

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
School of Energy Systems
Energiatekniikka
BH10A0202 Energiatekniikan kandidaatintyö

PIENET HÖYRYVOIMALAITOKSET

Sievissä 15.7.2021

Topi Katajalaakso

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

Opiskelijan nimi: Topi Katajalaakso

Pienet höyryvoimalaitokset

Kandidaatintyö 2021

Opinnäytetyön ohjaaja: Juha Kaikko

31 sivua, 13 kuvaa, 5 taulukkoa ja 1 liite

Hakusanat: kandidaatintyö, höyryvoimalaitos, pientuotanto

Tässä kandidaatintyössä kerrotaan pienistä höyryvoimalaitoksista, laitosten prosessista ja sen toteutuksesta sekä laitoksiin liittyvistä kustannuksista. Työn tarkoituksena on esittää laitosten piirteitä pienen kokoluokan aiheuttamien rajoitteiden näkökulmasta. Työn tutkimus on toteutettu perehtymällä kirjallisuuteen ja verkkolähteisiin.

Työssä ilmenee, ettei pienissä laitoksissa yllätä yhtä suuriin sähköntuottohyötysuhteisiin kuin suuremmissa, ja että taloudellisesti järkevät pienen kokoluokan höyryvoimalaitokset ovat käytännössä aina yhteistuotantolaitoksia. Työssä käy myös ilmi, kuinka tuottava ja hyödyllinen laitosinvestointi on hyvin tapauskohtainen, ja kuinka muutokset esimerkiksi sähkön- ja lämmön myyntihinnassa sekä polttoaineen hinnassa vaikuttavat laitoksen tuottavuuteen.

Energiamarkkinoiden sääntelyn purkaminen, polttoaineiden logistiikka, kestävän kehityksen tavoittelu ja kasvihuonekaasupäästöjen hillitseminen kaikki lisäävät mielenkiintoa hajautettua energiantuotantoa kohtaan. Toisaalta kehittyvät, uusiutuvaa energiaa käyttävät pien-CHP-teknologiat kuten ORC saattavat pystyä tulevaisuudessa haastamaan perinteiset höyryvoimalaitokset pienissä kokoluokissa.

SISÄLLYSLUETTELO

TIIVISTELMÄ

SISÄLLYSLUETTELO

SYMBOLILUETTELO

1	JOHDANTO	5
2	TEOREETTINEN TAUSTA	5
2.1	Clausius-Rankine-prosessi	6
2.2	Hyötysuhde.....	8
3	KÄYTÄNNÖN TOTEUTUSTAVAT	10
3.1	Lauhdutus- ja vastapainevoimalaitos	11
3.2	Polttoaineet	13
3.2.1	Turve	13
3.2.2	Puupolttoaineet.....	14
3.3	Polttotekniikka.....	15
3.3.1	Arinapoltto	15
3.3.2	Leijukerrosoltto	17
3.4	Vesihöyryjärjestelmä	17
3.5	Höyryturbiini	19
4	KAUPALLINEN TILANNE	19
4.1	Energian pientuotannon yleistilanne	19
4.2	Pienten höyryvoimalaitosten kustannukset	21
4.3	Pienen höyryvoimalaitoksen herkkyyshanalyysi	22
4.4	Valmet BioPower	27
5	KEHITYSTILANNE JA TULEVAISUUDEN NÄKYMÄT	29
6	YHTEENVETO	30

LÄHTEET

LIITTEET

Liite 1. Nettonykyarvon laskenta.

SYMBOLILUETTELO

Roomalaiset

h	entalpia	J/kg
p	paine	bar, Pa
P	teho	MW, kW
q_m	massavirta	kg/s
s	entropia	
T	lämpötila	°C, K

Kreikkalaiset

η	hyötysuhde	-
Φ	lämpövirta	W
σ	rakennusaste	-

Alaindeksit

e, el	sähkö
in	tuotu
k	kattila
kok	kokonais
l	lauhdutin
out	poistuva
pa	polttoaine
syve	syöttövesipumppu
t,turb	turbiini
th	terminen, lämpö

Lyhenteet

BFB	Kuplapetikattila, kerrosleijukattila
CHP	Combined Heat and Power, sähkön ja lämmön yhteistuotanto
IRR	Internal Rate of Return, sisäinen korkokanta
NPV	Net Present Value, nettonykyarvo
ORC	Organic Rankine Cycle
PBP	Payback Period, takaisinmaksuaika

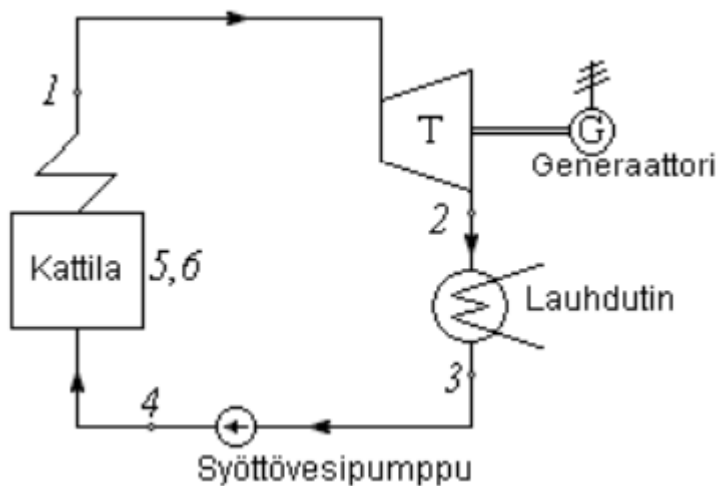
1 JOHDANTO

Energiamarkkinoiden sääntelyn purkaminen, polttoaineiden logistiikka, kestävän kehityksen tavoittelu ja kasvihuonekaasupäästöjen hillitseminen kaikki lisäävät mielenkiintoa hajautettua energiatuotantoa kohtaan. Perinteiseen höyryvoimalaitosprosessiin perustuvat CHP-laitokset ovat Suomessa pienemmissäkin, muutaman MW:n kokoluokissa yleisin sähkön ja lämmön yhteistuotantomenetelmä. (Salomón ym. 2011, 4452, 4457.) Pienten höyryvoimalaitosten toimintaan liittyy kuitenkin kokoluokkaan perustuvia haasteita, ja pienten höyryvoimalaitosten toteutus onkin tasapainottelua kustannusten, prosessin monimutkaisuuden ja saavutetun hyötysuhteen välillä (Sipilä ym. 2005, 13).

Tässä kandidaatintyössä kerrotaan pienen kokoluokan höyryvoimalaitoksista. Ensiksi kerrotaan höyryvoimalaitosten perusprosessista ja sen hyötysuhteesta. Tämän jälkeen kerrotaan höyryvoimalaitosten toteutustavoista laitostyyppin, polttoaineen, kattilan polttotavan ja vesihöyryjärjestelmän, sekä höyryturbiinin suhteen. Sitten kerrotaan pientuotannon yleistilanteesta, pieniin höyryvoimalaitoksiin liittyvistä kustannuksista ja Valmetin BioPower-konseptista esimerkkinä pienestä höyryvoimalaitoksesta. Lopuksi kerrotaan lyhyesti pienten höyryvoimalaitosten tulevaisuuden näkymistä.

2 TEOREETTINEN TAUSTA

Höyryvoimalaitoksessa kuuma, paineistettu höyry paisuu turbiinissa, jolloin osa höyryn energiasta muuttuu mekaaniseksi energiaksi eli turbiinin akselin pyörimisenergiaksi. Akselin pyörimisenergia muutetaan sähköenergiaksi akseliin yhdistetyn generaattorin avulla. Koska liian kostea höyry vaurioittaa turbiinia, turbiinille tuotu höyry tulistetaan sitä ennen tulistimella (Tynjälä 2010, 44). Tulistimelle tuotava höyry saadaan aikaiseksi kattilassa, jossa kattilalle tuotu, syöttövesipumpulla paineistettu neste höyrystetään. Syöttövesipumpulle neste tulee lauhduttimelta, johon turbiinin paisunnan jälkeinen höyry siirtyy ja jossa höyry lauhtuu nesteeksi. Höyryvoimalaitosprosessin peruskomponentit ovat kattila, turbiini, lauhdutin ja syöttövesipumppu, ja työaineena toimii lähes aina vesi. Hyvin yksinkertaisen höyryvoimalaitoksen rakenne esitetään kuvassa 1.

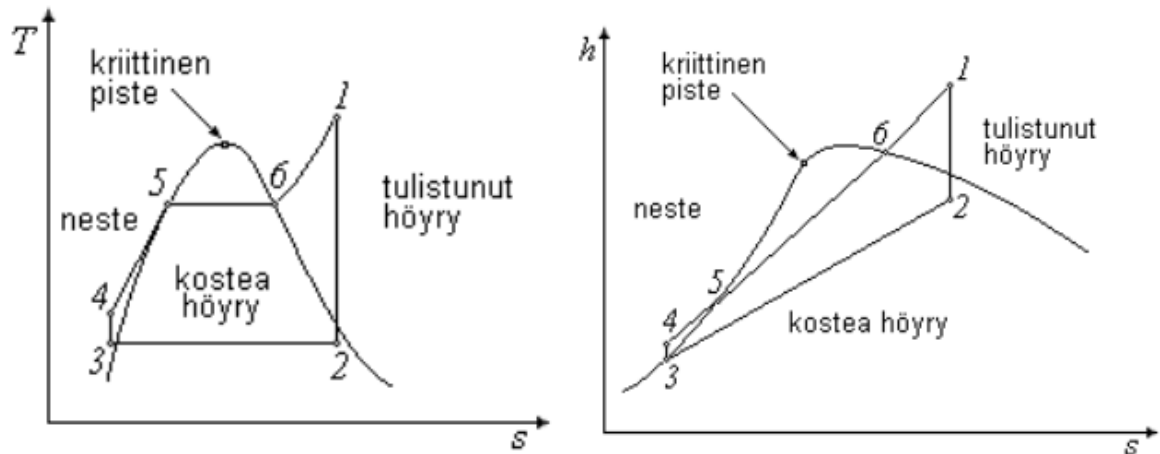


Kuva 1. Höyryvoimala pääkomponentteineen (Tynjälä 2010, 43).

Sähkön ja lämmön pientuotannolle ei ole yhtä yksiselitteistä määritelmää (Karjalainen 2012, 1.). Pientuotannon ylärajaksi on lähteestä riippuen voitu esimerkiksi nimetä 100 kWe (Dong ym. 2009, 2119) tai 20 MWe (Salomón ym. 2011, 4451). Euroopan unionin direktiivin 2012/27/EU mukaan pienimuotoisen yhteistuotantoyksikön sähköteho on alle 1 MWe ja mikroyhteistuotantoyksikön alle 50 kWe (2012/27/EU). Tässä työssä kuitenkin perinteisen höyryvoimalan luonteen huomioiden pientuotannon ylärajana toimii 20 MWe.

