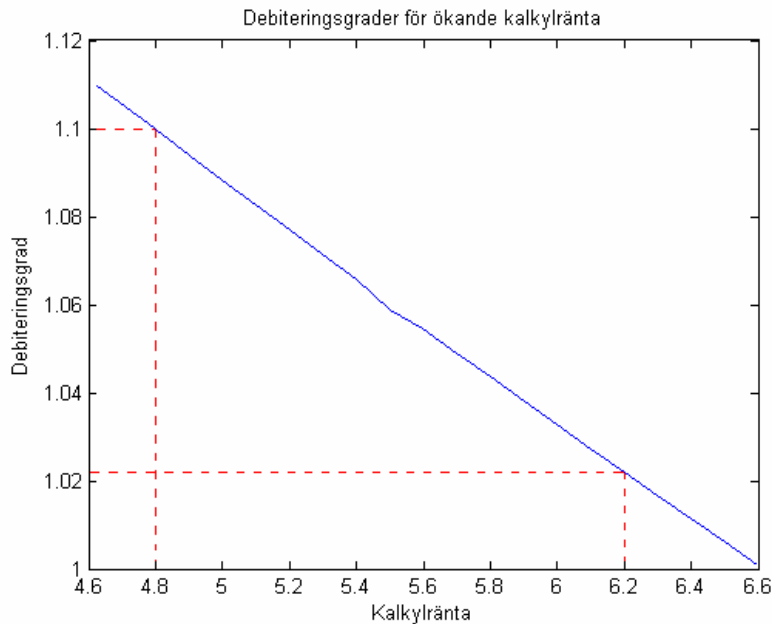
Vid framtagningen av kalkylräntan användes dock bokförda värden för uträkning av skuldsättningsgraden, vilket är teoretiskt fel, istället skulle marknadsvärden användas. Detta har reviderats av energimyndigheten sedan dess och för de företag som blev återbetalningsskyldiga för år 2003 omräknades återbetalningsbeloppet med en kalkylränta på 6,2 %.<sup>31</sup> Justerade parametrar för den reviderade kalkylräntan finns i Tabell 22. Kalkylräntan beräknas nu istället på nytt varje år, och i dagsläget är inte 2004 års kalkylränta ännu fastslagen.<sup>32</sup>

För Härryda energi skulle detta innebära stora skillnader i debiteringsgrad. För att visa på skillnaderna har beräkningar gjorts på 2005 års nätdeklaration. Som ses i Figur 21 innebar den ursprungliga kalkylränta på 4,8 % en debiteringsgrad på 1,10, medan den justerade kalkylräntan, om vi antar att den för år 2005 skulle hamna på 6,2 %, nästan får ner debiteringsgraden till 1,02.

<sup>31</sup> [16] Yttranden i tillsyn av 2003 års tariffer - bilaga 4

<sup>32</sup> [4] Torbjörn Solver





**Figur 21: Debiteringsgrad för ökande kalkylränta, 2005**

Enligt statistik från statens energimyndighet har Härryda Energi en genomsnittlig soliditet på ca 52 % och en ränta på skulderna på 4,8 %<sup>33</sup>. Avkastningskravet för företaget är relativt lågt, 5 % på det egna kapitalet enligt företaget självt (Micael Kry 2006-10-09). Detta sammantaget skulle ge en kalkylränta på drygt 5,9 % före skatt vilket resulterar i en debiteringsgrad på 1,04.

Om samma exempel görs på hela elnätbranschen där soliditeten i genomsnitt är på 48 %, och antaganden görs att avkastningskravet på det egna kapitalet är 7 % och att räntan på skulderna är 4 % (ungefär samma antaganden som gjorts av energimyndigheten), blir kalkylräntan ca 6,7 % före skatt. Alltså ännu högre än den för 2003 antagna kalkylräntan.

Djupare analyser kommer inte att göras då skribenternas ekonomiska kunskaper är begränsade. Vad som dock kan konstateras är att kalkylräntan är väldigt avgörande vid i NNM beräkningar av ett företags kapitalkostnader. En felskattning på 1,4 procentenheter gör väldigt stor skillnad för ett företag.

<sup>33</sup> [17] Elnätsbranschens ekonomiska nyckeltal 2000-2004

### 3.6.2 Avskrivningstider

Avskrivningstiden är det antal år som en investeringskostnad budgeteras att betalas av på. Antalet år beror på investeringens livslängd, risk och/eller hur länge den beräknas vara i drift.

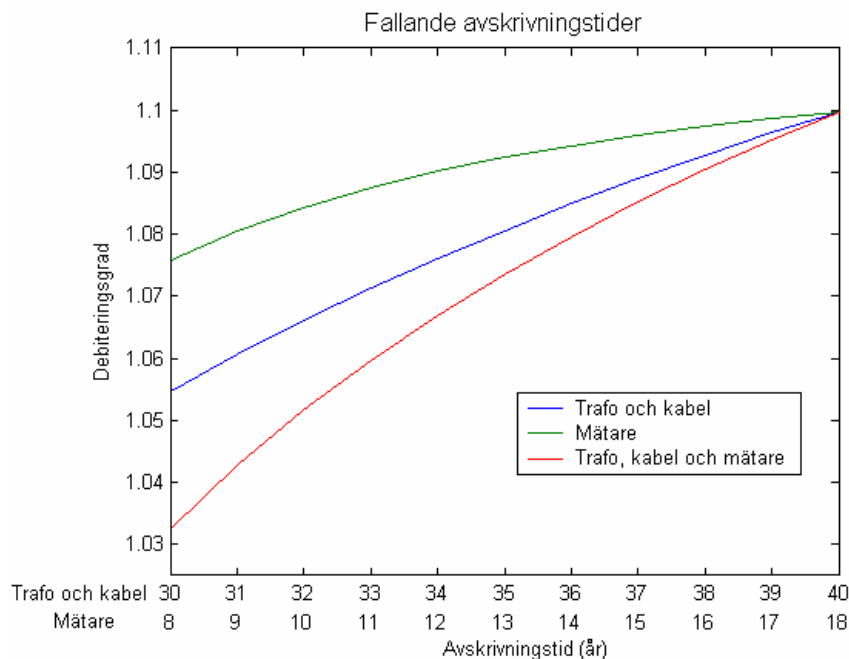
Enligt elnätbranschen bör den beräknade livslängden för transformatorer och kablar inte överstiga 30 år då det är denna livslängd de använder i sina ekonomiska kalkyler. Energimyndigheten hävdar däremot att det inte är den ekonomiska livslängden utan den tekniska som ska vara med i beräkningarna då det är denna som kunderna bör betala för. Energimyndigheten anser också att företagen använder sig av en försiktighetsprincip i bokföringen och att den kostnaden inte bör falla på abonnenterna. Detsamma gäller för mätare där företagen anser att livslängden bör vara hälften av de av energimyndigheten fastslagna 18 åren.<sup>34</sup>

För att visa på skillnaderna i NNM beroende på avskrivningstiderna har beräkningar gjorts i modellen på 2005 års nätdeklaration med en kalkylränta (som tidigare har diskuterats) på 4,8 %. Beräkningarna är gjorda på Härryda energis koncessionsområde men kan mer eller mindre anses vara representativ för alla nät.

I beräkningarna har avskrivningstiderna fått variera mellan 30 och 40 år för kablar och transformatorer och mellan 8 och 18 år för mätare. Intervallet valdes neråt från de fastslagna avskrivningstiderna då det verkar vara mest intressant ur företagets synvinkel. I Figur 22 ses debiteringsgraden då avskrivningstiderna förkortas för transformatorer och kablar, mätare och båda två samtidigt.

---

<sup>34</sup> [2] Nätnyttomodellen Beslut med underlag 2004



**Figur 22: Debiteringsgraden vid fallande avskrivningstid**

Om nätföretagens förslag med 30 års avskrivningstid för transformatorer och kablar och 9 år för mätare skulle realiserats på ett verkligt nät skulle nätnyttan öka med drygt 6 %, debiteringsgraden skulle sjunka från 1,10 till 1,04. Då det inte finns någon statistik över nya komponenters livslängd och den finns en osäkerhet i hur länge de kommer att finnas i drift tycks 40 år vara en lång tid. Tekniken för mätare utvecklas också och ingen vet i nuläget hur länge det nuvarande systemet kommer att vara giltigt eller hur länge de kommer att kunna vara i bruk.

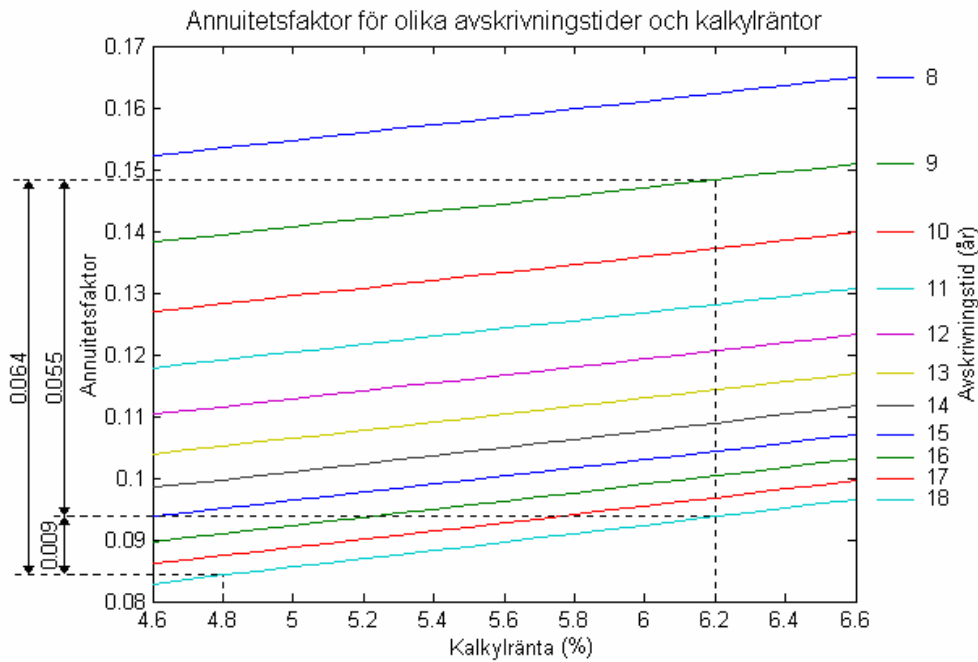
För att få en blick över hur stora skillnaderna i kapitalbasen blir, finns i Figur 23 en graf över annuitetsfaktorn för en avskrivningstid på 8 till 18 år, där faktorn räknats ut med formeln:

$$\text{Annuitetsfaktor} = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-T}}$$

**Ekvation 18: Annuitetsfaktorn**

Där  $r$  är kalkylräntan och  $T$  är avskrivningstiden i år.<sup>35</sup>

<sup>35</sup> Val av kalkylräntenivå för att räkna fram standardkostnader för svenska nätföretag



**Figur 23: Annuitetsfaktor för olika avskrivningstider och kalkylräntor**

Om, som tidigare exempel, det antas att kalkylränta är 6,2 % istället för den ursprungliga nivån på 4,8 % ökar annuitetsfaktorn med 0,009, eller ca 11 %. Detta innebär att vid installation av en månadsvis mätare, som i NNM får en tillgodoräknad kostnad på 2000 kronor, skulle den årliga kapitalkostnaden för en mätare öka från 169 kronor till 187 kronor. Om dessutom avskrivningstiden kortas ner till branschens föreslagna 9 år, skulle den årliga tillgodoräknbara kostnaden öka till 297 kronor, en ökning med 76 % jämfört med den ursprungligt fastslagna nivån.

## 4 Vidare arbete

För att utröna skillnaderna mellan de fyra områden som delades in i kapitel 3.2, kan dessa områden studeras mer noggrant. Finns det några andra skillnader än de rent geografiska och täthetsberoende? Bidrar högspänningsabonnenter negativt till nätnyttan i t.ex. Mölnlycke där debiteringsgraden kan anses väldigt hög i jämförelse? Finns det någon specifik skillnad i uppbyggnaden av nätet i området kring Landvetter där debiteringsgraden är väldigt låg, speciellt i jämförelse med Mölnlycke, och hur kan det implementeras i andra delar av nätet?

När det gäller dimensioneringen i nätet kan dimensioneringsalternativen i framförallt lågspänningsnätet ses över. I områden där nätet utgörs av ”normala” abonnenter kan det löna sig att dimensionera nätet efter energibehovet istället för effektbehovet. Detta bör dock endast göras på överföringskablar och transformatorer och inte på anslutningen av enskilda abonnenter till nätet. När det istället rör sig om områden med abonnemang som inte kan anses som ”normala”, dvs. högspänningsabonnemang eller säsongabonnemang måste vidare analyser av dessa utföras. Det är framförallt utnyttningstiden för dessa abonnemang som är intressant och således bör dessa ligga till grund för projekteringen. Lägre utnyttningstid än normalt borgar för en dimensionering utgående från effektbehovet snarare än energibehovet och vice versa.

Vid projektering av ledningslängd i nya områden bör hänsyn till redundansförutsättningarna tas. Utgående från den tänkta radiella ledningslängden kan ett optimalt ledningstillägg beräknas och realiseras. I och med att modellen baserar den tilltänkta redundansen på statistiska beräkningar och abonnenternas bedömda kostnader för avbrott, bör detta tillvägagångssätt stämma bra överrens med verkligheten. Dock kan Härryda Energis koncessionsområdes geografiska och geologiska förutsättningar skilja från de statistiska medelvärdena, vilket kan leda till ett annat redundansbehov. Detta öppnar för vidare analys av koncessionsområdets yttre förutsättningar.

Det arbete som lett till den positiva trend som Härryda Energi uppvisat bör fortsätta i samma utsträckning. Nätet har bevisligen blivit säkrare för varje år (Gudrun exkluderat) och även om kvalitetsindexet fortfarande är relativt lågt så har betydande förbättringar skett.

## 5 Referenser

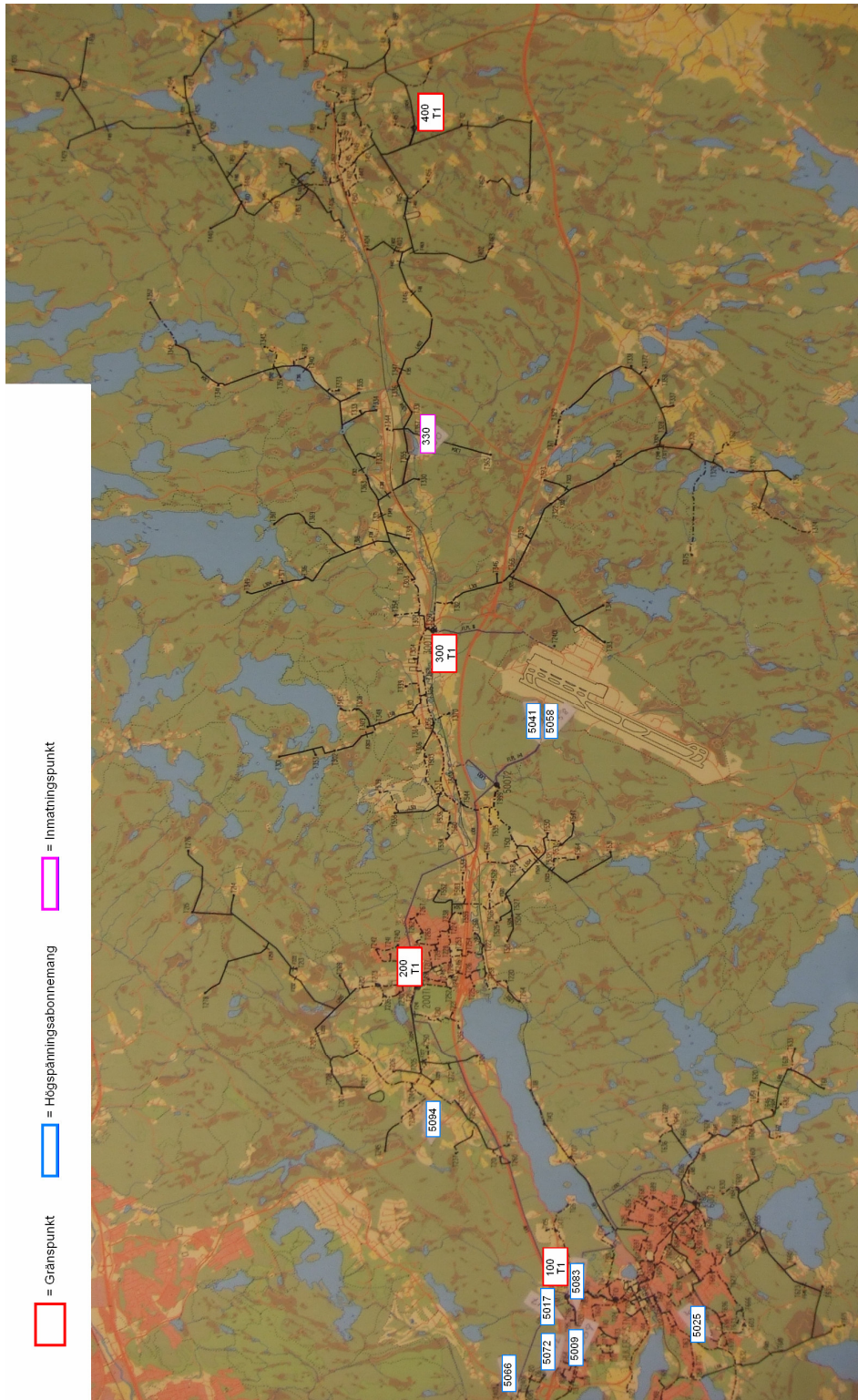
- [1] Mats B-O Larsson, Nätnyttomodellen från insidan, MML Analys & Strategi AB, Åhus, Sverige 2004
- [2] Energimyndigheten, Beslutsunderlag Nätnyttomodellen tariffår 2004 & 2005, Eskilstuna, Sverige 2005
- [3] Billinton R. and Allan R.N., Reliability Evaluation of Power Systems, (2nd Edition, Plenum), New York, US 1996
- [4] Torbjörn Solver, Energimarknadsinspektionen – Enheten för nät, mail-kontakt 2006-08-17, telefonintervju 2006-09-20
- [5] Svensk Energi AB, EBR kostnadskatalog lokalnät 0,4-24 kV samt optonät, KLG 1:05, Sverige 2005
- [6] Tuan A. Le, Power Quality and Electromagnetic Compatibility Lecture 4 Composite System & Distribution System Reliability, CTH Inst. för Electric Power Engineering, Göteborg, Sverige 2006
- [7] Mats B-O Larsson, Ny leveranssäkerhet i Nätnyttomodellen, MML Analys & Strategi AB, Åhus, Sverige 2004
- [8] Torbjörn Solver, Effektiv reglering av distributionsnät, KTH Inst. för Elektrotekniska System
- [9] C-J Wallnerström, Jämförande studie av tillförlitlighetsmetoder för elnät, KTH Inst. för Elektrotekniska System, Stockholm, Sverige 2005
- [10] Energimarknadsinspektionen, [www.energimarknadsinspektionen.se](http://www.energimarknadsinspektionen.se), 2006-08-28 & 2006-10-10
- [11] J-O Berghe, L Bernram & K Jonasson, Eldistribution - Effekt- och energibehov, CTH Inst. för Elteknik, Göteborg, Sverige
- [12] C-J Wallnerström, Algoritm för uppskattning av den maximala effekten i eldistributionsnät, KTH Inst. för Elektrotekniska System, Stockholm, Sverige 2005
- [13] C J Wallnerström & L Bertling, Känslighetsanalys av Nätnyttomodellens indata, KTH Inst. för Elektrotekniska System, Stockholm, Sverige 2005
- [14] Härryda Energi AB, [www.harrydaenergi.se](http://www.harrydaenergi.se), 2006-10-10
- [15] Statistiska Centralbyrån, [www.scb.se](http://www.scb.se), Energi, 2006-10-10

- [16] Energimarknadsinspektionen, Yttranden i tillsyn av 2003 års tariffer - bilaga 4, Eskilstuna, Sverige 2006
- [17] Energimyndigheten, Elnätsbranschens ekonomiska nyckeltal 2000-2004, Eskilstuna, Sverige 2006
- [18] Göran Bergendahl, Val av kalkylräntenivå för att räkna fram standardkostnader för svenska nätföretag, Sverige 2003
- [19] Energimyndigheten, [www.stem.se](http://www.stem.se), 2006-07-11
- [20] Micael Kry, Elnätschef, Härryda Energi AB, kontaktperson

