

## SISÄLLYSLUETTELO

ALKUSANAT	I
TIIVISTELMÄ	II
ABSTRACT	III
SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO	IV
SISÄLLYSLUETTELO.....	1
1. JOHDANTO.....	5
2. ENERGIANSÄÄSTÖSOPIMUKSET.....	6
2.1 Energia-analyysin sisältö Etelä-Savon Energialla .....	7
3. VOIMALAITOS.....	8
3.1 Pursialan lämmitysvoimalaitos .....	9
3.1.1 Laitoksen rakenne ja prosessilaitteet.....	9
3.1.2 Omakäyttösähkö.....	10
3.1.3 Omakäyttölämpö .....	14
3.1.4 Jäähdytettävät kohteet.....	15
3.2 Pursialan turvelämpökeskus .....	17
3.2.1 Leijukattila .....	17
3.2.2 Arinakattila.....	18
3.2.3 Öljykattila.....	19
3.2.4 Lämpökeskuksen omakäytöt.....	19
3.3 Voimalaitoksen häviöt.....	20

4.	KAUKOLÄMPÖ .....	21
4.1	Siirtoverkko .....	21
4.1.1	Siirtoverkon lämpöhäviöt.....	22
4.2	Lämpökeskukset.....	27
4.2.1	Siekkilän lämpökeskus .....	28
4.2.2	Oravinmäen lämpökeskus .....	30
4.2.3	Kyyhkylän lämpökeskus.....	32
4.2.4	Metsäkoulun lämpökeskus.....	33
4.3	Kaukolämpöveden pumppaus.....	34
4.3.1	Voimalaitoksen kaukolämpöpumput.....	35
4.3.2	Lämpökeskuksien kaukolämpöpumput .....	36
4.3.4	Välipumppaamot .....	37
5.	SÄHKÖN SIIRTO JA JAKELU.....	38
5.1	Tyhjäkäyntihäviöt .....	38
5.1.1	Muuntajat .....	38
5.1.2	Johdot.....	39
5.2	Kuormitushäviöt.....	41
5.2.1	Muuntajat .....	41
5.3.2	Johdot.....	42
5.3	Loisteho .....	43
5.3.1	Loistehon vaikutus kuormitushäviöihin.....	43
5.3.2	Loistehon kompensointi.....	44
6.	VOIMALAITOKSEN ENERGIA-ANALYYSI .....	45
6.1	Energian kulutus ja kustannukset.....	45
6.1.1	Energiataseet .....	46
6.2	HÄVIÖT .....	47
6.2.1	Apujäähdytinhäviö.....	47
6.2.2	Savukaasuhäviöt.....	48

6.2.3 Säteily ja johtumishäviöt.....	52
6.3 Voimalaitoksen omakäyttöenergian kulutus.....	53
6.3.1 Omakäyttösähkö.....	53
6.3.2 Omakäyttölämpö.....	58
6.4 Lämpökeskuksen omakäyttöenergian kulutus.....	61
6.4.1 Omakäyttösähkö.....	61
6.4.2 Omakäyttölämpö.....	63
6.4.3 Kattiloiden läpivirtaushäviöt.....	66
6.5 Veden kulutus.....	66
6.5.1 Voimalaitoksen veden kulutus.....	67
6.5.2 Lämpökeskuksen veden kulutus.....	69
6.5.3 Kaukolämpöverkon veden kulutus.....	71
7. KAUKOLÄMMÖN ENERGIA-ANALYYSI.....	74
7.1 Siirtoverkko.....	75
7.1.1 Kirkkopuiston putkiosuus.....	75
7.1.2 Nuijamiestenkadun putkiosuus.....	78
7.2 Lämpökeskukset.....	79
7.3.1 Siekkilän lämpökeskus.....	80
7.3.2 Oravinmäen lämpökeskus.....	87
7.3.3 Kyyhkylän lämpökeskus.....	90
7.3.4 Metsäkoulun lämpökeskus.....	96
7.3 Kaukolämpöveden pumppaus.....	97
8. SÄHKÖN SIIRRON JA JAKELUN ENERGIA-ANALYYSI.....	99
8.1 Verkon rakenne.....	99
8.1.1 Suurjänniteverkko 110 kV.....	99
8.1.2 Keskijänniteverkko 20 kV.....	100
8.1.3 Pienjänniteverkko 400 V.....	100
8.2 Häviöiden määrä.....	100

8.2.1 Suurjänniteverkko 110 kV .....	101
8.2.1 Keskijänniteverkko 20 kV .....	101
8.2.2 Pienjänniteverkko 400 V.....	101
8.3 Häviöiden pienentäminen .....	101
8.4.1 Muuntajat .....	101
8.4.2 Johdot.....	102
8.4 Loistehon kompensointi .....	102
8.4.1 Loistehon kompensointi.....	102
8.4.2 Loistehon määrä .....	103
8.4.3 Loistehon kompensoinnin tarve .....	104
9. YHTEENVETO.....	105
LÄHDELUETTELO.....	109
LIITELUETTELO .....	112

## 1. JOHDANTO

Energiansäästösopimus on sopimus energian käytön tehostamisesta ja se voidaan tehdä voimalaitos-, kaukolämpö- sekä sähkön siirto ja jakelualalle. Tämän työn tarkoituksena on tehdä energiansäästösopimuksen edellyttämät energia-analyysit edellä mainituille kolmelle alalle. Suoritettavien energia-analyysien perustella tehdään myöhemmin alakohtaiset energiansäästösuunnitelmat, joissa käydään läpi toteutettavat energiansäästötoimenpiteet.

Energia-analyysin tarkoituksena on energiankäytön nykytilanteen katselmointi ja energiansäästökohteiden etsiminen. Löydetyille säästökohteille lasketaan säästötoimenpiteiden aiheuttamat investointikustannukset, saavutettava energiansäästö ja suora takaisinmaksuaika.

Voimalaitosalan analysointi sisältää Pursialan lämmitysvoimalaitoksen ja turvelämpökeskuksen katselmoinnin. Kohteista analysoidaan energiankäytön nykytilanne selvittämällä kokonaiskulutukset ja –kustannukset. Eri kulutuskohteiden nykytaso tarkistetaan ja etsitään keinoja kulutuksien pienentämiseen. Erityisesti työssä paneudutaan omakäyttöenergioiden minimoimiseen.

Kaukolämpöalan puolelta energiansäästöjä etsitään kaukolämpöverkon, lämpökeskusten ja välipumppaamoiden osalta. Kaukolämpöverkon osalta keskitytään vanhojen huonoimmin eritettyjen kaukolämpöputkien lisäeristyksen kannattavuuden tutkimiseen. Välipumppaamoiden osalta tutkitaan pumppujen hyötysuhteita ja pumppausenergian säästömahdollisuutta ajotapamuutoksilla. Lämpökeskusten osalta selvitetään nykyiset energiankulutukset ja –kustannukset sekä ominaiskulutukset. Kiinteiltä lämpökeskuksilta pyritään minimoimaan lähinnä seisonta-ajan kulutukset, koska lämpökeskusten vuotuiset käyttöajat ovat lyhyet. Jatkuvassa käytössä olevien lämpökeskusten osalta etsitään keinoja hyötysuhteiden parantamiseen.

Sähkön siirto- ja jakelualalta selvitetään siirtohäviöt 110 kV:n siirtoverkossa ja 110/20 kV:n muuntajissa sekä jakeluhäviöt jakeluverkostossa ja nimellisjännitteeltään alle 110 kV:n muuntajissa. Muuntajien osalta pyritään selvittämään pieni häviöisten muuntajien hankkimisen kannattavuutta lähinnä muuntajien uusimisen yhteydessä. Verkoston osalta selvitetään suuret häviötehot omaavien johto-osuuksien uusimisen kannattavuutta. Verkoston osalta tutkitaan myös verkoston loistehon taso ja loistehon kompensoinnin määrää verkostossa, jotta saadaan selville mahdollinen lisäkompensoinnin tarve.

## **2. ENERGIANSÄÄSTÖSOPIMUKSET**

Tämä työ liittyy valtakunnallisiin energiansäästösopimuksiin, joita ovat allekirjoittaneet kauppa- ja teollisuusministeriön kanssa voimalaitosalan puolesta Energia-alan keskusliitto ry Finenergy, kaukolämpöalan puolesta Suomen Kaukolämpö Sky Oy sekä sähkön siirto- ja jakelualan puolesta Sähköenergialiitto Sener.

Voimalaitosalan sopimukseen liittyvä yritys sitoutuu energiankäytön tehostamiseen sähkön erillistuotannossa sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannossa. Pyrkimyksenä on sähkön ja lämmön tuottaminen entistä pienemmin panoksin. Kaukolämpöalan sopimuksessa pyritään energiankäytön tehostamiseen ja kulutuksen alentamiseen kaukolämmön tuotannossa, jakelussa, loppukäytössä ja kulutuksessa. Tehostamistoimiin kuuluu myös tehon käytön optimoiminen. Sähkön siirto- ja jakelualan sopimuksessa pyritään energiankäytön tehostamiseen sähkön siirroissa, jakelussa ja loppukäytössä. Tavoitteena on ominaiskulutuksien alentaminen sekä olemassa olevan kapasiteetin tehokkaampi hyväksikäyttö.

Näihin eri alojen sopimuksiin liittyvät yksittäiset yritykset sitoutuvat energia-analyysin pohjalta tehtävän yrityskohtaisen energiasäästösuunnitelman

laatimiseen ja energiankäytön tehokkuutta edistävien toimien toteuttamiseen säästö-suunnitelman mukaisesti. Nämä vapaaehtoiset sopimukset ovat yleensä voimassa vuoteen 2005 saakka.

Valtakunnallinen tavoite on säästää 10...15% energian kokonaiskulutuksesta vuoteen 2005 mennessä. Seuranta varten säästösopimukseen liittynyt yhtiö on velvollinen antamaan vuosittain tiedot Finenergylle, Senerille tai Sky:lle polttoaineiden käytöstä, energiankulutuksesta ja energiantuotannosta sekä tehdyistä toimenpiteistä ja niillä saavutetuista energiasäästöistä. Vuoden 1999 loppuun mennessä sopimusten kattavuus oli 75% sähkön tuotannosta, 51% myydyistä kaukolämmöstä ja 58% sähkön jakelusta /1/.

## **2.1 Energia-analyysin sisältö Etelä-Savon Energialla**

Etelä-Savon Energia Oy, myöhemmin ESE, on liittynyt voimalaitos-, kaukolämpö-, sekä sähkön siirto ja jakelualan energiansäästösopimukseen. Sopimuksien mukaisesti tulee ESE:n katselmoida nykyinen energiankäyttönsä ja ESE:n suuruisen yhtiön tapauksessa se tarkoittaa energia-analyysin suorittamista. Tämä diplomityö liittyykin ESE:llä suoritettavaan energia-analyysiin, jossa kartoitetaan nykyisen energiankäytön taso ja etsitään energiansäästökohteita sopimusalojen toiminnoista.

Energia-analyysissä on tarkoitus kartoittaa yhtiön energiakäytön nykytilanne ja etsiä mahdollisia säästökohteita. Löydetuille säästökohteille lasketaan muutoksiin tarvittavat investointikustannukset ja niiden sekä saavutettavien säästöjen avulla määritetään suorat takaisinmaksuajat. Tarkoituksena on löytää säästökohteita, joiden suora takaisinmaksuaika on alle 10 vuotta.

Voimalaitosalan analyysiin kuuluvat Pursialan voimalaitosalueella sijaitsevat Pursialan lämmitysvoimalaitos ja turvelämpökeskus. Analyysissä selvitetään Pursialan voimalaitoksen polttoaineen käytön, omakäyttösähkön ja omakäyttö-

lämmön määrät sekä raakaveden kulutus. Prosessia pyritään parantamaan etsimällä toimintaa tehostavia säästökohteita ja pyrkimällä minimoimaan omakäyttö-energioiden määrät.

Kaukolämpöalan osalta tutkitaan energian hankinnan ja kaukolämmön tuotannon nykytilanne. Analyysin aikana katselmoidaan lähemmin kolme kiinteää lämpökeskusta ja yksi siirrettävä lämpökeskus. Lämmön siirtoverkon Kaukolämmön pumppaukseen osalta tutkitaan kulutettua energian määrää ja energiansäästömahdollisuuksia. Siirtoverkon osalta tutkitaan mahdollisuutta lämpöhäviöiden pienentämiseen parantamalla huonoiden eristettyjen putkien eristystä.

Sähkön siirto- ja jakelualan osalta tutkitaan verkon rakennetta ja verkostohäviöiden määrää. Häviöiden osalta tutkitaan vanhojen muuntajien ja johtosuukien uusimisen mielekkyyttä. Myös verkon loistehon taso ja kompensoinnin tarve selvitetään. Muita verkon käyttöön liittyviä muutoksia ei tutkita, sillä verkon simuloimiseen tarkoitettu suunnitteluohjelma ei ollut täysin valmis analyysin aikana.

### **3. VOIMALAITOS**

ESE:llä on yksi lämmitysvoimalaitos, jossa tuotetaan sähköä yhteistuotannossa kaukolämmön kanssa. Lisäksi voimalaitosalueella on turvelämpökeskus, jossa on kolme kattilaa. Voimalaitosalueella tuotetaan sähkön ja kaukolämmön lisäksi teollisuushöyryä läheisten sahojen käyttöön.

Voimalaitoksella on 84 MW:n Pyroflow-tyyppinen kierto-leijukattila, jonka kaukolämpöteho on 64 MW ja sähköteho 28 MW. Voimalaitosalueen turvelämpökeskuksella on kolme kattilaa; teholtaan 27 MW:n leijukattila, 20 MW:n arinakattila sekä 20 MW:n öljykattila.



## 3.1 Pursialan lämmitysvoimalaitos

### 3.1.1 Laitoksen rakenne ja prosessilaitteet

Pursialan voimalaitoksella on Ahlström Oy:n vuonna 1990 valmistama Pyroflow-leijukerroskattila, jolla tuotetaan sähköä ja kaukolämpöä sekä höyryä läheisien sahojen tarpeisiin. Kattilan terminen teho on 84 MW ja tuotettavan höyryn arvot ovat; massavirta 33 kg/s, paine 11,5 MPa sekä lämpötila 535 °C. Kattilan hyötysuhteeksi on suunniteltu 91% ja kattila on alunperin suunniteltu turvekäyttöiseksi.

Voimalaitoksella on ABB Neuernberg GmbH:n valmistama vastapaineturbiini, jonka kierrosluku on 7250 r/min. Tehoja turbiinin turporyhmästä saadaan sähkönä noin 31 MW ja lämpönä noin 60 MW. Generaattorin valmistaja on AEG ja sen nimellinen näennäisteho on 36 100 kVA nimellisen pätötehon ollessa 32,4 MW. Nimellisjännite on 10,5 kV ja nimellisvirta on 1 985 A. Generaattorin kierrosluku on 1500 r/min ja se on ilmajäähdytetty.

Voimalaitoksen kattilan rakenne selviää liitteenä 1 olevasta Pyroflow kattilan halkileikkauksesta. Kattilaan syötetään polttoainetta, josta polttoaine nousee kattilassa kiertävän hiekan kanssa kattilan yläosaan ja sieltä kattilan vieressä olevaan sykloniin. Syklonissa hiekka sekä palamattomat polttoainehiukkaset painuvat pohjalle ja ne johdetaan uudelleen kattilaan. Savukaasu erotetaan syklonin keskeltä savukaasukanavaan, jossa se luovuttaa lämpöä lämmön siirtopinnoilla ja poistuu sähkösuodattimessa tapahtuvan puhdistukseen jälkeen savupiipusta pois.

Voimalaitoksella tuotetaan sähköä vastapaine turbiinilla ja turbiinissa paisunut höyry johdetaan kaukolämmön vaihtimille, jossa höyryn sisältämä lämpö ajetaan kaukolämpöverkkoon. Voimalaitoksen prosessi selviää liitteenä 2 olevasta voimalaitoksen prosessikaaviosta. Mikäli kaukolämpöverkossa ei ole tarpeeksi kuormaa

täyden sähkötehon saavuttamiseen, käytetään kaukolämpöverkon rinnalla tai sen kanssa sarjassa apujäähdytintä. Mikäli kaukolämpöverkon vaatima teho on taas suurempi, kuin täydellä sähköteholla pystytään tuottamaan, niin tarvittava lisälämpö tuotetaan lämpökeskuksilla. Pienet lyhytaikaiset huiput ajetaan kaukolämpöverkon varrella olevilla raskasöljykäyttöisillä lämpökeskuksilla ja suuremmat huiput ajetaan voimalaitosalueen turvelämpökeskuksella. Turvelämpökeskusta ajetaan suuremman kaukolämpökuorman aikana talvella voimalaitoksen kanssa sarjassa.

### 3.1.2 Omakäyttösähkö

Voimalaitos on päällä suurimman osan vuodesta ja pysähtyy vain kesäseisokin ajaksi, mikäli ongelmia ei esiinny. Siksi voimalaitoksen omakäyttöenergian käyttö on lähinnä käyntiajan kulutusta. Seisonta-aikaista kulutusta voimalaitoksella juuri ei ole kesäseisokkia lukuun ottamatta.

Sähkön kulutuksessa omakäyttösähköksi luetaan kaikki muu laitoksen sähkön kulutus, paitsi kaukolämpöpumppujen käyttämä sähköenergia. Voimalaitoksella on laitoksen koko sähkön määrää mittaavan energiamittarin lisäksi omat energiamittarit kaukolämpöpumpuille sekä alle 6,0 kV järjestelmiä syöttävässä muuntajassa. Näin ollen voidaan voimalaitoksen omakäyttösähkön määrä määrittää vähentämällä koko sähkön kulutuksesta kaukolämmön pumppaukseen menneet energiamäärä.

Mikäli kohteen sähköenergian määrää ei tiedetä, voidaan energiamäärä laskea kohteen hetkittäisen tehon avulla. Teho yksittäiselle moottorille voidaan helposti laskea kaavalla  $1/2$ ,

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos \varphi \quad (1)$$

missä P = Teho [W]  
 I = Vaihdevirta [A]  
 U = Jännite [U]  
 $\cos \varphi$  = Tehokerroin [-].

Kun tiedetään moottorin tehokerroin  $\cos \varphi$ , voidaan teho laskea mittaamalla moottorin yhden vaiheen ottama virta sekä moottoria syöttävän järjestelmän jännite.

Voimalaitoksen moottoreiden ottamaan tehoon vaikuttaa paljon käytetty säätötapa. Säätö voidaan toteuttaa moottorin pyörimisnopeuden säädöllä tai toimilaitteen, kuten pumpun tai puhaltimen, virtauksen säädöllä. Moottorin pyörimisnopeutta säädetään yleensä nestekytkimellä tai taajuusmuuttajalla. Virtauksen säädössä käytetään yleisemmin kuristussäätöä ja puhaltimilla myös johtosiipi- tai lapakulmasäätöä.

Neste- eli virtauskytkimessä tehoa välittää pyörivä nesterengas, joka on yleensä öljy. Moottorin akselille kytketty pumppupyörä antaa nesterenkaalle liikeenergiaa, jonka neste edelleen luovuttaa käytettävän laitteen akselille kiinnitetylle turbiinipyörälle. Turbiinipyörän pyörimisnopeutta voidaan säätää muuttamalla pyörivää neste-määrää. Säätötapa on häviöllinen, sillä turbiini- ja pumppupyörän nopeuseroa vastaava teho muuttuu lämmöksi. Tämän vuoksi täytyy noin 15 kW suuremmilla kytkimillä öljy kierrättää lämmönvaihtimen kautta. Nestekytkin säätö on hidas ja säätöalue vaihtelee välillä 25%...100%. Nestekytkimen hyötysuhde on hyvä lähellä nimellistä pyörimisnopeutta, mutta huononee suhteellisen jyrkästi nopeuden pienetessä /3/.

Taajuusmuuttajan käyttö perustuu oikosulkumoottorin pyörimisnopeuden riippuvuuteen syöttävän verkon taajuudesta. Sääötapa on lähes häviötön, sillä verkosta otetaan vain se teho, mikä on prosessin kannalta tarpeen. Taajuusmuuttajat soveltuvat tilanteisiin, joissa tehontarve vaihtelee laajalla alueella sekä tarvitaan portaatonta, tarkkaa ja nopeaa säätöä /4/.

Kuristussäätö suoritetaan sulkemalla osittain paineputkessa oleva säätöventtiili, jolloin putkiston vastus kasvaa lisäten nostokorkeutta ja vähentäen tilavuusvirtaa. Kuristussäätö on hankintahinnaltaan edullinen, mutta säätötapana epätaloudellinen. Moottorin tehontarve pysyy koko säätöalueella korkeana ja kuristamiseen käytetty energia muuttuu lämmöksi /5/.

Johtosiipisäätöä käytetään radiaalipuhaltimissa, jolloin virtausta säädetään puhaltimen imuaukkoon asennettavalla johtosiipisäätimellä. Säädetäessä annetaan kaasulle puhaltimen siipipyörän suuntainen pyörimisliike, jolloin puhaltimen paineen tuotto pienenee. Samalla pienenee puhaltimen tehontarve. Johtosiipisäätö on huomattavasti taloudellisempi kuin kuristussäätö /5/.

Lapa- eli siipikulmasäädössä muutetaan puhaltimen siipikulmaa paremman hyötysuhdealueen saavuttamiseksi. Menetelmä soveltuu erityisesti potkuripumpuille ja aksiaalipuhaltimille. Lapakulmasäätö on energiataloudellisesti edullinen ja häviöt ovat vähäisiä. Sääötöjärjestelmä on kumminkin investoinniltaan kallis /5/.

Suurimmat sähkön kulutuskohteet voimalaitoksella ovat 6 kV:n kiskosta jännitteensä ottavat suuret moottorit, joita ovat primääri-, sekundääri- ja savukaasupuhallin sekä kaukolämpö- ja syöttövesipumput.

Voimalaitoksen **primääri-ilmapuhaltimen** on valmistanut Suomen Puhallintehtas Oy ja se on johtosiipisäätöinen radiaalipuhallin. Tärkeimmät puhaltimen suunnittelu arvot ovat taulukossa 1.

Taulukko 1. Primääri-ilmapuhaltimen suunnitteluarvoja

Muuttuja	Yksikkö	Mitoitusteho	100%-teho
Ilmamäärä	m <sup>3</sup> n/s	17,2	13,4
Lämpötila	°C	45	35
Staattinen paine	Pa	16 530	14 070
Tehontarve akselilla	kW	420	305
Moottorinteho	kW	630	-
Pyörimisnopeus	r/min	1 500	-

Primääri-ilmapuhaltimen sähkömoottorin valmistaja on ABB Strömberg ja se on kolmivaiheoikosulkumoottori, jonka teho on 630 kW. Moottorin nimellisjännite on 6000 V ja -virta 73 A. Kierrosluku on 1490 r/min ja tehokerroin  $\cos \phi$  on 0,86.

**Sekundääri-ilmapuhaltimen** on valmistanut myös Suomen Puhallintehtas Oy ja se on johtosiipisäätöinen radiaalipuhallin. Puhaltimen suunnitteluarvoja on taulukossa 2.

Taulukko 2. Sekundääri-ilmapuhaltimen suunnitteluarvoja

Muuttuja	Yksikkö	Mitoitusteho	100%-teho
Ilmamäärä	m <sup>3</sup> n/s	23,5	19,6
Lämpötila	°C	45	35
Staattinen paine	Pa	9 070	6 910
Tehontarve akselilla	kW	330	238
Moottorinteho	kW	500	-
Pyörimisnopeus	r/min	1 500	-

Sekundääri-ilmapuhaltimen moottorin valmistaja on ABB Strömberg ja se on kolmivaiheoikosulkumoottori, jonka teho on 500 kW. Moottorin nimellisjännite on 6 000 V ja -virta on 59 A. Moottorin kierrosluku on 1489 r/min ja tehokerroin  $\cos \phi$  on 0,85.

**Savukaasupuhaltimen** on valmistanut Suomen puhallintehdas Oy ja puhallin on kierroslukusäätoinen radiaalipuhallin. Taulukossa 3 on puhaltimen suunnittelu-arvoja.

Taulukko 3. Savukaasupuhaltimen suunnittelu-arvoja

Muuttuja	Yksikkö	Mitoitus	100%
Kaasumäärä	m <sup>3</sup> /s	53,6	44,6
Lämpötila	°C	145	138
Staattinen paine	Pa	7030	4871
Tehontarve akselilla	kW	769	432
Moottorinteho	kW	1000	-
Pyörimisnopeus	r/min	980	-

Savukaasupuhaltimen moottorin on valmistanut ABB Strömberg ja se on kolmi-vaiheoikosulkumoottori, jonka teho on 770 kW. Moottorin nimellisjännite jännite on 660 V ja -virta on 835 A. Moottorin kierrosluku on 995 r/min ja tehokerroin  $\cos \phi$  on 0,84.

Voimalaitoksella on kaksi **syöttövesipumppua** ja niiden valmistaja on Halberg ja tyyppi on HMGQ 08012 D. Pumput on valmistettu vuonna 1990 ja niiden tuotto on 136,1 m<sup>3</sup>/h. Syöttövesipumppujen moottorien valmistaja on AEG. Moottorit ovat teholtaan 790 kW:n oikosulkumoottorit, joiden nimellisjännite on 6 000 V, nimellisvirta 85 A, kierrosluku 2 989 r/min ja tehokerroin  $\cos \phi$  on 0,92.

### 3.1.3 Omakäyttölämpö

Omakäyttölämmön osuuteen lasketaan voimalaitoksen kaukolämmöllä lämmitettävät kohteet, joita voimalaitoksella on neljä. Näiden neljän kohteen lämmön-vaihtimien käyttämää energiaa mitataan kokonaisuudessaan, joten jakoa eri lämmön kohteiden kesken ei voida suoraan suorittaa. Omakäyttölämmönvaihtimet ovat käyttöveden-, lämmityksen-, ilmanvaihdon- ja lisäveden lämmönvaihtimet.

Käyttövetä varten on PARCA:n valmistama SA 14 mallinen 85 kW lämmönvaihdin ja lämmitykselle on PARCA:n valmistama malliltaan RF 65 oleva 65 kW lämmönvaihdin. Ilmanvaihdon lämmönvaihdin on PARCA:n valmistama ja malliltaan EP-160-GP-177 sekä teholtaan 2 115 kW. Lisäksi vesilaitoksella on lämmönvaihdin raakaveden lämmitystä varten.

Kaukolämmön lisäksi käytetään laitoksella omakäyttöhöyryä lämmityksiin. Tällä höyryllä lämmitetään läheiselle sahalle menevää kaukolämpövettä, öljykoneikkoa ja syöttövesisäiliötä. Höyryä kuluu myös turbiinin matala- ja korkeapainepään tiivistehöyryihin, höyryejektoriin ja hajotushöyryksi öljypolttimiin. Omakäyttöhöyryä käytetään myös sammutushöyryinä, mikäli laitoksen siiloissa tai kuljettimissa havaitaan tulipalo.

### 3.1.4 Jäähdytettävät kohteet

Voimalaitoksella on useita kohteita, joissa käytetään vettä jäähdytyksiin. Kohteesta riippuen on jäähdyttävänä vetenä kaukolämpö-, lisä- tai järvi- tai vesi. Useista vesijäähdytyskohteista voidaan ottaa lämpöenergiaa talteen ja siten parantaa laitoksen hyötösuhdetta.

**Kaukolämpövedellä jäähdytettäviä kohteita** ovat nestekytkimellä varustettu kaukolämpöpumppu ja kattilan jatkuvasta ulospuhalluksesta erotettava vesi sekä vuotohöyryvaihtimen jäähdyttäminen.

Kun kaukolämpöpumppu 2 on käynnissä, otetaan kaukolämmön paluuvettä kaukolämpöpumppujen painepuolelta ja se johdetaan nestekytkimen lämmönvaihtimen kautta takaisin kaukolämpöverkkoon kaukolämpöpumppujen imupuolelle. Tällöin nestekytkimen öljy jäähtyy ja saadaan lämpöenergiaa talteen.

Kattilassa on jatkuva ulospuhallus, jolla poistetaan kattilaan saostuneita haihtumattomia epäpuhtauksia. Kattilasta poistettava ulospuhallushöyry menee ulospuhallussäiliöön, jonka yläosasta johdetaan puhdasta kylläistä höyryä

syöttövesisäiliöön, jolloin saadaan talteen kattilavettä sekä siihen sitoutunut lämpö. Ulospuhallussäiliön pohjasta lasketaan pois kyllästä vettä, jossa on mukana kattilasta poistetut epäpuhtaudet ja tämä poistettava vesi johdetaan viemäriin. Tähän poistuvan veden haaraan on lisätty kaukolämpövaihdin, jolla otetaan poistuvasta vedestä lämpöenergiaa talteen.

Edellisten lisäksi kaukolämmöllä jäähdytetään vuotohöyryjäähdytin, jolloin kaukolämmön paluuvettä otetaan ennen kaukolämmönvaihtimia ja se johdetaan vuotohöyryjäähdyttimen läpi ja palautetaan kaukolämpökiertoon kaukolämmönvaihtimien jälkeen. Näin saadaan vuotohöyryistä lämpöenergia talteen.

Voimalaitoksen **lisävedellä jäähdytetään kohteita**, jossa tarvitaan alhaisempaa lämpötilaa ja puhdasta jäähdytysvettä. Lisävettä käytetään syöttövesipumppujen tiivisteiden jäähdytys- ja tiivistevetenä sekä näytteenottojäähdyttimissä.

Syöttövesipumpuille menee oma linjansa, jossa lisävesi jäähdyttää syöttövesipumppujen poksit ja toimii tiivistevetenä. Tämän jälkeen lisävesi palautetaan lisävesisäiliöön. Toinen linja menee näytteenottojäähdyttimille, jossa lisävesi jäähdyttää laitoksen höyry- ja vesinäytteet tarvittavaan +20°C lämpötilaan. Tämän jälkeen kuumentunut lisävesi johdetaan järvi-vesijäähdyttimeen. Järvi-vesijäähdyttimeen tulee myös laudelinjasta vettä, joka kulkee tuorehöyryn esijäähdyttimen kautta jäähdyttäen tuorehöyryä ennen varsinaista näytteenottojäähdytintä. Järvi-vesijäähdyttimeltä puhtaat vedet palautetaan lisävesisäiliöön ja jäähdyttävä järvi-vesi menee kanaalia pitkin takaisin järveen. Järvi-vesijäähdytintä joudutaan käyttämään erityisesti kesällä, jolloin lisävesisäiliön lämpötila pyrkii nousemaan liian korkeaksi näytteenottimien jäähdytystä varten.

Suurin voimalaitoksen **järvi-vesijäähdytteinen kohde** on kaukolämpöverkossa sijaitseva apujäähdytin. Sillä voidaan tehdä lisää kaukolämpökuormaa jäähdyttämällä kaukolämpöverkon vettä. Apujäähdyttimen lisäksi muita järvi-vesijäähdytteisiä kohteita ovat näytteenottojäähdyttimiltä palaava lisävesi,



syöttövesipumppujen voiteluöljy, generaattorin jäähdytysilma, pohjatuhkaruuvit, kaksi vesitys-tukkia ja turbiinin voiteluöljy. Lisäksi järvivesi toimii tuhkan märkäpurkauksen kostutusvetenä.