2.1 Clausius-Rankine-prosessi

Clausius-Rankine-prosessi on höyryvoimalaitoksen perusprosessi. Clausius-Rankine-prosessi on ideaalinen vertailuprosessi, jossa ei huomioida häviöitä, ja jossa työaineen entropia muuttuu vain lämmöntuonnin ja -viennin yhteydessä. (Wikstén 1996, 57–58.) Todelliset höyryvoimalaitosprosessit ovat myös Clausius-Rankine-prosessia monimutkaisempia, sillä niihin lisätään erilaisia vaihteita prosessin parantamiseksi, kuten höyryn välitulistuksia ja syöttöveden esilämmittämiä. Kuvassa 2 on Clausius-Rankine-prosessin kierto T,s- ja h,s-tasossa.



Kuva 2. Clausius-Rankine-prosessi T,s-tasossa ja h,s-tasossa. (Tynjälä 2010, 43.)

Ideaalisen Clausius-Rankine-prosessin ensimmäisessä vaiheessa (1→2) höyry paisutetaan turbiinissa isentrooppisesti hieman kostean höyryn puolelle. Samalla lämpötila ja entalpia pienenevät merkittävästi. Toisessa vaiheessa (2→3) höyry lauhdutetaan nesteeksi lauhduttimessa vakiopaineessa. Tämä vaiheessa entalpia pienenee huomattavasti, mutta vaihe on isoterminen. Kolmannessa vaiheessa (3→4) nesteen painetta nostetaan isentrooppisesti aiheuttaen vain pienen nousun lämpötilassa ja entalpiassa. Neljännessä vaiheessa (4→5) neste kuumennetaan vakiopaineessa kiehumispisteeseen saakka kattilassa. Tämän vaiheen aikana lämpötila ja entalpia kasvavat. Viidennessä vaiheessa (5→6) työaine höyrystetään vakiopaineessa. Tässä vaiheessa entalpia kasvaa huomattavasti, mutta vaihe on isoterminen. Kuudennessa vaiheessa (6→1) höyry tulistetaan vakiopaineessa, jolloin entalpia ja lämpötila nousevat. (Tynjälä 2010, 43–44.)

Höyry tekee tilavuudenmuutostyötä paisuessaan turbiinissa (1→2), ja turbiinista saatu teho on

$$P_{turb} = q_m \Delta h_t \quad (1)$$

jossa	P_{turb}	turbiinin terminen teho [W]
	q_m	työaineen massavirta [kg/s]
	Δh_t	entalpian muutos turbiinissa [J/kg]

Höyryyn lauhtuessa nesteeksi lauhduttimessa (2→3) työaineesta poistuva lämpövirta on

$$\Phi_{out} = q_m \Delta h_l \quad (2)$$

jossa Φ_{out} työaineesta poistuva lämpövirta [W]
 Δh_l entalpian muutos lauhduttimessa [J/kg]

Nesteen painetta nostetaan syöttövesipumpulla (3→4), jonka häviötön tehontarve on

$$P_{syve} = q_m \Delta h_p \quad (3)$$

jossa P_{syve} syöttövesipumpun häviötön tehontarve [W]
 Δh_p entalpian muutos syöttövesipumpussa [J/kg]

Nesteen kuumentamisen, höyrystämisen ja tulistamisen (4→5→6→1) aikana työaineeseen tuotava lämpövirta on

$$\Phi_{in} = q_m \Delta h_k \quad (4)$$

jossa Φ_{in} työaineeseen tuotu lämpövirta [W]
 Δh_k entalpian muutos kattilassa ja tulistuksessa [J/kg]

2.2 Hyötysuhde

Häviöttömän Clausius-Rankine-prosessin terminen hyötysuhde on hyödyksi saadun termisen nettotehon ja tuodun lämpövirran suhde. Terminen hyötysuhde eli prosessihyötysuhde saadaan yhtälöllä 5

$$\eta_{th} = \frac{P_{turb} - P_{syve}}{\Phi_{in}} \quad (5)$$

Tämä höyryvoimalaitoksen prosessihyötysuhde kuvaa siis ainoastaan kiertoprosessia eikä huomioi voimalaitoksen kiertoaineen ulkopuolisia häviöitä. Turbiinin termisellä teholla

P_{turb} tarkoitetaan kiertoaineen paisuessaan luovuttamaa tehoa, ei voimalaitoksen tuottamaa sähkötehoa. Samalla tavalla lämpövirralla Φ_{in} tarkoitetaan kiertoaineeseen tuotavaa lämpövirtaa, ei polttoaineesta vapautuvaa lämpötehoa. (Tynjälä 2010, 43–44, 80.)

Voimalaitoksen sähköntuottohyötysuhteessa täytyy huomioida prosessihyötysuhteen lisäksi kattilahyötysuhde, turbiinin mekaaninen hyötysuhde, generaattorihyötysuhde ja omakäyttöhyötysuhde. Voimalaitosprosessin koko sähköntuottohyötysuhde on

$$\eta_{el} = \eta_k \eta_{th} \eta_{mT} \eta_g \eta_{ok} \quad (6)$$

jossa	η_{el}	sähköntuottohyötysuhde [-]
	η_k	kattilahyötysuhde [-]
	η_{mT}	turbiinin mekaaninen hyötysuhde [-]
	η_g	generaattorihyötysuhde [-]
	η_{ok}	omakäyttöhyötysuhde [-]

Suurin osa näistä hyötysuhteista on suuruusluokkaa 0,98...0,99, kattilahyötysuhde on noin 0,9. Prosessihyötysuhde on ratkaisevassa asemassa sähköntuottohyötysuhteessa. (Tynjälä 2010, 81.) Prosessihyötysuhde on vahvasti riippuvainen voimalaitostyypistä ja kiertoon liitetystä väliprosesseista, mutta korkeimmillaankin saavutettavat hyötysuhteet ovat suuruusluokaltaan noin 0,4–0,45 (Huhtinen ym. 2013, 90).

Yhtälöstä 5 voidaan huomata, että prosessihyötysuhdetta saadaan suurennettua nostamalla turbiinin termistä tehoa suhteessa syöttövesipumpun tehoon ja työaineeseen tuotuun lämpövirtaan. Toisaalta yhtälöstä 1 voidaan huomata, että turbiinin termistä tehoa voidaan nostaa entalpiamuutosta kasvattamalla: hyötysuhde nousee, jos kiertoprosessin keskimääräinen lämmöntuontilämpötila kasvaa tai lämmönpoistolämpötila pienenee. Lämmönpoistolämpötilaa voidaan laskea pienentämällä lauhduttimen painetta, ja keskimääräistä lämmöntuontilämpötilaa voidaan nostaa kasvattamalla turbiinin sisääntulolämpötilaa tai kattilan painetta.

Lauhduttimen paineen pienentäminen kasvattaa syöttövesipumpun energiatarvetta ja kattilaan tarvittavaa tuotua lämpöä, mutta nousut ovat mitättömiä saatuaan työhön verrattuna, ja painetta voidaankin pienentää selvästi ilmakehän paineen alapuolelle. Toisaalta turbiinista ulostulevan höyryn höyrypitoisuuden pitää yleensä olla vähintään 0,88, koska liian kostean höyryn nestepisarat vaurioittavat turbiinia. (Tynjälä 2010, 83–84.)

Turbiinin sisääntulolämpötilaa nostetaan kasvattamalla tulistuslämpötilaa. Tällöin kasvavat sekä höyrystä saatava teho että kokonaislämpövirta, mutta prosessiin tuodusta energiasta entistä suurempi osa muuttuu työksi parantaen termistä hyötysuhdetta. Tulistus suurentaa myös lauhduttimelle tulevan höyryn höyrypitoisuutta. Suurin este sisääntulolämpötilan kasvattamiselle on varsinkin turbiinin ensimmäisen vaiheen siivistön mutta myös kattilan ja putkiston materiaalien kestävyys. Nykyisin korkeimmat tuorehöyryn lämpötilat joihin materiaalien puitteissa voidaan ylittää, ovat vähän yli 600 °C luokkaa. (Tynjälä 2010, 83–84.) Toisaalta pienemmän kokoluokan turbiineilla korkeimmat tuorehöyryn lämpötilat ovat alle 500 °C tasolla (EPA 2017, 4-12). Kattilapainetta nostaessa keskimääräinen lämmöntuontilämpötila nousee mutta lauhduttimelle tulevan höyryn kosteuspitoisuus myös kasvaa (Tynjälä 2010, 85).

Tärkeimmät prosessin parantamiseen tarkoitetut menetelmät ovat välitulistus, jossa turbiinissa olevaa kuumennetaan kesken paisunnan, ja väliottoesilämmitys, jossa turbiinin väliotosta saatavaa höyryä käytetään työaineen kuumentamiseen ennen sen viemistä kattilaan (Tynjälä 2010, 86–88). Taloudellisista syistä johtuen pienen kokoluokan höyryvoimalaitokset ovat yleensä yksinkertaisia ja hyötysuhdetta parantavia menetelmiä käytetään rajoitetusti, sillä pieni hyötysuhteen nosto ei pysty välttämättä korvaamaan investoinnin lisäkustannuksia (Kirjavainen ym. 2004, 8).

3 KÄYTÄNNÖN TOTEUTUSTAVAT

Tässä kappaleessa käydään läpi tärkeimpiä höyryvoimalaitosten prosessien toteutustapoja polttoaineiden, polttotekniikan, vesihöyryjärjestelmän ja höyryturbiinin osalta. Kappaleessa esitetään myös hyötysuhteen parantamistapoja, pohditaan höyryvoimalan haasteita ja käsitellään läpikäytyt asiat pienten höyryvoimalaitosten kontekstissa.

3.1 Lauhdutus- ja vastapainevoimalaitos

Höyryvoimalaitokset jaetaan lauhdutusvoimalaitoksiin ja vastapainevoimalaitoksiin turbiinista ulostulevan höyrynpaineen mukaan. Lauhdutusvoimalaitoksessa (käytetään myös nimitystä lauhdevoimalaitos) turbiinista ulostuleva höyry on paineeltaan ja lauhtumislämpötilaltaan pienentynyt niin merkittävästi, ettei sitä ole järkevää käyttää lämmitystarkoituksiin. Tämä tarkoittaa sitä, että lauhdutusvoimalaitoksissa tuotetaan yleensä ainoastaan sähköä. Toisaalta kaukolämpöä tai prosessihöyryä saadaan lauhdutusvoimalaitoksesta lisäämällä väliottoja, jolloin tarvittava höyry otetaan mieluisassa lämpötilassa ja paineessa kesken paisunnan. Tällaista laitosta kutsutaan nimellä väliottovoimalaitos. Vastapainevoimalaitoksissa paisunta ei tapahdu yhtä pitkälle kuin lauhdutusvoimalaitoksessa, ja lauhtumiseen tulevan höyrynpaine ja lauhtumislämpötila ovat tarpeeksi korkeita lämmitystarkoituksiin. (Huhtinen ym. 2013, 12.) Tästä seuraa, että sähkön ja lämmön yhteistuotannossa sähköntuottohyötysuhde on pienempi kuin lauhdutusvoimalaitoksessa, mutta turbiinista tulevasta höyrystä saatavan energiamäärän seurauksena yhteistuotantolaitoksen kokonaishyötysuhde on paljon lauhdutusvoimalaitoksen hyötysuhdetta suurempi (Tynjälä 2010, 91–92). Sähköä ja lämpöä tuottavista laitoksista käytetään nimityksiä yhteistuotantolaitos ja CHP-laitos (Combined Heat and Power).

