

Saku Jussila

ENERGIAN KULUTUKSEN JA TUOTANNON KEHITTÄMISTOIMET JÄTEVEDENPUHDISTUKSESSA

Tekniikan ja luonnontieteiden tiedekunta
Diplomityö
Elokuu 2020

TIIVISTELMÄ

Saku Jussila: Energian kulutuksen ja tuotannon kehittämistoimet jätevedenpuhdistuksessa
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Ympäristö- ja energiatekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Elokuu 2020

Jätevedenpuhdistusprosessi kuluttaa paljon energiaa, mutta prosessissa jäteveden sisältämä kiintoaineksi sekä biologisessa prosessissa muodostuva bioliete saadaan suurimmaksi osaksi kerättyä talteen ja se on mahdollista mädättää anaerobisessa prosessissa biokaasuksi. Biokaasu voidaan polttaa energiantuotannossa lämmöksi ja/tai sähköksi, jolloin kaikkea jätevesiprosessin tarvitsemaa energiaa ei tarvitse tuoda prosessiin sen ulkopuolelta. Parhaimmillaan jätevedenpuhdistamo saattaa olla energiaomavarainen eli kaikki sen tarvitsema energia tuotetaan puhdistamon alueella. Tämän työn tavoitteena oli tutkia aktiivilieteprosessiin perustuvan ja anaerobista mädätystä hyödyntävän jätevedenpuhdistamon energiankulutusta ja -tuotantoa kokonaisuutena teknoekonomisesta näkökulmasta.

Työssä käytettiin alan kirjallisuuden lisäksi aineistona Jyväskylän Puhdistamo Oy:n Nenäinniemmen jätevedenpuhdistamon prosesseja ja mittausdataa vuosilta 2010–2019. Aineistoa analysoidiin jätevedenpuhdistuksessa käytettyjen parametrien sekä energiateknisten menetelmien avulla. Laskennassa hyödynnettiin taulukkolaskentaa.

Työn tulokset osoittivat, että sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitokseen investoinnin kannattavuuteen on kiinnitettävä huomiota. Laitteiston käyttöasteen eli tuotetun energian ja laitteiston tuotantokapasiteetin suhteen huomattiin olevan tärkeä investoinnin kannattavuuteen vaikuttava tekijä. Energiantuotantolaitteiston mitoituksen ja operointitavan on sovellettava käyttökohteeseen, jotta investointi maksaa itsensä takaisin suunnitellun pitoajan puitteissa. Jäteveden sisältämän kemiallisen energian lisäksi jätevedenpuhdistamolla voidaan hyödyntää aurinkoenergiaa aurinkosähköjärjestelmän avulla, mikäli puhdistamon alueella on riittävästi varjostamatonta katto- tai maapinta-alaa. Energiantuotantojärjestelmiin investomisen kannattavuuteen vaikuttaa Suomessa merkittävästi jätevedenpuhdistamoille edullinen veroton ostosähkön hinta. Raakabiokaasun markkinaehtoinen ulosmyynti ja lämmöntalteenotto jätevedestä osoittautuivat taloudellisesti kannattamattomiksi tekniikoiksi kohdepuhdistamolla, kun niitä verrattiin lämmön ja sähkön yhteistuotantoon. Yhteenvetona voidaan sanoa, että suuremmilla jätevedenpuhdistamoilla anaerobinen mädätys ja lämmöntuotanto omaan käyttöön on kannattavaa toimintaa. Sähköntuotantojärjestelmien osalta investointien kannattavuuteen ostosähköön verrattaessa on kiinnitettävä huomiota.

Avainsanat: jätevedenpuhdistus, energiatalous, biokaasu, energiankulutus, energiantuotanto

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck -ohjelmalla.

ABSTRACT

Saku Jussila: Development of energy consumption and production in wastewater treatment
Master of Science Thesis
Tampere University
Master's Degree Programme in Environmental and Energy Engineering
August 2020

Wastewater treatment is an energy intensive branch of industry. On the other hand wastewater sludge is being collected and it is possible to digest into biogas by the means of anaerobic digestion. Biogas can then be used as a fuel to produce heat and/or electricity. That way all the energy needed for the wastewater treatment process itself does not have to be brought in from outside sources. In the best case scenario a wastewater treatment plant can be energy self-sufficient, which means that all the energy it needs is produced within the plant. The aim of this study was to review and study the energy consumption and production of a wastewater treatment plant based on activated sludge process and using anaerobic digestion.

Research literature from the relevant fields were reviewed but the main material and data for the study came from Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy. Their wastewater treatment plant in Nenäinniemi, Jyväskylä was studied and historical measurement data from the years 2010-2019 was examined. The analyses were made mostly by energy technological methods, but also parameters from wastewater treatment were used. The data was analyzed with the help of spreadsheets.

From the results of this study it can be noted that investments in combined heat and power plants should be followed up later during the investment period. It was concluded that an utilization factor of the energy production plant, which is the ratio of the produced electricity compared to the capacity it could have generated, is an important factor regarding the profitability of the investment. Sizing and operating strategy of the plant must be suitable to the environment so that the investment can be profitable during the investment period. In addition to the chemical energy in wastewater, also alternative energy sources such as solar energy can be harvested. An installation of solar photovoltaic plant can be profitable, if suitable and large enough roof or ground surface for the installation is available. The investment profitabilities in Finland are affected by relatively cheap and tax-free electricity which is available for municipal wastewater treatment plants. Also market driven sales of raw biogas and heat recovery from treated wastewater were analyzed. Both of them proved to be unprofitable technologies at the subject plant, when compared to combined heat and power production.

Keywords: wastewater treatment, energy economics, biogas, energy consumption, energy production

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

ALKUSANAT

Suuret kiitokset Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy:lle mielenkiintoisesta diplomityön aiheesta sekä erityisesti Petri Tuomiselle ja Sonja Pyykköselle rakentavasta palautteesta ja työni ohjaamisesta oikeille raiteille. Suuret kiitokset myös puhdistamon muulle henkilökunnalle sekä Tampereen yliopiston puolesta diplomityötä ohjanneille Jukka Rintalalle ja Seppo Syrjälälle.

Haluan kiittää myös avopuolisoani Nataliaa, perhettäni ja ystäviäni kaikesta tuesta ja kannustuksesta diplomityöprosessin aikana.

Gdanskissa, 17. elokuuta 2020

Saku Jussila

SISÄLLYSLUETTELO

1	Johdanto	1
2	Teoreettinen tausta	3
2.1	Energiankulutus	3
2.2	Energiantuotanto	6
2.2.1	Yhdistetty lämmön- ja sähköntuotanto	6
2.2.2	Aurinkosähkö	8
2.2.3	Vesivoima	10
2.2.4	Lämmöntuotanto	11
2.2.5	Kaasukattilat	12
2.2.6	Lämmöntalteenotto jätevedestä	13
2.3	Energiaomavaraisuus	14
2.4	Biokaasun siirto ja jatkojalostus	15
2.5	Investointilaskelmat	17
3	Aineisto ja menetelmät	20
3.1	Jätevedenkäsittelyprosessi	21
3.2	Lietteenkäsittelyprosessi	22
3.3	Lupaehdot, tulokuormitus ja prosessissa poistettu kuorma	23
3.4	Energian tuotanto, kulutus ja jakelu	24
3.4.1	Aluelämpöverkko	25
3.4.2	Sähkönkulutus	27
3.4.3	Energiataseet	27
3.5	Mittaukset ja tietotekniset järjestelmät	30
3.6	Sähkön ostohinta ja tuotantokustannukset	32
3.7	Biokaasulaitoksen saneeraus	34
3.8	Lämmöntalteenotto puhdistetusta jätevedestä	35
3.9	Biokaasun siirto ja jatkojalostus	37
3.10	Aurinkosähköjärjestelmä	39
4	Tulokset	42
4.1	Lämmönkulutus ja -säästöpotentiaali	42
4.2	Sähkönkulutus ja -säästöpotentiaali	43
4.3	Energiantuotanto	46
4.4	Kokonaisenergiatase ja energiaomavaraisuus	48
4.5	CHP-investoinnin kannattavuus	49
4.5.1	Nykyarvomenetelmä	51
4.5.2	Annuiteettimenetelmä	52
4.5.3	CHP-laitoksen käyttöaste ja huipunkäyttöaika	53

5	Tulevaisuusskenaariot	56
5.1	Biokaasulaitoksen saneeraus	56
5.2	Biokaasun jalostettavaksi myyminen	58
5.3	Aurinkosähköjärjestelmä	60
5.4	Lämmöntalteenotto jätevedestä	62
6	Johtopäätökset	65
	Lähteet	69

KUVALUETTELO

2.1	Jätevedenpuhdistamon energiankulutuksen ja asukasvastineluvun suhteita alan tutkimuksista. Mukailtu lähteestä (Longo et al. 2016).	4
2.2	ORC-laitteiston yksinkertainen kytkentä kaasumoottorin yhteyteen. Mukailtu lähteestä (Vaja et al. 2010).	7
2.3	Lämpötilan vaikutus aurinkopaneelin jännitteeseen, tehoon ja virtaan. Mukailtu lähteestä (Haberlin et al. 2012).	10
2.4	Kaasukattilan LHV-perusteiset (vas.) ja HHV-perusteiset (oik.) hyötysuhteet savukaasun loppulämpötilan funktiona (Che et al. 2004; Lee et al. 2015)	13
2.5	Biokaasun jalostuslaitoksien spesifisiä investointikustannuksia (Hoyer et al. 2013).	16
3.1	Aluelämpöverkon ajokäyrä.	26
3.2	Yksinkertaistettu aluelämpöverkon lämmönjakokaavio.	30
3.3	Watrec Oy:n esityksen mukainen uusi lämmönjakojärjestelmä. Mukailtu lähteestä (Suvilampi 2020).	35
3.4	Käsitellyn jäteveden ja ilman lämpötilojen päiväkeskiarvot vuonna 2019.	36
3.5	Aurinkopaneelien suunniteltu aluelayout. Mukailtu lähteestä (Tuikka 2018).	41
4.1	Lämmönkulutuksen osuudet vuonna 2019.	43
4.2	Sähkönkulutuksen osuudet lokakuussa 2019.	44
4.3	Laitetyyppien osuudet sähkönkulutuksesta lokakuussa 2019.	45
4.4	Biokaasun käyttö puhdistamolla vuosina 2010-2019.	47
4.5	CHP-laitoksen hyötysuhteet vuosina 2010-2019.	48
4.6	Sankey-diagrammi puhdistamon energiavirroista vuonna 2019.	49
4.7	CHP-laitoksen vuotuiset nettorahavirrat absoluuttisesti ja kumulatiivisesti.	51
4.8	CHP-laitoksen diskontatut vuotuiset nettorahavirrat absoluuttisesti ja kumulatiivisesti.	52
4.9	Sähkön tuotantokustannuksen riippuvuus vuotuisen sähköntuotannon määrästä sekä ostosähkön hinta vuonna 2019.	53
4.10	Vaihtoehtoinen historia CHP-laitoksen diskontatuista nettorahavirroista 90 %:n käyttöasteella.	55
5.1	Kuukausittaiset lämmönkulutuksen keskitehot ja CHP-laitoksen lämmön-tuotantokapasiteetti vanhassa aluelämpöverkossa saneerauksen jälkeen.	57
5.2	Sankey-diagrammi puhdistamon laskennallisista energiavirroista biokaasulaitoksen saneerauksen jälkeen.	58
5.3	Ilmatieteen laitoksen säteilydataan perustuvat aurinkosähköjärjestelmän kuukausituotot.	61

5.4	PVGIS-järjestelmän näkymä aurinkosähköjärjestelmän tuottojen laskennan tuloksista.	61
5.5	Ferrosulfaatin vesien lämmitys 7.-8.10.2019.	63

TAULUKKOLUETTELO

2.1	Aktiivilieteprosessiin perustuvien jätevedenpuhdistamojen energiankulutuksia. Mukailtu lähteestä Maktabifard et al. (2018).	5
3.1	Haastatellut puhdistamon asiantuntijat.	21
3.2	Puhdistamon ympäristölupaehdot ja puhdistustulokset vuodelta 2019. Mukailtu lähteestä (Eurofins Ahma Oy 2020).	23
3.3	Jätevedenkäsittelyprosessissa vuonna 2019 poistetut ravinteet ja BOD-, COD- sekä OCP-määrät. Mukailtu lähteestä (Eurofins Ahma Oy 2020).	24
3.4	Lämmitettävät rakennukset ja niiden tilavuudet.	25
3.5	Aineistoon kerätyt puhdistamon prosessien sähkökäyttöiset laitteet.	27
3.6	Ostosähkön hinnan komponentit.	32
3.7	CHP-laitoksen investointikustannukset sekä käyttö- ja kunnossapitokustannukset.	33
3.8	Arvioidut kaukolämmön hinnan komponentit.	38
3.9	Lämmönkulutuksen perusteella arvioidut kaukolämmön hinnan komponentit.	38
3.10	Auringon kokonaissäteilyenergia 45 astetta kallistetulle pinnalle Jyväskylän olosuhteissa, yksikössä kWh/m ² (Jylhä et al. 2012).	39
4.1	Sähkönkulutuksen tunnuslukuja ja vertailuarvoja kirjallisuudesta.	45
4.2	Sähköntuotannon tulot ja menot vuosittain.	50
4.3	CHP-laitoksen käyttöasteet ja huipunkäyttöajat vuosina 2010–2019.	54
5.1	Arvio raakakaasun myynnin vaikutuksesta laitoksen energiatalouteen.	59

LYHENTEET JA MERKINNÄT

BOD	Biological Oxygen Demand (biologinen hapenkulutus)
CBG	Compressed Biogas (paineistettu biokaasu)
CHP	Combined Heat and Power (sähkön ja lämmön yhteistuotanto)
COD	Chemical Oxygen Demand (kemiallinen hapenkulutus)
COP	Coefficient Of Performance (lämpökerroin)
CSV	Comma Separated Values
HHV	Higher Heating Value (ylempi lämpöarvo)
LBG	Liquefied Biogas (nesteytetty biokaasu)
LHV	Lower Heating Value (alempi lämpöarvo)
OCP	Oxygen Consumption Potential
PE	Population Equivalent (asukasvastineluku)
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (kiinteäoksidipolttokenno)
STC	Standard Test Conditions
UV	Ultraviolet (ultravioletti)

t	Aika
E	Energia
η	Hyötysuhde
α	Ilmakerroin
n	Investoinnin pitoaika
i	Laskentakorkokanta
H	Lämpöarvo
T	Lämpötila
$\dot{Q}$	Lämpövirta
Q	Lämpömäärä
m	Massa
S	Nettorahavirta
c	Ominaislämpökapasiteetti

A	Pinta-ala
g	Putoamiskiihtyvyys
H	Putouuskorkeus
G	Säteilyteho
P	Sähköteho
ρ	Tiheys
X	Tilavuusosuus
$\dot{V}$	Tilavuusvirta
V	Tilavuus
W	Työ

1 JOHDANTO

Jätevedenpuhdistusprosessin tavoitteena on poistaa jätevedestä mahdollisimman paljon ravinteita ja orgaanista ainesta ennen kuin se lasketaan puhdistettuna luonnonvesistöön. Tavoitteen saavuttamiseksi jätevesi käy läpi monia puhdistusvaiheita, joihin liittyy erilaisia laitteita ja prosesseja. Aktiivilieteprosessiin perustuvien jätevedenpuhdistamojen energiankulutuksesta tavallisesti yli puolet kuluu biologisen vaiheen ilmastukseen kompressorien avulla (Maktabifard et al. 2018). Seuraavaksi suurin kuluttaja ovat yleensä erilaiset pumpput. Jätevedenpuhdistus onkin energiaintensiivinen yhdyskuntatekniikan ala. On arvioitu, että jopa yli viidesosa kuntien tarjoaman yhdyskuntatekniikan kuluttamasta energiasta käytettäisiin jätevedenpuhdistukseen (Gikas 2017).

Käytettävästä energiasta yleensä suurin osa ostetaan puhdistamon ulkopuolelta sähköinä. Jätevesi sisältää kuitenkin suuria määriä kemiallista energiaa, joka saadaan jätevedenpuhdistusprosessissa talteen primäärilietteenä esiselkeytyksestä ja sekundäärilietteenä aktiivilieteprosessista (Maktabifard et al. 2018). Lietejakeet yhdistetään sekalietteeksi ja yleensä varsinkin suuremmilla puhdistamoilla liete mädätetään biokaasulaitoksessa biokaasuksi. Syntyvä kaasu voidaan polttaa lämmöksi tai sähköksi ja näin vähentää ulkopuoliselta toimijalta hankittavan energian tarvetta. Yleisimmin käytettyjä tekniikoita ovat niin sanotut lämmön ja sähkön yhteistuotantolaitteistot, kuten kaasumoottori- tai kaasuturbiinilaitokset, joissa sähköntuotannon lisäksi syntyvä hukkalämpö saadaan otettua talteen. Kapasiteetiltaan suuremmat laitokset ovat investointikustannukseltaan kalliita hankintoja, joten niiden kannattavuutta ja operointimahdollisuuksia on analysoidava tarkasti. Parhaimmillaan jätevedenpuhdistamot voivat olla jopa energiaomavaraisia (Nowak et al. 2015; Wang et al. 2016), jolloin ne eivät tarvitse lainkaan ulkopuolista energiaa. Omavaraisuusastetta voidaan nostaa vähentämällä puhdistamon energiankulutusta esimerkiksi laitteistojen modernisoinneilla ja säädettävillä taajuusmuuttajakäyttöillä (Gandiglio et al. 2017). Toisaalta puhdistamon energiataloutta voidaan parantaa tehostamalla biokaasun tuotantoa ja optimoimalla sen käyttöä. Jätevesilietteen sisältämän kemiallisen energian lisäksi esimerkiksi aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää puhdistamolle asennettavan aurinkosähköjärjestelmän avulla.

Ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi tarvitaan vähäpäästöisiä, uusiutuvia energiaratkaisuja. Orgaanisesta aineksesta peräisin oleva biokaasu on erittäin vähäpäästöinen ja uusiutuvaksi luokiteltu polttoaine. Suomen hallitus haluaa Euroopan unionin mukana tukea biokaasun tuotantoa ja kaasuautojen käyttöönottoa. Liikenteen päästöjä on määrä vähentää noin 50 %:lla vuoteen 2030 mennessä vuoden 2005 tasosta. Keinoja tähän ovat muun

muassa kaasun jakeluinfrastruktuurin laajentaminen ja kaasuautojen määrän lisääminen. Tavoitteena on, että Suomessa olisi käytössä 50 000 kaasuautoa vuoteen 2030 mennessä. (Huttunen 2017)

Tässä työssä tutkitaan jätevedenpuhdistamon energiankulutusta ja -tuotantoa kokonaisuutena. Työn tavoitteena on kartoittaa etenkin jätevedenpuhdistuksen energiataloutta eli energiankulutusta ja -tuotantoa teknoekonomisesta näkökulmasta. Käytettyjä tutkimusmenetelmiä ovat kirjallisuusselvitys, asiantuntijahaastattelut ja tilastolliset analyysit. Työssä on kartoitettu muun muassa potentiaalisia energiansäästökohteita, lämpö- ja sähköenergiataseita sekä energiantuotantolaitteistojen operoinnin kehitysmahdollisuuksia. Jätevedenpuhdistamon energiankulutus- ja tuotantolukemia analysoidaan taulukkolaskennan avulla. Laskennassa käytetään jätevedenpuhdistukseen liittyvien parametrien, kuten sähkönkulutuksen tunnuslukujen lisäksi energiatekniikkaan liittyvää laskentaa sekä menetelmiä. Työn aihepiiri on jätevedenpuhdistuksen ja energiatekniikan rajapinnassa. Lisäksi sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksen kannattavuutta arvioidaan teknistaloudellisten investointilaskentamenetelmien avulla. Työn tuloksia tarkasteltaessa on tiedostettava, että jätevedenpuhdistamot ovat keskenään varsin erilaisia, joten tämän työn tulokset eivät ole yleistettävissä muiden jätevedenpuhdistamojen toimintaan sellaisenaan, vaan tarkemmat analyysit on tehtävä puhdistamokohtaisesti.

Työn aihepiiriin liittyvää teoriaa on esitelty luvussa 2. Tärkeimpänä aineistona työssä toimivat Jyväskylän Nenäinniemen jätevedenpuhdistamo ja sieltä kerätty mittausdata 2010-luvulta sekä etenkin vuodelta 2019. Aineisto on esitetty kirjallisuuskatsauksen jälkeen luvussa 3. Mittausdataan perustuvia tuloksia on esitetty luvussa 4. Luvussa 5 tarkastellaan tulevaisuudessa mahdollisia puhdistamon energiatalouteen vaikuttavia muutoksia, kuten biokaasulaitoksen saneerauksen vaikutusta puhdistamon energiataseisiin, lämmöntalteenottoa puhdistetusta jätevedestä, aurinkopaneelientään vaikutusta sekä biokaasun jalostettavaksi myymisen kannattavuutta.

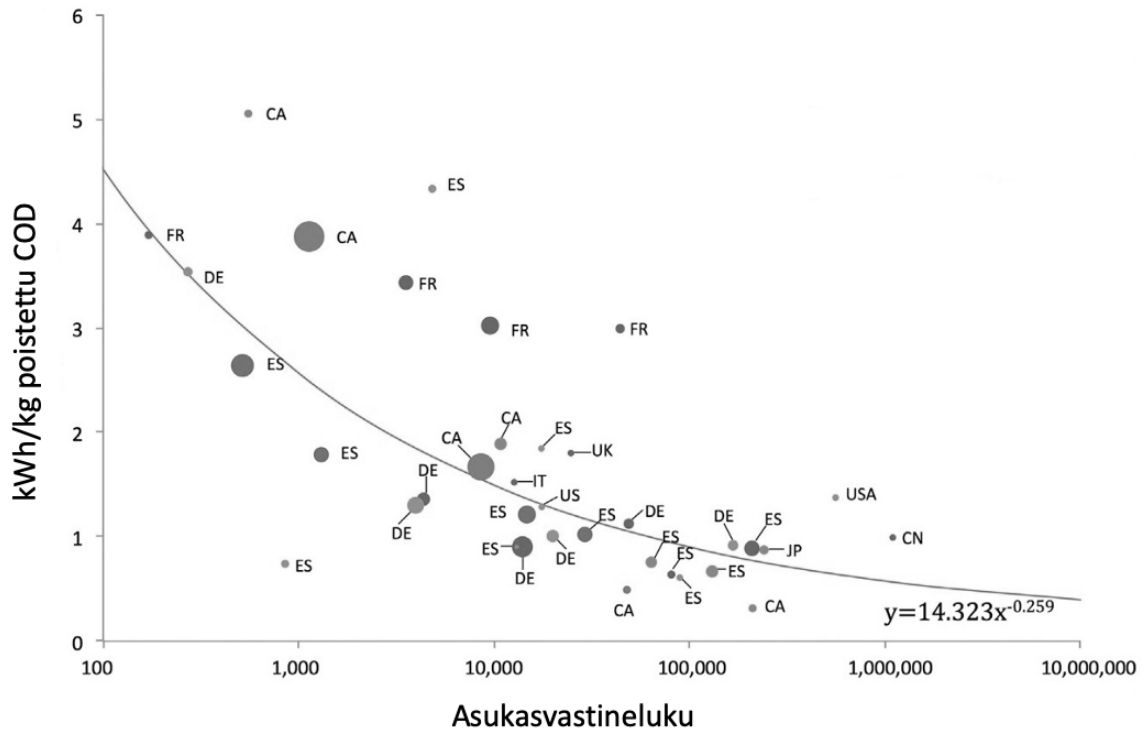
2 TEOREETTINEN TAUSTA

Jätevedenpuhdistus ja lietteenkäsittely kuluttavat suuria määriä energiaa, etupäässä sähköä (Chae et al. 2013). On arvioitu, että jätevedenpuhdistuksen osuus kuntien tarjoaman yhdyskuntatekniikan energiankulutuksesta olisi yli 20 % (Gikas 2017). Toisaalta käsittelemätön jätevesi sisältää merkittäviä määriä kemiallista energiaa, lämpöenergiaa ja liikeenergiaa, joita voidaan ottaa talteen ja hyödyntää erilaisten tekniikoiden avulla (Maktabifard et al. 2018).

Uusien tekniikoiden lisäksi myös vanhojen prosessien energiatehokkuuden kehittäminen on tärkeää energiankulutuksen leikkaamiseksi. Energiaa talteenotettaessa ja prosessien energiatehokkuutta parannettaessa kunnalliset toimijat voivat samalla leikata merkittäviä määriä paikallisia kasvihuonekaasupäästöjä (Wang et al. 2016). Kasvihuonekaasupäästöjen vähentämisen lisäksi energiankulutuksen leikkaaminen on myös taloudellista, ja vaikka energiantuotantolaitteistoihin investoiminen on verrattain kallista, laitteistot maksavat kuitenkin tavallisesti itsensä takaisin ainakin suurilla jätevedenpuhdistamoilla (Wang et al. 2016). Tässä luvussa on esitelty yleisimpiä alan kirjallisuudessa esitettyjä tekniikoita ja tunnuslukuja liittyen energian tuotantoon ja kulutukseen jätevedenpuhdistuksessa.

2.1 Energiankulutus

Sähköä käytetään jätevedenpuhdistamoilla paljon, ja sähkönkulutuksen mittaaminen eri parametreihin suhteutettuna on tärkein työkalu puhdistamon energiatehokkuuden arvioimisessa. Yleisimmät alan tutkimuksissa käytetyt tunnusluvut ovat sähköenergiankulutus tulevaa jätevesimäärää kohden sekä sähköenergiankulutus puhdistamon asukasvastinelukua PE (Population Equivalent) kohden (Longo et al. 2016). Se on biologisesti hajoavan kuormituksen mittayksikkö, joka vastaa keskimääräistä yhden henkilön vuorokaudessa tuottamaa biologista kuormitusta (Laitinen et al. 2014). Seuraavaksi yleisimmät tunnusluvut ovat Maktabifard et al. kirjallisuuskatsauksen (2018) mukaan sähköenergiankulutus poistettua kemiallista hapenkulutusta COD (Chemical Oxygen Demand) ja poistettua biologista hapenkulutusta BOD (Biological Oxygen Demand) kohden. Näillä suureilla kuvataan jäteveeseen liuenneen orgaanisen aineksen hajottamiseen tarvittavan hapen määrää. Poistettuun orgaaniseen kuormitukseen suhteutetun energiankulutuksen ja puhdistamojen asukasvastineluvun välistä suhdetta on visualisoitu kuvassa 2.1. Siinä pallon koko kuvaa tutkimusotoksen suuruutta ja kirjainyhdistelmä tutkimuksen kohteena



Kuva 2.1. Jätevedenpuhdistamon energiankulutuksen ja asukasvastineluvun suhteita alan tutkimuksista. Mukailtu lähteestä (Longo et al. 2016).

olleen jätevedenpuhdistamon sijaintivaltiota. Suomessa käytetään tunnuslukuna myös sähkönkulutusta

poistettua OCP-tonnia (Oxygen Consumption Potential) kohden (Laitinen et al. 2014; HSY 2019). OCP-indeksi kuvaa vesistöön johdettujen jätevesien orgaanisen aineen, typen ja fosforin hapentarvetta eli kuormitusta luonnonvesissä (Laitinen et al. 2014). Se voidaan laskea kaavan 2.1 mukaisesti (HSY 2019):

$$OCP = BOD_{7ATU} + 18N_{kok} + 100P_{kok}, \quad (2.1)$$

jossa BOD_{7ATU} on biologisen hapenkulutuksen määrä, N_{kok} on kokonaistypen määrä ja P_{kok} on kokonaifosforin määrä. Alan tutkimuksissa (Laitinen et al. 2014; Longo et al. 2016; Maktabifard et al. 2018) on yleisesti todettu, että puhdistamon koko korreloi energiatehokkuuden kanssa, eli samanlaiseen puhdistustulokseen päästään suuremmilla puhdistamoilla huomattavasti pienemmällä sähkönkulutuksella kuin pienemmillä puhdistamoilla. Eri tunnuslukujen laskentaperiaatteet on esitetty seuraavassa:

$$TL_V = \frac{\text{Sähköenergiankulutus (kWh)}}{\text{Tuleva jätevesi (m}^3\text{)}} \quad (2.2)$$

$$TL_{PE} = \frac{\text{Sähköenergiankulutus (kWh)}}{\text{Asukasvastineluku (PE)}} \quad (2.3)$$

$$TL_{COD} = \frac{\text{Sähköenergiankulutus (kWh)}}{\text{Poistettu COD (kg)}} \quad (2.4)$$

$$TL_{BOD} = \frac{\text{Sähköenergiankulutus (kWh)}}{\text{Poistettu BOD (kg)}} \quad (2.5)$$

$$TL_{OCP} = \frac{\text{Sähköenergiankulutus (kWh)}}{\text{Poistettu OCP (t)}} \quad (2.6)$$

Longo et al. (2016) kritisoivat tunnuslukujen soveltumattomuutta universaaliin vertailuun, sillä erityyppisillä puhdistamoilla prosessit ovat hyvin erilaisia. Lisäksi kaksi käytetyintä tunnuslukua eli tulevan jäteveden määrään ja asukasvastinelukuun suhteutetut energiankulutukset eivät ota huomioon puhdistustulosta eli prosessissa poistetun kuormituksen määrää. Jätevedenpuhdistusprosessin eri vaiheet ovat energiantensiteetiltään hyvin erilaisia. Perinteiseen aktiivilieteprosessiin perustuvilla puhdistamoilla ilmastukseen käytetään tavallisesti yli puolet kaikesta kulutetusta sähköstä (Maktabifard et al. 2018). Taulukossa 2.1 on esitelty osaprosessien osuuksia tutkittujen jätevedenpuhdistamojen sähkökulutuksesta.

Taulukko 2.1. Aktiivilieteprosessiin perustuvien jätevedenpuhdistamojen energiankulutuksia. Mukailtu lähteestä Maktabifard et al. (2018).

	Sähkönkulutus kWh/m ³	Ilmastus %	Lietteenkäsittely %	Pumppaus %	Muu %
Vaihteluväli	0,26-0,89	42-77	5-31	5-30	5-35
Keskiarvo	0,44	56	18	14	18

Ilmastus ja pumppaus ovat suurimpia sähkönkuluttajia jätevedenpuhdistamoilla. Etenkin pumppujen energiankulutusta voidaan laskea jopa puoleen nimelliskulutuksesta hyödyn-tämällä kierroslukusäätöä ja älykästä ohjausta (Gandiglio et al. 2017). Käytännössä tämä toteutetaan yleensä taajuusmuuttajan avulla, joka on kustannustehokas keino vähentää energiankulutusta ja investointi maksaa usein itsensä takaisin 1–5 vuodessa kohteesta riippuen (Maktabifard et al. 2018). Myös ilmastuksessa älykäs ohjaus on tärkeää hyvän energiatehokkuuden saavuttamiseksi. Liuenneen hapen pitoisuuden tarkkailu on pohja kaikille älykkäille ilmastuksen ohjausjärjestelmille ja sillä saavutetaan 25–40 % energian-säästö käsin ohjattuihin järjestelmiin verrattuna (Maktabifard et al. 2018). Lisäksi kehitty-neemmissä ohjausjärjestelmissä voidaan optimoida ilmastusta seuraamalla ammonium-typen ja nitraattien pitoisuuksia sekä jäteveden lämpötilaa (Maktabifard et al. 2018).

Sähköenergian lisäksi jätevedenpuhdistamoilla kuluu lämpöä etenkin lietteen lämmityk-seen anaerobisen mädätyksen yhteydessä (Gandiglio et al. 2017). Kylmissä ilmastoissa lämpöä kuluu myös puhdistamoalueen rakennusten lämmitykseen sekä joissain tapauk-sissa muihin jätevedenpuhdistusprosessin kohteisiin.

