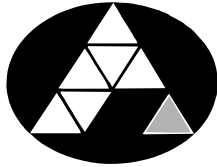


POHJOIS-KARJALAN AMMATTIKORKEAKOULU
Ympäristötekniikan koulutusohjelma

Joni Tanskanen

KIINTEITÄ BIOPOLTTOAINEITA HYÖDYNTÄVÄN PIENEN KOKO-
LUOKAN SÄHKÖN JA LÄMMÖN YHTEISTUOTANNON KANNAT-
TAVUUDEN HAASTEET

Opinnäytetyö
5/2012



POHJOIS-KARJALAN
AMMATIKORKEAKOULU

OPINNÄYTETYÖ
Toukokuu 2012
Ympäristötekniikan koulutusohjelma

Sirkkalantie 12 A
80100 JOENSUU
p. (013) 260 6900

Tekijä
Joni Tanskanen

Nimeke
Kiinteitä biopolttoaineita hyödyntävän pienen kokoluokan sähkön ja lämmön yhteistuotannon kannattavuuden haasteet

Toimeksiantaja
Lämpölaitostekniikan kehityshanke Joensuun seudulla ja Keski-Karjalassa

Tiivistelmä

Tässä opinnäytetyössä tarkastellaan kiinteitä biopolttoaineita hyödyntävän pienen kokoluokan sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksen taloudelliseen kannattavuuteen vaikuttavia tekijöitä sekä kannattavuuteen liittyviä haasteita. Osana opinnäytetyötä laadittiin laskentamalli, jolla voidaan mallintaa yhteistuotantolaitosten kannattavuuksia erilaisilla kohteilla ja skenaarioilla. Laskentamallia hyödynnettiin arvioitaessa yhteistuotantolaitokseen investoimisen kannattavuutta Kontiolahden Paiholassa sijaitsevalla kohteella.

Merkittävin pienen kokoluokan yhteistuotantolaitosten kannattavuuteen vaikuttava tekijä on investointikustannukset ja niistä aiheutuvat pääomakustannukset. Pienen kokoluokan yhteistuotantolaitosten tuotto on usein liian pieni, jotta se kykenisi maksamaan investointikustannukset takaisin kohtuullisen ajan sisällä. Laitosten tuotot riippuvat hyvin paljon sähkön ja lämmön käyttökohteista.

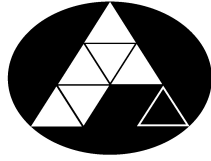
Energian varastointimahdollisuuksien puute ja laitteistojen rajoitettu säilyvyys heikentävät laitosten tuottoa. Lisäksi asumiskäyttöön energiaa tuottavan yhteistuotantolaitoksen kannattavuutta heikentää lämmöntarpeen epätasainen jakautuminen vuodenaikojen mukaan. Kannattavuutta voidaan parantaa laitoksen oikeanlaisella mitoituksella ja sen kautta saavutettavalla korkealla käyttöasteella sekä pyrkimällä mahdollisimman suureen sähkön omakäyttöön.

Kieli
suomi

Sivuja 66

Asiasanat

sähkön ja lämmön yhteistuotanto, hajautettu energiantuotanto, kannattavuus, biopolttoaineet



NORTH KARELIA
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

THESIS
May 2012
**Degree Programme in Environmental
Technology**

Sirkkalantie 12 A
FIN 80100 JOENSUU
FINLAND
Tel. 358-13-260 6900

Author
Joni Tanskanen

Title
The Economic Challenges of Small-scale Biomass Fueled Combined Heat and Power Production

Commissioned by
Development Project in Heat Plant Technology in Joensuu region and Central Karelia

Abstract

The aim of this thesis was to investigate the factors that effect on the profitability of small-scale biomass fueled combined heat and power plants. As a part of the study, a calculation model was created with which the profitability of combined heat and power plants can be simulated in different scenarios. The calculation model was used as a medium to analyze the profitability of different sized combined heat and power plants in a location in Kontiolahti, Paihola.

The greatest factor that affects the economic profitability of the small-scale combined heat and power plants is the capital cost resulting from the investment costs. In many cases, the profits of the small-scale plants are too small to pay back the investment in a reasonable time. The profitability depends a lot on the case where the heat and power are consumed.

The lack of proper ways to store energy and the limited range of capacity of the biomass fueled energy production technologies diminishes the profitability of the investment. Also, if the plant produces energy for household purposes, the unbalanced demand of heat load between the seasons sets challenges for plants profitability. The economic profitability can be improved with high utilization rates which can be achieved with correct plant sizing. The best economic benefit for the self-produced electricity can be gained through savings in electricity costs.

Language
Finnish

Pages 66

Keywords

combined heat and power production, distributed energy production, profitability, biofuels

Sisältö

NIMIÖ

TIIVISTELMÄ

ABSTRACT

SISÄLTÖ

LYHENTEET

1	Johdanto	6
2	Käsitteitä	7
3	Tutkimusasetelman kuvaus	9
3.1	Taustaa	9
3.2	Tutkimuksen tarkoitus ja aiheen rajaus	11
3.3	Aineisto ja tutkimuksen toteutus	11
4	CHP-tuotantotekniikat	12
4.1	Suoraan polttoon perustuvat tekniikat	12
4.1.1	Stirling-moottorit	12
4.1.2	ORC - lämpöturbiinit	14
4.2	Kaasutukseen perustuvat tekniikat	16
4.2.1	Kaasutusprosessi	16
4.2.2	Kaasuttimet ja niiden toimintaperiaatteet	18
4.2.3	Kaasun puhdistus	19
4.2.4	Kaasuturbiinit	21
4.2.5	Polttomoottorit	22
5	CHP-tuotannon kannattavuuteen vaikuttavat tekijät	23
5.1	Energiantuotantolaitoksen kustannuslajit	23
5.2	Laitoksen ominaisuudet ja hinta	24
5.3	Mitoitus ja käyttökohde	25
5.3.1	Kiinteän polttoaineen lämpökattilan mitoitusperiaatteet	25
5.3.2	Lämmön käyttökohde	27
5.3.3	Ilmasto-olosuhteet	28
5.4	Polttoaine	29
5.5	Investoinnista aiheutuvat pääomakulut	30
5.6	Lämmön myyminen	33
5.7	Sähkön myyminen ja yleiseen verkkoon liittyminen	34
5.7.1	Suomen sähköverkko	34
5.7.2	Verkonomistajan veloitteet ja hinnoitteluperusteet	35
5.7.3	Tarvittavat sopimukset	35
5.7.4	Liittymis- ja siirtomaksut	36
5.7.5	Sähkön myyminen	37
5.7.6	Sähkön verotus	38
5.7.7	Sähkömarkkinat	39
5.7.8	Uusiutuvan sähkön tuotantotuki	40
5.7.9	Sähkön kulutusprofiili	41
6	Laskentamallin toteutus	42
7	Case: Paiholan CHP-investointi	47
7.1	Kannattavuus nykytilanteessa	47
7.1.1	1 200 kW:n hakekäyttöinen CHP	49
7.1.2	620 kW:n hakekäyttöinen CHP	51
7.1.3	190 kW:n hakekäyttöinen CHP ja 830 kW:n hakelämpökattila	52
7.1.4	1 000 kW:n hakelämpökattila	55

7.1.5 Tulosten vertailua	56
7.2 Herkkyystarkastelu	57
7.2.1 Sähkön hinnan vaikutus	57
7.2.2 Kohteen lämmönkulutuksen vaikutus	59
7.2.3 Sähköntuotannon hyötysuhteen vaikutus	59
8 Pohdinta	61
8.1 Laskentamallin virhetarkastelu	61
8.2 Pien-CHP:n kannattavuuden haasteita	62
Lähteet	64

LYHENTEET

CHP	sähkön ja lämmön yhteistuotanto
kW	kilowatti
MW	megawatti
kW _e	sähköteho kilowatteina
MW _e	sähköteho megawatteina
kWh	kilowattitunti
MWh	megawattitunti
MJ	megajoule
m ³ (n)	kuutiometri normaalissa ilmanpaineessa
NO _x	typpioksidiyhdiste
kpa	kiinteä polttoaine
°Cd	astepäivä
kV	kilovoltti
kVA	kilovolttiampeeri

1 Johdanto

Sähkön ja lämmön yhteistuotanto parantaa energiantuotannon hyötysuhdetta ja vähentää energiantuotannosta aiheutuvia päästöjä. Pienessä kokoluokassa toteutettuna se voi parantaa paikallisten energiavarojen hyödyntämismahdollisuuksia, mikä Suomessa monessa tapauksessa tarkoittaa kiinteiden biopolttoaineiden käytön edistämistä. Kiinteitä biopolttoaineita hyödyntävien pienen kokoluokan sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitosten investoinnit ovat kuitenkin suuria suhteessa tuotetun energian määrään, ja siksi niiden taloudellinen kannattavuus voi olla monessa tilanteessa vaakalaudalla.

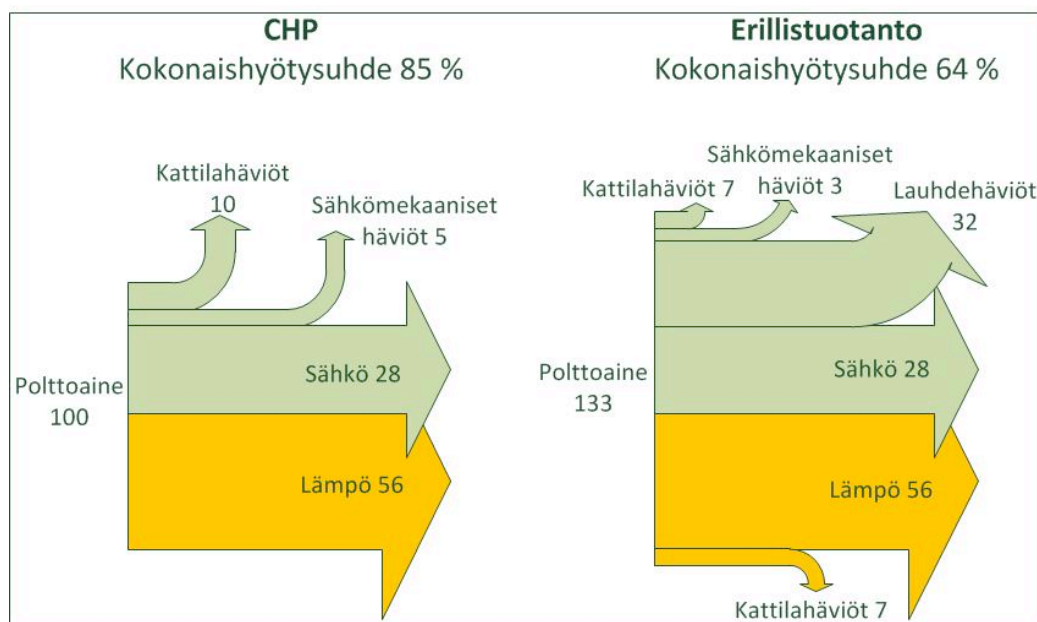
Tässä opinnäytetyössä tarkastellaan kiinteitä biopolttoaineita hyödyntävien pienen kokoluokan sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksien taloudelliseen kannattavuuteen vaikuttavia tekijöitä ja pohditaan, millaisia haasteita yhteistuotantolaitosten kannattavuuteen liittyy. Osana opinnäytetyötä laadittiin skaalautuva laskentamalli, jonka avulla voidaan arvioida kannattavien investointien raja-arvoja erilaisissa tilanteissa ja erilaisille laitoksille. Laskentamallia hyödynnettiin arvioitaessa yhteistuotantolaitokseen investoimisen kannattavuutta Kontiolahden Paiholassa sijaitsevalla kohteella.

Toimeksiantajana opinnäytetyölle on Lämpölaitosteknologian kehityshanke Joensuun seudulla ja Keski-Karjalassa. Kyseinen hanke on Pohjois-Karjalan ammattikorkeakoulun biotalouden keskuksen toteutuksessa, ja rahoitus siihen on peräisin työ- ja elinkeinoministeriön KOKO-ohjelmasta (alueellinen koheesio- ja kilpailukykyohjelma). Toimeksiantajan edustajana toimii hankkeen projektipäällikkö Markus Hirvonen.

2 Käsitteitä

CHP

CHP (Combined Heat and Power) tarkoittaa sähkön ja lämmön yhdistettyä tuotantomuotoa. CHP-tekniikan avulla päästään korkeampiin kokonaishyötysuhteisiin verrattuna perinteisiin erillistuotantomenetelmiin, joissa sähkö ja lämpö tuotetaan erillisissä laitoksissa. CHP- ja erillistuotannon eroja on havainnollistettu kuvassa 1. (Haavisto 2010, 2.)



Kuva 1. CHP- ja erillistuotannon sankey-diagrammit (mukailtu VTT Prosessit 2004, 76)

Biomassa ja kiinteät biopolttoaineet

Biomassa on biologista alkuperää olevaa ainesta, lukuun ottamatta geologisiin muodostuksiin peittyneitä ja fossiloituneita aineksia (Alakangas 2012). Biopolttoaineet ovat biomassasta suoraan tai epäsuoraan tuotettuja polttoaineita. Kiinteitä biopolttoaineita ovat mm. metsähake, peltobiomassat sekä metsäteollisuuden sivutuotteet ja kierrätyspuu. Myös perinteiset klapit ja halot on luokiteltavissa kiinteiksi biopolttoaineiksi. Puubiomassat on todettu monessa tapauksessa

parhaimmaksi biopolttoaineeksi pien-CHP tuotannossa. (Konttinen 2011; Vesisenaho 2003, 37; Verkasalo 2003, 41–44; Alakangas & Sipilä 2003, 44–46; Pahkala 2003, 46.)

Metsähaketta käytetään yleisnimityksenä suoraan metsästä hankitusta raaka-aineesta tehdyille hakkeelle tai murskeelle. Metsähakkeen raaka-aineena useimmiten käytetään ainespuuksi kelpaamatonta runkopuuta, hakkutähteitä tai kantoja. (Vesisenaho 2003, 37–40.)

Peltobiomassoista kiinteinä biopolttoaineina käytetään mm. ruokohelpeä, viljan ja rypsin olkea, jyviä sekä järviruokoa. Myös energiapajut ovat peltobiomassoja. Monesti peltobiomassoja käytetään lisäpolttoaineena hakkeen ja turpeen seassa. Peltobiomassojen energiakäyttö on Suomessa ollut melko vähäistä. (Pahkala 2003, 46.)

Metsäteollisuuden kiinteitä sivutuotteita ovat mm. hake, sahanpuru ja kuori, joita syntyy mm. sahoilla sekä vaneri- ja puumassatehtailla. Näitä sivutuotteita voidaan vielä jatkojalostaa paremmin energiakäyttöön sopivammiksi esimerkiksi pelletöimällä tai briketöimällä. Kierrätyspuu voi olla korkealaatuinen polttoaine, jos sitä ei ole voimakkaasti pintakäsitelty ja se on lajiteltu riittävän huolellisesti. (Verkasalo 2003, 41–44; Alakangas & Sipilä 2003, 44–45.)

Hajautettu energiantuotanto

Hajautetun energiantuotannon mallissa sähköä ja lämpöä tuotetaan pienissä laitoksissa lähellä loppukuluttajaa. Hajautettu energiantuotanto voi mahdollistaa biomassapohjaisten polttoaineiden paremman hyödyntämisen, sillä biomassan kuljettaminen pitkien matkojen päähän on monissa tapauksissa kannattamatonta. Kuljetusetäisyyksien lyhentyessä paikallisten biopolttoainevarojen käyttämisestä tulee kannattavampaa. Paikallisten polttoainevarojen hyödyntämismahdollisuuksien parantuessa alueiden energiaomavaraisuus ja mahdollisesti myös alueiden taloudellinen tilanne kehittyy. (VTT Prosessit 2004, 248.)

Kasvihuonekaasut ja ilmastonmuutos

Auringosta tulee maahan jatkuvasti lämpösäteilyä, joka heijastuu maan pinnalta osittain takaisin avaruuteen. Kasvihuonekaasut ovat yhdisteitä, jotka imevät maasta heijastuvaa lämpösäteilyä ja hidastavat näin lämmön siirtymistä maasta avaruuteen aiheuttaen ns. kasvihuoneilmiön. Kasvihuoneilmiö on maapallolle luonnollinen ja elämälle välttämätön ilmiö, mutta ihminen on toiminnallaan lisännyt kasvihuonekaasujen pitoisuuksia ilmakehässä merkittävästi. Kasvihuonekaasujen pitoisuuden nouseminen nostaa maapallon keskilämpötilaa, minkä seurauksena maapallon ilmasto muuttuu. Ilmastonmuutoksella tulee olemaan ennusteiden mukaan vakavia haitallisia vaikutuksia, kuten meriveden nouseminen ja kuivuudet. (Savolainen 2003, 19.)

Merkittävimmät kasvihuonekaasut ovat hiilidioksidi (CO_2), metaani (CH_4), dityppioksidi (N_2O) sekä eräät halogeeneja sisältävät hiilivedyt. Lisäksi kasvihuoneilmiön voimistumiseen vaikuttavat mm. hiukkaset, paikalliset ilmansaasteet ja alailmakehän otsoni. Määrältään ja vaikuttavuudeltaan merkittävin kasvihuonekaasu on hiilidioksidi, jota syntyy pääasiassa fossiilisten polttoaineiden käytöstä. (Savolainen 2003, 20.)

Biopolttoaineet voidaan luokitella kasvihuonekaasupäästöiltään neutraaliksi, jos niitä tuotetaan kestävästi. Kestävä tuotanto tarkoittaa sitä, että luonnonvaroja ei käytetä sen enempää kuin mitä ne pystyvät uusiutumaan. Tällöin poltossa vapautuvan hiilidioksidin ajatellaan sitoutuvan kasvavaan biomassaan. (Savolainen 2003, 20.)

3 Tutkimusasetelman kuvaus

3.1 Taustaa

Ilmakehän hiilidioksidin ja muiden kasvihuonekaasujen pitoisuuksien kasvun aiheuttama ilmastonmuutos on listattu monella taholla aikakautemme vakavim-

maksi ympäristöuhkaksi. Suurin kasvihuonekaasupäästöjen lähde on fossiiliset polttoaineet, joita käytetään energiantuotannossa koko ajan kasvavin määrin. Kasvihuonekaasupäästöjä voidaan vähentää siirtymällä uusiutuviin energiantuotantomuotoihin ja vähentämällä energian kulutusta. (CO2-Raportti 2012.)

Ilmastonmuutosta on yritetty rajoittaa jossain määrin kansainvälisellä ilmastopoliitikalla mm. vuonna 1997 Kiotossa, jossa monet teollisuusmaat sitoutuivat vähentämään kasvihuonekaasupäästöjään. Kioton pöytäkirjan hengessä EU:ssa on päätetty ilmasto- ja energiapaketista, jossa jokaiselle jäsenmaalle on asetettu tavoitteet ilmastokuormituksen vähentämiseksi. Kyseinen paketti velvoittaa Suomea lisäämään energiatehokkuutta 20 prosentilla perusuran mukaiseen kehitykseen verrattuna sekä uusiutuvilla energiamuodoilla tuotetun energian osuutta 38 %:in vuoteen 2020 mennessä nykyisestä 28,5 %:sta. (Suomen ympäristöhallinto 2011; Savolainen 2003, 21.)

CHP-tuotannon lisääminen on yksi keino, jolla energiatehokkuutta voidaan parantaa ja siten vähentää energiantuotannossa syntyvien kasvihuonekaasujen määrää. Fossiilisten polttoaineiden korvaaminen biopolttoaineilla sen sijaan kasvattaa uusiutuvilla energiamuodoilla tuotetun energian osuutta. Pienen kokoluokan tuotannossa etuna on, että se edistää hajautetun energiantuotannon mallia, joka mahdollistaa paikallisten polttoainevarojen tehokkaamman hyödyntämisen verrattuna keskitetyn energiantuotannonmalliin, jossa pitkät polttoaineiden kuljetusmatkat syövät kotimaisten polttoaineiden kannattavuutta. Kotimaisten polttoaineiden käytöllä voidaan vähentää tuontienergian osuutta, joka Suomessa on energian hankinnasta ja kulutuksesta yli 70 % (Kuitto 2003, 15). Energiaomavaraisuuden parantumisen lisäksi kotimaisten polttoaineiden etuna on niiden suhteellisen vakaa hintakehitys verrattuna fossiilisten tuontipolttoaineiden ajoittain ailahteleviin hintoihin.

Vaikka CHP-tuotannon lisääminen on EU:n ja monien pienempien tahojen ilmasto- ja energiapolitiikan mukaista ja laitoksille voi saada erinäisiä valtion tukia, niin silti niiden taloudellinen kannattavuus voi olla heikolla pohjalla. Erityisesti pienen kokoluokan CHP-tuotannon kannattavuus voi olla kyseenalaista,

sillä laitosten investointikustannukset tuotettua energiamäärää kohden usein kasvavat pienempään kokoluokkaan päin siirryttäessä.

