



**Aalto-yliopisto  
Teknillinen korkeakoulu**

**Kemian ja materiaalitieteiden tiedekunta  
Kemian tekniikan koulutus- / tutkinto-ohjelma**

**Arimatti Alhanko**

**ENERGIARAPORTOINNIN KEHITTÄMINEN  
VOIMA- JA LÄMPÖLAITOKSILLE**

**Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin  
tutkintoa varten Espoossa 8.2.2011.**

**Valvoja**

**Professori Markku Hurme**

**Ohjaaja**

**Diplomi-insinööri Kosti Koski**



<b>Tekijä</b> Arimatti Alhanko	
<b>Diplomityön nimi</b> Energiaraportoinnin kehittäminen voima- ja lämpölaitoksille	
<b>Tiivistelmä</b> <p>Polttoainekustannukset muodostavat merkittävimmän osan konventionaalisen voima- ja lämpölaitoksen tuotantokustannuksista. Polttoainekustannuksia voidaan pienentää parantamalla laitosten energiataloutta ja energiatehokkuutta energiaraportoinnin avulla.</p> <p>Oy Indmeas Ab:n kokemusten perusteella hyötysuhteita ja energian käyttöä saateetaan raportoida voimalaitoksilla kuukausittain mutta raportointi palvelee lähinnä laskutusosastoa ja varsinainen energiatalouden seuranta jää puuttumaan. Havainnolliset operatiiviselle osastolle suunnatut energiaraportit ovat parhaimmillaan keskeinen työkalu prosessin energiatalouden ja energiatehokkuuden parantamisessa.</p> <p>Tämän diplomityön tavoitteena oli selvittää energiaraportoinnin nykyisiä käytäntöjä ja kehittää mittauslaadun seurantaan sekä energiatalouden ja hyötysuhteen parantamiseen tähtäävä energiaraportointimalli voima- ja lämpölaitoksille.</p> <p>Työssä perehdytään kirjallisuuden avulla voima- ja lämpölaitosten energiatalouteen sekä nostetaan esille keskeisimmät energiatalouteen vaikuttavat tekijät. Työn kokeellisessa osassa kehitettiin yhteistyössä voimalaitoshenkilöstön kanssa operatiiviselle puolelle kohdistettu energiaraportointimalli energiatalouden tehostamiseksi. Energiaraportointimallia tarkasteltiin kahdella voimalaitoksella, joista toinen oli kaukolämpöä ja sähköä tuottava laitos ja toinen teollisuuden vastapainevoimalaitos. Lisäksi kokeellisessa osassa tutkittiin savukaasuhäviöiden optimointiin liittyvää laskentaa Helsingin Energian Salmisaaren voimalaitoksen lähitulevaisuudessa käyttöön otettavaa energiaraportointia varten. Energiaraportointimalli päätettiin ottaa käyttöön myös osana Indmeas Oy:n tarjoamia energiapalveluja.</p>	
<b>Professuurin nimi</b> Tehdassuunnittelu	<b>Professuurin koodi</b> KE-107
<b>Työn valvoja</b> Markku Hurme	<b>Sivumäärä</b> 167
<b>Työn ohjaaja</b> Kosti Koski	<b>Kieli</b> Suomi
<b>Avainsanat</b> Energiaraportointi, energiatalous, energiatehokkuus	<b>Päiväys</b> 8.2.2011

<b>Author</b> Arimatti Alhanko	
<b>Title of Thesis</b> Development of energy reporting for CHP power plants	
<b>Abstract</b> <p>Fuel costs are the dominant part of conventional power or heat plant production costs. Fuel costs can be reduced by improving the plant's energy efficiency with the use of energy reporting.</p> <p>Typically the energy reporting serves only the billing department of the organization and the actual energy-economic monitoring is missing. Energy reports serve at best as a tool for the operative management to improve and optimize the plant's energy efficiency. Key factors for useful reporting are concisely and clearly illustrated efficiency parameters. A consistent reporting allows also for comparison of key parameters between different production units.</p> <p>The literature part of this study raises the most important factors affecting the energy economy of power and heating plants.</p> <p>In experimental part of the study the constructed energy-reporting model was put to the test in two on-site locations. Results of these tests were promising and cooperation of energy reporting according to the model was decided to carry in both factories. Also the model was decided to take as a vital part of Indmeas power and district heating plant services.</p>	
<b>Chair</b> Plant design	<b>Chair code</b> KE-107
<b>Supervisor</b> Markku Hurme	<b>Pages</b> 167
<b>Instructor</b> Kosti Koski	<b>Language</b> Finnish
<b>Keywords</b> Energy reporting, energy economy, energy efficiency	<b>Date</b> 8.2.2011

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty opinnäytetyöksi Aalto-yliopiston teknillisen korkeakoulun kemian tekniikan laitokselle, Tehdassuunnittelun laboratorioon. Työ on tehty virtausmittausten kenttäkalibrointeihin erikoistuneessa Indmeas Oy:ssä kesä-joulukuun aikana 2010.

Erityiskiitos työni ohjaajalle Kosti Koskelle, kehityspäällikölle Ville Laukkaselle sekä Indmeas Oy:n toimitusjohtajalle Risto Kuoppamäelle, jotka auttoivat ja kannustivat työn eri vaiheissa sekä mahdollistivat työn suorittamisen innovatiivisessa ympäristössä.

Haluan kiittää myös yhteistyökumppaneita Savon Voima Oyj:tä, Rauman Voima Oy:tä sekä Helsingin Energiaa, jotka mahdollistivat käytännön energiaraportoinnin kehittämisen voima- ja lämpölaitoksille. Erityisesti haluaisin kiittää Savon Voima Oyj:n Hannu Lipsasta, Janne Tepposta ja Hannu Mäkelää, Rauman Voima Oy:n Timo Pitkästä ja Mika Korteniemeä sekä Helsingin Energian Panu Kärävää.

Suurin kiitos kuuluu kuitenkin koko Indmeas Oy:n henkilökunnalle loistavasta työympäristöstä sekä lukuisista asiantuntijalausunnoista.

Espoo 8.2.2011

Arimatti Alhanko

# SISÄLLYSLUETTELO

TERMINOLOGIA	10
1 JOHDANTO	12
1.1 Tausta	12
1.2 Työn tavoite	12
1.3 Indmeas Oy	12
1.4 Rajaukset	13
2 ENERGIARAPORTOINTI JA ENERGIATEHOKKUUS	14
2.1 Laadittavat raportit	14
2.2 Raportoinnin hyödyntäminen energian käytön tehostamisessa	14
2.3 Energiatehokkuuden mittarit raportoinnissa	15
2.4 Energiatehokkuuden parantamisprosessi	17
2.4.1 Energiasäästötoimenpiteet	18
3 HÖYRYVOIMALAITOKSET	19
3.1 Rakenne	19
3.2 Vastapainevoimalaitokset	20
3.3 Lauhdevoimalaitokset	21
3.4 Tuotannon taloudellinen kannattavuus	22
3.5 Hyötysuhteet	22
3.5.1 Kokonaishyötysuhde	22
3.5.2 Kattilahyötysuhde	24
3.5.3 Turbiinin isentrooppinen hyötysuhde	26
3.6 Rakennusaste	27
4 VOIMA- JA LÄMPÖLAITOSTEN ENERGIATALOUS	28
4.1 Kustannukset	29
4.1.1 Kiinteät kustannukset	29
4.1.2 Muuttuvat kustannukset	30
4.1.3 Marginaalikustannus	31
4.2 Tulot	32
4.2.1 Lämpö	32

4.2.2 Sähkö .....	32
4.3 Kassavirta.....	33
4.4 Kustannusten jako sähkön ja lämmön kesken .....	33
4.5 Kustannusten jakomenetelmät .....	34
4.5.1 Kalorinen eli energiamenetelmä .....	35
4.5.2 Exergiamenetelmä .....	36
4.5.3 Työmenetelmä .....	38
4.5.4 Vaihtoehtoisen hankintatavan menetelmä .....	39
4.5.5 Suhdemenetelmä.....	39
4.5.6 Jäännösarvomenetelmä .....	40
<b>5 ENERGIATALOUTEEN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT .....</b>	<b>42</b>
5.1 Polttoainekustannukset .....	42
5.1.1 Polttoaineiden ominaisuudet.....	42
5.1.2 Hinta ja huoltovarmuusmaksu .....	43
5.1.3 Energiaverotus .....	43
5.1.4 Päästökauppa .....	45
5.1.5 Sähköntuotannon tuet .....	46
5.1.6 Syöttötariffit.....	46
5.1.7 Vihreät sertifikaatit .....	47
5.2 Käytettävyys .....	48
5.3 Likaantuminen ja korroosio .....	49
5.3.1 Nuohous .....	50
5.3.2 SO <sub>2</sub> /HCl- suhde.....	51
5.3.3 Happo- ja vesikastepiste .....	52
5.4 Ajoarvopoikkeamat.....	56
5.4.1 Savukaasun loppulämpötila .....	56
5.4.2 Savukaasun happipitoisuus .....	57
5.4.3 Polttoaineen kosteus .....	58
5.4.4 Kaukolämpöveden lämpötila .....	58
5.5 Höyrykuormien tasaaminen.....	59
5.5.1 Höyryakku .....	60
5.5.2 Syöttövesisäiliö .....	60

5.5.3 Apulauhdutin .....	61
5.5.4 Ulospuhallus .....	61
5.6. Lämmön ja sähkön tuotannossa esiintyvät häviöt .....	61
5.6.1 Savukaasuhäviöt .....	62
5.6.2 Kuonan ja lentotuhkan häviöt .....	63
5.6.3 Säteily- ja konvektiohäviöt .....	63
5.6.4 Palamattomien kaasujen häviöt .....	64
5.6.5 Mekaaniset häviöt .....	64
5.6.6 Putkistohäviö .....	64
5.6.7 Laitoksen omakäyttösähkö .....	65
<b>6 ENERGIATALOUDEN OPTIMOINTIMENETELMÄT .....</b>	<b>66</b>
6.1 Yleistä .....	66
6.2 Tietämyspohjaiset järjestelmät .....	68
6.2.1 Geneettiset algoritmit .....	69
6.3 Heuristiset menetelmät .....	69
6.4 Termodynaamiset menetelmät .....	70
6.4.1 Pinch-menetelmä .....	70
6.4.2 Exergiamenetelmä .....	71
6.5 Matemaattiset menetelmät .....	72
6.5.1 Lineaarinen ohjelmointi .....	73
6.5.2 Dynaaminen ohjelmointi .....	74
6.5.3 Geometrinen ohjelmointi .....	75
6.5.4 Regressioanalyysi .....	75
<b>7 SAVON VOIMA OYJ PIEKSÄMÄEN VOIMALAITOS .....</b>	<b>77</b>
7.1 Yleiskuvaus .....	77
7.2 Energiaraportoinnin nykyiset käytännöt ja kehitystarpeet .....	78
7.3 Tuotantoluvut .....	79
7.4 Kannattavuuden laskenta .....	79
7.4.1 Kiinteät kustannukset .....	79
7.4.2 Muuttuvat kustannukset .....	80
7.4.3 Tulot kaukolämmön ja sähkön myynnistä .....	81
7.4.4 Kustannusten jako lämmölle ja sähkölle .....	82

7.4.5 Kannattavuus eri ajanhetkillä.....	83
7.4.6 Herkkyysanalyysi.....	84
7.5 Öljykattilat .....	85
7.6 Kattila- ja laitoshyötysuhde .....	86
7.6.1 Kattilahyötysuhteen optimi.....	86
7.6.2 Laitoshyötysuhde .....	89
7.7 Käytettävyys .....	90
7.7.1 Kustannus epäkäytettävydestä .....	90
7.7.2 Energiavikakerroin.....	92
7.8 Ajoarvopoikkeamien vaikutus energiantuotantokustannuksiin .....	93
7.8.1 Tuorehöyryn lämpötila .....	93
7.8.2 Savukaasun loppulämpötila .....	95
7.8.3 Savukaasun happipitoisuus .....	97
7.8.4 Polttoaineen kosteus .....	97
7.9 Likaantuminen .....	98
7.9.1 Nuohous .....	98
7.9.2 Turbiini .....	101
7.9.3 Tulistimet 1 ja 2 .....	103
7.9.4 EKO .....	103
7.10 Kiertokaasu .....	104
7.11 Taseanalyysi.....	106
7.12 Energiaraportoinnin toteutus.....	108
<b>8 RAUMAN VOIMA OY .....</b>	<b>109</b>
8.1 Yleiskuvaus.....	109
8.2 Energiaraportoinnin nykyiset käytännöt ja kehitystarpeet.....	109
8.3 Tuotantoluvut.....	110
8.4 Öljykattilan käyttö .....	111
8.5 Hyötysuhteet ja rakennusaste.....	113
8.5.1 HK6 kattilahyötysuhde .....	113
8.5.2 Kokonaishyötysuhde.....	114
8.5.3 Rakennusaste .....	115
8.6 Käytettävyys .....	116



8.7 Höryakut 1 ja 2 .....	117
8.8 Ajoarvopoikkeamat.....	118
8.8.1 Tuorehöyryn lämpötila .....	118
8.8.2 Savukaasun loppulämpötila .....	120
8.8.3 Savukaasun happipitoisuus .....	121
8.8.4 Polttoaineen kosteus .....	121
8.9 Likaantuminen ja korroosio .....	122
8.9.1 Nuohous .....	122
8.9.2 Turbiini .....	123
8.9.3 SO <sub>2</sub> /HCl- suhde ja SO <sub>2</sub> - päästöraja.....	125
8.10 Taseanalyysi.....	127
8.11 Energiaraportoinnin toteutus.....	127
<b>9 HELSINGIN ENERGIAN SALMISAAREN VOIMALAITOS</b>	<b>129</b>
9.1 Yleiskuvaus.....	129
9.1.1 Salmisaari A.....	129
9.1.2 Salmisaari B.....	129
9.2 Energiaraportoinnin nykyiset käytännöt ja kehitystarpeet.....	130
9.3 Happokastepisteen tarkastelu.....	130
9.3.1 Luvo .....	130
9.3.2 Savupiippu .....	132
<b>10 YHTEENVETO</b> .....	<b>134</b>
<b>11 JATKOTOIMENPITEET</b> .....	<b>135</b>
LÄHDELUETTELO .....	136
LIITTEET .....	151
ASiantuntijakontaktit .....	167

## TERMINOLOGIA

Lyhenteet:

CHP	sähkön ja lämmön yhteistuotanto
EKO	syöttöveden esilämmitin
LP	lineaarinen ohjelmointi
LUVO	ilman esilämmitin
MILP	lineaarinen sekalukuohjelmointi
MINLP	epälineaarinen sekalukuohjelmointi
NLP	epälineaarinen ohjelmointi

Symbolit:

$a$ [bar]	absoluuttinen paine
$\alpha$	rakennusaste
$E$ [J]	energia
$E$ [J]	exergia
$g$ [bar]	ylipaine
$h$ [kJ/kg]	entalpia
$i$ [%]	korkeus
$M$ [g/mol]	moolimassa
$\dot{m}$ [kg/s]	massavirta
$n$ [mol]	ainemäärä
$\eta$ [%]	tehokkuus
$P$ [W]	sähköteho
$p$ [bar]	paine
$Q$ [W]	lämpöteho
$R$ [J/Kmol]	moolinen kaasuvakio
$r$	korrelaatio
$s$ [kJ/kg]	entropia

$T$ [K]		lämpötila
$t$		aika
$V$ [m <sup>3</sup> /s]		tilavuusvirta
$u$		keskihajonta
$u^2$		variassi
$u_{xy}$	kahden muuttujan kovarianssi	
$x$ [kg/kg]		massaosuus
$\lambda$		ilmakerroin

# 1 JOHDANTO

## 1.1 Tausta

Energiaraportointi on laitoksen energiatalouteen ja energian käyttöön liittyvien tietojen esittämistä sovitusta kohteista sovituin määräajoin. Raportoinnin tarkoituksena on seurata ja tehostaa energiatuotantolaitoksen energiataloutta ja energiatehokkuutta sekä vähentää tuotannossa syntyviä häviöitä ja tuotannosta aiheutuvia päästöjä parantamalla laitoksen hyötysuhdetta. Laitoksen hyötysuhteella kuvataan laitoksen toiminnan tehokkuutta, eli sitä kuinka suuri osuus polttoaineen sisältämästä energiasta kyetään hyödyntämään.

Indmeas Oy:n kokemusten perusteella hyötysuhdemittausten ja taseanalyysien yhteydessä on havaittu tarve voima- ja lämpölaitosten energiaraportoinnin kehittämisessä. Hyötysuhteita ja energian käyttöä saatetaan raportoida kuukausittain mutta raportointi palvelee lähinnä laskutusosastoa. Varsinainen energiatalouden seuranta jää siten puuttumaan. Havainnolliset energiaraportit ovat parhaimmillaan laitoksen operatiivisen johdon keskeinen työkalu prosessin energiatalouden ja energiatehokkuuden parantamisessa.

## 1.2 Työn tavoite

Diplomityön tavoitteena oli selvittää voima- ja lämpölaitosten energiaraportoinnin nykyisiä käytäntöjä ja kehittää mittauslaadun seurantaan sekä energiatalouden ja hyötysuhteen parantamiseen tähtäävä energiaraportointimalli.

## 1.3 Indmeas Oy

Oy Indmeas Ab on teollisuuden virtaus- ja energiatasteiden laadunvarmistukseen sekä kenttämittauspalveluihin erikoistunut yritys. Virtausmittausten kalibrointi- ja palvelut ovat kansainvälisesti akkreditoituja ja ne täyttävät nykyiset laatu- ja ympäristöjärjestelmien sekä viranomaismittausten tarkkuusvaatimukset.

## **1.4 Rajaukset**

Työssä käsitellään konventionaalisia voima- ja lämpölaitoksia, joissa polttoaineen energia vapautuu polttoaineen palamisreaktioissa.

## **2 ENERGIARAPORTOINTI JA ENERGIATEHOKKUUS**

Energiaraportointi on laitoksen energiatalouteen ja energian käyttöön liittyvien tietojen esittämistä sovitusta kohteista sovituin määräajoin. Raportoinnin tarkoituksena on seurata ja tehostaa energiatuotantolaitoksen energiataloutta ja energiatehokkuutta sekä vähentää tuotannossa syntyviä häviöitä ja tuotannosta aiheutuvia päästöjä. [1]

### **2.1 Laadittavat raportit**

Energiaraportin hyödynnettävyyden perusedellytyksenä on luotettava tieto toteutuneesta energian käytöstä, mikä edellyttää voimalaitokselta hyvää mittausjärjestelmää. Kokemusten perusteella mittausongelmat eivät ole vain mittausteknisiä, vaan usein virheet syntyvät matkalla milliampeeriviesteistä lopulliseen energiara-porttiin. Energian käytön selvittämiseen tarvitaan lukuisia tietoja, jotka tulee määrittää ja mitata säännöllisin väliajoin. Joitakin raportointia varten määritettäviä tietoja on esitetty Liitteessä 1. [1] [2]

Energiaraportoinnissa on tärkeää, että kaikki voima- ja lämpölaitoksen energiahallinnassa mukana olevat tahot saavat heitä kiinnostavat raportit. Laadittavilla raporteilla pyritään antamaan voimalaitoshenkilökunnalle havainnollista käyttöä ohjaavaa tietoa prosessista sekä informaatiota energiataloudesta ja sen optimoinnista. Selkeä raportointi sisältäen graafista materiaalia, vertailutietoja sekä kuvituksen energiatalouteen vaikuttavista muuttujista antaa hyvän mahdollisuuden prosessin ja energian käytön tehostamiseen. [1]

### **2.2 Raportoinnin hyödyntäminen energian käytön tehostamisessa**

Raportointitoiminnan tarkoituksena on tehostaa voima- ja lämpölaitosten energiankäyttöä. Sen avulla voidaan optimoida laitosten kokonaisenergian käyttöä tehokkaampaan suuntaan. Usein ongelmana on, että raportti ei hyödytä juurikaan

operatiivista puolta. Hyötysuhteita ja energian käyttöä saatetaan raportoida kuu-kausittain mutta raportointi palvelee lähinnä laskutusosastoa. Varsinainen energiatalouden seuranta jää siten puuttumaan. [1] [3] Kuvassa 1 on esitetty tyyppillinen voimalaitoksen energiaraportti.

Kaukolämmön nettotuotanto (GWh)	6133	6464	6303	6837	6625	7032	6910	6491	7153	7218,4	7484,2	7213	7060,1	7176	6855,5
Sähkön nettotuotanto (GWh)	3030	3545	3534	3596	3721	4630	4908	5034	5397	5671	6874,7	6452	5477,3	6347,2	5611,5
<b>Yhteensä</b>	<b>9163</b>	<b>10009</b>	<b>9837</b>	<b>10433</b>	<b>10346</b>	<b>11662</b>	<b>11818</b>	<b>11525</b>	<b>12550</b>	<b>12889</b>	<b>14359</b>	<b>13665</b>	<b>12537</b>	<b>13523</b>	<b>12467</b>
Vastaava polttoaine (GWh)	10689	12114	11831	12553	12614	13687	13645	13209	14752	15239	18342	16746	14220	17070	14849
Tuotannon kokonaishyötysuhde	85,7	82,6	83,1	83,1	82,0	85,2	86,6	87,3	85,1	84,6	78,3	81,6	88,2	79,2	84,0
Kaukolämpöverkkojen häviöt (GWh)	182	359,0	410,6	377,7	447	429	429,9	395,6	423	477,9	508,4	487,5	491,6	525,5	429,2
Kaukolämmön pumppuenergia (GWh)	34,9	36,4	38,8	40,2	35,2	35,2	40,2	37,5	40,6	42,5	48,4	42,0	44,0	39,5	34,9
Kaukolämpö netto kuluttajilla (GWh)	5951	6105	5892	6459	6178	6603	6480	6096	6730	6737,7	6979,8	6725,3	6568,5	6650,5	6426,3
Tuotettu nettosähkö-pumppuenergia	2995	3509	3495	3556	3686	4595	4868	4996	5356	5629	6826,3	6410	5433,4	6307,7	5576,636

Kuva 1. Tavanomainen voimalaitoksen talousosastolle suunnattu energiaraportti.

Jotta energiaraporttia voidaan käyttää operatiivisena työkaluna talousosaston työkalun ohessa, tulee dataa jalostaa käyttöhenkilökunnalle ja tuotannonjohdolle sopivaksi. Energiatalouden parantamiseksi raportoinnilla on tarkoitus lisätä käyttöhenkilökunnan energiatuntemusta, mikä ohjaa ajo-olojen ja ajotapojen optimointiin. Erilaisten visuaalisten tunnuslukujen käytöllä ja niiden tavoitearvojen seurannalla voidaan motivoida operatiivista puolta tehokkaampaan energiankäyttöön. Lisäksi visualisoitujen energiatalousvaikutusten näkeminen antaa operaattorille arvokasta tietoa erilaisten ajopoikkeamien vaikutuksista itse prosessiin. Toisaalta tuotannonjohto tarvitsee visuaalisia raportteja kehityskeskusteluihin käyttöhenkilökunnan kanssa.

### 2.3 Energiatehokkuuden mittarit raportoinnissa

Energiatehokkuuden mittareiden käyttöönotto liittyy usein ennalta asetettuihin tavoitteisiin pienentää laitoksen energiankäyttöä ja päästöjä. Lisäksi energiantuotannon kustannuksia voidaan ratkaisevasti pienentää parantamalla voimalaitoksen hyötysuhdetta eli energiatehokkuutta. [4] [5]

Energiatehokkuusanalyysit koostuvat usein monista eri energiatehokkuusmittareista, joita voidaan arvioida yhdessä. Patterson esittää artikkelissaan, että energiatehokkuuden mittarit voidaan jaotella neljään eri pääryhmään: termodynaamisiin, fysikaalis-termodynaamisiin, taloudellis-termodynaamisiin ja taloudellisiin mittareihin [4]. Edellisten lisäksi, Leena Kilponen ehdottaa julkaisussaan viidentenä mittarina ympäristömittareiden käyttöä [5]. Energiatehokkuusmittareiden jaottelu on esitetty Kuvassa 2.

Termodynaamiset	Fyysis-termodynaamiset	Taloudellis-termodynaamiset	Taloudelliset	Ympäristö- tekniset
W, J, %	J/kg, MWh/t, W/kg	EUR/Wh, EUR/J	EUR/t, EUR/a	CO <sub>2</sub> /kg, CO <sub>2</sub> /J

Kuva 2. Energiatehokkuusmittareiden jaottelu [5].

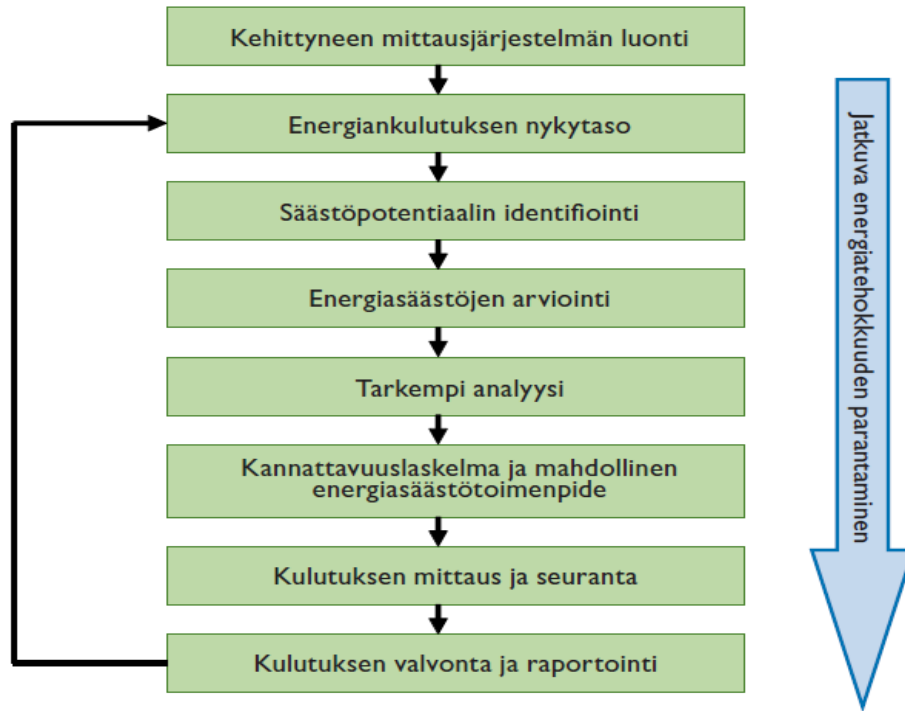
Termodynaamiset mittarit mittaavat sekä energian syöttöä että tuotettua energiaa termodynaamisissa yksiköissä ([W], [J]). Fysikaalis-termodynaamiset mittarit ovat niin sanottuja hybridi-indikaattoreita, missä syöttöä mitataan edelleen termodynaamisissa yksiköissä, mutta tuotantomäärä mitataan fysikaalisissa yksiköissä ([J/kg], [MWh/t]). Taloudellis-termodynaamisten indikaattoreiden erona edellisiin on, että tuotosta mitataan markkinahintoina ([J/€], [MWh/€]). Taloudelliset mittarit mittaavat muutoksia energiatehokkuuden osalta pelkästään markkina-arvona ([€/t], [€/a]) ja ympäristömittarit mittaavat tuotettuja päästöjä tuotettua tonnia tai tuotettua energiaa kohden ([CO<sub>2</sub>/kg], [CO<sub>2</sub>/J], [CO<sub>2</sub>/MWh]). [4] [6]

Energiaa tuottavalle teollisuudelle, kuten tässä työssä tarkasteltaville voima- ja lämpölaitoksille, voidaan käyttää edellisten mittareiden lisäksi kokonaishyötysuhdemittaria, joka kertoo suoraan hyödyksi saatavan osuuden sisään syötetystä energiasta. [7]



## 2.4 Energiatohokkuuden parantamisprosessi

Kuva 3 esittää lähestymistapaa, jota voidaan käyttää voima- ja lämpölaitosten energiatohokkuuden parantamiseen.



Kuva 3. Energiatohokkuuden parantamisprosessi [7].

Tuotantoyksikön tavoitellessa energiatohokkuuden parantamista tulee prosessita-son mittaroinnin olla kunnossa, jotta prosessista voidaan tehdä luotettavia energiatohokkuusanalyyssejä. Energiatohokkuuden mittaroinnin tavoitteena tulee olla työkalu, joka valvoo ja tuottaa vertailutietoa prosessien energiankäytöstä ja tehokkuudesta siten, että käyttökunta voi tehdä tarvittaessa prosessiin muutoksia. Prosessitasolla mittaritiedon avulla tulisi voida seurata yksittäisten laitteiden ja prosessien energiataseita ja -käyttöä, joita voidaan verrata tilanteeseen sopivaan referenssitaseeseen. [7]

Kehittyneen mittausjärjestelmän avulla ja tiedostamalla nykyinen energiankäytön taso, voidaan erilaisilla toimenpiteillä tutkia prosessin energiankäytön tehostamis-

ta vertaamalla uusia arvoja referenssiarvoihin. Referenssiarvona voidaan käyttää esimerkiksi nykyisen laitoksen hyötysuhdetta. Vaikka energiatehokkuuden mitta-  
rointi ja kokonaisyötysuhteen laskenta ei kerro suoraan yksittäisistä energian  
käytön kohteista, viestii se kuitenkin selkeästi energiatehokkuuden kehityssuun-  
nasta. Energiatehokkuuden kääntyessä laskuun pystyy tuotannonjohto hakemaan  
syytä tuotantoyksiköistä, joiden tulee tunnistaa omista prosesseista energiatehok-  
kuutta heikentävät tekijät ja kehittää niitä eteenpäin. [7] [8]

#### **2.4.1 Energiasäästötoimenpiteet**

Käytössä olevan voima- ja lämpölaitoksen energian käytön tehostamiseen on  
olemassa kolmen tasoisia toimia: rakenteelliset muutokset eli laiteinvestointeja  
vaativat muutokset, kunnossapitoon ja säätöihin liittyvät muutokset sekä ajotapo-  
jen optimointi. [2] [9]

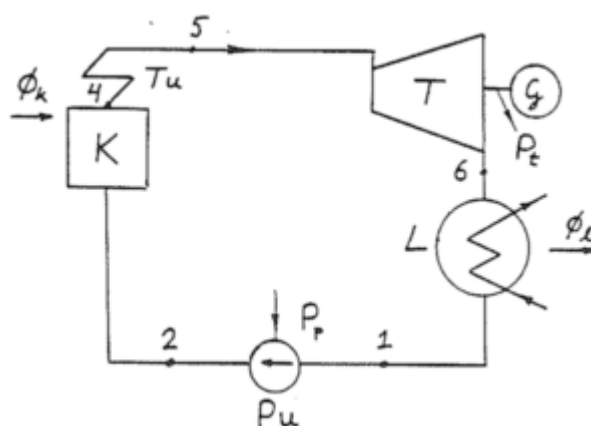
Rakenteellisilla muutostöillä tarkoitetaan muun muassa lämmönsiirtimien tai taa-  
juusmuuttajien uusintaa tai hankintaa sekä turbiini- ja putkistomuutoksia. Energia-  
tehokkuuteen liittyvä kunnossapito puolestaan sisältää tärkeiden mittausten tun-  
nistamista ja koko ketjun kalibrointia sekä säätöpiirien viritystä. Hyvin toimivat  
säädöt parantavat laitoksen energiataloutta muuttamalla toimintapistettä sekä vä-  
hentämällä laitoksen turhia alasajoja. Ajotapojen optimointi sisältää erilaisten  
energiatalouteen liittyvien tunnuslukujen, kuten laitoksen hyötysuhteen tai laitok-  
sen tuotannon häviöiden, seuranta ja tehostamista. [9]

### 3 HÖYRYVOIMALAITOKSET

Konventionaaliset höyryvoimalaitokset voidaan jaotella vastapaine (CHP)- ja lauhdevoimalaitoksiin. Vastapainevoimalaitoksia ovat kaukolämpövoimalaitokset tai teollisuuden vastapainehöyryä ja sähköä tuottavat höyryvoimalaitokset. Vastapainevoimalaitosten ensisijainen tehtävä on tuottaa kaukolämpöä tai höyryä. Lauhdevoimalaitokset puolestaan optimoidaan pelkkään sähköntuotantoon.

#### 3.1 Rakenne

Höyryvoimalaitokseen kuuluvat peruskomponentit ovat kattila, höyryturbiini, generaattori, lauhdutin ja syöttövesipumppu. Tyypillinen höyryvoimalaitosprosessi on esitetty Kuvassa 4. [10]



Kuva 4. Höyryvoimalaitosprosessi [10].

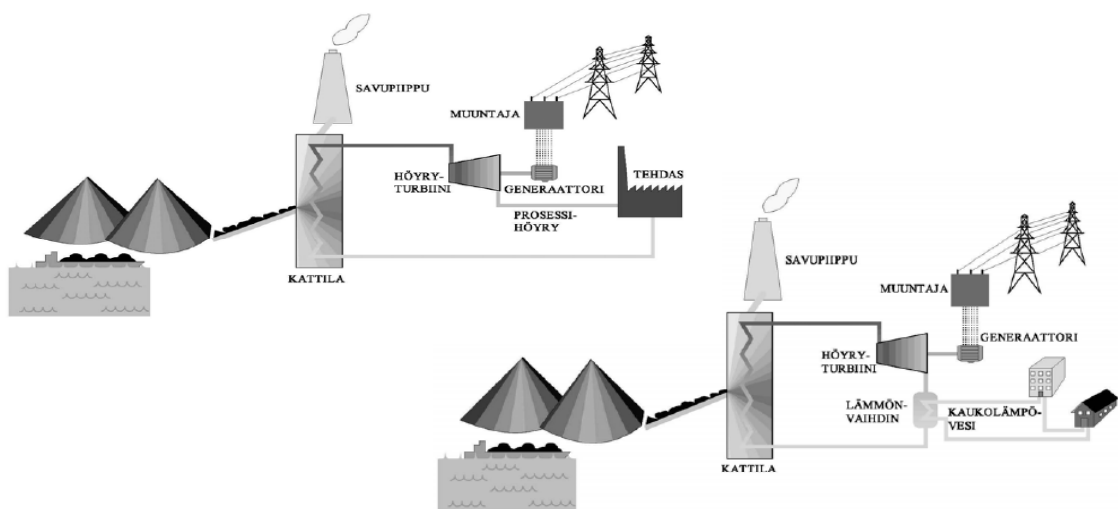
Kattila on varustettu tavallisesti syöttöveden esilämmittimillä (EKO), ilman esilämmittimillä (LUVO), höyrystimillä ja tulistimilla. Höyrykattilassa polttoaineen kemiallinen energia muutetaan savukaasujen lämpöenergiaksi, jota käytetään syöttöveden höyrystämiseen ja tulistukseen. Höyryturbiinissa osa höyryn paine- ja lämpöenergiasta saadaan muutettua turbiinin akselia pyörittäväksi mekaaniseksi energiaksi. Turbiinista tuleva höyry tiivistyy lauhduttimessa. Tämä lauhdutettu höyry syötetään syöttövesisäiliöön, joka toimii kattilaan syötettävän veden varaa-

jana ja esilämmittimenä. Syöttövesisäiliöstä vesi pumpataan syöttövesipumpulla kattilaan ja kiertoprosessi alkaa alusta. [10] [11] [12]

Veden ja vesihöyryn kiertoprosessia kutsutaan Clausius-Rankine-prosessiksi. Höyryn paisuntatyö tapahtuu Kuvan 4 merkinnöin pisteiden 5 ja 6 välillä ja nesteen puristustyö pisteiden 1 ja 2 välillä. Höyryä tulistetaan vaiheen 4 ja 5 välillä, jolloin sen kosteuspiitoisuus saadaan alenemaan turbiinin loppupäässä, jotta kostean höyryn vesipisarot eivät kuluttaisi turbiinin siipiä. [10] [13]

### 3.2 Vastapainevoimalaitokset

Vastapainevoimalaitos on sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitos. Sitä ei optimoida maksimaaliseen sähköntuotantoon kuten lauhdevoimalaitosta. Vastapainevoimalaitoksissa turbiinin jälkeinen höyry lauhdutetaan korkeammassa paineessa ja lämpötilassa kuin lauhdevoimalaitoksessa, jolloin höyrystyslämpö voidaan käyttää hyväksi teollisuusprosesseissa tai kaukolämpöveden lämmittämiseen. Kuvassa 5 on esitetty vastapainevoimalaitosten periaatteellinen kytkentäkaavio. [11] [14]

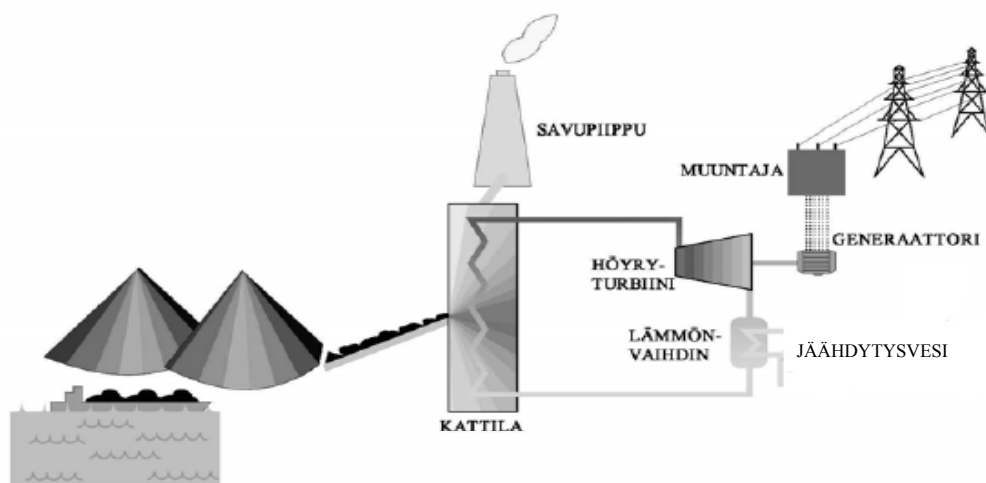


Kuva 5. Teollisuuden vastapainevoimalaitos (vasemmalla) ja kaukolämpövoimalaitos (oikealla) [15].

Tavallisesti teollisuusprosesseissa tarvitaan eripaineisia lämmityshöyryjä, jotka voidaan ottaa turbiinin väliotoista. Väliottohöyryn paine on noin 10 bar(a) ja turbiinin vastapaine 2-3 bar(a). Teollisuuden vastapainevoimalaitosten kulutussuhteet, eli polttoaine-energian suhde tuotettuun sähkötehoon, ovat tyypillisesti hie-man huonommat kuin kaukolämpövoimalaitosten, sillä teollisuusprosessit vaativat korkeampipaineista höyryä kuin kaukolämpöveden lämmittäminen. [11]

### 3.3 Lauhdevoimalaitokset

Lauhdevoimalaitoksissa höyryyn sitoutunut energia pyritään muuttamaan mahdollisimman tehokkaasti sähköksi. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että turbiinissa paisunut höyry lauhdutetaan alhaisessa paineessa (noin 0,03 bar(a)) ja lämpötilassa, jolloin lauhduttimessa siirretty lämpöenergia ympäristöön menetetään. Lauhdevoimalaitoksen toimintaperiaate on esitetty Kuvassa 6.



Kuva 6. Tavallisen lauhdevoimalaitoksen periaatekaavio [15].

### **3.4 Tuotannon taloudellinen kannattavuus**

Lämmön ja sähkön yhteistuotantolaitokset ajavat laitostaan lämpökuorman mukaan. Lauhesähkön tuottaja ajaa puolestaan laitostaan ainoastaan, jos se on taloudellisesti kannattavaa.

Lauhesähkön tuotantopäätös tehdään sähkön markkinahinnan perusteella, joka määräytyy pohjoismaissa pohjoismaisen Nord Pool sähköpörssin mukaan. Muuttuvan tuotantokustannuksen tulee olla katteinen suurempi kuin vaihtoehtoisen sähkönhankinnan kustannuksen eli markkinasähkön. Myös sähkön ja lämmön yhteistuotanto voi olla muuttuvilta kustannuksiltaan kannattamatonta, mikäli polttoaineen kustannus on korkea tai markkinasähkön hinta on alhainen. Tällaisessa tilanteessa voidaan lämmön ja sähkön yhteistuotannon sijaan tuottaa tarvittava lämpö erillisellä lämpökeskuksella ja jättää kannattamaton sähkö tuottamatta. [16] [17]

### **3.5 Hyötysuhteet**

Polttoaineen energiasisällön mahdollisimman tehokas hyödyntäminen on ratkaisevan tärkeää voimalaitoksen kannattavuudelle. Voimalaitoksen hyötysuhteella tarkoitetaan sitä, kuinka tehokkaasti polttoaine-energia muutetaan lämmöksi ja sähköksi. [18]

#### **3.5.1 Kokonaishyötysuhde**

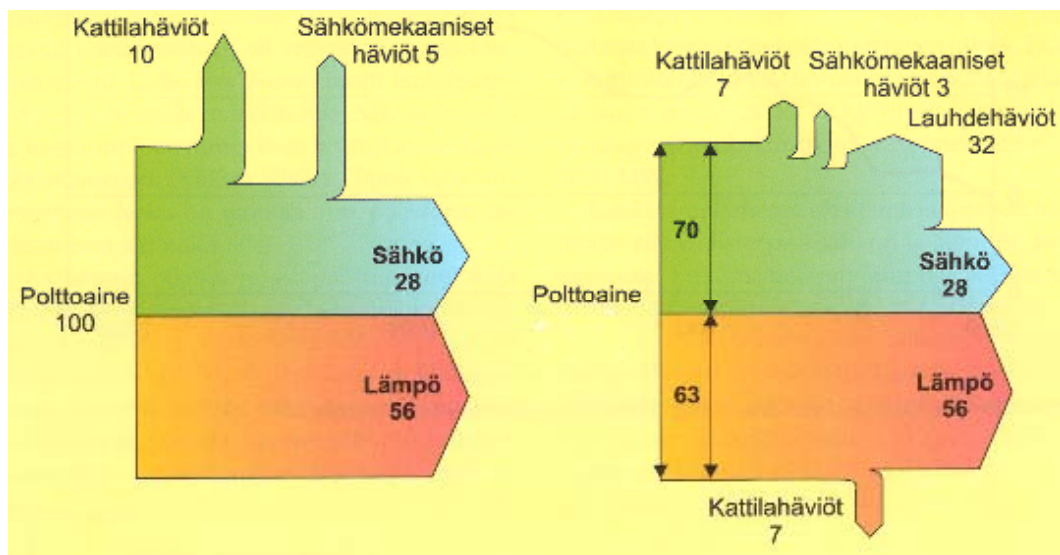
Voima- ja lämpölaitosten kokonaishyötysuhteeseen vaikuttaa monia eri tekijöitä. Näitä ovat laitosten eri komponenttien hyötysuhteet, kuten kattilan, turbiinin ja generaattorin hyötysuhteet sekä laitoksen omakäyttösähkö. Näihin voidaan vaikuttaa suunnittelun lisäksi sillä, että laitoksen käyttöhenkilökuntaa opastetaan ajamaan laitosta parhaalla mahdollisella tavalla lähellä optimipistettä eri kuormitustilanteissa. Tämä edellyttää prosessilta hyvää säädettävyyttä sekä hyvää mittaus-tarkkuutta ja -laatua. [18] [19]

Voima- ja lämpölaitosten kokonaishyötysuhde voidaan laskea yhtälöllä 1 [18] [20]:

$$\eta_{kok} = \frac{P_e + Q_{kl} + Q_{pl}}{Q_p} \quad (1)$$

missä  $P_e$  on tuotettu nettosähköteho  
 $Q_{kl}$  on tuotettu kaukolämpö  
 $Q_{pl}$  on tuotettu prosessilämpö  
 $Q_p$  on polttoaineteho

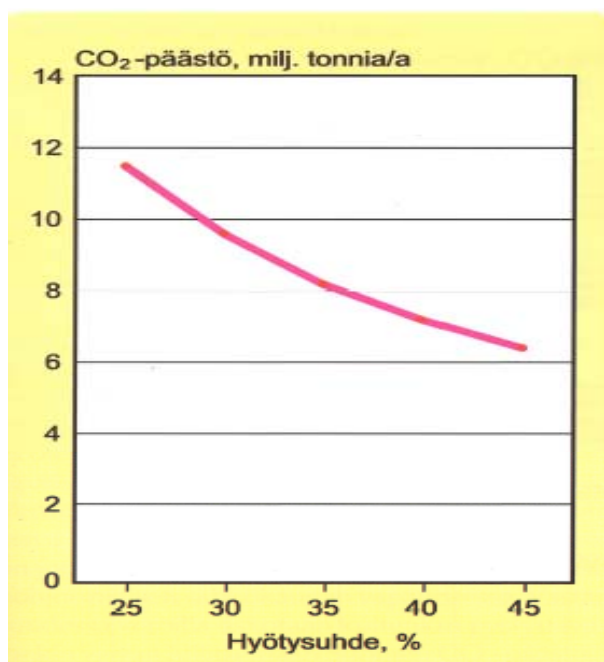
Vastapainevoimalaitoksien kokonaishyötysuhde on korkea, tyypillisesti noin 85-90 % ja lauhdevoimalaitoksien noin 40 %. Voimalaitoksille tavanomaiset energiavirrat on esitetty Sankey-diagrammina Kuvassa 7. [9]



Kuva 7. Vasemmalla on esitettyä vastapainevoimalaitoksen energiavirrat ja oikealla lauhde- ja lämmitysvoimalaitoksen energiavirrat. Lauhdevoimalaitoksen

hyötysuhde on 40 % (polttoainetta 70 yksikköä ja sähköä 28 yksikköä), kun vastapaine- ja lämmitysvoimalaitoksen hyötysuhde on lähes 90 % [9].

Hyötysuhteella on suuri vaikutus polttoaineenkäytön lisäksi päästöihin. Yhden prosenttiyksikön nosto hyötysuhteessa vähentää perinteisessä hiilivoimalassa hiilidioksidipäästöjä keskimäärin 2-3 prosenttia. [21] Kuvassa 8 on esitetty tyypillisen hiilipolttoisen lauhdevoimalaitoksen hiilidioksidipäästöjen väheneminen hyötysuhteen kasvaessa [9].



Kuva 8. Esimerkki 1000 MW:n hiilivoimalaitoksen hiilidioksidipäästöjen vähenemisestä hyötysuhteen parantuessa. Lauhdevoimalaitoksen polttoaineen hiilipitoisuus on 71 % ja laitoksen käyttöaste 90 % [9].

### 3.5.2 Kattilahyötysuhde

Kirjallisuudessa viitataan usein DIN 1942 standardiin kattilan hyötysuhdetta määrittäessä. Standardi on kumottu vuonna 2006 eikä sitä ole korvattu uudella. Hyötysuhdelaskennan osalta standardi SFS EN 12952-15 (Vesiputkikattilat ja niihin liittyvät vastaanottokokeet) on lähes yhtenevä vanhan standardin DIN 1942 kanssa. Kattilan hyötysuhde voidaan määrittää standardin perusteella seuraavasti [22]:



$$\eta_k = \frac{\phi_{\text{hyöty}}}{\phi_{\text{sisään}}} \quad (2)$$

sijoittamalla

$$\phi_{\text{hyöty}} = \phi_{\text{sisään}} - \phi_{\text{häviöt}} \quad (3)$$

saadaan

$$\eta_k = 1 - \frac{\phi_{\text{häviöt}}}{\phi_{\text{sisään}}} \quad (4)$$

josta

$$\eta_k = \frac{1}{1 + \phi_{\text{häviöt}} / \phi_{\text{hyöty}}} \quad (5)$$

Kaavaa 2 kutsutaan suoraksi menetelmäksi ja kaavaa 5 epäsuoraksi menetelmäksi. Suorassa menetelmässä mitataan kattilassa veteen ja höyryyn sitoutunut lämpömäärä ja polttoaineessa kattilaan viety lämpömäärä. Menetelmä on käyttökelpoinen, mikäli polttoaineen massavirta ja lämpöarvo ovat tarkasti mitattavissa. Näin on esimerkiksi öljy- ja maakaasukattiloilla. Kun polttoaineen massavirran ja lämpöarvon määrittäminen on hankalaa tai mikäli halutaan yksityiskohtaisesti määrittää eri häviöiden suuruus, käytetään epäsuoraa menetelmää. Menetelmää käytetään usein poltettaessa kiinteitä polttoaineita. [22] [23]

Kattilahyötysuhde riippuu paljon käytetystä polttoaineesta. Taulukossa 1 on esitetty tyypillisiä kattilan hyötysuhteita eri polttoaineita käytettäessä. [24]

Taulukko 1. Kattilahyötysuhde eri polttoaineilla [24].