2.2 Energiantuotanto

Energiantuotannossa hyötysuhdetta merkitään usein kreikkalaisella kirjaimella η ja sen laskenta voidaan esittää yleisessä muodossa seuraavasti (Saidur et al. 2010):

$$\eta = \frac{\text{Tuotettu energia}}{\text{Käytetty energia}} \quad (2.7)$$

Mille tahansa energiantuotantolaitokselle voidaan laskea käyttöaste, joka tarkoittaa toteutuneen energiantuotannon suhdetta teoreettiseen maksimituotantoon, joka voitaisiin saavuttaa mikäli tuotantolaitos kävisi koko vuoden nimellistehollaan (Kara et al. 2004). Se voidaan siis laskea seuraavasti:

$$\text{Käyttöaste (\%)} = \frac{\text{Tuotettu energia}}{\text{Teoreettinen maksimituotanto}} \times 100\% \quad (2.8)$$

Voimalaitosmaailmassa samaa asiaa kuvataan usein huipunkäyttöajalla, joka saadaan jakamalla tuotetun energian määrä laitoksen nimellisteholla. Se siis kertoo, kuinka monta tuntia laitos on käynyt nimellistehollaan tietyn ajanjakson (yleensä vuoden) aikana (Kara et al. 2004). Huipunkäyttöaika voidaan laskea seuraavasti:

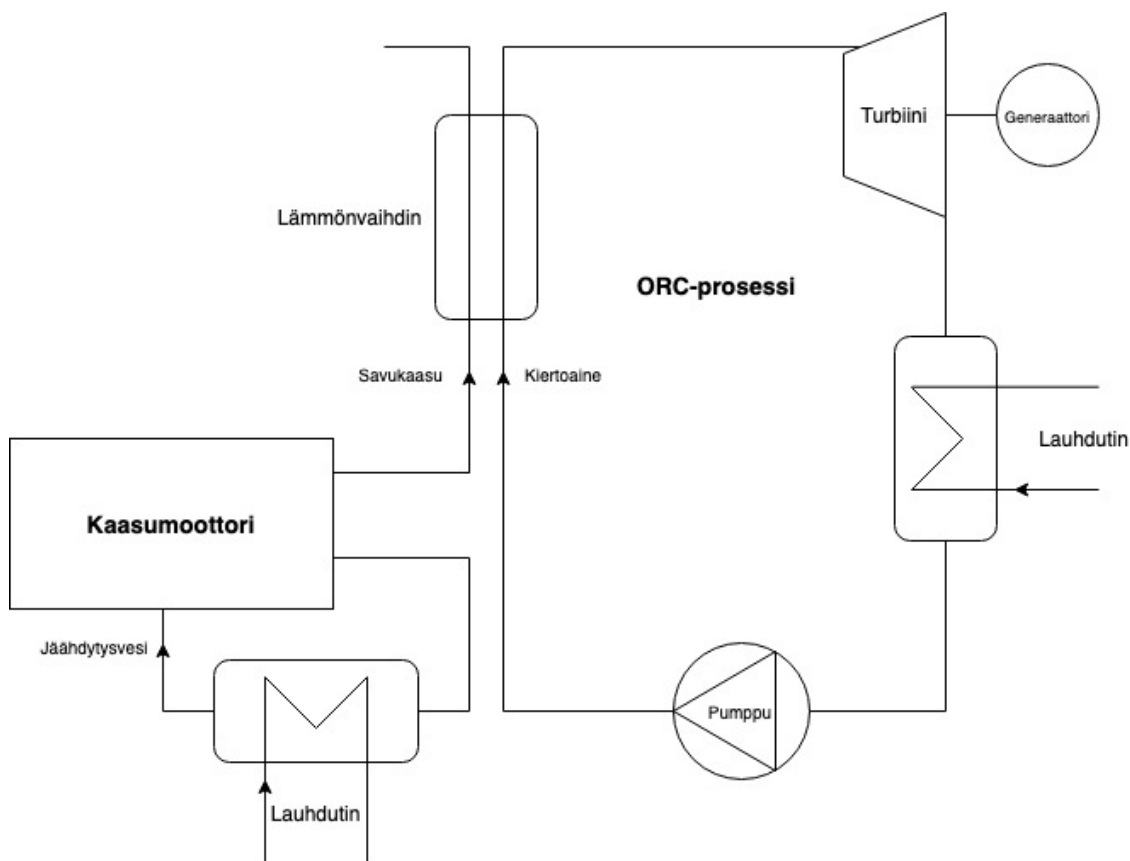
$$\text{Huipunkäyttöaika (h)} = \frac{\text{Tuotettu energia}}{\text{Laitoksen nimellisteho}} \quad (2.9)$$

Jätevedenpuhdistamoilla käytetyt energiamuodot ovat sähkö ja lämpö, joita tuotetaan erilaisilla tekniikoilla ja laitteistoilla. Seuraavissa alaluvuissa on esitelty yleisimpiä jätevedenpuhdistamoilla käytettyjä energiantuotantomuotoja.

2.2.1 Yhdistetty lämmön- ja sähköntuotanto

Yhdistetty lämmön- ja sähköntuotanto eli CHP (Combined Heat and Power) on nimitys erilaisille tekniikoille, joissa polttoainetta muutetaan sähköksi ja lämmöksi. Sähkö on päämääräinen tuotantohyödyke, mutta sivutuotteena syntyvää hukkalämpöä otetaan talteen, jotta polttoaineen energiasisältö saadaan hyödynnettyä mahdollisimman tehokkaasti. Jätevedenpuhdistamoilla syntyvää biokaasua hyödynnetään CHP-tuotannossa tavallisimmin (mikro)kaasuturbiinien, höyryturbiinien, kaasumoottoreiden ja polttokennojen avulla (Gude 2015). Näistä kaasumoottorit ja mikrokaasuturbiinit ovat käytetyimmät tekniikat, ja niiden sähköntuotannon hyötysuhde on 25–45 % laitoksen koosta riippuen (Gandiglio et al. 2017). Yleensä sähköntuotannon hyötysuhde on suuremmilla laitoksilla korkeampi kuin pienemmillä.

Matalalämpötilaisia lämmönlähteitä hyödyntävä ORC-prosessi (Organic Rankine Cycle) on tekniikka kaasumoottoreiden ja -turbiinien sekä teollisuuden hukkalämmön hyödyntämiseen (Baccioli et al. 2019). Kaasumoottoreiden ja -turbiinien kanssa soveltamista suositellaan laitteistoihin, joiden sähköteho on yli 300 kW (Pöschl et al. 2010). ORC-tekniikka



Kuva 2.2. ORC-laitteiston yksinkertainen kytkentä kaasumoottorin yhteyteen. Mukailtu lähteestä (Vaja et al. 2010).

perustuu höyryprosessin kaltaiseen kiertoprosessiin, mutta korkealämpötilaisen vesihöyryn sijaan kiertoaineena on matalalämpötilainen orgaaninen aine, kuten pentaani tai tolueni (Maaskola et al. 2014). Kiertoaine höyrystyy lämmönlähteen vaikutuksesta ja paisuu turbiinissa, jolloin saadaan talteen höyryn tekemää työtä sähköenergiana. Kiertoaineiden erilaisten ominaisuuksien takia suunnittelussa tulee valita kohteeseen soveltuva kiertoaine, jolloin prosessin hyötysuhde ja taloudellisuus voidaan optimoida (Benato et al. 2017). Orgaanisilla kiertoaineilla pystytään hyödyntämään lämpötilaltaan jopa alle 100 °C:n lämmönlähteitä, laitoksen rakenne on yksinkertainen ja tekniikka skaalautuu hyvin pieniin kokoluokkiin (Maaskola et al. 2014). Vaja et al. tutkimuksen (2010) mukaan jopa 12 %-yksikön nousu energiantuotannon kokonaishyötysuhteeseen on mahdollinen. Kaasumoottorin yhteyteen kytketty ORC-laitteisto hyödyntää yksinkertaisimmillaan ainoastaan savukaasujen hukkalämpöä, jolloin kytkentä on kuvan 2.2 mukainen. Monimutkaisemmat kytkennät ja rekuperaatioprosessit ovat mahdollisia hyötysuhteen nostamiseksi (Vaja et al. 2010).

Gandiglio et al. tekemän kirjallisuuskatsauksen (2017) mukaan monissa alan tutkimuksissa on huomattu polttokennojen potentiaali CHP-tuotannossa. Etenkin SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) kiinteäoksidipolttokennoilla on mahdollista saavuttaa korkeita 50–60 % sähköntuotannon hyötysuhteita (Gandiglio et al. 2017). SOFC-polttokennot ovat myös skaalattavissa pienistä sähkötehoista 10 kW:n järjestelmistä satojen kilowattien järjestelmiin.

Muita polttokennotekniikan hyötyjä ovat ajonaikainen tehonsäätö sekä minimaaliset päästöt (rikin ja typen oksidit, pienhiukkaset) ilmakehään (Gandiglio et al. 2017). Haittapuolena SOFC-polttokennoon syötettävän kaasun puhtausvaatimus (siloksaanit, rikkiyhdisteet, halogeenit) on hyvin korkea (Madi et al. 2015), joten se vaatii hienostuneempaa puhdistustekniikkaa polttomoottori- tai kaasuturbiinikäyttöihin verrattuna.

EU-rahoitteisessa DEMOSOFC-projektissa on Torinon jätevedenpuhdistamolle Italiassa asennettu Euroopan ensimmäinen biokaasua hyödyntävä teollisuuskokoluokan SOFC-polttokennojärjestelmä. Se koostuu kolmesta sähköteholtaan 58 kW:n polttokennosta (kokonaissähköteho 174 kW), joista ensimmäinen on ollut käytössä vuodesta 2017 ja yhteensä käyttötunteja on kertynyt yli 5600 h. Polttokennot ovat käyneet luotettavasti eikä suuria vikoja tai puutteita ole havaittu. Mitattu sähköhyötysuhde on vaihdellut välillä 50–55 % ja lämpöhyötysuhde on ollut keskimäärin 39 %. Laitteiston keskimääräinen kokonaishyötysuhde on ollut 81 %. Projekti jatkuu ja sen tavoitteena on tarkastella laitteiston toimintaa ja taloudellisuutta pitkällä aikavälillä. (Gandiglio et al. 2020)

2.2.2 Aurinkosähkö

Yleensä jätevedenpuhdistamot eivät ole energiaomavaraisia, vaikka biokaasun energiasisältöä hyödynnettäisiin CHP-tuotannon avulla sähköksi ja lämmöksi (Gandiglio et al. 2017). Aurinkosähköä voidaan hyödyntää ulkoisena energiantuotantomuotona, joka parantaa puhdistamon omavaraisuusastetta. Aurinkoenergiaa hyödyntämällä voidaan myös vähentää suuria määriä hiilidioksidipäästöjä, kun verrataan esimerkiksi fossiilisilla polttoaineilla tuotettuun sähköön (Maktabifard et al. 2018). Aurinkopaneelit hyödyntävät siis auringon säteilyenergiaa, jota on hyödynnettävissä erilaisia määriä riippuen aurinkosähköjärjestelmän maantieteellisestä sijainnista (Haberlin et al. 2012). Suomen olosuhteissa vuotuisen säteilyn määrä painottuu kesäaikaan huhti-syyskuulle.

Aurinkopaneelien yhteydessä hyötysuhteella tarkoitetaan talteen saatavan sähköenergian ja auringon säteilyn sisältämän energian suhdetta. Aurinkopaneelimuodulin hyötysuhde määritetään laboratoriossa STC-olosuhteissa (Standard Test Conditions), jossa paneelille osuvan säteilyn voimakkuus on 1000 W/m^2 , lämpötila on 25°C ja auringon spektri on normitettu ilmamassalle 1,5 (aurinko on $41,81^\circ$ horisontin yläpuolella) (Haberlin et al. 2012). Tällöin moduulista saatava sähköteho voidaan mitata, ja hyötysuhde laskea seuraavasti:

$$\eta_m = \frac{P_m}{A_m G_s}, \quad (2.10)$$

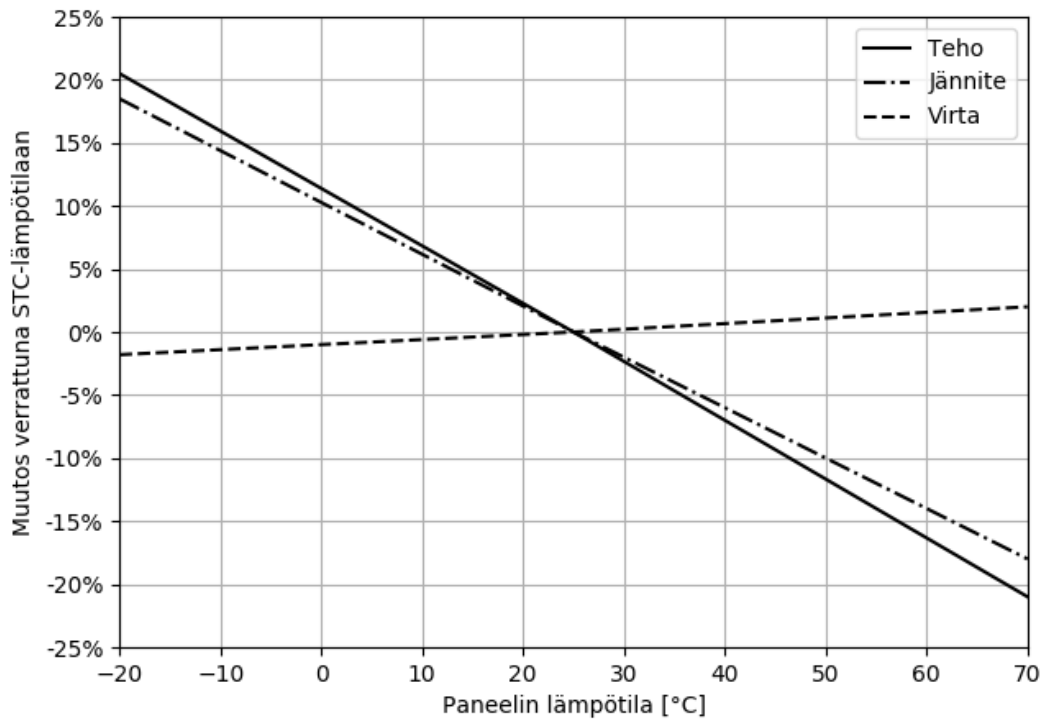
jossa P_m on moduulin teoreettinen maksimiteho eli piikkiteho, G_s on säteilyn teho pinta-alaa kohden ja A_m on moduulin pinta-ala. Aurinkopaneeleissa hyödynnetään monia eri tekniikoita, joista käytetyimpiä ja tuotantokustannuksiltaan edullisimpia ovat piipohjaiset yksikidekennot ja monikidekennot (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems 2020).

Aurinkopaneelien hyötysuhteet ovat nousseet sekä laboratoriossa että kaupallisesti saatavilla olevissa paneeleissa, samaan aikaan kun moduulien hinnat ovat laskeneet. Piipohjaisten paneelien hyötysuhteet olivat vuonna 2018 keskimäärin tasolla 17 % (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems 2020). Vuonna 2020 Suomessa saatavilla on moniki-depaneeleja, joiden teoreettiset hyötysuhteet ylittävät 20 %:n tason (Jiangsu SunLink PV Technology Co. Ltd. 2020). Tämän teoreettisen moduulihyötysuhteen lisäksi huomioon on otettava lukuisia ympäristökijöitä, kuten auringonsäteilyn voimakkuus (pilvisyys), säteilyn ja paneelin kohtaamiskulman vaikutus eli paneelin suuntaus aurinkoon nähden sekä paneelin lämpötila (Haberlin et al. 2012). Paneelin lämpötilan noustessa sen tuottama virta kasvaa hieman, mutta sen tyhjäkäyntijännite laskee huomattavasti enemmän. Tämän seurauksena paneelin hyötysuhde laskee paneelin lämmitessä ja vastaavasti nousee paneelin jäähtyessä (Haberlin et al. 2012). Suomen viileissä olosuhteissa ilmiöllä on positiivinen vaikutus verrattuna esimerkiksi Keski-Eurooppaan, jossa ilmasto on lämpimämpi (Väisänen et al. 2019). Lämpötilan vaikutusta paneelin tehontuottoon on havainnollistettu kuvassa 2.3. On myös otettava huomioon, että jätevedenpuhdistamojen laitteistot toimivat vaihtojännitteellä, joten tasavirta on muunnettava vaihtosuuntaajalla eli invertterillä vaihtovirraksi. Nykyaikaisten vaihtosuuntaajien hyötysuhde on luokkaa 90–97 % laitteen koosta riippuen (Haberlin et al. 2012). Koko aurinkopaneelijärjestelmän hyötysuhde voidaan laskea tuotetun vaihtosähköenergian E_{AC} avulla seuraavasti:

$$\eta_{sys} = \frac{E_{AC}}{A_{kok} E_{st}}, \quad (2.11)$$

jossa A_{kok} on järjestelmän paneelien kokonaispinta-ala ja E_{st} pinnalle saapunut auringon kokonaissäteilyenergia pinta-alaa kohden. Systeemin mitatuksi kokonaishyötysuhteeksi on saatu vuonna 2014 Etelä-Norjan olosuhteissa 12 %, joskin käytettyjen paneelien teoreettiset hyötysuhteet olivat ainoastaan välillä 13–15 % (Adaramola et al. 2015). Myös Irlannissa vuonna 2009 saavutettiin 12,6 %:n mitattu systeemihyötysuhde 17 %:n paneelihyötysuhteella (Ayompe et al. 2011). Ayompe et al. toteavat tutkimuksessaan myös, että pohjoiset tuuliset olosuhteet ja matala vuotuinen ilman lämpötila parantavat systeemien kokonaishyötysuhteita, jotka ovat korkeampia kuin Etelä-Euroopassa suoritetuissa tutkimuksissa saavutetut systeemihyötysuhteet.

Muun Pohjois-Euroopan tapaan myöskään Suomessa säteilyolosuhteet eivät ole STC-olosuhteiden tasoa. Väisänen et al. tutkimuksen (2019) mukaan Jyväskylän olosuhteissa etelään suunnatulle 40° kallistetulle pinnalle saapuva säteily ylittää STC-olosuhteiden mukaisen intensiteetin 1000 W/m² vain 84 tuntia vuodessa. Lisäksi suurin osa näistä tunteista osuu kesäajalle, jolloin paneelin lämpötila on yli STC-olosuhteiden 25 °C ja aiheutuu lämpötilahäviöitä. Optimaalinen kiinteä kallistuskulma aurinkopaneelille säteilyn kannalta Etelä-Suomen olosuhteissa on 45 astetta (Väisänen et al. 2019). On kuitenkin otettava myös huomioon, että kallistuskulman kasvattaminen pidentää paneelien varjoja ja näin ollen seuraava paneelirivi on sijoitettava kauemmas edellisestä (Väisänen et al. 2019). Näin myös samalle aurinkopaneelien määrälle tarvittava asennuspinta-ala kasvaa. Asennuskulman korotus lisää myös tuulen paneelisiin kohdistamia voimia, jolloin



Kuva 2.3. Lämpötilan vaikutus aurinkopaneelin jännitteeseen, tehoon ja virtaan. Mukailtu lähteestä (Haberlin et al. 2012).

perustuksia ja asennustelineitä joudutaan vahvistamaan ja asennuskustannus nousee vastaavasti (Väisänen et al. 2019).

2.2.3 Vesivoima

Vesivoiman hyödyntäminen jätevedenpuhdistuksessa on suhteellisen harvinaista. Syitä tähän ovat jätevedenpuhdistamojen pienet putouskorkeudet, virtaaman ajalliset vaihtelut sekä veden epäpuhtaudet, jotka vaikuttavat turbiinin toimintaan (Maktabifard et al. 2018). Vesivoimalan suunnittelussa kaksi tärkeintä parametria ovat käytettävissä oleva putouskorkeus H sekä virtaama $\dot{V}$. Näiden parametrien avulla voidaan selvittää vesivoimalan teoreettinen nimellisteho P_t seuraavasti (Chae et al. 2015):

$$P_t = \rho g \dot{V} H \eta_t \eta_g, \quad (2.12)$$

jossa ρ on veden tiheys, g on putoamiskiihtyvyys, η_t on turbiinin hyötysuhde ja η_g on generaattorin hyötysuhde. Vesivoimalasta saadaan siis sitä enemmän tehoa, mitä suurempi tilavuusvirta on käytettävissä ja mitä suurempi putouskorkeus on hyödynnettävissä. Ajallinen vaihtelu tilavuusvirrassa saattaa aiheuttaa ongelmia vesivoimalan käytössä. Chae et al. esittävät tutkimuksessaan (2015), että turbiini säädettävällä lapakulmalla parantaa voimalan käyttöastetta, kokonaishyötysuhdetta ja kannattavuutta huomattavasti. He

onnistuivat hyödyntämään Kiheung Respian jätevedenpuhdistamolla Etelä-Koreassa sijaitsevalla laitteistollaan (putousskorkeus 4,3 m ja mitoitusvirtaama 30 000 m³/d) vuotuisesta virtaamasta 95,8 % ja tuottamaan vuoden aikana 68 MWh sähköenergiaa, joka vastaa 0,8 % puhdistamon vuotuisesta sähkökulutuksesta. Wienin jätevedenpuhdistamolla Itävallassa (putousskorkeus 5 m ja virtaama 560 000 m³/d) tuotetaan vuodessa 1500 MWh sähköenergiaa, joka vastaa 2,6 % puhdistamon vuotuisesta sähkökulutuksesta (Gude 2015). Power et al. tutkimuksen (2014) mukaan uusien vesivoimalaitosten taloudellisuus ja takaisinmaksuaika riippuvat huomattavasti paitsi hyödynnettävissä olevasta kapasiteetista, myös paikallisesta sähköenergian hinnasta. Ison-Britannian ja Irlannin jätevedenpuhdistamoja käsittelevässä tutkimuksessaan Power et al. (2014) laskivat laitteistojen takaisinmaksuaikojen olevan 3–24 vuotta riippuen käytettävissä olevasta putousskorkeudesta ja virtaamasta.

2.2.4 Lämmöntuotanto

Lämmöntuotannossa tuotetun lämmön määrää on arvioitava laskelmilla. Usein mittaus-tietoina ovat saatavissa lämmitettävän aineen lämpötilatasot sekä massa, tilavuus tai ti-lavuusvirta. Kun massa on tunnettu, aineen lämmittämiseen vaadittava lämpömäärä voi-daan laskea kaavalla 2.13 (Young et al. 2012):

$$Q = mc_p\Delta T, \quad (2.13)$$

jossa Q on tarvittava lämpömäärä, m on lämmitettävän aineen massa, c_p on lämmitettä-vän aineen ominaislämpökapasiteetti vakiopaineessa ja ΔT lämpötilan muutos asteina. Mikäli aineen tilavuus V on tunnettu massan sijaan, voidaan hyödyntää tilavuuden, mas-san ja tiheyden ρ välistä yhteyttä $m = \rho V$ (Young et al. 2012) jolloin kaava 2.13 voidaan esittää muodossa:

$$Q = \rho V c_p \Delta T. \quad (2.14)$$

Lisäksi lämmön siirtymistä esitetään usein lämpövirtana tai -tehona $\dot{Q}$, joka on lämpö-määrä aikayksikköä kohden yksikössä J/s = W. Usein prosessitekniikassa aineet ovat virtaavassa liikkeessä, jolloin niiden virtaus aikayksikköä kohden esitetään massa- tai ti-lavuusvirtana. Tilavuusvirran avulla laskettuna prosessin siirtämä lämpövirta voidaan las-kea seuraavasti:

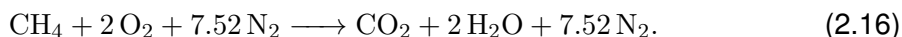
$$\dot{Q} = \rho \dot{V} c_p \Delta T, \quad (2.15)$$

jossa $\dot{V}$ on tilavuusvirta yksikössä m³/s. Seuraavissa alaluvuissa on esitelty lämmöntuo-tannossa hyödynnettäviä tekniikoita.

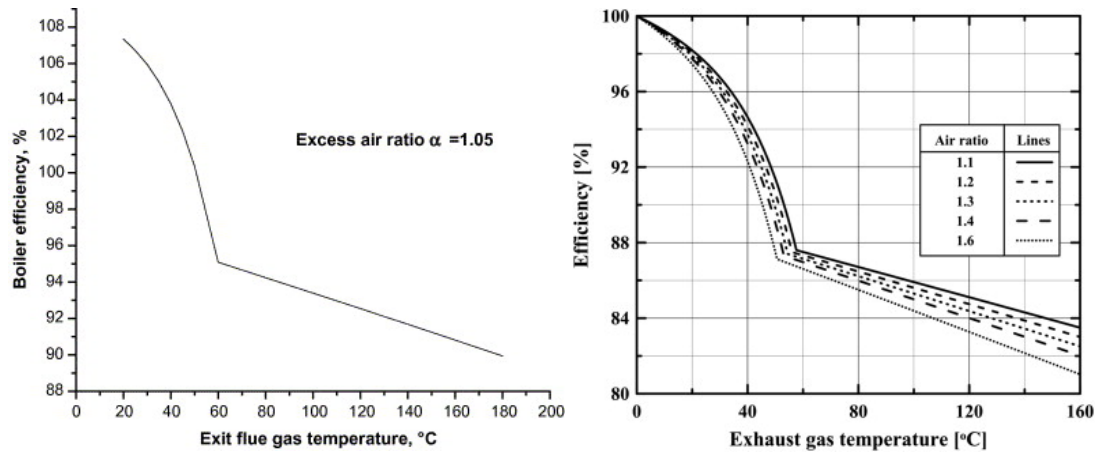
2.2.5 Kaasukattilat

Kaasukäytössä niin kutsutut kondenssikattilat ovat korvanneet perinteiset kondensoimatomat kattilat (Che et al. 2004). Kondenssikattiloissa hyötysuhde saattaa nousta laskutavasta riippuen teoreettisesti jopa yli 110 prosentin. Tämä johtuu siitä, että perinteisissä kattiloissa hyötysuhteen laskemisperustana käytettiin alempaa lämpöarvoa (LHV, Lower Heating Value), joka olettaa, että vesi on savukaasuissa höyrynä, eikä sen sisältämää entalpiaa voida hyödyntää. Kondenssitekniikalla savukaasujen vesihöyry voidaan kuitenkin tiivistää vedeksi, jolloin vesihöyryn latenttilämpö saadaan talteen ja päästään parempiin hyötysuhteisiin. Tällöin on syytä käyttää hyötysuhteen laskentaperustana ylempää lämpöarvoa (HHV, Higher Heating Value), joka olettaa, että savukaasujen vesihöyryn latenttilämpö on hyödynnettävissä. Kuvassa 2.4 on esitetty kaasukattilan hyötysuhteita savukaasun loppulämpötilan funktiona, jossa vasemmalla alempaan lämpöarvoon (Che et al. 2004) ja oikealla ylempään lämpöarvoon (Lee et al. 2015) perustuvat teoreettiset hyötysuhteet. Kuvasta voidaan huomata, että kondensoitumispisteen (n. 60 °C) yläpuolella hyötysuhde muuttuu lineaarisesti, mutta kondensoitumispisteen alapuolella hyötysuhde nousee savukaasujen tiivistymisen latenttilämmön vuoksi todella nopeasti. Perinteisten lämpökattiloiden savukaasun lämpötila on yleensä välillä 150–200 °C (Che et al. 2004). NykYTEKNIKOITA yhdistelemällä voidaan kuitenkin savukaasun loppulämpötilaksi saada 40–55 °C ja HHV-perusteiseksi hyötysuhteeksi jopa 94 % (Lee et al. 2015). Tällöin LHV-perusteinen hyötysuhde nousee yli sadan prosentin. Kondenssitekniikalla saadaan tehokkaasti talteen myös ympäristölle haitallisia savukaasujen ainesosia, kuten rikin oksideja SO_x ja typen oksideja NO_x (Che et al. 2004).

Savukaasujen lauhduttamiseksi tiivistyslämpötilaan lämmönsiirtimen toisiopuolella on virrattava verrattain viileää ainetta. Che et al. tutkimuksen (2004) mukaan savukaasun tiivistyslämpötila on 56–60 °C riippuen poltossa käytetyn yli-ilman määrästä. Yli-ilmalla tarkoitetaan palamiseen syötetyn stoikiometrisen ilmamäärän ylittävää ilmaa. Ilmakerroin α (air ratio) on käytetyn ilman ja stoikiometrisen ilmamäärän suhde, joka vaikuttaa palamisreaktioon. Pienemmällä yli-ilman määrällä päästään parempiin hyötysuhteisiin, kuten kuvasta 2.4 voidaan havaita, mutta toisaalta ilmaa on syötettävä tarpeeksi täydellisen palamisreaktion saavuttamiseksi (Saidur et al. 2010). Lee et al. tutkimuksen (2015) mukaan ilmakertoimet vaihtelevat laitteistosta riippuen välillä 1,1–1,6. Metaanin stoikiometrinen palaminen ilmassa voidaan esittää muodossa (Saidur et al. 2010):



Poltossa ei yleensä käytetä kuitenkaan puhdasta metaania, vaan jätevesiliitteestä prosessoitu biokaasu sisältää metaania n. 55–65 til-% ja hiilidioksidia n. 35–45 til-% sekä muita aineita pieninä pitoisuuksina (Hosseini et al. 2014). Lisäksi palamisilmassa on vaihteleva määrä kosteutta, joka päättyy palamiskaasujen lisäksi savukaasuihin. Che et al. tutkimuksen (2004) mukaan Kiinassa monet toimijat harkitsevat kondensoivan lämmönsiirtimen asentamista perinteisen lämpökattilan yhteyteen, jotta savukaasujen



Kuva 2.4. Kaasukattilan LHV-perusteiset (vas.) ja HHV-perusteiset (oik.) hyötysuhteet savukaasun loppulämpötilan funktiona (Che et al. 2004; Lee et al. 2015)

vesihöyryn latenttilämpö saataisiin hyödynnettyä. Myös tällaisessa päivityksessä on huomioitava saatavilla olevan paluuveden lämpötilataso. Perinteisten lämpökattiloiden kiertovesipiirit (aluelämpöverkot) on suunniteltu yleensä lämpötilatasoille menovesi/paluuvesi 90 °C/70 °C. Moderneille kondenssikattiloille suunnittelulämpötilat ovat yleensä luokkaa 60 °C/40 °C (Che et al. 2004). Tyypillisesti perinteisen aluelämpöverkon paluuvesi on etenkin talviaikaan liian lämmintä, jotta kondensoitumista voitaisiin hyödyntää tehokkaasti. Jos viileää vettä on kuitenkin käytettävissä, voidaan kondensoivan lämmönsiirtimen avulla hyötysuhdetta saada nostettua huomattavasti. Che et al. tutkimuksen (2004) kokeellisessa osassa paluuveden lämpötilalla 40,8 °C laitteiston hyötysuhde nousi 5,76 %-yksikköä.

2.2.6 Lämmöntalteenotto jätevedestä

Lämmöntalteenotto jätevedestä on yleistä etenkin pohjoismaissa ja Sveitsissä, ja vuonna 2011 Euroopassa oli toteutettu yli 100 lämmöntalteenottojärjestelmää jätevedenpuhdistamojen yhteyteen (Hepbasli et al. 2014). Jäteveden lämpötila on vuodenajasta riippumatta suhteellisen korkea ja tasainen perinteisiin lämpöpumppujen lämmönlähteisiin verrattuna (Chae et al. 2013). Hepbasli et al. arvioivat tutkimuksessaan (2014), että lähes 40 % kaupungeissa tuotetusta lämpöenergiasta päätyy viemäriin. Jätevettä voidaan käyttää lämmöntuotannon lisäksi myös viilennysenergian tuottamiseen, sillä kesäaikaan jätevesi on ilmaa viileämpää (Chae et al. 2013). Lämmöntalteenotto on kannattavampaa puhdistetusta jätevedestä kuin tulevasta jätevedestä pienemmän lämpövastuksen sekä lämmönsiirtopintojen puhtaana pysymisen vuoksi (Nowak et al. 2015). Lisäksi jätevedenpuhdistusprosessin biologinen osuus on lämpötilariippuvainen, eli jäteveden lämpötilan laskusta ennen puhdistusprosessia saattaa koitua toimintaongelmia biologiseen prosessiin (Ahsan et al. 2005). Edistyneissä järjestelmissä, kuten Katri Valan lämpöpumpulaitoksella Helsingissä (Friothers AG 2007) jätevettä hyödynnetään ensin lämmitykseen ja sen jälkeen viilennykseen, jolloin päästään korkeisiin kokonaishyötysuhteisiin.