## **6 Appendix**



## 6.1 Nätutsträckning



Figur 24: Härryda Energis nät

## 6.2 Parametervärden

### 6.2.1 2002

C0 Nätnivå	1	2	3	4
C1 Märkspänning på denna nätnivå (V)	1 000	24 999	59 999	189 999
C2 Lägsta accepterade spänning på denna nätnivå (V)	368	9 936	37 281	120 859
C3 Max ström i ledning inom denna nätnivå (A)	250	316	350	525
C4 Resistans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	0,000206	0,000127	0,00014	0,000069
C5 Reaktans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	0,000069	0,00011	0,00033	0,000382
C6 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_1$	0,1	0,25	0,5	1
C7 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_2$	0,1	0,08	0	0
C8 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_3$	-0,02	-0,02	0	0
C9 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_4$	10	20	0	0
C10 Märkeffekten för transformator på denna nätnivå (kVA)	0	1 000	20 000	100 000
C11 Driftspänning för transformators sekundärsida på denna nätnivå (V)	400	10 800	43 000	135 000
C12 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_1$	0	0	1	1
C13 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_2$	0	0	0	0
C14 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_3$	0	0	0	0
C15 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_4$	0	0	0	0
C16 Största avstånd från uttagpunkt till transformator (m)	850	50 000	100 000	1 000 000
C17 Reaktiv effekt för uttagpunkt som andel av skenbar effekt (enl. $Q=x \cdot P$ )	0,5	0,35	0,25	0,15
C18 Lägsta effekt för abonnent (kW)	1	1	1	1
C19 Utnyttningstid för typisk uttagpunkt för denna nätnivå (h/år)	1 900	3 500	4 500	5 100
C20 Sammanlagringsparameter	0,5	0,9	1,04	1,06
C21 Justering av nominell nätlängd, $k_1$	1,2	1,2	1,1	1,1
C22 Justering av nominell nätlängd, $k_2$	-0,19	-0,2	0	0
C23 Justering av nominell nätlängd, $k_3$	0,03	0,03	0	0
C24 Justering av nominell nätlängd, $k_4$	0	0	0	0
C25 Närområdesgräns (m/ab)	35	0	0	0
C26 Justering av nominell nätlängd, $k_0$	2,6	2,5	1	1
<b>U0 Ledningsinvestering, <math>k_1</math></b>	<b>380</b>	<b>470</b>	<b>865</b>	<b>1 625</b>
<b>U1 Ledningsinvestering, <math>k_2</math></b>	<b>-320</b>	<b>-330</b>	<b>-520</b>	<b>-910</b>
U2 Ledningsinvestering, $k_3$	0,04	0,04	0,036	0,0324
U3 Ledningsinvestering, $k_4$	38	41	26,65	31,98
<b>U4 Investering transformator maskin, <math>k_1</math></b>	<b>0</b>	<b>127 500</b>	<b>8 800 000</b>	<b>14 300 000</b>
<b>U5 Investering transformator maskin, <math>k_2</math></b>	<b>0</b>	<b>82 500</b>	<b>2 400 000</b>	<b>4 400 000</b>
U6 Investering transformator maskin, $k_3$	0	0,0045	0,00004	0,00004
U7 Investering transformator maskin, $k_4$	0	415	37 000	61 000
<b>U8 Investering mark till transformatorer, <math>k_1</math></b>	<b>0</b>	<b>67 000</b>	<b>536 000</b>	<b>1 340 000</b>
<b>U9 Investering mark till transformatorer, <math>k_2</math></b>	<b>0</b>	<b>-62 000</b>	<b>-496 000</b>	<b>-1 240 000</b>
U10 Investering mark till transformatorer, $k_3$	0	0,0419	0,0419	0,0419
U11 Investering mark till transformatorer, $k_4$	0	30	10	10

<b>U12 Investering i elmätare (kr per mätare)</b>	<b>1 000</b>	<b>40 000</b>	<b>220 000</b>	<b>278 000</b>
U13 Ledningsförluster, k <sub>1</sub>	3,47	3,47	3,47	3,47
U14 Ledningsförluster, k <sub>2</sub>	6,21	6,21	6,21	6,21
U15 Ledningsförluster, k <sub>3</sub>	0,00505	0,00505	0,00505	0,00505
U16 Ledningsförluster, k <sub>4</sub>	4,3	4,3	4,3	4,3
U17 Avskrivningstid för ledningar (år)	40	40	40	40
U18 Avskrivningstid för transformatorer (år)	40	40	40	40
U19 Avskrivningstid för elmätare (år)	18	18	18	18
<b>U20 Elpris (kr/kWh)</b>	<b>0,19</b>	<b>0,19</b>	<b>0,19</b>	<b>0,19</b>
U21 Kalkylränta (%/100)	0,048	0,048	0,048	0,048
U22 Drift & underhållskostnadsandel av investering i ledningar (%)	0,01	0,01	0,01	0,01
U23 Drift & underhållskostnadsandel av investering i transformatorer (%)	0,02	0,02	0,02	0,02
U24 Drift & underhållskostnadsandel av investering i elmätare (%)	0	0	0,03	0,03
U25 Avbrottskostnad aviserat, effekt k <sub>1</sub>	2,8	2,8	2,8	2,8
U26 Avbrottskostnad aviserat, effekt k <sub>2</sub>	-1	-1	-1	-1
U27 Avbrottskostnad aviserat, effekt k <sub>3</sub>	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U28 Avbrottskostnad aviserat, effekt k <sub>4</sub>	49,4	49,4	49,4	49,4
U29 Avbrottskostnad aviserat, energi k <sub>1</sub>	65,5	65,5	65,5	65,5
U30 Avbrottskostnad aviserat, energi k <sub>2</sub>	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5
U31 Avbrottskostnad aviserat, energi k <sub>3</sub>	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U32 Avbrottskostnad aviserat, energi k <sub>4</sub>	49,4	49,4	49,4	49,4
U33 Avbrottskostnad oaviserat, effekt k <sub>1</sub>	19,5	19,5	19,5	19,5
U34 Avbrottskostnad oaviserat, effekt k <sub>2</sub>	-4,3	-4,3	-4,3	-4,3
U35 Avbrottskostnad oaviserat, effekt k <sub>3</sub>	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U36 Avbrottskostnad oaviserat, effekt k <sub>4</sub>	49,4	49,4	49,4	49,4
U37 Avbrottskostnad oaviserat, energi k <sub>1</sub>	91,5	91,5	91,5	91,5
U38 Avbrottskostnad oaviserat, energi k <sub>2</sub>	-22,3	-22,3	-22,3	-22,3
U39 Avbrottskostnad oaviserat, energi k <sub>3</sub>	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U40 Avbrottskostnad oaviserat, energi k <sub>4</sub>	49,4	49,4	49,4	49,4
U41 Förväntad avbrottskostnad, k <sub>1</sub>	0,25	0,08	0	0
U42 Förväntad avbrottskostnad, k <sub>2</sub>	0,5	0,5	0	0
U43 Förväntad avbrottskostnad, k <sub>3</sub>	0,001	0,001	0	0
U44 Förväntad avbrottskostnad, k <sub>4</sub>	-70	-70	0	0
<b>U45 Kostnad för avläsning av mätare, per mätare</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>
<b>U46 Mätvärdeshantering nätadministrativa kostnader</b>	<b>40</b>	<b>790</b>	<b>790</b>	<b>790</b>
<b>U47 Debitering nätadministrativa kostnader</b>	<b>160</b>	<b>160</b>	<b>160</b>	<b>160</b>

Fetstil: Inflationsuppräknade parametrar

Tabell 23: Parametervärden 2002

## 6.2.2 2003

C0 Nätnivå	1	2	3	4
C1 Märkspänning på denna nätnivå (V)	1 000	24 999	59 999	189 999
C2 Lägsta accepterade spänning på denna nätnivå (V)	368	9 936	37 281	120 859
C3 Max ström i ledning inom denna nätnivå (A)	250	316	350	525
C4 Resistans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	0,000206	0,000127	0,00014	0,000069
C5 Reaktans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	0,000069	0,0001	0,00033	0,000382
C6 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_1$	0,1	0,25	0,5	1
C7 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_2$	0,1	0,08	0	0
C8 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_3$	-0,02	-0,02	0	0
C9 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_4$	10	20	0	0
C10 Märkeffekten för transformator på denna nätnivå (kVA)	0	1 000	20 000	100 000
C11 Driftspänning för transformators sekundärsida på denna nätnivå (V)	400	10 800	43 000	135 000
C12 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_1$	0	0	1	1
C13 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_2$	0	0	0	0
C14 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_3$	0	0	0	0
C15 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_4$	0	0	0	0
C16 Största avstånd från uttagpunkt till transformator (m)	810	45 000	100 000	1 000 000
C17 Reaktiv effekt för uttagpunkt som andel av skenbar effekt (enl. $Q=x \cdot P$ )	0,5	0,35	0,25	0,15
C18 Lägsta effekt för abonnent (kW)	1	1	1	1
C19 Utnyttningstid för typisk uttagpunkt för denna nätnivå (h/år)	1 900	3 500	4 500	5 100
C20 Sammanlagringsparameter	0,5	0,9	1,04	1,06
C21 Justering av nominell nätlängd, $k_1$	1,2	1,2	1,1	1,1
C22 Justering av nominell nätlängd, $k_2$	-0,19	-0,19	0	0
C23 Justering av nominell nätlängd, $k_3$	0,03	0,03	0	0
C24 Justering av nominell nätlängd, $k_4$	0	0	0	0
C25 Närområdesgräns (m/ab)	35	0	0	0
C26 Justering av nominell nätlängd, $k_0$	2,6	2,5	1	1
<b>U0 Ledningsinvestering, <math>k_1</math></b>	<b>386</b>	<b>483</b>	<b>891</b>	<b>1 665</b>
<b>U1 Ledningsinvestering, <math>k_2</math></b>	<b>-320</b>	<b>-330</b>	<b>-520</b>	<b>-910</b>
U2 Ledningsinvestering, $k_3$	0,04	0,04	0,036	0,0324
U3 Ledningsinvestering, $k_4$	38	41	26,65	31,98
<b>U4 Investering transformator maskin, <math>k_1</math></b>	<b>0</b>	<b>129 540</b>	<b>6 909 705</b>	<b>13 788 226</b>
<b>U5 Investering transformator maskin, <math>k_2</math></b>	<b>0</b>	<b>82 500</b>	<b>1 815 911</b>	<b>2 772 284</b>
U6 Investering transformator maskin, $k_3$	0	0,0045	0,0000701	0,000025
U7 Investering transformator maskin, $k_4$	0	415	18 664	55 668
<b>U8 Investering mark till transformatorer, <math>k_1</math></b>	<b>0</b>	<b>68 072</b>	<b>544 576</b>	<b>1 361 440</b>
<b>U9 Investering mark till transformatorer, <math>k_2</math></b>	<b>0</b>	<b>-62 000</b>	<b>-496 000</b>	<b>-1 240 000</b>
U10 Investering mark till transformatorer, $k_3$	0	0,0419	0,0419	0,0419
U11 Investering mark till transformatorer, $k_4$	0	30	10	10
<b>U12 Investering i elmätare (kr per mätare)</b>	<b>1 016</b>	<b>40 640</b>	<b>223 520</b>	<b>282 448</b>
U13 Ledningsförluster, $k_1$	3,47	3,47	3,47	3,47

U14 Ledningsförluster, $k_2$	6,21	6,21	6,21	6,21
U15 Ledningsförluster, $k_3$	0,00505	0,00505	0,00505	0,00505
U16 Ledningsförluster, $k_4$	4,3	4,3	4,3	4,3
U17 Avskrivningstid för ledningar (år)	40	40	40	40
U18 Avskrivningstid för transformatorer (år)	40	40	40	40
U19 Avskrivningstid för elmätare (år)	18	18	18	18
<b>U20 Elpris (kr/kWh)</b>	<b>0,219</b>	<b>0,219</b>	<b>0,219</b>	<b>0,219</b>
U21 Kalkylränta (%/100)	0,048	0,048	0,048	0,048
U22 Drift & underhållskostnadsandel av investering i ledningar (%)	0,01	0,01	0,01	0,01
U23 Drift & underhållskostnadsandel av investering i transformatorer (%)	0,02	0,02	0,02	0,02
U24 Drift & underhållskostnadsandel av investering i elmätare (%)	0	0	0,03	0,03
U25 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_1$	2,8	2,8	2,8	2,8
U26 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_2$	-1	-1	-1	-1
U27 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U28 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U29 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_1$	65,5	65,5	65,5	65,5
U30 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_2$	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5
U31 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U32 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U33 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_1$	19,5	19,5	19,5	19,5
U34 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_2$	-4,3	-4,3	-4,3	-4,3
U35 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U36 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U37 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_1$	91,5	91,5	91,5	91,5
U38 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_2$	-22,3	-22,3	-22,3	-22,3
U39 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U40 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U41 Förväntad avbrottskostnad, $k_1$	0,25	0,08	0	0
U42 Förväntad avbrottskostnad, $k_2$	0,5	0,5	0	0
U43 Förväntad avbrottskostnad, $k_3$	0,001	0,001	0	0
U44 Förväntad avbrottskostnad, $k_4$	-70	-70	0	0
<b>U45 Kostnad för avläsning av mätare, per mätare</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>51</b>
<b>U46 Mätvärdeshantering nätadministrativa kostnader</b>	<b>41</b>	<b>802</b>	<b>802</b>	<b>802</b>
<b>U47 Debitering nätadministrativa kostnader</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>

Fetstil: Inflationsuppräknade parametrar

**Tabell 24: Parametervärden 2003**

## 6.2.3 2004

C0 Nätnivå	1	2	3	4
C1 Märkspänning på denna nätnivå (V)	1 000	24 999	59 999	189 999
C2 Lägsta accepterade spänning på denna nätnivå (V)	368	9 936	37 281	120 859
C3 Max ström i ledning inom denna nätnivå (A)	250	316	350	525
C4 Resistans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	0,000206	0,000127	0,00014	0,000069
C5 Reaktans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	0,000069	0,0001	0,00033	0,000382
C6 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_1$	0,1	0,25	0,5	1
C7 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_2$	0,1	0,08	0	0
C8 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_3$	-0,02	-0,02	0	0
C9 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_4$	10	20	0	0
C10 Märkeffekten för transformator på denna nätnivå (kVA)	0	1 000	20 000	100 000
C11 Driftspänning för transformators sekundärsida på denna nätnivå (V)	400	10 800	43 000	135 000
C12 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_1$	0	0	1	1
C13 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_2$	0	0	0	0
C14 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_3$	0	0	0	0
C15 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_4$	0	0	0	0
C16 Största avstånd från uttagpunkt till transformator (m)	810	45 000	100 000	1 000 000
C17 Reaktiv effekt för uttagpunkt som andel av skenbar effekt (enl. $Q=x \cdot P$ )	0,5	0,35	0,25	0,15
C18 Lägsta effekt för abonnent (kW)	1	1	1	1
C19 Utnyttningstid för typisk uttagpunkt för denna nätnivå (h/år)	1 900	3 500	4 500	5 100
C20 Sammanlagringsparameter	0,5	0,9	1,04	1,06
C21 Justering av nominell nätlängd, $k_1$	1,2	1,2	1,1	1,1
C22 Justering av nominell nätlängd, $k_2$	-0,19	-0,19	0	0
C23 Justering av nominell nätlängd, $k_3$	0,03	0,03	0	0
C24 Justering av nominell nätlängd, $k_4$	0	0	0	0
C25 Närområdesgräns (m/ab)	35	0	0	0
C26 Justering av nominell nätlängd, $k_0$	2,6	2,5	1	1
<b>U0 Ledningsinvestering, <math>k_1</math></b>	<b>380</b>	<b>476</b>	<b>877</b>	<b>1 639</b>
<b>U1 Ledningsinvestering, <math>k_2</math></b>	<b>-320</b>	<b>-330</b>	<b>-520</b>	<b>-910</b>
U2 Ledningsinvestering, $k_3$	0,04	0,04	0,036	0,0324
U3 Ledningsinvestering, $k_4$	38	41	26,65	31,98
<b>U4 Investering transformator maskin, <math>k_1</math></b>	<b>0</b>	<b>127 500</b>	<b>6 800 891</b>	<b>13 571 089</b>
<b>U5 Investering transformator maskin, <math>k_2</math></b>	<b>0</b>	<b>82 500</b>	<b>1 815 911</b>	<b>2 772 284</b>
U6 Investering transformator maskin, $k_3$	0	0,0045	0,0000701	0,000025
U7 Investering transformator maskin, $k_4$	0	415	18 664	55 668
<b>U8 Investering mark till transformatorer, <math>k_1</math></b>	<b>0</b>	<b>67 000</b>	<b>536 000</b>	<b>1 340 000</b>
<b>U9 Investering mark till transformatorer, <math>k_2</math></b>	<b>0</b>	<b>-62 000</b>	<b>-496 000</b>	<b>-1 240 000</b>
U10 Investering mark till transformatorer, $k_3$	0	0,0419	0,0419	0,0419
U11 Investering mark till transformatorer, $k_4$	0	30	10	10
<b>U12 Investering i elmätare (kr per mätare)</b>	<b>1 000</b>	<b>40 000</b>	<b>220 000</b>	<b>278 000</b>
U13 Ledningsförluster, $k_1$	3,47	3,47	3,47	3,47

U14 Ledningsförluster, $k_2$	6,21	6,21	6,21	6,21
U15 Ledningsförluster, $k_3$	0,00505	0,00505	0,00505	0,00505
U16 Ledningsförluster, $k_4$	4,3	4,3	4,3	4,3
U17 Avskrivningstid för ledningar (år)	40	40	40	40
U18 Avskrivningstid för transformatorer (år)	40	40	40	40
U19 Avskrivningstid för elmätare (år)	18	18	18	18
<b>U20 Elpris (kr/kWh)</b>	<b>0,264</b>	<b>0,264</b>	<b>0,264</b>	<b>0,264</b>
U21 Kalkylränta (%/100)	0,048	0,048	0,048	0,048
U22 Drift & underhållskostnadsandel av investering i ledningar (%)	0,01	0,01	0,01	0,01
U23 Drift & underhållskostnadsandel av investering i transformatorer (%)	0,02	0,02	0,02	0,02
U24 Drift & underhållskostnadsandel av investering i elmätare (%)	0	0	0,03	0,03
U25 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_1$	2,8	2,8	2,8	2,8
U26 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_2$	-1	-1	-1	-1
U27 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U28 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U29 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_1$	65,5	65,5	65,5	65,5
U30 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_2$	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5
U31 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U32 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U33 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_1$	19,5	19,5	19,5	19,5
U34 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_2$	-4,3	-4,3	-4,3	-4,3
U35 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U36 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U37 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_1$	91,5	91,5	91,5	91,5
U38 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_2$	-22,3	-22,3	-22,3	-22,3
U39 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U40 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U41 Förväntad avbrottskostnad, $k_1$	0,25	0,08	0	0
U42 Förväntad avbrottskostnad, $k_2$	0,5	0,5	0	0
U43 Förväntad avbrottskostnad, $k_3$	0,001	0,001	0	0
U44 Förväntad avbrottskostnad, $k_4$	-70	-70	0	0
<b>U45 Kostnad för nätadministration exkl. mätare, årsvis avläsning</b>	<b>230</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>
U46 Får inte användas, ska ha värdet noll (0)	0	0	0	0
U47 Får inte användas, ska ha värdet noll (0)	0	0	0	0
<b>U48 Investering elmätare, månadsvis avläsning (kr/mätare)</b>	<b>2 000</b>	<b>40 000</b>	<b>220 000</b>	<b>278 000</b>
<b>U49 Investering elmätare, timvis avläsning (kr/mätare)</b>	<b>5 000</b>	<b>40 000</b>	<b>220 000</b>	<b>278 000</b>
<b>U52 Kostnad för nätadministration exkl. mätare, månadsvis avläsning</b>	<b>195</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>
<b>U53 Kostnad för nätadministration exkl. mätare, timvis avläsning</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>
U54 Ackumulerat index	1,023	1,023	1,023	1,023

**Fetstil:** Indexuppräknade parametrar, utgår från basår 2002

**Tabell 25: Parametervärden 2004**

## 6.2.4 2005

C0 Nätnivå	1	2	3	4
C1 Märkspänning på denna nätnivå (V)	1 000	24 999	59 999	189 999
C2 Lägsta accepterade spänning på denna nätnivå (V)	368	9 936	37 281	120 859
C3 Max ström i ledning inom denna nätnivå (A)	250	316	350	525
C4 Resistans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	0,000206	0,000127	0,00014	0,000069
C5 Reaktans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	0,000069	0,0001	0,00033	0,000382
C6 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_1$	0,1	0,25	0,5	1
C7 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_2$	0,1	0,08	0	0
C8 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_3$	-0,02	-0,02	0	0
C9 Antal reservledningar per ordinarie ledning, $k_4$	10	20	0	0
C10 Märkeffekten för transformator på denna nätnivå (kVA)	0	1 000	20 000	100 000
C11 Driftspänning för transformators sekundärsida på denna nätnivå (V)	400	10 800	43 000	135 000
C12 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_1$	0	0	1	1
C13 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_2$	0	0	0	0
C14 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_3$	0	0	0	0
C15 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, $k_4$	0	0	0	0
C16 Största avstånd från uttagpunkt till transformator (m)	810	45 000	100 000	1 000 000
C17 Reaktiv effekt för uttagpunkt som andel av skenbar effekt (enl. $Q=x \cdot P$ )	0,5	0,35	0,25	0,15
C18 Lägsta effekt för abonnent (kW)	1	1	1	1
C19 Utnyttningstid för typisk uttagpunkt för denna nätnivå (h/år)	1 900	3 500	4 500	5 100
C20 Sammanlagringsparameter	0,5	0,9	1,04	1,06
C21 Justering av nominell nätlängd, $k_1$	1,2	1,2	1,1	1,1
C22 Justering av nominell nätlängd, $k_2$	-0,19	-0,19	0	0
C23 Justering av nominell nätlängd, $k_3$	0,03	0,03	0	0
C24 Justering av nominell nätlängd, $k_4$	0	0	0	0
C25 Närområdesgräns (m/ab)	35	0	0	0
C26 Justering av nominell nätlängd, $k_0$	2,6	2,5	1	1
<b>U0 Ledningsinvestering, <math>k_1</math></b>	<b>380</b>	<b>476</b>	<b>877</b>	<b>1 639</b>
<b>U1 Ledningsinvestering, <math>k_2</math></b>	<b>-320</b>	<b>-330</b>	<b>-520</b>	<b>-910</b>
U2 Ledningsinvestering, $k_3$	0,04	0,04	0,036	0,0324
U3 Ledningsinvestering, $k_4$	38	41	26,65	31,98
<b>U4 Investering transformator maskin, <math>k_1</math></b>	<b>0</b>	<b>127 500</b>	<b>6 800 891</b>	<b>13 571 089</b>
<b>U5 Investering transformator maskin, <math>k_2</math></b>	<b>0</b>	<b>82 500</b>	<b>1 815 911</b>	<b>2 772 284</b>
U6 Investering transformator maskin, $k_3$	0	0,0045	0,0000701	0,000025
U7 Investering transformator maskin, $k_4$	0	415	18 664	55 668
<b>U8 Investering mark till transformatorer, <math>k_1</math></b>	<b>0</b>	<b>67 000</b>	<b>536 000</b>	<b>1 340 000</b>
<b>U9 Investering mark till transformatorer, <math>k_2</math></b>	<b>0</b>	<b>-62 000</b>	<b>-496 000</b>	<b>-1 240 000</b>
U10 Investering mark till transformatorer, $k_3$	0	0,0419	0,0419	0,0419
U11 Investering mark till transformatorer, $k_4$	0	30	10	10
<b>U12 Investering i elmätare (kr per mätare)</b>	<b>1 000</b>	<b>40 000</b>	<b>220 000</b>	<b>278 000</b>
U13 Ledningsförluster, $k_1$	3,47	3,47	3,47	3,47