Sekä sähkö- että lämpötehon huomioiva kokonaishyötysuhde on

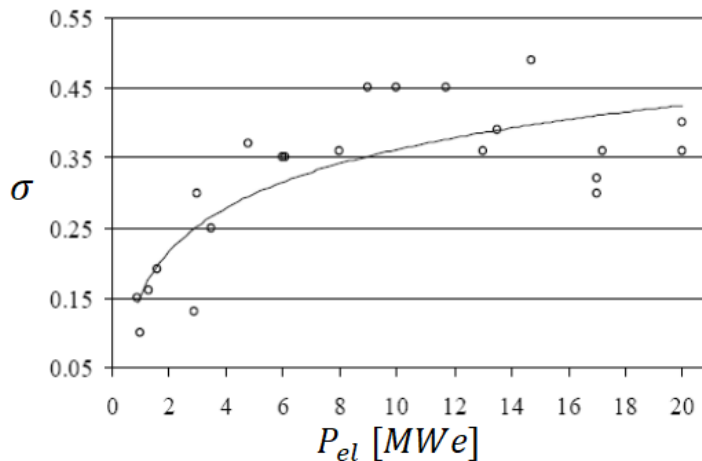
$$\eta_{kok} = \frac{P_{el} + \Phi_{th}}{\Phi_{pa}} \quad (7)$$

jossa	η_{kok}	kokonaishyötysuhde [-]
	P_{el}	voimalaitoksen sähköteho [W]
	Φ_{th}	voimalaitoksen lämpöteho [W]
	Φ_{pa}	polttoaineen tuoma teho [W]

Sähkön- ja lämmöntuotannon suhteesta yhteistuotantolaitoksessa käytetään nimitystä rakennusaste σ , joka on

$$\sigma = \frac{P_{el}}{\Phi_{th}} \quad (8)$$

Yhteistuotantolaitoksen rakennusaste vaihtelee yleensä välillä 0,3–0,6. Suhde määräytyy perusprosessiin lisättyjen, sähköntuotantoa kasvattavien väliprosessien perusteella. (Huhtinen ym. 2013, 46–47.) Rakennusaste yleensä pienenee laitoksen tehon pienentyessä erityisesti lähestyessä muutaman megawatin sähkötehoja, kuten nähdään kuvasta 3.



Kuva 3. Eräiden suomalaisten ja ruotsalaisten biomassakäyttöisten CHP-laitosten rakennusasteita. Muokattu lähteestä (Sipilä ym. 2005, 13.)

Pienten CHP-laitosten rakennusastetta rajoittavat tekijät ovat pohjimmiltaan taloudellisia. Pienissä laitoksissa tulistimella ja turbiinissa käytetyt materiaalit eivät kestä yhtä korkeaa tuorehöyryn lämpötilaa ja hyötysuhdetta parantavia lisäprosesseja on vähemmän kuin suuremmissa laitoksissa, koska niistä saatava hyöty ei korvaa niihin liittyviä kustannuksia. (Sipilä ym. 2005, 13.) Toisin sanoen suuremmilla höyryvoimalaitoksilla voidaan pyrkiä suurempaan sähkötehoon ja -hyötysuhteeseen: tämän vuoksi pieniä, pelkkää sähköä tuottavia lauhdutusvoimalaitoksia ei ole taloudellista tehdä eikä niitä merkittävässä määrin ole. Tuottavinta mahdollista CHP-laitosinvestointia harkitessa valintoja täytyy tehdä kustannusten, prosessin monimutkaisuuden ja saavutetun hyötysuhteen välillä (Sipilä ym. 2005, 13).

3.2 Polttoaineet

Höyryvoimalaitoksia nimitetään usein niiden käyttämän polttoaineen perusteella esimerkiksi maakaasu-, hiili- tai turvevoimalaitoksiksi. Lämmöntuonnissa käytetty polttoaine ei ole oleellisesti merkittävä höyryvoimalaitoksen kokonaisprosessin suhteen, koska työaine käy saman kierron ja prosessin laskennan periaate ei muutu polttoaineesta huolimatta. (Tynjälä 2010, 75)

Laitoksen polttoaineen valintaan vaikuttaa energiantuotannon suunnittelun pitkäjänteisyys, tuotettavien energiamäärien suuruus ja tavoite mahdollisimman alhaisista kustannuksista. Polttoaineet jaetaan usein kiinteisiin, nestemäisiin ja kaasumaisiin polttoaineisiin, sillä polttoaineen olomuoto vaikuttaa esimerkiksi sen polttotapaan. (Huhtinen 2000, 27). Lauhdutus- ja vastapainevoimalaitosten käytetyimmät polttoaineet Suomessa vuonna 2019 olivat puupolttoaineet, mustalipeä, kivihiili, maakaasu ja turve (SVT 2019).

Useita edellä mainittuja polttoaineita ei juurikaan käytetä pienissä höyryvoimalaitoksissa: esimerkiksi hiilelle mieluisimmat polttotekniikat pölypoltto ja kiertopetipoltto ovat käytössä lähinnä suurissa voimalaitoksissa (Huhtinen 2000, 32–33). Lisäksi kielto hiilen käytöstä energiatuotannossa Suomessa tulee voimaan vuonna 2029 (Finlex 2019). Toisaalta myös turpeen käytön on tarkoitus puolittua vuoteen 2030 mennessä (Korhonen ym. 2021, 9). Lisäksi mustalipeää tuotetaan ja käytetään käytännössä vain sellutehtailla (Alakangas ym. 2016, 110). Seuraavissa kappaleissa käydäänkin läpi syvemmin ainoastaan turve ja puuperäiset polttoaineet.

3.2.1 Turve

Turvetta syntyy soilla biomassasta hyvin kosteissa olosuhteissa. Runsaan veden ja hapenpuutteen seurauksena kuolleiden kasvien jäänteet eivät hajoa kunnolla, mistä seuraa jatkuvasti kasvava turvekerrostuma, joka kasvaa noin 1 mm/vuosi. (Huhtinen 2000, 31)

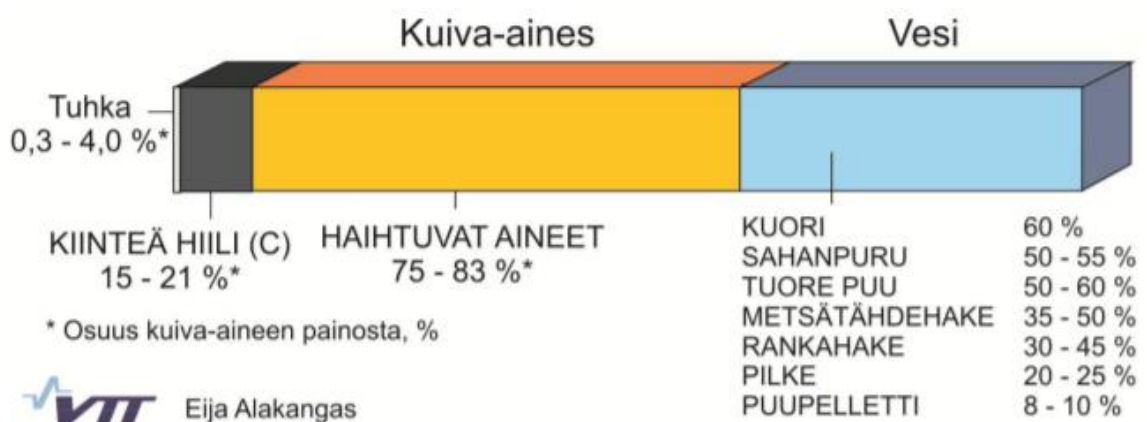
Jyrsinpolttoturve on ylivoimaisesti suosituin energiaturve. Sen tuotannon päävaiheet ovat jyrsintä, kääntäminen, karheaminen ja kokoaminen. Tuotantomenetelmissä on eroa kokoamisvaiheessa. Näitä menetelmiä on kolme: HAKU-menetelmä, mekaaninen kokoojavaunun menetelmä ja pneumaattinen keruu imuvaunulla. HAKU-menetelmässä kuiva

turve viedään varastoaumalle erillisessä vaunussa, kokoojavaunu- ja imuvaunumenetelmässä kuivan turpeen keräävä vaunu myös kuljettaa turpeen varastoaumalle. Imuvaunumenetelmässä karheamisvaihe jätetään välistä.

Suurin osa turpeesta on hiiltä (46–59 %). Hiilen lisäksi turpeen kuiva-aineen koostumus on 5–6,5 % vetyä, 30–40 % happea, alle 0,3 % rikkiä ja typpeä 0,2–3,1 %. Turpeen palaaminen on hitaampaa kuin puun, johtuen sen suuresta hiilipitoisuudesta. Puussa on turvetta enemmän haihtuvia aineita, minkä takia turpeen kuiva-aineella on puuta suurempi tehollinen lämpöarvo, noin $19,0\text{--}22,6 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}$. Turpeen tuhkapitoisuus kuiva-aineessa on Suomessa tyypillisesti 3–10 % luokkaa. (Alakangas ym. 2016, 117, 120–121, 124)

3.2.2 Puupolttoaineet

Puupolttoaineisiin luetaan muun muassa hake, hakkuutähteet, kuori, kannot, sahanpuru ja kutterinlastu. Suuri osa puuperäisistä polttoaineista saadaan metsäteollisuudesta ja metsäteollisuuden sivutuotteista. Tuoreen puun kosteus on tyypillisesti 40–60 % luokkaa. Kuivan puuaineksen tehollinen lämpöarvo on noin $18,3\text{--}20,0 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}$, mikä on melko pieni muihin kiinteisiin polttoaineisiin verrattuna. Puussa on paljon haihtuvia aineita, noin 75–83 % kuiva-aineesta, mistä johtuu sen pitkäliekkisyys ja täten suuren palotilan tarve. Kiinteän hiilen osuus kuiva-aineesta on noin 15–21 %, ja tuhkan osuus 0,3–4,0 %. Muihin kiinteisiin polttoaineisiin verrattuna puun tuhkapitoisuus on pieni. (Alakangas ym. 2016, 54, 55, 59, 60, 63.) Puupolttoaineiden koostumuksen osuudet näytetään kuvassa 4.



Kuva 4. Puupolttoaineen tyypillinen koostumus. (Alakangas ym. 2016, 55.)

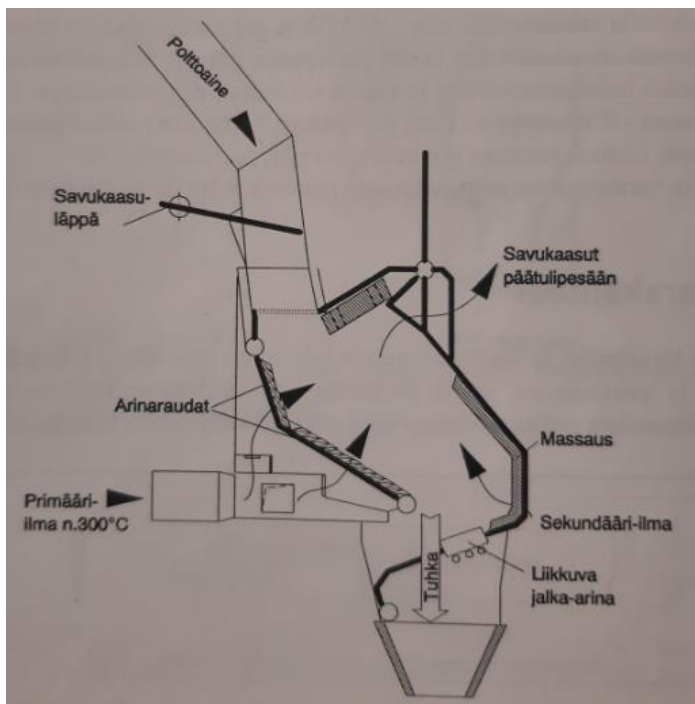
3.3 Polttotekniikka

Höyryvoimalaitoksen polttolaitteet ja tulipesäratkaisut määräytyvät käytetyn polttoaineen ja tuotetun energiamäärän mukaan.