Lämpöpumppu hyödyntää kylmäaineen höyrystymis-lauhtumisprosessia, jossa lämpöä saadaan siirrettyä matalammasta lämpötilasta korkeampaan (lämmitys) tai korkeammasta matalampaan (jäähdytys) (Gude 2015). Lämpöpumpun lämpökertoimella COP (Coefficient of Performance) kuvataan lämpöpumpun tuottaman lämmön Q_P suhdetta pumpun tekemään työhön W_S eli toisin sanoen käytettyyn sähköenergiaan. Se voidaan siis laskea seuraavasti (Hepbasli et al. 2014):

$$COP = \frac{\dot{Q}_P}{W_S}. \quad (2.17)$$

Carnotin lämpökertoimella voidaan arvioida lämpöpumpun teoreettista eli reversiibeliä lämpökerrointa COP_{rev} . Se on teoreettinen lämpökertoimen maksimiarvo, joka voidaan laskea lämmön lähteen ja lämmön kohteen lämpötilojen avulla seuraavasti (Young et al. 2012):

$$COP_{rev} = \frac{T_C}{T_H - T_C}, \quad (2.18)$$

jossa T_C on lämmön lähteen matalampi lämpötila ja T_H on lämmön kohteen korkeampi lämpötila. Yhtälöstä voidaan huomata, että lämpötilojen erotuksen (nimittäjän) kasvaessa lämpökerroin pienenee. Lämpöpumpun hyötysuhde on siis parhaimmillaan silloin, kun lämmön lähteen ja lämmön kohteen lämpötilat ovat lähellä toisiaan. Tällöin voitaisiin periaatteessa tuottaa jopa kymmenkertainen määrä lämpöä suhteessa käytettyyn sähköön. Käytännön kohteissa kuitenkin jäteveden lämpötilat ovat luokkaa 10–30 °C ja lämmön kohteen lämpötilat ovat luokkaa 45–90 °C (Chae et al. 2013; Hepbasli et al. 2014). Lämpötilaeron ja muiden käytännön tekijöiden vaikutuksesta myös lämpöpumppujen COP-arvot vaihtelevat käytännön kohteissa välillä 3–5 (Hepbasli et al. 2014). Suomessa oli vuoteen 2016 mennessä toteutettu kolme suurta jäteveden lämmöntalteenottolaitosta, joissa lämpöenergia hyödynnetään kaukolämmöksi (VALOR Partners Oy 2016). Kaukolämmön ongelmana ovat korkeat lämpötilatasot, jolloin lämpökerroin kärsii. Turun Kakolanmäessä ja Helsingin Katri Valan laitoksella tehdään kuitenkin lämpöpumpuilla jopa 85 °C:ta vettä kaukolämpöverkkoihin (VALOR Partners Oy 2016). Näissä kohteissa laitoksen kannattavuutta parantavat suuret kapasiteetit (lämpötehot luokkaa 20 MW) sekä monimutkaiset lämmön ja jäähdytyksen yhteistuotantjärjestelmät (Friothers AG 2007; Turku Energia Oy 2009). Katri Valan laitoksen toimittaja Friothers AG kertoo julkaisussaan (2007), että jäteveden lämpötilaa saadaan laskettua talvella jopa tulolämpötilasta 10 °C poistumislämpötilaan 4 °C, kun alan tutkimuksissa (Chae et al. 2013; Nowak et al. 2015) poistumislämpötilaksi on oletettu 7–8 °C.

2.3 Energiaomavaraisuus

Jätevesi sisältää merkittäviä määriä kemiallista energiaa ja lämpöenergiaa. Gude tutkimuksen (2015) mukaan jätevesi saattaisi sisältää talteen otettavissa olevaa kemiallista

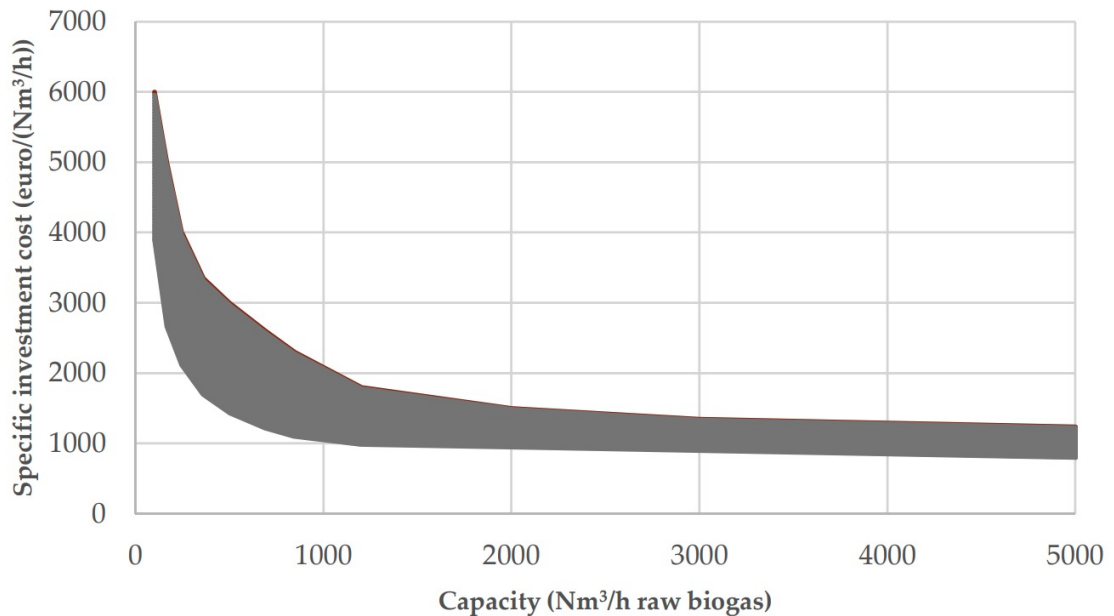
energiaa jopa 2,7 kWh/m³ ja lämpöenergiaa 7 kWh/m³. Tällä energialla voisi teoriassa tuottaa kaiken jätevedenpuhdistamoilla kuluvan energian, jota kuluu tyypillisesti moderneilla puhdistamoilla alle 1 kWh/m³ (Maktabifard et al. 2018). Jätevedenpuhdistamoilla käytetty mielenkiintoinen tunnusluku on energiaomavaraisuusaste. Se kuvaa nimensä mukaan puhdistamon omavaraisuutta energiantuotannon suhteen, ja se voidaan laskea itse tuotetun energian ja kokonaisenergiankulutuksen suhteena:

$$\text{Omavaraisuusaste (\%)} = \frac{\text{Oma energiantuotanto}}{\text{Kokonaisenergiankulutus}} \times 100\%. \quad (2.19)$$

Ainakin Itävallassa (Nowak et al. 2015), Saksassa ja Yhdysvalloissa (Wang et al. 2016) eräillä jätevedenpuhdistamoilla on jo onnistuttu pääsemään 100 %:n omavaraisuuteen sähkönkulutuksen osalta. Myös Helsingin Viikinmäessä on viime vuosina investoitu runsaasti energiaomavaraisuuden kehittämiseen ja sähkönkulutuksen omavaraisuusaste onkin noussut vuoden 2015 tasosta 64 % vuoden 2018 tasoon 97 % (HSY 2019). Kaikkia näitä puhdistamoita yhdistävä tekijä ja omavaraisuuden avain on anaerobinen mädätysprosessi, jossa jäteveden kemiallista energiaa saadaan talteen biokaasun muodossa (Wang et al. 2016). Perinteisessä mädätysprosessissa saadaan harvoin hajoamaan yli 50 % syötteen haihtuvasta orgaanisesta aineksesta (Volatile Solids) (Maktabifard et al. 2018). Hajoamista voidaan kuitenkin tehostaa erilaisilla esikäsittelytekniikoilla, jotka voivat hyödyntää fysikaalisia, kemiallisia, termisiä tai mekaanisia tekniikoita (Maktabifard et al. 2018). Biokaasun tuotanto lisääntyy 30–60 % riippuen käytetystä esikäsittelymenetelmästä (Gandiglio et al. 2017). Huomionarvoista energiaomavaraisuuteen liittyen on myös se, että monet kirjallisuudessa energiaomavaraisiksi määritellyistä jätevedenpuhdistamoista ottavat mädättämöihinsä lisäsyötteenä massaa puhdistamon ulkopuolelta esimerkiksi elintarviketeollisuudesta (Gandiglio et al. 2017). Jenicek et al. tutkimuksen (2013) mukaan energiaomavaraisuus on kuitenkin saavutettavissa myös ilman ulkopuolisia syötteitä energiankulutusta ja -tuotantoa optimoimalla.

2.4 Biokaasun siirto ja jatkojalostus

Jätevedenpuhdistuksessa tuotettu ns. raakabiokaasu sisältää metaanin lisäksi hiilidioksidia noin 30–50 til-% sekä pieniä määriä muita aineita (Maktabifard et al. 2018). Kaasuverkkoon syöttöä tai liikennekäyttöä varten biokaasu on jalostettava, jolloin siitä poistetaan suurin osa hiilidioksidista. Ruotsissa liikennebiokaasun vaatimuksena on yli 95 til-%:n metaanipitoisuus (Larsson et al. 2016). Mikäli kaasuverkostoa ei ole olemassa, jalostettu biokaasu on siirrettävä jakeluun teitä pitkin. Tällöin vaihtoehtoina ovat kaksi teknologiaa: paineistettu biokaasu (CBG, Compressed Biogas) ja nesteytetty biokaasu (LBG, Liquefied Biogas) (Hjort et al. 2012). Molemmissa tekniikoissa on kuitenkin puhtausvaatimus, eli hiilidioksidi on jalostettava pois biokaasusta ennen paineistusta tai nesteytystä (Hjort et al. 2012). Jos siis raakabiokaasu siirretään mädättämöltä jalostuslaitokselle, siirretään se paikallista putkilinjaa pitkin. Raakabiokaasun putkilinjaan voidaan syöttää



Kuva 2.5. Biokaasun jalostuslaitoksien spesifisiä investointikustannuksia (Hoyer et al. 2013).

käsittelmätöntä kaasua, joskin kaasusta putkiin tiivistyvä kosteus saattaa aiheuttaa toiminnallisia ongelmia. Tämän vuoksi raakabiokaasun kuivaus on yleensä tarpeelliseksi katsottu esikäsittelyvaihe (Hjort et al. 2012).

Biokaasun jatkojalostukseen on tarjolla useita kaupallisia tekniikoita. Bazbauers et al. ovat tarkastelleet tutkimuksessaan viittä eri tekniikkaa: vesipesu, amiinipesu, fysikaalinen adsorptio, membraanierotus sekä paineenmuutokseen perustuva fysikaalinen adsorptio. Kaikkien näiden tekniikoiden investointikustannukset ovat melko lähellä toisiaan, joskin vesipesu ja fysikaalinen adsorptio ovat suuressa mittaluokassa hieman muita edullisempia (Bazbauers et al. 2014). Tekniikkaa enemmän investointikustannukseen vaikuttaa jalostuslaitoksen koko; pienien jalostuslaitosten hinta saattaa olla kapasiteettiin suhteutettuna jopa 6-kertainen suureen laitokseen verrattuna (Hoyer et al. 2013). Spesifisen investointikustannuksen vaihteluväliä on esitetty kuvassa 2.5. Siitä voidaan huomata, että pienen laitoksen spesifinen investointikustannus voi olla jopa kuusinkertainen suureen laitokseen verrattuna.

Raakabiokaasun siirto ei ole kovinkaan yleistä, vaan useimmiten biokaasu hyödynnetään raakabiokaasuna paikallisesti tai jalostuslaitos sijaitsee mädättämön välittömässä läheisyydessä. Saksassa Steinfurtissa raakabiokaasua siirretään neljän kilometrin päässä sijaitsevalle energiantuotantolaitokselle. Biokaasu puhdistetaan ennen putkistoon syöttöä rikkivedyistä ja se jäähdytetään lämpötilasta 32 °C ja kosteuspitoisuudesta 34 g/m³ lämpötilaan 4 °C ja kosteuspitoisuuteen 7 g/m³. Jäähdytys on toteutettu 3-vaiheisella jäähdytyskompressorilla. Siirtoputkena on käytetty halkaisijaltaan 160 mm:n polyetyleeniputkea, jonka rakentamiskustannus (investointi- ja maanrakennuskustannus) vuonna 2005 oli 50–60 €/m. Västeråsissa Ruotsissa Kungsängenin jätevedenpuhdistamolla syntyvä

biokaasu johdetaan biokaasulaitokselle kahdeksan kilometrin päähän samankaltaista polyetyleeniputkea pitkin. Biokaasua syntyy jätevedenpuhdistamolla 150–250 m³/h, ja siirtoputken rakennuskustannus oli 84 €/m. Kaupunkialueella putken kaivaminen maahan on huomattavasti maaseutualuetta kalliimpaa. Putken asennuskustannuksiksi on arvioitu maastosta ja putken dimensioista riippuen 40–430 €/m. (Hinterberger 2009)

Vertailun vuoksi maanalaisen kiinnivaahdotetun kaukolämpöputken rakentamiskustannukset vaihtelivat Suomessa vuonna 2018 välillä 110–596 €/m putkikoosta riippuen. Johdopituudella painotettuna keskiarvona rakentamiskustannus oli 168 €/m. Kustannus jakautuu suhteellisen tasaisesti kolmeen osaan: putki- ja liitostöihin, maanrakennukseen ja materiaalikustannukseen. Kaukolämpöputkeen verrattuna biokaasun siirtoon käytetyn polyetyleeniputken rakenne on yksinkertaisempi, materiaalin hinta edullisempi ja asentaminen on nopeampaa. (Energiateollisuus ry 2019)

2.5 Investointilaskelmat

Investoinnit ovat yrityksen toimintaan merkittävästi vaikuttavia liiketoiminnallisia päätöksiä. Investoidessaan yritys sitoutuu yleensä vuosiksi tai jopa vuosikymmeniksi tiettyyn toimintatapaan, vaikka toimintaympäristö saattaa muuttua jatkuvasti. Investointipäätökset ovat usein vaikeita perua tai jopa peruuttamattomia, joten niitä tulee tarkoin punnita ja harkita ennen investoinnin tekemistä. Ne vaikuttavat merkittävästi yrityksen liiketoiminnan kannattavuuteen ja tulevaisuuden näkymiin. Investoinnin on lähtökohtaisesti oltava taloudellisesti kannattava, jotta siihen kannattaa ryhtyä. Investoinnin kannattavuutta voidaan arvioida investointilaskelmilla erilaisia menetelmiä hyödyntäen. Laskelmissa hyödynnettävät mitattavissa olevat tekijät ovat (Jyrkkiö et al. 2004)

1. perushankintakustannus eli investointikustannus
2. juoksevat tuotot
3. juoksevat kustannukset
4. investoinnin pitoaika
5. investoinnin jäännösarvo
6. laskentakorkokanta.

Perushankintakustannus eli investointikustannus tarkoittaa investoinnin alussa tai sen aikana maksettavaa investoinnin kohteen rahallista arvoa. Juoksevilla tuotoilla ja kustannuksilla tarkoitetaan vuotuisia investoinnista realisoituvia rahavirtoja. Lähtökohtaisesti tuottojen tulisi olla kustannuksia suuremmat, jotta investointi voi olla kannattava. Investoinnin pitoajalla tarkoitetaan sitä ajanjaksoa, jolloin investointihyödyke on yrityksen käytettävissä. Esimerkiksi laitteistoinvestoinnin yhteydessä se voidaan suoraan heijastaa tarkoitamaan laitteiston oletettua käyttöikää. Pitoajan määrittäminen saattaa olla hankalaa, jos hyödykkeen käyttöikä on vaikeasti ennustettavissa. Investoinnin jäännösarvo on tulo, joka on realisoitavissa investoinnin pitoajan jälkeen. Käytännössä se siis tarkoittaa investointihyödykkeen rahallista jälleenmyyntiarvoa. Laskentakorkokannalla otetaan

huomioon rahan aika-arvo, investointiin sitoutuneen pääoman tuotto-odotukset, mahdollisen lainarahan hinta sekä kansantaloudellinen inflaatio. (Jyrkkiö et al. 2004)

Investointilaskentamenetelmistä käytetyimmät ovat takaisinmaksuajan menetelmä, nykyarvomenetelmä, annuiteettimenetelmä, sisäisen korkokannan menetelmä sekä pääoman tuottoasteen menetelmä. Takaisinmaksuajan menetelmä on Suomessa perinteisesti yritysten eniten hyödyntämä menetelmä. Siinä pyritään määrittämään, missä ajassa investoinnista syntyvät yhteenlasketut nettotuotot saavuttavat perushankintakustannuksen. Koroton takaisinmaksuaika voidaan laskea seuraavasti (Neilimo et al. 2005):

$$Takaisinmaksuaika = \frac{Investointikustannus}{Vuotuinen nettorahavirta}. \quad (2.20)$$

Tarvittaessa takaisinmaksuajan laskennassa voidaan ottaa rahan aika-arvo ja koron vaikutus huomioon diskonttaustekijää käyttäen. Diskonttausta hyödynnetään myös nykyarvomenetelmässä, jossa vuotuiset tuotot ja kustannukset diskontataan investointivuoteen, eli rahan aika-arvo otetaan huomioon. Investointivuoteen ja sen läheisyyteen sijoittuvia kassavirtoja painotetaan diskontatessa enemmän kuin pitkälle tulevaisuuteen sijoittuvia kassavirtoja. Nykyarvomenetelmässä investointi voidaan katsoa kannattavaksi, jos vuotuisten nettorahavirtojen nykyarvojen summa ylittää investointikustannuksen. Nykyarvojen summa eli nettonykyarvo voidaan laskea seuraavasti (Neilimo et al. 2005):

$$Nettonykyarvo = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}, \quad (2.21)$$

jossa n on investoinnin pitoaika vuosina, t on laskettava vuosi, S_t on laskettavan vuoden nettorahavirta ja i on valittu laskentakorkokanta. Annuiteettimenetelmä voidaan käsittää nykyarvomenetelmälle käänteiseksi menetelmäksi. Siinä muodostetaan perushankintakustannuksesta investoinnin pitoajalle vakiona pysyvä vuotuinen pääomakustannuserä eli annuiteetti. Investointi on menetelmän mukaan kannattava, jos vuotuiset nettotuotot ylittävät annuiteetin. Mikäli vuotuiset nettotuotot vaihtelevat suuresti, saattaa annuiteettimenetelmä antaa harhaanjohtavan kuvan investoinnin kannattavuudesta. Rahan aika-arvo otetaan huomioon annuiteettitekijällä, joka voidaan laskea seuraavasti (Neilimo et al. 2005):

$$Annuiteettitekijä = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}, \quad (2.22)$$

josta annuiteetti voidaan laskea kertomalla investointikustannus annuiteettitekijällä:

$$Annuiteetti = Annuiteettitekijä \times Investointikustannus. \quad (2.23)$$

Investointilaskelmien lisäksi ennen investointiin ryhtymistä on arvioitava mahdollisia siihen ja yrityksen liiketoimintaan liittyviä riskejä. Myös tulevaisuuteen sijoittuvat epävarmuustekijät on otettava huomioon mahdollisuuksien mukaan (Jyrkkiö et al. 2004).

3 AINEISTO JA MENETELMÄT

Tämän diplomityön tutkimuksen kohteena oli Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy:n jätevedenpuhdistamo Nenäinniemessä Päijänteen rannalla. Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy on Jyväskylän, Laukaan sekä Muuramen kuntien omistama yhtiö, jonka velvollisuutena on puhdistaa omistajakuntiensa jätevesiä. Yhtiö toimii omakustannusperiaatteella, eli se ei tavoittele liikevoittoa vaan vuosittaista nollatulosta. Yhtiön palveluksessa oli tutkimuksen kirjoitushetkellä 13 vakituista työntekijää. Nenäinniemen jätevedenpuhdistamo on aloittanut toimintansa vuonna 1973. Puhdistamon toimintaa ohjaa ympäristölupa, jonka nykyiset lupaehdot astuivat voimaan vuonna 2018. Puhdistamoa on saneerattu vuosien mittaan useaan otteeseen, ja se on täyttänyt lupaehdot viimeisimmän saneerauksen jälkeen. Viimeisin saneerausprojekti toteutettiin vuosina 2016–2018, ja siinä puhdistamon jätevedenkäsittelyprosessi laajeni huomattavasti. (Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy 2020)

Tässä työssä kartoitettiin Nenäinniemen jätevedenpuhdistamon energiantuotantoa ja -kulutusta sekä hahmoteltiin erilaisia tulevaisuusskenaarioita. Tarkasteltavia asioita olivat

1. lämmön ja sähkön kulutus eri kohteissa (prosessin kohteet, rakennusten lämmitys)
2. energiataseiden laatiminen (lämpö, sähkö, kokonaisenergia)
3. energian säästöpotentiaali ja -kohteet
4. kaasukattiloiden ja CHP:n operoinnin (ajotavan) kehitysmahdollisuudet
5. biokaasulaitoksen saneeraus vuosina 2021–2022 ja sen vaikutus energiataseisiin
6. mahdollinen lämmöntalteenotto puhdistetusta jätevedestä biokaasulaitoksen saneerauksen jälkeen
7. mahdollisesti rakennettava 200 kWp:n aurinkopaneelikenttä
8. biokaasun jalostettavaksi myymisen kannattavuus
9. yhteenveto energiataloudesta ja sen kehittämisestä sekä kustannuksista.

Työn aineisto kerättiin haastattelemalla yrityksen henkilökuntaa, hyödyntämällä puhdistamon dokumentaatiota ja tietoteknisiä järjestelmiä sekä tarkastelemalla puhdistamon eri kohteiden teknistä toimintaa. Dokumentteja olivat esimerkiksi puhdistamon laitteistoihin liittyvät tekniset dokumentit ja ulkopuolisten toimijoiden tekemät selvitykset. Määrällistä tutkimusta varten dataa kerättiin etenkin vuoden 2019 ajalta, sillä puhdistamon prosessit ovat varsinkin viimeisen saneerauksen aikana muuttuneet siinä määrin, että relevantinta tutkimusaineistoa olivat tuoreet datapisteet. Määrällisessä tutkimuksessa hyödyn-

nettiin dataa vuosilta 2010–2019, jonka perusteella tarkasteltiin puhdistamon kehitystä. Työtä varten haastatellut asiantuntijat ja heidän vastuualueensa on esitetty taulukossa 3.1. Kohteesta kerätty aineisto on esitetty alaluvuissa 3.1–3.10 ja aineiston pohjalta tehtyjen analyysien tuloksia on esitetty luvussa 4.

Taulukko 3.1. Haastatellut puhdistamon asiantuntijat.

Nimi	Titteli	Vastuualue
Petri Tuominen	Toimitusjohtaja	Hankinnat, tulevaisuus
Sonja Pyykkönen	Prosessi-insinööri	Puhdistamon prosessit, raportointi
Markku Tuohimetsä	Kunnossapitopäällikkö	Kunnossapito, energiantuotanto
Ville Sorsamäki	Prosessinhoitaja	Jätevedenkäsittelyprosessi
Toni Nevalainen	Prosessinhoitaja	Lietteenkäsittelyprosessi
Tuomo Jauhiainen	Huoltoasentaja	Talotekniset järjestelmät

3.1 Jätevedenkäsittelyprosessi

Jätevedenkäsittelyprosessi Nenäinniemiessä perustuu perinteiseen aktiivilieteprosessiin ja rinnakkaissaostukseen. Se voidaan jakaa karkeasti viiteen vaiheeseen, jotka ovat esikäsittely, esiselkeytys, biologinen prosessi eli ilmastus, jälkiselkeytys ja tertiäärikäsittely.

Tulopumppaamossa puhdistamolle saapuva jätevesi nostetaan esikäsittelyrakennuksen toiseen kerrokseen esikäsiteltäväksi. Esikäsitellyn alussa jätevedeen syötetään ferrosulfaattia, jonka tarkoitus on saostaa vedessä olevaa liukoista fosforia. Seuraavana on karkea välppäys, jossa jätevedestä poistetaan suuret, 25 mm:n tankovälillä varustettuun välppään tarttuvat partikkelit. Välppään tarttuva jäte ohjataan välpepesurille, jossa siitä pestään pois välpe. Jätevesi ohjataan hiekanerotukseen, jossa hiekka ja sora laskeutetaan altaan pohjalle. Hiekan laskeutumista tehostetaan ilmastuksella. Laskeutunut hiekkainen vesi siirretään hiekkapesureille, joista puhdistettu hiekka kerätään ja kuljetetaan jätteenkäsittelykeskukseen. Viimeisenä vaiheena esikäsitelyssä on hieno välppäys, jossa jätevesi välpätään kahden reikälevyvälppän läpi. Hienovälppä poistaa tehokkaasti hieman pienemmät partikkelit kuten ruuantähteet, jotka eivät läpäise reikäkooltaan 6 mm:n suuruista reikälevyvälppää. Hienovälppälle tarttuva välpe pestään välpepesurilla aivan kuten karkeampikin välpe ja toimitetaan poltettavaksi jätteenpolttolaitokselle. Esiselkeytyksessä jätevesi ohjataan kolmeen esiselkeytysaltaaseen, joiden yhteistilavuus on 5800 m³. Altaissa veden virtausta hidastetaan ja saostunut fosfori sekä osa kiintoaineesta laskeutuu altaan pohjalle. Sieltä se siirretään pyörivän pohjalaahaimen avulla altaan keskellä sijaitsevaan syvennykseen, josta liete pumpataan lietteenkäsittelyprosessiin. Jätevesi puolestaan pumpataan nostopumppaamon kautta ilmastusaltaille. (Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy 2020)

Biologisessa prosessissa eli ilmastuksessa jäteveteen puhalletaan ilmaa mikrokuplina. Vanhojen ilmastusaltaiden neljän linjan tilavuus oli yhteensä 12 000 m³, mutta altaita laajennettiin vuonna 2018 saneerauksen yhteydessä 17 000 m³:llä, eli nyt kokonaistilavuus on 29 000 m³. Saneerauksen yhteydessä uusituista ilmastuskompressoreista kaksi puhalttaa ilmaa vanhoihin ilmastusaltaisiin ja kolme uusiin altaisiin. Ilmastuksen ansiosta jätevesi sekoittuu aktiivilietteen kanssa tehokkaasti ja suspensioon liukenee happea, jonka ansiosta seokseen kasvaa mikrobeista ja pieneliöistä koostuva aktiiviliete, joka käyttää kasvuunsa jäteveden orgaanista ainesta muuttaen sitä kiinteään muotoon. Jätevesi johdetaan seuraavaksi neljään jälkiselkeytysaltaaseen. Ilmastusvaiheessa mikrobien ja pieneliöiden muodostama aktiiviliete laskeutuu jälkiselkeytysaltaiden pohjalle, josta se johdetaan suurimmaksi osaksi palautuslietteenä ilmastusprosessin alkuun ja osaksi ylijäämälietteenä eli biolietteenä lietteenkäsittelyprosessiin. Jälkiselkeytyksessä prosessiin syötetään polyalumiinikloridia, ferrosulfaattia sekä polymeeriä, joilla saostetaan lisää fosforia ja edistetään lietteen laskeutumista. (Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy 2020)

Viimeisenä käsittelyvaiheena on puhdistamon viimeisimmän saneerauksen yhteydessä rakennettu tertiäärikäsittely. Siinä jäteveteen johdetaan polyalumiinikloridia sekä polymeeriä jäännösfosforin ja -kiintoaineen saostamiseksi. Seuraavaksi jätevesi suodatetaan kaksikanavaisen kiekkosuodatuksen läpi, jossa on viisi kiekkosuodatusyksikköä. Kussakin suodatusyksikössä on 28 kiekkoa ja suodatinpinta-alaa yli 200 m². Suodatinkankaan huokoskoko on 10 µm. Avovesikaudella käytössä on UV-hygienisointi (ultravioletti), jossa jätevettä säteilytetään korkeaintensiteetisellä valolla. UV-valo vaurioittaa mikrobien DNA-rakenteita niin, että ne eivät kykene enää lisääntymään. UV-laitteisto sisältää 96 puhdistetun jäteveden kanavaan sijoitettua UV-lamppua, jotka säteilyttävät vettä aallonpituudella 274 nm. (Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy 2019)

3.2 Lietteenkäsittelyprosessi

Jätevedenkäsittelyprosessista talteen otetut lietteet ohjataan lietteenkäsittelyprosessiin. Siinä tavoitteena on saada hyötykäyttöön lietteessä oleva orgaaninen aines, joka mädätetään biokaasuksi. Ulos prosessista saadaan kaasun lisäksi kuivaa lietettä. Puhdistamon lietteenkäsittelyprosessi voidaan jakaa neljään eri osaan, jotka ovat sakeutus, mädätys, kaasunkatkaisu ja linkous.

Sakeutuksessa kahden gravitaatiosakeuttimen sekä mekaanisen sakeuttimen avulla lietteestä poistetaan vettä. Sakeutuksesta mädättämöille pumpattavan lietteen kuiva-ainepitoisuus on 3–5%. Nenäinniemessä on kolme 2750 m³:n vetoista biokaasureaktoria, joissa liete mädätetään. Reaktoreissa eli mädättämöissä lietteen lämpötilan on oltava n. 37 °C, jotta mädätys toimii halutusti. Reaktoreihin ei myöskään päästetä happea, jotta anaerobinen mikrobikanta toimii optimaalisesti. Mikrobit käyttävät ravinnokseen lietteen orgaanista ainesta, ja niiden aineenvaihdunnan tuotteena syntyy hiilidioksidiä sekä metaania. Metaani on mainio energianlähde, ja tuotetun biokaasun metaanipitoisuus on keskimäärin n. 60%. Lietteen viipymä reaktoreissa on 14–21 d,

minkä jälkeen se siirretään kaasunkatkaisuun. Siellä lietteen sekaan johdetaan ilmaa, minkä tarkoitus on katkaista lietteen anaerobinen hajoaminen eli kaasuntuotanto. Näin parannetaan lietteen jälkikäsittelyn ja kuljetuksen turvallisuutta. Viimeinen vaihe lietteenkäsittelyssä on linkous, jossa lietteestä poistetaan lietelinkojen ja polymeerin avulla mahdollisimman paljon vettä. Tällöin lietteen tilavuus pienenee ja sen kuljetus jatkojalostukseen on helpompaa ja edullisempaa. Linkouksen jälkeen lietteen kuiva-ainepitoisuus on 27–29 %. Kuivattu liete varastoidaan tilapäisesti lietesiloihin, joista se puretaan ja toimitetaan Mustankorkean jätteenkäsittelykeskukseen kompostoitavaksi. (Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy 2020)

3.3 Lupaehdot, tulokuormitus ja prosessissa poistettu kuorma

Nenäinniemen jätevedenpuhdistamon toimintaa ohjaa Itä-Suomen ympäristölupaviraston asettama ympäristölupa (nro 64/03/1, Dnro ISY-2002-Y-246) vuodelta 2009, jonka uusimmat lupaehdot astuivat voimaan vuonna 2018. Lisäksi puhdistamon on seurattava valtioneuvoston asetuksen 12.10.2006/888 vähimmäisvaatimuksia. Puhdistamolle ei ole asetettu kokonaistypenpoiston vaatimusta, vaan ympäristöluvassa on todettu, että puhdistamolla on pyrittävä nitrifikaatiovaatimuksen lisäksi mahdollisimman hyvään typenpoistoon. Lupaehdot ja niitä vastaavat puhdistustulokset vuodelta 2019 on esitetty taulukossa 3.2. Taulukossa pitoisuusarvo yksikössä mg/l kuvaa kyseisen parametrin keskimääräistä pitoisuutta vesistöön johdetussa puhdistetussa vedessä. Prosenttiarvo on keskimääräinen kokonaispuhdistusteho ohitukset ja ylivuodot huomioiden. (Eurofins Ahma Oy 2020)

Taulukko 3.2. Puhdistamon ympäristölupaehdot ja puhdistustulokset vuodelta 2019. Mukailtu lähteestä (Eurofins Ahma Oy 2020).

	Kokonaisfosfori		BOD ₇		COD _{Cr}		Kiintoaine		NH ₄ N	
	mg/l	%	mg/l	%	mg/l	%	mg/l	%	mg/l	%
Luparaja	0,30	96	10	96	80	90	10	90	4,0	80
2019 tulos	0,20	98	3,1	99	43	95	8,6	98	0,4	99

Puhdistamolle saapuu jätevettä päivässä keskimäärin n. 37 000 m³/d (Eurofins Ahma Oy 2020). Vuosittainen jätevesimäärä on pysynyt vakaana 90-luvulta lähtien, eikä kuormitusennusteen mukaan ole nähtävissä selkeää lisäystä vuoteen 2040 mennessä (Pöyry Oyj 2019). Viemäriverkostoon liittyneiden asukkaiden määräksi arvioitiin vuoden 2018 lopulla 154 600 (Pöyry Oyj 2019), kun taas keskimääräisen BOD-vuorokausikuormituksen perusteella arvioitu asukasvastineluku oli noin 174 000 vuonna 2019 (Eurofins Ahma Oy 2020). Käytännössä asukasvastineluvun ja todellisten liittyjien määrän välinen erotus johtuu teollisuusjätevesien kuormituksesta. Tunnuslukujen laskemiseksi tarvitaan lisäksi tietoja puhdistamon puhdistustuloksista, joita on koottu taulukkoon 3.3.