## 3.2 Pursialan turvelämpökeskus

Lämpökeskuksilla kaukolämpövedä voidaan lämmittää joko suoralla tai epäsuoralla kytkennällä. Suorassa kytkennässä kaukolämpövesi kiertää lämpökeskuksen kattilassa vastaanottaen kattilasta vapautuvan lämpöenergian. Epäsuorassa kytkennässä kaukolämpövesi lämmitetään lämmönvaihtimen välityksellä, jolloin lämmönvaihtimen ja kattilan välillä on oma vesikiertonsa.

Lämpökeskuskattilat voidaan jakaa myös käyttölämpötilan mukaan lämmin- ja kuumavesikattiloiksi. Lämminvesikattiloiden lämpötila on alle 120°C, jolloin paineastiamääräykset eivät aseta erityisiä vaatimuksia. Pienet lämminvesikattilat ovat yleensä öljy tai maakaasukäyttöisiä tulitorvi-tuliputkikattiloita. Kuumavesikattiloiden käyttölämpötila on normaalisti alle 180°C, jolloin ne ovat paineastiamääräysten mukaan rakennettuja ja yleensä vesiputkikattiloita /6/.

### 3.2.1 Leijukattila

Lämpökeskuksen leijukattila oli alunperin höyrylieriöllä varustettu kuumavesikattila. Vuonna 1990 rakennettiin lämmitysvoimalaitos, jolloin lämpökeskuksen leijukattila muutettiin höyrykattilaksi. Nykyään turvelämpökeskuksen leijukattila on turveteholtaan 27 MW ja haketeholtaan 20 MW oleva höyrykattila, josta saadaan höyryä 8 kg/s lämpötilan ollessa 180°C ja paineen 16 bar. Kattilan on valmistanut alunperin Witermo vuonna 1983 ja kattilan hyötysuhteeksi on suunniteltu 89,2%. Kattila on kytketty kaukolämpöverkkoon epäsuorasti lämmönvaihtimen välityksellä.

Leijukattila muutettiin höyrykattilaksi, jotta kattilalta voidaan ohjata höyryä käytön aikana voimalaitoskattilan omakäyttöhöyrytukkiin. Tällä tavalla voidaan voimalaitoksella sulkea yksi turbiinin väliotto ja saadaan aikaan enemmän sähkötehoa. Koska leijukattilalta johdetaan höyryä voimalaitokselle, valmistetaan leijukattilan tarvitsema lisävesi voimalaitoksella, josta se pumpataan lämpökeskuksen syöttövesisäiliöön. Tästä syöttövesisäiliöstä johdetaan lisävesi sekä lämpökeskuksen leiju- että arinakattilaan.

Leijukattilaa käytetään lähinnä talvella, jolloin voimalaitoksen tuottama kaukolämpöteho ei yksin riitä. Myös kesäaikana leijukattilaa käytetään voimalaitoksen revision aikana sekä voimalaitoksen häiriötilanteissa. Koska kattila on päällä suurimman osan talvesta, ei kattilaan ole rakennettu seisonta-aikaista lämmitystä. Kattila lämpiää seisonta-aikana siten, että vettä kierrätetään kattilasta kaukolämmönvaihtimien kautta takaisin kattilaan, jolloin kaukolämpöverkosta siirtyy lämpöä kattilaveteen, joka lämmittää taas kattilaa. Tämä on epävarma tapa huolehtia kattilan lämpimänä pidosta, sillä kattilan savupuolen pintojen lämpötila laskee helposti alle kastepisteen ja aiheuttaa korroosiota.

### 3.2.2 Arinakattila

Arinakattila on höyrylieriöllä varustettu luonnonkiertoinen kuumavesikattila, jonka suurin jatkuva teho turvekäytössä on 20 MW ja hakekäytössä 15 MW. Tuotetun veden paine on 16 bar ja lämpötila 180°C. Kattilan on valmistanut Witermo, Rauma-Repola Oy ja se on rakennettu vuonna 1980. Kattilan hyötysuhteeksi on suunniteltu turvekäytössä täydellä kuormalla 85,5% ja puolella kuormalla 87%. Arinakattila on kytketty leijukattilan tapaan epäsuorasti kaukolämpöverkkoon.

Arinakattilan käyttö on nykyään harvinaista ja se seisookin suurimman osan vuodesta. Arinakattilan lämmitys seisonta-aikana hoidetaan kattilan arinan sisään asennettujen jäähdytysputkien avulla. Kattilan käydessä arinan läpi pumpataan kaukolämmön paluuvettä, joka jäähdyttää arinaa. Kattilan seisonta-aikana vesi kiertää toiseen suuntaan, eli kaukolämpöverkon menopuolelta virtaa vettä paluupuolelle. Virtaus on säädetty kuristusventtiilillä ja kattilan käyttämää lämpöenergiaa ei mitata.

### 3.2.3 Öljykattila

Lämpökeskuksen öljykattila on kytketty suoralla kytkennällä kaukolämpöverkkoon. Kattilan teho on 20 MW ja suunnittelupaine 16 bar veden lämpötilan ollessa 180°C. Kattila valmistettu vuonna 1980 ja sen on valmistanut Witermo. Kattila on yhdistetty vesiputki-tuliputkikattila, jonka ylipainetulipesä on mitoitettu raskaan polttoöljyn polttoa varten. Vesitila on pakkokiertoineen ja virtaus tapahtuu savukaasuihin nähden vastavirtaan.

Öljykattilan käyttö on ollut turvelämpökeskuksen kattiloista vähäisintä viime vuosina ja kattila onkin lähinnä varalla ongelmatapauksia varten. Kattilassa ei ole ollenkaan seisonta-aikaista lämmitystä, vaan kattila pysyy lämpimänä vuotavien kaukolämpöpiirin sulkuventtiilien ansiosta.

### 3.2.4 Lämpökeskuksen omakäytöt

Lämpökeskuksella on sähkömittarit, jotka mittaavat koko lämpökeskuksen sähkön kulutusta. Lämpökeskuksen kaukolämpöpumpuissa ei ole omia sähkömittareita ja osa voimalaitoksen sähkön kulutuksesta mitataan lämpökeskuksen mittareilla, sillä polttoaineen kuljettimet kulkevat lämpökeskuksen sisällä. Näin ollen polttoainetta voimalaitokselle siirtävät kuljettimet pyörivät ja kuluttavat sähköä, vaikkei lämpökeskus olisikaan päällä. Siksi lämpökeskuksen tarkkaa omakäyttöenergian määrää ei tiedetä.

Lämpökeskuksella on kaksi omakäyttölämmönvaihdinta, joista toinen lämmittää taloteknisiä järjestelmiä ja toinen prosessijärjestelmiä. Taloteknisiä järjestelmiä lämmittävä lämmönvaihdin hoitaa lämpökeskuksen toimisto- ja huoltotilojen ilmastointikoneiden, patteriverkoston ja veden lämmityksen tarvitseman lämpöenergian saannin. Prosessilämmönvaihtimen kautta lämmön saa lämpökeskuksen öljykoneikko ja lämpökeskuksella olevat lämminilmakojeet. Omakäyttölämmön mittaus on vain taloteknisten järjestelmien lämmönvaihtimessa, joten lämpökeskuksella mitatut omakäyttölämmön määrät ovat huomattavasti todellisuutta pienemmät. Lämpökeskuksen lämmön mittauksen ulkopuolella ovat prosessilämmönvaihtimen ja kattiloiden käyttämät lämpömäärät, jotka tällä hetkellä menevät kaukolämpöverkon lämpöhäviöiksi.

### **3.3 Voimalaitoksen häviöt**

Suurimmat häviöenergian kohteet voimalaitoksella ovat kattilan häviöt sekä apujäähdytinhäviö. Kattilahäviöistä suurin on savukaasuhäviö ja muita ovat palamattoman polttoaineen aiheuttamat häviöt sekä säteily- ja johtumishäviöt.

Savukaasuhäviö syntyy savukaasujen poistuessa kattilasta korkeassa lämpötilassa. Savukaasuhäviöiden pienentäminen onnistuu savukaasun loppulämpötilaa laskemalla. Loppulämpötilaa ei voida kumminkaan laskea alle happokastepisteen, jos kyseessä on rikki pitoinen polttoaine tai alle vesikastepisteen rikittömällä polttoaineella. Mikäli kastepiste alittuu, on lämmönsiirtopintojen, savukaasukanavan ja savupiipun korroosiovaara ilmeinen /5/.

Palamattoman polttoaineen häviöt aiheutuvat epätäydellistä palamisesta, mikä voi johtua alhaisesta tulipesän lämpötilasta, normaalia kosteammasta polttoaineesta, palamisilman väärästä säädöstä tai polttoaineen huonosta rakenteesta. Epätäydellinen palaminen aiheuttaa hyötysuhteen laskua ja lämpöpintojen likaantumista. Epätäydellistä palamista voidaan ehkäistä oikealla tulipesän lämpötilalla ja palamisilman jaolla /5/.

Säteily- ja johtumishäviöitä syntyy lämmön säteilystä ja johtumisesta kattilan rakenteista ympäristöön. Häviöiden suuruuteen vaikuttavat kattilan pinta-ala ja eristyksen laatu. Lämpöhäviöitä voidaan pienentää parantamalla eristystä ja huolehtimalla eristyksien kunnosta. Osa kattilan säteily- ja lämpöhäviöistä saadaan talteen ottamalla kattilan palamisilma kattilahallista /5/.

Apujäähdytin häviö syntyy pienen kaukolämpökuorman aikana, jolloin suuremman sähkön tuoton mahdollistamiseksi käytetään apujäähdytintä kaukolämpö-verkon rinnalla ja lämpöä ajetaan jäähdytysveden avulla läheiseen vesistöön. Apu-jäähdyttimen käyttö on järkevää, mikäli apujäähdyttimellä tuotetun sähkön tuotto kattaa tuotantokustannukset.

## **4. KAUKOLÄMPÖ**

Etelä-Savon Energialla on kantaverkossa kaukolämpötehoa tuottamassa voimalaitoskattila ja voimalaitosalueella oleva turvelämpökeskus. Edellisten lisäksi kantaverkon alueella on viisi kiinteää lämpökeskusta, joista kahta käytetään muita enemmän. Erillisverkoissa on ESE:llä käytössä yksi kiinteä ja 24 siirrettävää lämpökeskusta.

### **4.1 Siirtoverkko**

Kaukolämpötoiminta Mikkelin alueella on alkanut jo vuonna 1956, joten ESE:n alueelta löytyy myös todella vanhaa kaukolämmön siirtoverkkoa. Kaukolämpö-verkon rakenne käy selville Mikkelin kaukolämpöverkon kartasta, joka on liitteenä 3. Siirtoverkon kartassa näkyy kaukolämpöverkon rakenteen lisäksi kaukolämpöverkossa kiinni olevien lämpökeskusten, voimalaitoksen ja välipumppaamoiden sijainti.

Kaukolämpöverkkoa on ensiksi rakennettu keskustan alueelle, jossa on paljon pieniä putkia ja vanhoja kaukolämmitteisiä kiinteistöjä. Vanhimpien kiinteistöjen laitteet eivät siedä korkeita paineita, joten keskustan alueella tulisi paineen kaukolämpöverkon menoputkessa olla alle 8,0 bar. Koska voimalaitos sijaitsee toisella laidalla kaupunkia, joudutaan keskusta läpi pumppaamaan paljon kaukolämpövertä kaukolämpöverkon luoteisosaan ja painetason katto aiheuttaa ongelmia kovan kaukolämpötehon aikaan.

Kaukolämmön siirtoverkkoa ESE:llä on tällä hetkellä 113 km, joka jakautuu eri putkipaksuuksien mukaan liitteen 4 mukaisesti.

#### 4.1.1 Siirtoverkon lämpöhäviöt

Lämpöhäviöt ovat suurissa siirtoverkoissa luokkaa 4-10% syötetystä lämmöstä, kun putkikoot ovat keskimäärin DN 150 ja pienissä verkoissa luokkaa 10-20%, kun putkikoot ovat keskimäärin DN 50. Nämä luvut sisältävät myös energiamittareiden mittaushäviöt, joita aiheuttavat huonokuntoiset energiamittarit. Vanhat energiamittarit voivat lakata toimimasta pienillä virtauksilla ja suurilla virtauksilla ne näyttävät pienempää arvoa kuin pitäisi. Nykyään yleisissä magneettisissa virtausmittarissa mittarin likaantuminen aiheuttaa virtauksen mittaukseen tulosta pienentävää virhettä /6/.

Kaukolämpöputkesta lämpöä siirtyy johtumalla maaperään ja siitä edelleen ulkoilmaan. Johtuminen on suoraan verrannollinen lämpötilaeroon, eli mitä suurempi lämpötilaero maaperän ja kaukolämpöputkessa virtaavan veden välillä on, sitä suuremmat ovat johtumisesta aiheutuvat lämpöhäviöt. Lämpöhäviöihin voidaan vaikuttaa verkon huolellisella ajolla useita prosenttiyksikköjä /6/.

Suurimmat lämpöhäviöt ovat vanhemmissa lämpöjohdoissa, joiden eristyspaksuudet ovat olleet nykyisiä huomattavasti ohuempia. Vanhimmat lämpöjohtojen kanavatyyppit ovat puoli- ja kokoelementtikanaavat ja eristysaineen

niissä on käytetty polyuretaani-, lasivilla- ja mineraalivillakourua. Näiden kanavien lämpö-häviöitä voidaan laskea redusoimalla kanava pyöreäksi putkeksi. Ensin lasketaan kanavan lämmönsiirtovastus redusoimalla kanava pyöreäksi betoniputkeksi. Kanavan redusoitu halkaisija  $d_r$  saadaan kaavalla 2 /7/,

$$d_r = \sqrt{\frac{4ab}{\pi}} \quad (2)$$

jossa a = elementin korkeus [m]  
b = elementin leveys [m].

Olettamalla betonisen kanavan ja maan lämmönjohtavuus yhtä suureksi, voidaan lämpövastus elementin sisäpinnalta maanpinnalle  $R_b$  laskea yhtälöllä 3 /7/,

$$R_b = \frac{1}{2\pi\lambda_{b,m}} \ln \left[ \frac{h_{red}}{d_r} + \sqrt{\left(\frac{h_{red}}{d_r}\right)^2 - 1} \right], \quad (3)$$

$$h_{red} = h + \frac{\lambda_m}{\alpha}$$

missä  $\lambda_{m,b}$  = betonin ja maan lämmönjohtavuus [W/mK]  
 $\lambda_m$  = maan lämmönjohtavuus [W/mK]  
 $\alpha$  = lämmönsiirtymiskerroin maanpinnasta ilmaan [W/m<sup>2</sup>K].  
 $h_{red}$  = redusoitu asennussyvyys [m]  
 $h$  = asennussyvyys putken alareunasta [m]

Maan lämmönjohtavuuden arvo vaihtelee välillä 0,5...3,5 W/mK maaperän laadun ja kosteuden mukaan. Laskuissa voidaan käyttää arvoa 1,7 W/mK, joka on sama kuin betonin lämmönjohtavuuden arvo /8/.

Lämmönsiirtymiskerroin maanpinnasta ilmaan  $\alpha$  voidaan laskea kaavalla 4 /6/,

$$\alpha = 4 + 2,4w \quad (4)$$

jossa  $w$  = keskimääräinen tuulenoisuus Mikkelissä [m/s].

Keskimääräisenä tuulenoisuutena Mikkelissä pidetään 3,5 m/s. Eristeen pinnan ja betonielementin välisen ilmavälin lämpövastus  $R_i$  saadaan kaavasta 5, olettamalla kanavan tuuletusilman nopeuden olevan noin 0,4 m/s /7/,

$$R_i = \frac{1}{\pi(d_{um} + d_{up})(5,7\varepsilon + 3,8)} \quad (5)$$

missä  $\varepsilon$  = suojakuoren tai eristeen pinnan emissiivisyys.

Polyuretaani- tai mineraalivillakourun pinnan emissiivisyytenä voidaan pitää 0,8. Menoputken eristeen lämpövastus  $R_m$  lasketaan kaavalla 6 /7/,

$$R_m = \frac{1}{2\pi\lambda_L} \ln \frac{d_{um}}{d_{sm}} \quad (6)$$

missä  $d_{um}$  = menoputken eristeen ulkohalkaisija [m]

$d_{sm}$  = menoputken eristeen sisähalkaisija [m]

$\lambda_L$  = eristeen lämmönjohtavuus [ W/mK ].

Vastaavasti saadaan paluuputkelle kaava 7 /7/,

$$R_p = \frac{1}{2\pi\lambda_L} \ln \frac{d_{up}}{d_{sp}} \quad (7)$$



missä  $d_{up}$  = paluuputken eristeen ulkohalkaisija [m]  
 $d_{sp}$  = paluuputken eristeen sisähalkaisija [m]  
 $\lambda_L$  = eristeen lämmönjohtavuus [ W/mK ].

Eristeen lämmönjohtavuus riippuu lämpötilasta, kosteudesta, tilavuuspainosta ja iästä kaavan 8 mukaisesti /8/,

$$\lambda_L = \lambda_{60} + \lambda_{ikä} + \lambda_{kost} + \lambda_{konv} \quad (8)$$

jossa  $\lambda_{60}$  = eristeen keskimääräinen lämmönjohtavuus 60°C lämpötilassa [W/mK]  
 $\lambda_{ikä}$  = eristeen käyttöä aiheuttama lämmönjohtavuuden muuttuminen [W/mK]  
 $\lambda_{kost}$  = kosteuden aiheuttama muutos [W/mK]  
 $\lambda_{konv}$  = eristyksen raoissa, saumoissa ja onteloissa esiintyvien konvektiovirtausten aiheuttama lisäys [W/mK]

Eristeen lämmönjohtavuuden arvona voidaan pitää polyuretaanieristekourulle 0,0416 W/mK ja mineraalivillaeristekourulle 0,0463 W/mK /8/. Vanhan kanavan eristeen lämmönjohtavuuden arvot voidaan kaksinkertaistaa eristeen palamisen ja kupruilemisen vuoksi /9/. Toki on otettava huomioon se, että kanavan, jonka eristeet ovat reilusti kupruilleet ja siten irti virtausputken pinnalta, lämmönjohtavuuden arvo voi olla moninkertainen esitettyihin arvoihin verrattuna.

Lämpöhäviöteho  $\Phi'$  pituusyksikköä kohden voidaan sitten laskea yhtälöllä 9 /7/,

$$\Phi' = \Phi'_m + \Phi'_p = \frac{1}{1 + \frac{R_u}{R_m} + \frac{R_u}{R_p}} \left[ \frac{t_m - t_u}{R_m} + \frac{t_p - t_u}{R_p} \right] \quad (9)$$

jossa  $R_u$  =  $R_i + R_b$

- $t_m$  = menoveden lämpötila [°C]  
 $t_p$  = paluueden lämpötila [°C]  
 $t_u$  = ulkoilman lämpötila [°C].

Nykyään yleisimmän virtausputken kiinnivaahdotetun yksiputkielementtikanava 2Mpuk:in lämpöhäviöteho voidaan laskea seuraavalla tavalla. Lähdetään liikkeelle yhden putken lämpövastuksesta, joka voidaan laskea pituusyksikköä kohden yhtälöstä 10 /7/,

$$R' = \frac{1}{2\pi\lambda_L} \ln \frac{D_3}{D_2} \quad (10)$$

- missä  $D_2$  = virtausputken ulkohalkaisija [m]  
 $D_3$  = suojaputken sisähalkaisija [m].

Maasta johtuva lämpövastus jaettuna pituudella  $R'_m$  saadaan yhtälöstä 11 /7/,

$$R'_m = \frac{1}{2\pi\lambda_m} \ln \left[ \frac{2h_{red}}{D_4} + \sqrt{\left(\frac{2h_{red}}{D_4}\right)^2 - 1} \right] \quad (11)$$

- jossa  $D_4$  = suojaputken ulkohalkaisija [m].

Johtojen keskinäisen vaikutuksen ja maan pinnalla tapahtuvan konvektion huomioon ottava lämpövastus jaettuna pituudella  $R'_o$  saadaan yhtälöstä 12 /7/,

$$R'_o = \frac{1}{2\pi\lambda_m} \ln \sqrt{1 + 4\left(\frac{h_{red}}{b}\right)^2} \quad (12)$$

- missä  $b$  = virtausputkien keskipisteiden välinen etäisyys [m]

Nyt voidaan laskea lämpöhäviöteho  $\Phi'$  jaettuna pituudella yhtälöstä 13 /7/,

$$\Phi' = \frac{t_m + t_p - 2t_u}{R' + R'_m + R'_o} \quad (13)$$

## 4.2 Lämpökeskukset

Etelä-Savon Energian lämpökeskuksilla tuotettiin vuonna 1999 lämpöä yhteensä noin 10 492 GWh, mikä on 3% koko kaukolämmön tuotannosta. Lämpökeskuksilla tarkoitetaan kaukolämpöpuolella kaikkia muita lämpökeskuksia paitsi voima-laitosalueella sijaitsevaa turvelämpökeskusta. Lämpökeskuksilla tuotetusta energiamäärästä 76,1% tuotettiin erillisverkossa olevilla lämpökeskuksilla ja loput kantaverkossa kiinni olevilla lämpökeskuksilla. Polttoaineina lämpökeskuksilla käytettiin raskasta polttoöljyä 732,2 tonnia, kevyttä polttoöljyä 387,5 m<sup>3</sup> sekä sähköä 213,2 MWh.

Kantaverkossa kiinni olevien lämpökeskusten käyttö on ollut vähäistä, joten niiden osalta on analyysissä keskitytty seisonta-aikaisen energiankulutuksen määrään ja sen jakautumisen selvittämiseen. Erillisverkoissa kiinni olevien lämpökeskusten osalta on analyysissä tutkittu seisonta-aikaisen energiankulutuksen lisäksi hyötysuhteen noston mahdollisuutta.

Etelä-Savon Energian lämpökeskukset on kytketty kaukolämpöverkkoon suoralla kytkennällä ja kaikki lämpökeskuskattilat ovat lisäksi vesikattiloita. Lämpökeskusten kattilat ovat kahta sähkökattilaa lukuun ottamatta joko raskas- tai kevyt-öljykäyttöisiä.

Raskasta polttoöljyä käytävillä lämpökeskuksilla energiaa kuluu seisonta-aikana lämmön osalta itse rakennuksen, kattiloiden, öljykoneikon ja öljysäiliön lämmittämiseen. Sähköä varalla ollessa kuluu kiertopumpuissa, valaistuksessa ja mahdollisissa sähkölämmityksissä /10/.

#### 4.2.1 Siekkilän lämpökeskus

Siekkilän lämpökeskus on kytketty kaukolämmön kantaverkkoon suoralla kytkennällä ja lämpökeskuksella on kolme kattilaa, joista kaksi on kaukokäytettäviä ja niiden ohjaus tapahtuu voimalaitoksen valvomosta.

**Kattilat 1 ja 2** ovat 8 MW:n tulitorvi-tuliputkikattiloita, joiden valmistaja on Ahlström Oy ja tyyppi on 3V-6,3. Kattilat ovat raskasöljykäyttöisiä lämminvesikattiloita ja kytkentätapa kaukolämpöverkkoon on suora. Kattiloiden valmistusvuodet ovat 1971 ja 1972. Kattiloissa on Petronin PP-9 raskasöljypolttimet ja poltinautomaatiikka. Kattilan suunnittelupaineena on käytetty 10 bar. Kattila 1 on tällä hetkellä kaukokäytössä ja kattila 2 on paikalliskäyttöinen.

**Kattila 3** on 25 MW lämminvesikattila, jonka valmistaja on Ahlström Oy. Kattilan tyyppi on KLS-TF35 ja valmistusvuosi on 1990. Kattila on raskasöljykäyttöinen ja kytkentätapa kaukolämpöverkkoon on vanhempien kattiloiden tapaan suora. Öljypoltin on pyöriväkuppinen Petro R25. Kattilan suunnitteluhyötysuhde on 90,0% ja suunnittelupaine 16 bar.

Lämpökeskuksella on Viitos-Metalli Oy:n vuonna 1999 valmistama öljyn esilämmityskoneikko, jossa on kaukolämpökäyttöisen esilämmönvaihtimen lisäksi öljyn sähköinen esilämmitys, jonka teho on 3x10 kW. Koneikossa on kaksi öljyn siirto-pumppua ja yksi pienempi nimellisteholtaan 0,37 kW:n seisonta-ajan kierto-pumppu.

Käyntiaikana öljykoneikon kaukolämpövaihdin lämmittää öljysäiliöstä tulevan öljyn lämpötilan noin 70°C lämpötilaan ja lopullinen polttolämpötila 90°C säädetään sähköesilämmittimen avulla. Varalla ollessa öljyä kierrätetään niin, että öljy-koneikolta öljy menee polttimille ja sieltä öljysäiliölle. Öljysäiliöllä öljy ei kumminkaan mene itse säiliöön, vaan öljy kierrätetään imupuolen haaraan juuri ennen öljysäiliötä. Näin öljy palaa takaisin öljykoneikolle käymättä öljysäiliössä, jolloin kiertävä kuuma öljy ei turhaan lämmitä öljysäiliötä. Varalla ollessa pyrkii automatiikka pitämään öljykoneikolta lähtevä öljyn edelleen 90°C lämpötilassa. Koska sama öljy kiertää putkistossa, niin kaukolämpökäyttöinen esilämmitin on kytketty pois käytöstä, jottei se jäädyttäisi kiertävää öljyä. Näin muuten tapahtuisi, sillä kaukolämpöverkon menopuolen lämpötila on yli 90°C vain talvella.

Lämpökeskuksella olevan raskasöljysäiliön tilavuus on 800 m<sup>3</sup> ja se on lämpöeristetty mineraalivillalla. Öljysäiliössä on kaksi lämmityskiertoa, joista toinen lämmittää imukuumenninta ja toinen säiliön reunoja sekä pohjaa. Lämmityskiertojen paluuputkiin on asennettu omavoimaiset säätöventtiilit, jotka pitävät paluuveden asetetussa lämpötilassa ja siten öljysäiliön oikean lämpöisenä.

Siekkilässä oli valmiina sähkömittarit koko sähkön käytölle sekä molemmille kaukolämpöpumpuille. Sähkön omakäytön määrä voidaan siten laskea vähentämällä kokonaissähkön kulutuksesta kaukolämmön pumppaukseen mennyt sähkömäärä. Sähkön käytöstä on olemassa tiedot useammalta vuodelta, joten sähkön käytön taso saadaan selville.

Lämpöenergiamittareita oli Siekkilässä ennestään kaksi, joista toinen mittasi rakennuksen lämmönvaihtimen ja toinen prosessilämmönvaihtimen käyttämää lämpöenergiaa. Rakennuksen lämmönvaihtimen kautta lämmitetään rakennuksen patteriverkkoa. Prosessilämmönvaihtimen kautta lämmitetään lämpökeskuksen seisonta-aikana öljysäiliötä ja käyntiaikana öljysäiliön lisäksi öljykoneikkoa sekä tuloilmapuhallinta.

Aiemmin kattiloiden lämmitykseen mennyttä lämpöenergiaa ei mitattu ollenkaan, vaan kattilat liitettiin mittauksen piiriin vasta tämän analyysin aikana. Kattiloiden seisonta-aikainen lämmitys tapahtuu siten, että jokaisen kattilan kaukolämpöverkon menopuolen putkeen on tehty sulkuventtiilin viereen pieni ohitusputki, josta lämmin kaukolämpövesi tulee kattilaan. Vesi johdetaan pois kattilasta pohjatyhjennyksen kautta, jolloin kattilan läpi virtaava vesi lämmittää kattilan. Pohjatyhjennyksiin on asennettu omavoimaiset säätöventtiilit, jotka pitävät poistuvan veden ja samalla kattilat ennalta asetetussa lämpötilassa. Kattilan ollessa päällä omavoimainen säätöventtiili sulkee lämmityskierron, koska kattilaveden lämpötila on korkeampi kuin säätöventtiiliin asetettu lämpötilan arvo. Näin kattila pysyy oikean lämpöisenä varalla ollessaan ja samalla estetään käynninaikainen kuuman veden läpivirtaus pohjatyhjennyksen kautta kaukolämpöverkon paluupuolelle.

Samalla kun kattilat liitettiin lämmönmittauksen piiriin, muutettiin lämmityskytkeä niin, että prosessilämmönvaihtimen luona olevalla energiamittarilla mitataan myös rakennuksen lämmitykseen kuluva energia. Näin saadaan koko omakäyttölämmön määrä selville kerta luennalla. Rakennuksen lämmönvaihtimen yhteydessä oleva lämpöenergiamittari jätettiin paikoilleen, jolloin voidaan erottaa rakennus- ja prosessilämmön kulutukset toisistaan.

#### 4.2.2 Oravinmäen lämpökeskus

Oravinmäen lämpökeskus on kytketty kantaverkkoon ja se on kaukokäytettävä. Lämpökeskus sijaitsee aivan kaukolämpöverkon koillisosassa, kuten liitteenä 3 olevasta kaukolämpöverkon kartasta selviää. Lämpökeskuksen tehtävänä on turvata kaukolämpöverkon päässä olevan teollisuusalueen lämmönsaanti.

Lämpökeskuksella on yksi teholtaan 5 MW:n raskasöljykattila, joka on rakennettu vuonna 1980. Kattilan valmistaja on T.A. Saarinen Oy ja kattilan malli on Witermo 3V-5.0-10-120. Kattila on tyypiltään tulitorvi-tuliputkikattila, jonka

suunnittelupaine on 10bar ja suunnittelulämpötila 120°C. Öljypoltin on tyypiltään Petro PP5.

Lämpökeskuksella on itse rakennettu öljynlämmityskoneikko, jossa on Tapsan Metallin Ky:n valmistama kaukolämpövedellä toimiva öljykeskilämmitin ja lisäksi Oilonin sähköesilämmitin. Kaukolämpöesilämmitin on tyypiltään TP-2.7-20u ja se on valmistettu vuonna 1980. Sähköesilämmitinkin on valmistettu vuonna 1980 ja se on teholtaan 24 kW. Varalla ollessa koneikko ja kiertoöljy lämpenevät kaukolämpövedellä, joka pitää kiertoöljyn noin 70°C lämpötilassa. Kiertoöljy kiertää öljykoneikolta polttimille ja sieltä öljysäiliölle, josta öljy palautetaan imupuolelle ennen itse säiliötä. Näin ollen öljykoneikoille palaa sama kiertoöljy käymättä öljysäiliössä.

Lämpökeskuksen raskasöljysäiliö on tilavuudeltaan 60m<sup>3</sup> ja se on lämpöeristetty. Säiliön lämmitys hoidetaan yhdellä lämmitysvesikierrolla, joka lämmittää sekä säiliön pohjan että imukuumentimen alueen. Lämmitysveden määrän säätö on hoidettu kertäsäätöventtiilillä.

Kattilan seisonta-aikaista lämmitystä varten on kattilan kaukolämpöverkon menopuolen putkeen tehty sulkuventtiilin ohitus, josta lämminvesi tulee kattilaan. Vesi poistuu kattilasta pohjatyhjennyksen kautta ja siihen on asennettu omavoimainen säätöventtiili, joka pitää kattilasta poistuvan lämmitysveden oikean lämpöisenä.