3.2 Tutkimuksen tarkoitus ja aiheen rajaus

Tutkimuksen tarkoituksena oli selvittää kiinteitä biopolttoaineita käyttävien CHP-tuotantolaitosten kannattavuuteen vaikuttavat tekijät ja tehdä niiden pohjalta skaalautuva laskentamalli, jonka avulla voidaan arvioida erilaisten laitosten kannattavuuksia eri tilanteissa. Tarkoituksena oli myös pohtia kannattavuuteen liittyviä haasteita sekä erilaisia tekijöitä, joilla kannattavuutta voitaisiin parantaa. CHP-tekniikoiden tarkastelu on rajattu tässä työssä kiinteitä biopolttoaineita hyödyntäviin ja sähköteholtaan alle 200 kW:n vaihtoehtoihin, mutta laskentamallia voidaan soveltaa myös fossiilisilla polttoaineilla toimiviin tai suuremman kokoluokan laitoksiin. Laskentamallia hyödynnettiin case-tutkimuksessa, jossa vertailtiin erilaisten CHP-investointien kannattavuuksien raja-arvoja Kontiolahden Paiholassa sijaitsevalla kohteella. Case-tutkimuksen pääasiallisena tarkoituksena oli havainnollistaa CHP-investointien taloudelliseen kannattavuuteen liittyviä haasteita ja herkkyystekijöitä esimerkin avulla.

3.3 Aineisto ja tutkimuksen toteutus

Selvitystyötä tehdessä pyrittiin käyttämään internet- ja kirjallisuuslähteitä, joiden tieto olisi mahdollisimman ajantasaista ja tämänhetkisen kehityksen mukaista. Yksi osa tiedonhankintaprosessia oli tutustuminen Kempeleellä sijaitsevaan ekokortteliin, jossa on käytössä puuhakkeen kaasutukseen perustuva pien-CHP voimalaitos. Paiholan case-tutkimuksessa lähtötietoina käytettiin toimeksiantajan aikaisemmassa selvitystyössä hankkimia energiankulutustietoja.

Laskentamalli on toteutettu excel-taulukkolaskentaohjelmalla. Sen toimintaperiaatteen lähtökohtana on arvioida laitoksen vuotuisia tuottoja ja kuluja, joista voidaan johtaa laitokselle kannattavan investoinnin raja-arvo. Laskentamallin avulla saatua tulosta voidaan hyödyntää investointipäätöksiä tehtäessä.

4 CHP-tuotantotekniikat

Tällä hetkellä käytössä olevat kiinteitä biopolttoaineita hyödyntävät CHP-tekniiikat perustuvat pääperiaatteeltaan joko polttoaineen kaasutukseen tai suoraan polttoon (Konttinen 2011). Seuraavassa luvussa on esitelty kumpaakin tekniikkaan perustuvat tekniset ratkaisut ja perusperiaatteet.

4.1 Suoraan polttoon perustuvat tekniikat

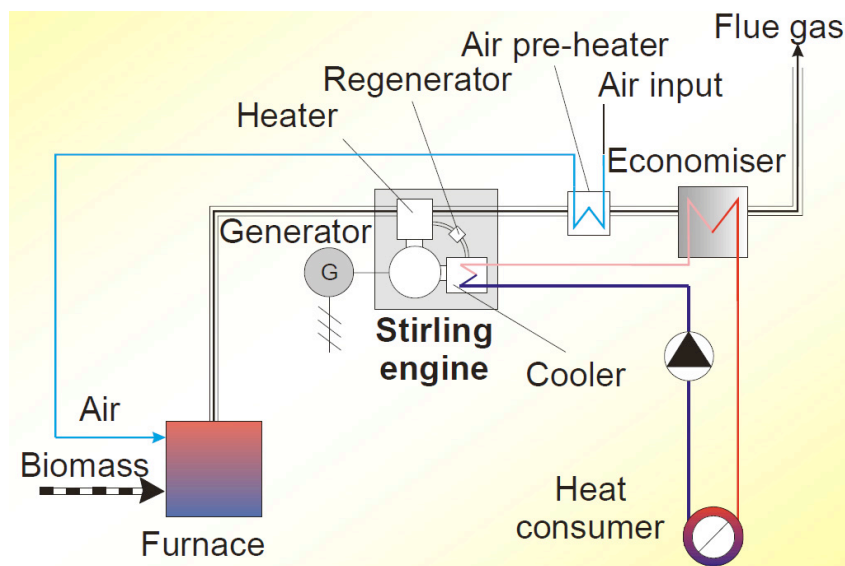
Suoraan polttoon perustuvissa sovelluksissa biomassaan sitoutunut energia vapautetaan polttamalla ja muutetaan prosessin avulla sähköksi ja lämmöksi. Sähköteholtaan alle 200 kW:n kokoluokassa suoraa polttoa hyödyntävät ja pisimmälle kehittyneet tekniikat ovat stirling-moottorit ja ORC-lämpöturbiinit. Kehitteillä on myös erilaisia höyrykone- ja kuumailmaturbiinisovelluksia, mutta nämä tekniikat eivät ole vielä yleisesti markkinoilla saatavissa. (Haavisto 2010.)

4.1.1 Stirling-moottorit

Stirling-moottorit perustuvat suljettuun kiertoon, jossa kaasumainen työaine vuoronperään puristetaan kylmässä sylinterissä ja laajennetaan kuumassa sylinterissä. Lämpö kuumaan sylinteriin tuodaan lämmönvaihtimien kautta useimmiten korkeissa lämpötiloissa (tyypillisesti +680...780 °C). Tavanomaisesta polttomoottorista poiketen stirling-moottorissa polttoaineen palaminen ei tapahdu sylintereissä, vaan niiden ulkopuolella. Stirling-moottori voi siis ottaa käyttövoimansa mistä tahansa lämmönlähteestä. Tämä mahdollistaa käyttövarmaksi ja entuudestaan toimiviksi todennettujen polttotekniikoiden hyödyntämisen, mikä on etu epätasalaatuisia biopolttoaineita hyödynnettäessä. (Biedermann, Carlsen & Obernberger 2003, 4.)

Kuvassa 2 on esitetty stirling-moottorilla toimivan CHP-laitoksen toimintaperiaate. Kyseisen laitoksen kehittämiseksi yhteistyötä ovat tehneet BIOS BIOENER-

GIESYSTEME GmbH, MAWERA Holzfeuerungsanlagen GesmbH, Tanskan teknillinen-yliopisto ja BIOENERGY 2020+ GmbH. Erityistä laitoksessa on erittäin korkeat palokaasujen lämpötilat (n. 1 300 °C), josta on etua korkeampia sähköntuotannon hyötysuhteita tavoitellessa. (Obernberger & Thek 2008, 7.)



Kuva 2. Periaatekuva stirling-moottorilla toimivasta CHP-laitoksesta (Obernberger ym. 2008, 7)

Kuvassa 2 esitettyä laitosta on valmistettu prototyyppinä kokoluokassa 70 kW_e ja 35 kW_e, joissa molemmissa sähköntuotannon hyötysuhteet ovat olleet n. 12 % ja kokonaishyötysuhteet 85–92 % (Bios 2012a). Tulevaisuudessa laitosten sähköntuotannonhyötysuhteiden oletetaan nousevan n. 15 %:iin (Obernberger ym. 2008, 7). Yleisellä tasolla on arvioitu, että stirling-moottoreiden sähköhyötysuhteet ovat 8–22 % (Konttinen 2011).

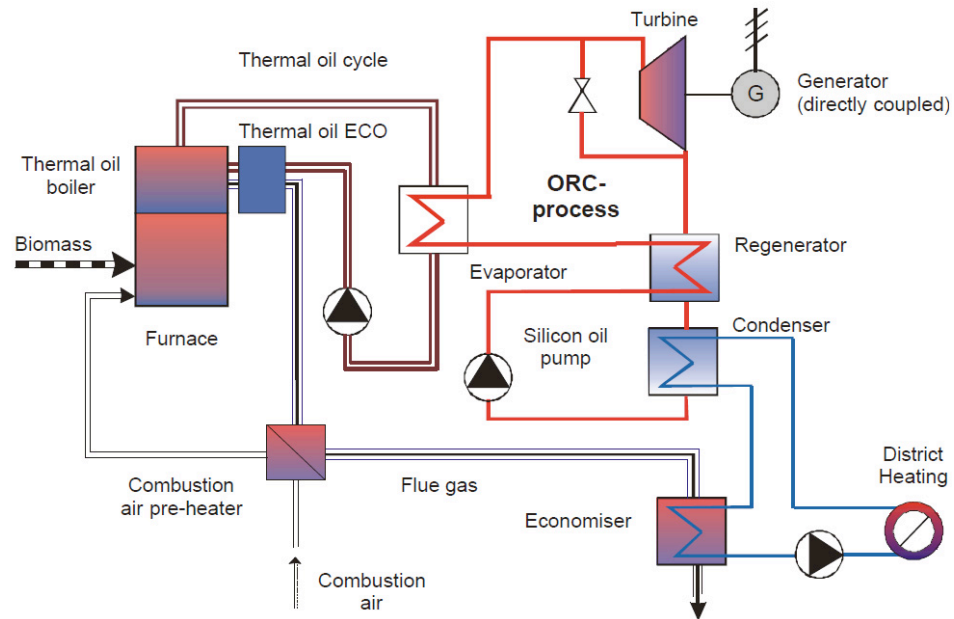
Suhteellisen alhaisesta sähköhyötysuhteestaan huolimatta stirling-moottorit nähdään potentiaalisimpana teknologiaratkaisuna biomassaan polttoon perustuvissa alle 100 kW_e:n tehoisten laitosten kokoluokassa (Obernberger ym. 2008, 4). Stirling-moottorin hyviä puolia on sen täysin automaattinen toiminta, hiljaisuus ja toimivuus pienemmässäkin kokoluokassa. Ongelma stirling-moottoreissa on kuumen lämmönvaihtimen tukkeutuminen savukaasujen epäpuhtauksista, mikä rajoittaa käytettäviä polttoaineita. Lisäksi usein korkeat palamislämpötilat asettavat omat rajoituksensa polttoaineille. Stirling-moottoreissa käytettävien polttoaineiden tulisi olla puhtaita, ja niissä tulisi olla pieni tuhka-

ja klooripitoisuus, joka kiinteiden biopolttoaineiden tapauksessa tarkoittaa käytännössä hyvälaatuista haketta, sahanpurua tai pellettejä. Epäpuhtaan polttoaineen aiheuttamia ongelmia on yritetty vähentää joissain sovelluksissa ylimääräisen lämmönvaihtimen avulla, jolloin itse stirling-moottorin lämmönvaihdin ei joudu kosketuksiin savukaasujen kanssa. (Bios Bioenergiesysteme GmbH 2012a.)

4.1.2 ORC - lämpöturbiinit

ORC lyhenne tulee sanoista Organic Rankine Cycle. Sähköntuoton perusperiaate ORC-prosessissa on vastaava kuin perinteisessä rankine-prosessissa, eli höyryvoimalaitoksissa käytettävissä sähköntuotantomenetelmässä. ORC-prosessissa käytetään kuitenkin veden sijasta orgaanista työainetta, jonka termodynaamiset ominaisuudet ovat pienen kokoluokan laitoksiin soveltuvammat. Etuna perinteiseen höyryvoimalaan verrattuna ORC-voimalassa on se, että järjestelmän paineet ovat pienemmät, joka sallii kevyemmät rakenteet ja periaatteessa täysin automatisoidun toiminnan. Automatisoitu toiminta mahdollistaa laitoksen toiminnan ilman jatkuvaa paikanpäällistä valvontaa, joka ei tavanomaisessa höyryvoimalaitoksessa ole mahdollista juuri työaineen korkean paineen vuoksi. (Biedermann ym. 2003, 2.)

Italialaisen Turbodenin ja Milanon teknillisen-yliopiston yhteistyönä kehittämän biomassan polttoon ja ORC-prosessiin perustuvan CHP-sovelluksen periaate on esitetty kuvassa 3. Kuvasta huomataan että, ORC-prosessissa on kaksi erillistä lämpöpiiriä. Primääripiiriin lämpö tuodaan polttamalla biomassaa lämpökattilassa. Primääripiirin lämmönsiirtoaineena on lämpö-öljy, joka mahdollistaa lämmönsiirtoaineen korkeamman lämpötilan (n. 300 °C) ja alhaisemman paineen, verrattuna kattilaan, jossa lämmönsiirtoaineena käytetään vettä. Lämpööljypiiriin tarkoituksena on, että se tasaa lämmönlähteessä tapahtuvia lämpötilan vaihteluita ja samalla se suojaa ORC-prosessin kiertoainetta korkealta lämpötilalta (Heinimö & Jäppinen 2005, 21). Sekundääripiirissä tapahtuu varsinainen ORC-prosessi. Lämpö sekundääripiiriin otetaan lämmönvaihtimen kautta primääripiiristä. (Oberberger 2008, 4.)



Kuva 3. ORC-voimalan toimintaperiaate (Biederman ym. 2003)

Tyypillisesti ORC-voimalat ovat sähkötehoaan 200–2 000 kW:ia, joten laitokset ovat siis pienimmillään tässä työssä tarkasteltavan kokoluokan maksimiääripäättä. Hyvän hyötysuhteen omaavalla kattilalla varustetussa ORC-voimalaitoksessa sähköntuotonhyötysuhde on n. 15 % ja lämmöntuotonhyötysuhde on n. 75 %. Kehitystyötä tehdään parhaillaan sähköntuotonhyötysuhteen parantamiseksi. Mahdollisia teknisiä ratkaisuja tämän saavuttamiseksi ovat savukaasujen lisähyödyntäminen lämmönvaihtimella lämpö-öljypiiriin ja lämpö-öljypiiriin lähtevän lämpötilan nostaminen. Arvioidaan, että yhteensä näiden muutosten avulla sähköntuotonhyötysuhdetta voitaisiin nostaa jopa 10 %-yksikköä. (Oberberger ym. 2008, 4.)

ORC-prosessista saatava lämpö soveltuu kaukolämpökäyttöön (+80...100 °C). Sähköntuotonhyötysuhteen kannalta on parempi, jos lähtevän kaukolämmön lämpötila olisi mahdollisimman matala, joka kannattaa ottaa mahdollisuuksien mukaan huomioon kaukolämpöverkkoa mitoitettaessa. Kuvassa 3 nähtävässä ORC-voimalasovelluksessa kaukolämpöverkkoon otetaan lämpöä erillisellä lämmönvaihtimella suoraan savukaasuista, joka mahdollistaa alhaisen työaineen lämpötilan ja paineen turbiinin jälkeen ja siten korkeamman sähköntuotannonhyötysuhteen. Lähtevän kaukolämmön lämpötila pysyy kuitenkin riittävän korkeana, jotta sitä voidaan vielä hyödyntää. Samalla myös koko laitoksen hyötysuhde paranee. (Biedermann ym. 2003, 2.)

ORC-voimalaitokset ovat suhteellisen hiljaisia ja ne omaavat alhaiset käyttö- ja huoltokustannukset. Maalämpösovelluksissa ORC-yksiköiden käyttöiät on havaittu pitkiksi (yli 20 vuotta) ja orgaanisen työaineen ei ole havaittu kuluvan iän myötä. Vuonna 2008 Euroopassa oli asennettuna tai käyttöönottoasteella yli 50 ORC-tekniikkaan perustuvaa CHP-voimalaitosta, ja niiden on todettu olevan teknologisesti ja taloudellisesti kannattavia kokoluokassaan (200–2 000 kW_e). (Biedermann ym. 2003, 2; Obernberger ym. 2008, 6.)

4.2 Kaasutukseen perustuvat tekniikat

4.2.1 Kaasutusprosessi

Biomassan kaasutus on lämpökäsittelyprosessi, jonka tuloksena syntyy kaasumaisia yhdisteitä ja pieniä määriä epäorgaanisia yhdisteitä. Kaasutuksen tavoitteena on muuttaa biomassaa paremmin hyödynnettävissä olevaan muotoon. CHP-tuotannossa kaasutusprosessin lopputuote (tuotekaasu) poltetaan joko polttomoottorissa tai kaasuturbiinissa, jonka tuloksena saadaan sähköä ja lämpöä. Kehitteillä on myös polttokennoihin perustuvia sähköntuotantotekniikoita. (Pieniniemi & Muilu 2011, 41; Haavisto 2010, 2.)

Kaasutuksessa kiinteän polttoaineen sekaan puhalletaan joko ilmaa, happea, vesihöyryä tai hiilidioksidia tai näiden sekoitusta sopivassa suhteessa ja korkeassa lämpötilassa. Polttoaineen osittaisen hapettumisen ja korkean lämpötilan aiheuttaman hiilivetyjen krakkautumisen seurauksena syntyy tuotekaasua. Tuotekaasun koostumus riippuu käytetystä kaasutusmenetelmästä ja polttoaineesta. Tuotekaasun pääkomponentit ovat hiilimonoksidi (CO), vety (H₂), metaani (CH₄), hiilidioksidi (CO₂), vesi (H₂O) ja mahdollisesti typpi (N₂), jos kaasuttimeen on syötetty ilmaa. Näistä yhdisteistä tuotekaasun energiasisältöön vaikuttavat hiilimonoksidi, vety ja metaani. Lisäksi tuotekaasu sisältää tervoja, kiinteitä jäännöshiili- ja tuhkapartikkeleita sekä polttoaineesta riippuen lukuisia muita jatkokäytön kannalta haitallisia yhdisteitä, kuten mm. rikki-, typpi- ja klooriyhdistei-

tä sekä alkalimetalleja. (Bios Bioenergiesysteme GmbH 2012b; Pieniniemi & Muilu 2011, 41; VTT Prosessit 2004, 244.)

Kaasutusprosessi koostuu neljästä vaiheesta: kuivaus, pyrolyysi, hapettuminen ja pelkistyminen. Hiilimonoksidia ja vetyä tuottavat prosessit tapahtuvat pelkistymisvaiheessa, ja ne ovat voimakkaasti endotermisiä, eli ne vaativat lämpöenergiaa. Tarvittava lämpö tuotetaan useimmiten osittaisella jäännöshiilen polttamisella hapetusvaiheessa. Tällöin puhutaan ilma- tai happikaasutuksesta riippuen käytetystä hapen lähteestä. Vaihtoehtoisesti lämpö voidaan tuoda ulkoisen lämmityksen tai lämmönsiirtoaineen mukana prosessiin. (VTT Prosessit 2004, 244.)

Ilmakaasutuksessa ilmaa syötetään 20–50 % stoikiometrisesti täydellisen palamisen vaatimasta ilman tarpeesta. Biopolttoaineet kaasutetaan useimmiten n. 800–1 000 °C:n lämpötilassa. Ilmakaasutuksessa syntyvän tuotekaasun typpiipitoisuus on n. 50 %, sillä ilman sisältämä typpi päätyy myös tuotekaasuun. Tällä on tuotekaasuun laimentava vaikutus, ja siksi kaasun lämpöarvo jää suhteellisen pieneksi, n. 3–7 MJ/m³(n). Ilmakaasutus soveltuu parhaiten pieneen ja keskisuureen voimalaitoskokoluokkaan (sähköteho alle 200 MW_e). (VTT Prosessit 2004, 244.)

Happikaasutuksessa kaasuttimeen syötetään hapen ja vesihöyryn seosta. Näin saadaan kaasua, jonka lämpöarvo on n. 7–15 MJ/m³(n), eli korkeampi kuin ilmakaasutuksessa. Puhtaan hapen valmistaminen nykytekniikalla kuluttaa kuitenkin paljon sähköä ja laitteistojen investointikustannukset ovat huomattavan suuria. Happikaasutus soveltuu parhaiten suureen kokoluokkaan (sähköteho yli 200 MW_e) ja sellaisiin sovellutuksiin, joissa on tarvetta korkeille kaasutuslämpötiloille, kuten esim. kivishiilen kaasutuksessa. (VTT Prosessit 2004, 244–245.)

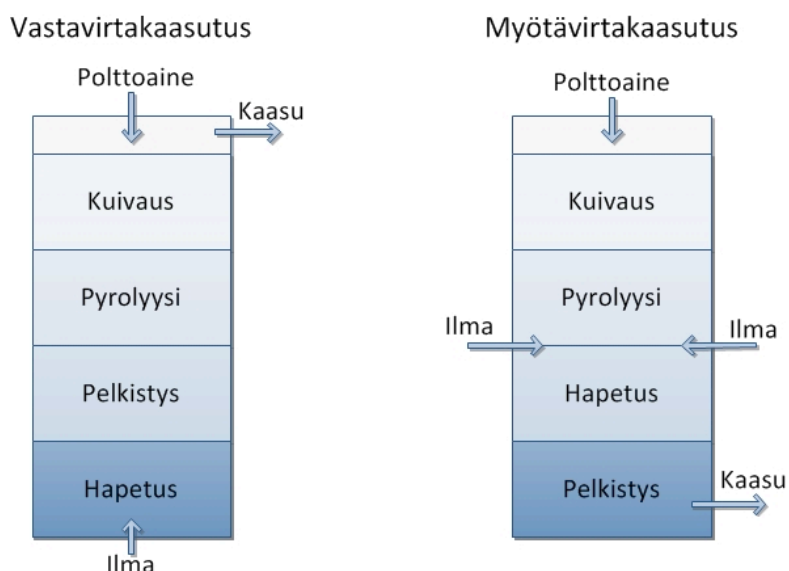
Kaasutusprosessit voidaan toteuttaa yli- tai alipaineistettuna tai normaalissa ilmanpaineessa. Korkeassa paineessa toimivat laitteistot ovat kooltaan pienempiä, mutta toisaalta painetta kestävät rakenteet nostavat kokonaiskustannuksia. Paineistetut järjestelmät ovat useimmiten kannattavia vain suuressa kokoluokassa ja erityisesti silloin, jos korkeaa painetta voidaan hyödyntää energiantuo-

tantoprosessissa, esimerkiksi jos kaasu poltetaan kaasuturbiinissa. Yleisesti ottaen kaasutukseen perustuvien CHP-tekniikoiden taloudellisen kannattavuuden on arvioitu olevan heikompaa kuin suoraan polttoon perustuvien tekniikoiden, mikä on seurausta kaasutustekniikan korkeammista investointi-, huolto- ja käyttökustannuksista. (VTT Prosessit 2004, 245; Obernberger ym. 2008, 1.)