	Turve ja puujäte %	Kivihiili %	Raskas polttoöljy %	Maakaasu %
Savukaasuhäviö	5-10	5-7	6-10	3-5
Palamattomat kaasut	0,02-1	0,02-1	0,01-0,1	0,01-0,1
Palamaton kiintoaines	0,5-3,0	0,5-5,0	0,1-0,5	0
Säteily- ja johtumishäviö	0,5-1,5	0,4-1	0,3-0,8	0,3-0,8
<b>Hyötysuhde</b>	<b>85-94</b>	<b>86-94</b>	<b>88-93</b>	<b>94-97</b>

Standardissa SFS-EN 12952-15 (vesiputkikattilat ja niihin liittyvät takuukokeet) ohjeistetaan kattilahäviöiden määrittäminen takuukokeita varten.

### 3.5.3 Turbiinin isentrooppinen hyötysuhde

Isentrooppisella prosessilla tarkoitetaan termodynamiikassa prosessia, joka on reversiibeli ja adiabaattinen. Reversiibelissä prosessissa sekä systeemi että ympäristö voidaan palauttaa täsmälleen alkuperäiseen tilaan. Adiabaattinen prosessi tarkoittaa puolestaan systeemiä, jossa lämpöä ei siirry tapahtuman kohteena olevaan aineeseen tai poistu siitä. Reversiibeli ja adiabaattinen prosessi on isentrooppinen eli entropia säilyy vakiona prosessin edetessä alkutilasta lopputilaan. [10]

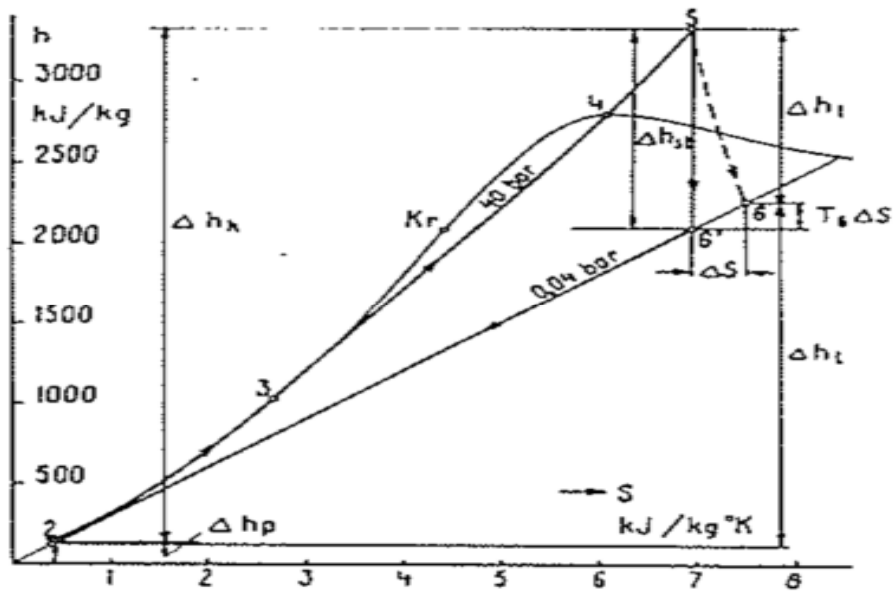
Höyryn paisunta häviöttömässä turbiinissa on isentrooppinen. Todellinen höyryturbiiniprosessi ei kuitenkaan ole häviötön, vaan entropiaa generoituu muun muassa kitkan ja häviöiden vaikutuksesta. Höyryturbiinin isentrooppisella hyötysuhteella kuvataan turbiinin todellisen paisunnan suhdetta isentrooppiseen paisuntaan. Isentrooppisella hyötysuhteella voidaan seurata turbiinin kuntoa. Se voidaan määrittää Kuvan 4 merkinnöin yhtälöllä 6 [10] [23]:

$$\eta_s = \frac{h_6 - h_5}{h_{6'} - h_5} \quad (6)$$

missä  $h_6$  on entalpia todellisessa paisunnassa

$h_{6'}$  on entalpia isentrooppisessa paisunnassa

Kuvassa 9 on esitetty todellinen ja isentrooppinen paisunta h,s-tasossa [10].



Kuva 9. H,s-piirros. Piste 6' on höyryn tila isentrooppisessa paisunnassa ja piste 6 höyryn tila todellisessa paisunnassa [10].

### 3.6 Rakennusaste

Rakennusaste kuvaa sähkötehon suhdetta lämpötehoon [11] [25]:





$$\alpha = \frac{\text{sähköteho}}{\text{lämpöteho}} = \frac{P}{Q} \quad (7)$$

Kaukolämpövoimalaitoksilla rakennusaste on tyypillisesti noin 0,5 ja teollisuuden vastapainevoimalaitoksilla 0,3-0,4 [26]. Yleisimmät sähköntuotantoa ja rakennusastetta parantavat kytkentälisäykset ovat monivaiheinen kaukolämpöveden lämmitys, syöttöveden lämmitys väliottohöyryllä sekä välitulistus [11].

## 4 VOIMA- JA LÄMPÖLAITOSTEN ENERGIATALOUS

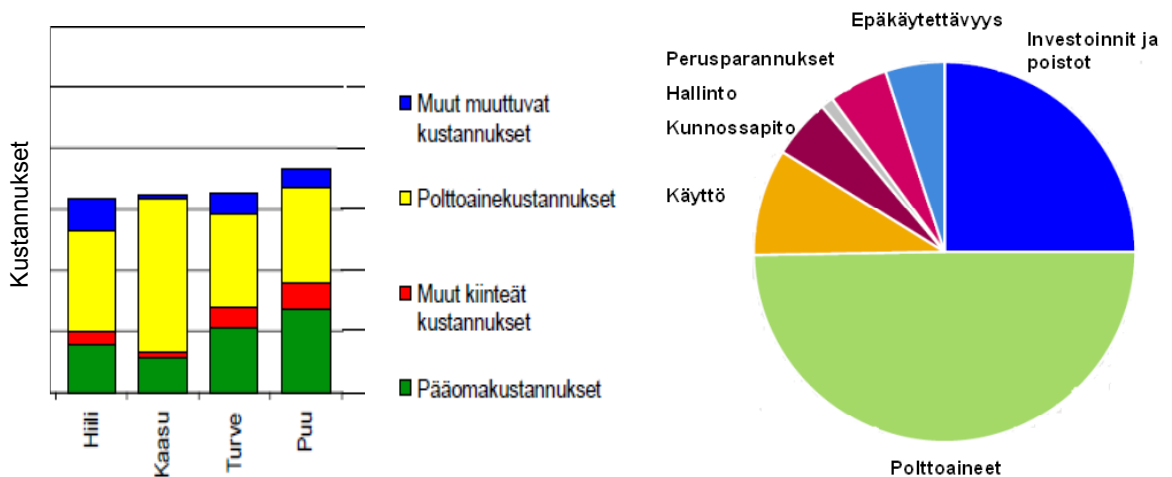
Voima- ja lämpölaitoksen toiminnan taloudellinen tehostaminen eli energiatalouden parantaminen on keskeistä laitoksen kannattavuudelle. Energiatalouteen vaikuttavat voimalaitoksen kiinteät ja muuttuvat kustannukset sekä sähkön ja lämmön myynnistä saatavat tulot. Kiinteiden ja muuttuvien kustannusten vähentäminen korostuu sähkön ja lämmön tuotantolaitoksen elinkaaren aikana, mikä on esitetty Taulukossa 2.

Taulukko 2. Voimalaitoksen elinkaaren aikaisia investointeja ja energiatalouteen liittyviä tekijöitä. Vihreä väri kuvaa suurta ja punainen vähäistä aktiivisuutta. Taulukko on muokattu versio Pulp & Paper 2010- messuilta [27].

	Voimalaitoksen elinkaari		
	Käynnistysvaihe	Ajovaihe	Kypsävaihe
Suuret investoinnit			
Pieniä kohdennettuja tuottavuusinvestointeja			
Kunnossapidon tehostaminen			
Kiinteiden ja muuttuvien kustannusten pienentäminen			

## 4.1 Kustannukset

Voima- ja lämpölaitosten kustannukset voidaan jakaa kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin. Käytönaikaiset kustannukset koostuvat suurimmaksi osaksi polttoainekustannuksista. [28] Kuvassa 10 on esitetty eri polttoaineilla tuotetun sähkön ja lämmön kustannusten jakautumista.



Kuva 10. Voima- ja lämpölaitosten kustannusten muodostuminen eri polttoaineita käytettäessä [29].

Kuvasta 10 huomataan, että polttoainekustannukset muodostavat käytetystä polttoaineesta riippuen kokonaiskustannuksista noin 50 %. Maakaasua käytettäessä polttoainekustannusten osuus kokonaiskustannuksista on selvästi suurempi.

### 4.1.1 Kiinteät kustannukset

Suurimman osan voima- ja lämpölaitosten kiinteistä kustannuksista muodostavat pääomakustannukset, jotka koostuvat voimalaitoksen investointikustannusten koroista ja kuoletuksista. Investointikustannukset kirjataan taseeseen pääomana. Tuotantokustannuksiin sisällytettävät pääomakustannukset aiheutuvat tämän pääoman poistoista ja pääomalle maksettavasta korosta. Muut kiinteät kustannukset koostuvat pääosin kiinteistä käyttökuluista, joita ovat henkilöstökustannukset,

kiinteät hoito- ja kunnossapitokustannukset, vakuutukset ja polttoainevarastoon sidotun pääoman korko. [9] [17] [19]

Energiantuotannon kiinteät kustannukset voidaan esittää yhtälön 8 avulla [30]:

$$K_k = \frac{c_{n,i}I + KK}{P} \quad (8)$$

missä  $K_k$  on tehoon verrannolliset kiinteät kustannukset  
 $c_{n,i}$  on annuiteettitekijä  
 $I$  on investointi  
 $KK$  on kiinteät käyttö- ja kunnossapitokustannukset  
 $P$  on laitosteho

Annuiteettitekijä saadaan puolestaan yhtälöstä 9 [31]:

$$c_{n,i} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (9)$$

missä  $i$  on laskentakorkokanta  
 $n$  on vuosien määrä

#### 4.1.2 Muuttuvat kustannukset

Kustannuksia, jotka riippuvat laitoksen käyntiajasta ja hyötysuhteesta, kutsutaan muuttuviksi kustannuksiksi. Muuttuvat kustannukset ovat siis riippuvaisia tuotetusta lämmöstä ja sähköstä. Ne ovat laitoksen suurin menoerä ja niihin voidaan vaikuttaa muun muassa polttoaineen valinnalla. [30]

Muuttuviksi kustannuksiksi luetaan polttoainekustannukset, muuttuvat hoito- ja kunnossapitokustannukset ja muut muuttuvat kustannukset, kuten laitoksen oma-käyttösähköstä tai savukaasujen puhdistuksesta aiheutuvat kustannukset. Myös

laitoksen ylös- ja alasajot aiheuttavat kustannuksia etenkin lauhdevoiman tuotannossa, jossa tuotantopäätös tehdään muuttuvan tuotantokustannuksen perusteella, jonka tulee olla katteineen suurempi kuin vaihtoehtoisen sähkönhankinnan kustannus (yleensä markkinasähkö) [32]. Polttoainekustannukset voivat muodostaa jopa 80 % voimalaitoksen käyttökustannuksista, joten niiden minimointi on erittäin tärkeää voima- ja lämpölaitosten energiatalouden kannalta. [17] [19] [30]

#### 4.1.3 Marginaalikustannus

Marginaalikustannuksella eli rajakustannuksella tarkoitetaan yhden lisäyksikön tuotannosta aiheutuvaa kokonaiskustannusten muutosta. Voima- ja lämpölaitosten tapauksessa tuotettava lisäyksikkö tarkoittaa tuotettavaa sähkö- tai lämpöyksikköä. Energiatalouden optimointi edellyttää marginaalikustannuksen laskentaa, jotta tiedetään, mikä on tuottavin tapa tyydyttää asiakkaiden vaihteleva sähkön ja lämmön tarve. Marginaalikustannusten tarkka tunteminen kunakin ajanhetkenä on välttämätöntä hetkellisoiminnin kannalta, jotta voidaan tehdä nopeita päätöksiä, minkä verran tuotetaan sähköä tietyllä ajanhetkellä, kun sähkön hinta vaihtelee. [17] [33] [34] Marginaalikustannus voidaan laskea yhtälöllä 10 [35]:

$$C_m = \frac{\Delta C_o}{\Delta S} \quad (10)$$

missä  $\Delta C_o$  on käyttökustannusten muutos

$\Delta S$  on tuotettava lisäyksikkö

Tuotannon kasvaessa marginaalikustannukset laskevat, kunnes kapasiteetin rajoituksia joudutaan kompensoimaan käyttämällä enemmän resursseja suhteessa tuotannon lisäykseen [36].

## 4.2 Tulot

Kaukolämpö- ja teollisuuden vastapainevoimalaitosten tuotot koostuvat lämmön ja sähkön myynnistä. Tuottojen määrittämiseksi tarvitaan tietoa, miten tuotantokustannukset voidaan jakaa lämmön ja sähkön tuotannon välille. Tuotantokustannusten jakamiseen on olemassa erilaisia termodynaamisia ja taloudellisia jakomenetelmiä. [17] [37]

### 4.2.1 Lämpö

Lämmön tuotannon kannattavuus voidaan esittää yhtälöllä 11 [17]:

$$f_Q = \sum HS_i - \sum x_i(FC)_i - \sum x_i(VC)_i \quad (11)$$

missä  $\sum HS_i$  on lämmön myynnistä saatavat tuotot

$FC$  on kiinteät kustannukset

$VC$  on muuttuvat kustannukset

$x$  on lämmön tuotantoon liittyvien kustannusten jakokerroin

### 4.2.2 Sähkö

Sähkön tuotannon kannattavuus riippuu viime kädessä siitä, ovatko tuotannon lyhyen aikavälin marginaalikustannukset alhaisemmat vai korkeammat kuin pörssisähkön hinta. Tilanteissa, joissa sähkön hinta pörssissä vaihtelee vuorokauden mittaan oman tuotannon marginaalikustannuksen molemmin puolin, muodostuvat voimalaitoksen käynnistyskustannukset usein kannattavuuden kannalta ratkaiseviksi. [17] [38]



Sähkön tuotannon kannattavuus voidaan esittää yhtälöllä 12 [17]:

$$f_E = \sum ES_i - \sum (1-x)_i (FC)_i - \sum (1-x)_i (VC)_i \quad (12)$$

missä  $\sum ES_i$  on sähkön myynnistä saatavat tuotot

$FC$  on kiinteät kustannukset

$VC$  on muuttuvat kustannukset

$x$  on lämmön tuotantoon liittyvien kustannusten jakokerroin

### 4.3 Kassavirta

Laitoksen kokonaiskassavirta voidaan esittää yhtälöllä 13 [17]:

$$f_{CF} = \sum ES_i + \sum HS_j - \sum VC_k - \sum FC_t \quad (13)$$

Yhtälöllä voidaan arvioida laitoksen kannattavuutta eri ajanhetkillä. Kiinteät kustannukset ovat vakiot laitoksen käyttöasteesta riippumatta.

### 4.4 Kustannusten jako sähkön ja lämmön kesken

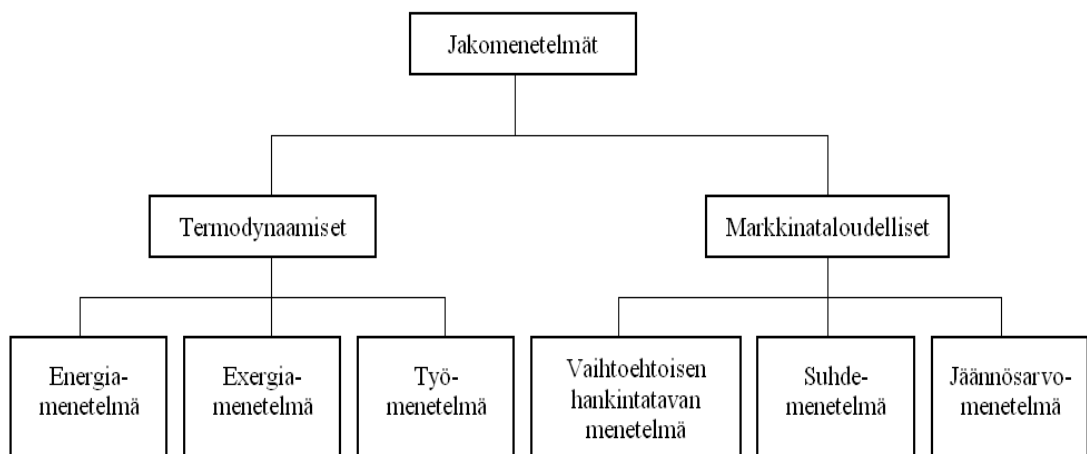
Yleisissä voimalaitosten kannattavuustarkasteluissa ei ole aina tarpeellista jakaa kustannuksia eri energiatuotteille, vaan usein kustannuksia voidaan käsitellä yhtenä kokonaisuutena. Kuitenkin tilanteessa, jossa tavoitteena on energian säästön ja käytön optimointi, on kustannusten erittelylle tarvetta. [30]

Yhteistuotantolaitoksissa kustannusten jakamisen ongelmat kohdistuvat yleensä voimalaitoksen päätuotteiden eli lämmön ja sähkön kesken. Yhtä ainuttakaan oikeaa tapaa ei kustannusten jakamiseen ole olemassa, sillä kustannusten jako riippuu siitä, kuinka näitä energiatuotteita kohdellaan. Tämän vuoksi on kehitetty useita erilaisia jakoperusteita, joiden tasapuolisuus ja optimaalisuus riippuvat siitä, tarkastellaanko asiaa sähkön vai lämmön tarvitsijan näkökulmasta. Jakoperusteeksi

on esitetty muun muassa energiamääriä, sähköä lämpöön verrattuna korostavaa exergiaa, työmenetelmää, vaihtoehtoista menetelmää, suhdemenetelmää ja jäänsarvomenetelmää. [9] [25]

#### 4.5 Kustannusten jakomenetelmät

Kun voimalaitos tuottaa sekä sähköä että kaukolämpöä tai vastapainehöyryä teollisuuden tarpeisiin, voidaan tuotannosta syntyvät kustannukset jakaa tuotettujen tuotteiden kesken usealla eri periaatteella. Jakomenetelmiä voidaan käyttää kustannusten jakamisen lisäksi päästöjen kohdistamiseen tai voimalaitoksen ja tehtaan väliseen polttoainekauppaan. Kustannusten jakomenetelmät voidaan jakaa Kuvan 11 mukaan termodynaamisiin ja markkinataloudellisiin menetelmiin. [25]



Kuva 11. Kustannusten jakomenetelmät.

Termodynaamiset menetelmät ottavat huomioon termodynamiikan ensimmäisen ja toisen pääsäännön. Ensimmäinen pääsääntö kuvaa sitä, kuinka systeemin sisäenergia, työ ja lämpö kytkeytyvät yhteen [39]. Toinen pääsääntö kuvaa todellisten prosessien palautumattomuuden ottamalla käyttöön tilasuureen entropia, joka ilmaisee epäjärjestyksen määrän systeemissä [40].

#### 4.5.1 Kalorinen eli energiamenetelmä

Energiamenetelmässä määritetään yhteys polttoainekulutuksen ja laitoksen loppu-  
tuotteiden välille. Menetelmä on kustannusten jakomenetelmistä yksinkertaisin ja  
sen vuoksi helpoiten ymmärrettävä. Siinä kaikille tuotteille kohdistuu polttoainei-  
ta laitoksen kokonaishyötysuhteen mukaisesti. [41] Termodynamiikan 1. pääsään-  
nön eli energian säilymislain mukaan [19]:

$$Q_{ka} = P_g + Q_{kl} + Q_l + Q_h \quad (14)$$

missä  $Q_{ka}$  on kattilateho  
 $P_g$  on tuotettu sähköteho  
 $Q_{kl}$  on kaukolämpöteho  
 $Q_l$  on lauhdutinteho  
 $Q_h$  on häviöt

Aiheuttamisperiaatteen mukaan kustannusten jakokerroimiksi saadaan [19]:

$$X_p = \frac{P_g + Q_l + 0.5Q_h}{Q_{ka}} \quad (15)$$

ja

$$X_Q = \frac{Q_{kl} + 0.5Q_h}{Q_{ka}} \quad (16)$$

missä  $X_p$  on jakokerroin sähkölle  
 $X_Q$  on jakokerroin lämmölle

Sähkön ja lämmön tuotantoon käytettävissä oleva energia saadaan tuorehöyryn  
virtauksesta ja lämpötilan ja paineen avulla määritetystä entalpiasta. Tuotettu säh-

köteho mitataan generaattorista. Koska generaattorin hyötysuhde on yleensä vakio, voidaan sen avulla arvioida sähköntuotannon häviöt. [42] [43] Kaukolämpöteho voidaan laskea yhtälöllä 17 [44]:

$$Q_{kl} = m \Delta h \quad (17)$$

missä  $m$  on kaukolämpöveden massavirta

$\Delta h$  on entalpiian muutos kaukolämmön vaihtimen yli

Menetelmässä häviöt jaetaan tasan ja lauhduttimeen menevä lämpöteho katsotaan sähköntuotannosta aiheutuvaksi, joten se kohdistetaan kokonaisuudessaan sähkölle. Menetelmän heikkoutena on, ettei se ota huomioon niin sanottua energian laatutekijää eli termodynamiikan 2. pääsääntöä, vaan pitää sähkö- ja lämpöenergioita samanarvoisina. Tätä energian laatutekijää kuvaa exergia. [42] [43] [44]

#### 4.5.2 Exergiamenetelmä

Mekaanista energiaa ja sähköä voidaan muuttaa toisikseen tai suoraan lämmöksi lähes 100 % hyötysuhteella. Polttoaineiden energia on periaatteessa lähes samanarvoista, mutta käytännössä sitä ei pystytä muuttamaan sähköksi kuin 30-60 %:n hyötysuhteella. Hyödyksi saatavissa olevaa energiamäärää kuvaa exergia, ei tavanomainen energia. Jokainen energialaji voidaan siis jakaa kahteen osaan, joista exergialla tarkoitetaan sitä osaa, joka voidaan muuttaa muuksi energiamuodoksi, ja loppu on energiaa. Sähköntuotannossa exergiahyötysuhde on sama kuin energiahyötysuhde, lämmöntuotannossa paljon alhaisempi ja sitä alhaisempi, mitä alhaisempi on tuotetun lämmön lämpötila. [9] [20] [45]

Höyryprosessissa on syytä käyttää massavirran entalpian sisältämää exergiaa, joka voidaan määrätä eri pisteissä paineen, lämpötilan ja entalpian avulla [45]. Ominaisexergian lauseke voidaan esittää yhtälöllä 18 [46]:

$$e = h - h_u - T_u(s - s_u) \quad (18)$$

missä  $e$  on exergia  
 $h$  on entalpia  
 $s$  on entropia  
 $T$  on lämpötila (K)

Ympäristön tilasuureita on merkitty alaindeksillä  $u$ . Ympäristön tilaksi eli exergian nollapisteeksi valitaan lauhduttimeen menevän höyryn tila.

Polttoainemäärä voidaan jakaa exergiamenetelmällä määritettävillä jakokertoimilla lopputuotteiden kesken. Jakokerroin lämmölle on [42]:

$$X_Q = \frac{E_{kl}}{E_{ka}} \quad (19)$$

missä  $E_{kl}$  on kaukolämpöveden exergia  
 $E_{ka}$  on kattilan exergia

Kaukolämpöveden exergia saadaan lauhduttimeen menevän höyryn ja lauhduttimesta poistuvan lauhteen erotuksena. Kattilan exergia saadaan tuorehöyryn ja syöttöveden exergian erotuksena. [42] [47]

Jakokerroin sähkölle on [42]:

$$X_p = 1 - X_o \quad (20)$$

Menetelmässä lämmön exergiavirta lasketaan höyrypuolelta, jolloin lämmönvaihtimissa tapahtuvat exergiahäviöt tulevat mukaan lämmöntuotantokustannuksiin. Muut häviöt, kuten putkistohäviöt, mekaaniset häviöt ja generaattorin häviöt, kohdistetaan sähkön tuotantoon. [47] [48]

### 4.5.3 Työmenetelmä

Työmenetelmässä määrätään kaukolämmön tuotantoon kulunut polttoaineosuus laskemalla, paljonko kaukolämpöväliottohöyry tai vastapainehöyry antaisi lisätehoa, jos sen annettaisiin paisua lauhduttajan paineeseen asti. Menetelmä ei sovellu käytettäväksi silloin, jos voimalaitoksen pääasiallinen tarkoitus on tuottaa höyryä teollisuuden tarpeisiin eli tuotettava höyry on voimalaitoksen primäärituote. [19] [47]

Jakokertoimet voidaan määrittää, mikäli tiedetään, paljonko laitos tuottaa sähköä puhtaassa lauhdeajossa ja vastaavasti kaukolämpöajossa. Taseverkosta lasketaan generaattorin teho lauhdekäytössä ja kaukolämpökuormaa vastaava generaattoriteho. Saatava lisäteho voidaan siten laskea [19]:

$$P_{\text{lisä}} = P_l - P_{kl} \quad (21)$$

missä  $P_l$  on sähköteho lauhdeajossa

$P_{kl}$  on sähköteho kaukolämpöajossa

Näiden avulla voidaan määritellä jakokertoimet [42]:

$$X_p = \frac{P_{kl}}{P_{kl} + P_{lisä}} \quad (22)$$

ja

$$X_p = \frac{P_{lisä}}{P_{kl} + P_{lisä}} \quad (23)$$

Työmenetelmässä sähkön polttoainekustannukset pidetään vakioina, ja ne vastaavat lauhdevoimalassa tuotetun sähkön polttoainekustannuksia. Yhdistämisestä saatava hyöty kohdistetaan lämmölle, joten lämmön polttoainekustannukset jäävät huomattavasti matalammiksi kuin energiamenetelmässä. [19] [47]

#### 4.5.4 Vaihtoehtoisen hankintatavan menetelmä

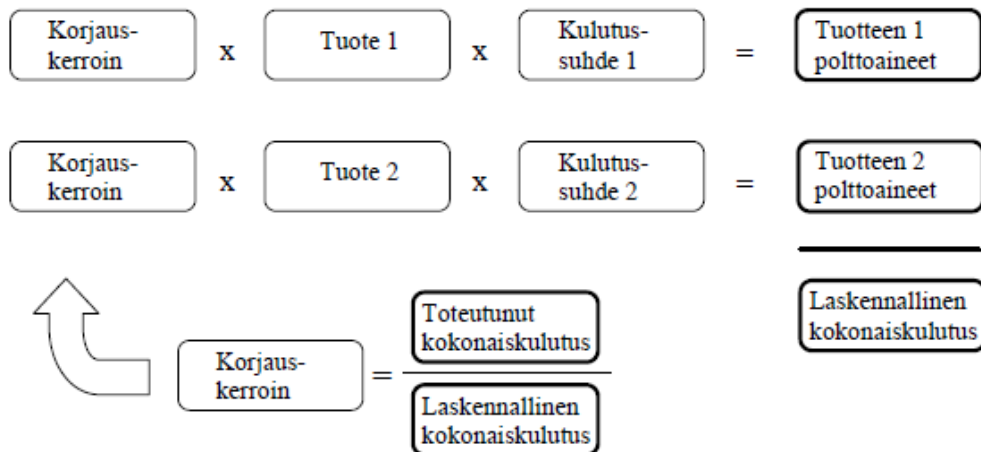
Vaihtoehtoisen hankintatavan menetelmässä asetetaan lämmön tai sähkön kustannukset vastaamaan vaihtoehtoisen hankinnan kustannuksia ja kohdistetaan loput kustannuksista toiselle energiamuodolle. Tämän jakotavan seurauksena yhteistuotannon hyöty kohdistuu pelkästään toiselle tuotteelle. [2] [11]

Laitoksissa, joiden rakennusaste on korkea, kohdistuu sähkön vaihtoehtoisen hankinnan menetelmällä lämmölle ainoastaan marginaalinen osuus kustannuksista. Menetelmässä usein yhteistuotannon etu lasketaan sähkölle, ja kaukolämpö myydään siihen hintaan, mikä sille tulee erillisenä tuotantona eli lämpökeskuksella tuotettuna. [11] [41]

#### 4.5.5 Suhdemenetelmä

Suhdemenetelmässä annetaan tuotteille kiinteä kulutussuhde, jonka avulla lasketaan vuosituotannoista laitokselle laskennallinen polttoainekulutus. Laskennallinen kulutus normeerataan vastaamaan toteutunutta kulutusta käyttämällä korjaus-

kerrointa. Sen avulla laitoksen kokonaishyötysuhteen paremmuus suhteessa käytettyihin kulutuskertoimiin jakautuu tasaisesti niin lämmölle kuin sähköllekin. Kuvassa 12 on esitetty menetelmän periaate. [41]



Kuva 12. Suhdemenetelmän periaate [41].

Kulutussuhteen laskeminen sähkölle yhteistuotantolaitoksessa edellyttää laitoksen kokonaishyötysuhteen tuntemista. Lisäksi on kiinnitettävä lämmöntuotannolle hyötysuhde. Hyötysuhteena käytetään usein kattilahyötysuhdetta. [41]

#### 4.5.6 Jäännösarvomenetelmä

Jäännösarvolaskennan lähtökohtana on tietyn hinnan valinta lämmölle tai sähkölle, minkä jälkeen muuttuvat kokonaiskustannukset määräävät avoimeksi jääneen hinnan. Myös ostettavien polttoaineiden hinta voidaan asettaa valintaperusteeksi, sillä niille saadaan arvo markkinoilta millä tahansa ajanhetkellä. Jäännösarvolaskennassa vain yksi suure voi jäädä avoimeksi, joten muille suureille on määritettävä sopiva hinnoitteluperuste. [42] [49]



Sähkön tuotantokustannuksiksi voidaan asettaa ostosähkön keskihinta. Sähkölle tulee tällöin kustannus [19]:

$$C_p = Wc_s \quad (24)$$

missä  $W$  on tuotettu sähköenergia  
 $c_s$  on ostosähkön keskihinta

Tällöin loput kustannuksista kohdistetaan lämmölle [19]:

$$C_l = C_{kok} - C_p \quad (25)$$

missä  $C_{kok}$  on kokonaiskustannukset

## **5 ENERGIATALOUTEEN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT**

### **5.1 Polttoainekustannukset**

Voimalaitoksen hyötysuhdetta parantamalla vaikutetaan tuotannon suurimpaan menoerään eli polttoaineeseen, jonka osuus käyttökustannuksista voi olla jopa 80 prosenttia. Keskeisimmät polttoainekustannuksiin vaikuttavat tekijät ovat polttoaineen hinta ja huoltovarmuusmaksu, laitoksen hyötysuhde sekä eri polttoaineiden verokohtelu. Lisäksi päästökaupan myötä voimaan tulleista päästökaupan ylityksestä aiheutuvat kustannukset voidaan kohdistaa eri polttoaineille. Polttoainekustannuksia pienentävä vaikutus on puolestaan biopolttoaineilla tuotetulle sähkölle maksettava tuotantotuki sekä niin sanottujen vihreiden sertifikaattien myyntitulot. [30]

#### **5.1.1 Polttoaineiden ominaisuudet**

Voima- ja lämpölaitoksissa käytetyt polttoaineet voidaan jaotella käsittelyominaisuuksiensa perusteella kolmeen eri luokkaan: kiinteisiin, nestemäisiin ja kaasumaisiin polttoaineisiin. Eri polttoaineita vertailtaessa tulee kiinnittää huomiota polttoaineiden erilaisiin ominaisuuksiin, kuten tehollisiin lämpöarvoihin, kuiva-ainekoostumuksiin ja päästöominaisuuksiin. Tehollinen lämpöarvo ilmoittaa palamisessa vapautuvan lämpöenergian, kun palamistuotteena syntyvä ja polttoaineen sisältämä vesi oletetaan palamisen jälkeen höyryksi. [50] Eri polttoaineiden tyypillisiä tehollisia lämpöarvoja, kuiva-ainekoostumuksia ja päästökertoimia on esitetty Liitteessä 2.

Polttoaineilla on erilaisia vaikutuksia kattilaan ja sen käytettävyyteen. Kattilan kannalta kaasumaiset polttoaineet ovat parhaita, sillä ne vähentävät kattilan likaantumista ja korroosiota. Öljy on lähes maakaasun veroinen polttoaine, mutta sitä käytettäessä esiintyy niin sanottu happokastepisteongelma, jossa savukaasun rikkidioksidi ja rikkiatrioksidi muodostavat tiivistyneen veden kanssa rikkihappoa.

Kivihiihlä käytettäessä puolestaan nuohoustarve lisääntyy sekä virtausnopeutta mitoitettaessa on huomioitava tuhkan kuluttava vaikutus. Puuhakkeen ongelmana ovat usein kosteusvaihtelut ja laatuvaihtelut saattavat edellyttää tukipolttoaineen käyttöä. Turpeen poltossa ei esiinny vastaavia ongelmia kuin poltettaessa puuta. Turvetta ja puuta poltetaan yhä enemmän yhdessä, sillä puun ja turpeen yhteiskäytössä sekoitettu puupolttoaine sitoo turpeen rikkiä, ja turve estää puun syövyttävät vaikutukset kattilassa. [51]

### **5.1.2 Hinta ja huoltovarmuusmaksu**

Polttoaineiden hinta perustuu usein niiden energiasisältöön. Hinta ilmoitetaan yleensä lämpöhintana, joka saadaan jakamalla polttoaineen hinta sen lämpöarvolla. Polttoaineiden hintaan vaikuttaa nimellishinnan lisäksi muun muassa huoltovarmuusmaksu, jonka suuruus on noin puoli prosenttia vähittäishinnasta. Liitteessä 3 on esitetty voimalaitospolttoaineiden hinnan kehitys lämmöntuotannossa. [9] [52]

### **5.1.3 Energiaverotus**

Energiaverot ovat valmisteveroja, joita kannetaan sähköstä, maakaasusta, kivihiihlästä sekä nestemäisistä polttoaineista. Suomessa keskeisistä energiatuotteista puu ja puuperäiset polttoaineet ovat valmisteverotuksen ulkopuolella. Tämän lisäksi myös turpeesta perittävä valmistevero poistui vuonna 2005. Valmistevero jakaantuu perusveroon ja lisäveroon. Lisävero määräytyy tuotteen hiilisisällön perusteella, ja veroperuste on ollut vuoden 2003 alusta lukien 18,05 euroa hiilidioksiditonilta. Hiilisisällön perusteella määräytyvään veroon on kuitenkin tehty poikkeuksia, sillä maakaasulle on säädetty 50 prosentin veroalennus. [9] [53] [54]

CHP- tuotannossa on säädetty erikseen laskentaohje siitä, kuinka laitoksen käyttämien polttoaineiden katsotaan kuluneen hyödykkeiden tuotannossa. Lämmön tuotannon polttoaineista suoritetaan vero verotaulukon mukaisesti polttoainemäärästä, joka saadaan kertomalla kulutukseen luovutettu lämpö kertoimella 0,9. Lämmön tuotannon polttoaineet määritellään kulutukseen luovutetun lämmön

perusteella käyttäen tehollisia lämpöarvoja. Kutakin polttoainetta katsotaan käytetyn samassa suhteessa sekä sähkön- että lämmöntuotantoon. [55] [56]

Sähköstä maksetaan valmisteveroa, kuten aiemmin mainittiin, mutta vero suoritetaan verottamalla loppukuluttajaa. Sähköntuotannon polttoaineet itsessään vapautuivat valmisteverosta 1997 energiaverotuksen rakennemuutoksen myötä. Sähkövero porrastetaan kahteen luokkaan, alempaan ja ylempään veroluokkaan. Kuvasa 13 on esitetty eri polttoaineiden käytöstä maksettava valmistevero ja huoltovarmuusmaksu. [57] [58]

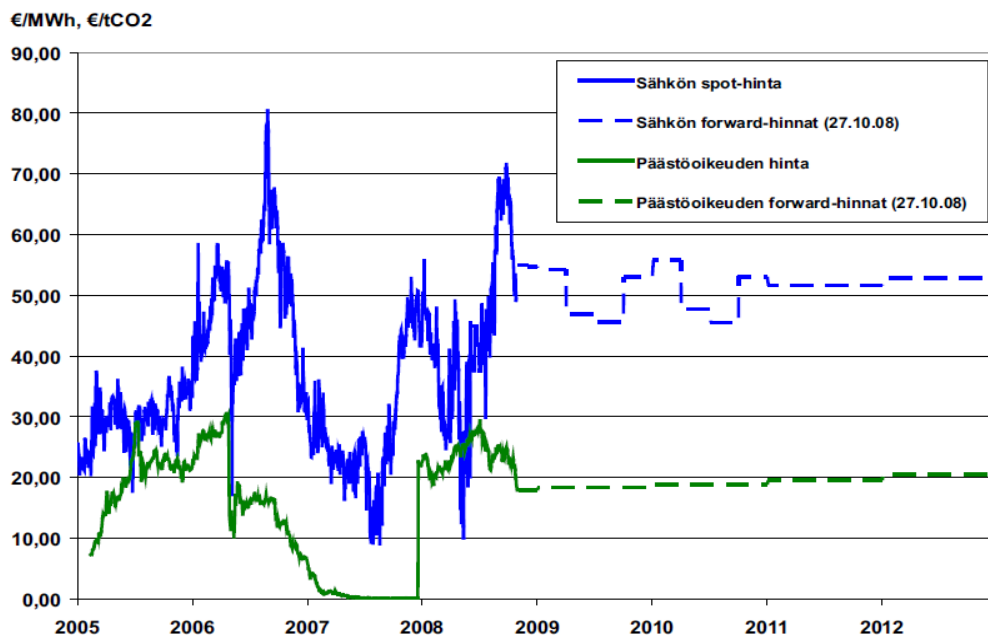
	Polttoaineet Bränslen Fuels						Sähkö Elektricitet Electricity		
	Moottonbensini, lyijytön <sup>1</sup> Motorbensin, blyfri <sup>1</sup> Motor Gasoline, unleaded <sup>1</sup>	Dieselöljy <sup>2</sup> Dieselolja <sup>2</sup> Diesel Fuel <sup>2</sup>	Kevyt polttoöljy Lätt brännolja Light Fuel Oil	Raskas polttoöljy Tung brännolja Heavy Fuel Oil	Kivihiili Stenkol Hard Coal	Maakaasu Naturgas Natural Gas	Turve Torv Peat	Kulutus Förbrukning Consumption	
								Sähkö, I <sup>3</sup> Elektricitet, I <sup>3</sup> Electricity, I <sup>3</sup>	Sähkö, II <sup>4</sup> Elektricitet, II <sup>4</sup> Electricity, II <sup>4</sup>
	c/l	c/kg	€/t	c/nm <sup>3</sup>	€/MWh				
<b>Valmisteverot</b> Accis Excise Taxes									
1.1.1992	28,26	17,49	0,35	0,35	2,83	0,18	0,35	-	-
1.8.1992	31,62	17,49	0,35	0,35	2,83	0,18	0,35	-	-
1.1.1993	39,52	19,17	1,41	1,12	5,61	0,35	0,70	0,25	0,25
1.7.1993	39,52	16,65	1,41	1,12	5,61	0,35	0,70	0,25	0,25
1.1.1994	40,05	17,29	2,05	1,98	11,30	1,09	0,35	-	-
1.1.1995	45,12	27,50	3,02	3,12	19,53	0,94	0,59	-	-
1.1.1996	51,85	27,50	3,02	3,12	19,53	0,94	0,59	-	-
1.1.1997	51,85	27,50	4,88	3,72	28,42	1,19	0,71	0,40	0,40
1.4.1997	51,85	27,50	4,88	3,72	28,42	1,19	0,71	0,56	0,24
1.1.1998	55,22	30,02	5,50	4,34	33,40	1,40	0,82	0,56	0,34
1.9.1998	55,22	30,02	6,37	5,40	41,37	1,73	1,51	0,69	0,42
1.1.2003	58,08	31,59	6,71	5,68	43,52	1,82	1,59	0,73	0,44
1.7.2005	58,08	31,59	6,71	5,68	43,52	1,82	-	0,73	0,44
1.1.2007	58,08	31,59	6,71	5,68	43,52	1,82	-	0,73	0,22
1.1.2008	62,02	36,05	8,35	6,42	49,32	2,016	-	0,87	0,25
<b>Huoltovarmuusmaksut</b> Försörjningsberedskapsavgifter Strategic Stockpile Fees									
1.7.1984	0,72	0,39	0,39	0,32	1,46	-	-	-	-
1.1.1997	0,68	0,35	0,35	0,28	1,18	0,084	-	0,013	0,013

Kuva 13. Polttoaineiden valmistevero ja huoltovarmuusmaksu [59].

### 5.1.4 Päästökauppa

EU-maissa käynnistyi vuoden 2005 alusta päästöoikeuksien kauppa, jonka ajatuksena on rajoittaa teollisuuden päästöjä sallimalla ainoastaan päästöjen aiheuttajan hallussa olevia päästöoikeuksia vastaavat päästöt [60]. Suomessa päästökaupasta säädetään päästökauppalailla (30.7.2004/683). Päästökauppalakia sovelletaan nimelliseltä lämpöteholtaan yli 20 megawattia olevien polttolaitosten ja niiden kanssa samaan kaukolämpöverkkoon liitettyjen pienempien polttolaitosten, öljynjalostamoiden ja koksamoiden hiilidioksidipäästöihin. Päästökauppa koskee vain hiilidioksidipäästöjä, ja päästöoikeuksien ylittävistä hiilidioksidipäästöistä joutui kustantamaan 40 €/tCO<sub>2</sub> vuosina 2005-2007 ja tänä päivänä 100 €/tCO<sub>2</sub>. [61] Päästökauppa ei tuo lisäkustannuksia puupohjaisille polttoaineille [62].

Päästöoikeuksien ylittävistä hiilidioksidipäästöistä peritään jatkuvasti samansuuruisen sakko mutta itse päästöoikeuden hinta määräytyy markkinahinnan mukaan [61]. Päästöoikeuden hintakehitystä viime vuosina on havainnollistettu Kuvassa 14 [63].



Kuva 14. Päästöoikeuden hintakehitys [63].

Tuotettu hiilidioksidimäärä voidaan laskea eri polttoaineille yhtälöllä 26, kun tiedetään polttoaineen osuus kokonaispolttoaineiden määrästä, polttoaineiden kokonaismäärä, polttoaineelle ominainen päästökerroin sekä hapettumiskerroin [64]:

$$M_{CO_2} = \sum_{i=1}^n x_i E_{tot} y_i h_i \quad (26)$$

missä  $x_i$  on polttoaineen  $i$  osuus kokonaispolttoainemäärästä

$E_{tot}$  on polttoaineen kokonaismäärä

$y_i$  on polttoaineen  $i$  ominaispäästökerroin

$h_i$  on polttoaineen  $i$  hapettumiskerroin

Lisäksi polttoainekustannuksissa tulee huomioida mahdolliset päästokiintiön ylituksesta aiheutuvat kustannukset.

### 5.1.5 Sähköntuotannon tuet

Olennaisena osana Suomessa käytettävää energiaverojärjestelmää kuuluvat siihen sähköntuotannolle maksettavat verotuet tietyille energiantuotantomuodoille ja energiantuotannossa käytettäville polttoaineille. Sähköntuotannon tukea maksetaan sähköstä, joka on tuotettu tuulivoimalla, kierrätyspolttoaineilla, biokaasulla tai metsähakkeella. [65] [66]

Kierrätyspolttoaineilla tuotetun sähkön tuki on 2,5 €/MWh, biokaasulla 4,2 €/MWh ja metsähakkeella 6,9 €/MWh. Tuotetusta sähköstä on kuitenkin vähennettävä kaikki veroton omakäytösähkö eli omakäytössä kulutetusta sähköstä ei saa tukea. [57]

### 5.1.6 Syöttötariffit

Syöttötariffilla tarkoitetaan kiinteää hintaa, joka sähkön tuottajalle taataan huolimatta sähkön markkinahinnasta. Jos markkinahinta on tätä takuuhintaa alhaisem-

pi, maksavat sähkön kuluttajat erotuksen. [67] Suomessa syöttötariffi on voimassa vain turpeelle, minkä tarkoituksena on tasoittaa turpeen käytön kustannuksia turpeen korkeista hiilidioksidipäästöistä johtuen. Näin syöttötariffin myötä päästökaupan vaikutus turpeen käytössä polttoaineena saadaan mitätöityä. Tariffi koskee ainoastaan lauhdevoimalaitoksia. [68]

### **5.1.7 Vihreät sertifikaatit**

Vihreiden sertifikaattien perusajatuksena on, että uusiutuvan energian ”ympäristöarvo” erotetaan erilliseen sertifikaattiin, joita tuottajille annetaan tuotettua megawattituntia kohti. Tuotettu sähkö myydään markkinahintaan ja sertifikaatit myydään omilla markkinoillaan. Sertifikaattien myynnillä tuottajat voivat kattaa lisäkustannukset, joita usein uusiutuvien energialähteiden käytöstä aiheutuu. Sertifikaattien myynti voi perustua ostajien vapaaehtoiseen ostohalukkuuteen tai sitä voidaan valtion toimesta ohjata esimerkiksi asettamalla joko sähkön käyttäjille, toimittajille tai tuottajille vuotuinen uusiutuvan energian kiintiö osuutena kokonaiskulutuksesta, myynnistä tai tuotannosta. [54]

Uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotannon tueksi on luotu niin sanottu uusiutuvan energian sertifikaattijärjestelmä (RECS). Järjestelmässä erotetaan uusiutuvan energian ympäristöominaisuus fyysisestä sähköstä erilliseksi tuotteeksi. RECS ei ole varsinainen markkinapaikka vaan uusiutuvan energian edistämiskeino, joka mahdollistaa sertifikaattien myöntämisen sähkön tuottajalle sekä sertifikaattien vaihdannan. Järjestelmän perusteella voidaan suoraan osoittaa uusiutuviin energialähteisiin perustuva sähkön tuotanto ja kuluttaminen. [69]

## 5.2 Käytettävyys

Voimalaitoksen käytettävyydellä on suuri vaikutus laitoksen energiatalouteen. Se kertoo kuinka hyvin on pystytty varmistamaan häiriötön lämmön- tai sähköntuotanto. Käytettävyyteen vaikuttaa laitteiden vikautuvuuden lisäksi tuotannon taloudellinen kannattavuus sekä laitoksen käynnistysajasta aiheutuva viive. Myös joissakin tapauksissa polttoaineen saatavuus voi olla laitoksen käytettävyyttä rajoittava tekijä. [70]

Eniten epäkäytettävyyttä aiheuttavat kattilaan liittyvät viat ja häiriöt. Tyypillisesti nämä häiriöt johtuvat pääosin höyrystimen ja erityisesti tulistimen vuodoista. [70] Voimalaitoksen käytettävyyttä voidaan mitata esimerkiksi energiavikakertoimella (kfE), joka on määritetty yhtälössä 27 [71]:

$$kfE = E_f / (E_f + E_d) \quad (27)$$

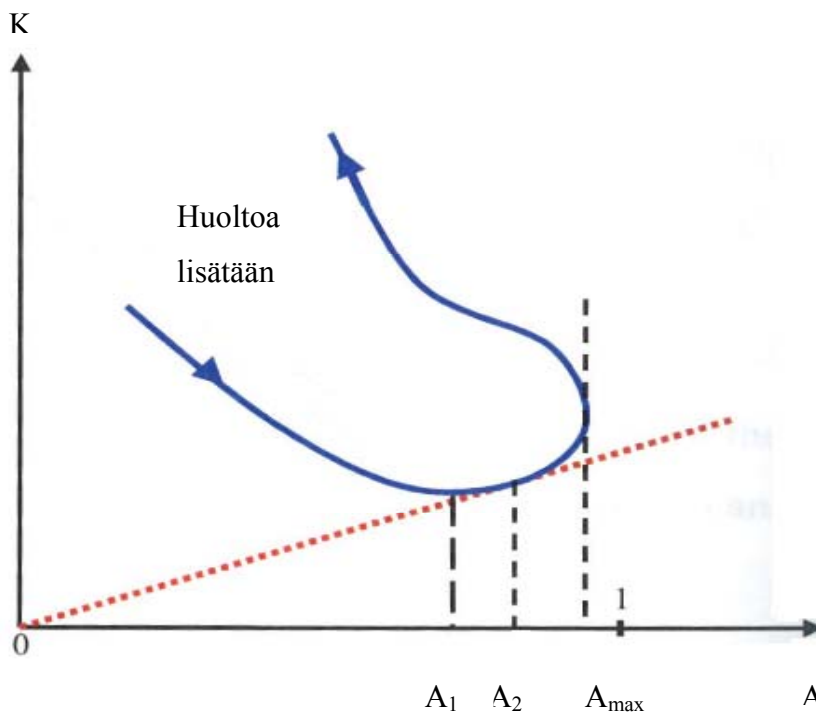
missä  $E_f$  on vian aiheuttama energiatuotannon menetys

$E_d$  on todellinen tuotettu energia

Energiavikakerroin tarkoittaa siis vian takia tuottamatta jääneen energian suhdetta tuotetun energian ja vian vuoksi tuottamatta jääneen energian summaan [71].