U14 Ledningsförluster, $k_2$	6,21	6,21	6,21	6,21
U15 Ledningsförluster, $k_3$	0,00505	0,00505	0,00505	0,00505
U16 Ledningsförluster, $k_4$	4,3	4,3	4,3	4,3
U17 Avskrivningstid för ledningar (år)	40	40	40	40
U18 Avskrivningstid för transformatorer (år)	40	40	40	40
U19 Avskrivningstid för elmätare (år)	18	18	18	18
<b>U20 Elpris (kr/kWh)</b>	<b>0,264</b>	<b>0,264</b>	<b>0,264</b>	<b>0,264</b>
U21 Kalkylränta (%/100)	0,048	0,048	0,048	0,048
U22 Drift & underhållskostnadsandel av investering i ledningar (%)	0,01	0,01	0,01	0,01
U23 Drift & underhållskostnadsandel av investering i transformatorer (%)	0,02	0,02	0,02	0,02
U24 Drift & underhållskostnadsandel av investering i elmätare (%)	0	0	0,03	0,03
U25 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_1$	2,8	2,8	2,8	2,8
U26 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_2$	-1	-1	-1	-1
U27 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U28 Avbrottskostnad aviserat, effekt $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U29 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_1$	65,5	65,5	65,5	65,5
U30 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_2$	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5
U31 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U32 Avbrottskostnad aviserat, energi $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U33 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_1$	19,5	19,5	19,5	19,5
U34 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_2$	-4,3	-4,3	-4,3	-4,3
U35 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U36 Avbrottskostnad oaviserat, effekt $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U37 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_1$	91,5	91,5	91,5	91,5
U38 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_2$	-22,3	-22,3	-22,3	-22,3
U39 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_3$	0,0419	0,0419	0,0419	0,0419
U40 Avbrottskostnad oaviserat, energi $k_4$	49,4	49,4	49,4	49,4
U41 Förväntad avbrottskostnad, $k_1$	0,25	0,08	0	0
U42 Förväntad avbrottskostnad, $k_2$	0,5	0,5	0	0
U43 Förväntad avbrottskostnad, $k_3$	0,001	0,001	0	0
U44 Förväntad avbrottskostnad, $k_4$	-70	-70	0	0
<b>U45 Kostnad för nätadministration exkl. mätare, årsvis avläsning</b>	<b>230</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>
U46 Får inte användas, ska ha värdet noll (0)	0	0	0	0
U47 Får inte användas, ska ha värdet noll (0)	0	0	0	0
<b>U48 Investering elmätare, månadsvis avläsning (kr/mätare)</b>	<b>2 000</b>	<b>40 000</b>	<b>220 000</b>	<b>278 000</b>
<b>U49 Investering elmätare, timvis avläsning (kr/mätare)</b>	<b>5 000</b>	<b>40 000</b>	<b>220 000</b>	<b>278 000</b>
<b>U52 Kostnad för nätadministration exkl. mätare, månadsvis avläsning</b>	<b>195</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>
<b>U53 Kostnad för nätadministration exkl. mätare, timvis avläsning</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>
U54 Ackumulerat index	1,045	1,045	1,045	1,045

**Fetstil:** Indexuppräknade parametrar, utgår från basår 2002

**Tabell 26: Parametervärden 2005**

### 6.3 Nätbolag, övriga synpunkter

Övriga synpunkter på NNM (i korta drag) från svarande nätbolag på remissrapport 2.

- Kostnad för fakturering och kundtjänst bör ses över.
- Se över möjlighet för en pan-nordisk modell.
- EBR reducerade priser bör ej användas.
- Fiktiva nätet bör vara effektbaserat, ej energibaserat.
- Kopplingskåp bör ingå enskilt istället för att vara schablonmässiga tillägg.
- Inga incitament till att öka leveranssäkerheten.
- Inte tillräcklig ledningslängd i stadsnät.
- Modellen möjliggör ej investering i miljöåtgärder.
- Anslutningsavgifter bör ej ingå i nätverksamhetens intäkter. Avgifterna varierar för stort från år till år.
- Ej fullständiga dimensioneringskriterier.
- Ej fullständig beskrivning.
- Modellen bildar nät på nivå 3 och 4 även om de i verkligheten inte finns.
- Nätföretagens faktiska inköpspris bör användas som parameter i modellberäkningen.
- Modellen tar ingen hänsyn till temperaturvariationer.
- Faktiska kostnader för nätförlusterna bör användas.
- Inte publicera debiteringsgraderna.
- För dålig avkastning för investeringar.
- För låg kalkylränta.
- Låga kundspecifika kostnader.
- Man bör höja krokighetsfaktorn.
- Uppdatera parametrar för kostnadssättning till 2003 års EBR.
- För låga kostnader för schaktning.

## 6.4 Områdesjämförelse

### 6.4.1 2005 - fördelning

Koncession	Område 1	Område 2	Område 3	Område 4	Sammanlagt	Original
Abonnenter [st,]	6 393	3 390	1 278	1 439	12 500	12 500
Myndighetsavgifter [kr]	302 754	160 540	60 522	68 147	591 963	591 963
Anslutningsavgifter [kr]	1 297 115	687 818	259 301	291 968	2 536 202	2 536 202
Utgifter för leveransavbrott [kr]	1 695 935	899 299	339 028	381 738	3 316 000	3 316 000
Övriga inkomster [kr]	312 617	165 771	62 494	70 367	611 249	611 249
Inköpt energi för att täcka förluster [kWh]	6 608 216	4 578 212	1 004 648	1 310 487	13 501 563	13 501 563
Energi behov [kWh]	126 666 757	87 755 492	19 257 164	25 119 506	258 798 919	258 798 919
Total Energi inköpt [kWh]	134 409 017	93 119 376	20 434 221	26 654 887	274 617 501	274 501 652
Differens [kWh]	1 134 044	785 672	172 409	224 894	2 317 019	2 317 019
Utgift för totala energin [kr]	7 711 504	6 438 430	1 610 492	2 357 560	18 117 986	18 089 029

Tabell 27: Fördelning 2005

### 6.4.2 2005- resultat

Koncession	Område 1	Område 2	Område 3	Område 4	Sammanlagt	Original
Abonnenter [st,]	6 393	3 390	1 278	1 439	12 500	12 500
<b>Transformatorstationer [st,]</b>						
Nätnivå 2 (10-0,4kV)	85	61	55	47	249	254
Nätnivå 3 (40-10kV)	6	2	2	2	10	8
Nätnivå 4 (130-40kV)	2	2	0	0	4	2
<b>Ledningslängder [m]</b>						
Nätnivå 1 (0,4kV)	244 000	170 000	119 000	110 000	643 000	638 000
Nätnivå 2 (10kV)	70 000	59 000	53 000	41 000	223 000	299 000
Nätnivå 3 (40kV)	5 000	0	14 000	3 000	22 000	33 000
Nätnivå 4 (130kV)	3 000	14 000	0	0	17 000	18 000
Summa kapitalbas [kr]	205 358 000	125 878 000	40 902 000	40 830 000	412 968 000	378 645 000
Täthet [meter/abonnent]	50	72	145	107	-	79
Debiteringsgrad (fullt avbrottsavdrag utan goodwill)	1,24	1,03	1,13	1,12	-	1,17
Debiteringsgrad (utan avbrottsavdrag och goodwill)	1,08	0,89	0,99	1,02	-	1,05

Tabell 28: Resultat 2005

### 6.4.3 2004 - fördelning

Koncession	Område 1	Område 2	Område 3	Område 4	Sammanlagt	Original
Abonnenter [st,]	5 601	3 362	1 278	1 435	11 676	11 675
Myndighetsavgifter [kr]	283 990	170 465	64 799	72 759	592 013	591 963
Anslutningsavgifter [kr]	1 628 588	977 560	371 601	417 251	3 395 000	3 394 708
Utgifter för leveransavbrott [kr]	0	0	0	0	0	0
Övriga inkomster [kr]	264 278	158 633	60 301	67 709	550 921	550 874
Inköpt energi för att täcka förluster [kWh]	6 443 227	3 867 546	1 470 174	1 650 782	13 431 729	13 430 579
Energi behov [kWh]	136 373 925	83 550 778	18 198 675	23 964 490	262 087 868	262 087 868
Total Energi inköpt [kWh]	145368672	88 949 875	20 251 038	26 268 983	280 838 568	280 836 962
Differens [kWh]	2551521	1 531 550	582 190	653 710	5 318 971	5 318 515
Utgift för totala energin [kr]	8 254 983	6 326 104	1 615 696	2 290 046	18 486 829	18 486 829

Tabell 29: Fördelning 2004

### 6.4.4 2004 – resultat

Koncession	Område 1	Område 2	Område 3	Område 4	Sammanlagt	Original
Abonnenter	5 601	3 362	1 278	1 435	11 676	11 675
<b>Transformatorstationer [st]</b>						
Nätnivå 2 (10-0,4kV)	89	61	53	46	249	254
Nätnivå 3 (40-10kV)	8	2	0	2	10	8
Nätnivå 4 (130-40kV)	2	2	0	0	4	2
<b>Ledningslängder [m]</b>						
Nätnivå 1 (0,4kV)	229 000	169 000	118 000	109 000	625 000	623 000
Nätnivå 2 (10kV)	64 000	69 000	52 000	41 000	226 000	244 000
Nätnivå 3 (40kV)	7 000	0	0	3 000	10 000	34 000
Nätnivå 4 (130kV)	3 000	14 000	0	0	17 000	19 000
Summa kapitalbas [kr]	201 035 000	121 335 000	23 826 000	40 720 000	38 6916 000	353 745 000
Täthet [meter/abonnent]	54	75	133	107	-	79
Debiteringsgrad (fullt avbrottsavdrag)	1,31	1,02	1,35	1,15	-	1,24
Debiteringsgrad (utan avbrottsavdrag)	1,13	0,89	1,32	1,04	-	1,12

Tabell 30: Resultat 2004

### 6.4.5 2003 – fördelning

Koncession	Område 1	Område 2	Område 3	Område 4	Sammanlagt	Original
Abonnenter [st,]	5 509	3 302	1 269	1 414	11 494	11 494

Myndighetsavgifter [kr]	271 184	162 543	62 467	69 606	565 800	565 800
Anslutningsavgifter [kr]	2 085 015	1 249 722	480 284	535 162	4 350 183	4 350 183
Utgifter för leveransavbrott [kr]	0	0	0	0	0	0
Övriga inkomster [kr]	207 417	124 323	47 779	53 238	432 757	432 757
Inköpt energi för att täcka förluster [kWh]	6 310 854	3 782 618	1 453 707	1 619 813	13 166 992	13 166 992
Energi behov [kWh]	144 169 920	85 071 982	20 052 922	24 848 963	274 143 787	274 143 787
Total Energi inköpt [kWh]	146 793 946	86 644 778	20 657 367	25 522 474	279 618 565	279 618 565
Differens [kWh]	3 686 828	2 209 822	849 262	946 302	7 692 214	7 692 214
Utgift för totala energin [kr]	7 794 085	5 715 632	1 495 598	2 138 000	17 143 315	17 169 118

**Tabell 31: Fördelning 2003**

## 6.4.6 2003 – resultat

Koncession	Område 1	Område 2	Område 3	Område 4	Sammanlagt	Original
Abonnenter	5509	3302	1269	1414	11494	11494
<b>Transformatorstationer [st,]</b>						
Nätnivå 2 (10-0,4kV)	98	65	54	48	249	265
Nätnivå 3 (40-10kV)	4	2	0	2	10	12
Nätnivå 4 (130-40kV)	2	2	0	0	4	2
<b>Ledningslängder [m]</b>						
Nätnivå 1 (0,4kV)	228000	166000	118000	109000	621000	622000
Nätnivå 2 (10kV)	66000	68000	54000	40000	228000	244000
Nätnivå 3 (40kV)	4000	0	0	2000	6000	39000
Nätnivå 4 (130kV)	5000	14000	0	0	19000	19000
Summa kapitalbas [kr]	181211000	120036000	24195000	39585000	365027000	376897000
Täthet [meter/abonnent]	55	75	136	107	-	80
Debiteringsgrad (fullt avbrottsavdrag)	1,37	0,99	1,37	1,12	-	1,22
Debiteringsgrad (utan avbrottsavdrag)	1,20	0,90	1,34	1,03	-	1,08

**Tabell 32: Resultat 2003**

## 6.5 MatLab

### 6.5.1 Tangens hyperbolikusfunktionen

#### % Tangens hyperbolikusfunktionen

```
clear all
clf
close all
```

```
% x = T ttheten (meter ledning per abonnent)
```

```
k0 = 1;
k1 = ??*1,045;
k2 = ??*1,045;
k3 = ??*1,045;
k4 = ??*1,045;
```

```
tathet = 79;
xstart = 40;
x = xstart:1:150;
```

### 6.5.2 Effektber kningar

#### %Effektber kning, modell & verklighet

```
clc
close all
clear all
```

```
A = xlsread('landvettersjon','landvettersjon');
```

```
effekt = 0;
energi = 0;
```

```
y = [length(A)];
```

```
%H gsp nningsabonnemang
```

```
if length(A)<20
```

```
for z=1:1:length(A)
```

```
energi = energi + A(z,1);
```

```
effekt = effekt + A(z,2);
```

```
end
```

```
effektmodell = energi/3500 %Ger modelleffekten
```

```
effektverklighet = effekt %Ger abonnerade effekten
```

```
y = [50,77,134,107];
```

```
hypen = (k1+k2,*tanh(k3,*(x-k4))),^k0;
```

```
hypeny = (k1+k2,*tanh(k3,*(y-k4))),^k0
```

```
figure
```

```
plot(x,hypen,y,hypeny,'*',xstart:0,01:y(1),hypeny(1),xstart:0,
01:y(2),hypeny(2),xstart:0,01:y(3),hypeny(3),xstart:0,01:y(4)
,hypeny(4),xstart,1)
```

```
legend('Hyperbolikus','M lnlycke(50)','Landvetter(77)','H r
ryda(134)','Hind s(107)');
```

```
shg
```

```
hypenorg = (k1+k2,*tanh(k3,*(tathet-k4))),^k0
```

```
figure
```

```
plot(x,hypen,tathet,hypenorg,'*')
```

```
else
```

```
%Ber knar modelleffekten
```

```
for i=1:1:length(A)
```

```
y(i)=A(i,1);
```

```
if A(i,1) < 1900;
```

```
effekt = effekt + 1;
```

```
else
```

```
energi = energi + A(i,1);
```

```
end
```

```
end
```

```
modelleffekt = effekt + energi/1900 %Ger modelleffekten
```

```
%Ber knar fasta kostnaden per abonnemang
```

```
pris = [length(A)];
```

```
for k=1:1:length(A)
```

```

    pris(k)=A(k,2)*1.25 - A(k,1)*0.15625;
end

totalverkligstrom = 0;
totalverkligstr = 0;
lagenhet = 0;
x16A = 0;
x20A = 0;
x25A = 0;
x35A = 0;
x50A = 0;
x63A = 0;
x80A = 0;
x100A = 0;
x125A = 0;
x160A = 0;
x200A = 0;
energy = 0;

%Beräknar abonnerade effekten
for j=1:length(pris)

    if pris(j) > 3200
        energy = energy + A(j,1);
    end

    if pris(j) < 1300
        lagenhet = lagenhet + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 16;
    elseif pris(j)>1300 && pris(j)<2000
        x16A = x16A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 16;
    elseif pris(j)>2000 && pris(j)<2500
        x20A = x20A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 20;
    elseif pris(j)>2500 && pris(j)<3200
        x25A = x25A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 25;
    elseif pris(j)>3200 && pris(j)<4300
        x35A = x35A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 35;
        totalverkligstr = totalverkligstr + 35;
    elseif pris(j)>4300 && pris(j)<5800
        x50A = x50A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 50;
        totalverkligstr = totalverkligstr + 50;
    elseif pris(j)>5800 && pris(j)<7200
        x63A = x63A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 63;
        totalverkligstr = totalverkligstr + 63;
    elseif pris(j)>7200 && pris(j)<9000
        x80A = x80A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 80;
        totalverkligstr = totalverkligstr + 80;
    elseif pris(j)>9000 && pris(j)<11000
        x100A = x100A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 100;
        totalverkligstr = totalverkligstr + 100;
    elseif pris(j)>11000 && pris(j)<14000
        x125A = x125A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 125;
        totalverkligstr = totalverkligstr + 125;
    elseif pris(j)>14000 && pris(j)<17000
        x160A = x160A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 160;
        totalverkligstr = totalverkligstr + 160;
    elseif pris(j)>17000
        x200A = x200A + 1;
        totalverkligstrom = totalverkligstrom + 200;
        totalverkligstr = totalverkligstr + 200;
    end

    effekt = totalverkligstrom*230*3/1000 %Ger abonnerade
    effekten
    modellereffekt35A = energy/1900 %Ger modelleffekten för
    ab. >= 35A
    effekt35A = totalverkligstr*230*3/1000 %Ger abonnerade
    effekten för ab. >= 35A
    %Procentuella andelen av de olika säkringsstorlekarna
    lgh = 100*lagenhet/length(A)
    y16A = 100*x16A/length(A)
    y20A = 100*x20A/length(A)
    y25A = 100*x25A/length(A)
    y35A = 100*x35A/length(A)
    y50A = 100*x50A/length(A)
    y63A = 100*x63A/length(A)
    y80A = 100*x80A/length(A)
    y100A = 100*x100A/length(A)
    y125A = 100*x125A/length(A)
    y160A = 100*x160A/length(A)
    y200A = 100*x200A/length(A)
end

```

## 6.5.3 Jämviktspunkt

### %Jämviktspunkt

```
clc
clear all
close all
format long
A = xlsread('abonnemang','Blad1');
B = A(:,1).*A(:,3);
C = sum(B);
D = A(:,2).*A(:,3);
E = sum(D);
TPx = C/sum(A(:,3)) % x-koordinat
TPy = E/sum(A(:,3)) % y-koordinat
```