3.3.1 Arinapoltto

Arinapoltossa polttoaine levitetään palamaan kiinteälle tai liikkuvalle, niin sanotulle mekaaniselle arinalle. Polttoaineen kuivuminen ja lämmitys, kaasuuntuminen sekä kiinteän polttoaineen palaminen tapahtuvat arinan eri vyöhykkeillä. (Huhtinen ym. 2013, 35) On olemassa monia rakenteiltaan erilaisia arinoita. Arinoiden rakenteet vaihtelevat esimerkiksi polttoaineen syöttötavan, palakoon ja kosteuden perusteella.

Kiinteissä arinoissa ei ole liikkuvia osia, ja niiden rakenteet ovat ylipäätään yksinkertaisia. (Vakkilainen 2017, 205) Kiinteät arinat voidaan vielä jakaa rakenteen mukaan tasoarinoihin ja kiinteisiin viistoarinoihin. Kiinteissä viistoarinoissa arina on 30–50°:n kulmassa, jolloin polttoaine kulkee arinalla painovoiman avulla. Monesti viistoarinan lopussa on jalka-arinaksi kutsuttu tasoarina, jolla palamisen onnistuminen varmistetaan. Kuvassa 5 esitetään kattila, jossa on kiinteä viistoarina.



Kuva 5. Kattila, joka on varustettu kiinteällä viistoarinalla. Huom. myös jalka-arina (Huhtinen 2000, 148)

Myös mekaaniset arinat vaihtelevat rakenteeltaan. Höyryn tuottamiseen yleisin arina on mekaaninen viistoarina. Mekaaninen viistoarina tarvitsee asettaa vain 15° kulmaan, koska polttoainetta liikutetaan arinarautojen liikkeellä tai tärinällä. Mekaanisia viistoarinoita käytetään lähinnä poltettaessa heikohkoolaatuista kosteita polttoaineita kuten turvetta tai puuta. Mekaanisessa ketjuarinassa arinan muodostavat kahden ketjun väliin sijoitetut arinaraudat. Ketjuja ja sitä mukaa koko arinaa liikutetaan pyörittämällä ketjuja vetävää ketjupyörää. Ketjuarina soveltuu parhaiten kivihiilen polttoon, mutta sitä käytetään myös esimerkiksi palaturpeen ja puun polttoon. Valssiarina koostuu pyörivistä, sylinterinmuotoisista valsseista, joiden ulkokehänä on rengasmaiset arinaraudat. Primääri-ilma tuodaan valssiin ja arinarautojen reikien kautta ilma siirtyy polttoainekerrokseen. Valssiarina on käytännöllinen erityisen huonolaatuista ja epämääräistä polttoainetta, kuten yhdyskuntajätettä, polttaessa. (Huhtinen 2000, 146–151)

On olemassa myös pyöriviä kekoarinoita. Pyörivissä kekoarinoissa polttoaine syötetään arinan alapuolelta, jolloin polttoaine muodostaa keon. Keon vaakatasoinen edestakainen pyörivä liikehdintä johtaa polttoaineen alaspäin valumiseen. (Vakkilainen 2017, 207.) Kuvassa 6 on esitetty pyörivä kekoarina.



Kuva 6. Pyörivän kekoarinan halkileikkaus. (Kpa Unicon Biograte N.d)

Suuremmissa voimalaitoksissa leijukerros poltto on lähes kokonaan syrjäyttänyt arinapolton, mutta alle 20 MW voimalaitoksissa ja ylipäättään pienissä kokoluokissa arinapolto on yksinkertaisuutensa vuoksi yleinen polttotekniikka.

3.3.2 Leijukerros poltto

Leijukerros poltossa leijutetaan hiekkaa, johon on sekoittunut palavaa polttoainetta. Hiekasta ja polttoaineesta muodostuvaa petiä leijutetaan alapuolelta puhallettavalla primääri-ilmalla (Huhtinen ym. 2013, 36). Leijukerros poltto soveltuu hyvin heikohkolaatuksille, kosteille ja tuhkapitoisuudeltaan korkeille polttoaineille (Vakkilainen 2017, 212). Leijukerros poltto jaetaan kahteen polttotekniikkaan, kerrosleijupoltoon ja kiertoleijupoltoon (Huhtinen ym. 2013, 36). Kerrosleiju- eli kuplapetikattilat ovat yleisiä pienissä kokoluokissa, myös pienissä höyryvoimalaitoksissa. Kiertoleijukattilat ovat lähinnä suosituimpia suuremmissa kokoluokissa.

Kuplapetikattiloissa (BFB) leijutusilma säädetään niin, että petimateriaali alkaa kuplia. Kuplapetipolton toinen nimitys kerrosleijupoltto tulee siitä, että leijupetillä ja sen yläpuolisella kaasutilalla on selkeä raja. Kuplapetikattilan petin korkeus on noin 0,4–0,8 m, leijutushiekan koko noin 1–3 mm ja leijutusnopeus noin 0,7–2 m/s. Polttoaine syötetään kuplapetikattilan petiin yläpuolelta, ja sen tasaisen leviämisen varmistamiseksi polttoainetta syötetään useammalla syöttötorvella. Peti on lämmitettävä noin 500–600 °C lämpötilaan öljy- tai kaasupolttimilla ennen pääpolttoaineen syöttöä. Palamisilma tuodaan kattilaan leijutusilmana ja petin päälle tuotavana sekundääri-ilmana. Tuhka poistetaan päästämällä osa hiekasta ulos tulipesästä, joka sitten puhdistetaan seulomalla ja josta osa palautetaan takaisin petiin. Vähitellen jauhautuva leijutushiekka ja osa tuhkasta poistuu savukaasujen mukana. Tuhkan sulamisen välttämiseksi petin lämpötila ei saa nousta liian korkeaksi. Petin lämpötila riippuu täten polttoaineen tuhkan sulamislämpötilasta. (Huhtinen 2000, 157–158)

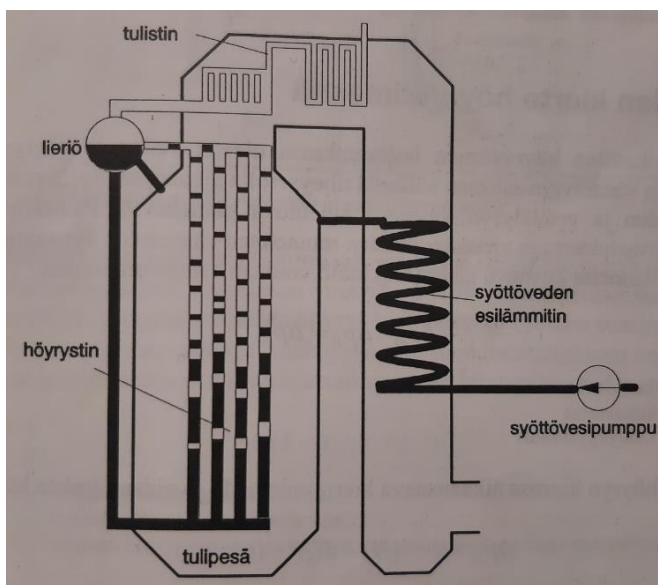
Kuplapetipolton hyötysuhde sekä kustannukset ovat arinapolttoa korkeammat. Tuotavan palamisilman ja käytettävän polttoaineen määrä ovat suhteessa arinapolttoon pienemmät, mutta toisaalta investointikustannus ja polttoaineen valmistelun kustannukset ovat arinapolttoon korkeammat. (Belkhir 2017, 24.)

3.4 Vesihöyryjärjestelmä

Nykyisin käytetyt höyrykattilat voidaan vesihöyrypiirin mukaan jakaa suurvesitilakattiloihin ja vesiputkikattiloihin, ja vesiputkikattilat voidaan jakaa yhä luonnonkierto-, pakkokierto- ja läpivirtauskattiloihin. Vesiputkikattiloissa höyrystyminen tapahtuu nimen mukaisesti

putkissa. Vesiputkikattiloiden rakenne on paremmin sopiva suurille paineille, minkä vuoksi voimalaitoksissa käytettävät kattilat ovat vesiputkikattiloita. Kattilatyypeistä pakkovirtaus- ja läpivirtauskattiloita käytetään lähinnä suurimmissa voimalaitoksissa, joten tässä kappaleessa keskitytään ainoastaan luonnonkiertokattiloihin. (Huhtinen 2000, 111, 120)

Luonnonkiertokattilaan syöttövesi tuodaan syöttövesipumpun avulla syöttövesisäiliöstä, josta se kulkeutuu esilämmittimen kautta lieriöön. Syöttövesi johdetaan lieriön kautta laskuputkia pitkin tulipesää ympäröiviin höyrystinputkiin. Putkissa veteen siirtyy lämpöä, jolloin osa vedestä höyrystyy, ja kylläisen veden ja vesihöyryn seos nousee taas lieriöön. Lieriössä kylläinen vesi ja vesihöyry erotetaan toisistaan ja kylläinen vesi palautuu takaisin höyrystinputkiin, kun taas höyry nousee kevyemmän olomuotonsa seurauksena lieriön yläosaan, josta se johdetaan tulistimille. Höyrykierron ajava voima on tiheusero laskuputkissa virtaavan veden ja höyrystinputkissa virtaavan veden ja höyrykuplien välillä. Tämän takia luonnonkiertokattiloissa ei tarvita pumpppua kierrättämään vettä höyrystimissä, minkä takia niillä on pienempi omakäyttötehon tarve kuin pakkokierto- ja läpivirtauskattiloilla. Toimintaperiaatteensa vuoksi luonnonkiertokattila on taloudellisempaa rakentaa kapeaksi ja korkeaksi veden ja vesihöyryn kierron aikaansaaman kiertovoiman maksimoimiseksi. Luonnonkiertokattilat eivät sovi erityisen suurille paineille, ja luonnonkierron toimivuuden takaamiseksi tulistimesta ulostulevan höyryn paine täytyy olla alle 170 baaria. (Huhtinen 2000, 113–114). Luonnonkiertokattilan vesihöyrypiiri on esitetty kuvassa 7.



Kuva 7. Luonnonkiertokattilan toimintaperiaate. (Huhtinen 2000, 113.)