Oravinmäen lämpökeskuksella oli ennestään vain koko sähkön kulutusta mittaava sähkömittari, muttei erillistä mittaria kaukolämpöpumpuille. Analyysin aikana asennettiin kaukolämpöpumpuihin omat sähköenergiamittarit. Omakäyttölämpöäkin ei aikaisemmin mitattu, vaan lämpöenergiamittari asennettiin analyysin aikana. Omakäyttölämpöenergiamittarin kautta virtaa omakäyttölämmön-vaihtimen lämmitysvesien lisäksi myös seisonta-aikaiset lämmitysvedet. Oma-käyttölämmönvaihdin lämmittää öljysäiliötä ja öljykoneikkoa niin seisonta- kuin käyntiaikanakin. Itse rakennuksen lämmön

kulutusta ei analysoitu, sillä rakennus on asiakkaan omistuksessa ja sisältää myös asiakkaan laitteita.

#### 4.2.3 Kyyhkylän lämpökeskus

Kyyhkylän lämpökeskus on kytketty erillisverkkoon ja lämpökeskuksen tehtävänä on turvata Kyyhkylän sairaalan lämmönsaanti. Lämpökeskuksella on yhteensä neljä kattilaa; kaksi raskasöljykattilaa, kevytöljykattila sekä sähkökattila. Kaikki lämpökeskuksen kattilat ovat kaukokäytettäviä ja niiden ohjaus tapahtuu voimalaitoksen valvomosta.

**Kattila 1** on 315 kW sähkökattila, jonka on valmistanut Osby-Parca AB vuonna 1993. Kattila on tyypiltään Parca EL-350 ja kattilan suunnittelupaine on 10 bar ja suunnittelulämpötila 120°C. Kattila toimii varakattilana, eikä sitä ole tähän mennessä käytetty juuri lainkaan.

**Kattila 2** on 640kW kevytöljykattila, joka on Rauma-Repola Oy:n valmistama ja tyypiltään Unex 600-10. Kattilan valmistusvuosi on 1985 ja öljypoltin on tyypiltään Oilon KP 46H. Vesitilavuus kattilassa on 1,0 m<sup>3</sup>. Tämäkin kattila on lähinnä varakattila ja sen käyttö on ollut todella vähäistä.

**Kattila 3** on 930 kW raskasöljykattila, jonka on valmistanut Rauma-Repola Oy vuonna 1986. Kattilan tyyppi on Unex 900-10. Öljypoltin on Oilon RP 106H ja polttimessa on sähköinen öljyn esilämmitin. Vesitilavuus on 1,5 m<sup>3</sup>. Kattila on päällä talvisin lämmöntarpeen ollessa suuri ja kesällä, jos kattila 4 on epäkunnossa.

**Kattila 4** on teholtaan 750 kW oleva raskasöljykattila, jonka valmistaja on A.Ahlström Oy/Sento Oy ja tyyppi on Hagfors TF 15. Kattilan on valmistettu vuonna 1988. Kattilan öljypoltin on malliltaan Oilon RP 106H ja polttimessa on sähköinen öljyn esilämmitin. Kattilan vesitilavuus on 1,3 m<sup>3</sup>. Tätä kattilaa



käytetään eniten, koska kattilan tehoalueen on katsottu soveltuvan parhaiten lämmöntarpeen tyydyttämiseen, ottaen huomioon polttoaineiden hinnat ja kattiloiden hyötysuhteet.

Kattiloiden lämmitys hoituu siten, että varalla ollessa kattiloiden kaukolämmön paluuputken sulkuventtiili on kiinni ja menopuolelta pääsee lämminvesi virtaamaan kattilaan. Vesi johdetaan pois kattilasta pohjatyhjennyksen kautta. Kattiloissa 2 ja 3 on pohjatyhjennykseen asennettu omavoimainen säätöventtiili, joka pitää poistuvan veden vakiolämpöisenä ja estää veden läpivirtauksen kattilan ollessa kuuma. Kattilassa 4 on kertasäätöinen venttiili, joka laskee kattilasta pois vettä jatkuvasti.

Lämpökeskuksella on vuonna 1981 valmistettu Oilonin Osva öljykoneikko. Koneikossa on kaukolämmöllä toimiva öljynesilämmitin ja lisänä sähköesilämmitin. Koska raskasöljykattiloiden polttimissa on sähköiset öljyn esilämmittimet, ei sähköistä esilämmitystä käytetä lainkaan, vaan öljykoneikolla tapahtuva esilämmitys tapahtuu vain kaukolämmöllä. Kaukolämmöllä tapahtuva esilämmitys lämmittää öljyn noin 60°C lämpötilaan.

Lämpökeskuksella on 10 m<sup>3</sup> kevytöljysäiliö ja 100 m<sup>3</sup> raskasöljysäiliö, joka on eristetty. Kevyt öljysäiliö sijaitsee kattilahuoneen vieressä olevassa huoneessa, joten se pysyy lämpimänä kattilahuoneen hukkalämmön avulla. Raskasöljysäiliössä on kaukolämpövesikierto imu- ja pohjakuumentimessa. Imukuumentimen menoputkessa on omavoimainen säätöventtiili, joka saa säätöarvonsa imukuumentimen seinässä olevalta lämpötila-anturilta. Pohjakuumentimen kierrossa on vain kertasäätöventtiili.

#### 4.2.4 Metsäkoulun lämpökeskus

Lämpökeskus sijaitsee erillisverkossa ja hoitaa metsäoppilaitoksen lämmönsaannin. Metsäkoulun lämpökeskuksella on lämpöä tuottamassa kevytöljykäyttöinen siirrettävä lämpökeskus sekä sähkökattila.

Siirrettävä lämpökeskus Witermo Oy:n valmistama lämpökeskus, jona on malliltaan SLK-T600. Lämpökeskuksessa on Oy Navire AB:n valmistama Navire Turbomat kaksivetokattila, teholtaan 0,7 MW, jonka malli on T-600. Kattila on valmistettu vuonna 1975 ja sen suunnittelulämpötila on 120°C ja paine 10 bar. Kattila sijaitsee siirrettävässä kontissa koulun lämmönjakohuoneen takana.

Kevytöljykattilan lisäksi Metsäkoululla on Asea-PER KURE:n sähkökattila, joka on teholtaan 0,3 MW. Kattilan tyyppi on ZVK/SB ja sen valmistusvuosi on 1981. Kattilan suunnittelupaine on 4,0 bar ja suunnittelulämpötila 110°C. Sähkökattila sijaitsee asiakkaan eli koulun lämmönjakohuoneessa.

Molemmat kattilat ovat kaukokäytettäviä ja niiden käyttöä ohjataan sähkövalvomosta. Nykyisen ajotavan mukaan sähkökattila on päällä yöllä halvan sähkön aikaan ja kevyt öljykattilaa käytetään päivisin. Talvella kovemman kuorman aikana ajetaan tarvittaessa molempia samaan aikaan.

### **4.3 Kaukolämpöveden pumppaus**

Kaukolämpöveden pumppaus tapahtuu pääasiassa voimalaitoksella olevien kahden kaukolämpöpumpun avulla. Mikäli turvelämpökeskus on päällä niin sen pumpuilla pumpataan lopullinen menopuolen painetaso, vaikka turvelämpökeskuksen pumppujen tuotto meneekin lähinnä lämpökeskuksen lämmönsiirtimien aiheuttaman painehäviön voittamiseen. Jos verkostossa on jokin lämpökeskus päällä, niin kyseisen lämpökeskuksen kaukolämpöpumput syöttävät lämpökeskuksen tuottaman lämpöenergian verkkoon. Laitoksien yhteydessä olevien kaukolämpöpumppujen lisäksi ESE:llä on kaksi välipumppaamoja

kaukolämpöverkossa ja molemmissa välipumppaamoissa on pumput vain painepuolella.

Käytetyn pumppausenergian mittaus on aikaisemmin ollut vain voimalaitoksen kaukolämpöpumpuissa ja välipumppaamoiden pumpuissa. Näin ollen mitattu kaukolämmön pumppausenergian määrä ei ole todellinen, mutta suurin osa pumppausenergiasta mitataan. Suurin mittaamaton kaukolämmön pumppauskohde on turvelämpökeskuksen kaukolämpöpumppujen käyttämä energia.

#### 4.3.1 Voimalaitoksen kaukolämpöpumput

Kaukolämpöpumppuja on voimalaitoksella kaksi ja niitä ajetaan joko yksinään tai sarjassa. Pumput ovat Ahlstromin APP53-300, joiden nostokorkeus on 60 m, tilavuusvirta 380 l/s, suunnittelupaine 17 bar, hyötysuhde 83% sekä NPSH 6,5 m. Pumpuissa on ABB Stömbergin HXUR 805H2 sähkömoottorit, jotka ovat teholtaan 315 kW ja nimellinen kierrosnopeus on 1 485 r/min. Toinen pumppu on varustettu nestekytkimellä Fluidrive SCR25W ja toisessa on kuristussäätö.

Turvelämpökeskuksella on kaksi kaukolämpöpumppua, jotka ovat tyypiltään Serlachius CD-250/450. Pumppujen nostokorkeus on 43 m ja tilavuusvirta 140 l/s. Sähkömoottorit ovat ASEA:n MBH 355 MA tyyppiset, joiden teho on 229 kW ja kierrosnopeus 1 475 r/min. Toista pumpuista säädetään Strömberg'in SAMI MXAHA taajuusmuuttajalla ja toinen on kuristussäätöinen.

Kaukolämmön pumppaukseen tarvittavasta energiasta suurin osa käytetään voimalaitoksella. Tämä johtuu osaltaan siitä, että kesäaikana kaukolämpöpumpuilla pumpataan vettä kaukolämpöverkon lisäksi apujäähdyttimen läpi. Tilannetta selvittää liitteenä 5 oleva voimalaitoksen

kaukolämpöverkon kytkentäkaavio. Kesäaikainen pumppausenergian tarve onkin huomattavasti suurempi, kuin pelkästään kaukolämpöverkon läpi menneen veden pumppaaminen vaatisi.

#### 4.3.2 Lämpökeskuksien kaukolämpöpumput

Lämpökeskuksen kaukolämpöpumppuja käytetään vähän, koska lämpökeskuksien vuotuiset käyntiajat ovat lyhyet. Tämän analyysin aikana asennettiin myös niihin edellä mainittuihin lämpökeskuksiin energiamittarit mittamaan kaukolämmön pumppaukseen menevää energiaa, joissa sitä ei aiemmin ollut.

**Siekkilän** lämpökeskuksella on kaksi kaukolämpöveden kiertopumppua, joiden tyyppi on Ahlström APP 44-200. Kierrosluku on 200 l/s ja nostokorkeus on 50 m. Sähkömoottorit ovat tyypiltään Siemens 1LA6 316-4PD70-Z, joiden teho on 160kW, pyörimisnopeus 1 500 r/min, hyötysuhde 95,4% ja tehokerroin 0,87. Toinen moottoreista on varustettu taajuusmuuttajalla, jonka valmistaja on Siemens Oy ja tyyppi on Simovert P 6SE3615-0AB02. Toisessa moottorissa on Siemensin pehmokäynnistin 3RW2040-0AB01 sekä kuristussäätö.

**Oravinmäen** lämpökeskuksella on kaksi kaukolämmön kiertopumppua, joiden valmistaja on Serlachius. Toinen tyypiltään DC 125, jonka tilavuusvirta on 48 l/s ja paine-ero 300 kPa. Sähkömoottorin kierrosluku on 1 500 r/min ja teho 22 kW. Toinen on tyypiltään DC 330, jonka tilavuusvirta on 32 l/s ja paine-ero 155 kPa. Sähkömoottorin kierrosluku on 1 000 r/min ja teho 7,5 kW. Toinen pumpuista on varustettu Strömberg:in SAMI GS-taajuusmuuttajalla ja toinen on kuristus-säätöinen.

Tarkasteltavista lämpökeskuksista ainoa erillisverkossa sijaitseva on **Kyyhkylän** lämpökeskus, jossa on kaksi kaukolämpöpumppua. Kaukolämpöpumppu 1 on Kolmeks AKN-100/4, jonka tuotto on 12,6 l/s pyörimisnopeudella 1 500 r/min. Nostokorkeus on 10m ja sähkömoottorin teho on 3,0 kW. Kaukolämpöpumppu 2

on Kolmeks AKN-80/4, jonka tuotto on 6,3 l/s pyörimisnopeudella 1 500 r/min. Nostokorkeus on 10 m ja sähkömoottorin teho on 1,5 kW.

Kantaverkossa on kiinni myös aiemmin analysoitu **Vuorikadun** lämpökeskus, jossa on kaksi kaukolämpöpumppua. Molemmat ovat Serlachius DC-200/360 tyyppisiä, joiden tilavuusvirta on 108 l/s ja nostokorkeus 38,5m. Sähkömoottorit ovat tyypiltään Strömbergin HXUR 455G283, joiden teho on 55 kW, pyörimisnopeus 1 472 r/min ja tehokerroin 0,85. Toinen moottoreista on varustettu taajuusmuuttajalla Strömberg SAMI 100 ja toinen on kuristussäätöinen.

#### 4.3.4 Välipumppaamot

Välipumppaamoita on kaksi, joissa on pumput vain menopuolen haarassa. Porrassalmenkadun välipumppaamo hoitaa pumppausta verkon pohjoisosaan ja Karkealammen pumppaamo hoitaa pumppausta Karkealammen varuskuntaan, joka sijaitsee aivan kaukolämpöverkon luoteisosassa kaukana voimalaitoksesta.

**Porrassalmenkadun** välipumppaamossa on yksi menopuolelle asennettu keskipakopumppu. Pumppu on Kolmeks ALH 1200/4, jonka tilavuusvirta on 110 l/s ja nostokorkeus 12 m. Sähkömoottorin teho on 37 kW ja kierrosnopeus 1 470 r/min. Moottorissa on kierrosnopeuden säätö, joka on toteutettu taajuusmuuttajalla.

**Karkealammen** välipumppaamossa on kaksi Kolmeks keskipakopumppua, joiden tilavuusvirrat ovat 41,6 l/s ja nostokorkeudet 12 m. Pumppujen sähkömoottoreiden tehot ovat 11 kW ja pyörimisnopeudet 1 455 r/min. Karkealammen pumppaamo toimii automaattisesti käynnistyen, kun kaukolämpöverkon menohaaralan latvapaine on ollut Karkealammella viisi minuuttia alle asetetun raja-arvon. Lievää ongelmaa muodostuu pienestä imupaineesta menohaarassa, jolloin pumpulla ei päästä maksimituottoon kavitaatiovaaran vuoksi.

## 5. SÄHKÖN SIIRTO JA JAKELU

Sähköverkossa syntyy häviöitä, jotka voidaan jakaa tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöihin. Tyhjäkäyntihäviöt syntyvät riippumatta komponentin kuormituksesta ja yleensä niiden suuruus riippuu jännitteestä. Kuormitushäviöt syntyvät komponentissa komponentin läpi menevän virran vaikutuksesta. Yksinkertaistettuna voidaan verkon komponentin kuormitushäviöitä mallintaa sarjaresistanssilla, jolloin kuormitushäviöiden oletetaan riippuvan vain kuormitusvirran neliöstä.

Jotta voidaan paremmin käsitellä eri tapoja vähentää häviöitä, voidaan verkon häviöistä tarkastella lisäksi loistehon siirron aiheuttamia häviöitä, yliaaltojen aiheuttamia häviöitä ja kuormituksen epäsymmetrian aiheuttamia häviöitä. Näistä häviöistä tässä työssä tutkitaan vain loistehon aiheuttamia häviöitä, muiden tutkimukseen ei ollut mahdollisuutta verkon mallinnusohjelman keskeneräisyydestä johtuen.

### 5.1 Tyhjäkäyntihäviöt

Tyhjäkäyntihäviöitä esiintyy aina kun komponentti on kytkettynä verkkoon, joten verkon komponentti ottaa tyhjäkäyntitehoa 8760 tuntia vuodessa, vaikkei verkkoa kuormitettaisi yhtään. Näin ollen tyhjäkäyntihäviöt muodostavat ajanmittaan suuren energiahäviön.

#### 5.1.1 Muuntajat

Jakeluverkon muuntajat voidaan jakaa päämuuntajiin, joiden muuntosuhde on 110/20 kV tai 110/10 kV ja jakelumuuntajiin, joiden muuntosuhde on 20/0,4 kV tai 10/0,4 kV. Muuntajien tyhjäkäyntihäviöt, joita kutsutaan myös rautahäviöiksi,

ovat pääasiassa muuntajan rautasydämessä aiheutuvia hystereesi- ja pyörrevirtahäviöitä. Muuntajien tyhjäkäyntihäviöt riippuvat muuntajan jännitteestä ja jänniteriippuvuus on muuntajakohtaista. Tyhjäkäyntihäviöistä voidaan käyttää kaavan 14 mukaista matemaattista mallia /11/.

$$P_0 = \left( \frac{U}{U_N} \right)^{P_{0u}} \cdot P_{0N} \quad (14)$$

Missä  $P_0$  = Tyhjäkäyntihäviöt jännitteellä  $U$  [W]  
 $P_{0N}$  = Tyhjäkäyntihäviöt nimellisjännitteellä [W]  
 $P_{0u}$  = muuntajan tyhjäkäyntihäviöiden jänniteriippuvuus  
 $U_N$  = nimellisjännite [V]

Jakelumuuntajien tyhjäkäyntihäviöiden jänniteriippuvuus  $p_{0u}$  vaihtelee välillä 2,3...3,8 taulukon 4 mukaan /11/.

*Taulukko 4. Jakelumuuntajien jänniteriippuvuus*

Jännitealue $U/U_N$	Jänniteriippuvuus $P_{0u}$
0,950...0,975	2,35
0,975...1,000	2,90
1,000...1,025	3,30
1,025...1,050	3,80

Tarkasteltaessa jakelumuuntajia voidaan yhden prosentin jännitteen nousun nimellisjännitteestä arvioida aiheuttavan kolmen prosentin kasvun muuntajien tyhjäkäyntihäviöihin. Päämuuntajille on yleensä mitattu muuntajakohtaiset tyhjäkäyntihäviöt eri jännitteillä.

### 5.1.2 Johdot

Jakeluverkon johdoissa muodostuu kapasitiivista loisvirtaa, joka aiheuttaa johdoissa tehohäviöitä. Maakaapeleissa syntyy keskimäärin enemmän kapasitiivista loisvirtaa kuin ilmajohdoissa. Normaalissa käyttötilanteessa menee johtojen tuottama loisteho kuormitusten loistehotarpeen tyydyttämiseen, joten johdoissa kuormitustilanteessa syntyvää loisvirtaa ei voida selkeästi sanoa tyhjäkäyntihäviöksi. Johdoissa syntyvä loisteho vähentää induktiivisessa verkossa loistehon kompensoinnin tarvetta.

Johdossa syntyvän loistehon määrään vaikuttaa johdin maakapasitanssi ja pääjännite. Kolmivaiheisen johdon tuottama loisteho saadaan kaavasta 15 /11/,

$$Q = U^2 \cdot \omega \cdot C \quad (15)$$

jossa Q = Loisteho [VAr]  
 U = Pääjännite [V]  
 $\omega$  = Kulmataajuus =  $2 \cdot \pi \cdot f$   
 f = Taajuus = 50 Hz.  
 C = Maakapasitanssi [F].

Tavallisesti johdoista tiedetään maasuskeptanssi B, joka on kulmataajuuden ja kapasitanssin tulo. Kuormittamattoman johdon alkupään tyhjäkäyntivirta voidaan laskea siten kaavalla 16 /11/,

$$I_0 = \frac{U \cdot B}{\sqrt{3}} \quad (16)$$

missä  $I_0$  = Tyhjäkäyntivirta [A]  
 B = Maasuskeptanssi [S].



Tämä tyhjäkäyntivirta on pääasiassa kapasitiivista loisvirtaa. Kun muistetaan yleinen kolmivaihetehon yhtälö /2/,

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (17)$$

voidaan laskea integroimalla tyhjäkäyvän kolmivaihejohdon aiheuttama tehohäviö,

$$P_0 = \int_0^l 3 \cdot r \left( \frac{U}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot b^2 \cdot (l-x)^2 dx = \frac{1}{3} \cdot U^2 \cdot r \cdot l^3 \quad (18)$$

jossa  $P_0$  = Tyhjäkäyvän johdon tehohäviö [W]

$b$  = johdon maasuskeptanssi pituusyksikköä kohti [S/m]

$l$  = johdon pituus [m].

Kaavat 15, 16 ja 18 ovat likiarvokaavoja, joissa ei ole huomioitu jännitteenalenemaa eikä johdon induktanssia. Maakaapeleilla on suurempi maakapasitanssi kuin ilmajohdoilla, joten ne tuottavat enemmän loistehoa kuin ilmajohdot.

## 5.2 Kuormitushäviöt

### 5.2.1 Muuntajat

Kuormitushäviöt muuntajissa aiheutuvat pääasiassa käämityksen resistanssin aiheuttamista häviöistä. Muuntajille annetaan nimelliset kuormitushäviöt  $P_{kN}$ ,

jotka käyvät ilmi esitteistä ja muuntajien tyyppikilvistä. Muuntajan todelliset kuormitushäviöt  $P_k$  riippuvat kuormitusvirran  $I$  neliöstä kaavan 19 mukaisesti /11/.

$$P_k = \left( \frac{I}{I_N} \right)^2 \cdot P_{kN} \quad (19)$$

Missä  $I_N$  = muuntajan nimellisvirta [A].

### 5.3.2 Johdot

Johtimien kuormitushäviöt syntyvät kuormitusvirran vaikutuksesta johtimien resistansseissa. Johtimien resistanssit yleensä tiedetään hyvin, joten johtimen yhden vaiheen häviöteho  $P_k$  voidaan laskea kaavalla 20 /12/,

$$P_k = I^2 \cdot R \quad (20)$$

Johtimen resistanssi kasvaa johtimen lämpeneminen vaikutuksesta ja siten häviötkin kasvavat. Kun tunnetaan johtimen resistanssi jossain tunnetussa lämpötilassa, voidaan johtimen resistanssi laskea jossain muusakin lämpötilassa kaavalla 21 /11/,

$$R_{t_2} = R_{t_1} \frac{t_s + t_2}{t_s + t_1} \quad (21)$$

missä  $R_{t_2}$  = johtimen resistanssi lämpötilassa  $t_2$  [ $\Omega$ ]  
 $R_{t_1}$  = johtimen resistanssi lämpötilassa  $t_1$  [ $\Omega$ ]  
 $t_1$  = lämpötila, jossa resistanssi tiedetään [K]  
 $t_2$  = lämpötila, jossa resistanssi halutaan tietää [K]  
 $t_s$  = ainekohtainen vakio

### 5.3 Loisteho

Loistehon kulutus on riippuu paljon jakeluverkkoalueen elinkeinorakenteesta ja sijainnista. Suurimpia loistehon kuluttajia on teollisuus, varsinkin sellainen teollisuustoiminta, jossa on käytössä paljon epätahtimoottoreita. Lisäksi katuvalaistus kuluttaa loistehoa ollessaan päällä /13/.

#### 5.3.1 Loistehon vaikutus kuormitushäviöihin

Kuormitushäviöt syntyvät verkon komponenttien sarjaresistansseissa virran kulkiessa komponenttien läpi. Kolmivaiheisen järjestelmän kuormitusvirta voidaan laskea joko näennäistehon  $S$  tai pätö-  $P$  ja loistehon  $Q$  funktiona kaavan 22 mukaisesti pääjännitteen ollessa  $U$  /12/.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (22)$$

Kolmivaiheiselle järjestelmälle saadaan siten kuormitushäviöksi  $P_h$  kaavan 23 mukainen lauseke /12/,

$$P_h = 3 \cdot I^2 \cdot R = \left( \frac{P^2}{U^2} + \frac{Q^2}{U^2} \right) \cdot R \quad (23)$$

jossa loistehon aiheuttamaa häviötä  $P_{h,Q}$  kuvaa lausekkeen osa

$$P_{h,Q} = \frac{Q^2}{U^2} R. \quad (24)$$

Loistehoa kuluu sekä verkon komponenteissa että kuormituksissa. Verkossa loistehoa kuluu johtimien ja reaktorien sarjainduktansseissa sekä muuntajien tyhjäkäynnissä.

Muuntajien tyhjäkäyntiloistehon suuruus on 110/20 kV:n muuntajilla tavallisesti 0,4...0,5% muuntajan nimellistehosta, eli esimerkiksi 4 MVA:n tehoisella muuntajalla noin 18 kVAr /13/.

Johtimet voivat tuottaa tai kuluttaa loistehoa ja johtimille onkin määritelty luonnollinen teho. Luonnollinen teho tarkoittaa tehoa, jolla johtimen nettoloistehon kulutus on nolla. Johtimen luonnollinen teho voidaan laskea kaavalla 25 /2/,

$$P_L = U^2 \cdot \sqrt{\frac{B}{X}} \quad (25)$$

missä B = johdon maasuskeptanssi [S]

X = johdon reaktanssi [ $\Omega$ ]

Loistehon siirto aiheuttaa tehohäviön lisäksi siirtojohtimien siirtokyvyn alenemisen, sillä johtimen läpi menevän virran kasvaessa jännite alenee ja pitkillä johdoilla jännitteen alenema asettaa rajan suurimmalle sallitulle siirtoteholle. Pienemmillä johtopituuksilla virran kasvun aiheuttama häviöteho nostaa johtimen lämpötilaa. Kuten jo kaavassa 23 todettiin, koostuu siirrettävää tehoa vastaava virta pätö- ja loisteho komponentista, jolloin virta on pienin mahdollinen silloin, kun siirretään ainoastaan pätötehoa.

### 5.3.2 Loistehon kompensointi

Koska loistehon siirto verkossa lisää kuormitushäviöitä, tulisi tarvittava loisteho tuottaa häviöiden minimoimiseksi lähellä kulutuspistettä. Paras ratkaisu loistehon kompensointiin olisi se, että jokainen yksittäinen kuluttaja tuottaisi tarvitsemansa loistehon omalla kompensointilaitteellaan. Tämä ei ole kuitenkaan kokonaistaloudellisesti järkevää, siksi loistehoa kompensoidaan tehon tarpeen syntypaikalla vain suurimpien kuluttajien kohdalla. Pienempien loistehon

kulutuskohteiden lois-tehon terve hoidetaan paikallisessa jakeluverkossa joko jakeluasemilla olevilla suuremmilla kompensointiparistoilla, verkossa olevan voimalaitoksen generaattorilla tai valtakunnan verkosta otettavalla loisteholla.

Voimalaitoksen generaattorit ovat tahtigeneraattoreita, joilla voidaan tuottaa pätötehon lisäksi myös loistehoa. Loistehon tuotannon tasoa hoidetaan jäykkään verkkoon kytketyllä generaattorilla magnetointivirtaa muuttamalla. Kun magnetointivirtaa lisätään yli nimellisarvon eli ylimagnetoidaan, syöttää generaattori loistehoa verkkoon sitä enemmän, mitä suurempi magnetointi on. Mikäli magnetointia pienennetään alle nimellisarvon, joudutaan alimagnetoinnin alueelle. Tällöin generaattori ei saa riittävästi magnetoimistehoa magnetoimisjärjestelmästä ja generaattori ottaa puuttuvan loistehon verkosta. Loistehon tuotanto generaattorilla aiheuttaa roottorin lämpenemistä ja siten lisää generaattorin jäähdystarvetta. Loistehon tuotanto aiheuttaa myös lisähäviöitä generaattorissa, jotka ovat luokkaa 10...30 kW/MVAr, riippuen generaattorin koosta ja rakenteesta /13/.

Toinen yleinen tapa kompensoida loistehoa, on käyttää kondensaattoriyksiköistä koottuja kondensaattoriparistoja. Kondensaattoriparisto on voitava kytkeä verkkoon suuren loistehon tarpeen aikana ja pois verkosta pienen tarpeen aikana. Siksi paristo on varustettava katkaisijalla. Nykyaikaisen kondensaattoreiden häviöt ovat luokkaa 0,1...0,2 kW/MVAr, eli kondensaattoriparistojen häviöt ovat selkeästi pienemmät kuin generaattorissa syntyneet loistehon aiheuttamat lisähäviöt. Paikallinen paristoilla kompensoiminen lisää myös siirtojohtojen kapasiteettia, sillä loistehoa ei tarvitse siirtää niin pitkiä matkoja /13/.

## **6. VOIMALAITOKSEN ENERGIA-ANALYYSI**

### **6.1 Energian kulutus ja kustannukset**

Voimalaitosalueella käytettiin vuonna 1999 polttoaineita yhteensä 737,7 GWh, joiden jakautuminen eri polttoaineiden kesken on esitetty taulukossa 5.

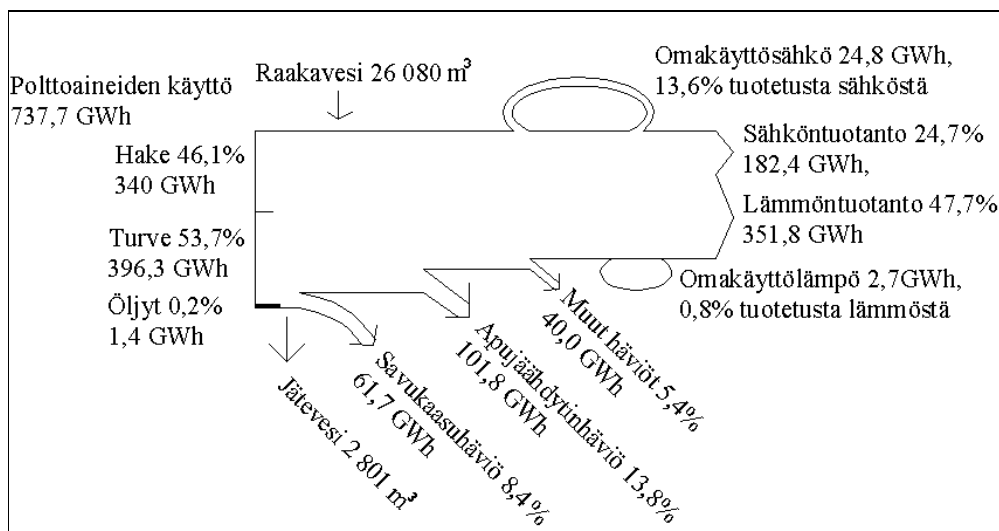
*Taulukko 5. Polttoaineiden käyttö vuonna 1999*

Polttoaine	Voimalaitos	Lämpökeskus	Yhteensä	Kustannus	Osuus
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[1000mk]	[%]
Turpeet	320,3	19,7	340,0	16 583	46,1
Hake & puu	383,7	12,6	396,3	15 062	53,7
Öljyt	1,1	0,3	1,4	157	0,2
Yht.	705,1	32,6	737,7	31 802	100,0

Voimalaitos on suunniteltu aikoinaan turvevoimalaitokseksi, mutta kuten taulukosta 5 nähdään, on polttoaineesta puupohjaisten polttoaineiden osuus jo yli puolet. Puupohjaisten polttoaineiden käytön lisääntyminen johtuu siitä, että ESE:llä on panostettu yhteistyöhön lähialueen sahojen kanssa ja sahoilta saatavaa purua ja haketta käytetään paljon. Öljyjen osuus voimalaitosalueen kulutuksesta on todella pieni, sillä öljyä ei käytetä kuin starttipolttoaineena ja hetkellisesti häiriötilanteissa.

### 6.1.1 Energiataseet

Kuvassa 1 on esitetty voimalaitosalueen energiatase. Kuten kuvasta nähdään, ovat apujäähdytin- ja savukaasuhäviöt suurimmat yksittäiset häviökohteet voimalaitoksella.



