

Rebnis vattenkraftstation

**Energikartläggning och utredning av
värmeåtervinning från transformator**

Erik Holmlund

**Civilingenjörsprogrammet i
energiteknik vid Umeå
universitets
tekniska högskola.
(löpnr. som tilldelas)**

Sammanfattning

Vattenkraftstationen i Rebnis i Arjeplogs kommun anses av Skellefteå Kraft AB ha en hög lokalkraftförbrukning jämfört med andra vattenkraftstationer då den varje år använder runt 1 GWh elenergi. Företaget vill därför få insikt i hur energin fördelas på olika utrustningar samt hur stationen kan bli effektivare ur energisynpunkt.

Examensarbetet bestod av två delar, en energikartläggning och en utredning om värmeåtervinning. Syftet med energikartläggningen var att identifiera de största energianvändarna samt ge förslag till energieffektiviserande åtgärder för dessa. Syftet med den djupare utredningen om värmeåtervinning var att undersöka möjligheterna för att ta tillvara överskottsvärme från krafttransformatorn för att värma upp stationens tilluft.

Energikartläggningen och värmeutredningen genomfördes med hjälp av litteraturstudier, besök på stationen, mätningar och till sist beräkningar.

Energikartläggningen visar att 57 % av den totala energianvändningen går till att värma upp stationen, 12 % går till ventilationen och 9 % till pumpar. Dessa utgör de tre största energianvändarna.

Djuputredningen visar att ett system för värmeåtervinning kan minska energianvändningen med 270 MWh vilket motsvarar ca 25 % av stationens totala energianvändning. Vidare visar en ekonomisk analys att en investering i ett värmeåtervinningssystem halverar totalkostnaden på en tidsperiod av 20 år jämfört med nuvarande uppvärmningssystem. Analysen visar också att återbetalningstiden blir knappt 4 år.

Rebnis hydropower plant

Energy survey and investigation on heat recycling from transformer

Erik Holmlund

Abstract

The hydropower plant in Rebnis is considered by Skellefteå Kraft AB as having a high local power consumption, when compared with other hydropower plants, as it each year uses about 1 GWh of electric energy. The company therefore wishes to get insight in how the energy distributes to different equipments and also how the plant can become more energy efficient.

The master thesis consisted of two parts, an energy survey as well as an investigation on recycling of heat. The purpose of the energy survey was to identify the largest energy consumers and give suggestions for measures to increase the energy efficiency. The purpose of the deeper investigation on recycling of heat was to investigate the possibilities for using surplus heat from the power transformer to heat up the air going into the power plant.

The energy survey and the heat investigation were carried through by studies of literature, a visit to the power plant, measurements and finally calculations.

The energy survey shows that 57 % of the total consumption of energy is used to heat the power plant, 12 % is used for ventilation and 9 % for pumps. These are the three largest energy consumers.

The deep investigation shows that a system for recycling heat can reduce the consumption of energy by 270 MWh which is about 25 % of the power plant's total energy consumption. An economical analysis shows that an investment in a heat recycling system almost cuts the total costs in half within a time period of 20 years when compared with the present heating system. The analysis also shows that the payoff time will be about 4 years.

Förord

Examensarbetet som ligger till grund för denna rapport omfattar 20 poäng och ingår som en obligatorisk del i Civilingenjörsprogrammet i Energiteknik vid Umeå Universitet. Arbetet utfördes på uppdrag från Skellefteå Kraft AB som tillhandahöll handledare, kontorsrum, mätutrustning samt annat material som möjliggjorde arbetet.

Jag vill passa på att tacka på att tacka personalen på Skellefteå Kraft AB, särskilt de på avdelningen för vattenkraft, för all kunskap de bidragit med. Vill även tacka personalen på avdelningen för elförsäljning för en trevlig arbetsmiljö och alla trivsamma fikaraster.

Sist men absolut inte minst vill jag tacka min handledare Tobias Hellgren utan vem detta arbete inte hade varit möjligt att genomföra.

Skellefteå, januari 2007.

Erik Holmlund

Innehållsförteckning

1 INLEDNING	6
1.1 BAKGRUND OCH MOTIV.....	6
1.2 SYFTE/MÅL.....	7
1.3 AVGRÄNSNINGAR.....	7
2 REBNIS VATTENKRAFTSTATION	8
2.1 LOKALISERING.....	8
2.2 HISTORIK.....	8
2.3 BESKRIVNING AV ANLÄGGNINGEN.....	8
3 TEORI	11
3.1 ENERGILEDNINGSSYSTEM.....	11
3.1.1 <i>Energikartläggning</i>	11
3.2 TRANSFORMATORN.....	12
3.2.1 <i>Tomgångsförluster</i>	12
3.2.2 <i>Belastningsförluster</i>	13
3.2.3 <i>Konvektiva förluster mot omgivningen</i>	14
3.3 LIVSCYKELKOSTNAD - NUVÄRDESMETODEN	17
4 METOD	18
4.1 ENERGIKARTLÄGGNING.....	18
4.1.1 <i>Energiflöden</i>	19
4.2 VÄRMEÅTERVINNING.....	22
4.2.1 <i>Stationens värmebehov</i>	22
4.2.2 <i>Transformatorns värmeöverskott</i>	24
4.2.3 <i>Återvinningspotential</i>	25
4.2.4 <i>Systemlösningar</i>	26
4.2.5 <i>Ekonomisk analys</i>	27
5 RESULTAT	28
5.1 ENERGIKARTLÄGGNING.....	28
5.1.1 <i>Anläggningsbeskrivning</i>	28
5.1.2 <i>Kartläggning</i>	29
5.1.3 <i>Åtgärder</i>	45
5.2 VÄRMEÅTERVINNING.....	48
5.2.1 <i>Stationens värmebehov</i>	48
5.2.2 <i>Transformatorns värmeöverskott</i>	53
5.2.3 <i>Återvinningspotential</i>	54
5.2.4 <i>Systemlösningar</i>	56
5.2.5 <i>Livscykelkostnad</i>	60
6 DISKUSSION	65
7 SLUTSATSER	67
8 REFERENSER	68
8.1 LITTERATUR.....	68
8.2 INTERNET.....	68
8.3 PERSONLIGA KONTAKTER.....	68

Bilaga 1: Beräkningsprogram för naturlig konvektion

Bilaga 2: Tabeller för energikartläggning

Bilaga 3: Tabeller för värmeåtervinning

Bilaga 4: Tabeller för den ekonomiska analysen

1 Inledning

En ökande miljömedvetenhet bland allmänheten, som en följd av bl.a. debatten kring växthuseffekten, har lett till insikt att vi bör minska den negativa påverkan vi har på miljön genom utsläpp av avgaser från förbränning av fossila bränslen. Ett sätt att få till stånd denna minskning är att dra ner på användandet av elenergi. Ur ett europeiskt perspektiv bygger nämligen en stor del av elproduktionen på förbränning av fossila bränslen [1].

Sverige har under lång tid haft låga priser på elenergi som en följd av bl.a. en kraftig utbyggnad av billig vattenkraft. Men ett ökat elbehov har lett till större beroende av elimport från andra länder vilket inverkar till att elpriserna ökar. Med de stigande energipriserna har det även ur ett ekonomiskt perspektiv blivit intressant med energieffektiviseringar, både för små och stora energianvändare.

1.1 Bakgrund och motiv

På Skellefteå Kraft AB finns intresse att införa ett energiledningssystem för deras vattenkraftanläggningar med avsikt att i framtiden skapa en energieffektivare verksamhet.

För att inom ett energiledningssystem kunna ta fram en energipolicy med tillhörande mål måste först utgångsläget vara känt. Detta krav uppnås med hjälp av genomförandet av en energikartläggning där tidigare och nuvarande energianvändning undersöks med avsikt att identifiera potentiella förbättringsmöjligheter.

Den totala lokalkraftförbrukningen för Rebnis vattenkraftstation betraktas som hög vid jämförelse med andra stationer och det är därför av intresse att genomföra en kartläggning för att få ytterligare kunskaper om energianvändningen.

Rebnis vattenkraftstation bedöms av Skellefteå Kraft AB ha högt lokalt värmebehov. Uppvärmningen av stationen sker för närvarande nästan uteslutande genom direktverkande el. Den huvudsakliga uppvärmningen sker i ett el-batteri som sitter i ventilationsbyggnaden och varigenom all luft passerar innan den leds vidare in i stationen. Samtidigt står invid ventilationsbyggnaden, en transformator vars tomgångs- och belastningsförluster kyls av ett kylsystem. Ur energisynpunkt är detta ingen bra systemlösning.

Den tid då stationen är i drift och producerar el, går en liten del av denna för att försörja det lokala energibehovet. När elproduktionen står stilla måste stationens energibehov försörjas av energi från elnätet. Denna köps idag från Vattenfall AB. Den ekonomiska motivationen för att minska energianvändningen kan därmed sägas vara dubbel eftersom inkomsterna från elproduktionen ökar samtidigt som utgifterna för den inköpta elenergin minskar.

1.2 Syfte & mål

Arbetet bestod i stora drag av två delarbeten med varsitt syfte och mål.

Syftet med den ena delen av det här arbetet var att ta fram en energikartläggning för Rebnis vattenkraftstation med målsättningen att kartläggningen skulle kunna implementeras i ett framtida energiledningssystem.

Syftet med den andra delen var att med en djupare analys utreda möjligheterna för att ta tillvara överskottsvärme i krafttransformatorn, med målet att minska lokalkraftförbrukningen.

1.3 Avgränsningar

Energikartläggningen avgränsades till att endast innefatta vattenkraftverkets maskinstation och de utrustningar som försörjs av dess lokala nät. Detta innebar att energianvändare vid utskovet, dvs. dammen, inte togs i beaktande. Undersökning av den energianvändning som transporter av bl.a. underhållspersonal innebär gjordes därför heller inte.

Utredningen av möjligheterna för värmeåtervinning avgränsades till att endast gälla tillvaratagandet av överskottsvärme från krafttransformator för att ersätta el-batteriet i ventilationsbyggnaden.

2 Rebnis vattenkraftstation

2.1 Lokalisering

I det norrbottniska inlandet finns, längs Skellefteälven, ett samhälle vars namn är Arjeplog. Invid detta samhälle ligger en stor sjö, Hornavan, och norr om denna har ytterligare en sjö, vars namn är Rebnisjaure, sin hemvist. Mellan dessa två sjöar, som används som regleringsmagasin, ligger Rebnis vattenkraftstation. Avståndet fågelvägen mellan Arjeplog och Rebnis är ca 4,5 mil.

2.2 Historik

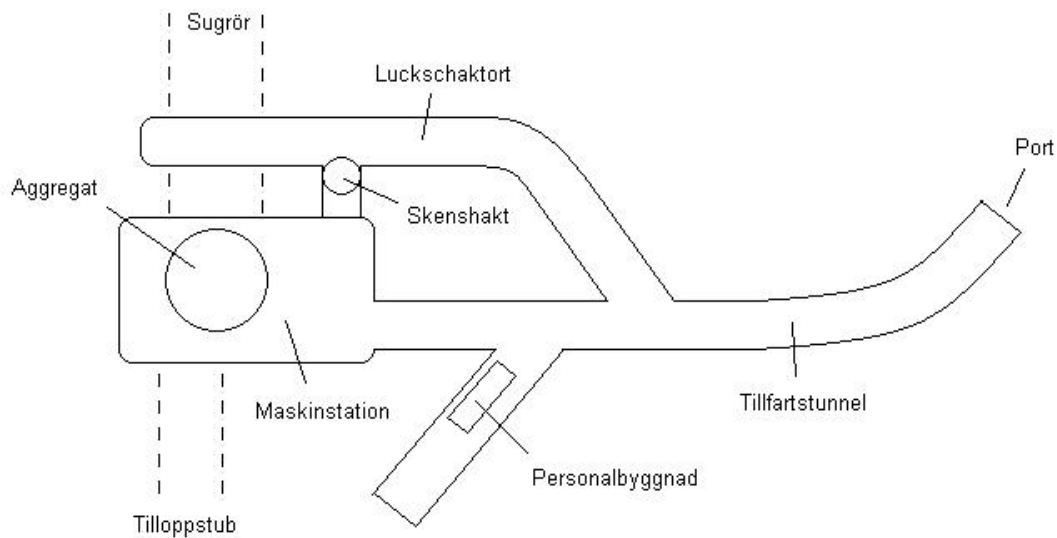
Året 1971 började historien om Rebnis vattenkraftstation med att bolaget Rebnis Kraft AB bildades av delägarna Vattenfall, Skellefteå Kraft och Boliden. Året efter, närmare bestämt den 31:a maj, träffades beslut om utbyggnad mellan Rebnis Kraft AB och Statens Vattenfallsverk och byggnationen kunde därmed inledas. Två år senare var anläggningen färdig och kunde tas i kommersiell drift den 16:e september 1974.

Sedan ett uppköp 2001 är Skellefteå Kraft ensam ägare av Rebnis vattenkraftverk.

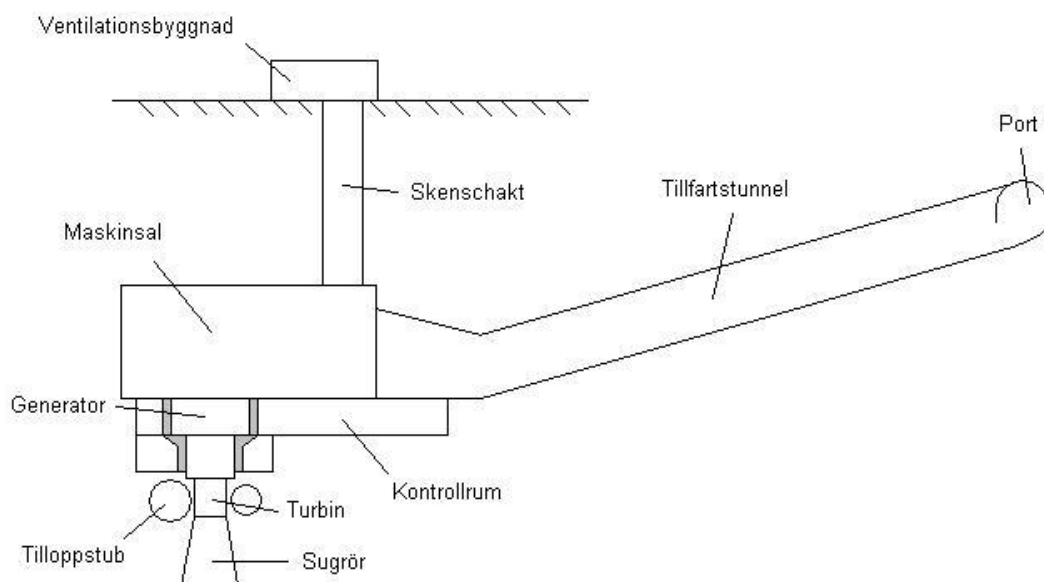
2.3 Beskrivning av anläggningen

Stationen är av typen bergsstation vilket har den innebörden att själva maskinstationen är insprängd i berggrunden. I maskinstationen är större delen av all utrustning placerad. Där finns bl.a. maskinaggregatet (generator och turbin), kontrollutrustning och övrig utrustning som behövs för drift av stationen. Se figur 1 och 2 för skisser över anläggningen.

För att ta sig in i stationen finns två alternativ till tillvägagångssätt. Vanligaste metoden är att använda den biltunnel som via en port leder ner i stationen och används till allehanda transporter. Den andra metoden, vilken inte är att rekommendera, är att klättra ner genom det vertikala schakt vari strömskenorna mellan generatorm och transformatorn går.



Figur 1. Principiell bild av Rebnis vattenkraftstation, sedd från ovan.



Figur 2. Principiell bild av Rebnis vattenkraftstation, sedd från sidan.

Vattnet från Rebnisjaure leds via en ca 2,5 km lång tunnel till stationen där det driver aggregatets francisturbin. Från stationen leds vattnet i en ca 1,2 km lång tunnel innan det når Hornavan. Fallhöjden mellan Rebnisjaure och Hornavan varierar beroende på magasinens fyllningsgrad men ligger inom intervallet 76,5 - 88 m. Vattenflödet som driver turbinen uppgår till maximalt 80 m³/s [I1].

Via en vertikal axel överförs kraften från turbinen till generatoren. Generatoren har en märkeffekt på 65 MVA och en utgående spänning på 10,5 kV. Från generatoren går strömskenor via ett generatorställverk vidare upp genom skenschaktet till transformatorn.

Den transformator som huvudsakligen används för spänningshöjning av den producerade elkraften är en oljeisolerad trefastransformator med en märkeffekt på 65 MVA och spänningsomsättningen 153/10,5 kV. Transformatorn är placerad på marknivå i omedelbar anslutning till skenschaktet vilket innebär att den står intill ventilationsbyggnaden. Runt om transformatorn finns väggar av betong med funktion som splitterskydd. Däremot finns det inte något tak över transformatorn. Från transformatorn leds elkraften via ett ställverk ut på ett 130 kV regionalnät mot Arjeplog.

3 Teori

3.1 Energiledningssystem

Att införa ett energiledningssystem i ett företag innebär att ständigt effektivisera sin energianvändning, öka användandet av förnyelsebara energikällor samt öka utbytet av energi med omgivande samhälle. Ledningssystemet är oftast uppbyggt enligt en cyklisk process som vanligtvis går under namnet PDCA – Plan, Do, Check, Act. En kortfattad beskrivning av processen ser enligt den svenska standarden SS 627750 [2] ut som följande:

Planera (plan):	Fastställ vilka mål och processer som krävs för att uppfylla resultat som överensstämmer med kundernas krav samt företagets policy.
Genomföra (do):	Inför processerna.
Följa upp (check):	Övervaka och mät processer och produkt med utgångspunkt i policy, mål samt krav på produkten och rapportera därefter resultatet.
Förbättra (act):	Vidta nödvändiga åtgärder för att förbättra processerna inför nästa cykel.

Denna cykliska process medför att företaget hela tiden utvecklar och förbättrar sin verksamhet.

Införandet av ett energiledningssystem enligt SS 627750 medför att detta kan samordnas eller integreras med sedan tidigare införda ledningssystem, t.ex. miljöledningssystem. Det finns dessutom möjlighet för företaget att modifiera sitt eller sina befintliga ledningssystem så att kraven i standarden uppfylls [2].

Genom att införa ett energiledningssystem så ökar företaget sin kontroll över energianvändningen samt medvetandet vad gäller planering och strukturering av användningen, enligt Energimyndigheten [3]. Företaget kan minska sin elanvändning, och därmed kostnad, genom en mer medveten planering, bättre rutiner för drift och underhåll samt förbättrade inköps- och projekteringsrutiner.

För att kunna fastställa vilka kvantifierbara och tidsatta mål, tillhörande energipolicyn, som ska uppnås måste det aktuella läget för företaget vara känt vad gäller energianvändning. Denna kunskap kan erhållas via en väl genomförd energikartläggning.

3.1.1 Energikartläggning

Eftersom energikartläggningen skulle kunna utgöra en del av ett framtida energiledningssystem ställs vissa krav på vad den ska innefatta.

Den obligatoriska dokumentationen av en energikartläggning ska enligt SS 627750 [2] innehålla:

- Tidigare och nuvarande energianvändning som baseras på mätningar och övriga data.
- Identifiering av utrustning och system med betydande energianvändning.
- Identifiering av medarbetare som i väsentlig grad kan påverka energianvändningen.
- Identifiering av möjligheter till förbättring.

Genomförandet och dokumentationen av energikartläggningen rekommenderas av Energimyndigheten [4] gå till enligt de fem momenten nedan:

- Beskriva anläggningen och vad som avses ingå i kartläggningen.
- Kartlägga anläggningens energianvändning för det aktuella året med avsikt att få klarhet i hur mycket energi som använts, var den använts samt vad den använts till.
- Undersöka hur anläggningens energianvändning utvecklas på kort sikt med hänsyn till redan planerade eller beslutade förändringar.
- Undersöka övergripande hur anläggningens energianvändning utvecklas på lång sikt med hänsyn till eventuella förändringar.
- Söka efter åtgärder som avses effektivisera anläggningens energianvändning.

Dessa är dock endast rekommendationer till skillnad från SS 627750 [2] som ställer krav.

3.2 Transformatorn

Transformatorn har möjliggjort att elkraft kan överföras långa avstånd med så låga förluster att det blir ekonomiskt hållbart. Detta sker genom att kunna höja spänningen med en hög verkningsgrad. Därmed utgör transformatorn en vital länk i ett effektivt system för elkraftöverföring [5].

Teorin kring hur transformatorns tomgångs- och belastningsförluster uppstår samt hur de kan motverkas ges utifrån Alfredsson [5] och Westlund [6]. Viktigt att ha i åtanke är att tomgångs- och belastningsförluster är två helt skilda begrepp trots att de kan sammanfattas som transformatorförluster.

3.2.1 Tomgångsförluster

Tomgångsförluster är en del av en transformators tomgångsegenskaper och är därför endast beroende av den påtryckta spänningen. Vidare kan tomgångsförlusterna även betraktas som kärnförluster då dessa uppstår i transformatorns järnkärna och är beroende av dess uppbyggnad och kvaliteten på materialet.

Hysteres

Tomgångsförluster som en följd av hysteres uppstår pga. de konstanta förändringarna av det magnetiska flödet genom kärnan. Att ommagnetisera järn är inte helt lätt gjort, jämför t.ex. med permanentmagneter, och innebär att värme alstras. Genom att bearbeta materialet i kärnan samt utveckla nya material med bättre egenskaper kan förlusterna minskas.

Virvelströmmar

I kärnan induceras elektriska virvelströmmar som en följd av att spänningen över lindningarna i transformatorn konstant förändras. Dessa strömmar orsakar förluster i kärnan pga. järnkärnans resistans. Genom att bygga upp kärnan av tunna järnplåtar med isolering mellan dem kan virvelströmmarna starkt begränsas men inte elimineras helt.

3.2.2 Belastningsförluster

Till skillnad från tomgångsförlusterna är belastningsförlusterna inte beroende av den påtryckta spänningen. Belastningsförlusterna är i stället beroende av den ström som går genom transformatorns lindningar.

RI^2 -förluster

Den absolut största delen av belastningsförlusterna uppstår då huvudströmmen går genom lindningarna. Resistansen i lindningarna medför att förluster alstras, se ekvation 1 nedan. Genom att använda material med lägre resistans i lindningarna kan dessa förluster minskas. Även genom att använda tjockare ledningar kan mindre förluster uppnås men då uppstår istället problem med transformatorns vikt.

Tillsatsförluster i lindningar

Lindningarna i en transformator genererar även växelriktade läckflöden utanför järnkärnan. Dessa läckflöden ger upphov till en ojämn fördelning av strömstyrkan inuti lindningarna. I vissa delar blir strömstyrkan lägre och i andra högre. Men eftersom förlusterna är proportionella mot strömstyrkan i kvadrat, se ekvation 1, ökar förlusterna mer i de delar där strömmen ökar än de minskar i de delar där strömmen minskar.

Övriga tillsatsförluster

Läckflödena som genereras av lindningarna alstrar dessutom virvelströmmar i massiva delar av transformatorns konstruktion, exempelvis låda och balkar.