## 6.6 Resultat

### 6.6.1 Beräkningsresultat NetDek

#### 6.6.1.1 2003

Nätnivå1,					
R1 Täthet, Ledningslängd/abonnent (m/abonnent)	54,15197348		R61 Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	220349432,00000000	
R2 Nätnyttan (kr)	0,00000000		R62 Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	116684,53052632	
R3 Prestation: Nätstationen (kr)	9302730,33828697		R63 Uttagspunkter: Antal	11486,00000000	
R4 Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000		R64 Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonnent (m/abonnent)	0,00000000	
R5 Prestation: Överföring (kr)	3084841,24786471		R65 Ledningslängd ojusterat nät (m)	456788,24653093	
R6 Prestation: Nätadministration (kr)	3771806,42119697		R66 Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)	605268,88619804	
R7 Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	7857,00000000		R67 Antal reservtransformatorer	0,00000000	
R8 Summerad intäkt (kr)	46423116,00000000		R68 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m)	0,00000000	
R9 Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	46423116,00000000		R69 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m)	0,00000000	
R10 Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000		R70 Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkm)	0,00000000	
R11 Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000		R71 Geometri: X-min (m)	0,00000000	
R12 Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningsavgifter m.m.)	0,00000000		R72 Geometri: X-max (m)	0,00000000	
R13 Total Nuak (kr)	151494299,18831354		R73 Geometri: Y-min (m)	0,00000000	
R14 NUAK Ledningar (kr)	139490384,18831354		R74 Geometri: Y-max (m)	0,00000000	
R15 NUAK Transformatorer Maskin (kr)	0,00000000		R75 Inmatad energi/kund (kWh/kund)	13,31194498	
R16 NUAK Transformatorer Mark (kr)	0,00000000		R76 Energiuttag/kund (kWh/kund)	19184,17482152	
R17 NUAK Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	12003915,00000000		R77 Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	0,00696500	
R18 Ledningar : Prestationen (kr)	9302730,33828697		R78 Beräknad Abonnent effekt/kund (kVA/kund)	10,15884821	
R19 Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	7907826,49640386		R79	0,00000000	
R20 Ledningar : DoU (kr)	1394903,84188314		R80 Sammanlagring inom denna nätnivå	0,62643795	
R21 Ledningar: Längd (m)	621989,56740887		R81 Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	73095,61805895	
R22 Transformatorer: Prestationen (kr)	0,00000000		R82 Beräknat summerat effekttuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	116684,53052632	
R23 Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	0,00000000		R83	0,00000000	
R24 Transformatorer: DoU (kr)	0,00000000		R84	0,00000000	
R25 Transformatorer: Antal	0,00000000		R85	0,00000000	
R26 Transformatorer: Effekt (kVA)	0,00000000		R86	0,00000000	
R27 Leverans kvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000		R87	0,00000000	
R28 Leverans kvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	687560,65928987		R88	0,00000000	
R29 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	5506651,68562688		R89	0,00000000	
R30 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	15522,99625794		R90	0,00000000	
R31 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	466013,15827822		R91	0,00000000	
R32 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	608781,81636835		R92	0,00000000	
R33 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	4416333,71472237		R93	0,00000000	
R34 Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	3084841,24786471		R94	0,00000000	
R35 Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	10939153,36122239		R95	0,00000000	
R36 Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	3771478,06684673		R96	0,00000000	
R37 Nätadministration: NUAK Mätare hos kunder (kr)	12002870,00000000		R97	0,00000000	
R38 Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	1010817,96684718		R98	0,00000000	
R39 Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000		R99	0,00000000	
R40 Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	2760660,10000059		R100	0,00000000	
R41 Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000		R101 Prestation: Anslutningsnätet (kr)	8906714,29734320	
R42 Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000		R102 Prestation: Reservnätet (kr)	396016,04094377	
R43 Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)	328,35435024		R103	0,00000000	
R44 Nätadministration: NUAK Mätare i Inmatningspunkter (kr)	1045,00000000		R104	0,00000000	
R45 Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	88,00435024		R105	0,00000000	
R46 Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000		R106	0,00000000	
R47 Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	240,35000000		R107 Ledningslängd Referensnät (m)	456788,24653093	
R48 Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000		R108 Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	8906714,29734320	
R49 Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000		R109 Ledningar Anslutningsnät: NUAK (kr)	133552296,37030706	
R50 Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	0,00000000		R110 Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	7571191,33364015	
R51 Gränspunkter: Antal	0,00000000		R111 Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	1335522,96370307	
R52 Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	0,00000000		R112 Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	605268,88619804	
R53 Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	0,00000000		R113 Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	0,00000000	
R54 Gränspunkter: Abonnent effekt (kVA) 0,00000000			R114 Transformatorer Anslutningsnät: NUAK (kr)	0,00000000	
R55 Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	0,00000000		R115 Transformatorer Anslutningsnät: NUAK Mark (kr)	0,00000000	
R56 Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr) 7857,00000000			R116 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	0,00000000	
R57 Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	152901,00000000		R117 Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	0,00000000	
R58 Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	80,00000000		R118 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	0,00000000	
R59 Inmatningspunkter: Antal	1,00000000		R119 Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	0,00000000	
	0,00000000		R120 Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	0,00000000	
			R121 Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	0,00000000	
			R122 Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	396016,04094377	
			R123 Ledningar Reservnät: NUAK (kr)	5938087,81800647	
			R124 Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	336635,16276371	
			R125 Ledningar Reservnät: DoU (kr)	59380,87818007	
			R126 Ledningar Reservnät: Längd (m)	16720,68121083	
			R127 Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	0,00000000	
			R128 Transformatorer Reservnät: NUAK (kr)	0,00000000	
			R129 Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	0,00000000	
			R130 Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	0,00000000	

R131	Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	0,00000000	
R132	Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	0,00000000	
R133	Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	0,00000000	
R134		0,00000000	
R135		0,00000000	
R136		0,00000000	
R137		0,00000000	
R138		0,00000000	
R139		0,00000000	
R140		0,00000000	
R141		0,00000000	
R142		0,00000000	
R143		0,00000000	
R144	Utnyttjningstid för denna nätnivå	3014,53681974	
R145		0,00000000	
R146		0,00000000	
R147		0,00000000	
R148		0,00000000	
R149		0,00000000	
R150		0,00000000	
R151		0,00000000	
R152		0,00000000	
R153		0,00000000	
R154		0,00000000	
R155		0,00000000	
R156		0,00000000	
R157		0,00000000	
R158		0,00000000	
R159		0,00000000	
R160		0,00000000	
R161		0,00000000	
R162		0,00000000	
R163		0,00000000	
R164		0,00000000	
R165		0,00000000	
R166		0,00000000	
R167		0,00000000	
R168		0,00000000	
R169		0,00000000	
R170		0,00000000	
R171		0,00000000	
R172		0,00000000	
R173		0,00000000	
R174		0,00000000	
R175		0,00000000	
R176		0,00000000	
R177		0,00000000	
R178		0,00000000	
R179		0,00000000	
R180		0,00000000	
R181		0,00000000	
R182		0,00000000	
R183		0,00000000	
R184		0,00000000	
R185		0,00000000	
R186		0,00000000	
R187		0,00000000	
R188		0,00000000	
R189		0,00000000	
R190		0,00000000	
R191		0,00000000	
R192	Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000	
R193	Värde på MultiProcessValue	0,00000000	
R194		0,00000000	
R195	Antal nät utan begränsning	1,00000000	
R196	Antal nät med Spänningsbegränsning	113,00000000	
R197	Antal nät med Längdbegränsning	78,00000000	
R198	Antal nät med Effektbegränsning	24,00000000	
R199	Antal nät med Strömbegränsning	50,00000000	
Nättnivå2,			
R1	Täthet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	34870,32000552	
R2	Nätnyttan (kr)	0,00000000	
R3	Prestation: Nätprestationen (kr)	6085154,59491062	
R4	Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000	
R5	Prestation: Överföring (kr)	827354,87999678	
R6	Prestation: Nätadministration (kr)	31956,21806697	
R7	Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	4619696,00000000	
R8	Summerad intäkt (kr)	4202388,00000000	
R9	Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	4202388,00000000	
R10	Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000	
R11	Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R12	Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningsavgifter m.m.)	0,00000000	
R13	Total Nuak (kr)	89704006,99846594	
R14	NUAK Ledningar (kr)	59819939,70644603	
R15	NUAK Transformatorer Maskin (kr)	23537912,06096772	
R16	NUAK Transformatorer Mark (kr)	6053555,23105219	
R17	NUAK Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	292600,00000000	
R18	Ledningar : Prestationen (kr)	3989441,78969633	
R19	Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	3391242,39263187	
R20	Ledningar : DoU (kr)	598199,39706446	
R21	Ledningar: Längd (m)	244092,24003865	
R22	Transformatorer: Prestationen (kr)	2095712,80521429	
R23	Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	1624954,56399494	
R24	Transformatorer: DoU (kr)	470758,24121935	
R25	Transformatorer: Antal	265,00000000	
R26	Transformatorer: Effekt (kVA)	73095,61805895	
R27	Leveranskvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000	
R28	Leveranskvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	405253,68066376	
R29	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	1145135,78299824	
R30	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	2969,86651617	
R31	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	95291,39136029	
R32	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	128644,62841124	
R33	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	918229,89671054	
R34	Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	827354,87999678	
R35	Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	2933882,55318008	
R36	Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturerering Kunder (kr)	31956,21806697	
R37	Nätadministration: NUAK Mätare hos kunder (kr)	292600,00000000	
R38	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	24641,21806697	
R39	Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	
R40	Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	7315,00000000	
R41	Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000	
R42	Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000	
R43	Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturerering Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R44	Nätadministration: NUAK Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R45	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R46	Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R47	Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	
R48	Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	
R49	Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R50	Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	4619696,00000000	
R51	Gränspunkter: Antal	2,00000000	
R52	Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	39287440,00000000	
R53	Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	57920036,00000000	
R54	Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA)	15850,00000000	
R55	Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	9567,46060071	
R56	Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R57	Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	0,00000000	
R58	Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	0,00000000	
R59	Inmatningspunkter: Antal	0,00000000	
R60	Uttagpunkter: Levererad energi (kWh)	53710790,00000000	
R61	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	
R62	Uttagpunkter: Antal	7,00000000	
R63	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R64	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	
R65	Uttagpunkter: Antal	7,00000000	
R66	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R67	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	
R68	Uttagpunkter: Antal	7,00000000	
R69	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R70	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	
R71	Uttagpunkter: Antal	7,00000000	
R72	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R73	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	
R74	Uttagpunkter: Antal	7,00000000	
R75	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R76	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	
R77	Uttagpunkter: Antal	7,00000000	
R78	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R79	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	
R80	Uttagpunkter: Antal	7,00000000	
R81	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R82	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	
R83	Uttagpunkter: Antal	7,00000000	
R84	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R85	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	
R86	Uttagpunkter: Antal	7,00000000	
R87	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R88	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	
R89	Uttagpunkter: Antal	7,00000000	
R90	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R91	Uttagpunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	15345,94000000	

R92	0,00000000	
R93	0,00000000	
R94	0,00000000	
R95	0,00000000	
R96	0,00000000	
R97	0,00000000	
R98	0,00000000	
R99	0,00000000	
R100	0,00000000	
R101	Prestation: Anslutningsnätet (kr)	5415618,00434264
R102	Prestation: Reservnätet (kr)	669536,59056798
R103	0,00000000	
R104	0,00000000	
R105	0,00000000	
R106	0,00000000	
R107	Ledningslängd Referensnät (m)	164476,27050378
R108	Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	3319905,19912835
R109	Ledningar Anslutningsnät: NUAK (kr)	49780530,53835666
R110	Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	2822099,89374478
R111	Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	497805,30538357
R112	Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	204121,39850659
R113	Transformatorer Anslutningnät: Prestationen (kr)	2095712,80521429
R114	Transformatorer Anslutningnät: NUAK (kr)	23537912,06096772
R115	Transformatorer Anslutningnät: NUAK Mark (kr)	6053555,23105219
R116	Transformatorer Anslutningnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	1334383,91290443
R117	Transformatorer Anslutningnät: DoU Maskin (kr)	470758,24121935
R118	Transformatorer Anslutningnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	290570,65109051
R119	Transformatorer Anslutningnät: Antal transformatorer	265,00000000
R120	Transformatorer Anslutningnät: Antal Ställverk	0,00000000
R121	Transformatorer Anslutningnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	73095,61805895
R122	Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	669536,59056798
R123	Ledningar Reservnät: NUAK (kr)	10039409,16808937
R124	Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	569142,49888709
R125	Ledningar Reservnät: DoU (kr)	100394,09168089
R126	Ledningar Reservnät: Längd (m)	39970,84153205
R127	Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	0,00000000
R128	Transformatorer Reservnät: NUAK (kr)	0,00000000
R129	Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	0,00000000
R130	Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	0,00000000
R131	Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	0,00000000
R132	Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	0,00000000
R133	Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	220349432,00000000
R134	0,00000000	
R135	0,00000000	
R136	0,00000000	
R137	0,00000000	
R138	0,00000000	
R139	0,00000000	
R140	0,00000000	
R141	0,00000000	
R142	0,00000000	
R143	0,00000000	
R144	Utnyttningstid för denna nätnivå	3997,00380180
R145	0,00000000	
R146	0,00000000	
R147	0,00000000	
R148	0,00000000	
R149	0,00000000	
R150	0,00000000	
R151	0,00000000	
R152	0,00000000	
R153	0,00000000	
R154	0,00000000	
R155	0,00000000	
R156	0,00000000	
R157	0,00000000	
R158	0,00000000	
R159	0,00000000	
R160	0,00000000	
R161	0,00000000	
R162	0,00000000	
R163	0,00000000	
R164	0,00000000	
R165	0,00000000	
R166	0,00000000	
R167	0,00000000	
R168	0,00000000	
R169	0,00000000	
R170	0,00000000	
R171	0,00000000	
R172	0,00000000	
R173	0,00000000	
R174	0,00000000	
R175	0,00000000	
R176	0,00000000	
R177	0,00000000	
R178	0,00000000	
R179	0,00000000	
R180	0,00000000	
R181	0,00000000	
R182	0,00000000	
R183	0,00000000	
R184	0,00000000	
R185	0,00000000	
R186	0,00000000	
R187	0,00000000	
R188	0,00000000	
R189	0,00000000	
R190	0,00000000	
R191	0,00000000	
R192	Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000
R193	Värde på MultiProcessValue	0,00000000
R194	0,00000000	
R195	Antal nät utan begränsning	1,00000000
R196	Antal nät med Spänningsbegränsning	0,00000000
R197	Antal nät med Längdbegränsning	0,00000000
R198	Antal nät med Effektbegränsning	0,00000000
R199	Antal nät med Strömbegränsning	6,00000000
Nätnivå3,		
R2	Nätnyttan (kr)	0,00000000
R3	Prestation: Nätprestationen (kr)	6710419,49017237
R4	Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000
R5	Prestation: Överföring (kr)	0,00000000
R6	Prestation: Nätadministration (kr)	0,00000000
R7	Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	2138882,00000000
R8	Summerad intäkt (kr)	0,00000000
R9	Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	0,00000000
R10	Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000
R11	Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R12	Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningavgifter m.m.)	0,00000000
R13	Total Nuak (kr)	89751204,66753298
R14	NUAK Ledningar (kr)	16095236,55682359
R15	NUAK Transformatorer Maskin (kr)	73247368,51404446
R16	NUAK Transformatorer Mark (kr)	408599,59666492
R17	NUAK Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R18	Ledningar : Prestationen (kr)	1073404,78191624
R19	Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	912452,41634800
R20	Ledningar : DoU (kr)	160952,36556824
R21	Ledningar: Längd (m)	38669,36966943
R22	Transformatorer: Prestationen (kr)	5637014,70825613
R23	Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	4172067,33797524
R24	Transformatorer: DoU (kr)	1464947,37028089
R25	Transformatorer: Antal	12,00000000
R26	Transformatorer: Effekt (kVA)	117474,38513546
R27	Leveranskvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000
R28	Leveranskvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	0,00000000
R29	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	0,00000000
R30	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	0,00000000
R31	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	0,00000000
R32	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	0,00000000
R33	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	0,00000000
R34	Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	0,00000000
R35	Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	0,00000000
R36	Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	0,00000000
R37	Nätadministration: NUAK Mätare hos kunder (kr)	0,00000000
R38	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	0,00000000
R39	Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000
R40	Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	0,00000000
R41	Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder (kr)	0,00000000
R42	Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder (kr)	0,00000000
R43	Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R44	Nätadministration: NUAK Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R45	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R46	Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R47	Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R48	Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R49	Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R50	Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	2138882,00000000
R51	Gränspunkter: Antal	1,00000000

R52 Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	0,00000000	R135	0,00000000
R53 Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	25524380,00000000	R136	0,00000000
R54 Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA) 6650,00000000		R137	0,00000000
R55 Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	0,00000000	R138	0,00000000
R56 Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr) 0,00000000		R139	0,00000000
R57 Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	0,00000000	R140	0,00000000
R58 Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	0,00000000	R141	0,00000000
R59 Inmatningspunkter: Antal	0,00000000	R142	0,00000000
	0,00000000	R143	0,00000000
R61 Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	0,00000000	R144 Utnyttjningstid för denna nätnivå	4202,30960376
R62 Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	0,00000000	R145	0,00000000
R63 Uttagspunkter: Antal	0,00000000	R146	0,00000000
R64 Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonnet		R147	0,00000000
(m/abonnet) 0,00000000		R148	0,00000000
R65 Ledningslängd ojusterat nät (m)	23435,98161784	R149	0,00000000
R66 Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)25779,57977962		R150	0,00000000
R67 Antal reservtransformatorer	6,00000000	R151	0,00000000
R68 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m)0,00000000		R152	0,00000000
R69 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m)0,00000000		R153	0,00000000
R70 Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkm)	0,00000000	R154	0,00000000
R71 Geometri: X-min (m)	0,00000000	R155	0,00000000
R72 Geometri: X-max (m)	0,00000000	R156	0,00000000
R73 Geometri: Y-min (m)	0,00000000	R157	0,00000000
R74 Geometri: Y-max (m)	0,00000000	R158	0,00000000
R75 Inmatad energi/kund (kWh/kund)	0,00000000	R159	0,00000000
R76 Energiuttag/kund (kWh/kund)	0,00000000	R160	0,00000000
R77 Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000	R161	0,00000000
R78 Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000	R162	0,00000000
R79	0,00000000	R163	0,00000000
R80 Sammanlagring inom denna nätnivå	0,95114453	R164	0,00000000
R81 Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad		R165	0,00000000
Gränspunkteffekt	55867,55954149	R166	0,00000000
R82 Beräknat summerat effekttuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)		R167	0,00000000
	58737,19256773	R168	0,00000000
R83	0,00000000	R169	0,00000000
R84	0,00000000	R170	0,00000000
R85	0,00000000	R171	0,00000000
R86	0,00000000	R172	0,00000000
R87	0,00000000	R173	0,00000000
R88	0,00000000	R174	0,00000000
R89	0,00000000	R175	0,00000000
R90	0,00000000	R176	0,00000000
R91	0,00000000	R177	0,00000000
R92	0,00000000	R178	0,00000000
R93	0,00000000	R179	0,00000000
R94	0,00000000	R180	0,00000000
R95	0,00000000	R181	0,00000000
R96	0,00000000	R182	0,00000000
R97	0,00000000	R183	0,00000000
R98	0,00000000	R184	0,00000000
R99	0,00000000	R185	0,00000000
R100	0,00000000	R186	0,00000000
R101 Prestation: Anslutningsnätet (kr)	3543916,93239218	R187	0,00000000
R102 Prestation: Reservnätet (kr)	3166502,55778019	R188	0,00000000
R103	0,00000000	R189	0,00000000
R104	0,00000000	R190	0,00000000
R105	0,00000000	R191	0,00000000
R106	0,00000000	R192 Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000
R107 Ledningslängd Referensnät (m)	23435,98161784	R193 Värde på MultiProcessValue	0,00000000
R108 Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	715603,18794416	R194	0,00000000
R109 Ledningar Anslutningsnät: NUAk (kr)10730157,70454906		R195 Antal nät utan begränsning	1,00000000
R110 Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	608301,61089867	R196 Antal nät med Spänningsbegränsning	0,00000000
R111 Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	107301,57704549	R197 Antal nät med Längdbegränsning	0,00000000
R112 Ledningar Anslutningsnät: Längd (m) 25779,57977962		R198 Antal nät med Effektbegränsning	0,00000000
R113 Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	2828313,74444802	R199 Antal nät med Strömbegränsning	0,00000000
R114 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk (kr)	36623684,25702223		
R115 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk Mark (kr)	408599,59666492		
R116 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	2076227,27866766	Nätnivå4,	
R117 Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	732473,68514044	R2 Nätnytta (kr)	0,00000000
R118 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	19612,78063992	R3 Prestation: Nätprestationen (kr)	3345973,09461416
R119 Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	6,00000000	R4 Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000
R120 Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	1,00000000	R5 Prestation: Överföring (kr)	0,00000000
R121 Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)		R6 Prestation: Nätdministration (kr)	0,00000000
	58737,19256773	R7 Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	
R122 Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)357801,59397208			10402683,00000000
R123 Ledningar Reservnät: NUAk (kr)	5365078,85227453	R8 Summerad intäkt (kr)	0,00000000
R124 Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	304150,80544933	R9 Fakturerad intäkt från Kunder, Nätagift (kr)	0,00000000
R125 Ledningar Reservnät: DoU (kr)	53650,78852275	R10 Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000
R126 Ledningar Reservnät: Längd (m)	12889,78988981	R11 Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R127 Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	2808700,96380811	R12 Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttingsavgifter m.m.)	0,00000000
R128 Transformatorer Reservnät: NUAk (kr)	36623684,25702223	R13 Total Nuak (kr)	45947754,57954501
R129 Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	2076227,27866766	R14 NUAk Ledningar (kr)	17435112,02586988
R130 Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	732473,68514044	R15 NUAk Transformatorer Maskin (kr)	28392482,33674972
R131 Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	6,00000000	R16 NUAk Transformatorer Mark (kr)	120160,21692540
R132 Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)		R17 NUAk Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
	58737,19256773	R18 Ledningar : Prestationen (kr)	1162762,19710979
R133 Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)		R19 Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	988411,07685109
	234772782,00000000	R20 Ledningar : DoU (kr)	174351,12025870
R134	0,00000000	R21 Ledningar: Längd (m)	19301,72441726
		R22 Transformatorer: Prestationen (kr)	2183210,89750437