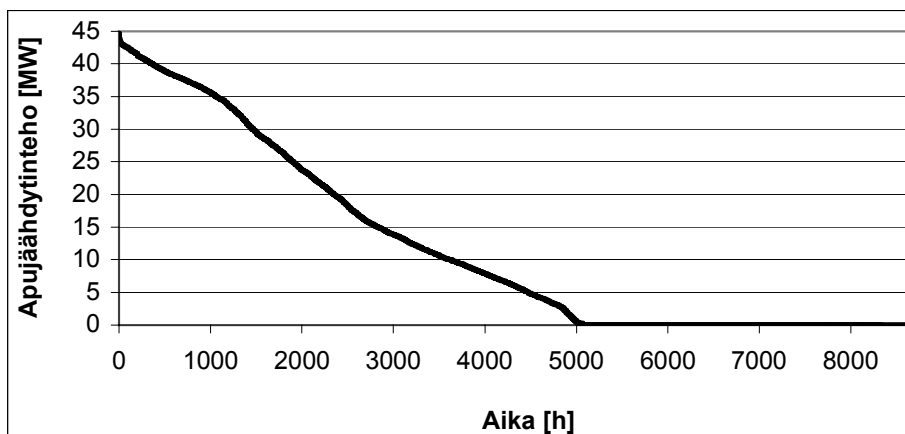
Kuva 1. Voimalaitosalueen energiakäytön Sankey-diagrammi

## 6.2 HÄVIÖT

Suurimmat häviöt kohteet voimalaitoksella ovat kuvan 1 mukaisesti apujäähdytinhäviö ja savukaasuhäviöt. Apujäähdytinhäviö syntyy, kun kaukolämpöpiiriin tehdään lisäkuormaa pienen kaukolämpötehon aikana, jotta voitaisiin tuottaa enemmän sähköä. Savukaasuhäviöitä syntyy aina, sillä savukaasujen sisältämää lämpöenergiaa ei saada kokonaisuudessaan talteen.

### 6.2.1 Apujäähdytinhäviö

Apujäähdytintä joudutaan käyttämään voimalaitoksella kesäisin, kun kaukolämmön kulutus on vähäistä. Tällöin apujäähdytintä käytetään kaukolämpöverkon kanssa rinnan, jotta saadaan riittävä jäähdytysteho tuotettua. Apujäähdyttimen jäähdytystehon pysyvyysskäyrä on kuvassa 2.



Kuva 2. Apujäähdyttimen jäähdytystehon pysyvyyskäyrä vuodelta 1999

Apujäähdyttimen käyttö on perusteltua, mikäli sen avulla tuotetun lisäsähkön tuotto on suurempi kuin tuotantokustannukset. Jotta tämä toteutuisi käytetään apujäähdytintä voimalaitoksella siten, että päivällä korkeamman sähkön hinnan aikana ajetaan maksimaalista sähkötehoa ja yöllä halvemman sähkön hinnan aikana ajetaan alennettua tehoa. Näin halvan sähkön aikana yöllä on apujäähdyttimen käyttö vähäisempää, tosin kaukolämpökuormakin vähenee yöllä.

### 6.2.2 Savukaasuhäviöt

Savukaasuhäviöt ovat seuraavaksi suurin yksittäinen häviökohde, jonka suuruus riippuu savukaasumäärän lisäksi pelkästään savukaasujen loppulämpötilasta. Pursialan voimalaitos on alun perin suunniteltu niin, että savukaasun loppulämpötila on noin 146°C. Tämä on reilusti yli kastepisteen ja siksi voimalaitoksen savukaasukanavaan on asennettu lisälämmönvaihdin. Tämä savukaasukanavan lisälämmönvaihdin lämmittää läheiselle sahalle menevää vettä, jonka lopullinen lämpötila säädetään omakäyttötukista saatavalla höyryllä.

Savukaasukanavan lisälämmönvaihtimen tuomaa hyötyä sekä muiden polttotapahtuman säätöarvojen vaikutusta häviöihin päätettiin tutkia teoreettisesti tekemällä Excel-taulukkolaskuohjelmaan polttoanalyysitaulukko. Tällä taulukolla käyttäjä voi tutkia eri muuttujien vaikutusta polttoaineen kulutukseen ja häviöiden



suuruuteen. Taulukon käyttäjä pääsee muuttamaan seuraavia polttoaineiden ja polton ominaisuuksia; polttoaineiden massaosuus ja kosteus, kattilan hyötyteho, savu-kaasun happipitoisuus ja loppulämpötila sekä laitoksen käyttöaika edellä olevilla arvoilla. Liitteen 6 sivulla 1 on polttoanalyysi-taulukon etusivu, jossa on taulukon käyttäjän antamat arvot edellä oleville ominaisuuksille sekä annetuilla arvoilla lasketut tulokset.

Laskennassa on lähdetty liikkeelle polttoaineiden alkuainekoostumuksista, joista turpeen alkuainekoostumus on otettu takuukokeen arvoista ja puulle sekä kuorelle on arvot saatu kirjallisuudesta /14/. Polttoaineen seossuhteen ja kosteuden määrää ohjelman käyttäjä, joiden perusteella lasketaan seoksen alkuaineiden osuudet. Niiden perusteella voidaan laskea seoksen lämpöarvo, joka lasketaan turpeen osalta laitoksella käytössä olevan energiaturpeen toimitussopimuksen mukaisesti ja puulle sekä kuorelle kirjallisuuden mukaan /14/. Liitteen 6 sivulla 2 on esimerkkitaulukko alkuaineanalyysistä ja lämpöarvojen laskemisesta.

Varsinainen savukaasulasku suoritetaan teoreettisesti yhtä polttoaineseos kiloa kohti. Oletetusta yhden kilon polttoainemäärästä vähennetään veden ja tuhkan määrä, jolloin saadaan liitteen 6 sivun 3 mukainen teoreettinen savukaasulaskutaulukko, jossa on teoreettiset polttoilman ja savukaasun moolimäärät polttoainekiloa kohti. Kuten taulukosta huomataan, on laskuissa huomioitu myös palamisilman mukana tuleva kosteus. Kosteuden määräksi polttoilmassa oletetaan aluksi laitoksen takuukoelaskujen mukaisesti  $4g_{H_2O}/kg_{ilma}$ , mutta tätäkin määrää voi taulukon käyttäjä vapaasti muuttaa.

Saadut savukaasun moolimäärät ovat kumminkin teoreettiset ja lopullisiin laskuihin täytyy ottaa huomioon ylimääräinen polttoilma, jonka määrän kertoo ilmakerroin. Koska käyttäjä valitsee haluamansa savukaasun happipitoisuuden ja kattilan hyötytehon, joudutaan nyt ilmakerroin ja polttoaineen massavirta laskemaan. Polton ilmakerroin voidaan ratkaista olettamalla savukaasu ideaalikaasuksi, jolla savukaasun tilavuusosuus on sama kuin mooliosuus. Näin

tehdään, koska taulukon käyttäjä antaa savukaasun happipitoisuuden tilavuusosuutena. Tilavuusosuuden kaavaksi voidaan siten kirjoittaa,

$$y_{O_2} = \frac{n_{O_2}}{n_{SK,tod}} \cdot 100\% = \frac{(\lambda - 1)n_{O_2-tarve}}{n_{SK,teor} + (\lambda - 1)n_{ilma}} \cdot 100\% \quad (26)$$

missä  $y_{O_2}$  = Savukaasun happipitoisuus [%]  
 $n_{O_2}$  = Savukaasussa olevan hapen moolimäärä [mol/kg<sub>pa</sub>]  
 $n_{SK,tod}$  = Savukaasun todellinen määrä [mol/kg<sub>pa</sub>]  
 $\lambda$  = Ilmakerroin [-]  
 $n_{O_2-tarve}$  = Hapen teoreettinen tarve [mol/kg<sub>pa</sub>]  
 $n_{SK,teor}$  = Savukaasun teoreettinen määrä [mol/kg<sub>pa</sub>].

Kaavasta 26 voidaan nyt ratkaista ilmakertoimen  $\lambda$  arvo, jolloin saadaan seuraavanlainen yhtälö

$$\lambda = \frac{y_{O_2}(n_{SK,teor} - n_{ilma}) + n_{O_2-tarve}}{n_{O_2-tarve} - y_{O_2}n_{ilma}} \quad (27)$$

missä  $n_{ilma}$  = Ilman teoreettinen moolimäärä [mol/kg<sub>pa</sub>]

Kaavan 27 avulla voidaan laskea ilmakerroin, koska muut arvot tunnetaan. Esimerkkilaskun ilmakerroin lasketaan siis liitteen 6 sivulla 1 olevien käyttäjän antamien arvojen ja sivulla 3 lasketun teoreettisen palamisen tulokseksi tulleiden arvojen perusteella kaavan 27 mukaisesti. Kun ilmakerroin on laskettu, voidaan laskea kostean savukaasun komponenttien todelliset osuudet ja määrät polttoainekiloa kohti sekä palamisilman määrä polttoainekiloa kohti.

Polttoaineen massavirran laskemiseksi on tehtävä energiatase kattilalle, joka stationääritilassa on kaavan 28 mukainen /13/,

$$q_m q_i + \dot{n}_{ilma} H_{mt}(T_{ilma}) = \dot{n}_{SK} H_{mt}(T_{SK}) + \Phi_{hyötyteho} + \Phi_{häviöt} \quad (28)$$

- missä  $q_m$  = Polttoaineen massavirta [kg/s]  
 $q_i$  = Polttoaineen lämpöarvo käyttökosteudessa [MJ/kg]  
 $\dot{n}_{ilma}$  = Palamisilman moolivirta [mol/kg<sub>PA</sub>]  
 $H_{mt}(T_{ilma})$  = Taulukkoentalpia ilmalle lämpötilassa T [MJ/kmol]  
 $\dot{n}_{SK}$  = Savukaasun moolivirta [mol/kg<sub>PA</sub>]  
 $H_{mt}(T_{ilma})$  = Taulukkoentalpia savukaasulle lämpötilassa T [MJ/kmol]  
 $\Phi_{hyötyteho}$  = Käyttäjän antama kattilan hyötyteho [MW]  
 $\Phi_{häviöt}$  = Kattilan säteily- ja johtumishäviöteho [MW].

Energiataseen arvoista tiedetään polttoaineen lämpöarvo käyttökosteudessa, kattilan hyötyteho sekä polttoilman ja savukaasun moolivirrat. Polttoilman ja savu-kaasun taulukkoentalpiat voidaan katsoa taulukosta komponentti kerrallaan ja summata komponenttien osuuksien mukaan. Lisäksi kattilan säteily- ja johtumis-häviöt oletetaan olevan takuukokeen oletuksien mukaisesti 0,9% kattilaan tuodusta polttoainetehosta, joka voidaan laskea polttoaineen massavirran ja poltto-aineen lämpöarvon perusteella. Näin ollen kaavasta 28 voidaan massavirta ratkaista ja laskea, jolloin saadaan tarvittava polttoaineen massavirta, joka on laskettu liitteen 6 sivulla 4.

Kun tiedetään polttoaineen massavirta, voidaan laskea polttoilman ja savukaasun todelliset määrät sekä niiden sisältämät energiat. Näin saadaan selville savukaasu-häviö tehona ja prosenttiosuutena koko kattilaan syötetystä energiasta. Lisäksi voidaan ratkaista annetulla käyttöajalla polttoaine-energia, hyötyenergia ja savu-kaasuhäviön energia, jotka on ratkaistu liitteen 6 sivulla 1. Savukaasupuhaltimen energia saadaan selville laskemalla savukaasun tilavuusvirta normikuutioina ja katsomalla savukaasupuhaltimen tarvitsema teho puhaltimen tehontarvekäyrästä. Tehontarvekäyrästä on liitteen 6 sivulla 4 laskettuun savukaasupuhaltimen tehon arvon laskua varten tehty puhaltimen tehontarvekäyrästä karkea malli, jolla puhaltimen tehontarvetta arvioidaan. Kun tiedetään hyöty- ja häviöenergiat,

voidaan laskea polttoaineen, savukaasuhäviön ja savukaasupuhaltimen kustannukset annetulla kattilan käyttöajalla. Nämä arvot on laskettu polttoaineen osalta käytössä olevilla hinnoilla, joka huomioi polttoaineen kosteuden. Savukaasupuhaltimen osalta omakäyttösähkön hintana on käytetty 100 mk/MWh. Lasketut arvot ovat polttoanalyysi-aulukon alareunassa liitteen 6 sivulla 1.

Kuten liitteen 6 sivulta 1 havaitaan, laskee polttoanalyysi-aulukko monia kattilan käyttöön liittyviä arvoja ja vertailu eri laskentatilanteiden välillä olisi hankalaa, jollei taulukko näyttäisi vertailuarvoja. Tämän vuoksi laskentataulukkoon on lisätty liitteen 6 sivun 1 alareunassa näkyvä painonappi, jota painamalla ohjelma kopioi annetut alkuarvot ja tulokset vertailutilanteeksi. Tämä on toteutettu liittämällä painonappiin kopioinnin suorittava Visual Basic-editorilla tehty macro-ohjelma. Kun käyttäjä kopioinnin jälkeen muuttaa alkuarvoja, voidaan ero tilanteiden välillä nähdä heti tulostaulukon keskellä olevan ”Ero tilanteiden välillä” sarakkeen avulla.

Liitteessä 6 olevana esimerkkilaskuna on savukaasukanavaan asennetun lisälämmönvaihtimen tuoman hyödyn laskeminen. Lähtöarvot ovat voimalaitoksen tieto-kannasta saatuja tämän kevään keskiarvoja, jotka kuvaavat riittävän hyvin viime vuoden keskiarvoja. Lisälämmönvaihdin on keskimäärin pudottanut savukaasun loppulämpötilaa 12°C eli 146°C lämpötilasta 134°C lämpötilaan. Kuten liitteestä 6 nähdään, niin kattilan hyötysuhde paranee teoreettisesti tarkasteltuna 0,73% ja savukaasuhäviö vähenee 0,78 MW. Tällöin polttoaineen tarve vähenee, joten ratkaisu säästää polttoainekustannuksissa 252 100 mk/a. Omakäyttösähkön kulutuskin laskee, kuten savukaasupuhaltimen energian pieneneminen osoittaa. Tämä johtuu siitä, että polttoainetta tarvitaan vähemmän saman tehon tuottamiseen, jolloin savukaasumääräkin on vähäisempi.

### 6.2.3 Säteily ja johtumishäviöt

Kattilan säteily- ja johtumishäviöitä tarkasteltiin analyysissä siten, että kattilasta kuvattiin lämpökameralla ennalta kuumimmaksi arvioituja paikkoja. Liitteessä 7 on kuvia kuumimmista paikoista, joita havaittiin kuvauksen aikana. Kuvauksen mukaan kattilan pintalämpötilat ovat pääsääntöisesti alhaisia ja lämpötilat nousevat harvoissa paikoissa yli 100°C:n. Kuvauksessa havaittiin oletuksen mukaisesti, että paikat joissa on kova kulutus ja kattilan eristysmassaus on huonompaa on lämpöhäviöt myös suurimmat. Tämän osoittavat liitteen 7 sivulla 1 olevat kuvat 1 ja 2.

Kuvatessa havaittiin sellainen erikoisuus, että vaikka kattilan miesluukkujen eristys on hyvä luukun kohdalta, on luukun ja kattilan saumakohta usein kuuma. Tämän osoittaa hyvin liitteen 7 sivun 2 kuva 3, jossa luukun lämpötila on vain noin 50°C, kun luukun ja kattilan seinämän välinen sauma on 157°C lämpötilassa. Tämä johtuu luukun ja luukun reunojen saumauksessa välisestä raosta. Kesäseisokissa onkin tarkoitus tutkia mahdollisuuksia luukun reunojen parempaan eristykseen.

Kuvauksessa löydettiin yksi erittäin kuuma kohde, joka on liitteen 7 sivulla 2 oleva kuvassa 4, jossa pintalämpötilat ovat yli 450°C. Tämä kohta on savukaasukanavassa syklonien välissä aivan kattilan etuseinän ja katon rajassa. Tämä kohta on tarkoitus massata uudelleen kesäseisokissa.

## **6.3 Voimalaitoksen omakäyttöenergian kulutus**

### **6.3.1 Omakäyttösähkö**

Sähkön kulutus voimalaitosalueella oli vuonna 1999 yhteensä 23 523 MWh, joka omakäyttösähkön hinnalla 100 mk/MWh tekee kustannuksiksi 2 352 300 mk/a. Kulutetun sähkön määrä oli 13,6 % tuotetusta sähköstä. Näissä kulutusluvuissa on mukana myös kaukolämmön pumppaukseen kulunut sähkömäärä, joka suuruus

voimalaitoksella oli 2 912 MWh. Lämpökeskuksen kaukolämpöpumppujen käyttämästä energiamäärästä ei ole varmaa tietoa, sillä lämpökeskuksen kaukolämpö-pumppujen käyttämää energiaa ei mitata erikseen, joten koko laitoksen omakäyttösähkön määrää ei tarkkaan tiedetä.

Lämmitysvoimalaitoksella käytetyn sähkön määrä vuonna 1999 oli 22 569 MWh, josta kaukolämmön pumppaukseen kului 2 912 MWh. Omakäyttösähkön määräksi saadaan siten 19 617 MWh, mikä tarkoittaa 87,1% osuutta voimalaitoksen käyttämästä sähköenergiasta ja vuosikustannukseksi 1 961 700 mk/a.

Voimalaitoksella on 4 MVA:n omakäyttömuuntaja, jonka syöttää omakäyttösähköverkkoa. Voimalaitoksen sähköjärjestelmää selventävä pääkaavio on liitteenä 8. Omakäyttösähköverkko on jaettu kahdeksaan päälähtöön, joista BFE-lähdön takana on alle 6kV sähköjärjestelmät ja muut seitsemän lähtöä ovat suurimpia sähkömoottoreita varten. Suurimmat sähkömoottorit ovat primääri- ja sekundääri-ilmapuhallin, savukaasupuhallin, syöttövesipumppu 1, syöttövesipumppu 2, kaukolämpöpumppu 1 ja kaukolämpöpumppu 2.

Pätösähköenergiamittareita on neljä, joista yksi mittaa koko omakäyttösähköenergian määrää, kaksi mittaa kaukolämpöpumpuille menevää energiaa ja neljäs mittaa BFE-lähdöstä alle 6 kV sähköjärjestelmille menevää energian määrää.

Suurimpien moottoreiden välistä kulutusta määriteltäessä on otettu huomioon se, että voimalaitos pyrkii ajamaan vakioteholla läpi vuoden. Voimalaitoksen tiedonkeruujärjestelmästä saadaan primääri- ja sekundääri-ilmapuhaltimien moottoreiden ottamat virran arvot keväältä 2000. Lisäksi huhtikuussa on suoritettu mittareiden luentaa pääsähkötilassa, jolloin muistiin on merkitty suurimpien moottoreiden ottamat virrat ja 6 kV:n kiskon jännite.

Luettujen arvojen avulla voidaan laskea vallitseva keskimääräinen jännite ja virta, jolloin saadaan moottorin teho. Olettamalla moottoreiden tehonkulutus

samanlaiseksi läpi vuoden, voidaan tulosten perusteella laskea moottoreiden prosentuaalinen osuus vuosikulutuksesta. Kun ennestään tiedetään kaukolämpöpumppujen ja BFE-lähdön kuluttama energiamäärä, niin jäljelle jäävä energiaosuus voidaan jakaa primääri-ilmapuhaltimen, sekundääri-ilmapuhaltimen, savukaasupuhaltimen ja syöttövesipumppujen kesken. Jako syöttövesipumppujen kesken on tehty ottamalla huomioon pumppujen ajotapa, jossa pumppuja käytetään vuorotellen kuukausi kerrallaan. Tulokset on esitetty taulukossa 6

Taulukko 6. Omakäyttösähkön kulutus vuonna 1999

Kohde	Energia	Osuus omakäytöstä	Osuus koko sähkön käytöstä
	[MWh]	[%]	[%]
BFE-keskus	4958	25,3	22,0
Savukaasupuhallin	4110	21,0	18,2
Primääri-ilmapuhallin	3172	16,2	14,1
Syöttövesipumppu 1	2563	13,1	11,4
Syöttövesipumppu 2	2563	13,1	11,4
Sekundääri-ilmapuhallin	2251	11,5	10,0
<b>Omakäyttö</b>	<b>19617</b>	<b>100,0</b>	<b>87,1</b>
Kaukolämpöpumppu 2	1753	-	7,8
Kaukolämpöpumppu 1	1158	-	5,1
<b>Koko voimalaitos</b>	<b>22529</b>	<b>-</b>	<b>100,0</b>

Suurin omakäyttösähkön kuluttaja on BFE-keskuksen alla olevat järjestelmät, eli kaikki voimalaitoksen pienemmät sähköjärjestelmät. Suurin yksittäinen kohde on savukaasupuhallin ja taulukosta 6 havaitaan, että suurimmat seitsemän moottoria kuluttavat yhteensä 74,7% voimalaitoksen omakäyttösähköstä.

Pienempiä sähköjärjestelmiä syöttävän **BFE-keskuksen** sähkön jakautumista selvitettiin erottamalla taloteknisten järjestelmien sähkön kulutus prosessilaitteiden sähkön kulutuksesta. Tämä suoritettiin mittaamalla kannettavalla tiedonkeruulaitteella BFE-keskuksen alla olevien taloteknisten järjestelmien sekä sähkö-suodatin- ja paineilmakompressorikeskusten päälähtöjen virtoja viikon ajan keväällä 2000. Olettamalla mitattu virran keskiarvo

olevan sama kuin koko vuoden 1999 virran keskiarvo, voidaan järjestelmien ottamat tehot laskea kaavaa 1 käyttäen. Oletetaan laskuissa keskimääräisen jännitteen olevan 380V ja tehokertoimen olevan 0,86. Vuosienergiat voidaan laskea olettamalla saatu teho koko vuoden keskitehoksi ja näin saadut tulokset ovat taulukossa 7.

Taulukko 7. BFE-keskuksen alaisten keskusten sähkötalutuksia vuonna 1999

Vuosi 1999	Osuus	Energia	Mitattu kohde
Keskus	[%]	[MWh]	
BLA	2,2	108,4	Turbiinirakennuksen valaistus ja pistorasiakeskus
BLB	5,3	263,9	Korjaamon konekeskus
BLC	0,1	6,2	Kattilarakennuksen valaistus ja pistorasiakeskus
BLD	0,6	31,6	Toimiston valaistuskeskus
BLE	1,2	59,8	Elektroniikka ja korjaamon valaistuskeskus
BLF	0,6	28,0	Lämmönjaon keskus
BLG	4,2	208,2	Ilmanvaihtokeskukset turbiinisaliin
<b>YHT</b>	<b>14,2</b>	<b>706,1</b>	<b>Talotekniset yhteensä</b>
BJD	14,1	700,5	Sähkösuodatinkeskus
SCA	12,2	606,5	Paineilmakompressorit
Muut	59,4	2944,5	Muut prosessijärjestelmät
<b>BFE</b>	<b>100,0</b>	<b>4957,6</b>	<b>Koko BFE-keskus</b>

Taulukosta 7 nähdään, että taloteknisten järjestelmien kuluttamat energiat ovat yhteensä 14,2% BFE-keskuksen energiamäärästä. Tämä tarkoittaa sitä, että taloteknisten järjestelmien kuluttama sähköenergian määrä on vain 3,1% voimalaitoksella kulutetusta sähköenergiasta. Suunnilleen saman verran kuluu sähkösuodatin keskuksella.

**Savukaasupuhaltimen** osuus oli 21,0% voimalaitoksen sähköenergian omakäytöstä ja se tulee kasvamaan entisestään, sillä voimalaitokselle asennetaan uusi tehokkaampi savukaasupuhallin kesäseisokin aikana. Suuremman savukaasupuhaltimen hankinnalla varaudutaan mahdolliseen voimalaitoksen laajentamiseen ja lisätään savukaasupuhaltimen kapasiteettia. Nykyään laitoksella on lähes puolet polttoaineesta puuta, vaikka laitos onkin suunniteltu



turvekäyttöiseksi. Tämä polttoaineseoksen muuttuminen on aiheuttanut savukaasujen määrän lisääntymisen ja kattilan tehoa rajoittava tekijä onkin tällä hetkellä vajaatehoinen savukaasupuhallin. Uusi savukaasupuhallin on varustettu taajuusmuuttajasäädöllä, aivan kuten vanhakin. Näin ollen savukaasupuhallin ottaa aina kuormitusta vastaavan tehon verkosta, eikä savukaasupuhaltimen säädössä löytynyt säästökohteita.

**Primääri-ilmapuhaltimen** osuus on 14,1% koko voimalaitoksen sähkön käytöstä. Puhaltimen energiaosuuden määrittämistä varten on seurattu puhaltimen moottorin ottaman virran arvoja ja niiden perusteella on laskettu puhaltimen akselitehon arvoja. Kun saatuja akselitehon arvoja verrataan puhaltimen suunnittelu-arvoihin, voidaan todeta puhaltimen käyvän 100%-tehoarvojen ja puhaltimen mitoitusarvojen välillä riippuen polttoaineen kosteudesta. Tämä osoittaa hyvin sen, kuinka laitoksella pyritään ajamaan maksimitehoa kaiken aikaa. Koska puhallin käy suurimman osan ajasta täydellä teholla ei puhaltimen säätötavan muutoksella saada hyötyä.

Vaikka puhallin käy teholla, joka on jopa yli nimellispisteen, niin silti puhaltimen moottorin keskimääräinen ottoteho verkosta ovat vain 70% nimellistehosta. Tämä johtuu siitä, että juuri mitoitusarvojen mukaista moottoria ei ollut, vaan valittiin seuraava suurempi moottori.

**Sekundääri-ilmapuhaltimen** osuus omakäytöstä on 11,5 % ja puhaltimen teho on moottorin ottaman virran avulla laskettuna ollut 100%-tehonarvojen ja puhaltimen mitoitusarvojen välillä. Sekundääri-ilmapuhallinkin käy täydellä teholla suurimman osan ajasta, joten säätötavan muutoksilla ei saavuteta säästöjä.

Sekundääri-ilmapuhaltimen sähkömoottori on primääri-ilmapuhaltimen moottorin tavoin vähän ylisuuri, sillä mittausten mukaan moottori ottama teho on keskimäärin 65% moottorin nimellistehosta.

**Syöttövesipumput** ovat päällä yleensä vuorotellen ja vain harvoin talvella ajetaan molempia samaan aikaan, jotta päästäisiin suurempaan tehoon. Pumppujen yhteensä käyttämä energiamäärä on 26,2% omakäyttöenergiasta, joten syöttövesipumput ottavat vuotuisesti suuren osan omakäyttöenergiasta, mutta onhan syöttövesipumpuissa voimalaitoksen suurimmat moottoritkin. Syöttövesipumpuissa ei ole liikaa ylimitoitusta, vaan pumput käyvät lähellä nimellisarvojaan hyvällä hyötysuhteella. Koska laitoksella ajetaan täyttä tehoa lähes kaiken aikaa, ei säädön muutoksella saavuteta säästöjä.

Syöttövesipumppujen moottorit on valittu läheltä suunniteltuja akselintehon tarpeita ja siksi moottoreiden ottotehot ovatkin keskimäärin 93% maksimista. Moottoreiden kovan ottotehon huomaa myös siitä, että kesällä puhaltimien lämpötilat pyrkivät nousemaan hälytysrajalle.

### 6.3.2 Omakäyttölämpö

Mitattu omakäyttölämmön kulutus voimalaitosalueella oli 2 703 MWh, joka tekee lämmön hinnalla 80 mk/MWh yhteensä 170 640 mk/a. Omakäyttölämmön määrä oli 0,8 % tuotetusta lämmöstä vuonna 1999.

Voimalaitoksen puolella omakäyttölämmön kulutus oli 2 452 MWh, mikä on voimalaitosalueen koko mitatusta omakäyttölämmöstä 90,7 %. Voimalaitoksella omakäyttölämmön mittauksen piirissä on neljä lämmönvaihdinta, joiden lämmitys hoidetaan kaukolämmöllä. Lämmönjakohuoneen periaatteellinen kuva on liitteessä 9.

Omakäyttömittauksen piirissä ei ole raskasöljykoneikko, jonka lämmitys hoidetaan voimalaitoksen käydessä omakäyttötukista saatavalla höyryllä ja voimalaitoksen seisoessa sähköllä. Öljykoneikon lämmönkulutusta ei tällä hetkellä mitata ollenkaan.

Voimalaitoksen omakäyttölämmön osalta suoritettiin helmikuussa 2000 mittauksia, joilla pyrittiin jakamaan omakäyttölämmön kulutusta eri lämmönvaihtimien kesken. Mittaukset suoritettiin asentamalla ultraäänivirtausmittari lämmönjako huoneeseen ilmastoinnin lämmönvaihtimeen kaukolämpöverkon puolelle. Samalla luettiin arvoja omakäyttölämpöenergiamittarista ja vesilaitokselta, jossa luettiin valmistetun lisäveden määrää ja mitattiin raaka- ja lisäveden lämpötiloja.

Mittaus epäonnistui ilmanvaihdon lämmönvaihtimen läpi menevän veden virtausmäärän mittauksen osalta, sillä ultraäänivirtausmittari oli kiinnitetty huonosti. Kuitenkin raakaveden lämmityksen osalta voidaan saatiin luotettavia tuloksia, joiden mukaan raakaveden lämmityksessä suurin osa eli 80% veden lämmityksestä hoituu lisävesi-raakavesi lämmönvaihtimessa, jossa lisävesisäiliöön menevä lisävesi lämmittää kaupungin vesijohtoverkosta tulevaa raakavettä. Loppu 20% lämmitetään kaukolämpö-raakavesi lämmönvaihtimella. Keskimääräinen lämmitysteho hoituu lisävesi-raakavesi lämmönvaihtimen osalta oli 25,5 kW ja kaukolämpö-raakavesi lämmönvaihtimen osalta 6,1 kW. Näiden arvojen avulla voidaan laskea vuosienenergiankulutukset, sillä lisäveden tarve on suhteellisen tasaista läpi vuoden. Raakaveden lämmitykseen kuluu siten 254 MWh/a lämpöenergiaa, josta kaukolämpö-raakavesi lämmönvaihtimen osuus on 19% eli 49 MWh/a.

Ilmanvaihtolämmönvaihtimen osalta mittaus uusittiin maaliskuussa 2000, jolloin mitattiin viikonlopun ajan ilmanvaihtolämmönsiirtimen lämpötehoa. Mittausjakso oli kattava, sillä lämpötila vaihteli mittausjakson aikana välillä 0...-13°C välillä. Saatujen tulosten mukaan on ilmanvaihtolämmönvaihtimen tehon tarve -10°C lämpötiloilla on noin 605 kW ja 0°C lämpötilassa 350 kW. Tehon tarpeeseen vaikuttaa ulkoilman lämpötilan lisäksi kattilan käyttämä ilmamäärä, joka vaihtelee vain vähän, koska kattilaa pyritään ajamaan täysillä läpi vuoden. Mittausten mukaan voidaan todeta ilmanvaihtolämmönvaihtimen osuuden olevan 85,9% koko voimalaitoksen omakäyttölämmönkulutuksesta.

Voimalaitoksella tutkittiin mahdollisuutta korvata omakäyttöhöyryllä lämmitettäviä kohteita muulla lämmöllä ja näin voitaisiin paisuttaa enemmän höyryä turbiinin läpi. Voimalaitoksen generaattorilla voitaisiin tuottaa enemmän sähköä, mikäli turbiinista saataisiin enemmän tehoa, koska laitoksen sähkötehon tuottoa rajoittaa turbiinin teho. Siksi kaikki omakäyttöhöyryn kulutusta pienentävät ratkaisut kannattaa tutkia. Lämpökeskuksen ollessa päällä korvataan koko voimalaitoksen omakäyttöhöyryn kulutus lämpökeskuksen tuottamalla höyryllä. Muulloin käytetään turbiinin väliotosta otettavaa höyryä omakäyttöhöyrytökin lämmittämiseen.