3.5 Höryturbiini

Höryturbiinissa tulistetun höyryn paine- ja lämpöenergia muuttuu turbiinin akselia pyörittäväksi mekaaniseksi energiaksi. Höryturbiinit voidaan jaotella monella eri tavalla rakenteen ja toiminnan perusteella. Tasapaine- eli aktioturbiinissa höyryn entalpiamuutos muuttuu nopeudeksi vain kiinteissä johtolaitteissa höyryn virratessa juoksupyörän läpi vakioaineessa, kun taas ylipaine- eli reaktioturbiinissa höyryn entalpiamuutos muuttuu nopeusenergiaksi höyryn virratessa sekä johto- että juoksupyörien läpi muuttuvalla paineella. Aksiaaliturbiinissa höyryn virtaus turbiinin läpi on akselin suuntaista, kun taas radiaaliturbiinissa höyry virtaa kohtisuoraan akselia vastaan. Aksiaaliturbiinit voivat olla aktio-, reaktio-, tai yhdistettyjä aktio-reaktioturbiineja, mutta radiaaliturbiinit voivat olla ainoastaan reaktioturbiineja. (Huhtinen ym. 2013, 109.) Aksiaaliturbiini onkin yleisin höyryvoimalaitoksen turbiini (Tynjälä 2010, 78).

Kuten aiemmin todettiin, lauhdutusturbiinin ja vastapaineturbiinin merkittävin ero on poistuvan höyryn tila. Lauhdutusturbiinissa tuorehöyry paisuu yleensä noin 0,02–0,05 baarin paineeseen, kun taas vastapaineturbiinissa poistuva höyry on ylipaineista, jolloin sitä voidaan käyttää lämpöenergian tuottamiseen. Höyryn mukana lauhdutusturbiiniin tuodusta lämmöstä noin 60 % ei vaikuta prosessiin hyödyllisesti vaan poistuu jäähdytysveden mukana. Vastapaineturbiinin lämmön ja sähkön yhteistuotanto on merkittävästi energiatehokkaampaa kuin pelkkä sähkön tuottaminen. Sekä lauhdutus- että vastapaineturbiinit voivat olla väliottoturbiineja, joissa ainakin yhdestä väliotosta otetaan höyryä lämmitystarkoitukseen. (Huhtinen ym. 2013, 111.)

4 KAUPALLINEN TILANNE

Tässä kappaleessa käydään läpi energian pientuotannon yleistilannetta, pienen höyryvoimalaitoksen kustannuksia ja tuottavuuteen vaikuttavia tekijöitä, sekä esimerkkinä pienestä höyryvoimalaitoksesta Valmetin BioPower-konsepti.

4.1 Energian pientuotannon yleistilanne

Kuten aiemmin todettiin, energian pientuotannon koolle ei ole olemassa yhtä selkeää, yleisesti vakiintunutta ylärajaa. Perinteiseen Clausius-Rankine-prosessiin perustuvan

höyryvoimalaitoksen lisäksi yleisimpiä sekä perinteisiä että uudempia teknologioita ovat höyrykone, kaasuturbiini, mikroturbiini, polttomoottori (otto- ja dieselmoottori), stirlingmoottori, polttokenno ja ORC-voimalaitos. Näistä höyryvoimalaitoksen tavoin höyrykone, stirlingmoottori ja ORC-voimalaitos pystyvät käyttämään suoraan puuperäisiä kiinteitä polttoaineita, muissa polttoaineen olomuoto täytyy ensiksi muuttaa kaasumaiseksi tai nestemäiseksi (EPA 2007, 5–6). Taulukkoon 1 on koottu yhteen erilaisten pientuotantoteknologioiden tyypillisimpiä arvoja (pientuotannon ylärajana 20 MWe).

Taulukko 1. Eri pientuotantolaitosteknologioiden piirteitä. (Salomón ym. 2011, 4458.) (DOE 2017, 3.) (EPA 2007, 63) (Kirjavainen ym. 2004, 25–26) (Strzalka ym. 2017, 804–805; 809–811.)

Teknologia	Kokoluokka P_{el} [MWe]	Hyötysuhde η_{el} [%]	Hyötysuhde η_{kok} [%]	Investointi- kustannus [€/kWe]
Höyryvoimalaitos	~0,5–2	5–15	80–93	~2500–5500
	~2–20	20–30		~1500
Höyrykone	0,02–5	6–20	85–95	~1500
Kaasuturbiini	0,1–20	24–40	80–95	840–1200
Mikroturbiini	0,025–0,5	11–30	70–90	800–1700
Ottomoottori	0,002–2	25–40	80–90	800–1300
Dieselmoottori	0,05–20	40–45	85–90	1200–1800
Stirlingmoottori	0,001–0,1	15–40	80–90	~3500
Polttokenno	0,005–2,8	35–65	~80–90	~3000
ORC-voimalaitos	0,03–2,7	10–30	~85	~4500

Suomalaiset yli 3 MWe pienen kokoluokan yhteistuotantolaitokset ovat yleensä perinteisiä höyryvoimalaitoksia (Salomón 2011, 4457). Voimalaitostyyppin valintaan vaikuttavat halutun kokoluokan lisäksi esimerkiksi polttoaineen saatavuus. Höyryvoimalaitosten etuihin kuuluu muun muassa korkea kokonaishyötysuhde, käytettävien polttoaineiden monimuotoisuus (kattilatekniikka valitaan polttoaineen perusteella), teknologian tuttavuus sekä turbiinin pitkä käyttöikä ja luotettavuus (EPA 2017, 1-4). Höyryvoimalaitokset ovat hyvin eri energiatarpeisiin sopeutuvia, koska höyryn ja sähkön tuotanto on toisistaan erillään: yhteistuotantolaitosta voidaan halutessa käyttää ainoastaan kaukolämpölaitoksena,

joskin korkea käyttöaste on kokonaisuudessaan välttämätön CHP-laitoksen tuottavuudelle. Jos höyryntuotanto on yhteistuotannon ensisijainen tavoite, on höyryvoimalaitos hyvin kannattava vaihtoehto. (Breeze 2019, 132, 134.)

4.2 Pienten höyryvoimalaitosten kustannukset

Höyryvoimalaitosten kustannukset vaihtelevat vahvasti monien eri tekijöiden johdosta, mikä vaikeuttaa laitosten kustannusten yleistämistä. Yleensä kuitenkin laitoksen investointikustannus sähkötehoa kohden kasvaa laitoksen koon pienenessä, erityisesti laitoksen pienentyessä muutaman megawatin sähkötehosta alle yhden megawatin sähkötehoon. (EPA 2017, 4-13.) Tämä johtuu laitoksen rakennusasteen pienenemisestä. Taulukossa 2 on esitetty muutaman suomalaisen pienen kokoluokan biomassaa polttoaineenaan käyttävän CHP-laitoksen investointikustannusten ja sähkötehon suhde sekä rakennusaste.

Taulukko 2. Eräiden suomalaisten biomassakäyttöisten CHP-laitosten tietoja. (Kirjavainen ym. 2004, 25–26)

Laitos	Kokoluokka P_{el} [MWe]	Investointikustannus [EUR/kWe]	Rakennusaste σ
Kiuruvesi	0,9	5556	0,13
Karstula	1,0	4709	0,09
Kuhmo	4,8	2583	0,33
Kuusamo	6,1	1379	0,30
Lieksa	8,0	1261	0,32
Iisalmi	14,7	1429	0,46
Forssa	17,2	994	0,33
Kokkola	20,0	1346	0,36

Laitosten geneerinen keskenään vertailu tällä tavoin voi kuitenkin olla harhaanjohtavaa, koska laitokset on rakennettu eri paikkoihin ja eri tarkoituksiin. (Kirjavainen ym. 2004, 25–26.) Esimerkiksi teollisuuslaitoksen ohessa toimivalla pien-CHP-laitoksella, joka tuottaa pääasiassa höyryä teolliseen prosessiin voisi olla hyvin matala rakennusaste ja voisi näennäisesti olla vähemmän kannattava kuin korkeamman rakennusasteen laitos, mutta todellisuudessa tilanteeseen paljon sopivampi ja kannattavampi (EPA 2017, 4-13).

Kustannukset voidaan monella eri tavalla, esimerkiksi yksinkertaisesti kiinteisiin kustannuksiin ja muuttuviin kustannuksiin. Kiinteisiin kustannuksiin lukeutuu pääasiassa investointikustannukset ja kiinteät käyttö- ja kunnossapitokustannukset. Muuttuviin kustannuksiin kuuluu esimerkiksi polttoainekustannukset, energiantuotantokustannukset ja mahdollisesti päästökaupan aiheuttamat kustannukset.

Investointikustannusten jakautuminen riippuu muun muassa kattilasta ja sen polttotekniikasta sekä laitoksen varustelutasosta. Pienen, kiinteää biopolttainetta käyttävän CHP-laitoksen investointikustannus voi jakautua esimerkiksi seuraavanlaisesti: maanrakennustyöt ja perustukset 5 %, rakennukset ja savupiippu 5 %, polttoaineen varastointi- ja kuljetusjärjestelmät 20 %, kattila 25 %, turbiini ja generaattori 25 %, sähköistys ja automaatio 20 %. Jos kaukolämpöverkko pitäisi rakentaa vielä erikseen, nousisi kokonaisinvestointi noin 35–55 %. Pienten CHP-laitosten korkeat investointikustannukset pitää pystyä korvaamaan matalilla energiakustannuksilla, mitä varten laitoksen käyttöasteen ja vuotuisen käyttöajan täytyy olla korkea. (Ihalainen ja Niskanen 2010, 18–19.)

4.3 Pienen höyryvoimalaitoksen herkkyysanalyysi

Voimalaitoksen tuottavuutta voidaan mitata ja analysoida monella eri tavalla, joista yleisimpiä ovat nettonykyarvo (NPV, net present value), sisäinen korkokanta (IRR, internal rate of return) ja takaisinmaksuaika (PBP, payback period). Ainoastaan yhtä tapaa käytettäessä yleensä suositellaan nettonykyarvoa, joten sitä käytetään tässä työssä. (Saari 2017, 88.) Kun investoinnin jäännösarvo oletetaan nolllaksi pitoajan jälkeen, nettonykyarvo lasketaan seuraavalla yhtälöllä:

$$NPV = aC_{tot} - C_{inv} \quad (9)$$

jossa	a	nykyarvotekijä [-]
	C_{tot}	laitosinvestoinnin odotetut voitot [€]
	C_{inv}	investointikustannus [€]

Jotta investointi on kannattava, täytyy nettonykyarvon olla positiivinen. Nykyarvotekijä a lasketaan yhtälöllä:

$$a = \frac{(i + 1)^n - 1}{(i + 1)^n \cdot i} \quad (10)$$

jossa i korkotaso [-]
 n pitoaika [a]

Tehdään herkkyyssanalyysi laskemalla nettonykyarvo pienikokoiselle polttohaketta polttoaineena käytävälle CHP-laitokselle. Taulukkoon 3 on merkitty energian hintatietoja, laitoksen kustannuksia ja laitoksen tunnuslukuja. Luvut on koottu lähteistä (Ihalainen ja Niskanen 2010) ja (Saari 2017), vaikkakin lämmön myyntihintaa on laskettu arvonlisäveroa ajatellen. Tarkoituksena on analysoida laitoksen kannattavuutta, kun yksittäinen energian hintatieto muuttuu.