4.2.2 Kaasuttimet ja niiden toimintaperiaatteet

Kaasuttimet voidaan jakaa teknisen toteutuksen perusteella kolmeen eri päätyyppiin: kiinteäkerroskaasuttimet, leijukerroskaasuttimet ja pölykaasuttimet. Pienessä kokoluokassa kaasutintekniikoista kysymykseen tulevat lähinnä kiinteäkerroskaasuttimet, ja siksi tässä työssä tarkastellaan lähemmin vain niiden toimintaperiaatetta. (Obernberger ym. 2008, 9; VTT Prosessit 2004, 245)

Kiinteäkerroskaasuttimet voivat toimia myötävirta- tai vastavirtaperiaatteella. Kiinteäkerroskaasuttimissa kaasuuntumisprosessin eri vaiheet tapahtuvat aina kaasuttimen tietyissä kohdissa. (Kuva 4.)



Kuva 4. Vastavirta- ja myötävirtakaasutuksen periaatteet (mukailtu VTT Prosessit 2004, 246)

Molemmissa kaasutintyypeissä polttoaine syötetään ylhäältä päin, josta se valuu painovoimaisesti alaspäin. Myötävirtakaasuttimessa polttoaine ja syntyvä tuotekaasu virtaavat samaan suuntaan. Useimmiten ilma tai mahdollisesti muu vastaava hapetin syötetään kaasuttimen keskikohdalta ja tuotekaasu kerätään kaasuttimen pohjalta. Myötävirtakaasuttimen etuna on, että pyrolyysissä vapautuvat hiilivedyt ja tervat joutuvat kulkemaan kuumien hapetus- ja pelkistysvaiheiden läpi, jolloin ne hajoavat yksinkertaisimmiksi yhdisteiksi ja kaasu on suhteellisen puhdasta. Myötävirtakaasuttimet vaativat tasakokoista (partikkelikoko 20–100 mm) ja kuivaa (kosteuspitoisuus alle 20 %) polttoainetta. Normaalia pienemmällä kuormalla myötävirtakaasuttimien toiminta on heikkoa. Kokemusten perusteella myötävirtakaasutin-polttomoottoriyhdistelmiä on saatu toimivaksi vain erittäin tasakokoista ja kuivaa puupolttoainetta käyttämällä. (Oberberger ym. 2008, 10.)

Vastavirtakaasuttimissa ilma tai muu hapetin syötetään kaasuttimen pohjalta ja tuotekaasu kerätään kaasuttimen yläosasta. Vastavirtakaasuttimet toimivat huonompilaatuisella polttoaineella kuin myötävirtakaasuttimet. Polttoaineen partikkelikoot voivat olla 5–100 mm ja kosteuspitoisuus saa olla jopa 55 %. Osittaisella kuormalla ajettaessa vastavirtakaasuttimet toimivat paremmin kuin myötävirtakaasuttimet. (Oberberger ym. 2008, 10.)

Myötä- ja vastavirtakaasuttimien lisäksi on olemassa arinakaasutinkonsepteja, jotka koettavat yhdistellä näiden tekniikoiden etuja, kuten esim. usean vaiheen kaasuttimet, joissa kuivuminen, pyrolyysi, hapettuminen ja pelkistyminen tapahtuvat eri reaktoreissa, jolloin ne ovat paremmin hallittavissa. (Oberberger ym. 2008, 10.)

4.2.3 Kaasun puhdistus

Biomassaa kaasutettaessa tuotekaasuun päätyy erilaisia epäpuhtauksia. Epäpuhtauksien määrä ja laatu riippuvat kaasuttimen toimintatekniikasta ja polttoaineen ominaisuuksista. Vaikka epäpuhtauksien määrä olisikin tuotekaasussa pieni, ne voivat silti aiheuttaa korroosiota ja eroosiota kaasuttimen jälkeisissä

laitteissa. Tämän vuoksi kaasu pitää lähes aina puhdistaa jollain menetelmällä, ennen kuin se poltetaan moottorissa tai kaasuturbiinissa. Kaasun puhdistuksessa etuna on myös kaasua poltettaessa syntyvien savukaasujen epäpuhtauksien väheneminen. Näin ollen poltonjälkeisten savukaasujen puhdistuksen tarve vähenee, sillä epäpuhtaudet on poistettu jo ennen polttotapahtumaa. Tätä kautta kaasutustekniikka tarjoaa aivan uuden lähestymistavan poltosta aiheutuvien päästöjen hallintaan. (VTT Prosessit 2004, 247.)

Poltonjälkeisen savukaasujen puhdistukseen verrattuna tuotekaasun puhdistuksessa etuna on pienempi puhdistettava kaasumäärä ja epäpuhtauksien suurempi konsentraatio. Toisaalta savukaasujen päästöjen hallitsemiseksi on tehty enemmän tutkimusta, minkä vuoksi niiden käyttäytyminen ja reaktiot ovat tällä hetkellä paremmin tiedossa. (VTT Prosessit 2004, 247.)

Kaasutuksessa syntyvän kaasun puhdistusmenetelmät voidaan karkeasti jakaa kahteen päätyyppiin: kylmäpuhdistus ja kuumapuhdistus. Kylmäpuhdistuksessa tuotekaasu jäädytetään useimmiten alle 150 °C:seen, jonka jälkeen kaasulle tehdään vesipesu. Tällä menetelmällä kaasusta saadaan poistettua terva, alkali- ja raskasmetallit sekä valtaosa kiinteistä partikkeleista ja typpiyhdisteistä. Rikkiyhdisteisiin perinteinen vesipesu ei pysty, vaan ne pitää poistaa erikseen siihen tarkoitetuilla menetelmillä. (VTT Prosessit 2004, 247.)

Kylmäpuhdistusmenetelmät ovat kaupallisesti saatavissa olevaa tekniikkaa ja niitä on ollut jo pitkään käytössä kemianteollisuudessa. Kylmäpuhdistusmenetelmillä saadaan hyvin puhdasta kaasua. Kaasusta poistetut epäpuhtaudet siirtyvät kuitenkin jäteveeteen, joka pitää myös puhdistaa, jos ympäristöpäästöjä halutaan todella vähentää. Jäteveden puhdistuksessa tarvitaan monimutkaisia puhdistusprosesseja, joten pienissä laitoksissa vesipesu ei ole tältä kantilta katsottuna kannattavaa. Toisaalta pienissä laitoksissa jätevetä saattaa syntyä suhteellisen pieniä määriä. Jos kaasunpuhdistusta tehdään kaasun jälkikäytön ominaisuuksien kannalta, kuten esim. moottorin tai kaasuturbiinin toimintavarmuuden parantamiseksi, niin vesipesu voi olla perusteltu menetelmä myös pienissä laitoksissa. (VTT Prosessit 2004, 247.)

Kuumapuhdistusmenetelmiä on olemassa monenlaisia ja parhaiten soveltuva kuumapuhdistusmenetelmä riippuu käytettävästä polttoaineesta ja kaasun vaaditusta puhdistusasteesta ja kaasun käyttötarkoituksesta. Kiintoaineshiukkasten poistamiseksi on kehitetty korkeita lämpötiloja kestäviä keraamisia suodattimia. Vähäisiä rikkipitoisuuksia omaavilla biopolttoaineilla rikinpoistoa ei välttämättä tarvita. (VTT Prosessit 2004, 247.)

4.2.4 Kaasuturbiinit

Pienessä kokoluokassa kaasuturbiineista käytetään myös nimitystä mikroturbiinit, mutta toiminnan peruseriaatteeltaan laitteet eivät ole toisistaan poikkeavia. Kaasuturbiiniprosessi perustuu Brayton-kiertoprosessiin, joka koostuu kolmesta päävaiheesta: palamisilman paineistaminen kompressorin avulla, polttoaineen ja palamisilman sekoittuminen ja palaminen polttokammiossa sekä palokaasujen laajeneminen turbiiniosassa. Pyöriessään turbiini pyörittää sekä generaattoria että paloilmaa paineistavaa kompressoria. Suhteellisen suuri osa mekaanisesta energiasta menee kompressorin pyörittämiseen. (VTT Prosessit 2004, 253.)

Prosessin hyötysuhteen kannalta oleellinen kohta on turbiinille tulevien palamiskaasujen lämpötila. Korkeampi lämpötila antaa paremman hyötysuhteen, mutta toisaalta turbiinin siipien materiaali asettaa lämpötilalle ylärajan, joka on usein n. 900–1 400 °C. Turbiinien siipien lämmönkestävyyttä voidaan nostaa jäähdytyksillä, keraamisilla materiaaleilla ja erilaisilla päällysteillä. Korkeat palamislämpötilat aiheuttavat myös ongelmia typenoksidien päästöjen suhteen. NO_x-päästöjen hallitsemiseksi on kehitetty mm. esisekoituspoltto, jossa polttoaine ja osa palamisilmasta sekoitetaan keskenään ennen polttokammioon syöttämistä. Palaminen voidaan jakaa myös kahteen peräkkäiseen vaiheeseen NO_x-päästöjen hallitsemiseksi. (VTT 2004, 253.)

Kaasuturbiinien polttoaineeksi sopivat parhaiten kaasumaiset ja nestemäiset polttoaineet. Oleellista on, että polttoaineen palamiskaasut ovat tarpeeksi puhdaita, jotta ne eivät likaa tai vaurioita turbiinia. Kehitteillä on myös kiinteiden polt-

toaineiden käyttöä kaasuturbiineissa pölyksi jauhattuna tai nesteeseen sekoitettuna, mutta kaupallisilla markkinoilla tätä tekniikkaa ei vielä juurikaan ole. (VTT Prosessit 2004, 254.)

Kaasuturbiineilla sähköntuotannon hyötysuhde on useimmiten luokkaa 25–35 % ja osakuormilla hyötysuhde laskee suhteellisen nopeasti. Kehitystyötä kaasuturbiineissa tehdään pääasiassa hyötysuhteen nostamiseksi ja päästöjen vähentämiseksi. Puukaasulla toimivia pienen kokoluokan kaasuturbiineja ei juurikaan ole vielä markkinoilla, mutta niitä on kuitenkin kehitteillä. Ongelmia aiheuttavat erityisesti puukaasun alhainen energiasisältö ja puukaasun sisältämät mahdolliset epäpuhtaudet. (VTT Prosessit 2004, 254.)

4.2.5 Polttomoottorit

Polttomoottorin toiminta perustuu polttoaineen räjähdysmäiseen palamiseen pienessä tilassa, jolloin paine ja lämpötila kohoavat. Palaminen tapahtuu useimmissa tekniikoissa sylinterissä, jonka tilavuutta edestakaisin liikkuva männä muuttaa. Palamisen aiheuttama paine synnyttää voiman, joka liikuttaa männää edestakaisin. Männän edestakainen liike muutetaan kiertokangen tai kampiakselin avulla paremmin hyödynnettäväksi pyöriväksi liikkeeksi. Polttomoottorit voidaan karkeasti jakaa otto- ja dieselmoottoreihin. Pääero moottorityypeissä on, että otto-moottorissa polttoaine sytytetään sähköisellä sytytysjärjestelmällä, kun taas diesel-moottorissa sytytys tapahtuu itsestään puristamalla polttoaine kovaan paineeseen. (Perttula 2000, 135.)

CHP-tuotannossa polttomoottorin hyödyntäminen eroaa perinteisistä ajoneuvojen moottoreista siinä, että akseleiden sijaan moottori pyörittää generaattoria, joka tuottaa sähköä ja ylimääräinen lämpö otetaan pakokaasuista talteen. Alle 200 kW kokoluokassa käytetään useimmiten stoikiometrisellä seossuhteella toimivia moottoreita, joka tarkoittaa käytännössä sitä, että paloilmaa syötetään aina teoreettinen optimimäärä polttoaineannosta kohden. (VTT Prosessit 2004, 257.)

Puukaasulla toimivan kaasutin-polttomoottorikokonaisuuden kokonaishyötysuhde on parhaimmillaan n. 80–90 %:in luokkaa ja sähköntuotannon hyötysuhde n. 21 %. Jotkin laitevalmistajat ilmoittavat sähköntuotannon hyötysuhteeksi n. 30 % biomassan termisestä energiasta (Konttinen 2011). Kaasutinlaitteiston lämpöhäviöt sekä tuhkan joukkoon jäävä palamaton hiili voivat alentaa monesti kokonaishyötysuhdetta. Lisäksi lämpöä häviää järjestelmässä mm. moottorin pakokaasujen mukana sekä sähkögeneraattorin jäähdytyksessä. (Mikkonen 2011, 149.)

Suuremmassa kokoluokassa ja kaasumaisten polttoaineiden tapauksessa kaasuturbiini on polttomoottorin kilpailija. Polttomoottorin investointi- ja huoltokustannukset ovat korkeammat, mutta korkeampi sähköntuotannon hyötysuhde suosii polttomoottoria, erityisesti jos sähköstä saatava hinta on korkea. Pienessä kokoluokassa sen sijaan on mahdollista, että kaasuturbiineissa sähköhyötysuhde on hiukan korkeampi kuin saman tehoisissa polttomoottoreissa. Pienen kokoluokan kaasutuskaasua hyödyntäviä kaasuturbiinisovelluksia ei kuitenkaan ole tällä hetkellä markkinoilla kovin hyvin saatavilla. Lisäksi polttomoottoritekniikka on vuosikymmenten aikana erittäin korkealle tasolle kehitettyä ja sen toimivuus ja käyttövarmuus on monessa tilanteessa todennettua. (VTT Prosessit 2004, 257.)

5 CHP-tuotannon kannattavuuteen vaikuttavat tekijät

5.1 Energiantuotantolaitoksen kustannuslajit

Energiantuotantolaitoksen kustannuksia voidaan jaotella muutamalla eri tavalla. Yksi tapa jakaa kustannuksia on jaotella ne kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin. Kiinteät kustannukset ovat kustannuksia, jotka muodostavat energiantuotantomäärästä riippumattoman vuosikustannuksen. Muuttuvat kustannukset ovat kustannuksia, jotka syntyvät laitoksen käytöstä varsinaisessa energiantuotannossa, ja ne ovat suoraan verrannollisia tuotantomääriin. Jako kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin ei ole aina yksiselitteinen, sillä jotkut kustannukset

ovat riippumattomia tuotantomäärien nopeista vaihteluista, mutta voivat olla vältettävissä esimerkiksi tuotannon suunnitelmallisella supistamisella muutamien kuukausien aikana. (VTT Prosessit 2004, 180.)

Muuttuvia kustannuksia energiantuotantolaitoksella ovat polttoainekustannukset ja muut tuotannosta riippuvat kulut, kuten esimerkiksi laitoksen omakäyttösähkön kulutus. Myös huoltokulut voidaan jossain määrin jaotella tuotannosta verrannollisiksi. Kiinteisiin kuluihin voidaan jaotella kuuluvaksi pääomakulut, käyttökäytökunnan palkkakustannukset, suunnitellut vuosihuollot, vakuutukset, polttoaineen varastointikulut ja muut kiinteät maksut, kuten esimerkiksi mahdollinen tontin ja kiinteistön vuokra. Lisäksi sähköverkon omistaja voi periä laitokselta jonkinlaista kausittaista maksua sähköverkkoon kuulumisesta ja osinkoa sähköverkkoon myydyistä sähköistä. (VTT Prosessit 2004, 180.)

5.2 Laitoksen ominaisuudet ja hinta

Hyötysuhde on yksi oleellisista laitoksen kannattavuuteen vaikuttavista tekijöistä. Hyötysuhde kertoo sen, kuinka paljon laitoksessa poltettavasta polttoaineen laskennallisesta lämpömäärästä saadaan hyötykäyttöön joko lämpönä tai sähköinä. CHP-tuotannosta puhuttaessa kokonaishyötysuhteen lisäksi oleellista on sähkön- ja lämmöntuotannon hyötysuhteet eli se, miten suuri osa hyödyksi saadusta energiasta on lämpöä ja miten suuri osa on sähköä. Sähköntuotannon suhdetta lämmöntuotantoon nimitetään rakennusasteeksi (VTT Prosessit 2004, 74).

Laitoksen ominaisuudet vaikuttavat merkittävästi siihen, millaista ja minkä laatuista polttoainetta laitos pystyy hyödyntämään ja sitä kautta polttoainekustannuksiin. Lisäksi CHP-laitosten käyttöalueet vaihtelevat, eli joitakin laitoksia voidaan ajaa pienemmillä osatehoilla kuin toisia, joka tuo monesti laitokselle lisää vuotuisia käyttötunteja. Laitosten ominaiset huoltotarpeet voivat vaihdella teknii-kasta ja tyypistä riippuen, millä voi olla merkittävä vaikutus vuotuisiin kokonaiskustannuksiin. Käyttö- ja valvontatarve määrittelee laitoksen käyttökustannukset. Jos laitoksella tulee olla ympärivuorokautinen valvonta, niin kustannukset

nousevat huomattavasti verrattuna siihen, että laitos vaatii paikanpäällä käyntiä vain vika- ja häiriötilanteessa.

Haaviston vuonna 2010 tekemän pien-CHP selvityksen mukaan laitteistojen ominaishinnat ovat n. 2 000–8 000 €/kW_e. Hintaselvityksessä mukana olleista valmistajista n. 10 ilmoitti laitteistoilleen hinnat. Kokoluokka, josta hintatietoja kerättiin, oli 3–500 kW_e. Tuloksissa on jonkin verran huomattavissa, että laitteiden ominaiskustannukset kasvavat pienempään kokoluokkaan päin siirryttäessä. (Haavisto 2010, 6.)

5.3 Mitoitus ja käyttökohde

5.3.1 Kiinteän polttoaineen lämpökattilan mitoitusperiaatteet

Jos energiantuotantolaitoksella on tarkoitus tuottaa lämpöä asumiskäyttöön, niin silloin lämpötehontarve tulee olla laitoksen mitoituksen perustana. Lämpöverkoon kuuluvien kiinteistöjen lämmöntarve on turvattava täysimääräisenä kaikissa olosuhteissa, myös kovimpien pakkasten aikaan. Perinteisesti kiinteää polttoainetta käyttävissä lämpölaitoksissa on peruslämpökattila, joka tuottaa suurimman osan vuosittain tarvittavasta lämmöstä, sekä varakattila, joka useimmiten käyttää polttoaineenaan öljyä. (Nuutila 2003, 106.)

Kiinteän polttoaineen (kpa) kattiloissa on tavanomaisesti kattilan valmistajasta ja mallista riippuva minimiteho, jolla kattilaa voidaan käyttää ilman hyötysuhteen merkittävää laskua. Tämä tarkoittaa monestikin sitä, että kesäaikaan kiinteän polttoaineen peruslämpökattilaa ei voida käyttää, sillä lämpöverkon tehontarve on liian pieni. Kesäaikana lämpö tuotetaan monesti varakattilalla. Tämän vuoksi öljykattiloita käytetään paljon varakattiloina, sillä monesti niiden toiminnalliset tehoalueet ovat hyvin laajat kokonaisyötysuhteen pysyessä silti korkeana. Kesäaikaan varakattilalla tuotettu energia on useimmiten n. 6–8 % vuoden kokonaisenergiasta. (Nuutila 2003, 106.)

Tyypillisesti Suomessa laitokset mitoitetaan siten, että peruslämpökattilan maksimiteho on noin 40–60 % siitä, mitä lämpöverkon kokonaistehon tarve on vuoden kylmimpään aikaan. Tällöin peruslämpökattilalla tuotettu lämpömäärä on useimmiten yli 90 % vuoden kokonaisenergiasta. Varakattila mitoitetaan useimmiten vastaamaan koko verkon maksimitehontarvetta, eli jos peruslämpökattila menee epäkuntoon, niin varakattilan teho riittää myös vuoden kylmimpinä aikoina yksistään. (Nuutila 2003, 106.)

Kiinteän polttoaineen kattilan mitoittaminen koko verkon lämpötehontarpeen mukaan ei ole Suomessa kovinkaan yleistä. Kpa-kattiloiden investointikustannukset lämpötehoa kohden ovat usein suhteellisen korkeita ja siksi liian tehokkaaseen kattilaan investoiminen ei useinkaan olisi kannattavaa. Lisäksi tehon kasvaessa käyttöalueen alarajan nimellisarvo nousee. Öljykattiloiden investointikustannukset sen sijaan ovat usein hyvin paljon pienempiä tehoyksikkö kohden verrattuna kpa-kattiloihin, jolloin ylimääräiseen reserviin investoiminen on perusteltua. Tyypillisesti varakattilaan investoidaan mahdollisimman vähän, vaikka se vaatisikin kalliimman polttoaineen. Koska varakattilalla tuotetaan todennäköisesti alle 10 % vuotuisesta energiasta, niin polttoaineen korkealla hinnalla ei ole niin suurta merkitystä koko vuoden kokonaiskustannuksiin. Sen sijaan peruslämpökattilan polttoaineen hinta voi vaikuttaa merkittävästi myytävän lämmön hintaan. On myös eduksi jos käytettävän polttoaineen hinta pysyy suhteellisen tasaisena, sillä se parantaa myytävän lämmön hinnan ennustettavuutta. (Nuutila 2003, 106.)

Oikealla mitoituksella peruslämpöä tuottavan kpa-kattilan investointikustannukset saadaan minimoitua, mutta samaan aikaan varalämpökattilalla tuotetut vuotuiset energiamäärät saadaan pidettyä kohtalaisen alhaisena (alle 10 %). Mitoitukseen vaikuttaa merkittävästi ilmasto-olosuhteet ja lämmön käyttökohde, joiden vaikutusta on selvitetty seuraavissa kappaleissa.