R23 Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	1615361,25076938	R99	0,00000000
R24 Transformatorer: DoU (kr)	567849,64673499	R100	0,00000000
R25 Transformatorer: Antal	2,00000000	R101 Prestation: Anslutningsnätet (kr)	1675870,39251329
R26 Transformatorer: Effekt (kVA)	111735,11908299	R102 Prestation: Reservnätet (kr)	1670102,70210087
R27 Leverans kvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000	R103	0,00000000
R28 Leverans kvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	0,00000000	R104	0,00000000
R29 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	0,00000000	R105	0,00000000
R30 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	0,00000000	R106	0,00000000
R31 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	0,00000000	R107 Ledningslängd Referensnät (m)	8773,51109876
R32 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	0,00000000	R108 Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	581381,09855489
R33 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	0,00000000	R109 Ledningar Anslutningsnät: NUAk (kr)	8717556,01293494
R34 Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	0,00000000	R110 Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	494205,53842555
R35 Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	0,00000000	R111 Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	87175,56012935
R36 Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	0,00000000	R112 Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	9650,86220863
R37 Nätadministration: NUAk Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	R113 Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	1094489,29395840
R38 Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	R114 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk (kr)	14196241,16837486
R39 Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	R115 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk Mark (kr)	120160,21692540
R40 Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	0,00000000	R116 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	804796,78017848
R41 Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000	R117 Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	283924,82336750
R42 Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000	R118 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	5767,69041242
R43 Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R119 Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	1,00000000
R44 Nätadministration: NUAk Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R120 Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	0,00000000
R45 Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R121 Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	55867,55954149
R46 Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R122 Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	581381,09855489
R47 Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	R123 Ledningar Reservnät: NUAk (kr)	8717556,01293494
R48 Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	R124 Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	494205,53842555
R49 Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R125 Ledningar Reservnät: DoU (kr)	87175,56012935
R50 Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	10402683,00000000	R126 Ledningar Reservnät: Längd (m)	9650,86220863
R51 Gränspunkter: Antal	1,00000000	R127 Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	1088721,60354598
R52 Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	234772782,00000000	R128 Transformatorer Reservnät: NUAk (kr)	14196241,16837486
R53 Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	195937683,00000000	R129 Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	804796,78017848
R54 Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA)	46580,00000000	R130 Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	283924,82336750
R55 Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	52682,42156285	R131 Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	1,00000000
R56 Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R132 Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	55867,55954149
R57 Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	0,00000000	R133 Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	234772782,00000000
R58 Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	0,00000000	R134	0,00000000
R59 Inmatningspunkter: Antal	0,00000000	R135	0,00000000
R60 Inmatningspunkter: Antal	0,00000000	R136	0,00000000
R61 Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	0,00000000	R137	0,00000000
R62 Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	0,00000000	R138	0,00000000
R63 Uttagspunkter: Antal	0,00000000	R139	0,00000000
R64 Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	R140	0,00000000
R65 Ledningslängd ojusterat nät (m)	8773,51109876	R141	0,00000000
R66 Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)	9650,86220863	R142	0,00000000
R67 Antal reservtransformatorer	1,00000000	R143	0,00000000
R68 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m)	0,00000000	R144 Utnyttningstid för denna nätnivå	3675,51217604
R69 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m)	0,00000000	R145	0,00000000
R70 Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkm)	0,00000000	R146	0,00000000
R71 Geometri: X-min (m)	0,00000000	R147	0,00000000
R72 Geometri: X-max (m)	0,00000000	R148	0,00000000
R73 Geometri: Y-min (m)	0,00000000	R149	0,00000000
R74 Geometri: Y-max (m)	0,00000000	R150	0,00000000
R75 Inmatad energi/kund (kWh/kund)	0,00000000	R151	0,00000000
R76 Energiuttag/kund (kWh/kund)	0,00000000	R152	0,00000000
R77 Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000	R153	0,00000000
R78 Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000	R154	0,00000000
R79	0,00000000	R155	0,00000000
R80 Sammanlagring inom denna nätnivå	0,94298770	R156	0,00000000
R81 Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	52682,42156285	R157	0,00000000
R82 Beräknat summerat effektuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	55867,55954149	R158	0,00000000
R83	0,00000000	R159	0,00000000
R84	0,00000000	R160	0,00000000
R85	0,00000000	R161	0,00000000
R86	0,00000000	R162	0,00000000
R87	0,00000000	R163	0,00000000
R88	0,00000000	R164	0,00000000
R89	0,00000000	R165	0,00000000
R90	0,00000000	R166	0,00000000
R91	0,00000000	R167	0,00000000
R92	0,00000000	R168	0,00000000
R93	0,00000000	R169	0,00000000
R94	0,00000000	R170	0,00000000
R95	0,00000000	R171	0,00000000
R96	0,00000000	R172	0,00000000
R97	0,00000000	R173	0,00000000
R98	0,00000000	R174	0,00000000
		R175	0,00000000
		R176	0,00000000
		R177	0,00000000
		R178	0,00000000
		R179	0,00000000
		R180	0,00000000
		R181	0,00000000
		R182	0,00000000
		R183	0,00000000
		R184	0,00000000

R185	0,00000000	
R186	0,00000000	
R187	0,00000000	
R188	0,00000000	
R189	0,00000000	
R190	0,00000000	
R191	0,00000000	
R192 Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000	
R193 Värde på MultiProcessValue	0,00000000	
R194	0,00000000	
R195 Antal nät utan begränsning	1,00000000	
R196 Antal nät med Spänningsbegränsning	0,00000000	
R197 Antal nät med Längdbegränsning	0,00000000	
R198 Antal nät med Effektbegränsning	0,00000000	
R199 Antal nät med Strömbegränsning	0,00000000	
Resultatet		
R0 Debiteringsgrad	1,21530989	
R1 Täthet, Ledningslängd/abonnent (m/abonnent)		80,40136618
R2 Nätnyttan (kr)	44770381,15643806	
R3 Prestation: Nätprestationen (kr)	25444277,51798413	
R4 Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	-5558973,12867148	
R5 Prestation: Överföring (kr)	3912196,12786149	
R6 Prestation: Nätdministration (kr)	3803762,63926393	
R7 Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)		17169118,00000000
R8 Summerad intäkt (kr)	54409887,00000000	
R9 Fakturerad intäkt från Kunder, Nätagift (kr)	50625504,00000000	
R10 Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000	
R11 Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R12 Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningsavgifter m.m.)		3784383,00000000
R13 Total Nuak (kr)	376897265,43385750	
R14 NUAk Ledningar (kr)	232840672,47745305	
R15 NUAk Transformatorer Maskin (kr)	125177762,91176191	
R16 NUAk Transformatorer Mark (kr)	6582315,04464251	
R17 NUAk Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)		12296515,00000000
R18 Ledningar : Prestationen (kr)	15528339,10700933	
R19 Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	13199932,38223482	
R20 Ledningar : DoU (kr)	2328406,72477453	
R21 Ledningar: Längd (m)	924052,90153421	
R22 Transformatorer: Prestationen (kr)	9915938,41097480	
R23 Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	7412383,15273956	
R24 Transformatorer: DoU (kr)	2503555,25823524	
R25 Transformatorer: Antal	279,00000000	
R26 Transformatorer: Effekt (kVA)	302305,12227741	
R27 Leverans kvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	-5558973,12867148	
R28 Leverans kvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	1092814,33995363	
R29 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)		6651787,46862512
R30 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)		18492,86277411
R31 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)		561304,54963851
R32 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)		737426,44477960
R33 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)		5334563,61143291
R34 Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	3912196,12786149	
R35 Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	13873035,91440247	
R36 Nätdministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)		3803434,28491370
R37 Nätdministration: NUAk Mätare hos kunder (kr)	12295470,00000000	
R38 Nätdministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)		1035459,18491415
R39 Nätdministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	
R40 Nätdministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	2767975,10000059	
R41 Nätdministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000	
R42 Nätdministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000	
R43 Nätdministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)		328,35435024
R44 Nätdministration: NUAk Mätare i Inmatningspunkter (kr)		1045,00000000
R45 Nätdministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)		88,00435024
R46 Nätdministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)		0,00000000
R47 Nätdministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)		240,35000000
R48 Nätdministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)		0,00000000
R49 Nätdministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)		0,00000000
R50 Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	17161261,00000000	
R51 Gränspunkter: Antal	4,00000000	
R52 Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	274060222,00000000	
R53 Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	279382099,00000000	
R54 Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA) 69080,00000000		
R55 Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	62249,88216356	
R56 Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr)	7857,00000000	

R57 Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	152901,00000000	
R58 Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	80,00000000	
R59 Inmatningspunkter: Antal	1,00000000	
	0,00000000	
R61 Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	274060222,00000000	
R62 Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	132030,47052632	
R63 Uttagspunkter: Antal	11493,00000000	
R64 Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonnent (m/abonnent)	73,50741553	
R65 Ledningslängd ojusterat nät (m)	653474,00975130	
R66 Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)	844820,72669288	
R67 Antal reservtransformatorer	7,00000000	
R68 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m)	14490,00000000	
R69 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m)	26026,00000000	
R70 Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkm)	377116740,00000000	
R71 Geometri: X-min (m)	6394511,00000000	
R72 Geometri: X-max (m)	6409001,00000000	
R73 Geometri: Y-min (m)	1277070,00000000	
R74 Geometri: Y-max (m)	1303096,00000000	
R75 Inmatad energi/kund (kWh/kund)	24322,19611938	
R76 Energiuttag/kund (kWh/kund)	23845,83851040	
R77 Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	6,01757592	
R78 Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	11,48790312	
R79	0,00000000	
R80 Sammanlagring inom denna nätnivå	0,00000000	
R81 Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	0,00000000	
R82 Beräknat summerat effektuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)		319730,84069450
R83	0,00000000	
R83 Kvalitetsindex	0,28221318	
R84	0,00000000	
R85	0,00000000	
R86	0,00000000	
R87	0,00000000	
R88	0,00000000	
R89	0,00000000	
R90	0,00000000	
R91	0,00000000	
R92	0,00000000	
R93	0,00000000	
R94	0,00000000	
R95	0,00000000	
R96	0,00000000	
R97	0,00000000	
R98	0,00000000	
R99	0,00000000	
R100	0,00000000	
R101 Prestation: Anslutningsnätet (kr)	19542119,62659131	
R102 Prestation: Reservnätet (kr)	5902157,89139281	
R103	0,00000000	
R104	0,00000000	
R105	0,00000000	
R106	0,00000000	
R107 Ledningslängd Referensnät (m)	653474,00975130	
R108 Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	13523603,78297060	
R109 Ledningar Anslutningsnät: NUAk (kr)	202780540,62614775	
R110 Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	11495798,37670915	
R111 Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	2027805,40626148	
R112 Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	844820,72669288	
R113 Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	6018515,84362071	
R114 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk (kr)	74357837,48636481	
R115 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk Mark (kr)	6582315,04464251	
R116 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)		4215407,97175058
R117 Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	1487156,74972730	
R118 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)		315951,12214284
R119 Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer		272,00000000
R120 Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	2,00000000	
R121 Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)		187700,37016818
R122 Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	2004735,32403873	
R123 Ledningar Reservnät: NUAk (kr)	30060131,85130531	
R124 Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	1704134,00552567	
R125 Ledningar Reservnät: DoU (kr)	300601,31851305	
R126 Ledningar Reservnät: Längd (m)	79232,17484133	
R127 Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	3897422,56735409	
R128 Transformatorer Reservnät: NUAk (kr)	50819925,42539709	
R129 Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)		2881024,05884614
R130 Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	1016398,50850794	
R131 Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	7,00000000	
R132 Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)		114604,75210923
R133 Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)		689894996,00000000
R134	0,00000000	
R135	0,00000000	
R136	0,00000000	
R137	0,00000000	
R138	0,00000000	

R139	0,00000000	
R140	0,00000000	
R141	0,00000000	
R142	0,00000000	
R143	0,00000000	
R144	Utnyttjningstid för denna nätnivå	0,00000000
R145	0,00000000	
R146	0,00000000	
R147	0,00000000	
R148	0,00000000	
R149	0,00000000	
R150	0,00000000	
R151	0,00000000	
R152	0,00000000	
R153	0,00000000	
R154	0,00000000	
R155	0,00000000	
R156	0,00000000	
R157	0,00000000	
R158	0,00000000	
R159	0,00000000	
R160	0,00000000	
R161	0,00000000	
R162	0,00000000	
R163	0,00000000	
R164	0,00000000	
R165	0,00000000	
R166	0,00000000	
R167	0,00000000	
R168	0,00000000	
R169	0,00000000	

R170	0,00000000	
R171	0,00000000	
R172	0,00000000	
R173	0,00000000	
R174	0,00000000	
R175	0,00000000	
R176	0,00000000	
R177	0,00000000	
R178	0,00000000	
R179	0,00000000	
R180	0,00000000	
R181	0,00000000	
R182	0,00000000	
R183	0,00000000	
R184	0,00000000	
R185	0,00000000	
R186	0,00000000	
R187	0,00000000	
R188	0,00000000	
R189	0,00000000	
R190	0,00000000	
R191	0,00000000	
R192	Nummer på MultiProcessParameter	0,00000000
R193	Värde på MultiProcessValue	0,00000000
R194	0,00000000	
R195	Antal nät utan begränsning	4,00000000
R196	Antal nät med Spänningsbegränsning	113,00000000
R197	Antal nät med Längdbegränsning	78,00000000
R198	Antal nät med Effektbegränsning	24,00000000
R199	Antal nät med Strömbegränsning	56,00000000

## 6.6.1.2 2004

Nättnivå,		
R1 Täthet, Ledningslängd/abonnent (m/abonnent)	53,45324994	
R2 Nätnyttan (kr)	0,00000000	
R3 Prestation: Nätprestationen (kr)	9463636,77558352	
R4 Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000	
R5 Prestation: Överföring (kr)	2832354,20876544	
R6 Prestation: Nätadministration (kr)	3902327,37577773	
R7 Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	8211,00000000	
R8 Summerad intäkt (kr)	47727170,00000000	
R9 Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	47727170,00000000	
R10 Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000	
R11 Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R12 Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningavgifter m.m.)	0,00000000	
R13 Total Nuak (kr)	154478636,03885403	
R14 NUAk Ledningar (kr)	141903106,03885403	
R15 NUAk Transformatorer Maskin (kr)	0,00000000	
R16 NUAk Transformatorer Mark (kr)	0,00000000	
R17 NUAk Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	12575530,00000000	
R18 Ledningar : Prestationen (kr)	9463636,77558352	
R19 Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	8044605,71519500	
R20 Ledningar : DoU (kr)	1419031,06038854	
R21 Ledningar: Längd (m)	623264,89435184	
R22 Transformatorer: Prestationen (kr)	0,00000000	
R23 Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	0,00000000	
R24 Transformatorer: DoU (kr)	0,00000000	
R25 Transformatorer: Antal	0,00000000	
R26 Transformatorer: Effekt (kVA)	0,00000000	
R27 Leverans kvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000	
R28 Leverans kvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	629497,89294352	
R29 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	3397873,97231501	
R30 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	14832,96948414	
R31 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	392636,50134053	
R32 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	361721,46236412	
R33 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	2628683,03912623	
R34 Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	2832354,20876544	
R35 Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	10043809,25094128	
R36 Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	3901999,02142749	
R37 Nätadministration: NUAk Mätare hos kunder (kr)	12574485,00000000	
R38 Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	1058956,34642801	
R39 Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	
R40 Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	2843042,67500059	
R41 Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000	
R42 Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000	
R43 Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)	328,35435024	
R44 Nätadministration: NUAk Mätare i Inmatningspunkter (kr)	1045,00000000	

R45 Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	88,00435024	
R46 Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R47 Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	240,35000000	
R48 Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	
R49 Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R50 Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	0,00000000	
R51 Gränspunkter: Antal	0,00000000	
R52 Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	0,00000000	
R53 Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	0,00000000	
R54 Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA)	0,00000000	
R55 Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	0,00000000	
R56 Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr)	8211,00000000	
R57 Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	203352,00000000	
R58 Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	80,00000000	
R59 Inmatningspunkter: Antal	1,00000000	
R60 Inmatningspunkter: Effekt (kW)	0,00000000	
R61 Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	201514001,00000000	
R62 Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	106880,53263158	
R63 Uttagspunkter: Antal	11660,00000000	
R64 Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonnent (m/abonnent)	0,00000000	
R65 Ledningslängd ojusterat nät (m)	455226,32374716	
R66 Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)	606230,48914074	
R67 Antal reservtransformatorer	0,00000000	
R68 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m)	0,00000000	
R69 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m)	0,00000000	
R70 Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkm)	0,00000000	
R71 Geometri: X-min (m)	0,00000000	
R72 Geometri: X-max (m)	0,00000000	
R73 Geometri: Y-min (m)	0,00000000	
R74 Geometri: Y-max (m)	0,00000000	
R75 Inmatad energi/kund (kWh/kund)	17,44013722	
R76 Energiuttag/kund (kWh/kund)	17282,50437393	
R77 Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	0,00686106	
R78 Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	9,16642647	
R79	0,00000000	
R80 Sammanlagring inom denna nätnivå	0,62246186	
R81 Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	66529,05545417	
R82 Beräknat summerat effekttutttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	106880,53263158	
R83	0,00000000	
R84	0,00000000	
R85	0,00000000	
R86	0,00000000	
R87	0,00000000	
R88	0,00000000	
R89	0,00000000	
R90	0,00000000	
R91	0,00000000	
R92	0,00000000	
R93	0,00000000	
R94	0,00000000	

R95	0,00000000	
R96	0,00000000	
R97	0,00000000	
R98	0,00000000	
R99	0,00000000	
R100	0,00000000	
R101	Prestation: Anslutningsnätet (kr)	9057539,97477132
R102	Prestation: Reservnätet (kr)	406096,80081220
R103	0,00000000	
R104	0,00000000	
R105	0,00000000	
R106	0,00000000	
R107	Ledningslängd Referensnät (m)	455226,32374716
R108	Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	9057539,97477132
R109	Ledningar Anslutningsnät: NUAK (kr)	135813861,62317967
R110	Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	7699401,35853955
R111	Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	1358138,61623179
R112	Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	606230,48914074
R113	Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	0,00000000
R114	Transformatorer Anslutningsnät: NUAK (kr)	0,00000000
R115	Transformatorer Anslutningsnät: NUAK Mark (kr)	0,00000000
R116	Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	0,00000000
R117	Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	0,00000000
R118	Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	0,00000000
R119	Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	0,00000000
R120	Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	0,00000000
R121	Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	0,00000000
R122	Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	406096,80081220
R123	Ledningar Reservnät: NUAK (kr)	6089244,41567436
R124	Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	345204,35665546
R125	Ledningar Reservnät: DoU (kr)	60892,44415674
R126	Ledningar Reservnät: Längd (m)	17034,40521109
R127	Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	0,00000000
R128	Transformatorer Reservnät: NUAK (kr)	0,00000000
R129	Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	0,00000000
R130	Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	0,00000000
R131	Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	0,00000000
R132	Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	0,00000000
R133	Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	0,00000000
R134	0,00000000	
R135	0,00000000	
R136	0,00000000	
R137	0,00000000	
R138	0,00000000	
R139	0,00000000	
R140	0,00000000	
R141	0,00000000	
R142	0,00000000	
R143	0,00000000	
R144	Utnyttjningstid för denna nätnivå	3028,96230263
R145	0,00000000	
R146	0,00000000	
R147	0,00000000	
R148	0,00000000	
R149	0,00000000	
R150	0,00000000	
R151	0,00000000	
R152	0,00000000	
R153	0,00000000	
R154	0,00000000	
R155	0,00000000	
R156	0,00000000	
R157	0,00000000	
R158	0,00000000	
R159	0,00000000	
R160	0,00000000	
R161	0,00000000	
R162	0,00000000	
R163	0,00000000	
R164	0,00000000	
R165	0,00000000	
R166	0,00000000	
R167	0,00000000	
R168	0,00000000	
R169	0,00000000	
R170	0,00000000	
R171	0,00000000	
R172	0,00000000	
R173	0,00000000	
R174	0,00000000	
R175	0,00000000	
R176	0,00000000	
R177	0,00000000	
R178	0,00000000	
R179	0,00000000	
R180	0,00000000	
R181	0,00000000	
R182	0,00000000	
R183	0,00000000	
R184	0,00000000	
R185	0,00000000	
R186	0,00000000	
R187	0,00000000	
R188	0,00000000	
R189	0,00000000	
R190	0,00000000	
R191	0,00000000	
R192	Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000
R193	Värde på MultiProcessValue	0,00000000
R194	0,00000000	
R195	Antal nät utan begränsning	1,00000000
R196	Antal nät med Spänningsbegränsning	97,00000000
R197	Antal nät med Längdbegränsning	84,00000000
R198	Antal nät med Effektbegränsning	19,00000000
R199	Antal nät med Strömbegränsning	54,00000000
Nätnivå2,		
R1	Täthet, Ledningslängd/abonnent (m/abonnent)	24368,04671199
R2	Nätnyttan (kr)	0,00000000
R3	Prestation: Nät prestationen (kr)	5965954,47121374
R4	Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000
R5	Prestation: Överföring (kr)	889727,03598054
R6	Prestation: Nätadministration (kr)	45651,74009567
R7	Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	5061182,00000000
R8	Summerad intäkt (kr)	5051895,00000000
R9	Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	5051895,00000000
R10	Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000
R11	Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R12	Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningavgifter m.m.)	0,00000000
R13	Total Nuak (kr)	88147134,26834413
R14	NUAK Ledningar (kr)	59762899,44726859
R15	NUAK Transformatorer Maskin (kr)	22234886,15771474
R16	NUAK Transformatorer Mark (kr)	5731348,66336081
R17	NUAK Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	41800,00000000
R18	Ledningar : Prestationen (kr)	3985637,72712498
R19	Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	3388008,73265230
R20	Ledningar : DoU (kr)	597628,99447269
R21	Ledningar: Längd (m)	243680,46711990
R22	Transformatorer: Prestationen (kr)	1980316,74408876
R23	Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	1535619,02093446
R24	Transformatorer: DoU (kr)	444697,72315429
R25	Transformatorer: Antal 254,00000000	
R26	Transformatorer: Effekt (kVA)	66529,05545417
R27	Leveranskvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000
R28	Leveranskvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	384641,29705218
R29	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	910276,99744266
R30	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	3758,63260449
R31	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	104040,19985138
R32	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	98014,80142425
R33	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	704463,36356254
R34	Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	889727,03598054
R35	Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	3155060,41127852
R36	Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	45651,74009567
R37	Nätadministration: NUAK Mätare hos kunder (kr)	41800,00000000
R38	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	35201,74009567
R39	Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000
R40	Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	10450,00000000
R41	Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000
R42	Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000
R43	Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R44	Nätadministration: NUAK Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R45	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R46	Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R47	Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	0,00000000
R48	Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000
R49	Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R50	Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	5061182,00000000
R51	Gränspunkter: Antal	2,00000000
R52	Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	44294096,00000000
R53	Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	58225248,00000000