Taulukko 3.3. Jätevedenkäsittelyprosessissa vuonna 2019 poistetut ravinteet ja BOD-, COD- sekä OCP-määrät. Mukailtu lähteestä (Eurofins Ahma Oy 2020).

	kg/a
Poistettu BOD ₇	4 391 680
Poistettu COD _{Cr}	10 849 260
Poistettu N _{kok}	208 415
Poistettu P _{kok}	131 875
Poistettu OCP	21 330 600

Taulukossa esiintyvä OCP-lukema on laskettu muista parametreista kaavan 2.1 mukaisesti. Puhdistustulosten perusteella laskettuja tunnuslukuja on analysoitu luvussa 4.2.

3.4 Energian tuotanto, kulutus ja jakelu

Lietteenkäsittelyn tuotteena syntynyt biokaasu säilötään väliaikaisesti kaasukelloon, jonka tilavuus on 1000 m³. Biokaasulle on puhdistamolla kolme käyttöpaikkaa, jotka ovat CHP-laitos eli sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitos, lämpökeskuksen kaasukattilat sekä ylijäämäpoltin eli soihtu. CHP-laitokselle menevä kaasu ohjataan vielä aktiivihiihtisuo- datuksen läpi, jonka tarkoituksena on poistaa kaasusta siloksaaneja sekä muita epäpuh- tauksia ja näin pidentää kaasumoottorien huoltoväliä ja käyttöikää.

CHP-laitoksesta löytyy kaksi GE Jenbacher JMS 208 GS-B.L JSP Modul C21 kaasumoottoria. Niillä tuotetaan ensisijaisesti sähköä (nimellissähköteho 330 kW), mutta moottorien käydessä syntyvää lämpöä otetaan talteen lämmönsiirtoverkkoon niin paljon kuin mahdollista. Moottorin jäähdytysvedeen siirretään lämpöä moottorin käydessä moottoriöljystä (37 kW), vaipan jäähdytysvedestä (106 kW) sekä savukaasuista (192 kW), jolloin yhteenlasketuksi hyödynnettävissä olevaksi lämpötehoksi saadaan 335 kW. Lämpimästä jäähdytysvedestä lämpö on siirrettävä aluelämpöverkon veteen levylämmönsiirtimen kautta. Levylämmönsiirtimien jälkeen ylimääräinen lämpö lauhdutetaan ilmaan, jotta moottoreiden jäähdytysveden lämpötila saadaan laskettua halutulle tasolle. Lämpökeskuksesta löytyvät kaksi kaasukattilaa ovat Rauma-Repolan valmistamia lämpökattiloita, joiden nimellislämpöteho on 980 kW kattilaa kohden. Niitä ajetaan Oilonin poltinmallilla GKP-90 MH WD34, jonka käytettävissä oleva tehoalue on 200–1500 kW. Kolmas kaasun hyödyntämiseen soveltuva laite on ylijäämäpoltin. Sillä ylimääräisestä kaasusta päästään eroon ongelmatilanteissa tai vuosihuoltojen aikana, kun kaasua ei voida muualla hyödyntää riittävästi. Kaasujen vaikutusta kasviuoneilmiöön voidaan tarkastella GWP-arvolla (Global Warming Potential). Yleensä tarkastelussa käytetään 100 vuoden aikahorisonttia, jolloin vertailukohtana käytetyn hiilidioksidin GWP100-lukema on 1 ja metaanin lukema puolestaan 25 (Forster et al. 2007). Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että 100 vuoden aikahorisontilla metaani lämmittää ilmastoa 25-kertaisesti hiilidioksidiin verrattuna. Kaasu muuttuu siis poltettaessa ilmakehälle vähemmän haitalliseen muotoon.

hiilidioksidiksi. Polttamalla biokaasu kaasukattilassa tai CHP-laitoksessa saadaan talteen myös metaanimolekyylien sidoksien kemiallinen energia eli lämpöarvo.

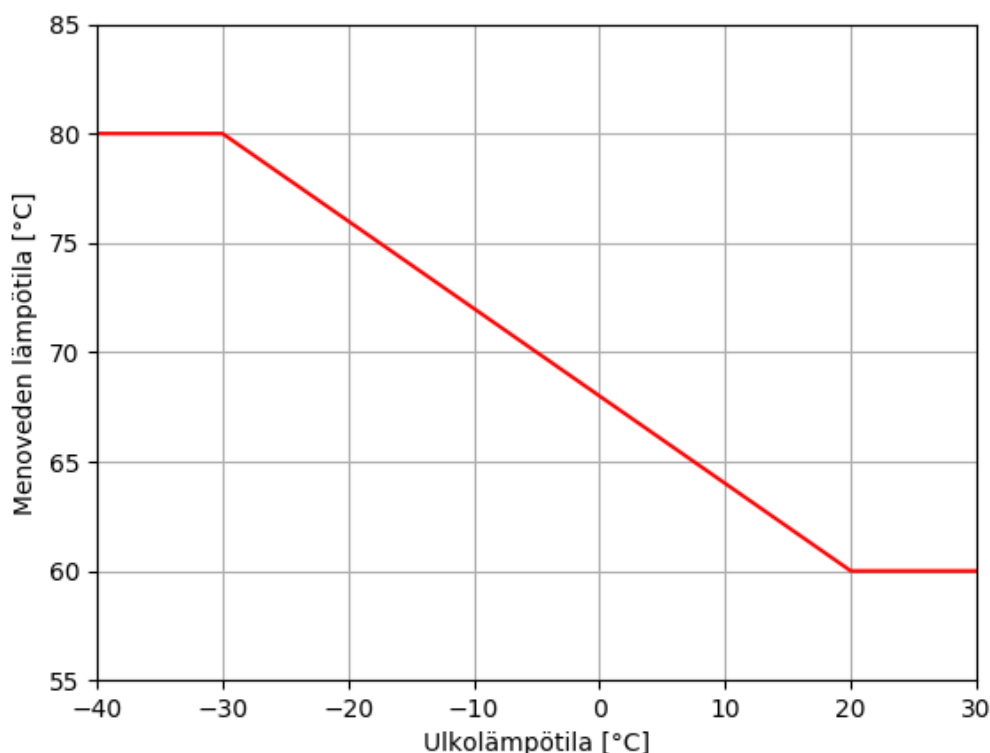
3.4.1 Aluelämpöverkko

CHP-laitoksella ja kaasukattiloilla tuotettu lämpö siirretään puhdistamon aluelämpöverkkoon. Lämmityskaudella puhdistamon rakennuksista kahdeksan lämpenee aluelämpöverkossa jaetun lämmön avulla. Lämmitettävää rakennustilavuutta on yhteensä 37 891 m³, ja keskimääräinen sisälämpötila on 21 °C. Lämmitettävien rakennusten tilavuudet ja niiden osuudet lämmitettävästä kokonaistilavuudesta on esitetty taulukossa 3.4. Rakennuksissa on vesikiertoisia patteriverkostoja sekä koneellisia ilmanvaihtojärjestelmiä, joissa tuloilma lämmitetään aluelämpöverkosta otetun lämmön avulla. Lisäksi kahdessa toimistokäytössä olevassa rakennuksessa on jonkin verran lämpimän käyttöveden kulutusta.

Taulukko 3.4. Lämmitettävät rakennukset ja niiden tilavuudet.

	Rakennustilavuus m ³	Osuus %
1 Toimistorakennus	2058	5
2 Esikäsittelyrakennus	12 581	33
114 Lietteenkäsittelyrakennus	6574	17
115 Valvomo- ja korjaamorakennus	1422	4
116 Mädättämöt 1&2 laitetilä	1247	3
51 Nostopumppaamo	1922	5
54 Kompressorirakennus	3009	8
59 Tertiäärirakennus	9078	24
	37 891	100

Rakennusten lämmityksen lisäksi lämpöä kuluu runsaasti lietteenkäsittelyprosessissa mädätteen lämmitykseen. Jokaisella biokaasureaktorilla on oma lämmityskiertoonsa, jossa reaktorin lietettä kierrätetään lämmönvaihtimen läpi, jonka toisella puolella virtaa aluelämpöverkon lämmin vesi. Prosessissa lämmintä vettä käytetään myös ferrosulfaatin liuotukseen. Aluelämpöverkkoon syötettävän veden lämpötila vaihtelee välillä 60–80 °C sen hetkisen ulkolämpötilan mukaan. Ajokäyrä on esitetty kuvassa 3.1. Lämmöntuotannon varajärjestelmänä on kaksi vanhaa öljykattilaa Oilonin KP-45H polttimilla, joiden tehoalue on 236–614 kW. Öljyä säilytetään 30 000 l:n öljysäiliössä. Laitteita pidetään käyttökunnossa ja testataan vuosittain, mutta niiden todellinen käyttötarve on hyvin vähäinen.



Kuva 3.1. Aluelämpöverkon ajokäyrä.

Kaksi CHP-kaasumoottoria toimivat aluelämpöverkossa esilämmittimien tapaan. Niitä ajettiin työn kirjoitushetkellä 250 kW:n vakiosähköteholla ja lämpötehoa saadaan tällä ajotavalla talteen moottoria kohden n. 140 kW. Molempien kaasumoottoreiden käyntiä (päällä/pois) ohjaa kaasukellon pinta, mutta käytännössä moottoreista toinen on koko ajan käynnissä ja molemmat silloin, kun kaasua on ylimäärin. Biokaasua kuluu tällä ajotavalla moottoria kohden n. 115 nm³/h. CHP-laitoksessa lämmennyt vesi ohjataan lämpökeskukseen kahdelle kaasukattilalle, jotka ovat talvella jatkuvasti päällä. Oilonin polttimet on varustettu paikallisella moduloivalla säädöllä, eli ne tarkkailevat lähtevän veden lämpötilaa ja käyttävät kaasua sen verran kuin aluelämpöverkon ajokäyrän mukaisen lämpötilan tuottamiseen vaaditaan. Kaasukattiloita ei ole kuitenkaan kytketty laitosautomaatiojärjestelmään, eli ne eivät saa mitään tietoa CHP-moottoreiden käynnistä. Viimeinen säätö aluelämpöverkon veden menolämpötilaan tehdään kolmitieventtiilillä, joka ottaa paluulinjasta viileää vettä ja säätää lopullisen lämpötilan ajokäyrän mukaiseksi. Talviaikaan lämmöntarve on huomattavasti suurempi kuin kesäaikaan matalammista ulkolämpötiloista johtuen. Rakennusten lämmitystarpeen lisäksi on huomattava lietteenkäsittelyprosessiin tulevan mädätettävän lietteen alempi lämpötila, jolloin raakalietteen lämmittäminen anaerobisen mädätysprosessin vaatimaan lämpötilaan vaatii enemmän lämpöenergiaa.

3.4.2 Sähkönkulutus

Sähköä kuluttavat jätevedenkäsittelyprosessissa ja lietteenkäsittelyprosesseissa monenlaiset laitteet. Kompressorit, pumput, puhaltimet, sekoittimet, kuljettimet ja muut laitteet ovat lähes kaikki sähkömoottorikäyttöisiä. Useimmat uudet laitteet sekä vanhoista laitteista nimellisteholtaan suurimmat on varustettu taajuusmuuttajakäyttöillä, ja niiden toimintaa voidaan pääosin hallita valvomon laitosautomaation kautta. Suurin osa teholtaan pienemmistä laitteista, kuten sekoittimet ja laahat, käyvät päällä ollessaan sähkömoottorin nimellisteholla. Tämän työn aineistoon kerättiin 197 laitteen tehotiedot, joiden lukumäärät, yhteenlasketut nimellistehot sekä laiteryhmän keskimääräiset nimellistehot on esitetty taulukossa 3.5.

Taulukko 3.5. Aineistoon kerätyt puhdistamon prosessien sähkökäyttöiset laitteet.

Tyyppe	Lukumäärä	Nimellistehot yhteensä	Km. nimellisteho
	kpl	kW	kW
Kompressor	12	1269	105,7
Pumppu	105	1261	12,2
Sekoitin	42	114	2,7
Muu laite	38	253	7,4
	197	2897	15,2

CHP-laitoksessa tuotetun oman sähköenergian lisäksi Nenäinniemen puhdistamo on liitetty valtakunnanverkkoon kahden eri sähkökeskuksen kautta. Sähköä ostetaan tarpeen mukaan kaupunkikonsernin kilpailutuksessa valitulta sähköntoimittajalta. Sähkön osto- ja tuotantokustannukset on esitetty tarkemmin luvussa 3.6. Myös puhdistamon sähkönkulutuksessa on syytä huomata vuodenaikojen väliset vaihtelut. UV-käsittely on käytössä ympäristöluvan mukaisesti avovesikauden ajan eli huhtikuun alusta marraskuun loppuun. UV-laitteiston nimellisteho on 49 kW, ja tiettyä UV-annosta tavoittelevasta säätöjärjestelmästä huolimatta sen on huomattu olevan päällä lähes jatkuvasti täydellä teholla. Korkea sähköteho tekee siitä kesäaikaan yhden suurimmista yksittäisistä sähkönkuluttajista.

3.4.3 Energiataseet

Puhdistamon energiataaseet haluttiin tässä työssä jakaa kolmeen osaan, jotka ovat lämpö-, sähkö- ja kokonaisenergiataaseet. Sähkön osalta laitteet on jaettu kuuteen eri kategoriaan, jotka ovat

1. esikäsitte
2. ilmastus
3. tertiäärikäsitte

4. lietteenkäsittely
5. pumppaamot
6. muu sähkönkulutus.

Viisi ensimmäistä kategoriaa sisältävät prosessilaitteiden kulutuksen. Pumppaamot sisältävät jätevedenkäsittelyprosessin sekä kemikaalien käsittelyn pumpput, mutta lietteenkäsittelyyn liittyvät pumpput on kategorisoitu lietteenkäsittelyn alle. Muu sähkönkulutus sisältää taloteknisten järjestelmien sähkönkulutuksen, toimistojen sähkölaitteet, kuten pesukoneet ja tietotekniset järjestelmät, sekä valaistuksen. Sähkönkulutuksen jakaminen kategorioihin oli hankalaa, sillä puhdistamon sähkölaitteet on jaettu sijaintinsa perusteella eri sähkökeskusten taakse, eikä laitekohtaisia mittauksia ole juurikaan käytössä. Tästä syystä prosessilaitteiden sähkönkulutusta oli tässä työssä arvioitava käyttötuntien ja laitteiden nimellistehojen perusteella. Taloteknisten järjestelmien laitteiden nimellistehoja ei kuitenkaan ollut helposti saatavilla, joten niiden sähkönkulutuksen arviointi oli vaikeaa. Nenäinniemessä rakennustilavuutta on runsaasti ja taloteknisiä laitteita (pumppuja ja puhaltimia) on ainakin kaikissa lämmitettävissä rakennuksissa. Arvioidaan muun sähkönkulutuksen osuutta vähentämällä prosessilaitteiden arvioitu yhteenlaskettu kulutus kokonaissähkönkulutuksesta seuraavasti:

$$\text{Muu sähkönkulutus} = \text{Kokonaissähkönkulutus} - \text{Prosessilaitteiden sähkönkulutus} \quad (3.1)$$

Lämmön osalta jaottelu oli helpompia, sillä kulutuskohteita on vähän ja niitä voidaan tarkastella yksitellen. Lämmönkulutus voitiin jakaa viiteen osaan, jotka ovat

1. ferrosulfaatin liuotusvesi
2. ferrosulfaatin kyytivesi
3. lietteen lämmitys
4. rakennusten lämmitys
5. lämpöhäviö.

Kolme ensimmäistä kulutuskohdetta ovat prosessin lämmönkulutusta, josta saadaan mittaustietoa prosessiautomaatiosta. Ferrosulfaatti liuotetaan haaleaan veteen ennen jätevedenkäsittelyprosessiin annostelua. Lisäksi annosteltavaan liuokseen lisätään kyytivistä vettä, jotta vältetään ylikylläisen liuoksen muodostuminen. Liuotus- ja kyytivesinä käytetään teknistä vettä, joka valmistetaan Päijänteestä pumpattavasta kylmästä järvivedestä. Takautuvana mittaustietona Wahti-järjestelmästä oli saatavissa ainoastaan kulutettujen vesien tilavuudet, joten lämpötiloja jouduttiin arvioimaan. Prosessiautomaatiosta saatiin lämmitettävän veden lämpötilan asetusarvo 28 °C ja järviveden vuotuisiksi keskilämpötilaksi arvioitiin 6 °C. Teknisen veden pumppausputken pää on upotettu syvälle järveen, joten voitiin olettaa, ettei ulkoilman lämpötila vaikuta merkittävästi teknisen veden tulolämpötilaan. Lietteiden lämmityksen osalta kierrätyslietteiden tilavuusvirrat ja lämpötilat saatiin järjestelmästä jatkuvina mittaustietoina. Tulolämpötila on luokkaa 34 °C ja paluulämpötila 35–36 °C, joten lämpötilaero on vain 1–2 °C. Veden tiheys kyseisellä lämpötila-alueella

on noin 992 kg/m^3 (Khattab et al. 2012). Lietteessä on kuiva-ainetta noin 2–3 m-%, joten hyvällä tarkkuudella voitiin arvioida lämmitettävän lietteen tiheydeksi 1000 kg/m^3 . Ominaislämpökapasiteettina voitiin myös pitää hyvällä tarkkuudella veden ominaislämpökapasiteettia $4,182 \text{ kJ/kgK}$.

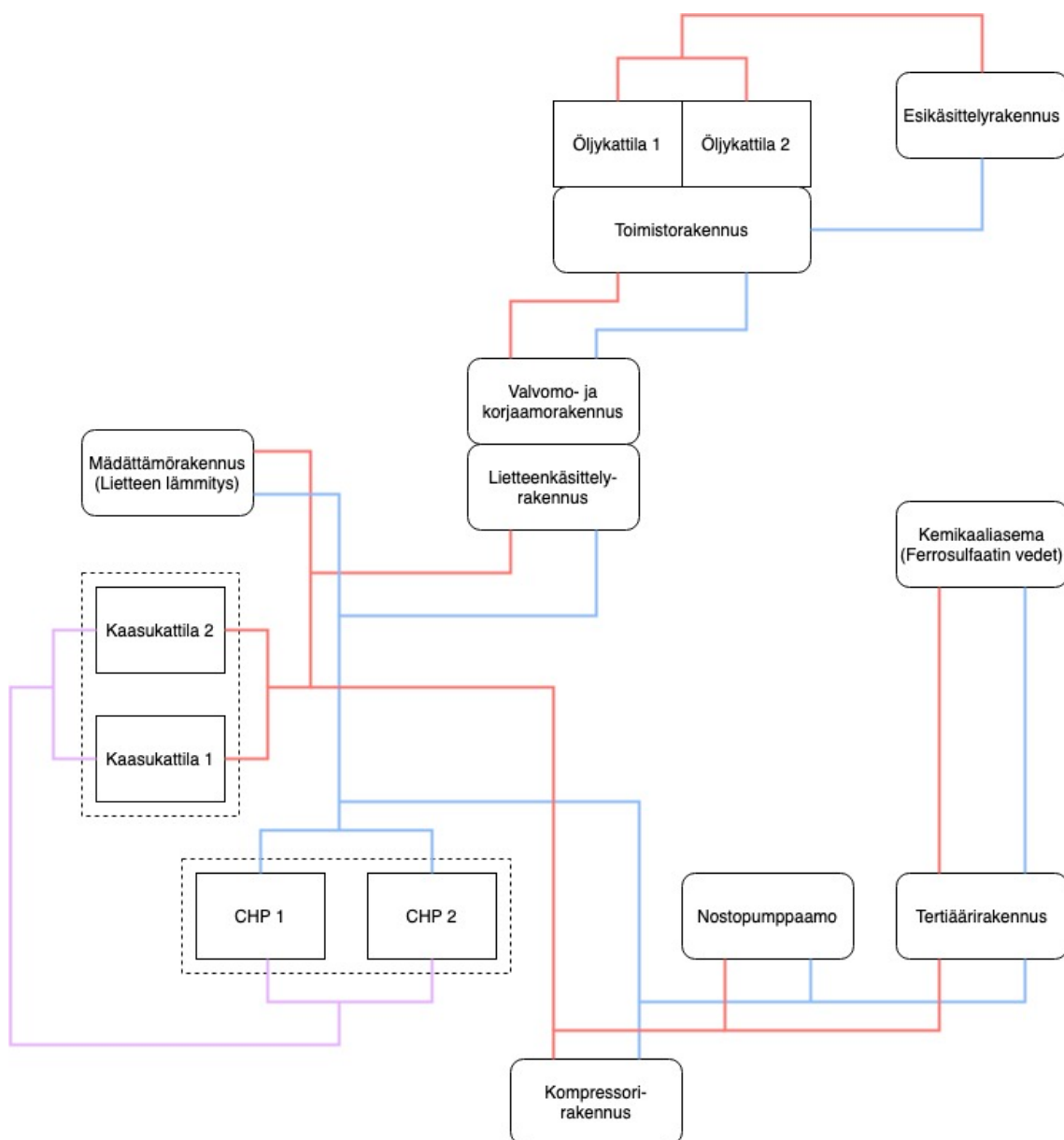
Rakennusten lämmitys ja lämpöhäviö ovat tuntemattomia tekijöitä, sillä niistä ei ole minkäänlaista mittaustietoa saatavilla. Lämmintä käyttövetä kuluu lähinnä työntekijöiden suihkussa käynteihin ja tiski- sekä pyykinpesukoneiden käyttöön, ja kulutus on suuruusluokaltaan merkityksetön (luokkaa 1 MWh kuukaudessa), joten tarkemmat laskelmat jätettiin tekemättä. Energiategollisuus ry:n datan (2020) perusteella Suomen kaukolämpöverkoissa lämpöhäviön osuus on välillä 5–15 % tuotetun lämmön määrästä vuodessa. Nenäinniemen tapauksessa aluelämpöverkko on kaukolämpöverkkoihin verrattuna lyhyt ja menoveden lämpötilataso alhainen, joten lämpöhäviön suuruudeksi arvioitiin 5 % tuotetun lämmön määrästä. Tällöin ainoaksi tuntemattomaksi tekijäksi jäi rakennusten lämmitysenergia, jonka suuruutta voitiin arvioida lämpöenergiataseen avulla:

$$Q_R = Q_K + Q_{CHP} - Q_{FLV} - Q_{FKV} - Q_L - Q_R - Q_{LH} \quad (3.2)$$

jossa Q_R on rakennusten lämmitysenergia, Q_K on kaasukattiloiden aluelämpöverkkoon tuottama lämpöenergia, Q_{CHP} on CHP-laitokselta talteen saatu lämpöenergia, Q_{FLV} on ferrosulfaatin liotusveden valmistuksen kuluttama lämpöenergia, Q_{FKV} on ferrosulfaatin kyytiveden valmistuksen kuluttama lämpöenergia, Q_L on lietteen lämmityksen kuluttama lämpöenergia ja Q_{LH} lämpöverkosta ympäristöön siirtynyt lämpöhäviö. Kuvassa 3.2 on esitetty puhdistamon aluelämpöverkko sekä kaikki lämmöntuotanto ja -kulutuskohteet. Energiataseen laskenta toteutettiin taulukkolaskentana kuukausitasolla. Näin rakennusten lämmitysenergian osuutta voitiin validoida niin, että kesäkuukausina (kesäkuu-elokuu) rakennusten lämmitysenergia saatiin nollassa. Tämä tehtiin korjaamalla lietteen lämmitysenergiaa korjauskertoimella, joka pienensi lietteen lämmityksen määrää. Lietteiden lämmitysenergian laskenta on virheille altis pienen lämpötilaeron takia kuten edellisessä luvussa on kuvattu. Mahdollista on myös, että tuotetun lämpöenergian määrä on todellisuudessa suurempi kuin mitattu arvo, mikä vaikuttaa virheeseen vastaavalla tavalla. Lisäksi rakennusten kuluttaman lämmitysenergian määrää arvioitiin ominaislämmönkulutuksen avulla, joka voidaan laskea lämmönkulutuksen ja lämmitettävän rakennustilavuuden suhteena seuraavasti:

$$\text{Ominaislämmönkulutus} = \frac{\text{Lämmönkulutus (kWh)}}{\text{Lämmitettävä rakennustilavuus (m}^3\text{)}} \quad (3.3)$$

Rakennusten ominaiskulutus vaihtelee rakenteissa käytetyn tekniikan mukaan. Voidaan yleistää, että eri vuosikymmenillä on käytetty samankaltaista rakennustekniikkaa ja arvioida rakennusten lämmönkulutusta rakennusajankohdan perusteella. Nenäinniemen rakennuskanta on peräisin pääosin 1970- ja 2000-luvuilta, mutta rakennuksia on jokaiselta



Kuva 3.2. Yksinkertaistettu aluelämpöverkon lämmönjakokaavio.

vuosikymmeneltä. Puhdistamon vanhempia rakennuksia on myös perusparannettu vuosien saatossa. Helsingissä 1970-luvun rakennuskannan sääkorjattu ominaislämmönkulutus vuonna 2007 oli 53 kWh/m^3 ja 2000-luvun rakennusten keskimääräinen arvo puolestaan 43 kWh/m^3 . Myös mahdolliset rakentamisen jälkeen tehdyt parannukset kuten lisälämmöneristys, ikkunoiden vaihto ja ilmanvaihdon säätäminen pienentävät ominaiskulutusta. (Helsingin kaupungin ympäristökeskus 2008)

3.5 Mittaukset ja tietotekniset järjestelmät

Puhdistamon prosessilaitteista suurin osa on liitetty Insta Automation Oy:n toimittamaan prosessiautomaatiojärjestelmään. Sitä voidaan operoida prosessivalvomon tietokoneilta käsin, jossa automaatiojärjestelmään liitettyjä laitteita voidaan tarkkailla ja niiden

toiminta-arvoja säätää tarpeen mukaan. Automaatiojärjestelmää päivitetään ja kehitetään jatkuvasti. Lisäksi järjestelmä kerää mittausdataa valvomon paikalliseen tietokantaan, josta siihen päästään käsiksi Insta Wahti -raportointiohjelmiston kautta. Insta Wahdilla on mahdollista luoda päivä-, viikko-, kuukausi- ja vuositason raportteja kaikista keruussa olevista mittauksista. Myös datan visualisointi on mahdollista. Historiadataa vuosilta ennen Insta Wahti -raportoinnin käyttöönottoa on kerätty vanhasta raportointijärjestelmästä, joka hakee dataa tietokannasta suoraan CSV-tiedostoon (Comma Separated Values). Puhdistamon kiinteistöautomaatiojärjestelmä on Honeywellin toimittama ja myös pitkälle automatisoitu ratkaisu. Mittauksia ja laitteiden toimintaa voidaan tarkkailla erilliseltä käyttöpääteeltä valvomossa. Myös kiinteistöautomaatiojärjestelmä kerää tietokantaan dataa, jota voidaan tarkastella jälkikäteen historiatrendien muodossa. Mittausdata on myös mahdollista viedä lukuarvoina erilliseen CSV-tiedostoon.

Toimiva automatisointi edellyttää etäluettavia mittauksia ja niiden päivittäistä valvomista. Kentältä löytyy monenlaisia mittauksia, joista tämän työn kannalta oleellisia olivat lämpötilamittaukset, virtausmittaukset ja energiamittaukset. Lämpö ja sähkö ovat puhdistamolla hyödynnettävät energian muodot, joita mitataan varsin eri tavoin. Käytettyä sähköenergiaa mitataan tällä hetkellä kahdella eri tavalla: kantaverkon puolella sijaitsevilla sähköverkkoyhtiön etäluettavalla mittarilla sekä puhdistamon sähköverkossa sijaitsevien sähkökatkaisijoiden avulla. Katkaisijat on liitetty automaatiojärjestelmän logiikan raportointilohkoon, josta saadaan 3600 mitattua tehon arvoa tunnin aikana. Nämä tehot lasketaan yhteen, jolloin saadaan niin kutsuttu kumulatiivinen tuntilukema (Energiateollisuus ry 2016). Prosessiin siirrettyä lämpöenergiaa voidaan puolestaan mitata kahden lämpötilamittauksen välisen lämpötilaeron ja kyseiseen prosessin osaan liittyvän virtausmittauksen avulla laskennallisesti kaavan 2.15 mukaan. Uusimpiin aluelämpöverkkoon liitettyihin kohteisiin on tähän tarkoitukseen sijoitettu energiamittareita, jotka mittaavat kohteiden lämmönkulutusta. Näitä kiinteistöautomaatiojärjestelmään kytkettyjä lämpöenergiamittareita on kolmessa kohteessa: tertiäärirakennuksessa, kompressorirakennuksessa sekä kemikaaliasemalla. Tertiääri- ja kompressorirakennuksissa lämpöä käytetään sisäilman lämmittämiseen, mutta kemikaaliasemalla lämpö siirretään prosessiin ferrosulfaatin liuotus- ja kyytivesien lämmittämiseksi. Kyseisiä lämpöenergiamittauksia ei kuitenkaan ole liitetty kiinteistöautomaation mittausten keruuseen, joten niiden arvoja ei voitu tarkastella takautuvasti.

CHP-laitokselle menevässä aluelämpöverkon putkessa on lämpötila- ja virtausmittaukset sekä sieltä tulevassa putkessa paluulämpötilamittaus. Näitä mittauksia hyödyntäen raportointilohkossa lasketaan kaavan 2.15 mukaisesti CHP-laitokselta talteen saadun lämpöenergian määrä. Joidenkin prosessin kohteiden, kuten lietteen lämmityksen, lämmönkulutusta voidaan tarkastella samaan tapaan, mutta laskentaa ei ole toteutettu raportointilohkossa, vaan Wahti-raportointijärjestelmässä. Lisäksi tämän työn puitteissa oli tarpeen arvioida tuotetun ja kulutetun biokaasun energiasisältöä. Siinä voitiin hyödyntää mittaus-tietoina kaasun virtausmittauksia sekä biokaasun metaanipitoisuuden mittausta. Tällöin

poltetun biokaasun sisältämä lämpömäärä voitiin laskea kaavalla 3.4

$$Q = H_{LHV,CH_4} V X_{CH_4}, \quad (3.4)$$

jossa Q on metaanin sidosten sisältämä energia yksikössä kWh, H_{LHV,CH_4} on metaanin alempi lämpöarvo 9,97 kWh/nm³ (Swedish Gas Technology Centre 2012), V on biokaasun tilavuus yksikössä nm³ ja X_{CH_4} metaanin tilavuusosuus biokaasusta. Lämpökeskuksen kaasukattiloiden yhteydessä ei ole virtausmittausta, joten niiden tuottaman lämpöenergian määrä on arvioitava poltetun metaanin lämpöarvon ja kattilan hyötysuhteen avulla. Tätä tarkoitusta varten kaava 3.4 voidaan esittää muodossa

$$Q = \eta_k H_{LHV,CH_4} V X_{CH_4}, \quad (3.5)$$

jossa η_k on kaasukattilan hyötysuhde.

3.6 Sähkön ostohinta ja tuotantokustannukset

Yhtiön sähkösopimuksessa sähköenergian hinta on sidottu sähkön markkinahintaan eli se vaihtelee kuukausittain. Tarkastelussa laskettiin vuodelta 2019 keskimääräinen energian hinta laskemalla laskujen summat yhteen ja jakamalla summa laskutettujen kilowattituntien määrällä. Näin laskien saatiin energialle hinnaksi 4,92 snt/kWh. Sähkön kokonaiskustannuksiin sisältyvät myös sähkön siirtohint, sähkövero, huoltovarmuusmaksu sekä kuukausittaiset kiinteät kustannukset. Sähkön hinnan muodostumista on avattu taulukossa 3.6.

Taulukko 3.6. Ostosähkön hinnan komponentit.

	snt/kWh	€/a
Energiamaksu	4,92	-
Siirtomaksu	0,98	-
Sähkövero	2,24	-
Huoltovarmuusmaksu	0,013	-
Perusmaksu	-	1 445
Tehomaksu	-	11 109
Kokonaishinta (ALV 0%)	8,147	12 553

Tämän työn kannalta oli käytännöllistä muuttaa vielä sähkölle laskettu yksikköhinta 8,147 snt/kWh megawattitunteihin, jolloin hinnaksi muodostui 81,47 €/MWh. Lukemaa voitiin käyttää arvioitaessa omalla sähköntuotannolla saavutettuja säästöjä verrattuna ostosähkön kustannuksiin. Tällöin myös kiinteä kuukausimaksu voitiin jättää huomiotta,

sillä se maksetaan kulutetun energian määrästä riippumatta joka kuukausi. On myös huomioitava, että tässä työssä on käytetty arvonlisäverottomia (ALV 0%) hintoja. Sähkön hinta on vaihdellut vuosina 2010–2019 suhteellisen vähän (Tilastokeskus 2020), joten laskettua vuoden 2019 hintaa voitiin käyttää myös aikaisempien vuosien tulojen laskentaan. Myös CHP-laitoksessa tuotetulla sähköllä on hintansa, sillä investointi on aikanaan ollut suuri, ylläpito ei ole ilmaista ja suuremmat huollot ovat kalliita. Kaasumootoreihin ja niihin liittyviin laitteisiin on investoitu vuosina 2009–2011 yhteensä 1 198 086 €. Investoinnin pitoaika on kirjanpidossa 16 vuotta. Taulukossa 3.7 on esitetty CHP-laitoksen investointikustannukset sekä käyttö- ja kunnossapitokustannukset vuosilta 2009–2019.