Belastningsförlusternas storlek

Belastningsförlusterna i en transformator kan enligt Alfredsson [5] beräkningstekniskt antas vara rent resistiva och därmed beskrivas enligt ekvation 1.

$$P_b = R \cdot I_h^2 \quad [W] \quad (1)$$

där

$$P_b = \text{Effekt för belastningsförluster} \quad [W]$$

$$R = \text{Resistans i lindningarna} \quad [\Omega]$$

$$I_h = \text{Huvudströmmen genom lindningarna} \quad [A]$$

I förhållande till belastningsförlusterna vid märkström kan därmed belastningsförlusterna beräknas enligt ekvation 2.

$$P_b = P_{bn} \cdot \left(\frac{I_h}{I_{hn}} \right)^2 \quad [W] \quad (2)$$

där

$$P_{bn} = \text{Effekt för belastningsförluster vid märkström} \quad [W]$$

$$I_{hn} = \text{Huvudmärkström genom lindningarna} \quad [A]$$

Den skenbara effekten i ett trefasssystem kan uttryckas enligt ekvation 3.

$$S = \sqrt{3} \cdot U_h \cdot I_h \quad [VA] \quad (3)$$

där

$$S = \text{Skenbar effekt} \quad [VA]$$

$$U_h = \text{Huvudspänning} \quad [V]$$

Med ekvation 3 för skenbar effekt kan belastningsförlusterna istället beräknas enligt ekvation 4.

$$P_b = P_{bn} \cdot \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \quad [W] \quad (4)$$

där

$$S_n = \text{Skenbar effekt vid märkbelastning} \quad [VA]$$

3.2.3 Konvektiva förluster mot omgivningen

En viss del av transformatorns tomgångs- och belastningsförluster avges oundvikligen som värme från denna som en följd av att oljan transporterar vidare värmen till det yttre skalet, transformatorlådan, från vars utsida den sedan avges genom naturlig konvektion.

Naturlig konvektion

Drivkraften bakom naturlig konvektion bygger på att fluiders densitet är temperaturberoende. För luft gäller att densiteten minskar med ökad temperatur. Den minskande densiteten innebär att varm luft stiger uppåt i förhållande till kall luft. En yta som är varmare än den omgivande luften värmer upp luften närmast ytan som därmed stiger och ersätts av kallare luft.

För beräkningar på naturlig konvektion används ekvationer och uttryck enligt Cengel [7]. En sammanställning över de parametrar som ingår och dess beteckningar presenteras i tabell 1.

Tabell 1. Parametrar som ingår i beräkningar av naturlig konvektion med respektive beteckning och enhet

Parameter	Beteckning	Enhet
Värmeöverförande ytans temperatur	T_s	K
Omgivningstemperatur	T_∞	K
Filmtemperatur	T_f	K
Expansionskoefficient	β	K^{-1}
Tyngdkraftens acceleration	g	m/s^2
Karaktäristisk längd	L_c	m
Kinematisk viskositet	ν	m^2/s
Prandtls tal	Pr	-
Grashofs tal	Gr_L	-
Rayleighs tal	Ra_L	-
Värmeledningsförmåga	k	$W/(m \cdot K)$
Nusselts tal	Nu	-
Värmeövergångskoefficient	h	$W/(m^2 \cdot K)$
Konvektionsförlust	Q_{konv}	W
Värmeöverförande ytans area	A_s	m^2
Värmeöverförande ytans omkrets	p	m

Temperaturen på luften närmast ytan benämns filmtemperatur och beräknas som medelvärdet av ytans och den omgivande luftens temperaturer enligt ekvation 5.

$$T_f = \frac{T_s + T_\infty}{2} \quad [^\circ C] \quad (5)$$

För en ideal gas, vilket luften antas vara här, kan dess expansionskoefficient beräknas med filmtemperaturen enligt ekvation 6.

$$\beta = \frac{1}{T_f} \quad [1/K] \quad (6)$$

Med information om parametrarna tyngdkraftens acceleration, expansionskoefficienten, omgivnings- och yttemperaturen, ytans karaktäristiska längd och kinematisk viskositet kan sedan Grashofs tal beräknas enligt ekvation 7.

$$Gr_L = \frac{g \cdot \beta \cdot |T_s - T_\infty| \cdot L_c^3}{\nu^2} \quad [-] \quad (7)$$

Rayleighs tal beräknas som produkten av Grashofs tal och Prandtls tal, se ekvation 8.

$$Ra_L = Gr_L \cdot Pr = \frac{g \cdot \beta \cdot |T_s - T_\infty| \cdot L_c^3}{\nu^2} \cdot Pr \quad [-] \quad (8)$$

Värmeövergångskoefficienten beräknas med ekvation 9 utifrån värden på Nusselts tal, luftens värmeledningsförmåga samt ytans karaktäristiska längd. Nusselts tal beräknas enligt ekvation 12 för en lodrät yta eller enligt ekvation 14 för en vågrät yta.

$$h = Nu \cdot \frac{k}{L_c} \quad [W/(m^2 \cdot ^\circ C)] \quad (9)$$

De konvektiva värmeförlusterna kan till sist beräknas enligt ekvation 10 utifrån värmeövergångskoefficienten, ytans area samt temperaturskillnaden mellan ytan och den omgivande luften.

$$Q_{konv} = h \cdot A_s \cdot (T_s - T_\infty) \quad [W] \quad (10)$$

Lodrät platt yta

Den karaktäristiska längden för en lodrät yta är densamma som dess höjd.

Transformatorns rundade kortsidor kan betraktas som platta om villkoret i ekvation 11 uppfylls.

$$D \geq \frac{35 \cdot L_c}{Gr_L^{1/4}} \quad [m] \quad (11)$$

där D är rundningens diameter i m . Nusselts tal för en lodrät platt yta beräknas, utifrån de sedan tidigare bestämda värdena för Rayleighs tal och Prandtls tal, enligt ekvation 12.

$$Nu = \left\{ 0,825 + \frac{0,387 \cdot Ra_L^{1/6}}{\left[1 + (0,492 / Pr)^{9/16} \right]^{8/27}} \right\}^2 \quad [-] \quad (12)$$

Vågrät platt yta

Den karaktäristiska längden för en vågrät yta definieras som kvoten mellan dess area och omkrets enligt ekvation 13.

$$L_c = \frac{A_s}{p} \quad [m] \quad (13)$$

Nusselts tal för en horisontell platt yta beräknas, enligt ekvation 14, endast utifrån Rayleighs tal.

$$Nu = 0,15 \cdot Ra_L^{1/3} \quad [-] \quad (14)$$

3.3 Livscykelkostnad - nuvärdemetoden

Livscykelkostnaden för en viss utrustning kan definieras som dess total kostnad under hela livstiden, från investering till att den tas ur bruk. Den totala livscykelkostnaden utgörs huvudsakligen av tre olika komponenter; investeringskostnad, energikostnad samt underhållskostnad. Genom att alla kostnader räknas om till nuvärde kan olika alternativ jämföras på lika villkor [12].

$$LCC = C_{in} + C_e + C_d \quad [kr] \quad (15)$$

där

$$LCC = \text{Livscykelkostnaden} \quad [kr]$$

$$C_{in} = \text{Investeringskostnaden} \quad [kr]$$

$$C_e = \text{Energi kostnader} \quad [kr]$$

$$C_d = \text{Drift- och underhållskostnader} \quad [kr]$$

För att beräkna den totala livscykelkostnaden, enligt ekvation 15, måste först livscykelkostnaden för varje enskild komponent beräknas. Den förväntade nuvärdeskostnaden, ett specifikt år, för varje komponent beräknas med ekvation 16.

$$Cp_x = \frac{Cn_x}{[1 + (i - p)]^x} \quad [kr] \quad (16)$$

Livscykelkostnaden för komponenten beräknas sedan enligt ekvation 17.

$$Cp = \sum_{x=1}^n Cp_x \quad [kr] \quad (17)$$

där

$$Cp_x = \text{Nukostnaden för } Cn_x \quad [kr]$$

$$Cn_x = \text{Den kostnad som förväntas betalas år } x \quad [kr]$$

$$i = \text{Förväntad kalkylränta per enhet} \quad [-]$$

$$p = \text{Förväntad inflation per enhet} \quad [-]$$

$$x = \text{Tid efter investeringen} \quad [\text{år}]$$

$$n = \text{Förväntad ekonomisk livslängd} \quad [\text{år}]$$

$$Cp = \text{Livscykelkostnad för en komponent} \quad [kr]$$

4 Metod

4.1 Energikartläggning

Kartläggningen inleddes med noggranna studier av, hos Skellefteå Kraft AB, arkiverad information om anläggningen, med avsikt att identifiera energianvändande utrustning och dess funktion. Uppgifter om effekter och drifttider för de olika energikrävande processerna fanns till största del att tillgå från arkivet samt från personal med kunskap om stationen och dess olika delar.

I samband med kartläggningen gjordes även en resa till Rebnis med syfte att få en bättre bild av stationen samt för att, på plats, leta information som inte fanns tillgängligt i arkivet. Väl på plats gjordes en rundtur i stationen med personal från Skellefteå EnergiUnderhåll som guider. De erfarenheter som denna drift- och underhållspersonal har samlat på sig under åren var till stor hjälp, särskilt när drifttider för olika utrustningar skulle uppskattas. Dessutom kunde information om effekter letas upp antingen från märkplåtar direkt på utrustningen eller i tillgängliga pärmar. Under besöket kunde dessutom en inventering av belysningen göras vilket det inte fanns möjlighet till annars.

När information om alla effekter och drifttider samlats in, användes de till att beräkna energianvändningen för respektive utrustning. För att få en överblick över stationens energikrävande utrustning gjordes därefter en sammanställning av dessa. På så sätt kunde observationer göras, dels av hur energianvändningen fördelades på olika typer av utrustning men även hur väl den beräknade energianvändningen stämde överens med den totala uppmätta energianvändningen.

Från sammanställningen av de olika energianvändarna kunde de betydande energiaspekterna identifieras. Med betydande energiaspekt menas att den påverkar en betydande del av organisationens totala energianvändning. En energiaspekt kan enligt SS 62 77 50 [2] även betraktas som betydande om den har potential för en eller flera av nedanstående kriterier:

- Effektivare energianvändning
- Ökad användning av förnybar energi
- Ökat energiutbyte med omgivande samhälle

En rekommenderad gräns för vad som kan betraktas som en betydande energiaspekt är att den står för mer än 5 % av den kartlagda anläggningens totala energianvändning enligt Energimyndigheten [4]. Denna gräns användes vid identifieringen i detta arbete.

För de energiaspekter som identifierats som betydande utarbetades sedan förslag på åtgärder som ska verka för en reduktion av energianvändningen.

Ett antal mindre utredningar gjordes även där dels de personer som kan inverka väsentligt på energianvändningen identifierades, energianvändningens variation undersöktes, redan planerade ändringar i stationen klargjordes samt nyckeltal som kan vara intressanta för den här typen av anläggning identifierades.

4.1.1 Energiflöden

Beräkningar av de årliga energimängderna som tillförs de olika utrustningarna i anläggningen utfördes huvudsakligen med hjälp av information om effekter och drifttider, enligt ekvation 18.

$$E = P \cdot t \quad [Wh] \quad (18)$$

där

$$E = \text{Energianvändning} \quad [Wh]$$

$$P = \text{Effekt} \quad [W]$$

$$t = \text{Drifttid} \quad [h]$$

Medeleffekter och drifttider för olika utrustningar uppskattades och beräknades på varierande sätt. Korta beskrivningar för de olika utrustningarna följer nedan.

Värme

Luftvärmare

Mätningar av tillförd energi utfördes på luftvärmaren i ventilationsbyggnaden. I samband med detta gjordes även mätningar på temperaturen före och efter luftvärmaren för att på så sätt beräkna den årliga energianvändningen.

De mindre luftvärmarna inuti stationen antogs använda tillförd energi i samma grad som den stora, dvs. att deras medeleffekt i procent av installerad effekt är densamma och att de används hela året.

Radiatorer

Ett antal elektriskt drivna radiatorer finns utplacerade i stationen och dessa antogs vara i kontinuerlig drift under hela året med en medeleffekt av halva den installerade effekten.

Infravärmare

Utanför porten sitter infravärmare med uppgift att förhindra att portarna fryser ihop. Infravärmarna startas manuellt på hösten när det anses föreligga risk för frysning och stängs av först på våren när risken anses vara tillräckligt liten. Drifttiden antogs vara ett halvår och att de under denna tid gick på full effekt.

Kyla

Transformatorfläktar

Krafttransformatorns kylsystem är utrustat med två stycken fläktar för att kunna uppnå tillräckligt hög grad av kylning. En liten del av transformatorförlusterna avges genom transformatorns yttre skal. För de återstående förlusterna används först en av fläktarna till en viss nivå innan även den andra fläkten måste tas i drift.

Ventilation

Fläktar

För stationens generella ventilation finns fyra stycken större fläktar (två par tillufts- och frånluftsfläktar) varav två inte används. I stationen finns dessutom ett flertal mindre fläktar för att tillgodose en tillräcklig luftcirkulation. De fläktar som används antogs gå på full effekt kontinuerlig året om.

Avfuktare

I stationen kan fukt skapa stora problem med rost vilket måste förhindras. Två avfuktare som arbetar i stationen antogs vara i drift kontinuerligt året runt med en medeleffekt på 40 % av den installerade effekten.

Belysning

Allmänbelysning

Större delen av den allmänna belysningen är i drift under hela tiden då stationen är bemannad vilket i det här arbetet har antagits vara 1500 timmar/år. De delar som tänds och släcks separat antogs vara i drift 10 % av den tid stationen är bemannad.

Punktbelysning

Även punktbelysningen, som består av spotlights, antogs vara i drift 10 % av den bemannade tiden.

Nödbelysning

Stationens nödbelysning består av både lysrör, för belysning av utrymningsskyltar, och glödlampor, för allmänbelysning, utplacerade på lämpliga ställen runt om i stationen. Den nödbelysning som använder sig av lysrör antogs vara i drift kontinuerligt året om medan glödlamporna antogs vara släckta hela tiden.

Tryckluft

Bromskompressor

Kompressorn går, enligt uppskattningar från underhållspersonal, i ca 2 minuter med intervall på en vecka. Under denna drifttid har kompressorn antagits gå på full effekt.

Arbetskompressor

Kompressorn används endast då det finns behov av tryckluft för arbete och har därför antagits vara i drift 10 % av den tid stationen är bemannad. Även här har det antagits att kompressorn går på full effekt vid drift.

Pumpar

Oljepumpar

För tryckoljesystemet finns tre stycken pumpar. Två av dem drivs med växelström och en med likström. De två växelströmsdrivna tryckoljepumparna har en sammanlagd drifttid som motsvarar den tid som anläggningen producerar el. Pumparna går vid drift växelvis pålastat och avlastat. Medeleffekten har därför antagits vara 40 % av den installerade effekten. Den likströmsdrivna tryckoljepumpen fungerar som reserv och antogs därför ha varit ur drift hela tiden.

En trycksmörjoljepump går ca 1 minut vid varje uppstart av anläggningen och har då antagits gå på full effekt.

Tryckhållningspumpen för hydrauliken går ca 5 minuter varannan timme. Det antogs att den då går på full effekt.

Läck- och länsvattenpumpar

I slutet av den tunnel där personalbyggnaden står finns en mindre läckvattenpump som, enligt uppgift från underhållspersonal, går ca 5 minuter varannan timme och den antogs då gå på full effekt.

I en pumpgrop längst ner i stationen finns tre pumpar, två läckvattenpumpar och en länsump. En växelströmsdriven läckvattenpump arbetar ca 10 % av tiden och den antogs då gå på full effekt. En likströmsdriven läckvattenpump fungerar som reserv vid långvarigare strömavbrott och antogs därför ha varit ur drift hela året. Länsumpens drifttid har antagits vara noll då den endast används vid revision då sugröret ska tömmas på vatten.

Cirkulationspump generatorkylning

Pumpen är frekvensstyrd och har antagits gå på full effekt då anläggningen producerar el. Övrig tid har pumpen antagits vara ur drift.

Cirkulationspump transformator kylning

Då självcirkulation av oljan i transformatorn inte är möjlig pga. kylarnas höga flödesmotstånd måste pumpen kontinuerligt vara i drift på full effekt.

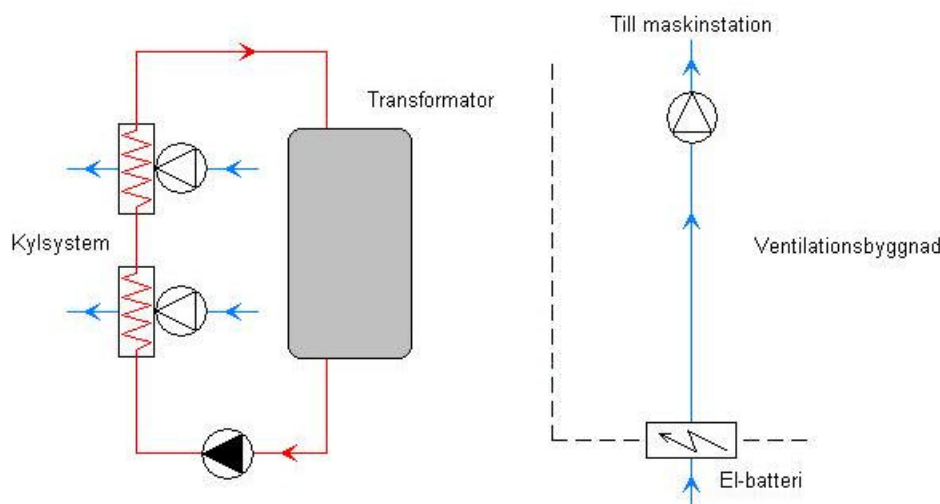
Maskiner

Vinschen för sugrörsluckan har antagits vara ur drift hela året då luckan endast sänks vid revision.

Den stationära borren och slipen antogs vara i drift 10 % av den tid då stationen är bemannad. Traversens medeleffekt antogs vara 20 % av den installerade och antogs vidare ha en drifttid på 10 % av den tid stationen är bemannad.

4.2 Värmeåtervinning

I det nuvarande uppvärmningssystemet används ett el-batteri, placerat i ventilationsbyggnaden, för att värma upp tilluften. Intill ventilationsbyggnaden står transformatorn, vars värmeöverskott transporteras bort av kylsystemet, se figur 3.



Figur 3. Principskiss för det nuvarande uppvärmningssystemet med transformatorns position i förhållande till ventilationsbyggnaden.

Utredningen av möjligheterna till att utnyttja den värme som bildas i transformatorn för att värma upp tilluften till stationen gick tillväga enligt metodiken som beskrivs nedan. För utredningen användes uppgifter för år 2005.

Först beräknades vilket behov av uppvärmning stationen hade under året och hur det fördelades. Därefter beräknades transformatorns tomgångs- och belastningsförluster med avsikt att även där se hur dessa fördelades under samma period. Genom att jämföra värmebehovet med transformatorförlusterna kunde sedan observationer göras av till vilken grad värmebehovet kunde täckas upp av transformatorförlusterna. Till sist gjordes ekonomiska analyser för att jämföra värmeåtervinningsalternativet med den nuvarande uppvärmningsmetoden.

Mer detaljerade beskrivningar av tillvägagångssätten för de olika delutredningarna följer nedan.

4.2.1 Stationens värmebehov

Begreppet ”stationens värmebehov” begränsas i utredningen av värmeåtervinningen till att innefatta endast den initiala uppvärmningen av tilluften som sker i ventilationsbyggnaden. Nere i stationen finns ytterligare luftvärmare men de ansågs inte vara intressanta för den här utredningen. Detta eftersom de är betydligt mindre och endast används för uppvärmning av begränsade utrymmen.

El-batteriet

För att kunna bestämma stationens årliga värmebehov var det nödvändigt att ta fram ett samband mellan den tillförda effekten till el-batteriet och utomhustemperaturen. Teoretiskt kan den effekt som behöver tillföras el-batteriet för att uppfylla värmebehovet beskrivas enligt ekvation 19. El-batteriet antogs ha en verkningsgrad på 100 %, dvs. att all den elektrisk effekt som tillförs batteriet överförs till tilluften i form av värme, se ekvation 20.

$$Q_{behov} = \dot{m}_{luft} \cdot C_{p,luft} \cdot (T_{till} - T_{ute}) \quad [W] \quad (19)$$

$$P_{el-batteri} = Q_{behov} \quad [W] \quad (20)$$

där

$$P_{el-batteri} = \text{El-batteriets tillförda effekt} \quad [W]$$

$$Q_{behov} = \text{Värmebehov} \quad [W]$$

$$\dot{m}_{luft} = \text{Tilluftens massflöde} \quad [kg/s]$$

$$C_{p,luft} = \text{Luftens specifika värmekapacitet} \quad [J/(kg \cdot ^\circ C)]$$

$$T_{till} = \text{Tilluftens temperatur} \quad [^\circ C]$$

$$T_{ute} = \text{Utomhusluftens temperatur} \quad [^\circ C]$$

Tyvärr fanns inga tillförlitliga värden på tilluftens massflöde tillgängliga. För att lösa detta problem installerades mätningstrustning. Istället för att direkt mäta luftflödet, vilket hade inneburit praktiska problem, utfördes mätningar av el-batteriets effektbehov, tilluftens temperatur samt utomhusluftens temperatur under en period av en månad i oktober-november.

Med resultaten från dessa mätningar kunde sedan en jämförelse av hur el-batteriets effektbehov ändras med varierande utomhustemperatur göras. Från denna jämförelse kunde därefter ett samband mellan dessa två parametrar tas fram. Då det teoretiska sambandet mellan effektbehov och temperatur är linjärt, se ekvation 19, antogs att även det praktiska sambandet skulle vara linjärt. Det linjära sambandet kräver dock att luftens massflöde och specifika värmekapacitet är konstant och därför gjordes även detta antagande vid beräkningarna.

Ca 2-3 kilometer från stationen finns en väderstation som främst arbetar ur ett hydrologiskt perspektiv (nederbörd mm.) men som även utför temperaturmätningar fyra gånger per dygn, alltså var 6:e timme. Värden från dessa mätningar användes för att beräkna ungefär hur stort värmebehovet var under det aktuella året samt hur behovet fördelades under samma period.

4.2.2 Transformatorns värmeöverskott

Tillförseln av värme till transformatoroljan sker huvudsakligen genom tomgångs- och belastningsförluster. Denna värme transporteras till viss del bort från transformatorn via dess yttre skal som en följd av konvektion och strålning. Den värme som inte kan ledas bort på naturlig väg kan betraktas som ett värmeöverskott. Dess storlek bestäms enligt ekvation 21.

$$P_{\overskott} = (P_0 + P_b) - (P_{konv} + P_{str}) \quad [W] \quad (21)$$

där

$$P_{\overskott} = \text{Värmeöverskott} \quad [W]$$

$$P_0 = \text{Tomgångsförluster} \quad [W]$$

$$P_b = \text{Belastningsförluster} \quad [W]$$

$$P_{konv} = \text{Konvektionsförluster} \quad [W]$$

$$P_{str} = \text{Strålningsförluster} \quad [W]$$

Detta värmeöverskott kyls för närvarande bort med det påmonterade kylsystemet. Istället för att kyla oljan mot omgivningen bör värmen kunna användas till uppvärmning av den tilluft som med hjälp av en fläkt blåses in i stationen.

Tomgångs- och belastningsförluster

Tomgångsförlusterna i en transformator är konstanta vid konstant spänning. Vid beräkningarna antogs att nätspänningen höll en kontinuerligt jämn nivå utan några strömavbrott under 2005. Utifrån detta antagande fås att tomgångsförlusterna varit konstanta under hela året.

Information om tomgångsförlusternas storlek vid märkspänning, belastningsförlusternas storlek vid märkström samt transformatorns märkeffekt återfanns i arkiverade datablad och presenteras i tabell 2.