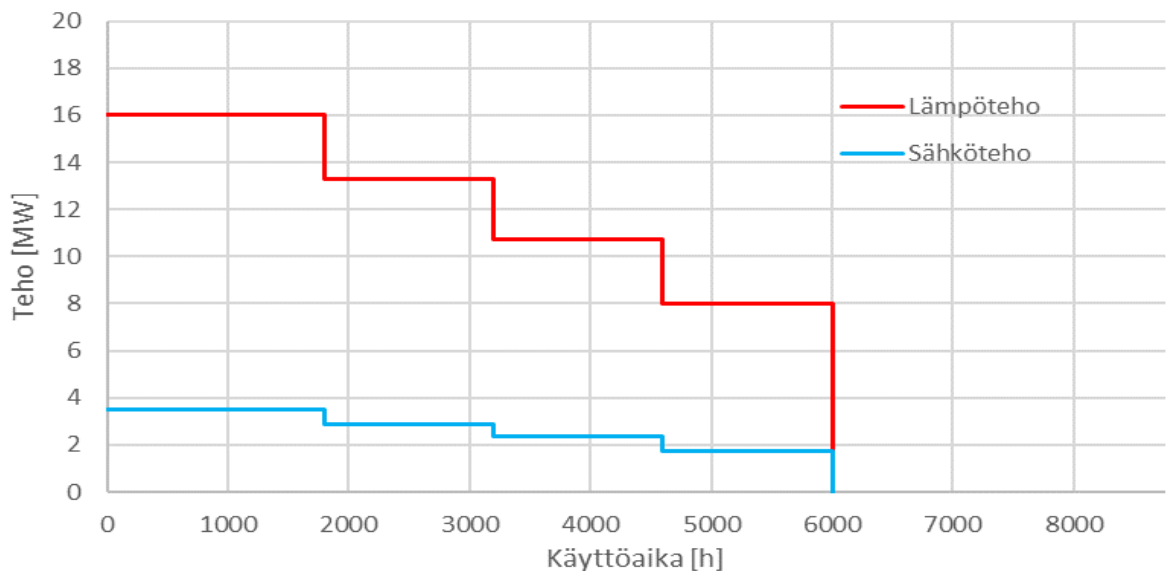
Taulukko 3. Energian ja laitoksen tietoja. Koottu lähteistä (Ihalainen ja Niskanen, 2010) ja (Saari, 2017).

Energian hintatietoja	Arvo	Yksikkö
Sähkön myyntihinta	44	€/MWh,e
Lämmön myyntihinta	50	€/MWh,th
Hakkeen hinta	20	€/MWh,pa
Laitoksen kustannukset	Arvo	Yksikkö
Investointi	15 000 000	€
Henkilöstömenot	388 400	€/a
Vakuutukset	15 000	€/a
Kiinteät käyttö- ja kunnossapitokustannukset	300 000	€/a
Muuttuvat käyttö- ja kunnossapitokustannukset	1,5	€/MWh,e

Laitoksen tunnusluvut	Arvo	Yksikkö
Kokonaishyötysuhde η_{kok}	0,865	-
Käyttöaika	6000	h/a
Lämpöteho Φ_{th}	16	MW _{th}
Sähköteho P_{el}	3,5	MW _e

Investointikustannukseen kuuluu sekä pelkän laitoksen että valmistelu- ja suunnitteluvaiheen kustannukset. Muuttuviin käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin lasketaan mm. tuhkan käsittely, käyttö- ja jätevesien käsittely ja rahallisesti merkittävimpana pumppauskustannukset.

Tuoton maksimoimiseksi laitoksen käyttöasteen täytyy olla mahdollisimman korkea, mutta todellista laitosta ajetaan usein osakuormalla, sillä lämmöntarve ei ole tarpeeksi korkea ympäri vuoden. Tämän vuoksi 6000 tunnin käyttöaika jaetaan neljään jaksoon, joilla on eri käyttöaste. Vuoden lämpö- ja sähkötehojen jakauma on näytettävä kuvassa 8.



Kuva 8. Vuotuiset lämpö- ja sähkötehot.

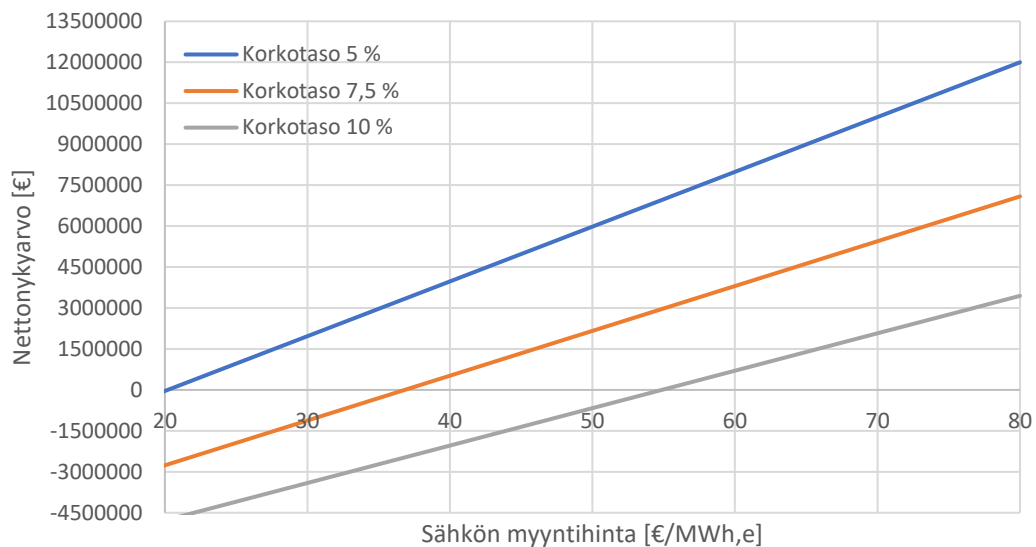
Eri jaksojen käyttöajat, käyttöasteet sekä lämpö- ja sähkötehot ovat merkitty taulukkoon 4.

Taulukko 4. Laitoksen vuotuisen käytön tietoja.

	Käyttöaika [h]	Käyttöaste [-]	Lämpöteho [MWth]	Sähkäteho [MWe]
Jakso 1	1800	1	16	3,5
Jakso 2	1400	0,83	13,28	2,905
Jakso 3	1400	0,67	10,72	2,345
Jakso 4	1400	0,5	8	1,75

Laskennassa käytetyt arvot ovat monessa mielessä yksinkertaistuksia: laskennassa oletetaan yksi vuoden keskimääräinen sähkön ja lämmön myyntihinta sekä polttoaineen hinta. Tarkemmassa voimalaitoksen mallintamisessa voitaisiin esimerkiksi käyttää tunneittain vaihtuvaa sähkön myyntihintaa, ja tuotettu lämpö- ja sähköenergia ei välttämättä pienenesi samassa suhteessa. Nettonykyarvon esimerkkilaskenta löytyy liitteestä 1.

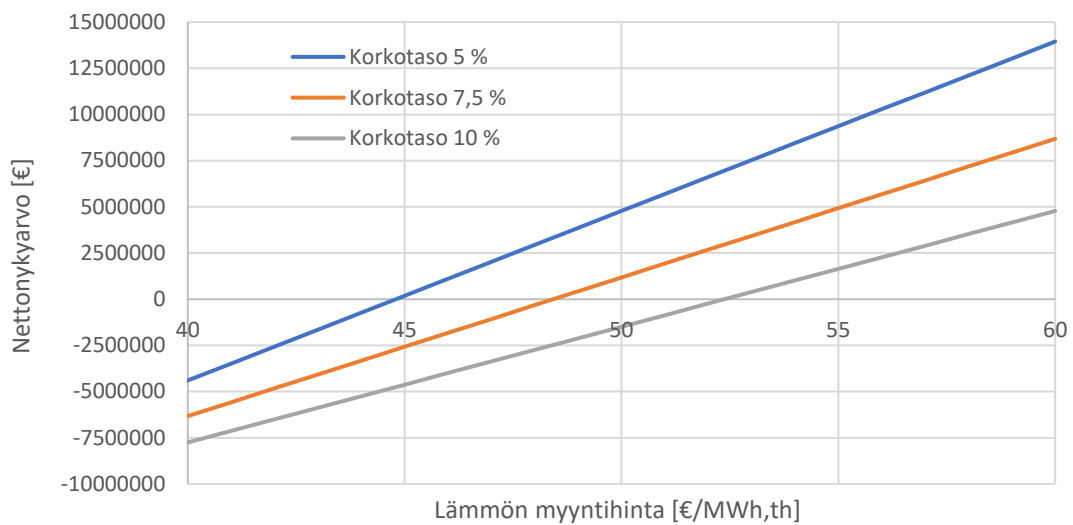
Seuraavissa kuvissa esitetään nettonykyarvo CHP-laitokselle eri sähkön myyntihinnoilla ja hakkeen hinnoilla. Kuvassa 9 on esitetty nettonykyarvo NPV voimalaitokselle sähkön myyntihinnan suhteen korkotasolla 5 %, 7,5 % ja 10 %. Pitoaika 20 vuotta.

**Kuva 9.** Nettonykyarvo eri korkokannoilla sähkön myyntihinnan funktiona.

Kuvasta 9 nähdään, että 5 % korkotasolla laitos tulee olemaan kannattava hyvinkin matalilla, yli 20 €/MWh,e sähkön myyntihinnoilla. Toisaalta 10 % korkotasolla vaaditaan jo yli 10 €/MWh,e suurempi myyntihinta kuin perusarvona käytetty 44 €/MWh,e. Höyryvoimalaitokselle, joka tuottaa pääasiassa lämpöä ja pelkkänä sivutuotteena sähköä, on hyvä arvioida itse sähköntuotannon kannattavuutta. Sähkön myyntihinnan pitää olla

tarpeeksi korkea, jotta sähkön myynnillä saadaan korvattua turbiinista, generaattorista ja muusta aiheutuvat investoinnin lisäkustannukset. Jos sähkön investointeja ei voida korvata itse sähköntuotannolla, on pelkkä lämmöntuotanto kannattavampaa. (Ihalainen ja Niskanen 2010, 17.)