Eräs kiinnostavista höyryn kulutuskohteista on läheisen sahan lämmönvaihdin, jolla sahalle menevän veden lämpötila säädetään haluttuun arvoon. Sahalta palaava lauhde lämpenee ensin savukaasukanavassa olevassa lämmönvaihtimessa ja loppuosa lämmityksestä hoidetaan omakäyttöhöyrytöistä saatavalla höyryllä. Tämän kulutuskohteen korvaaminen jollain muulla tavoin olisi sähköntuotannon kannalta kannattavaa, sillä varsinkin vajaateholla joudutaan omakäyttötukkiin johtamaan väliottohöyryn lisäksi tuorehöyryä. Näin tehdään, jotta omakäyttötökin lämpötila pysyisi riittävän korkeana.

Analyysissä tutkittiin sahan höyryvaihtimen korvaamista lämpöpumpulla, joka ottaisi lämpönsä joko kaukolämmön paluuedestä tai voimalaitoksen jäähdytysvedestä. Kaukolämmön paluuvettä voitaisiin käyttää myös hyödyksi, koska laitoksella joudutaan joka tapauksessa käyttämään apujäähdytintä noin puolet vuodesta kaukolämpöveden jäähdyttämiseen. Kompressorilla nostettaisiin lämpöpumpun kiertoaineen lämpötila yli sahan tarvitseman lämpötilan ja näin saataisiin höyry-vaihdin korvattua ainakin osittain.

Voimalaitoksen tietokannasta saadaan sahan lämmönvaihtimen tehon arvot ja koska savukaasukanavassa olevan lämmönvaihtimen teho on melkein vakio, voidaan höyryvaihtimen teho laskea. Raporttien perusteella on saatu lämpöpumpulle soveltuvaksi jatkuvaksi tehon tarpeeksi 0,34 MW mikä vastaa omakäyttöhöyryn määrää 0,147 kg/s. Jos tämä teho korvattaisiin lämpöpumpulla,

kasvaisi omakäyttösähkön tarve noin 113,2 kW, olettaen lämpöpumpun tehokertoimen olevan kolme. Generaattorilla pystyttäisiin tuottamaan lisää sähkö noin 56,9 kW, koska väliotosta otettaisiin vähemmän höyryä. Lämpöpumpun käyttö nostaisi siis omakäyttösähkön määrää enemmän kuin mitä pienentyneen omakäyttöhöyryn kulutuksen vuoksi saataisiin generaattorista. Sähkön nettotuotto laitoksella pienenesi noin 56,3 kW, mutta lämpöpumpulla saataisiin hukkalämpöä talteen tuon 0,34 MW verran ja siten laitoksen hyötysuhde nousisi.

Sähkön kustannukset kasvaisivat 5000 tunnin vuotuisella käyttöajalla 28 145 mk ja polttoainekustannukset pienentyisivät 82 000 mk. Lämpöpumpun käytöllä säästettäisiin 53 855 mk vuodessa. Lämpöpumpun asentaminen voisi siten olla kannattavaa, mutta tällä hetkellä ei markkinoilla ole yhtään lämpöpumppua, jolla pystyttäisiin saavuttamaan tässä teholuokassa tarvittava lämpötilataso. Sahalle menevän veden tulee olla noin 115 °C lämpöistä, joten tarvittava höyrystymislämpötila on noin 120 °C. Nykyisten kompressoreiden öljyt eivät kestä tällaista lämpötilaa ja kiertoaineen löytäminenkin ei ole ongelmatonta (Puhelinkeskustelu Professori Antero Aittomäen kanssa). Siksi lämpöpumpun hyväksikäyttö ei tällä hetkellä onnistu, mutta asiaa kannattaa harkita uudelleen, jos korkeisiin lämpötiloihin soveltuvia lämpöpumppuja saadaan kehitettyä lähitulevaisuudessa.

## **6.4 Lämpökeskuksen omakäyttöenergian kulutus**

Lämpökeskuksella on puutteita omakäyttöenergian mittauksissa, varsinkin lämpöenergian osalta. Osaltaan tämä johtuu siitä, että lämpökeskusta on laajennettu ja kytkentöjä muutettu useaan otteeseen vuosien varrella.

### **6.4.1 Omakäyttösähkö**

Lämpökeskuksen sähköenergian käyttö oli vuonna 1999 yhteensä 2240 MWh, mikä on 9,0% koko voimalaitosalueen sähkön kulutuksesta. Sähkön

kustannuksiksi saadaan 224 000 mk/a omakäyttösähkön hinnalla 100 mk/MWh. Tarkkaa omakäyttösähkön määrää ei lämpökeskukselta tiedetä, sillä lämpökeskuksen kaukolämpöpumpuissa ei ole sähköenergiamittareita.

Lämpökeskuksen taloteknisten järjestelmien sähkön kulutusta selvitettiin mittaamalla sähkötiloista keskusten lähtöjen virtoja. Tulokset ovat taulukossa 8.

*Taulukko 8. Lämpökeskuksen taloteknisten järjestelmien sähkön kulutus*

Vuosi 1999	Energia	Osuus
Keskus	[MWh]	[%]
Valaistuskeskus	134,3	6,00
PLKB3	123,4	5,51
Ryhmäkeskus 1.1	57,5	2,57
Jakokeskus 1.3	47,7	2,13
Ryhmäkeskus 2.1	45,6	2,03
Ilmastoinnin keskus	8,3	0,37
PLKK1 pistorasiakeskus	2,4	0,11
<b>Talotekniset yhteensä</b>	<b>419,3</b>	<b>18,72</b>
PLKB1 sähkösuodattimen lämmitys	196,1	8,76
<b>Koko lämpökeskus</b>	<b>2239,8</b>	<b>100,00</b>

Mikäli virran mittauksessa eri vaiheiden virrat poikkesivat paljon toisistaan, mitattiin virta kahdesta vaiheesta samanaikaisesti ja otettiin keskiarvo. Jännitteenä käytettiin 400 V ja tehokertoimena  $\cos\phi$  arvoa 0,86. Lähtöjen tehot laskettiin kaavalla 1 ja vuosienenergiat saatiin olettamalla teho samaksi läpi vuoden. Kuten taulukosta 8 havaitaan, on lämpökeskuksen taloteknisten järjestelmien sähkön kulutus 18,7% koko lämpökeskuksen sähkön kulutuksesta. Suuri osuus johtuu laitoksen vähäisestä käyntimäärästä. Taloteknisten järjestelmien lisäksi mitattiin sähkösuodattimien suppiloiden lämmittämiseen menevä energia. Sähkösuodattimen suppiloita joudutaan lämmittämään, sillä ilman lämmitystä suppilot syöpyvät.

#### 6.4.2 Omakäyttölämpö

Lämpökeskuksen puolella on mitattu omakäyttöenergian kulutus vuonna 1999 ollut 251 MWh, mikä tekee omakäyttölämmön hinnalla 80 mk/MWh vuotuiseksi kustannukseksi 20 080 mk. Todellinen energiankulutus on kumminkin paljon suurempi, sillä lämpöenergiankulutusta mitataan vain taloteknisiä järjestelmiä kaukolämmöllä lämmitettävän lämmönvaihtimen osalta. Tämä lämmönvaihdin hoitaa lämpökeskuksen sosiaali- ja konttoritilojen patteriverkosto- ja käyttöveden sekä ilmastointikoneiden vesikierron veden lämmityksen. Mittaamattomia lämpöenergian kulutuskohteita lämpökeskuksella ovat prosessipuolen lämmönkulutukset eli lämpökeskuksen prosessilämmönvaihtimen, kattiloiden sekä leijukattilan tuloilmapuhaltimen lämmitykset.

Mittaamattomien prosessikohteiden lämmönkulutus on pyritty arvioimaan suorittamalla vesivirtauksen ja lämpötilojen mittauksia lämpökeskuksella. Vedenvirtaamat on selvitetty putken pinnalle asennettavalla ultraäänimittarilla ja lämpötilat on mitattu putken päältä infrapunalämpötilamittarilla.

**Leijukattilan** seisonta-aikana kattila on säilönnässä ja varsinaista kattilan lämmitysvesikiertoa ei ole. Säilönnän aikana kattila sekä lieriö on täytetty vedellä ja kattilassa kierrätetään vettä kattilapiirin kiertopumpulla lieriön laskuputkesta syöttövesisäiliöön ja sieltä nousuputkia pitkin takaisin lieriöön. Joka toinen viikko kattilan vedestä otetaan vesinäyte, jolloin käynnistetään kiertopumput, joilla vettä kierrätetään kattilan ja lämmönvaihtimen välillä, jotta vesi saadaan sekoitettua. Samalla kiertävä vesi ottaa lämpöä kaukolämpöverkosta ja lämmittää kattilaa. Tätä kaukolämpöverkosta otettavaa energiaa ei mitata ja sen suuruus riippuu paljon siitä, kuinka kauan pumppuja käytetään.

Leijukattilassa on kaukolämpöeko, joka kattilan ollessa päällä lämmittää kaukolämpövedtä. Samasta kierrosta otetaan lämpö **leijukattilan tuloilmapuhaltimelle**. Tuloilmapuhaltimen lämmönvaihtimelle tuleva vesi otetaan kaukolämpövesikierrosta ekon jälkeen ja kiertävä vesi palaa ekon menopuolelle.

Näin ollen kattilan tuloilmapuhaltimen käyttämä lämpömäärä menee kaukolämpöverkon verkostohäviöiksi. Tuloilmapuhaltimen ottamaa energiamäärää mitattiin maaliskuussa 2000 kahden päivän ajan ja silloin keskimääräiseksi lämmitystehoksi saatiin 16 kW. Kattilan käyntiaika talvisin on ollut noin 1 230 h ja arvioimalla lämmitystehon olevan koko talven ajalla mitatun suuruinen saadaan tuloilmapuhaltimen energiankulutukseksi 19,7 MWh/a. Kesäaikana ei tuloilman lämmitystä käytetä lainkaan.

**Arinakattilan** lämmitys hoidetaan kaukolämpövedellä johtamalla kaukolämpövesi arinan läpi. Samalla kierrolla hoidetaan arinan jäähdytys kattilan ollessa päällä, jolloin toisin sanoen lämmitetään kaukolämpövettä. Ensimmäinen omakäyttötehon mittaus suoritettiin maaliskuussa ja toinen kesäkuussa. Molemmat mittausjaksot olivat noin viikon pituiset ja saadut tulokset ovat mittausjakson keskiarvojen mukaan laskettu. Mittauksissa saatiin arinakattilan arinan lämmitystehoksi talvella 28,3 kW ja kesällä 25,2 kW. Vuotuinen energiankulutus on laskettu siten, että suurempi teho on lokakuusta maaliskuuhun ja pienempi kesällä. Ajanjaksojen kulutuksista vähennetään keskimääräiset kattilan päällä oloajat, jolloin saadaan arinakattilan kulutukseksi noin 229,9 MWh/a.

**Öljykattilan** lämmitystä seisonta-aikana ei varsinaisesti ole ollenkaan. Kattilan lämpimänä pito perustuu siihen, että kaukolämpöverkon sulkuventtiilit vuotavat vähän läpi ja siten kattila pysyy lämpimänä. Suoritettujen mittausten mukaan kattilan lämpötila on ulkopinnalta mitattuna tasaisesti noin 29°C, ja vuoden 2000 keväällä suoritettussa savukaasupuolen tarkastuksessa ei havaittu merkkejä korroosiosta, joten kattila on säilynyt hyvin. Kattila seisonta-aikainen lämmitys on siis riittävää, mutta lämmityksen suuruudesta ei voida esittää kuin summittaisia arvioita. Vastaavan kokoinen kattila on Siekkilän lämpökeskuksella ja sen arvioidaan kuluttavan noin 120 MWh vuodessa, joten tätä arvoa voidaan pitää suuntaa-antavana arvona myös Pursialan lämpökeskuksen kattilan kulutukselle.

Lämpökeskuksen **prosessilämmönvaihtimen** kuluttamaa tehoa mitattiin myös kahteen otteeseen, ensin helmikuun lopussa ja sitten kesäkuussa viikon verran.



Lämmönvaihtimen kuluttamaksi tehoksi saatiin helmikuussa 82,2 kW ja kesäkuussa 61,8 kW. Laskemalla vuosikulutus arinakattilan tavoin puoliksi, saadaan energiankulutukseksi 630,7 MWh/a.

Mittausten perusteella voidaan todeta, että lämpökeskuksen omakäyttölämmön mittaukset eivät ole tällä hetkellä kattavia omakäyttöenergianmäärää arvioitaessa. Laskettuja vuosikulutuksia ei voida pitää kuin suuntaa-antavina arvoina mittausjaksojen lyhyiden vuoksi. Kuitenkin voidaan arvioida, että todellisuudessa lämpökeskuksen omakäyttölämmön kulutus on yli 1 500 MWh/a, josta siis vain taloteknisten järjestelmien lämmönvaihtimen kuluttama noin 250 MWh/a mitataan. Loppuosa lämmitysenergiasta menee kaukolämpöverkon häviöiksi. Omakäyttölämmön hinnalla 80 mk/MWh saadaan siten arvioiduiksi vuotuisiksi lämmityskustannuksiksi noin 120 000 mk/a, joka on huomattavasti mitatun arvon mukaan laskettua 20 080 mk/a arvoa suurempi. Lämpökeskuksella tulisikin saattaa kaikki lämmön kohteet mittauksen piiriin.

Lämpökeskuksella tulisi miettiä myös tapoja jäähdytyksen parantamiseen sekä liiallisen omakäyttölämmön kohteiden läpi tapahtuvan kaukolämpö vesivirran hillitsemiseen. Mittauksen mukaan arinakattilan läpi virtaa 4,0 l/s kaukolämpövedettä, joka jäähtyy kattilassa keskimäärin 11,6°C. Lämpökeskuksen prosessilämmönvaihtimen läpi virtaa 9 l/s kaukolämpövedettä, joka jäähtyy vaihtimessa vain keskimäärin 2,1°C. Kun kaukolämpöveden keskimääräinen menolämpötila oli viime vuonna 86,1°C ja paluueden lämpötila 48,6°C, voidaan veden mukana hukkaan mennyt energiamäärä laskea. Edellä olevilla arvoilla saadaan, että näiden kahden kohteen läpi virtaavan veden energiasta menee yhteensä 14 938,8 MWh/a kaukolämpöverkon paluueden lämmittämiseen. Jos kaukolämpöverkon veden massavirta on 250 kg/s, niin kyseinen energiamäärä nostaisi paluueden lämpötilaa 1,65°C. Lämpökeskuksen kertosäätöiset lämmön kulutuskohteet tulisikin muuttaa säädettäviksi, jolloin lämpöä kulutettaisiin vain tarpeen mukaan. Tällöin läpivirtaava vesimäärä vähenisi oleellisesti, pumppausenergian tarve olisi pienempi ja jäähdytys tehostuisi.

### 6.4.3 Kattiloiden läpivirtaushäviöt

Lämpökeskuksen kattiloissa on reilusti läpivirtausta, minkä osoittaa se, että toisen savukaasupuhaltimen siipipyörä pyörii varalla ollessakin. Läpivirtauksen tarkkaa määrää ei määritetty, mutta analyysin aikana suoritettiin mittauksia kattiloiden imu- ja savukaasukanavissa anemometrillä ilman mittauskurkkua. Näin ollen mittarin näyttämät virtauksen määrät eivät ole absoluuttisen oikein, mutta virtauksen suuruusluokista toisiinsa nähden päästään selvyyteen.

Mittausten mukaan jokaisen kattilan läpi virtaa ilmaa reilusti, joten kattiloiden läpivirtauksien määrää tulisi tarkemmin tutkia ja virtauksien syntyminen ehkäistä. Leiju- ja arinakattilan tapauksessa ainoa tehokas tapa ehkäistä läpivirtaushäviötä on asentaa sulkupelti savukaasupuolen kanavaan. Imukanava olisi parempi paikka sulkupellille vähemmän likaantumisen vuoksi, mutta pelkkä imukanavan sulkeminen ei riitä ainakaan arinakattilan tapauksessa, sillä arinakattilassa myös poltto-aineen syöttösuppiloiden kautta virtaa ilmaa kattilaan. Läpivirtauksiin tulisi kiinnittää huomiota, sillä seisovassa laitoksessa läpivirtauksen aiheuttamat lämpöhäviöt saattavat kohota jopa useiksi sadoiksi megawattitunneiksi /10/.

Läpivirtauksen estäminen pienentäisi kattiloiden lämpöhäviöitä ja siten myös seisonta-ajan lämpöhäviöitä. Myös sähkösuodattimien suppiloiden kunto paranisi, sillä tällä hetkellä suppiloita joudutaan lämmittämään, jotta suppilot eivät syöpyisi. Läpi virtauksen estäminen pienentäisi myös suppiloiden lämmittämiseen tarvittavaa energiaa tai jopa poistaisi suppiloiden lämmitystarpeen.

## 6.5 Veden kulutus

Voimalaitosalue ottaa käyttämänsä raakaveden Mikkelin kaupungin juomavesiverkosta. Käytetyn veden määrä vuosittain käy selville taulukosta 9.

*Taulukko 9. Raakaveden kulutus vuosina 1997...1999*

Vuosi	1997	1998	1999
Raakaveden kulutus	[m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]
Voimalaitos	15 669	15 748	19 839
Lämpökeskus	6 975	4 528	6 241
<b>Yhteensä</b>	<b>22 644</b>	<b>20 276</b>	<b>26 080</b>

Raakavettä käytettiin vuonna 1999 siis 26 080 m<sup>3</sup>, joka tekee laskettuna raakaveden hinnalla 4 mk/m<sup>3</sup> käytetyn vesimäärän kustannukseksi 104 320 mk/a.

### 6.5.1 Voimalaitoksen veden kulutus

Veden kulutus voimalaitoksella riippuu paljon voimalaitoksen kattilan lisäksi lämpökeskuksen leiju- ja arinakattilan käyntiajoista, sillä voimalaitoksella valmistettavaa lisävettä käytetään voimalaitoksen kattilan lisäksi lämpökeskuksen leiju- ja arinakattiloissa. Lisäksi voimalaitokselta ryhdyttiin myymään prosessilämpöä ja höyryä läheiselle sahalle vuoden 1999 syyskuun lopussa. Voimalaitokselta johdetaan höyryä omakäyttötukista sahan lämmönvaihtimelle, jonka jälkeen höyry lauhtuu paisunta-astiassa ja palaa lauhteena voimalaitokselle. Saha käyttää paisunta-astiasta saatavaa kylläistä höyryä sahatavaran kuivaukseen, jolloin voimalaitoksella täytyy tuottaa vastaava määrä uutta lisävettä.

Voimalaitoksen kuukausittainen vedenkulutus vuodelta 1999 on esitetty taulukossa 10.

*Taulukko 10. Voimalaitoksen vedenkulutus vuonna 1999*

Vuosi 1999	Lisävesi	Käyttövesi	Raakavesi
Kuukausi	[m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]
Tammikuu	1320	5	1325
Helmikuu	1257	4	1261
Maaliskuu	1279	614	1893
Huhtikuu	1345	255	1600
Toukokuu	1415	1	1416
Kesäkuu	1376	67	1443
Heinäkuu	421	94	515

Elokuu	1713	-52	1661
Syyskuu	1273	30	1303
Lokakuu	2000	173	2173
Marraskuu	2400	125	2525
Joulukuu	2600	124	2724
<b>Koko vuosi</b>	<b>18399</b>	<b>1440</b>	<b>19839</b>

Taulukosta 10 nähdään, että noin 92% lisäveden kulutuksesta menee voimalaitoksen raakaveden valmistukseen ja loput käyttövedeksi. Taulukosta näkee myös sen, kuinka lisäveden kulutus on ollut pienin heinäkuussa, jolloin voimalaitoksella on ollut seisokki ja voimalaitoksen kattila ei ole ollut päällä, vaan lisävettä on kulunut käytössä lämpökeskuksella ja seisokin loputtua voimalaitoksen kattilan täyttöön.

Taulukosta huomataan kuinka lisäveden määrä on ollut selvästi keskimääräistä korkeampi lokakuusta lähtien. Tämä johtuu lämmön ja prosessihöyryn myymisen aloittamisesta läheiselle sahalle. Saha käyttää osan höyrystä kuivaukseen, joten lisäveden tarve kasvaa pysyvästi, mutta pysyvä lisäveden tarve ei ole kuitenkaan niin suurta, kuin taulukosta 10 voisi päätellä. Tämä siksi, että aluksi sahalta palaavan lauhteen laatu oli niin huonoa, että lauhde täytyi ohjata kokonaan viemäriin. Tämä johtui putkiston ja sahan lämmönvaihtimen likaisuudesta. Lisäveden tarve oli siis huipussaan joulukuussa 1999, mutta tilanne on normalisoitunut keväällä 2000 eli lisäveden kulutus ei ole enää vuoden 1999 joulukuun tasolla, vaan lisäveden kulutus on vain vähän korkeampi kuin edellisten vuosina vastaavana aikana.

Taulukosta 10 nähdään myös se, kuinka voimalaitoksen eri vesimittareissa aiheutuu virhettä vesimäärän mittauksessa. Suolanpoistosarjojen mittaama lisävesimäärä on todellisuudessa suurempi kuin raakavesimittarin mittaama vesimäärä. Kalibrointien yhteydessä on sovittu kerroin, jolla toisen suolanpoistosarjan vesimittarin lukemaa vähennetään. Tämä ei ole aivan tarkka tapa, kuten huomataan siitä, että taulukossa 10 heinäkuun käyttövesimäärä on negatiivinen.

Voimalaitoksella käytettävän lisäveden kulutuskohteita selvitettiin analyysin aikana lähinnä siksi, jotta löydettäisiin kohteita, joista kierrosta poistettavaa lisävedettä voitaisiin hyödyntää kaukolämpöverkon lisävetenä. Siksi kattilan jatkuvan ulospuhallussäiliön vedenpoistolinjaan asennettiin mekaaninen virtausmittari ja näytteenottimien läpi virtaavaa veden määrää selvitettiin laskemalla vettä astioihin ja mittamaalla siihen kulunut aika sekä astioiden painot tyhjänä ja täytenä. Saatujen tuloksien avulla lasketut vuosikulutukset ovat taulukossa 11.

*Taulukko 11. Voimalaitoksen lisäveden kulutuskohteita*

Lisäveden kulutuskohde	Määrä	Osuus
	[m <sup>3</sup> /a]	[%]
Kattilan jatkuva ulospuhallus	1 030	5,6
Näytteenottimet	1 640	8,9
Höyryn myynti	1 150	6,3
Suolanpoistosarjojen elvytys	1 890	10,3
Muut kohteet	12 689	69,0
<b>Voimalaitos yhteensä</b>	<b>18 399</b>	<b>100,0</b>

Taulukossa 11 on myös voimalaitoksen raporttien perusteella laskettu läheiselle sahalle myytävän höyryn aiheuttama lisäveden vuosikulutus sekä suolanpoistosarjojen elvytykseen kuluva vesimäärä. Mitatut veden kulutuskohteet kattavat vain 31 % voimalaitoksen lisäveden kulutuksesta. Muista lisäveden tarvetta aiheuttavia kohteita ovat turbiinin matala- ja korkeapainepään tiivistehöyryt, höyryejektori, syöttövesisäiliön jatkuva ulospuhallus ja öljypolttimien hajotushöyryt. Lisäksi voimalaitoksella tuotetaan lämpökeskuksella käytetty lisävesi ja lämpökeskukselle johdettua vesimäärää ei erikseen mitata.

### 6.5.2 Lämpökeskuksen veden kulutus

Lämpökeskuksen raakaveden määrään vaikuttaa paljon kaukolämpöverkon lisäveden tarve ja siten kaukolämpöverkon vuodot, sillä vuonna 1999 valmistettiin kaukolämpöverkon lisävedestä 98% Pursialan lämpökeskuksella. Kuukausittainen vedenkäyttö lämpökeskuksella vuonna 1999 on taulukossa 12.

Taulukko 12. Pursialan lämpökeskuksen vedenkäyttö vuonna 1999

Vuosi 1999	Pehmennetty KL-lisävesi	Raakavesi KL-verkkoon	Käyttövesi	Raakavesi Yhteensä
Kuukausi	[m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]
Tammikuu	201	200	92	493
Helmikuu	262	200	152	614
Maaliskuu	240	200	-7	433
Huhtikuu	268	0	109	377
Toukokuu	255	0	193	448
Kesäkuu	235	0	118	353
Heinäkuu	274	200	63	537
Elokuu	293	0	20	313
Syyskuu	430	0	124	554
Lokakuu	578	20	292	890
Marraskuu	364	20	162	546
Joulukuu	540	100	43	683
<b>Koko vuosi</b>	<b>3 940</b>	<b>940</b>	<b>1 361</b>	<b>6 241</b>

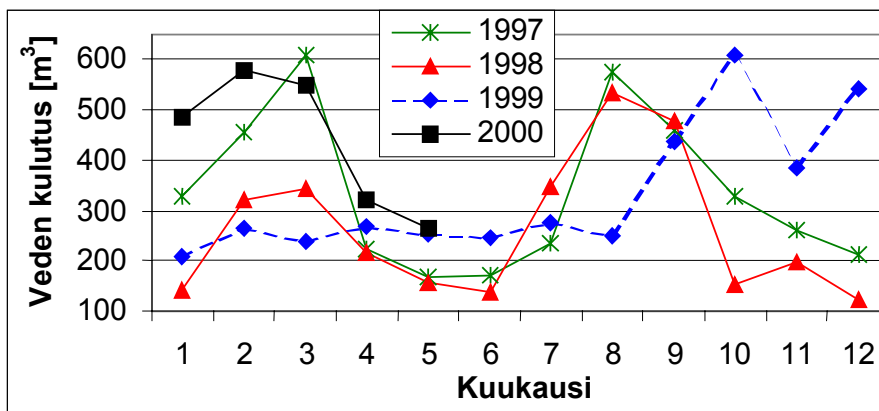
Taulukosta nähdään että kaukolämpöverkkoon menevän pehmenneen veden osuus koko lämpökeskuksen vedenkäytöstä on 63%, kaukolämpöverkkoon johdetun raakaveden osuus on 15% ja käyttöveden osuudeksi jää 22%. Raakaveden johtaminen kaukolämpöverkkoon johtuu siitä, että kaukolämpöverkon paisunta-astiaan joudutaan joskus lisäämään raakavettä ns. hätätäyttönä kaukolämpöverkon veden jäähtyessä. Kaukolämpöverkon paisunta-astia on tällä hetkellä pieni verkon tilavuuteen nähden ja tietyissä tilanteissa kaukolämpöverkon tankkautuessa täyteen verkon vesi paisuu enemmän kuin paisunta-astiaan mahtuu. Tällöin kaukolämpöverkon vettä joudutaan ohjaamaan viemäriin. Kun verkko myöhemmin jäähtyy nopeasti, voi hetkellinen lisäveden

tarve olla suurempi kuin pehmennyssuodattimen läpi pystytään ajamaan, jolloin puuttuva osa korvataan raakavedellä.

### 6.5.3 Kaukolämpöverkon veden kulutus

Kaukolämpöverkon paisumista ja siitä johtuvaa kaukolämpöveden hukkaa pyrittiin selvittämään asentamalla kaukolämpöverkon paisuntasäiliön poistoputkeen vesimittari. Samalla laitettiin paisuntasäiliön pinnan säätö kuntoon, jolloin pinnansäädön mukaan toimiva automaattiventtiili laskee paisuntasäiliöstä liian veden tarvittaessa pois poistoputkea pitkin. Ennen korjausta oli pinnansäätö ollut poissa toiminnasta ja ylivuoto oli tapahtunut kaasunpoistimen ylivuotoputken kautta, eikä kaasunpoistin ollut toiminnassa ollenkaan. Kaasunpoistin ei tosin pinnansäädön korjauksen jälkeenkään toimi oikein, sillä lämpökeskukselle sijaitsevalle paisuntasäiliölle ei ole vedetty ollenkaan höyrylinjaa voimalaitokselta. Paisuntasäiliön poistoputkessa oleva mittari asennettiin maaliskuun lopulla, jolloin kaukolämpöveden lämpötilan vaihtelut ja paisunta verkossa ovat suurimmillaan. Tämä johtuu siitä, että yöllä on pakkasta ja aamuisin lämmön kulutus on korkealla tasolla verkossa, mutta aamulla auringon lämmittäessä lämmöntarve vähenee nopeasti. Saatujen tulosten mukaan on verkon ylipaisuminen ennakoitua vähäisempää, toisaalta myös kevään aamuhuippujen ajo painottui tänä vuonna edellisvuosia enemmän Pursialan lämpökeskuksen kattiloiden sijaan muille raskasöljykäyttöisille lämpökeskuksille. Tästä johtuen ylivuotoa kaukolämpöverkosta ei ole ilmennyt kuin yhtenä aamuna 28.3, jolloin kaukolämpövettä laskettiin viemäriin 5,7 m<sup>3</sup>.

Kaukolämpöverkon lisäveden tarve 1.1.1997...31.5.2000 välisenä aikana on ollut kuvan 3 mukainen. Kuvan kuukausittaisissa veden määrissä on mukana myös keskustan lämpökeskukselta lisätyt vesimäärät.



Kuva 3. Kaukolämpöverkon lisäveden tarve 1.1.1997...31.5.2000

Kuten kuvasta 3 havaitaan on lisäveden tarve korkeimmillaan talvella, jolloin putkistoin paineet ovat korkeimmillaan. Vuoden 1997 maaliskuussa verkostossa oli iso vuoto, joten sen kuukauden veden kulutukseksi tuli 608 m<sup>3</sup> vettä. Kuvasta nähdään hyvin, kuinka joka vuosi lisäveden tarve kasvaa syksyllä, jolloin suuremmat kaukolämpökanavien korjaukset valmistuvat ja verkoston painetaso nousee. Vuoden 1999 lopulla on lisäveden kulutus kumminkin jäänyt korkeammalle tasolle koko talveksi. Tämä johtuu siitä, että syksyllä 1999 suoritettiin kaukolämpöverkon koeponnistus ja sen seurauksena verkostoon on tullut pieniä vuotoja, joiden paikantamiseen ja korjaukseen on mennyt aikaa. Kuvasta nähdään myös se, että kesällä lisäveden tarve on noin 8,2 m<sup>3</sup> päivässä ja vuoden 2000 alkupuoliskolla se on ollut jopa 19,3 m<sup>3</sup> päivässä. Lisäveden vuosikulutus suhteessa kaukolämpöverkon koko vesitilavuuteen on ollut 1,09 m<sup>3</sup> lisävesi/m<sup>3</sup> verkko vuonna 1999, kun valtakunnallinen keskiarvo vastaavassa tilausteholuokassa on ollut 0,48 m<sup>3</sup> lisävesi/m<sup>3</sup> verkko vuonna 1998. ESE:n kaukolämpöverkossa on siis enemmän vuotoja kuin muualla.