Käytettävyydellä on voimakas korrelaatio ennakoivan kunnossapidon kanssa, sillä ennakoivaa kunnossapitoa lisättäessä käytettävyys paranee. Liiallinen kunnossapito aiheuttaa kuitenkin turhia kustannuksia. Käytettävyyden ja kunnossapidon yhteyttä on havainnollistettu Kuvassa 15. [72]



Kuva 15. Käytettävyys  $A$  ja siitä riippuvat kustannukset  $K$ .  $A_1$  antaa kustannusminimin ja  $A_2$  suhteen  $K/A$  minimin.  $A_{\max}$  on suurin mahdollinen käytettävyys. [72]

### 5.3 Likaantuminen ja korroosio

Voima- ja lämpölaitoksilla biopolttoaineita käytettäessä tuhkan käyttäytymisestä aiheutuvat kattilan ajonaikaiset ongelmat ja lisääntyvä huollon tarve saattavat nostaa huomattavasti energian tuotantokustannuksia. Lisääntyneiden nuohous- ja puhdistuskertojen ja pahimmassa tapauksessa tulistimien uusimisen lisäksi kattilan hyötysuhde huononee eristävien tuhkakerrostumien vaikutuksesta. [73] [74]

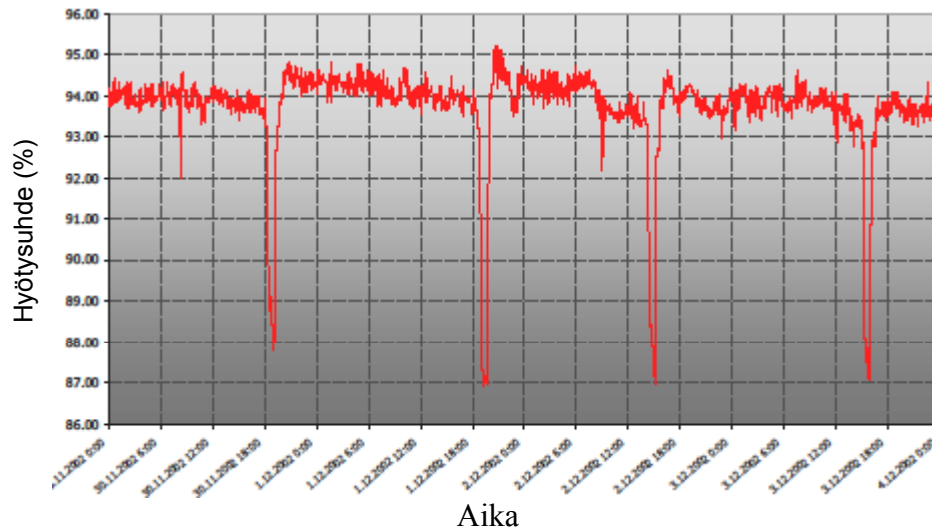
Tuhkan aiheuttamia likaantumisongelmia on kahta tyyppiä: kuonaantuminen, jolla tarkoitetaan tulipesän säteilyalueelle kertyviä paksuja ja ulkopinnaltaan sulaneita kerroksia ja likaantuminen, jolloin kiinteässä muodossa ja alhaisemmissa lämpötiloissa oleva tuhkakerrostuma kerääntyy kattilan konvektio-osiin. Likaantumisongelmilla on vaikutusta kattilan hyötysuhteen lisäksi kattilan korroosioon. Likaantumisen vaikutuksia pyritään vähentämään oikea-aikaisella nuohouksella. [75]

### **5.3.1 Nuohous**

Nuohouksessa pyritään kertyneiden likakerrosten poistamiseen kattilan käytön aikana. Nuohoustarve vaihtelee kattilatyypin sekä käytettävän polttoaineen mukaan. Erityisen tärkeää nuohous on tulistinalueella, koska tuhkakomponentit tarttuvat helposti kuumimpiin putkipintoihin, alentaen tällöin merkittävästi kokonaislämmönsiirtoa. Muidenkin lämmönsiirtopintojen nuohoaminen auttaa säilyttämään tehokkaan lämmönsiirron ja täten mahdollistaa korkean hyötysuhteen. Jokainen nuohous on kuitenkin ylimääräinen käyttökustannus, ja etenkin höyrynuohous aiheuttaa kattilassa rasiitteita ja kustannuksia. [11] [76]

Nuohous suoritetaan yleensä sovitun aikataulun mukaisesti. Tämä voi olla järkevää käyttöhenkilökunnan kannalta, muttei niinkään kattilan kokonaishyötysuhteen kannalta. Optimoimalla nuohous sopivaan ajankohtaan saavutetaan säästöjä sekä kattilan häviöissä että huolto- ja kunnossapitokustannuksissa.

Kuvassa 16 on esitetty likaantumisen ja nuohouksen vaikutusta kattilalahyötysuhteeseen eräässä leijukerroskattilassa. [74]



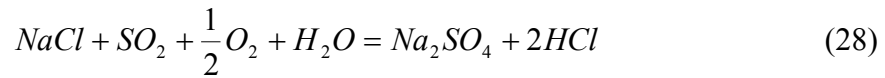
Kuva 16. Likaantumisen ja nuohouksen vaikutus kattilalahyötysuhteeseen eräässä leijukerroskattilassa [74].

Kuvasta 16 huomataan, että nuohouksen aikana kattilalahyötysuhde putoaa voimakkaasti, kun savukaasun loppulämpötila nousee nuohoushetkellä. Nuohouksen jälkeen tulistimien lämmönsiirto paranee, minkä seurauksena hyötysuhde nousee nuohousta edeltäneestä tasosta ja savukaasun loppulämpötila laskee.

### 5.3.2 SO<sub>2</sub>/HCl- suhde

Kattilan kloori- tai kloridikorroosiosta puhuttaessa tarkastellaan usein polttoaineseoksen rikkidioksidin ja vetykloridin moolisuhdetta, jonka uskotaan olevan mitta kloorikorroosion riskistä. Kattilan korrodoitumisen lisäksi voidaan kyseisen suhteen avulla ennakoida myös savukaasun orgaanisten klooriyhdisteiden muodostumista. Rikin tarkoituksena on estää pelätyn kloridin (NaCl:n tai KCl:n) mukana olo lentotuhkassa siten, että hapettuessaan rikkidioksidiksi, reagoi se alkali-kloridien kanssa vapauttaen savukaasuun suolahappoa. [77] [78]

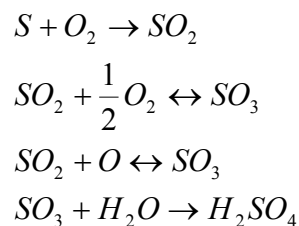
Reaktio NaCl:n kanssa on [79]:



Korroosioriski pienenee merkittävästi, mikäli SO<sub>2</sub>/HCl- moolisuhde on suurempi kuin kaksi. Mikäli suhde menee yli neljän, häviää korroosioriski käytännössä kokonaan. Toisaalta suhteen kasvaessa nousevat rikkidioksidipäästöt. Rikkidioksidipäästöjä voidaan rajoittaa erillisen rikinpoistolaitoksen ohella syöttämällä kalkkikiveä tai dolomiittia suoraan tulipesään riittävän alhaisen SO<sub>2</sub>- päästötason varmistamiseksi. Mikäli kalkkikiveä tai dolomiittia syötetään liikaa, aiheuttaa se ylimääräisiä kustannuksia sekä pudottaa SO<sub>2</sub>/HCl- suhteen liian alhaiseksi. [11] [73] [80]

### 5.3.3 Happo- ja vesikastepiste

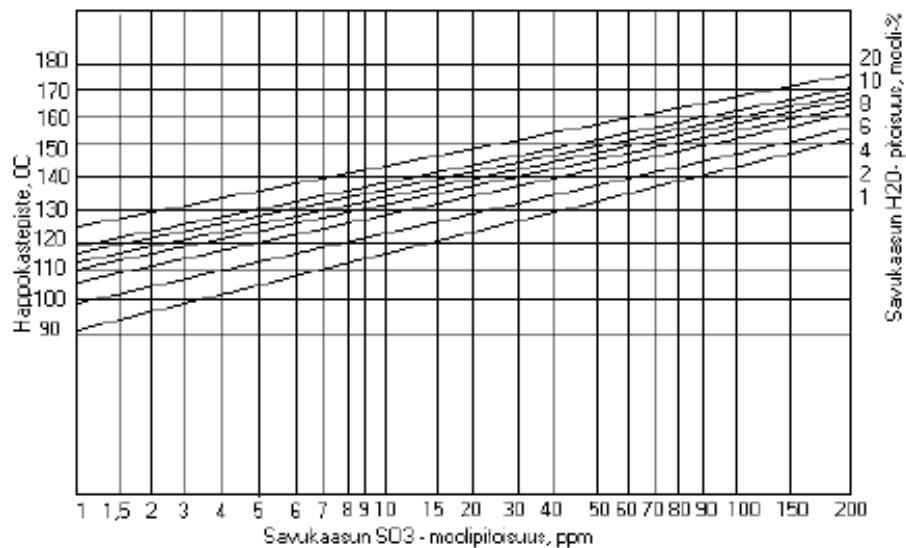
Rikkiptoisia polttoaineita poltettaessa rikistä muodostuu voimakkaasti syövyttäviä reaktiotuotteita. Valtaosa rikistä hapettuu rikkidioksidiksi, mutta osasta muodostuu rikkitrioksidia. Savukaasujen kastepisteen alittuessa pääsee niissä oleva kosteus tiivistymään, jolloin veden ja rikkitrioksidin reagoidessa muodostuu rikkihappoa. Rikkidioksidien ja rikkihapon muodostus tapahtuu seuraavasti [76] [81]:



Rikkihappokorroosiota esiintyy kattilan loppupäässä eli ilman- ja esilämmittimien sekä savupiipun alueella. Otollisimmat paikat ovat sellaiset lämpöpinnat, joiden lämpötila laskee alle 200 °C:n. Rikkihappohöyry muodostuu tässä lämpötilassa, mutta ei jää lämpöpinnoille ennen kuin happokastepiste alittuu. Happokastepis-

teellä tarkoitetaan lämpötilaa, jolloin ensimmäiset happopisarat tiivistyvät lämpöpinnoille. Happokastepisteen alittuessa alkaa pintojen korrodoituminen. Lisäksi korrosio on erittäin voimakasta, jos lämpötila alittaa vesikastepisteen. [76] [81]

Kastepisteiden lämpötilat riippuvat paljon käytetystä polttoaineesta, mikä määrittää savukaasujen koostumuksen. Savukaasujen koostumusta käytetään savukaasun loppulämpötilan optimointiin. Savukaasun vesipitoisuuteen ei voida juurikaan vaikuttaa, sillä se määräytyy polttoaineen kosteudesta. Mitä enemmän savukaasuissa on vesihöyryä tai rikkiatrioksidia, sitä korkeampi on happokastepiste. Tämä on havainnollistettu Kuvassa 17. [76] [81]



Kuva 17. Happokastepisteen riippuvuus savukaasujen  $SO_3$ - ja  $H_2O$ -mooliosuuksista [76].

Happokastepisteen määrittämiseksi erilaisilla savukaasujen koostumuksilla on olemassa monia vaihtoehtoisia sovitteita. Yhtälöissä 29 ja 30 käytetään vesihöyryn ja rikkiatrioksidin osapaineita [82]:

$$\frac{1000}{T_{kaste\text{piste}}} = 2.276 - 0.02943 \ln(p_{H_2O}) - 0.0858 \ln(p_{SO_3}) + 0.0062 \ln(p_{H_2O}) \ln(p_{SO_3}) \quad (29)$$

$$T_{kaste\text{piste}} = 365.6905 + 11.9864 \ln(p_{H_2O}) + 4.70336 \ln(p_{SO_3}) + (0.446 \ln(p_{SO_3}) + 5.2572)^{2.19} \quad (30)$$

joissa  $p_{H_2O}$  on vesihöyryn osapaine

$p_{SO_3}$  on rikkiatrioksidin osapaine

Yhtälöissä 29 ja 30 käytetään lämpötilan yksikkönä kelviniä ja osapaineen yksikkönä elohopeamillimetriä.

Yhtälössä 29 on havaittu ongelmia erityisesti alhaisilla rikkiatrioksidin pitoisuuksilla sekä suurilla vesipitoisuuksilla. Jälkimmäisessä yhtälössä alkuperäistä mallia on parannettu korjauskertoimilla, mutta se toimii parhaiten, kun veden konsentraatio on suurempi kuin 25 prosenttia. Yhtälössä 31 käytetään puolestaan kastepisteen määrittämiseksi vesihöyryn ja rikkidioksidin osapaineita [82] [83]:

$$\frac{1000}{T_{kaste\text{piste}}} = 3.9526 - 0.1863 \ln(p_{H_2O}) - 0.000867 \ln(p_{SO_2}) + 0.000913 \ln(p_{H_2O}) \ln(p_{SO_2}) \quad (31)$$

missä  $p_{H_2O}$  on vesihöyryn osapaine

$p_{SO_2}$  on rikkidioksidin osapaine

Yhtälössä 31 käytetään myös lämpötilan yksikkönä kelviniä ja osapaineen yksikkönä elohopeamillimetriä.

Vesihöyryn osapaine voidaan määrittää suhteellisen kosteuden ja kylläisen höyryn paineen avulla yhtälöllä 32 [50]:

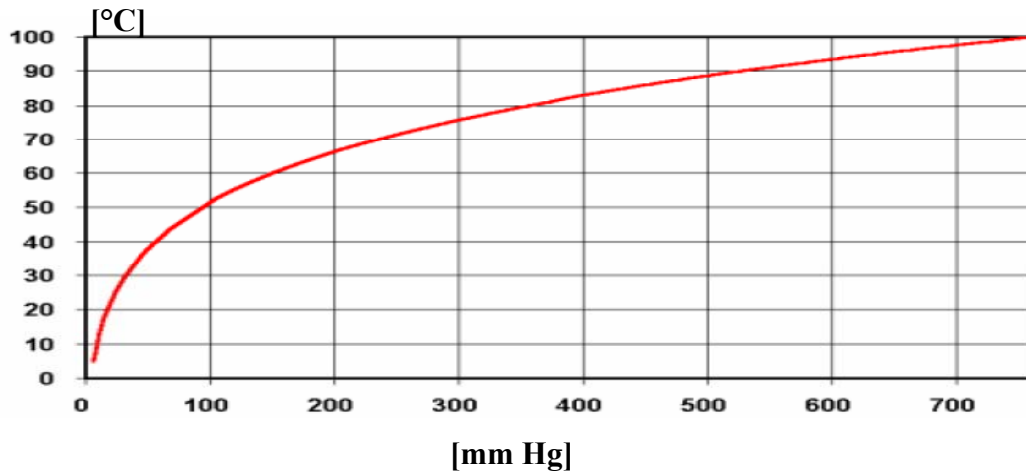
$$\varphi = \frac{p_h(T)}{p_h'(T)} \quad (32)$$

missä  $p_h(T)$  on vesihöyryn osapaine

$p_h'(T)$  on kylläisen höyryn paine kastepisteessä

Suhteellisen kosteuden määrittämiseksi voidaan käyttää polttoaineen alkuaineanalyysiä ja jäännöshapteen perustuvia Liitteen 4 mukaisia laskennallisia arvoja, mikäli mittauksia ei ole saatavilla. Tällöin myös epävarmuus on suurempi kuin käytettäessä mitattuja arvoja.

Vesikastepisteen riippuvuus vesihöyryn osapaineesta on esitetty Kuvassa 18. [84]



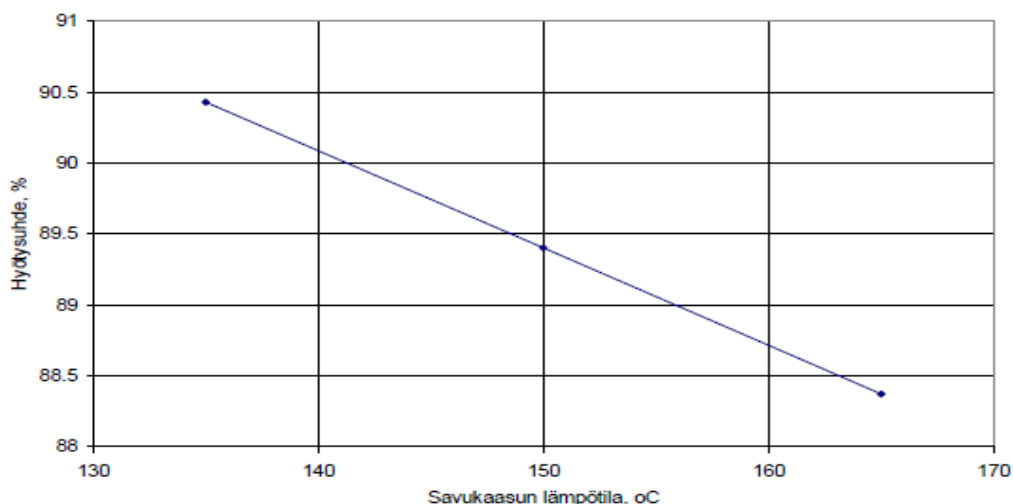
Kuva 18. Vesikastepisteen riippuvuus vesihöyryn osapaineesta [84].

## 5.4 Ajoarvopoikkeamat

Voimalaitosta voidaan ajaa erilaisilla ajotavoilla, jotka aiheuttavat niin sanottuja hallittavia häviöitä. Häviöt syntyvät, kun tärkeimpien prosessisuureiden arvot poikkeavat ohjetilasta, esimerkiksi laitevalmistajan ohjearvoista ja käyristä. Mittaustiedon avulla voidaan osoittaa poikkeamia yksittäisissä mittausarvoissa ja sitä kautta antaa informaatiota prosessin tilasta. Toteutuneita prosessi-arvoja verrataan ohjearvoihin ja lasketaan poikkeamasta aiheutuva muutos laitoksen hyötysuhteessa ja polttoainekustannuksissa. Analyysi suoritetaan esimerkiksi tuorehöyryn lämpötilalle ja paineelle, välitulistushöyryn lämpötilalle ja paineelle, savukaasun loppulämpötilalle sekä happi- ja hiilimonoksidipitoisuudelle. Lisäksi analyysi voidaan suorittaa polttoaineen kosteuspitoisuudelle ja analysoida sen vaikutusta kattilalahyötysuhteeseen. [73] [85]

### 5.4.1 Savukaasun loppulämpötila

Savukaasun happokastepiste määrää pitkälti savukaasun loppulämpötilan. Korroosiopelon takia savukaasujen loppulämpötilaa saatetaan pitää voimalaitoksissa turhankin korkealla. Liian korkea loppulämpötila heikentää kattilan hyötysuhdetta, mitä on havainnollistettu Kuvassa 19. [85] [86]



Kuva 19. Savukaasun loppulämpötilan vaikutus kattilan hyötysuhteeseen [85].



### 5.4.2 Savukaasun happipitoisuus

Eri polttoaineiden palamisilmantarpeet vaihtelevat riippuen käytettävästä polttoaineesta ja sen kosteudesta. Jos happea ei ole riittävästi, palaminen jää epätäydelliseksi ja palamatonta polttoainetta poistuu kattilasta enemmän, jolloin häkäpäästöt (CO) kasvavat. Toisaalta liian suuri O<sub>2</sub>-pitoisuus merkitsee puhaltimien ylisuurta sähkönkäyttöä ja savukaasuhäviöiden kasvamista. Tehon tarpeen kasvaessa happipitoisuus pienenee ja alhaisilla kuormilla kasvaa. [73] [81] Kuvassa 20 on havainnollistettu savukaasun happipitoisuuden vaikutusta kattilan hyötysuhteeseen. [85]



Kuva 20. Savukaasun happipitoisuuden vaikutus kattilan hyötysuhteeseen [85].

Savukaasun happipitoisuuden avulla voidaan tarkkailla ilmaylimäärää. Ilmakerroin voidaan laskea yhtälöllä 33 [81]:

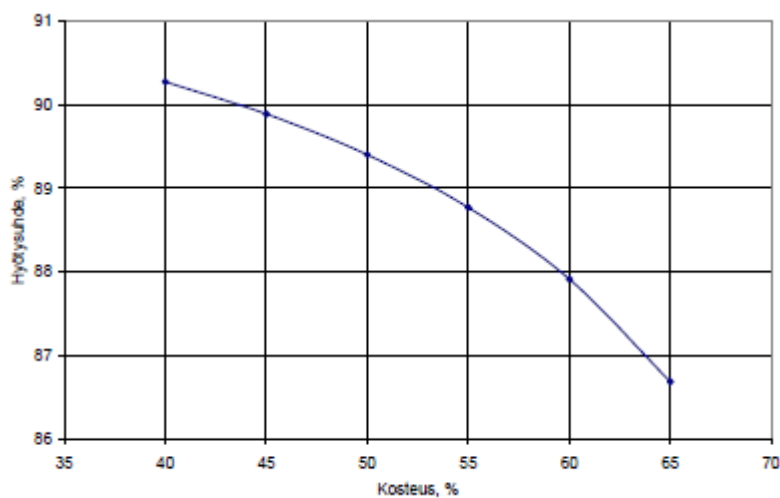
$$\lambda = \frac{y_{O_2KI}}{y_{O_2KI} - y_{O_2}} \quad (33)$$

missä  $y_{O_2KI}$  on kuivan ilman happipitoisuus = 20,95 %

$y_{O_2}$  on savukaasun mitattu happipitoisuus

### 5.4.3 Polttoaineen kosteus

Polttoaineen kosteus vaikuttaa suoraan saapumistilassa olevan polttoaineen sekä teholliseen lämpöarvoon sekä energiatiheyteen. Lisäksi se vaikuttaa kattilan palamislämpötilaan ja hyötysuhteeseen. Mikäli kosteus poikkeaa kattilan mitoituskosteudesta merkittävästi, ei kattilasta saada välttämättä täyttä tehoa eikä lämpötila nouse tulipesässä riittävän korkealle. Polttoaineen kosteuden merkitystä kattilan hyötysuhteeseen on havainnollistettu Kuvassa 21. [85]

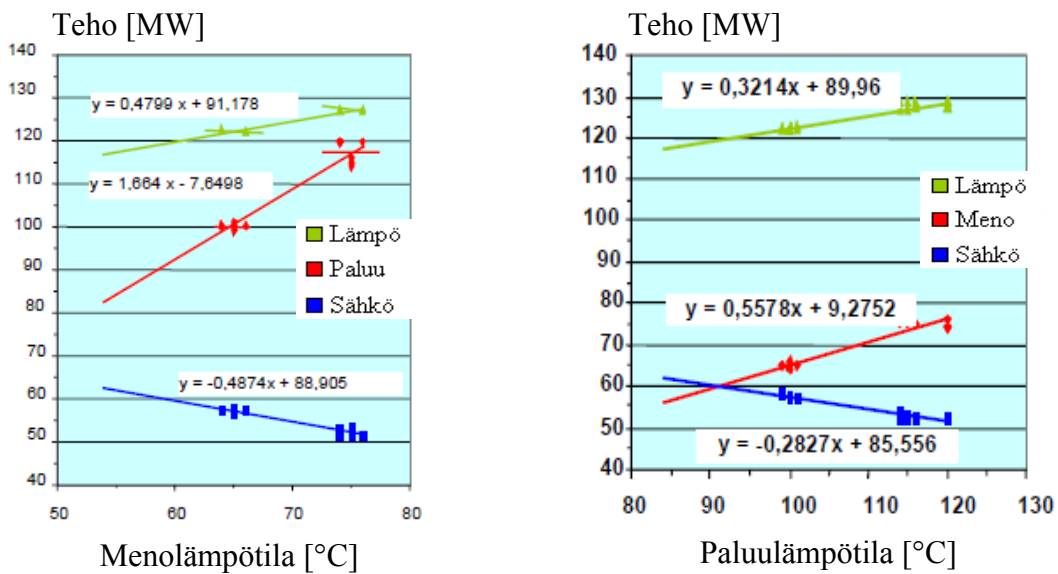


Kuva 21. Polttoaineen kosteuden vaikutus kattilahiötysuhteeseen [85].

### 5.4.4 Kaukolämpöveden lämpötila

CHP-tuotannossa kaukolämmön ja sähkön tuotanto on sidottu rakennusasteella, joka muuttuu kaukolämpöveden lämpötilan mukaan. Tyypillisesti kaukolämpöveden menolämpötilalla on suurempi vaikutus sähkön saantoon kuin paluulämpötilalla. [87]

Menoveden lämpötilan nosto kohottaa myös paluuv veden lämpötilaa. Kuvassa 22 on esitetty, miten kaukolämpöveden meno- ja paluulämpötila vaikuttaa kauko- ja sähkötehoon sekä paluulämpötilaan täydellä kuormalla. [87]

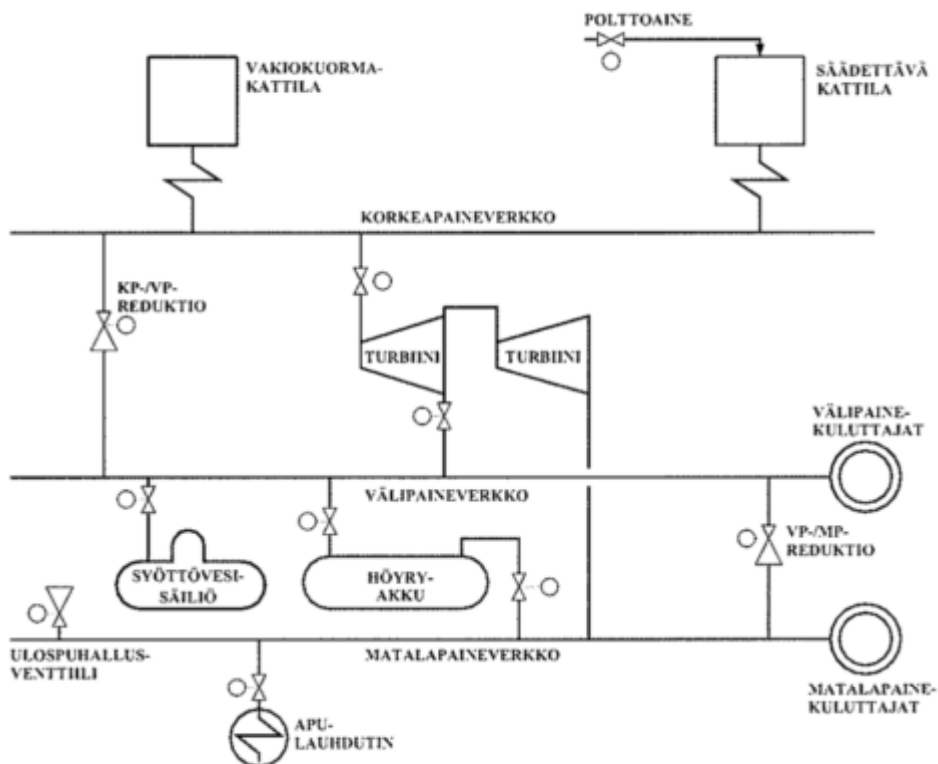


Kuva 22. Kaukolämpö- ja sähkötehon riippuvuus kaukolämpöveden meno- ja paluulämpötilasta. Kuva on muokattu versio alkuperäisestä. [87]

Kuvan 22 perusteella meno- tai paluulämpötilan noustessa sähköä saadaan tuotettua vähemmän ja lämpöä puolestaan enemmän. Tilanteessa, jossa menoveden lämpötila nousee, nousee myös vastapaine, jonka vaikutuksesta turbiinin jälkeinen entalpia kasvaa eli höyrytehosta menee enemmän läpi kaukolämmön tuotantoon. Alempi meno- ja paluulämpötila antaa siis paremman sähkötehon sekä vähentää kaukolämpöverkon lämpöhäviöitä. [24] [87]

## 5.5 Höyrykuormien tasaaminen

Höyrynkulutuksen vaihtelut ovat riski voimalaitoksen käytettävyydelle ja kunnossapidolle ja sitä kautta vaikuttavat laitoksen energiatalouteen. Onkin tärkeää, että CHP- laitoksella hyödynnetään höyryn varastointikykyä. Kattilakuorman huipputasoja voidaan alentaa purkamalla tehtaan luonnollisia höyryvarastoja oikea-aikaisesti. Höyrykuorman tasaaminen voidaan toteuttaa pääasiassa höyryakun, syöttövesisäiliön, apujäähdyttimen tai yksinkertaisesti ulospuhalluksen avulla [88]. Nämä komponentit on esitetty tyypillisessä teollisuuden vastapainevoimalaitoksen höyryverkon rakenteessa Kuvassa 23 [73].



Kuva 23. Höyryverkon rakenne [73].

### 5.5.1 Höyryakku

Höyryakun toiminta perustuu kahden eri painetason käyttöön. Lataus tapahtuu korkeammassa paineessa kuin höyryn käyttö. Varaajaa purettaessa paine alenee lähelle käyttöpainetta. [88] Höyryakku kytketään tyypillisesti välipaine- ja matalapaineverkkojen väliin, joten sen paine on verkkojen puolivälissä. Akkua voidaan purkaa niin pitkään, kunnes akun paine laskee matalapaineverkon tasalle. Käytettäessä akkua kuormantasauksessa saadaan talteen sekä höyryn sisältämä energia että lauhde. Sähkön määrässä menetetään väliotosta turbiinin ohi menevästä lataushöyrymäärästä saatava sähköenergia. [73]

### 5.5.2 Syöttövesisäiliö

Syöttövesisäiliön tehtävänä on toimia syöttövesivarastona sekä poistaa höyryn avulla happi lisävedestä ja lauhteesta. Säiliötä voi myös käyttää hetkelliseen

kuorman tasaukseen lisäämällä syöttöveden lämmitykseen käytettävää höyrymäärää nostamalla syöttövesisäiliön pintaa lisäveden avulla. [73]

### **5.5.3 Apulauhdutin**

Useisiin CHP-voimaloihin on rakennettu apulauhduttimia, joita käytetään silloin, kun halutaan tuottaa enemmän sähköä kuin mitä voitaisiin lämmön tarpeen perusteella. Tähän vaikuttaa luonnollisesti sähkön markkinahinta. Saatua lisätehoa kutsutaan vastapainevoiman priimatehoksi. Apulauhduttimen käyttö kuormantasauksessa edellyttää apulauhduttimen pitämistä jatkuvasti toimintavalmiudessa. Usein tämä ei ole kannattavaa, koska se edellyttää jäähdytysvesipumppujen tai ilmapuhaltimien jatkuvaa käynnissäpitoa. [73]

### **5.5.4 Ulospuhallus**

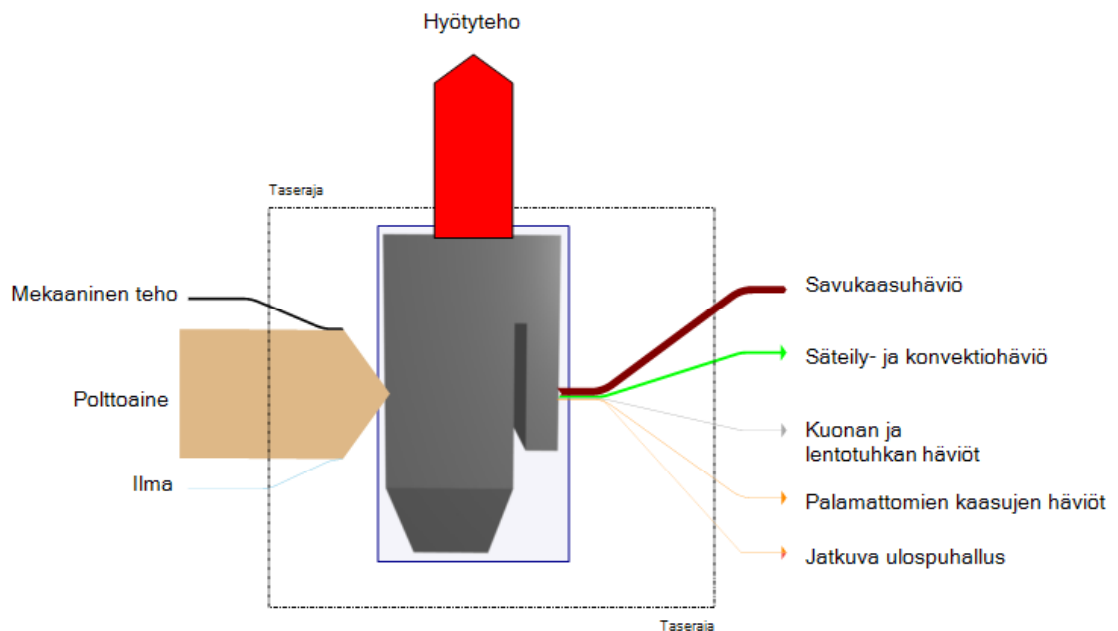
Kattilan syöttövesi sisältää aina jonkin verran epäpuhtauksia. Epäpuhtaudet voivat jäädä ja rikastua kattilaan heikentäen sen toimintaa. Jotta epäpuhtauksien rikastumiselta vältytään, täytyy vettä puhaltaa jaksoittain ulos kattilasta ja korvata ulospuhallettu määrä syöttövesisäiliöön syötettävällä lisävedellä. [89]

Yksinkertaisin tapa kuluttaa ylimääräinen höyry on ulospuhallus. Ulospuhallusventtiilin käyttö on kuitenkin energiatalouden kannalta kallista, koska ulospuhalluksessa menetetään sekä höyryyn sitoutunut energia että lauhde. Tämän takia ulospuhallusta tulisi käyttää ainoastaan poikkeustilanteissa ja normaali kuormantasaus hoitaa muun tavoin. [73]

## **5.6. Lämmön ja sähkön tuotannossa esiintyvät häviöt**

Polttoainekustannuksia lisäävät lämmön ja sähkön tuotannossa esiintyvät häviöt, kuten kattilahäviöt, mekaaniset häviöt ja putkistohäviöt. Lisäksi voima- ja lämpölaitos itse kuluttaa osan tuottamastaan sähköstä, mitä kutsutaan omakäytösähköksi. [23]

Kattilahäviöt ovat noin puolet kaikista laitoksen häviöistä. Kattilan häviöitä aiheuttavat savukaasuhäviöt, palamattomien kiintoaineiden ja kaasujen häviöt, säteily- ja konvektiohäviöt, kuonan ja lentotuhkan häviöt sekä jatkuva ulospuhallus. [90] Kuvassa 24 on esitetty tyypillisiä höyrykattilasta tapahtuvien häviöiden suuruusluokkia energiavirtoina.



Kuva 24. Höyrykattilan taseraja ja energiavirrat. Virtoja kuvaavat nuolet ovat eri paksuisia suhteessa siihen, kuinka suurta energiavirtaa ne tyypillisesti vastaavat.

### 5.6.1 Savukaasuhäviöt

Savukaasuhäviöt ovat kattiloiden merkittävin häviötermi. Häviö aiheutuu, kun savukaasut johdetaan savupiippuun ympäristön lämpötilaa kuumempina. Savukaasun loppulämpötilan nousu esimerkiksi 120 °C:sta 130 °C:een heikentää voimalaitoksen hyötysuhdetta 0,5-1,0 %. Loppulämpötilan tulee kuitenkin olla savukaasun lauhtumislämpötilaa korkeampi lämpöpintojen syöpymisen estämiseksi. [23]

Häviön suuruus riippuu savukaasujen loppulämpötilan lisäksi polttoaineen kosteus-  
pitoisuudesta. Kosteuden kasvaessa häviökin kasvaa, koska polttoaineessa ole-  
va vesi poistuu höyrynä kattilasta, ja veden höyrystymislämpö menetetään. Sa-  
malla savukaasun virtaus kasvaa. Polttoaineen kosteus vaikuttaa myös savukaasun  
lauhtumislämpötilaan. [23] [76] Savukaasuhäviön määrä on tyypillisesti 4-10 %  
[24].

### 5.6.2 Kuonan ja lentotuhkan häviöt

Kiinteillä polttoaineilla palamatonta polttoainetta voi poistua kattilasta pohja- ja  
lentotuhkan mukana. Palamatta jääneiden komponenttien osuus voidaan määrittää  
polttamalla tuhka laboratoriossa eli määrittämällä niin sanottu hehikutushäviö.  
Häviöiden suuruus riippuu polttoaineen tuhkapitoisuudesta ja polttotavasta. [76]  
Taulukossa 3 on esitetty tyypillisiä kuonan ja lentotuhkan häviöitä eri polttotavas-  
ta riippuen.

Taulukko 3. Ohjearvoja kuonan ja lentotuhkan häviöistä polttotavasta riippuen  
[91].

Kattilatyyppe	Lämpöhäviö syötettyä polttoaineyksikköä kohden
Öljykattila	0,2-0,5 %
Hiilipölykattila, sulapesä	2 %
Hiilipölykattila, kuivapesä	3 %
Arinakattila	4-6 %

### 5.6.3 Säteily- ja konvektiohäviöt

Säteily- ja konvektiohäviöt aiheutuvat kattilan ympäristöä korkeammasta lämpöti-  
lasta. Lämpöä siirtyy säteilyn ja konvektion myötä korkeammasta lämpötilasta  
alempaan. Häviöiden määrään vaikuttavat kattilarakenteiden eristyskyky ja pinta-  
ala eli kattilan pintalämpötila ja koko. Osa häviöistä saadaan talteen, kun pala-  
misilma otetaan kattilahuoneesta. Käyttöhenkilökunnan mahdollisuudet vaikuttaa

säteily- ja konvektiohäviöihin rajoittuvat käytännössä eristysten kunnossapitoon. [22] [24] [91]

#### **5.6.4 Palamattomien kaasujen häviöt**

Savukaasun tuntuvan entalpian lisäksi savukaasun mukana saattaa poistua tasetilasta palamattomia kaasumaisia komponentteja. Palamatta jääneet kaasut ovat epätäydellisesti palanutta hiiltä eli hiilimonoksidia tai erilaisia hiilivetyjä. Usein palamattomana kaasuna huomioidaan kuitenkin ainoastaan hiilimonoksidi, sillä palamattomia hiilivetyjä ei juurikaan esiinny. Hiilimonoksidin pitoisuus savukaasuissa saattaa nousta merkittäväksi etenkin käytettäessä liian pientä ilmakerrointa. Normaalissa ajotilanteessa palamattomien kaasujen häviöt ovat kuitenkin todella vähäisiä. [23] [76]

#### **5.6.5 Mekaaniset häviöt**

Mekaaniset häviöt koostuvat höyryturbiinin häviöistä ja generaattorin häviöistä. [20]

Höyryturbiini muuttaa korkeapaineisen vesihöyryn lämpöenergiaa mekaaniseksi [20]. Turbiinin häviöt jaetaan kahteen pääryhmään eli turbiinin sisäisiin ja ulkoiisiin häviöihin. Sisäisiä häviöitä ovat muun muassa siivistöä aiheuttavat häviöt ja vuotohäviöt. Ulkoisia häviöitä ovat puolestaan esimerkiksi öljypumpusta ja tiivisteistä aiheuttavat häviöt. [91] [92] Sisäinen hyötysuhde on välillä 85-90 % ja ulkoinen hyötysuhde välillä 99,6-99,9 % [23].

Generaattorin hyötysuhde on tyypillisesti 98-99%. Eniten häviöitä aiheuttavat tuuletus- ja hankaushäviöt. [23]

#### **5.6.6 Putkistohäviö**

Kattilan ja höyryturbiinin yhdysputkistoissa esiintyy aina lämpöhäviöitä johtumisen, konvektion ja säteilyn kautta, joten turbiinille kattilalta siirrettävän höyryn energiasisältöä ei saada täysin hyödynnettyä. Putkistohäviöitä esiintyy myös jon-



kin verran muissa voimalaitoksen osissa, mutta suurin lämpöhäviö kohdistuu kattilan ja turbiinin välille höyryn korkeasta lämpötilasta johtuen. Tämän vuoksi muita putkistohäviöitä ei tässä yhteydessä huomioida. Putkistohäviön suuruus on useimmiten luokkaa 0,6-1 % [23].

#### **5.6.7 Laitoksen omakäyttösähkö**

Voimalaitos kuluttaa itse osan tuottamastaan sähköstä. Omakäyttösähköä kuluttavat erilaiset lisälaitteet, kuten syöttövesipumput, kierrätyspumput ja ilma- ja savukaasupuhaltimet. Yleisellä tasolla voidaan omakäyttösähkön arvioida olevan noin 5 prosenttia laitoksen kokonaissähköntuotannosta. [13] [91]

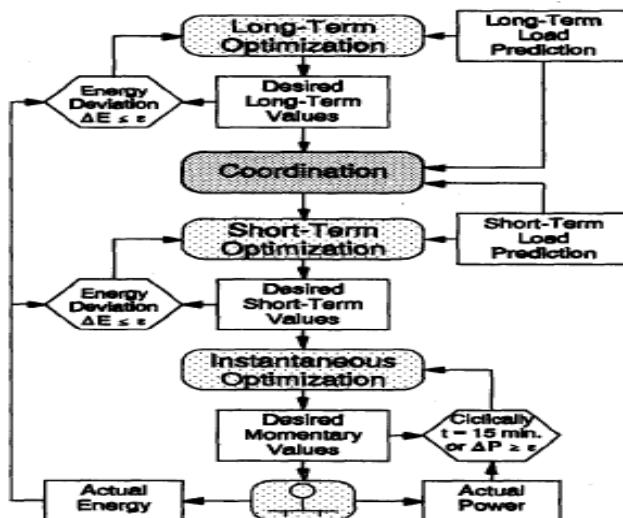
## 6 ENERGIATALOUDEN OPTIMOINTIMENETELMÄT

Lyhyellä aikavälillä energian hinnan on pysyttävä kilpailukykyisenä ja samanaikaisesti toiminnan on oltava pitkällä aikavälillä liiketaloudellisesti tuottavaa. Nämä ehdot täyttääkseen on voimalaitoksen toiminnan taloudellinen tehostaminen yksi kilpailun mahdollistava tekijä eli toiminnan hetkellinen ja lyhyen aikavälin optimointi on välttämätöntä.

### 6.1 Yleistä

Energiataloudellisen optimoinnin tavoite on suunnitella halutulla tavalla toimiva järjestelmä, jonka aiheuttamat kokonaiskustannukset saadaan minimoitua, tinkimättä kuitenkaan korkeasta käytettävyydestä. Optimoinnissa on huomioitava rajoitusehdot, joita aiheuttavat muun muassa käytettävissä olevat polttoaineet, ympäristö sekä sähkön ja lämmön tuotannon tarve. [93]

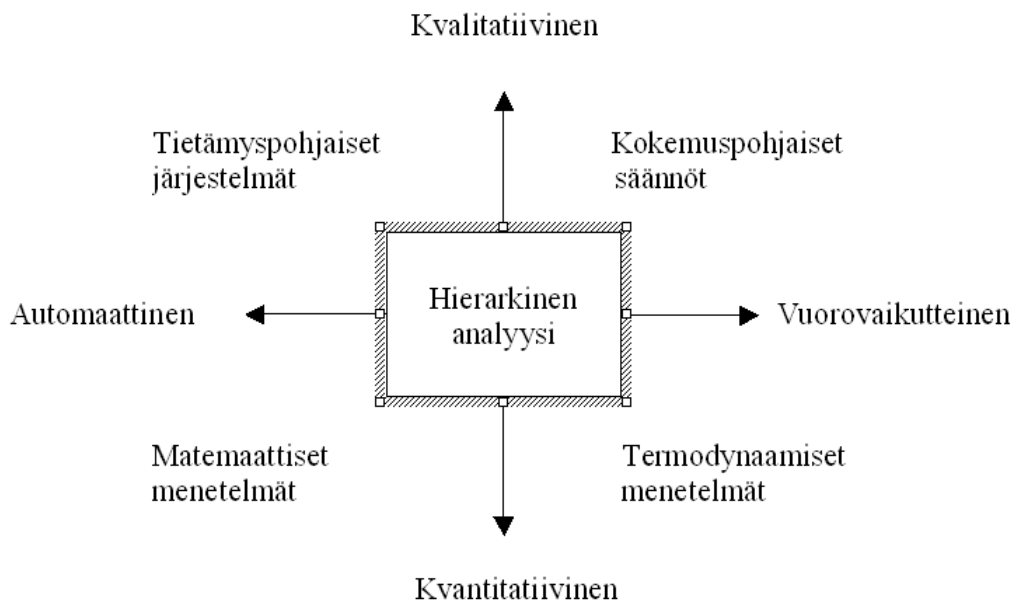
Voimalaitoksen energiatalouden optimointi voidaan jakaa kolmeen luokkaan eli pitkän- ja lyhyen aikavälin sekä reaaliaikaiseen optimointiin, jotka ovat vuorovai-  
kutuksissa toistensa kanssa. [94] [95] Tämä on esitetty Kuvassa 25.



Kuva 25. Pitkän- ja lyhyen aikavälin sekä reaaliaikaisen optimoinnin kytkeytyminen toisiinsa [94].

Pitkän aikavälin optimointi käsittää tyypillisesti aikajänteen kuukausista useampiin vuosiin. Se tuottaa rajoitusehtoja alemman tason optimoinnille, joka määrää laitoskohtaiset prosessiarvot tarkemmin. Aikaperspektiivi lyhyen aikavälin optimoinnissa on tunneista viikkoihin, kun taas reaaliaikaisen optimoinnin on optimoitava komponenttien ajo-olosuhteet joka ajanhetki sekunti- ja minuuttitasolla. Jotta käyttökustannuksia optimoitaessa saadaan oikeita tuloksia, ovat lyhyen aikavälin ennusteet välttämättömiä sähkön ja lämmön tuotannolle. [17] [94] [95]

Energiataloudelliset optimointimenetelmät voidaan edelleen ratkaisumenetelmien perusteella jakaa tietämyspohjaisiin järjestelmiin, kokemuspohjaisiin eli heuristiisiin menetelmiin, termodynaamisiin menetelmiin sekä matemaattisiin menetelmiin. Menetelmien jaottelu on esitetty Kuvassa 26. [93] [96] [97]

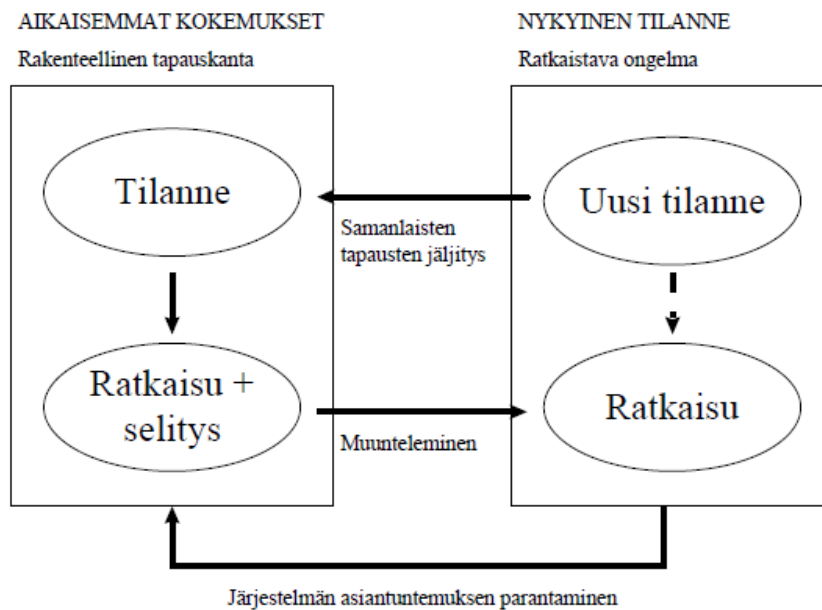


Kuva 26. Energiataloudellisia optimointimenetelmiä. Kuva on muokattu versio opintomateriaalista. [93]

## 6.2 Tietämispohjaiset järjestelmät

Tietämispohjaiset järjestelmät käyttävät tekoälypohjaisia ohjelmointikieliä mallintaakseen inhimillistä päätöksentekoa. Toimintaperiaatteeltaan ne eroavat perinteisistä matemaattisista menetelmistä, siten, että niihin kuuluu yrityksiä matkia ihmisen tapaa ratkaista ongelmia ja simuloida, miten eri prosessit toimivat luonnossa. Ajatuksena on sisällyttää asiantuntijan tietämys tietojärjestelmään, jolloin toteutettuja järjestelmiä kutsutaan asiantuntijajärjestelmiksi. [93] [97] [98]

Asiantuntijajärjestelmä koostuu tyypillisesti tietokannasta, tietämuskannasta, päätelyosasta ja käyttöliittymästä. Tietämuskanta sisältää tarvittavan tiedon tietyn ongelman ratkaisemiseksi. [99] Tekoälypohjainen ratkaisu perustuu tietämuskannan hyödyntämiseen, joka on kuvattu Kuvassa 27.