Taulukko 3.7. CHP-laitoksen investointikustannukset sekä käyttö- ja kunnossapitokustannukset.

	Investointi €	Käyttö ja kunnossapito €
2009	1 196 045	50 184
2010	258	64 694
2011	1 782	58 629
2012	-	138 112
2013	-	126 954
2014	-	39 746
2015	-	95 900
2016	-	39 258
2017	-	184 370
2018	-	24 217
2019	-	65 386

Taulukosta voidaan huomata, että CHP-mootoreiden käyttö- ja kunnossapitokustannukset vaihtelevat vuosittain runsaasti. Kirjanpidon saldoista voitiin ottaa keskiarvo, jolloin keskimääräiseksi vuosittaisiksi käyttö- ja kunnossapitokustannuksiksi saatiin 80 677 €. Energiantuotannossa saavutettavia vuosittaisia säästöjä voidaan arvioida seuraavasti (Hosseini et al. 2014):

$$\text{Rahallinen säästö} = \text{Energiansäästö} \times \text{Energian yksikköhinta} \quad (3.6)$$

Tässä tapauksessa säästetty energia on CHP-laitoksessa tuotettu sähkö ja energian yksikköhinta on ostosähkön hinta, jolloin saadaan vuosittainen säästö euroina. CHP-laitoksen investoinnin kannattavuutta tarkastellessa vuotuista säästöä voidaan käsitellä tuloina ja investointikustannusta sekä käyttö- ja kunnossapitokustannuksia menoina.

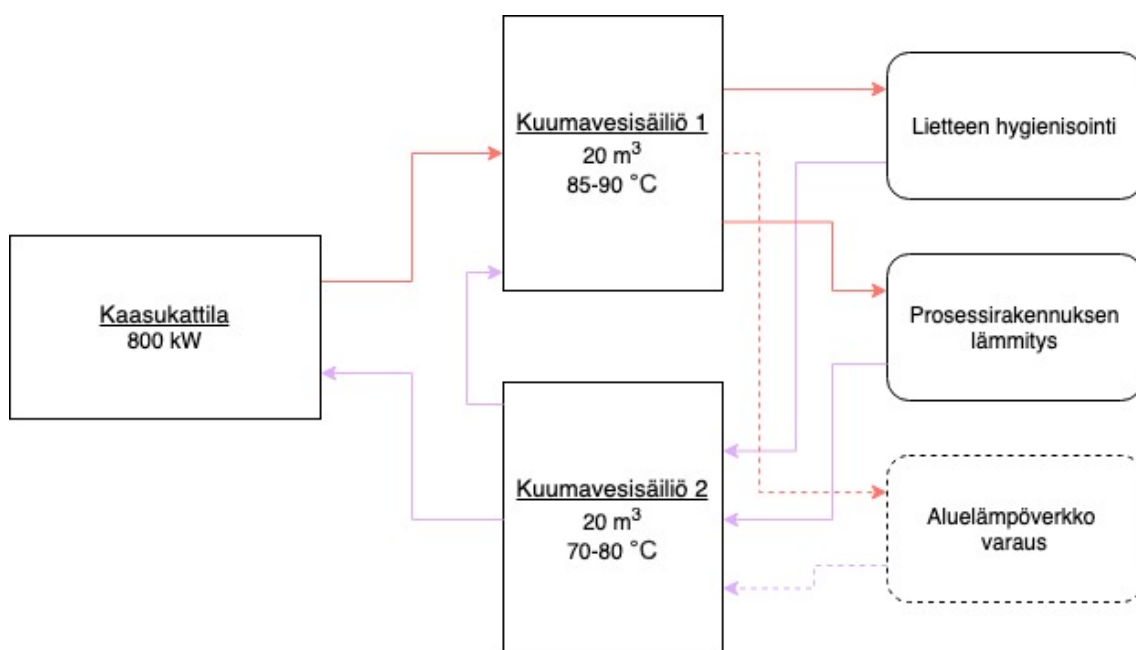
Investoinnin kannattavuutta arvioitiin absoluuttisesti vuotuisella meno- ja tuloarviolla, joka on esitetty luvussa 4. Lisäksi investoinnin kannattavuutta arvioitiin nykyarvo- sekä annuiteettimenetelmillä käyttäen laskentakorkokantaa 3,0 %. Laskentakorkokanta muodostuu yrityksen pitkäaikaisten lainojen keskimääräisestä 2 %:n korosta sekä Jyväskylän kaupungin 1 %:n takausprovisiosta. CHP-laitoksen toiminnan alkuvuosina jätevedenpuhdistamolla tuotetusta ja siellä käytetystä sähköstä ei tarvinnut maksaa energiaveroa. Vuonna 2015 sähkön valmisteveroa käsittelevää lakia kuitenkin muutettiin niin, että myös omassa toiminnassa käytettävä sähkö on valmisteverolain alaista, mikäli voimalaitoksen nimellissähköteho ylittää 100 kVa ja/tai voimalaitoksen vuosituotto ylittää 800 000 kWh/a (501/2015). Käytännössä vuoden 2015 toukokuusta alkaen kaikesta puhdistamolla tuotetusta sähköstä on maksettu veroluokan I (30.12.1996/1260) mukaista sähkön valmisteveroa 2,24 snt/kWh ja huoltovarmuusmaksua 0,013 snt/kWh. Yksikkömuunnoksen jälkeen valmisteveron ja huoltovarmuusmaksun kustannukseksi saatiin yhteensä 22,53 €/MWh. Kustannus on otettu huomioon sähkön tuotantokustannuksia laskettaessa.

3.7 Biokaasulaitoksen saneeraus

Seuraavana saneerauskohteena Nenäinniemiessä ovat lietteenkäsittely ja biokaasulaitos. Alkuvuodesta 2020 Watrec Oy on toteuttanut saneerauksen yleissuunnittelun. Tavoitteena saneerauksessa on biokaasun tuotannon tehostaminen ja laitteistojen modernisointi. Saneerauksen lähtökohtana on lietteenkäsittelyn tehostaminen tiivistämällä raakaliete ennen mädätystä kuiva-ainepitoisuuteen 10,5 %. Tämä alentaa käsiteltävän lietteen vuosittaista määrää lähes 70 %:lla. Samalla voitaisiin siirtyä kaksivaiheiseen mädätykseen, jossa kolmesta mädättämöstä yksi toimisi varsinaisena mädättämönä, toinen jälkipuskurisäiliönä ja kolmas jäisi varalle. Laaditussa yleissuunnitelmassa on esitetty siirtymistä lietteen kierrätyslämmityksestä lietteen esilämmitykseen. Se toteutettaisiin hygienisointiratkaisuna, jossa liete esilämmitetään, suljetaan sekoituksella varustettuun hygienisointisäiliöön ja sen lämpötila pidetään 70 °C:ssa tunnin ajan. Tämän jälkeen liete jäähdytetään mädätyksen vaatimaan 36–39 °C:n lämpötilaan. Varsinaisen mädätyksen jälkeen (viipymä 20 d) mädäte ohjataan vielä jälkipuskurisäiliöön, jossa mädätteen biologinen aktiivisuus heikkenee ja kaasuntuotanto hidastuu. Myös jälkipuskurisäiliössä syntyvä biokaasu saadaan talteen ja voidaan hyödyntää energiantuotannossa. Lisäksi biokaasun kuivaus- ja puhdistuslaitteistot sekä hätäsoihdu uusittaisiin ja nykyisen kaasukellon rinnalle lisättäisiin uusi 800 m³:n kaasuvälikäyttö, joka lisäisi biokaasun puskuritilavuutta ja helpottaisi kaasun käytön optimointia. Saneeratun laitoksen laskennallinen kaasuntuotto on 2,3 milj. m³ vuodessa ja biokaasun metaanipitoisuus 63 til-%. (Watrec Oy 2020)

Hygienisointiratkaisun on ilmoitettu olevan myös erittäin energiatehokas, ja sen sekä uuden prosessirakennuksen yhteiseksi lämmönkulutukseksi on arvioitu 140–230 MWh/kk. Uuden prosessirakennuksen rakennustilavuudeksi on suunniteltu 15 850 m³, ja sen omien lämmönkulutuksen on oletettu olevan 30 kWh/m³/a. Sen vuotuinen lämmönkulutus olisi siis noin 476 MWh. Hygienisoinnin vaatiman korkean lämpötilatason 85–90 °C takia uusi lämmönjakojärjestelmä on esitetty eristettäväksi vanhasta aluelämpöverkosta.

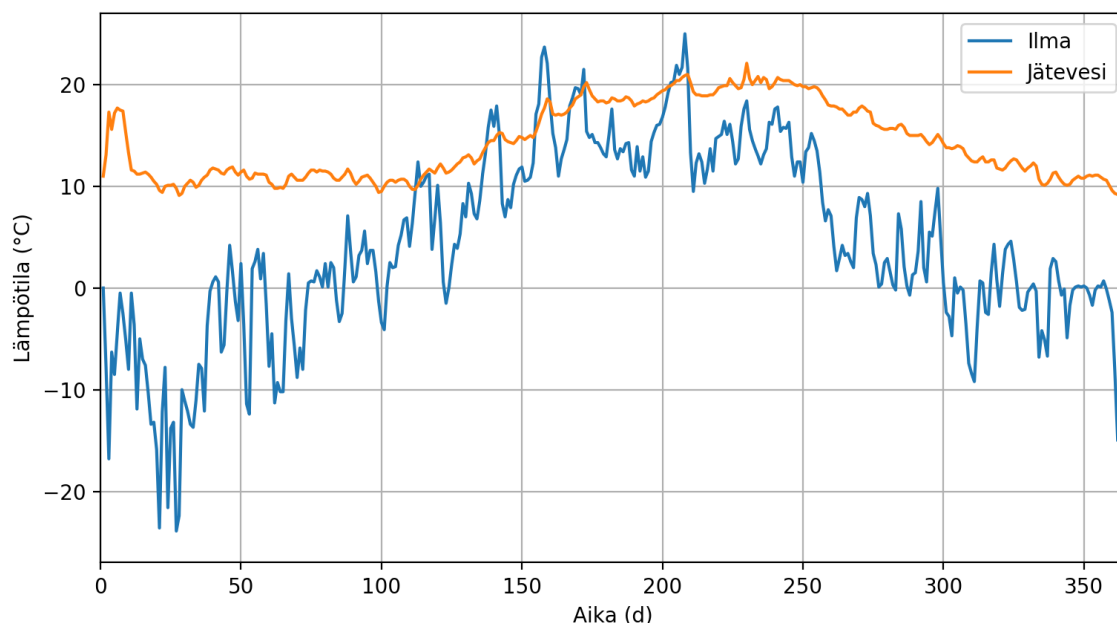
Uuteen lämmönjakopiiriin tarvittaisiin siis uusi lämmöntuotantolaitteisto. Suunnittelijan esityksen mukaan hankintaan sisältyisi uusi biokaasukäyttöinen kattila, joka on varustettu kaksoispolttimella eli sitä voitaisiin tarvittaessa käyttää myös kevyellä polttoöljyllä. Tarvittava lämpöteho on 600 kW, mutta koska hinnallisesti ja toiminnallisesti hieman suurempi kattila ei poikkea pienemmästä juuri mitenkään, on esitetty hankittavaksi lämpöteholtaan 800 kW kaasukattila. Uuteen lämmönjakojärjestelmään olisi kytkettynä lietteen esilämmityksen lisäksi uuden prosessirakennuksen lämmitysjärjestelmä. Lämmönjakojärjestelmään sisältyy myös kaksi kuumavesisäiliötä (20 m³/säiliö), jotka tasaisivat hetkellistä huipputehon tarvetta. Yksinkertaistettu lämmönjakokaavio uudesta järjestelmästä on esitetty kuvassa 3.3. (Suvilampi 2020)



Kuva 3.3. Watrec Oy:n esityksen mukainen uusi lämmönjakojärjestelmä. Mukailtu lähteestä (Suvilampi 2020).

3.8 Lämmöntalteenotto puhdistetusta jätevedestä

Vuonna 2019 Nenäinniemiessä jätevettä käsiteltiin keskimäärin 36 960 m³ päivässä, josta yksikkömuunnoksen jälkeen tilavuusvirraksi saatiin 0,428 m³/s ja massavirraksi muunnettuna 428 kg/s. Lähtevän jäteveden lämpötila oli vuoden 2019 aikana talvella kylmimmillään 8,7 °C ja kesällä lämpimimmillään 22,5 °C sekä keskimäärin 14,7 °C. Vuoden 2019 käsitellyn jäteveden lämpötilat ja ulkoilman lämpötilat päiväkeskiarvoina Jyväskylän lentoasemalta (Ilmatieteen laitos 2020) on esitetty kuvassa 3.4. Kuvaa tulkittaessa on huomattava tammikuun alun piikki jäteveden lämpötilassa, joka johtuu tilapäisestä tertiäärikäsittelyn ohituksesta, jolloin lämpötilamittaus on mitannut tertiäärirakennuksen huonelämpötilaa. Alan tutkimusten (Chae et al. 2013; Nowak et al. 2015) mukaan talviaikaan (jäteveden lämpötila n. 10 °C) lämpöpumpulla olisi otettavissa lämpöä jätevedestä niin, että veden lämpötila laskee n. 2–3 °C. Tutkimuksissa on kuitenkin käsitelty lämpöteholtaan



Kuva 3.4. Käsitellyn jäteveden ja ilman lämpötilojen päiväkeskiarvot vuonna 2019.

suhteellisen pieniä lämpöpumppuja. Suuremmilla lämpöpumpuilla, kuten Helsingin Katri Valan laitoksella jäähtymä on jopa 6°C talvilämpötiloissa. Näiden tietojen perusteella valittiin laskentaa varten jäähtymäksi 5°C . Kirjallisuuskatsauksen (Hepbasli et al. 2014) mukaan käytännön laitteistojen COP-arvot liikkuvat välillä 3–5. Laskelmia varten COP-arvoksi valittiin 3,0.

Lämpöpumppu on mahdollista mitoittaa monella eri tavalla. Mahdollisia käyttökohteita ovat puhdistamon omat prosessit, mutta lämpöä voitaisiin tuottaa myös paikalliseen kaukolämpöverkkoon. Puhdistamon alueella lämpöpumppulaitos tulisi sijoittaa tertiäärirakennuksen välittömään läheisyyteen. Lämpö voitaisiin siirtää suoraan nykyiseen lämmönjakoverkkoon tai hyödyntää paikallisesti lähellä lämpöpumppulaitosta. Tällöin lähimmät kulutuskohteet olisivat tertiäärirakennus ja kemikaaliasema. Tertiäärirakennuksen lämmönjakopiiriin on liitetty pieni puskurivaraaja, johon siirretään lämpöä aluelämpöverkosta ulkolämpötilaa seuraavan käyrän mukaisesti. Lokakuussa 2019 varaajan lämpötila oli kauttaaltaan n. 65°C eikä kerrostumista juurikaan ollut havaittavissa. Kylmempinä aikoina varaajan lämpötila on todennäköisesti hieman korkeampi. Tertiäärirakennuksen käyttövesipiiristä siirretään lämpöä lämmönsiirtimen kautta kemikaalirakennukselle menevään lämmönjakoputkeen. Kemikaalirakennukselle menevän veden lämpötilaksi on asetettu 60°C , mutta ferrosulfaatin liuotus- ja kytivesien lämpötila on vain 28°C . Tarkastellaan lämmön tuottamista kolmessa eri tilanteessa:

1. kaukolämmön tuottaminen kaukolämpöverkkoon
2. koko puhdistamon lämmöntarpeen kattaminen lämpöpumpulla
3. lähimpien rakennusten lämmöntarpeen kattaminen lämpöpumpulla.

Chae et al. ovat arvioineet tutkimuksessaan (2013) lämpöpumppulaitteiston investointikustannukseksi n.1800 €/kW. He ovat kuitenkin käsitelleet tutkimuksessaan suhteellisen pienitehoista 88 kW:n lämpöpumppua. Turun Kakolanmäen lämpöpumppuinvestointi (lämpöteho 20 000 kW) maksoi yhteensä n. 14 milj. € (Turun Sanomat 2008), josta samaan tapaan laskettuna kustannus oli 700 €/kW. Investointikustannus kilowattituntia kohden siis pienenee lämpötehon kasvaessa. Nenäinniessä jätevettä virtaa Kakolanmäkeä (90 000 m³/d (TSP 2020)) vähemmän, joten myös hyödynnettävissä oleva lämpöteho on pienempi. Investointikustannuksille laskettiin minimiarvot hinnalla 700 €/kW. Sähkön tuotantokustannuksena pidettiin vuoden 2019 hintaa 81,47 €/MWh.

3.9 Biokaasun siirto ja jatkojalostus

Tässä työssä haluttiin tarkastella myös raakabiokaasun myymistä ulos jätevedenpuhdistamolta. Tällöin se ohjattaisiin ulkopuoliselle toimijalle jatkojalostettavaksi liikennekaasuksi. Mahdollinen yhteistyökumppani tässä skenaariossa olisi puhdistamoyhtiön kanssa samaan konserniin kuuluva Mustankorkea Oy. Se on jätehuolto-yhtiö, joka jatkokäsittelee Nenäinniimestä kerättävän mädättämölietteen. Mustankorkealla on myös omaa biokaasun tuotantoa sekä biokaasun jalostuslaitos. Puhdistettu biokaasu myydään liikennepolttoaineeksi Mustankorkean tankkausasemalla. Yhtenä vaihtoehtona haluttiin tarkastella biokaasun siirtoa Nenäinniimestä Mustankorkean jalostuslaitokselle. Kirjallisuusselvityksen perusteella huomattiin, että putkistosiiro on ainoa varteenotettava tekniikka raakakaasun siirtämiseksi. Putkiston rakennuskustannukseksi valittiin luvussa 2.4 esiteltujen kirjallisuusarvojen perusteella 100 €/m. On kuitenkin huomioitava, että rakennuskustannus on todella riippuvainen maastosta ja saattaa jopa kaksinkertaistua kaupunkialueella kaivettaessa. Rakennuskustannusten tarkempi arviointi vaatisi yksityiskohtaisempia laskelmia ja materiaalitietoja. Laskelmaa varten arvioitiin nykyisiä teitä myötäillen asennetun putken pituudeksi n. 9 km (Google Maps 2020).

Toisena vaihtoehtona tarkastelussa oli jalostuslaitoksen rakentaminen puhdistamon välittömään läheisyyteen. Tässäkin vaihtoehdossa tarvittaisiin biokaasun jalostuksen hallitseva yhteistyökumppani, joka rakentaisi jalostuslaitoksen ja olisi vastuussa kaasun puhdistusprosessista. Kahden potentiaalisen yhteistyökumppanin kanssa käydyissä keskusteluissa kävi ilmi, että uuden jalostuslaitoksen kannattavuusrajana voitaisiin pitää raakakaasun hankintaa jätevedenpuhdistamolta hintaan 20 €/MWh. Jalostuslaitoksen investointikustannukseksi arvioitiin keskusteluissa 1,5–2,5 milj. €. Investointikustannus riippuu kirjallisuusviitteiden (Bazbauers et al. 2014; Hoyer et al. 2013) mukaan merkittävästi jalostuslaitoksen koosta eli käsiteltävän kaasun tilavuusvirrasta. Puhdistamalla syntyi vuonna 2019 raakakaasua 98–347 m³/h ja tuntikeskiarvo oli 236 m³. Jalostuslaitoksen kapasiteetiksi valittiin 350 m³/h ja spesifiseksi investointikustannukseksi kirjallisuusviitteiden perusteella 5000 €/m³/h.

Kaasusta tuotettiin Nenäinniessä työn kirjoitushetkellä sähköä ja lämpöä. Mikäli kaasu myytäisiin ulos, olisi sekä sähkö että lämpö hankittava ulkopuoliselta toimittajalta. CHP:n

sähkötuotannon korvaavalle sähkölle voidaan käyttää vuoden 2019 ostosähkön hintaa 81,47 €/MWh. Lämmöntuotannolle vaihtoehtona on liittyminen paikalliseen Alva-yhtiöt Oy:n hallinnoimaan kaukolämpöverkkoon. Kaukolämpöputken vetämisestä ja puhdistamon liittämisestä verkkoon koituisi lisäkustannuksia, joita ei kuitenkaan tämän työn puitteissa arvioitu. Kaukolämmön hinnan arvioidut komponentit on esitetty taulukossa 3.8. Kaukolämmön hinta muodostuu neljästä eri osasta, jotka ovat perusmaksu, huipputehomaksu, energiamaksu ja hyvitys/laskutus paluulämpötilan perusteella. Perusmaksun laskentaperusteena tilausvesivirtana käytettiin aluelämpöverkon virtaamaa 39 m³/h. Huipputehon perusteeksi otettiin Alvan hinnaston (2020) mukaisesti vuoden 2019 lämmöntuotannon viidestä korkeimmasta tuntilämpötehosta kolmen pienimmän lukeman keskiarvo 1374 kW. Energiamaksun hinta on kiinteä ja paluuveden lämpötilahyvityksen tai -laskutuksen oletettiin olevan nolla. On myös huomioitava, että tässä työssä käytetään arvonlisäverotonta (ALV 0%) kaukolämmön hintaa.

Taulukko 3.8. Arvioidut kaukolämmön hinnan komponentit.

	€/a	€/MWh
Huipputehomaksu	32 456	-
Perusmaksu	10 820	-
Energiamaksu	-	46,80
Yhteensä (ALV 0%)	43 276	46,80

Taulukkoa voitiin täydentää, kun oletettiin vuosittaiseksi lämmönkulutukseksi puhdistamon keskiarvoinen lämmöntuotanto 5743 MWh vuosilta 2010–2019. Tällöin voitiin laskea kaukolämmölle kokonaishinta, johon sisältyvät myös kiinteät kustannukset. Kaikki kustannukset keskimääräistä vuosittaista lämmönkulutusta kohden on esitetty taulukossa 3.9.

Taulukko 3.9. Lämmönkulutuksen perusteella arvioidut kaukolämmön hinnan komponentit.

	€/a	€/MWh
Huipputehomaksu	32 456	5,65
Perusmaksu	10 820	1,88
Energiamaksu	268 772	46,80
Kokonaishinta (ALV 0%)	312 048	54,34

Lämmön ostohinnaksi muodostui siis 54,34 €/MWh kaikki komponentit huomioiden. Tässä laskettua hintaa käytettäessä on huomioitava, että se vaihtelee jonkin verran vuodessa käytetyn energian mukaisesti. Mikäli vuosittainen lämmöntuotanto laskee, kiinteiden kustannusten hinta nousee energian määrään suhteutettuna. Toisaalta jos lämmöntarve kasvaa, kiinteät kustannukset laskevat suhteessa tuotettuun energiamäärään.

3.10 Aurinkosähköjärjestelmä

Ilmatieteen laitos on määritellyt nykyilmaston testivuoden TRY2012, jonka pohjana toimii 30-vuotinen mittaustilasto vuosilta 1980–2009. Mittausdatan perusteella on määritetty pystysuorille ja kallistetuille pinnoille saapuva auringon kokonaissäteilyn määrä. 45 astetta kallistetuille eri ilmansuuntiin suunnatuille pinnoille saapuvan säteilyn kokonaismäärät Jyväskylän olosuhteissa on esitetty taulukossa 3.10. Taulukosta voidaan lukea, että etelään suunnattu paneeli tuottaa selvästi eniten muihin ilmansuuntiin verrattuna, joskin kaakko ja lounas ovat myös hyviä suuntausvaihtoehtoja. Etelään suunnatulle pinnalle saapuvasta säteilystä 82 % kertyy huhtikuun ja syyskuun välisenä aikana. Talvikaudella siis saadaan alle viidesosa vuosittaisesta säteilyenergiasta.

Taulukko 3.10. Auringon kokonaissäteilyenergia 45 astetta kallistetulle pinnalle Jyväskylän olosuhteissa, yksikössä kWh/m² (Jylhä et al. 2012).

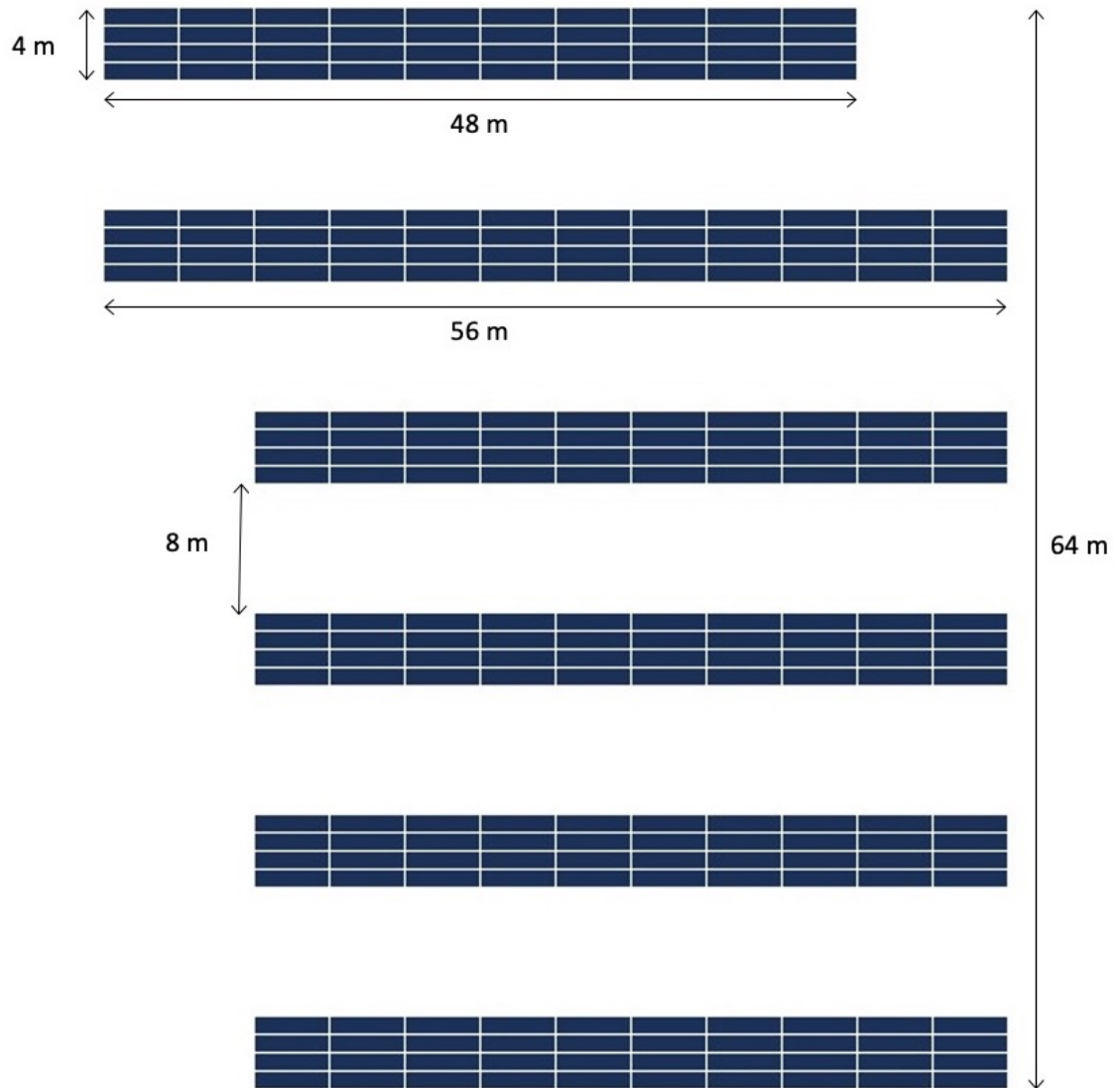
	Pohjoinen	Koillinen	Itä	Kaakko	Etelä	Lounas	Länsi	Luode
Tammikuu	5	5	5	8	10	8	6	5
Helmikuu	14	14	23	38	46	37	21	14
Maaliskuu	36	40	52	73	85	76	58	41
Huhtikuu	51	69	100	129	137	124	98	66
Toukokuu	84	118	161	190	190	179	157	110
Kesäkuu	94	116	146	165	164	162	148	112
Heinäkuu	80	107	143	169	173	165	146	105
Elokuu	57	75	104	133	143	135	111	75
Syyskuu	32	42	69	100	114	99	70	41
Lokakuu	14	16	25	40	48	40	25	15
Marraskuu	6	6	8	12	15	12	7	6
Joulukuu	3	3	3	5	5	4	3	3
	476	609	840	1061	1127	1041	849	593

Nenäinniemeen on ollut suunnitteilla aurinkopaneelikenttä. Vuonna 2018 käytiin keskusteluja ja suunnittelukokouksia aurinkopaneelikentän sijainnista, perustuksista, paneelien sijoittelusta sekä kustannuksista. Sijoittelua harkittiin ensin kattopinnoille, joiden todettiin olevan hajallaan, väärään ilmansuuntaan kallistettuja tai muiden rakennusten varjostamia. Tämän jälkeen aurinkopaneelikenttää alettiin suunnitella puhdistamon lounaispuoliselle täyttömaa-alueelle. Paneelikentän suunniteltu layout on esitelty kuvassa 3.5. Kuvan perusteella voidaan laskea, että Nenäinniemeen on ollut suunnitteilla paneelipinta-alaltaan 1184 m²:n aurinkosähköjärjestelmä. Suunnitellun alueen maapinta-ala on noin 3130 m² (Tuikka 2018) ja aurinkopaneelien kallistuskulma 25°. Maaperätutkimuksissa

kävi ilmi, että maaperä on runsaasti routivaa tyyppiä. Se sisältää myös runsaasti loh-kareita, joiden vuoksi teräsprofiilipaalut eivät sovellu perustuksiksi, vaan kenttää suunniteltiin betonielementtiperustuksille. Silloin mukana ollut konsulttiyhtiö teki simulaatioita aurinkopaneelientuotosta ja kannattavuuslaskelmia investoinnista. Lähtöarvoina olivat seuraavat tiedot (Jodat 2018):

1. Valittu paneeli oli 275 W monikidepaneeli.
2. Moduulihyötysuhde oli 16,8 %.
3. Voimalan piikkiteho oli 203,5 kWp.
4. Paneelien sähköntuottoteho tulisi laskemaan 25 vuoden kuluessa 20 %.
5. Rahoituksen korkotaso oli 2,0 %.
6. Investoinnin pitoaika oli 30 a.
7. Sähkön hinta oli 85,00 €/MWh.
8. Vuotuinen käyttökustannus oli 6150 €.
9. Investoinnin kokonaishinta oli 332 050 € (ALV 0%).

Näiden lähtötietojen perusteella simulaatioissa saatiin paneelientuotoksen vuosittaiseksi tuotoksi 152 MWh/a ja korkokannan mukaan diskontatuksi takaisinmaksuajaksi 27,6 a. Tämän jälkeen kuitenkin maarakennustöistä saatiin silloiselta täyttömaa-alueen urakoitsijalta tarjous 140 000 € (ALV 0%), joka ylitti budjetoidun 97 450 € merkittävästi. Takaisinmaksuaika nousi äärettömäksi ja hanke kaatui.



Kuva 3.5. Aurinkopaneelien suunniteltu aluelayout. Mukailtu lähteestä (Tuikka 2018).

Aurinkopaneelien moduulihyötysuhteet ovat nousseet ja vuonna 2020 markkinoilla on tarjolla paneeleja yli 20 % moduulihyötysuhteella (Jiangsu SunLink PV Technology Co. Ltd. 2020). Tässä työssä käytetty sähkön hinta on alhaisempi kuin vuonna 2018 tehdyissä investointilaskelmissa käytetty arvo ja muiden kustannusten voidaan olettaa pysyneen samoina. Takaisinmaksuaika ei siis ole voinut merkittävästi muuttua. Ilmatieteen laitoksen säteilydatan perusteella laskettiin kuitenkin mahdollinen skenaario aurinkopaneelikentän vuosituotolle. Paneelihyötysuhteeksi valittiin 20 % ja systeemihyötysuhteeksi 12 %. Tällöin voitiin laskea kaavan 2.11 perusteella paneelien kuukausittainen vaihtosähköenergian tuotto.