Kaukolämpöverkoston vedenkulutuksen tyydyttämiseksi on analyysina aikana harkittu voimalaitoksen kierrosta poistettavien vesien hyötykäyttöä. Lähinnä kyseeseen tulisi kattilan jatkuvan ulospuhalluksen vedet sekä näytteenottimien läpi virranneet vedet. Näiden vesien hyödyntäminen vaatisi kumminkin voimalaitokselle uuden kaukolämpöverkon paisunta-astian, jossa olisi mahdollisuus



lisäveden suolaamiseen. Kattilasta poistettava vesi on täyssuolanpoistettua vettä, joka puhtauden puolesta sopisi muuten hyvin kaukolämpöverkkoon, mutta veden sähkönjohtavuus on liian pieni. Vettä jouduttaisiin suolaamaan, jotta sähkönjohtavuuden perusteella virtausta mittaavat magneettiset virtausmittarit toimisivat oikein asiakkaiden energiamittareissa.

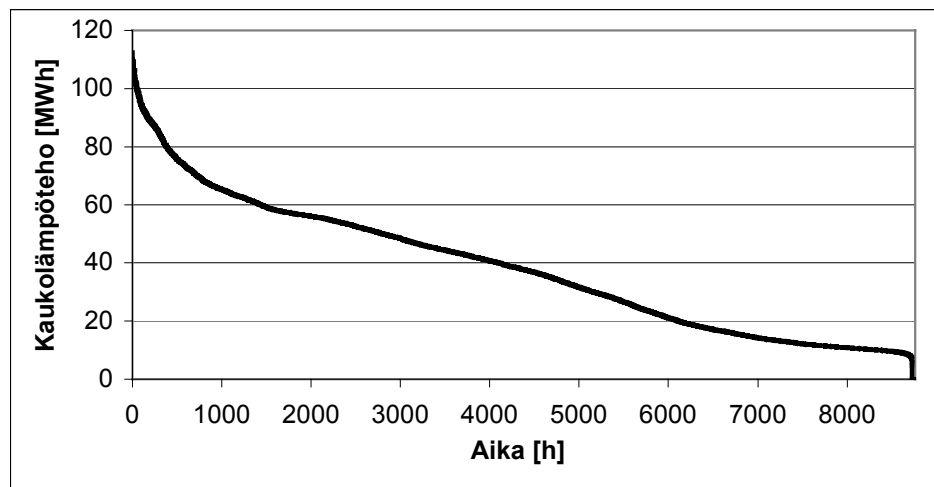
Kattilan jatkuvan ulospuhalluksen sekä näytteenottimien veden virtauksen määrä on taulukon 11 perusteella laskettuna  $7,3 \text{ m}^3$  päivässä, joka mahtuisi kaukolämpöverkkoon kokonaisuudessaan myös kesäisin. Talvisin jouduttaisiin valmistamaan osa lisävedestä vanhaan tapaan pehmentämällä raakavettä. Jos nämä voimalaitokselta poistettavat vedet johdetaan kaukolämpöverkkoon, säästetään vuodessa raakavettä noin  $2\,670 \text{ m}^3$ . Lisäveden hinta on  $8 \text{ mk/m}^3$  pehennys huomioiden, joten säästö veden hankinnassa olisi  $21\,360 \text{ mk/a}$ . Tämän lisäksi säästettäisiin veden lämmittämiseen menevää energiaa raakaveden lämpötilan ja poistuvien vesien lämpötilojen erotuksen verran. Raakaveden tulolämpötila on noin  $11^\circ\text{C}$ , kattilan ulospuhallussäiliöltä tulevan veden lämpötila on mittausten mukaan kaukolämpövaihtimen jälkeen keskimäärin  $46,5^\circ\text{C}$  ja näytteenottimien vedet jäädytetään  $20^\circ\text{C}$  lämpötilaan. Tästä saadaan säästyväksi energiaksi  $59,6 \text{ MWh/a}$ , joka tekee omakäyttölämmön hinnalla  $80 \text{ mk/MWh}$  säästöksi  $4\,770 \text{ mk/a}$ . Säästö olisi yhteensä  $26\,130 \text{ mk/a}$  ja uuden kaukolämpöverkon paisunta-astian hinta on asennuskustannuksineen noin  $400\,000 \text{ mk}$  (Puhelinkeskustelu U-Cond Ltd:n vara-toimitusjohtajan Pekka Heleniuksen kanssa). Investoinnin suora takaisinmaksu-aika olisi siten  $15,3$  vuotta, joka on liian pitkä aika. Lisäkustannuksia aiheuttaa vielä kattilasta poistuvan veden suolaus.

Laitoksen nykyinen paisunta-astia on kuitenkin nykyinen kaukolämpöverkon tilavuus huomioiden liian pieni ja aika huonossa kunnossa. Kun uusi kaukolämpöverkon paisunta-astia joudutaan hankimaan vanhan mennessä liian huonoon kuntoon, kannattaisi kattilasta poistettavien vesien hyödyntäminen kaukolämpöverkossa ottaa uudelleen harkintaan.

## 7. KAUKOLÄMMÖN ENERGIA-ANALYYSI

Kaukolämpöä tuotetaan voimalaitoksella yhteistuotannossa sähkön kanssa ja erilliskeskuksilla. ESE toimitti vuonna 1999 kaukolämpöä 345,7 GWh verkkoon toimitetusta energiasta 97% tuotettiin Pursialan voimalaitoksella ja loput 3% eri puolilla Mikkeliä sijaitsevilla lämpökeskuksilla. Verkosto- ja mittaushäviöt olivat noin 27,1 GWh, mikä on 7,8% tuotetusta kaukolämpöenergiasta.

Vuoden 1999 lopulla kaukolämmön piirissä oli 1395 asiakasta ja lämmitettävä rakennustilavuus oli noin 7 035 000 m<sup>3</sup>. Kaukolämmitetyissä taloissa asui 25 300 asukasta, eli 73% Mikkelin asukasmäärästä. Kaukolämmön tilaustehon suuruus oli 181 MW. Kaukolämmön kantaverkon kaukolämpötehon pysyvyyskäyrä vuodelta 1999 on esitetty kuvassa 4.



Kuva 4. Kaukolämpötehon pysyvyyskäyrä vuodelta 1999

Suurin toimitettu kaukolämpöteho oli 112,4 MW ja kyseinen teho mitattiin 9.2.1999 kello 8...9 välisenä aikana ulkolämpötilan ollessa  $-32$  °C. Pysyvyyskäyrän lopussa näkyy 33 nolla-arvoa, mitkä johtuvat siitä, että tiedonkeruu-järjestelmä on ollut ne ajat poissa päältä.

## 7.1 Siirtoverkko

Kaukolämpötoiminta Mikkelin alueella on käynnistyt jo vuonna 1954 ja näin ollen on osa kaukolämpöverkosta jo todella vanhaa. Verkkoa on uudistettu paljon, mutta vielä löytyy osuuksia, joissa on puoli- tai kokoelementtikanavassa eristeenä vain 40mm mineraalivilla- tai polyuretaanikourua. Näin ollen ESE:n mitattua kaukolämpöverkon lämpöhäviötä 7,8 prosenttia voidaan pitää kohtuullisen hyvänä arvona, varsinkin kun valtakunnallinen keskiarvo samassa tilausteholuokassa on noin 10 prosenttia /15/.

Analyysin aikana selvitettiin vanhimpien huonoiten eristettyjen kaukolämpökanavien uudelleen eristyksen tai vaihdon kannattavuutta. Tarkemmin tarkasteltiin kahta kohdetta Mikkelin keskustassa, joista toinen on toinen sijaitsee Kirkkopuistossa ja toinen Nuijamiestenkadulla. Suurista lämpöhäviöistä noiden putkien osalta kertoo se, että putkien kohdat ovat sulana talvisin kovillakin pakkasilla, vaikka putket ovat kooltaan vain DN200...DN300.

### 7.1.1 Kirkkopuiston putkiosuus

Kaukolämpöputket Kirkkopuiston alueelle on asennettu vuonna 1972 ja käytetty putkityyppi on betoninen puolielementtikanava Pmv, jonka pohja on valettu asennuspaikalla ja kansi osa on elementeistä. Alueen virtausputket ovat kooltaan DN 250 ja DN 300 ja eristysaineena on mineraalivillakouru, jonka paksuus molemmissa virtausputkissa on 40mm. Kanavan uusimisen kannattavuutta tarkasteltiin suorittamalla teoreettiset laskelmat lämpöhäviöille nykytilanteessa, uudelleen eritetyille putkelle sekä kokonaan uudelle putkelle. Uudelleen eristys ajatellaan tapahtuvat vaahdottamalla polyuretaania vanhan virtausputken ja teräskuoren väliin. Kokonaan uuden putken tapauksessa lasketaan lämpöhäviöt vastaavan kokoiselle 2Mpuk-putkirakenteelle.

Lähtöarvoiksi selvitettiin voimalaitoksen Intouch –kaukokäyttöjärjestelmän tietokannoista ulkolämpötilan sekä kaukolämmön meno- ja paluuveden lämpötilan kuukausittaiset keskiarvot vuodelta 1999. Lisäksi käytettiin hyväksi kirjallisuudesta saatavia arvoja /7,8,9,15/. Häviölaskut on suoritettu kuukausittain ja tuloksista on otettu keskiarvo. Tällöin saadaan kohdan 4.1.1 kaavoilla laskien taulukon 13 mukaiset arvot lämpöhäviön  $\Phi$  arvot. Taulukossa on myös ilmoitettu tärkeimpiä laskennassa käytettyjä arvoja.

Taulukko 13. Lämmönjohtavuudet Kirkkopuiston putkiosuudelle /7,8,9,16/

Putki	Eriste	Eristepaksuus menoputki	Eristepaksuus paluuputki	$\lambda_L$	$\Phi$
DN	Laatu	[mm]	[mm]	[W/mK]	[W/m]
250	Nykyinen eriste	40	40	0,0926	169,4
250	Uudelleen eristetty	50	50	0,029	63,6
250	2Mpuk-kanava	80	80	0,027	39,8
300	Nykyinen eriste	40	40	0,0926	175,6
300	Uudelleen eristetty	50	50	0,029	73,2
300	2Mpuk-kanava	60	50	0,027	44,7

Uudelleen eristetyn putken eristyksen paksuudeksi on valittu 50mm, sillä paksumpi eriste ei mahdu vanhaan puolielementtikanaavaan. Eristeen lämmönjohtavuudet  $\lambda_L$  ovat kirjallisuudesta saatuja arvoja /8,9,16/.

Saatujen lämpöhäviöarvojen perusteella on laskettu lämpöhäviöiden erotus  $\Delta\Phi$  sekä säästetty energiamäärä E vuodessa ottamalla huomioon kanavien pituudet. Kirkkopuiston DN250 kanavan pituus on 355 m ja DN300 kanavan 232,5 m. Tämän perusteella voidaan laskea säästö markoissa H, käyttämällä lämpöhäviöille omakäyttölämmön hintaa 100 mk/MWh. Ottamalla huomioon asennuskustannukset K, voidaan laskea investoinnille suora takaisinmaksuaika

STMA. Asennus-kustannukset perustuvat 2Mpuk-putken kohdalla vuonna 1999 toteutuneisiin kustannuksiin ja uudelleen eristyksen kohdalla kirjallisuuden arvoihin /16/, joita on korotettu 20%, jotta ne vastaisivat paremmin nykypäivän hintatasoa. Saadut tulokset ovat taulukossa 14.

Taulukko 14. Kirkkopuiston kanavien uusimisen kustannukset ja kannattavuudet

Putki	$\Delta\Phi$	E	H	K	STMA
DN	[W/m]	[MWh/a]	[mk/a]	[mk/m]	[a]
Nykyisen vertailu uudelleen eristettyyn putkeen:					
250	106,2	330,2	32 057	570 840	17,3
300	102,4	208,6	20 855	379 440	18,2
Nykyisen vertailu 2Mpuk-kanavaan:					
250	130,0	404,3	40 435	812 950	20,1
300	130,9	266,7	26 668	523 823	19,6

Kuten taulukosta 14 nähdään, ei putkia kannata uudelleen eristää eikä vaihtaa uuteen pelkästään lämpöhäviöiden takia. Putkien uudelleen eristäminen ei kannata, sillä E25 kanavaan ei mahdu enempää kuin 50mm eristettä virtausputken ympärille, joten uudelleen eristyksestä ei saada täyttä hyötyä, ohuen eristyspaksuuden vuoksi. Pieneen kanavaan ei mahdu virtausputken ympärille paljoa eristettä ja siksi kooltaan DN 200 olevalle putkelle alettiinkin käyttämään E30 elementeistä tehtyä kanavaa jo 70-luvun lopulla. Vertailun vuoksi todettakoon vielä, että SKY:n suositus kooltaan DN 300 olevan mineraalivillaeristeisen putken eristyspaksuudeksi on 100mm /8/.

Mikäli vanha putkilinja kastuu kokonaan, on putkilinjassa suuret lämpöhäviöt niin kauan kuin eriste on märkää. Jos samalla pelätään korroosion aiheuttamaa putki-

rikkoa tulevaisuudessa, kannattaa kaukolämpölinja uusia. Tällöin saadaan uusi kestävä kanava ja asennuksen ajankohta voidaan valita itse. Samalla saadaan kanavan lämpöhäviöitä parannettua. Putkirikon sattuessa ei välttämättä ole mahdollisuutta korjata vuotoa heti resurssipulan vuoksi tai siksi, ettei lämmönjakelua voida keskeyttää kanavanalueella /9/.

### 7.1.2 Nuijamiestenkadun putkiosuus

Nuijamiestenkadulle on asennettu kaukolämpöputkia kahdessa osassa. Ensimmäinen osa on tehty vuonna 1974 ja toinen vuonna 1977. Asennetut kaukolämpö-kanavat ovat betonisia täyselementtikanavia kooltaan E20, joissa virtausputket ovat kooltaan DN200. Eristysmateriaaleina on käytetty polyuretaanikouruja, jotka on kiinnitetty virtausputkeen kourun keskeltä yhdellä pannalla. Eristeen paksuus on 40 mm molemmissa putkissa. Käyttökokemusten mukaan tällaiset kourut kärsivät vuosien varrella kuumuudesta niin, että kourujen reunat nousevat ylös putken pinnalta ja kouru on putkessa kiinni enää keskellä olevan pannan kohdalta. Tällöin lämpöhäviöt ovat suuret tuuletetussa kanavassa.

Polyuretaanieristeisen putken uusimisen tai vaihdon kannattavuutta tutkittiin samoin kuin mineraalivillaeristeisen putken tapauksessa. Lämpöhäviön laskemiseen käytettyjä arvoja sekä lasketut lämpöhäviöt ovat taulukossa 15.

Taulukko 15. Lämmönjohtavuudet Nuijamiestenkadun putkiosuudelle /8,9,16/

Putki	Eriste	Eristepaksuus menoputki	Eristepaksuus paluuputki	$\lambda_L$	$\Phi$
DN	Laatu	[mm]	[mm]	[W/mK]	[W/m]
200	Nykyinen eriste	40	40	0,0832	128,7
200	Uudelleen eristetty	50	50	0,029	52,1
250	2Mpuk-kanava	80	80	0,027	33,2

Lämpöhäviöiden arvoilla on laskettu edelleen kanavan uudelleen eristämisen ja vaihdon kannattavuudet. Saadut arvot ovat taulukossa 16. Arvoja laskiessa on otettu huomioon Nuijamiestenkadun putkiston pituus, joka on 840,5 m.

Taulukko 16. Nuijamiestenkadun kanavien uusimisen kustannukset ja kannattavuudet

Putki	$\Delta\Phi$	E	H	K	STMA
DN	[W/m]	[MWh/a]	[mk/a]	[mk/m]	[a]
Nykyisen vertailu uudelleen eristettyyn putkeen:					
200	76,6	564,0	56 398	1 331 352	23,6
Nykyisen vertailu 2Mpuk-kanavaan:					
200	95,5	703,5	70 350	1 385 564	19,7

Kuten taulukon 16 arvoista nähdään, ei tässäkään tapauksessa päästä alle 10 vuoden suoraan takaisinmaksuaikaan. Pelkästään lämpöhäviöiden aiheuttaman kustannuksen perusteella laskettuna, ei kanavia kannata uudistaa, sillä suorat takaisinmaksuajat jäävät parhaimmillaankin vähän alle 20 vuoden.

## 7.2 Lämpökeskukset

Tämän analyysin puitteissa tutkittiin tarkemmin kolmen kiinteän ja yhden siirrettävän lämpökeskuksen energiankulutusta. Tutkittavien lämpökeskusten polttoaine-energiankäyttö ja kaukolämmön tuotto suhteessa muihin lämpökeskuksiin on esitetty taulukossa 17.

Taulukko 17. Lämpökeskusten polttoaineen kulutukset vuonna 1999

Kiinteät Lämpökeskukset	Raskas öljy	Kevyt öljy	Sähkö	Kaukolämpö
	[t]	[m <sup>3</sup> ]	[MWh]	[MWh]
Siekkilä	214,8			2056,5

Oravinmäki	47,7			426,0
Kyyhkylä	263,5			2537,3
Muut kiinteät	0,2	4,9		26,2
<b>Siirrettävät lämpökeskukset</b>				
Metsäkoulu		67,8	213,2	723,8
Muut siirrettävät	206,0	314,8		4722,5
<b>Yhteensä</b>	<b>732,2</b>	<b>387,5</b>	<b>213,2</b>	<b>10492,2</b>

Taulukon 17 luvuissa ei ole mukana voimalaitosalueen lämpökeskuksen tuotantoa. Tutkittavien lämpökeskusten osuus lämpökeskusten kaukolämmöntuotannosta on 54,7 %.

### 7.3.1 Siekkilän lämpökeskus

Vuonna 1999 Siekkilän lämpökeskuksella kulutettiin 214,8 tonnia raskasta polttoöljyä, mikä vastaa 2 422,7 MWh polttoaine-energiaa. Samana aikana Siekkilästä toimitettiin kaukolämpöverkkoon 2 056,5 MWh energiaa, joten laitoksen kokonaishyötysuhde oli 84,9 %. Valtakunnallinen hyötysuhteen keskiarvo vastaavan kokoiselle varavoimalaitokselle on 89,1% /15/, joten Siekkilän lämpökeskuksen hyötysuhde on valtakunnallista vähän huonompi.

Lämpökeskuksen yksittäisten kattiloiden hyötysuhteet ja käyntiajat selviävät taulukosta 18.

*Taulukko 18. Siekkilän lämpökeskuksen kattiloiden arvoja vuonna 1999*

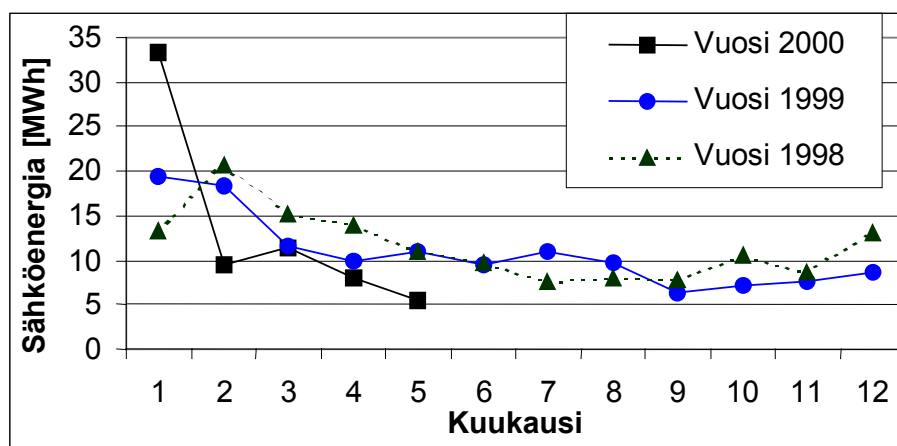
Kattila	1	2	3
Hyötysuhde [%]	84,13	85,79	86,05
Käyntiaika [h]	247,01	4,72	57,91
Keskiteho [MW]	4,99	6,13	13,73

Taulukosta 18 havaitaan, että vuonna 1999 Siekkilän lämpökeskuksen kattilat ovat olleet päällä vain vähän aikaa ja tällöinkin on keskitehot olleet alhaiset kattiloiden kapasiteettiin nähden. Näin ollen kattiloiden hyötysuhteet ovat selvästi valtakunnallisia arvoja pienemmät. Kun lämpökeskuksella ajetaan vain pieniä huippuja vajaalla teholla, ehtii kattila jäähtyä ajojen välillä ja käydessäkin kattilat



toimivat huonolla hyötysuhteella ja siksi kokonaishyötysuhde laskee. Juuri tällainen ajotapa huonontaa Siekkilän kattiloiden hyötysuhdetta.

Vuonna 1999 oli **omakäytösähkön** määrä 129,7 MWh Siekkilän lämpökeskuksella, mikä tekee nykyisen sähkötariffin mukaan perusmaksu ja teollisuuden sähkövero huomioiden ilman arvonlisäveroa vuosikustannukseksi 72 239 mk/a /17/. Kaukolämmön pumppaukseen sähköä kului 4,2 MWh, joka tekee vuodessa kustannuksiksi 1 800 mk. Omakäytösähkön määrä kuukausittain ajalta 1.1.1998... 31.5.2000 käy ilmi kuvasta 5.



Kuva 5. Siekkilän lämpökeskuksen omakäytösähkön määrä 1.1.1998...31.5.2000

Kuten kuvasta 5 havaitaan, on omakäytösähkön kulutus ollut vuoden 2000 tammikuussa selvästi muita kuukausia suurempi. Tämä johtuu siitä, että lämpökeskuksen kattilat olivat tammikuussa päällä normaalia enemmän. Kuvasta nähdään, että sähkön kulutus on alimmillaan noin 8 MWh/kk seisonta-aikana kesäisin. Seisonta-aikana sähköä kuluu kiertoöljyn lämmittämiseen, öljykoneikon ja lämmityskiertojen kiertopumpuissa sekä jonkin verran paineilmakompressorin moottorissa ja valaistuksessa. Käyntiaikana sähköä kuluttavat erityisesti kattiloiden isojen pumppujen ja puhaltimien moottorit.

Analyysissä havaittiin kiertoöljyn seisonta-aikaisen lämmityksen hoituvan öljykoneikon sähkövastuksilla. Koska säätöjärjestelmä pitää koneikolta lähtevän

öljyn lämpötilan 90°C polttolämpötilassa sähkövastusten ollessa päällä, niin kiertööljy on jatkuvasti varalla ollessakin 90°C lämpöistä. Tämä helpottaa laitoksen nopeaa käynnistystä, mutta pitää kiertööljyn turhan lämpimänä, sillä sopiva öljyn pumppauslämpötila on 35...50°C /10/. Jotta tiedettäisiin kuinka paljon kiertööljyn lämmittäminen vie sähköä, asennettiin öljykoneikkoon sähkömittari, joka mittasi koko öljykoneikon käyttämää sähkömäärää. Mittauksen perusteella voidaan sanoa, että koko koneikon seisonta-aikainen sähköteho on noin 6,0 kW. Kiertööljypumpun nimellisteho on 0,37 kW, joten lämmityksen keskimääräiseksi tehoksi tulee 5,63 kW. Keskimääräinen seisonta-aika viime vuosina on ollut 8 280 h, joten lämmitysenergiaa esilämmitys vie 46,6 MWh/a.

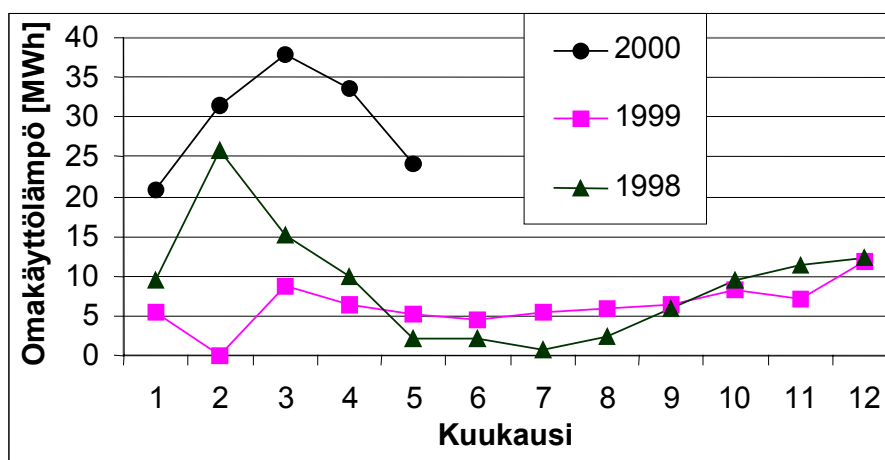
Kiertööljyn seisonta-aikainen lämmitys vaihdettiin kaukolämpövedellä tapahtuvaksi, jolloin öljyn lämpötilaa voitiin alentaa ja näin ollen alhaisemmassa lämpötilassa oleva öljy kuluttaa vähemmän lämmitysenergiaa. Lämpötilan uudeksi tasoksi valittiin 70°C, joka on korkeampi kuin tarvittava, mutta näin haluttiin varmistaa nopea ja häiriötön käynnistys voimalaitoksen vaurioitilanteessa. Öljykoneikon seisonta-aikaiset energian vuosikustannukset sähköllä tuotettuna ovat nykyisen tariffin mukaan laskettuna noin 20 575 mk/a /17/, kun taas kustannukset kaukolämmöllä tuotettuna ovat noin 6 853 mk/a /18/, joten muutoksessa säästetään kustannuksissa 13 722 mk/a. Lisäksi alhaisemmassa lämpötilassa oleva öljy tarvitsee vähemmän lämmitysenergiaa, joten muutos säästää myös energiaa.

Seisonta-aikana öljyä kierrättävän pumpun sähkön kulutusta ei pystytä pienentämään, sillä öljykoneikossa on jo pienempi kiertööljypumppu seisonta-aikana käytettäväksi. Isommat kiertööljypumput käyvät vain laitoksen ollessa käynnissä, eivätkä ne osallistu seisonta-aikaiseen öljyn pumppaukseen.

Vesilämmityskiertojen kiertopumput ovat päällä kaiken aikaa, mutta niiden vaihto ei ole kannattavaa, koska pumppaustarvetta on varalla ollessakin, varsinkin nyt kun öljykoneikon lämmitys vaihdettiin kaukolämpövedellä tapahtuvaksi.

Paineilmakompressori pitää laitoksen paineilmajärjestelmän paineen sallituissa rajoissa. Kokemuksien mukaan kompressori käy välillä varalla ollessakin, vaikkei silloin olekaan paineilman kulutusta. Paineilmaverkostossa on siis pieniä vuotoja, mutta niitä ei analyysin aikana kuitenkaan löydetty.

Lämpökeskuksella on ollut myös **omakäyttölämmön** mittaus, josta tosin on puuttunut kattiloiden käyttämät lämpömäärät. Myöskään rakennuksen lämmönvaihtimen lämpöenergiamittarin lukemia ei ole merkitty ylös. Mitattu omakäyttölämmön määrä vuonna 1999 oli 75,4 MWh, mikä tekee kaukolämmön tariffin mukaisella hinnalla 147 mk/MWh /18/ lämmön kustannuksiksi 11 084 mk/a. Todellinen lämmön kulutus on kuitenkin olennaisesti suurempi, sillä vuoden 1999 lukemassa ei ole mukana kattiloiden käyttämää lämpöenergiaa. Omakäyttölämmön kulutus Siekkilässä vuodesta 1998 vuoden 2000 toukokuuhun on ollut kuvan 6 mukainen.



Kuva 6. Siekkilän lämpökeskuksen omakäyttölämmön kulutuksia

Kuten kuvasta 6 nähdään riippuu omakäyttölämmön määrä paljon laitoksen käyttöajasta. Vuoden 1998 helmikuussa oli lämpökeskuksen kattilat olleet päällä yli 150h, joka oli melkein puolet sen vuoden käyntimäärästä, jolloin omakäyttölämmön määräkin oli selvästi suurempi. Vuoden 1999 helmikuussa oli omakäyttölämmön mittaus ollut pois päältä, siksi sen kuun lämmön kulutuksesta

ei ole tietoa. Kuvasta nähdään hyvin myös se, kuinka vuoden 2000 lämpömäärät ovat selvästi suuremmat kuin aikaisemmin. Tämä johtuu siitä, että kaikki omakäyttölämmön kohteet saatettiin lämmönmittauksen piiriin helmi-maaliskuun aikana.

Samalla kun kaikki lämmönkohteet saatettiin mittauksen piiriin, suoritettiin jako eri lämmön kulutuskohteiden välillä seisonta-aikana. Jako tehtiin mittaamalla ultraäänimittarilla kattiloiden läpi menevää vesimäärää ja samalla tulevan sekä poistuvan veden lämpötilaa. Kun tiedetään samana aikana koko kulutettu lämpömäärä ja rakennuksen lämmitykseen menevä lämpömäärä, voidaan öljysäiliön lämmitykseen kuluva lämpömäärä laskea. Mittauksen tulokset ovat taulukossa 19.

*Taulukko 19. Siekkilän omakäyttölämmön jakautumien eri kohteille*

Lämmönkohde	Osuus
	[%]
Kattila 1	27,9
Kattila 2	23,1
Kattila 3	30,9
Kattilat yhteensä	81,9
Öljykoneikko ja -säiliö	11,0
Talotekniset järjestelmät	7,1
<b>Kaikki yhteensä</b>	<b>100,0</b>

Kuten taulukosta 19 nähdään, on kattiloiden käyttämä lämpömäärä 81,9% koko lämmön kulutuksesta eli se on todella suuri verrattuna muuhun lämmön kulutukseen. Öljysäiliön lämmitykseen ei mene kuin 11 % käytetystä lämpömäärästä. Öljyn lämmityksen osuus tosin kasvaa kokonaiskulutuksesta, kun kiertoöljyn lämmitys muutetaan vedellä tapahtuvaksi.

Lämmön kulutuksen osalta on lämpökeskuksella tehty jo paljon parannuksia. Kattiloiden pohjatyhjennyksissä sekä öljysäiliön pohja- että imukuumennin kierroissa on omavoimaiset venttiilit, jotka pyrkivät pitämään poistuvan veden

asetetussa lämpötilassa. Analyysissä tutkittiinkin lähinnä sitä, onko asetetut lämpötilatasot oikeat.

ESE:llä aiemmin tehdyn tutkimuksen mukaan /19/ on kattiloiden alin säilytyslämpötila 45°C, johon päästään kun kattilasta poistuvan veden lämpötila pidetään noin 40°C:ssa. Suoritettujen mittauksen mukaan kattiloista poistuvien vesien ja savukaasukanavien lämpötilat sekä kattiloista poistuvien vesien keskimääräiset virtaukset ovat taulukon 20 mukaiset.

*Taulukko 20. Kattiloiden ja savukaasukanavien lämpötiloja*

Kohde:	Kattila 1	Kattila 2	Kattila 3
Kattilan tyhjennyksen lämpötila [°C]	44,9	33,3	37,3
Kattilan tyhjennyksen vesivirtaus [l/s]	0,10	0,05	0,09
Savukaasukanavan lämpötila [°C]	34,7	31,5	16,7

Lämpötilojen mittaukset on tehty putkien päältä kosketuslämpömittarilla. Kuten taulukosta 20 nähdään on kattiloiden 1 ja 2 tyhjennyksien lämpötiloissa yli 10°C ero, kun taas ero vesivirtauksissa näiden kattiloiden välillä on kaksinkertainen eli kattilan 1 läpi virtaa kaksinkertainen määrä vettä kattilaan 2 nähden, vaikka kattilat ovatkin samanlaiset. Lämpötilatason pudottaminen vähentää siis käytettävän veden määrää selvästi. Mittausten mukaan kattilasta 1 poistuvan veden lämpötilaa voidaan laskea, mutta kattilan 2 lämpötilaa tulisi nostaa, jotta kattila pysyisi riittävän lämpimänä. Kattilan 3 lämpötila on hyvä, joten sille ei tarvitse tehdä mitään.