Tabell 2. Data för transformatorn och dess förluster.

Parameter	Beteckning	Storlek	Enhet
Tomgångsförluster vid märkspänning	P_0	55	kW
Belastningsförluster vid märkström	P_{bn}	220	kW
Transformatorns märkeffekt	S_n	65	MVA

Genom att använda de uppgifter som företaget tillhandahöll rörande kraftverkets elproduktion kunde beräkningar göras på belastningsförlusternas storlek enligt ekvation 4. De data som tillhandahölls angav producerad energimängd per timme under hela året vilket innebar att även förlusterna kunde beräknas per timme.

Avgivning av förluster till omgivning

Den värme som bildas inuti transformatorn som följd av de ovan beskrivna förlusterna måste transporteras bort. Om så inte sker ökar lindningarnas och den omgivande oljans temperaturer. Bli dessa temperaturer för höga kan allvarliga skador uppstå i transformatorn.

Värmen kan i huvudsak lämna transformatorn på två sätt. Det första är via transformatorns yttre skal, nämligen transformatorlådan och det andra är via kylsystemet. Den värme som lämnar transformatorn via kylsystemet betraktas som dess värmeöverskott. Värmeförlusterna som går via transformatorlådan avges till omgivningen genom konvektion och strålning.

Konvektion

För beräkningar av konvektionsförluster skapades ett beräkningsprogram i Matlab, se bilaga 1. Då luftens termiska och fysiska egenskaper är temperaturberoende skapades uttryck för dessa utifrån tabellerade värden angivna av Cengel [7]. Även dessa återfinns i bilaga 1. Med beräkningsprogrammet och de temperaturdata som erhöles från väderstationen kunde sedan konvektionsförlusterna beräknas. Transformatorlådans ytor antogs ha en konstant temperatur på 20°C och antogs dessutom vara fullständigt platta vilket de inte är i verkligheten.

Transformatorns dimensioner

Transformatorns dimensioner uppskattades från ritningar som visade att den är 3,68 m hög och har en omkrets på 9,43 m. Beräkningar av areorna för dess ytor gav att dess sidoytor och toppyta är 34,7 respektive 5,53 m².

Strålning

Att uppskatta strålningsförlusterna från transformatorn är en komplicerad uppgift. Av ett antal orsaker har därför beräkningar av dessa inte gjorts. En orsak är att emissiviteten för transformatorlådans yta inte är känd. En annan orsak är att transformatorn inte står under tak och strålningsförlusterna beror till stor grad på om det är molnigt eller klar himmel. Dessutom kan solstrålning vissa tider rentutav öka värmeöverskottet. Utifrån dessa anledningar gjordes den grova förenklingen att strålningsförlusterna ingår som en del i värmeåtervinningssystemets verkningsgrad, se ekvation 22.

4.2.3 Återvinningspotential

I och med att värmeöverskottet i transformatorn samt stationens värmebehov hade beräknats var det sedan av intresse att undersöka hur stor potentialen var för ett värmeåtervinningssystem. Potentialen för besparing beräknades först och främst med hänsyn till årlig besparad energi. Men det var även av intresse att undersöka besparingspotentialen ur en ekonomisk synvinkel vilket skedde med hjälp av beräkningar av livscykelkostnader.

Idén med värmeåtervinningssystemet är att tilluften primärt ska värmas upp med det värmeöverskott som kan tas tillvara från transformatorn. Om värmebehovet däremot är större

än värmeöverskottet måste det finnas möjlighet att med andra metoder uppfylla detta, t.ex. genom att låta det nuvarande e-batteriet sitta kvar.

Finns det däremot inget behov av att värma tilluften, exempelvis under sommaren, måste värmeöverskottet i transformatorn kylas bort på konventionellt vis. Detta innebär att kylsystemet även i fortsättningen måste ha samma kapacitet för att kyla transformatorn utan att för den skull värma upp tilluften.

Den värme som kan återvinnas till stationens fördel kan alltså inte vara större än vare sig transformatorns värmeöverskott eller stationens värmebehov. Denna princip kan enkelt uttryckas enligt ekvation 22.

$$P_{\text{åter}} = \min(h \cdot P_{\text{översk}}, P_{\text{behov}}) \quad [W] \quad (22)$$

där

h = värmeåtervinnningssystemets verkningsgrad

Återvinnningssystemet kommer troligtvis inte att kunna ta tillvara på all den värme som bildas. Därmed infördes en verkningsgrad, h , som tar hänsyn till detta. Genom att låta denna verkningsgrad vara relativt låg kunde den dessutom kompensera för de strålningsförluster som avges från transformatorns yta. Vid beräkningarna antogs en verkningsgrad på 60 %.

4.2.4 Systemlösningar

När den mer teoretiska delen av värmeåtervinnningen var avklarad påbörjades arbetet med att ta fram, mer praktiska, förslag på hur återvinnningssystemet skulle kunna utformas. Förslagen till systemlösning togs fram utifrån idéer från ett antal källor.

Längs Skellefteälven i närheten av Arvidsjaur ligger Bastusels vattenkraftstation. Stationen är av samma typ som Rebnis, fast något större, och har ett befintligt värmeåtervinnningssystem vars princip antogs kunna användas även upp i Rebnis. Däremot hade inga kända beräkningar gjorts kring detta systems effektivitet vilket hade kunnat minska osäkerheten vid mina egna beräkningar.

Vid besöket i Rebnis observerades att oljetemperaturerna i transformatorn är tillräckligt höga (ca 40°C) för att en direktvärmväxling mot luften är möjlig. Därmed behövde inte alternativ med värmepumpar utarbetas.

Kontakt togs med ABB för mer information kring principen att återvinna värme från transformatorn. Vid ett samtal med Lars-Åke Lundin [KP1] gav han ytterligare förslag på tänkbara systemlösningar. Dessa skiljde sig betydligt från systemlösningen i Bastusel.

Utifrån de olika förslag som givits utarbetades ett antal systemlösningar. Viktigt vid framtagandet av alla systemlösningar var att kylsystemet obehindrat skulle kunna fungera som vanligt.

Beräkningar utfördes inte för enskilda föreslagna systemlösningar utan samtliga antogs ha samma potential för värmeåtervinning och samma investeringskostnad vid den ekonomiska analysen.

4.2.5 Ekonomisk analys

För den ekonomiska analysen betraktades två olika alternativ. Det första alternativet var att behålla det befintliga uppvärmningssystemet med enbart el-batteri. Det andra alternativet var att investera i ett värmeåtervinningssystem för att därmed minska beroendet av tillförd elenergi.

För prisuppgifter på de olika delar som kan behövas i ett värmeåtervinningssystem kontaktades Tord Vikars [KP2] på ABB i Ludvika som kunde lämna ungefärliga uppgifter på kostnader, se tabell 3.

Tabell 3. Kostnader för utrustning och arbete [KP2].

Kostnadspost	Kostnad [kr]
Värmeväxlaraggregat	>100000
Pump	29000
Rördragning + arbete	>130000
Totalt	>259000

Kostnaderna för värmeväxlaraggregat samt rördragning och dess tillkommande arbetskostnad måste betraktas som de absolut minsta möjliga [KP2]. För analysen antogs att den totala investeringskostnaden uppgår till 500 000 kr.

För nuvärdesberäkningarna antogs att det initiala energipriset på 50 öre/kWh ökar med 4 % varje år, kalkylräntan ligger kontinuerligt på 4 % och att inflationen håller en konstant nivå på 1 %. De två alternativens livscykelkostnader beräknades för en ekonomisk livslängd på 20 år.

5 Resultat

5.1 Energikartläggning

5.1.1 Anläggningsbeskrivning

Rebnis kraftstation är en vattenkraftanläggning av typen bergstation. Detta innebär att själva maskinstationen är insprängd i berg.

Anläggningens gränser dras rent byggnadsmässigt vid dess klimatskal, dvs. tillfartsporten, ventilationsbyggnadens klimatskal samt det omgivande berget. Dessutom anses en oljebod placerad utanför stationen ingå i anläggningen då belysning och uppvärmning av denna försörjs av stationens lokalkraft.

Maskinstationen uppskattas från ritningar ha en sammanlagd golvyta av 2300 m² och då ingår tillfartstunneln samt anslutande tunnlar.

Lokalisering

Närområdet består till största delen av skog med två bebyggda områden av mindre modell vid Rebnisjaures och Hornavans stränder. Då stationen ligger mellan områdena på ett avstånd av 1,5 till 3 kilometer så anses ett potentiellt värmeutbyte med dessa inte vara aktuellt. Att denna bebyggelse dessutom har karaktären av säsongboende gör idén om ett värmeutbyte ännu mer ointressant.

Produktion

Anläggningen körs huvudsakligen mot elpriset på spotmarknaden. Då detta är högt, oftast dagtid, körs anläggningen. Anläggningen producerade 2005 ca 137 GWh el med en drifttid på ca 2560 timmar. Denna energimängd motsvarar det årliga elbehovet för 5480 eluppvärmda villor.

En annan parameter som reglerar hur stationen kan köras är mängden vatten i regleringsmagasinet. Är vattennivån låg får inte anläggningen köras trots höga spotpriser och tvärtom så måste den kanske köras för fullt vid låga spotpriser då vattennivån är hög, t.ex. vid vårfloden.

Regleringen av Skellefteälvens vattenmängder utförs av Skellefteälvens VattenregleringsFöretag. De har till uppgift att se till att regleringar sköts och att potentialen för elproduktion nyttjas optimalt så att samtliga ägare av vattenkraftverk i Skellefteälven får största möjliga utbyte av sina anläggningar [13].

5.1.2 Kartläggning

Under detta kapitel kartläggs energianvändningen för det aktuella året samt var och till vad energin har använts. Från kartläggningen av energiflödena kan sedan de betydande energiaspektrerna identifieras och analyseras [4].

Redovisning av energiflöden

Energiförbrukning

Anläggningen använde under 2005 en energimängd av storleken 1 029,9 MWh för lokalkraftförbrukningen. Energin tillförs anläggningen uteslutande i form av el och den enskilt största energianvändaren är el-batteriet som värmer upp tilluften till anläggningen.

En del av stationens energiförbrukning försörjs av elproduktionen i generatoren, men detta gäller endast när denna är i drift. Övrig tid försörjs stationen utifrån med inköpt el.

Värme

Anläggningens geografiska lokalisering i de norrbottniska fjälltrakterna medför att behovet av uppvärmning är stort. Nedan följer beskrivningar av de olika uppvärmningsmetoderna samt en sammanställning i tabell 4 över effekter, drifttider och energianvändning.

Luftvärmare

Den huvudsakliga uppvärmningen av anläggningen sker med hjälp av luftvärmare. Den största av dessa luftvärmare är placerad i ventilationsbyggnaden och värmer på så sätt upp tilluften till stationen. Inne i stationen finns två mindre luftvärmare där den ena värmer upp tilluften till kontroll- och batterirummet och den andra tilluften till personalbyggnaden. Den värmeeffekt samtliga luftvärmare avger regleras i steg för att minska temperaturskillnaderna i de försörjda lokalerna.

Elradiatorer

Utöver luftvärmarna finns dessutom vanliga elradiatorer på ett antal platser i anläggningen. Dessa har installerats som ett komplement till luftvärmarna för att få högre temperatur i vissa utrymmen där detta krävs. Idag finns elradiatorer på tre platser i anläggningen, nämligen personalbyggnaden, batterirummet samt oljeboden utanför tillfartsporten.

Infravärmare

Utanför tillfartsporten finns fyra stycken infravärmare riktade mot porten. Uppgiften dessa har är att förhindra att porten fryser fast vintertid och därmed inte kan öppnas. Frysriskerna orsakas till stor del av fuktig frånluft från stationen.

Tabell 4. Sammanställning av effekter, drifttider och energianvändning för uppvärmningsutrustning.

	Installerad effekt [kW]	Medeleffekt [kW]	Drifttid [h]	Energi [kWh]
El-radiatorer	3	1,5	8760	13140
El-luftvärmare	244,5	62,1	8760	544000
Infravärmare	8	8	4380	35040
Totalt	255,5	-	-	592200

Kyla

Behovet av kyla i anläggningen är av naturliga skäl inte så stort. Med naturliga skäl menas att stationens placering uppe i de norrbottniska fjälltrakterna gör att tilluften till stationen sällan är så varm att problem uppstår. Det skulle möjligen uppstå behov under högsommaren, men då stationen i vanliga fall inte är bemannad så finns inga större behov av komfortkyla.

Det finns dock vissa behov till att kyla utrustning i stationen. Det största kylbehovet står aggregatet för. Mer om detta i kapitlet rörande internt generad energi.

En annan plats där man har ett värmeöverskott som måste kylas bort är transformatorn. För att inte transformatorn ska överhettas och därmed skadas så måste värmen transporteras bort med oljan. I den aktuella transformatorn pumpas oljan genom två stycken värmväxlare i vilka oljan kyls mot luft genom en med fläktar påtvingad konvektion. En sammanställning av kylfläktarnas effekter, drifttider och energianvändning återfinns i tabell 5.

Tabell 5. Sammanställning av effekter, drifttider och energianvändning för kylutrustning.

	Installerad effekt [kW]	Medeleffekt [kW]	Drifttid [h]	Energi [kWh]
Kylfläkt 1	1,6	1,6	4110	6580
Kylfläkt 2	1,6	1,6	2294	3670
Totalt	3,2	-	-	10250

Klimatskal

Anläggningen är till största delen nedsprängd i berg med sammanlagt fyra stycken in- och utgångar varav två kan användas för transport av personer. De andra två är tilloppstunneln samt sugröret genom vilka vattenmassorna transporteras.

Den vanligaste metoden att ta sig in i stationen är genom tillfartsporten, vilken är stor nog för att två bilar kan köra i bredd. Denna port måste vara stor för att kunna transportera skrymmande utrustning ut och in i stationen. Porten öppnas och stängs med en elmotor och styrs i direkt anslutning till porten. Då stationen är bemannad står porten öppen av säkerhetsskäl för att personalen ska kunna ta sig ut på kortast möjliga tid. Annan tid är porten stängd. Att porten är öppen har inte någon större inverkan på uppvärmningsbehovet av stationen. Detta eftersom regleringen av tilluftens temperatur sker i ventilationsbyggnaden. Däremot innebär en öppen port att eventuell kall och därmed tung luft strömmar ner genom tillfartstunneln och skapar en försämring av klimatet.

Den andra kontakten stationen har med omgivningen är via skenschaktet. Skenschaktet är på markplan överbyggt med en ventilationsbyggnad i vilken filtrering, värmning och tillförsel av tilluft är lokaliserad. Ventilationsbyggnadens skal består av väggar, en vanligtvis stängd dörr för åtkomst samt en öppning för intag av uteluft.

Internt genererad energi

Då anläggningen är i drift och producerar el uppstår även förluster i form av värme. Dessa förluster uppstår mer specifikt i generatorns statorlindningar, pga. resistans, samt i aggregatets bär- och styrlager. För att undvika skador måste temperaturerna hållas nere och detta sköts av ett kylsystem som leder bort större delen av värmen med hjälp av vatten som tas från tilloppstuben för att sedan ledas ut till sugröret. All värme kan dock inte kylas bort med vatten utan sprids istället ut i stationen via luften och hjälper på så vis till med att värma upp denna.

Ventilation

Principiellt fungerar ventilationen av anläggningen så att frisk luft tas utifrån uppe vid ventilationsbyggnaden och blåses ned i stationen genom skenschaktet. Väl nere i stationen går luften genom denna för att till sist lämna stationen via tillfartstunneln. Ett relativt högt luftombyte i anläggningen är av stor vikt eftersom det finns problem med radon. En neddragning av ventilationen kan leda till att radonhalten ökar. Mätningar av radonhalten med nuvarande luftombyte har gjorts och visar nivåer väl under gällande gränsvärden.

Nedan följer en beskrivning av den energikrävande delen av ventilationsutrustningen samt en sammanställning över dess effekter, drifttider och energianvändning i tabell 6.

Fläktar

I stationen finns tretton stycken fläktar av varierande storlek och utformning. För den huvudsakliga ventilationen av anläggningen finns fyra stycken av dessa tillgängliga, dels två tilluftsfläktar uppe i ventilationsbyggnaden dels två frånluftsfläktar vid porten i tillfartstunneln. Av dessa är samtliga axialfläktar och har en installerad effekt på 3 kW vardera. I vanliga driftfall används endast en till- och frånluftsfläkt, i kontinuerlig drift, medan det andra paret står stilla. Dessa används som reserver om de ordinarie skulle behöva stannas under en längre tid, för t.ex. underhåll.

Inne i stationen finns mindre fläktar som ombesörjer att vissa utrymmen och lokaler får en tillräcklig ventilation. Dessa är av varierande typ, både axial- och radialfläktar med installerade effekter runt 0,2 kW. Samtliga, med få undantag, är avsedda att vara i drift kontinuerligt.

Avfuktare

Tidvis kan luften i stationen ha en hög luftfuktighet, som en följd av att det omgivande berget innehåller en stor del vatten. På grund av detta måste luftens relativa fuktighet sänkas för att t.ex. rostangrepp inte ska uppstå i ventilationssystemet.

I stationen finns två stycken avfuktare av samma modell men olika storlek. Den större av dessa har en installerad effekt på 12,75 kW och den mindre ligger på 3,06 kW. Avfuktarna arbetar med syftet att minska luftens fuktighet nere i stationen. Den större av dem behandlar tilluften som kommer ner genom skenschaktet men då detta luftflöde är för stort för avfuktaren så leds inte hela luftmängden genom denna. Luftflödet som inte kan ledas genom

avfuktaren tas istället ut på maskinsalsplanet. Den mindre arbetar mer lokalt på turbinplanet där hög luftfuktighet är ett känt problem. Avfuktarna är avsedda att vara i drift kontinuerligt och dess effektbehov regleras mot luftfuktigheten.

Tabell 6. Sammanställning av effekter, drifttider och energianvändning för ventilationsutrustning.

	Installerad effekt [kW]	Medeleffekt [kW]	Drifttid [h]	Energi [kWh]
Fläktar	13,6	7,62	8760	66750
Avfuktare	15,8	6,32	8760	55360
Totalt	29,4	-	-	122110

Belysning

Den övervägande delen av belysningen tänds och släcks manuellt med en strömbrytare placerad vid tillfartsporten. När personal anländer tänder de anläggningens belysning och släcker den vid avfärd. Detta innebär att anläggningen inte lyses upp i onödan när den är obemannad. Men då brytaren omfattar i princip hela anläggningen så lyses även de delar som inte används för tillfället upp. Vissa utrymmen i anläggningen har dock separat styrning av belysningen, som t.ex. personalbyggnaden och batterirummet.

Belysningen i stationen består i huvudsak av armaturer med 2-3 vanliga lysrör på 36 W per styck. I ett fåtal mindre armaturer används istället lysrör på 18 W. Samtliga lysrörsarmaturer är av äldre modell vilket innebär att den tillförda effekten är ca 25 % större än de angivna värdena [I4]. I tillfartstunneln används starka glödlampor, med en uppskattad effekt på 150 W per lampa, istället för lysrör. I den stora maskinsalen krävs en starkare belysning än den lysrör kan erbjuda och därför används istället halogenlampor på 500 W per styck.

I maskinsalen och luckschaktorten finns utöver den ordinarie belysningen även spotlights i form av halogenlampor med en effekt av 500 W per lampa i luckschaktorten och 750 W per lampa i maskinsalen.

Utanför porten finns 3 st. gatlyktor samt en oljebod i vilken lysrörsarmaturer finns installerade.

Ställverket för 130 kV-ledningen lyses huvudsakligen upp med hjälp av spotlights av storleken 500 W. I och utanför utrymmet för transformatorn finns vanliga glödlampor med effekten 60 W. Ventilationsbyggnaden och skenschaktet lyses upp av lysrörsarmaturer liknande de i övriga stationen.

Till nödbelysning används vanliga glödlampor som kan drivas med likström från batterierna. Dessutom finns vanliga lysrör som lyser upp evakueringsskyltar.

Belysningens effekter, drifttider och energianvändning sammanställs i tabell 7.

Tabell 7. Sammanställning av effekter, drifttider och energianvändning för belysning.

	Installerad effekt [kW]	Medeleffekt [kW]	Drifttid [h]	Energi [kWh]
Allmänbelysning	22,14	22,14	1500	33210
Allmänbelysning (separat tändning)	3,48	3,48	150	520
Punktbelysning (spotlights)	7,25	7,25	150	1090
Nödbelysning	1,45	0,225	8760	1970
Totalt	34,3	-	-	36790

Då stationen i huvudsak är nedsprängd i berg finns det ytterst begränsade möjligheter till att enkelt ta tillvara dagsljus för att på så sätt kunna minska den tillförda belysningen.

Varmvatten

Dricksvatten tas från ett intag strax uppströms intagsluckan (trottelventilen) varefter det tryckreduceras genom en direktverkande reduceringsventil. Därefter renas och filtreras vattnet innan det distribueras till sanitära anläggningar i personalbyggnaden samt i batterirummet och korridoren utanför kontrollrummet. För uppvärmning av varmvatten finns två stycken beredare, varav en mindre i korridoren utanför kontrollrummet och en större i personalbyggnaden. För båda beredarna gäller att uppvärmningen sker genom el. Behovet av varmvatten i stationen är begränsat och utgör därför endast en liten del av den totala energiförbrukningen.

Tryckluft

Tryckluft är en vanlig metod för drift av handverktyg och maskiner i industrier. Dessutom används det även till renblåsning och kylning.

Stationen har två stycken separata anläggningar för tryckluft med var sin kompressor vars effekter, drifttider och energianvändning presenteras i tabell 8. De två anläggningarna har olika arbetsuppgifter vilka beskrivs närmre nedan.

Bromsluft

Den ena anläggningen har till uppgift att fungera som broms av generatoren för att förhindra rusning. Denna rusning kan uppkomma då generatoren kopplas bort från nätet. Kompressorn som används för tryckhöjningen är en 2-cylindrig, 1-stegs kolvkompressor. Med detta menas att kompressorns två kolvar arbetar parallellt med varandra för att få till stånd tryckhöjningen. Kompressorn är placerad ovanpå en tryckluftbehållare och är lokaliserad på turbinplanet.

Arbetsluft

Den andra anläggningen är av en mer konventionell typ och används till att förse stationen med arbetsluft. Tryckluften används dessutom för renblåsning av tömningsbrunnarna i tilloppstuben samt sugrörsbotten. Kompressorn som ska tillgodose behovet är även den en 2-cylindrig kolvkompressor. Skillnaden är dock att denna kompressor arbetar i två steg med mellankylning mellan stegen. Man skulle kunna säga att kolvarna arbetar i serie för att höja lufttrycket. Kompressorn är placerad i luckschaktorten och är kopplad till en tryckluftbehållare. Kylningen mellan stegen består av en luftkylare vilket innebär att överskottsvärmen lokalt tillförs luften i stationen.

Distributionssystemet består av helsvetsade rör hela vägen fram till uttag för handverktyg. Detta minimerar risken för läckage då systemet är trycksatt. I vanliga fall är systemet inte trycksatt. Det är först när behov av tryckluft för ett arbetsmoment uppstår som kompressorn startas manuellt för att trycksätta distributionsledningarna. När arbetet är utfört stängs kompressorn av. Denna sporadiska användning av kompressorn medför att en specifik utnyttjning av överskottsvärme från denna inte kan betraktas som en rimlig energieffektiviseringsåtgärd. Potentiella läckage i systemet har inte heller någon större inverkan på energianvändningen, men eventuella hål som hittas borde trots detta tätas omgående.