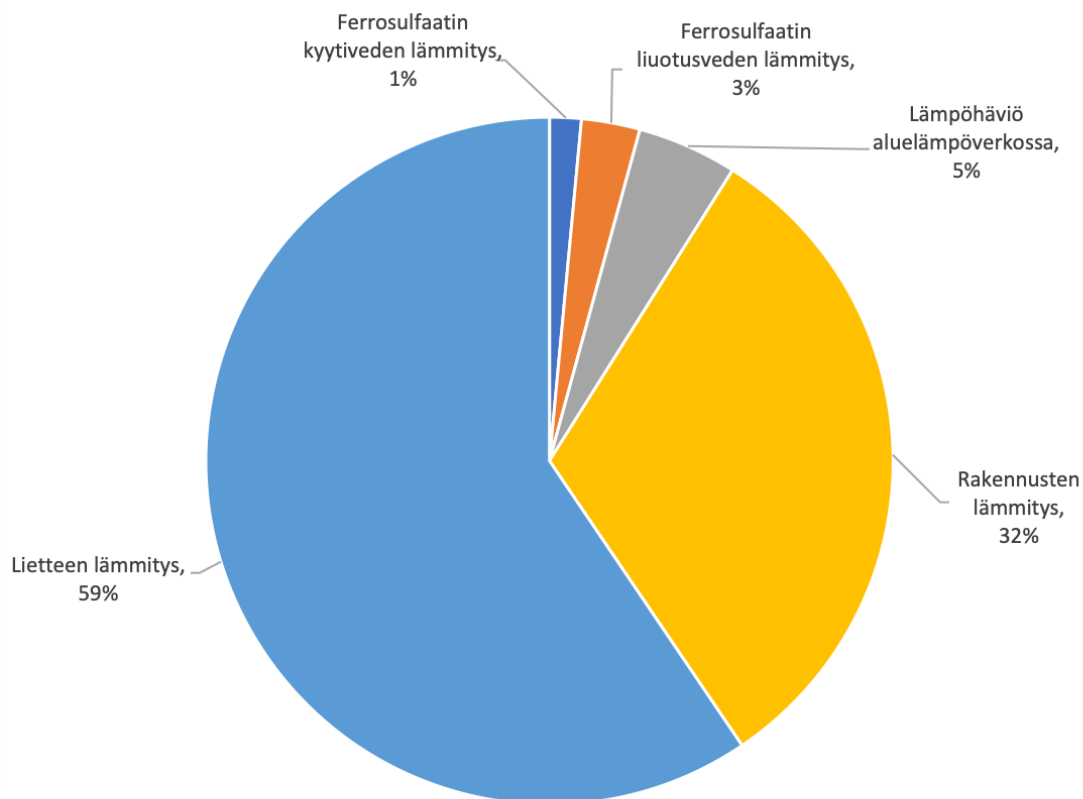
4 TULOKSET

Tässä luvussa on esitelty aineiston ja kirjallisuuden perusteella laskettuja tuloksia ja päätelmiä työn kohteena olleen puhdistamon energiantuotannosta ja -kulutuksesta. Laskentaan ei liittynyt monimutkaisia laskentamenetelmiä, joten työssä hyödynnettiin enimmäkseen taulukkolaskentaohjelmistoa.

4.1 Lämmönkulutus ja -säästöpotentiaali

Puhdistamon lämmönkulutus vuosien 2010–2019 keskiarvona on ollut 5743 MWh. Lämmönkulutukseen vaikuttavat lähinnä ulkoilman lämpötilan mukainen rakennusten lämmitystarve sekä mädätykseen menevän lietteen lämpötila, joka myös seuraa ulkoilman lämpötilaa. Lämmön kulutuskohteet on kuvattu luvussa 3.4.3 ja kulutuksen jakautuminen vuonna 2019 on esitetty kuvassa 4.1. Kuvasta voidaan nähdä, että lietteen lämmityksen osuus on yli puolet vuosittaisesta lämmönkulutuksesta. Lietteiden lämmitys on kuitenkin kriittinen kohde, sillä mädätteen lämpötila on pidettävä ympäri vuoden halutulla tasolla. Myös ferrosulfaatin liuotusvesien lämmitys on ympärivuotista kuormaa, mutta rakennusten lämmitys painottuu talvikaudelle ulkolämpötilojen mukaisesti. Energiataselaskennassa rakennusten ominaislämmönkulutukseksi vuonna 2019 saatiin 45 kWh/m^3 , joka sopii hyvin rakennuskannan ikään.

Lietteiden lämmityksen energiataloutta on mahdollista parantaa biokaasulaitoksen modernisoinnin yhteydessä esimerkiksi nostamalla mädätettävän lietteen sakeutta. Tulevia muutoksia on kuvattu tarkemmin luvussa 5.1. Rakennusten lämmityksen osalta säästöt ovat mahdollisia esimerkiksi sisälämpötiloja laskemalla. Useimmissa rakennuksissa lämmitysjärjestelmää ei kuitenkaan ohjaa sisälämpötila vaan ulkolämpötilan mukainen lämmitysveden lämpötila. Sisälämpötilan mittauksiakaan ei ole juuri kiinteistöautomaatiojärjestelmässä näkyvillä. Käytännössä kiinteistöautomaatiojärjestelmä pitää aluelämpöverkon lämpötilan ajokäyrän mukaisena ulkoilman lämpötilan perusteella ja huonekohtainen säätö tapahtuu patteritermostaateilla. Näin ollen myös sisälämpötilan tarkkailu ja pudottaminen olemassa olevalla automaatiolla on hankalaa.

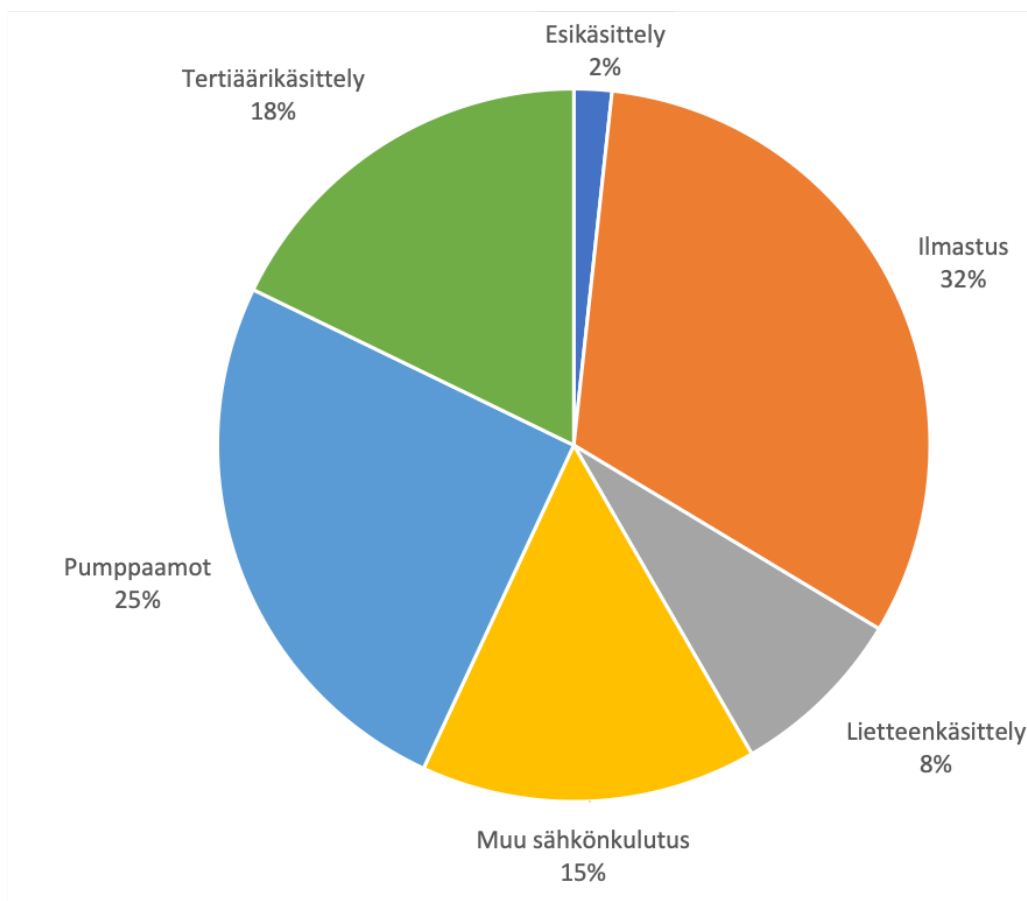


Kuva 4.1. Lämmönkulutuksen osuudet vuonna 2019.

Tulevaisuuden varalta olisi järkevää lisätä sisälämpötilamittauksia jokaiseen lämmitettävään rakennukseen ja liittää ne myös kiinteistöautomaatiojärjestelmään. Näin voitaisiin tarkkailla sisälämpötiloja ja tarkemmin säätää halutut lämpötilat prosessitiloihin, kuten tertiäärirakennukseen, nostopumppaamolle ja kompressorirakennukseen, joissa ei normaalitilanteessa ole tarvetta oleskella ja sisälämpötilat voitaisiin pitää oleskelutiloja alhaisempina.

4.2 Sähkönkulutus ja -säästöpotentiaali

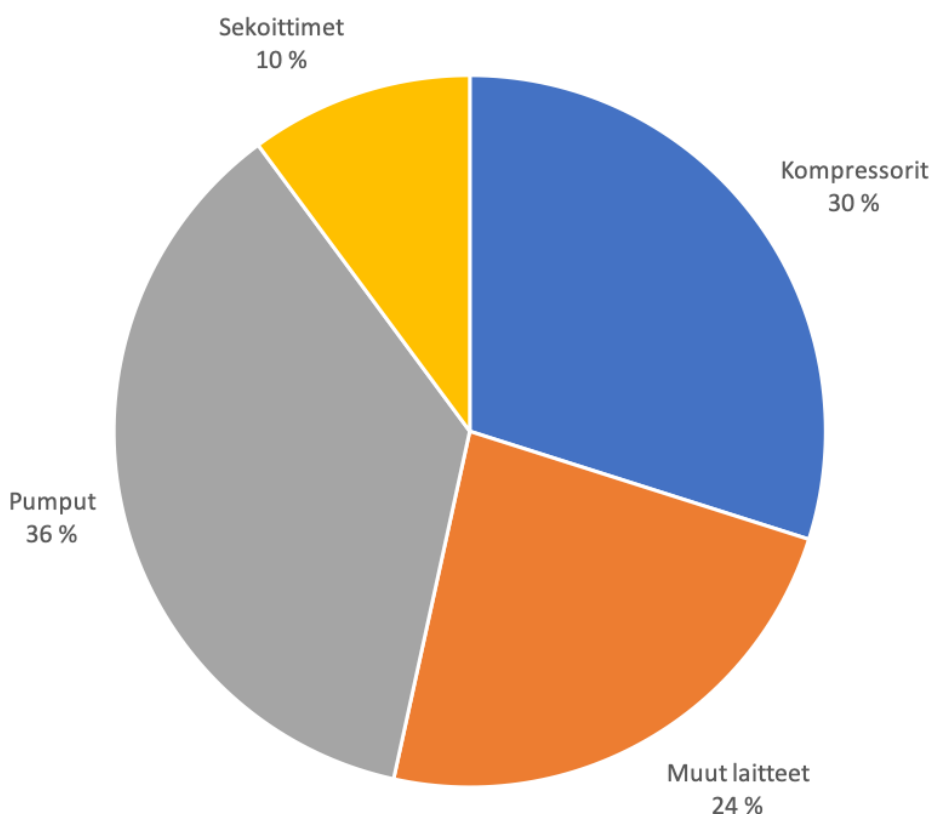
Sähkönkulutus kategorisoitiin luvussa 3 kuuteen eri ryhmään ja kategorioiden sähkönkulutusta arvioitiin laitteiden toteutuneiden käyttötuntien ja nimellistehojen perusteella. Prosenttiosuudet arvioidusta sähkönkulutuksen jakaumasta lokakuussa 2019 on esitetty kuvassa 4.2. Kuvasta voidaan huomata, että ilmastuksen osuus puhdistamon sähkönkulutuksesta lokakuussa oli yli 30 %. Talvikuukausina osuus saattaa olla vielä hieman korkeampi, kun tertiäärikäsittelyn sähkönkulutus vähenee UV-käsittelyn ollessa pois päältä. Taulukossa 2.1 esiteltiin Maktabifard et al. tekemän kirjallisuusselvityksen (2018) tuloksina saadut sähkönkulutuksen osuudet. Ilmastuksen keskimääräinen osuus 56 % on melko paljon korkeampi kuin Nenäinniemiessä. Tähän vaikuttavat muun muassa Nenäinniemen energiantensiivinen uusi tertiäärikäsittely sekä uusitut ilmastuskompressorit, jotka ovat



Kuva 4.2. Sähkönkulutuksen osuudet lokakuussa 2019.

vanhoja laitteita tehokkaampia. Muilta osin vertailu muihin puhdistamoihin ei ole kovin tarkoituksenmukaista, sillä rajojen asettaminen ja esimerkiksi pumppujen kategorisointi on hankalaa. Voidaan kuitenkin todeta, että lietteenkäsittelyn, pumppauksen sekä muun sähkönkulutuksen osuudet ovat kirjallisuudessa esitettyjen vaihteluvälien sisällä. Muun sähkönkulutuksen osuus on melko korkea, mutta kuten todettua, Nenäinniemiessä rakennuksia ja niihin liittyviä LVI-järjestelmiä sekä kiinteistösähkön kulutusta on runsaasti. Myös esimerkiksi aluelämpöverkon ylläpitopumppaus vie energiaa noin 90 MWh vuodessa pumppujen nimellistehojen perusteella arvioituna. Prosenttiosuutena se on noin prosentti vuoden 2019 kokonaissähkönkulutuksesta.

Laitteiden sähkönkulutuksen osuuksia arvioitiin myös laitetyypeittäin. Puhdistamon laitteiden määrät ja nimellistehot esitettiin taulukossa 3.5. Käyntituntien ja laitteiden nimellistehojen perusteella lasketut sähkönkulutuksen osuudet on esitetty kuvassa 4.3. Kuvasta voidaan huomata, että Nenäinniemen jätevedenpuhdistamon sähkönkulutuksesta kaksi kolmannesta kuluu pumppujen ja kompressorien käyttöön. Etenkin pumppujen osalta laitepäivitykset ja käyntiarvojen säädöt ovat mahdollisia ja saattavat vähentää sähkönkulutusta.



Kuva 4.3. Laitetyyppien osuudet sähkönkulutuksesta lokakuussa 2019.

Puhdistamon sähkönkulutusta arvioitiin luvussa 2 esiteltujen tunnuslukujen avulla. Tunnusluvut ja kirjallisuudesta löydetty vertailuarvot on esitetty taulukossa 4.1.

Taulukko 4.1. Sähkönkulutuksen tunnuslukuja ja vertailuarvoja kirjallisuudesta.

		TL_{m^3}	TL_{PE}	TL_{OCP}	TL_{BOD}	TL_{COD}	TL_N	
	Vuosi	kWh/m ³	kWh/PE	kWh/t	kWh/kg	kWh/kg	kWh/kg	Lähde
Nenäinniemi	2019	0,52	42,3	331	1,61	0,65	33,9	Tämä työ
Nenäinniemi	2013	0,42		228	1,15			(Laitinen et al. 2014)
Viikinmäki HKI	2018	0,42		238	1,47			(HSY 2019)
Suomenoja HKI	2018	0,37		194	1,57			(HSY 2019)
Viinikanlahti TRE	2013	0,31		284	1,49			(Laitinen et al. 2014)
Australia	2016	0,42	40,5		2,2	1,1	11,9	(Appleby et al. 2016)
Espanja	2010	0,44	24,9			0,68	19,2	(Panepinto et al. 2016)

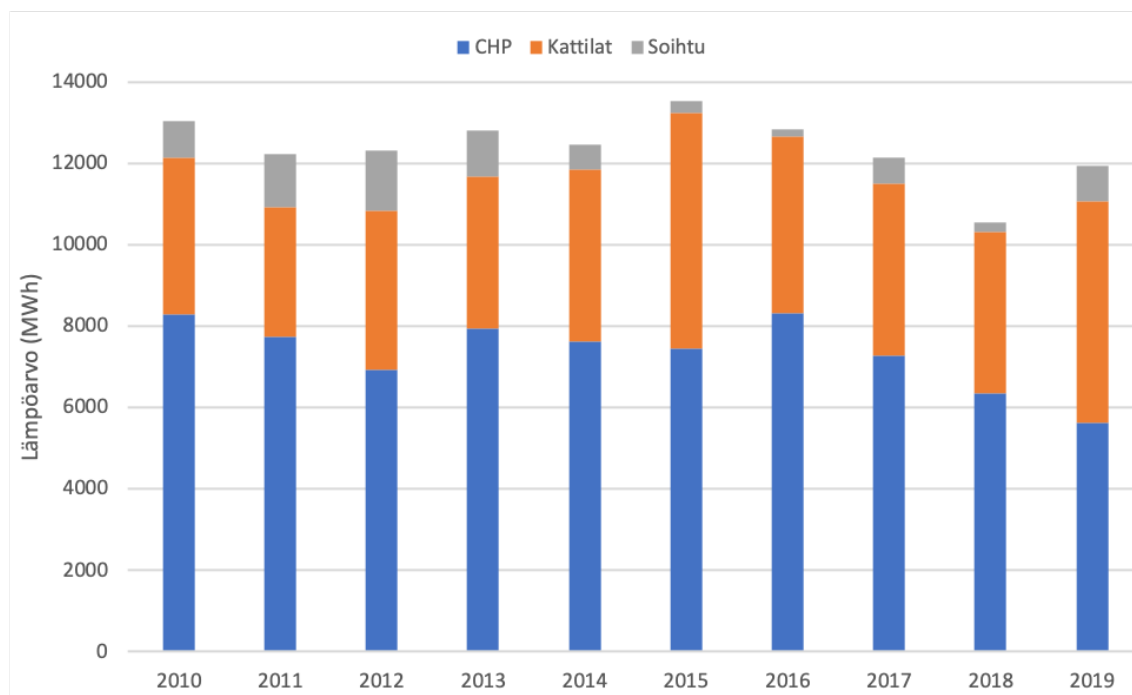
Taulukosta voidaan nähdä, että puhdistamon sähkönkulutuksen tunnusluvut ovat nousseet verrattuna vuoden 2013 tuloksiin. Suurin syy on viimeisin saneeraus, jossa sähkökäyttöiset laitteet lisääntyivät runsaasti. Esimerkiksi UV-laitteiston mikrobeja tuhoava vaikutus ei näy missään tunnusluvussa, mutta sen vaikutus sähkönkulutukseen on merkittävä. Uusi tertiäärikäsittely kokonaisuudessaan kuluttaa lähes viidenneksen kaikesta

sähköstä UV-laitteiston ollessa päällä. Myös ilmastualtaiden laajennus vanhasta tilavuudesta 12 000 m³ uuteen tilavuuteen 29 000 m³ on merkittävä, ja sen seurauksena ilmastusta tarvitaan aiempaa enemmän. Toisaalta uudet tehokkaat ilmastuskompressorit ovat vanhoja laitteita tehokkaampia, joten kokonaisvaikutusta on vaikea arvioida.

Tunnusluvut ovat kuitenkin muihin kohteisiin verrattuna siedettävällä tasolla. Ainoastaan OCP-tonnien ja typenpoiston osalta energiaa käytetään runsaasti, mikä johtuu puhdistamon prosesseista typenpoiston suhteen. Puhdistamolle ei ole asetettu kokonaistypenpoiston vaatimusta, vaan ainoastaan nitrifikaatiovaatimus (Eurofins Ahma Oy 2020), joten kokonaistypenpoistoon ei ole kiinnitetty huomiota muun orgaanisen aineksen tavoin. Tunnuslukuja vertaillessa on otettava huomioon myös tarkasteluvuosi, sillä viime vuosina Suomessa ja maailmalla energiatehokkuuteen on alettu kiinnittää enemmän huomiota myös jätevedenpuhdistuksessa, mikä johtaa laskevaan trendiin tunnusluvuissa. Toisaalta tiukentuvat lupaehdot saattavat nostaa sähkönkulutusta, kuten Jyväskylässä on käynyt tertiäärikäsittelyn ja UV-laitteiston käyttöönoton myötä. Kaikkein relevanteimpia vertailukohtia ovat tuoreet tulokset muilta samankaltaisilta puhdistamoilta.

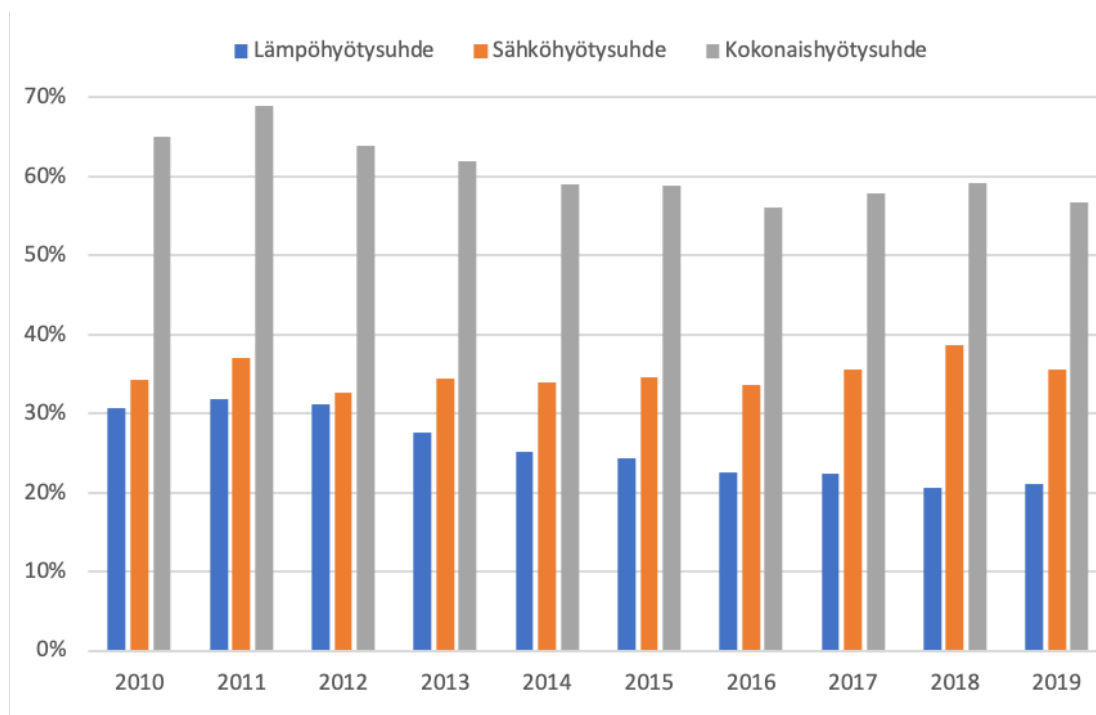
4.3 Energiantuotanto

Energiantuotanto puhdistamolla on ollut vuodesta toiseen hyvin samankaltaista. Biokaasulaitoksessa on tuotettu biokaasua vuosina 2009–2019 keskimäärin 2,1 milj. m³ vuodessa. Energiamääräksi muutettuna kaavan 3.4 mukaan tämä tarkoittaa 12 375 MWh energiaa vuodessa keskimääräisellä 60 %:n metaanipitoisuudella laskettuna. Biokaasun tuotantoa olisi mahdollista tehostaa kaksivaiheisella mädätyksellä, jota harkitaan toteutettavaksi biokaasulaitoksen saneerauksen yhteydessä. Lämpöä on tuotettu keskimäärin 5743 MWh ja sähköä 2571 MWh vuodessa. Soihdussa on poltettu keskimäärin 675 MWh kaasua vuodessa, joka vastaa 6 % vuotuisesta biokaasun käytöstä. Suomen jätevedenpuhdistamoilla vuonna 2017 soihutupolton osuus tuotetusta biokaasusta oli 12 % (Huttunen et al. 2018), joten siihen nähden ollaan jo hyvällä tasolla. Parhaimpina vuosina Näninniemessä soihutupoltto on jäänyt n. 2 %:n tasolle tuotetun biokaasun määrästä. Soihutupolton tarve johtuu yleensä odottamattomista ongelmista tai vikaantumisista, joihin ei pystytä aina reagoimaan tarpeeksi nopeasti. Biokaasun käyttöä on visualisoitu kuvassa 4.4, josta voidaan havaita energiantuotannon olevan hyvin samankaltaista vuodesta toiseen. Vuoden 2019 osalta poikkeavaa jakaumaa selittää sähkökeskusten uusimiseen liittyvät korjaustyöt, jotka keskeyttivät CHP-moottoreiden käytön kahdeksi kuukaudeksi. Näin ollen kaasukattiloilla oli tuotettava normaalia enemmän lämpöä.



Kuva 4.4. Biokaasun käyttö puhdistamolla vuosina 2010-2019.

Sähkön- ja lämmöntuotannon suhde on vaihdellut vuosittain välillä 0,33–0,54. Sähkö on energiamuotona lämpöä arvokkaampi, joten sen osuutta energiantuotannossa olisi jatkossa syytä lisätä. Vähäistä sähköntuotantoa selittävät aluelämpöverkon ajotapa sekä CHP-moottoreiden matala lämpöhyötysuhde. Lämpöä on nykytilanteessa tuotettava talviaikaan enimmäkseen kaasukattiloilla, kun CHP-laitoksesta talteen saatu lämpöteho ei riitä puhdistamon lämpökuorman kattamiseen. Kaavan 2.7 mukaan lasketut CHP-laitteiston lämpö-, sähkö-, sekä kokonaishyötysuhteet on esitetty kuvassa 4.5. Kuvasta voidaan nähdä, että etenkin lämpöhyötysuhteen trendi on ollut laskeva. Mahdollisia syitä tähän ovat aluelämpöverkon ajotavan muutokset (pienempi veden tilavuusvirta CHP-laitokselle) ja karstan kertyminen moottorien lämmönsiirtopinnoille. Aluelämpöverkon kytkennöistä löydettiin venttiili, joka kuristi työn kirjoitushetkellä CHP-laitokselle menevän veden tilavuusvirtaa. CHP-moottoreilta talteen saatavaa lämpötehoa saattaisi olla mahdollista nostaa avaamalla venttiiliä ja näin lisäämällä CHP-laitokselle menevän veden tilavuusvirtaa. Toisaalta tällöin CHP-laitokselta tulevan veden lämpötila saattaa laskea. Moottorien lämmönsiirtimeksi olisi syytä tarkistaa ja puhdistaa lämmönsiirron tehostamiseksi. CHP-laitoksen lämmönsiirron tehostamisen seurauksena talteen saadun lämpöenergian määrä kasvaisi, jolloin moottoreilla olisi vuosittain enemmän käyttötunteja ja myös sähköntuotannon määrä nousisi. Moottorin teknisten tietojen mukaan nykyisellä ajoteholla 250 kW sähköhyötysuhde olisi n. 38 % ja lämpöhyötysuhde n. 40 %. Vuosien 2010–2019 keskiarvona sähköhyötysuhde on ollut tasolla 35 %, mutta lämpöhyötysuhteen keskiarvo 26 % on matala. CHP-laitoksen toiminnan ensimmäisinä vuosina päästiin yli 30 %:n tason, mutta viimeisimpinä vuosina lämpöhyötysuhde on pudonnut 20 %:n tuntumaan.

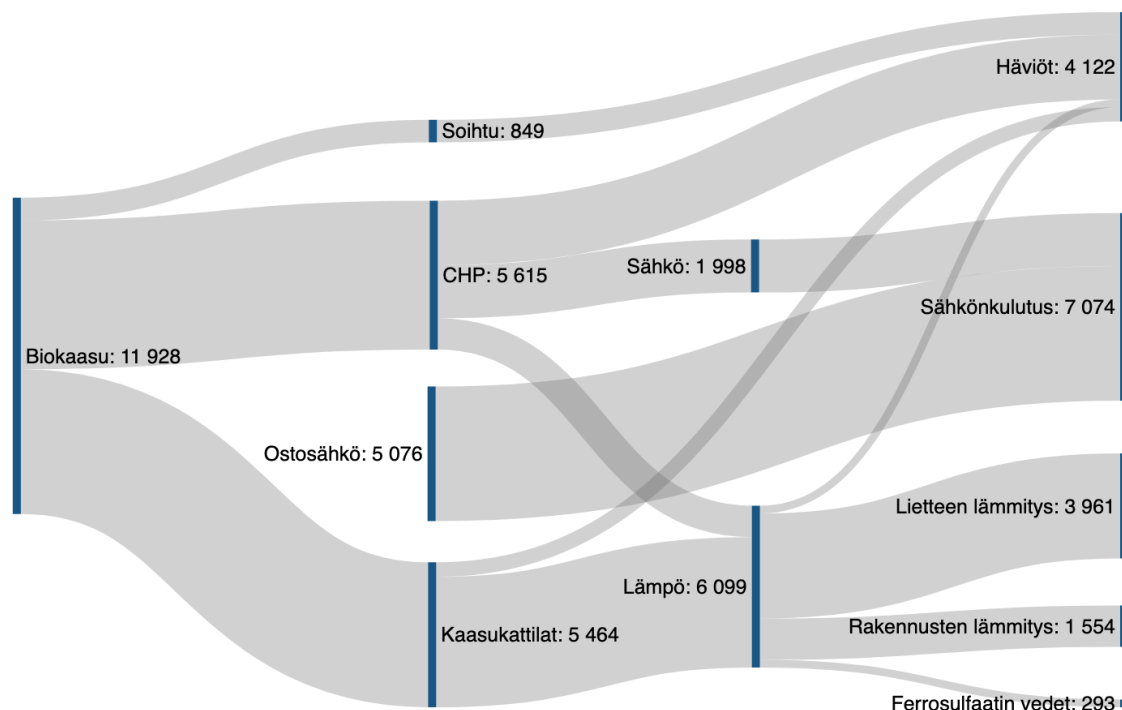


Kuva 4.5. CHP-laitoksen hyötysuhteet vuosina 2010-2019.

4.4 Kokonaisenergiatase ja energiaomavaraisuus

Puhdistamon kokonaisenergiatase laskettiin vuoden 2019 tuotantolukemien perusteella. Puhdistamon energiaomavaraisuusaste eli toisin sanoen biokaasun osuus primäärienergian lähteenä oli 70 % ja uusiutuvaksi luokitellun ostosähkön osuus 30 %. Lämmöntuotannon osalta puhdistamo on energiaomavarainen ja kulutetusta sähköstä CHP-laitoksessa tuotettiin 28 %. Tuotetun sähkön osuus oli vuosina ennen viimeisintä saneerausta yli 50 %, mutta laajennuksen aiheuttaman sähkönkulutuksen lisääntymisen takia viimeisimpinä vuosina omavaraisuusaste on laskenut. Vuoden 2019 kahden kuukauden käyttökatko CHP-laitoksella johti vielä nykyistä normaaliakin heikompaan sähköntuotantovuoteen. Käytetyn ja tuotetun energian määristä luotiin Sankey-diagrammi, joka voidaan nähdä kuvassa 4.6. Energiavirtojen nimien perässä on esitetty käytetyn tai tuotetun energian määrä megawattitunteina (MWh).

Puhdistamon omavaraisuusastetta on mahdollista nostaa tehostamalla nykyistä sähköntuotantoa, investoimalla uusiin sähköntuotantolaitteistoihin ja tehostamalla biokaasun tuotantoa biokaasulaitoksen saneerauksen yhteydessä. Omavaraisuusaste nousee myös, mikäli lämmön- tai sähkönkulutuksesta löydetään säästökohteita. Tuotetun biokaasun energiasisältö on mahdollista hyödyntää nykyistä tehokkaammin parantamalla lämmönsiirtoa CHP-laitokselta, jolloin kaasukattiloilla tuotetun lämmön määrä vähenee ja CHP-laitoksen kokonaishyötysuhde nousee. CHP-laitteiston oheen sopisi myös savukaasujen hukkalämpöä hyödyntävä ORC-laitos, jolla hukkalämmöstä voitaisiin tuottaa lisäsähköä ja näin tehostaa biokaasun energiasisällön hyödyntämisen hyötysuhdetta. Mahdollisia uusia investointeja ovat uusi CHP-laitos nykyisen laitoksen



Kuva 4.6. Sankey-diagrammi puhdistamon energiavirroista vuonna 2019.

tullessa käyttöikänsä päähän, aurinkosähkövoimala sekä puhdistettua jätevettä hyödyntävä mikrovesivoimalaitos.