Savukaasukanavien lämpötilojen mittaukset osoittavat sen, että kattiloissa 1 ja 2 esiintyy seisonta-aikaista läpivirtausta, kun taas kattilassa 3 niitä ei luultavammin ole. Varmistukseksi päätettiin läpivirtauksia mitata anemometrillä suoraan imu- ja savukaasukanavasta. Koska mittaukset suoritettiin ilman anemometriin kuuluvaa mittauskurkkua, ei mittauksen absoluuttisiin arvoihin voi luottaa, mutta mittarit osoittaa ainakin sen, esiintyykö ilmanvirtausta kanavassa ja missä se on suurinta. Mittausten mukaan kattiloiden 1 ja 2 läpi esiintyy ilmanvirtausta, mutta kattilan 3

läpi ei. Tästä syystä tulisi kattiloiden 1 ja 2 savukaasupeltien kunto tarkistaa sekä mahdollisesti paikalliskäyttöisen kattilan 2:en palamisilmapuhaltimen imuaukko huputtaa.

Öljysäiliön pohja- ja imukuumenninkierrojen lämpötiloja sekä öljysäiliön lämpötilaa seurattiin myös analyysin aikana. Mittauksissa todettiin pohjakierrosta poistuvan veden olevan keskimäärin 59,1°C lämpöistä ja imukuumementimen paluukierroksen veden olevan 59,9°C lämpöistä. Öljysäiliön lämpötila oli talvella 35°C nousten kesällä 42°C lämpötilaan. Koska lämmityskierroissa on omavoimaiset säätöventtiilit tulisi venttiilien avautumislämpötilaa laskea. Pohjakierrolle avautumislämpötilaksi voisi asettaa noin 15°C ja imukuumementimelle 30°C. Näin öljyn lämmitys keskittyisi imukuumementimelle ja säiliön lämpötila olisi suositellussa öljyn säilytyslämpötilassa 20...30°C /10/. Tällöin parannettaisiin myös huomattavasti veden jäähdytystä. Säiliön lämpötilan pudottaminen 35°C lämpötilasta 25°C lämpötilaan vähentää energian tarvetta noin 33% /10/. Öljysäiliön lämmittämiseen menevää energiaa voidaan arvioida vanhojen omakäyttölämmön kulutuksien tarkastelemalla sellaisien kuukausien energian kulutusta, jolloin lämpökeskus on seisonut, sillä ennen mitattu seisona-aikainen energian kulutus oli pelkästään öljysäiliön lämmittämiseen mennyttä energiaa. Näiden kuukausien perusteella voidaan arvioida öljysäiliön lämmityksen vuosikulutukseksi noin 60 MWh/a, joten muutoksella voitaisiin säästää lämpöenergiaa noin 20 MWh/a, joka tekee säästyneinä kustannuksina 2 940 mk/a.

Analyysin perusteella voidaan todeta, että Siekkilän lämpökeskuksella ei suuria energiansäästökohteita ole. Lämpötilatasoja tarkistamalla ja vaihtamalla kiertoöljyn lämmitys sähköltä kaukolämpövedelle saadaan aikaan pieniä säästöjä. Mikäli lämpökeskuksen käyttö on edellisvuosien kaltaista voidaan arvioida, että sähkönsäilytys vuosikulutus vähenee noin tasolle 90 MWh/a, mikä tekee vuosikustannuksiksi kaikkiaan noin 58 520 mk/a. Lämmönkulutus sitä vastoin nousee öljykoneikolle tehdyn muutoksen takia ja raporteissa olevat lukemat kasvavat reilusti, mikä johtuu kaikkien omakäyttölämmön kohteiden saattamisesta

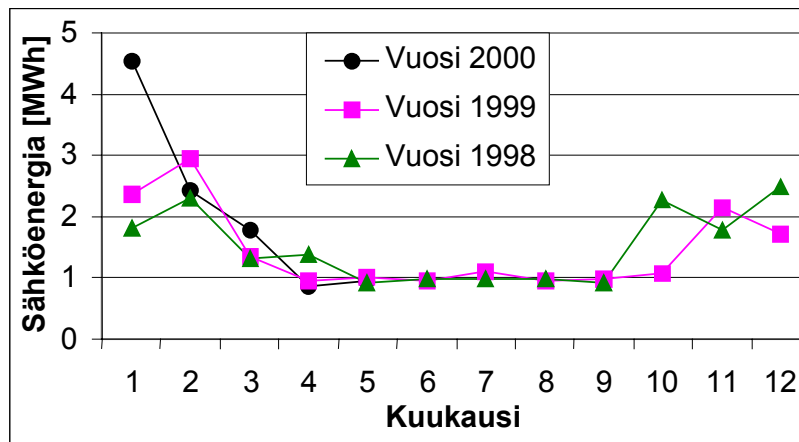
lämmön mittauksen piiriin. Voidaan arvioida, että lämmön kulutuksen taso tulee olemaan luokkaa 450 MWh/a, mikä tekee vuosikustannuksiksi noin 66 150 mk/a.

### 7.3.2 Oravinmäen lämpökeskus

Oravinmäen lämpökeskuksella käytettiin vuonna 1999 raskasta polttoöljyä 47,7 tonnia, mikä on polttoaine-energiana 538,0 MWh. Kaukolämpöverkkoon toimitettiin lämpöä 426,0 MWh, joten lämpökeskuksen kattilan vuosihyötysuhteeksi tulee 79,18%. Hyötysuhteen arvo on huomattavasti valtakunnan keskiarvoa 89,1% huonompi /15/. Oravinmäen hyötysuhde ei ole kuitenkaan aina ollut näin huono, vaan se on ollut 90% tuntumassa ja jopa ylikin vuoden 1999 maaliskuulle saakka. Vuoden 1998 vuosihyötysuhde oli niinkin hyvä kuin 94,46%. Hyötysuhde on ollut huonompi, eli luokkaa 60% vuoden 1998 huhtikuusta lähtien.

Selvää syytä hyötysuhteen huononemiselle ei ole, vaikka kattilan keskimääräinen teho onkin nykyään pienempi kuin ennen. Vuonna 1998 keskiteho oli 2,75 MW ja vuoden 1999 keskiteho oli 2,36 MW, kun taas vuoden 2000 alun keskiteho on ollut 1,84 MW. Pelkkä pienempi teho ei selitä yli 30% hyötysuhteen alenemaa, vaikka lämpökeskuksella ajetaan nykyään pienempiä huippuja kuin ennen, jolloin kattila on kerrallaan lyhyemmän ajan päällä ja usein senkin ajan pienellä teholla. Tällainen ajotapa huonontaa laitoksen hyötysuhdetta, mutta oli silti syytä epäillä, että joko öljymäärä- tai lämpöenergiamittarissa oli vikaa. Siksi nämä mittarit tarkistettiin analyysin aikana ja kattilan tuottamaa energiamäärää mittaavaan energiamittariin kuuluva virtausmittari todettiin vialliseksi. Virtausmittarin todettiin antavan liian vähän laskupulseja energiamittarille. Virtausmittari joudutaan uusimaan, sillä samasta mittarista menee tieto voimalaitoksen valvomoon veden virtauksesta kattilaan ja tämän mittarin avulla lasketaan kattilan hetkittäinen tehokin.

**Sähkön kulutuksen** määrä vuonna 1999 oli 17,5 MWh, joka sisältää myös kaukolämmön pumppaukseen menneen sähkön. Vuosikustannukseksi saadaan nykyisen sähkötariffin ilman arvonlisä veroa 15 604 mk/a /17/, kun huomioidaan myös perusmaksu ja teollisuuden sähkövero. Sähkön kulutuksen määrä vuodesta 1998 vuoden 2000 toukokuuhun on esitetty kuvassa 7.



Kuva 7. Oravinmäen lämpökeskuksen sähkön kulutus 1.1.1998...31.5.2000

Nämä sähköenergielukemat sisältävät myös kaukolämmön pumppaukseen menneen energian. Kaukolämpöpumppujen sähkömittareiden asentamisen jälkeen on lämpökeskus ollut niin vähän päällä, ettei vuotuisesta kaukolämmön pumppaus-energian käytöstä voida esittää luotettavaa arviota. Sähkön omakäytön puolella ei suuria säästökohteita löytynyt, vaan varalla ollessa sähkön määrä kertyy päällä olevien kiertopumppujen kuluttamasta energiasta.

**Omakäyttölämmön** määrää vuositasonalla ei voi kuin arvioida, mutta lämmön säästämahdollisuuksia voidaan tarkastella. Kattilan käyttämää energiaa on pyritty arvioimaan suorittamalla energiamittarin yhteydessä mittaukset kattilan läpi menevästä vedenmäärästä sulkemalla energiamittarin läpi menevästä virtauksesta muut paitsi kattilalta tuleva lämminvesilinja. Näin on saatu arvoja hetkelliselle kattilan läpi menevälle vesimäärälle. Samalla on mitattu pohjatyhjennyksen lämpötilat ja energiamittarista on saatu kaukolämmön tulolämpötila. Näin voidaan



laskea kattilan käyttämä lämpöenergiämäärä. Analyysin aikana mitatut energiamäärät ovat taulukossa 21.

*Taulukko 21. Oravinmäen lämpökeskuksen lämpöenergiankulutus*

Kuukausi	Omakäyttö	Kattila	Muut
	[MWh]	[MWh]	[MWh]
Maaliskuu	8,51	3,83	4,67
Huhtikuu	9,33	4,32	5,01
Toukokuu	7,01	2,71	4,31

Mittausten mukaan on lämpöenergian kuukausikulutus ollut noin 8 MWh analyysin aikana, josta kattilan osuus on 44%. Kattilan omakäyttölämmön määrä on selvästi pienempi kuin Siekkilän lämpökeskuksen kattiloiden 1 ja 2, vaikka Siekkilän kattilat 1 ja 2 ovat samanlaiset kuin Oravinmäen kattila. Oravinmäen lämpökeskuksen kattilan lämmön kulutus onkin samaa luokkaa kuin aikaisemmin analysoidun ESE:n Vuorikadun lämpökeskuksen kattiloiden 1 ja 2 kulutus /19/. Lämmön kulutuksen pienuuteen vaikuttaa myös se, että mittausten mukaan Oravinmäen lämpökeskuksen kattilassa ei havaittu läpivirtausta, toisin kuin Siekkilän kattiloilla.

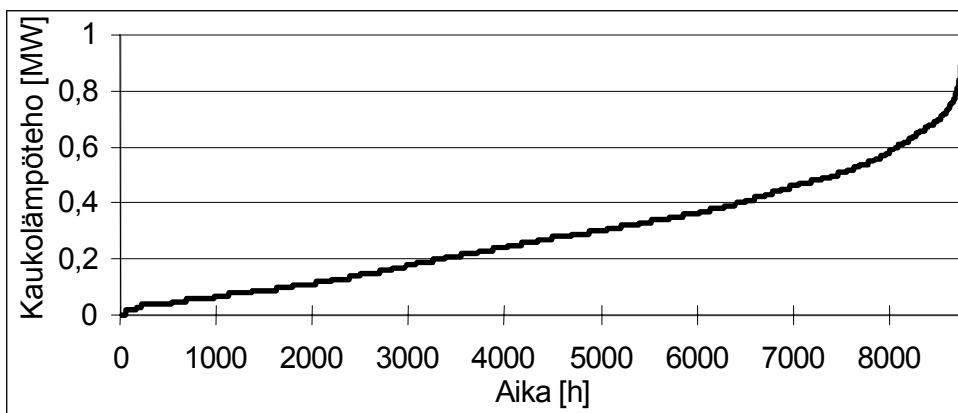
Mittausten mukaan kattilasta poistuvan veden lämpötilan keskiarvo oli 50,1°C, joten omavoimaisen säätöventtiilin lämpötilan säätöarvoa voidaan pudottaa 10°C. Tämä pienentää kattilan läpi menevää vesivirtaa ja kattilan kuluttamaa energiamäärää. Näiden mittausten perusteella ei tarkkaa energiansäästön määrää voi esittää.

Oravinmäen lämpökeskuksen sähkön kulutuksen voidaan arvioida pysyvän samalla tasolla kuin ennen, mikäli lämpökeskuksen vuotuiset käyttöajat pysyvät suurin piirtein samoina. Omakäyttölämmön kulutuksen vuositasoksi voidaan taulukon 21 perusteella arvioida 110 MWh, mikä tekee tariffin mukaisella hinnalla omakäyttölämmön kustannuksiksi 16 170 mk/a /18/.

### 7.3.3 Kyyhkylän lämpökeskus

Kyyhkylän lämpökeskuksen lämmön hankinta vuonna 1999 oli 263,5 t raskasta polttoöljyä, mikä tarkoittaa 2972,5 MWh polttoaine-energiaa ja samaan aikaan energiaa myytiin Kyyhkylän erillisverkossa 2537,3 MWh. Koska erillisverkko on todella pieni, voidaan laskea kokonaishyötysuhde kattiloille myydyin energian mukaan. Hyötysuhteeksi saadaan 85,4 %, joka on hyvä arvo, sillä se sisältää kattilahäviöiden lisäksi myös kaikki kaukolämpöverkon lämpöhäviöt.

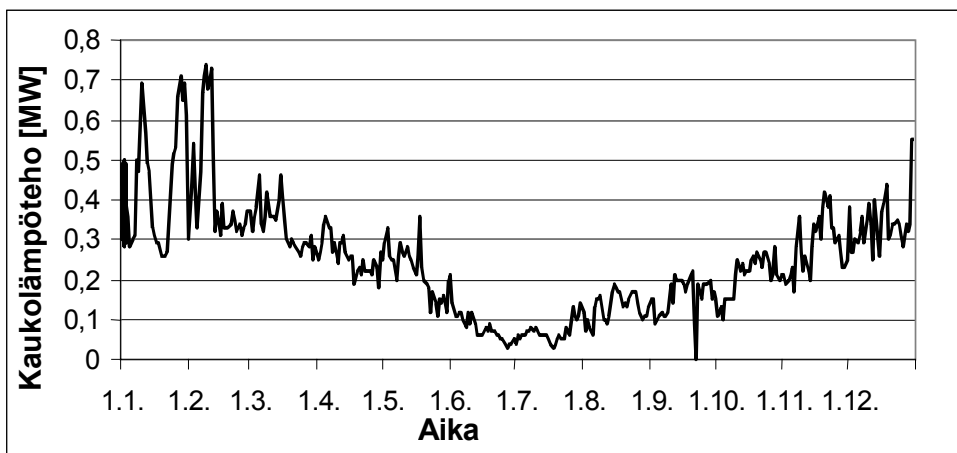
Viime vuonna kaikki tarvittava **lämpöenergian tuotto** hoidettiin raskasöljykattiloilla, joista suurimman osan vuotta oli päällä kattila 4. Talvella tarvittava lisälämpö tuotettiin kattilalla 3. Kaukolämpötehon pysyvyyskäyrä on esitetty kuvassa 8.



Kuva 8. Kyyhkylän lämpökeskuksen kaukolämpötehon pysyvyyskäyrä vuonna 1999

Kuten kuvasta 8 havaitaan on kaukolämpöteho ollut alle 0,3 MW noin puolet vuodesta. Tästä syystä onkin tarpeen tutkia, voisiko Kyyhkylän lämpökeskuksen 315 kW:n sähkökattilaa käyttää silloin, kun tehontarve on alhainen eli lähinnä kesäaikana. Sähkökattilan käyttö on käytännössä mahdollista silloin, kun kaukolämmön tehontarve on alle 300 kW.

Vuonna 1999 on Kyyhkylän kaukolämpöteho ollut alle 300 kW ajanjakson 20.5.1999...1.11.1999, kuten kuvasta 9 havaitaan.



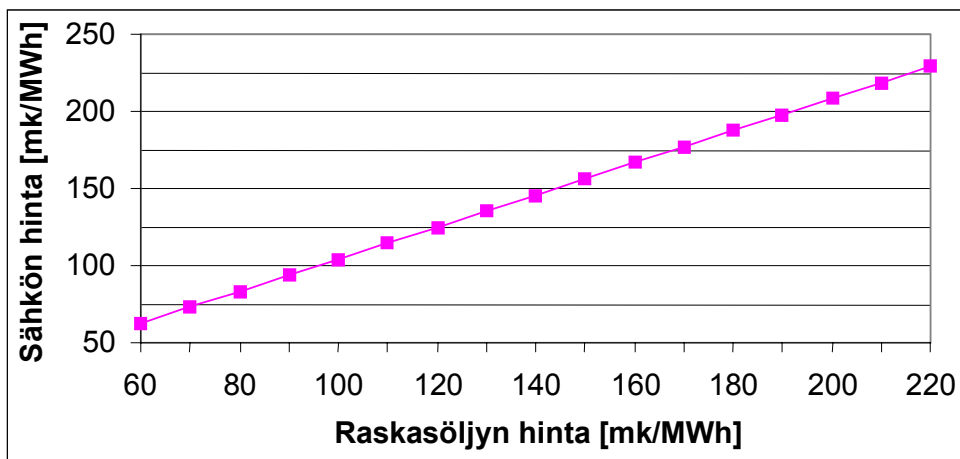
Kuva 9. Kyyhkylän kaukolämpötehon vaihtelu vuonna 1999

Ajanjakson 20.5.1999...1.11.1999 keskiteho oli 137,3 kW eli kaukolämpöenergian tarve oli tuona aikana 543,7 MWh. Tämä määrä energiaa tuotettiin raskasöljykattilalla 4, jonka hyötysuhteeksi on laskettu 86,5%. Raskasöljyn hinnan ollessa 160 mk/MWh /20/ ovat tuotantokustannukset 100 569 mk. Jos tämä määrä tuotettaisiin sähkökattilalla, jonka hyötysuhde on noin 0,95, niin sähköenergian hinta saisi olla korkeintaan 175 mk/MWh. Hyötysuhteiden määrittämisessä on otettu huomioon se, että tehon mittaus tapahtuu kulutuskohteessa, jolloin hyötysuhteissa on huomioitava myös siirto johdon häviöt. Raskasöljyn hinnalla 160 mk/MWh saadaan omakäyttölämmön hinnaksi 185 mk/MWh.

Tällä hetkellä ESE:n yöaikasähkön energianhinta on päivällä 7-22 välisenä aikana 304,4 mk/MWh ja yöllä 143,0 mk/MWh /17/. Nämä hinnat ovat hintoja ilman arvonlisäveroä ja sisältäen teollisuuden sähköveron. Vain yöaika alittaa öljyllä tuotetun energianhinnan, joten sähkökattilaa voitaisiin käyttää öisin ja raskasöljykattilaa päivisin. Yöaikaalla tuotettu lämpöenergia on edellä olevilla hyötysuhteiden mukaan laskettuna 34,4 mk/MWh halvempaa. Jos oletetaan lämmönkulutuksen olevan tasainen koko vuorokauden ajan, niin yöaikaalla

voitaisiin tuottaa 203,9 MWh osuus Kyyhkylän lämpöenergiasta, jolloin säästö olisi 7 023 mk. Todellinen säästö on kumminkin laskettua pienempi, sillä yöaikaan lämmöntarve on vähäisempää kuin päivällä ja lisäksi öljykattilaa jouduttaisiin pitämään lämpimänä myös öisin, mikä huonontaisi kokonaishyötysuhdetta.

Asiaa voidaan lähestyä toisellakin tavalla, eli voidaan laskea se sähköenergian hinta, jolla polttoainekustannukset ovat samat kuin raskaalla polttoöljyllä tuotettaessa. Kuvaan 10 on piirretty sähkön hinta raskaan polttoöljyn hinnan funktiona vertailtaessa Kyyhkylän lämpökeskuksen kattiloiden 1 ja 4 käytön kannattavuutta. Kuvaajaa piirrettäessä on sähkökattilan hyötysuhteeksi valittu 90%, jotta öljy-kattilan yöaikainen lämpimänä pidon aiheuttama kokonaishyötysuhteen lasku saadaan huomioitua.



Kuva 10. Polttoainesähkön hinta raskaan polttoöljyn hinnan funktiona

Kuvan 10 perusteella havaitaan, että jos raskaan polttoöljyn hinta laskee tasolle 137,4 mk/MWh, niin raskasöljyllä tuotettu lämpö on samanhintaista yösähköllä tuotetun lämmön kanssa. Mikäli raskaan polttoöljyn hinta on korkeampi kuin 137,4 mk/MWh on sähköllä tuotettu lämpöenergia edullisempaa ja tässä hinta vertailussa on otettu huomioon jo kokonaishyötysuhteen huononeminen. Laskemalla säästö sähkökattilan hyötysuhteella 90% ja raskaan polttoöljyn

hinnalla 160 mk/MWh saadaan säästökseksi 5 318 mk. Sähkökattilan käyttö tällä öljyn hinnalla olisi kannattavaa.

**Sähkön kulutus** Kyyhkylässä oli vuonna 1999 yhteensä 40,7 MWh, mitä tekee nykyisellä sähkötariffilla kustannuksiksi 13 618 mk/a /17/. Tämä mitattu sähköenergianmäärä sisältää myös kaukolämmön pumppaukseen menneen energian. Analyysin aikana kaukolämpöpumppuihin asennetun sähkömittarin mukaan on kuukausittainen pumppausenergian tarve noin 0,57 MWh, joten omakäytösähkön määräksi voidaan arvioida 33,9 MWh ja pumppaussähkön kulutukseksi 6,8 MWh. Sähkön kulutuksen pienentämiseen ei Kyyhkylässä löytynyt kannattavia ratkaisuja.

**Omakäyttölämmön** mittausta ei Kyyhkylässä aikaisemmin ole ollut, joten lämmön kulutuksen määrää arvioitaessa on tyydyttävä analyysin aikaisiin mittaustietoihin, joita on kerätty taulukkoon 22.

*Taulukko 22. Kyyhkylän omakäyttölämpömäärät vuonna 2000*

Omakäyttö- lämpö	Kaikki	Kattila 2	Kattila 3	Kattila 4	Muut
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
Tammikuu	-	-	-	-	-
Helmikuu	14,16	4,88	0,94	4,40	3,95
Maaliskuu	13,12	6,34	0,14	3,73	2,90
Huhtikuu	13,23	7,84	0,97	1,80	2,62
Toukokuu	6,51	3,40	0,91	0,90	1,30

Lämmön kulutus Kyyhkylässä on aika suurta, vaikka Kyyhkylän kattilat ovat pieniä. Tämä johtuu siitä, että joku kattiloista on aina päällä ja lämmöntarve on jatkuvaa.

Kattiloissa 2 ja 3 on omavoimaiset säätöventtiilit pohjatyhjennyksissä, joten niiden osalta tarkisteltiin säädön oikeellisuutta. Kattilassa 4 sitä vastoin on vain kertäsäätöventtiili, joten kattilan käydessäkin virtaa pohjatyhjennyksen kautta

kuumaa vettä kaukolämmön paluupuolelle. Mittausten mukaan on kattiloiden lämpötilatasot taulukon 23 mukaiset.

Taulukko 23. Kyyhkylän lämpökeskuksen kattiloiden lämpötiloja

Kattila	Seisonta-aikana			Käyntiaikana	
	Savukaasu-kanava	Pohjatyhjennys	Virtaus	Savukaasu-kanava	Pohjatyhjennys
	[°C]	[°C]	[m <sup>3</sup> /h]	[°C]	[°C]
2	47,8	45,7	0,10	-	-
3	61,8	40,7	0,02	318,2	40,7
4	52,0	50,4	0,11	193,4	95,5

Taulukosta 23 nähdään, että varalla ollessa on kattilan 2 savukaasukanavan lämpötila noin 48°C ja pohjatyhjennyksestä tulevan veden lämpötila on noin 46°C. Kattilan lämpötila on siis lähellä oikeaa, eikä siinä ole paljoa pudottamisen varaa. Sitä vastoin kattilan 3 pohjatyhjennyksestä tulevan veden lämpötila on noin 41°C, kun savukaasukanavan lämpötila on noin 62°C. Samalla huomataan, että kattilan läpi virtaa vain vähän vettä. Veden tilavuusvirran pienuudesta ja savukaasukanavan lämpötilasta voidaan päätellä, että kattilan kaukolämpölinjan paluupuolen sulkuventtiili ei pidä, vaan se laskee vähän vettä lävitseen. Kattila lämpenee siis sulkuventtiilin läpi virtaavan veden vaikutuksesta ja siksi pohjatyhjennyksen oma-voimainen säätöventtiili pitää yllä vain pientä virtausta. Taulukosta huomataan myös se, että savukaasujen lämpötila on kattilan käydessä todella korkea, joten savukaasuhäviöt ovat suuret. Tämä laskee selvästi kattilan 3 hyötysuhdetta. Kattilan 3 käyttöä tulisikin välttää ja jos sitä joudutaan käyttämään pitkiä aikoja, tulisi miettiä lisälämmönsiirtopinnan asentamista savukaasukanavaan.

Kattilan 4 tapauksessa varalla ollessa poistuu kattilasta vesi keskimäärin 50,4°C lämpötilassa ja savukaasukanavan lämpötila on 52°C. Kattilan pohjatyhjennyksen kertosäätöinen sulkuventtiili laskee siis kattilan seisonta-aikanakin liikaa vettä lävitseen. Kattilan käydessä pysyy veden virtaus taulukossa olevalla tasolla ja kattilasta poistuu kuumaa vettä kaukolämpöverkon paluupuolelle. Tämä on

merkittävää sikäli, että kattilan 4 käyntiaika vuonna 1999 oli 7622 tuntia. Kattilan pohjatyhjennyksen läpi virtaa keskimäärin  $0,11 \text{ m}^3/\text{h}$  vettä, jonka lämpötila on lähes sama kuin kaukolämpöverkkoon kattilan menopuolta poistuvan veden lämpötila. Kattilan pohjatyhjennyksestä poistuu vesi  $95,5 \text{ }^\circ\text{C}$  lämpötilassa ja kaukolämpöveden paluu lämpötilan keskiarvo vuonna 1999 oli  $39,5 \text{ }^\circ\text{C}$ . Koska kattilan läpi virrannut vesi määrä on paljon pienempi kuin virtaavan kaukolämpöveden määrä, jäähtyy kattilan pohjatyhjennyksen läpi mennyt vesi kaukolämmön paluuveden lämpötilaan. Näin ollen vuotuinen hukkaan mennyt energiamäärä on  $53,5 \text{ MWh}$ , mikä tekee aikaisemmin lasketulla omakäyttölämmön hinnalla  $185 \text{ mk/MWh}$  kustannuksiksi  $9\ 898 \text{ mk/a}$ . Lämpöhäviön lisäksi jatkuvasti pohjatyhjennyksen läpi virtaava vesi lisää kaukolämpöveden pumppaus-tarvetta. Omavoimainen säästöventtiili asennuksineen maksaa noin  $3\ 500 \text{ mk}$ , joten investoinnille saadaan suoraksi takaisinmaksuajaksi  $0,4$  vuotta. Kattilan 4 pohjatyhjennykseen asennettava omavoimainen säästöventtiili näyttäisi olevan selvästi kannattava investointi.

Kyyhkylän lämpökeskuksen öljykoneikon ja öljysäiliön lämmitykseen menee mittauksen mukaan  $23,9\%$  omakäyttölämmöstä. Öljykoneikon esilämmittimet lämmittävät tulevan raskasöljyn  $65^\circ\text{C}$  lämpötilaan ja polttolämpötilaan öljy lämpenee polttimissa olevien esilämmittimien vaikutuksesta. Öljykoneikon toiminnasta ei löytynyt säästökohteita, mutta mittauksen mukaan Kyyhkylän öljysäiliön lämpötila on turhan korkea. Säiliössä ei ole sisäistä lämpötilan mittausta, joten mittaukset on suoritettu imukuumentimen kohdalta säiliön kyljestä mittaamalla. Mittauksen mukaan öljysäiliön keskilämpötila on  $52,3^\circ\text{C}$ , kun säilytyslämpötilaksi suositellaan  $20\text{...}30 \text{ }^\circ\text{C}$  korkeimman säilytyslämpötilan ollessa  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  /10/. Säiliön lämmityksessä on käytössä sekä pohja- että imukuumentimien kierto. Imukuumentimessa on omavoimainen säästöventtiili, joten säiliön lämpötila voidaan asettaa halutuksi ja lämpötilaa tulisikin laskea  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ . Öljysäiliön lämpötilan laskeminen  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ :stä  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ :een vähentää lämmitysenergian tarvetta noin  $40\%$  /10/, joten säästö Kyyhkylän tapauksessa olisi luokkaa  $12 \text{ MWh}$  vuodessa. Tämä tekisi omakäyttölämmön hinnalla  $185 \text{ mk/MWh}$  vuodessa säästöä noin  $2\ 220 \text{ mk/a}$ , mikä olisi saavutettavissa ilman investointeja.

Kyyhkylän sähkön kulutus pysyy nykyisellä tasolla, ellei sähkökattilaa oteta käyttöön kesäisin. Sähkökattilan käyttö ei vaikuta omakäyttösähkön määrään, joka pysyy edellisvuosien tasolla, sillä säästokohteita sähkön osalta ei löytynyt. Omakäyttölämmön osalta on mahdollista saada jopa 65,5 MWh säästöä analyysin perusteella.

### 7.3.4 Metsäkoulun lämpökeskus

Metsäkoulun lämpökeskuksella kulutettiin vuonna 1999 polttoaineina 67,8 m<sup>3</sup> kevyttä polttoöljyä, mikä vastaa polttoaine-energiana 685,24 MWh ja 213,2 MWh sähköä. Samaan aikaan asiakkaalle myytiin lämpöä 723,84 MWh ja koska asiakkaan energiamittari sijaitsee samassa lämmönjakohuoneessa missä on sähkökattilakin, voidaan laskea lämpökeskuksen hyötysuhde suoraan näistä luvuista. Vuosihyötysuhteeksi saadaan 80,6%, mikä on alhainen luku.

Hyötysuhdetta alentaa laitoksen käyttötapa, jolloin sähkökattialalla ajetaan yöllä, kun sähkö on halpaa ja päivisin käytetään kevytöljy kattilaa. Kevyt öljykattilaa joudutaan pitämään lämpimänä myös öisin, mikä huonontaa hyötysuhdetta. Kevyt öljykattilan käymistä seurattiin analyysin aikana ja havaittiin, että savukaasujen lämpötila nousee kattilan käydessä noin 140°C lämpötilaan. Mahdollisen lisälämpöpinnan hankintaa varten tulisi kattilan käyntiaikoja ja tehoja seurata tarkemmin.

Laitoksen omakäyttösähkön kulutus vuonna 1999 oli 0,39 MWh, mikä ei ole paljon. Lämmön käyttöä ei ole mitattu ja ainoa lämmönkäyttäjät laitoksella on kevytöljykattila ja sekin vain seisonta-aikana. Varalla ollessa sulkeutuu kevyt öljykattilan kaukolämpöverkon menopuolen sulkuventtiili. Venttiiliin on tehty ohut ohitusputki, josta lämmin vesi tulee kattilan pohjatyhjennykseen. Sieltä vesi kiertää kattilasta kaukolämpöverkon paluupuolelta pois. Kevytöljy kattila sijaitsee



heikosti eristetyssä siirtokontissa asiakkaan lämmönjakohuoneen takana ja ainakin talvella ovat kattilan seisonta-aikana lämpöhäviöt suuret.