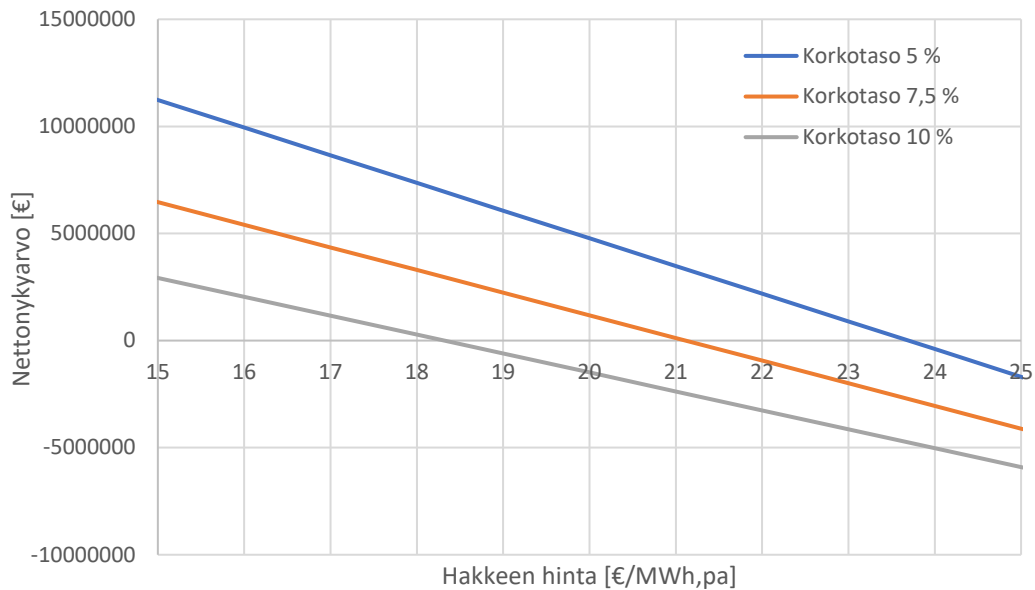
Kuvassa 10 on esitetty nettonykyarvo NPV voimalaitokselle lämmön myyntihinnan suhteen korkotasolla 5 %, 7,5 % ja 10 %. Pitoaika 20 vuotta.



Kuva 10. Nettonykyarvo eri korkokannoilla lämmön myyntihinnan funktiona.

Kuvasta 10 huomataan lämmön myyntihinnan vaikuttavan enemmän laitoksen kannattavuuteen kuin kuvassa 9 kuvatun sähkön hinnan. Tämä johtuu siitä, että herkkyysoanalyysin yhteistuotantolaitos, kuten CHP-voimalaitokset yleensäkin, tuottaa paljon enemmän lämpöä kuin sähköä. 5 % korkotasolla laitos pysyy kannattavana vielä 45 €/MWh,th hinnalla, mutta 10 % korkotasolla pitäisi ylittää 52 €/MWh,th myyntihinta.

Kuvassa 11 on esitetty nettonykyarvo NPV voimalaitokselle hakkeen hinnan suhteen korkotasolla 5 %, 7,5 % ja 10 %. Pitoaika 20 vuotta.



Kuva 11. Nettonykyarvo eri korkokannoilla hakkeen hinnan funktiona.

Kuvasta 11 nähdään, että matalimmalla korkotasolla hakkeen hinta voisi olla lähes 24 €/MWh,pa jotta laitos pysyisi kannattavana. Toisaalta korkeimmalla korkotasolla hakkeen hinta saisi olla enintään hieman yli 18 €/MWh,pa jotta laitoksen kannattavuus olisi taattu.

Kuvista huomataan energiahintojen muutoksien vaikuttavan merkittävästi laitoksen kannattavuuteen. Tämä on varsinkin totta lämmön myyntihinnan ja hakkeen hinnan kohdalla. Kuten aiemmin todettiin, edellä olevat tulokset on tehty yksinkertaisen kustannusarvion pohjalta. Siitäkin huolimatta voidaan päätellä, että voimalaitosta suunniteltaessa ja mitoittaessa herkkyyksianalyysi on oleellisen tärkeää, sillä energiahintojen muutokset ovat ratkaisevan tärkeitä laitoksen kannattavuudelle.

4.4 Valmet BioPower

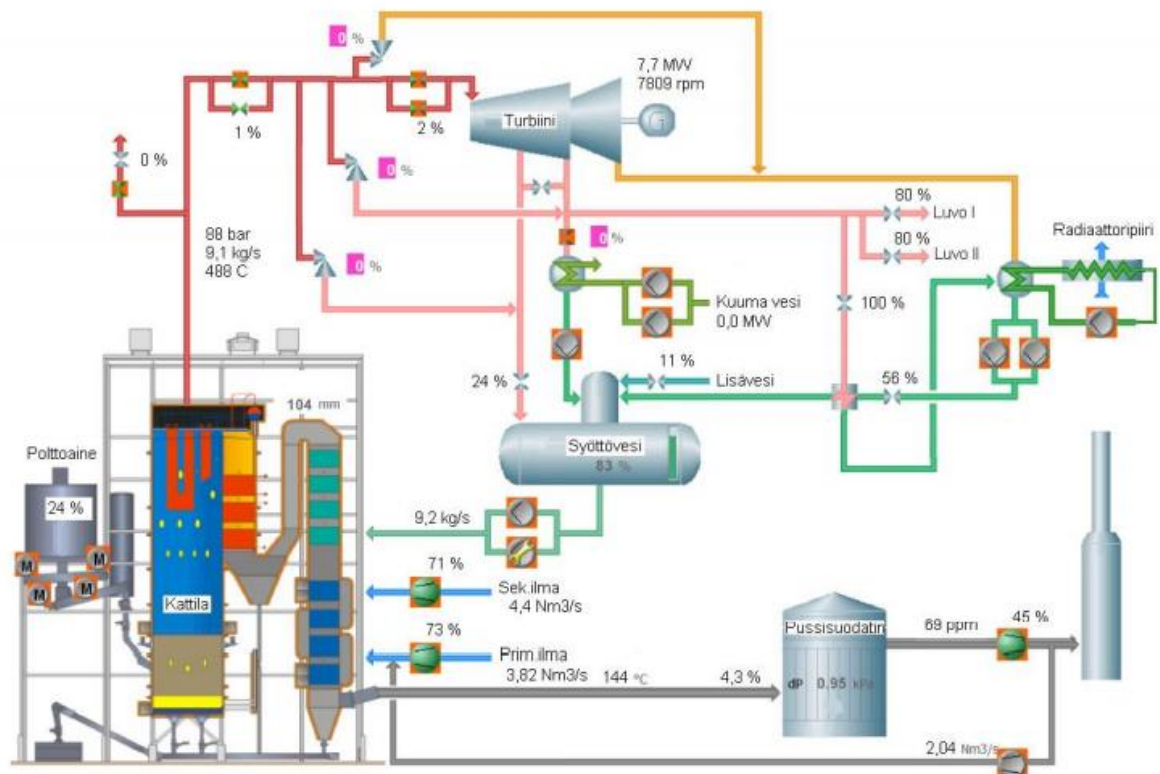
Valmet BioPower-konsepti tarjoaa pienen kokoluokan modulaarisia CHP-voimalaitoksia. BioPower-laitoksia tarjotaan EPC-periaatteella, jossa Valmet hoitaa laitoksen toteutuksen suunnittelusta rakentamiseen. Valmet tarjoaa laitoksille myös ohessa operointi- ja ylläpitopalveluita. BioPower-laitoksissa käytetään polttotekniikkana laitoksen koon mukaan pyörivää kekoarinapolttoa, kuplapetipolttoa tai suurimmissa jopa kiertoileijupolttoa. Polttoaineena toimii biomassa (puuhake, sahanpuru, turve ym.) tai jäte. Valmet on yksi Euroopan johtavia pienen kokoluokan CHP-laitosten valmistajia ja BioPower-konseptiin

perustuvia laitoksia on toteutettu jo lähes kolmekymmentä ympäri Eurooppaa. (Valmet 2016.) Esimerkkejä Valmetin tarjoamista BioPower-voimalaitostyypeistä tietoineen on listattu taulukkoon 5. Laitostyyppin nimen numero perustuu laitoksen tuottamaan maksimisähkötehoon.

Taulukko 5. BioPower-voimalaitostyyppiä. (Valmet 2016.)

Voimalaitostyyppi	Polttoteknologia	Sähköteho P_{el}	Lämpöteho Φ_{th}
BioPower 2	Pyörivä kekoarina	2,8	8
BioPower 5	Pyörivä kekoarina	5,6	14
BioPower 7	Kuplapeti	7,3	17
BioPower 9	Kuplapeti	10,2	22
BioPower 11	Kuplapeti/kiertoleiju	13,2	29

Tarkastellaan yhtä BioPower-laitostyyppiä tarkemmin: BioPower 8 on biomassakäyttöinen CHP-voimalaitos. Kuvassa 12 on laitoksen yksinkertaistettu prosessikaavio.



Kuva 12. BioPower 8 -laitoksen yksinkertaistettu prosessikaavio. (Komulainen 2012, 14.)

BioPower 8 käyttää polttotekniikkanaan kuplapetipolttoa, ja sen kattilan polttoaineteho on noin 32 MWpa. Kuplapetin lämpötila on tyypillisesti 800–850 °C. Kattila on vesikiertoaan luonnonkiertokattila. Kattilan jälkeen turbiinille vietävä tulistettu höyry on tyypillisesti paineeltaan 93 bar, lämpötilaltaan 505 °C ja massavirraltaan 10,6 kg/s. Turbiinilla on kaksi väliottoa, joista ensimmäinen ohjaa höyryä syöttövesisäiliölle ja toinen normaalitilanteessa kaukolämmönsiirtimelle, palamisilman esilämmittimille ja lauhteen matalapaine-esilämmittimelle. Generaattorilta saadaan 9,9 MWe sähköteho. (Komulainen 2012, 14–16.)

5 KEHITYSTILANNE JA TULEVAISUUDEN NÄKYMÄT

Clausius-Rankine-kiertoon perustuva höyryvoimalaitos on hyvin varttunutta ja perinteistä teknologiaa, minkä takia suuria innovaatioita teknologian suhteen ei tapahdu. Toisaalta höyryvoimateknologian yleisyys ja tärkeys energiantuotannossa tarkoittaa sitä, että pienilläkin kehitysaskelilla kustannusten ja toiminnan parantamiseksi on suuri hyöty. (EPA 2017, 4-19.) Energiamarkkinoiden sääntelyn purkaminen, polttoaineiden logistiikka, kestävä kehityksen tavoittelu ja kasvihuonekaasupäästöjen hillitseminen kaikki tavalla tai toisella tekevät hajautetusta energiantuotannosta entistä vahvemman vaihtoehdon perinteiselle, keskitetylle, erityisesti fossiilisia polttoaineita käyttävälle suuren kokoluokan energiantuotannolle (Salomón ym. 2011, 4452). Toisaalta kehittyvät, uusiutuvaa energiaa käyttävät pien-CHP-teknologiat kuten ORC saattavat pystyä haastamaan perinteiset höyryvoimalaitokset pienissä kokoluokissa. Pienen kokoluokan höyryvoimalaitosten tulevaisuus riippuukin osittain muiden teknologioiden kehityksestä.

Esimerkki tulevaisuudessa enemmän nähtävästä pienhöyryvoimalaitosteknologiasta on Woima Corporationin Wastewoima: modulaarinen sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitos, joka käyttää polttoaineena kiinteää yhdyskuntajätettä. Jäte poltetaan mekaanisella viistoarinalla, ja syntyneet savukaasut siirretään polttokammioon, jossa jäljellä olevat palamiskelpoiset kaasut palavat loppuun. Palamisesta saatava lämpö siirretään veteen lämmöntalteenottokattilassa, ja tulistettu höyry siirtyy höyryturbiinille 400 °C lämpötilassa ja 40 bar paineessa. Turbiini voi olla vastapaine- tai väliottolauhdutusturbiini. Turbiinilta saatava nettosähköteho on yhteistuotannossa 2,2 MWe, jolloin saatava lämpöteho on 10 MWth. Pelkästään sähköä tuottaessa ylletään 2,8–3,1 MWe:n nettosähkötehoon.