R54 Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA)	16150,00000000	R137	0,00000000
R55 Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	10762,06049299	R138	0,00000000
R56 Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R139	0,00000000
R57 Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	0,00000000	R140	0,00000000
R58 Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	0,00000000	R141	0,00000000
R59 Inmatningspunkter: Antal	0,00000000	R142	0,00000000
	0,00000000	R143	0,00000000
R61 Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	60343605,00000000	R144 Utnyttningstid för denna nätnivå	4072,94531234
R62 Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	17241,03000000	R145	0,00000000
R63 Uttagspunkter: Antal	10,00000000	R146	0,00000000
R64 Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	R147	0,00000000
R65 Ledningslängd ojusterat nät (m)	163935,69918682	R148	0,00000000
R66 Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)	203749,13115760	R149	0,00000000
R67 Antal reservtransformatorer	0,00000000	R150	0,00000000
R68 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m)	0,00000000	R151	0,00000000
R69 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m)	0,00000000	R152	0,00000000
R70 Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkvm)	0,00000000	R153	0,00000000
R71 Geometri: X-min (m)	0,00000000	R154	0,00000000
R72 Geometri: X-max (m)	0,00000000	R155	0,00000000
R73 Geometri: Y-min (m)	0,00000000	R156	0,00000000
R74 Geometri: Y-max (m)	0,00000000	R157	0,00000000
R75 Inmatad energi/kund (kWh/kund)	5822524,80000000	R158	0,00000000
R76 Energiuttag/kund (kWh/kund)	6034360,50000000	R159	0,00000000
R77 Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	1615,00000000	R160	0,00000000
R78 Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	1724,10300000	R161	0,00000000
R79	0,00000000	R162	0,00000000
R80 Sammanlagring inom denna nätnivå	0,76613044	R163	0,00000000
R81 Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	64178,81257680	R164	0,00000000
R82 Beräknat summerat effekttuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	83770,08545417	R165	0,00000000
R83	0,00000000	R166	0,00000000
R84	0,00000000	R167	0,00000000
R85	0,00000000	R168	0,00000000
R86	0,00000000	R169	0,00000000
R87	0,00000000	R170	0,00000000
R88	0,00000000	R171	0,00000000
R89	0,00000000	R172	0,00000000
R90	0,00000000	R173	0,00000000
R91	0,00000000	R174	0,00000000
R92	0,00000000	R175	0,00000000
R93	0,00000000	R176	0,00000000
R94	0,00000000	R177	0,00000000
R95	0,00000000	R178	0,00000000
R96	0,00000000	R179	0,00000000
R97	0,00000000	R180	0,00000000
R98	0,00000000	R181	0,00000000
R99	0,00000000	R182	0,00000000
R100	0,00000000	R183	0,00000000
R101 Prestation: Anslutningsnätet (kr)	5296511,80870777	R184	0,00000000
R102 Prestation: Reservnätet (kr)	669442,66250597	R185	0,00000000
R103	0,00000000	R186	0,00000000
R104	0,00000000	R187	0,00000000
R105	0,00000000	R188	0,00000000
R106	0,00000000	R189	0,00000000
R107 Ledningslängd Referensnät (m)	163935,69918682	R190	0,00000000
R108 Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	3316195,06461901	R191	0,00000000
R109 Ledningar Anslutningsnät: NUAk (kr)	49724898,68950390	R192 Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000
R110 Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	2818946,07772397	R193 Värde på MultiProcessValue	0,00000000
R111 Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	497248,98689504	R194	0,00000000
R112 Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	203749,13115760	R195 Antal nät utan begränsning	1,00000000
R113 Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	1980316,74408876	R196 Antal nät med Spänningsbegränsning	0,00000000
R114 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk (kr)	22234886,15771474	R197 Antal nät med Längdbegränsning	0,00000000
R115 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk Mark (kr)	5731348,66336081	R198 Antal nät med Effektbegränsning	0,00000000
R116 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	1260514,28509314	R199 Antal nät med Strömbegränsning	4,00000000
R117 Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	444697,72315429	Nättnivå3,	
R118 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	275104,73584132	R2 Nätnyttan (kr)	0,00000000
R119 Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	254,00000000	R3 Prestation: Nätprestationen (kr)	4932297,01072483
R120 Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	0,00000000	R4 Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000
R121 Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	66529,05545417	R5 Prestation: Överföring (kr)	0,00000000
R122 Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	669442,66250597	R6 Prestation: Nätadministration (kr)	0,00000000
R123 Ledningar Reservnät: NUAk (kr)	1003800,75776469	R7 Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	2290046,00000000
R124 Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	569062,65492832	R8 Summerad intäkt (kr)	0,00000000
R125 Ledningar Reservnät: DoU (kr)	100380,00757765	R9 Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	0,00000000
R126 Ledningar Reservnät: Längd (m)	39931,33596230	R10 Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000
R127 Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	0,00000000	R11 Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R128 Transformatorer Reservnät: NUAk (kr)	0,00000000	R12 Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningssavgifter m.m.)	0,00000000
R129 Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	0,00000000	R13 Total Nuak (kr)	66295279,25613406
R130 Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	0,00000000	R14 NUAk Ledningar (kr)	14415917,51760309
R131 Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	0,00000000	R15 NUAk Transformatorer Maskin (kr)	51608048,47201544
R132 Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	0,00000000	R16 NUAk Transformatorer Mark (kr)	271313,26651552
R133 Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	201514001,00000000	R17 NUAk Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R134	0,00000000	R18 Ledningar : Prestationen (kr)	961409,59124611
R135	0,00000000	R19 Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	817250,41607008
R136	0,00000000	R20 Ledningar : DoU (kr)	144159,17517603
		R21 Ledningar: Längd (m)	34260,83164008
		R22 Transformatorer: Prestationen (kr)	3970887,41947872
		R23 Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	2938726,45003841
		R24 Transformatorer: DoU (kr)	1032160,96944031

R25	Transformatorer: Antal	8,00000000		R101	Prestation: Anslutningsnätet (kr)	2632894,95563314
R26	Transformatorer: Effekt (kVA)	106833,50416762		R102	Prestation: Reservnätet (kr)	2299402,05509169
R27	Leveranskvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000		R103		0,00000000
R28	Leveranskvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	0,00000000		R104		0,00000000
R29	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	0,00000000		R105		0,00000000
				R106		0,00000000
R30	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	0,00000000		R107	Ledningslängd Referensnät (m)	20764,14038792
R31	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	0,00000000		R108	Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	640939,72749741
R32	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	0,00000000		R109	Ledningar Anslutningsnät: NUAk (kr)	9610611,67840206
R33	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	0,00000000		R110	Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	544833,61071339
R34	Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	0,00000000		R111	Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	96106,11678402
R35	Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	0,00000000		R112	Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	22840,55442672
R36	Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturerer Kunder (kr)	0,00000000		R113	Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	1991955,22813573
R37	Nätadministration: NUAk Mätare hos kunder (kr)	0,00000000		R114	Transformatorer Anslutningsnät: NUAk (kr)	25804024,23600772
R38	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	0,00000000		R115	Transformatorer Anslutningsnät: NUAk Mark (kr)	271313,26651552
R39	Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000		R116	Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	1462851,70662283
R40	Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	0,00000000		R117	Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	516080,48472015
R41	Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000		R118	Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	13023,03679274
R42	Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000		R119	Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	4,00000000
R43	Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturerer Inmatningspunkter (kr)	0,00000000		R120	Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	1,00000000
R44	Nätadministration: NUAk Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000		R121	Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	53416,75208381
R45	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000		R122	Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	320469,86374870
R46	Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000		R123	Ledningar Reservnät: NUAk (kr)	4805305,83920103
R47	Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	0,00000000		R124	Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	272416,80535669
R48	Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000		R125	Ledningar Reservnät: DoU (kr)	48053,05839201
R49	Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000		R126	Ledningar Reservnät: Längd (m)	11420,27721336
R50	Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	2290046,00000000		R127	Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	1978932,19134299
R51	Gränspunkter: Antal	1,00000000		R128	Transformatorer Reservnät: NUAk (kr)	25804024,23600772
R52	Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	0,00000000		R129	Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	1462851,70662283
R53	Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	26226890,00000000		R130	Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	516080,48472015
R54	Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA) 6900,00000000			R131	Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	4,00000000
R55	Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	0,00000000		R132	Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	53416,75208381
R56	Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000		R133	Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	217563510,00000000
R57	Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	0,00000000		R134		0,00000000
R58	Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	0,00000000		R135		0,00000000
R59	Inmatningspunkter: Antal	0,00000000		R136		0,00000000
				R137		0,00000000
R61	Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	0,00000000		R138		0,00000000
R62	Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	0,00000000		R139		0,00000000
R63	Uttagspunkter: Antal	0,00000000		R140		0,00000000
R64	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonnent (m/abonnent)	0,00000000		R141		0,00000000
R65	Ledningslängd ojusterat nät (m)	20764,14038792		R142		0,00000000
R66	Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)	22840,55442672		R143		0,00000000
R67	Antal reservtransformatorer	4,00000000		R144	Utnyttningstid för denna nätnivå	4306,36746235
R68	Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m)	0,00000000		R145		0,00000000
R69	Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m)	0,00000000		R146		0,00000000
R70	Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkm)	0,00000000		R147		0,00000000
R71	Geometri: X-min (m)	0,00000000		R148		0,00000000
R72	Geometri: X-max (m)	0,00000000		R149		0,00000000
R73	Geometri: Y-min (m)	0,00000000		R150		0,00000000
R74	Geometri: Y-max (m)	0,00000000		R151		0,00000000
R75	Inmatad energi/kund (kWh/kund)	0,00000000		R152		0,00000000
R76	Energiutttag/kund (kWh/kund)	0,00000000		R153		0,00000000
R77	Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000		R154		0,00000000
R78	Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000		R155		0,00000000
R79		0,00000000		R156		0,00000000
R80	Sammanlagring inom denna nätnivå	0,94579604		R157		0,00000000
R81	Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	50521,35283436		R158		0,00000000
R82	Beräknat summerat effekttuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	53416,75208381		R159		0,00000000
R83		0,00000000		R160		0,00000000
R84		0,00000000		R161		0,00000000
R85		0,00000000		R162		0,00000000
R86		0,00000000		R163		0,00000000
R87		0,00000000		R164		0,00000000
R88		0,00000000		R165		0,00000000
R89		0,00000000		R166		0,00000000
R90		0,00000000		R167		0,00000000
R91		0,00000000		R168		0,00000000
R92		0,00000000		R169		0,00000000
R93		0,00000000		R170		0,00000000
R94		0,00000000		R171		0,00000000
R95		0,00000000		R172		0,00000000
R96		0,00000000		R173		0,00000000
R97		0,00000000		R174		0,00000000
R98		0,00000000		R175		0,00000000
R99		0,00000000		R176		0,00000000
R100		0,00000000		R177		0,00000000
				R178		0,00000000
				R179		0,00000000
				R180		0,00000000
				R181		0,00000000
				R182		0,00000000
				R183		0,00000000
				R184		0,00000000
				R185		0,00000000
				R186		0,00000000

R187	0,00000000	
R188	0,00000000	
R189	0,00000000	
R190	0,00000000	
R191	0,00000000	
R192	Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000
R193	Värde på MultiProcessValue	0,00000000
R194	0,00000000	
R195	Antal nät utan begränsning	1,00000000
R196	Antal nät med Spänningsbegränsning	0,00000000
R197	Antal nät med Längdbegränsning	0,00000000
R198	Antal nät med Effektbegränsning	0,00000000
R199	Antal nät med Strömbegränsning	0,00000000
Nätnivå4,		
R2	Nätnyttan (kr)	0,00000000
R3	Prestation: Nätstationen (kr)	3263298,96366678
R4	Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000
R5	Prestation: Överföring (kr)	0,00000000
R6	Prestation: Nätadministration (kr)	0,00000000
R7	Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	1127390,00000000
R8	Summerad intäkt (kr)	0,00000000
R9	Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	0,00000000
R10	Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000
R11	Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R12	Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningsavgifter m.m.)	0,00000000
R13	Total Nuak (kr)	44824161,64188386
R14	NUAK Ledningar (kr)	17079829,73973281
R15	NUAK Transformatorer Maskin (kr)	27622161,56348579
R16	NUAK Transformatorer Mark (kr)	122170,33866526
R17	NUAK Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R18	Ledningar : Prestationen (kr)	1139068,12442417
R19	Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	968269,82702684
R20	Ledningar : DoU (kr)	170798,29739733
R21	Ledningar: Längd (m)	18643,97564148
R22	Transformatorer: Prestationen (kr)	2124230,83924261
R23	Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	1571787,60797289
R24	Transformatorer: DoU (kr)	552443,23126972
R25	Transformatorer: Antal 2,00000000	
R26	Transformatorer: Effekt (kVA)	101042,70566871
R27	Leveranskvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000
R28	Leveranskvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	0,00000000
R29	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	0,00000000
R30	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	0,00000000
R31	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	0,00000000
R32	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	0,00000000
R33	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	0,00000000
R34	Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	0,00000000
R35	Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	0,00000000
R36	Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	0,00000000
R37	Nätadministration: NUAk Mätare hos kunder (kr)	0,00000000
R38	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	0,00000000
R39	Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000
R40	Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	0,00000000
R41	Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000
R42	Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000
R43	Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R44	Nätadministration: NUAk Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R45	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R46	Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R47	Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	0,00000000
R48	Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000
R49	Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R50	Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	1127390,00000000
R51	Gränspunkter: Antal	1,00000000
R52	Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	217563510,00000000
R53	Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	195951210,00000000
R54	Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA) 48000,00000000	
R55	Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	47645,70493003
R56	Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr) 0,00000000	
R57	Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	0,00000000
R58	Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	0,00000000
R59	Inmatningspunkter: Antal	0,00000000

R61	Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	0,00000000
R62	Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	0,00000000
R63	Uttagspunkter: Antal	0,00000000
R64	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000
R65	Ledningslängd ojusterat nät (m)	8474,53438249
R66	Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)	9321,98782074
R67	Antal reservtransformatorer	1,00000000
R68	Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m)	0,00000000
R69	Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m)	0,00000000
R70	Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkm)	0,00000000
R71	Geometri: X-min (m)	0,00000000
R72	Geometri: X-max (m)	0,00000000
R73	Geometri: Y-min (m)	0,00000000
R74	Geometri: Y-max (m)	0,00000000
R75	Inmatad energi/kund (kWh/kund)	0,00000000
R76	Energiuttag/kund (kWh/kund)	0,00000000
R77	Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000
R78	Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000
R79	0,00000000	
R80	Sammanlagring inom denna nätnivå	0,94308054
R81	Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	47645,70493003
R82	Beräknat summerat effekttuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	50521,35283436
R83	0,00000000	
R84	0,00000000	
R85	0,00000000	
R86	0,00000000	
R87	0,00000000	
R88	0,00000000	
R89	0,00000000	
R90	0,00000000	
R91	0,00000000	
R92	0,00000000	
R93	0,00000000	
R94	0,00000000	
R95	0,00000000	
R96	0,00000000	
R97	0,00000000	
R98	0,00000000	
R99	0,00000000	
R100	0,00000000	
R101	Prestation: Anslutningsnätet (kr)	1634581,56996135
R102	Prestation: Reservnätet (kr)	1628717,39370542
R103	0,00000000	
R104	0,00000000	
R105	0,00000000	
R106	0,00000000	
R107	Ledningslängd Referensnät (m)	8474,53438249
R108	Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	569534,06221208
R109	Ledningar Anslutningsnät: NUAk (kr)	8539914,86986641
R110	Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	484134,91351342
R111	Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	85399,14869866
R112	Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	9321,98782074
R113	Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	1065047,50774927
R114	Transformatorer Anslutningsnät: NUAk (kr)	13811080,78174289
R115	Transformatorer Anslutningsnät: NUAk Mark (kr)	122170,33866526
R116	Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	782961,71585848
R117	Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	276221,61563486
R118	Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	5864,17625593
R119	Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	1,00000000
R120	Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	0,00000000
R121	Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	50521,35283436
R122	Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	569534,06221208
R123	Ledningar Reservnät: NUAk (kr)	8539914,86986641
R124	Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	484134,91351342
R125	Ledningar Reservnät: DoU (kr)	85399,14869866
R126	Ledningar Reservnät: Längd (m)	9321,98782074
R127	Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	1059183,33149334
R128	Transformatorer Reservnät: NUAk (kr)	13811080,78174289
R129	Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	782961,71585848
R130	Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	276221,61563486
R131	Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	1,00000000
R132	Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	50521,35283436
R133	Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	217563510,00000000
R134	0,00000000	
R135	0,00000000	
R136	0,00000000	
R137	0,00000000	
R138	0,00000000	
R139	0,00000000	
R140	0,00000000	
R141	0,00000000	
R142	0,00000000	
R143	0,00000000	

R144	Utnyttningstid för denna nätnivå	3734,68426182	R29	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	
R145		0,00000000		4308150,96975766	
R146		0,00000000	R30	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	
R147		0,00000000		18591,60208863	
R148		0,00000000	R31	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	
R149		0,00000000		496676,70119191	
R150		0,00000000	R32	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	
R151		0,00000000		459736,26378837	
R152		0,00000000	R33	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	
R153		0,00000000		3333146,40268877	
R154		0,00000000	R34	Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	3722081,24474598
R155		0,00000000	R35	Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	13198869,66221980
R156		0,00000000	R36	Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	
R157		0,00000000		3947650,76152316	
R158		0,00000000	R37	Nätadministration: NUAK Mätare hos kunder (kr)	12992485,00000000
R159		0,00000000	R38	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	
R160		0,00000000		1094158,08652368	
R161		0,00000000	R39	Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000
R162		0,00000000	R40	Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	2853492,67500059
R163		0,00000000	R41	Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000
R164		0,00000000	R42	Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000
R165		0,00000000	R43	Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering	
R166		0,00000000		Inmatningspunkter (kr)	328,35435024
R167		0,00000000	R44	Nätadministration: NUAK Mätare i Inmatningspunkter (kr)	
R168		0,00000000		1045,00000000	
R169		0,00000000	R45	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	
R170		0,00000000		88,00435024	
R171		0,00000000	R46	Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	
R172		0,00000000		0,00000000	
R173		0,00000000	R47	Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	
R174		0,00000000		240,35000000	
R175		0,00000000	R48	Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	
R176		0,00000000		0,00000000	
R177		0,00000000	R49	Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	
R178		0,00000000		0,00000000	
R179		0,00000000	R50	Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	18478618,00000000
R180		0,00000000	R51	Gränspunkter: Antal	4,00000000
R181		0,00000000	R52	Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	261857606,00000000
R182		0,00000000	R53	Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	280403348,00000000
R183		0,00000000	R54	Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA) 71050,00000000	
R184		0,00000000	R55	Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	58407,76542302
R185		0,00000000	R56	Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr) 8211,00000000	
R186		0,00000000	R57	Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	203352,00000000
R187		0,00000000	R58	Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	80,00000000
R188		0,00000000	R59	Inmatningspunkter: Antal	1,00000000
R189		0,00000000		0,00000000	
R190		0,00000000	R61	Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	261857606,00000000
R191		0,00000000	R62	Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	124121,56263158
R192	Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000	R63	Uttagspunkter: Antal	11670,00000000
R193	Värde på MultiProcessValue	0,00000000	R64	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonnet	
R194		0,00000000		(m/abonnet) 72,16299593	
R195	Antal nät utan begränsning	1,00000000	R65	Ledningslängd ojusterat nät (m)	648400,69770440
R196	Antal nät med Spänningsbegränsning	0,00000000	R66	Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)842142,16254580	
R197	Antal nät med Längdbegränsning	0,00000000	R67	Antal reservtransformatorer	5,00000000
R198	Antal nät med Effektbegränsning	0,00000000	R68	Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m) 14490,00000000	
R199	Antal nät med Strömbegränsning	0,00000000	R69	Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m) 26026,00000000	
			R70	Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratk) 377116740,00000000	
			R71	Geometri: X-min (m)	6394511,00000000
			R72	Geometri: X-max (m)	6409001,00000000
			R73	Geometri: Y-min (m)	1277070,00000000
			R74	Geometri: Y-max (m)	1303096,00000000
			R75	Inmatad energi/kund (kWh/kund)	24045,13281919
			R76	Energiuttag/kund (kWh/kund)	22438,52664953
			R77	Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	6,09511568
			R78	Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	10,63595224
			R79		0,00000000
			R80	Sammanlagring inom denna nätnivå	0,00000000
			R81	Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad	
				Gränspunkteffekt	0,00000000
			R82	Beräknat summerat effektuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	
				294588,72300392	
			R83		0,00000000
			R83	Kvalitetsindex	0,38109128
			R84		0,00000000
			R85		0,00000000
			R86		0,00000000
			R87		0,00000000
			R88		0,00000000
			R89		0,00000000
			R90		0,00000000
			R91		0,00000000
			R92		0,00000000
			R93		0,00000000
			R94		0,00000000
			R95		0,00000000
			R96		0,00000000
			R97		0,00000000
			R98		0,00000000
			R99		0,00000000
			R100		0,00000000
			R101	Prestation: Anslutningsnätet (kr)	18621528,30907358
			R102	Prestation: Reservnätet (kr)	5003658,91211528
			R103		0,00000000

Resultatet		
R0	Debiteringsgrad	1,19561462
R1	Täthet, Ledningslängd/abonnet (m/abonnet)	78,82177967
R2	Nätnyttan (kr)	46488064,80204627
R3	Prestation: Nätstationen (kr)	23625187,22118886
R4	Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	-3294011,77976197
R5	Prestation: Överföring (kr)	3722081,24474598
R6	Prestation: Nätadministration (kr)	3947979,11587340
R7	Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	
		18486829,00000000
R8	Summerad intäkt (kr)	55581810,00000000
R9	Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	52779065,00000000
R10	Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000
R11	Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R12	Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningssavgifter m.m.)	
		2802745,00000000
R13	Total Nuak (kr)	353745211,20521605
R14	NUAK Ledningar (kr)	233161752,74345854
R15	NUAK Transformatorer Maskin (kr)	101465096,19321597
R16	NUAK Transformatorer Mark (kr)	6124832,26854158
R17	NUAK Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	
		12993530,00000000
R18	Ledningar : Prestationen (kr)	15549752,21837878
R19	Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	13218134,69094421
R20	Ledningar : DoU (kr)	2331617,52743458
R21	Ledningar: Längd (m)	919850,16875329
R22	Transformatorer: Prestationen (kr)	8075435,00281008
R23	Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	6046133,07894577
R24	Transformatorer: DoU (kr)	2029301,92386432
R25	Transformatorer: Antal	264,00000000
R26	Transformatorer: Effekt (kVA)	274405,26529050
R27	Leveranskvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	-3294011,77976197
R28	Leveranskvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	1014139,18999570