Tabell 8. Sammanställning av effekter, drifttider och energianvändning för kompressorer.

	Installerad effekt [kW]	Medeleffekt [kW]	Drifttid [h]	Energi [kWh]
Bromskompressor	7,5	7,5	1,74	13
Arbetskompressor	27,6	27,6	150	4140
Totalt	35,1	-	-	4153

Pumpar

Pumpar tillhör familjen turbomaskiner och är där en del av den arbetskrävande gruppen. Det generella syftet med turbomaskiner är att uppnå en tillståndförändring hos ett medium och i det specifika fallet med pumpar så vill man få en tryckökning i ett flytande medie. För den här tryckändringen används ofta begreppet uppfodringshöjd och anges i enheten meter vattenpelare, *m vp*. För att uppnå denna tryckökning måste ett mekaniskt arbete tillföras utifrån via pumpens axel [8]. Det mekaniska arbetet fås oftast genom en elektrisk motor som i sin tur tillförs energi i form av el.

I anläggningen finns ett tiotal pumpar med varierande arbetsuppgifter. Den effektmässigt största gruppen, oljepumparna, har till uppgift att höja trycket på oljan som används för drift och reglering av aggregatet. Pumparna är vanligtvis växelströmsdrivna men även likströmsdrivna pumpar finns tillgängliga utifall nätet skulle vara strömlöst vid uppstart. Detta scenario har dock inte inträffat vilket innebär att dessa reservpumpar sällan, om någonsin, används.

Att stationen är omgiven av berg innebär att det uppstår problem med vatten som läcker in. Detta vatten leds ner i pumpgropar varifrån det pumpas ut ur stationen genom sugröret. För denna uppgift finns tre pumpar varav en likströmsdriven reservpump. Dessutom finns en länsypump som transporterar bort vattnet i sugröret då det finns behov av detta, t.ex. vid revision av anläggningen.

Kylsystemet som ombesörjer att värmeenergi transporteras bort från aggregatet vid drift kan till viss grad förlita sig på självirkulation men kräver dessutom en pump för att erhålla tillräcklig cirkulation av köldmediet. Denna pump är relativt ny och är av denna orsak utrustad med frekvensstyrning för flödesreglering.

Dessutom finns en pump vars uppgift är att kontinuerligt cirkulera oljan i transformatorn genom två stycken luftkylare då självirkulationen inte är tillräcklig.

I tabell 9 sammanställs effekter, drifttider och energianvändning för pumparna.

Tabell 9. Sammanställning av effekter, drifttider och energianvändning för pumpar.

	Installerad effekt [kW]	Medeleffekt [kW]	Drifttid [h]	Energi [kWh]
Tryckoljepumpar	80	12	2560	30720
Trycksmörjoljepump	9,8	9,8	3,43	34
Tryckhållningspump för hydraulik	8,6	8,6	365	3139
Läck- och länsvattenpumpar	36,5	8	876	7008
	2,2	2,2	365	803
Cirkulationspump generatorkylning	15	15	2560	38400
Cirkulationspump transformatorkylning	1,3	1,3	8760	11388
Totalt	154	-	-	91492

Maskiner

Anläggningen är konstruerad med syfte att producera el. Till skillnad från många andra typer av industrier krävs här inga maskiner för bearbetning av produkten och därför är anläggningens maskinpark av ringa storlek. Nedan redovisas de maskiner som identifierats vid kartläggningen samt en sammanställning i tabell 10 över dess effekter, drifttider och energianvändning.

På maskinsalsplanet finns en liten verkstad där mindre omfattande arbeten kan utföras. I verkstaden finns förutom handhållna el- och tryckluftswerktyg även en stationär borr samt en stationär slip.

På maskinsalsplanet finns även en travers som ska kunna användas vid mer omfattande renoveringsarbeten av t.ex. generator och turbin. Traversen drivs av ett antal elmotorer dels för lyft och dels för förflyttning inom maskinsalen. Traversen används vanligtvis sporadiskt när det finns behov av att flytta något tyngre objekt.

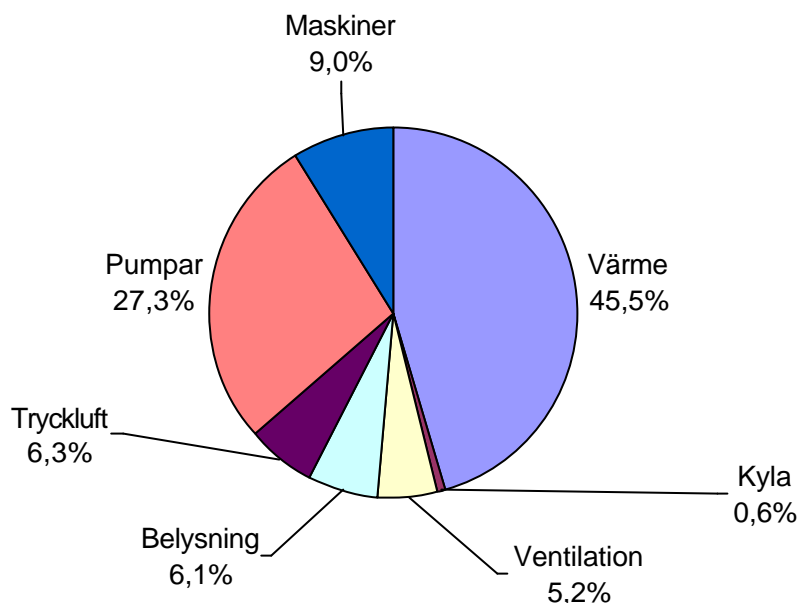
I luckortschaktet finns ett spel som höjer och sänker sugrörluckan då det finns behov av att tömma sugröret på vatten. Detta behov uppstår i vanliga fall endast vid revision av anläggningen vilket sker vart 3:e år.

Tabell 10. Sammanställning av effekter, drifttider och energianvändning för maskiner i anläggningen.

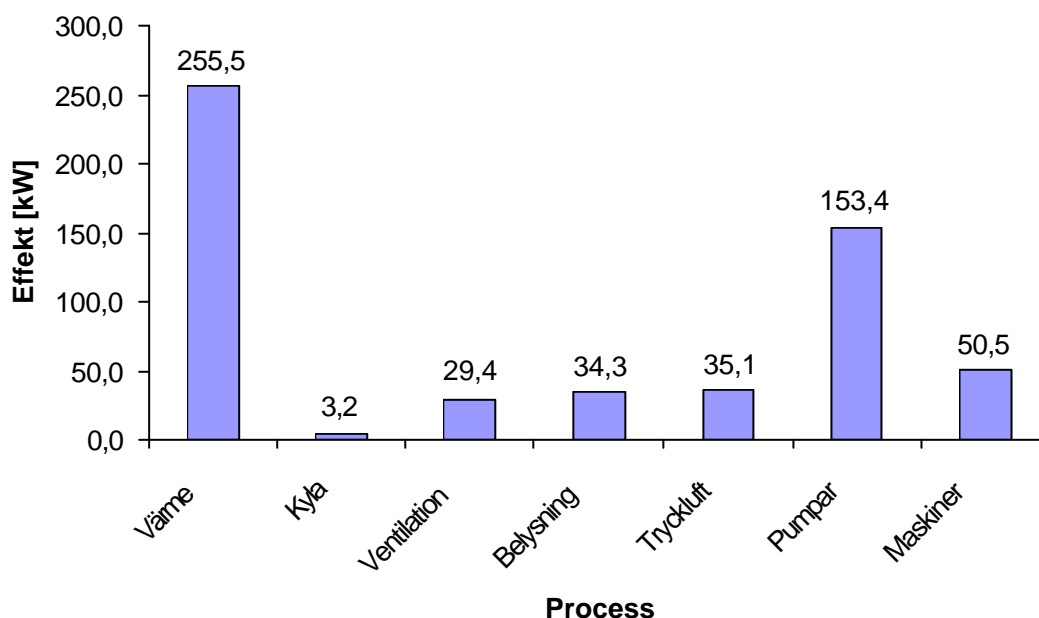
	Installerad effekt [kW]	Medeleffekt [kW]	Drifttid [h]	Energi [kWh]
Spel för sugrörlucka	~ 6	~ 6	0	0
Travers	43,1	8,6	150	1290
Borr	0,75	0,75	150	113
Slip	0,65	0,65	150	98
Totalt	50,5	-	-	1500

Sammanställning av installerade effekter och energiflöden

Den totala installerade effekten för anläggningens lokalkraft uppgår till ca 560 kW och hur denna fördelas på de olika processer som beskrivits ovan framgår av figur 4 nedan.



Figur 4. Den installerade effektens fördelning på olika processer i anläggningen.

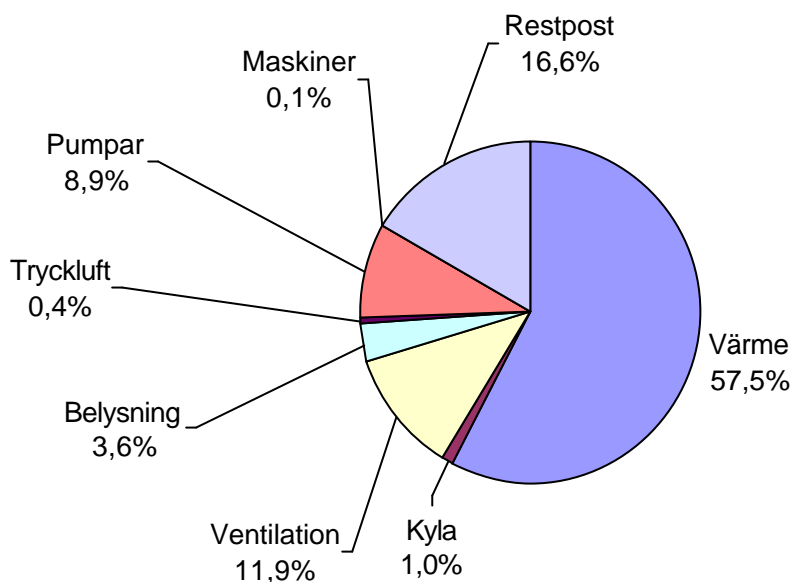


Figur 5. Absoluta värden för installerade effekter inom de olika processerna.

Man ser i figurerna 4 och 5 ovan att den klart största posten vad gäller installerade effekter utgörs av utrustning för uppvärmning av anläggningen. Därefter följer effekten för pumparna.

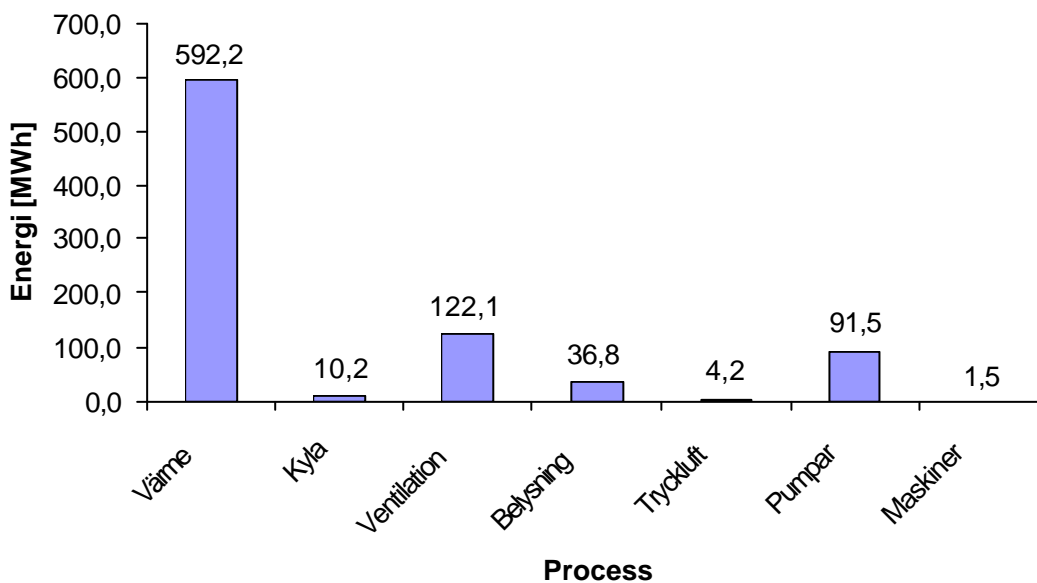
Dessa två stora poster står tillsammans för nästan tre fjärdedelar av den totala installerade effekten.

Under 2005 användes 1 029,9 MWh elenergi till lokalkraften. Fördelningen av denna på de olika energianvändande processerna redovisas nedan i figur 6.



Figur 6. Fördelning av energianvändningen på de olika processerna i anläggningen.

Cirkeldiagrammet i figur 6 visar att den dominerande energianvändaren är uppvärmning. Två andra stora poster är pumpar och ventilation. Restposten utgörs av energianvändning som inte kunnat tilldelas någon av processerna med de beräkningar och uppskattningar som gjorts.



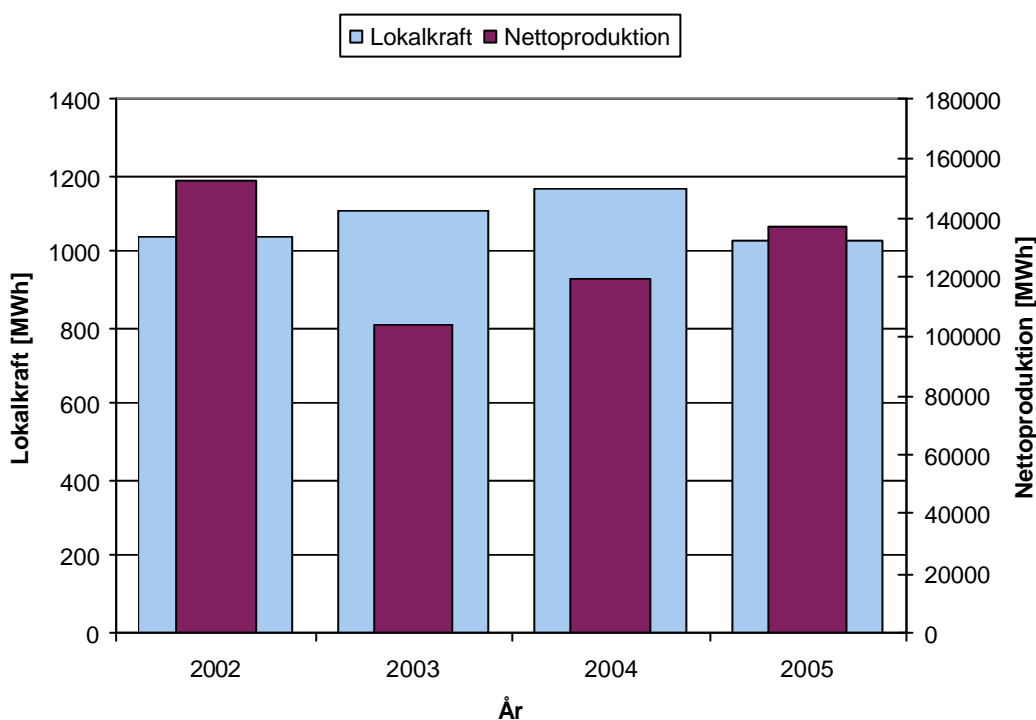
Figur 7. Absoluta värden för energianvändningen i de olika processerna.

I figur 7 ovan redovisas absoluta värden för de olika posternas energianvändning. Att ventilationens energianvändning är betydligt högre än effektdiagrammen ger en antydning till beror på att denna är i drift kontinuerligt året om. Att processerna belysning, tryckluft och maskiner däremot har en relativt låg energianvändning beror i sin tur på att stationen i vanliga fall är obemannad. Även pumparnas andel av energianvändningen skiljer sig från effekten vilket har sin orsak i att en stor del av dessa används korta tider eller står som reserver.

Tidigare förbrukning

Information om anläggningens energianvändning sedan 2001 finns dokumenterad hos Skellefteå Kraft AB. Energiförbrukningen avläses manuellt månadsvis vilket innebär att en noggrannare analys av variationerna under dygn och vecka inte är möjlig. Automatisk timvis mätning av energiflöden finns men mätarnas placering och upplösning medför att denna är mer lämpad för mätning av energiproduktionen vilket även är dess huvudsakliga uppgift.

Då värdena för 2001 är beräknade snarare än avlästa presenteras dessa inte i den här rapporten.



Figur 8. Årliga lokalkraftförbrukningen under perioden 2002-2005 i jämförelse med nettoproduktionen för respektive år. Se bilaga 2 för tabellerade värden.

Man kan i figur 8 se att lokalkraftförbrukningen stadigt ligger på en nivå över 1000 MWh varje år och 2004 uppgick den till nästan 1200 MWh. Vidare kan man observera att de år då nettoproduktionen är låg är lokalkraftförbrukningen betydligt högre. Om det finns något samband däremellan är inte helt klart. En orsak skulle dock kunna vara att den förlustvärme som bildas i aggregatet vid drift bidrar till att värma upp anläggningen.

Personer med väsentlig inverkan på energianvändningen

Produktionsledare: Utifrån bl.a. elpriset bestämmer produktionsledaren vilka anläggningar som ska vara i drift och när. Då en stor del av lokalkraftförbrukningen är produktionsberoende, som t.ex. tryckoljepumparna, så har produktionsledarna en kraftig inverkan på den lokala energianvändningen.

Anläggningsansvarig: Har ansvaret för anläggningen och att denna fungerar tillfredsställande. Med ansvaret för anläggningen följer även möjligheter att byta ut energikrävande utrustning mot modernare och energisnålare sådana.

Affärsområdeschef: Är ytterst ansvarig för långsiktiga och strategiska beslut och kan därmed direkt eller indirekt påverka energianvändningen.

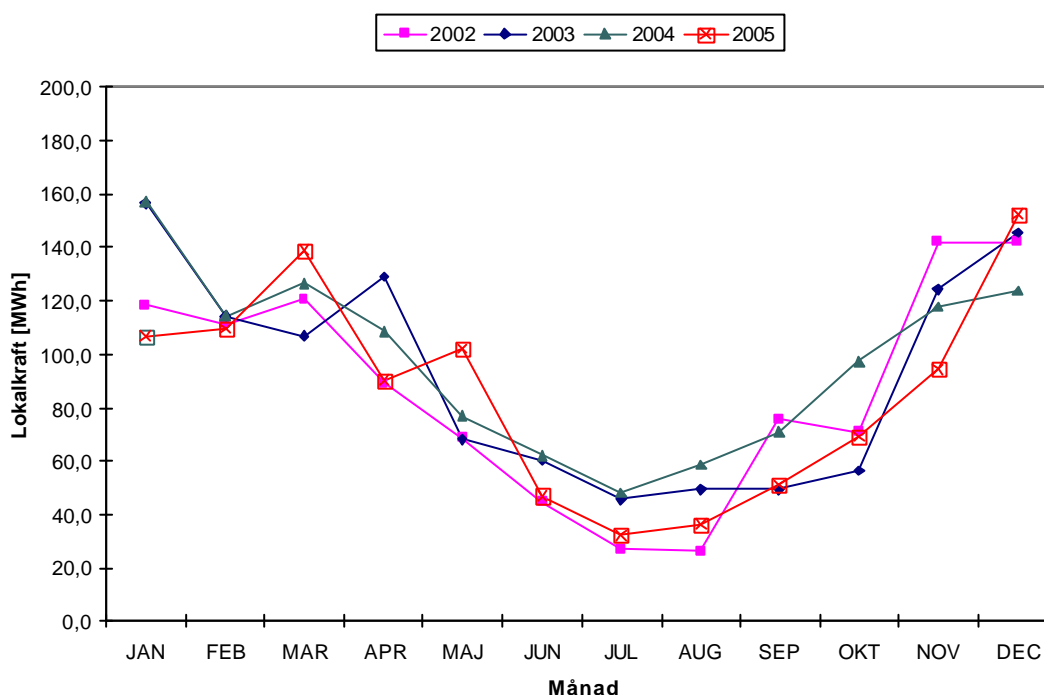
Drift- och underhållspersonal: Drift och underhåll av stationen sköts av SEU (Skellefteå EnergiUnderhåll). En väl fungerande anläggning är mer effektiv och använder därmed mindre energi. Personalen har med sitt beteende stor inverkan på energiaspekterna belysning, maskiner, tryckluft och varmvatten.

Väsentliga variationer i energianvändningen

Bilden av anläggningens energianvändning blir inte fullständig genom sammanställningar i form av årlig energianvändning. Att energianvändningen varierar över året är ett naturligt antagande och en analys av denna variation ökar förståelsen för anläggningens energianvändning [4].

Det optimala vore att kunna analysera anläggningens energianvändning inte endast under året utan även under kortare tidsperioder som vecka och dygn. Men bristerna i de automatiska energimätningar som finns gör detta tyvärr mycket svårt, om ens möjligt. Av samma anledning kan inga jämförelser göras mellan energianvändningen vid produktion och icke-produktion.

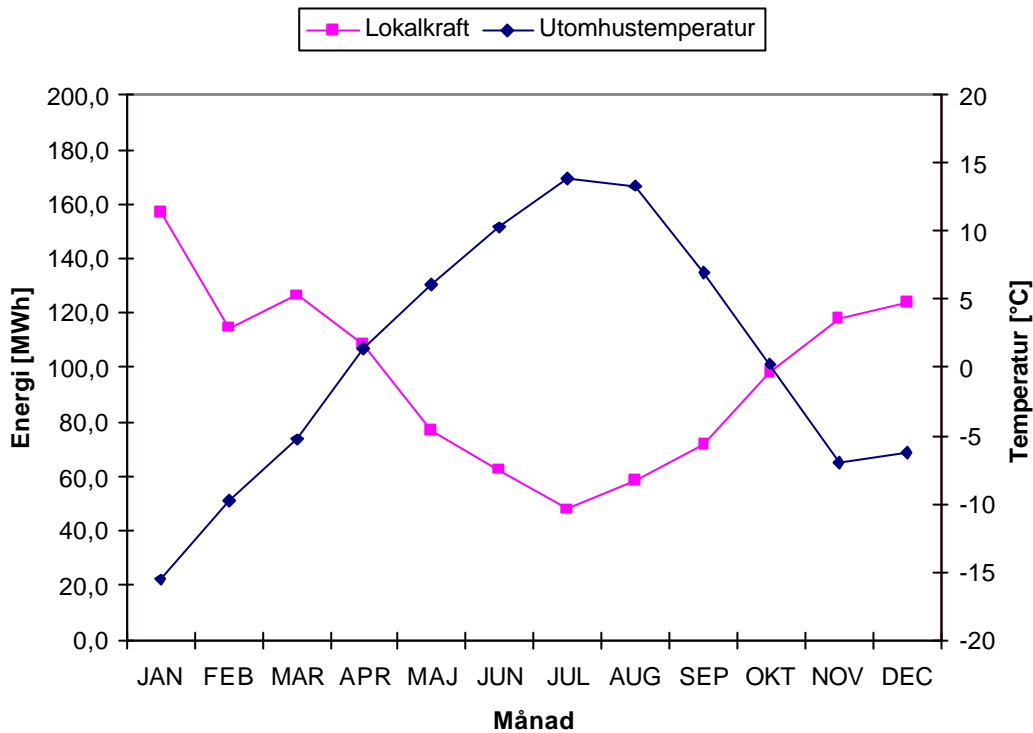
Varje månad görs däremot manuella avläsningar av anläggningens energianvändning och dessa bedöms vara tillräckligt noggranna för en analys.