Laitoksessa on myös osana dieselgeneraattori, jota tarvitaan voimalan ylös ja alas ajamiseen. (Woima Corporation.) Laitoksen läpileikkaus on esitetty kuvassa 13.



Kuva 13. Woima Corporationin Wastewoima sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitos. (Woima Corporation.)

6 YHTEENVETO

Kandidaatintyössä kerrottiin pieneen höyryvoimalaan liittyvistä prosesseista ja kokoluokkaan perustuvista haasteista. Työssä pyrittiin näyttämään minkälaiset tekijät vaikuttavat laitoksen toimintaan ja tuottavuuteen. Työssä kävi ilmi, ettei pienissä laitoksissa yllätä yhtä suuriin sähköntuottohyötysuhteisiin kuin suuremmissa, ja että taloudellisesti järkevät pieneen kokoluokan höyryvoimalaitokset ovat käytännössä aina yhteistuotantolaitoksia. Selvitettiin, että polttotekniikkoina käytetään yleensä arina- ja kuplapetipolttua, ja että vesikiertojärjestelmät ovat yleensä luonnonkiertokattiloita. Työssä kävi myös ilmi, kuinka tuottava ja hyödyllinen laitosinvestointi on hyvin tapauskohtainen eikä helposti universaalisti määriteltävissä, ja kuinka muutokset esimerkiksi sähkön myyntihinnassa, polttoaineen hinnassa ja laitoksen käyttöajassa vaikuttavat laitoksen tuottavuuteen.

Jatkotutkimusta voisi tehdä esimerkiksi tekemällä laitoksen herkkyysoanalyysistä yksityiskohtaisemman ja laatimalla perusteellisen vertailun pienten höyryvoimalaitosten ja

muiden pientuotantoteknologioiden välillä. Myös yhteistuotantolaitoksen kannattavuutta verrattuna pelkkään kaukolämpölaitokseen voisi tutkia tarkemmin.

LÄHTEET

Alakangas Eija, Hurskanen Markus, Laatikainen-Luntama Jaana, Korhonen Jaana, 2016. Suomessa käytettävien polttoaineiden ominaisuuksia. VTT. Saatavilla: <https://www.vttresearch.com/sites/default/files/pdf/technology/2016/T258.pdf>

Belkhir Fethi, 2017. Soft-sensor design and dynamic model development for a biomass combustion power plant. Saatavilla: <https://publikationen.sulb.uni-saarland.de/bitstream/20.500.11880/26983/1/main.pdf>

Breeze Paul, 2019. Power Generation Technologies. Elsevier. ISBN 978-0-0810-2631-1

DOE, 2017. Overview of CHP Technologies. Saatavilla: https://www.energy.gov/sites/default/files/2017/12/f46/CHP%20Overview-120817_compliant_0.pdf

Dong Leilei, Liu Hao, Riffat Saffa, 2007. Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems – A literature review. Julkaistu kokoelmassa Applied Thermal Engineering 29, 2009. Elsevier.

EPA, 2007. Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies. Saatavilla: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/biomass_combined_heat_and_power_catalog_of_technologies_v.1.1.pdf

EPA, 2017. Catalog of CHP Technologies. Saatavilla: <https://www.epa.gov/chp/catalog-chp-technologies>

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2012/27/EU. Saatavilla: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/fi/TXT/?uri=CELEX:32012L0027>

Finlex 2019 [www-sivut]. [Viitattu 5.4.2021]. Saatavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2019/20190416>

Huhtinen Markku, 2000. Höyrykattilatekniikka. ISBN 951-37-3360-2

Huhtinen Markku , Korhonen Risto, Pimiä Tuomo, Urpalainen Samu, 2013.
Voimalaitostekniikka. ISBN 978-952-13-5426-7

Ihalainen Tanja, Niskanen Anssi, 2010. Kustannustekijöiden vaikutukset bioenergian tuotannon arvoketjussa. Saatavilla: <https://jukuri.luke.fi/handle/10024/536075>

Kaikko Juha, 2019. Voimalaitosopin perusteet. Luentomateriaali. LUT-yliopisto.

Kirjavainen Miikka, Sipilä Kari, Savola Tuula, Salomón Marianne, Alakangas Eija, 2004.
Small-scale biomass CHP technologies: situation in Finland, Denmark and Sweden. OPET report 12.

Komulainen Satu, 2012. Voimalaitoksen käytönaikaisen optimoinnin määrittely.

Saatavilla:

<https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/77207/Voimalaitoksen%20k%C3%A4yt%C3%B6naikaiksen%20optimoinnin%20m%C3%A4%C3%A4rittely.pdf?sequence=1>

Korhonen Timo, Hirvonen Petri, Rämetsä Jussi, Karjalainen Sirpa, 2021. Turvetyöryhmän loppuraportti. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 2021:24.

Kpa Unicon Biograte. [Verkkosivu]. [Viitattu 6.4.2021]. Saatavilla:

<https://www.kpaunicon.com/create/biomass/biograte/>

Saari Jussi, 2017. Improving the effectiveness and profitability of thermal conversion of biomass. Saatavilla: <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/146941>

Salomón Marianne, Savola Tuula, Martin Andrew, Fogelholm Carl-Johan, Torsten Fransson, 2011. Small-scale biomass CHP plants in Sweden and Finland. Julkaistu kokoelmassa Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, 2011. Elsevier

Sipilä Kari, Pursiheimo Esa, Savola Tuula, Fogelholm Carl-Johan, Keppo Ilkka, Ahtila Pekka, 2005. Small-scale biomass CHP Plant and District Heating. VTT. Saatavilla: <https://www.vttresearch.com/sites/default/files/pdf/tiedotteet/2005/T2301.pdf>

Suomen virallinen tilasto (SVT): Sähkön ja lämmön tuotanto [verkkojulkaisu]. ISSN=1798-5072. 2019, Liitetaulukko 1. Sähkön ja lämmön tuotanto tuotantomuodoittain ja polttoaineittain 2019. Helsinki: Tilastokeskus [viitattu: 4.4.2021]. Saatavilla: http://www.stat.fi/til/salatuo/2019/salatuo_2019_2020-11-03_tau_001_fi.html

Strzalka Rafal, Schneider Dietrich, Eicker Ursula, 2017. Current status of bioenergy technologies in Germany. Julkaistu kokoelmassa Renewable and Sustainable Energy Reviews 72, 2017. Elsevier

Tynjälä Tero, 2010. Teknillinen termodynamiikka. LUT-yliopisto. [Sähköinen opetusmateriaali]. [Viitattu: 2.4.2021].

Vakkilainen Esa, 2017. Steam generation from biomass. Construction and Design of Large Boilers. Elsevier. [Viitattu: 19.12.2018]. ISBN: 978-0-12-804389-9 (Sähköinen).

Valmet, 2016. BioPower – Modularized EPC Power Plants: Local CHP solutions to your specific needs. Saatavilla: <https://valmetsites.secure.force.com/solutionfinderweb/FilePreview?id=06958000007S8E5AAK>

Wikstén Ralf, 1996. Lämpövoimaproessit. ISBN 951-672-230-X

Woima Corporation. Wastewoima – The Modular Waste-to-Energy Power Plant. [Verkkosivu]. <https://woimacorporation.com/technical-solution/>

Nettonykyarvon laskennan esimerkki. Käytetään taulukkojen 3 ja 4 arvoja, pitoaika on 20 vuotta ja korko 5 %.

Polttoainetehto:

$$\Phi_{pa} = \frac{P_{el} + \Phi_{th}}{\eta_{kok}} = \frac{3,5MWe + 16MW}{0,865} = 22,54 MW, pa$$

Sähköntuottohyötysuhde, joka oletetaan vakioksi eri käyttöasteilla:

$$\pi_{el} = \frac{P_{el}}{\Phi_{pa}} = \frac{3,5MWe}{22,54MW, pa} = 0,155$$

Laitosinvestointi:

$$C_{inv} = 15\,000\,000\text{€}$$

Sähköntuotannon tuotto:

$$C_{el} = 44 \frac{\text{€}}{MWh, e} \cdot (3,5 MWe \cdot 1\,800h + 2,905 MWe \cdot 1\,400h + 2,345 MWe \cdot 1\,400h + 1,75 MWe \cdot 1\,400h) = 708\,400\text{€}$$

Lämmöntuotannon tuotto:

$$C_h = 50 \frac{\text{€}}{MWh, th} \cdot (16 MW \cdot 1\,800h + 13,28 MW \cdot 1\,400h + 10,72 MW \cdot 1\,400h + 8 MW \cdot 1\,400h) = 3\,680\,000\text{€}$$

Kiinteät käyttö ja kunnossapitokustannukset:

$$k_{kkp,k} = \frac{300\,000\text{€}}{3,5MWe} = 85,71 \frac{\text{€}}{kWe}$$

Kiinteät kustannukset:

$$k_k = \frac{k_{vakuutus} + k_{HR}}{P_{el}} + k_{kkp,k} = \frac{15000\text{€} + 388\,400\text{€}}{3,5MWe} + 85,71 \frac{\text{€}}{kWe} = 200,97 \frac{\text{€}}{kWe}$$

Polttoainekustannus:

$$k_{pa} = \frac{20 \frac{\text{€}}{MWh, pa}}{\pi_{el}} = \frac{20 \frac{\text{€}}{MWh, pa}}{0,155} = 128,82 \frac{\text{€}}{MWh, e}$$

Muuttuva kustannus:

$$k_m = k_{pa} + 1,5 \frac{\text{€}}{MWh, e} = 128,82 \frac{\text{€}}{MWh, e} + 1,5 \frac{\text{€}}{MWh, e} = 130,32 \frac{\text{€}}{MWh, e}$$

Kokonaiskäyttökustannus:

$$\begin{aligned}
 K_{tot} &= k_k \cdot P_{el} + k_m \cdot P_{el} \cdot \text{käyttöaika} \\
 &= 200,97 \frac{\text{€}}{\text{kWe}} \cdot 3500 \text{ kWe} + 130,32 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \cdot (3,5 \text{ MWe} \cdot 1800h \\
 &\quad + 2,905 \text{ MWe} \cdot 1400h + 2,345 \text{ MWe} \cdot 1400h + 1,75 \text{ MWe} \cdot 1400h) \\
 &= 2801538 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Laitosinvestoinnilta vuotuinen tuotto:

$$C_{tot} = C_{el} + C_h - K_{tot} = 708\,400\text{€} + 3\,680\,000\text{€} - 2\,801\,538\text{€} = 1\,586\,862\text{€}$$

Nykyarvotekijä, kun pitoaika on 20 vuotta ja korkokanta 5 %:

$$a = \frac{(i + 1)^n - 1}{(i + 1)^n \cdot i} = a = \frac{(0,05 + 1)^{20} - 1}{(0,05 + 1)^{20} \cdot 0,05} = 12,46$$

Nettonykyarvo NPV:

$$NPV = aC_{tot} - C_{inv} = 12,46 \cdot 1\,586\,862\text{€} - 15\,000\,000\text{€} = 4\,775\,803\text{€}$$

Laskennassa käytettyjen yhtälöiden lähde on Voimalaitosopin perusteet -kurssin luennot (Kaikko 2019).