Kuva 27. Tietämispohjaisten järjestelmien periaate [100].

Tietämispohjaiset järjestelmät ovat melko monimutkaisia ja niiden käyttö on lähinnä rajoittunut operaattoreiden ja käyttäjien tukijärjestelmiin ja soveltamiseen voimalaitoksen valvonnassa. Menetelmien käyttö on kuitenkin lisääntymässä

myös lämpöteknisissä järjestelmissä ja niiden optimoinnissa. Etenkin geneettistä algoritmia on sovellettu jonkin verran energiajärjestelmien optimointiin. [93]

### **6.2.1 Geneettiset algoritmit**

Geneettiset algoritmit ovat optimointityökaluja, jotka simuloivat biologisia prosesseja. Lähtien kohdefunktiosta algoritmi muodostaa vektoreita potentiaalisista ratkaisuksista, vektorit koostuvat elementeistä (geeneistä), jotka perustuvat ongelman rajaehtoihin. Päätösmuuttujat koodataan jonoiksi geenejä, jotka ovat yleensä binäärimuuttujia. Kaikkien päätösmuuttujien geenit muodostavat yksilön eli yhden ratkaisun ja joukko yksilöitä muodostaa tarkasteltavan ratkaisukandidaattijoukon eli populaation. Ideana on simuloida populaation kehittymistä siten, että lopussa vain parhaimmat eli laadukkaimmat yksilöt ovat jäljellä. Paras yksilö antaa optimiratkaisun. [101]

Geneettisen algoritmin menetelmää on sovellettu energiajärjestelmän optimointiin esimerkiksi artikkelissa [102] ja väitöskirjassa [103]. Sitä on enemmänkin käytetty energialaitoksen kokoonpanon suunnitteluun laitteiden mallien ja lukumäärän optimoimiseksi. Varsinaiseen koko laitoksen kustannusten optimointiin sitä ei ole käytetty.

## **6.3 Heuristiset menetelmät**

Heuristiset menetelmät perustuvat tekniseen kokemukseen ja kokemuspohjaisiin sääntöihin. Heuristiikkaa ovat erilaiset nyrkkisäännöt ja intuitiiviset päätökset, jotka pohjautuvat aiemmin havaittuihin toimiviin ratkaisuihin. [97] Eräänlainen reaaliaikainen optimointi suoritetaan heuristisesti, kun käyttöhenkilökunta ohjaa jatkuvasti prosessia parhaalla mahdollisella tavalla käyttökokemusten ja prosessi-asiiantuntemuksen perusteella vastaamaan sähkön ja lämmön kysyntää [17]. Tällöin energiahallintajärjestelmä ja visuaalinen energiaraportointijärjestelmä esittää tärkeää osaa päätöksenteon tukena.

Heuristisia menetelmiä käytettäessä optimin löytymistä tai edes sen lähellä olemista on vaikea taata teoreettisesti johtuen yksinkertaistetuista päätössäännöistä ja mahdollisten ratkaisujen joukon epätäydellisestä läpikäymisestä. Heurististen menetelmien etuna on kuitenkin niiden nopeus verrattuna muihin menetelmiin, koska yksinkertaistetut päätössäännöt eivät kuluta paljoa laskentakapasiteettia. [93] [97]

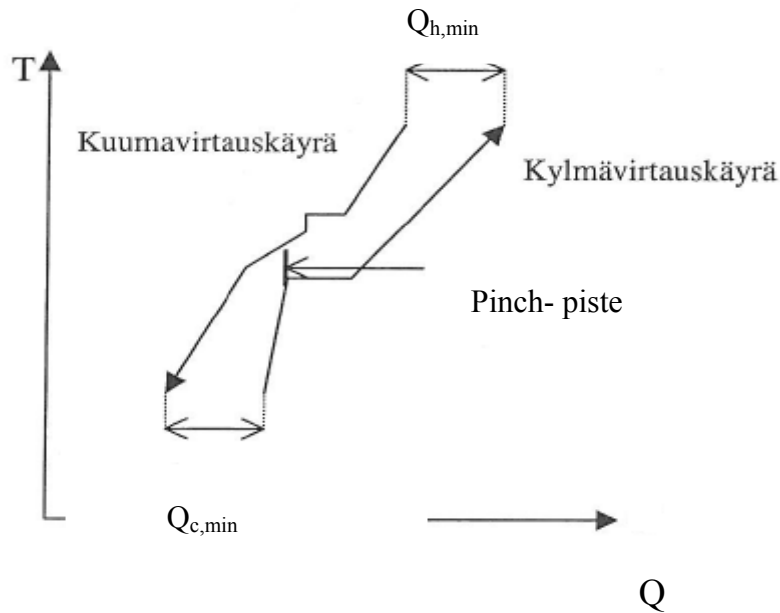
## **6.4 Termodynaamiset menetelmät**

Termodynaamiset optimointimenetelmät pyrkivät maksimoimaan tarkasteltavan kohteen termodynaamisen tehokkuuden huomioimalla termodynamiikan ensimmäisen ja toisen pääsäännön. Teollisuudessa eniten käytettyjä termodynaamisia menetelmiä ovat Pinch- ja exergiamenetelmä. [104]

### **6.4.1 Pinch-menetelmä**

Pinch-menetelmä on 1980-luvulla kehitetty energiankäytön optimointimenetelmä, jota perustuu termodynamiikan 1. ja 2. pääsääntöön ottaen huomioon myös taloudellisen tarkastelun, prosessin verkoston vuorovaikutuksen ja laitevalinnan ehdot. [93] [105]

Menetelmä tarvitsee lähtötietoina tutkittavan prosessin aine- ja energiataseet, joista kootaan jäähtyvät ja lämpenevät virtaukset systemaattiseen tarkasteluun. Virtauksista muodostetaan prosessin sisäisen lämmönsiirron mahdollisuuksia kuvaavat kuuma- ja kylmävirtauskäyrät, joista havaitaan niin sanottu Pinch-lämpötila. Tätä on havainnollistettu Kuvassa 28. [106] [107]



Kuva 28. Pinch- pisteen havainnollistaminen.  $Q_{c,min}$  kuvaa ulkoista jäähdytystarvetta ja  $Q_{h,min}$  ulkoista lämmitystarvetta [107].

Menetelmän avulla pyritään maksimoimaan prosessin sisäinen lämpöenergian käyttö, jolloin ulkoinen lämmitys- ja jäähdytysenergian tarve minimoituu. [108]

#### 6.4.2 Exergiamenetelmä

Exergiavirta voidaan jakaa kahteen osaan, joita ovat mekaaninen ja terminen exergia. Mekaaninen exergia pitää sisällään kineettisen ja potentiaaliexergian, jotka voidaan muuttaa kokonaan työksi. Terminen exergia muodostuu puolestaan fysikaalisesta ja kemiallisesta exergiasta. Virtauksen exergia voidaan siis kirjoittaa muotoon [93] [109]:

$$E = E_{kin} + E_{pot} + E_{ph} + E_{ch} \quad (34)$$

missä  $E_{kin}$  on kineettinen exergia

$E_{pot}$  on potentiaaliexergia

$E_{ph}$  on fysikaalinen exergia

$E_{ch}$  on kemiallinen exergia

Fysikaalinen exergia voidaan laskea ominaisexergian yhtälöllä 18.

Exergiatase voidaan laskea yhtälöllä 35 [110]:

$$\sum E_i' = \sum E_i'' + \sum D_i \quad (35)$$

missä  $\sum E_i'$  on prosessiin tuleva exergia

$\sum E_i''$  on prosessista poistuva exergia

$\sum D_i$  on prosessin exergiahäviö

Yhtälössä kunkin virran exergia voidaan laskea yhtälöllä 34.

Jotta saataisiin käsitys prosessin eri osien aiheuttamista exergiahäviöistä, on prosessin exergialaskenta suoritettava laitetasolla [110]. Tällöin saadaan selville ne prosessin osat, joiden parantamiseen kannattaa panostaa. Kuitenkin ongelmaksi usein muodostuu, että minimoitaessa yhden laitteen häviöt, voi se johtaa suurempaan häviöön toisessa laitteessa, mikä voi aiheuttaa exergiahäviöiden kannalta epäoptimaaliseen järjestelmään. Toistaiseksi exergiamenetelmää käytetään enemmän suunnittelufilosofiana kuin käytännön menetelmänä. [93]

## 6.5 Matemaattiset menetelmät

Matemaattiset menetelmät voidaan jakaa matemaattisiin optimointimenetelmiin sekä dataan sovitettaviin malleihin. Matemaattisten optimointimenetelmien tarkoituksena on löytää tila, jossa laitoksen käyttökustannukset minimoituvat tietyllä sähkön ja lämmön tarpeella. Dataan sovitettavat mallit selvittävät puolestaan mitattavien suureiden välisiä yhteyksiä ja sovittavat mallin parametrit mahdollisimman hyvin kerättyyn tietoon. Yleisimmin käytetty menetelmä on regressiomallinnus. [65] [111]



Matemaattisen optimoinnin menetelmä perustuu modulaariseen voimalaitosmalliin, jossa kullekin osakomponentille voidaan esittää rajoitusyhtälöt. Epäyhtälöt kuvaavat komponentin kuormitusrajoja eli tehoväliä, jolla komponentti toimii. Yhtälötyyppisiä rajoitusehtoja ovat jatkuvuustilan virtausta kuvaavat massa- ja energiataseet. Optimointiongelma voidaan esittää lineaarisena (LP) tai epälineaarisenä ongelmana (NLP) sekä lineaarisena sekalukuoptimointi- (MILP) tai epälineaarisenä sekalukuoptimointiongelmana (MINLP). Ongelma muotoillaan matemaattiseksi kohdefunktioksi, joka voidaan sitten minimoida tai maksimoida tilanteesta riippuen. [92] [109] [111]

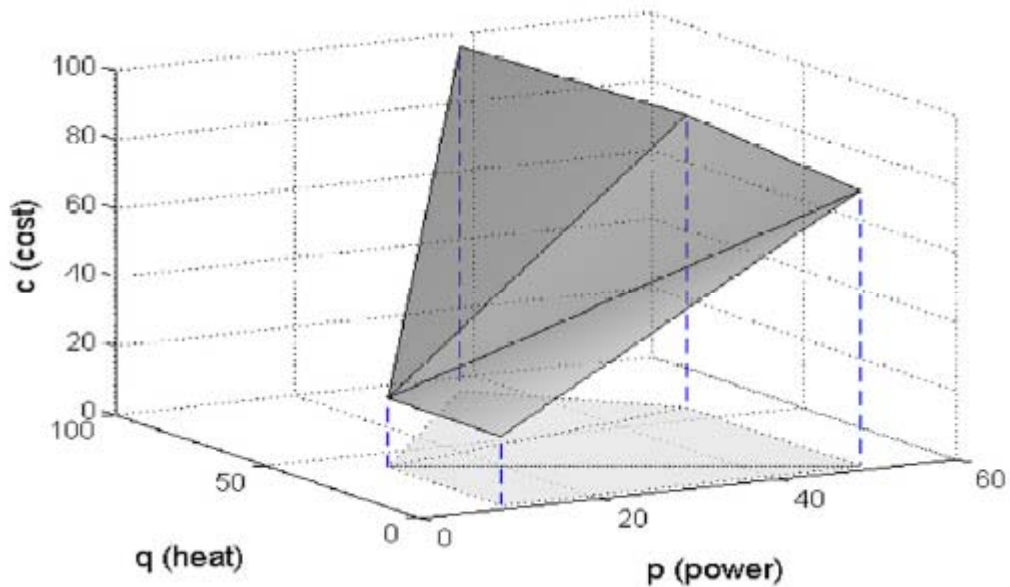
### **6.5.1 Lineaarinen ohjelmointi**

Linearisessa ohjelmoinnissa muuttujien pitää olla riippumattomia ja kohdefunktion rajoitusehtojen tulee olla lineaarisia, jotta ongelma voidaan ratkaista. Menetelmää käytetään energiapuolella etenkin tuotannon suunnittelussa ja kustannuslaskennassa sekä sähkön siirron optimoinnissa. [93]

Optimointisovelluksen tarkoituksena on määrittää kustannustehokkain tapa tuottaa tarvittavat määrät sähköä, prosessihöyryä ja kaukolämpöä rajoitusehdot huomioon ottaen. Optimointisovellus voidaan jakaa seuraaviin osiin: lähtötiedot, laitoksen malli ja lineaarisen optimoinnin ohjelmisto. Lähtötiedot käsittävät energian tarpeet, polttoainehinnat sekä ostosähkön hinnan. Laitoksen malli sisältää päälaitteiden hyötysuhteet ja rajoitteet sekä energia- ja massataseet. Lineaarisen optimoinnin ohjelmisto puolestaan käsittää optimaalisen tuotantotavan ratkaisun energian tarpeen, tuotantokustannusten ja laitospmallin perusteella. [73] Tavoitefunktiona voimalaitoksen kokonaiskustannusten optimoinnissa on minimoida polttoainekustannukset, käyttö- ja kunnossapitokustannukset sekä epäkäytettävyydestä johtuvat kustannukset [112].

Laajimmin käytetty lineaaristen ohjelmointitehtävien ratkaisualgoritmi on Simplex-menetelmä. Myös sisäpistemenetelmää on paljon käytetty lineaaristen ongelmien ratkaisuun. Molemmat soveltuvat hyvin reaaliaikaisen energianhankinnan ja

voimalaitosajon optimointiin. Simplex-menetelmän heikkoutena verrattuna sisäpistemenetelmään on, että siinä ratkaisu löydetään ainoastaan tarkastelualueen kärkipisteistä. Sisäpistemenetelmissä puolestaan liikutaan kärkien sijaan sen sisällä. [111] Kuvassa 29 on esitetty erään sähkön ja lämmön tuotantolaitoksen käyttökustannusten muodostumista eri sähkön ja lämmön tarpeella. Simplex-menetelmä etsii optimimaaliset arvot kuvaajan kärkipisteistä.



Kuva 29. Yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotantolaitoksen toiminta-alue [113].

### 6.5.2 Dynaaminen ohjelmointi

Dynaamista ohjelmointia käytetään yleensä, jos ratkaistava tehtävä sisältää dynaamisia rajoitteita ja kustannuksia. Dynaamisen menetelmän ongelmana on niin sanottu dimensionaalisuuden kirous eli tilamuuttujien määrän kasvaessa laskentakapasiteetin tarve lisääntyy räjähdysmäisesti, koska jokaisena ajanhetkenä käydään läpi kaikissa mahdollisissa lähtötilanteissa kaikki sallitut päätösvaihtoehdot ja valitaan niistä optimaalisin. Dynaamisen optimoinnin tarvitsemaa laskentakapasiteettia voidaan pienentää rajoittamalla tarkastelu vain osajoukkoon kaikista sallituista ratkaisuksista, mutta tällöin saatava ratkaisu ei ole välttämättä globaali optimiratkaisu eikä edes välttämättä sen lähellä oleva ratkaisu. Energiataloudessa dy-

naamista ohjelmointia käytetään lähinnä taloudellisissa analyyseissä ja järjestelmien kuten sähkösiirtoverkon hallinnassa. [93] [114]

### 6.5.3 Geometrinen ohjelmointi

Geometrinen optimointi perustuu epälineaaristen polynomien ratkaisemiseen. Sekä kohdefunktio että rajoitusehdot pitää esittää polynomeilla. Monet lämpötekniiset järjestelmät ovat epälineaarisia, joten geometrinen ohjelmointi on niihin soveltuva tapa optimoida. Menetelmän käyttöä rajoittaa kuitenkin se, että monimutkaisten järjestelmien käyttäytymistä on vaikea kuvata polynomeilla. [93] [115]

### 6.5.4 Regressioanalyysi

Regressioanalyysiä käytetään tilanteissa, joissa selitettävää suuretta halutaan mallintaa yhdellä tai useammalla suureella, eikä fysikaalista mallia ole helposti saatavilla eikä sitä ole helppo rakentaa. Voimalaitokselta kerätyn prosessidatan perusteella voidaan tutkia eri muuttujien riippuvuusrakenteita. Näiden pohjalta voidaan tarkastella muuttujien yksinkertaisia tilastollisia suureita ja edelleen muuttujien välisiä korrelaatioita. Muuttujien välisten riippuvuussuhteiden ja korrelaatiotarkastelun tarkastelun avulla voidaan prosessin toimintaa muuttaa optimaalisemmaksi, kun tunnetaan prosessin toiminnan taustalla vaikuttavat tekijät. [116] [117]

Korrelaatio lasketaan muuttujien  $x$  ja  $y$  varianssien eli keskihajontojen  $u_x$  ja  $u_y$  sekä kovarianssin  $u_{xy}$  avulla. Varianssi ja kovarianssi lasketaan yhtälöillä 36 ja 37 [117]:

$$u_x^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (36)$$

$$u_{xy} = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) \quad (37)$$

Näiden avulla saadaan korrelaatio kaavalla 38 [117]:

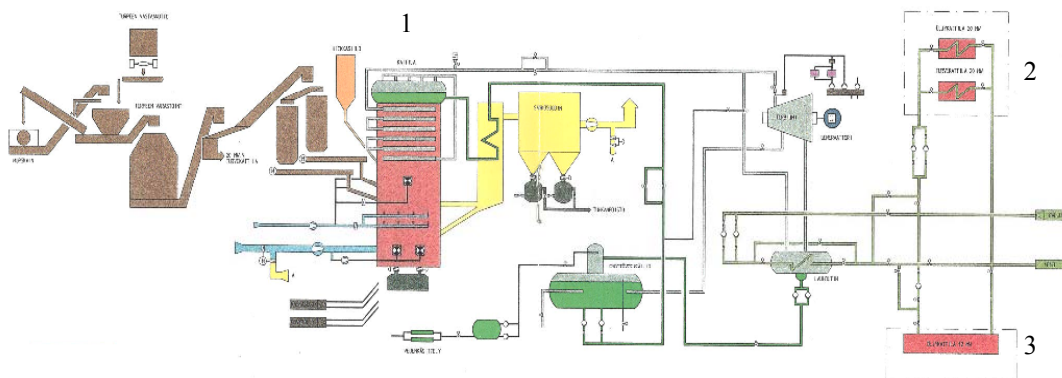
$$r = \frac{u_{xy}}{u_x u_y} \quad (38)$$

# 7 SAVON VOIMA OYJ PIEKSÄMÄEN VOIMALAITOS

## 7.1 Yleiskuvaus

Pieksämäen laitosalue käsittää kolme erillistä kattilalaitosta. Pääkattilalaitos (kattila 2) toimii lämmön ja sähkön yhteistuotantoyksikkönä, jonka teho on 35 MW (26 MW kaukolämpöä ja 9 MW sähköä). Kattila 1 (LK1 KPA) tuottaa yksinomaan lämpöä kaukolämpöverkkoon, ja sen teho on 20 MW. Kolmas kattilalaitos käsittää kaksi pientä polttoöljyä käyttävää kattilaa (LK1 POR ja LK2 POR), joita käytetään energian kysyntähuippujen kattamiseen. Kattilan LK1 POR kattilateho on 20 MW ja kattilan LK2 POR 12 MW.

Kattilat 1 ja 2 ovat leijukerroskattiloita, joissa käytetään pääpolttoaineina jyrsin-turvetta ja metsähaketta. Kattilat sallivat suhteellisen suuren polttoaineen kosteus- ja laatuvariaation johtuen leijukerrostekniikasta, jossa kuuma hiekkapeti toimii arinana ja syötettävä ilma pitää arinamateriaalin jatkuvasti liikkeessä eli leijuvana. Kattiloissa puuperäisten polttoaineiden käyttö voi kuitenkin olla korkeintaan 30 % kokonaispolttoainemäärästä, jotta tulistinpinnat eivät karstoitu. Kuvassa 30 on esitetty Pieksämäen voimalaitoksen toimintaperiaate.



Kuva 30. Pieksämäen voimalaitoksen toimintaperiaate. Pääkattila (1) tuottaa lämpöä kaukolämpöverkkoon, jota priimataan öljykattiloilla (2) ja lämpökeskuksella (3).

## 7.2 Energiaraportoinnin nykyiset käytännöt ja kehitystarpeet

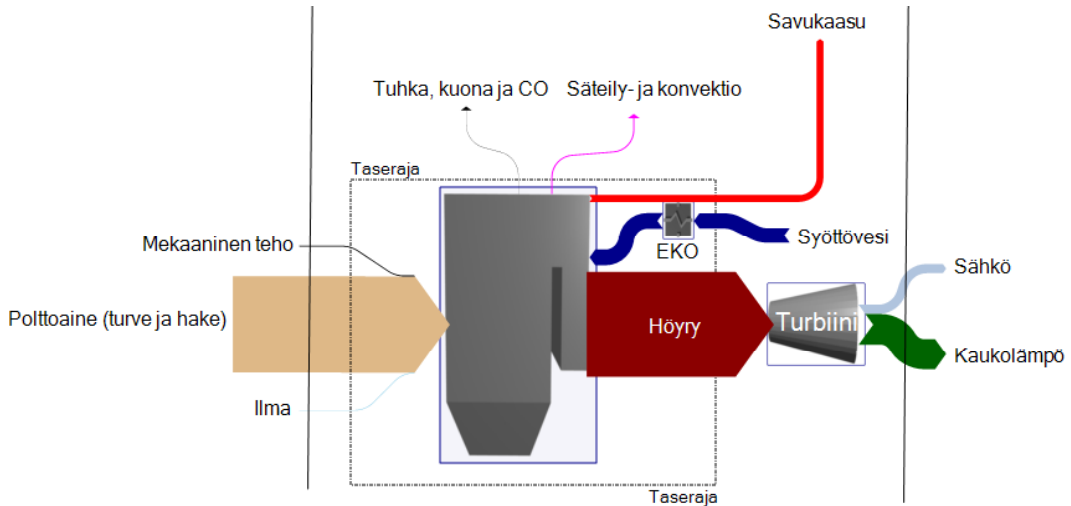
Pieksämäen voimalaitoksella ei ole tällä hetkellä käytössä varsinaista energiara-porttia. Yleiset tuotantoluvut sekä mahdolliset häiriöt tuotannossa käydään läpi päivittäin mutta varsinainen laitoksen energiatalouden seuranta puuttuu. Voimalaitospäällikkö Hannu Lipsasen sekä käyttöpäällikkö Janne Tepposen mukaan laitoksella on tarve energiara-portille, jossa käytäisiin läpi tuotantoon ja energiatalouteen liittyviä seikkoja. Energiara-portti voisi olla suunnattu sekä operaattori-että esimiestasolle.

Operaattoritasolla olisi hyvä tarkastella asioita, joiden avulla käyttöhenkilökunta pystyy tehostamaan prosessia. Tämä voisi sisältää kattila- ja laitoshyötysuhdetarkastelun sekä parametreja, joilla voidaan vaikuttaa hyötysuhdetta parantavasti. Valvomon näytölle voisi määrittää esimerkiksi kattilahyötysuhteelle optimiarvon sekä visuaalisen mittarin, joka ilmoittaisi, kuinka lähellä optimipistettä ajetaan kullakin ajanhetkellä. Lisäksi näytöllä voisi esittää laitoksen sankey-diagrammin, joka päivittyisi jatkuvatoimisesti. Myös laitoksen eri komponenttien likaantumista ja nuohouksen vaikutuksia olisi hyvä tarkastella.

Esimiestasolle suunnatussa raportissa olisi myös tärkeää olla esillä kattila- ja laitoshyötysuhdeseuranta. Laitoksen käytettävyyttä sekä nuohouksen vaikutuksia eri polttoainejakaumalla tulisi seuranta. Lisänä voisi olla laitoksen kuukausittainen kannattavuusseuranta.

## 7.3 Tuotantoluvut

Toukokuun tuotantoa pääkattilan osalta on havainnollistettu Kuvassa 31 sankey-diagrammina.



Kuva 31. Sankey-diagrammi toukokuulta. Virtoja kuvaavat nuolet ovat eri paksuisia suhteessa siihen, kuinka suurta energiavirtaa ne vastaavat.

Kuvassa 31 on esitetty kattila 2, jonka lisäksi toukokuussa ajettiin 12 MW öljykattilaa LK2 puolen tunnin ajan johtuen siitä, että generaattori oli pois verkosta. LK1 KPA ja LK1 POR eivät olleet ajossa. Pieksämäellä ei ole voimalaitoksille yleisesti tyypillistä ilman esilämmitintä eli luvoa, vaan primääri-ilman lämmitys suoritetaan kierrättämällä osa savukaasuista ilman sekaan.

## 7.4 Kannattavuuden laskenta

### 7.4.1 Kiinteät kustannukset

Voimalaitoksen laistotehoon verrannolliseksi vuosittaisiksi kiinteiksi kustannuksiksi saadaan kaavalla 8 2,8 miljoonaa euroa. Kuukausitasolla se tarkoittaa noin 230000 euroa. Annuiteettitekijä lasketaan yhtälöstä 9. Laskentakorkona käytetään viittä prosenttia 30 vuoden pitoajalla. Investointikustannuksiksi arvioidaan lähteen

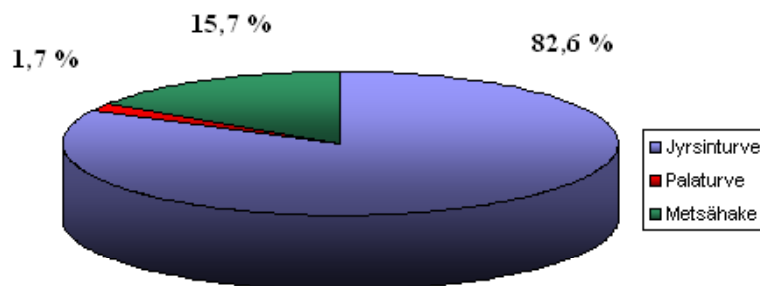
[118] perusteella 1000 €/kW ja kiinteiksi käyttö- ja kunnossapitokustannuksiksi 15 €/kW. Laskelma kiinteistä kustannuksista on esitetty Taulukossa 4.

Taulukko 4. Kiinteiden kustannusten laskenta.

Kiinteät kustannukset		
Laskentakorkokanta	0.05	
Vuosien määrä	30	
Annuiteettitekijä	0.065	
Investointi	1000000.0	€/MW
Pääomakustannukset	65051.4	€/MW
Käyttö ja kunnossapito	15000.0	€/MW
Yhteensä	80051.4	€/MW
Laitosteho	35.0	MW
Vuositasolla	2801800.2	€/a
Kuukausitasolla	233483.4	€/kk

#### 7.4.2 Muuttuvat kustannukset

Laitoksen muuttuvat kustannukset koostuvat pääosin polttoainekustannuksista. Muut muuttuvat kustannukset ovat Kuvan 10 perusteella noin 20 prosenttia polttoainekustannuksista. Polttoainekustannuksissa huomioidaan turpeesta maksettava päästöoikeuden hinta sekä metsähakkeelle myönnettävä sähköntuotannon tuki. Tukea ei makseta omakäyttösähkölle. Käytetyn polttoaineen koostumus toukokuussa on esitetty Kuvassa 32.



Kuva 32. Pieksämäen voimalaitoksen polttoainekäyttö toukokuussa.



Laitoksen toukokuun muuttuvat kustannukset ovat yhteensä noin 275000 euroa. Laskenta on esitetty Taulukossa 5.

Taulukko 5. Muuttuvien kustannusten laskenta.

<b>Polttoainekustannukset</b>		
Polttoaineteho	17.2	MW
Kattila ajossa	740.8	h
Polttoaineteho	12733.2	MW h
Jyrsinturpeen hinta	10.5	€/MW h
Jyrsinturpeen osuus	0.83	
Palaturpeen hinta	12.5	€/MW h
Palaturpeen osuus	0.02	
Metsähakkeen hinta	18	€/MW h
Metsähakkeen osuus	0.16	
Kustannus	149139.9	€
<b>Sähköntuotannon tuki</b>		
Metsähake	6.9	€/MW h
Tuki metsähakkeelle	2324.1	€
<b>Päästökauppa</b>		
Päästöhinta turpeelle	20	€/tCO <sub>2</sub>
Jyrsinturpeen päästökerroin	0.383	tCO <sub>2</sub> /MW h
Palaturpeen päästökerroin	0.382	tCO <sub>2</sub> /MW h
Hapettumiskerroin	0.99	
Jyrsinturpe	79748.0	€
Palaturpe	1632.6	€
<b>Muut muuttuvat kustannukset</b>		
Muut	45639.3	€
<b>Muuttuvat kustannukset</b>		
Yhteensä	273835.8	€

Jyrsin- ja palaturpeen sekä metsähakkeen hinta on esitetty Lähteessä [119]. Liitteessä 2 on esitetty puolestaan jyrsin- ja palaturpeen päästökerroin. Puuperäiset polttoaineet ovat vapautettu päästökaupasta.

### 7.4.3 Tulot kaukolämmön ja sähkön myynnistä

Kaukolämmön ja sähkön myynnistä saatavat bruttotulot voidaan laskea, kun tiedetään kaukolämpö- ja sähköteho sekä kaukolämmön ja sähkön myyntihinta. Kaukolämmön hinnaksi on arvioitu 60 €/MWh perustuen Lähteeseen [120] ja sähkön hinnaksi on saatu 43 €/MWh Lähteestä [121], joka perustuu pohjoismaisen sähköpörssin markkinahintaan toukokuussa. Kaukolämmön tuotannon bruttotulot ovat noin 460000 euroa ja sähkön tuotannon vajaat 100000 euroa.

Kannattavuutta laskettaessa on otettava lisäksi huomioon kaukolämmön ja sähköenergian häviöt. Voimalaitospäällikön mukaan kaukolämmön hävikki jakelussa on noin 8 prosentin luokkaa. Voimalan omakäyttösähköön kuluu 5 prosenttia ja siirtokuluihin 2 prosenttia tuotetusta sähköenergiasta.

#### 7.4.4 Kustannusten jako lämmölle ja sähkölle

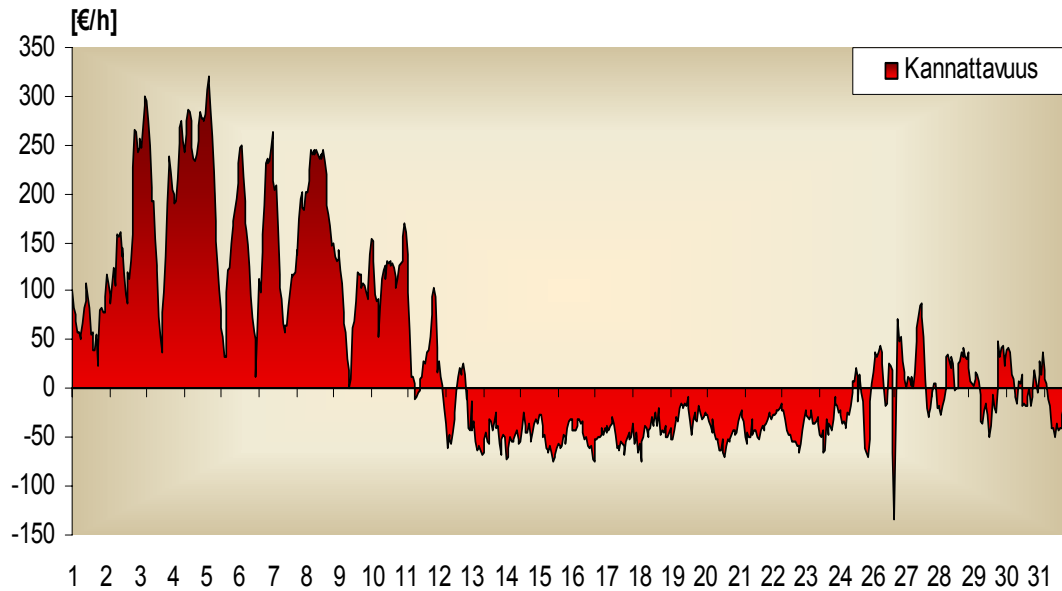
Jotta voidaan laskea kaukolämmön ja sähkön tuotannon kulut, tulee kustannukset jakaa polttoaineille. Tässä sekä kiinteät että muuttuvat ovat jaettu suhdemenetelmällä Kuvan 12 mukaisesti. Kaukolämmön kulutussuhde saadaan kattilahiötysuhteesta ja sähköntuotannon kulutussuhde laitoshiötysuhteesta. Laskennallinen kulutus normeerataan vastaamaan toteutunutta kulutusta käyttämällä korjauskerrointa. Taulukossa 6 on esitetty muuttuvien kustannusten jako lämmölle ja sähkölle. Lisäksi taulukossa on esitetty, miten muuttuvat kustannukset lämmölle ja sähkölle riippuvat polttoaineen hinnasta.

Taulukko 6. Muuttuvien kustannusten jako lämmölle ja sähkölle.

Kattilahiötysuhde	0.91	
Laitoshiötysuhde	0.76	
KL kulutussuhde	1.10	
Sähkö kulutussuhde	1.31	
KL teho [MW]	10.31	
Sähköteho [MW]	3.06	
Laskennallinen polttoaineenkulutus [MW]	15.35	
Toteutunut/laskennallinen, korjauskerroin	1.11	
KL kulutussuhde	1.22	
Sähkö kulutussuhde	1.45	
Laskennallinen kulutus [MW]	17.02	
<b>Polttoaineen hinta [€/MWh]</b>	<b>Lämpö [€]</b>	<b>Sähkö [€]</b>
12.0	113121.2	40089.3
15.0	141401.5	50111.7
18.0	169681.8	60134.0
21.0	197962.1	70156.3
24.0	226242.4	80178.7
27.0	254522.7	90201.0
30.0	282803.0	100223.3

### 7.4.5 Kannattavuus eri ajanhetkillä

Laitoksen kannattavuus eri ajanhetkillä voidaan laskea yhtälöllä 13. Alla olevassa Kuvassa 33 on havainnollistettu voimalaitoksen kannattavuutta toukokuulta.

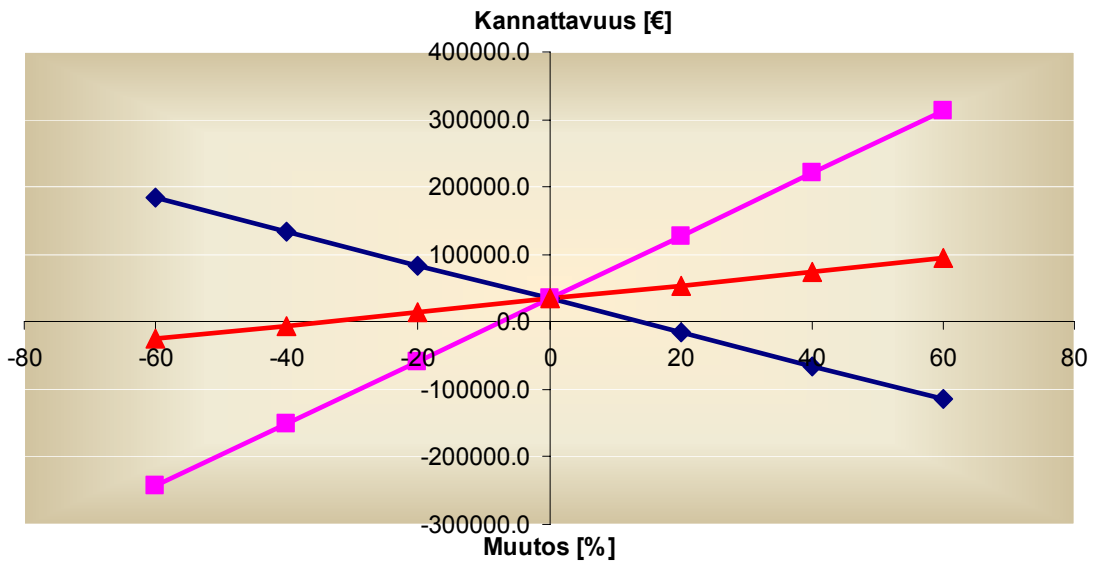


Kuva 33. Laitoksen kannattavuus toukokuussa eri ajanhetkillä. X-akselilla olevat arvot kuvaavat ajanjaksoa 1.5-31.5.2010.

Ajanhetkellä 12.5 - 23.5.2010 lämmön ja sähkön tuotannon teho oli matalalla tasolla, mikä nähdään kannattavuusdiagrammissa. Lisäksi Kuvasta 33 voidaan nähdä, kun generaattori putosi verkosta 26.5.2010.

### 7.4.6 Herkkyysanalyysi

Laitoksen kannattavuudelle suoritettiin herkkyysanalyysi tarkastelemalla polttoaineen, kaukolämmön ja sähkön hinnan muutosten vaikutusta kokonaiskannattavuuteen. Herkkyysanalyysi on esitetty Kuvassa 34.



Kuva 34. Kannattavuuden herkkyysanalyysi.

Analyysissa muutettiin kutakin arvoa kerrallaan ja pidettiin muut arvot vakiona. Kuvasta 34 huomataan, että kannattavuus on herkintä kaukolämmön hinnalle. Tämä johtuu siitä, että sähkön hinta oli toukokuussa alhaisella tasolla. Kannattavuus eri tilanteissa on esitetty tarkemmin Liitteessä 5.

Menetelmää käytettäessä tulee muistaa, että se ei tuo suoraan parametrien välisiä riippuvuuksia esiin. Menetelmä ei myöskään huomioi sitä, että mikäli sähkön markkinahinta putoaa paljon, tulee kannattavammaksi ajaa lämpölaitosta ja jättää kannattamaton sähkö tuottamatta.

## 7.5 Öljykattilat

Öljykattiloita käytetään pääasiassa voimalaitoksilla kysyntähuippujen kattamiseksi. Osa ajosta on perusteltua mutta usein öljykattilaa käytetään siitä huolimatta, että vastaava määrä höyryä olisi voitu tuottaa muilla kuin öljykattiloilla. Suurempien polttoainekustannusten lisäksi ajosta aiheutuu sähkön tuotannon menetystä, sillä öljykattilalla tuotettu höyry ajetaan turbiinin ohitse.

Pieksämäellä öljykattiloista käytetään lähinnä pienempää 12 MW tulitorvituliputki kuumavesikattilaa. Käyttöpäällikön mukaan sen käytölle ei teoriassa voi kohdistaa tarpeettomia kustannuksia, sillä kattilan ajo suoritetaan kaukolämpöveden menolämpötilan ja virtauksen mukaan. Mikäli kaukolämpöveden virtaus on alhainen, voi kattilan menolämpötila pudota muutaman asteen asetusarvosta (85 °C) ennen kuin öljykattila käynnistyy. Toisaalta mikäli virtaus on suuri, esimerkiksi yli 500 kg/s, voi menolämpötila nousta yli asetusarvon ennen kuin öljykattila käynnistetään.

Kerätystä datasta voidaan kuitenkin mielestäni havaita, että useissa ajotilanteissa öljykattilaa käytetään tarpeettomasti. Öljykattila käynnistetään tyypillisesti oikea-aikaisesti, kun pääkattilan käytettävyyttä heikkenee. Ongelmana kuitenkin usein on, että vaikka pääkattilan käytettävyyshäiriö saadaan korjattua, niin öljykattila jätetään päälle. Tämä voidaan havaita Liitteestä 6, jossa on esitettyä 12 MW öljykattilan teho, pääkattilan kaukolämpöveden menolämpötila, kaukolämpöteho sekä tuorehöyryn paine ajanhetkenä 21.10-22.10.2010 kello 21:20-1:55. Pääkattilan kaukolämpöveden menolämpötilan mittaus on ennen kuin verkkoa priimataan muilla kattiloilla.

Liitteen 6 perusteella pääkattilan käytettävyysongelmat alkavat kello 23:15, jolloin tuorehöyryn paine putoaa. Käytettävyyshäiriö saadaan kuntoon puolen yön jälkeen (tuorehöyryn paine normaalilla tasolla), mutta öljyn polttoa jatketaan vielä kaksi tuntia, vaikka pääkattilan kaukolämpöteho on ainoastaan 20 MW. Maksimalinen kaukolämpöteho pääkattilalle on 26 MW. Öljykattila voitaisiin kyseises-

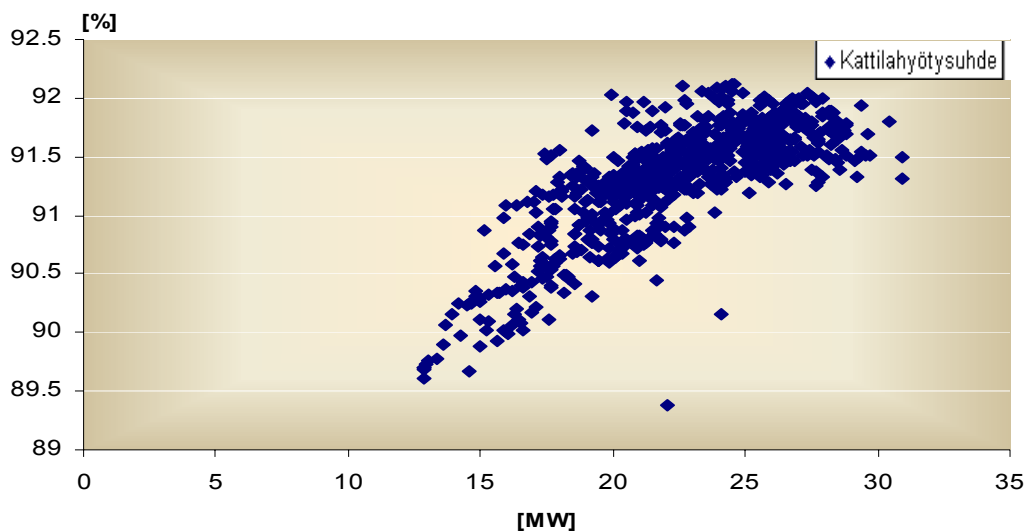
sä esimerkissä ajaa jo aiemmin alas, jolloin tarpeettomalta öljyn käytöltä vältyttäisiin ja säästettäisiin polttoainekustannuksissa.

Tarkkoja kustannuksia öljyn käytölle ei voi laskea, sillä käytetylle öljyn määrälle ei ole olemassa öljyn määrämittausta. Putken sisäpuolinen mittari likaantuu hyvin voimakkaasti, kun käytetään raskasta polttoöljyä, eikä siten anna luotettavia arvoja. Lipsasen mukaan laitoksella on harkittu putken sisäpuolisen mittarin korvaamista ultraäänimittauksella putken ulkopuolelta.

## 7.6 Kattila- ja laitoshyötysuhde

### 7.6.1 Kattilahyötysuhteen optimi

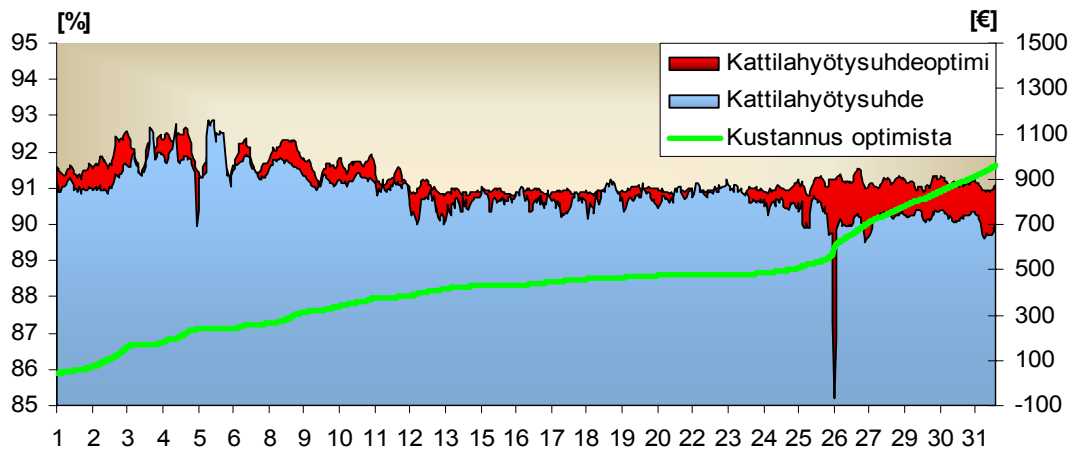
Pieksämäellä on käytössä pääkattilan 2 osalta jatkuvatoiminen standardiin SFS EN 12952-15 perustuva hyötysuhdelaskenta. Tässä kattilahyötysuhteelle määritetään optimiarvo eri ajotilanteissa. Optimiarvo määritetään kattilatehoon perustuen, sillä kattilatehon ja kattilahyötysuhteen välillä voidaan havaita voimakas korrelaatio. Tämä on esitetty Kuvassa 35.



Kuva 35. Kattilahyötysuhde kattilatehon funktiona.

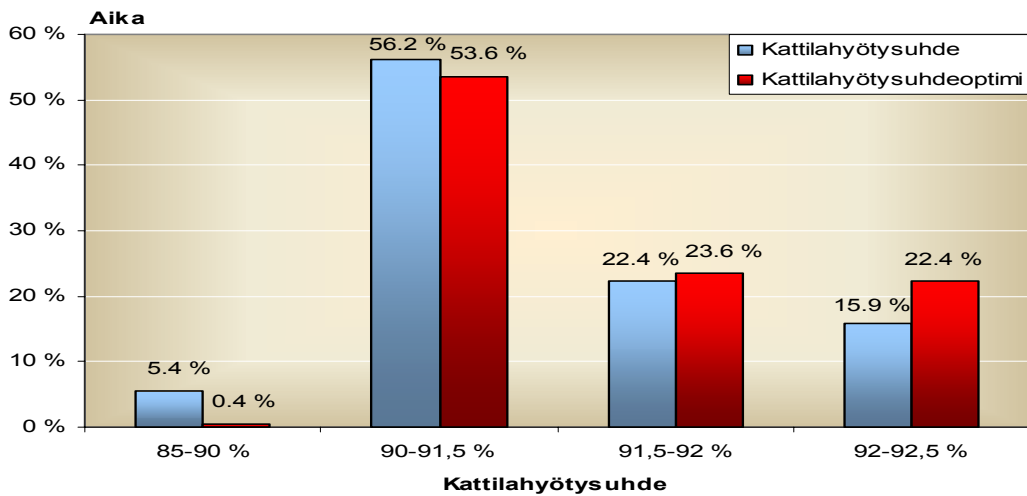
Optimitilanne haetaan tekemällä sopiva sovite eri kattilan tehoalueilla. Sovitteet on esitetty Liitteessä 7.

Kustannukset, kun poiketaan optimista, voidaan laskea polttoainetehon avulla. Polttoaineelle käytetään hintaa 18 €/MWh. Kumulatiivisiksi kustannuksiksi toukokuun osalta saadaan 1000 euroa, mikä on esitetty Kuvassa 36.