5.3.2 Lämmön käyttökohde

Kylmällä säällä rakennuksesta siirtyy aina lämpöä ulkoilmaan. Tätä kutsutaan lämpöhäviöksi ja se muodostuu rakenteiden läpi ilmaan ja maahan johtuvasta lämmöstä sekä vuoto- ja poistoilman mukana rakennuksesta poistuvasta energiasta. Aivan kokonaan lämpöhäviötä vastaavaa lämpömäärää ei tarvitse tuottaa lämmitysjärjestelmällä, sillä osa lämpöenergiasta syntyy niin sanotulla sisäisellä lämpöenergialla. Sisäisellä lämpöenergialla tarkoitetaan esim. valaistuksesta, laitteista, ihmisistä ja ikkunoiden läpi tulevasta auringon valosta saatua lämpöä. Sisäisen lämpöenergian vuoksi lämmitysjärjestelmää ei tarvita, vaikka ulkolämpötila olisi joitakin asteita huonelämpötilaa matalampi. Sitä alinta lämpötilaa, jossa huonelämpötila on riittävä ilman erillistä lämmitystä, kutsutaan referenssi- eli peruslämpötilaksi. Peruslämpötilassa lämpöhäviöt korvautuvat kokonaan sisäisillä lämpöenergioilla. Peruslämpötila on rakennuskohtainen, mutta Suomessa yleisesti käytetään peruslämpötilana 17 °C:tta. (Heikura 2010.)

Matalaenergiarakentamisen myötä rakennusten ominaiset peruslämpötilat laskevat, joka asettaa omanlaisensa haasteensa kaukolämpölaitoksen mitoitukselle, sillä lämmitystehontarpeesta häviää ns. peruskuormaa. Lämpölaitoksen myymä energian määrä vähenee, mutta vaaditut investoinnit lämpöverkkoon ja -laitokseen eivät laske lähellekään samassa suhteessa. Peruskuorman vähentäessä huipputehojen osuus kasvaa kokonaiskuormaan nähden, joka voi käytännössä tarkoittaa kiinteän polttoaineen lämpölaitoksissa öljykattilalla tai muulla lisä- ja varalämmönlähteellä tuotetun energian osuuden suhteellista kasvua. Lisäksi uudisrakennuskohteissa vähäisemmän lämmöntarpeen myötä suora sähkölämmitys ja erilaiset lämpöpumput tulevat entistä kannattavammiksi lämmitysvaihtoehdoiksi. (Hagström, Vanhanen & Vehviläinen 2009, 3.)

Kaukolämmön kannattavuutta voidaan parantaa ns. kevennetyn kaukolämpötekniikan avulla, joka tarkoittaa kaukolämmön jakelu- ja asiakaslaitteiden kustannustehokkuuden kokonaisvaltaista parantamista. Nämä ovat erilaisia teknisiä ratkaisuja tai työmenetelmiä, kuten lämpöverkon siirtohäviöiden minimointia uusilla materiaaleilla ja alhaisemmilla kiertoaineen lämpötiloilla sekä investointikustannusten alentamista nopeammilla asennusmenetelmillä. Merkittävä keino

kustannusten alentamiseen voi olla lämmön kysyntäpiikkien tasaaminen varaajien avulla. Varaajia voidaan asentaa kiinteistökohtaisesti ja lämpölaitoksen yhteyteen koko verkon kattavaksi puskuriksi. Suuressa lämpöverkossa puskurointikapasiteettia on olemassa jonkin verran ilman erilisiä varaajiakin, mutta pienessä verkossa kiertoaineen määrä on monesti melko vähäinen puskurointikapasiteetin kannalta. (Hagström ym. 2009, 3.)

Lämmönkäyttäjien laitteisto vaikuttaa oleellisesti siihen, missä lämpötilassa kiertoaine voidaan kierrättää lämpöverkossa ja miten alhainen paluuveden lämpötila on. CHP-laitoksen sähköntuotannonhyötysuhteen kannalta alhaiset kaukolämpöverkon menoveden lämpötilat ovat monesti edullisia. Alhainen paluuveden lämpötila on eduksi myös koko laitoksen hyötysuhteelle, niin CHP-laitoksissa kuin myös tavanomaisissa lämpölaitoksissa, sillä tällöin tuotetusta lämmöstä saadaan enemmän hyötykäyttöön.

Kesäaikaisella lämmön hyödyntämisellä esim. hakkeen kuivaukseen voidaan CHP-laitokselle saada huomattavasti lisää käyttöastetta, joka on merkittävä tekijä laitoksen kannattavuudelle. Ilman kesäaikaista lämmönhyödyntämistä laitoksella ei voida käytännössä tuottaa kesäisin sähköäkään, joka voi pienentää huomattavasti laitoksen vuotuista tuottoa. Yksi vaihtoehto on mitoittaa CHP-laitoksen minimiteho vastaamaan lämpimän käyttöveden vaatimaa tehoa, jolloin CHP-laitos voisi periaatteessa pyöriä vuoden ympäri. Mielenkiintoinen vaihtoehto lämmön kesäaikaiselle hyödyntämiselle on absorptiojäähdytys, jossa lämpöä käytetään viilentämiseen.

5.3.3 Ilmasto-olosuhteet

Paikalliset ilmasto-olosuhteet vaikuttavat lämpötilan pysyvyyskäyriin ja sitä kautta alueen astepäivälukuihin, eli siihen kuinka paljon lämmitystä alueella sijaitseville rakennuksille tarvitaan. Astepäiväluvut ilmaisevat ulkolämpötilan vaihteluita suhteessa rakennuksen peruslämpötilaan, eli siihen ulkolämpötilaan, jossa rakennusta ei tarvitse enää lämmittää. Astepäivälukuja tarkasteltaessa otetaan huomioon vain ulkolämpötila eli oletetaan rakennuksen energiankulutuksen ole-

van suoraan verrannollinen sisä- ja ulkolämpötilan erotukseen. Käytännössä kaikki sääilmiöt, kuten esimerkiksi tuulisuus ja pilvisyys vaikuttavat rakennuksen energiankulutukseen, mutta pelkällä ulkolämpötilojenkin huomioon ottamisella tarkasteluissa päästään monesti riittävän hyviin tarkkuuksiin. (Heikura 2010.)

Yksi astepäiväluvun muoto on lämmitystarveluku. Lämmitystarveluku lasketaan siltä ajalta, jolloin ulkolämpötila laskee alle peruslämpötilan vähentämällä peruslämpötilasta ulkolämpötila ja kertomalla tämä ajanjakson pituudella. Jos esim. yhtenä päivänä ulkolämpötilan keskiarvo 14 °C ja peruslämpötila on 17 °C, niin lämmitystarveluvuksi saadaan 3 °Cd. Lämmitystarveluku voidaan laskea mille tahansa ajanjaksolle summaamalla kertyneitä arvoja yhteen, esim. koko vuoden ajalta. Lämmitystarveluku mitataan usein päiväkohtaisesti, mutta se voidaan määrittää myös tuntikohtaisesti, jolloin puhutaan astetunneista. (Heikura 2010.)

5.4 Polttoaine

Kiinteiden polttoaineiden keskeisiä ominaisuuksia ovat lämpöarvo ja kosteuspiitoisuus. Kosteuspiitoisuudella on suora vaikutus polttoaineesta saatavaan energiamäärään, sillä osa palamisessa syntyvästä lämmöstä menee veden höyrystämiseen. Myös polttoaineen tiheydellä ja palakoolla on merkittävät vaikutukset polttoaineen hyödynnettävyyteen. Erityisesti polttoaineen seassa oleva hienoaines ja erilaiset pitkät tikut vaikeuttavat polttoaineen syöttöä kattilaan. (Alakangas 2003, 30–31.)

Pienen kokoluokan laitokset vaativat toimiakseen usein kuivempaa ja tasalaa-tuisempaa polttoainetta kuin suuren kokoluokan laitokset, mikä voi omalta osaltaan nostaa käyttökelpoisen polttoaineen hintaa. Tyypillisesti alle 1 MW:n tehosisä lämpölaitoksessa polttoaineen kosteus ei saisi olla yli 40 %, ja palakoko tulisi olla noin 30–40 mm. Kaasutustekniikkaan perustuvat ratkaisut ovat monesti tarkempia polttoaineen laadun suhteen kuin suoraan polttoon perustuvat tekniikat ja joissain tapauksissa polttoaine voi vaatia erillisen kuivaamisen. (Alakangas 2003, 30–31.)

Puubiomassan ja muiden kiinteiden biopolttoaineiden hinta riippuu ratkaisevasti kuljetusetäisyyksistä, sillä näiden polttoaineiden energiatiheddet ovat matalia verrattuna esim. öljyyn tai hiileen. Puupolttoaineiden kokonaiskustannukset muodostuvat kuljetuksen lisäksi korjuusta ja haketuksesta. Näihin kustannuksiin sisältyy suorien henkilökustannuksien lisäksi korjuu-, haketus- ja kuljetuskalustosta aiheutuvat pääomakustannukset. Koska kuljetuskustannukset ovat ratkaisevassa osassa polttoaineen loppuhintaa, niin useimmiten puuta tai turvetta ei ole enää kannattavaa tuoda käyttöpaikalle yli 100–150 km:n päästä. Kuljetuskustannusten vuoksi kotimaisten polttoaineiden hinnat ovat tietyssä määrin sidonnaisia öljyn hintaan. (VTT Prosessit 2004, 178.)

Puupolttoaineiden kustannuksia voidaan pienentää merkittävästi yhdistämällä se raaka-ainepuun hankintaan. Tällöin päätehakkuulta kerätään raaka-ainepuuksi kelpaamattomat puuston latvat ja oksat haketettavaksi energiakäyttöön. Tällaista metsätähdehaketta ei voida kuitenkaan pitää varsinaisena markkinapolttoaineena, sillä se on sidottu metsäteollisuuden toimintaan ja alan suhdannevaihteluihin. Sama ominaisuus on myös muilla metsäteollisuuden sivutuotteista valmistettavilla energiajalosteilla, kuten esim. pelleteillä. (VTT Prosessit 2004, 178.)

Hakkeesta ja muista kiinteistä biopolttoaineista ei tarvitse maksaa energiaveroa. Polttoturve sen sijaan on energiaverotuksen piiriin kuuluvaa, mikä kannattaa ottaa huomioon, jos turvetta on tarkoitus käyttää priimaus- tai lisäpolttoaineena. (Tulli 2012.)

5.5 Investoinnista aiheutuvat pääomakulut

Suuret ja pitkävaikutteiset investoinnit ovat energiantuotannon kustannuksissa ominaisia. Kustannuslaskennan periaatteiden mukaisesti investointikustannukset kirjataan taseeseen pääomana. Pääomakustannukset muodostavat suurimman osan energiantuotantolaitosten kiinteistä kustannuksista. Siksi kustannuslaskennassa korostuu pääomakustannusten käsittelyn merkitys. (VTT Prosessit 2004, 180.)

CHP-tuotantolaitoksen investointikustannukset koostuvat pääosin laitekustannuksista ja laitosrakennusten ja maarakennustöiden kustannuksista. Jos rakennustyöt kestävät kauan, voivat myös rakennusaikaiset korot nousta merkittäviksi. Pien-CHP laitoksia toimitetaan nykyisin myös valmiiksi kontteihin asennettuna, jolloin erillistä laitosrakennusta ja isoja maarakennustöitä ei tarvita ja rakennusaika saadaan näin ollen minimoitua. (VTT Prosessit 2004, 183.)

Jos tietyn tyyppisen laitoksen yksikkökoko kasvatetaan, niin tyypillisesti rakennuskustannukset nousevat hitaammin kuin laitoksen teho. Esim. laitokseen kaksinkertaistaminen nostaa investointikustannuksia tyypillisesti n. 60 %, mikä tarkoittaa sitä, että investointikustannukset tehoyksikköä kohden alenevat. Tämä asettaa haasteita pienkokoluokan tuotannolle ja tekee energiantuotannosta suurissa keskitetyistä laitoksissa monessa tilanteessa kannattavampaa. (VTT Prosessit 2004, 183.)

Työ- ja elinkeinoministeriö voi myöntää energiatukea sellaisiin investointi- ja selvityshankkeisiin, jotka edistävät uusiutuvan energian käyttöä, energian säästöä, energiantuotannon tai käytön tehostamista, vähentävät energiantuotannon ympäristöhaittoja tai edistävät energianhuollon varmuutta ja monipuolisuutta. Kiinteitä biopolttoaineita käyttävä CHP-laitos täyttää mainituista ehdoista lähes kaikki, eli investointitukea olisi melko todennäköistä saada pien-CHP investoinnille. Tuen myöntämisestä ja sen suuruudesta päättää työ- ja elinkeinoministeriö hankekohtaisesti. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2011.)

Pääomakustannukset koostuvat pääoman poistoista ja pääomalle maksettavasta korosta. Energiantuotantolaitoksissa investointikustannusten takaisinmaksu hoidetaan useimmiten tasa-erä eli annuiteettipoistomenetelmällä. Annuiteettipoistomenetelmän periaate on, että vuotuisten pääomakulujen, eli koron ja poiston yhteismäärä on vakio. Lainan vähentyessä korkojen osuus vuosittaisista pääomakustannuksista pienenee ja poistojen osuus kasvaa, eli annuiteettipoistomenetelmän poistosarja on jälkipainotteinen. Lainan tasaerän suuruus saadaan laskettua kaavalla

$$A = I \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (1)$$

jossa

A = tasaerän suuruus eli annuiteetti

I = investointikustannus

i = laskennallinen korkokanta

n = maksuerien määrä (takaisinmaksuaika)

$$\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = \text{annuiteettikerroin}$$

(Etelälahti, Kangaspunta & Wallin 1992, 58, 81).

Investoinnin kannattavuutta voidaan tarkastella mm. nykyarvomenetelmällä. Nykyarvomenetelmässä investoinnista aiheutuvat vuotuiset tuotot ja vuotuiset kustannukset diskontataan nykyhetkeen, minkä jälkeen kustannusten summa ja investointikustannus vähennetään tuottojen summasta. Jos tulos on positiivinen ($N > 0$), niin investointia voidaan pitää kannattavana. Jos vuotuiset tuotot ja kulut ovat joka vuosi yhtä suuria, niin ne voidaan diskontata nykyhetkeen käyttämällä annuiteetin laskentakaavaa käänteisesti. Tällöin nykyarvomenetelmän laskentakaava on seuraava:

$$N = \frac{T}{a_{n/i}} - I - \frac{K}{a_{n/i}} \quad (2)$$

jossa

N = nykyarvo

T = vuotuiset tuotot

$a_{n/i}$ = annuiteettikerroin

I = investointikustannus

K = vuotuiset kulut

(Etelälahti ym. 1992, 28 - 29).

Diskonttauksella tarkoitetaan koronlaskennan käänteistä toimenpidettä. Eri ajanhetkellä tapahtuvia tuotto- tai kustannuseriä ei voida pitää keskenään ver-

tailukelpoisina, sillä raha kasvaa ajan myötä korkoa. Näin ollen mitä aikaisempaa ajanhetkenä tietty rahamäärä saadaan, sen arvokkaampi se on. Diskonttausella tuotto- ja kustannuseriä voidaan siirtää ajassa taaksepäin laskentakorkokantaa käyttämällä. Rahan arvon vaihtelut otetaan laskuissa huomioon useimmiten siten, että kaikki kustannukset esitetään valitun ajankohdan rahassa tai vaihtoehtoisesti keskimääräinen inflaatioprosentti lisätään sovellettavaan diskonttauskorkoon. (VTT Prosessit 2004, 181; Etelälahti ym. 1992, 13, 109.)

5.6 Lämmön myyminen

Lämpöä myydessä laitokselle kertyy tuloja useimmiten kolmesta eri komponentista: energiamaksusta, perusmaksusta ja liittymismaksusta. Eri lämpöliiketoimijoilla voi olla hieman eri nimitykset näistä maksuista, mutta niiden peruseriaatteen ovat samat. (Nuutila 2003, 107.)

Energiamaksu määritellään polttoaineen hinnan ja muiden muuttuvien kulujen mukaan. Tyypillisesti perittävä energiamaksu on kaikilta asiakkailta sama. Perusmaksulla katetaan energiantuotantolaitoksen kiinteitä kuluja, jotka koostuvat pääasiassa useimmiten pääomakuluista. Asiakkailta perittävä perusmaksu määräytyy yleensä tilatun tehon perusteella eli asiakkaan kiinteistön kokoluokan mukaan. (Nuutila 2003, 107.)

Liittymismaksu peritään uusilta lämpöverkkoon liittyviltä asiakkailta. Liittymismaksulla katetaan verkkoon liittymisestä aiheutuvat kulut, ja sen suuruus voi vaihdella tapauskohtaisesti riippuen esim. siitä miten kaukana verkkoon liittymispiste on kiinteistöstä ja joudutaanko liittymistä varten rakentamaan lisää lämpökanaalia. Liittymismaksu on monesti palautuskelpoinen, jos asiakas eroaa lämpöverkosta, mutta korkoa liittymismaksulle ei kerry. Näin ollen asiakkaan kannalta lämmön hinta muodostuu liittymismaksun korosta, energiamaksusta ja perusmaksusta. (Nuutila 2003, 107.)

Kaukolämmöstä perittävien hintojen tulee lain mukaan olla ”läpinäkyviä”, eli niiden kustannusvastaavuudet ja aiheutumisperiaatteet tulee olla saatavilla. Tämä

siksi koska lämpölaitoksilla on kilpailunrajoituslain perusteella jakelun osalta määräävä markkina-asema. Toisaalta asiakkaan ei ole pakko liittyä kaukolämpöverkkoon, ja ennen kuin asiakas liittyy kaukolämpöverkkoon, niin lämpölaite ei ole asiakkaan kannalta määräävässä markkina-asemassa. (Nuutila 2003, 107.)

5.7 Sähkön myyminen ja yleiseen verkkoon liittyminen

Sähköä on mahdollista tuottaa ja myydä ilman erillistä elinkeinolupaa tai toimilupaa joko omaan pienverkkoon tai yleiseen sähköverkkoon. Jos sähköä on tarkoitus myydä oman verkon ulkopuolelle, niin sähköntuotantolaitoksen on liityttävä yleiseen sähköverkkoon. Yleiseen verkkoon liittyminen ja sähkön myyminen avoimilla markkinoilla on esteetöntä, jos vain laitos täyttää kaikki verkonhaltijan vaatimat tekniset edellytykset. Lisäksi sähköntuotantolaitosten pitää luonnollisesti täyttää kaikki viranomaisten asettamat vaatimukset, esim. ympäristönäkökohtien kannalta. (Motiva 2006, 13; Kauppa- ja teollisuusministeriö 2006, 8.)

5.7.1 Suomen sähköverkko

Suomen sähköverkko muodostuu 110–400 kV kantaverkosta, 110 kV:n alueverkosta ja 0,4 – 70 kV:n jakeluverkoista. Paikalliset sähköyhtiöt omistavat tyypillisesti alueverkot. Sähköverkkotoiminta on sähkömarkkinalain (386/1995) mukaisesti luvanvaraista, lukuun ottamatta tilannetta, jossa yhteisön tai laitoksen hallinnassa olevalla sähköverkolla hoidetaan kiinteistön tai kiinteistöryhmien sisäistä sähkönjakelua. Jakeluverkonhaltijalla on yksinoikeus rakentaa verkkoa alueelleen, mutta sähköntuottajalla on oikeus rakentaa liittymisjohto jakeluverkkoon. (Motiva 2006, 14)

5.7.2 Verkonomistajan veloitteet ja hinnoitteluperusteet

Sähkömarkkinalaki (386/1995) sitoo verkonomistajaa erilaisilla velvoitteilla ja hinnoitteluperusteilla. Pientuottajan oikeuksien suojauksen kannalta oleelliset ovat kehittämis-, liittämisen- ja siirtovelvollisuus. Verkon kehittämisvelvollisuus velvoittaa verkonhaltijaa kehittämään verkkoaan asiakkaiden kohtuullisten tarpeiden mukaisesti ja turvaamaan riittävän hyvälaatuisen sähkön saanti asiakkailleen. Liittämisenvelvollisuuden mukaan verkonhaltijan on liitettävä verkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät tuotantolaitokset kohtuullista korvausta vastaan. Verkkoon liittymisen ehdot ja tekniset vaatimukset eivät saa olla syrjiviä ja ne tulee julkaista. Lisäksi liittämisenvelvollisuuden mukaan verkkopalveluista perittävät hinnat eivät saa olla perusteettomia eikä niissä saa olla sähkökaupan kilpailua rajoittavia ehtoja tai rajoituksia. Siirtovelvollisuus sen sijaan velvoittaa sähköverkonhaltijaa myymään sähkön siirtopalveluja verkon siirtokyvyn rajoissa niitä tarvitseville kohtuullista korvausta vastaan. (Motiva 2006, 14)

5.7.3 Tarvittavat sopimukset

Jotta sähköntuotantolaitos voidaan liittää yleiseen sähköverkkoon, tarvitaan joi-tain sopimuksia. Liittymissopimus tehdään jakeluverkkoyhtiön kanssa ja siinä sovitaan mm. liittymispaikasta ja sähköntuotantolaitteistolle asetettavista tekni-sistä vaatimuksista. Verkkopalvelusopimus tehdään niin ikään myöskin jakelu-verkkoyhtiö kanssa. Siinä sovitaan mm. sähkönsiirron hinnasta sähköntuottajan osalta. Ilman verkkopalvelusopimusta tuotantolaitos ei saa toimia rinnan jakelu-verkon kanssa. Myyntisopimuksessa määritellään kenelle, miten paljon ja mihin hintaan tuotettu sähkö myydään sekä sovitaan mm. loiset- ja tasesähkönhankin-nasta. Myyntisopimus tehdään sähköntuottajan ja ostajan välillä. Myyntisopi-muksessa tulee myös määrittää sisältääkö sähkön myyntihinta tuottajaan koh-distuvat sähkön siirtomaksut vai laskutetaanko ne erikseen. (Motiva 2006, 29, 18)

5.7.4 Liittymis- ja siirtomaksut

Sähkömarkkinalain (386/1995) nojalla Energiamarkkinavirasto on antanut sähköverkonhaltijoiden noudettaviksi tuotantolaitosten liittymismaksujen hinnoitteluperiaatteita koskevat vahvistuspäätökset, joita heidän on noudatettava. Vahvistuspäätöksissä on määritelty neljä erilaista hinnoittelutilannetta (vyöhykehinnoittelu, aluehinnoittelu, pienjännitetehohinnoittelu sekä keski- ja suurjännitehinnoittelu). Hinnoitteluperiaate määräytyy sen mukaan minkä tyyppiseen verkkoon tuotantolaitos on liittymässä. Vyöhykehinnoittelussa ja aluehinnoittelussa liittymien hinnat määräytyvät asiakasryhmän keskimääräisten kustannusten mukaan ja pienjännitetehohinnoittelussa sekä keski- ja suurjännitetehohinnoittelussa asiakaskohtaisesti. (Kauppa- ja teollisuusministeriö 2006, 12.)