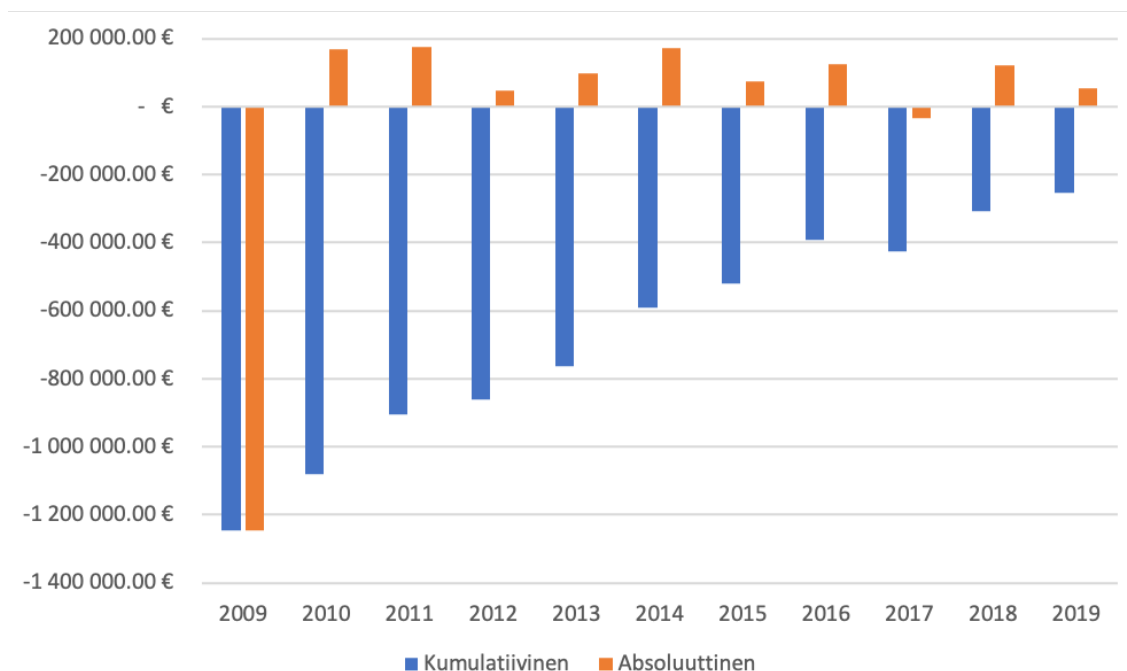
4.5 CHP-investoinnin kannattavuus

Luvussa 3.6 on esitelty puhdistamon sähkön ostohinta ja investointi- sekä tuotantokustannuksia. Tasaeriin jaettuna investointikustannukseksi 16 vuoden pitoajalla saatiin 74 880 € ja keskimääräinen käyttö- ja kunnossapitokustannus vuosina 2009–2019 oli 80 677 €. Sähkön valmisteverosta ja huoltovarmuusmaksusta koituu kustannuksia 22,53 €/MWh. Vuotuiset tulot on laskettu sähkön ostohinnalla 81,47 €/MWh kaavan 3.6 mukaisesti. Tällöin voitiin arvioida, että nollatulokseen pääsemiseksi vuodessa on tuotettava 2640 MWh sähköä. Tässä laskelmassa ei ole otettu huomioon lainarahan hintaa eli investoinnista maksettavaa korkoa. Nykyisellä ajotavalla 0,5 MW sähköteholla teoreettinen maksimituotanto vuodessa on $0,5 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} = 4380 \text{ MWh/a}$. Moottoreiden nimellissähköteholla 330 kW teoreettinen maksimituotanto olisi $0,33 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} = 2890 \text{ MWh/a}$. Käytännössä kaasua ei kuitenkaan riitä CHP-moottorien jatkuvaan käyntiin ja vuosihuoltojen aikana koneet ovat yksi kerrallaan poissa käytöstä. Vuosittain tuotetun sähkön määrä ja siitä saadut tulot laskettuna sähkön ostohinnalla kaavan 3.6 mukaisesti on esitetty taulukossa 4.2.

Taulukko 4.2. Sähköntuotannon tulot ja menot vuosittain.

	Sähköntuotanto	Tulot	Menot	Nettorahavirta
	MWh	€	€	€
2009	-	-	1246230	-1246230
2010	2843	231592	64953	166639
2011	2868	233677	60412	173265
2012	2263	184389	138112	46276
2013	2737	222972	126955	96018
2014	2590	210972	39746	171226
2015	2579	210092	136274	73818
2016	2793	227543	102185	125358
2017	2585	210622	243953	-33331
2018	2452	199762	79551	120210
2019	1998	162796	110520	52276

Taulukosta voidaan huomata, että sähköntuotannon trendi on ollut laskeva. Syitä ovat CHP-moottoreiden ajotavan muutokset sekä vuosittaiset tapahtumat, kuten vuonna 2019 sähköntuotannon kahdeksi kuukaudeksi seisauttaneet sähkökeskusten korjaustyöt. CHP-laitoksen rahavirtoja on visualisoitu kuvassa 4.7, jossa vuosittaiset nettorahavirrat on esitetty absoluuttisesti ja kumulatiivisesti. Kuvasta voidaan huomata, että investointi ei ollut maksanut itseään takaisin vielä vuoden 2019 lopulla, vaan kumulatiivinen saldojen summa oli -254 476 €. Vuotuiset käyttö- ja kunnossapitokustannukset sekä tuotetun sähkön määrä vaikuttavat takaisinmaksuun merkittävästi. Esimerkiksi vuoden 2017 nettorahavirta painui negatiiviseksi korkeiden käyttö- ja kunnossapitokustannusten vuoksi, vaikka sähköä tuotettiin 2585 MWh. Toisaalta vuosi 2019 oli nettorahavirraltaan positiivinen, vaikka tuotetun sähkön määrä oli vain 1998 MWh. Lämpöä CHP-laitoksella on tuotettu vuosina 2010–2019 keskimäärin 1908 MWh vuodessa, mutta trendi on ollut laskeva lämpöhyötysuhteen laskiessa. Tuotetulle lämmölle ei ole laskettu hintaa näissä kannattavuuslaskelmissa.

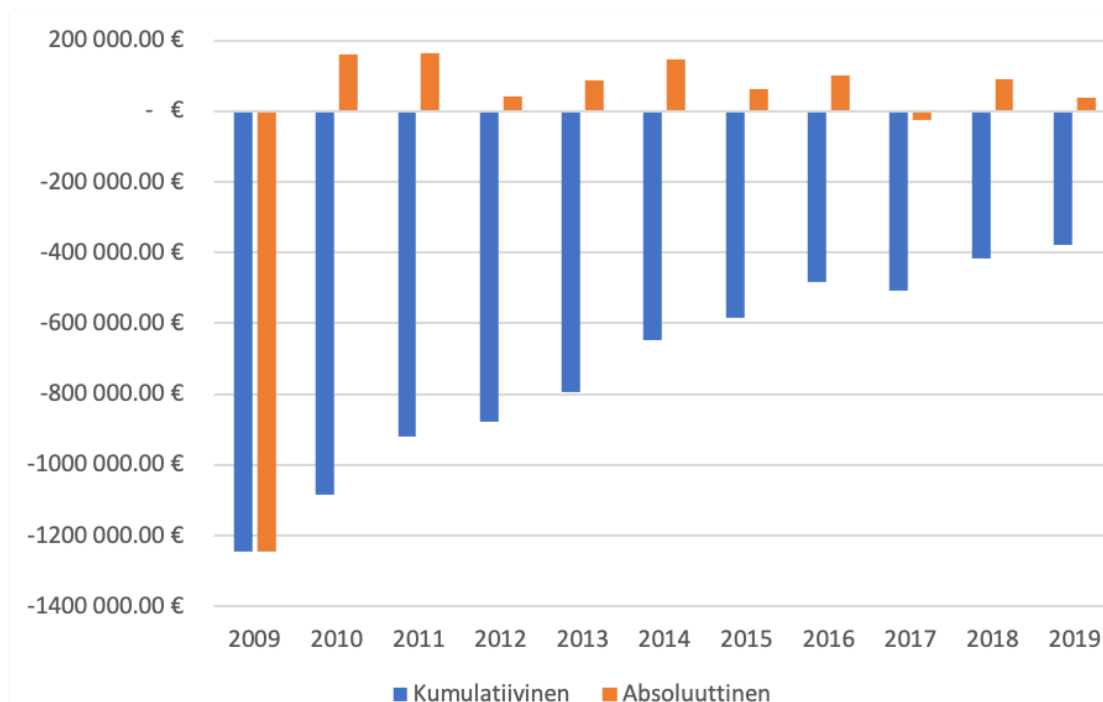


Kuva 4.7. CHP-laitoksen vuotuiset nettorahavirrat absoluuttisesti ja kumulatiivisesti.

4.5.1 Nykyarvomenetelmä

Toteutuneet vuosittaiset menot ja tulot diskontattiin investointivuoteen 2009 kaavan 2.21 mukaisesti käyttäen luvussa 3 määritettyä laskentakorkokantaa 3,0 %. Lainarahan hinnan huomioiva laskentakorkokanta heikentää CHP-investoinnin kannattavuutta verrattuna absoluuttiseen tarkasteluun. Diskontatuista vuotuisista nettorahavirroista voitiin piirtää samankaltainen kuva kuin edellisessä luvussa tehtiin absoluuttisten rahavirtojen perusteella. Diskontatut rahavirrat on esitetty kuvassa 4.8.

Kuvasta voidaan huomata, että diskontatuilla tuotoilla laskettuna investointi ei ollut vielä vuoden 2019 lopussa maksanut itseään takaisin, vaan investoinnin nykyarvo oli -377 299 €. Investoinnin pitoaikaa on jäljellä vielä työn kirjoitushetkellä vielä viisi vuotta, mutta sähköntuotannon osuutta olisi lisättävä, jotta investointi ehtisi maksaa itsensä takaisin pitoaikana. Vuosittaisten nettorahavirtojen olisi oltava seuraavat viisi vuotta n. 110 000 €/a, jotta nykyarvomenetelmän mukaan investointi ehtisi maksaa itsensä takaisin.



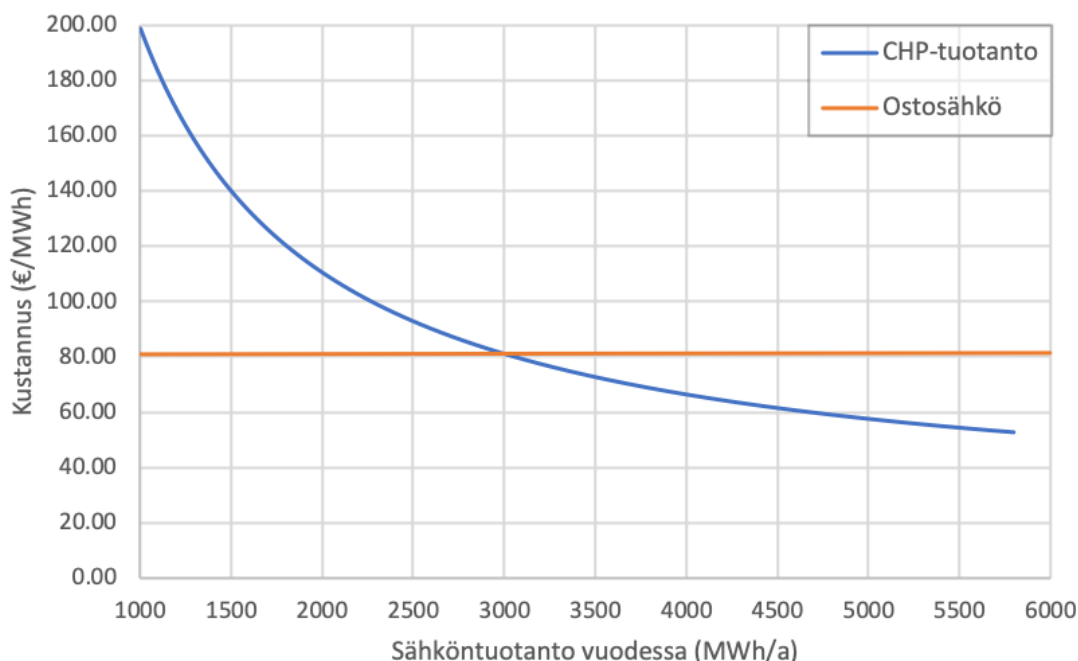
Kuva 4.8. CHP-laitoksen diskonttatut vuotuiset nettorahavirrat absoluuttisesti ja kumulatiivisesti.

4.5.2 Annuiteettimenetelmä

Annuiteettimenetelmässä laskettiin annuiteettitekijä 16 vuoden pitoajalla ja 3,0 % laskentakorkokannalla kaavan 2.22 mukaisesti. Annuiteettitekijäksi saatiin 0,089, jonka avulla kokonaisinvestointikustannuksesta 1 198 085 € voitiin laskea kaavan 2.23 mukaan vuosittaiseksi annuiteetiksi 106 648 €. Nettorahavirtojen laskemista annuiteetin avulla ei katsottu tarkoituksenmukaiseksi, sillä käyttö- ja kunnossapitokustannukset vaihtelevat vuosittain runsaasti.

Vuotuisella annuiteetilla voitiin tarkentaa sähköntuotannon kannattavuusrajaa, joka laskettiin absoluuttisten kustannusten perusteella luvussa 4.5. Kun absoluuttinen vuosittainen investointikustannus korvattiin annuiteetilla, saatiin sähköntuotannon nollatuloksen rajaksi 2988 MWh/a. Näin laskettua kannattavuusrajaa ei ole ylitetty taulukon 4.2 mukaan yhtenäkkään tuotantovuonna.

Annuiteetin avulla voitiin laskea myös keskimääräinen tuotantokustannus sähkölle. Vuosittaiseen annuiteettiin lisättiin keskimääräinen käyttö- ja kunnossapitokustannus 80 677 €/a, jolloin vuotuiset kiinteät kustannukset ovat yhteensä 187 325 €/a. Jakamalla summa keskimääräisellä sähköntuotannolla 2571 MWh saatiin tuotantokustannukseksi 68,48 €/MWh. Lisäksi nykytilanteessa huomioon on otettava energiavero ja huoltovarmuusmaksu, joiden kustannus on yhteensä 22,53 €/MWh. Tällöin keskimääräiseksi kokonaiskustannukseksi tuotetulle sähkölle saatiin 91,01 €/MWh. Ostosähkön hintaan 81,47 €/MWh verrattuna tuotantokustannus on 9,54 €/MWh korkeampi. Tuotantokustannus muodostuu annuiteetista (41 %), käyttö- ja



Kuva 4.9. Sähkön tuotantokustannuksen riippuvuus vuotuisen sähköntuotannon määrästä sekä ostosähkön hinta vuonna 2019.

kunnossapitokustannuksesta (34 %) sekä energiaverosta ja huoltovarmuusmaksusta (25 %). Näiden tekijöiden avulla voitiin piirtää kuvaaja 4.9 sähkön tuotantokustannuksesta, joka muuttuu vuodessa tuotetun sähkön määrän funktiona. Kuvaan lisättiin vielä ostosähkön hinta vuodelta 2019, jotta tuotannon kannattavuuden raja voidaan nähdä selvästi. Vuositason tarkasteluissa on muistettava, että käyttö- ja kunnossapitokustannus vaihtelee vuosittain merkittävästi, kun taas kuvaajan laadinnassa on käytetty keskimääräistä kustannusta.

4.5.3 CHP-laitoksen käyttöaste ja huipunkäyttöaika

CHP-laitoksen käyttöasteet ja huipunkäyttöajat laskettiin nykyisellä ajoteholla 0,5 MW ja maksimituotannolla 4380 MWh/a kaavojen 2.8 ja 2.9 mukaisesti. Käyttöasteet laskettiin myös laitoksen nimellissähköteholla 0,66 MW, jolloin maksimaalinen vuosituotanto olisi 5782 MWh/a. Sähköntuotantoluvut ja vuotuiset käyttöasteet on esitetty taulukossa 4.3.

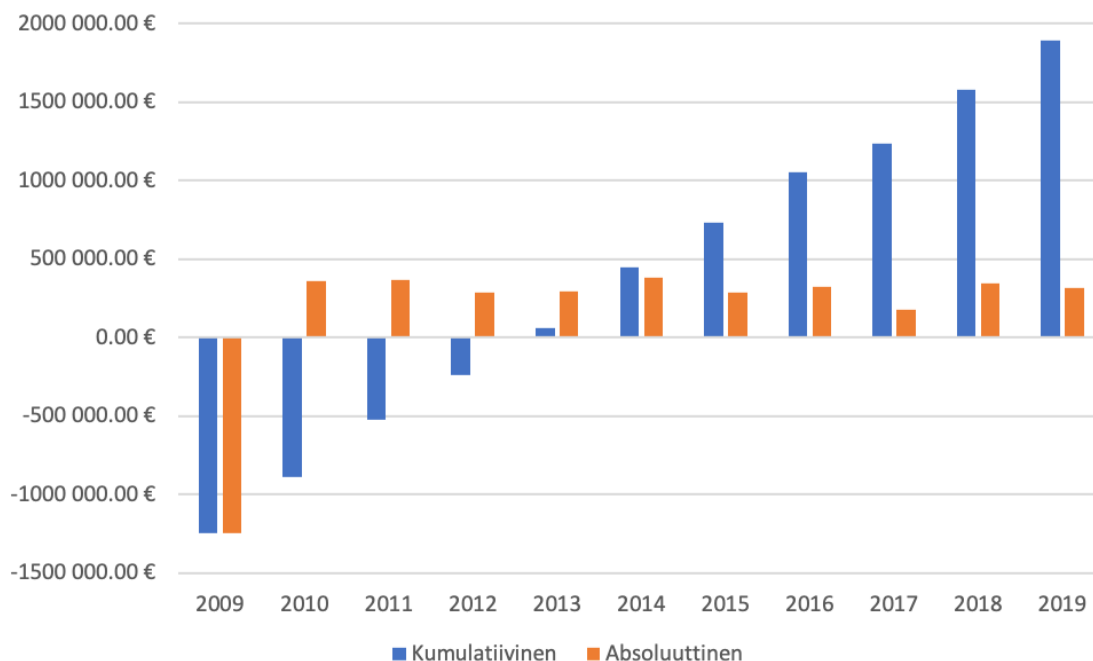
Matalaan kapasiteetin hyödyntämiseen ja tunnuslukuihin ovat johtaneet ennen kaikkea riittämätön biokaasun määrä, mutta myös kaasumoottorien käyntiongelmien, aluelämpöverkon ajotapa ja niiden seurauksena 75 %:iin laskettu sähköteho. Mikäli oletetaan, että kaasua olisi ollut käytettävissä riittävästi, CHP-laitos olisi käynyt nimellistehollaan 0,66 MW ja käyttöaste olisi ollut vuosittain 90 %, olisi sähköntuotannon määrä ollut vuodessa 5204 MWh. Kulutetun sähkön määrä on ollut vuosien 2010–2019 keskiarvona 5245 MWh, joten kysyntää sähkölle olisi, mutta kulutusta lähentelevillä tuotantomäärillä sähköä jouduttaisiin myös ajoittain myymään verkkoon.

Taulukko 4.3. CHP-laitoksen käyttöasteet ja huipunkäyttöajat vuosina 2010–2019.

	Sähkön tuotanto MWh	0,5 MW		0,66 MW	
		Käyttöaste	Huipunkäyttöaika h	Käyttöaste	Huipunkäyttöaika h
2010	2843	65%	5685	49%	4307
2011	2868	65%	5737	50%	4346
2012	2263	52%	4527	39%	3429
2013	2737	62%	5474	47%	4147
2014	2590	59%	5179	45%	3924
2015	2579	59%	5158	45%	3907
2016	2793	64%	5586	48%	4232
2017	2585	59%	5171	45%	3917
2018	2452	56%	4904	42%	3715
2019	1998	46%	3997	35%	3028
Keskiarvo	2571	59%	5142	44%	3895

Oletettiin CHP-laitoksen käyttöasteeksi 90 % ja vuosittaiseksi sähkön tuotannoksi 5204 MWh. Tällöin toteutuneiden käyttö- ja kunnossapitokustannusten perusteella voitiin laskea lukua 4.5.1 vastaavasti nykyarvomenetelmää hyödyntäen vaihtoehtoinen historia sille, mitä investointi olisi voinut parhaimmillaan tuottaa. Tulokset on esitetty kuvassa 4.10, josta voidaan lukea, että investointi olisi voinut korkeammalla käyttöasteella maksaa itsensä takaisin neljässä vuodessa ja tuottaa kumulatiivisesti lähes 2 milj. € vuoden 2019 loppuun mennessä. Käyttöaste vaikuttaa siis hyvin merkittävästi moottorilaitosinvestoinnin kannattavuuteen.

Toisaalta käyttöasteen perusteella voidaan myös sanoa, että CHP-laitos on ollut yliimitoitettu ja sitä on jouduttu seisottamaan noin puolet käytettävissä olleesta ajasta. Pienemmillä moottoreilla käyttöaste olisi ollut korkeampi ja investointihinta pienempi, jolloin laitos olisi maksanut itseään takaisin nykyistä nopeammalla tahdilla. Matala käyttöaste ja biokaasun riittämättömyys ovat johtaneet myös siihen, että kaasumoottorit käynnistyvät tarpeettoman usein, mikä rasittaa moottoreita ja vaikuttaa niiden toimintavarmuuteen pitkällä aikavälillä. Lämpötehojen perusteella arvioituna vuonna 2019 kaasumoottorien käynnistyskäyntejä oli yhteensä yli 430. Myös vuoden 2015 sähkön valmisteverolain uudistuksella on merkittävä vaikutus, sillä sen jälkeen valmisteveron ja huoltovarmuusmaksun osuus keskimääräisestä tuotantokustannuksesta on ollut 25 %.



Kuva 4.10. Vaihtoehtoinen historia CHP-laitoksen diskontatuista nettorahavirroista 90 %:n käyttöasteella.

Todennäköisesti nykyisen CHP-laitoksen suunnittelussa on lähdetty liikkeelle siitä, että CHP-laitoksella tuotettaisiin lähes kaikki puhdistamon tarvitsema lämpö, kaasua riittäisi molempien moottoreiden käyntiin eikä kaasukattiloilla tarvitsisi tuottaa juurikaan lämpöä. Käytännössä kuitenkin kaasua ei ole ollut riittävästi molempien moottoreiden käyntiin ja niiden tuottama lämpötilataso ei ole riittävä talviaikoina. Mahdollisen uuden laitoksen suunnittelussa tulisi ottaa biokaasun riittävyys sekä käyttöaste tarkemmin huomioon. Mikäli biokaasulaitos saneerataan ennen CHP-investointia, on suunnittelussa käytettävä saneerauksen jälkeisiä biokaasun tuotanto- ja kulutusmääriä.

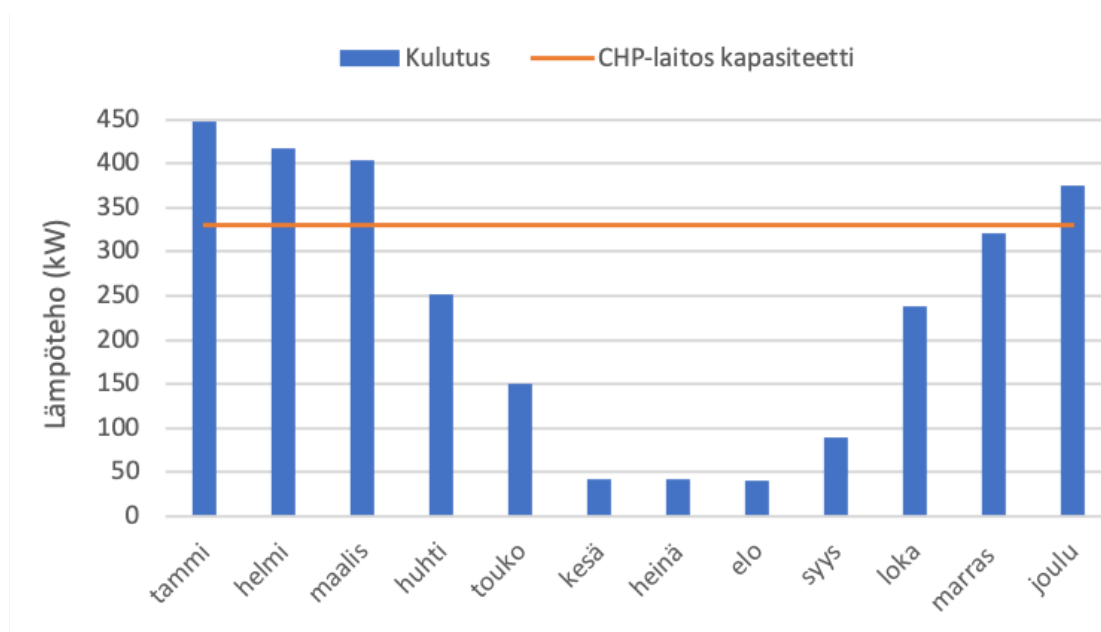
5 TULEVAISUUSKENAARIOT

Tässä luvussa on hahmoteltu ja kuvattu Nenäinniemiessä tulevaisuudessa mahdollisia projekteja ja investointeja. Esitetyt skenaariot on laadittu luvussa 3 esitettyjen lähtötietojen perusteella.

5.1 Biokaasulaitoksen saneeraus

Watrec Oy:n laatiman yleissuunnitelman mukaan lietteenkäsittelyn ja biokaasulaitoksen saneerauksen yhteydessä biokaasun mädätys tulee tehostumaan ja lietteenkäsittelyn lämmönkulutus tulee vähentymään. Arvioitu tuotetun kaasun määrä tulisi olemaan 2,33 milj. m³ vuodessa, joka tarkoittaa noin 12 %:n lisäystä verrattaessa vuonna 2019 tuotetun kaasun määrään. Ilmoitettu biokaasun metaanipitoisuus 63 % on noin 5 % korkeampi kuin vuonna 2019 tuotetun kaasun keskimääräinen metaanipitoisuus. Näillä parametreilla laskettuna saneerattu biokaasulaitos tuottaisi 14 613 MWh kaasua vuodessa, joka tarkoittaa noin 2500 MWh:n tai 18 %:n lisäystä nykytilanteeseen verrattaessa. Luvun 4 tulosten mukaan lietteen lämmitykseen kului vuonna 2019 lämpöä 3961 MWh. Yleissuunnitelman mukaisen lietteen hygienisointiratkaisun ilmoitettu lämmönkulutus on 1680–2760 MWh/a. Ilmoitetun ylärajan 2760 MWh/a perusteella saavutettaisiin vähintään 1200 MWh:n tai 30 %:n säästö lämmönkulutuksessa. Lämmöntuotannon hyötysuhteella jaettuna biokaasua säästyisi lietteen lämmityksestä vähintään 1333 MWh/a. Summattuna saneerauksen jälkeen ylijäämäenergiaa syntyisi vähintään 3700 MWh/a, joka olisi käytettävissä CHP-laitoksessa. Vuoden 2019 sähköntuotannon hyötysuhteella 36 % laskettuna puhdistamon omaan sähköntuotantoon saataisiin lisäystä 1332 MWh/a. Tällöin ostosähkön käyttö vähentyisi viime vuoden määrästä 5076 MWh/a lukemaan 3744 MWh/a ja sähköntuotannon omavaraisuusaste nousisi vuoden 2019 osuudesta 28 % lukemaan 47 %.

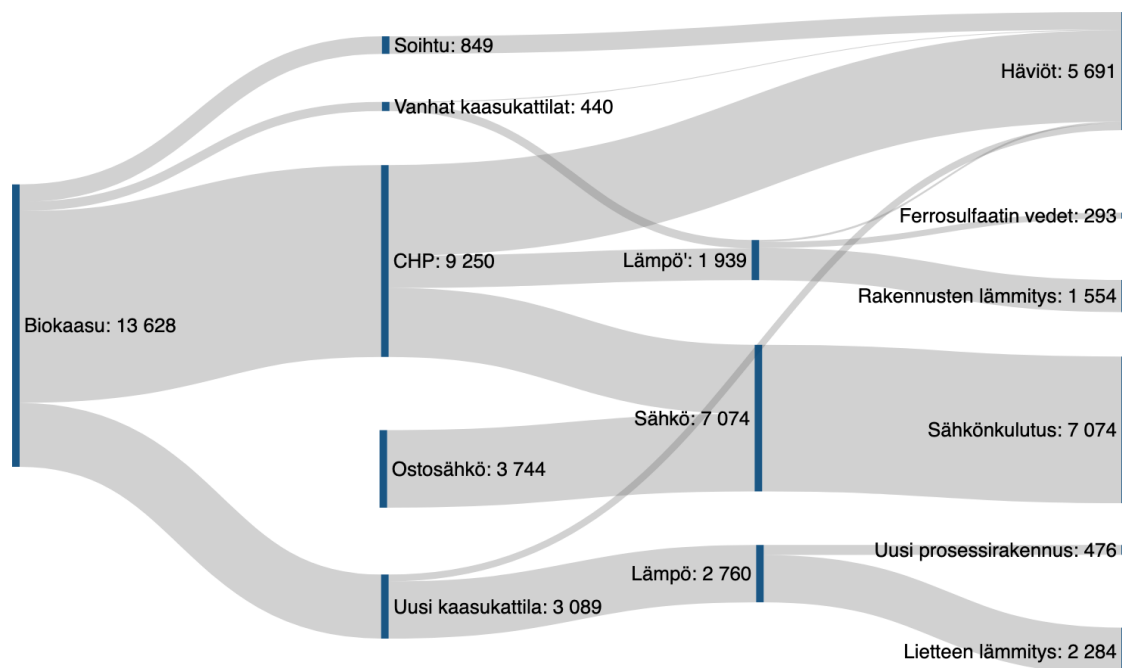
Biokaasulaitoksen saneerauksen myötä vanhaan aluelämpöverkkoon kytketty lämmönkulutus tulisi laskemaan merkittävästi. Kesäaikaan ferrosulfaatin vesien lämmityksen lisäksi lämpöä kuluisi ainoastaan virka-aikoina käyttövesien lämmitykseen. Kuvassa 5.1 on esitetty arvio kuukausittaisista keskimääräisistä lämpötehoista vanhassa aluelämpöverkossa saneerauksen jälkeen. CHP-laitoksen lämpöteho nykyisellä ajotavalla molempien moottoreiden käydessä on noin 330 kW, joka kattaisi lämpökuorman ainakin huhtikuun alusta lokakuun loppuun. Kaasukattiloiden käyttö tulisi siis vähenemään ja niitä olisi tarve käyttää lähinnä priimaukseen eli aluelämpöverkon veden lämmittämiseen sen



Kuva 5.1. Kuukausittaiset lämmönkulutuksen keskitiedot ja CHP-laitoksen lämmöntuotantokapasiteetti vanhassa aluelämpöverkossa saneerauksen jälkeen.

lopulliseen tavoitelämpötilaan kylmien jaksojen aikana. Molempien moottoreiden käydessä aluelämpöverkon vesi lämpenee yli $70\text{ }^{\circ}\text{C}$:n, joten myös kuvan 3.1 ajokäyrän mukaan CHP-laitoksen pitäisi yksinään tuottamaan kaikki vanhan aluelämpöverkon lämpö vähintään $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ulkolämpötilaan asti. Kehittämistoimenpiteillä CHP-laitoksen kokonaislämpötehoa on todennäköisesti mahdollista lisätä vähintään 400 kW :iin asti. Toisaalta lämmöntarve vanhassa aluelämpöverkossa on kesäaikaan jatkossa hyvin vähäinen, kun ferrosulfaatin lämmitysvesien lisäksi kuormana on ainoastaan laitoksen henkilökunnan virkaaikoina kuluttama lämmin käyttövesi. Tällöin ajaututaan tilanteeseen, jossa aluelämpöverkossa ei ole kuormaa kahden CHP-moottorin tuottamalle hukkalämmölle ja se joudutaan lauhduttamaan aluelämpöverkon veden sijasta ilmaan. Seurauksena häviöt kasvavat ja lämpöhyötysuhde laskee entisestään. CHP-laitoksen primäärihyödyke on kuitenkin sähkö, jonka tuotantoa tulisi lisätä niin paljon kuin mahdollista. Kaasukattiloita voitaisiin edelleen hyödyntää talviaikoina aluelämpöverkon menoveden priimauksessa eikä nykyiseen putkiverkkoon tarvita muutoksia.