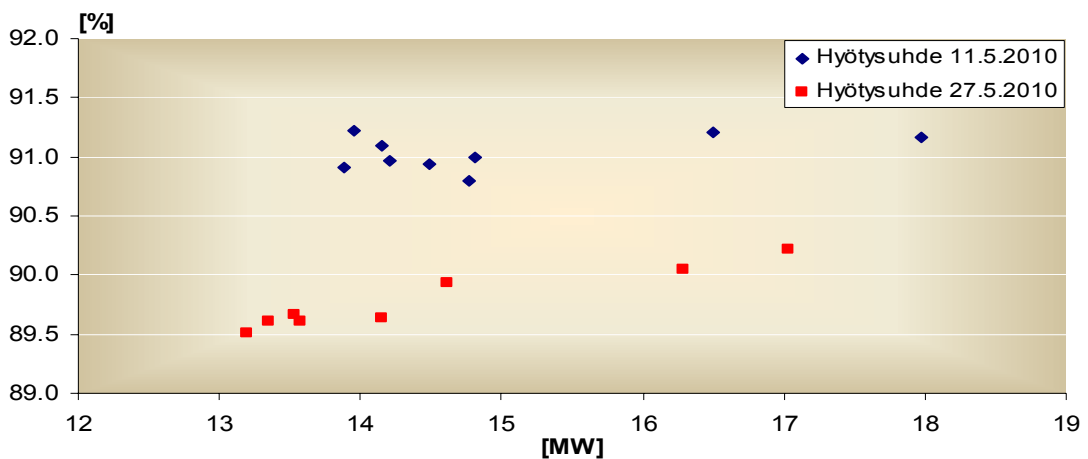
Kuva 36. Kattilahyötysuhde, kattilahyötysuhteen optimiarvo sekä kumulatiivinen kustannuskäyrä.

Kuvasta 36 havaitaan kattilahyötysuhteen hetkellinen putoaminen nuohouksen aikana 5.5.2010 sekä generaattorin putoaminen verkosta 26.5.2010. Kuvassa 37 on vielä vertailtu, kuinka suuren osan ajasta kattilahyötysuhde ja sen optimiarvo on ollut tietyllä hyötysuhdealueella toukokuun osalta.



Kuva 37. Kattilahiötysuhteen ja kattilahiötysuhdeoptimin pysyvyyskäyrä.

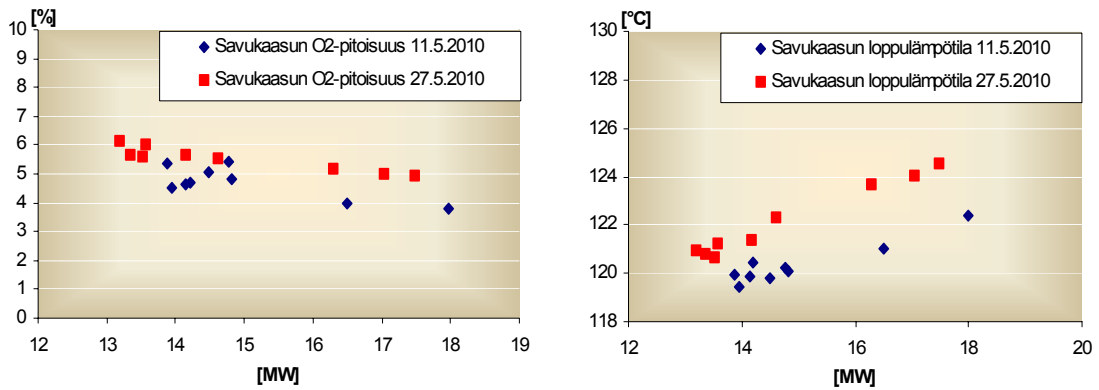
Koska jatkuvatoimista polttoaineen kosteusmittausta ei ole käytössä, ei kosteuden vaikutuksia hyötysuhteeseen voida tarkasti analysoida. Jokaisesta erästä on saatavissa kuitenkin keskimääräinen kosteus jälkikäteen. Esimerkiksi ajanhetkinä 11.5.2010 ja 27.5.2010 polttoainekuorman keskimääräiset kosteudet olivat 47,5 % ja 44,9 % mutta ajanhetkien kattilahiötysuhteet poikkesivat selvästi toisistaan. Kattilatehot olivat kummallakin ajanhetkellä lähes identtiset, mikä voidaan havaita Kuvasta 38.



Kuva 38. Kattilahiötysuhde kattilatehon funktiona 11.5.2010 ja 27.5.2010.



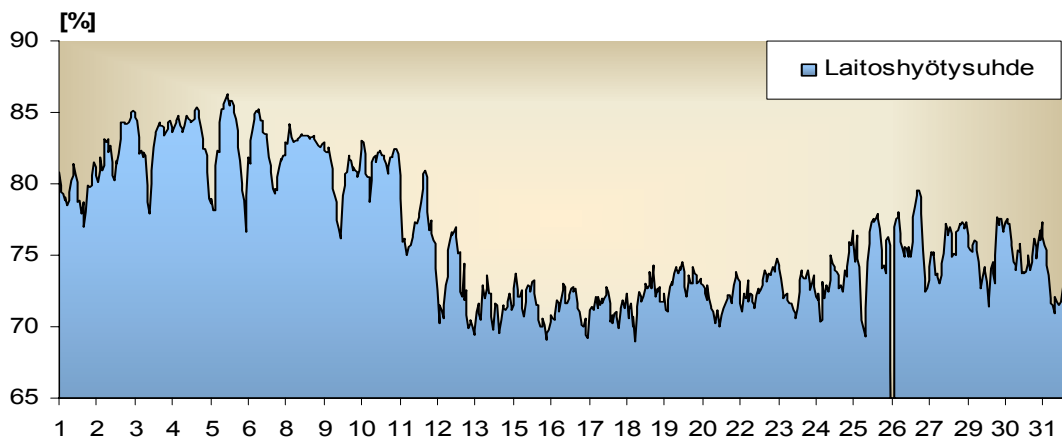
Toukokuun datan perusteella voidaan osoittaa, että korkeampi kattilahiötysuhde 11.5.2010 johtui alemmasta savukaasun loppulämpötilasta sekä alemmasta savukaasun happipitoisuudesta, mikä nähdään Kuvassa 39.



Kuva 39. Savukaasun loppulämpötila ja happipitoisuus kattilatehon funktiona 11.5.2010 ja 27.5.2010.

### 7.6.2 Laitoshyötysuhde

Pieksämäen laitoksen toukokuun laitoshyötysuhde on esitetty Kuvassa 40.



Kuva 40. Laitoshyötysuhde toukokuussa.

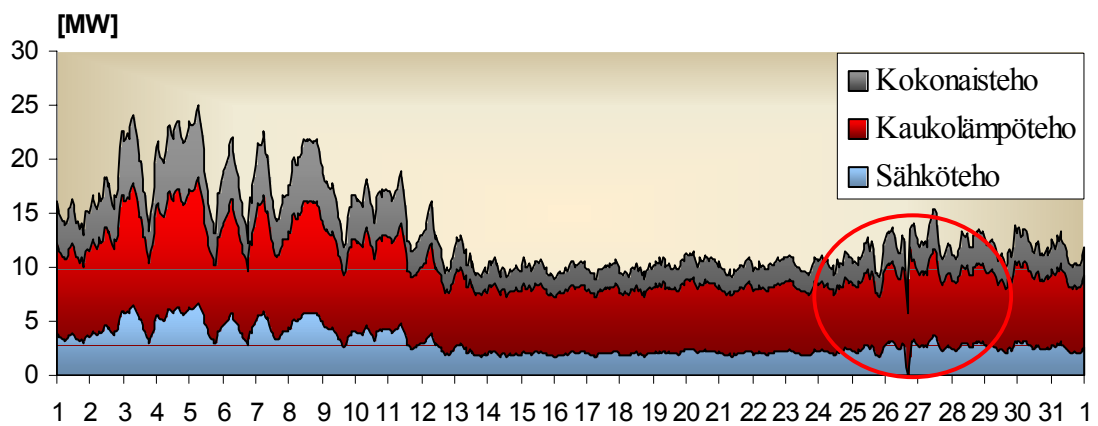
Laitoshyötysuhteelle ei voida samalla tavoin laskea optimiarvoa eri ajotilanteissa kuten kattilahiötysuhteelle, sillä korrelaatio kattilatehon kanssa on heikko. Koko

laitoksen hyötysuhteen optimointi edellyttäisi useiden eri prosessimuuttujien vaikutusten tutkimista. Tämä vaatisi, että prosessista rakennettaisiin simulointimalli, joka jäljittelisi todellisia ajotilanteita.

## 7.7 Käytettävyys

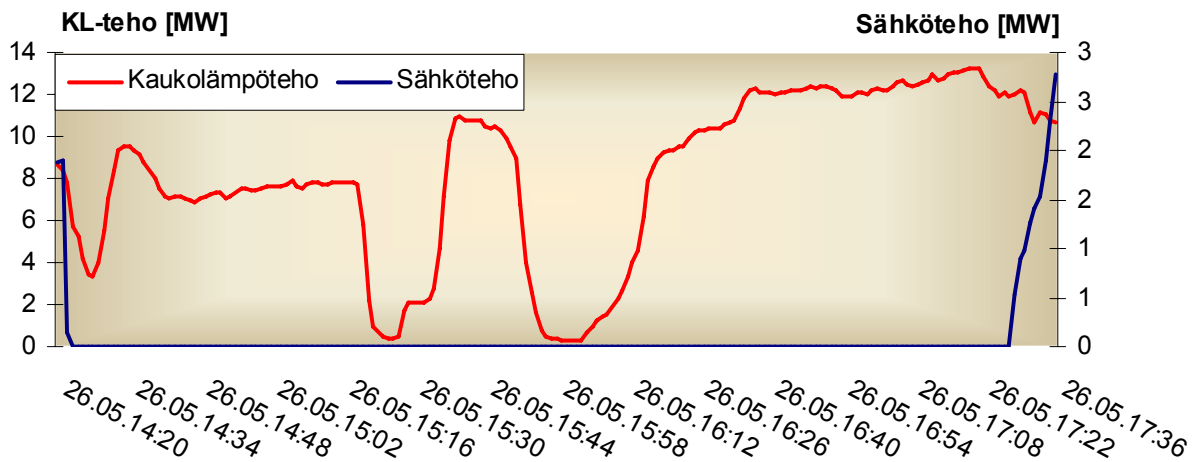
### 7.7.1 Kustannus epäkäytettävyydestä

Kuvassa 41 on esitetty Pieksämäen pääkattilan tuottama kokonais-, kaukolämpö- ja sähköteho toukokuussa.



Kuva 41. Toukokuun kokonais-, kaukolämpö- ja sähköteho eri ajanhetkillä.

Kuvasta 41 voidaan havaita toukokuun lopulla esiintynyt häiriö 35 MW kattilan kaukolämmön ja sähkön tuotannossa. Tämä voidaan havaita vielä selkeämmin Kuvasta 42.



Kuva 42. Kaukolämmön ja sähkötehon poikkeama 26.5.2010.

Kuvasta 42 havaitaan, että sähkön tuotanto oli alhaalla noin kolme tuntia generaattoriin liittyvän häiriön vuoksi, mikä vaikutti myös kaukolämpötehoon.

Laitokselta kerätyn minuuttidatan perusteella voidaan laskea laitoksen epäkäytettävyydestä aiheutuneet kustannukset. Koska pääkattilan tuotanto korvattiin 26.5.2010 öljykattilan käytöllä, aiheutuu epäkäytettävyyksikustannuksia sähkön tuotannon menetyksen lisäksi siitä, kun käytettiin kalliimpaa polttoainetta kaukolämmön tuotantoon.

Kustannus epäkäytettävyydestä voidaan laskea, kun arvioidaan kattilassa poltetun öljyn hinta. Raskaan polttoöljyn hinta oli öljy- ja kaasualan keskusliiton mukaan toukokuussa ilman päästökauppaa 587,8 €/t [122]. Päästökustannukset huomioituna öljyn hinta on noin 55,7 €/MWh<sub>pa</sub>, kun tehollinen lämpöarvo on Liitteen 2 mukaan yksikkömuunnoksen jälkeen 11,78 MWh/t. Vastaavan energiamäärän tuottaminen pääkattilalla olisi kustantanut noin 18 €/MWh<sub>pa</sub>.

Kustannus epäkäytettävyydestä voidaan laskea yhtälön 39 avulla:

$$F_c = t(C_p \cdot L_p + C_{\Delta h} \cdot P_o) \quad (39)$$

missä  $t$  on epäkäytettävyyden kesto  
 $C_p$  on sähkön hinta  
 $L_p$  on sähkön tuotannon menetys  
 $C_{\Delta h}$  on polttoaineen hintaero  
 $P_o$  on 12 MW öljykattilan teho

Oletetaan, että sähkön tuotanto olisi ollut normaalissa ajotilanteessa 3 MW. Kuten aiemmin, sähkön hinnaksi arvioidaan 43 €/MWh. Kustannukset epäkäytettävyydestä ovat edellä esitetyllä yhtälöllä laskettuna hieman yli 560 euroa.

### 7.7.2 Energiavikakerroin

Energiavikakerroin voidaan laskea yhtälöllä 27. Tehdään edellä esitetty oletus sähkön tuotannosta normaalissa ajotilanteessa. Lasketaan lisäksi kaukolämmön tuotannon menetys pääkattilan osalta häiriötilanteessa, kun kaukolämmön tuotannon normaalitasoksi oletetaan 10 MW. Energiavikakertoimeksi toukokuulta saadaan siten kattilalle 2 0,18 %. Energiavikakertoimen lisäksi sähkön ja lämmön tuotannon menetys on esitetty Taulukossa 7.

Taulukko 7. Energiavikakertoimen laskenta.

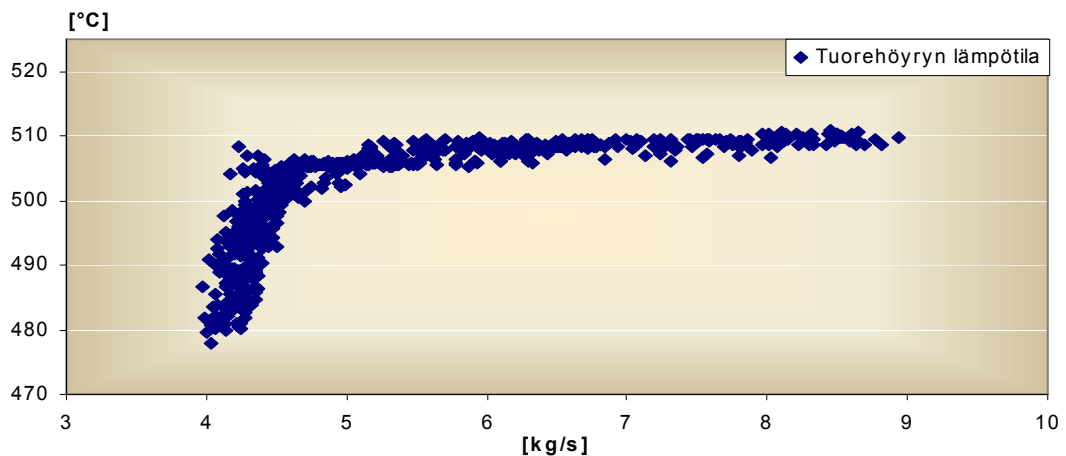
Kaukolämmön tuotannon menetys toukokuussa	8.25	MWh
Sähkön tuotannon menetys toukokuussa	9.46	MWh
Yhteensä	17.71	MWh
Todellinen tuotettu energia toukokuussa Ed	10029.80	MWh
kfE	0.18	%

## 7.8 Ajoarvopoikkeamien vaikutus energiantuotantokustannuksiin

### 7.8.1 Tuorehöyryn lämpötila

Laitoksella tuorehöyryn tavoitearvona on 510 °C. Pääkattilalta virtaavaa höyryä tulistetaan tulistimilla 1 ja 2, joiden jälkeen tuorehöyry virtaa turbiiniin tai reduktion eli turbiinin ohituksen kautta kaukolämmön vaihtimeen. Reduktion käyttö riippuu pitkälti sähkön markkinahinnasta.

Tulistimien jälkeisen tuorehöyryn lämpötila riippuu voimakkaasti tuorehöyryn virtauksesta, mikä nähdään Kuvassa 43.



Kuva 43. Tuorehöyryn lämpötila tuorehöyryn virtauksen funktiona.

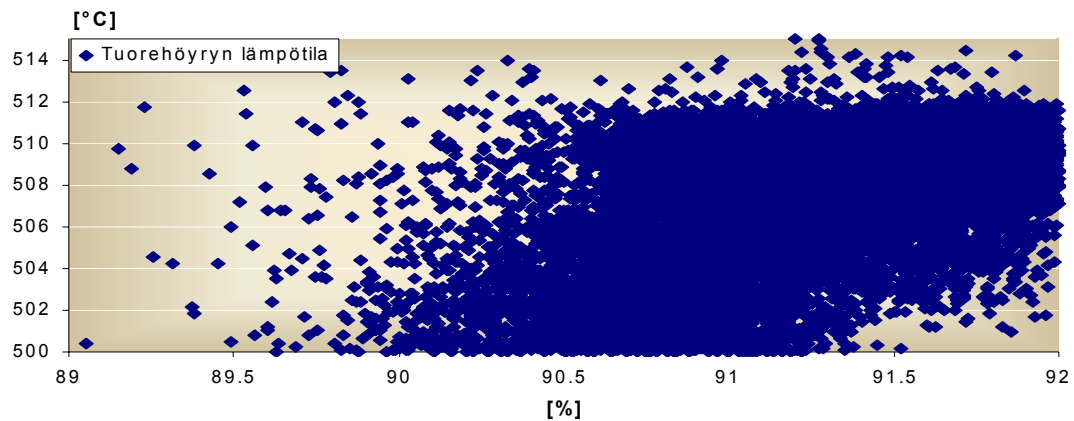
Kuvasta 43 huomataan, että yli 5 kg/s virtauksilla tuorehöyryn lämpötila on korkeimmillaan noin 510 °C ja alle 5 kg/s virtauksilla lämpötila noudattaa toisen asteen yhtälöä:

$$y = -39.374x^2 + 381.82x - 420.18 \quad (40)$$

missä  $y$  on tuorehöyryn lämpötila

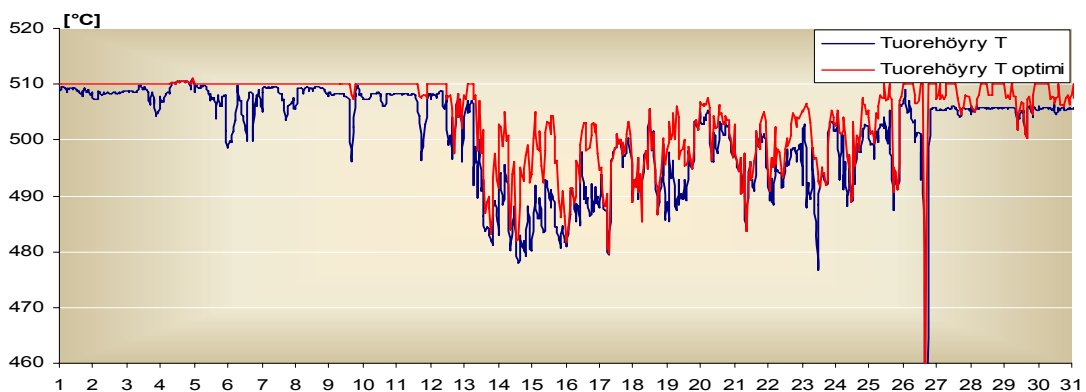
$x$  on tuorehöyryn virtaus

Olemassa olevan hyötysuhdelaskennan avulla voidaan laskea tuorehöyryn lämpötilan muutoksen vaikutus kattilahiötysuhteeseen. Laskennasta saadaan, että yhden asteen muutos tuorehöyryn lämpötilassa ylöspäin vaikuttaa kattilahiötysuhdetta parantavasti noin 0,01 prosenttia. Tässä oletetaan, että muut suureet pysyvät vakiona. Vaikutus kattilahiötysuhteeseen voidaan havaita yleisellä tasolla laitokselta kerätyn minuuttidatan avulla, mikä on esitetty Kuvassa 44.



Kuva 44. Tuorehöyryn lämpötilan vaikutus kattilahiötysuhteeseen.

Tuorehöyryn lämpötilalle voidaan laskea eri tuorehöyryn virtauksilla optimiarvo perustuen siihen, että yli 5 kg/s virtauksilla lämpötilan tulisi olla noin 510 °C ja alle 5 kg/s virtauksilla lämpötilan tulisi noudattaa edellä esitettyä yhtälöä 40. Täten saadaan seuraavanlainen Kuva 45.



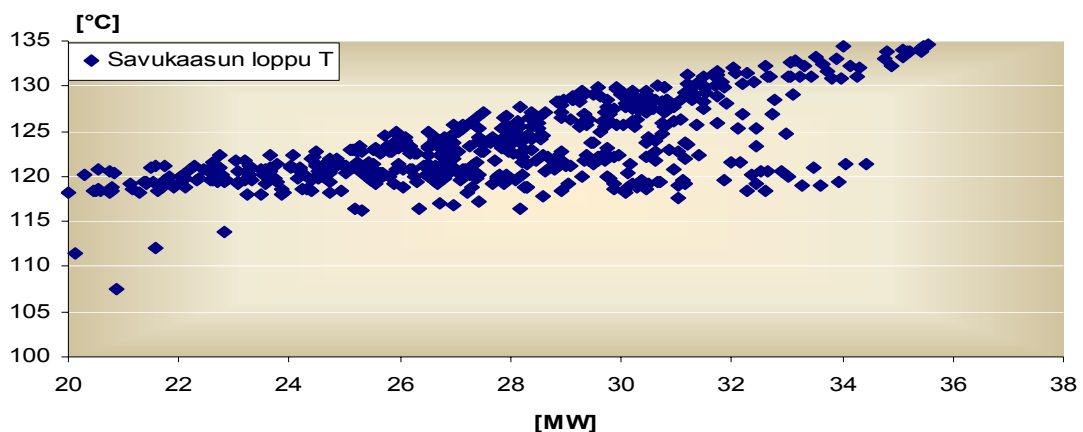
Kuva 45. Tuorehöyryn mitattu lämpötila ja optimiarvo eri ajotilanteissa.

Laitoksen automaatiojärjestelmään on asetettu, mikä tuorehöyryn paineen tulisi olla kussakin tuorehöyryn lämpötilassa. Käyttöhenkilökunta voi säätää pähöyryn painetta syötetyn polttoainemäärän avulla. Polttoainemäärään voidaan puolestaan vaikuttaa säätämällä syöttösiilojen (turve ja hake) pohjassa sijaitsevien purkausruuvien nopeutta. Tuorehöyryn lämpötilassa 510 °C tulisi tuorehöyryn paineen olla 60 bar(g) ja esimerkiksi lämpötilassa 200 °C 14,6 bar(g).

### 7.8.2 Savukaasun loppulämpötila

Käyttöpäällikön mukaan savukaasun loppulämpötilaan voidaan Pieksämäen laitoksella vaikuttaa nuohouksella sekä turbiinin väliotolla. Nuohous puhdistaa lämpöpintoja ja parantaa lämmönsiirtimien toimintaa, jolloin savukaasusta saadaan siirrettyä lämpöenergia tehokkaammin tuorehöyryyn. Turbiinin väliotolla voidaan puolestaan vaikuttaa syöttövesisäiliön paineeseen. Mitä korkeampi syöttövesisäiliön paine on, sitä korkeammaksi nousevat savukaasun loppulämpötilat. Turbiinin välioton venttiiliä kuristamalla voidaan syöttövesisäiliön painetta pudottaa, jolloin savukaasun loppulämpötila alenee. Toisaalta säätöventtiilin liiallinen kuristaminen nostaa painetta ennen säätöventtiiliä, mikä voi aiheuttaa turbiinin kulumista.

Savukaasun loppulämpötila riippuu pitkälti pääkattilan kattilatehosta, mikä on havainnollistettu Kuvassa 46.



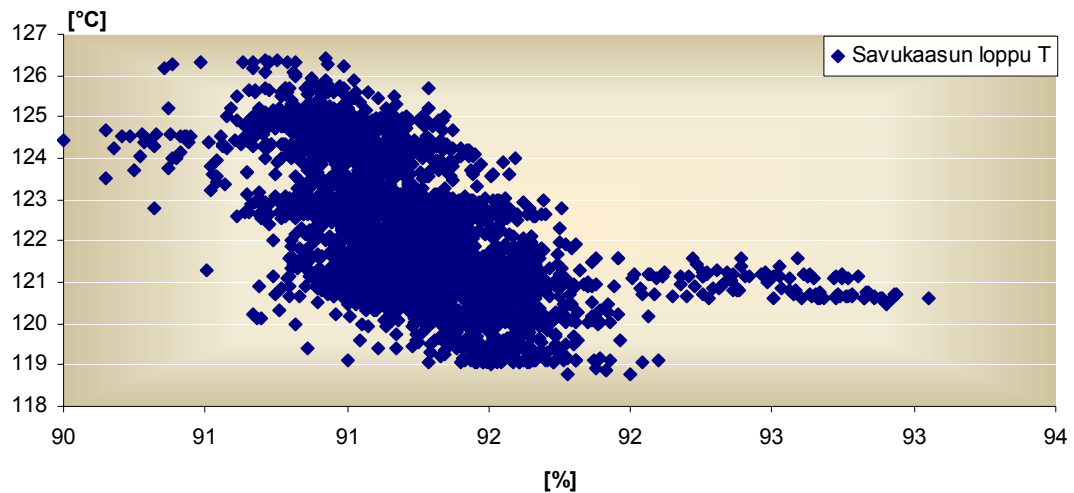
Kuva 46. Savukaasun loppulämpötila kattilatehon funktiona.

Kuvasta 46 huomataan, että alle 23 MW kattilateholla savukaasun loppulämpötila on alimmillaan noin 118 °C ja yli 23 MW tehoilla savukaasun loppulämpötila noudattaa eksponentiaaliyhtälöä:

$$y = 93,928 * e^{0,0101x} \quad (41)$$

missä  $y$  on savukaasun loppulämpötila  
 $x$  on pääkattilan kattilateho

Olemassa olevan hyötysuhdelaskennan avulla voidaan laskea savukaasun loppulämpötilan muutoksen vaikutus kattilahuötysuhteeseen, vastaavasti kuten tuorehöyryn lämpötilan. Laskennasta saadaan, että yhden asteen muutos loppulämpötilassa alaspäin parantaa kattilahuötysuhdetta noin 0,04 prosenttia. Vaikutus kattilahuötysuhteeseen voidaan havaita yleisellä tasolla laitokselta kerätyn minuuttidatan avulla, mikä on esitetty Kuvassa 47.

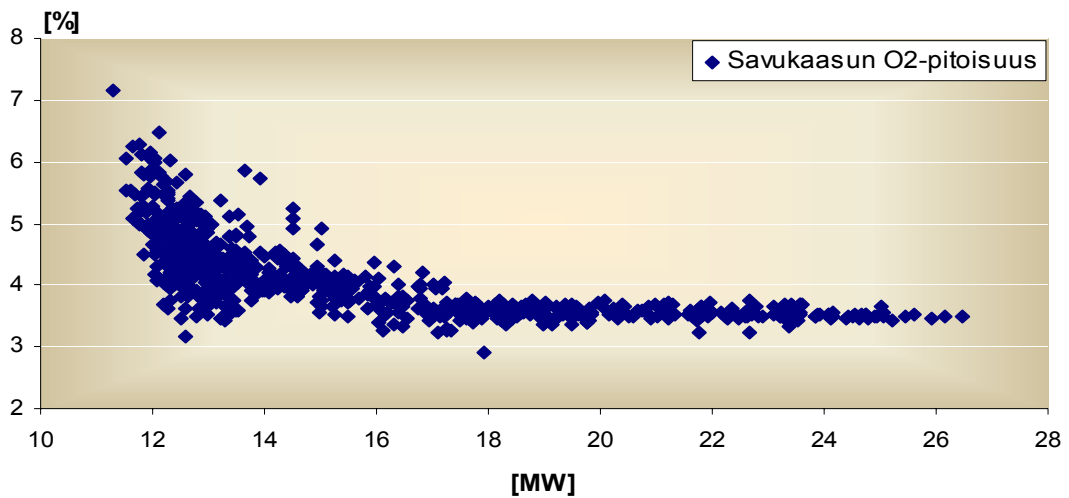


Kuva 47. Savukaasun loppulämpötilan vaikutus kattilahuötysuhteeseen.



### 7.8.3 Savukaasun happipitoisuus

Savukaasun happisäätäjä pyrkii korjaamaan pienet heilahtelut palamistuloksessa johtuen polttoaineen laadun ja syötön vaihteluista. Happsäätäjän asetusarvoa on mahdollisuus liu'uttaa Pieksämäen laitoksella käsin, mutta käyttöpäällikön mukaan se pyritään pitämään suuremmilla pääkattilan tehotasoilla vakioarvossa 3,5 %. Pienillä kattilakuormilla savukaasun happipitoisuus kasvaa. Savukaasun happipitoisuus kattilatehon funktiona toukokuun datasta on esitetty Kuvassa 48.



Kuva 48. Savukaasun happipitoisuus kattilatehon funktiona.

Savukaasun happipitoisuuden vaikutuksia kattilahiötysuhteeseen ei voida tarkastella datan eikä olemassa olevan hiötysuhdelaskennan perusteella. Tämä johtuu siitä, että kattilahiötysuhde paranee kattilatehon kasvaessa, mutta savukaasun happipitoisuus pyritään pitämään vakiona tehosta riippumatta. Tällöin, kun savukaasun happipitoisuus on 3,5 %, niin hiötysuhde paranee käytännössä aina, kun kattilateho kasvaa.

### 7.8.4 Polttoaineen kosteus

Pieksämäen laitoksella ei ole olemassa polttoaineen kosteusmittausta. Polttoaineen kosteus määritetään purettavasta polttoainekuormasta, josta otetaan näyte analysointia varten. Toimittaja analysoi näytteen ja analyysin tulos saadaan myö-

hemmin vasta, kun polttoaine on jo ehditty käyttää. Laitos maksaa polttoaineesta suoritettua analyysin perusteella.

Koska polttoaineen kuljettimella ei ole kosteusmittaria, operaattorit pyrkivät ajamaan turvetta ja haketta oikeassa suhteessa valvomosta käsin. Mikäli turve näyttää liian märältä, on sen lämpöarvo huonompi, minkä seurauksena kuivempaa haketta pyritään ajamaan enemmän, jotta välttyttäisiin kattilatehon laskulta ja öljykattilan käynnistymiseltä. Toisaalta, mikäli turve näyttää liian kuivalta (pölisevää valvomon kuvissa), haketta pyritään polttamaan myös tällöin enemmän, jotta pölyvä turve ei lähtisi leijumaan kattilassa ja sitä kautta nostaisi petin lämpötiloja liiaksi kattilan yläosissa.

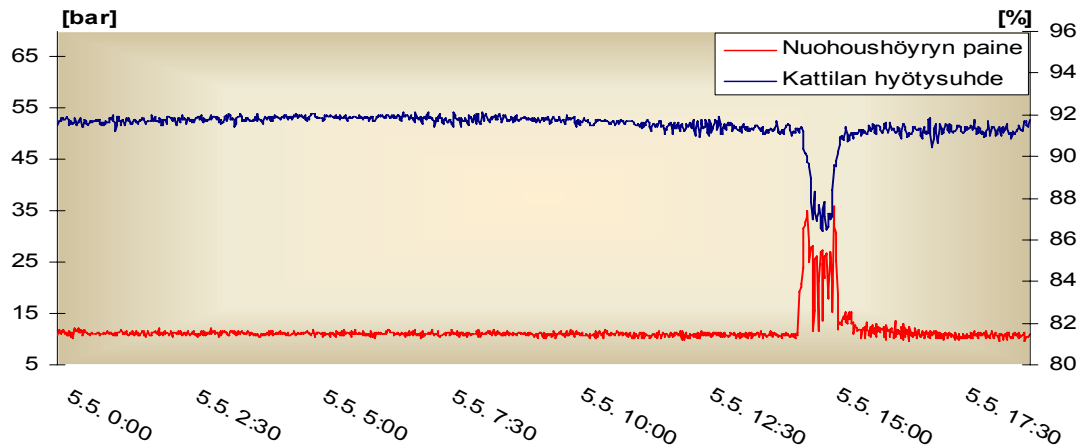
## **7.9 Likaantuminen**

### **7.9.1 Nuohous**

Pääkattilan eko-osassa on kolme haravanuohointa, jotka puhaltavat suutinputkien kautta korkeapaineista höyryä lämpöpinnoille. Nuohoushöyry otetaan eko-osaan ennen 2-tulistinta ja sen paine pudotetaan sopivaksi säätöventtiilin avulla. Tarkkaa nuohoushöyryn määrää ei tiedetä, sillä nuohoushöyryn virtausmittaus puuttuu. Nuohoussekvenssi käynnistetään normaalisti automaatiojärjestelmästä, minkä jälkeen nuohoimet tekevät nuohousliikkeensä yksi kerrallaan alkaen savukaasujen virtaussuunnassa ensimmäisenä olevasta. Pääkattilan nuohous tapahtuu satunnaisesti, sillä kattilan likaantumista ei pidetä Pieksämäellä erityisenä ongelmana, mikäli turpeen osuus poltettavasta polttoaineesta on riittävän suuri.

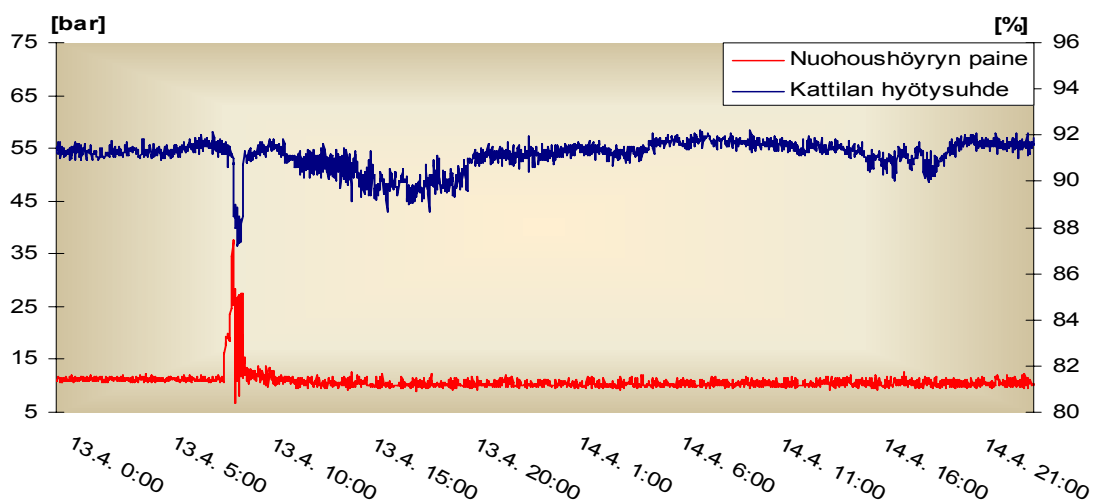
Tulistimet nuohotaan puolestaan ääninuohoimien avulla, jotka tuottavat paineilman avulla ääniaallon, joka saa likapartikkelit irtoamaan lämpöpinnoista. Ääninuohoimet toimivat jatkuvatoimisesti eikä käyttöhenkilökunta pysty vaikuttamaan käytännössä niiden toimintaan.

Toukokuussa ekon nuohous suoritettiin ainoastaan kerran, jolloin nuohoushöyryn paine nousi noin 10 barista 30 bariin ja pääkattilan hyötysuhde putosi nuohouksen ajaksi. Tämä voidaan havaita Kuvasta 49.



Kuva 49. Nuohouksen vaikutus kattilahiötysuhteeseen toukokuussa.

Kuvasta 49 havaitaan, että kattilahiötysuhde putoaa nuohouksen ajaksi ja palautuu sen jälkeen nuhousta edeltäviin arvoihin. Nuohouksella ei ole siis tässä tilanteessa parantavaa vaikutusta kattilahiötysuhteeseen siitä huolimatta, että edellisen kerran nuohous suoritettiin huhtikuun puolivälissä kolme viikkoa aiemmin. Sama havainto voidaan tehdä huhtikuun datasta, mikä on esitetty Kuvassa 50.



Kuva 50. Nuohouksen vaikutus kattilahiötysuhteeseen huhtikuussa.

Huhtikuussa kattilahyötysuhde putoaa hieman nuohouksen jälkeen, mikä johtuu kattilatehon laskusta.

Nuohouksen hyötyjä tarkasteltaessa täytyy kuitenkin ottaa huomioon käytetty polttoainejakauma, joka esitettiin toukokuun osalta Kuvassa 32. Koska turvetta käytettiin lähes 85 prosenttia kokonaispolttoainemäärästä, ei kattila likaantunut. Kattilan ohjearvona on, että puuta tulisi polttaa enimmillään 30-35 prosenttia turpeen kanssa. Voimalaitospäällikön mukaan aiemmin laitoksella on kokeiltu polttaa hetkellisesti turvetta ja puuta yhtä paljon, jolloin kattilan havaittiin likaantuvan voimakkaasti. Etenkin metsähaketta poltettaessa turpeen osuuden tulisi olla suuri, koska palamisprosessin rikkipitoisuus alenee käytettäessä haketta. Tämän seurauksena alkalimetallit muodostavat alkaliklorideja, mikä aiheuttaa merkittävän kuumakorroosioriskin.

Nuohouksen kustannukset aiheutuvat periaatteessa turbiinin sähkötehon laskusta sekä kaukolämmön menetyksestä, sillä nuohouksen jälkeen höyry ajetaan suoraan piippuun. Kaukolämmön ja sähkön tuotanto voidaan kuitenkin pitää vakaana nuohouksen aikana ajamalla kattilaan enemmän polttoainetta. Kustannukset voidaan siten laskea suoraan polttoainekustannusten kautta.

Vaikka nuohoushöyrylle ei ole olemassa virtausmittausta, voidaan sen määrä arvioida tarkastelemalla syöttöveden ja tuorehöyryn virtausta. Toukokuussa nuohoushetkellä tuorehöyryn virtaus poikkeaa syöttöveden virtauksesta keskimäärin 1,1 kg/s, joka voidaan olettaa nuohoushöyryn virtaukseksi, sillä kattilan ulospuhallus on hyvin vähäistä. Datasta voidaan laskea, että keskimäärin yhden höyrykilon tuottamiseen käytetään polttoainetta 3,2 MWh. Kun toukokuussa kertanuohouksen kesto on 40 minuuttia ja polttoaineen hinnaksi arvioidaan jälleen 18 €/MWh, aiheutuu nuohouksesta kustannuksia hieman yli 40 euroa.

## 7.9.2 Turbiini

Voimalaitospäällikkö Hannu Lipsasen mukaan laitoksen höyryturbiinin nimellinen kapasiteetti on 11,8 kg/s höyryä, mutta suurilla kattilakuormilla höyryä ajetaan turbiinin lävitse ajoittain yli 13 kg/s. Paras hyötysuhde turbiinille saavutetaan, kun turbiinin poistohöyryn lämpötila on noin 88 °C. Poistohöyryn lämpötilassa on kuitenkin ajoittain piikkejä, etenkin lämmöntarpeen aamuhuippujen aikana.

Turbiinin kuntoa voidaan seurata turbiinin isentrooppisella hyötysuhteella. Kuten aiemmin todettiin, turbiinin välioton säätöventtiilin liiallinen kuristaminen nostaa painetta ennen säätöventtiiliä, mikä voi aiheuttaa Pieksämäellä turbiinin kulumista. Turbiinin isentrooppinen hyötysuhde voidaan laskea yhtälöllä 6. H<sub>s</sub>-piirroksista saadaan tuorehöyryn entalpia tuorehöyryn lämpötilan ja paineen avulla. Turbiinin jälkeen laitoksella on lämpötilan ja paineen mittaukset, joista saadaan periaatteessa poistohöyryn entalpia. Tällöin h<sub>s</sub>-piirroksista voidaan lukea höyryn entalpia isentrooppisessa paisunnassa.

Turbiinin poistohöyryn entalpian laskennassa tulee kuitenkin tietää poistohöyryn kosteuspitoisuus. Vaikka poistohöyryn kosteuspitoisuus kasvaisi, pysyy poistohöyryn paine kylläisessä höyrynpaineessa. Kosteuspitoisuuden määrittämiseksi eri ajotilanteissa käytetään laitoksen suunnitteluarvoja. Suunnitteluarvojen perusteella höyrypitoisuus poistohöyryssä on noin 97,7 prosenttia, kun tuorehöyryn virtaus on suurempi kuin 7 kg/s. Kun tuorehöyryn virtaus on alle 6 kg/s, on höyry tulistunut. Puolestaan välillä 6-7 kg/s, muuttuu höyryn kosteuspitoisuus lähes lineaarisesti.

Koska turbiinin isentrooppinen hyötysuhde halutaan laskea koko kuukauden ajalta, käytetään isentrooppisen paisunnan entalpian laskemiseen yhtälöä 42 [10]:

$$h_{6'} = (1 - x_{6'})h'(p_l) + x_{6'}h''(p_l) \quad (42)$$

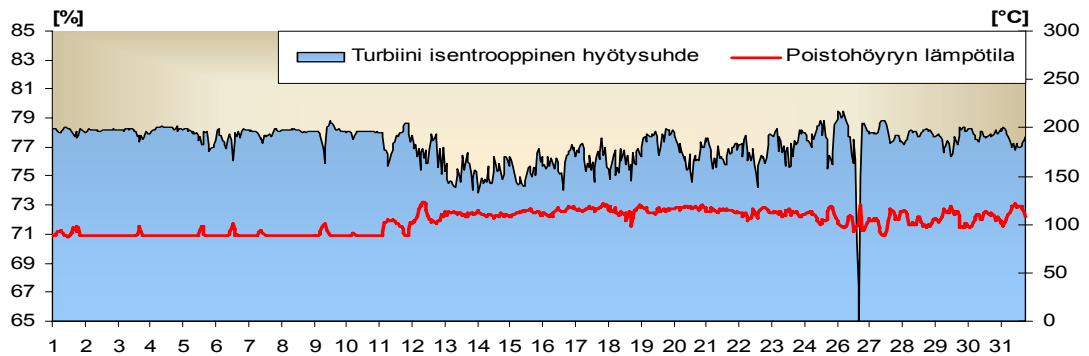
missä  $x_{6'}$  on höyrypitoisuus isentrooppisessa paisunnassa  
 $h''$  on kylläisen höyryn entalpia isentrooppisessa paisunnassa  
 $h'$  on kylläisen veden entalpia isentrooppisessa paisunnassa  
 $p_l$  on poistohöyryn kylläinen paine

Höyrypitoisuus isentrooppisessa paisunnassa on [10]: (43)

$$x_{6'} = \frac{s_5 - s'(p_l)}{s''(p_l) - s'(p_l)}$$

missä  $s_5$  on tuorehöyryn entropia  
 $s''$  on kylläisen höyryn entropia lauhduttimen paineessa  
 $s'$  on kylläisen veden entropia lauhduttimen paineessa

Microsoft Excelin ”steam data”- apuohjelman avulla voidaan laskea entropiat lauhduttimen paineessa kullakin ajanhetkellä. Turbiinin isentrooppiseksi hyötysuhteeksi saadaan yhtälöllä 6 toukokuulta 77 %. Tämä on esitetty Kuvassa 51.



Kuva 51. Turbiinin isentrooppinen hyötysuhde toukokuussa.

Kuvasta 51 huomataan, että poistohöyryn lämpötila on noussut alhaisilla pääkattilan tehotasoilla 12.5.2010 alkaen. Poistohöyry on ollut tällöin pääosin voimakkaasti tulistunutta, sillä poistohöyryn paine on pysynyt 0,6 bar(a) paineessa. Myös häiriöt generaattorissa näkyvät Kuvassa 51.

### **7.9.3 Tulistimet 1 ja 2**

Pieksämäen laitoksella on kaksi tulistinta, joiden likaantumista voidaan seurata höyryn lämpötilojen ja paineiden muutoksilla. Tulistetun höyryn lämpötilaa mitataan tulistimien kummaltakin puolelta. Primääritulistimen jälkeen on ruiskutus, joka laskee höyryn lämpötilaa ennen sekundääritulistinta. Höyryn lämpötilaa mitataan ennen ja jälkeen ruiskutuksen. Toisaalta painehäviön mahdollinen kasvaminen tulistimissa kertoo myös niiden likaantumisesta. Tulistimien höyrylle aiheuttama painehäviö on höyryn loppupaineen ja höyrylieriön paineen erotus. Koska tulistimia nuohotaan jatkuvasti ääninuohointen avulla, ei tulistimien likaantumista tutkita tässä tarkemmin.

### **7.9.4 EKO**

Syöttöveden esilämmitystä seurataan ekon lämpötilaerojen ja paine-erojen avulla. Syöttövesi kulkee syöttövesisäiliöstä syöttövesiventtiin kautta, jonka paine-eroa mitataan. Säätöventtiililtä vesi kulkee ekolle, joka lämmittää syöttövettä kuumien savukaasujen avulla. Ennen ja jälkeen ekon on olemassa sekä syöttöveden että savukaasun lämpötilamittaukset. Ekon jälkeen savukaasut kulkevat sähkösuotimelle, jonka jälkeen mitataan savukaasun loppulämpötila.

Myös ekossa tapahtuu painehäviö. Painemittauspositiot ovat syöttövesiputkistossa ennen ja jälkeen syöttövesiventtiin. Ekon jälkeen paine mitataan höyrylieriöstä.

Käyttöpäällikkö Janne Tepposen mukaan oikea-aikaista nuohousajanhetkeä voisi mahdollisesta tarkastella ekon tehon avulla. Ekon teho voidaan laskea, kun tiedetään syöttöveden massavirta sekä syöttöveden entalpia ennen ja jälkeen ekon. Ekon teho kasvaa datan perusteella kattilatehon funktiona. Toisaalta mikäli katti-

lateho pysyy vakiona, pienenee ekon teho kattilahyötysuhteen noustessa. Kullakin ajanhetkellä tulee siis pyrkiä löytämään niin sanottu sallittu arvo ekon teholle kattilatehon ja kattilahyötysuhteen funktiona. Mikäli ekon teho on pitkään sallitun arvon yläpuolella, on se mahdollisesti signaali ekon likaantumisesta.

Koska ekon teholle tulee löytää riippuvuus sekä kattilatehosta että kattilahyötysuhteesta, käytetään hyödyksi regressioanalyysia. Pääkattilan hyötysuhdelaskenta on ollut laitoksella toukokuusta lähtien, joten regressioanalyysissa hyödynnetään touko-, loka- ja marraskuun dataa. Kesällä laitos ei ollut lainkaan ajossa. Datan perusteella ekon teholle saadaan riippuvuus:

$$y = 0,2282x_1 - 0,3546x_2 + 31,2213 \quad (44)$$

missä  $x_1$  on kattilateho

$x_2$  on kattilahyötysuhde

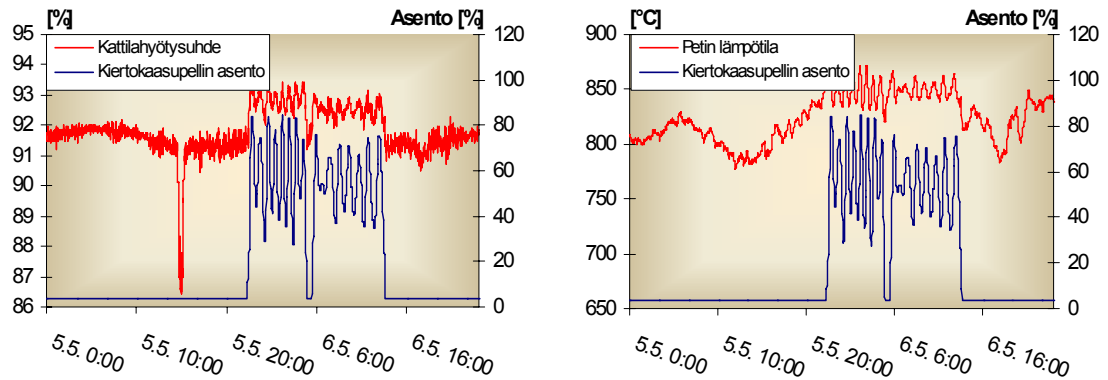
Korrelaatiokerroin on noin 0,95, joten korrelaatio on voimakas. Ongelmana on, että eko ei ole vielä millään ajanhetkellä ollut likainen välillä 1.5-31.11.2010, mikä johtuu käytetystä polttoaineesta. Kaavan toimivuutta tulee testata jatkossa.