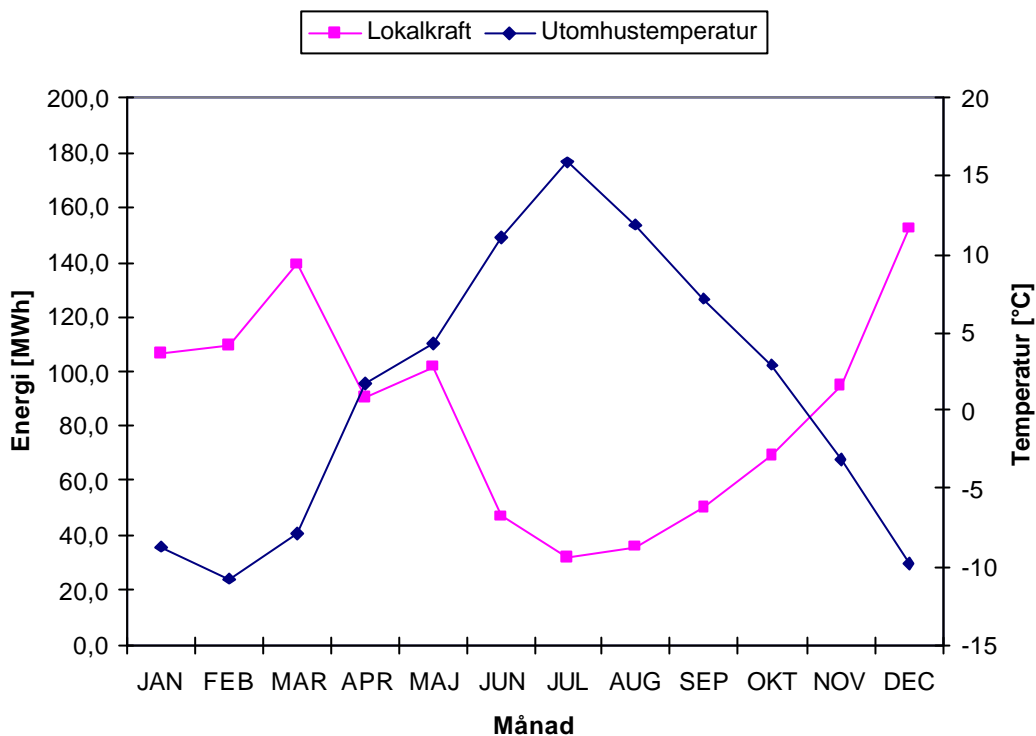
Figur 9. Månadsvis lokalkraftförbrukning för åren 2002-2005. Se bilaga 2 för tabellerade värden.

I figur 9 syns tydligt hur energianvändningen varierar under året. Att energianvändningen är hög under vintern för att sedan sjunka under våren till bottennoteringen under juli månad antyder starkt att denna är till hög grad temperaturberoende. Detta är dock inte hela sanningen. Även det faktum att elproduktionen är större under vinterhalvåret när behovet och, inte minst, elpriserna är högre har en viss inverkan. För att kunna hålla aggregatet i drift måste energikrävande hjälpsystem användas och detta innebär att energianvändningen ökar något vid produktion. Den värme som aggregatet avger vid drift kommer däremot stationen till gagn och innebär att uppvärmningsbehovet minskar. Dessa tar till viss del ut varandra men till vilken grad är för närvarande okänt, se även figur 8.

För att undersöka temperaturrens inverkan på energianvändningen har mätvärden för 2004 och 2005 från en väderstation i närområdet använts. Temperaturmätningar vid denna station utförs fyra gånger per dygn men då uppgifter om max- och mintemperaturen under dygnet saknas kunde en medelvärdesberäkning enligt meteorologisk standard inte göras. Istället användes en vanlig medelvärdesberäkning för varje månad vilket fick anses vara tillräckligt för den här jämförelsen. I figur 10 och 11 redovisas jämförelser mellan lokalkraftförbrukning och utomhustemperatur för 2004 respektive 2005.



Figur 10. Jämförelse mellan lokalkraftförbrukning och utomhustemperatur under 2004. Se bilaga 2 för tabellerade värden.



Figur 11. Jämförelse mellan lokalkraftförbrukning och utomhustemperatur under 2005. Se bilaga 2 för tabellerade värden.

Ur linjediagrammen i figurerna 10 och 11 kan slutsatsen dras att anläggningens energianvändning till hög grad beror på vilken temperatur som råder utomhus.

Utöver temperaturvariationer så beror anläggningens energianvändning även på när elproduktionen sker samt när stationen är bemannad. Oftast är anläggningen i drift och producerar el under dagtid då elpriserna är som högst. Bemanning av stationen sker under normala arbetstider vilket även detta är under dagtid. Detta medför att energianvändningen varierar under dygnet men hur är inte känt pga. de brister i mätningarna som nämnts tidigare.

Energianvändning på kort sikt

För att kunna utreda vilka möjligheter till energieffektivisering som finns måste hänsyn tas till redan planerade förändringar i anläggningen och dess omgivning. Med på kort sikt menas i den här kartläggningen en tidsperiod på 5 år vilket är en period som rekommenderas av Energimyndigheten [4].

Anläggningens nuvarande elsystem är detsamma som installerades när anläggningen byggdes i början av 70-talet vilket innebär att det är över 30 år gammalt. I nuläget finns det däremot planer på att byta ut elsystemet mot ett helt nytt. I samband med bytet av elsystem finns dessutom tankar på modernisering av belysningen. Detta kommer med stor sannolikhet påverka anläggningens energianvändning.

Planer finns även på att installera brandgasventilation i stationen för att på så sätt öka säkerheten vid brand. Denna åtgärd kommer i sin tur att medföra en ombyggnation och modernisering av ventilationssystemet.

Planer finns på att byta löphjul i tryckoljepumparna. Om detta genomförs finns en önskan att i samband med detta bygga om tryckoljeanläggningen till ett högtryckssystem med avsikten att därmed minska volymen olja i systemet.

Till vilken grad dessa förändringar kommer att påverka energianvändningen är inte känt då planerna än så länge endast är övergripande, men mest troligt är att en minskning kommer att fås.

Energianvändning på lång sikt

Utredningens mål är att ge en strategisk bild över den framtida energianvändningen på lång sikt, vilket innebär att den därmed kan hållas på en översiktlig nivå. För denna kartläggning anses 10 år vara långsiktigt vilket rekommenderas av Energimyndigheten [4]. Vid den här analysen av den långsiktiga energianvändningen presenteras endast möjliga faktorer som kan påverka denna.

Företagets styrelse har möjlighet att på lång sikt påverka anläggningens energianvändning genom strategiska beslut.

Skellefteå Kraft AB projekterar för en större utbyggnad av vindkraft i fjälltrakterna. Med det nuvarande elnätet kommer en kapacitetsbrist att uppstå vid kraftöverföringen vilket innebär att vattenkraften även måste regleras efter vindkraftproduktionen.

Myndighetsbeslut är ytterligare en parameter som inverkar på anläggningens långsiktiga energianvändning då ändrade skatter och bidrag kan påverka driften av denna.

Nyckeltal för anläggningen

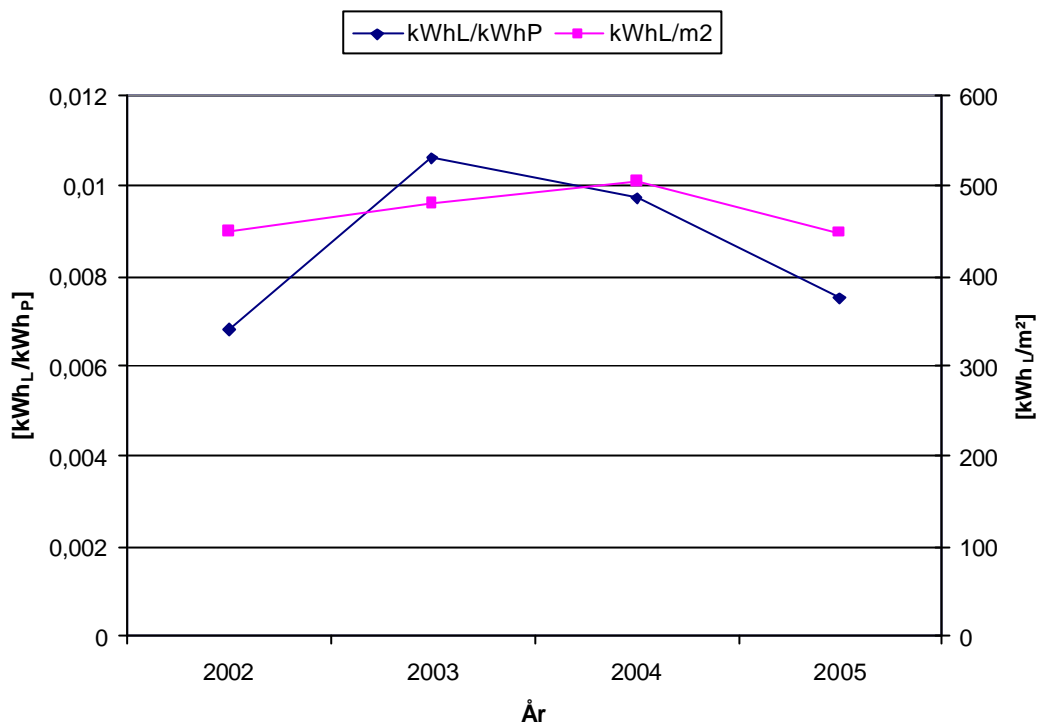
Nyckeltal kan i korta drag säga mycket om en anläggning vid en jämförelse med sig själv men även med andra anläggningar. En viss hänsyn måste dock tas till hur anläggningarna är uppbyggda samt till var de är placerade. Förutsättningarna i fjälltrakterna är inte desamma som vid kusten vad gäller klimat och konstruktion. Vid de höga fallhöjder som oftast gäller i fjälltrakterna är det inte ovanligt att anläggningarna till största delen är nedsprängd i berg, som Rebnis, medan det närmare kusten är lägre fallhöjder som gäller och därmed vanligare med anläggningar ovan jord. Jämförelser kan likväl göras men att olika förutsättningar råder måste hållas i åtanke.

Ett nyckeltal av intresse för vattenkraftproducerande anläggningar kan vara hur mycket energi som används till lokalkraften per producerad elenergimängd. Detta nyckeltal kan även användas för andra kraftproducerande anläggningar utöver vattenkraft. Ett annat nyckeltal som är lite mer generellt för energianvändande anläggningar är energianvändning per ytenhet.

De nyckeltal som är av störst intresse för den här typen av anläggningar är alltså:

- Använd energi per producerad energi $[kWh_L/kWh_P]$
- Använd energi per kvadratmeter $[kWh_L/m^2]$

Där index L står för lokalkraft och index P för produktion.



Figur 12. Grafisk presentation över specifik energianvändning per producerad elenergi och kvadratmeter för perioden 2002 till 2005. Se bilaga 2 för tabellerade värden.

Man kan ur figur 12 se hur anläggningens nyckeltal förändras under åren 2002 till 2005. Observera att energianvändningen per kvadratmeter varierar mindre än per producerad elenergi. Detta har sin orsak i att anläggningens golvyta är konstant medan elproduktionen varierar mellan åren.

5.1.3 Åtgärder

Kartläggningen skapar en bild av hur energianvändningen fördelas på olika system och utrustningar. Ur denna kan betydande energiaspekter identifieras så att effektiviseringsarbetet kan koncentreras till dessa med avsikten att få största möjliga besparingar, både vad gäller energi och ekonomi.

I det här kapitlet ges dessutom förslag på energieffektiviserande åtgärder för att minska den specifika energianvändningen samt uppskattningar av årliga besparingar för de olika åtgärdsförslagen. För att översätta de årliga energibesparingarna i pengavärden antas ett elpris på 50 öre/kWh.

Betydande energiaspekter

En betydande energiaspekt definieras som en energiaspekt som påverkar en betydande del av anläggningens totala energianvändning [2]. En avgränsning för vilka energiaspekter som betraktas som betydande kan vara att de står för minst 5 % av energianvändningen [4].

En energiaspekt kan, vilket nämndes tidigare i kapitel 3.1.1, dessutom betraktas som betydande om det finns potential för en eller flera av nedanstående [2]:

- Effektivare energianvändning
- Ökad användning av förnyelsebar energi
- Utökad energiutbyte med omgivande samhälle

Från figur 6 och 7 kan man identifiera ett antal energiaspekter som definieras som betydande då de uppfyller riktlinjen om en energianvändning på minst 5 % av den totala. Dessa presenteras nedan:

- Värme
- Ventilation
- Pumpar

Även belysningen kan betraktas som en betydande energiaspekt med tanke på att det här finns en potential för effektivare energianvändning.

Enligt avsnittet ”energianvändning på kort sikt” finns redan planerade förändringar av energiaspekterna ventilation, pumpar och belysning och dessa kommer därför att behandlas endast övergripande här.

Åtgärdsförslag och teknisk potential

Värmeåtervinning

Det el-batteri som fungerar som luftvärmare för stationens tilluft är i stora drag utformad som en överdimensionerad brödrost. För att minska behovet av tillförd elenergi till denna luftvärmare kan överskottsvärme från två olika källor användas, dels från transformatorn och dels från generatoren. Luftvärmaren använder årligen ca 460 MWh elenergi vilket motsvarar

ungefär en tredjedel av anläggningens totala energianvändning. Här finns alltså stora möjligheter att märkbart minska energibehovet.

Transformatorns förluster kyls i nuläget bort med hjälp av luftkylare. Då transformatorn är placerad direkt invid ventilationsbyggnaden borde förlustvärmen kunna återvinnas för att höja tillufttemperaturen. Resultaten från utredningen av detta kommer i kapitel 5.2.

Förluster i generatoren kyls i nuläget till största delen bort med kylvatten. En del av värmen skulle istället kunna ledas ut i stationen via ett vattenburet system för att på så sätt värma upp denna.

Om anläggningen antas kunna försörjas fullständigt med värme från generatoren då denna är i drift innebär detta att luftvärmaren inte behövs under dessa perioder. Generatoren var under 2005 i drift ca 2560 timmar vilket motsvarar 29 % av året. Från detta kan man göra det enkla antagandet att luftvärmarens energianvändning kan minskas i samma grad, dvs. i absoluta tal med ca 130 000 kWh/år. Detta innebär en årlig ekonomisk besparing på 65 000 kr.

Infravärmare

Infravärmarna utanför tillfartsporten har beräknats använda ca 35 000 kWh elenergi under 2005 med det antagandet att de används under halva året. Därför föreslås den idag manuella styrningen ersättas med en automatisk som kör igång värmarna vid minusgrader när frysrisk förekommer.

Luftvärmare i station

Det kan även vara av intresse att se över styr- och reglersystemet för luftvärmarna inne i stationen då det finns en stor risk att dessa går i högre grad än vad som antagits i den här kartläggningen. Då den maximala effekten för den större av dessa är 31 kW kan den årliga energianvändningen snabbt stiga vid en ökad nyttjningsgrad.

Ventilation

Ventilationsfläktarna med dess energikrävande motorer är till stor del desamma som installerades i samband med att anläggningen byggdes. Det kan därför vara aktuellt att ersätta dessa med bättre fläktar ur aerodynamisk synpunkt samt med högeffektiva elmotorer. I samband med ett byte av fläktar bör även det verkliga behovet av ventilation beräknas. Därmed kan en överdimensionering, med den extra onödiga energianvändning den innebär, undvikas.

En annan energieffektiviserande åtgärd som har med ventilationen att göra är möjligheten att minska luftflödet genom stationen vissa tider. Genom denna åtgärd minskar fläktarnas energianvändning men även behovet av uppvärmning av tilluften. Begränsande faktorer för denna åtgärd är luftfuktighet i stationen samt radonhalten.

Pumpar

I stationen finns två likadana pumpar som försörjer aggregatet med trycksatt olja vid drift. Då trycket i tryckklockan är tillräckligt pumpas oljan tillbaka till oljecisternen via en avlastningsventil. Energianvändningen borde kunna minskas genom utbyte av pumparna och dess motorer mot moderna energieffektiva versioner med frekvensstyrning. Tillsammans med ett nytt styr- och reglersystem så kan behovet av tryckolja försörjas energieffektivare och avlastningsventilerna kan monteras bort.

Belysning

En stor del av belysningen i anläggningen förses i nuläget av vanliga lysrör av äldre modell. Armaturernas kan dessutom anses vara bristfälliga då dess reflektorer inte utnyttjar det tillgängliga ljuset optimalt.

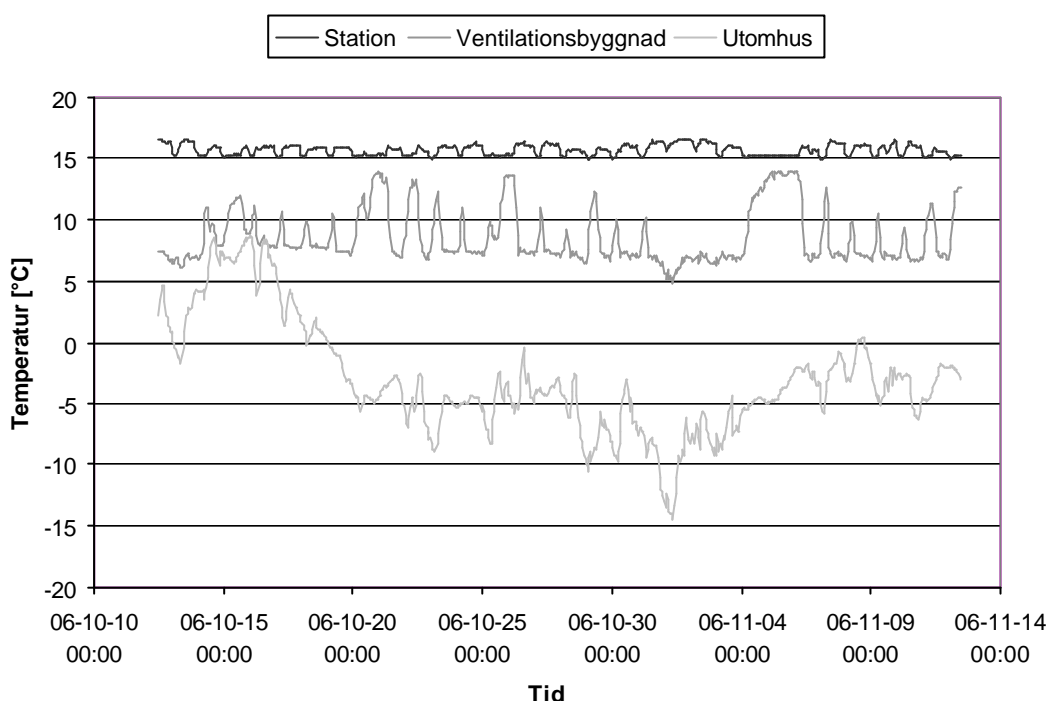
En översyn av anläggningens belysning borde göras där armaturer och tillhörande lysrör byts ut mot moderna modeller med förslagsvis högfrekvensdrift. Detta görs lämpligast i samband med bytet av elsystem. Utöver en minskning av energianvändningen kan ett byte leda till en bättre arbetsmiljö.

I samband med en eventuell översyn borde även möjligheterna att sektionera upp belysningen i anläggningen undersökas för att på så sätt minska energianvändningen. Reglering av belysningen föreslås ske med främst närvarostyrning.

5.2 Värmeåtervinning

5.2.1 Stationens värmebehov

För utredningen av stationens värmebehov var det av intresse, att under en period av en månad i oktober och november, utföra temperaturmätningar på olika platser i och utanför anläggningen. Mätutrustningen ställdes in för att registrera den aktuella temperaturen var 10:e minut. Resultaten från dessa temperaturmätningar visas i figur 13.

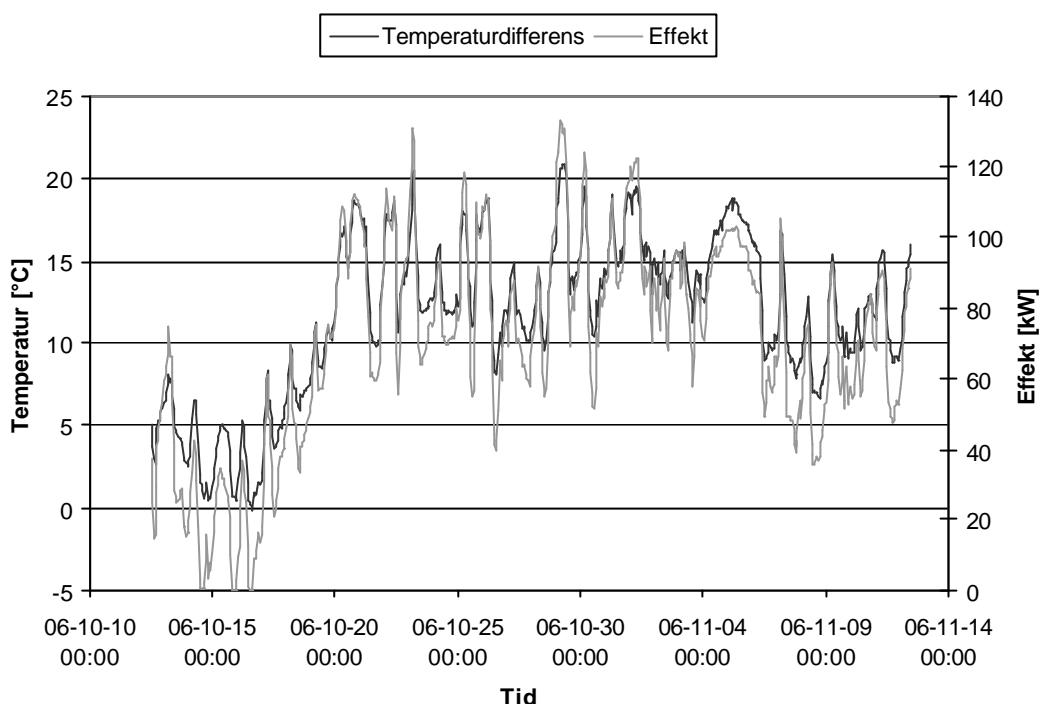


Figur 13. Resultaten av de temperaturmätningar som utfördes från den 12:e oktober till den 12:e november 2006. Mätarna hade placerats nere i maskinstationen, uppe i ventilationsbyggnaden samt utomhus i ventilationsbyggnadens närområde.

Man kan ur figuren se hur temperaturen utomhus varierade under den aktuella perioden. Man ser vidare att temperaturen inne i ventilationsbyggnaden hade en kraftfull variation mellan 5 och 14°C. Denna amplitud i temperaturvariationen skapade frågetecken då en betydligt jämnare temperatur hade förväntats. Anledningen till de stora variationerna var att den automatiska inkopplingen för ett av effektstegen är trasigt vilket innebär att effektintervallet till nästkommande steg av temperaturregleringen blir stort. En ytterligare orsak var att reglersystemet och dess mjukvara inte är det bästa.

Temperaturvariationerna nere i stationen var däremot betydligt mindre vilket beror på att den stora luftvolym som finns där skapar en viss tröghet. Det omgivande bergets jämna temperatur kan även det bidra. Det kan även observeras att det nuvarande uppvärmningssystemet klarar av att hålla en jämn nivå på temperaturen inne i stationen trots de varierande utomhustemperaturerna och det trasiga effektsteget.