Siirtomaksun tarkoitus on kattaa sähköyhtiön sähköverkkotoimintaan liittyvät kustannukset. Kustannuksia aiheutuu mm. verkkoon sitoutuneesta pääomasta, sähköverkon ylläpidosta, kehittämisestä ja uudistamisesta sekä uuden verkon rakentamisesta. Siirtomaksun hintaan sisältyy ympärivuorokautinen sähköverkon käytönvalvonta ja vikapalvelu sekä asiakaskohtainen sähkön kulutuksen mittaaminen. Lisäksi pieni osa siirtomaksusta muodostuu valtakunnallisen kantaverkon rakentamisesta ja ylläpidosta. (Energieollisuus 2012.)

Sähköntuotannon siirtomaksuissa ja niiden veloitusperiaatteissa on suuria eroja eri verkkoyhtiöiden välillä. Pääpiirteittäin siirtomaksut koostuvat kuitenkin sähköntuottajan kannalta kolmesta eri osa-alueesta: kiinteistä maksuista, verkkoon annetun energian mukaan määräytyvistä maksuista sekä oman tuotannon kulutusmaksuista. Kiinteisiin maksuihin luetaan kuukausittaiset ja vuosittaiset maksut sekä tehomaksut. Verkkoon annetun energiamaksu voi vaihdella kellon- ja vuodenajan mukaan tai jännite- tai tehotason mukaan riippuen verkkoyhtiöstä. Pienen kokoluokan tuotannossa energiamaksut ovat kuitenkin usein melko merkityksettömiä kiinteisiin maksuihin verrattuna, mutta tässäkin on vaihtelua eri verkkoyhtiöiden välillä. Oman tuotannon kulutusmaksu peritään usein vain yli 1 MVA tehoisilta laitoksilta, joten pienen kokoluokan laitokselle siitä ei aiheudu kuluja. (Vartiainen, Vanhanen & Syrjänen 2005, 7–8.)

Valtioneuvoston asetuksessa sähkömarkkinoista (65/2009) on 5 §:ssä säädetty, että kokonaisuudessaan yksittäiseltä sähköntuottajalta perityt sähkönsiirtokustannukset eivät saa vuoden keskiarvona ylittää 0,07 senttiä kilowattitunnilta. Tällä tarkoitetaan kokonaiskustannuksia, eli verkkoon syötöstä vuodessa veloitettujen siirtomaksujen summa ilman arvonlisäveroa on jaettu saman ajan kuluessa verkkoon syötetyn energian määrällä.

5.7.5 Sähkön myyminen

Kuten jo aikaisemmin todettiin, sähkön myyminen ei vaadi erillistä toimilupaa, vaan se on kaikille yrityksille, henkilöille ja yhteisöille vapaata toimintaa. Sähkön myynti voidaan hoitaa kahdenvälisenä kauppana (ostaja–myyjä) tai sitten se voidaan hoitaa pörssin välityksellä. Pienen tuotannon myynnit hoidetaan useimmiten kahdenvälisenä kauppana, jolloin sähkö myydään esim. jollekin pienkäyttäjälle tai käyttäjäryhmälle. Pörssiin sähköä saa myydä vain pörssin jäsenet. On myös mahdollista että sähkö myydään kahdenvälisenä kauppana jollekin toiselle sähköyhtiölle tai sähkömarkkinameklarille, jotka voivat myydä sähköä eteenpäin pörssiin tai hyödyntää sen itse. (Motiva 2006, 33–34.)

Sähkön myyntisopimusta tehdessä sähkön hinta ja sopimuksen kesto on täysin sovittavissa ostajan ja myyjän välillä. Sopimus on siis mahdollista tehdä useammaksi vuodeksi kerrallaan ennalta määrättyllä hinnalla. Verkkoon myytäessä sähkön markkinatilanne ja -näkymät määrittävät tyypillisesti lopullisen hinnan, mutta sähköstä saatavaa hintaa voi nostaa esim. jos tuotantoa on mahdollista säätää hetkellisesti korkean kysynnän mukaan tai se on muuten etukäteen hyvin suunniteltavissa ja ennakoitavissa. Hintaa voi taas sen sijaan laskea, jos tuotanto on epätasaista ja vaikeasti suunniteltavissa, kuten esim. tuulivoiman tapauksessa. Myyntisopimusta tehtäessä on myös mahdollista päättää siitä, kuka omistaa tuotannon mahdolliset vihreät arvot. Sähköntuotannon suunnittelun voi sähköntuottaja hoitaa itse tai ostaa palvelun sähköyhtiöltä. Sähköyhtiöiden kanssa on myös mahdollista sopia tuotantokoneistojen käyttösopimuksia, jolloin sähköyhtiö hoitaa kokonaan laitoksen käytön ja sähkön myynnin. (Motiva 2006, 33–34.)

5.7.6 Sähkön verotus

Peruslähtökohta energiaverotuksessa sähkön osalta on, että vero suoritetaan siinä vaiheessa, kun se luovutetaan sähköverkosta loppukäyttäjälle. Keskeisimmät sähköverovelvolliset toimijat ovat sähköntuottajat ja sähköverkonhaltijat. Omaan käyttöön tuotetusta sähköstä tulee maksaa sähkövero, lukuun ottamatta tuotantolaitoksen omakäyttölaitteiden kuluttamaa sähköä. Jos sähkö tuotetaan kuitenkin alle 50 kVA generaattorilla, niin sähkövero ei tarvitse maksaa. Jos sähkö tuotetaan 50–2 000 kVA generaattorilla, niin sähkövero ei tarvitse maksaa siinä tilanteessa, jos sähköä ei syötetä yleiseen verkkoon. Sähkönsiirto sähköntuottajalta sähköverkkoon ja eri sähköverkkojen välillä on verotonta. Kun jakeluverkon haltija siirtää sähkön loppukuluttajalle, niin sähkövero peritään kuluttajan maksaman sähkön siirtohinnan mukana ja edelleenvälitetään valtiolle. (Tulli 2012; Vattenfall 2012a.)

Sähkövero on jaoteltu kahteen veroluokkaan siten, että teollisuuden sähkövero on alhaisempi kuin muiden kuluttajien. Lisäksi energiaintensiivisellä teollisuudella on mahdollisuus saada tietyin edellytyksin palautuksia maksamistaan energiaveroista. Sähkövero koostuu sähkön valmisteverosta ja huoltovarmuusmaksusta. Sähköveron kustannus on peruskäyttäjälle kokonaisuudessaan 1,703 snt/kWh ja teollisuudelle 0,703 snt/kWh, ilman arvonlisäveroä. (Vattenfall 2012a.)

Loppukäyttäjän ostamasta sähköstä peritään myös arvonlisävero, joka tulee loppukäyttäjän maksettavaksi sähköveron lisäksi. Arvonlisäveroprosentti on sähkön osalta 23 %, ja sitä peritään sähkön myynnistä, sähkön siirrosta ja sähköverosta. Jos myynti tapahtuu kiinteistön sisäisessä verkossa, niin myyjän tulee muistaa tarkistaa, onko kyseessä verotettavaa myyntituloa. (Motiva 2006, 33–34; Vattenfall 2012b.)

5.7.7 Sähkömarkkinat

Suomi kuuluu pohjoismaiseen sähkömarkkina-alueeseen, jolle on olemassa oma pörssinsä, Nord Pool. Pörssissä on n. 300 toimijaa, joista valtaosa on suuria sähköntuottajia ja -käyttäjiä ja finanssilaitoksia. Nordpoolissa sähkölle määräytyy markkinahinta vuoden jokaiselle tunnille kysynnän ja tarjonnan mukaan. Tätä sähkön tuntihintaa kutsutaan SPOT-hinnaksi. Lopullisen markkinahinnan määräytymiseen vaikuttaa hyvin moni asia, kuten esim. polttoaineiden hinnat, tuulisuus ja sateisuus, eri maiden energiapolitiikat, säätilat ym. Sähkön hinta nousee korkeaksi esim. kovien pakkasten aikaan ja huonoina sadevuosina. (VTT 2004, 197; Turku Energia 2012.)

Sähkömarkkinoiden erikoispiirre on kysynnän joustamattomuus, eli periaatteessa kaikki sähkö, mikä tuotetaan, menee kaupaksi oli hinta mikä hyvänsä. Suuret teollisuuslaitokset saattavat vähentää tuotantoaan sähkön hintapiikkien aikaan, mutta kotitalouskäyttäjät eivät tähän pysty sillä heillä ei ole nykyisellään tietoa sähkön hetkittäisistä hinnoista, mutta asiaan on tulossa muutos etäluettavien älymittareiden ansiosta. (Turku Energia 2012)

Vaikka Pohjoismailla onkin yhteinen markkina-alue sähkölle, niin silti ajoittain maakohtaiset hinnat voivat olla poikkeavia pörssihinnasta. Tämä johtuu siitä, että sähköä ei toisinaan saada siirrettyä kysyntää vastaavaa määrää johonkin tiettyyn maahan, mikä aiheuttaa sen, että maakohtainen hinta nousee. (Turku Energia 2012.)

Sähköä voidaan myydä ja ostaa pörssiin välityksellä myös niin sanottuna johdannaiskauppana, jolloin sähkön hinnasta on sovittu tietylle sähkömäärälle ja ajanjaksolle. Tällöin myyjä ja ostaja ovat turvassa markkinahintojen hetkittäisiltä vaihteluilta. (Turku Energia 2012.)

Tuntikohtaisen SPOT-kaupan ja johdannaiskaupan lisäksi Nord Poolissa käydään tase- ja säätösähkökauppaa. Tasesähkökaupalla tarkoitetaan osapuolten toteutuneiden ja hankintojen välisten poikkeamien tasoittamiseksi käytävää sähkökauppaa. Säätösähkökauppaa joudutaan käymään, koska sähköntarvetta

ei voida koskaan ennakoida täysin. Tämän takia eri maiden järjestelmävastaavat (Suomessa Fingrid Oyj) joutuvat tekemään tasapainottavia kauppoja säätösähkömarkkinoilla. Toisena osapuolena järjestelmävastaavan lisäksi kaupassa on säädettävissä olevan voimalaitoksen tai sähkökuorman haltija, kuten esimerkiksi vesivoimalaitos. Säättöön osallistuvat tuottajat ja kuluttajat saavat kapasiteetin käytöstä korvauksen, jonka järjestelmävastaava maksaa siirtomaksuista saamallaan tuloilla. Fingridin asiakkaat eli käytännössä kaikki sähkökäyttäjät osallistuvat siis säätösähköstä aiheutuviin kustannuksiin. (VTT 2004, 198, 200.)

5.7.8 Uusiutuvan sähkön tuotantotuki

Suomen lainsäädännössä on voimassa laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta (1396/2010). Lain piiriin hyväksytyn voimalaitoksen tuotetun sähkön tavoitehinta on 83,5 €/MWh. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että valtion maksama sähkön tuotantotuki on tavoitehintaa vähennettynä voimalaitoksen sijaintipaikan kolmen kuukauden sähkön markkinahinnan keskiarvolla. Valtion maksama tuki on maksimissaan 53,5 €/MWh, eli jos sähkön markkinahinnan keskiarvo laskee alle 30 €/MWh, niin tavoitehintaa ei toteudu.

Laissa on eroteltu puupolttoainevoimalat ja metsähakevoimalat. Puupolttoainevoimalalla tarkoitetaan ”voimalaitosta, jossa tuotetaan lämpöä ja sähköä puupolttoaineella yhdessä tai useammassa samaan verkonhaltijan mittariin kytkeytyssä generaattorissa” ja metsähakevoimalaitoksella ”voimalaitosta, jossa tuotetaan sähköä metsähakeella yhdessä tai useammassa samaan verkonhaltijan mittariin kytkeytyssä generaattorissa.” Puupolttoainevoimalalla tarkoitetaan siis sähkön- ja lämmön yhteistuotantolaitosta, kun taas metsähakevoimalalla tarkoitetaan pelkkää sähköä tuottavaa laitosta. (Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta 1396/2010.)

Syöttötariffin lisäksi puupolttoainevoimalaitoksille voidaan maksaa lämpöpree-miota, jos sähköntuotannon lisäksi voimalaitoksella tuotetaan lämpöä hyötykäyttöön. Syöttötariffin korotuksena maksettava lämpöpree-mio on tällöin 20 €/MWh

puupolttoaineella tuotetusta sähköstä. (Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta 1396/2010.)

Tuotantotuen piiriin voidaan hyväksyä puupolttoaineella toimivia voimalaitoksia, joiden generaattoreiden nimellisteho on vähintään 100 kVA ja enintään 8 MVA. Sellaisia laitoksia, jotka ovat saaneet muita valtiontukia, kuten investointitukia, ei hyväksytä syöttötariffijärjestelmään. Laitoksen tulee olla myös uusi, eikä se saa sisältää käytettyjä osia, ja sähkön lisäksi siinä tulee tuottaa lämpöä hyötykäyttöön. Laitoksen kokonaishyötysuhteen tulee olla vähintään 50 %. Yli 1 MVA sähköteholtaan olevien laitosten kokonaishyötysuhteen tulee olla vähintään 75 %. (Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta 1396/2010.)

Syöttötariffia maksetaan kolmen kuukauden välein (= tariffijakso) ja enintään 12 vuoden ajalta. Puupolttoaineella tuotetusta sähköstä voi saada neljältä peräkkäiseltä tariffijaksolta enintään 750 000 €. (Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta 1396/2010.)

Uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuen lisäksi laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta (1260/1996) 8 § oikeuttaa metsähäkkeellä tuotetulle sähkölle verotukea 0,69 snt/kWh, mutta ehtona on, että tuotettu sähkö ei saa olla verovapaata. Tukea ei siis saa, jos sähköä tuotetaan alle 50 kVA:n tehoisella generaattorilla tai 50–2 000 kVA:n tehoisella generaattorilla, joka ei syötä sähköä yleiseen verkkoon.

5.7.9 Sähkön kulutusprofiili

Käytännössä sähkön kulutuksen ja tuotannon pitää koko ajan vastata toisiaan. Kuten jo aikaisemmin kuitenkin todettiin, yhteistuotantolaitoksissa lämmöntuotannon tulee olla laitoksen mitoituksen perusta, eli sähkö on CHP-tuotannossa sivutuotteen roolissa. Omassa pienverkossa sähkönkulutushuippuja pitää siis tasata joko ostamalla sähköä yleisestä sähköverkosta tai varastoimalla sähköä akustoon.

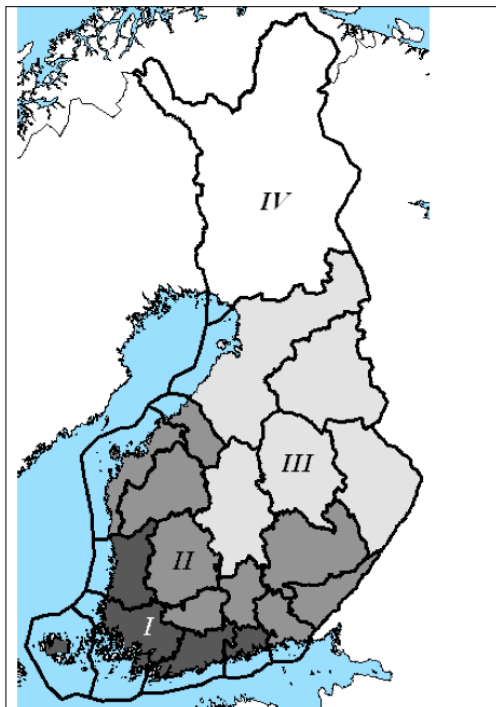
Sähkön kulutus vaihtelee monessa käyttökohteessa erittäin paljon ja muutokset ovat suurempia ja huonommin ennakoitavissa kuin lämmön kulutuksen osalta. Kuluttajatyypistä riippuen kulutuksessa on kuitenkin monesti havaittavissa tiettyjä säännönmukaisuuksia esim. vuorokauden- ja vuodenajan mukaan. Näiden säännönmukaisten vaihteluiden lisäksi kysynnässä esiintyy enemmän tai vähemmän satunnaisia vaihteluita, jotka selittyvät esimerkiksi säätilan muutoksilla. (VTT Prosessit 2004, 185.)

Haulio on diplomityössään ”Sähkön kulutuksen analysointi ja mallintaminen kerrostaloissa” kerännyt 59:n pääkaupunkiseudulla ja Tampereella sijaitsevan kerrostaloyhtiön sähkönkulutustiedot 3 vuoden ajalta, ja niistä on laskettu yksi edustava keskiarvovuosi aritmeettisen keskiarvon perusteella. Keskiarvovuoden tietojen pohjalta luotujen keskiarvostettujen kuormituskäyrien mukaan korkein tehontarve kerrostaloissa osuu tyypillisesti kello 20:een illalla ja alin tehontarve noin kello 4:ään aamulla. Alin tehontarve on kuormituskäyrissä noin kolmasosa huipputehontarpeesta vuorokauden aikana. Kulutushuiput ja -minimit sattuvat suurin piirtein samaan aikaan huolimatta siitä, onko kyseessä viikonloppu- vai arkivuorokausi. Viikonloppuisin on havaittavissa suurempaa kuormitusta aamu- ja iltapäivän tunteina sekä yöllä kello 24–04 välillä verrattuna arkipäiviin. Arkisin kulutus oli suurempaa aikaisin aamusta verrattuna viikonloppuaamuihin. Yleisesti ottaen kuormituskäyrien perusmuoto on kuitenkin samantyylinen riippumatta siitä, onko kyseessä viikonloppu vai arkipäivä. (Haulio 2009, 42–44.)

6 Laskentamallin toteutus

Laskentamallin toteutuksessa on yritetty ottaa huomioon CHP-tuotannon kannattavuuteen vaikuttavat tekijät mahdollisimman monipuolisesti. Perusperiaatteena laskentamallilla on, että se laskee yhteen vuotuiset tuotot ja vähentää niistä vuotuiset kustannukset. Tuottojen ja kustannusten erotuksesta lasketaan kannattavan investoinnin raja-arvo hyödyntämällä annuiteetin laskentakaavaa käänteisesti.

Laskurin ensimmäiseen osioon syötetään tietoja mallinnettavan kohteen osalta. Kohteen sijainnissa on valittavana 4 eri vaihtoehtoa. Valinta viittaa laskennoissa käytettävään säävyöhykkeeseen. Säävyöhyke vaikuttaa lämpötilan pysyvyyskäyrän muotoon ja siten säästä riippuvan lämmöntarpeen säätymiseen vuodenaikojen mukaan. Säävyöhykkeiden jaottelussa käytetään rakentamismääräyskokoelman osan D5 liitteessä 1 esitettyä mallia. Säävyöhykkeiden rajat näkyvät kuvassa 5.



Kuva 5. Suomen säävyöhykkeiden rajat (Suomen rakentamismääräyskokoelma D5 2007, 56)

Jokaista säävyöhykettä vastaavat tuntikohtaiset lämpötilan pysyvyysarvot on syötetty valmiiksi laskentapohjan toiselle sivulle. Lämpötilan pysyvyysarvoina käytetään rakentamismääräyskokoelman osan D5 liitteessä 1 ilmoitettuja vuoden 1979 ilmatieteen laitoksen säähavaintoasemien mittauksiin perustuvia tietoja. Lämpötilan pysyvyysarvoista lasketaan alueen astepäiväluvut. Laskuriin ei voi syöttää erikseen tietyn alueen mitattuja astepäivälukuja, sillä tällöin pitäisi muuttaa tuntikohtaisia lämpötilan pysyvyysarvoja. Astepäiväluvun peruslämpötilaa voi muuttaa, mutta lähtökohtaisesti laskentamallissa on käytetty peruslämpötilana 17 °C:ta. Jokaiselle säävyöhykkeelle on annettu myös omat mitoitus-

lämpötilansa, joka kuvastaa sitä minimilämpötilaa, jossa lämpölaitoksen tehon tulee vielä riittää.