## 7.10 Kiertokaasu

Mikäli leijukerroksen lämpötila nousee liian korkeaksi, voidaan sitä hillitä lisäämällä leijutusilman osuutta tai kierrättämällä osa savukaasuista kiertokaasuna takaisin tulipesään. Kiertokaasu otetaan savukaasukanavasta sähkösuotimen ja savukaasupuhaltimen jälkeen. Se sekoittuu primääri-ilman virtauksen kanssa, ja sekoittunut virtaus ajetaan leijutusilmapuhaltimen kautta kattilaan. Savukaasun kierrätys nostaa kattilaan syötettävän ilman lämpötilaa.



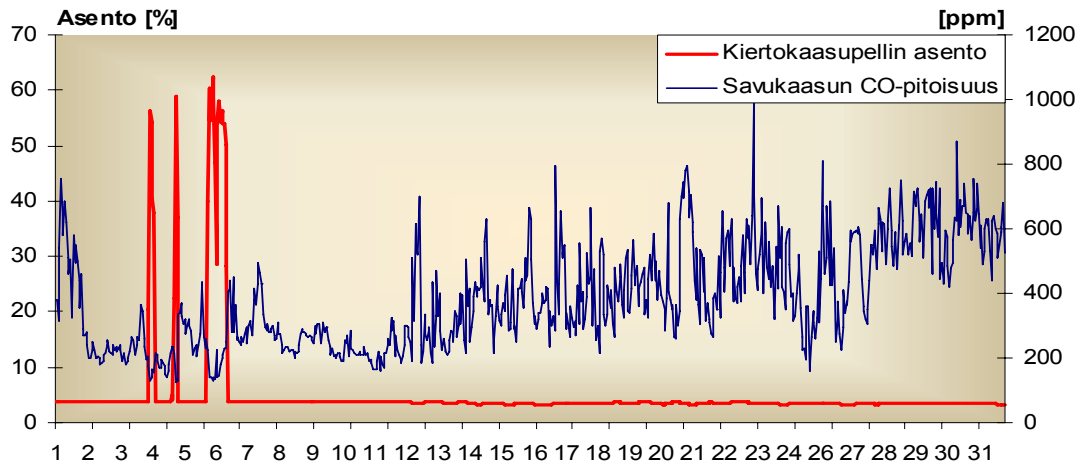
Pieksämäen laitoksella kiertokaasupelti aukeaa automaattisesti, kun petin lämpötila ylittää 850 °C. Kuvasta 52 havaitaan petin lämpötilan lasku sekä kattilan hyötysuhteen nousu kiertokaasupellin auetta toukokuussa.



Kuva 52. Kiertokaasupellin asennon vaikutus kattilahiötysuhteeseen.

Kiertokaasun käyttö vaikuttaa siis kattilan hiötysuhteeseen parantavasti ja vähentää polttoainekulutusta. Alempi petin lämpötila vähentää myös typenoksidien syntyä. Mikäli laitoksella käytettäisiin REF-polttoaineita, tulisi polttolämpötilan olla vähintään 850 °C eikä kiertokaasua voitaisi käyttää. Koska kyseisiä polttoaineita ei käytetä, voidaan kattilahiötysuhdetta parantaa jo alemmissa petin lämpötiloissa muuttamalla pellin automaattisen aukeamisen asetusarvoa.

Käyttöpäällikön mukaan kiertokaasun käytössä tulee huomioida mahdollisesti kasvava savukaasun CO-pitoisuus, kun kiertokaasupeltiä avataan. Toukokuussa pellin avaamisella ei ollut vaikutusta savukaasun häkäpitoisuuteen, mikä nähdään Kuvassa 53.



Kuva 53. Kiertokaasupellin asennon vaikutus savukaasun häkäpitoisuuteen.

Tepposen mukaan savukaasun häkäpitoisuuden raja-arvona voisi käyttää 1500 ppm eli peltiä voidaan pitää auki alle 850 °C lämpötiloissa, mikäli raja-arvo ei ylity. Savukaasun häkämittauksen toimivuus tulee vielä varmistaa.

## 7.11 Taseanalyysi

Energia raportoinnin hyödynnettävyys edellyttää hyvää mittausjärjestelmää. Säännöllisten tasa-analyysien ja kalibrointien avulla voidaan pitää laitoksen mittauslaatu kunnossa, mikä mahdollistaa luotettavan energiaraportoinnin. Taseanalyysi perustuu aineen- ja energian säilymlakiin. Suljetussa systeemissä aineen ja energian määrä on vakio. Prosessi voidaan kuvata usealla tasepisteellä, joista jokaiselle pätee:

$$\Delta E(t) = E_{\text{sisään}}(t) - E_{\text{ulos}}(t) \quad (45)$$

missä  $E$  on energia- tai massavirta

$\Delta E(t)$  on tase-ero ajan funktiona

Tase-ero aiheutuu mittausvirheistä. Tasetäsmäytyksessä kullekin mittarille laskeaan virhe-estimaatti, joka parhaiten selittää eri tasepisteisiin syntyneen tase-eron.

Taseiden täsmäyksen mahdollisuus perustuu siihen, että prosesseista löytyy re-  
dundanttisia mittauksia. Tällä tarkoitetaan sitä, että sama aine- tai energivirtaus  
pystytään määrittämään toisistaan riippumattomia reittejä pitkin. Mittausten häiri-  
öistä ja virheistä johtuen, useampien eri reittien välille syntyy ristiriita, mikä pyri-  
tään minimoimaan tasetäsmäytyksellä. [123]

Yhtälön 45 avulla voidaan muodostaa tasepisteet koko laitokselle. Energia- ja  
massataseiden muodostamisen jälkeen ajetaan Oy Indmeas Ab:n kehittämä tase-  
täsmäytysohjelma, jonka tulokset on esitetty Taulukossa 8 ja Taulukossa 9.

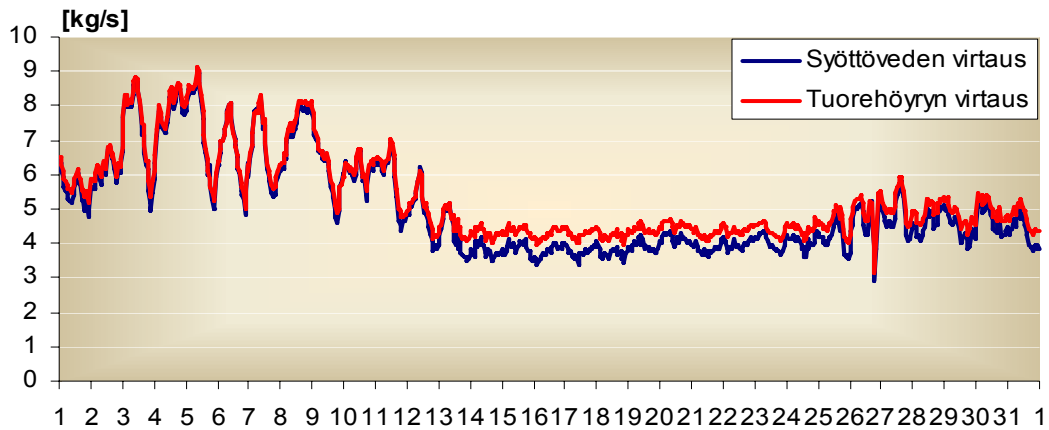
Taulukko 8. Energiataseen laskenta. Kattilateho on pääkattilan 2 teho.

<b>Virta</b>	<b>Tag</b>	<b>Keskiarvo</b>	<b>Abs. virhe</b>
<b>Polttoaine</b>	lask MW	17.17	1.35
<b>Kattilateho</b>	lask MW	15.88	1.40
<b>Primääri-ilma</b>	lask MW	-0.06	0.01
<b>Sekundääri-ilma</b>	lask MW	0.02	0.00
<b>Ulospuhallus</b>	lask MW	0.03	-0.02
<b>Savukaasu</b>	lask MW	1.05	-0.06
<b>Palamattomat</b>	lask MW	0.05	0.00
<b>Säteily- ja konv.</b>	lask MW	0.38	0.00
<b>Kuona- ja lentot.</b>	lask MW	0.02	0.00
<b>Sähköteho</b>	lask MW	3.11	-0.13
<b>KL teho</b>	lask MW	10.43	-0.43
<b>Turbiinihäviöt</b>	lask MW	0.12	-0.26
<b>Mekaaninen</b>	lask MW	0.33	0.00

Taulukko 9. Massataseen laskenta.

<b>Virta</b>	<b>Tag</b>	<b>Keskiarvo</b>	<b>Abs. virhe</b>
<b>Syöttövesi</b>	lask kg/s	5.10	-0.11
<b>Höyry</b>	lask kg/s	5.40	0.22
<b>Ulospuhallus</b>	lask kg/s	0.03	0.00

Energiataseessa havaittu polttoaine- ja kattilatehon virhe johtuu massataseesta havaitusta virheestä. Syöttöveden ja tuorehöyryn virtaukset eivät täsmää ajettaessa pääkattilaa alhaisilla tehotasoilla. Kyseistä poikkeamaa on havainnollistettu Ku-  
vassa 54.



Kuva 54. Tuorehöyryn ja syöttöveden virtaukset.

Havaitun virheen myötä syöttövesi kalibroitiin uudestaan lokakuussa. Huomattiin, että virhe oli tuorehöyryn mittauksessa, joka näytti alatasoilla liikaa.

## 7.12 Energiaraportoinnin toteutus

Pieksämäen laitokselta puuttui varsinainen energiaraportti ja energiatalouden seuranta. Valvomon näytölle vietiin jatkuvasti päivittyvä sankey-kuvaaja, joka on esitetty Liitteessä 8. Lisäksi näytölle vietiin kattilahyötysuhteen optimiarvon laskenta sekä mittari, joka ilmoittaa kuinka lähellä optimiarvoa liikutaan kullakin ajanhetkellä. Myös turbiinin isentrooppinen hyötysuhdelaskenta ohjelmoitiin automaatiojärjestelmään.

Itse energiaraportin jatkosta neuvotellaan tulevaisuudessa diplomityön jälkeen. Liitteessä 9 on hahmoteltu, miltä energiaraportti voisi ulkoisesti näyttää ja mitä asioita siinä voitaisiin käydä läpi. Kyseisessä liitteessä on esitetty esimerkkiraportti aikaväliltä 15.10.2010-15.11.2010.

## **8 RAUMAN VOIMA OY**

### **8.1 Yleiskuvaus**

Rauman Voiman biovoimalaitos tuottaa sähköä ja prosessihöyryä UPM:n Rauman paperitehtaalle sekä kaukolämpöä ja sähköä Rauman Energialle. Biovoimalaitos on Pohjolan Voiman ja Rauman energian omistama yhteisyritys.

Voimalaitos tuottaa prosessihöyryä 140 megawatin, sähköä 80 megawatin ja kaukolämpöä 50 megawatin teholla. Laitoksen pääpolttoaineita ovat kuori ja hakkuutähteet kuten oksat, latvukset ja kannot sekä kierrätyspolttoaineet, joita poltetaan kattiloissa HK5 ja HK6. Lisäpolttoaineena käytetään turvetta, hiiltä ja biolietettä. Käynnistys- ja varapolttoaineena käytetään öljyä, jota poltetaan kattilassa HK4. Lisäksi laitoksella on käytössä raskasta polttoöljyä käyttävä huippu- ja varakattila SK2, jota kuitenkin käytetään erittäin harvoin.

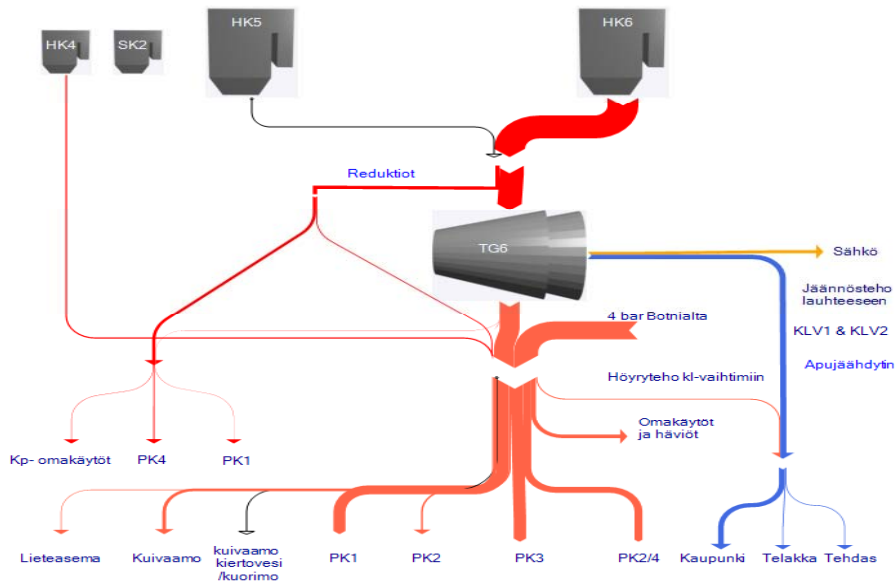
### **8.2 Energiaraportoinnin nykyiset käytännöt ja kehittystarpeet**

Tällä hetkellä Rauman Voima Oy:lla on käytössä tuotantoraportti, jossa näkyy esimerkiksi eri käyttöhyödykkeiden tuotanto- ja kulutustiedot. Varsinainen laitoksen energiatalouden seuranta puuttuu. Keskeisenä laitoksen energiatalouteen vaikuttavana tekijänä tulisi tehdä laskelma tarpeettomasta öljykattilan ajosta. Tämä edellyttää tarkastelua eri ajanhetkillä laitoksen lämmöntuotantotarpeesta ja siitä, olisiko kyseinen energiatarve voitu kattaa käyttämällä ainoastaan kiinteän polttoaineen kattiloita HK 5 ja HK 6.

Öljykattilan käytön lisäksi voimalaitospäällikkö Timo Pitkästä ja päivämestari Mika Korteniemeä kiinnostaa kattiloiden käytettävyyden seuranta, kattiloiden likaantumisen seuranta sekä seuranta höyryakkujen käytöstä. Myös laitoksen omakäyttösähköä tulisi tarkastella.

### 8.3 Tuotantoluvut

Kesäkuun tuotantoa on havainnollistettu Kuvassa 55 Sankey- kuvaajana.



Kuva 55. Sankey- diagrammi kesäkuulta. Tuotantoarvot ovat poistettu Rauman Voiman pyynnöstä. Virtoja kuvaavat nuolet ovat kuitenkin eri paksuisia suhteessa siihen, kuinka suurta energiavirtaa ne vastaavat.

Höyrykattiloilta HK5 ja HK6 tuleva höyry on tulistettua, ja se johdetaan ensisijaisesti turbiiniin TG6. Kattiloiden ja turbiinin välisestä höyrylinjasta on mahdollista johtaa höyryä myös 115/60 bar(g), 115/10 bar(g) ja 115/3 bar(g) reduktiolinjoihin. SK2 kattilalta tuleva höyry johdetaan puolestaan 60 bar(g) höyrytukkiin. Oman höyryntuotannon lisäksi voimalaitos ostaa höyryä Metsä-Rauman sellutehtaalta.

Suurimpia 3 bar(g) höyryn kuluttajia ovat paperikoneet (PK1, PK2, PK3 ja PK4), sellukuivaamo RaumaCell ja Metsä-Rauman sellutehdas sekä pienissä määrin hiertämöt (TMP1 ja TMP4). Kaukolämpöä tuotetaan paperitehtaan lisäksi kaupungille ja telakalle.

## 8.4 Öljykattilan käyttö

Öljykattilaa käytetään voimalaitospäällikön mukaan vuositasolla muutamasta sadasta tunnista tuhanteen vuodesta riippuen. Osa ajosta on perusteltua, mutta joissakin tilanteissa öljykattilalla tuotettu höyry olisi voitu tuottaa kiinteillä kuorikattiloilla HK5 ja HK6. Öljykattilassa tuotettu höyry ajetaan turbiinin TG6 ohitse. Pitkäsen ja Korteniemen mukaan öljykattiloiden tarpeetonta ajoa voidaan havainnollistaa tarkastelemalla kuorikattiloiden käytössä olevaa kapasiteettia ja käytettävyyttä eri ajanhetkillä. Kattiloiden käytettävissä oleva kapasiteetti voidaan nähdä Pitkäsen ja Korteniemen mukaan tuorehöyryjen paineiden perusteella. Mikäli tuorehöyryjen paine on selvästi alle 105 bar(g), ei kattiloiden käytettävyys ole maksimaalinen.

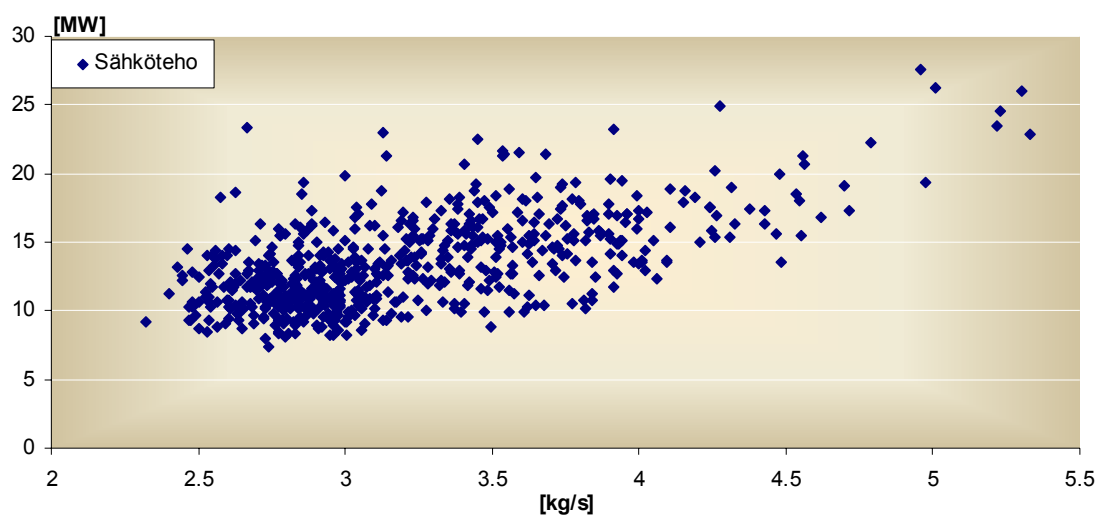
Voimalaitoksella on olemassa mittaus sekä HK5 ja HK6 kuorikattiloilla että HK4 öljykattilalla tuotetusta höyryn määrästä. Kuorikattilan HK5 kapasiteetti on 60 kg/s höyryä (525 °C, 115 bar(g)), HK6 kapasiteetti on 40 kg/s höyryä (525 °C, 115 bar(g)) ja öljykattilan HK4 33 kg/s (420 °C, 30 bar(g)). Mikäli kuorikattila toimii täydellä kapasiteetilla, aiheutuu öljykattilan ajosta tarpeettomia kustannuksia aina, kun kuorikattilan täyttä kapasiteettia ei hyödynnetä. Jos kuorikattilaa ajetaan jo täydellä teholla ja öljykattila käynnistetään, ei öljykattilan käytölle voida tällöin kohdistaa kustannuksia niin sanotusta tarpeettomasta ajosta.

Kustannus öljykattilan ajosta voidaan laskea, kun tiedetään kattilassa poltetun öljyn määrä ja hinta. Raskaan polttoöljyn hinta oli öljy- ja kaasualan keskusliiton mukaan kesäkuussa 591,2 €/t [122]. Päästökustannukset huomioituna öljyn hinta oli noin 56,0 €/MWh<sub>pa</sub>.

Kesäkuussa ajettiin kuorikattiloista ainoastaan kattilaa HK6. Vastaavan energiamäärän tuottaminen kattilalla HK6 voidaan laskea, kun tiedetään käytetyn polttoaineen hinta ja lämpöarvo. Kuoren hinnaksi arvioidaan lähteen [119] perusteella 18 €/MWh<sub>pa</sub>. Koska puupolttoaineet ovat vapautettu päästökaupasta, ei päästökustannuksia kerry raskaan polttoöljyn tapaan. Kun seisokki otetaan pois tarkastelta-

vista kustannuksista, aiheutuu öljykattilan ajosta kustannuksia kesäkuussa noin 10600 euroa ja vastaavan energiamäärän tuottaminen kattilalla HK6 olisi maksanut 3100 euroa.

Edellisen lisäksi tulee huomioida sähkötehon menetys, kun öljykattilalla tuotettu höyry ajetaan turbiinin ohitse. Kattilalla HK6 tuotetun höyryn määrä korreloi voimakkaasti generaattorilla tuotetun sähkötehon kanssa, mikä havaitaan Kuvassa 56.

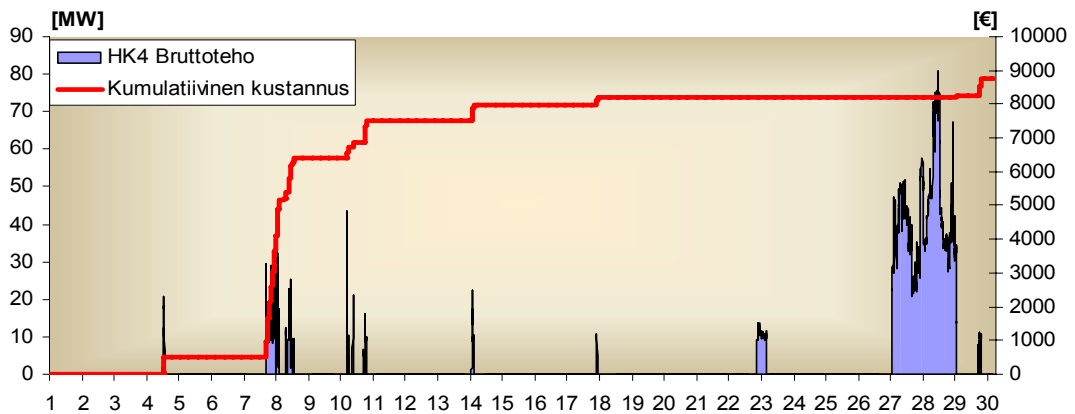


Kuva 56. Sähköteho tuorehöyryn virtauksen funktiona.

Sähkötehon menetys saadaan, kun sähkötehon ja turbiinille TG6 virtaavan tuorehöyryn suhde lasketaan eri ajanhetkillä. Kun sähkön keskimääräinen markkinahinta pohjoismaissa oli kesäkuussa 45 €/MWh [121], aiheutuu sähköntuotannon menetyksestä kustannuksia 1300 euroa.

Yhteensä öljykattilan tarpeettomasta käytöstä aiheutuu siten kustannuksia 8800 euroa. Kumulatiivinen kustannuskäyrä kesäkuun ajosta on esitetty Kuvassa 57. Seisokin aikaista öljykattilan ajoa (23.6-29.6) ei ole huomioitu kumulatiivissa kustannuksissa.





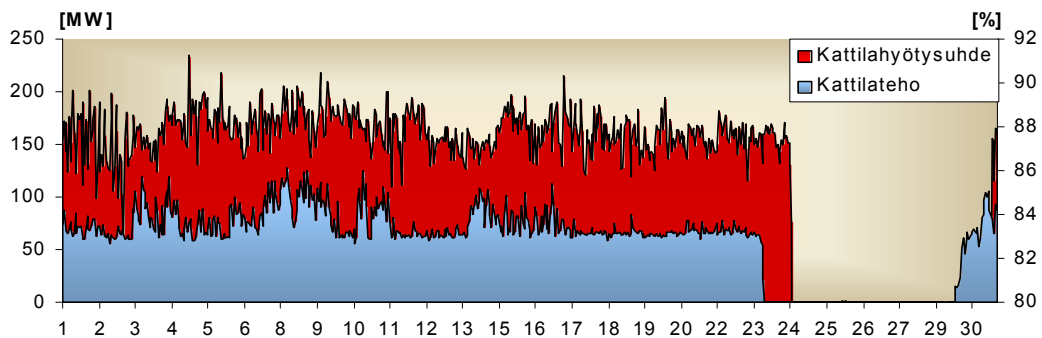
Kuva 57. Öljykattilan kustannukset tarpeettomasta ajosta kesäkuussa.

Kesäkuussa öljyä poltettiin yhteensä reilut 200 tonnia, josta tarpeettomaan ajoon kului vajaat 16 tonnia.

## 8.5 Hyötysuhteet ja rakennusaste

### 8.5.1 HK6 kattilahuötysuhde

Kiinteän polttoaineen kattilalla HK6 on olemassa Metson kattilahuötysuhdeseuranta, joka lasketaan epäsuoralla menetelmällä. Kattilahuötysuhteelle ei voida määrittää samalla tavoin optimiarvoa kuin Pieksämäen laitoksella, sillä huötysuhteen ja kattilatehon välillä ei ole juurikaan korrelaatiota. Tämä havaitaan Kuvasta 58.

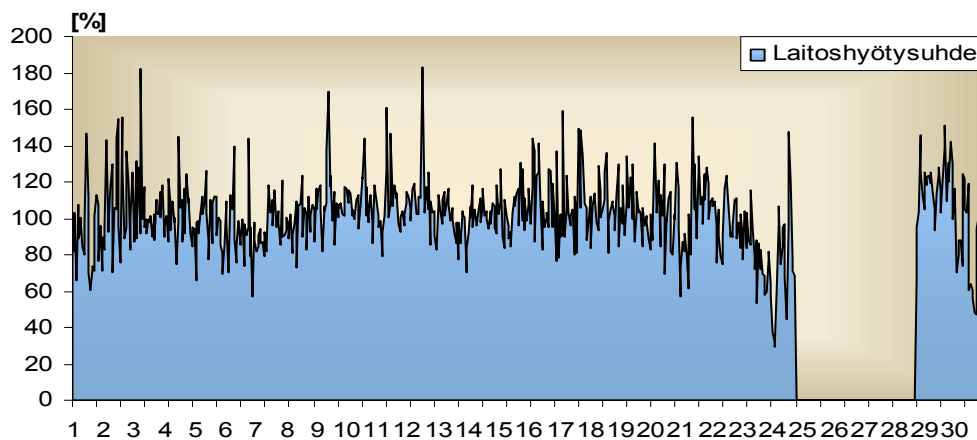


Kuva 58. HK6 Kattilahuötysuhde.

Kesäkuussa kattilan HK6 hyötysuhde oli, kun jätetään seisokki huomiotta, 87,8 prosenttia.

### 8.5.2 Kokonaishyötysuhde

Kattilan kokonaishyötysuhde voidaan laskea yhtälöllä 1, kun tuotetun höyryn, kaukolämmön ja sähkön määrä tunnetaan. Laitoksen kuluttamalle kokonaispolttolaitteelle on olemassa laskenta. Laitoksen kokonaishyötysuhteen seuranta kesäkuulta on esitetty Kuvassa 59.

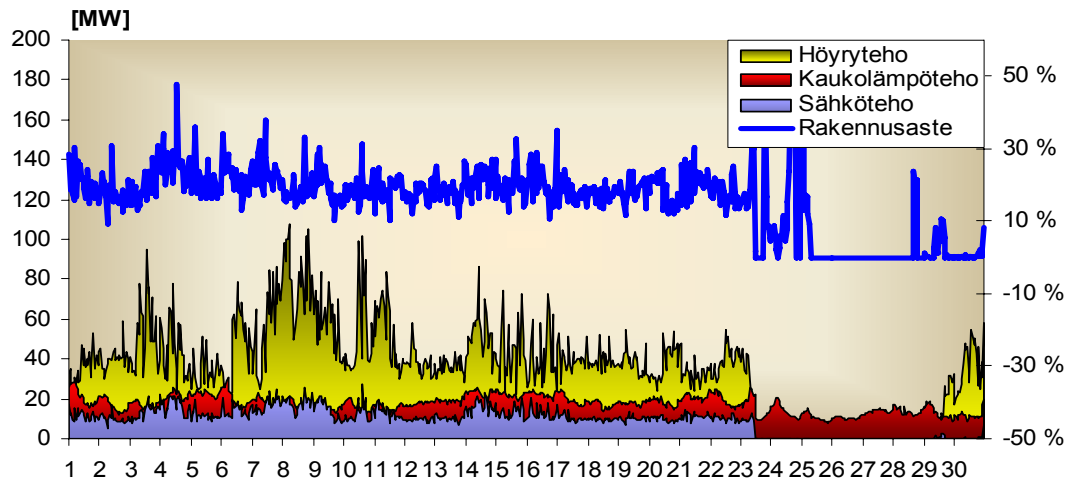


Kuva 59. Laitoshyötysuhde kesäkuulta.

Kuten Kuvasta 59 huomataan, laitoksen kokonaishyötysuhde on ajoittain yli 100 %. Ongelma on voimalaitospäällikön mukaan polttoainetehon laskennassa. Polttoaineteho lasketaan polttoaineen massavirran ja lämpöarvon tulona. Lämpöarvo näyttää oikein, mutta polttoaineen massavirta ratkaistaan epäsuoralla menetelmällä iteroiden siten, että polttoaineen massavirta ja kattilan hyötysuhde ovat tasapainossa keskenään.

### 8.5.3 Rakennusaste

Rakennusaste voidaan laskea yhtälöllä 7. Kesäkuun kaukolämpö-, höyry- ja sähköteho sekä laskettu rakennusaste on esitetty Kuvassa 60.

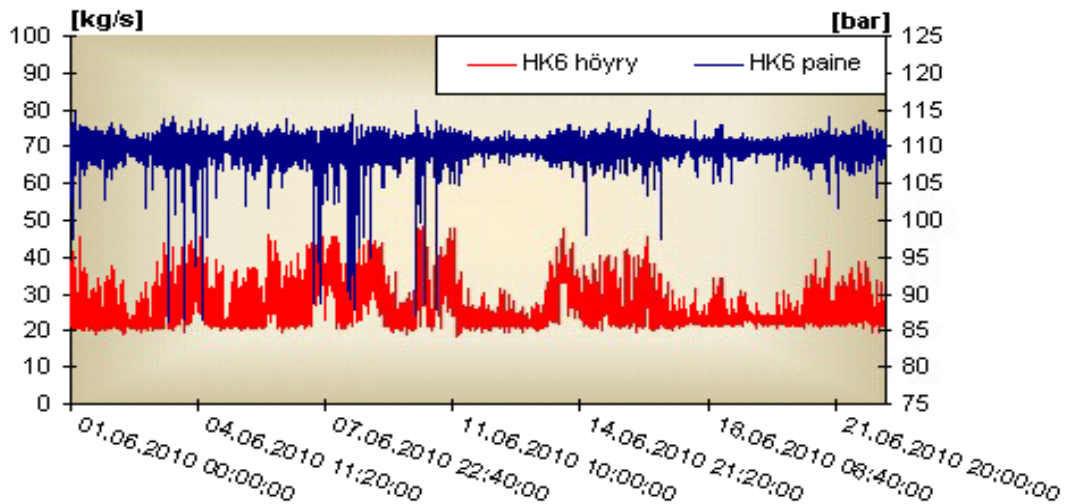


Kuva 60. Kaukolämpö-, höyry- ja sähköteho sekä rakennusaste kesäkuulta.

Seisokin aikana laitos on tuottanut ainoastaan kaukolämpöä öljykattilalla HK4. Koska sähkötehon tuotantoa ei ollut, oli rakennusaste 0 %.

## 8.6 Käytettävyys

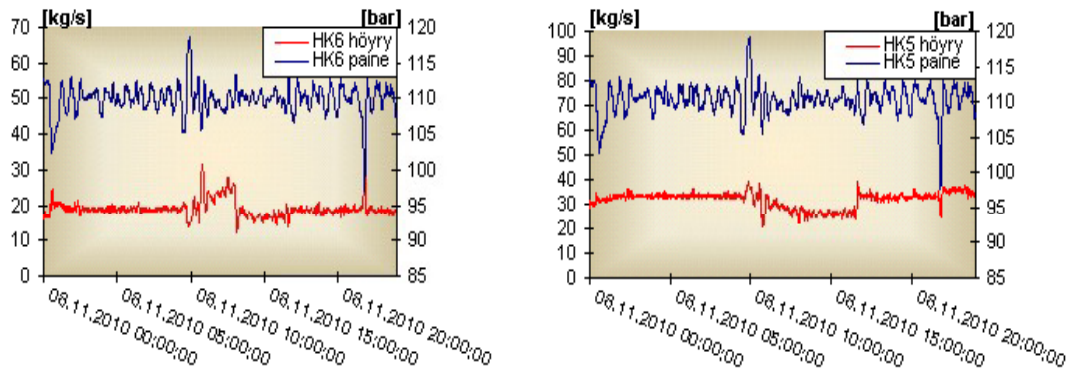
Kuten aiemmin todettiin, kuorikattiloiden HK5 ja HK6 käytettävyyttä voidaan seurata tuorehöyryn paineen perusteella. Kesäkuussa ajossa olleen HK6 kattilan käytettävyyssongelmat näkyvät Kuvassa 61.



Kuva 61. Kuorikattilan HK6 höyryn virtaus ja paine. Seisokkia ei ole esitetty kuvassa.

Kesäkuussa kattilan HK6 käytettävyys voidaan laskea, kun suhteutetaan häiriöttä ajetut tunnit ( $p > 105 \text{ bar(g)}$ ) kokonaistuntimäärään. Näin saadaan kattilan käytettävyydeksi 96,7 %.

Kun molemmat kuorikattilat ovat ajossa, tuorehöyryn paineen arvo putoaa linjassa yhteisesti, vaikka ainoastaan toisessa kattilassa olisi käytettävyyshäiriö. Kuitenkin tuorehöyryjen virtausten avulla voidaan tarkastella, kummassa kattilassa on ongelmia. Esimerkiksi 8.11.2010, kun molemmat kattilat olivat ajossa, tuorehöyryn paineen arvo putosi molemmilla kattiloilla, mutta kattilalla HK6 tuorehöyryn virtaus kasvoi ja kattilalla HK5 pieneni. Tämä voidaan havaita Kuvassa 62.



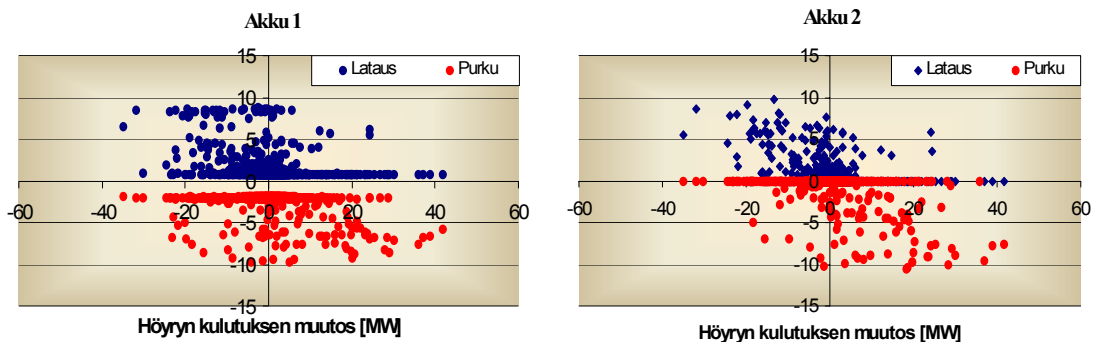
Kuva 62. Esimerkkutilanne käytettävyyshäiriöstä ajanhetkellä 8.11.2010.

Kattiloiden yhteiskäytettävyys oli kyseisenä päivänä 98,3 %. Koska kattilalla HK6 ei esiintynyt ongelmia, sillä kattilalla tuotetun höyryn virtaus kasvoi, kun tuorehöyryn paine putosi linjassa, oli sen käytettävyys 100 %. Kattilan HK5 käytettävyys oli puolestaan yhtä suuri kuin yhteiskäytettävyys eli 98,3 %.

## 8.7 Höyryakut 1 ja 2

Rauman Voimalla käytetään kahta höyryakkuja kattilakuorman tasaamiseen. Akut lataavat höyryn turbiinin TG6 väliotosta 10 bar(g) paineisena ja purkavat sitä tarvittaessa 3 bar(g) höyrytukkiin. Koska akkujen ulostulopaine on alhaisempi kuin turbiinin välioton paine, menetetään akkuja käytettäessä osa sähkön tuotannosta.

Höyryakkujen toiminnan hyvyyttä voidaan seurata tarkastelemalla akkujen latausten ja purkausten oikea-aikaisuutta suhteessa höyryn kulutuksen muutoksiin. Mikäli höyryn tarve kasvaa, tulisi akkujen purkaa, jotta kattilakuorma pysyisi ennallaan. Vastaavasti, mikäli höyryn tarve alenee, tulisi akkujen ladata turbiinin väliotosta. Höyryakkujen lataus- ja purkausenergia voidaan laskea, kun tiedetään lataus- ja purkaushöyryn määrä ja entalpia. Kuvassa 63 on esitetty kesäkuun ajalta akkujen toimintaa.



Kuva 63. Höyryakkujen lataus ja purku.

Kuvasta 63 havaitaan, että lataus suoritetaan pääsääntöisesti, kun höyryn kulutus vähenee. Purkauksen osalta tilanteita on huomattavasti enemmän, jolloin höyryn tarve on pienentynyt mutta siitä huolimatta akut purkavat. Lisäksi tulee huomioida muutokset kattilakuormassa, sillä vaikka lataus suoritetaan kuvan perusteella pääasiassa oikea-aikaisesti, ei se välttämättä tasaa kuormaa. Tämä pätee esimerkiksi tilanteessa, jossa höyryn tarve on vähentynyt viisi megawattia mutta akku lataa 15 megawattia.

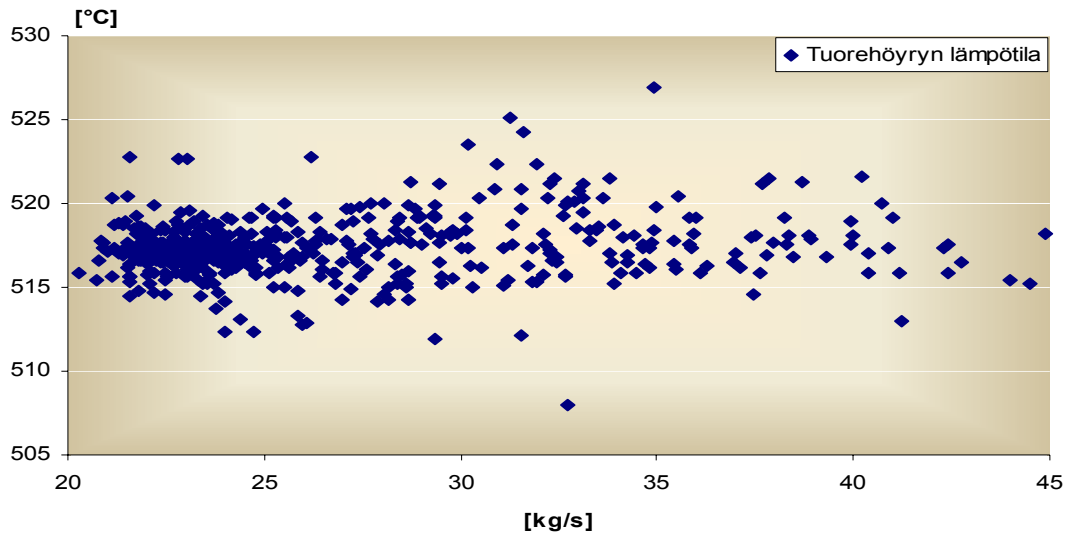
Yhtälöllä 36 voidaan laskea höyryn kulutuksen muutoksen keskihajonta ilman akkuja ja akkujen kanssa, jolloin saadaan tarkempi käsitys akkujen toiminnasta. Ilman akkuja keskihajonta on 0,052 ja akkujen kanssa 0,057 eli keskihajonta on suurempi käytettäessä akkuja. Akut eivät siten käytännössä tasanneet kattilakuormaa kesäkuussa, koska keskihajonta akkuja käytettäessä oli suurempi. Lisäksi akkuja käytettäessä menetettiin osa sähkön tuotannosta.

## 8.8 Ajoarvopoikkeamat

### 8.8.1 Tuorehöyryn lämpötila

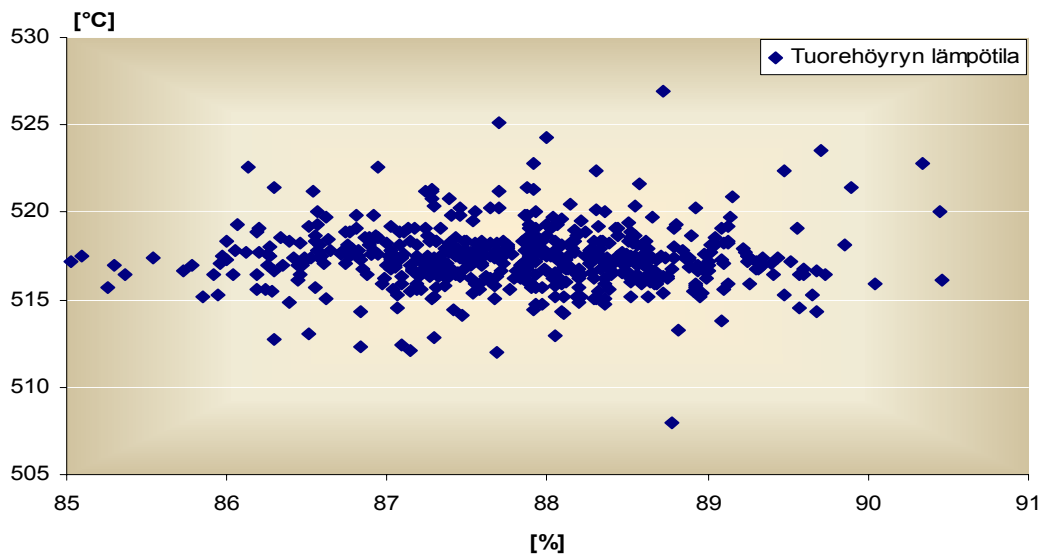
Kattilalla HK6 tuorehöyryn tavoitearvona on 525 °C. Kattilalta virtaavaa höyryä tulistetaan tulistimilla 1 ja 2, joiden jälkeen tuorehöyry virtaa turbiiniin tai reduk-

tion kautta kaukolämmön vaihtimeen. Tuorehöyryn lämpötila oli kesäkuussa lähes vakio tuorehöyryn virtausmäärästä riippumatta. Tämä voidaan havaita Kuvasta 64.



Kuva 64. Tuorehöyryn lämpötila höyryn virtauksen funktiona.

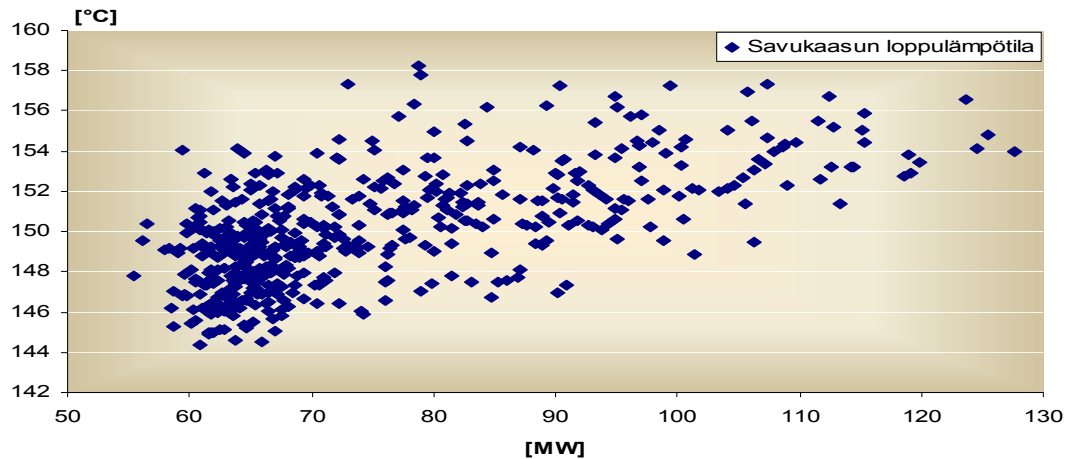
Tuorehöyryn lämpötilalla ei havaita myöskään olevan vaikutusta kattilahiötysuhteeseen, mikä havaitaan Kuvassa 65. Tähän vaikuttaa luonnollisesti se, että tuorehöyryn lämpötila pysyy lähes vakiolla alueella lähellä asetusarvoa.



Kuva 65. Tuorehöyryn lämpötila kattilahiötysuhteen funktiona.

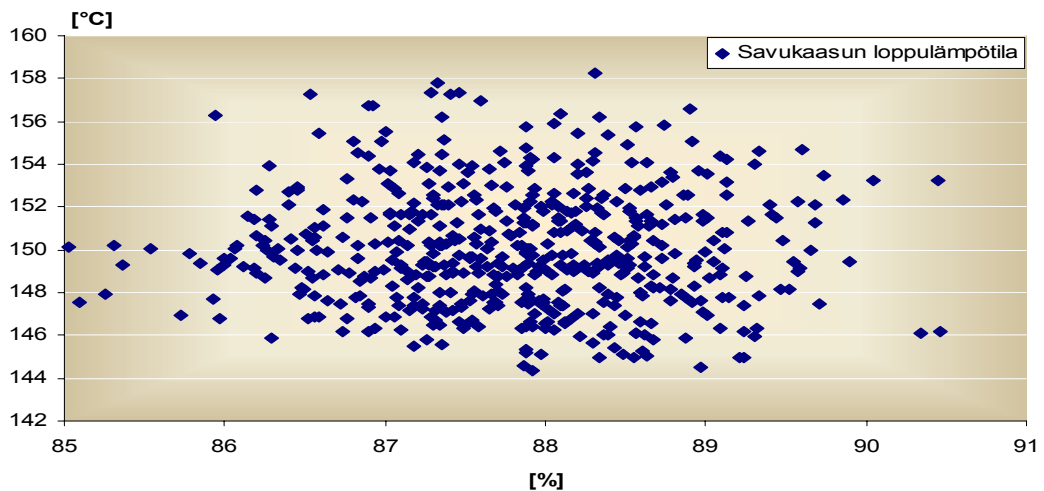
### 8.8.2 Savukaasun loppulämpötila

Päivämestari Mika Korteniemen mukaan savukaasun loppulämpötilaan voidaan vaikuttaa nuohouksella sekä turbiinin väliotolla Pieksämäen laitoksen tavoin. Savukaasun loppulämpötilan riippuvuutta kattilatehosta voidaan tutkia, kun kattilateho lasketaan tuorehöyryn ja syöttöveden virtausten ja entalpioiden avulla. Loppulämpötilan riippuvuus kattilatehosta on esitetty Kuvassa 66.



Kuva 66. Savukaasun loppulämpötila HK6 kattilatehon funktiona.

Savukaasun loppulämpötilan ja kattilatehon välillä voidaan havaita selvä korrelaatio Kuvan 66 perusteella. Korrelaatiokerroin on yhtälön 38 perusteella hieman alle 0,7. Kuitenkaan vastaavaa korrelaatiota ei ole loppulämpötilan ja kattilahiötysuhteen välillä, mikä nähdään Kuvassa 67.