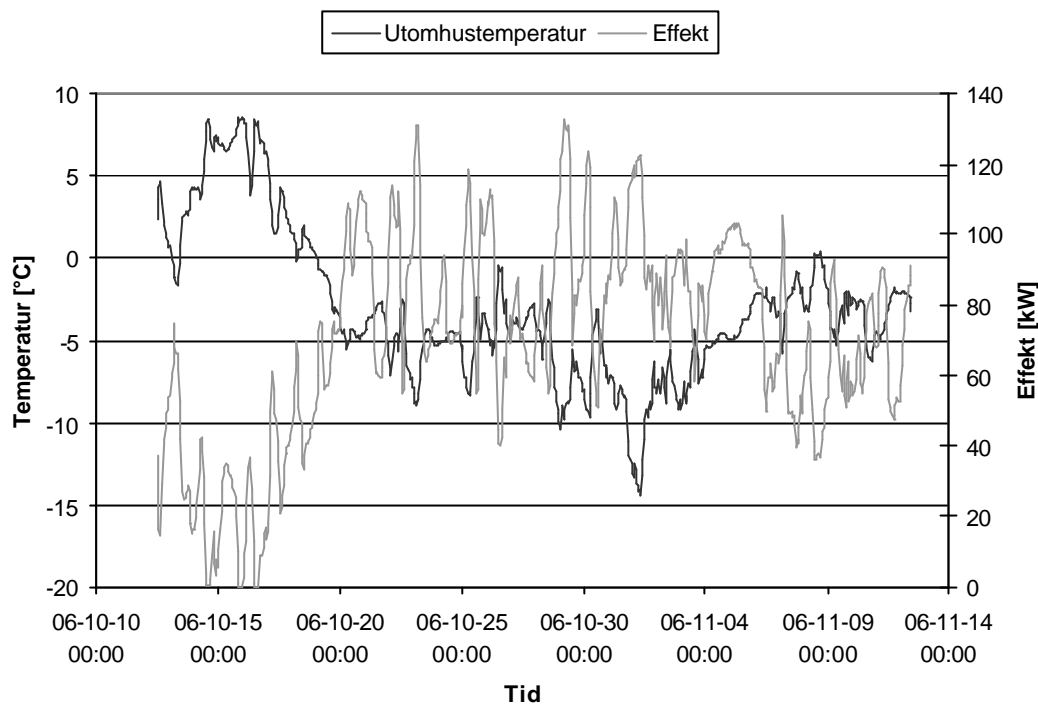
Under samma period som temperaturmätningarna, utfördes även mätningar av den effekt som tillförs el-batteriet. Effekten, som registrerades var 15:e minut, var till skillnad från temperaturmätningarna ett medelvärde för den tidsperioden. För en jämförelse av hur de två mätningarna stämde överens med varandra se figur 14.



Figur 14. Jämförelse mellan tillförd effekt i el-batteriet och luftens temperaturdifferens över denna.

Temperaturdifferensen i figur 14 är skillnaden mellan temperaturerna i ventilationsbyggnaden och utomhus. Figuren visar att effekten och temperaturdifferensen följer varandra men att sambandet däremellan inte är perfekt.

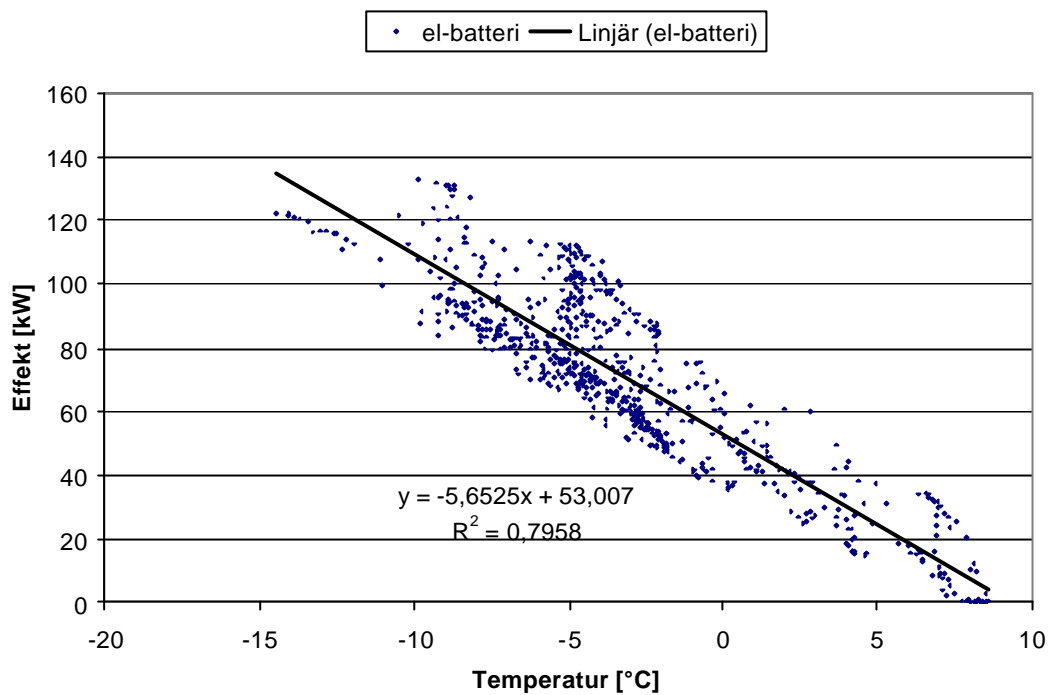
Då det inte fanns tillgängliga data för lufttemperaturen i ventilationsbyggnaden och hur den varierar över året kunde effekten endast beräknas utifrån utomhustemperaturen. En jämförelse mellan effekten och utomhustemperaturen visas i figur 15.



Figur 15. Resultaten från mätningarna av el-batteriets tillförda effekt samt utomhustemperatur.

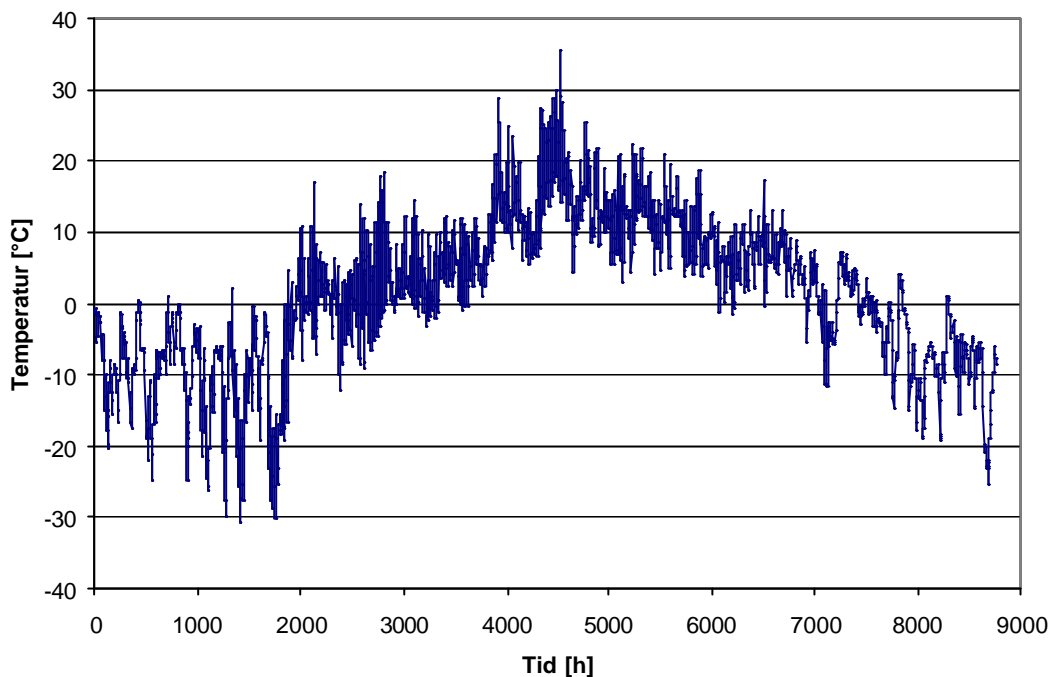
Figuren visar rent generellt att vid låga temperaturer är den tillförda effekten hög och vid höga temperaturer är effekten låg vilket den bör vara enligt ekvation 19. Däremot är sambandet mellan effekt och utomhustemperatur inte lika tydligt som mellan effekt och temperaturdifferens. Med tanke på de stora temperaturvariationerna i ventilationsbyggnaden hade det varit bättre att vid beräkningen av värmebehovet kunna ta hänsyn till detta. Men då det i vanliga fall inte pågår någon temperaturmätning i ventilationsbyggnaden måste den betraktas som konstant.

Genom att redovisa de tillförda effekterna mot respektive utomhustemperatur tydliggörs sambandet mellan dem, se figur 16. Teoretiskt borde effekten variera linjärt mot utomhustemperaturen, enligt ekvation 19, med ett minskat effektbehov vid ökande temperaturer.



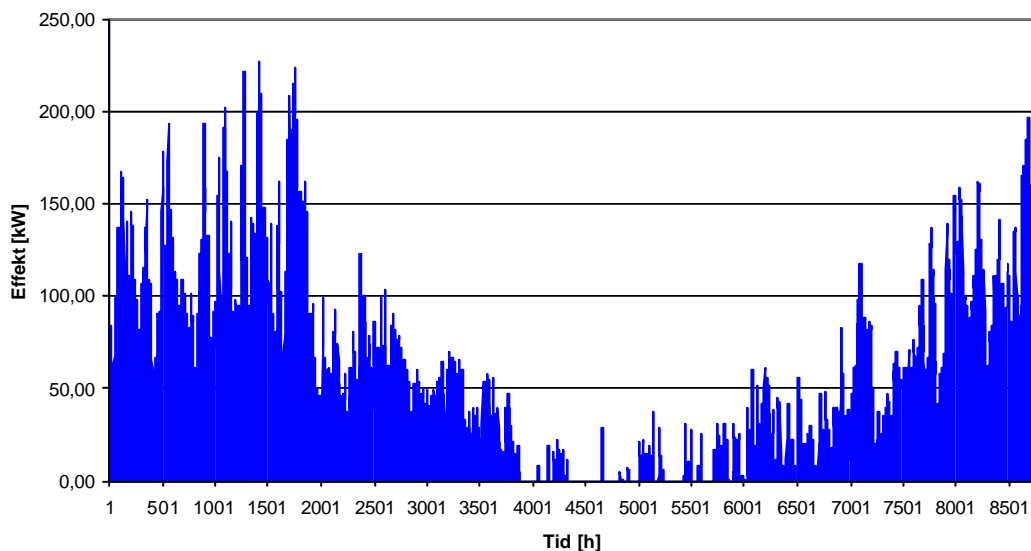
Figur 16. Punkterna i diagrammet visar de uppmätta effekterna vid respektive uppmätt utomhustemperatur. Den rätta linjen är en regression för sambandet mellan tillförd effekt och utomhustemperatur.

Figur 16 visar hur den tillförda effekten varierar beroende på utomhustemperaturen. Spridningens storlek har, som nämnt tidigare, sin orsak i att temperaturvariationerna i ventilationsbyggnaden bortsetts från. Det linjära samband som tagits fram med en regression användes för att beräkna värmebehovet under 2005. De temperaturer som erhöles från väderstationen i Rebnis presenteras i figur 17.



Figur 17. Utomhustemperaturens variation under 2005.

Med utomhustemperaturerna i figur 17 och det linjära sambandet från figur 16 kunde sedan stationens värmebehov beräknas. I figur 18 illustreras värmebehovet under året.



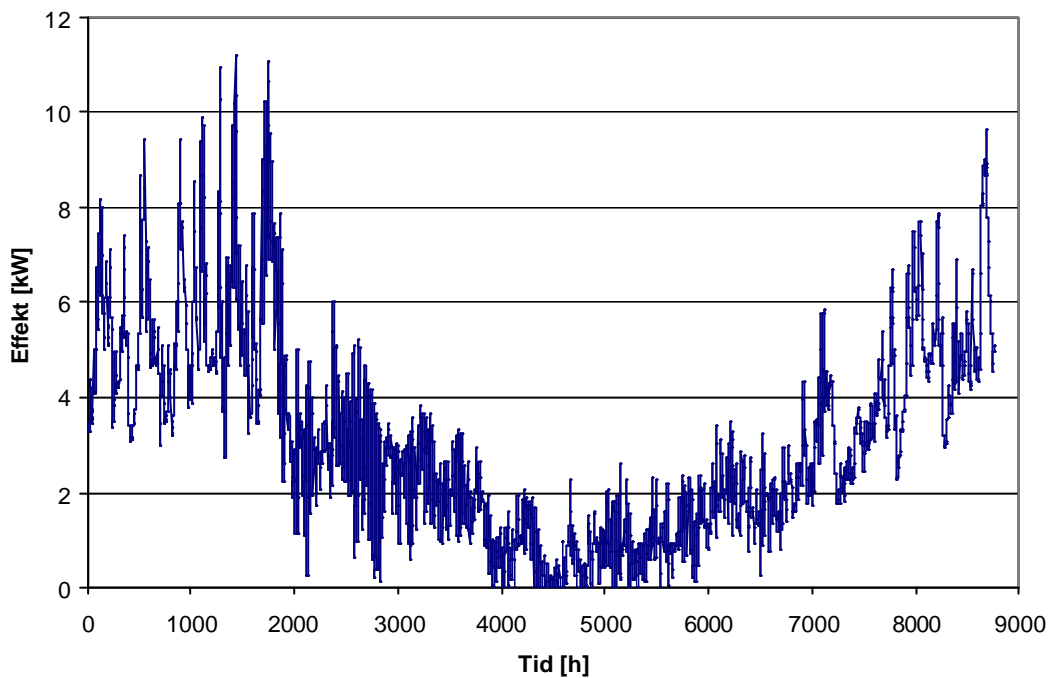
Figur 18. Stationens värmebehov under 2005.

Figur 18 visar att störst värmebehov förekom under vinterhalvåret och att det under vissa perioder på sommaren var tillräckligt varmt ute för att uppvärmningsbehov inte skulle föreligga. Det totala värmebehovet beräknades för 2005 uppgå till 460 MWh. Detta motsvarade ca 45 % av anläggningens sammanlagda energianvändning under samma år.

5.2.2 Transformatorns värmeöverskott

Utifrån det teoretiska sambandet i ekvation 4, för belastningsförlusternas beroende av producerad effekt, och de uppgifter om stationens elproduktion som företaget tillhandahållit kunde belastningsförlusterna för 2005 beräknas. Till de totala transformatorförlusterna adderades dessutom de konstanta tomgångsförlusterna.

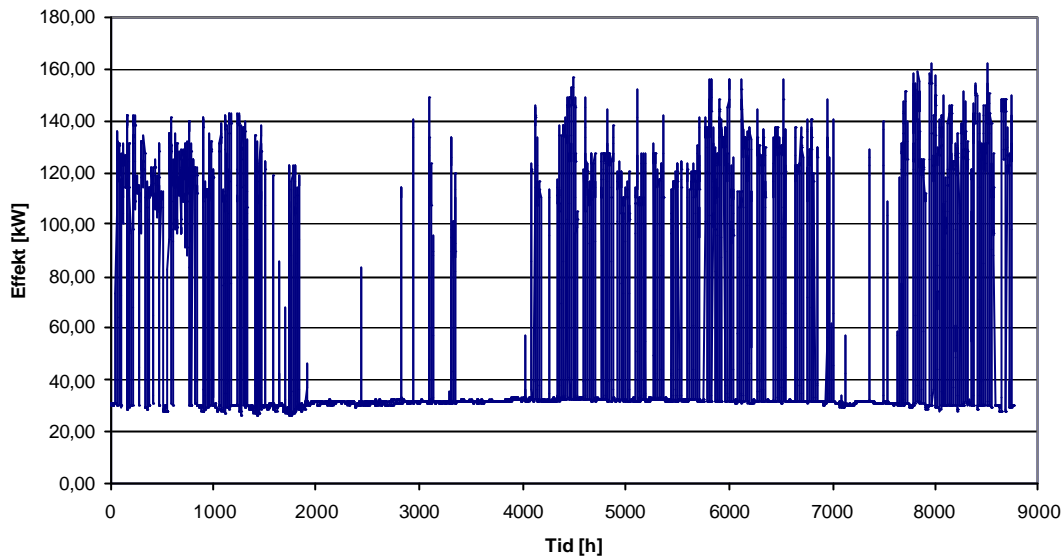
Konvektionsförlusterna beräknades med hjälp av ett program i Matlab, se bilaga 1, utifrån de utomhustemperaturer som användes för att bestämma stationens värmebehov.



Figur 19. Värmeförlusterna från transformatorlådan som uppstår pga. naturlig konvektion. Beräknat med Matlab-programmet i bilaga 1

Man kan ur figur 19 se att de största konvektiva förlusterna inföll vid de tider under vintern då utomhustemperaturen var som lägst, se figur 17, vilket överensstämmer med teorin.

Det värmeöverskott som kunde tas tillvara från transformatorn redovisas i figur 20.

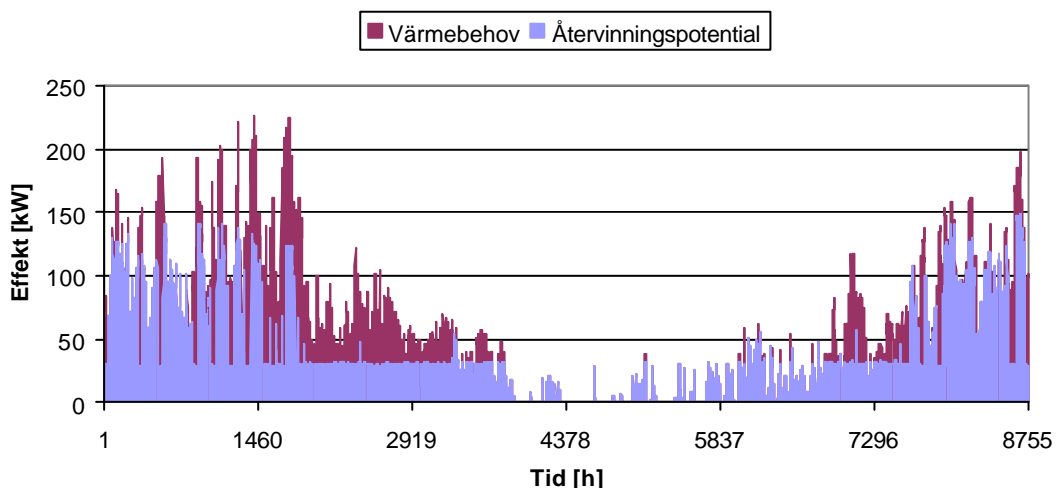


Figur 20. Transformatorns beräknade värmeöverskott under 2005.

Figur 20 visar att värmeöverskottet var stort vintertid då även värmebehovet var som störst. Detta ger en första indikation till att det kan finnas en stor potential för värmeåtervinning. Det totala värmeöverskottet under 2005 beräknades till ca 850 MWh.

5.2.3 Återvinningspotential

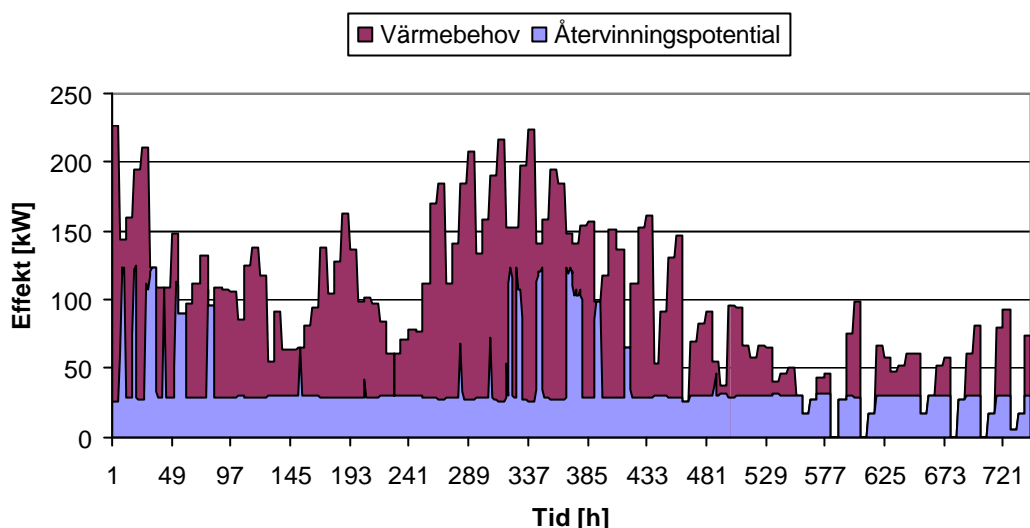
Den värmeeffekt som kan återvinnas vid varje enskilt tillfälle bestäms av ekvation 22. Genom att använda de tidigare resultaten för stationens värmebehov och transformatorns värmeöverskott kunde därmed potentialen för värmeåtervinning beräknas. Resultatet visas tillsammans med stationens värmebehov i figur 21.



Figur 21. Värmebehovet under 2005 samt det värmebehov som hade kunnat tillgodoses av ett värmeåtervinningssystem.

I figuren visas att större delen av värmebehovet kunde försörjas med ett värmeåtervinningssystem. Sett över hela året kunde 270 MWh av värmebehovet ha levererats från transformatorn. Detta motsvarar 59 % av stationens totala värmebehov eller 26 % av stationens totala lokalkraftförbrukning. Med värmeåtervinning skulle alltså 190 MWh tillförd energi ha krävts för att uppfylla det totala värmebehovet.

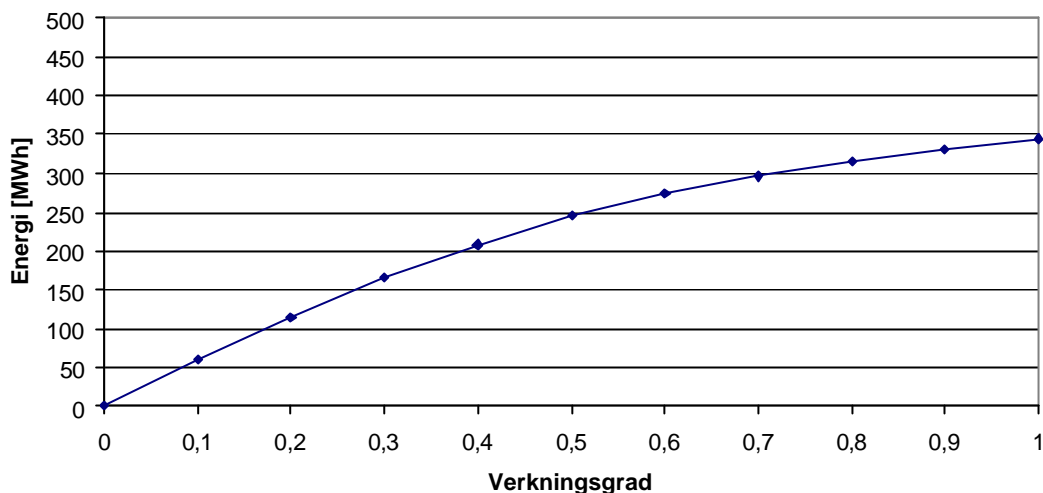
För att göra en mer detaljerad jämförelse mellan återvinningspotentialen och värmebehovet gjordes en liknande graf för endast mars samma år. Denna redovisas i figur 22.