Alueen sijainnin syöttämisen jälkeen laskuriin syötetään kohteen vuosittainen lämpöenergian kulutus ja lämpöverkon pituus ja ominaishäviöt. Lämpimään käyttövedeen kuluva lämpöenergia syötetään prosenttiosuutena kokonaislämmönkulutuksesta. Näiden perusteella laskentamalli laskee vuodessa tuotettavan energian kokonaismäärän ja tilojen lämmitykseen kuluva eli säästä riippuvan lämmöntarpeen. Energian kokonaiskulutus saadaan kaavalla

$$Q_{\text{Tot}} = Q_{\text{Tilat}} + Q_{\text{Lkv}} + Q_{\text{Häviöt}} \quad (3)$$

jossa

Q_{Tot} = Lämpöenergian kokonaiskulutus

Q_{Tilat} = Tilojen lämmitykseen kuluva energia

Q_{Lkv} = Lämpimään käyttövedeen kuluva energia

$Q_{\text{Häviöt}}$ = Verkostohäviöihin kuluva energia.

Verkostohäviöihin kuluvalle energialle tarkoitetaan rakennusten ulkopuolella tapahtuvia lämpöhäviöitä eli sitä osaa lämmöstä, joka ei tavoita asiakkaan lämmönvaihdinta ja josta lämmöntuottaja ei näin ollen saa korvausta.

Kun säästä riippuva lämmöntarve jaetaan säävyöhykkeen ominaisilla astetuntilukujen summalla, osamääränä saadaan tehontarpeen lisäys tai lasku yhtä lämpöastetta kohden. Kun tämä luku kerrotaan astetuntilukujen laskennassa käytetyn peruslämpötilan ja mitoituslämpötilan erotuksella, saadaan tilojen lämmitykseen tarvittava maksimiteho. Kun siihen lisätään lämpimän käyttöveden vaatima teho ja verkostohäviöiden kuluttama teho, saadaan lämpölaitoksen mitoitus-teho. Lämpimän käyttöveden vaatima teho ja verkostohäviöiden kuluttama teho oletetaan olevan vakio ympäri vuoden.

$$P_{\text{Mitoitus}} = \frac{Q_{\text{Tilat}}}{S_{17}} (T_{\text{Peruslämpötila}} - T_{\text{Mitoitus}}) + P_{\text{Lkv}} + P_{\text{Häviöt}} \quad (4)$$

jossa

P_{Mitoitus} = Lämpölaitoksen mitoitusteho

S_{17} = Alueen astetuntiluku, kun peruslämpötila on 17 °C

$T_{\text{Peruslämpötila}}$ = Asetuntilukujen laskennassa käytetty peruslämpötila (17 °C)

T_{Mitoitus} = Mitoituslämpötila

P_{Lkv} = Lämpimän käyttöveden vaatima teho

$P_{\text{Häviöt}}$ = Verkostohäviöihin kuluva teho

Kaavan (4) ja alueen lämpötilan pysyvyyskäyrän avulla saadaan laskettua mallinnettavan laitoksen teho jokaiselle vuoden tunnille, josta taas voidaan piirtää tehon pysyvyyskäyrä. Mitoituslämpötilan sijasta kaavassa käytetään tällöin haluttua lämpötilaa. Tehon pysyvyyskäyrää laskettaessa on muistettava, että kun lämpötila nousee yli peruslämpötilan (17 °C), niin lämpöteho muodostuu vain lämpimän käyttöveden tehosta ja verkoston häviöihin kuluvasta tehosta ja pysyy siksi koko ajan vakiona.

Mallinnettavan CHP-laitoksen osalta laskuriin syötetään perustiedot, kuten teho, sähkön ja lämmön hyötysuhde sekä minimi teho, jolla laitosta pystytään ajamaan. CHP-laitoksen ominaisuuksien ja tehon pysyvyyskäyrän avulla saadaan laskettua CHP-laitoksella tuotetun lämmön ja sähkön määrä. Laskuri olettaa, että kaikki ylimääräinen lämpö, jota ei tuoteta CHP-laitteistolla, tuotetaan erillisellä lisä-/varakattilalla, jossa on tehoa riittävästi tuottamaan kaikki tarvittava lämpö mitoituslämpötilassa silloinkin, kun CHP-kattila ei ole toiminnassa. Laskurissa on nähtävissä, kuinka suuri prosenttiosuus kokonaisenergiasta on tuotettu CHP-kattilalla ja kuinka suuri osa on tuotettu lisä-/varakattilalla.

Lämmönmyynnistä saatuja tuottoja arvioidaan syöttämällä laskuriin kilowattituntikohtainen maksu, ja lisäksi voidaan syöttää asiakkailta perityiltä kiinteillä maksuilla saatu vuosittainen kokonaistulo.

Sähkönkulutustiedoista laskuriin syötetään vain vuotuinen sähkötulo. Laskuri olettaa, että sähköä kulutetaan vain asumiskäytössä ja että sähköä ei käytetä huonetilojen lämmitykseen. Sähkön vuotuisesta kulutuksesta lasketaan kulutuksen keskiteho, josta saadaan laskettua vuorokautiset tehon minimi ja

maksimit, sillä oletuksella että vuorokautinen minimi on kolmasosa maksimitehontarpeesta. Alin sähkötehontarve on laskurissa oletuksena kello 4 aamulla ja ylin tehontarve kello 20 illalla. Vuorokautisten minimien ja maksimien väliset siirtymät ovat laskurin käyttämässä sähköön kulutusprofiilissa lineaarisia, eli verrattuna Haulion diplomityössä mitattuihin todellisiin vuorokautisiin kulutuskäyriin, käyrät eivät ole aivan identtisiä. Laskuri myös olettaa että kulutusprofiilin muoto on aina samanlainen, riippumatta vuodenajasta ja siitä, onko kyseessä arki- vai viikonloppupäivä.

Käytännössä sähköön kulutusprofiilit voivat vaihdella huomattavastikin kohteittain, ja siksi täydellisen kulutusprofiilin keskiarvon mallintaminen ei välttämättä parantaisi tuloksien todenmukaisuutta. Sen sijaan, jos kohteelta on olemassa pitempiaikaisia tuntikohtaisia sähköön kulutustietoja, niiden pohjalta luodut keskiarvotetut kulutusprofiilit voidaan syöttää suoraan laskurin toisella sivulla oleviin sähköön kulutustietoihin. Tällöin laskurin tuloksien todenmukaisuus voi parantua huomattavastikin. Laskurin käyttämä vuorokautisen sähkönkulutusprofiilin esimerkkimalli näkyy kuvassa 6.

Kun tiedetään sähköön kulutusprofiili ja CHP-laitoksen tehon säätökäyrä, voidaan niiden avulla laskea omassa käytössä hyödynnettävissä olevan sähköön määrä sekä jäljelle jäävän ostettavan ja myytävän sähköön määrä tuntikohtaisesti vuoden jokaiselle tunnille. Kun laskuriin syötetään ostettavan sähköön keskimääräinen hinta ja myydystä sähköstä saatu keskimääräinen hinta, voidaan arvioida sähköön omakäytöllä saavutettavaa säästöä sekä myydystä sähköstä saatavia tuloja. Omakäyttösähköllä aikaansaadut vuotuiset säästöt käsitellään laskurissa tuottoina.

Laitoksesta arvioidut vuosittaiset kulut syötetään laskentamallin ensimmäiselle sivulle. Kuluiksi lasketaan polttoainekulut, käyttö- ja huoltokustannukset, sähköverkkoon kuulumisesta aiheutuvat kustannukset sekä vakuutukset. Käyttö- ja huoltokustannuksiin sekä sähköverkkoon kuulumisesta aiheutuviin kustannuksiin voi syöttää kiinteitä vuotuisia kuluja sekä tuotannosta riippuvia kuluja. Polttoainekuluja arvioitaessa CHP-kattilan polttoaine ja lisä-/varakattilan polttoaine

syötetään eri kohtiin, sillä oletuksena on, että kattilat eivät käytä samaa polttoainetta.

Kun kaikki lähtöarvot on syötetty, niin saadaan arvio vuotuisista tuotoista ja menoista ja näiden erotuksena saadaan vuotuinen nettotuotto. Nettotuoton ajatellaan olevan se summa, joka voidaan käyttää investoinnin kuoletukseen. Kun laskentamalliin syötetään investoinnin laskentakorkokanta ja laina-aika vuosina, saadaan laskettua tasa-erälainan annuiteettikerroin. Annuiteettikertoimen laskeminen on esitetty kaavassa (1). Kun jaetaan vuotuinen nettotuotto annuiteettikertoimella, saadaan osamääränä lainan suuruus, jota tuotolla kyetään maksamaan. Laskentamalli olettaa, että nettotuotto on jokaisena vuotena yhtä suuri.

7 Case: Paiholan CHP-investointi

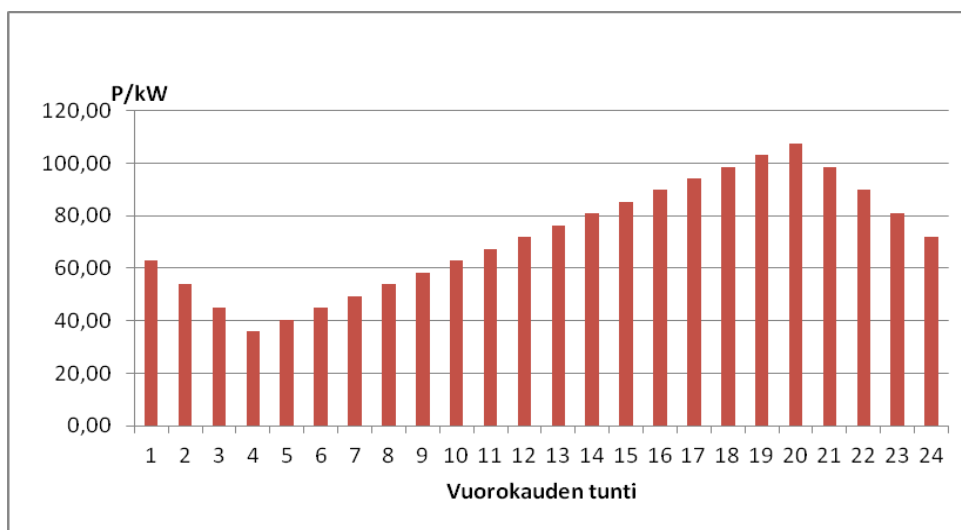
7.1 Kannattavuus nykytilanteessa

Kehitettyä laskentamallia hyödynnettiin arvioitaessa sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksen kannattavuutta Kontiolahden Paiholassa sijaitsevalla sairaala-kiinteistöllä. Nykyisellään kohde lämmitetään raskaalla polttoöljyllä (POR) ja kohteen lämmitysmuotoa ollaan lähitulevaisuudessa uudistamassa. Lämpöenergian käyttö kohteella on 5 826 MWh vuodessa, josta 21 % menee lämpimään käyttövedeen ja verkostohäviöihin. Lämpimän käyttöveden ja verkostohäviöiden vaatima ympärivuotinen kiinteä tehontarve on 140 kW. Kohde sijaitsee säävyöhykkeellä 3 ja lämpölaitoksen laskennallinen maksimiteho mitoitusslämpötilassa (-32 °C) on 1 965 kW. Raskaan polttoöljyn vuotuinen kulutus ja kustannus on esitetty taulukossa 1. Öljykattilan hyötysuhteeksi on oletettu 90 %.

Taulukko 1. Raskaan polttoöljyn kulutus ja kustannukset kohteella nykytilanteessa

Raskaan polttoöljyn kulutus, kWh/a	6 473 333
Hinta, €/kWh	0,05
Polttoainekulut, €/a	323 667

Kohteen sähköenergian vuotuinen kokonaiskulutus on 628 660 kWh. Sähkönkulutuskäyrästä ei ole olemassa mitattua tietoa. Vuotuisen sähkönkulutuksen perusteella laskettu päivittäinen sähkönkulutusprofiili näkyy kuvassa 6. Todellisuudessa kohteen sähkönkulutuskäyrä voi olla mallinnetusta sähkönkulutuskäyrästä poikkeava, sillä kohde ei ole normaalissa asumiskäytössä. Oletettavissa kuitenkin on, että sähköä kuluu kohteella päivisin enemmän kuin yöaikaan.



Kuva 6. Laskentamallin käyttämä kohteen vuorokautinen sähkönkulutusprofiili

Laskentamallia käytettiin hieman soveltaen, sillä haluttiin vertailla, minkälaisia säästöjä oman sähkön tuottaminen ja öljylämmityksen vaihtaminen biopolttoaineisiin voisi tuoda. Oletuksena laskentamalli laskee kokonaan uuden laitoksen perustamisen kannattavuutta, mutta tässä tilanteessa tarkasteltiin halvemmalla polttoaineella ja omalla sähköntuotannolla saatuja säästöjä ja sitä, minkälaista investointia niillä kyettäisiin maksamaan takaisin. Laskennoissa tarkasteltiin tilannetta neljällä erilaisella lämmöntuotantoskenaariolla:

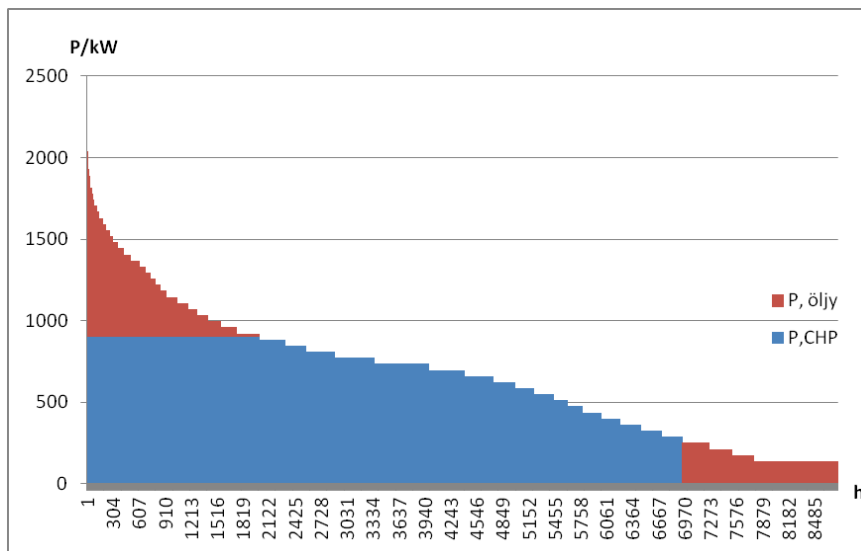
- 1) 1 200 kW:n hakekäyttöinen CHP-kattila
- 2) 620 kW:n hakekäyttöinen CHP-kattila
- 3) 190 kW:n hakekäyttöinen CHP-kattila ja 830 kW:n hakelämpökattila
- 4) 1 000 kW:n hakelämpökattila.

Oletuksena kaikissa laskentaskenaarioissa on, että kohteella olevat vanhat POR-kattilat jätetään käyttöön huippu- ja varatehon tuotantoon. Hakkeen hintana laskennoissa käytettiin 25 €/MWh käyttöpaikalle toimitettuna, ja raskaan polt-

toöljyn hintana käytettiin 50 €/MWh. Ostosähkön hintana laskennoissa käytettiin 0,12 €/kWh ja sähkön myynnistä saatavana hintana käytettiin 0,03 €/kWh. Sähkönmyynnistä saatuja tuloja arvioitaessa on otettu huomioon siirtomaksuihin menevä osuus (0,7 €/MWh).

7.1.1 1 200 kW:n hakekäyttöinen CHP

Mallinnetun CHP-laitteiston kokonaisteho on 1 200 kW, ja sen sähkönhyötysuhde on 15 % ja lämmönhyötysuhde 75 %. Laitoksen lämpöteho olisi siis 900 kW ja sähköteho 180 kW. Pienin toimintateho kattilalla on 30 % maksimitehosta. Käytännössä mallinnettu CHP-laitos voisi olla pienikokoinen ORC-voimalaitos. Kuvassa 7 nähdään laitoksen tehon pysyvyyskärä Paiholan kohteelle mallinnettuna.



Kuva 7. 1 200 kW hake-CHP:n ja öljykattilan lämpötehon pysyvyyskäyrä kohteelle mallinnettuna

Kannattavuustarkastelun tulokset on esitetty taulukossa 2. CHP-laitoksesta on arvioitu aiheutuvan 27 000 €:n vuotuiset käyttö- ja huoltokustannukset, jotka on laskettu sillä oletuksella, että käyttöön ja huoltoon kuluu vuosittain 3 % laitoksen kone- ja laiteinvestoinneista, joka on tyypillinen suunnitteluarvo voimalaitoksissa (Heinimö ym. 2005, 54). Kone- ja laiteinvestointikustannuksiksi arvioitiin 5 000 €/kW_e. Taulukossa 3 on esitetty nettotuoton perusteella laskettuja kannattavan investoinnin raja-arvoja eri takaisinmaksuajoilla.

Taulukko 2. 1200 kW hakekäyttöisen CHP-laitteiston kannattavuustarkastelu

Polttoaineen kulutus	
Hake	6 516 413 kWh/a
POR	1 042 989 kWh/a
Polttoainekulut	
Hake	162 910 €/a
POR	52 149 €/a
Sähkön tuotanto	
Oma sähköntuotanto	977 462 kWh/a
Ostosähkön korvaus	486 634 kWh/a
Myyty sähkö	490 828 kWh/a
Säästöt	
Säästö polttoainekuluissa	108 607 €/a
Ostosähkön korvaus	58 396 €/a
Lisätulot	
Sähkön myynti	14 381 €/a
Lisämenot	
Huolto- ja käyttökustannukset	27 000 €/a
Nettotuotto	154 384 €/a

Taulukko 3. 1200 kW hakekäyttöisen CHP-laitoksen kannattavan investoinnin raja-arvoja

Korkokanta	5 %	5 %	5 %
Takaisinmaksuaika (vuotta)	10	7	5
Annuiteettikerroin	0,1295	0,1728	0,2310
Kannattavan investoinnin raja-arvo (€)	1 192 114	893 324	668 403

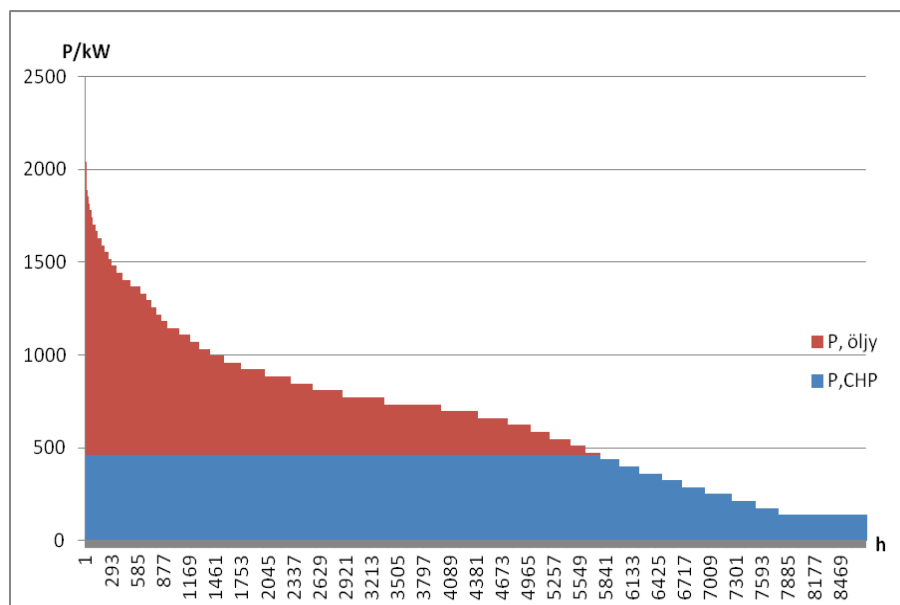
5 000 €/kW_e:n hintaan arvioituna laitoksen kone- ja laiteinvestoinniksi tulisi 900 000 €, joka voisi olla 10 vuoden takaisinmaksuajalla tarkasteltuna juuri kannattavuuden rajamailla, kun otetaan huomioon kone- ja laiteinvestointien lisäksi tulevat muut kustannukset. Käytännössä investointi ei saata olla kuitenkaan tarpeeksi kannattava, jotta tämänkaltaiseen laitokseen kukaan ryhtyisi sijoitusmielessä investoimaan, sillä toimintaan liittyy kuitenkin monia epävarmuustekijöitä. Lisäksi kokonaisinvestointikustannuksiltaan mallinnetun kaltainen CHP-laitos voi olla arvioitua korkeampi, sillä laitos on ORC-kokoluokassa pieni ja kyseessä ei ole jätelämpöä hyödyntävä laitos eli ORC-tekniikan lisäksi tarvitaan biomassan polttoon soveltuvat polttimet ja kuljettimet ym. muut järjestelmät.

7.1.2 620 kW:n hakekäyttöinen CHP

620 kW:n tehoisessa hakekäyttöisessä CHP-laitoksessa lämmöntuotannon minimiteho on tarpeeksi pieni, jotta laitos voi pyöriä kesäaikaankin lämpimän käyttöveden tuotannossa. Oletuksena on, että laitoksen toiminnallinen minimiteho on 30 % ominaistehosta. Muut laitoksen ominaisuudet on esitetty taulukossa 4. Käytännössä laitos voisi olla toteutettu esimerkiksi stirling-moottorilla tai jonkinlaisella puukaasuttimen ja polttomoottorin yhdistelmällä. Laitoksen vuotuinen lämpötehon pysyvyyskäyrä näkyy kuvassa 8.