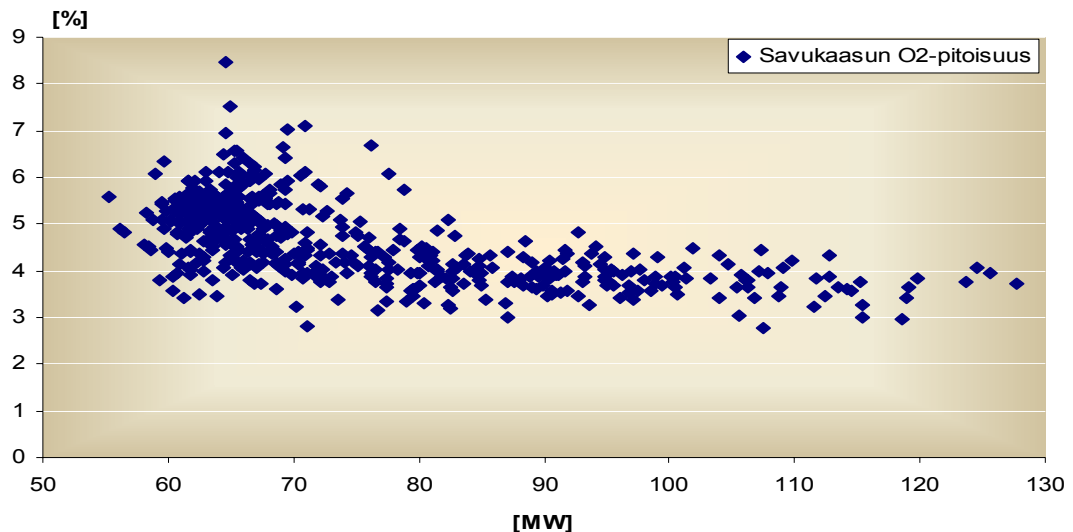
Kuva 67. Savukaasun loppulämpötilan kattilahiötysuhteen funktiona.



Kuvan 67 perusteella useissa eri ajotilanteissa kattilalahyötysuhde on yhtä suuri, vaikka savukaasun loppulämpötila vaihtelee useamman asteen. Täten selvää vaikutusta kattilalahyötysuhteeseen ei voida havaita.

### 8.8.3 Savukaasun happipitoisuus

Kuten Pieksämäellä, savukaasun happipitoisuus pyritään suuremmilla kattilan tehotasoilla pitämään vakioarvossa 3,5 %. Pienillä kattilakuormilla savukaasun happipitoisuus kasvaa. Savukaasun happipitoisuus HK6 kattilatehon funktiona kesäkuun datasta on esitetty Kuvassa 68.



Kuva 68. Savukaasun happipitoisuus kattilatehon funktiona.

### 8.8.4 Polttoaineen kosteus

Rauman Voiman laitoksella ei ole olemassa polttoaineen kosteusmittausta. Polttoaineen kosteus saadaan tietoon vasta, kun polttoaine on jo ehditty polttaa. Korteniemen mukaan laitoksella on harkittu ottaa käyttöön Senfit Oy:n kehittämä BMA-analysaattoria, joka pystyy mittaamaan hakkeen ja turpeen kosteuden muutamassa sekunnissa. Investoinnin takaisinmaksuaika on kuitenkin vielä liian pitkä johtuen analysaattorin kalliista hinnasta.

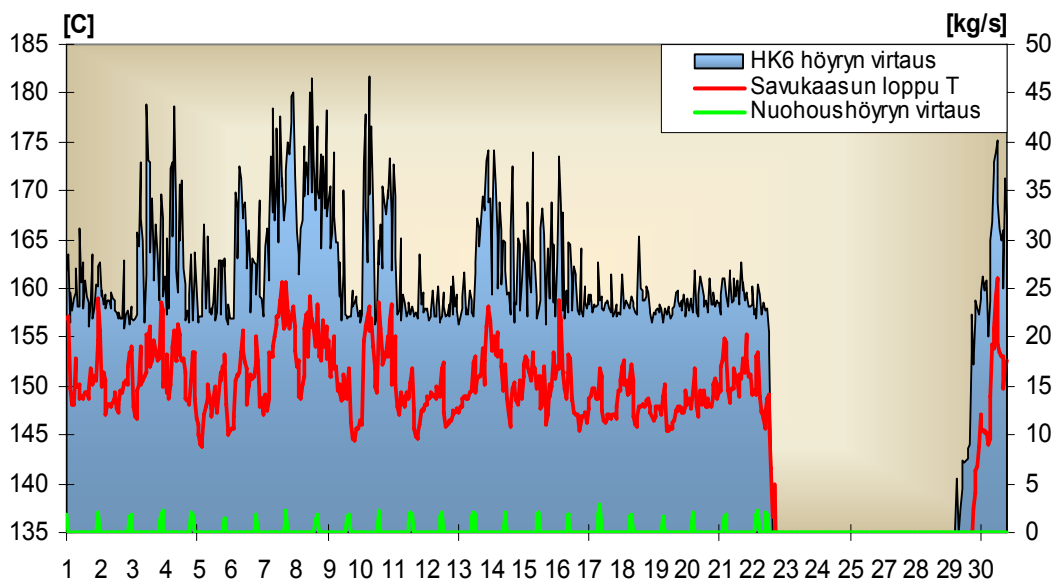
## 8.9 Likaantuminen ja korroosio

### 8.9.1 Nuohous

Tulipesän ja tulistimien puhdistaminen pyritään suorittamaan Rauman Voimalla ajon aikana ääni- ja höyrynuohoimien avulla. Höyrynuohous suoritetaan hyvin kaavamaisesti joka yö noin kello 23-01. Kesäkuussa ajossa ollutta HK6 kattilaa nuohottiin 22 kertaa kuukauden aikana ja nuohousten kesto oli yhteensä 50 tuntia. Nuohoushöyryn keskimääräinen kulutus oli 1,82 kg/s. Tällöin nuohoushöyryn kulutus oli kesäkuussa noin 325000 kg.

Datasta voidaan laskea, että keskimäärin yhden höyrykilon tuottamiseen käytetään polttoainetta 3 MWh. Kun kesäkuussa nuohottiin 50 tuntia ja polttoaineen hinnaksi arvioidaan jälleen 18 €/MWh, aiheutuu nuohoushöyrystä kustannuksia vajaat 5000 euroa.

Nuohous puhdistaa lämmönsiirtimien pintoja ja siten alentaa savukaasun loppulämpötilaa, kun savukaasusta saadaan siirrettyä lämpö tehokkaammin höyryyn. Kuvassa 69 on esitetty nuohouksen vaikutuksia savukaasun loppulämpötilaan.



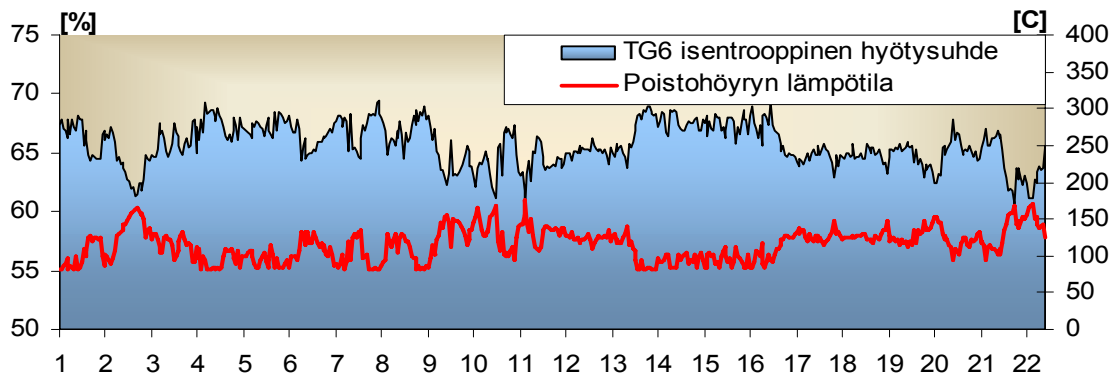
Kuva 69. Nuohoukset vaikutukset savukaasun loppulämpötilaan.

Kuvasta 69 huomataan, että esimerkiksi ajanhetkellä 17.6.2010, nuohous pudotti savukaasun loppulämpötilaa muutamalla asteella, vaikka tuorehöyryn virtaus pysyi lähes vakiona. Suoria vaikutuksia kattilahyötysuhteeseen ja sitä kautta nuohouksen hyötyjä on kuitenkin mahdotonta tarkastella, sillä kuten aiemmin Kuvassa 67 esitettiin, niin savukaasun loppulämpötilan ja kattilahyötysuhteen välillä ei ole juurikaan korrelaatiota ( $r = -0,15$ ).

### 8.9.2 Turbiini

Turbiinin TG6 isentrooppinen hyötysuhde voidaan laskea vastaavasti kuten Piekämäellä. Poistohöyryn kosteuspitoisuus riippuu myös Raumalla voimakkaasti tuorehöyryn virtauksesta turbiinille. Käyttämällä hyödyksi laitoksen suunnittelu-arvoja eri kattilatehoilla, huomataan, että poistohöyryn höyrypitoisuus on noin 91 prosenttia, kun HK5 ja HK6 yhteenlaskettu virtaus on yli 60 kg/s. Puolestaan alle 40 kg/s virtauksilla poistohöyry on tulistunutta.

Turbiinin poistohöyryn lämpötila oli koko kesäkuun kylläisen höyryn lämpötilan arvon yläpuolella. Koska poistohöyry oli tulistunutta, alentaa se selvästi turbiinin isentrooppista hyötysuhdetta. Mikäli hyötysuhde on huono, saadaan vähemmän sähköenergiaa mutta lisääntynyt häviö tulee talteen prosessilämpönä. Säättämällä turbiinin poistohöyryn lämpötilaa ja painetta voidaan vaikuttaa sähkön ja lämmön tuotantoon ja siten laitoksen energiatalouteen. Turbiinin isentrooppinen hyötysuhde oli kesäkuussa 65,7 prosenttia, missä ei ole huomioitu 23.6-29.6 välisenä aikana ollutta seisokkia, jolloin hyötysuhde oli nolla. Tämä on esitetty Kuvassa 70.



Kuva 70. Turbiinin isentrooppinen hyötysuhde.

Kuvasta 70 huomataan, että kun turbiinin poistohöyry on voimakkaasti tulistunutta eli poistohöyryn lämpötila on korkea, niin isentrooppinen hyötysuhde alenee. Poistohöyryn paine pysyy lähes vakiona 0,6 bar(a) paineessa.

Mikäli turbiinin isentrooppinen hyötysuhde on alhainen, on myös sähköhyötysuhde alhainen. Turbiinin TG6 sähköhyötysuhde voidaan laskea yhtälöllä 46:

$$\eta_s = \frac{P_s * 1000}{m_{th}(h_5 - h_{51}) + (m_{th} - m_{kp})(h_{51} - h_{52}) + (m_{th} - m_{kp} - m_{mp})(h_{52} - h_{53}) + (m_{th} - m_{kp} - m_{mp} - m_{klv2})(h_{53} - h_6)} \quad (46)$$

missä  $P_s$  on turbiinin pätöteho  
 $m_{th}$  on tuorehöyryn massavirta  
 $m_{kp}$  on 10 bar höyryn massavirta  
 $m_{mp}$  on 3 bar höyryn massavirta  
 $m_{klv2}$  on massavirta kaukolämmönvaihtimeen 2  
 $h_5$  on tuorehöyryn entalpia  
 $h_{51}$  on 10 bar höyryn entalpia  
 $h_{52}$  on 3 bar höyryn entalpia  
 $h_{53}$  on entalpia kaukolämmönvaihtimeen 2

Sähköhyötysuhdetta määritettäessä tulee huomioida myös turbiinin väliottojen kosteus. Korkeapaine- ja matalapainehöyry on tulistunutta mutta viimeinen turbiinin väliotto, josta höyry virtaa kaukolämmönvaihtimelle 2 (Kuva 55 KLV2), on ajoittain kostealla alueella. Laitoksen suunnittelu-arvoista lasketaan, että kosteus on noin 6,5 prosenttia, kun HK5 ja HK6 yhteenlaskettu virtaus on yli 60 kg/s. Puolestaan alle 46 kg/s virtauksilla väliottohöyry on tulistunutta.

Turbiinin sähköhyötysuhteen laskennassa tulee tietää myös eri väliottojen massavirrat. Raumalla suurimpana ongelmana on 3 bar(g) höyryn virtausmittaus, jonka prosentuaalinen virhe vaihtelee paljon eri ajotilanteissa. Korteniemen mukaan

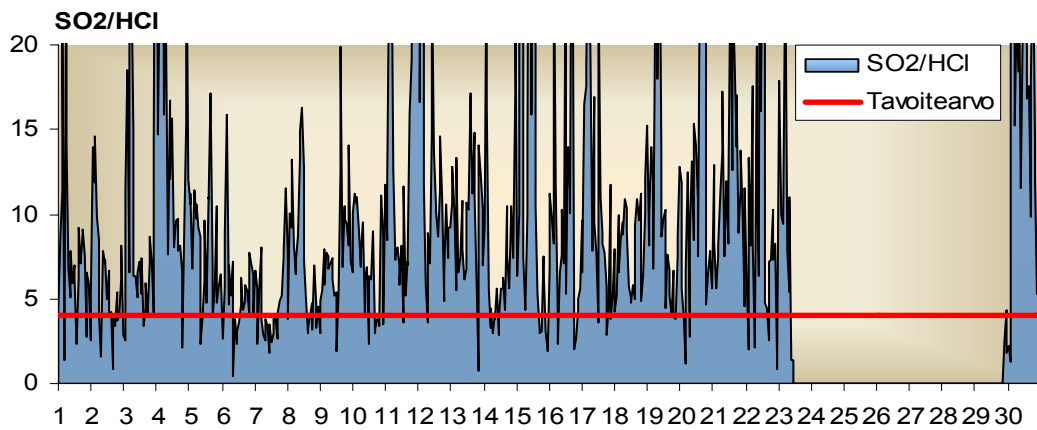
ongelmana on se, että välioton virtausmäärän voimakkaat muutokset heikentävät mittarin toiminnan luotettavuutta. Virhe voidaan sulkea pois laskemalla muut virtaukset ja vähentämällä turbiinille tulevasta tuorehöyryn määrästä muut virtaukset.

Kaukolämmönvaihtimien antama teho voidaan laskea, kun tiedetään kaukolämpöveden virtaus sekä kaukolämpöveden meno- ja paluulämpötila. Tehon avulla voidaan laskea höyryn virtaus kaukolämmönvaihtimeen, kun välioton ja poistohöyryn entalpia määritettiin aiemmin höyryn kosteuden avulla. 10 bar(g) höyrystä on olemassa virtausmittaus, joka kesäkuussa näytti tasetäsmäytyksen avulla oikein. Tammi- maaliskuussa mittaus näytti noin neljä prosenttia liikaa.

Kun kaikki arvot ovat tunnettuja, voidaan sähköhyötysuhde laskea yhtälöllä 46. Ongelmana kuitenkin on, että laskennassa saatu lukema antaa hetkittäin yli 100 %, mikä ei teoriassa ole mahdollista. Ongelmana on, että virtausmittausten virhe vaihtelee eri tehotasoilla. Mikäli mittaukset saataisiin kalibroitua näyttämään eri tehotasoilla oikein, voitaisiin sähköhyötysuhteelle saada mahdollisesti järkevämpi arvo.

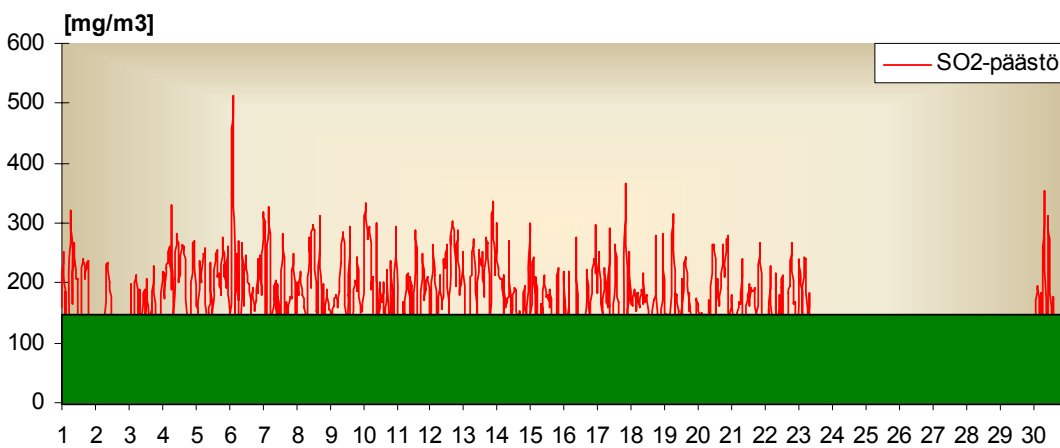
### **8.9.3 SO<sub>2</sub>/HCl- suhde ja SO<sub>2</sub>- päästöraja**

Rikkidioksidin ja vetykloridin välistä moolisuhdetta voidaan tarkastella kuorikatilan HK6 osalta olemassa olevien mittausten avulla. Kuorikatilalla HK5 käytetään savukaasupesuria, joten moolisuhteen tarkastelu ei ole tarpeellinen. Kattilan HK6 SO<sub>2</sub>/HCl- moolisuhde kesäkuussa on havainnollistettu Kuvassa 71.



Kuva 71. Kuorikattilan HK6 korroosion seuranta.

Kuvassa 71 on käytetty tavoitearvona moolisuhdetta neljä, jolloin korroosioriski häviää käytännössä tyystin. Kuvasta huomataan, että moolisuhde kasvaa ajoittain huomattavasti yli kahdenkymmenen. Tämä näkyy myös SO<sub>2</sub>-pitoisuuden tarkastelussa suhteessa päästörajaan, mikä on esitetty Kuvassa 72.



Kuva 72. SO<sub>2</sub>-pitoisuus ja päästöraja.

Pitkäsén mukaan päästörajana voidaan käyttää arvoa 150 mg/m<sup>3</sup>. Esimerkiksi ajanhetkinä 8. kesäkuuta kello 0:00-12:00 SO<sub>2</sub>-pitoisuus kasvaa selvästi yli pääs-

törajan, koska kalkkia ei ole syötetty kattilaan lainkaan. Tämän vuoksi myös SO<sub>2</sub>/HCl- moolisuhte on korkea.

## 8.10 Taseanalyysi

Aiemmin esitetyn yhtälön 45 avulla voidaan muodostaa tasepisteet koko laitokselle. Energia- ja massataseiden muodostamisen jälkeen ajetaan Oy Indmeas Ab:n tasetäsmäytysohjelma, jonka tulokset on esitetty Taulukossa 10.

Taulukko 10. Suurimmat täsmäytyksessä havaitut virheet.

<b>Virta</b>	<b>Tag</b>	<b>Keskiarvo</b>	<b>Abs. virhe</b>
<b>3 bar höyry laskettu teho</b>	lask MW	46.53	9.17
<b>Tuorehöyry TG6:lle teho</b>	lask MW	56.63	-6.98
<b>HK6 päähöyry laskettu teho</b>	lask MW	72.20	-0.93
<b>3 bar höyry MB:lta laskettu teho</b>	lask MW	56.93	-0.81

Taulukon 10 perusteella suurin absoluuttinen virhe oli 3 bar(g) virtausmittauksessa, joka näytti selvästi liikaa.

## 8.11 Energiaraportoinnin toteutus

Rauman Voima Oy:lta puuttui energiaraportointiin ja energiatalouden seurantaan liittyvä työkalu. Raportointi päätettiin toteuttaa niin, että kaikki laskennat linkitettiin Microsoft Officen Excel- hakupohjaan, niin että ajankohtaa muuttamalla saadaan eri kuvaajia varten tarvittavat tiedot. Kaikki kuvaajat piirtyvät tämän jälkeen automaattisesti. Valtaosalle haettavista positioista riittää tuntiarvojen seuranta, mutta esimerkiksi öljykattilan kustannuksiin ja kattiloiden käytettävyyteen liittyvä laskenta edellyttää seurannan minuuttitasolla. Tämän vuoksi osa positioista siirrettiin omalle hakupohjalle, jotta hakupohjasta ei tule liian raskasta, sillä kuvaajia varten tarvittavia positioita on reilut 200. Esimerkki hakupohjasta on esitetty Kuvasssa 73.

Tyhjennä raportti					
Alkuaika		Loppuaika		Hae tiedot	
10.12.2010 00:00		10.12.2010 12:00			
	234F19404.KGS:av Tulistetun höyryn määrä	234FOLJY.av HK4 öljymäärä	234-R001-1H Höyryn bruttotuotanto	96F19411:av Tuorehöyryn määrä	23694008-1S:av PÄÄHÖYRYN VIRT
07.06.2010 09:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,17
07.06.2010 09:01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,10
07.06.2010 09:02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,02
07.06.2010 09:03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,29
07.06.2010 09:04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,72
07.06.2010 09:05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,36
07.06.2010 09:06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,72
07.06.2010 09:07:00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,66
07.06.2010 09:08:00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,38
07.06.2010 09:09:00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,66
07.06.2010 09:10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	29,20
07.06.2010 09:11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,45
07.06.2010 09:12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,77

Kuva 73. Esimerkki Microsoft Officen Excel- hakupohjasta.

Raporttia on tarkoitus alkaa seurata päivätasolla lyhyissä noin 15 minuutin aamupalavereissa. Raportin kehittämistä jatketaan vielä diplomityön jälkeen aamupalavereista saatavan palautteen myötä.

Raportin lisäksi laitoksen valvomoon viedään hälytys tarpeettomasta öljykattilan käytöstä, jossa näkyy kullakin ajanhetkellä tarpeettoman öljyn määrä. Logiikka öljykattilan tarpeettomasta ajosta on esitetty Liitteessä 10. Lisäksi näytölle viedään turbiinin isentrooppinen seuranta sekä kattilan korroosiota kuvaava SO<sub>2</sub>/HCl- suhde.



## **9 HELSINGIN ENERGIAN SALMISAAREN VOIMALAITOS**

### **9.1 Yleiskuvaus**

#### **9.1.1 Salmisaari A**

Salmisaari A-laitoksen vuonna 1986 valmistuneella Ahlström Oy:n valmistamalla kuumavesikattilalla K7 tuotetaan kaukolämpöä. Kattilan nimellisteho on 180 MW ja pääpolttoaineena käytetään hiilipölyä. Käynnistys- ja tukipolttoaineena toimii raskas polttoöljy, jolla päästään maksimissaan 30 % tehoon. Vuotuinen käyttöaika kattilalle on 1000-4000 tuntia, riippuen talven kylmyydestä. Salmisaari A-lämpökeskus käsittää myös vuonna 1978 valmistuneen 120 MW raskasöljykäyttöisen kuumavesikattilan K6 sekä 12 MW pienhöyrykattilan K5. Lämpökeskuksen käynnistys, valvonta ja ohjaus hoidetaan Salmisaaren B-yksikön valvomosta.

#### **9.1.2 Salmisaari B**

Vuonna 1984 valmistuneen Salmisaari B-laitoksen kattilan K1 sähköteho on 160 MW ja kaukolämpöteho 300 MW. Pääpolttoaine on hiilipöly, tuki- ja varapolttoaineena toimii raskas polttoöljy, jolla päästään myös täyteen tehoon. Kattilaa käytetään vuodessa noin 6000-7800 tuntia. Kattila on tyypiltään luonnonkiertohöyrykattila, ja tuorehöyryn pääarvot ovat 136 bar(g) ja 535 °C. Se käsittää kolme tulispakettia, ekon, luvon ja höyryluvon.

Höyryluvoa eli höyrylämmitteistä esilämmitintä käytetään, mikäli savukaasun happokastepisteen alittumisvaara on olemassa. Tällöin ilman lämpötilaa voidaan nostaa ennen savukaasulämmitteistä esilämmitintä. Höyryluvoa käytetään erityisesti pienillä kattilakuormilla, sillä tällöin lämpötilaerot lämmitettävien ja lämmitävien ainevirtojen välillä pienenevät siirrettäessä samoilla lämmönsiirtimillä pienempiä tehoja.

Kattilalta K1 ja K7 savukaasut johdetaan vuonna 1987 valmistuneen puolikuivalla menetelmällä toimivan rikinpoistolaitoksen kautta savupiippuun. Rikinpoistolaitoksen erotusaste on 87 %.

## 9.2 Energiaraportoinnin nykyiset käytännöt ja kehitystarpeet

Salmisaaren voimalaitos on itse kehittänyt kuukausia energiaraaportointiaan, joka otetaan käyttöön lähitulevaisuudessa. Prosessi-insinööri Panu Kärävän mukaan energiaraaportointiin voisi tarkastella lisänä savukaasun happokastepistettä rikinpoistolaitoksen jälkeen sekä luvon jälkeen ennen rikinpoistolaitosta.

## 9.3 Happokastepisteen tarkastelu

### 9.3.1 Luvo

Luvon jälkeen savukaasujen koostumuksesta ei ole olemassa mittausta. Tällöin savukaasujen koostumus määritetään Liitteen 4 mukaisella laskennallisella menetelmällä, joka perustuu polttoaineen alkuaineanalyysiin, jäännöshapteen sekä palamisilman arvoihin. Polttoaineen alkuaineanalyysi helmikuulta on esitetty Taulukossa 11.

Taulukko 11. Polttoaineen alkuaineanalyysi helmikuulta.

Polttoaine:		
C	73.2	p-%
H	4.7	p-%
S	1	p-%
O	9.1	p-%
N	1	p-%
H <sub>2</sub> O	9	p-%
Tuhka	11	p-%
Yhteensä	100	p-%

Laskennallinen menetelmä antaa yhtälön 31 edellyttämät vesihöyryn ja rikkidioksidin osapaineen arvot. Savukaasuun muodostuu kosteutta sekä polttoaineesta että palamisilmasta. Palamisilmasta mitataan absoluuttinen kosteus, jonka avulla voidaan määrittää vesihöyryn osapaine yhtälön 47 mukaan [50]:

$$p_h = \frac{x}{\frac{M_h}{M_i} + x} p \quad (47)$$

missä  $p_h$  on vesihöyryn osapaine

$p$  on kokonaispaine

$x$  on absoluuttinen kosteus

$M_h$  on veden moolimassa

$M_i$  on ilman moolimassa

Ilmasta savukaasuun tuleva suhteellinen kosteus saadaan siten yhtälöllä 32.

Laskennallinen menetelmä antaa savukaasujen koostumukseksi Taulukon 12 ja Taulukon 13 mukaiset arvot:

Taulukko 12. Kostean savukaasun koostumus.

Savukaasun koostumus (kosteat)

	mol	til-%	Nm3	kg	p-%
CO2	60.9	12.1	1.4	2.7	18.2
SO2	0.3	0.1	0.1	0.0	0.1
H2O+H2O*	44.9	8.9	1.0	0.8	5.5
N2+N2*	369.5	73.4	8.3	10.4	70.2
O2	27.7	5.5	0.6	0.9	6.0

Taulukko 13. Kuivan savukaasun koostumus.

Savukaasun koostumus (kuivat)

mol	til-%	Nm3	kg	p-%
60.9492	13.29471	1.365262	2.68	19.23995
0.3118	0.068016	0.006985	0.020	0.143298
0	0	0	0.000	0
369.4997899	80.59816	8.276795	10.353	74.26203
27.6861	6.039115	0.62017	0.886	6.354727

Taulukoiden perusteella voidaan laskea vesihöyryn absoluuttinen kosteus ja vesihöyryn osapaine yhtälöllä 47, kun käytetään ilman moolimassan sijasta savukaasujen moolimassaa. Vastaavasti voidaan laskea rikkidioksidin absoluuttinen kosteus ja rikkidioksidin osapaine, kun veden moolimassa korvataan rikkidioksidin moolimassalla. Laskennallisen menetelmän antama kastepiste heiluu helmikuun datan perusteella 40 °C molemmin puolin.

### 9.3.2 Savupiippu

Savupiipusta mitataan virtaavan savukaasun lämpötila ja paine, suhteellinen kosteus, rikkidioksidin pitoisuus sekä virtaus. Lämpötilan avulla voidaan määrittää kylläinen höyryn paine. Vesihöyryn osapaine saadaan yhtälöstä 32, kun suhteellinen kosteus ja kylläinen höyryn paine tiedetään.

Rikkidioksidin osapainetta ei voida laskea yhtälöllä 47, koska tarkkaa savukaasun koostumusta ei ole saatavilla. Tällöin rikkidioksidin absoluuttista kosteutta ei voida laskea. Rikkidioksidin osapaine määritetään rikkidioksidin tilavuusosuuden avulla. Tilavuusosuus saadaan ideaalikaasuoletuksen avulla, jolle pätee yhtälö 48:

$$pV = nRT \quad (48)$$

missä  $p$  on kokonaispaine  
 $V$  on tilavuusvirta  
 $n$  on ainemäärä  
 $R$  on moolinen kaasuvakio  
 $T$  on lämpötila

Järjestelmästä kerättävät arvot rikkidioksidin pitoisuudesta ja savukaasun virtauksesta ovat normitettuja arvoja. Rikkidioksidin pitoisuus saadaan yksikössä  $mg/Nm^3$  ja virtaus yksikössä  $Nm^3/h$ . Näiden tulosta saadaan rikkidioksidin pitoisuus grammoina tuntia kohden, josta voidaan laskea rikkidioksidin ainemäärä. Koko kaasun ainemäärä saadaan yhtälön 48 mukaan, kun tilavuusvirta muute-

taan normitetusta yksikköön  $m^3/h$ . Rikkidioksidin ainemäärän ja koko savukaasun ainemäärän avulla saadaan rikkidioksidin tilavuusosuus ideaalikaasuoletuksen perusteella. Tilavuusosuudesta voidaan laskea tarvittava osapaine. Yhtälön 31 perusteella savukaasun happokastepiste on helmikuun datasta noin 30-33 °C.

Rikkiatrioksiidiin perustuvia kaavoja ei voida vielä käyttää, sillä savukaasusta ei mitata rikkiatrioksidin pitoisuutta. Rikkiatrioksidin pitoisuusmittaus on kuitenkin tulossa, jolloin tuloksia voidaan vertailla edellä esitettyihin.

## 10 YHTEENVETO

Diplomityön tavoitteena oli selvittää voima- ja lämpölaitosten energiaraportoinnin nykyisiä käytäntöjä ja kehittää mittauslaadun seurantaan sekä energiatalouden ja hyötysuhteen parantamiseen tähtäävä energiaraportointimalli.

Työn kirjallisuusosiossa havaittiin, että energian käyttöä raportoidaan voima- ja lämpölaitoksilla jatkuvasti mutta raportointi on tarkoitettu lähinnä talousosastolle. Jotta raporttia voidaan käyttää operatiivisena työkaluna prosessin tehostamiseksi, tulee järjestelmistä kerättyä tietoa jalostaa käyttöhenkilökunnalle ja tuotannonjohdolle sopivaksi. Erityisesti laitosten energiatalouden seurannassa on puutteita.

Soveltavassa osiossa kehitettiin yhteistyössä voimalaitoshenkilöstön kanssa energiaraportointimalli Pieksämäen ja Rauman voimalaitoksille sekä tarkasteltiin nykyistä mittauslaatua taseanalyysin avulla. Lisäksi soveltavassa osiossa tutkittiin menetelmiä savukaasun happokastepisteen määrittämiseksi Helsingin Energian Salmisaaren voimalaitoksen lähitulevaisuudessa käyttöön otettavaa energiaraportointia varten.

Kehitetyn energiaraportointimallin tulokset olivat lupaavia ja laitosten energiatalouteen ja energiatalouden seurantaan saatiin aikaan konkreettisia parannuksia. Pieksämäellä neuvotellaan energiaraportoinnin jatkosta diplomityön jälkeen sekä mahdollisesti laajennetaan hanketta Savon Voima Oyj:n Iisalmen laitokselle. Pieksämäen laitoksella paikannettiin myös virhe tuorehöyryn virtauksessa. Rauman laitoksen energiaraportointijärjestelmän tuottamat visuaaliset raportit ovat parhaimmillaan keskeinen työkalu prosessin energiatalouden ja energiatehokkuuden parantamisessa. Helsingin Energian Salmisaaren voimalaitoksella jatketaan puolestaan happokastepisteen tutkimista, kun laitoksella saadaan mittaus rikki-trioksidin pitoisuudesta.

## 11 JATKOTOIMENPITEET

Työssä kehitetyillä energiaraportointimalleilla nähtiin selviä hyötyjä voima- ja lämpölaitosten energiatalouden seurannassa ja tehostamisessa. Vaikka tulokset olivat lupaavia, tulee raporttia kehittää jatkossa yhteistyössä voimalaitoshenkilökunnan kanssa.

Jatkotutkimuksissa tulisi selvittää tarkemmin eri ajostrategioiden ja prosessimuut-  
tujen vaikutuksia laitoksen kokonaishyötysuhteeseen. Lopputuloksena operaatto-  
reiden apuna voisi olla näytöllä visuaaliset mittarit, jotka havainnollistavat eri  
ajoarvopikkeamien vaikutuksia sekä toteutuneita että tavoitearvoja. Tavoitteena  
olisi ylläpitää näytön oikeellisuutta säännöllisten ylläpitotoimien avulla.

Lisäksi jatkotutkimuksissa voisi kehittää kattilan likaantumisen valvontaa ja nuo-  
houssekvenssejä. Kansainvälisen päästökaupan seurauksena turpeen käyttö  
maamme voimalaitoksissa tulee vähentymään ja vastaavasti puun poltto eri muo-  
doissa lisääntyy. Tästä johtuen kattilan likaantumista ja nuohoustarvetta on seurata  
entistä tarkemmin.

Edellisten ohella turbiinin kunnonvalvontaa tulisi kehittää kenttäkalibrointien ja  
taseanalyysien avulla sekä tutkia tarkemmin savukaasuhäviöiden optimointia.  
Jälkimmäinen edellyttää tarvittavia mittauksia savukaasun koostumuksesta.

## LÄHDELUETTELO

1 Anon., Energian tehokas käyttö teollisuudessa: Ene-59.180 teollisuuden energiatekniikan seminaari kevät 1996 – Raportti 73, Teknillinen korkeakoulu, Otamedia Oy, Espoo, ISBN 951-22-3098-4.

2 Lensu, T., Teollisuuden energiatekniikan ja voimalaitosten suunnittelun seminaari kevät 2003 – Raportti B10, Teknillinen korkeakoulu, Otamedia Oy, Espoo, ISBN 951-22-6593-1.

3 Koski, K., Energiatehokkuuden parantaminen edellyttää sen mittaamista, Enertec (09/2010), s.12, Viitattu 3.11.2010, Saatavilla:  
<http://www.publico.com/magazine/656/index.html>

4 Patterson, Murray G., What is energy efficiency? : Concepts, indicators and methodological issues. Energy Policy 24 (5) (1996) 377-390.

5 Kilponen, L., Energy Efficiency Indicators - Concepts, Methodological issues, and Connection to Pulp and Paper Industry, Helsinki University of Technology (2003). Saatavilla: <http://users.tkk.fi/~lkilpone/EEI.pdf>

6 Pentti, E., Managing energy efficiency in the process industry with performance measurement and rewarding – Case Borealis Oy, Helsinki School of Economics 2009.

7 Heikkilä, I., et al., SY51/2008 Paras käytettävissä oleva tekniikka (BAT), Teollisuuden energiatehokkuus, Suomen ympäristö 51, Suomen ympäristökeskus 2008, ISBN 978-952-11-3330-5.

8 Anon., Paperikone vai energiansäästökone?, Nippi-lehti, Oulun yliopisto, KalevaPrint Oy (1/2009) ISSN: 0784-6657.



9 Anon., Energia Suomessa. Tekniikka, talous ja ympäristövaikutukset, Valtion teknillinen tutkimuskeskus, 3. painos, Edita, Helsinki 2004, ISBN 951-37-4256-3, 396s.

10 Wiksten R., Lämpövoimaproessit, Otatieto, Helsinki 2009, ISBN 978-951-672-365-8, 164s.

11 Huhtinen M., et. al., Voimalaitostekniikka, Opetushallitus 2008, ISBN 978-952-13-3476-4, 342s.

12 Flynn, D., Thermal Power Plant - Simulation and Control, The Institution of Electrical Engineers 2003, ISBN 0-85296-419-6, 425s.

13 Raiko, R., Kirvelä, K., Ener-8010 Energiatekniikan perusteet, Tampereen teknillinen yliopisto 2008.

14 Mörsky, J., Voimalaitosten yhteiskäytön tekniikka, Nro 549, Otatieto, Helsinki 1994, ISBN 951-672-184-2, 300s.

15 Jalovaara, J., Aho, J. ja Hietämäki E., Paras käytettävissä oleva tekniikka (BAT) 5-50 MW:n polttolaitoksissa Suomessa, Suomen ympäristö 649, Suomen ympäristökeskus 2003, ISBN 952-11-1489-4, 126s.

16 Rauhamäki, J., et. al. Voimalaitosten käytettävyysselvitys, Pöyry Energy Oy 2008, Viitattu 21.10.2010, Saatavilla:

[http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Voimalaitosten\\_kaytettavyyselvitys.pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Voimalaitosten_kaytettavyyselvitys.pdf)

17 Eskelinen, J., Power plant operation economy optimization by linear models, Raportti 145, Tampereen teknillinen korkeakoulu 1999, ISBN 952-15-0268-1, 86s.

- 18 Nesheim, S.J. ja Ertesvåg, I.S., Efficiencies and indicators defined to promote combined heat and power, *Energy Conversion and Management*, **48** (2007) 1004-1015.
- 19 Jahkola, A., Yhdistetty sähkön ja lämmön tuotanto, Lisensiaattiseminaari, Teknillinen korkeakoulu, Espoo 1976.
- 20 Nag, P. K., *Power Plant Engineering*, 2.painos, Tata McGraw-Hill 2001, ISBN 0-07-043599-5, 950s.
- 21 Tervo, P., et al., EU:n päästökaupan, energiaverotuksen ja energiantuontannon tukien yhteensovittaminen. Työryhmän mietintö., Kauppa- ja teollisuusministeriö, Helsinki 2004, ISBN 951-739-839-5.
- 22 Anon., SFS-EN 12952-15:en. Water-tube boilers and auxiliary installations, Suomen standardoimisliitto SFS, Part 15: Acceptance tests, 2003, 89s.
- 23 Raiko, M., Lyytikäinen, R., Vessonen, K. ja Mielonen, P., Voimalaitoksen hyötysuhteeseen vaikuttavat tekijät, Imatran Voima Oy, Helsinki 1991, ISBN 951-8928-71-1, 50s.
- 24 Anon., Kaukolämmityksen käsikirja, Energiataloudellinen yhdistys, Raportti 23, Helsinki 1989, 343s.
- 25 Prosessien energiankäytön hallintamenetelmien kehittäminen, Energiataloudellinen yhdistys, Raportti 16, Helsinki 1986.
- 26 Pirilä, P., Ene-59.2101 Energiatalous, Teknillinen korkeakoulu 2008.
- 27 Taavitsainen, M., *Efficiency measurement – is it a mess or not?*, Pulp & Paper 2010, Helsinki.

28 Kehlhofer, R., Hannemann, F., Stirnimann, F. ja Rukes, B., Combined - Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants, 3.painos, PennWell Corporation 2009, ISBN 978-1-59370-168-0, 434s

29 Kilponen, L., Sähkö Suomen massa- ja paperiteollisuudessa, Voimalaitostekniikan erikoistyö ja seminaari, Teknillinen korkeakoulu 2003, Viitattu 6.7.2010, Saatavilla:

<http://users.tkk.fi/~lkilpone/Sahko.pdf>

30 Poikonen P., et al., Hajautetun sähköntuotannon teknologian ja tekniikoiden nykytila sekä tulevaisuuden näkymät, Tampereen Teknillinen yliopisto, Sähkövoimatekniikan laitos 2005, ISBN 952-15-1306-3 136s

31 Hurme, M., KE-107.2100 Tehdassuunnittelu 1, Teknillinen korkeakoulu 2006.

32 Kuntz, L. ja Müsgens, F., Modelling start-up costs of multiple technologies in electricity markets, *Mathematical Methods of Operations Research* **66** (2007) 21-32.

33 Lozano, M. A., Carvalho, M. ja Serra, L. M., Operational strategy and marginal costs in simple trigeneration system, *Energy* **34** (2009) 2001-2008.

34 Sjödin, J. ja Henning, D., Calculating the marginal costs of a district-heating utility, *Applied Energy* **78** (2004) 1-18.

35 Della Valle, A. P., Short-run versus long-run marginal cost pricing, *Energy Economics* **10** (1988) 283-286.

36 Pirilä, P., Ene-59.016 Energiamarkkinat, Teknillinen korkeakoulu 2004.

37 Horlock, J. H., Cogeneration: Combined heat and power thermodynamics and economics, Pergamon press 1987, ISBN 0-08-034797-5, 210s.

38 Nuorkivi, A., To the rehabilitation strategy of district heating in economies in transition, Energiatalouden ja voimalaitostekniikan laboratorio, Teknillinen korkeakoulu, Espoo 2005, ISBN 951-22-7541-4, 138s.

39 Eskin, N., Gungor, A. ja Özdemir, K., Thermodynamic analysis of a FBCC steam power plant, Energy Conversion and Management **50** 2009 2428-2438.

40 Ayres, R. U., Eco-thermodynamics: economics and the second law, Ecological Economics **26** 1998 189-209.

41 Liikanen, J., Yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon päästöjen jakaminen, Kauppa- ja teollisuusministeriön tutkimuksia ja raportteja, Oy Edita Ab 1999, ISBN 951-739-513-2, 76s.

42 Prosessien energiankäytön hallintamenetelmien kehittäminen, Energiataloudellinen yhdistys, Raportti 17, Helsinki 1986.

43 Virola, S. L., Kustannusten jako eri tuotteille energialaitoksissa, Energia-Ekonon selvitys Lämpölaiteyhdistykselle, Espoo 1992.

44 Kivistö, A., Hiilidioksidipäästöjen kohdentaminen sähkön ja lämmön yhteistuotannossa kemiallisessa metsäteollisuudessa, Tutkimusraportti, Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu 1999, ISBN 951-763-294-6, 50s.

45 Kanoglu, M., Dincer, I. ja Rosen, M. A., Understanding energy and exergy efficiencies for improved energy management in power plants, Energy Police **35** (2007) 3967-3978.

46 Ray, T. K., Datta, A., Gupta, A. ja Ganguly, R., Exergy-based performance analysis for proper O&M decisions in a steam power plant, *Energy Conversion and Management* **51** (2010) 1333-1344.

47 Ahtila, P., Ene-59.4135 Teollisuuden käyttöhyödykejärjestelmät, Teknillinen korkeakoulu 2010.

48 Heikkinen, A., Elinkaariarviointi ja sähköntuotanto, Imatran Voima OY, Helsinki 1994, ISBN 951-591-022-6, 61s.

49 Ruohonen, P., Ene-59.4170 Teollisuuden energiatekniikan suunnittelutyö ja seminaari, Energian hinnoittelu, Teknillinen korkeakoulu 2009.

50 Holmberg, H., Ene-59.4130 Kuivatus- ja haihdutusprosessit teollisuudessa, Teknillinen korkeakoulu 2009.

51 Ekola, S. ja Tuunila, M., Voimalaitosoppi, Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu 1995, ISBN 951-763-008-0.

52 Anon., Laki nestemäisten polttoaineiden valmisteverosta, Viitattu 13.7.2010, Saatavilla:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/1994/19941472>

53 Ruokonen, J., Päästökaupan ja energiaverotuksen vaikutus energiantuotantoon ja sähkön hinnoitteluun (2004) 61s

54 Tervo, P., et al., EU:n päästökaupan, energiaverotuksen ja energiantuotannon tukien yhteensovittaminen. Työryhmän mietintö., Kauppa- ja teollisuusministeriö, Edita Publishing Oy, Helsinki 2004, ISBN 951-739-839-5, 58s.

55 Anon., Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta, Yhdistetty sähkön ja lämmön tuotanto, 20.12.2002/1168.

56 Fabritius, P., et al., PK- yritysten energiaopas, Kauppa- ja teollisuusministeriö, Helsinki 2003, ISBN 951-9148-96-5, 98s.

57 Anon., Asiakasohje nro 21, Tullihallitus 2010, Viitattu 14.6.2010, Saatavilla: [http://www.tulli.fi/fi/suomen\\_tulli/julkaisut\\_ja\\_esitteet/asiakasohjeet/valmisteverotus/tiedostot/021.pdf](http://www.tulli.fi/fi/suomen_tulli/julkaisut_ja_esitteet/asiakasohjeet/valmisteverotus/tiedostot/021.pdf)

58 Lundström, M., Suomen energiaverotus sähkön ja lämmön tuotannossa; Nyt ja tulevaisuudessa, Energiatalouden muutokset Suomessa ja muissa Euroopan maissa 1990- luvulla, Energiatalouden seminaari kevät 1999, Raportti B1, Teknillinen korkeakoulu, Espoo 1999, ISBN 951-22-4540-X.

59 Anon., Energiakatsaus (1/2010), Työ- ja elinkeinoministeriö, Energiaosasto, Helsinki, ISSN 1798-9914, 38s.

60 Anon., Impact of the EU ETS on European electricity prices, Ilex Energy Consulting 2004, 75s, Viitattu 15.6.2010, Saatavilla: <http://www.dti.gov.uk/files/file26990.pdf>

61 Anon., Päästökauppalaki 30.7.2004/683, Viitattu 15.6.2010, Saatavilla: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2004/20040683>

62, Anon., Emissions trading and the Nordic electricity market, Kauppa- ja teollisuusministeriö, Raportti 60K04063-Q070-004, 2003.

63 Anon., Sähkön ja päästöoikeuden hintakehitys, Elinkeinoelämän keskusliitto 2009, Viitattu 20.6.2010, Saatavilla: [http://www.ek.fi/yritysten\\_energiaopas/fi/kuvat/sahko\\_paastooikeus.pdf](http://www.ek.fi/yritysten_energiaopas/fi/kuvat/sahko_paastooikeus.pdf)

64 Anon., Eri alaryhmiin kuuluville laitoksille vuosiksi 2008-2012 myönnettävien päästöoikeuksien laskentakaavat, Liite 2, Työ- ja elinkeinoministeriö 2006, 23s, Viitattu 18.6.2010, Saatavilla:

[http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/nap\\_finland\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/nap_finland_2.pdf)

65 Anon., Sähkön tuotannon tuet ja energiaintensiivisten yritysten veronpalautus, Tullihallitus 2008, Viitattu 16.6.2010, Saatavilla:

[http://www.tulli.fi/fi/suomen\\_tulli/julkaisut\\_ja\\_esitteet/asiakasohjeet/valmisteverotus/tiedostot/004.pdf](http://www.tulli.fi/fi/suomen_tulli/julkaisut_ja_esitteet/asiakasohjeet/valmisteverotus/tiedostot/004.pdf)

66 Badcock, J., Lenzen, M., Subsidies for electricity-generating technologies: A review Energy Policy **38** (2010) s. 5039.

67 Anon., Energy Policies of IEA countries – Finland 2007 review, International Energy Agency, ISBN: 978-92-64-03071-8, 146s.

68 Anon., Laki polttoturpeesta lauhdutusvoimalaitoksissa tuotetun sähkön syöttötariffista, Kauppa- ja teollisuusministeriö 2007, Viitattu 16.6.2010, Saatavilla:

[http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/turpeen\\_syottotariffi/syottotariffilaki\\_190307.pdf](http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/turpeen_syottotariffi/syottotariffilaki_190307.pdf)

69 Lemström, B., Holttinen, H. ja Jussila, M., Hajautettujen tuotantolaitosten tiedonsiirtotarpeudet ja –valmiudet, VTT tiedotteita 2283, Espoo 2005, ISBN 951-38-6529-0, 80s.

70 Anon., Käytettävyys kuntoon voimalaitoksilla, Promaint (4/2008), Viitattu 21.7.2010, Saatavilla:

<http://www.promaint.net/lehti>

71 Anon., Sähkötehotyöryhmän loppuraportti, Työ- ja elinkeinoministeriö 2010, 78s, Viitattu 21.7.2010, Saatavilla:

[http://www.tem.fi/files/26800/Sahkotehotyoryhman\\_loppuraportti\\_31.3.\\_2010.pdf](http://www.tem.fi/files/26800/Sahkotehotyoryhman_loppuraportti_31.3._2010.pdf)

72 Ahonen, V., et al, Lämpövoimalaitosten käytön optimointi, Insinöörijärjestöjen koulutuskeskus, Insinööritieto Oy, Helsinki 1975, UDK 621.311.22, 232s.

73 Joronen, T., Kovacs, J. ja Majanne Y., Voimalaitosautomaatio, 2. painos, Suomen Automaatioseura ry, Helsinki 2007, ISBN 978-952-5183-32-0, 276s.