R104	0,00000000			R149	0,00000000
R105	0,00000000			R150	0,00000000
R106	0,00000000			R151	0,00000000
R107	Ledningslängd Referensnät (m)	648400,69770440		R152	0,00000000
R108	Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	13584208,82909982		R153	0,00000000
R109	Ledningar Anslutningsnät: NUAK (kr)	203689286,86095205		R154	0,00000000
R110	Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	11547315,96049032		R155	0,00000000
R111	Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	2036892,86860952		R156	0,00000000
R112	Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	842142,16254580		R157	0,00000000
R113	Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	5037319,47997376		R158	0,00000000
R114	Transformatorer Anslutningsnät: NUAK (kr)	61849991,17546535		R159	0,00000000
R115	Transformatorer Anslutningsnät: NUAK Mark (kr)	6124832,26854158		R160	0,00000000
R116	Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	3506327,70757446		R161	0,00000000
R117	Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	1236999,82350931		R162	0,00000000
R118	Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	293991,94889000		R163	0,00000000
R119	Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	259,00000000		R164	0,00000000
R120	Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	2,00000000		R165	0,00000000
R121	Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	170467,16037234		R166	0,00000000
R122	Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	1965543,38927896		R167	0,00000000
R123	Ledningar Reservnät: NUAK (kr)	29472465,88250649		R168	0,00000000
R124	Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	1670818,73045389		R169	0,00000000
R125	Ledningar Reservnät: DoU (kr)	294724,65882507		R170	0,00000000
R126	Ledningar Reservnät: Längd (m)	77708,00620748		R171	0,00000000
R127	Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	3038115,52283633		R172	0,00000000
R128	Transformatorer Reservnät: NUAK (kr)	39615105,01775061		R173	0,00000000
R129	Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	2245813,42248131		R174	0,00000000
R130	Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	792302,10035501		R175	0,00000000
R131	Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	5,00000000		R176	0,00000000
R132	Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	103938,10491817		R177	0,00000000
R133	Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	636641021,00000000		R178	0,00000000
R134	0,00000000			R179	0,00000000
R135	0,00000000			R180	0,00000000
R136	0,00000000			R181	0,00000000
R137	0,00000000			R182	0,00000000
R138	0,00000000			R183	0,00000000
R139	0,00000000			R184	0,00000000
R140	0,00000000			R185	0,00000000
R141	0,00000000			R186	0,00000000
R142	0,00000000			R187	0,00000000
R143	0,00000000			R188	0,00000000
R144	Utnyttningstid för denna nätnivå	0,00000000		R189	0,00000000
R145	0,00000000			R190	0,00000000
R146	0,00000000			R191	0,00000000
R147	0,00000000			R192	Nummer på MultiProcessParameter 0,00000000
R148	0,00000000			R193	Värde på MultiProcessValue 0,00000000
				R194	0,00000000
				R195	Antal nät utan begränsning 4,00000000
				R196	Antal nät med Spänningsbegränsning 97,00000000
				R197	Antal nät med Längdbegränsning 84,00000000
				R198	Antal nät med Effektbegränsning 19,00000000
				R199	Antal nät med Strömbegränsning 58,00000000

### 6.6.1.3 2005

Nättnivå1,				R31	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	
R1	Täthet, Ledningslängd/abbonnent (m/abbonnent)	51,08046456			200531,90634625	
R2	Nätnyttan (kr)	0,00000000		R32	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	
R3	Prestation: Nätprestationen (kr)	10259972,50698700			335612,44173207	
R4	Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000		R33	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	
R5	Prestation: Överföring (kr)	2768159,42678463			23379628,43673604	
R6	Prestation: Nätdministration (kr)	4253405,52256319		R34	Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	2768159,42678463
R7	Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	3328,00000000		R35	Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	9816168,18008737
R8	Summerad intäkt (kr)	47066426,00000000		R36	Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	4253077,16821295
R9	Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	47066426,00000000		R37	Nätadministration: NUAK Mätare hos kunder (kr)	14477430,00000000
R10	Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000		R38	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	1219212,26821356
R11	Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000		R39	Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000
R12	Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flytningsavgifter m.m.)	0,00000000		R40	Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	3033864,90000050
R13	Total Nuak (kr)	168322288,02239254		R41	Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000
R14	NUAK Ledningar (kr)	153843813,02239254		R42	Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000
R15	NUAK Transformatorer Maskin (kr)	0,00000000		R43	Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)	328,35435024
R16	NUAK Transformatorer Mark (kr)	0,00000000		R44	Nätadministration: NUAK Mätare i Inmatningspunkter (kr)	1045,00000000
R17	NUAK Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	14478475,00000000		R45	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	88,00435024
R18	Ledningar : Prestationen (kr)	10259972,50698700		R46	Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R19	Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	8721534,37676316		R47	Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	240,35000000
R20	Ledningar : DoU (kr)	1538438,13022393		R48	Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000
R21	Ledningar: Längd (m)	637995,00237949		R49	Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R22	Transformatorer: Prestationen (kr)	0,00000000		R50	Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	0,00000000
R23	Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	0,00000000		R51	Gränspunkter: Antal	0,00000000
R24	Transformatorer: DoU (kr)	0,00000000		R52	Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	0,00000000
R25	Transformatorer: Antal	0,00000000		R53	Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	0,00000000
R26	Transformatorer: Effekt (kVA)	0,00000000		R54	Gränspunkter: Abbonerad effekt (kVA)	0,00000000
R27	Leveranskvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000		R55	Gränspunkter: Beräknad abbonerad effekt (kW)	0,00000000
R28	Leveranskvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	618678,03604115				
R29	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	23927194,86818697				
R30	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	11422,08337274				

R56 Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr)	3328,00000000	R139	0,00000000
R57 Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	173913,00000000	R140	0,00000000
R58 Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	80,00000000	R141	0,00000000
R59 Inmatningspunkter: Antal	1,00000000	R142	0,00000000
	0,00000000	R143	0,00000000
R61 Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	198468917,00000000	R144 Utnyttjningstid för denna nätnivå	3127,98690874
R62 Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	105331,33052632	R145	0,00000000
R63 Uttagspunkter: Antal	12490,00000000	R146	0,00000000
R64 Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonnet (m/abonnet)	0,00000000	R147	0,00000000
R65 Ledningslängd ojusterat nät (m)	456758,12364502	R148	0,00000000
R66 Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)	619516,50949595	R149	0,00000000
R67 Antal reservtransformatorer	0,00000000	R150	0,00000000
R68 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m)	0,00000000	R151	0,00000000
R69 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m)	0,00000000	R152	0,00000000
R70 Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkilometer)	0,00000000	R153	0,00000000
R71 Geometri: X-min (m)	0,00000000	R154	0,00000000
R72 Geometri: X-max (m)	0,00000000	R155	0,00000000
R73 Geometri: Y-min (m)	0,00000000	R156	0,00000000
R74 Geometri: Y-max (m)	0,00000000	R157	0,00000000
R75 Inmatad energi/kund (kWh/kund)	13,92417934	R158	0,00000000
R76 Energiuttag/kund (kWh/kund)	15890,22554043	R159	0,00000000
R77 Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	0,00640512	R160	0,00000000
R78 Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	8,43325304	R161	0,00000000
R79	0,00000000	R162	0,00000000
R80 Sammanlagring inom denna nätnivå	0,60237925	R163	0,00000000
R81 Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	63449,40781105	R164	0,00000000
R82 Beräknat summerat effekttuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	105331,33052632	R165	0,00000000
	0,00000000	R166	0,00000000
R83	0,00000000	R167	0,00000000
R84	0,00000000	R168	0,00000000
R85	0,00000000	R169	0,00000000
R86	0,00000000	R170	0,00000000
R87	0,00000000	R171	0,00000000
R88	0,00000000	R172	0,00000000
R89	0,00000000	R173	0,00000000
R90	0,00000000	R174	0,00000000
R91	0,00000000	R175	0,00000000
R92	0,00000000	R176	0,00000000
R93	0,00000000	R177	0,00000000
R94	0,00000000	R178	0,00000000
R95	0,00000000	R179	0,00000000
R96	0,00000000	R180	0,00000000
R97	0,00000000	R181	0,00000000
R98	0,00000000	R182	0,00000000
R99	0,00000000	R183	0,00000000
R100	0,00000000	R184	0,00000000
R101 Prestation: Anslutningsnätet (kr)	9796453,03192810	R185	0,00000000
R102 Prestation: Reservnätet (kr)	463519,47505890	R186	0,00000000
R103	0,00000000	R187	0,00000000
R104	0,00000000	R188	0,00000000
R105	0,00000000	R189	0,00000000
R106	0,00000000	R190	0,00000000
R107 Ledningslängd Referensnät (m)	456758,12364502	R191	0,00000000
R108 Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	9796453,03192810	R192 Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000
R109 Ledningar Anslutningsnät: NUAk (kr)	146893540,65035295	R193 Värde på MultiProcessValue	0,00000000
R110 Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	8327517,62542466	R194	0,00000000
R111 Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	1468935,40650354	R195 Antal nät utan begränsning	1,00000000
R112 Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	619516,50949595	R196 Antal nät med Spänningsbegränsning	102,00000000
R113 Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	0,00000000	R197 Antal nät med Längdbegränsning	74,00000000
R114 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk (kr)	0,00000000	R198 Antal nät med Effektbegränsning	19,00000000
R115 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk Mark (kr)	0,00000000	R199 Antal nät med Strömbegränsning	58,00000000
R116 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	0,00000000		
R117 Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	0,00000000	Nättnivå2,	
R118 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	0,00000000	R1 Täthet, Ledningslängd/abonnet (m/abonnet)	33221,52096284
R119 Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	0,00000000	R2 Nätnyttan (kr)	0,00000000
R120 Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	0,00000000	R3 Prestation: Nätstationen (kr)	6875341,35218001
R121 Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	0,00000000	R4 Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000
R122 Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	463519,47505890	R5 Prestation: Överföring (kr)	954436,03530196
R123 Ledningar Reservnät: NUAk (kr)	6950272,37203958	R6 Prestation: Nätadministration (kr)	41086,56608610
R124 Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	394016,75133850	R7 Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	4858713,00000000
R125 Ledningar Reservnät: DoU (kr)	69502,72372040	R8 Summerad intäkt (kr)	5001358,00000000
R126 Ledningar Reservnät: Längd (m)	18478,49288353	R9 Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	5001358,00000000
R127 Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	0,00000000	R10 Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000
R128 Transformatorer Reservnät: NUAk (kr)	0,00000000	R11 Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000
R129 Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	0,00000000	R12 Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningavgifter m.m.)	0,00000000
R130 Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	0,00000000	R13 Total Nuak (kr)	101745324,45113677
R131 Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	0,00000000	R14 NUAk Ledningar (kr)	73037456,39728990
R132 Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	0,00000000	R15 NUAk Transformatorer Maskin (kr)	22463348,82764103
R133 Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	0,00000000	R16 NUAk Transformatorer Mark (kr)	5868319,22620584
R134	0,00000000	R17 NUAk Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	376200,00000000
R135	0,00000000	R18 Ledningar : Prestationen (kr)	4870929,02791866
R136	0,00000000	R19 Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	4140554,46394576
R137	0,00000000	R20 Ledningar : DoU (kr)	730374,56397290
R138	0,00000000	R21 Ledningar: Längd (m)	298993,68866555
		R22 Transformatorer: Prestationen (kr)	2004412,32426135
		R23 Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	1555145,34770853
		R24 Transformatorer: DoU (kr)	449266,97655282
		R25 Transformatorer: Antal	254,00000000

R26	Transformatorer: Effekt (kVA)	63449,40781105	R102	Prestation: Reservnätet (kr)	854303,25615872
R27	Leveranskvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000	R103		0,00000000
R28	Leveranskvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	384449,80676540	R104		0,00000000
R29	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	6349851,39264316	R105		0,00000000
R30	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	2831,14180743	R106		0,00000000
R31	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	52488,11553847	R107	Ledningslängd Referensnät (m)	176524,74736955
R32	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	90266,30383732	R108	Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	4016625,77175994
R33	Leveranskvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	6204265,83145993	R109	Ledningar Anslutningsnät: NUAk (kr)	60227551,66163884
R34	Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	954436,03530196	R110	Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	3414350,25514355
R35	Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	3384524,94787930	R111	Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	602275,51661639
R36	Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	41086,56608610	R112	Ledningar Anslutningsnät: Längd (m)	246939,62987163
R37	Nätadministration: NUAk Mätare hos kunder (kr)	376200,00000000	R113	Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	2004412,32426135
R38	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	31681,56608610	R114	Transformatorer Anslutningsnät: NUAk (kr)	22463348,82764103
R39	Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	R115	Transformatorer Anslutningsnät: NUAk Mark (kr)	5868319,22620584
R40	Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	9405,00000000	R116	Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	1273466,02485065
R41	Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000	R117	Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	449266,97655282
R42	Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000	R118	Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	281679,32285788
R43	Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R119	Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	254,00000000
R44	Nätadministration: NUAk Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R120	Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	0,00000000
R45	Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R121	Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	63449,40781105
R46	Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R122	Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)	854303,25615872
R47	Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	R123	Ledningar Reservnät: NUAk (kr)	12809904,73565106
R48	Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	R124	Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	726204,20880221
R49	Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R125	Ledningar Reservnät: DoU (kr)	128099,04735651
R50	Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	4858713,00000000	R126	Ledningar Reservnät: Längd (m)	52054,05879391
R51	Gränspunkter: Antal	2,00000000	R127	Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	0,00000000
R52	Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	62529357,00000000	R128	Transformatorer Reservnät: NUAk (kr)	0,00000000
R53	Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	58250964,00000000	R129	Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	0,00000000
R54	Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA)	15850,00000000	R130	Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	0,00000000
R55	Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	15273,61787734	R131	Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	0,00000000
R56	Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	R132	Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	0,00000000
R57	Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	0,00000000	R133	Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	198468917,00000000
R58	Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	0,00000000	R134		0,00000000
R59	Inmatningspunkter: Antal	0,00000000	R135		0,00000000
R60	Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	60214153,00000000	R136		0,00000000
R61	Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	17204,04371429	R137		0,00000000
R62	Uttagspunkter: Antal	9,00000000	R138		0,00000000
R63	Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonnent (m/abonnent)	0,00000000	R139		0,00000000
R64	Ledningslängd ojusterat nät (m)	176524,74736955	R140		0,00000000
R65	Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)	246939,62987163	R141		0,00000000
R66	Antal reservtransformatorer	0,00000000	R142		0,00000000
R67	Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m)	0,00000000	R143		0,00000000
R68	Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m)	0,00000000	R144	Utnyttningstid för denna nätnivå	4183,44583400
R69	Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkm)	0,00000000	R145		0,00000000
R70	Geometri: X-min (m)	0,00000000	R146		0,00000000
R71	Geometri: X-max (m)	0,00000000	R147		0,00000000
R72	Geometri: Y-min (m)	0,00000000	R148		0,00000000
R73	Geometri: Y-max (m)	0,00000000	R149		0,00000000
R74	Inmatad energi/kund (kWh/kund)	6472329,33333333	R150		0,00000000
R75	Energiuttag/kund (kWh/kund)	6690461,44444444	R151		0,00000000
R76	Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	1761,11111111	R152		0,00000000
R77	Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	1911,56041270	R153		0,00000000
R78	Sammanlagring inom denna nätnivå	0,77072574	R154		0,00000000
R79	Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	62161,69072045	R155		0,00000000
R80	Beräknat summerat effekttuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	80653,45152534	R156		0,00000000
R81		0,00000000	R157		0,00000000
R82		0,00000000	R158		0,00000000
R83		0,00000000	R159		0,00000000
R84		0,00000000	R160		0,00000000
R85		0,00000000	R161		0,00000000
R86		0,00000000	R162		0,00000000
R87		0,00000000	R163		0,00000000
R88		0,00000000	R164		0,00000000
R89		0,00000000	R165		0,00000000
R90		0,00000000	R166		0,00000000
R91		0,00000000	R167		0,00000000
R92		0,00000000	R168		0,00000000
R93		0,00000000	R169		0,00000000
R94		0,00000000	R170		0,00000000
R95		0,00000000	R171		0,00000000
R96		0,00000000	R172		0,00000000
R97		0,00000000	R173		0,00000000
R98		0,00000000	R174		0,00000000
R99		0,00000000	R175		0,00000000
R100		0,00000000	R176		0,00000000
R101	Prestation: Anslutningsnätet (kr)	6021038,09602129	R177		0,00000000
			R178		0,00000000
			R179		0,00000000
			R180		0,00000000
			R181		0,00000000
			R182		0,00000000
			R183		0,00000000
			R184		0,00000000
			R185		0,00000000
			R186		0,00000000
			R187		0,00000000

R188	0,00000000	
R189	0,00000000	
R190	0,00000000	
R191	0,00000000	
R192 Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000	
R193 Värde på MultiProcessValue	0,00000000	
R194	0,00000000	
R195 Antal nät utan begränsning	1,00000000	
R196 Antal nät med Spänningsbegränsning	0,00000000	
R197 Antal nät med Längdbegränsning	0,00000000	
R198 Antal nät med Effektbegränsning	0,00000000	
R199 Antal nät med Strömbegränsning	5,00000000	
Nätnivå3,		
R2 Nätnyttan (kr)	0,00000000	
R3 Prestation: Nätprestationen (kr)	4815021,88564226	
R4 Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000	
R5 Prestation: Överföring (kr) 0,00000000		
R6 Prestation: Nätadministration (kr)	0,00000000	
R7 Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	2371722,00000000	
R8 Summerad intäkt (kr)	0,00000000	
R9 Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	0,00000000	
R10 Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000	
R11 Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R12 Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningsavgifter m.m.)	0,00000000	
R13 Total Nuak (kr)	64784887,31768852	
R14 NUAk Ledningar (kr)	14387504,03486315	
R15 NUAk Transformatorer Maskin (kr)	50065910,06031176	
R16 NUAk Transformatorer Mark (kr)	331473,22251361	
R17 NUAk Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R18 Ledningar : Prestationen (kr)	959514,67232794	
R19 Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	815639,63197931	
R20 Ledningar : DoU (kr)	143875,04034863	
R21 Ledningar: Längd (m)	33125,90898527	
R22 Transformatorer: Prestationen (kr)	3855507,21331433	
R23 Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	2854189,01210809	
R24 Transformatorer: DoU (kr)	1001318,20120624	
R25 Transformatorer: Antal	8,00000000	
R26 Transformatorer: Effekt (kVA)	93776,14568623	
R27 Leverans kvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000	
R28 Leverans kvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	0,00000000	
R29 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	0,00000000	
R30 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	0,00000000	
R31 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	0,00000000	
R32 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	0,00000000	
R33 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	0,00000000	
R34 Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	0,00000000	
R35 Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	0,00000000	
R36 Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	0,00000000	
R37 Nätadministration: NUAk Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	
R38 Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	
R39 Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	
R40 Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	0,00000000	
R41 Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000	
R42 Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000	
R43 Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R44 Nätadministration: NUAk Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R45 Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R46 Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R47 Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	
R48 Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	
R49 Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R50 Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	2371722,00000000	
R51 Gränspunkter: Antal	1,00000000	
R52 Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	0,00000000	
R53 Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	26815010,00000000	
R54 Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA) 6650,00000000		
R55 Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	0,00000000	
R56 Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr) 0,00000000		
R57 Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	0,00000000	
R58 Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	0,00000000	
R59 Inmatningspunkter: Antal	0,00000000	
R61 Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	0,00000000	

R62 Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	0,00000000
R63 Uttagspunkter: Antal	0,00000000
R64 Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000
R65 Ledningslängd ojusterat nät (m)	20076,30847592
R66 Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)22083,93932351	
R67 Antal reservtransformatorer	4,00000000
R68 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m) 0,00000000	
R69 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m) 0,00000000	
R70 Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkvm)	0,00000000
R71 Geometri: X-min (m)	0,00000000
R72 Geometri: X-max (m)	0,00000000
R73 Geometri: Y-min (m)	0,00000000
R74 Geometri: Y-max (m)	0,00000000
R75 Inmatad energi/kund (kWh/kund)	0,00000000
R76 Energiuttag/kund (kWh/kund)	0,00000000
R77 Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000
R78 Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000
R79	0,00000000
R80 Sammanlagring inom denna nätnivå	0,93417916
R81 Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	43801,86060957
R82 Beräknat summerat effekttuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	46888,07284311
R83	0,00000000
R84	0,00000000
R85	0,00000000
R86	0,00000000
R87	0,00000000
R88	0,00000000
R89	0,00000000
R90	0,00000000
R91	0,00000000
R92	0,00000000
R93	0,00000000
R94	0,00000000
R95	0,00000000
R96	0,00000000
R97	0,00000000
R98	0,00000000
R99	0,00000000
R100	0,00000000
R101 Prestation: Anslutningsnätet (kr)	2575385,41221611
R102 Prestation: Reservnätet (kr)	2239636,47342615
R103	0,00000000
R104	0,00000000
R105	0,00000000
R106	0,00000000
R107 Ledningslängd Referensnät (m)	20076,30847592
R108 Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	639676,44821863
R109 Ledningar Anslutningsnät: NUAk (kr)9591669,35657544	
R110 Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr)	543759,75465287
R111 Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr)	95916,69356575
R112 Ledningar Anslutningsnät: Längd (m) 22083,93932351	
R113 Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr)	1935708,96399749
R114 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk (kr)	25032955,03015588
R115 Transformatorer Anslutningsnät: NUAk Mark (kr)	331473,22251361
R116 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	1419139,14871372
R117 Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr)	500659,10060312
R118 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)	15910,71468065
R119 Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer	4,00000000
R120 Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk	2,00000000
R121 Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	46888,07284311
R122 Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)319838,22410931	
R123 Ledningar Reservnät: NUAk (kr)	4795834,67828772
R124 Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr)	271879,87732644
R125 Ledningar Reservnät: DoU (kr)	47958,34678288
R126 Ledningar Reservnät: Längd (m)	11041,96966176
R127 Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr)	1919798,24931684
R128 Transformatorer Reservnät: NUAk (kr)	25032955,03015588
R129 Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)	1419139,14871372
R130 Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr)	500659,10060312
R131 Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer	4,00000000
R132 Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)	46888,07284311
R133 Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)	196153713,00000000
R134	0,00000000
R135	0,00000000
R136	0,00000000
R137	0,00000000
R138	0,00000000
R139	0,00000000
R140	0,00000000
R141	0,00000000
R142	0,00000000
R143	0,00000000
R144 Utnyttningstid för denna nätnivå	4478,20504130