Figur 22. Värmebehovet i mars år 2005 samt det värmebehov som hade kunnat tillgodoses av ett värmeåtervinningssystem.

Figur 22 visar tydligt hur värmebehovet förändrades över dygnen där topparna och dalarna motsvarar natt respektive dag. Man kan på ett flertal ställen se att de största värmeåtervinningspotentialerna förekom under dagtid som en följd av den intermittenta elproduktionen. Däremot har inte stationen alltid behov av värmen vilket medför att värmeöverskottets toppar kapas. Detta har en negativ inverkan på den totala värmeåtervinningspotentialen som skulle kunna ökas vid en nattlig elproduktion.

I figur 23 redovisas potentialen för värmeåtervinning vid olika verkningsgrader för återvinningssystemet. För tabellerade värden se bilaga 3.



Figur 23. Värmebehovet, under år 2005, som hade kunnat ersättas med värmeåtervinning vid olika verkningsgrader för systemet.

Figur 23 visar att återvinningspotentialen inte förhåller sig linjärt till systemets verkningsgrad. En intressant observation är att vid höga verkningsgrader påverkas inte den återvunna värmeenergin nämnvärt vid en ändring av verkningsgraden.

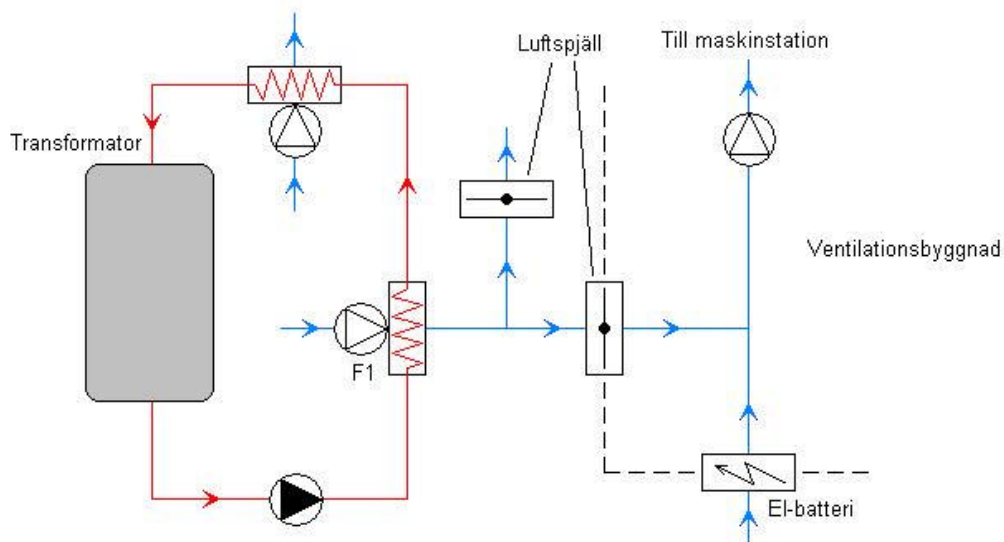
5.2.4 Systemlösningar

Förslagen till systemlösning presenteras nedan. De ursprungliga förslagen till systemlösningarna 1, 2a och 2b gavs av Lars-Åke Lundin [KP1] vid ett telefonsamtal. Principen för systemlösning 3 är den som används i Bastusels vattenkraftstation.

För samtliga systemlösningar föreslås att samtliga rörledningar som går utomhus isoleras för att minska onödiga förluster och på så sätt öka verkningsgraden för systemet.

Systemlösning 1

Det första förslaget till systemlösning innebär en låg investeringskostnad i förhållande till de övriga systemlösningarna då endast ett fåtal åtgärder behöver genomföras. Idén går ut på att ta upp ett hål i ventilationsbyggnadens vägg mot transformatorn och därefter flytta en av de redan befintliga vågrörskylarna så att den varma luften blåses in i ventilationsbyggnaden av fläkten, se figur 24.



Figur 24. Principskiss för systemlösning 1 till värmeåtervinning från transformator.

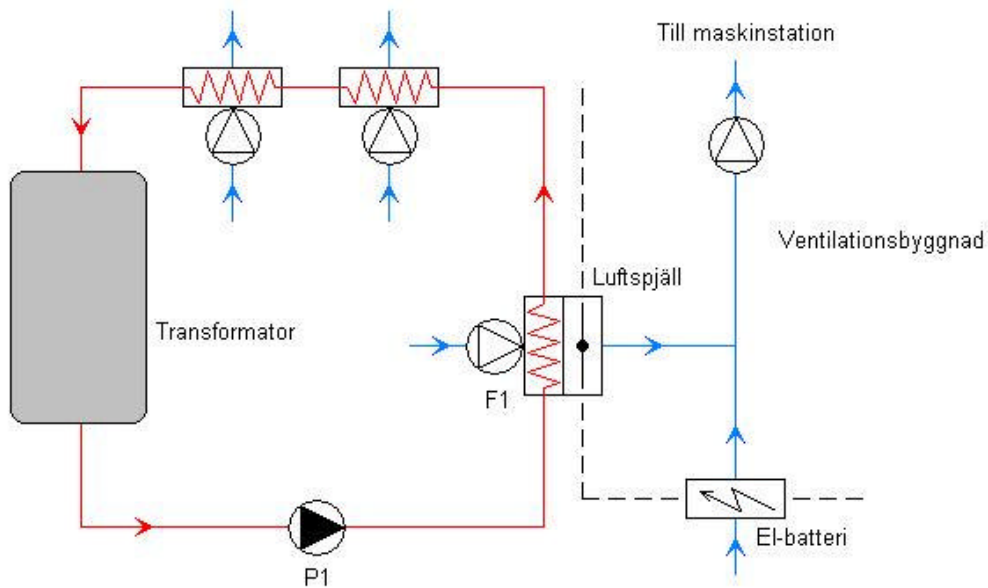
Förslagsvis placeras värmeväxlaren först i cirkulationssystemet, som i figur 24, för att på så sätt dra nytta av de högsta oljetemperaturerna och därmed vara så effektivt som möjligt.

Genom att använda ställbara luftspjäll kan luften ledas antingen in i ventilationsbyggnaden eller ut i den omgivande luften. Reglering av den mängd värme som ska tillföras stationen föreslås ske genom att variera varvtalet på fläkten F1.

Problem kan däremot uppstå när transformatorns kylbehov är stort och stationens värmebehov är litet. En enklare reglering där luftspjällen kan vara antingen öppna eller stängda skulle då stänga luftflödet in till ventilationsbyggnaden vilket innebär att el-batteriet måste användas. Med kontinuerlig reglering av luftspjällen kan detta problem avhjälpas men innebär istället ett mer avancerat styrsystem.

Systemlösning 2a

Systemlösning 2a liknar till stor grad systemlösning 1 med skillnaden är att ytterligare en värmeväxlare kopplas in i serie med de befintliga vågrörskylarna, se figur 25.



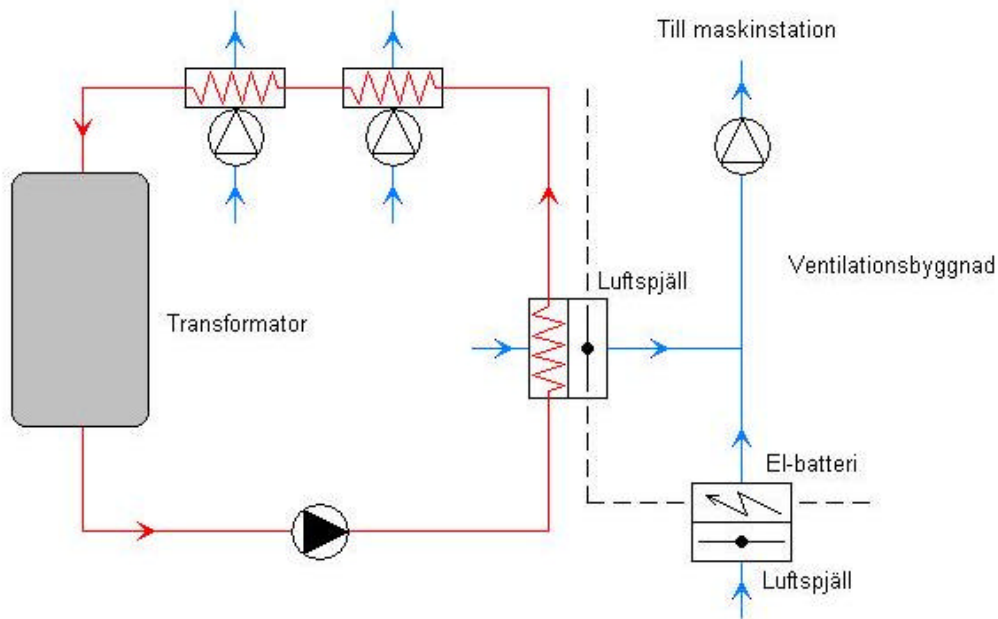
Figur 25. Principskiss för systemlösning 2a till värmeåtervinning från transformator.

Tryckfallet för oljan över de tre värmeväxlarna blir för det här systemet däremot så stort att en större pump, P1, behöver införskaffas.

Regleringen av hur mycket värme som ska tillföras stationen föreslås även här ske genom att variera fläktens, F1, varvtal. När det inte finns behov av ytterligare värme i stationen stängs luftspjället för att förhindra luftens flöde. Detta system kan styras betydligt enklare än systemlösning 1.

Systemlösning 2b

I systemlösning 2b har fläkten, F1, i systemlösning 2a tagits bort, se figur 26. Istället kan de parallella luftflödena regleras med hjälp av luftspjällen beroende på hur mycket värme som stationen behöver.



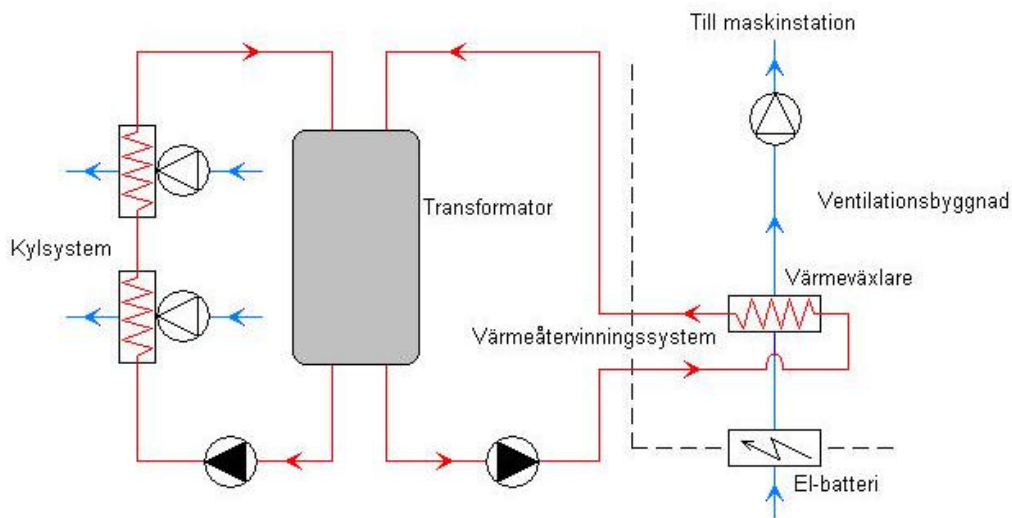
Figur 26. Principskiss för systemlösning 2b till värmeåtervinning från transformator.

Genom att luftspjällens lägen samkörs med varandra kan strypning av luftflödet in i stationen undvikas.

Systemlösningarna 1, 2a och 2b bygger på samma princip, nämligen att värmeväxlaren på oljesidan ligger i serie med vågrörskylarna, dvs. att den ingår i samma cirkulation som kylsystemet. Detta innebär att oljan går genom hela kylsystemet för att passera värmeväxlaren vilket innebär onödiga förluster. På luftsidan ligger värmeväxlaren istället parallellt med el-batteriet.

Systemlösning 3

Tanken med systemlösning 3 är att det befintliga kylsystemet behålls som det är. Parallellt med detta dras rörledningar i ytterligare en krets med en egen cirkulationspump. Värmeväxlaren placeras i ventilationsbyggnaden på så sätt att luftflödet passerar genom både el-batteriet och värmeväxlaren.



Figur 27. Principskiss för systemlösning 3 till värmeåtervinning från transformator.

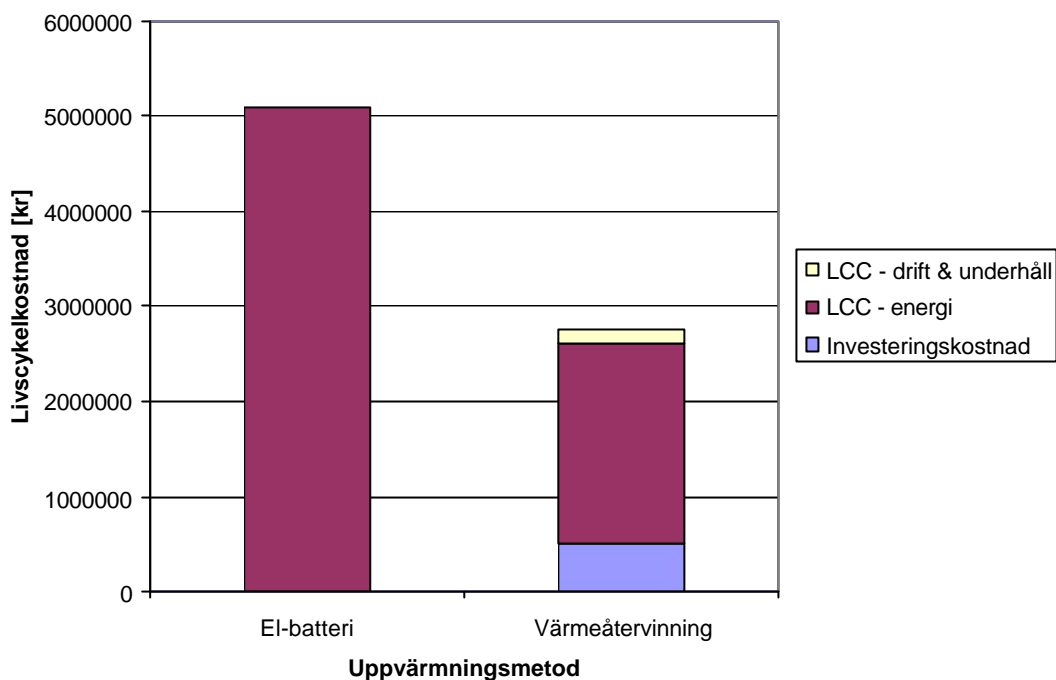
Förslagsvis placeras värmväxlaren, till skillnad från i figur 27, före el-batteriet så att lufttemperaturen blir så låg som möjligt vilket ger en effektivare värmväxling.

Rördragningen blir lite mer omfattande än för de andra alternativen men i gengäld reduceras inverkan på väggen då endast mindre hål behöver tas upp. För att minska onödiga förluster till omgivningen borde oljecirkulationen i kylsystemet kunna stängas av när extra kylbehov inte föreligger. Värmeeffekten som ska tillföras stationen regleras enklast genom att, med varvtalsreglering av pumpen, kontrollera oljeflödet genom värmväxlaren.

5.2.5 Livscykelkostnad

Den ekonomiska analysen beräknades utifrån att stationens årliga värmebehov är densamma som för 2005, dvs. ca 460 MWh. Med enbart el-batteriet krävs alltså denna mängd tillför elenergi. För värmeåtervinningssystemet reducerades istället behovet av tillförd elenergi till 190 MWh.

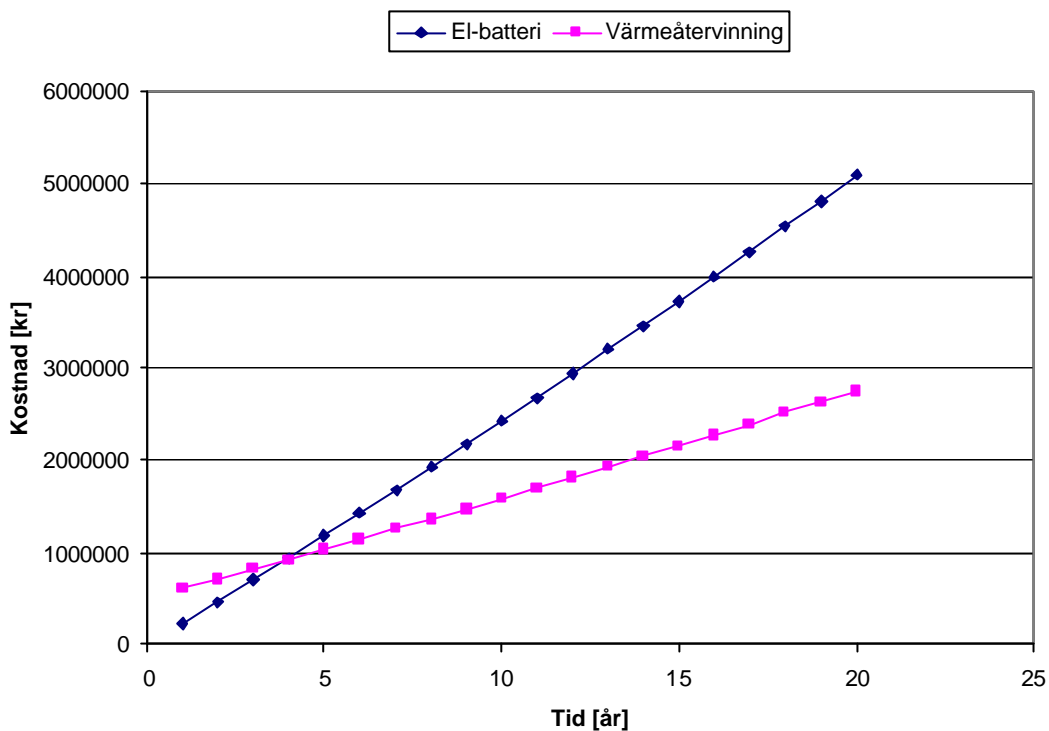
Livscykelkostnaderna för de två alternativen, se kapitel 4.2.5, redovisas i figur 28. Vid den här ekonomiska analysen har inte hänsyn tagits till någon särskild systemlösning för värmeåtervinningen. För tabellerade värden se bilaga 4. Kostnaderna anges i nuvärde.



Figur 28. Livscykelkostnaderna för den nuvarande uppvärmningen med el-batteri och för ett värmeåtervinningssystem.

Figuren visar att livscykelkostnaden för ett framtida värmeåtervinningssystem nästan är halverat jämfört med att behålla det befintliga el-batteriet. Man kan även observera att största delen av livscykelkostnaderna för båda alternativen består av energikostnader.

I figur 29 visas de ackumulerade kostnader som alternativen har varje år under den ekonomiska livslängden. Se bilaga 4 för tabellerade värden.



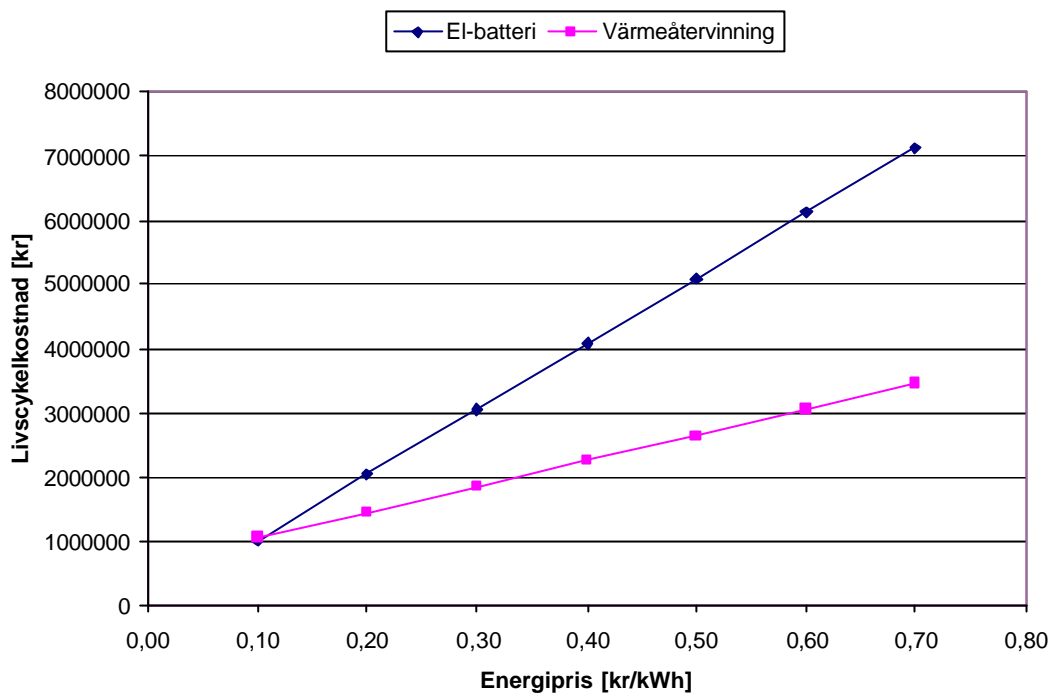
Figur 29. Ackumulerade livscykelkostnader för både den nuvarande uppvärmningen med el-batteri och ett potentiellt värmeåtervinningssystem.

Figur 29 visar att värmeåtervinningssystemet 4 år efter investeringen medför en lägre kostnad än om det befintliga uppvärmningssystemet behålls.

Känslighetsanalys

För att undersöka hur de olika alternativens livscykelkostnader påverkas vid ändringar av de ingående parametrarna har känslighetsanalyser utförts. Se bilaga 4 för tabellerade värde på resultaten.

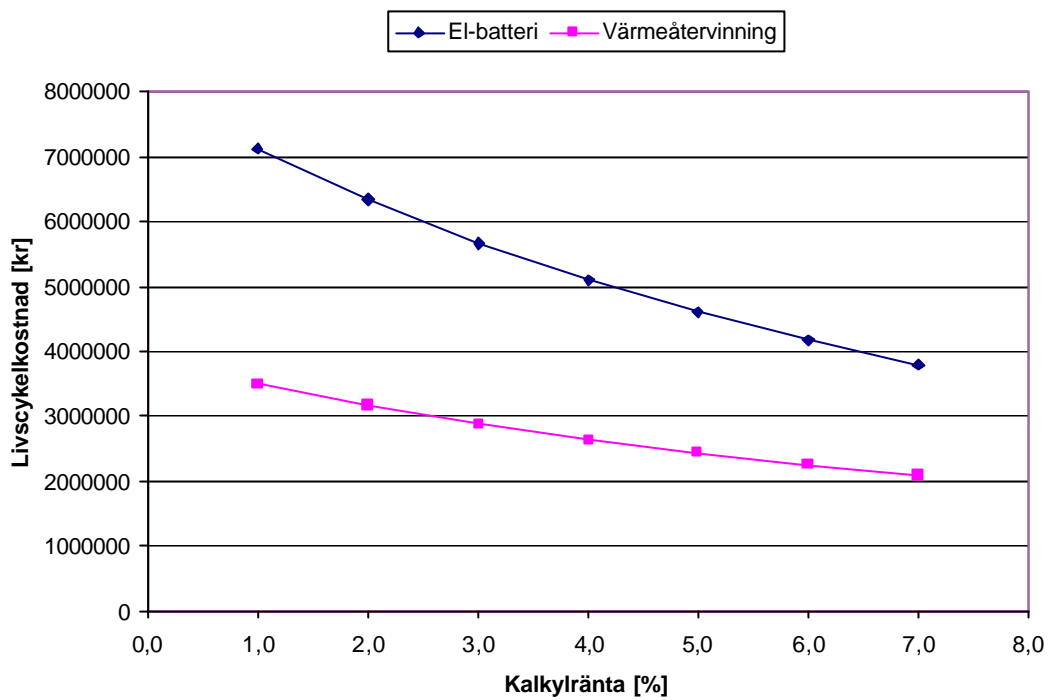
Från resultatet för livscykelkostnaderna, figur 28, kan det observeras att energikostnaderna utgör de övervägande största posterna. En förändring av elpriset kan därmed ha ett stort genomslag på livscykelkostnaderna och en känslighetsanalys för detta genomfördes därför, se figur 30.