### 7.3 Kaukolämpöveden pumppaus

Kaukolämpöveden pumppaukseen käytettiin mittausten mukaan sähköenergiaa vuonna 1999 yhteensä 2934,7 MWh. Mitatusta pumppausenergian kulutuksesta käyttää voimalaitoksen kaukolämpöpumput 99,3 %, kuten taulukko 24 osoittaa.

*Taulukko 24. Pumppausenergian käyttö vuonna 1999*

Pumppaamo	Pumppausenergia	Osuus
	[MWh]	[%]
Voimalaitos kaukolämpöpumppu 2	1753,4	59,7
Voimalaitos kaukolämpöpumppu 1	1158,2	39,5
Porrassalmenkadun välipumppaamo	14,4	0,5
Karkealammen välipumppaamo	4,4	0,1
Siekkilän kaukolämpöpumput	4,2	0,1
Vuorikadun kaukolämpöpumput	0,0	0,0
<b>Mitatut kohteet yhteensä</b>	<b>2934,7</b>	<b>100,0</b>

Taulukon pumppausenergian määristä puuttuu Pursialan, Oravinmäen ja Kyyhkylän lämpökeskusten käyttämät pumppausenergiat. Mitatuilla kulutuksilla saadaan pumppaussähkön kulutuksen ja verkkoon toimitetun lämmön suhteeksi 8,49 kWh/MWh, kun valtakunnallinen keskiarvo samassa tilausteholuokassa on ollut 6,07 kWh/MWh vuonna 1998 /16/. ESE:n arvo on suurempi kuin valtakunnallinen keskiarvo ja ESE:n arvosta puuttuu vielä osa pumppausenergian kulutuksesta. Toisaalta voimalaitoksella pumpataan kesällä vettä kaukolämpö-

pumpuilla apujäähdyttimen läpi, kuten liitteen 5 prosessikaaviosta nähdään. Tämä lisää kesän aikana pumppujen sähkön kulutusta selvästi.

Analyysin aikana tutkittiin kaukolämpöverkon painetasoja ja käytettyjä latvapaine-eroja. Jos käytetään liian suuria paineita niin, tällöin verkoston latvapaineerot tulevat turhan suuriksi. Tämä aiheuttaa ylimääräisiä rasituksia verkolle sekä viheltävää ääntä kuluttajalaitteissa veden virratessa kuristusventtiilin läpi. Samalla pumppausenergian tarve kasvaa /6/. Latvapaine-eron raja-arvona voidaan pitää painetta 0,6 bar, mikä on kuluttajalaitteiden suunnittelupaine. Tarkasteltaessa kaukokäyttöjärjestelmän raportteja vuodelta 1999 havaitaan latvapaine-erojen olevan korkeita ja pienin latvapaine-arvo on vuoden keskiarvona laskettuna 1,8 bar.

Paine-eron pienentäminen vaatii tarkempaa pumppauksen säätöä voimalaitoksella ja huolellisempaa välipumppaamoiden käyttöä. Verkostoa tulisikin talvella ajaa niin, että voimalaitoksen pumppausta säädetään Rantakylän ja Karkealammen haarojen latvapaine-eron mukaan ja Porrassalmenkadun välipumppaamalla hoidetaan pumppaus Oravinmäen suuntaan. Tällöin saataisiin pidettyä verkostossa jatkuvasti pienin mahdollinen paine-ero ja pumppausenergiaa käytettäisiin vain tarvittavissa määrin. Tilannetta tutkittiin ESE:llä käytössä olevalla kaukolämpöverkon mallinnusohjelma Lämpö-Nexusella ja ohjelmalla suoritettujen ajojen mukaan pumppaustehossa voitaisiin säästää talviaikaan keskimäärin 95 kW pitämällä pienin latvapaine-ero aina 0,6bar suuruisena. Tämä tekisi talvessa säästöä pumppausenergiassa noin 340 MWh, mikä tekee säätöä 34 000 mk talvessa omakäyttösähkön hinnan ollessa 100 mk/MWh. Tämä säästö saataisiin aikaan pelkästään tarkemmalla verkoston ajolla, joten siihen kannattaa kiinnittää huomiota.

Kesäaikana kaukolämmön pumppauksen energiansäästö ei ole pelkästään kaukolämpöverkon painetason mukainen. Keskikesällä joudutaan apujäähdyttimellä jäähdyttämään menopuolen vettä, jotta apujäähdyttimestä saataisiin täysiteho. Pelkkä paluueden jäähdyttäminen ei riitä, sillä silloin

painehäviö apujäähdyttimen ja läpi kasvaksi liiaksi ja samalla painetaso verkossa olisi liian suuri. Niinpä kesällä jäähdytetään menupuolen vettä siten, että venttiili apujäähdyttimelle avataan täysin auki ja kaupungille menevä linja kuristetaan lähes kiinni. Näin saadaan riittävä paine-ero apujäähdyttimen yli ja kaukolämpöverkon kuristuksella pidetään painetaso verkostossa sopivana. Tämä ei ole pumppauksen kannalta optimaalisin tilanne, sillä kaukolämpöpumput pumppaavat koko vesimäärän suurempaan paineeseen ja osa vedestä lasketaan kuristuksen kautta verkkoon. Nykyisellä kytkennällä kaukolämpöverkon painetason laskeminen kesällä siirtääkin vain paine-eron kuristamisen asiakkaan venttiileiltä voimalaitoksen kaukolämpöverkon menoputken sulkuventtiilille.

## **8. SÄHKÖN SIIRRON JA JAKELUN ENERGIA-ANALYYSI**

Sähköä siirrettiin ESE:n jakelualueelle vuonna 1999 295 GWh, josta Pursialan voimalaitos tuotti 182 GWh ja kantaverkosta siirrettiin 113 GWh. Häviöiden määrä oli verkossa noin 11 GWh, joka vastaa 4% siirretystä energiamäärästä.

### **8.1 Verkon rakenne**

Etelä-Savon Energia Oy omistaa Mikkelin kaupungin sähkön siirto- ja jakeluverkon ja sen lisäksi Mikkelin alueen katuvaloverkon. ESE:n koko sähköverkon pituus vuonna 1999 oli 1134 km.

#### **8.1.1 Suurjänniteverkko 110 kV**

ESE:llä on omaa 110 kV:n suurjänniteverkkoa 7,7 km ja se on kokonaan ilmajohtoa.

Sähköasemia 110/20 kV on ESE:llä kaksi ja lisäksi yksi yhteinen Suur-Savon Sähkö Oy:n kanssa. ESE:n omia sähköasemia ovat Siekkilän ja Pursialan sähköasemat, joissa on yhteensä 3 päämuuntajaa, joiden yhteen laskettu nimellisteho on 75 MVA.

### 8.1.2 Keskijänniteverkko 20 kV

ESE:llä on 20 kV:n keskijänniteverkkoa 190,7 km, josta maakaapelia on 31,3%. Johtolähtöjä on käytössä 60 kappaletta.

Jakeluasemia 20/0,4 kV on ESE:llä on neljä, joissa on yhteensä muuntajaa. Kaikkiaan ESE:llä on omistuksessaan yhteensä 283 jakelumuuntajaa, joiden yhteenlaskettu nimellisteho on 88,8 MVA. Keskijännite asiakkaita verkossa on 25 kappaletta, joilla on omia muuntajia 40 kappaletta ja niiden yhteenlaskettu nimellisteho on 33,9 MVA.

### 8.1.3 Pienjänniteverkko 400 V

Pienjänniteverkkoa ESE:llä on 621,6 km, josta on kaapeloitu 70,6%. ESE omistaa myös Mikkelin ulkovalaistusverkon ja sen pituus on 321,7 km, josta maakaapelia on 62,8%. Ulkovalaistuksessa on yhteensä 8253 valopistettä, joiden yhteenlaskettu teho on 1460,1 kW. Ulkovalaistus kulutti vuonna 1999 energiaa 4,8 GWh ja sen käyttöaika oli 3926 h.

## 8.2 Häviöiden määrä

Häviöiden määrä ESE:n siirtoverkossa on noin 4% siirretystä energiasta. Häviöiden jakautumista tutkittaessa käytettiin hyväksi vuonna 1998 laskettuja seurantatietoja, sillä uusi vuoden 2000 jälkeen käyttöön otettu verkonmallinnus-ohjelma ei ollut toiminnassa analyysin aikana.

### 8.2.1 Suurjänniteverkko 110 kV

Suurjänniteverkon häviöenergianmääristä ei ollut tietoa saatavilla, mutta ESE:llä ei suurjänniteverkkoa olekaan kuin vajaa 8km. Suurjännitemuuntajien yhteenlaskettu häviöenergian määrä oli 1 264,8 MWh ja tehohäviö 317,2 kW.

### 8.2.1 Keskijänniteverkko 20 kV

Vuonna 1998 energiahäviöt suurjänniteverkossa olivat 1 342,9 MWh ja tehohäviöt olivat 586,8 kW. Häviöiden kustannuksiksi saatiin 517 318 mk/a.

Jakelumuuntajien yhteenlaskettu häviöenergiaksi saatiin 2 625,9 MWh ja häviöiden kustannuksiksi 1 902 166 mk/a. Muuntajien häviöteho oli 906,8 kW, josta tyhjäkäyntihäviöiden osuus on 205,1kW.

### 8.2.2 Pienjänniteverkko 400 V

Pienjänniteverkon puolella energiahäviöt ovat olleet 2 175,5 MWh ja tehohäviö on ollut 2 265,1 kW. Häviöiden kustannuksiksi on saatu 1 258 095mk/a.

## 8.3 Häviöiden pienentäminen

Analyysissä tarkasteltiin verkostossa olevien yksittäisten muuntajien ja johtosuuksien häviöitä sekä tarkasteltiin suuri häviöisten komponenttien vaihdon kannattavuutta.

### 8.4.1 Muuntajat

Muuntajien häviöitä tutkittiin käyttämällä hyväksi jakelumuuntajien listausta, jossa on esitetty muuntajien perustiedot. Listauksen perusteella voidaan todeta vanhojen muuntajien olevan pääsääntöisesti häviöiltään pieniä, mikä johtuu siitä,

että vanhimmat muuntajat ovat kuparikäämityksillä tehtyjä ja niiden häviöt ovat alumiinikäämitteisiä pienemmät. Siksi vanhojen muuntajien vaihtaminen häviöiden vuoksi ei ole kannattavaa. Sen sijaan tulisi tulevaisuudessa tutkia, saadaanko säästöjä aikaan vaihtamalla muuntajien paikkaa keskenään. Verkostossa voi olla osia, jotka ovat kasvaneet ja toisinpäin, jolloin jakelumuuntajan vaihdolla ristiin saatetaan saada säästöjä aikaiseksi.

#### 8.4.2 Johdot

Johtojen osalta analyysissä käytettiin vuoden 1998 verkostolaskennan johtotilastoa, josta etsittiin johto-osuuksia, joissa on suuri häviöteho johtopituutta kohti. Näitä johto-osuuksia löytyikin muutamia. Nyt tulisikin tarkemmin selvittää, onko niiden vaihtaminen kannattavaa.

### 8.4 Loistehon kompensointi

Analyysin aikana selvitettiin loistehon määrää ja mahdollista lisäkompensoinnin tarvetta verkossa. Tällä hetkellä verkon loistehon kompensointia hoidetaan ottamalla loistehoa valtakunnan verkosta, tuottamalla sitä Pursialan voimalaitoksella sekä käyttämällä verkossa olevia kompensointiparistoja.

#### 8.4.1 Loistehon kompensointi

Valtakunnan verkosta pyritään ottamaan Fingridin sallima ilmaisosuuden verran loistehoa aina kun on tarvetta ottaa loistehoa. Sallittu verkosta otettava ilmaisosuus on 4,6 MVAR ja tämä loistehon määrä lasketaan tunnin keskitehona. Loistehon ottoa valtakunnan verkosta säädetään voimalaitoksella käsiohjauksella muutamalla voimalaitoksen generaattorin loistehon tuotantoa tarpeen mukaan. Mikäli loistehoa halutaan ottaa valtakunnan verkosta lisää, tuotetaan voimalaitoksen generaattorilla vähemmän loistehoa verkkoon ja toisin päin. Tarkoituksena on ottaa suurin mahdollinen ilmaisosuus valtakunnan verkosta, muttei yhtään enempää, jottei jouduttaisi maksamaan liiasta loistehon otosta.

Edellisten lisäksi on ESE:llä loistehon kompensointiin kaksi kompensointiparistoa Pursialan sähköasemalla, joiden koot ovat 2,0 MVAR ja 3,1 MVAR. Paristot ovat kytketty sähköaseman muuntajien 20kV puolelle siten, että 2,0 MVAR paristo on kytketty päämuuntajaan 1 ja vastaavasti 3,1 MVAR paristo päämuuntajaan 2. Kompensointiparistojen käyttöä ohjataan kello kytkimellä lähinnä niin, että molemmat paristot ovat päällä suuren loistehon kulutuksen aikana päivisin ja poissa öisin sekä viikonloppuisin.

Koska loistehon ottoa valtakunnan verkosta säädetään käsin on selvää, ettei maksimaalista loistehon määrää saada verkosta edes kovan loistehotarpeen aikana talvisin, koska liika ottoa pyritään välttämään. Se loisteho mitä ei saada kompensointipatterilla tuotettua tai verkosta otettua joudutaan tuottamaan voimalaitoksen generaattorilla. Tämä on aiheuttanut sen, että generaattorin loistehon tuotantotaso on korkea, mikä aiheuttaa käämityksien kuumenemista sekä lisähäviöitä generaattorissa. Käämien lämpötilat nousevat normaaleista 90°C lämpötilasta jopa yli 105°C lämpötiloihin suuren loistehon tuoton aikana.

#### 8.4.2 Loistehon määrä

Voimalaitokselta ajetaan loistehoa verkkoon talvella jopa 8-11 MVAR ja samalla hoidetaan laitoksen oma loistehon kompensoinnin tarve. Voimalaitoksen oma loistehon tarve on jatkuvasti noin 3 MVAR. Ottamalla myös huomioon loistehon siirtohäviöt voimalaitoksen päämuuntajassa havaitaan, että pahimpina tunteina generaattorin tuottaman loistehon määrä on jopa yli 16 MVAR, jolloin generaattorin pätötehon tuotto vähenee loistehon tuoton takia. Vaikka nämä tunnit ovat harvinaisia, niin silti generaattorilla tuotettavan loistehon määrä on suuri talvisin ja säätövaraa häiriötilanteita varten ei ole olemassa. Tästä syystä päätettiin tutkia kompensointiparistojen hankkimisen kannattavuutta.

Tätä varten tutkittiin loistehon siirron määrää voimalaitokselta sekä valtakunnan verkosta sähköasemien kautta sähkön jakeluverkkoon. Tyypilliset loistehon

tuntiarvojen viikkokäyrät on piirretty liitteen 10 kuviin 1 ja 2. Kuvassa 1 on loistehon tuntiarvot vuoden 2000 viikolla 2 ja kuvassa 2 on loistehon tuntiarvot viikolla 15.

Kuten liitteen 10 kuvasta 1 havaitaan on voimalaitoksen loistehon tuotanto verkkoon päin talviarkipäivinä jopa yli 8 MVAR. Samaan aikaan Siekkilän sähköasemalla ja Pursialan sähköaseman lähdössä 1 on noin 2...3 MVAR loistehon siirtoa. Yöllä loistehon määrät eivät ole ongelma, mutta viikon loppuna joudutaan voimalaitoksella kompensoimaan pahimmillaan edelleen yli 5 MVAR, vaikka sähköasemilla loistehon otto valtakunnan verkosta on vähäisempää. Kuvasta nähdään myös hyvin se, kuinka Pursialan lähdön 2 siirtämä loisteho kasvaa viikonloppuna, jolloin kompensointipatteri ei ole käytössä.

Tilanne kesäaikana on kuvan 2 mukainen, jolloin voimalaitoksen tuotanto verkkoon päin on edelleen yli 4 MVAR. Siekkilän sähköaseman siirtämä teho edelleen yli 2 MVAR, mutta Pursialan lähdön 1 loistehomäärä on pudonnut jo alle 2 MVAR. Kesälläkään ei yö aikainen loistehon siirto ole ongelma eikä viikonloppunakaan jouduta voimalaitoksella kompensoimaan niin paljon kuin talvella.

#### 8.4.3 Loistehon kompensoinnin tarve

Voimalaitoksella joudutaan loistehoa kompensoimaan liikaa ja verkossa on loistehon siirtoa paljon, joten kompensointipariston hankkimista tulisi harkita.

Voimalaitoksen oma loistehon tarve on noin 3 MVAR kesälläkin ja tämä loistehon tarve on tasaista ja jatkuvaa. Siksi voimalaitoksen pääsähkötilaan asennettavalle kompensointiparistolle tulisi vuotuisesti suuri käyttöaika ja siten siitä saataisiin suurin hyöty. Jos voimalaitokselle asennettaisiin 2 MVAR kompensointiparisto, tulisi sen kustannuksiksi asennuksineen ja lähtöineen noin 235 000mk/21/. Lisääntyneen kompensoinnin avulla vähenisivät generaattorin päätotehohäviöt noin 20 kW/MVAR. Kompensointipariston käyttö aiheuttaisi myös päätotehohäviöitä,



joiden suuruudeksi voidaan arvioida 0,2 kW/MVAr. Tällöin pätötehon kasvu olisi yhteensä 39,6 kW, mikä tarkoittaa generaattorin vuotuisilla käyttöajoilla yhteensä 317,67 MWh lisää nettosähköenergian. Omakäyttösähkön hinnalla 100 mk/MWh on lisätuoton säästö 31 767 mk/a ja kompensointi pariston suoraksi takaisin maksuajaksi tulee 7,4 vuotta.

Siekkilän sähköasemalle voitaisiin myöskin asentaa 2 MVAr kompensointiparisto, jolla saataisiin aikaan yhtä suuri häviötehon säästö kuin voimalaitokselle asennettavalla paristolla. Siekkilän sähköasemalla pariston käyttöaika tulisi olemaan pienempi kuin voimalaitoksella, sillä öisin ja kesäviikon loppuisin ei paristoa voitaisi pitää päällä. Pariston käyttäjäksi voidaan loistehoraporttien avulla arvioida 2000h/a, jolloin säästetyksi energiaksi saadaan vain 79,2 MWh. Vuosi-tasolla se tietäisi 7 920 mk säästöä, jolla suora takaisinmaksuaika olisi 29,7 vuotta.

Edellä lasketut kustannukset ovat parhaassa tapauksessakin vain arvioita, mutta voidaan sanoa, että todellinen lisäkompensoinnista saatava hyöty olisi vähintään lasketun mukainen. Kompensoimalla lisää loistehoa, muuten kuin voimalaitoksen generaattorilla, paranee generaattorin hyötysuhde ja käämien lämpötilat pysyvät alhaisempina. Lisäksi sähkön siirtohäviöt sähkönsiirtoverkossa pienevät, kun loistehoa ei tarvitse siirtää niin paljon kuin ennen.

## **9. YHTEENVETO**

Useat voimalaitos-, kaukolämpö sekä sähkön siirto ja jakelualan yritykset ovat liittyneet valtakunnalliseen energiansäästösopimukseen, jossa yritykset sitoutuvat analysoimaan nykyisen energiankäyttönsä ja etsimään säästökohteita. Löytyneille säästökohteille lasketaan kustannukset energiansäästölle sekä tarvittavalle investoinnille. Näiden perusteella lasketaan suora takaisinmaksuaika, jonka tulisi olla alle 10 vuotta.

Etelä-Savon Energia Oy:n kohdalla voimalaitosalan energiankäytön tarkasteleminen vaati energia-analyysin tekemisen. Energia-analyysissä käydään prosessi läpi osalaitteittain ja etsitään keinoja omakäyttöenergioiden pienentämiseen ja toiminnan tehostamiseen. Omakäyttöenergioiden osalta mitattiin energian jakautumista eri kohteille ja etsittiin säästömahdollisuuksia kohde kerrallaan. Prosessin osalta tutkittiin tarkemmin kattilahuötysuhteen parantamista savukaasun loppu-lämpötilaan pudottamalla sekä omakäyttöhöyryn kulutuksen vähentämistä. Veden kulutuksen osalta tutkittiin ulos puhallettavan kattilaveden ja näytteenottimien vesien hyötykäytön kannattavuutta kaukolämpöverkossa.

Kaukolämpöalan osalta tutkittiin verkostosta vanhojen kaukolämpölinjojen uudelleen eristämisen tai vaihdon kannattavuutta. Kaukolämmön pumppauksen osalta etsittiin säästömahdollisuuksia lähinnä painetasoja pudottamalla. Lämpökeskuksien osalta katselmoitiin tarkemmin kolmen kiinteän ja yhden siirrettävän lämpökeskuksen energiankäyttöä ja pyrittiin minimoimaan seisonta-aikaiset energian kulutukset.

Sähkön siirto- ja jakelualan osalta tarkasteltiin häviöitä verkostossa sekä niiden pienentämisen mahdollisuutta vaihtamalla muuntajia tai johtimia. Tämän lisäksi tutkittiin verkoston loistehon tasoa sekä loistehon kompensoinnin riittävyttä.

Kaikista löydettyistä säästökohteista, joille pystyttiin laskemaan ainakin arvio säästölle sekä tarvittaville investoinneille, on tehty alla olevaan taulukkoon 25 alakohtainen erittely.

*Taulukko 25. Löydetty säästökohteet analyysi-aloittain esitettynä*

Säästökohde	Sähkö	Lämpö	Vesi	Säästö	Investoinnit
	[MWh]	[MWh]	[m <sup>3</sup> ]	[mk]	[mk]
Voimalaitosala		59,6	2 670	26 130	400 000
Kaukolämpöala	386,5	2 556,3		314 861	5 007 469

Sähkön siirto- ja jakeluala	396,9			39 687	470 000
<b>Yhteensä</b>	<b>783,4</b>	<b>2 615,9</b>	<b>2 670</b>	<b>380 678</b>	<b>5 877 469</b>

Etelä-Savon Energia Oy:n Pursialan voimalaitoksella on vuosien varrella tehty jo monia toimintaa tehostavia parannuksia prosessien toimintoihin, joten suoritetun energia-analyysin perusteella ei suuria energiansäästökohteita löydetty. Savukaasujen loppulämpötilaa on jo pudotettu lisälämmönvaihtimella, eikä savukaasun loppulämpötilaa voida enää laskea. Omakäyttöhöyryn kulutuksen pienentämiseen ei löytynyt käytännössä soveltuvaa ratkaisua, vaikka lämpöpumpun käyttö saattaisikin olla kannattavaa taloudellisesti. Teknisestä tämä ei kuitenkaan ole vielä mahdollista. Omakäyttölämmön ja -sähkön osalta ei säästökohteita löytynyt.

Turvelämpökeskuksen osalta analyysiä vaikeutti se, että osa omakäyttölämmönkohteista ei ole ollenkaan lämmönmittauksen piirissä. Säästökohteet lämpökeskuksen puolella liittyvät juuri noihin mittaamattomien kohteiden energian-käyttöön, joiden osalta säästöjä saavutettaisiin parantamalla lämmityksen säätöjä sekä estämällä ilman läpivirtaukset kattiloiden kautta seisonta-aikana. Havaittujen säästökohteiden energiansäästön suuruutta ei analyysina aikana pystytty luotettavasti määrittämään.

Kaukolämpöpuolella suoritettujen laskelmien mukaan kaukolämpölinjojen uudelleen eristäminen tai vaihtaminen ei kannata pelkästään lämpöhäviöiden takia. Mikäli kaukolämpökanavan vaihdolla saavutetaan muitakin etuja, kuten toimintavarmuus tulevaisuudessa, ennalta määrättävä korjausaika sekä linjan mahdollinen suurentaminen, kannattaa kastunut elementtikanava uusia.

Kaukolämmön pumppauksen osalta löydettiin mahdollisuus säästää pumppauskustannuksissa talvisaikaan pudottamalla painetasoja. Verkossa olevat latvapaineerot ovat nykyään turhan suuret, mikä aiheuttaa pumppauskustannuksien kasvua sekä ylimääräisiä rasituksia kaukolämpöverkkoon. Siksi verkoston painetasoon ja latvapaine-eroihin tulisikin kiinnittää aikaisempaa enemmän huomiota. Kesä-

aikana ei kaukolämmön pumppauksessa saavuteta säästöjä nykyisellä voimalaitoksen kytkennällä, sillä kesäaikana suurin osa kaukolämpöpumppujen tehon tarpeesta menee apujäähdyttimen aiheuttaman paine-eron voittamiseen.

Lämpökeskuksilta löydettiin säästökohteita lähinnä lämmityksen osalta. Siekkilän öljykoneikon seisonta-aikaisen lämmityksen muuttaminen sähköltä lämmölle sekä koneikon kautta kiertävän öljyn sekä öljysäiliön lämpötilan pudottaminen säästävät energiaa. Kyyhkylän lämpökeskuksen yhden kattilan lämmitysveden säädön muuttaminen kertasäätöisestä venttiilistä omavoimaiseen venttiiliin pienentää energiahäviötä. Lisäksi Kyyhkylän öljysäiliön lämpötilaa tulisi laskea Yleisesti ottaen on lämpökeskuksilla tehty jo paljon energiansäästöön liittyviä parannuksia laitoksella aikaisemmin tehdyn yhden lämpökeskuksen käsittäneen analyysin perusteella, joten löydetty säästökohteet ovat pieniä ja liittyvät lähinnä prosessien säätöihin.

Sähkön siirron ja jakelun osalta tutkittu muuntajien vaihto ei osoittautunut kannattavaksi, mutta muutama johto-osuus kannattaa tutkia tarkemmin, sillä analyysissä löytyi muutamia suuria häviöitä omaava johto-osuus.

Loistehon kompensoinnin osalta havaittiin verkossa olevan lisäkompensoinnin tarvetta, sillä nykyinen voimalaitoksen turbiinin kompensointitaso on turhan korkea. Kompensointipattereilla suoritettavalla lisäkompensoinnilla saadaan aikaan säästöjä, koska voimalaitoksen turbiinin hyötysuhde kasvaa pienemmän loistehon tuoton myötä ja verkostossa ei tarvitse siirtää niin suuria määriä loistehoa.

Kaikkiaan analyysin aikana ei löydetty mistään tutkitusta kohteesta suuria säästökohteita, joiden takaisin maksuaika olisi ollut pieni. Joka osa-alueelta löytyi useampia pienempiä säästökohteita, joille laskettiin investointikustannukset mikäli se oli mahdollista. Osa säästökohtaista oli sellaisia, että tämän analyysin puitteissa ei tarkkaa säästöä voitu laskea, vaan kohteiden säästömahdollisuutta täytyy tutkia vielä tarkemmin.

## LÄHDELUETTELO

1. Energia-alan vapaaehtoinen energiansäästösopimus. Tilannekatsaus 1999. Kauppa- ja teollisuusministeriö. Energiaosasto. Helsinki 2000.
2. Tekniikan käsikirja. Osa 3: Sähkötekniikka. K.J. Gummerus osakeyhtiö. Jyväskylä 1975. ISBN 951-20-1076-3.
3. Lehtonen M. Taajuusmuuttajalla syötetyllä oikosulkumoottorilla saavutettavat hyödyt energian tuotannossa ja käytössä. Ety-raportti 18/1987. Energia-taloudellinen yhdistys 1987. ISSN 0359-520.
4. ABB Strömberg Drivers Oy: SAMI STAR-taajuusmuuttajat, esite.
5. Huhtinen M., Kettunen A., Nurminen P. ja Pekkanen H. Höyrykattilatekniikka. Painatuskeskus Oy. Helsinki 1994. ISBN 951-37-1327-X.

6. Energiataloudellinen yhdistys. Kaukolämmityksen käsikirja. Ety-raportti 23/1989. Helsingissä 1989. ISBN 951-870-012-5.
7. Huovilainen R.T., Roiha Ismo. Kaukolämpökanavatyyppeiden lämpöhäviöiden kokeellinen määrittäminen ja seuranta tutkimus. Loppuraportti. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu. Energiatekniikan osasto. Lappeenranta 1987.
8. Lämpölaitosyhdistys ry. Kaukolämpöjohdoissa käytettyjen betonielementti-johtojen eristyspaksumien optimointi. Raportti 3/1982. Painonikkarit Oy. Helsinki 1982.
9. Pirvola Lauri. Kaukolämpötoiminnan perusparannustoiminnan yhtenäistäminen. Kaukolämmityksen tutkimusohjelma TERMO, loppuraportti. TKK OFFSET. Otaniemi 1996. ISBN 951-22-2937-4.
10. Lämpökeskusten omakäyttöenergian pienentäminen. Suomen kaukolämpö ry. Raportti H21/1996. Viite: Sky-kansio, Lämmönhankinta 4/9.
11. Paloposki Juho. Taajamasähköverkon jakeluhäviöiden vähentäminen. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto. Vantaa 1999.
12. Pöyhönen Otso W. Sähkötekniikan käsikirja 2. Kustannusosakeyhtiö Tammi. Helsinki 1977. ISBN 951-30-2489-X.
13. Nurminen Seppo. Loistehon kulutus, tuotanto ja siirto eräissä 110 kV:n sähköverkossa. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu. Energiatekniikan osasto. Porvoo 1989.
14. Hupa M., Kurki-Suonio I., Raiko R. ja Saastamoinen J. Poltto ja palaminen. Teknillinen Tieteiden Akatemia (TTA). Gummerus Kirjapaino Oy. Jyväskylä 1995. ISBN 951-666-448-2.

15. Suomen Kaukolämpö ry. Kaukolämmön käyttötaloudelliset tunnusluvut 1996-1998. Tilastojulkaisu, viite: Sky-kansio 2/8.
16. Vaittinen Harri. Kova polyuretaani ja sen käyttö kuuman kaukolämpölinjan eristykseen peltikuoreen vaahdottamalla. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu. Energiatekniikan osasto. Lappeenranta 1986.
17. Etelä-Savon Energian sähkön siirto- ja myyntihinnasto 1.1.2000.
18. Etelä-Savon Energian kaukolämpöhinnasto 1.1.2000.
19. Roikonen Unto. Huippu- ja varalämpökeskusten seisonta-aikainen energiatalous. Insinöörityö. Mikkelin ammattikorkeakoulu. LVI-tekniikan koulutusohjelma. Mikkelä 1996.
20. Kauppa- ja teollisuusministeriö. Energiakatsaus 2/2000. Kauppa- ja teollisuusministeriö, energiaosasto. Oy Edita Ab. Helsinki 2000. ISSN 0356-9276.
21. Manninen Mika. Voimalaitoksen sähköinsinööri. Etelä-Savon Energia Oy. Tiedonanto 30.5.2000.

## **LIITELUETTELO**

1. Pyroflow-kattilan halkileikkaus ja toimintaperiaate
2. Pursialan lämmitysvoimalaitoksen prosessikaavio
3. Mikkelin kaukolämpöverkon kartta
4. ESE:n kaukolämpöputkien jakauma putkidimension mukaan 31.12.1999
5. Voimalaitoksen kaukolämpöverkon kytkentäkaavio
6. Polttoanalyysi-taulukko
7. Lämpökameran kuvia
8. Voimalaitoksen sähköjärjestelmien pääkaavio
9. Voimalaitoksen omakäyttölämmönvaihtimet



## 10. Sähköverkon loistehon määrä viikoilla 2 ja 15