R145	0,00000000	
R146	0,00000000	
R147	0,00000000	
R148	0,00000000	
R149	0,00000000	
R150	0,00000000	
R151	0,00000000	
R152	0,00000000	
R153	0,00000000	
R154	0,00000000	
R155	0,00000000	
R156	0,00000000	
R157	0,00000000	
R158	0,00000000	
R159	0,00000000	
R160	0,00000000	
R161	0,00000000	
R162	0,00000000	
R163	0,00000000	
R164	0,00000000	
R165	0,00000000	
R166	0,00000000	
R167	0,00000000	
R168	0,00000000	
R169	0,00000000	
R170	0,00000000	
R171	0,00000000	
R172	0,00000000	
R173	0,00000000	
R174	0,00000000	
R175	0,00000000	
R176	0,00000000	
R177	0,00000000	
R178	0,00000000	
R179	0,00000000	
R180	0,00000000	
R181	0,00000000	
R182	0,00000000	
R183	0,00000000	
R184	0,00000000	
R185	0,00000000	
R186	0,00000000	
R187	0,00000000	
R188	0,00000000	
R189	0,00000000	
R190	0,00000000	
R191	0,00000000	
R192 Nummer på MultiProcessParameter	999999,00000000	
R193 Värde på MultiProcessValue	0,00000000	
R194	0,00000000	
R195 Antal nät utan begränsning	1,00000000	
R196 Antal nät med Spänningsbegränsning	0,00000000	
R197 Antal nät med Längdbegränsning	0,00000000	
R198 Antal nät med Effektbegränsning	0,00000000	
R199 Antal nät med Strömbegränsning	0,00000000	
Nätnivå4,		
R2 Nätnyttan (kr)	0,00000000	
R3 Prestation: Nätprestationen (kr)	3185039,61371204	
R4 Prestation: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000	
R5 Prestation: Överföring (kr) 0,00000000		
R6 Prestation: Nätadministration (kr)	0,00000000	
R7 Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)	10858594,00000000	
R8 Summerad intäkt (kr)	0,00000000	
R9 Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr)	0,00000000	
R10 Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr)	0,00000000	
R11 Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R12 Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningsavgifter m.m.)	0,00000000	
R13 Total Nuak (kr)	43791712,21908468	
R14 NUAk Ledningar (kr)	16969813,48857513	
R15 NUAk Transformatorer Maskin (kr)	26693451,01870602	
R16 NUAk Transformatorer Mark (kr)	128447,71180353	
R17 NUAk Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R18 Ledningar : Prestationen (kr)	1131731,04865866	
R19 Ledningar : Kapitalkostnad (kr)	962032,91377291	
R20 Ledningar : DoU (kr)	169698,13488575	
R21 Ledningar: Längd (m)	17803,00300511	
R22 Transformatorer: Prestationen (kr)	2053308,56505338	
R23 Transformatorer: Kapitalkostnad (kr)	1519439,54467926	
R24 Transformatorer: DoU (kr)	533869,02037412	
R25 Transformatorer: Antal	2,00000000	
R26 Transformatorer: Effekt (kVA)	87603,72121913	
R27 Leverans kvalitet: Kvalitetsavdrag (kr)	0,00000000	
R28 Leverans kvalitet: Förväntad Avbrottskostnad (kr)	0,00000000	
R29 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)	0,00000000	
R30 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)	0,00000000	
R31 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)	0,00000000	
R32 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)	0,00000000	
R33 Leverans kvalitet: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)	0,00000000	
R34 Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr)	0,00000000	
R35 Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh)	0,00000000	
R36 Nätadministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturering Kunder (kr)	0,00000000	
R37 Nätadministration: NUAk Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	
R38 Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	
R39 Nätadministration: DoU Mätare hos kunder (kr)	0,00000000	
R40 Nätadministration: Mätaravläsning hos kunder (kr)	0,00000000	
R41 Nätadministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr)	0,00000000	
R42 Nätadministration: Faktureringskostnad Kunder(kr)	0,00000000	
R43 Nätadministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturering Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R44 Nätadministration: NUAk Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R45 Nätadministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R46 Nätadministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R47 Nätadministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	
R48 Nätadministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)	0,00000000	
R49 Nätadministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)	0,00000000	
R50 Köpta tjänster i Gränspunkter (kr)	10858594,00000000	
R51 Gränspunkter: Antal	1,00000000	
R52 Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh)	196153713,00000000	
R53 Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter	189261765,00000000	
R54 Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA) 43400,00000000		
R55 Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW)	41290,54468364	
R56 Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr) 0,00000000		
R57 Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh)	0,00000000	
R58 Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW)	0,00000000	
R59 Inmatningspunkter: Antal	0,00000000	
R61 Uttagspunkter: Levererad energi (kWh)	0,00000000	
R62 Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA)	0,00000000	
R63 Uttagspunkter: Antal	0,00000000	
R64 Tåthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonment (m/abonment)	0,00000000	
R65 Ledningslängd ojusterat nät (m)	8092,27409323	
R66 Ledningslängd Geometrijusterat nät (m) 8901,50150256		
R67 Antal reservtransformatorer	1,00000000	
R68 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m) 0,00000000		
R69 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m) 0,00000000		
R70 Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkm)	0,00000000	
R71 Geometri: X-min (m)	0,00000000	
R72 Geometri: X-max (m)	0,00000000	
R73 Geometri: Y-min (m)	0,00000000	
R74 Geometri: Y-max (m)	0,00000000	
R75 Inmatad energi/kund (kWh/kund)	0,00000000	
R76 Energiuttag/kund (kWh/kund)	0,00000000	
R77 Inmatad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000	
R78 Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund)	0,00000000	
R79	0,00000000	
R80 Sammanlagring inom denna nätnivå	0,94266646	
R81 Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt	41290,54468364	
R82 Beräknat summerat effekttuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA)	43801,86060957	
R83	0,00000000	
R84	0,00000000	
R85	0,00000000	
R86	0,00000000	
R87	0,00000000	
R88	0,00000000	
R89	0,00000000	
R90	0,00000000	
R91	0,00000000	
R92	0,00000000	
R93	0,00000000	
R94	0,00000000	
R95	0,00000000	
R96	0,00000000	
R97	0,00000000	
R98	0,00000000	
R99	0,00000000	
R100	0,00000000	
R101 Prestation: Anslutningsnätet (kr)	1595602,55193930	
R102 Prestation: Reservnätet (kr)	1589437,06177274	
R103	0,00000000	
R104	0,00000000	
R105	0,00000000	
R106	0,00000000	
R107 Ledningslängd Referensnät (m)	8092,27409323	
R108 Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr)	565865,52432933	

R109 Ledningar Anslutningsnät: NUAK (kr)8484906,74428756  
R110 Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr) 481016,45688646  
R111 Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr) 84849,06744288  
R112 Ledningar Anslutningsnät: Längd (m) 8901,50150256  
R113 Transformatorer Anslutningsnät: Prestationen (kr) 1029737,02760997  
R114 Transformatorer Anslutningsnät: NUAK (kr) 13346725,50935301  
R115 Transformatorer Anslutningsnät: NUAK Mark (kr) 128447,71180353  
R116 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)  
756637,02725634  
R117 Transformatorer Anslutningsnät: DoU Maskin (kr) 266934,51018706  
R118 Transformatorer Anslutningsnät: Kapitalkostnad Mark (kr)  
6165,49016657  
R119 Transformatorer Anslutningsnät: Antal transformatorer  
1,00000000  
R120 Transformatorer Anslutningsnät: Antal Ställverk 0,00000000  
R121 Transformatorer Anslutningsnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)  
43801,86060957  
R122 Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)565865,52432933  
R123 Ledningar Reservnät: NUAK (kr) 8484906,74428756  
R124 Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr) 481016,45688646  
R125 Ledningar Reservnät: DoU (kr) 84849,06744288  
R126 Ledningar Reservnät: Längd (m) 8901,50150256  
R127 Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr) 1023571,53744340  
R128 Transformatorer Reservnät: NUAK (kr) 13346725,50935301  
R129 Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr)  
756637,02725634  
R130 Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr) 266934,51018706  
R131 Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer 1,00000000  
R132 Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA)  
43801,86060957  
R133 Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh)  
196153713,00000000  
R134 0,00000000  
R135 0,00000000  
R136 0,00000000  
R137 0,00000000  
R138 0,00000000  
R139 0,00000000  
R140 0,00000000  
R141 0,00000000  
R142 0,00000000  
R143 0,00000000  
R144 Utnyttningstid för denna nätnivå 3832,74210306  
R145 0,00000000  
R146 0,00000000  
R147 0,00000000  
R148 0,00000000  
R149 0,00000000  
R150 0,00000000  
R151 0,00000000  
R152 0,00000000  
R153 0,00000000  
R154 0,00000000  
R155 0,00000000  
R156 0,00000000  
R157 0,00000000  
R158 0,00000000  
R159 0,00000000  
R160 0,00000000  
R161 0,00000000  
R162 0,00000000  
R163 0,00000000  
R164 0,00000000  
R165 0,00000000  
R166 0,00000000  
R167 0,00000000  
R168 0,00000000  
R169 0,00000000  
R170 0,00000000  
R171 0,00000000  
R172 0,00000000  
R173 0,00000000  
R174 0,00000000  
R175 0,00000000  
R176 0,00000000  
R177 0,00000000  
R178 0,00000000  
R179 0,00000000  
R180 0,00000000  
R181 0,00000000  
R182 0,00000000  
R183 0,00000000  
R184 0,00000000  
R185 0,00000000  
R186 0,00000000  
R187 0,00000000  
R188 0,00000000  
R189 0,00000000  
R190 0,00000000  
R191 0,00000000  
R192 Nummer på MultiProcessParameter 999999,00000000  
R193 Värde på MultiProcessValue 0,00000000  
R194 0,00000000

R195 Antal nät utan begränsning 1,00000000  
R196 Antal nät med Spänningsbegränsning 0,00000000  
R197 Antal nät med Längdbegränsning 0,00000000  
R198 Antal nät med Effektbegränsning 0,00000000  
R199 Antal nät med Strömbegränsning 0,00000000

Resultatet  
R0 Debiteringsgrad 1,09974634  
R1 Täthet, Ledningslängd/abonnent (m/abonnent) 79,03973142  
R2 Nätnyttan (kr) 46097923,64284070  
R3 Prestation: Nätprestationen (kr) 25135375,35852132  
R4 Prestation: Kvalitetsavdrag (kr) -5146896,26641650  
R5 Prestation: Överföring (kr) 3722595,46208659  
R6 Prestation: Nätdministration (kr) 4294492,08864929  
R7 Prestation: Köpta tjänster i Gräns- och Inmatningspunkter (kr)  
18092357,00000000  
R8 Summerad intäkt (kr) 50696023,00000000  
R9 Fakturerad intäkt från Kunder, Nätavgift (kr) 52067784,00000000  
R10 Fakturerad intäkt från Gränspunkter (kr) 0,00000000  
R11 Fakturerad intäkt från Inmatningspunkter (kr) 0,00000000  
R12 Fakturerad generell intäkt från kunder (kr) (Flyttningssavgifter m.m.) -  
1371761,00000000  
R13 Total Nuak (kr) 378644212,01030254  
R14 NUAK Ledningar (kr) 258238586,94312072  
R15 NUAK Transformatorer Maskin (kr) 99222709,90665881  
R16 NUAK Transformatorer Mark (kr) 6328240,16052298  
R17 NUAK Mätare hos kunder och i Inmatningspunkter (kr)  
14854675,00000000  
R18 Ledningar : Prestationen (kr) 17222147,25589226  
R19 Ledningar : Kapitalkostnad (kr) 14639761,38646114  
R20 Ledningar : DoU (kr) 2582385,86943121  
R21 Ledningar: Längd (m) 987917,60303541  
R22 Transformatorer: Prestationen (kr) 7913228,10262906  
R23 Transformatorer: Kapitalkostnad (kr) 5928773,90449588  
R24 Transformatorer: DoU (kr) 1984454,19813318  
R25 Transformatorer: Antal 264,00000000  
R26 Transformatorer: Effekt (kVA) 244829,27471641  
R27 Leverans kvaliteten: Kvalitetsavdrag (kr) -5146896,26641650  
R28 Leverans kvaliteten: Förväntad Avbrottskostnad (kr) 1003127,84280654  
R29 Leverans kvaliteten: Rapporterad Avbrottskostnad totalt kunder (kr)  
30277046,26083013  
R30 Leverans kvaliteten: Rapporterad Avbrottskostnad effekt aviserat (kr)  
14253,22518016  
R31 Leverans kvaliteten: Rapporterad Avbrottskostnad energi aviserat (kr)  
253020,02188473  
R32 Leverans kvaliteten: Rapporterad Avbrottskostnad effekt oaviserat (kr)  
425878,74556939  
R33 Leverans kvaliteten: Rapporterad Avbrottskostnad energi oaviserat (kr)  
29583894,26819598  
R34 Överföring: Beräknade förlustkostnader (kr) 3722595,46208659  
R35 Överföring: Beräknad förlustenergi (kWh) 13200693,12796668  
R36 Nätdministration: Prestationen Mätare/mätning/fakturerering Kunder (kr)  
4294163,73429905  
R37 Nätdministration: NUAK Mätare hos kunder (kr) 14853630,00000000  
R38 Nätdministration: Kapitalkostnad Mätare hos kunder (kr)  
1250893,83429966  
R39 Nätdministration: DoU Mätare hos kunder (kr) 0,00000000  
R40 Nätdministration: Mätaravläsning hos kunder (kr) 3043269,90000000  
R41 Nätdministration: Mätvärdeshantering Kunder(kr) 0,00000000  
R42 Nätdministration: Faktureringskostnad Kunder(kr) 0,00000000  
R43 Nätdministration: Prestationen Mätare/Mätning/Fakturerering  
Inmatningspunkter (kr) 328,35435024  
R44 Nätdministration: NUAK Mätare i Inmatningspunkter (kr)  
1045,00000000  
R45 Nätdministration: Kapitalkostnad Mätare i Inmatningspunkter (kr)  
88,00435024  
R46 Nätdministration: DoU Mätare i Inmatningspunkter (kr)  
0,00000000  
R47 Nätdministration: Mätaravläsning Inmatningspunkter(kr)  
240,35000000  
R48 Nätdministration: Mätvärdeshantering Inmatningspunkter(kr)  
0,00000000  
R49 Nätdministration: Faktureringskostnad Inmatningspunkter (kr)  
0,00000000  
R50 Köpta tjänster i Gränspunkter (kr) 18089029,00000000  
R51 Gränspunkter: Antal 4,00000000  
R52 Gränspunkter: Beräknad inmatad energi (kWh) 258683070,00000000  
R53 Gränspunkter: Inmatad energi (kWh) i Gränspunkter 274327739,00000000  
R54 Gränspunkter: Abonnerad effekt (kVA) 65900,00000000  
R55 Gränspunkter: Beräknad abonnerad effekt (kW) 56564,16256098  
R56 Köpta tjänster i Inmatningspunkter (kr) 3328,00000000  
R57 Inmatningspunkter: Inmatad energi (kWh) 173913,00000000  
R58 Inmatningspunkter: Inmatad effekt (kW) 80,00000000  
R59 Inmatningspunkter: Antal 1,00000000  
0,00000000  
R61 Uttagspunkter: Levererad energi (kWh) 258683070,00000000  
R62 Uttagspunkter: Beräknad uttagen effekt (kVA) 122535,37424060  
R63 Uttagspunkter: Antal 12499,00000000  
R64 Täthet Geometrijusterat nät utan reservkapacitet, Ledningslängd/abonnent  
(m/abonnent) 71,80107050  
R65 Ledningslängd ojusterat nät (m) 661451,45358372

R66 Ledningslängd Geometrijusterat nät (m)897441,58019366	R148	0,00000000
R67 Antal reservtransformatorer 5,00000000	R149	0,00000000
R68 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: X (m) 14490,00000000	R150	0,00000000
R69 Geometri: Rektangulär storlek på koncessionen: Y (m) 26020,00000000	R151	0,00000000
R70 Rektangulär storlek på koncessionen: (kvadratkm) 377029800,00000000	R152	0,00000000
R71 Geometri: X-min (m) 6394511,00000000	R153	0,00000000
R72 Geometri: X-max (m) 6409001,00000000	R154	0,00000000
R73 Geometri: Y-min (m) 1277070,00000000	R155	0,00000000
R74 Geometri: Y-max (m) 1303090,00000000	R156	0,00000000
R75 Inmatad energi/kund (kWh/kund) 21961,88911113	R157	0,00000000
R76 Energiuttag/kund (kWh/kund) 20696,30130410	R158	0,00000000
R77 Inmatad effekt/kund (kVA/kund) 5,27882231	R159	0,00000000
R78 Beräknad Abonnerad effekt/kund (kVA/kund) 9,80361423	R160	0,00000000
R79 0,00000000	R161	0,00000000
R80 Sammanlagring inom denna nätnivå 0,00000000	R162	0,00000000
R81 Inmatad effekt till denna nätnivå =Beräknad effekt (nivå+1) + beräknad Gränspunkteffekt 0,00000000	R163	0,00000000
R82 Beräknat summerat effekttuttag, uttagspunkter och transformatorer (kVA) 276674,71550433	R164	0,00000000
R83 0,00000000	R165	0,00000000
R83 Kvalitetsindex 0,06413825	R166	0,00000000
R84 0,00000000	R167	0,00000000
R85 0,00000000	R168	0,00000000
R86 0,00000000	R169	0,00000000
R87 0,00000000	R170	0,00000000
R88 0,00000000	R171	0,00000000
R89 0,00000000	R172	0,00000000
R90 0,00000000	R173	0,00000000
R91 0,00000000	R174	0,00000000
R92 0,00000000	R175	0,00000000
R93 0,00000000	R176	0,00000000
R94 0,00000000	R177	0,00000000
R95 0,00000000	R178	0,00000000
R96 0,00000000	R179	0,00000000
R97 0,00000000	R180	0,00000000
R98 0,00000000	R181	0,00000000
R99 0,00000000	R182	0,00000000
R100 0,00000000	R183	0,00000000
R101 Prestation: Anslutningsnätet (kr) 19988479,09210482	R184	0,00000000
R102 Prestation: Reservnätet (kr) 5146896,26641650	R185	0,00000000
R103 0,00000000	R186	0,00000000
R104 0,00000000	R187	0,00000000
R105 0,00000000	R188	0,00000000
R106 0,00000000	R189	0,00000000
R107 Ledningslängd Referensnät (m) 661451,45358372	R190	0,00000000
R108 Ledningar Anslutningsnät: Prestationen (kr) 15018620,77623600	R191	0,00000000
R109 Ledningar Anslutningsnät: NUAk (kr)225197668,41285479	R192 Nummer på MultiProcessParameter 0,00000000	
R110 Ledningar Anslutningsnät: Kapitalkostnad (kr) 12766644,09210753	R193 Värde på MultiProcessValue 0,00000000	
R111 Ledningar Anslutningsnät: DoU (kr) 2251976,68412855	R194 0,00000000	
R112 Ledningar Anslutningsnät: Längd (m) 897441,58019366	R195 Antal nät utan begränsning 4,00000000	
R113 Transformatorer Anslutningnät: Prestationen (kr) 4969858,31586882	R196 Antal nät med Spänningsbegränsning 102,00000000	
R114 Transformatorer Anslutningnät: NUAk (kr) 60843029,36714992	R197 Antal nät med Längdbegränsning 74,00000000	
R115 Transformatorer Anslutningnät: NUAk Mark (kr) 6328240,16052298	R198 Antal nät med Effektbegränsning 19,00000000	
R116 Transformatorer Anslutningnät: Kapitalkostnad Maskin (kr) 3449242,20082072	R199 Antal nät med Strömbegränsning 63,00000000	
R117 Transformatorer Anslutningnät: DoU Maskin (kr) 1216860,58734300		
R118 Transformatorer Anslutningnät: Kapitalkostnad Mark (kr) 303755,52770510		
R119 Transformatorer Anslutningnät: Antal transformatorer 259,00000000		
R120 Transformatorer Anslutningnät: Antal Ställverk 3,00000000		
R121 Transformatorer Anslutningnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA) 154139,34126373		
R122 Ledningar Reservnät: Prestationen (kr)2203526,47965626		
R123 Ledningar Reservnät: NUAk (kr) 33040918,53026591		
R124 Ledningar Reservnät: Kapitalkostnad (kr) 1873117,29435360		
R125 Ledningar Reservnät: DoU (kr) 330409,18530266		
R126 Ledningar Reservnät: Längd (m) 90476,02284176		
R127 Transformatorer Reservnät: Prestationen (kr) 2943369,78676024		
R128 Transformatorer Reservnät: NUAk (kr) 38379680,53950889		
R129 Transformatorer Reservnät: Kapitalkostnad Maskin (kr) 2175776,17597006		
R130 Transformatorer Reservnät: DoU Maskin (kr) 767593,61079018		
R131 Transformatorer Reservnät: Antal transformatorer 5,00000000		
R132 Transformatorer Reservnät: Beräknad transformatoreffekt (kVA) 90689,93345268		
R133 Transformatorer: Energi Transformerad genom transformatorn (kWh) 590776343,00000000		
R134 0,00000000		
R135 0,00000000		
R136 0,00000000		
R137 0,00000000		
R138 0,00000000		
R139 0,00000000		
R140 0,00000000		
R141 0,00000000		
R142 0,00000000		
R143 0,00000000		
R144 Utnyttningstid för denna nätnivå 0,00000000		
R145 0,00000000		
R146 0,00000000		
R147 0,00000000		