Figur 30. Livscykelkostnadernas känslighet för ett ändrat elpris.

Figur 30 visar att minskande elpriser medför att lönsamheten för ett återvinningssystem minskar. Däremot måste elpriset sjunka till ca 10 öre/kWh innan båda alternativen får samma livscykelkostnad.

En känslighetsanalys utfördes dessutom för att se hur en förändring av kalkylräntan påverkar livscykelkostnaderna. Resultatet visas i figur 31.



Figur 31. Livscykelkostnadernas känslighet för en ändrad kalkylränta.

Man kan ur resultaten från känslighetsanalysen se att livscykelkostnaden för el-batteriet minskar något kraftigare vid en ökande kalkylränta än livscykelkostnaden för värmeåtervinningen. Trots detta är värmeåtervinningen mest lönsam för hela det intervall som undersökts.

6 Diskussion

Energibalansen som togs fram vid energikartläggningen visar en stor skillnad mellan den uppmätta totala energianvändningen och summan av delprocessernas energianvändning. Denna skillnad kan till stor del ha sin orsak i de många antaganden och uppskattningar som gjorts kring de olika delprocessernas medeleffekter och drifttider. En annan orsak skulle mycket väl kunna vara att kontrollsystemet som styr och reglerar anläggningen är en stor energianvändare. Huruvida så är fallet är okänt då dess energianvändning inte har kunnat uppskattas. Hursomhelst kan det i framtiden vara av intresse att med fler mätningar på stora energianvändare skapa en noggrannare kartläggning med en tydligare bild över fördelningen av energin.

Då mätvärdena för tillförd effekt till e-batteriet jämfördes med utomhustemperaturerna kunde en överraskande stor spridning observeras. Detta innebär att parametrarna för det linjära samband som togs fram för e-batteriets effektbehov beroende av utomhustemperaturen minst sagt är osäkert. Om dessutom mätutrustningarnas mätosäkerhet läggs till detta blir osäkerheten knappast mindre. Vid beräkningen av stationens totala värmebehov användes temperaturer från en väderstation i närområdet, men dessa registreras bara var 6:e timme vilket innebär att betydande temperaturvariationer kan ske mellan mätningarna och därmed inte registreras. Men däremot borde de negativa effekter som de ovannämnda orsakerna har på resultatets säkerhet till viss del kompenseras av att ett stort antal värden använts vid beräkningen av stationens totala värmebehov. Om effektsteget för regleringen av e-batteriet inte hade varit trasigt skulle troligtvis en jämnare temperatur inuti ventilationsbyggnaden ha kunnat mätas upp. En jämnare temperatur hade i sin tur minskat spridningen av mätvärdena vid jämförelsen mellan tillförd effekt och utomhustemperatur vilket i sin tur hade minskat osäkerheten i resultaten.

Vintertid, då temperaturerna utomhus i regel är låga, uppstår två problem som tillsammans inverkar negativt på värmeåtervinningssystemets effektivitet att förse stationen med värme. Det första är att värmebehovet är stort eftersom luftens temperatur måste höjas markant med bibehållet luftflöde till stationen. Det andra problemet är att konvektions- och strålningsförlusterna från själva transformatorn ökar i och med den större temperaturdifferensen. En kombination av dessa båda innebär att värmebehovet ökar medan värmetillgången minskar då temperaturen sjunker. Lyckligtvis sker vanligtvis större delen av kraftproduktionen i stationen under just vinterhalvåret, då efterfrågan är som störst, vilket innebär att även belastningsförlusterna är som störst då. Däremot går stationen inte hela tiden vilket betyder att det måste finnas en stor reservkapacitet för uppvärmning av tilluften med t.ex. el. Ett sätt att minska konvektions- och strålningsförlusterna skulle kunna vara att skapa en inomhusmiljö för transformatorn genom att bygga ett tak ovanför denna. Detta skulle däremot troligtvis innebära tekniska problem med genomföringarna på högspänningssidan som då måste lösas genom en trolig ombyggnation. Dessutom innebär ett tak att vågrörs kylarna måste flyttas utanför byggnaden för att kunna kyla transformatorn tillräckligt effektivt. En minskning av konvektions- och strålningsförlusterna medför att systemverkningsgraden ökar vilket i sin tur leder till att värmeåtervinningspotentialen ökar, fast inte till lika stor grad. Därför kan det inte sägas säkert att den ökande investeringskostnaden som ett energieffektivare system medför är ekonomiskt lönsam.

För den utredning som gjordes för värmeåtervinning från transformator antogs att värmeöverskottet skulle användas på en gång för att uppfylla stationens värmebehov och att

det värmeöverskott som blir kvar tas om hand av kylsystemet. Problemet med detta antagande är att den stora mängden olja i transformatorn skapar en viss tröghet i systemet vilket innebär att det inte helt säkert är möjligt att ta tillvara på transformatorförlusterna samtidigt som de uppstår. Om denna tanke utvecklas vidare kan kanske den stora mängden olja fungera som ett energilager för förlustvärmen. Under dagen när värmebehovet är litet och elproduktionen medför ett stort värmeöverskott borde en del av detta lagras i oljan genom en höjning av temperaturen. Sedan borde den lagrade värmen kunna utnyttjas under natten när värmebehovet vanligtvis är större. Ett fortsatt arbete inom detta område är att rekommendera.

Under det här arbetet har jag inte gjort några beräkningar på enskilda systemlösningar för att uppskatta hur effektiva dessa kan komma att vara. Detta innebär att de olika systemlösningarna inte på något sätt värderats för att en jämförelse mellan dem ska vara möjlig. Vid den ekonomiska analysen togs heller ingen hänsyn till någon specifik lösning utan beräkningarna utfördes istället för en mer allmän lösning. Detta berodde till största delen på osäkerheten i kostnaderna för de olika ingående delarna i ett återvinningssystem. Genom att noggrannare analysera systemlösningarna bör dessa kunna jämföras inbördes med avseende både på återvunnen energi samt ekonomi.

7 Slutsatser

Målet med energikartläggningen anses ha uppfyllts då den har visat hur energianvändningen fördelas på de olika processerna och utrustningarna. Vidare kunde ett antal energiaspekter identifieras, utifrån den sammanställning som gjordes av energiflödena, som betydande och för dessa gavs förslag till energieffektiviserande åtgärder. Kartläggningen visade att den absolut största potentialen för energieffektivisering finns inom processen värme. Utifrån arbetet med energikartläggningen kunde jag dessutom dra slutsatsen att en kartläggning till större grad bör baseras på mätningar för att minska osäkerheten.

Genom att utnyttja tomgångs- och belastningsförluster från transformatorn för uppvärmning av tilluften till stationen kan den totala energianvändningen reduceras med ca 26 %. Implementeringen av ett värmeåtervinningssystem i Rebnis vattenkraftstation har visat sig även ur ett ekonomiskt perspektiv vara en mycket god investering som på 20 år nästan halverar kostnaden jämfört med nuvarande uppvärmningssystem. Den tekniska utrustningen som krävs för ett värmeåtervinningssystem som använder förlustvärme från en transformator är enkel och beprövad och skapar därmed inga större hinder för en eventuell implementering.

8 Referenser

8.1 Litteratur

- [1] Energimyndigheten, (2006). *Energiläget 2006*.
- [2] SS 627750, (2003). *Energiledningssystem – Kravspecifikation*. SIS, Swedish Standards Institute.
- [3] Energimyndigheten, (2004). *Handbok för energiledningssystem – Tips och goda råd från Energimyndigheten*.
- [4] Energimyndigheten, (2004). *Handbok för kartläggning och analys av energianvändning – Tips och råd från Energimyndigheten*.
- [5] Alfredsson, Alf, (2000). *Elkraft*. Falköping: Elanders Gummessons.
- [6] Westlund, Hans, (1991). *Hur ser en modern transformator ut inuti?*. Föreläsningmaterial om krafttransformatorer använt vid seminarium anordnat av Svensk Teknikutbildning 21-22 mars 1991.
- [7] Cengel, Yunus A., (2003). *Heat transfer: a practical approach – 2nd edition*. New York: McGraw-Hill.
- [8] Gustafson, Bror-Arne, (1999). *Kompendium i turbomaskinteknik*. Göteborg: Chalmers Tekniska Högskola, Institutionen för Termo- och fluidodynamik.

8.2 Internet

- [I1] Skellefteå Krafts hemsida, www.skekraft.se
- [I2] Energimyndighetens hemsida, www.stem.se
- [I3] Skellefteälvens VattenregleringsFöretags hemsida, www.skelleftealven.se
- [I4] Ljuskulturs hemsida, www.ljuskultur.se

8.3 Personliga kontakter

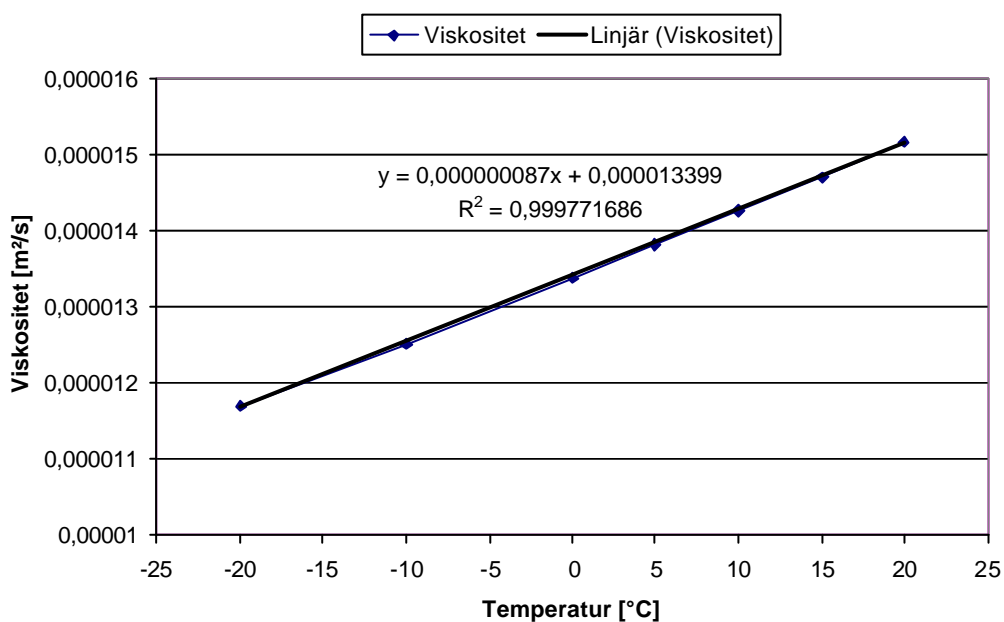
- [KP1] ABB, Lars-Åke Lundin Tfn: 0240-783929
- [KP2] ABB, Tord Vikars Tfn: 0240-763666

Bilaga 1: Beräkningsprogram för naturlig konvektion

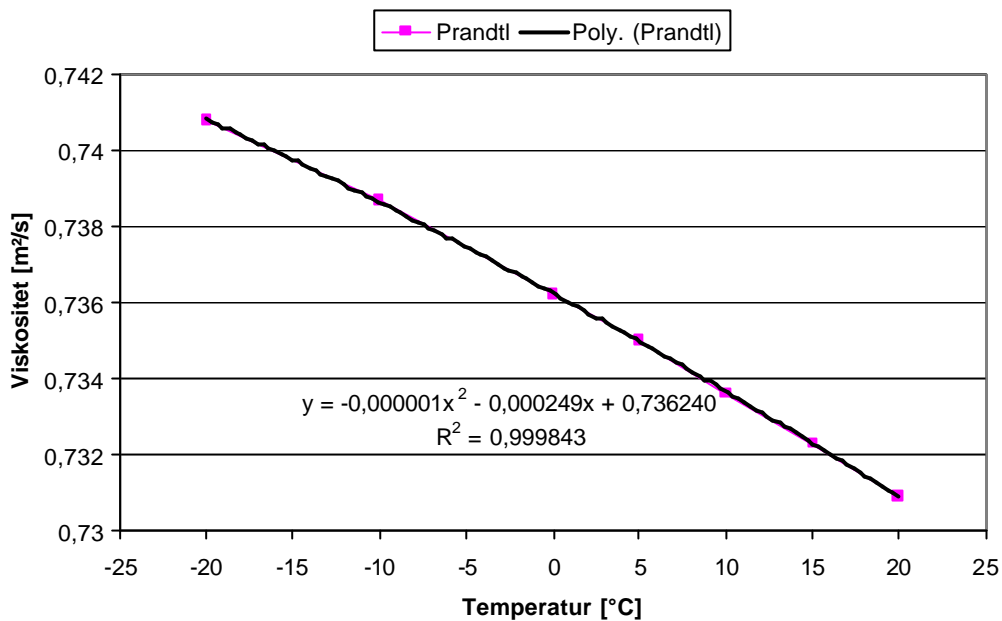
Vid skapandet av det program i Matlab som beräknade konvektionsförlusterna från transformatorn krävdes matematiska uttryck för luftens kinematiska viskositet, Prandtl tal och värmeledningsförmåga, se figur 32, 33 respektive 34. Dessa togs fram genom regressioner utifrån värdena i tabell 11.

Tabell 11. Termiska och fysiska egenskaper hos luft vid olika temperaturer.

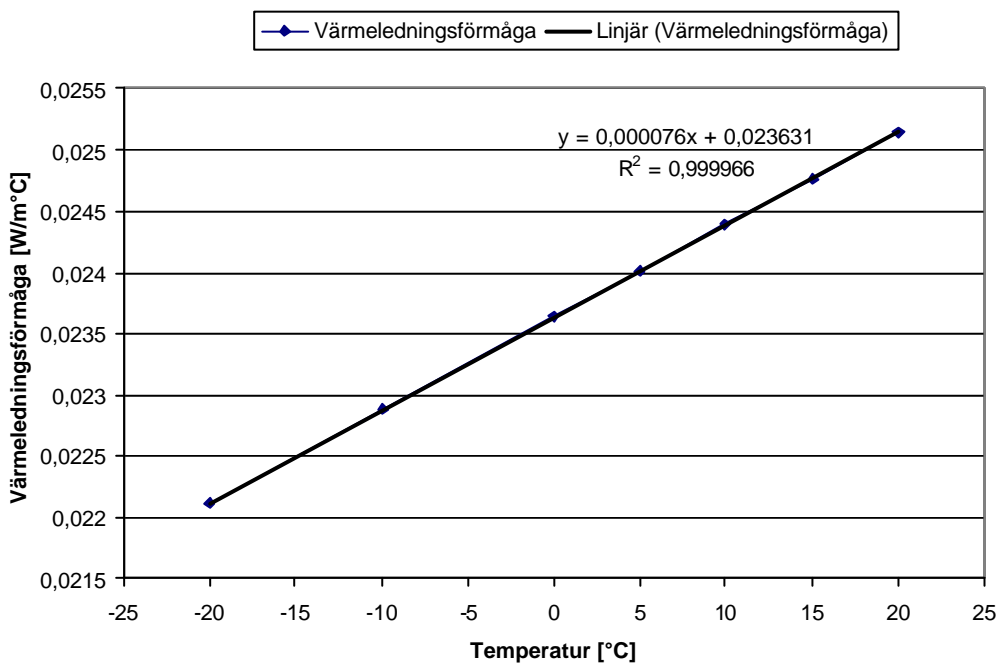
Temperatur [°C]	Kinematisk viskositet [m ² /s]	Prandtl tal	Värmeledningsförmåga [W/mK]
-20	0,00001169	0,7408	0,02211
-10	0,00001252	0,7387	0,02288
0	0,00001338	0,7362	0,02364
5	0,00001382	0,7350	0,02401
10	0,00001426	0,7336	0,02439
15	0,00001470	0,7323	0,02476
20	0,00001516	0,7309	0,02514



Figur 32. Luftens kinematiska viskositet beroende av dess temperatur mellan -20 och +20°C.



Figur 33. Luftens Prandtl tal beroende av dess temperatur mellan -20 och +20°C.



Figur 34. Luftens värmeledningsförmåga beroende av dess temperatur mellan -20 och +20°C.

Nedan följer det program i Matlab som användes vid beräkningarna av konvektionsförlusterna. Programmet läser in utomhustemperaturerna för 2005 från Excel-filen Temp2005.xls, utför beräkningarna och skriver in resultatet i Konv2005.xls.

```

function y=Konvektion

g=9.82;

t=xlsread('Temp2005','Blad1','A1:A8760');

N=length(t);

%Förluster från lodrät yta

Lc=3.68;
As=34.7;

for i=1:N,

    if t(i,1)<20

        tm=mean([20,t(i,1)]);

        Beta=1/(tm+273);

        Pr=-0.000001*tm^2-0.000249*tm+0.73624;

        v=0.000000087*tm+0.000013399;

        Ra=(g*Beta*(20-t(i,1))*Lc^3*Pr)/v^2;

        Nu=(0.825+0.387*Ra^(1/6)/(1+(0.492/Pr)^(9/16))^(8/27))^2;

        k=0.000076*tm+0.023631;

        h=k*Nu/Lc;

        Ps(i,1)=h*As*(20-t(i,1));

    else

        Ps(i,1)=0;

    end

end

%Förluster från vågrät yta

Lc=0.586;
As=5.53;

for i=1:N,

    if t(i,1)<20

        tm=mean([20,t(i,1)]);

        Beta=1/(tm+273);

        Pr=-0.000001*tm^2-0.000249*tm+0.73624;

        v=0.000000087*tm+0.000013399;

```

```
Ra=(g*Beta*(20-t(i,1))*Lc^3*Pr)/v^2;

Nu=0.15*Ra^(1/3);

k=0.00076*tm+0.023631;

h=k*Nu/Lc;

Pt(i,1)=h*As*(20-t(i,1));

else

    Pt(i,1)=0;

end

end

P=Ps+Pt;

xlswrite('Konv2005',[P,Ps,Pt]);
```

Cengel, Yunus A., (2003). *Heat transfer: a practical approach – 2nd edition*.
New York: McGraw-Hill

Bilaga 2: Tabeller för energikartläggning

Nedan presenteras tabellerade värden för figurer som använts i energikartläggningen.

Tabell 12. Årsviss lokalkraftförbrukning och nettoproduktion av el.

År	Lokalkraftförbrukning [MWh]	Nettoproduktion [MWh]
2002	1036,9	152485,3
2003	1106,6	104015,0
2004	1162,5	119254,5
2005	1029,9	137112,8

Tabell 13. Månadsvis lokalkraftförbrukning för åren 2002-2005.

Månad	Lokalkraftförbrukning [MWh]			
	2002	2003	2004	2005
Jan	118,3	156,8	157,1	106,8
Feb	111,7	114,2	114,5	109,5
Mar	120,9	106,9	126,6	139,0
Apr	89,2	129,1	108,2	90,5
Maj	68,4	68,3	76,9	101,9
Jun	44,5	60,7	62,2	47,1
Jul	27,0	45,7	47,9	32,0
Aug	26,5	49,4	58,5	36,3
Sep	75,4	49,3	71,2	50,8
Okt	71,2	56,4	97,6	69,3
Nov	141,8	124,3	118,1	94,5
Dec	141,9	145,6	123,8	152,3

Tabell 14. Månadsvis lokalkraftförbrukning och medeltemperatur för 2004.

Månad	Lokalkraftförbrukning [MWh]	Medeltemperatur [°C]
Jan	157,1	-15,6
Feb	114,5	-9,8
Mar	126,6	-5,2
Apr	108,2	1,4
Maj	76,9	6,1
Jun	62,2	10,3
Jul	47,9	13,9
Aug	58,5	13,3
Sep	71,2	7,0
Okt	97,6	0,3
Nov	118,1	-6,9
Dec	123,8	-6,2

Tabell 15. Månadsvis lokalkraftförbrukning och medeltemperatur för 2005.

Månad	Lokalkraftförbrukning [MWh]	Medeltemperatur [°C]
Jan	106,8	-8,7
Feb	109,5	-10,8
Mar	139,0	-7,9
Apr	90,5	1,7
Maj	101,9	4,2
Jun	47,1	11,0
Jul	32,0	15,9
Aug	36,3	11,9
Sep	50,8	7,1
Okt	69,3	2,9
Nov	94,5	-3,1
Dec	152,3	-9,8

Tabell 16. Nyckeltal för anläggningen för åren 2002-2005.

År	Relativ lokalkraft [kWh/kWh]	Lokalkraft per ytenhet [kWh/m²]
2002	0,006800048	450,8291
2003	0,010639121	481,1426
2004	0,009748078	505,4357
2005	0,007511388	447,7857

Bilaga 3: Tabeller för värmeåtervinning

Tabell för värmeåtervinning vid olika verkningsgrader.

Tabell 17. Värmeenergi som kan återvinnas från transformator vid olika systemverkningsgrader.

Systemverkningsgrad	Återvunnen värmeenergi [MWh]
0	0
0,1	59,2
0,2	113,6
0,3	164,4
0,4	208,6
0,5	244,7
0,6	272,8
0,7	296,1
0,8	315,1
0,9	330,8
1	344,5

Bilaga 4: Tabeller för den ekonomiska analysen

Tabeller för de beräknade livscykelkostnaderna i den ekonomiska analysen.

Tabell 18. Livscykelkostnader för de två alternativen.

	El-batteri	Värmeåtervinning
Investeringskostnad:	0	500000
LCC - energi:	5099068	2106137
LCC - drift & underhåll:	0	148775
LCC - Totalt:	5099068	2754912

Tabell 19. Ackumulerade nuvärdeskostnader under den ekonomiska livslängden.

År	LCC [kr]	
	El-batteri	Värmeåtervinning
1	232233	605631
2	466721	711911
3	703485	818856
4	942548	926484
5	1183932	1034812
6	1427659	1143857
7	1673753	1253636
8	1922236	1364164
9	2173132	1475459
10	2426463	1587537
11	2682254	1700414
12	2940528	1814106
13	3201310	1928630
14	3464624	2044001
15	3730494	2160236
16	3998945	2277349
17	4270003	2395358
18	4543692	2514278
19	4820039	2634124
20	5099068	2754912

Tabell 20. Livscykelkostnader vid olika elpriser.

Energipris [kr/kWh]	LCC [kr]	
	El-batteri	Värmeåtervinning
0,10	1019814	1047832
0,20	2039627	1446890
0,30	3059441	1845947
0,40	4079255	2245005
0,50	5099068	2644062
0,60	6118882	3043120
0,70	7138696	3442177

Tabell 21 Livscykelkostnader vid olika kalkylräntor.

Kalkylränta [%]	LCC [kr]	
	El-batteri	Värmeåtervinning
1,0	7122916	3487228
2,0	6344564	3163111
3,0	5675774	2884469
4,0	5099068	2644062
5,0	4600000	2435903
6,0	4166594	2255029
7,0	3788897	2097311