Taulukko 4. Laskentaskenaariossa 2 mallinnetun CHP-laitoksen ominaisuudet

CHP-kattilan kokonaisteho, kW	620
Kokonaishyötysuhde	90 %
Lämmön hyötysuhde	15 %
Sähkön hyötysuhde	75 %
Lämpöteho, kW	465
Sähköteho, kW	93
Minimiteho, kW	186



Kuva 8. 620 kW hake-CHP:n ja öljykattilan lämpötehon pysyvyyskäyrä kohteelle mallinnettuna

620 kW:n hakekäyttöisen CHP-laitoksen kannattavuustarkastelu on esitetty taulukossa 5. Huolto- ja käyttökustannukset on arvioitu samalla tavalla kuin edellisessä laskentaskenaariossa. Kannattavan investoinnin raja-arvoja eri takaisinmaksuajoilla on esitetty taulukossa 6.

Taulukko 5. 620 kW:n hakekäyttöisen CHP-laitteiston kannattavuustarkastelu

Polttoaineen kulutus	
Hake	4 564 967 kWh/a
POR	2 669 195 kWh/a
Polttoainekulut	
Hake	114 124 €/a
POR	133 460 €/a
Sähkön tuotanto	
Oma sähköntuotanto	684 745 kWh/a
Ostosähkön korvaus	540 811 kWh/a
Myyty sähkö	143 934 kWh/a
Säästöt	
Säästö polttoainekuluissa	76 083 €/a
Ostosähkön korvaus	64 897 €/a
Lisätulot	
Sähkön myynti	4 217 €/a
Lisämenot	
Huolto- ja käyttökustannukset	14 000 €/a
Nettotuotto	131 197 €/a

Taulukko 6. 620 kW:n hakekäyttöisen CHP-laitteiston kannattavan investoinnin raja-arvoja

Korkokanta	5 %	5 %	5 %
Takaisinmaksuaika (vuotta)	10	7	5
Annuiteettikerroin	0,1295	0,1728	0,2310
Kannattavan investoinnin raja-arvo (€)	1 013 071	759 157	568 016

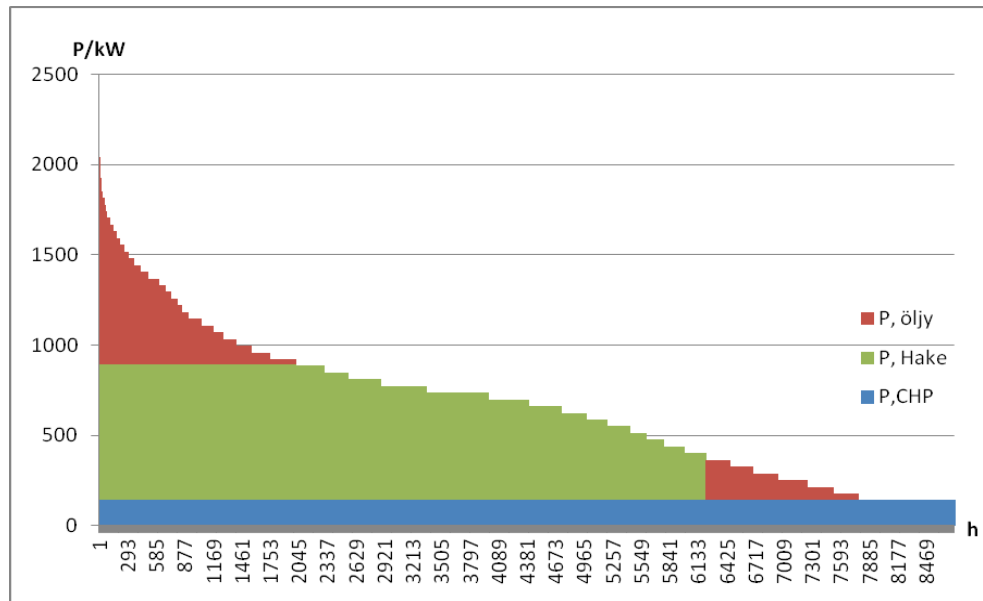
Tässä skenaariossa öljyllä tuotettu lämpömäärä jää vielä kohtalaisen suureksi, joka laskee vuotuista nettotuottoa. 5 000 €/kW_e:n kone- ja laiteinvestointihinnalla arvioituna laitoksen hinnaksi tulisi 465 000 €. Parhaimmassa tapauksessa 620 kW:n CHP-investointi voisi maksaa itsensä takaisin jo 5 vuoden jälkeen.

7.1.3 190 kW:n hakekäyttöinen CHP ja 830 kW:n hakelämpökattila

Kolmannessa laskentaskenaariossa mallinnetun CHP-laitoksen ominaisuudet näkyvät taulukossa 7. Käytännössä mallinnettu laitos voisi vastata esimerkiksi kiinteäkerroskaasuttimen ja polttomoottorin yhdistelmää. Kuvassa 9 on esitetty mallinnetun laitteiston tehon pysyvyyskäyrät.

Taulukko 7. Laskentaskenaariossa 3 mallinnetun CHP-laitoksen ominaisuudet

CHP-kattilan kokonaisteho, kW	190
Kokonaishyötysuhde	90 %
Lämmön hyötysuhde	15 %
Sähkön hyötysuhde	75 %
Lämpöteho, kW	143
Sähköteho, kW	29
Minimiteho, kW	57



Kuva 9. 190 kW hake-CHP:n, 830 kW:n hakelämpökattilan ja öljykattilan lämpötehon pysyvyyskäyrä kohteelle mallinnettuna

Taulukossa 8 on esitetty skenaarion kannattavuustarkastelu. Huolto- ja käyttökustannukset on arvioitu samalla tavalla kuin edellisissä skenaarioissa. 830 kW:n hakelämpölaitoksen laite- ja koneinvestoinniksi arvioitiin 250 000 € käyttö- ja huoltokuluja arvioitaessa. Taulukossa 9 on esitetty laitteiston kannattavan investoinnin raja-arvoja.

Taulukko 8. 190 kW hake-CHP:n ja 830 kW:n hakelämpökattilan kannattavuus-tarkastelu

Polttoaineen kulutus	
Hake	5 825 337 kWh/a
POR	924 772 kWh/a
Polttoainekulut	
Hake	145 633 €/a
POR	46 239 €/a
Sähkön tuotanto	
Oma sähköntuotanto	249 098 kWh/a
Ostosähkön korvaus	249 098 kWh/a
Myyty sähkö	0 kWh/a
Säästöt	
Säästö polttoainekuluissa	131 795 €/a
Ostosähkön korvaus	29 892 €/a
Lisätulot	
Sähkön myynti	0 €/a
Lisämenot	
Huolto- ja käyttökustannukset	11 500 €/a
Nettotuotto	150 186 €/a

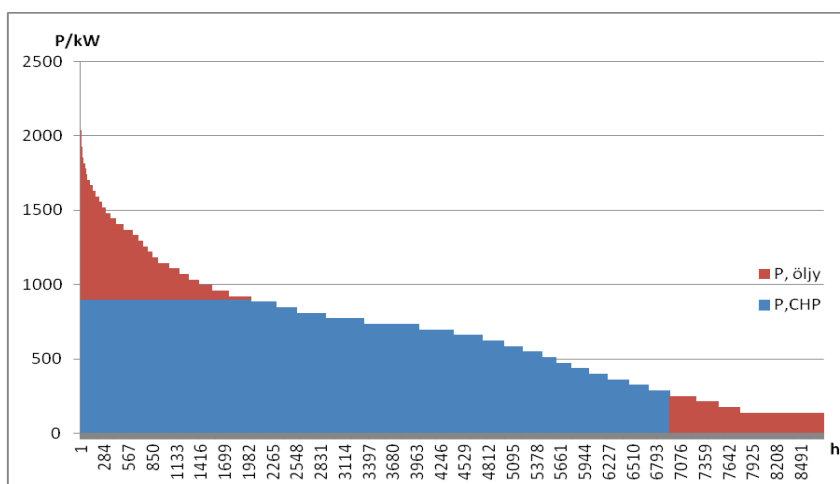
Taulukko 9. 190 kW hake-CHP:n ja 830 kW:n hakelämpökattilan kannattavan investoinnin raja-arvoja

Korkokanta	5 %	5 %	5 %
Takaisinmaksuaika	10	7	5
Annuiteettikerroin	0,1295	0,1728	0,2310
Kannattavan investoinnin raja-arvo (€)	1 159 700	869 035	650 229

Taulukosta 8 huomataan, että tässä skenaariossa myytävää sähköä ei tulisi olla, joka on CHP:n kannattavuuden kannalta edullinen tilanne, sillä parhaimman korvauksen sähköntuotannolle saa käyttämällä sen omassa verkossaan. Lisäksi laitteisto ei tarvitsisi näin ollen liittyntää valtakunnalliseen sähköverkkoon, joka omalta osaltaan alentaa investointikustannuksia. Kone- ja laitteinvestointikustannuksiksi voidaan arvioida tässä tilanteessa CHP:n osalta 142 500 € (5 000 €/kW_e) ja lämpölaitoksen osalta 250 000 €. Yhteensä siis noin 400 000 €, joka on alle kannattavan investoinnin raja-arvon myös viiden vuoden takaisinmaksuajalla.

7.1.4 1 000 kW:n hakelämpökattila

Kuvassa 10 on esitetty 1 000 kW:n hakelämpölaitoksen tehon pysyvyyskäyrä kohteelle mallinnettuna. Taulukossa 10 on tarkasteltu hakelämpölaitoksen kannattavuutta. Laitteiston huolto- ja käyttökustannukset on arvioitu yhtä suuriksi kuin 830 kW:n hakelämpölaitoksen tapauksessa kolmannessa laskentaskenariossa (7 500 €/a). Kannattavan investoinnin raja-arvoja on esitetty taulukossa 11.



Kuva 10. 1 000 kW:n hakelämpökattilan ja öljykattilan tehon pysyvyyskäyrät kohteelle mallinnettuna

Taulukko 10. 1 000 kW:n hakelämpökattilan kannattavuustarkastelu

Polttoaineen kulutus	
Hake	5 430 344 kWh/a
POR	1 042 989 kWh/a
Polttoainekulut	
Hake	135 759 €/a
POR	52 149 €/a
Sähkön tuotanto	
Oma sähköntuotanto	0 kWh/a
Ostosähkön korvaus	0 kWh/a
Myyty sähkö	0 kWh/a
Säästöt	
Säästö polttoainekuluissa	135 759 €/a
Ostosähkön korvaus	0 €/a
Lisätulot	
Sähkön myynti	0 €/a
Lisämenot	
Huolto- ja käyttökustannukset	7 500 €/a
Nettotuotto	128 259 €/a

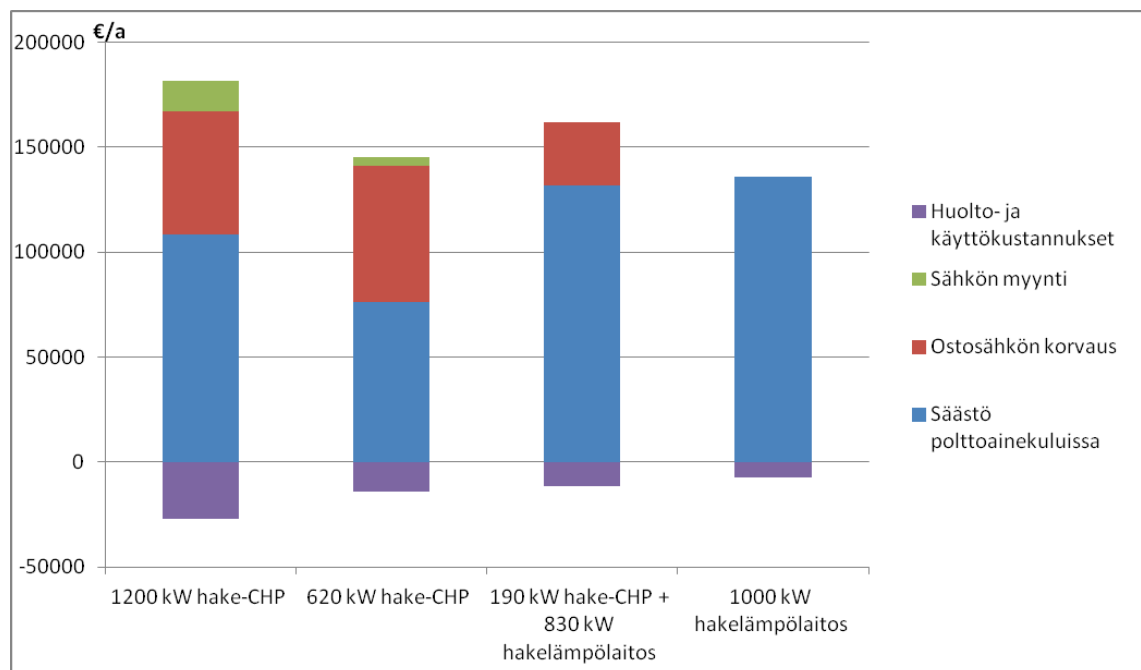
Taulukko 11. 1 000 kW:n hakelämpökattilan kannattavan investoinnin raja-arvoja.

Korkokanta	5 %	5 %	5 %
Takaisinmaksuaika	10	7	5
Annuiteettikerroin	0,1295	0,1728	0,2310
Kannattavan investoinnin raja-arvo (€)	990 379	742 152	555 293

Tässä skenaariossa vuotuinen nettotuotto jää hieman pienemmäksi kuin muissa skenaariossa, mutta toisaalta myös investoinnin voidaan olettaa olevan pienempi, sillä investointikohde on perinteinen lämpölaitos CHP-laitoksen sijaan. Jos oletetaan että 1 000 kW:n lämpölaitoksen kokonaisinvestointi on n. 250 000–400 000 €, laskelmien perusteella voitaneen todeta, että hakelämpölaitokseen investoiminen kohteelle olisi kannattavaa ja investointi maksaisi itsensä takaisin alle 5 vuodessa.

7.1.5 Tulosten vertailua

Laskentaskenaarioista huomattiin, että sähköntuotannon synnyttämät vuotuiset lisätuotot eivät ole valtavan suuria verrattuna tilanteeseen, jossa tuotetaan pelkkää lämpöä hakkeen avulla (Kuvio 1).



Kuvio 1. Eri laskentaskenaarioiden tuotto- ja kustannusrakenne

Mielenkiintoisia eroja syntyy esimerkiksi 1 200 kW:n ja 620 kW:n CHP-investointien välille. Vaikka 1 200 kW:n CHP-laitoksessa on sähkötehoa lähes kaksinkertaisesti, niin silti ostosähköä korvaamalla saadaan suurempi säästö 620 kW:n laitoksella. Vaikka 1 200 kW:n laitos tuottaa huomattavasti enemmän sähköä, niin silti suurin osa tuotannosta menee myyntiin, jolloin sähköstä ei saada niin hyvää korvausta. Todennäköisimmin 620 kW:n laitoksessa investoinnin ja tuoton suhde olisi paljon parempi kuin 1 200 kW:n laitoksessa, sillä tehojen perusteella arvioituna 1 200 kW:n laitteisto maksaisi lähes kaksinkertaisesti 620 kW:n laitteistoon verrattuna.

Jos verrataan 1 200 kW:n CHP-laitosta ja 1 000 kW:n hakelämpölaitosta, niin huomataan, että yhteistuotannolla saadaan alle 30 000 € enemmän vuotuisia tuottoja kuin pelkällä lämmön tuotannolla. Jos verrataan näiden kahden todennäköisiä investointikuluja, niin 1 200 kW:n CHP-investointi voisi maksaa yli 500 000 € enemmän kuin 1 000 kW:n hakelämpölaitokseen investoiminen. 30 000 € vuodessa 500 000 € sijoituksella ei todennäköisesti ole tarpeeksi suuri houkutin investoimiseen.

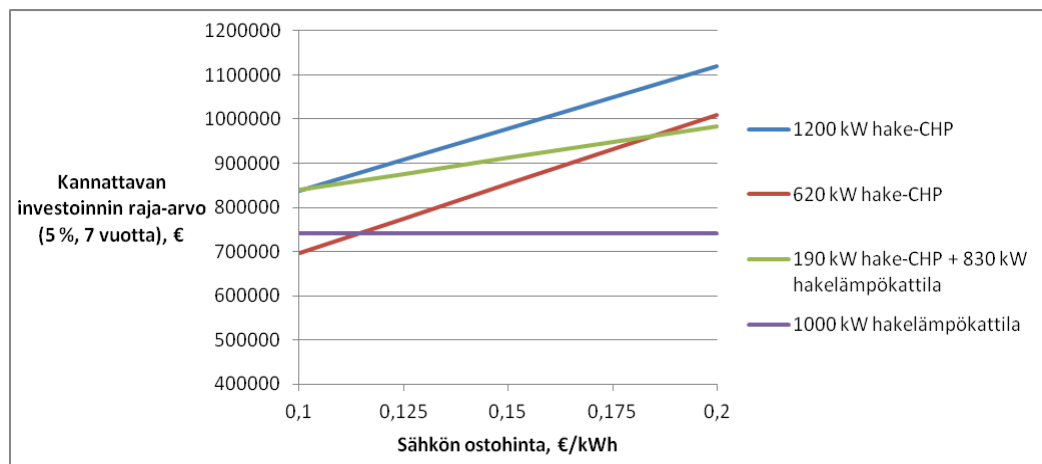
7.2 Herkkyystarkastelu

Herkkyystarkastelussa tarkastellaan sähkön hinnan vaikutusta, kohteen lämmönkulutuksen vähenemisen vaikutusta ja CHP-laitoksen sähköntuotannon hyötysuhteen vaikutusta kannattavan investoinnin raja-arvoon jokaisella eri laskentaskenaariolla. Kannattavan investoinnin raja-arvoa määritettäessä laskennallisena korkokantana on käytetty 5 %:ia ja takaisinmaksuaikana 7 vuotta. Herkkyystarkastelun peruslähtökohdaksi otetaan, että CHP-laitoksen lämpötehon mitoitus säilyy vastaavana kuin alkuperäisessä tarkastelussa.

7.2.1 Sähkön hinnan vaikutus

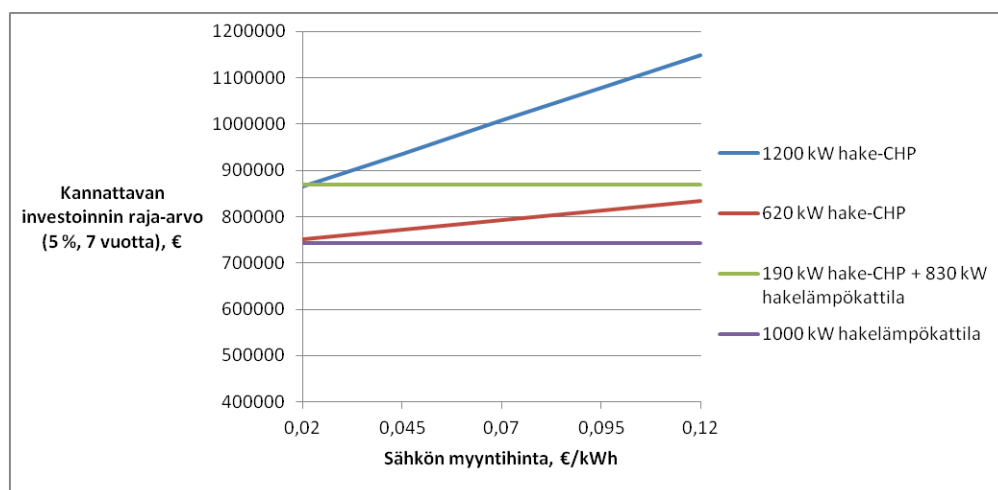
Sähkön ostohinnan nousun vaikutus parantaisi kaikkien CHP-laitteistojen kannattavuutta (Kuvio 2). Radikaaleimmin kannattavuus nousisi 620 kW:n hake-

CHP-laitteistolla. Tämä johtuu todennäköisimmin siitä, että tuotetusta sähköstä saadaan suhteellisen suuri osa kulutettua omassa käytössä. Vaikka myös 190 kW:n hake-CHP-laitteistossa sähkö saadaan kokonaan omakäyttöön, niin siinä kannattavuus ei nouse niin radikaalisti, sillä tuotetut sähkömäärät ovat kuitenkin kokonaisuudessaan suhteellisen pieniä.