74 Kärki, J., Leijukerroskattilan tulistinalueen likaantuminen monipolttoainekäytössä – mittausmenetelmät ja likaantumisen vaikutukset käytettävyyteen, Kattilapäivät, Jatko-opintoseminaari, Lappeenrannan teknillinen yliopisto 2004.

75 Skrifvars B-J., Hupa M., Tuhka, kuonaantuminen, likaantuminen ja korrosio, Poltto ja palaminen, luku 8. International Flame Research Foundation Suomen kansallinen osasto, Jyväskylä 1995, ISBN 951-666-448-2, s. 269-299.

76 Huhtinen M., et al., Höyrykattilatekniikka, Opetushallitus, Helsinki 2000, ISBN 951-37-3360-2, 379s.

77 Klarin, A., Kattilan korrosio ja päästöt, Promaint (3/2009), Viitattu 11.10.2010, Saatavilla:

[http://www.promaint.net/alltypes.asp?menu\\_id=758](http://www.promaint.net/alltypes.asp?menu_id=758)

78 Nielsen, H. P., Frandsen, F. J., Dam-Johansen, K. ja Baxter, L. L, The implications of chlorine-associated corrosion on the operation of biomass-fired boilers, Progress in Energy and Combustion Science **26** (2000) 283–298

79 Albina, D. O., Millrath, K. ja Themelis, N. J., Effects of Feed Composition on Boiler Corrosion in Waste-to-Energy Plants, 12th North American Waste to Energy Conference 2004, Viitattu 8.11.2010, Saatavilla:



[http://www.seas.columbia.edu/earth/wtert/sofos/albina-millrath-themelis\\_nawtec12\\_2004.pdf](http://www.seas.columbia.edu/earth/wtert/sofos/albina-millrath-themelis_nawtec12_2004.pdf)

80 Gaus-Liu, X., High-Temperature Chlorine Corrosion during Co-Utilisation of Coal with Biomass or Waste, Cuvillier Verlag, Göttingen 2008, ISBN 978-3-86727-568-2

81 Anon., Lämpökeskuksen käyttäjän käsikirja, Raportti 19, Energiataloudellinen yhdistys, Helsinki 1987, 252s.

82 Zarenezhad, B. ja Aminian, A., Accurate prediction of the dew points of acidic combustion gases by using an artificial neural network model, Energy Conversion and Management **52** (2011) 911-916.

83 Kiang, Y-H., Predicting dew points of acid gases, Chemical Engineering progress **78** (1974) 71-72.

84 Huijbregts, W. M. M. Ja Leferink, R., Latest advances in the understanding of acid dew point corrosion: corrosion and stress corrosion cracking in combustion gas condensates, Anti-Corrosion Methods and Materials **51** (2004) 173-188.

85 Anon., Savon Voima Oy:n bioenergiaohjelma, Savon Voima, 191s, Viitattu 10.8.2010, Saatavilla:  
<http://www.savonvoima.fi/SiteCollectionDocuments/yksityisasiakkaat/SVLampoBioenergiaohjelma.pdf>

86 Dukelow, S. G., Improving boiler efficiency, 2. pianos, Instrument Society of America 1985, ISBN 0-87664-852-9, 174s.

- 87 Sipilä, K., et al., Liikenne- ja yleisten alueiden sulanapitojärjestelmät, Energia-talous ja tekninen toteutus, VTT tiedotteita 2113, Espoo 2001, ISBN 951-38-5916-9, 101s.
- 88 Ahtila, P., Ene-59.081 Teollisuuden energiajärjestelmät, Teknillinen korkeakoulu 2007.
- 89 Anon., Boilers & Thermic Fluid Heaters, Energy Efficiency Guide for Industry in Asia, 42s., Viitattu 5.7.2010, Saatavilla:  
[www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)
- 90 Saidur, R., Ahamed, J. U. ja Masjuki, H. H, Energy, exergy and economic analysis of industrial boilers, Energy Policy **38** (2010) 2188-2197.
- 91 Teir, S., Steam Boiler Technology, Teknillinen korkeakoulu, Espoo 2003, ISBN 951-22-6759-4, 216s.
- 92 Valdma, M., Tammoja, H. ja Keel, M., Optimization of thermal power plants operation, Tallinn University of Technology, Tallinna 2009, ISBN 978-9985-59-824-5, 186s.
- 93 Raiko, R., ENER-8100 Energiatalous, Tampereen teknillinen yliopisto 2010.
- 94 Handke, J., Handschin, E., Linke, K. ja Sanders H. -H., Coordination of Long- and Short-term Generation Planning in Thermal Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems **10** (1995) 803-809.
- 95 Salgado, F. ja Pedrero, P., Short-term operation planning on cogeneration systems: A survey, Electric Power System Research **78** (2008) 835-848.

- 96 Savola, T., Simulation and optimisation of power production in biomass-fuelled small-scale CHP plants, Lisensiaattityö, Teknillinen korkeakoulu, Espoo 2005, ISBN 951-22-7602-X, 61s.
- 97 Tuomaala, M., Conceptual approach to process integration efficiency, Väitöskirja, Teknillinen korkeakoulu, Espoo 2007, ISBN 978-951-22-8787-1, 148s.
- 98 McDonald, J. R., Burt, G. M., Zielinski, J. S. ja McArthur, S. D. J., Intelligent Knowledge-Based Systems in Electrical Power Engineering, Chapman & Hall, Lontoo 1997, ISBN 0-412-75230-0, 231s.
- 99 Leyzerovich, A., Large power steam turbines: design and operation, Penn Well Publishing Company, Oklahoma 1997, ISBN 0-87814-717-9, 638s.
- 100 Kärki, S. ja Karjalainen, S., Ilmastointijärjestelmän vikadiagnostiikka – Menetelmät ja sovellukset, Valtion teknillinen tutkimuskeskus, Espoo 1999, ISBN 951-38-5453-1, 94s.
- 101 Bartos, F. J., Artificial Intelligence: Smart Thinking for Complex Control, Control Engineering **44** (1997) 44-52.
- 102 Su, C.-T., Chiang, C.-L., An incorporated algorithm for combined heat and power economic dispatch, Electric Power Systems Research **69** (2004) 187-195.
- 103 Houssein, B. H., The Optimisation of the Usage of Gas Turbine Generation Sets for Oil and Gas Production Using Genetic Algorithms, Väitöskirja, Cranfield University, Cranfield 2010, 179s.

104 Manninen, J. ja Zhu, X. X., Thermodynamic Analysis and Mathematical Optimisation of Power Plants, Computers & Chemical Engineering **22** (1998) 537-544.

105 Barclay, F. J., Combined Power and Process - An Exergy Approach, Wiley & Sons 1998, ISBN 978-1-86058-129-8, 186s.

106 Kemp, I. C., Pinch Analysis and Process Integration - A User Guide on Process Integration for the Efficient Use of Energy, 2. painos, Elsevier 2007, ISBN 978-0-75068-260-2, 409s.

107 Tveit, T. M., Ene-47.5130 Process Integration, Simulation and Optimization, Teknillinen korkeakoulu 2009.

108 Ruohonen, P. et al., Teollisuuden jäähdytysjärjestelmien optimointi energian yhteistuotannossa – TeJo, Raportti A15, Teknillinen korkeakoulu, Espoo 2009, ISBN 978-951-22-9974, 189s.

109 Bejan, A., Tsatsaronis, G. ja Moran, M., Thermal Design & Optimization, Wiley & Sons 1996, ISBN 0-471-58467-3, 542s.

110 Verkhivker, G. P. ja Kosoy, B. V., On the exergy analysis of power plants, Energy Conversion and Management **42** (2001) 2053-2059.

111 Paatero, J., Ene-59.4010 Energiajärjestelmien mallit ja optimointi, Teknillinen korkeakoulu 2010.

112 Khodr, H. M., et al., A Linear Programming Methodology for the Optimization of Electric Power-Generation Schemes, IEEE Transactions on Power Systems **17** (2002) 1-6.

113 Rong, A., Hakonen, H. ja Lahdelma, R., A variant of the dynamic programming algorithm for unit commitment of combined heat and power systems, European Journal of Operational Research **190** (2008) 741-755.

114 El-Hawary, M. E. ja Christensen G. S., Optimal Economic Operation of Electric Power Systems, Mathematics in Science and Engineering **142** (1979) 278s.

115 Bejan, A., Tsatsaronis, G. ja Moran, M., Thermal design and optimization, Wiley & Sons (1996), ISBN 0-471-58467-3, 562s.

116 Laininen, P., Todennäköisyys ja sen tilastollinen soveltaminen, Otatieto, Helsinki 1998, ISBN: 9516722652, 316s.

117 Mellin, I., Mat-1.2620 Sovellettu todennäköisyyslaskenta B, Teknillinen korkeakoulu 2010.

118 Anon., Fossiiliset energialähteet, Ekoenergy Oy, Viitattu 30.9.2010, Saatavilla: <http://www.energianet.fi/index.php?page=sahkohoolto&osa=4>

119 Anon., Kivihiilen, maakaasun ja kotimaisten polttoaineiden hinnat lämmöntuotannossa, Tilastokeskus, Viitattu 5.11.2010, Saatavilla: [http://www.stat.fi/til/ehkh/2010/02/ehkh\\_2010\\_02\\_2010-09-23\\_tau\\_006.xls](http://www.stat.fi/til/ehkh/2010/02/ehkh_2010_02_2010-09-23_tau_006.xls)

120 Anon., Kaukolämmön hinnat 1.7.2010 alkaen, Energiateollisuus Ry, Viitattu 11.12.2010, Saatavilla: [http://www.energia.fi/content/root%20content/energiateollisuus/fi/tilastot/kaukol%c3%a4mp%c3%b6tilastot/kaukolammon\\_hinta/liitteet/hinta\\_010710.pdf?SectionUri=%2ffi%2ftilastot%2fkaukolampotilastot%2fkaukolammonhinta](http://www.energia.fi/content/root%20content/energiateollisuus/fi/tilastot/kaukol%c3%a4mp%c3%b6tilastot/kaukolammon_hinta/liitteet/hinta_010710.pdf?SectionUri=%2ffi%2ftilastot%2fkaukolampotilastot%2fkaukolammonhinta)

121 Anon., Nordpool Spot Price, Nordpool, Viitattu 11.12.2010, Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/>

122 Anon., Raskaan polttoöljyn hinta Suomessa, Öljy- ja kaasualan keskusliitto ,  
Viitattu 11.12.2010 , Saatavilla: [http://www.oil-gas.fi/files/729\\_por.pdf](http://www.oil-gas.fi/files/729_por.pdf)

123 Placido, J. ja Loureiro, L. V., Industrial application of data reconciliation,  
*Computers & Chemical Engineering* **22** (1998) 1035-1038.

**Liite 1. Energiaraportoinnissa määritettäviä suureita prosessi- ja voimalaitospuolella. [2]**

<b>PROSESSI</b>	<b>VOIMALAITOS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bruttotuotanto</li> <li>• Raaka-ainneiden kulutus</li> <li>• Ulkopuolisten polttoaineiden kulutus</li> <li>• Omien polttoaineiden kulutus</li> <li>• Omien polttoaineiden tuotanto</li> <li>• Ulkopuolisen sähkön kulutus</li> <li>• Oman sähkön kulutus</li> <li>• Oman sähkön tuotanto</li> <li>• Ulkopuolisen höyryn kulutus</li> <li>• Oman höyryn kulutus</li> <li>• Oman höyryn tuotanto</li> <li>• Prosessin lämmönkulutus</li> <li>• Muu lämmönkulutus</li> <li>• Prosessin sähkönkulutus</li> <li>• Muu sähkönkulutus</li> <li>• Sekundäärilämmön kulutus</li> <li>• Sekundäärilämmön tuotanto</li> <li>• Raakaveden tuotanto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kattilan tehollisen pa-energian kulutus</li> <li>• Kattilan lämmöntuotanto</li> <li>• Kattilan hyötysuhde</li> <li>• TG:n väliotto-osan lämmönkulutus</li> <li>• TG:n väliotto-osan sähköntuotanto</li> <li>• TG:n vastapaineosan lämmönkulutus</li> <li>• TG:n vastapaineosan sähköntuotanto</li> <li>• TG:n lauhdutusosan lämmönkulutus</li> <li>• TG:n lauhdutusosan sähköntuotanto</li> <li>• TG:n apulauhduksen lämmönkulutus</li> <li>• TG:n apulauhduksen vastapaine-sähköntuotanto</li> <li>• TG:n sähköntuotannon lämmönkulutus</li> <li>• TG:n lauhdutuslämpöhäviö</li> <li>• Voimalaitoksen omakulutus, lämpö</li> <li>• Voimalaitoksen omakulutus, sähkö</li> <li>• Voimalaitoksen prosessille luovuttama netto-lämpö</li> <li>• Voimalaitoksen prosessille luovuttama netto-sähkö</li> <li>• Voimalaitoksen rakennusaste</li> <li>• Voimalaitoksen rakennusaste/optimi-rakennusaste</li> <li>• Voimalaitoksen kokonaislauhteen-palautusaste</li> <li>• Voimalaitoksen sekundäärilämmön kulutus</li> </ul>

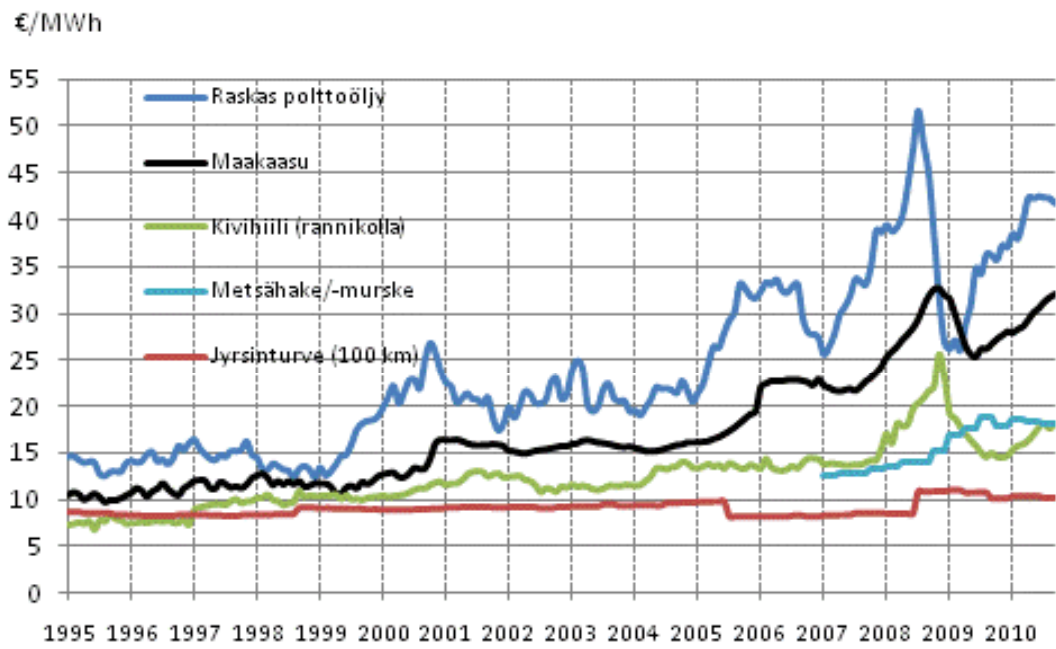
## Liite 2. Polttoaineiden ominaisuudet. [9] [56]

### Polttoaineiden tyypilliset ominaisuudet ja polton ominaispäästöt

Ominaisuudet	Yksikkö	POR	POK	Maakaasu	Jyrsinturve	Palaturve	Polttohake	Kivihilli
Kuiva-aineen tehollinen lämpöarvo	GJ/t	40,9	42,4	-	22,4	21,4	19,1	28,6
Polttoaineen kosteuspitoisuus	p-%	0,1	0,02	0	50	40	55	9,6
Polttoaineen tehollinen lämpöarvo	GJ/t	40,90	42,38	48,48	9,96	11,84	7,25	25,62
Polttoaineen tehollinen lämpöarvo	MJ/l	-	35,9	-	-	-	-	-
Polttoaineen tehollinen lämpöarvo	GJ/1000m <sup>3</sup>	-	-	36,0	-	-	-	-
Polttoaineen kuiva-aineen rikkipitoisuus	%-ka	0,95	0,18	0,00	0,20	0,20	0,02	1,00
Polttoaineen kuiva-aineen hiilipitoisuus	%-ka	86,2	85,7	0,0	58,0	57,1	50,0	73,0
Polttoaineen metaanipitoisuus CH <sub>4</sub>	mooli-%	-	-	99,4	-	-	-	-
Kuiva-aineen tuhkapitoisuus	p-%	0,04	0,01	0,00	5,50	4,60	2,00	11,00
Tilavuuspaino	kg/m <sup>3</sup>	980	847	0,74	325	374	325	750
Syntyvä hiilidioksidimäärä	g CO <sub>2</sub> /MJ <sub>pa</sub>	77	74	56	106	106	114	94
Syntyvä hiilidioksidimäärä	kg CO <sub>2</sub> /MWh <sub>pa</sub>	278	267	203	383	382	409	340
Syntyvä hiilidioksidimäärä	g CO <sub>2</sub> /kg <sub>pa</sub>	3157	3138	2732	1071	1255	824	2418
Syntyvä rikkidioksidimäärä	mg SO <sub>2</sub> /MJ <sub>pa</sub>	464	85	0	200	202	25	705
Syntyvä rikkidioksidimäärä	g SO <sub>2</sub> /MWh <sub>pa</sub>	1669	305	0	721	729	89	2538
Syntyvä rikkidioksidimäärä	mg SO <sub>2</sub> /kg <sub>pa</sub>	18963	3596	0	2014	2398	180	18063
Syntyvä kuiva tuhkamäärä	g /MJ <sub>pa</sub>	0,01	0,00	0,00	3	2,33	1,24	3,88
Syntyvä kuiva tuhkamäärä	kg /MJ <sub>pa</sub>	0	0	0	10	8	4	14
Syntyvä kuiva tuhkamäärä	g /kg <sub>pa</sub>	0	0	0	28	28	9	99



### Liite 3. Voimalaitospolttoaineiden hinnat lämmöntuotannossa. [119]



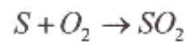
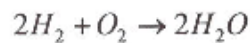
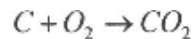
**Liite 4. Savukaasun koostumus, TKK/Energiatalous ja voimalaitostekniikka, Ene-59.4135 Teollisuuden käyttöhyödykejärjestelmät, kevät 2010, Harjoitus 2 mukaisesti.**

Polttoaineen alkuaineanalyysi:

<b>C</b>	71,5	p-%
<b>H</b>	4,5	p-%
<b>S</b>	0,8	p-%
<b>O</b>	8,5	p-%
<b>N</b>	1,3	p-%
<b>H2O</b>	10	p-%
<b>Tuhka</b>	13,4	p-%

Valitaan laskennan perustaksi 1000 g kuivaa polttoainetta, jolloin kostean polttoaineen massa on 1111,111 g, 1000 g kuiva-ainetta kohti polttoaineessa on vettä 6,167357 mol.

Oletetaan, että typpi ei reagoi hapen kanssa, hiili hapettuu hiilidioksidiksi ja rikki rikkidioksidiksi. Yksinkertaistetut palamisreaktiot ovat tällöin seuraavat:



Lähtöaineet/kg pa-kuiva-ainetta				O <sub>2</sub> -tarve	
	<i>m</i> [g]	<i>M</i> [g/mol]	<i>n</i> [mol]		[mol]
<b>C</b>	715	12,01	59,5337219	59,53372	
<b>H<sub>2</sub></b>	45	2,016	22,32142857	11,16071	
<b>O<sub>2</sub></b>	85	32	2,66	-2,65625	
<b>S</b>	8	32,07	0,249454319	0,249454	
<b>N<sub>2</sub></b>	13	28,02	0,463954318	-	
<b>Tuhka</b>	134				
<b>H<sub>2</sub>O</b>	111,1111111	18,016	6,167357411	-	
<b>Summa</b>			91,1427122	68,03819	
	1111,111111 g			2177,222 g	

**Savukaasu/kg pa-kuiva-ainetta**

	<i>n</i> [mol]	<i>M</i> [g/mol]	<i>m</i> [g]
CO <sub>2</sub>	59,53372	44,01	2620,079
H <sub>2</sub> O*	22,32143	18,016	402,1429
			-
SO <sub>2</sub>	0,249454	64,07	15,98254
N <sub>2</sub> *	0,463954	28,02	13
Tuhka			-
H <sub>2</sub> O	6,167357	18,016	111,1111
<b>Summa</b>	<b>88,73592</b>		

3162,316 g

Kun ilmakerroin on 1,3 saadaan:

Savukaasuissa ylimääräistä happea palamisen jälkeen	20,41146 mol	653,1666 g
Typeä polttoilmasta	332,7391 mol	9323,35 g
Kosteutta palamisilmasta	0 mol	0 g
Savukaasuissa vesihöyryä yhteensä	28,48879 mol	513,254 g
Kostea polttoaine-erää kohti palamisilmaa tarvitaan		12153,74 g

Kostean savukaasun koostumus:

<b>Savukaasujen koostumus (kosteat)</b>						
	mol	til-%	Nm <sup>3</sup>		kg	p-%
CO <sub>2</sub>	59,5337219	13,47263		1,333555371	2,620079	19,94149
SO <sub>2</sub>	0,249454319	0,056452		0,005587777	0,015983	0,121644
H <sub>2</sub> O+H <sub>2</sub> O*	28,48878598	6,447082		0,638148806	0,513254	3,906389
N <sub>2</sub> +N <sub>2</sub> *	333,2030839	75,40468		7,463749079	9,33635	71,05921
O <sub>2</sub>	20,41145586	4,619163		0,457216611	0,653167	4,971268
<b>Summa</b>	<b>441,8865019</b>	<b>100</b>		<b>9,898257644</b>	<b>13,13883</b>	<b>100</b>

Kuivan savukaasun koostumus:

<b>Savukaasujen koostumus (kuivat)</b>					
mol	til-%	Nm <sup>3</sup>	kg		p-%
59,53372	14,40108	1,333555	2,620079	20,75215	
0,249454	0,060342	0,005588	0,015983	0,126589	
0	0	0	0	0	
333,2031	80,60109	7,463749	9,33635	73,9479	
20,41146	4,937486	0,457217	0,653167	5,17336	
<b>413,3977</b>	<b>100</b>	<b>9,260109</b>	<b>12,62558</b>	<b>100</b>	



**Liite 6. 12 MW öljykattilan käyttö.**

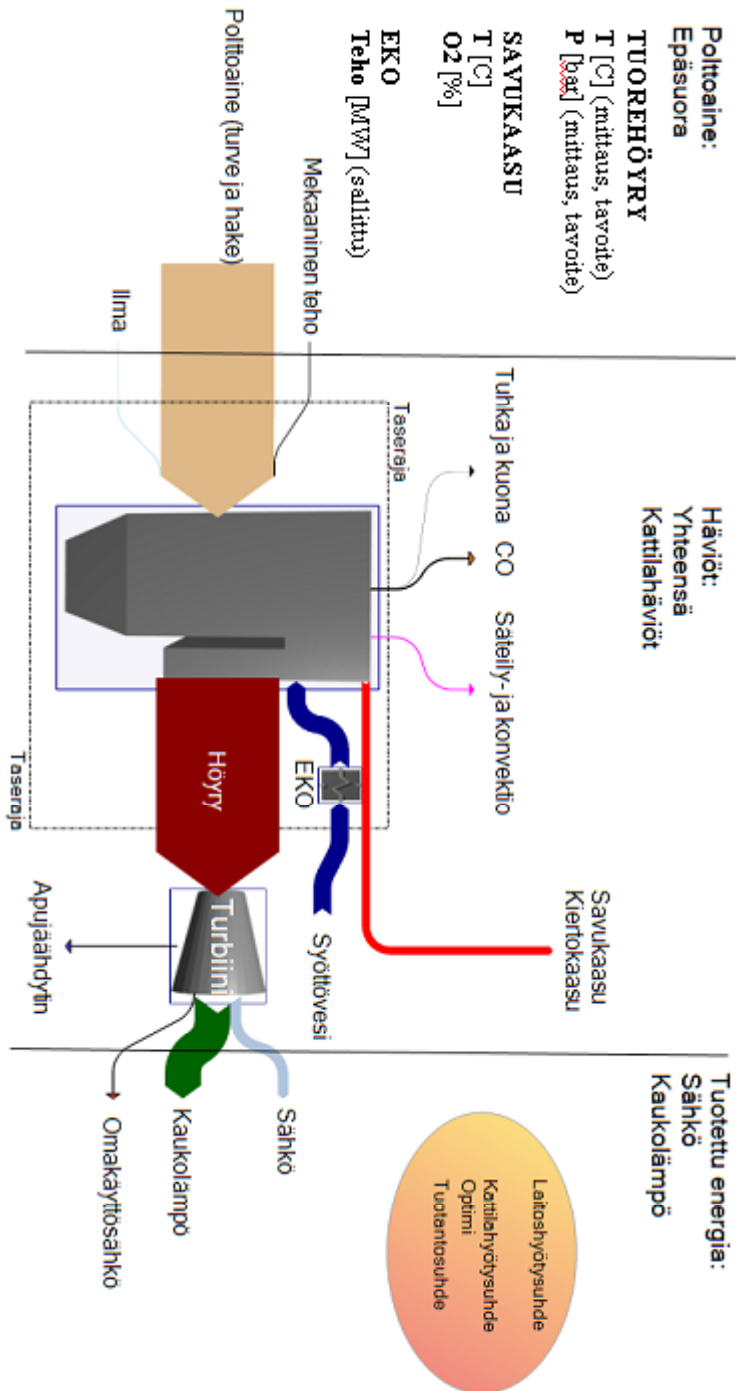
<b>LK2</b>	<b>Pääkattila</b>	<b>Pääkattila</b>	<b>Pääkattila</b>	<b>Ajankohta</b>
12 MW	Kl meno T	Kl teho	Tuorehöyryn P	
0	83.0	20.8	59.9	21.10.2010 21:20
0	83.4	20.7	60.4	21.10.2010 21:25
0	82.8	20.2	60.7	21.10.2010 21:30
0	82.4	19.9	60.3	21.10.2010 21:35
0	82.2	19.8	60.1	21.10.2010 21:40
0	82.4	19.9	59.8	21.10.2010 21:45
0	82.4	19.9	59.6	21.10.2010 21:50
0	82.5	20.0	59.8	21.10.2010 21:55
0	82.7	20.0	60.3	21.10.2010 22:00
0	82.8	19.9	60.2	21.10.2010 22:05
0	82.1	19.5	60.3	21.10.2010 22:10
0	82.8	19.9	59.5	21.10.2010 22:15
0	82.5	19.6	60.6	21.10.2010 22:20
0	82.4	19.4	60.2	21.10.2010 22:25
0	82.9	19.6	59.7	21.10.2010 22:30
0	82.9	19.5	60.4	21.10.2010 22:35
0	82.6	19.4	60.5	21.10.2010 22:40
0	82.5	19.4	59.8	21.10.2010 22:45
0	82.4	19.2	59.7	21.10.2010 22:50
0	82.4	19.2	60.0	21.10.2010 22:55
0	82.9	19.4	59.8	21.10.2010 23:00
0	82.9	19.4	60.1	21.10.2010 23:05
0	82.7	19.2	58.8	21.10.2010 23:10
0	79.7	17.7	48.7	21.10.2010 23:15
1.4	71.8	13.7	46.4	21.10.2010 23:20
4.5	73.8	14.9	46.3	21.10.2010 23:25
5.5	75.9	15.9	45.9	21.10.2010 23:30
5.0	75.2	15.5	46.1	21.10.2010 23:35
4.2	74.9	15.4	46.5	21.10.2010 23:40
4.6	76.1	16.2	47.4	21.10.2010 23:45
3.5	78.5	17.6	50.2	21.10.2010 23:50
2.9	80.0	18.4	54.0	21.10.2010 23:55

2.7	80.6	18.8	55.9	22.10.2010 0:00
2.9	81.2	19.1	57.0	22.10.2010 0:05
2.7	82.0	19.6	58.5	22.10.2010 0:10
2.7	82.3	19.9	59.1	22.10.2010 0:15
2.6	82.6	20.1	59.2	22.10.2010 0:20
2.5	82.6	20.1	58.8	22.10.2010 0:25
2.6	81.6	19.5	59.1	22.10.2010 0:30
2.6	81.4	19.4	59.3	22.10.2010 0:35
2.6	81.6	19.6	58.6	22.10.2010 0:40
2.7	81.6	19.6	58.7	22.10.2010 0:45
2.7	82.0	19.6	59.4	22.10.2010 0:50
2.7	81.8	19.5	59.3	22.10.2010 0:55
2.6	82.1	19.6	58.9	22.10.2010 1:00
2.6	81.9	19.5	59.2	22.10.2010 1:05
2.5	82.2	19.4	58.9	22.10.2010 1:10
2.5	82.8	19.5	58.7	22.10.2010 1:15
2.5	82.1	19.1	59.6	22.10.2010 1:20
2.7	81.5	18.8	59.6	22.10.2010 1:25
2.7	81.7	18.8	58.5	22.10.2010 1:30
2.6	82.4	19.1	58.2	22.10.2010 1:35
2.6	82.2	18.8	59.8	22.10.2010 1:40
2.6	82.0	18.6	59.3	22.10.2010 1:45
2.6	82.0	18.3	58.8	22.10.2010 1:50
2.5	82.6	18.4	58.7	22.10.2010 1:55

**Liite 7. Kattilahyötysuhteen optimiarvon sovite.**

<b>Tehoalue [MW]</b>	<b>Yhtälö</b>
34-35	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00677$
33-34	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00496$
32-33	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00370$
31-32	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00285$
30-31	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00225$
29-30	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00180$
28-29	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00140$
27-28	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00109$
26-27	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00079$
25-26	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00084$
24-25	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00089$
23-24	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00094$
22-23	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00099$
21-22	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00104$
20-21	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00109$
19-20	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00114$
18-19	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00119$
17-18	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00124$
16-17	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00165$
15-16	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00205$
14-15	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00210$
13-14	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00250$
12-13	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00290$
11-12	$(-0.0075x^2 + 0.4221x + 85.978)*1.00330$

Liite 8. Pieksämäen laitoksen sankey-kuvaaja valvomon näytöllä.





## Liite 9. Energiaraportointimalli Pieksämäen laitoksella.

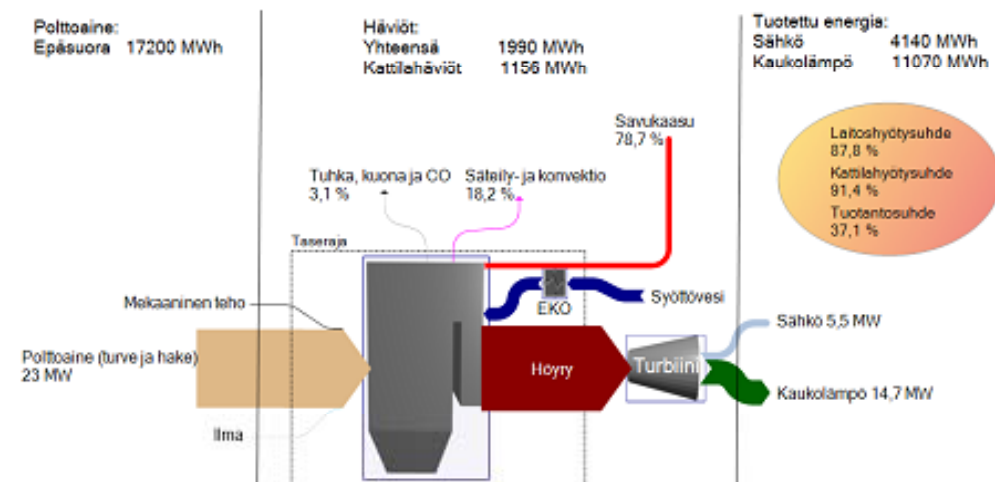


### ENERGIARAPORTTI Savon Voima Oyj, Pieksämäki 15.10-15.11.2010

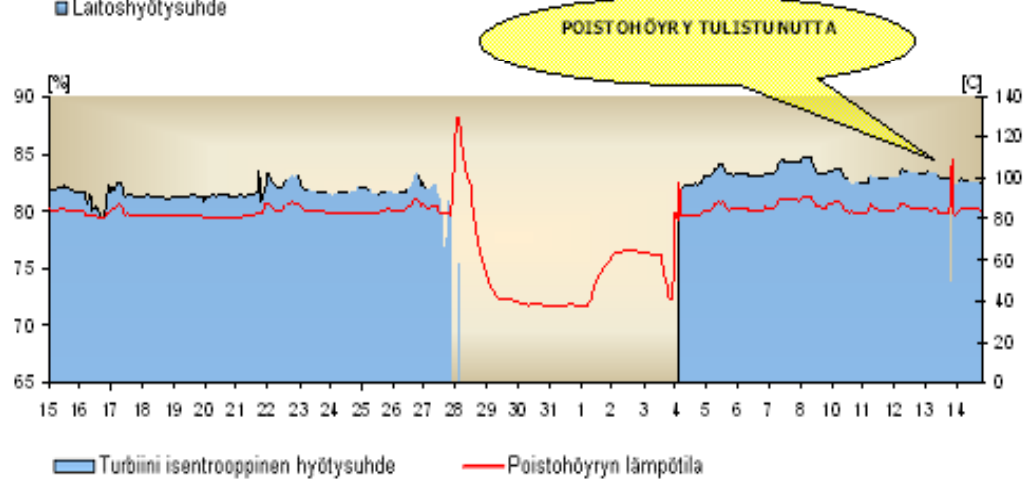
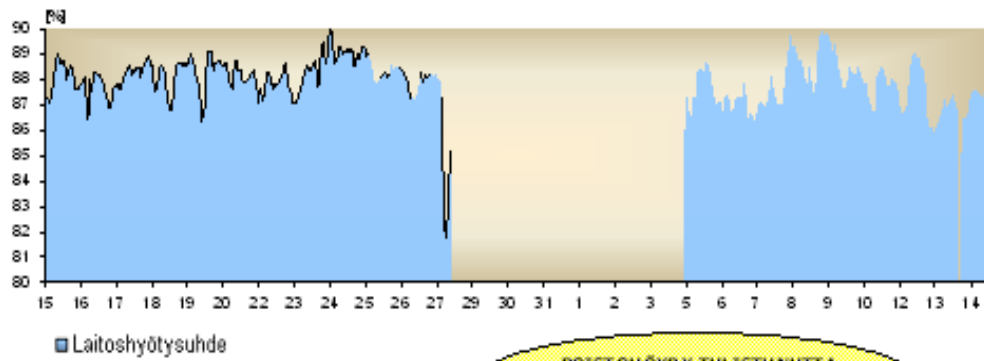
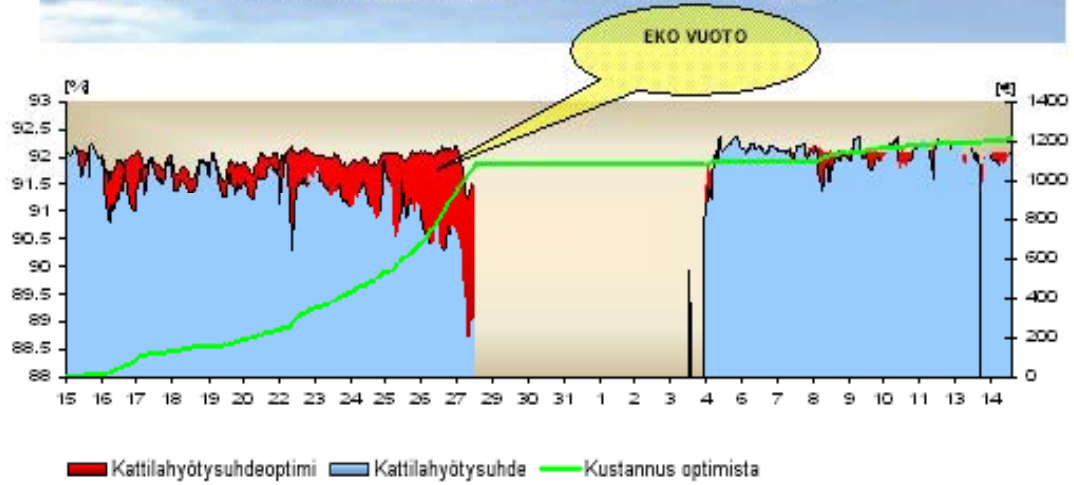
#### YHTEENVETO

- Hyötysuhteet
  - Laitos 87,8%, Kattila 91,4% (Optimi 92,0%), Turbiini isentrooppinen 77,4%
- 35 MW käytettävyys 75,5%, ajossa 562 h (alhaalla 28.10 11:00 – 4.11 18:00)
- LK1 20 MW KPA ajossa 250 h
- LK2 12 MW POR 35 h, LK1 20 MW POR ei ajossa
- Omakäyttösähkön seuranta ei vielä toiminnassa

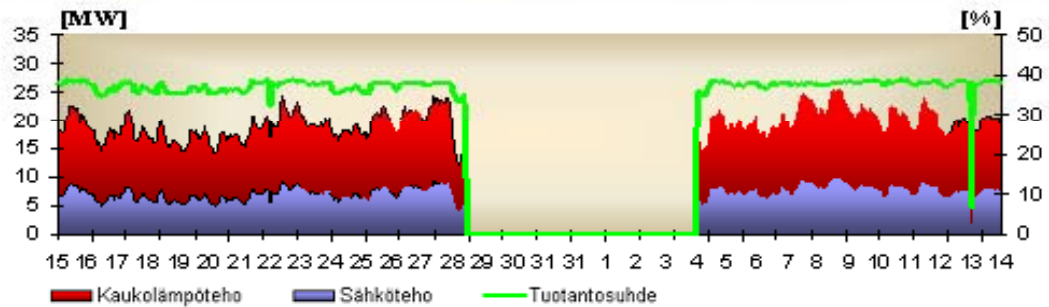
#### TUOTANTO 35 MW



### 35 MW KATTILA- JA LAITOSHYÖTYSUHDE SEKÄ TURBNIINI



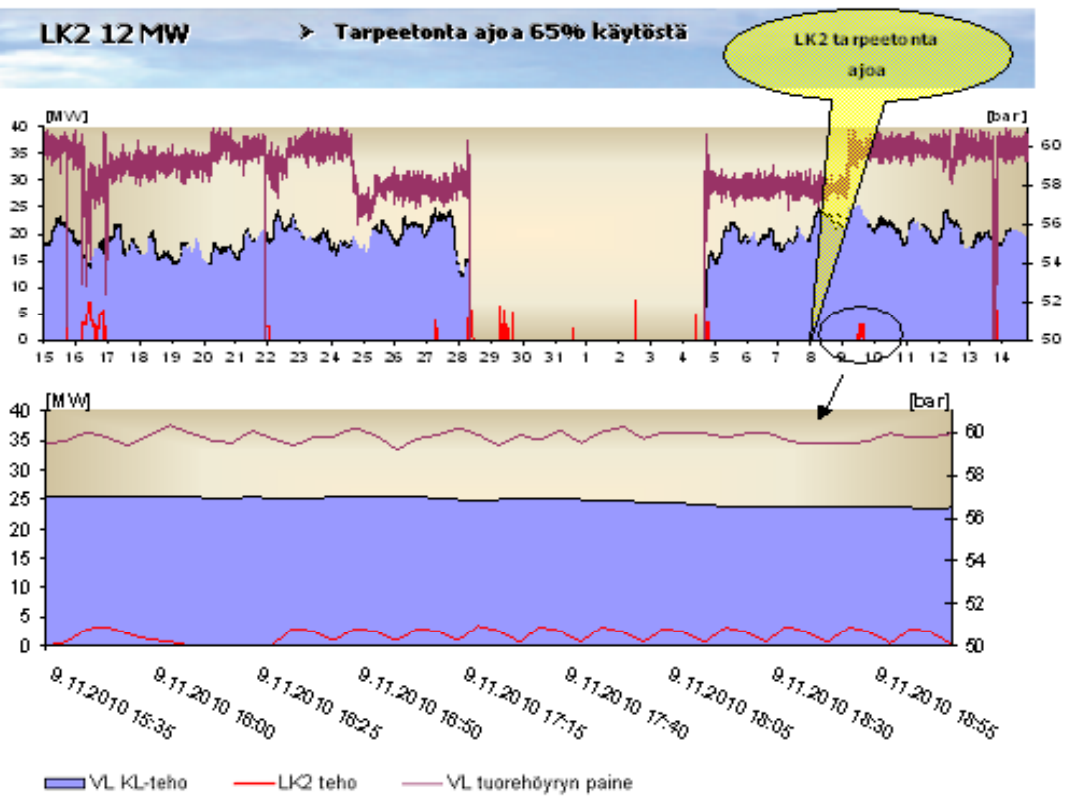
### 35 MW KÄYTETTÄVYYS



➤ **Kustannus 35 MW sijasta ajettiin 20 MW lämpökeskusta: 28000 €**

### LK2 12 MW

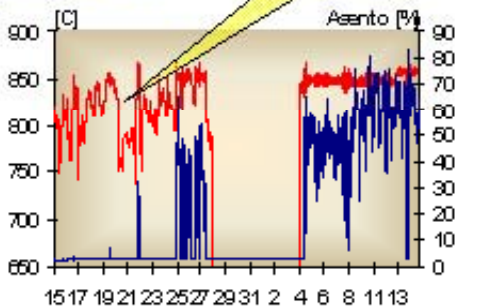
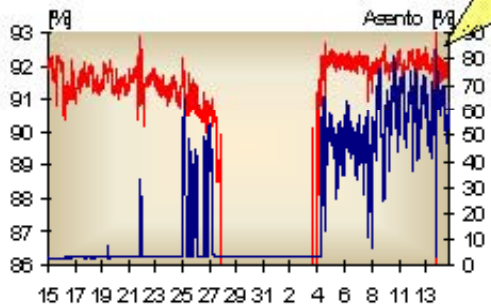
➤ **Tarpeetonta ajoa 65% käytöstä**



### KIERTOKAASUPELTI

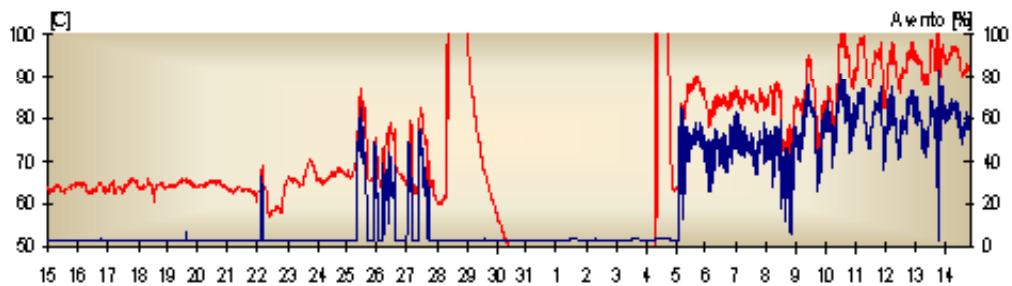
Kiertokaasun määrä kasvaa  
→ Kattilahiötysuhde paranee

Pellin avaus?



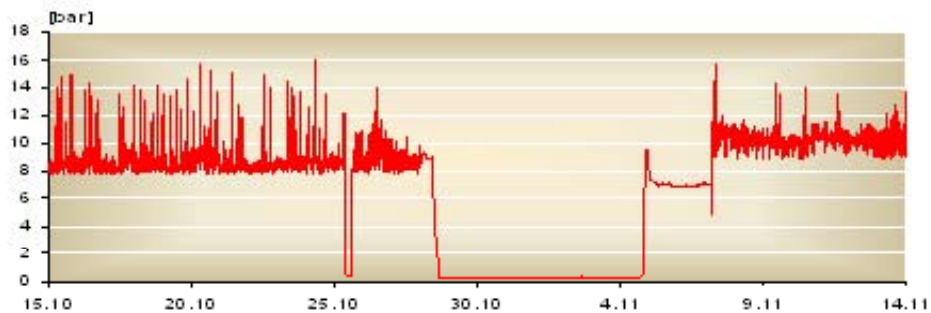
— Kattilahiötysuhde — Kiertokaasu pellin asento

— Kiertokaasun pellin asento — Petin lämpötila



— Primääri-ilman T — Kiertokaasupellin asento

### NUOHOUS



— Nuohoushöyryn paine

➤ **Ei nuohouksia**

## Liite 10. Öljykattilan HK4 käyttö.

Kun HK6 ainoastaan ajossa eli kun HK5 tuorehöyryvirtaus [96FI9411:av] = 0:

- HK6 höyryvirtaus [23694008-1S:av] = a
- HK6 kapasiteetti = 40 kg/s = b
- HK6 höyryä käytettävissä = c = b - a
- HK4 höyryvirtaus [234FI9404.KGS:av] = d
- HK4 "liikahöyry" = e:
  - JOS(c < d; e = c; e = d)
- HK4 "liikahöyry" itseisarvo = f:
  - JOS(c < 0; f = 0; f = e)
- HK4 öljymäärä [234FOLJY:av] = g
- HK4 tuotanto höyry/öljytonni = h:
  - JOS(g = 0; h = 0; h = d/g)
- HK4 liikaöljy [kg/s] = i:
  - JOS(h = 0; i = 0; i = f/h)
  - JOS(i > 0 ja jos HK6 tuorehöyryn paine [23691005-1S:me] > 105 ->  
**ilmoitus mahdollisesta tarpeettomasta ajosta sekä liikaöljyn määrä i valvomon näytölle)**

Kun HK5 ainoastaan ajossa eli kun HK6 tuorehöyryvirtaus [23694008-1S:av] = 0:

- HK5 höyryvirtaus [96FI9411:av] = a
- HK5 kapasiteetti = 248/3,6 kg/s = b
- HK5 höyryä käytettävissä = c = b - a
- HK4 höyryvirtaus [234FI9404.KGS:av] = d
- HK4 "liikahöyry" = e:
  - JOS(c < d; e = c; e = d)
- HK4 "liikahöyry" itseisarvo = f:
  - JOS(c < 0; f = 0; f = e)
- HK4 öljymäärä [234FOLJY:av] = g

- HK4 tuotanto höyry/öljytonni = h:
  - JOS( $g = 0$ ;  $h = 0$ ;  $h = d/g$ )
- HK4 liikaöljy [kg/s] = i:
  - JOS( $h = 0$ ;  $i = 0$ ;  $i = f/h$ )
  - JOS( $i > 0$  ja jos HK5 tuorehöyryn paine [96PI9123:av] > 105 -> **ilmoitus mahdollisesta tarpeettomasta ajosta sekä liikaöljyn määrä i valvomon näytölle**)

Kun molemmat kattilat ajossa eli [96FI9411:av] ja [23694008-1S:av] > 0:

- HK6 höyryvirtaus [23694008-1S:av] = a
- HK6 kapasiteetti = 40 kg/s = b
- HK6 höyryä käytettävissä = c = b – a
- HK5 höyryvirtaus [96FI9411:av] = j
- HK5 kapasiteetti = 60 kg/s = k
- HK5 höyryä käytettävissä = m = k – j
- HK6 ja HK5 höyryä käytettävissä = n = m + c
- HK4 höyryvirtaus [234FI9404.KGS:av] = d
- HK4 "liikahöyry" = e:
  - JOS( $n < d$ ;  $e = n$ ;  $e = d$ )
- HK4 "liikahöyry" itseisarvo = f:
  - JOS( $n < 0$ ;  $f = 0$ ;  $f = e$ )
- HK4 öljymäärä [234FOLJY:av] = g
- HK4 tuotanto höyry/öljytonni = h:
  - JOS( $g = 0$ ;  $h = 0$ ;  $h = d/g$ )
- HK4 liikaöljy [kg/s] = i:
  - JOS( $h = 0$ ;  $i = 0$ ;  $i = f/h$ )
  - JOS( $i > 0$  ja jos HK6 tuorehöyryn paine [23691005-1S:me] ja HK5 tuorehöyryn paine [96PI9123:av] > 105 -> **ilmoitus mahdollisesta tarpeettomasta ajosta sekä liikaöljyn määrä i valvomon näytölle**)

## **Asiantuntijakontaktit**

Lipsanen, H., Tepponen, J. ja Mäkelä, H., Savon Voima Oyj

Pitkänen, T. ja Korteniemi, M., Rauman Voima Oy

Kärävä, P. ja Salminen, O., Helsingin Energia, Salmisaaren voimalaitos