Kuvio 2. Sähkön ostohinnan nousun vaikutus kannattavan investoinnin raja-arvoon

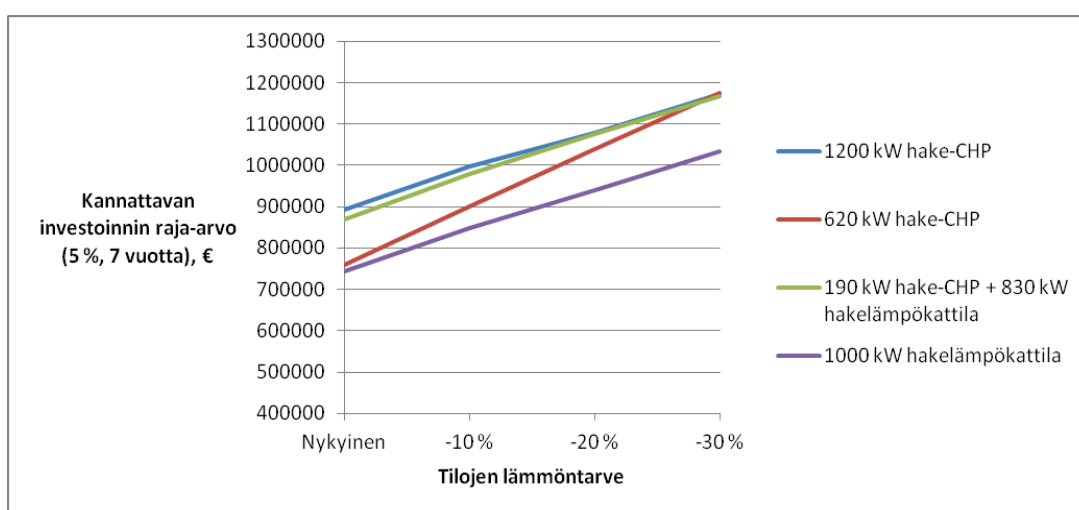
Sähkön myyntihinnan nousu vaikuttaa voimakkaimmin 1 200 kW:n CHP-laitteiston kannattavuuteen (Kuvio 3). Tämä johtuu siitä, että kyseisessä tilanteessa sähköä tuotettaisiin eniten myyntiin. Jos laitos pääsisi uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuen piiriin ja saisi verkkoon myydystä sähköstä kiinteän hinnan (0,1035 €/kWh), niin laitoksen kannattavan investoinnin raja-arvo voisi nousta yli 200 000 €.



Kuvio 3. Sähkön myyntihinnan nousun vaikutus kannattavan investoinnin raja-arvoon.

7.2.2 Kohteen lämmönkulutuksen vaikutus

Kuviossa 4 on esitetty tilojen lämmöntarpeen vähenemisen vaikutus kannattavan investoinnin raja-arvoihin eri laskentaskenaarioilla. Tilojen lämmöntarpeen vähenemisellä pyritään mallintamaan tilannetta, jossa lämpöenergian kulutus vähenee esimerkiksi rakennusten lisäeristämisen vaikutuksesta. Mallinnetussa tilanteessa lämpimän käyttöveden ja verkostohäviöiden vaatiman ympärivuotisesti kiinteän tehon oletetaan pysyvän muuttumattomana.



Kuvio 4. Tilojen lämmöntarpeen vähenemisen vaikutus kannattavan investoinnin raja-arvoihin

Tilojen lämmityksen energiantarpeen vähenemisellä on merkittäviä vaikutuksia laitosten kannattavuuteen. Jyrkimmin käyrä nousee 620 kW:n hake-CHP laitoksella. Tämä johtuu siitä, että lämmitysenergian laskiessa polttoaineen kokonaiskulutus pienenee ja suurempi osuus tarvittavasta lämmöstä saadaan tuotettua hakkeella. Mielenkiintoinen huomio on, että CHP-laitosten kannattavien investointien raja-arvot olisivat joka skenaariossa lähes samat, jos tilojen lämmöntarve laskisi 30 % nykyisestä.

7.2.3 Sähköntuotannon hyötysuhteen vaikutus

Sähköntuotannon hyötysuhteen kasvun vaikutusta tarkasteltaessa lähtökohdaksi on otettu, että mallinnettujen CHP-laitosten lämpötehojen tulee pysyä sa-

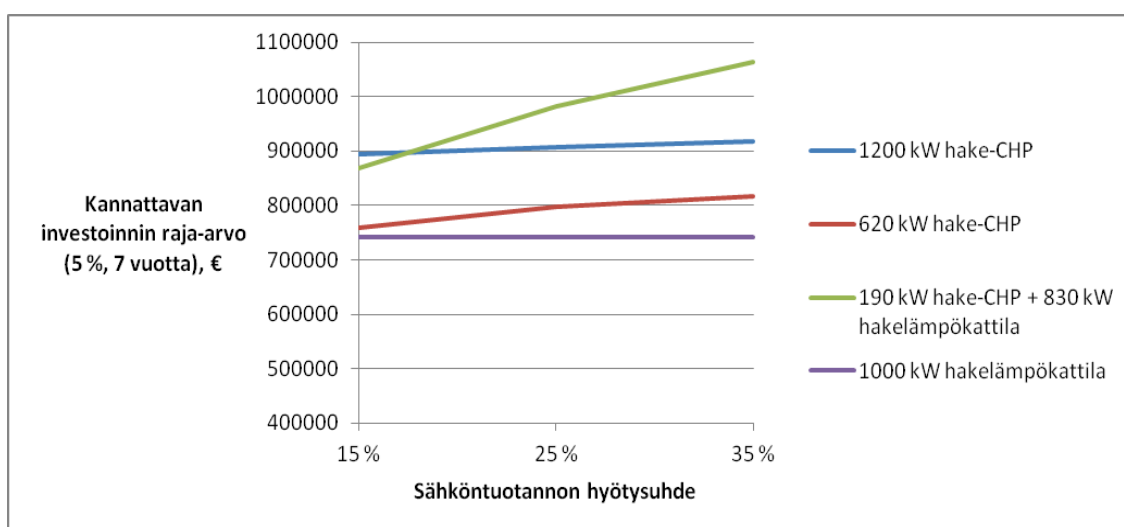
moina. Näin ollen sähköhyötysuhteen kasvaessa laitoksen kokonaistehon tulee kasvaa, jotta lämpöteho ei muutu (Taulukko 12).

Taulukko 12. Mallinnettujen CHP-laitosten ominaisuudet sähköhyötysuhteen kasvun vaikutusta tarkasteltaessa

	Skenaario 1			Skenaario 2			Skenaario 3		
	15 %	25 %	35 %	15 %	25 %	35 %	15 %	25 %	35 %
Sähköhyötysuhde	15 %	25 %	35 %	15 %	25 %	35 %	15 %	25 %	35 %
Kokonaisteho, kW	1200	1385	1636	620	715	845	190	220	259
Lämpöteho, kW	900	900	900	465	465	465	143	143	143
Sähköteho, kW	180	346	573	93	179	296	29	55	91

Laitosten muiden ominaisuuksien oletetaan säilyvän samoina kuin aikaisemmissa laskentaskenaarioissa, eli kokonaishyötysuhde on 90 % ja alin toiminnallinen teho on 30 % nimellistehosta. Vuotuisten käyttö- ja huoltokustannusten ei oleteta muuttuvan sähköhyötysuhteen kasvaessa.

Kuviosta 5 nähdään, että sähköntuotannon hyötysuhteen nousulla olisi suurin vaikutus 190 kW hake-CHP:n tapauksessa. Tämä johtuu siitä, että lisääntynyt sähköntuotanto saadaan kulutettua vielä suurilta osin omassa käytössä, jolloin sillä voidaan korvata ostosähköä. Sen sijaan kahdessa muussa CHP-laitoksen tapauksessa parempi sähköhyötysuhde ei parantaisi laitoksen kannattavuutta huomattavasti, sillä lisääntynyt sähköntuotanto menee suurelta osin myyntiin. Lisäksi säästöt polttoainekustannuksissa pienenevät, sillä polttoainetta kuluu enemmän suuremman sähköntuotannon vuoksi.



Kuvio 5. Sähköntuotannon hyötysuhteen kasvun vaikutus kannattavien investointien raja-arvoihin

Korkeampi sähköntuotannon hyötysuhde monessa tilanteessa tarkoittaa myös korkeampia investointikustannuksia ja myös mahdollisesti korkeampia huolto- ja käyttökustannuksia. Tällä kohteella korkean sähköntuotannon hyötysuhteen omaavaan laitteistoon investoiminen ei kaikissa tilanteissa olisi todennäköisesti kannattavaa, johtuen sähkön ja lämmön kulutusmääristä suhteessa toisiinsa. Tilanne on tietenkin toisenlainen, jos myydystä sähköstä saadaan parempi hinta, esimerkiksi uusiutuvan sähkön tuotantotuen avulla. Oleellinen havainto tässä tuloksessa kuitenkin on, että CHP-laitteiston sähkön- ja lämmöntuotannon suhde tulee vastata kohteen sähkön ja lämmön kulutuksen suhdetta, jotta investoinnille saadaan suhteellisesti paras tuotto. Korkein taloudellinen hyöty sähkölle saadaan useimmiten käyttämällä se omassa verkossa ja siksi korkeaan sähkötehoon investoiminen ei todennäköisesti ole kannattavaa, jos sähkölle ei ole tarvetta omassa sähköverkossa.

8 Pohdinta

8.1 Laskentamallin virhetarkastelu

Vaikka laskentamalli ottaa huomioon suhteellisen monta muuttujaa, niin silti sen todenmukaisuutta voitaisiin kehittää vielä lukuisilla keinoilla. Jos vuotuisista lämpötilan pysyvyysskäyristä on olemassa aluekohtaista ja pidemmältä aikaväliltä mitattua tietoa, niin näitä tietoja voidaan hyödyntää todenmukaisemman tehon pysyvyysskäyrän mallintamisessa. Samalla tavalla jos mallinnettavan kohteen sähkönkulutuskäyrästä on olemassa mitattua tietoa, nämä tiedot voitaisiin syöttää laskentamalliin, jolloin korvattavan ja myytävän sähkön määrää saadaan arvioitua todenmukaisemmin.

Sähkön myynnistä saatavaa todellista tuottoa voitaisiin arvioida paremmin, jos sähkön myyntihinnassa otettaisiin huomioon vuorokausien ja vuodenaikojen aiheuttama vaihtelu sähkön tuntikohtaisiin spot-hintoihin. Nykyisellään laskuriin syötetään vain kiinteä sähkön myyntihinta, mutta käytännössä useimmiten yöai-

kaan myydystä sähköstä saadaan huonompi hinta kuin päiväaikaan myydystä, jos myynnin hinnoittelu perustuu sähkön pörssihintoihin.

Laskentamalli olettaa CHP-laitoksen hyötysuhteen kiinteäksi, joka ei välttämättä monesti pidä paikkaansa pienen kokoluokan CHP-laitoksissa. Tyypillisesti hyötysuhteet laskevat osatehoilla ajettaessa. Laskentamallia voisi kehittää tulevaisuudessa siten, että hyötysuhde säätäisi tehon mukaan, jolloin tuloksista saataisiin todenmukaisempia.

8.2 Pien-CHP:n kannattavuuden haasteita

Vaikka asuintilojen lämmitykseen tarvitaan Suomen ilmasto-olosuhteissa paljon lämpöä, niin CHP-tuotannon kannalta ongelma on lämpökuorman epätasainen jakautuminen. CHP-investoinnille tulisi saada paljon käyttötunteja, jotta investointi maksaisi itsensä takaisin, mutta käyttötunteja ei useinkaan kerry riittävästi, jos laitos seisoo kesät käyttämättömänä. Yksi vaihtoehto käyttöasteen lisäämiseksi on tässäkin työssä tarkastelu vaihtoehto, jossa CHP-laitos mitoitetaan lämpimän käyttöveden vaatiman tehon mukaan. Toinen vaihtoehto on kehittää kesäaikaiselle lämmöntuotannolle jotain muuta hyötykäyttöä, kuten esimerkiksi hakkeen kuivaus. Lämpökuorman epätasainen jakautuminen ja kiinteitä biopolttoaineita hyödyntävien CHP-laitteiden suhteellisen heikko säätövyvyys asettaakin ison haasteen tuotannon kannattavuudelle. Avaintekijä on laitteiston mitoittaminen kohteelle sopivaksi, jotta se antaisi parhaimman tuoton suhteessa investointiin.

Ison haasteen pien-CHP tuotannon kannattavuudelle asettaa myös energian varastointimahdollisuuksien puute. Erityisesti sähkön osalta varastointimahdollisuuksien puute on hidaste, sillä sähkötehon tarve vaihtelee useimmiten enemmän ja lyhyemmän ajan sisällä, kuin lämpötehon tarve. Lisäksi sähkötehon tarpeen vaihtelut ovat vaikeammin ennustettavissa kuin lämpötehon tarpeen vaihtelut. Parempien ja kustannustehokkaampien akkuteknologioiden kehittyminen voisi olla merkittävä tekijä, jolla pien-CHP tuotannosta tulisi taloudellisesti houkuttelevampaa.

Poliittista tahtotilaa pien-CHP tuotannon lisäämiseksi Suomessa jonkin verran löytyy. Pien-CHP laitteistoille on mahdollista saada valtionhallinnolta uusiutuvan sähkön tuotantotukea tai investointitukea. Toisaalta Suomessa jossain määrin vallassa oleva halvan sähkön politiikka on ristiriidassa pien-CHP tuotannon lisäämiseen tähtäävän politiikan kanssa. Lähes poikkeuksetta parhaimman taloudellisen hyödyn itse tuotetusta sähköstä saa myös käyttämällä sen itse. Toisin sanoen korkeampi sähkön hinta voisi olla merkittävä kannustin pien-CHP tuotannon lisäämiseen. Eurostatin tekemän sähkön hintavertailun perusteella Suomessa oli vuonna 2009 Euroopan halvin sähkö kuluttajien ostovoimaan verrattuna. Sähkön hinnassa on siis vielä muuhun Eurooppaan verrattuna korottamisen varaa, vaikka hinta on viime vuosina noussutkin. Alhaisen sähköhinnan voidaankin sanoa olevan jossain määrin Suomessa pien-CHP:n kannattavuuden haaste.

Pääasiallinen kannattavuuden haaste pienen kokoluokan CHP-tuotannolle on kuitenkin korkeat investointikustannukset. Investointikustannuksien alentaminen voidaan nähdä jossain määrin laitevalmistajien haasteena. Toisaalta nykyisilläkin hinnoilla ja kohteelle oikein mitoitettulla ja oikeantyyppisellä laitteistolla sekä sopivilla toimintaympäristön olosuhteilla tuotanto voi olla kannattavaa ja takaisinmaksuajat kohtuullisia.

Lähteet

- Alakangas, E. 2003. Keskimääräisiä ominaisuuksia. Teoksessa Knuuttila, K. (toim.) Puuenergia. Helsinki: Gummerus Oy, 30–34.
- Alakangas, E. 2012. Mistä puhutaan, kun puhutaan bioenergiasta? VTT. http://www.e2.fi/files/Julkaisut%20ja%20aineistot/Eija_Alakangas-Mista_puhutaan_kun_puhutaan_bioenergiasta.ppt. 13.1.2012.
- Alakangas, E. & Sipilä, K. 2003. Kierrätyspuu. Teoksessa Knuuttila, K. (toim.) Puuenergia. Helsinki: Gummerus Oy, 44–46.
- Biederman, F. Carlsen, H. & Obernberger, I. 2003. State-of-the-art and future developments regarding small-scale biomass CHP systems with a special focus on ORC and stirling engine technologies. International Nordic Bioenergy 2003 conference. <http://www.bios-bioenergy.at/uploads/media/Paper-Obernberger-SmallScaleCHP-NordicConference-2003-10-27.pdf>. 31.1.2012.
- Bios Bioenergiesysteme GmbH. 2012a. Description of the biomass CHP technology based on stirling engines. <http://www.bios-bioenergy.at/en/electricity-from-biomass/stirling-engine.html>. 31.1.2012.
- Bios Bioenergiesysteme GmbH. 2012b. Description of the biomass CHP technology based on biomass gasification. <http://www.bios-bioenergy.at/en/electricity-from-biomass/biomass-gasification.html>. 12.2.2012.
- CO2- Raportti. 2012. Tietoa ilmastonmuutoksesta. <http://www.co2-raportti.fi/?page=ilmastonmuutos>. 3.1.2012.
- Energiateollisuus ry. 2012. Mistä sähkön hinta muodostuu?. <http://www.energia.fi/sahkomarkkinat/sahkon-hinta-ja-sopimukset/mista-sahkon-hinta-muodostuu>. 21.2.2012.
- Etelälahti, P. Kangaspunta, M. & Wallin, J. 1992. Investointi- ja pääomakustannuslaskennan opas. Helsinki: VAPK-Kustannus.
- Haavisto, T. 2010. Puupolttoaineisiin perustuvat pien-CHP tekniikat. Selvitys hankkeeseen ”Bioenergian tuotteistaminen liiketoiminnaksi”. Joensuu. http://www.pkamk.fi/biostuli/materiaalit/Pien-CHP-katsaus_raportti_v11.pdf. 30.1.2012.
- Hagström, M. Vanhanen, J. & Vehviläinen, I. 2009. Kevennetty kaukolämpötekniikka. Gaia Consulting Oy. http://www.skaftkarr.fi/easydata/customers/skaftkarr/files/energiaratkaisut/kevennetty_kaukolampotekniikka_loppuraportti_2009.pdf. 21.4.2012.
- Haulio, M. 2009. Sähkökulutuksen analysointi ja mallintaminen kerrostaloissa. Teknillinen Korkeakoulu. Diplomityö. <http://hvac.aalto.fi/fi/kesen/>. 24.4.2012.
- Heikura, J. 2010. Astepäiväluku ja lämmitystarveluku. <http://www.prssystem.fi/news.asp?id=6>. 21.4.2012.
- Heinimö, J. & Jäppinen, E. 2005. ORC-teknologia hajautetussa tuotannossa. Tutkimusraportti EN B-160. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Energia- ja ympäristötekniikan osasto.

- Kauppa- ja teollisuusministeriö. 2006. Pienimuotoisen sähköntuotannon verkkoon pääsyn helpottaminen.
http://www.tem.fi/files/16211/raportti_pienimuotoisen_tuotannon_verkkoonpaasy_180406_SIISTI_%282%29.pdf. 6.3.2012.
- Konttinen, J. 2011. Pien-CHP:stä voimaa vientiin ja maakuntaan. Jyväskylän yliopisto / Uusiutuvan energian ohjelma.
www.kesto.fi/GetItem.asp?item=file;5392. 2.5.2012.
- Kuitto, P.-J. 2003. Energian käyttö Suomessa. Teoksessa Knuuttila, K. (toim.) Puuenergia. Helsinki: Gummerus Oy, 15–17.
- Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta (1260/1996).
Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta (1396/2010).
- Mikkonen, V. 2011. Ajoneuvon asennettavan puukaasuttimen rakennusohjeet. Omakustanne.
- Motiva. 2006. Sähkön pientuotannon liittäminen verkkoon.
http://www.motiva.fi/files/232/Sahkon_pientuotannon_liittaminen_verkkoon.pdf. 5.3.2012.
- Nuutila, M. 2003. Lämmöntuotannon kustannustekijät. Teoksessa Knuuttila, K. (toim.) Puuenergia. Helsinki: Gummerus Oy, 106–107.
- Obernberger, I. & Thek, G. 2008. Combustion and gasification of solid biomass for heat and power production in Europe – State-of-the-art and relevant future developments. <http://www.bios-bioenergy.at/uploads/media/Paper-Obernberger-CHP-Overview-2008-03-18.pdf>. 12.2.2012.
- Pahkala, K. 2003. Peltobiomassat. Teoksessa Knuuttila, K. (toim.) Puuenergia. Helsinki: Gummerus Oy, 46–47.
- Perttula, J. 2000. Energiatekniikka. 1.p. Helsinki: WSOY.
- Pieniniemi, K. & Muilu, Y. 2011. Biomassan kaasutus sähköksi, lämmöksi ja biopolttoaineiksi: HighBio-projektijulkaisu. Jyväskylän yliopisto ja Kokkolan yliopistokeskus Chydenius.
<https://jyx.jyu.fi/dspace/bitstream/handle/123456789/27058/978-951-39-4313-4.pdf?sequence=1>. 30.1.2012
- Savolainen, I. 2003. Puun energiakäytön ilmastovaikutukset. Teoksessa Knuuttila, K. (toim.) Puuenergia. Helsinki: Gummerus Oy, 19–21.
- Suomen rakentamismääräyskokoelma D5. 2007. Rakennuksen energiankulutuksen ja lämmöntehtotarpeen laskenta.
- Suomen ympäristöhallinto. 2011. EU:n ilmasto- ja energiapaketti.
<http://www.ymparisto.fi/default.asp?node=22013&lan=fi>. 3.1.2012.
- Sähkömarkkinalaki (386/1995).
- Tulli. 2012. Valmistevero.
<http://www.tulli.fi/fi/yrityksille/verotus/valmisteverotettavat/energia/index.jsp>. 12.4.2012.
- Turku Energia. 2012. Miksi sähkön hinta muuttuu?
<http://www.turkuenergia.fi/valopilkku/index.php?page=f840c94f4a5d0a0319ef1f7a4152b74>. 22.3.2012.
- Työ- ja elinkeinoministeriö. 2011. Energiatuki.
<http://www.tem.fi/index.phtml?s=3091>. 9.5.2012.
- Valtionneuvoston asetus sähkömarkkinoista (65/2009).
- Vartiainen, E., Vanhanen, J. & Syrjänen, M. 2005. Selvitys sähkön tuotantolaitosten sähkön siirtomaksuista. Gaia Group.
http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Gaia_tuotannonsiirtomaksut_Loppuraportti_3-2005.pdf. 6.3.2012.

- Vattenfall. 2012a. Sähkövero. http://www.vattenfall.fi/fi/sahkovero_88475.htm.
12.4.2012.
- Vattenfall. 2012b. Sähkön hinnan muodostuminen.
<http://www.vattenfall.fi/fi/sahkon-hinnan-muodostuminen.htm>.
12.4.2012.
- Verkasalo, E. 2003. Metsäteollisuuden sivutuotteet. Teoksessa Knuuttila, K. (toim.) Puuenergia. Helsinki: Gummerus Oy, 41–44.
- Vesisenaho, T. 2003. Metsähakkeet. Teoksessa Knuuttila, K. (toim.) Puuenergia. Helsinki: Gummerus Oy, 37–40.
- VTT Prosessit. 2004. Energia Suomessa. 3. p. Helsinki: Edita Prima Oy.