Kuvassa 5.2 on esitetty aiemmin tässä luvussa mainittujen arvioiden perusteella laadittu Sankey-diagrammi laitoksen energiavirroista saneerauksen jälkeen. Skenaariossa biokaasun tuotanto tulisi kasvamaan, uusi kaasukattila kuluttaisi suunnittelussa ilmoitetun määrän lämpöenergiaa ja vanhoilla kaasukattiloilla ainoastaan priimattaisiin aluelämpöverkon vesi talviaikoina. Tuloksena myös sähköntuotannon osuus kasvaisi ja ostosähkön määrä vähenisi parantaen laitoksen kokonaisenergiataloutta sekä CHP-laitoksen taloudellista kannattavuutta sen pitoajan viimeisinä vuosina.



Kuva 5.2. Sankey-diagrammi puhdistamon laskennallisista energiavirroista biokaasulaitoksen saneerauksen jälkeen.

5.2 Biokaasun jalostettavaksi myyminen

Työssä kartoitettiin yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon korvaamista raakabiokaasun myynnillä. Vaihtoehdossa ulkopuolinen toimija ostaisi raakakaasun jatkojalostettavaksi liikennekäyttöön. Kirjallisuuden ja yhteistyökumppaneiden kanssa käytyjen keskustelujen perusteella luvussa 3 määriteltiin seuraavat oletukset:

1. Siirtoputken rakennuskustannus on 100 €/m.
2. Siirtoputken pituus Mustankorkealle on n. 9 km.
3. Jalostuslaitoksen spesifinen investointikustannus on 5000 €/m³/h.
4. Jalostuslaitoksen kapasiteetti on 350 m³/h.
5. Raakakaasun myyntihinta on 20,00 €/MWh.
6. Kaukolämmön ostohinta on 54,34 €/MWh.
7. Sähkön ostohinta on 81,47 €/MWh.

Siirtoputken rakennuskustannuksen ja arvioidun siirtoputken pituuden avulla voitiin suoraan kertomalla arvioida siirtoputken rakennuskustannusta. Näin laskien investointikustannukseksi saatiin 0,9 milj. €. Kustannusarvio on kuitenkin karkea arvio, sillä kustannukset riippuvat merkittävästi maastosta ja putken dimensioista, kuten luvussa 2.4 todettiin. Mahdolliseen kosteuden poistoon liittyvät laitehankinnat aiheuttaisivat myös jonkin verran lisäkustannuksia.

Toisena vaihtoehtona tarkasteltiin puhdistamon lähetyville rakennettavaa jalostuslaitosta. Sen investointihintaa voitiin arvioida vastaavasti valittua kapasiteettia ja spesifistä

investointikustannusta hyödyntäen. Kertomalla tekijät keskenään investointikustannukseksi saatiin 1,75 milj. €. Se täsmää myös yhteistyökumppanien arvioimaan hintahaarukkaan 1,5–2,5 milj. €.

Kaasun myynnin vaikutusta laitoksen energiatalouteen arvioitiin vuosittaisilla meno- ja tuloarvioilla. Nykytilannetta verrattiin tilanteeseen, jossa kaikki kaasu myytäisiin ulos, jolloin kaikki laitoksen tarvitsema lämpö ostettaisiin kaukolämpönä. Toinen vertailukohta oli tilanne, jossa lämpö tehtäisiin itse ja sähköntuotannosta vapautunut kaasu myytäisiin ulos. Tässä vaihtoehdossa kannattavuutta heikentää se, että ulos myytävän kaasun määrä pienenee, jolloin jalostuslaitoksen spesifinen investointikustannus nousee ja sen rakentaminen on suhteellisesti kalliimpaa. Laskelmissa käytettiin lämmön- ja sähköntuotannon osalta keskimääräisiä lukemia vuosilta 2010–2019. Sähkönkulutuksen osalta käytettiin kuitenkin vuoden 2019 lukemaa, sillä puhdistamon sähkönkulutus on vuosien 2017–2018 saneerauksen jälkeen noussut merkittävästi. Laskentaperusteet ja tulokset on esitetty taulukossa 5.1.

Taulukko 5.1. Arvio raakakaasun myynnin vaikutuksesta laitoksen energiatalouteen.

		€/MWh	Nykytilanne		Kaasun myynti		Kaasun myynti, oma lämmöntuotanto	
			MWh	€	MWh	€	MWh	€
Tulot	Sähköntuotanto	81,47	2571	209 444	-	-	-	-
	Kaasun myynti	20,00	-	-	12383	247 661	6640	132 801
Menot	Valmistevero	22,53	2571	-57 920	-	-	-	-
	CHP kunnossapito			-80 678	-	-	-	-
	CHP annuiteetti			-95 381	-	-	-	-
	Sähkön osto	81,47	5076	-413 536	7647	-622 978	7647	-622 978
	Lämmön osto	54,34	-	-	5743	-312 048	-	-
Nettorahavirta				-438 071		-687 364		-490 175

Taulukosta voidaan nähdä, että kaasun myyminen ulos ei ole taloudellisesti kannattavaa verrattuna omaan sähkön- ja lämmöntuotantoon. Raakakaasun myyntihinnan tulisi asettua tasolle 41 €/MWh, jotta kaasun myynti sekä ulkopuolisen sähkön ja lämmön osto olisi kannattavaa nykytilanteeseen verrattuna. Raakakaasun myynti ja oma lämmöntuotanto olisi kannattavaa tasolla 28 €/MWh. Alempi kannattavuusraja oman lämmöntuotannon kanssa johtuu sähköntuotantoon kohdistuvista kunnossapitokustannuksista, veroista sekä CHP-laitoksen investointikustannuksesta. Laskelmissa ei ole otettu huomioon lämmöntuotantolaitteiston (kaasukattiloiden) investointi- eikä huoltokustannuksia, mutta ne ovat erittäin matalat tuotetun energian määrään nähden eivätkä vaikuttaisi laskelmiin merkittävästi.

5.3 Aurinkosähköjärjestelmä

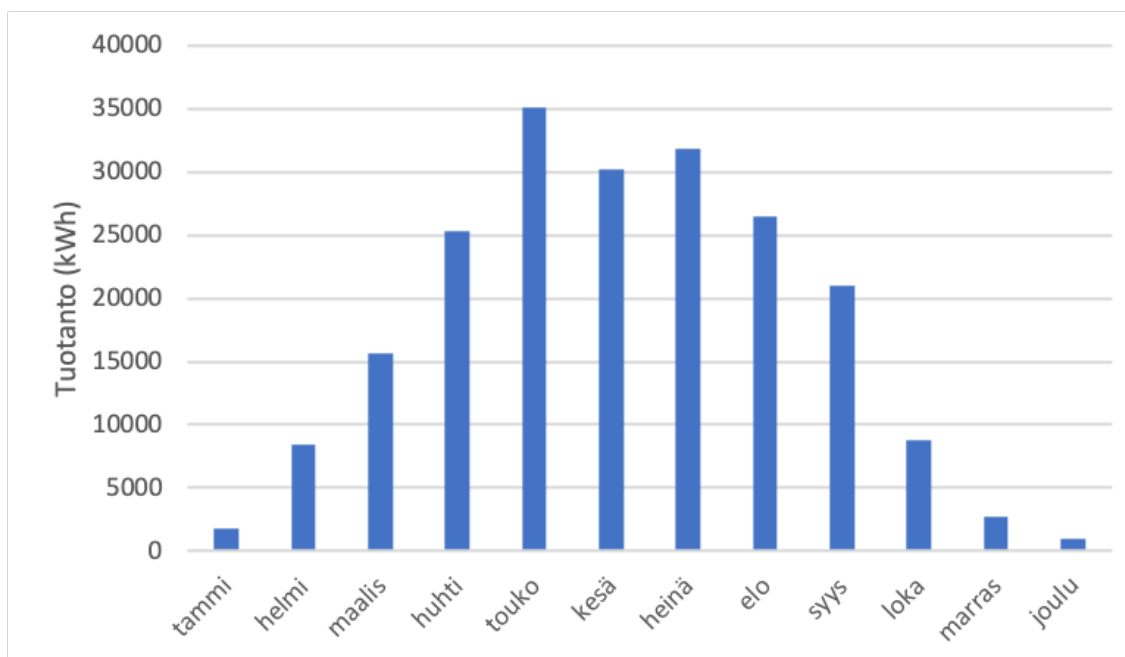
Luvussa 3 esitetyt oletukset ja lähtöarvot aurinkopaneelijärjestelmän laskentaa varten olivat seuraavat:

1. Paneelipinta-ala on 1184 m^2 .
2. Paneelihyötysuhde on 20 %.
3. Systeemihyötysuhde on 12 %.
4. Paneelit on suunnattu etelään (atsimuutti 0°).
5. Paneelien kallistuskulma on 45° .

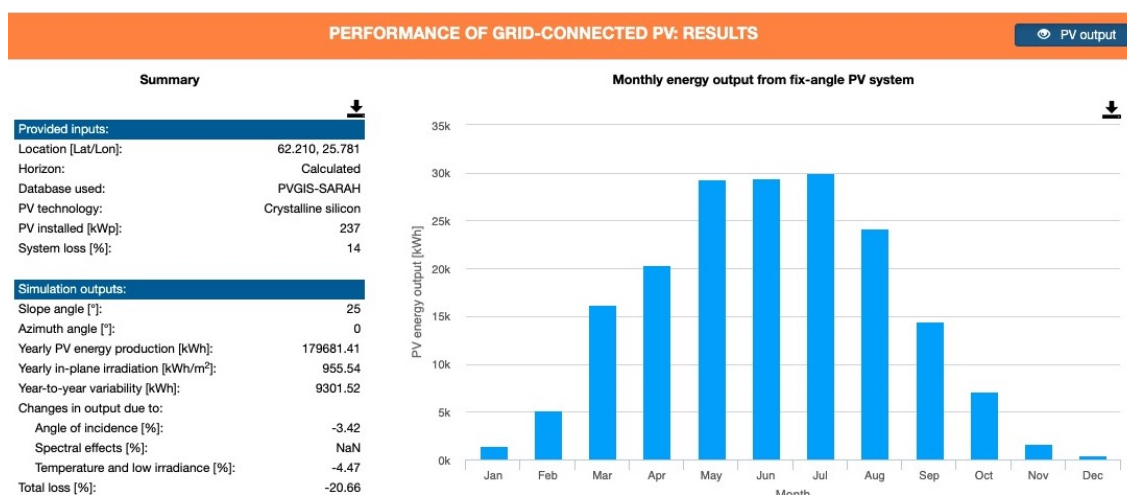
Suunnitellun aurinkosähköjärjestelmän piikkitehoksi saatiin kaavan 2.10 perusteella 237 kWp . Mikäli järjestelmään valittavien paneelien hyötysuhde poikkeaa merkittävästi oletetusta 20 %:n paneelihyötysuhteesta, muuttuu myös teoreettinen piikkiteho vastaavaasti. Taulukossa 3.10 esitetyn Ilmatieteen laitoksen säteilydatan perusteella laskettiin kuukausituotot aurinkopaneelijärjestelmälle kaavan 2.11 mukaan. Kuukausittaiset tuotot on esitetty kuvassa 5.3, jossa huomionarvoista on toukokuun korkea tuotto. Tämä saattaa johtua aurinkoisesta, mutta viileästä Suomen kevästä, jolloin säteilyolosuhteet ovat mainiot. Vuosittaiseksi tuotetun sähköenergian määräksi saatiin 160 MWh/a , joka on 5 % korkeampi kuin luvussa 3.10 esitetyn vuonna 2018 tehdyn simulaation perusteella saatu tuotto.

Vuonna 2019 sähkön kokonaiskulutus oli 7056 MWh , josta osuutena aurinkopaneelien tuotto olisi 2,3 %. Puhutaan siis pienestä määrästä sähköenergiaa laitoksen sähkönkulutukseen suhteutettuna. Lisäksi puhdistamon sähkönkulutus on kuukausittain hyvin samankaltaista ja aurinkosähköjärjestelmän tuotto painottuu vahvasti kesäaikaan. Kuukausittaisesta sähkönkulutuksesta lasketut tuntikeskitehot vaihtelivat vuonna 2019 välillä $699\text{--}867 \text{ kW}$, joten kulutusta olisi suuremmallekin aurinkosähköjärjestelmälle. Mitoituksessa on kuitenkin otettava huomioon myös CHP-laitoksen sähköntuotanto, joka on molempien kaasumoottorien käydessä nykyisellä ajoteholla 500 kW , jolloin kesäaikaan saatetaan ajautua tilanteeseen, jossa sähköä tuotetaan auringonsäteilyn piikkitunteina enemmän kuin kulutetaan ja ylijäämä joudutaan myymään sähköverkkoon.

Työn puitteissa tehtiin myös sekundäärinen tarkastelu Euroopan unionin PVGIS-järjestelmän (Photovoltaic Geographical Information System) laskentatyökalulla. Lähtöarvoiksi laskentaan valittiin sijainnin (Nenäinniemi, Jyväskylä) lisäksi järjestelmän piikkiteho 237 kWp , paneelien kallistuskulma 25° sekä atsimuutti 0° eli paneelien suuntaus etelään. Näkymä PVGIS-järjestelmän laskennan tuloksista on esitetty kuvassa 5.4. Järjestelmän laskema vuosituotto on 180 MWh . Se on Ilmatieteen laitoksen datan perusteella laskettua tuottoa 12,5 % korkeampi. Kaikki järjestelmän laskentaan liittyvät tiedot eivät ole avoimesti saatavilla, mutta kokonaishäviön 20,7 % perusteella voidaan olettaa, että käytetty systeemihyötysuhde on korkeampi kuin aiemmassa analyysissä käytetty 12 %. Toisaalta Ilmatieteen laitoksen mittausdatan voidaan olettaa olevan todenmukaisempaa kuin PVGIS-järjestelmän käyttämän algoritmeilla lasketun datan.



Kuva 5.3. Ilmatieteen laitoksen säteilydataan perustuvat aurinkosähköjärjestelmän kuukausituotot.



Kuva 5.4. PVGIS-järjestelmän näkymä aurinkosähköjärjestelmän tuottojen laskennan tuloksista.

Tulevaisuudessa maarakennustyöt suunnitellulle täyttömaa-alueelle on mahdollista kilpailuttaa eri urakoitsijoiden kesken. Jos maarakennustyöt saadaan kilpailutettua hintaan 100 000 € tai sen alle, on mahdollista saada hanke kannattavaksi. Mikäli perustuskustannukset ovat edelleen liian korkeat, voidaan harkita uudelleen kattopinnalle asennettavia paneeleita. Vuonna 2018 valmistuneen tertiäärakennuksen tasakatolla on pinta-alaa 2079 m² joka on noin kaksi kolmannesta suunnitellun paneelikentän pinta-alasta. Etelän suunnassa on kuitenkin kattoa varjostavaa metsää, jota todennäköisesti ei ole suojavyöhykevaatimusten takia mahdollista kaataa aurinkopaneeleja varjostamasta. Piikkiteholla mitattuna tertiäärakennuksen katolle mahtuisi noin 130 kWp:n aurinkosähköjärjestelmä.

5.4 Lämmöntalteenotto jätevedestä

Lämmöntalteenottoa jätevedestä tarkasteltiin kolmella eri kokoisella järjestelmän mitoituksella. Tarkasteltuja lämmön käyttökohteita olivat paikallinen kaukolämpöverkko, puhdistamon aluelämpöverkko ja yksittäinen puhdistamon kulutuskohde. Kirjallisuuden perusteella luvussa 3 määriteltiin laskentaan seuraavat oletukset:

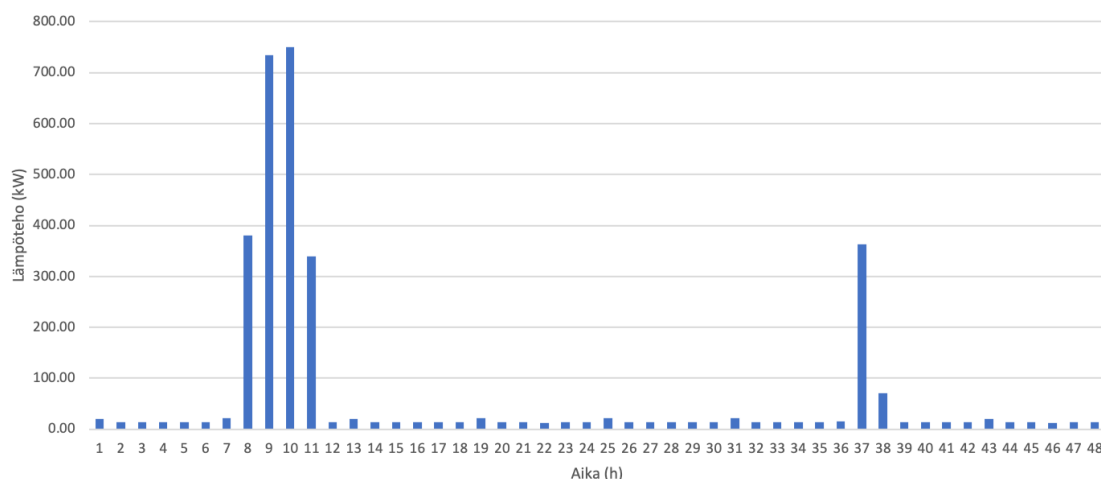
1. Jäteveden jäähtymä on 5 °C.
2. Lämpöpumpun lämpökerroin eli COP-arvo on 3,0.
3. Investointikustannus on 700 €/kW.
4. Sähkön ostohinta on 81,47 €/MWh.

Keskimääräisellä jäteveden massavirralla 428 kg/s ja 5 °C:n jäähtymällä kaavan 2.15 mukaisesti laskettuna laitokselta lähtevästä jätevedestä olisi talteenotettavissa lämpöä 8945 kW:n teholla. Teoreettinen lämmöntuotantopotentiaali vuodessa tällä lämpöteholla olisi 78 357 MWh. Puhdistamon lämmöntarve on kuitenkin vuodessa vain n. 6000 MWh.

Ensimmäisessä tarkasteluvaihtoehdossa lämpöä tuotettaisiin paikalliseen kaukolämpöverkkoon. Tällöin projektin toteuttajana toimisi paikallinen kaukolämpöyhtiö Alva. Lämpöpumppu mitoitettiin hyödynnettävissä olevan lämmön perusteella 9000 kW:n tehoiseksi, jolloin investoinnin suuruudeksi voitiin arvioida vähintään 6,3 milj. €. On huomioitava myös, että Kakolanmäen ja Katri Valan laitoksilla tuotetaan lämpöpumpuilla kaukolämmön lisäksi kaukokylmää (Maaskola et al. 2014; Friothers AG 2007), mikä nostaa laitteiston kokonaishyötysuhdetta sekä parantaa investoinnin kannattavuutta huomattavasti. Kaavan 2.17 mukaan laskettuna 78 000 MWh:n lämmön tuottamiseen sähköä kuluisi vuodessa 26 000 MWh.

Toinen tarkasteltu lämpöpumppulaitoksen mitoitus on mitoittaa se kattamaan koko puhdistamon lämmönkulutus. Lämpö voitaisiin siirtää olemassa olevaan aluelämpöverkkoon ja hyödyntää nykyiseen tapaan. Mikäli koko lämmöntarve halutaan tuottaa lämpöpumpulla, on mitoitus tehtävä lämmityskauden piikkitehojen mukaan. Vuonna 2019 viiden korkeimman tuntilämpötehon keskiarvo oli 1435 kW. Tämän perusteella voitiin valita lämpöpumpun lämpötehoksi 1500 kW, jolloin investointikustannus olisi vähintään 1,1 milj. €. Puhdistamon lämmöntarpeen kattamiseksi sähköä kuluisi vuodessa n. 2000 MWh. Lämmöntuotannon vuotuinen kustannus olisi tällöin 162 960 €/a.

Kolmas vaihtoehto lämmön talteenotossa olisi tuottaa lämpöä paikallisesti lähimpien rakennusten käyttöön. Kemikaaliasemalla ferrosulfaatin kyytivesi aiheuttaa pienen ja tasaisen n. 13 kW:n ympärivuotisen lämpökuorman, kun taas ferrosulfaatin liuotusveden aiheuttamat lämpökuormat ovat hyvin ajoittaisia ja kuluttavat lämpöä jopa 800 kW tunnissa muutaman tunnin jaksoissa. Näitä lämpökuormia on havainnollistettu kuvassa 5.5. Kyyti-veden lämmönkulutus vuonna 2019 oli 102 MWh ja liuotusveden kulutus 191 MWh. Ferrosulfaatin vesien lämpötilataso on alhainen 28 °C, joten jos lämpö tehtäisiin ainoastaan kemikaalirakennuksen käyttöön, voitaisiin lämpöpumpulla päästä korkeisiin COP-arvoihin.



Kuva 5.5. Ferrosulfaatin vesien lämmitys 7.-8.10.2019.

Liutusveden ajoittainen korkea lämpökuorma aiheuttaa kuitenkin sen, että lämpöpumppu tulisi ylivoimaisesti peruskuormaan nähden. Tämän takia järkevämpi vaihtoehto olisi tehdä kaikki tertiäärirakennuksen lämmityksen ja kemikaalirakennuksen vesien kuluttama lämpö lämpöpumpulla. Tällöin saataisiin myös tertiäärirakennuksen lämminvesivaraajan puskuri tasaamaan liutusveden aiheuttamia kulutuspiikkejä. Toisaalta tertiäärirakennuksen lämmityskierrot vaativat talvella korkeita yli 60 °C:n lämpötiloja, jolloin lämpöpumpun COP-arvo heikkenisi huomattavasti. Kesäaikaan lämmitettävän veden lämpötilaa olisi mahdollista laskea, kun tertiäärirakennuksessa ei ole lämmitystarvetta ja ferrosulfaatin liotus- ja kyytivesiä voitaisiin lämmittää korkealla COP-arvolla. Lämpöpumpuksi riittäisi varaajan ja kemikaalirakennukselle menevän lämmönjakoputken varastoiman lämmön ansiosta huomattavasti huippukulutusta pienempikin pumppu. Lämpöpumpun mitoittamiseksi olisi kuitenkin tehtävä tarkempia analyyseja, joten arvioidaan investointikustannusta ferrosulfaatin vesien lämmityksen huipputeholla 800 kW, jolloin investointikustannus olisi vähintään 0,56 milj €. Tertiäärirakennuksen lämmitystarve on n. 131 MWh vuodessa, joten tämä kokonaisuus kuluttaa lämpöä yhteensä n. 424 MWh/a. Lämmöntarpeen kattamiseksi kuluisi sähköä n. 141 MWh/a ja vuotuinen ostosähkön kustannus olisi tällöin 11 487 €/a.

Tällä hetkellä kaikki puhdistamon kuluttama lämpö tuotetaan omasta biokaasusta. CHP-laitokselta saatavan lämmön voidaan ajatella olevan sähköntuotannon hukkalämpöä ja täten tuotantokustannuksiltaan ilmaista. Kaasukattiloilla tuotettava lämpö on myös erittäin halpaa, sillä kattiloihin kohdistuvat käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat vähäiset. Lämmöntalteenotossa lämpöpumpun avulla lämpö tuotetaan sähköllä, jolloin vuoden 2019 ostosähkön hinnalla ja COP-arvolla 3,0 lämmön tuotantokustannukseksi muodostuisi aiemmin mainittu 27,16 €/MWh. Tähän tuotantokustannukseen ei ole kuitenkaan sisällytetty lämpöpumppuinvestoinnin hintaa. Voidaan siis sanoa, että lämpöpumppuinvestointi ei ole tässä tuotantotilanteessa taloudellisesti kannattava vaihtoehto. Mikäli kuitenkin biokaasu päätetään tulevaisuudessa myydä laitoksen ulkopuolelle, voitaisiin lämmöntalteenotolla puhdistetusta jätevedestä tehdä kaikki laitoksen tarvitsema lämpö. Luvussa

3 esitettiin kaukolämmön kokonaishinnaksi 54,34 €/MWh, joten lämmöntuotannon juokseva kustannus lämpöpumppulaitteistolla olisi noin puolet kaukolämmön hinnasta. Mikäli tähän vaihtoehtoon päädytään, on tehtävä kuitenkin tarkempia laskelmia lämpöpumpun mitoituksesta ja investoinnin kannattavuudesta.

6 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tässä työssä tarkasteltiin jätevedenpuhdistamon energiankulutusta ja -tuotantoa kokonaisuutena. Jokainen jätevedenpuhdistamo on oma yksilönsä, eli laitteet ja prosessien osat poikkeavat toisistaan. Näin ollen myös energiankulutukseen ja -tuotantoon liittyvät toimet ovat erilaisia jokaisella puhdistamolla. Jätevedenpuhdistus on kuitenkin hyvin energiasäästöinen yhdyskuntatekniikan ala, jolla on merkittävää energian säästö- ja tuotantopotentiaalia.

Suuremmilla jätevedenpuhdistamoilla jätevesilietteen eli jäteveden sisältämän orgaanisen aineksen mädätys on tärkein laitoksen energiatalouteen vaikuttava prosessi. Mädätyksessä syntyvää biokaasua voidaan polttaa erilaisilla laitteistoilla ja hyödyntää lämpö- tai sähköenergiana. Lämmöntuotantolaitteistot ovat yleensä yksinkertaisempia, halvempia ja varmempitoimisia kuin sähköntuotantolaitteistot. Usein kuitenkin laitoksen lämmöntarve on pienempi kuin biokaasusta saatava lämpöenergian määrä, jolloin ylimääräinen kaasu joudutaan polttamaan ylijäämäsoihdussa. Investoimalla sähköntuotantolaitteistoon saadaan osa biokaasun energiasisällöstä muunnettua sähköksi ja näin korvattua ostosähköä omalla sähköntuotannolla. Tavallisesti hyödynnetään sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitteistoja (CHP), joissa sähköenergian tuotannon hukkalämpö saadaan talteen. Sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitteisto on kuitenkin suhteellisen kallis investointi ja ostosähkö on jätevedenpuhdistamoille edullista, joten investoinnin taloudelliseen kannattavuuteen on kiinnitettävä huomiota.

Työssä huomattiin, että käyttöasteen vaikutus kaasumootorilaitosinvestoinnin kannattavuuteen on merkittävä. Mikäli laitteiston sähköntuotantokapasiteettia ei hyödynnetä riittäväällä tasolla, venyy investointikustannuksen takaisinmaksuaika suunniteltua investoinnin pitoaikaa pidemmäksi tai toiminta saattaa olla jopa kannattamatonta ostosähköön verrattaessa. Kapasiteetin hyödyntäminen voidaan maksimoida mitoittamalla sähköntuotantolaitteisto puhdistamon prosesseihin sopivaksi sekä optimoimalla biokaasun tuotantoa ja käyttöä. Lämmönkulutukseen liittyvillä säästötoimenpiteillä saadaan siirrettyä biokaasun energiasisältöä lämmön sijaan sähköksi. Tästä esimerkkinä voi toimia biokaasulaitoksen lietteen lämmityksen modernisointi, jossa saattaa olla merkittävää lämmönsäästöpotentiaalia. Tärkeänä tekijänä lämmityksessä on lietteen kuiva-ainepitoisuus, jota nostamalla lietteen tilavuusvirta pienenee ja lämmitettävää massaa on vähemmän kuin märkää lietettä lämmitettäessä. Työn tuloksista on huomattava myös sähkön valmisteverolain vuoden 2015 muutoksen vaikutus sähköntuotannon kannattavuuteen. Muutoksen jälkeen useimmat jätevedenpuhdistamojen moottorivoimalaitokset ovat olleet sähköntuotannon

valmisteveron alaisia ja tämän työn aineiston perusteella valmisteveron sekä huoltovarmuusmaksun osuus sähkön tuotantokustannuksesta on 25 %.

Sähköntuotannon vaihtoehtona tässä työssä tarkasteltiin raakakaasun ulosmyyntiä, johon liittyen tunnistettiin useampia haasteita. Raakakaasun siirtoa kaasunjalostuslaitokselle tutkittiin, ja kirjallisuusselvityksen perusteella putkistosiiro osoittautui ainoaksi käyttökelpoiseksi tekniikaksi. Putkiston investointikustannukset nousevat kuitenkin etenkin kaupunkialueilla rakennuskustannusten (kaivuutöiden) takia korkeiksi. Toisaalta myös raakakaasusta saatava markkinahinta on sen verran matala, että kaasun myyminen edes lähellä sijaitsevalle toimijalle ei osoittautunut taloudellisesti kannattavaksi tämän työn tiedoilla. Taloudellisesta näkökulmasta kannattavin vaihtoehto raakakaasun hyödyntämiseksi saattaisi olla omaan jalostuslaitokseen investoiminen ja puhdistetun biokaasun ulosmyynti. Puhdistetun biokaasun siirto on mahdollista myös teitä pitkin, mikäli omaa tankkauspistettä ei haluta perustaa.

Jätevedenkäsittelyprosessiin tuodaan ulkopuolista energiaa yleensä ostosähkön muodossa. Puhdistamon omavaraisuusasteen nostamiseksi on mahdollista hyödyntää myös muita energiamuotoja, kuten aurinkoenergiaa. Merkittävän kokoinen aurinkosähköjärjestelmä vaatii kuitenkin suuren ja tasaisen, varjostamattoman asennuspinta-alan. Tämän työn kohdepuhdistamon katot eivät sovellu hajanaisuuden ja varjojen vuoksi aurinkosähköjärjestelmän asennukseen riittävän hyvin. Vähävarjoista maapinta-alaa olisi käytettävissä, mutta siellä arvioitu maarakennuskustannus nousi niin korkeaksi, että investointi olisi taloudellisesti kannattamaton. Myös aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta laskee edullinen ostosähkön hinta. Puhdistamon biokaasulaitoksen tuotantoa on mahdollista tehostaa biokaasulaitoksen laitteistojen modernisoinnin lisäksi vastaanottamalla biokaasulaitokseen ulkopuolisia syötteitä, jolloin biokaasun tuotanto lisääntyy ja puhdistamon hyödynnettävissä on enemmän energiaa. Määdätykseen vastaanotettavan ulkoisen syötteen kanssa on kyseenalaista, voidaanko puhua omavaraisuusasteen noususta, kun primäärienergian lähde tulee puhdistamon ulkopuolelta.

Tämän työn tulosten perusteella vaikuttaa siltä, että hyvin suunniteltu ja kapasiteetiltaan riittävästi hyödynnetty sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitteisto olisi jätevedenpuhdistamolle taloudellisesti kannattavin energiantuotantomuoto. Aurinkosähköjärjestelmällä voidaan nostaa oman sähköntuotannon osuutta, mikäli sopivaa asennuspinta-alaa löytyy puhdistamon alueelta. ORC-laitteistoon investoimalla voidaan CHP-laitoksen savukaasujen hukkalämpöä hyödyntää sähköenergiaksi ja näin lisätä omaa sähköntuotantoa ilman, että biokaasun kulutus lisääntyy. Myös biokaasun puhdistus ja kaasun ulosmyynti liikennekäyttöön saattaisi osoittautua taloudellisesti kannattavaksi, mutta siihen ryhtyminen vaatisi uusia laiteinvestointeja ja puhdistamon henkilökunnan osaamisen laajentamista. CHP-tekniikoista kannattaa tulevaisuudessa tarkkailla ainakin mikroturbiinitekniikan kannattavuutta ja polttokennotekniikan kehitystä.

Lämmöntuotannossa biokaasu saadaan hyödynnettyä hyvällä hyötysuhteella, kaasukattilat ja -polttimet ovat varmatoimisia ja niiden käyttökustannukset ovat matalat. CHP-laitoksella tuotettu lämpö oletettiin tässä työssä sähköntuotannon sivutuotteeksi, eli

sille ei laskettu hintaa. Näillä perusteilla lämmöntalteenotto jätevedestä todettiin biokaasun polttoon verrattuna taloudellisesti kannattamattomaksi vaihtoehdoksi, mutta kuitenkin edullisemmaksi kuin markkinahintainen kaukolämpö. Jos jätevedenpuhdistamolla ei ole omaa biokaasun tuotantoa tai kaasu myydään jalostettavaksi ulkopuoliselle toimijalle, on lämmöntalteenotto lämpöpumpulla vartenotettava vaihtoehto puhdistamolla tarvittavan lämmitysenergian tuottamiseksi.

Biokaasun liikennekäytöllä on osuutensa Suomen hallituksen ja Euroopan unionin uusiutuviin energianlähteisiin liittyvien tavoitteiden saavuttamisessa. Jos tarkastellaan jätevedenpuhdistamoilla lämmön- tai sähköntuotantoon käytettävää biokaasua, voidaan olettaa, että se hyödynnetään tällä hetkellä paikallisesti ja hyvällä hyötysuhteella. Jos biokaasu halutaan siirtää liikennekäyttöön, jalostuslaitoksen tulisi sijaita puhdistamon läheisyydessä. Kaasun jatkojalostus liikennekäytön vaatimuksia vastaavaksi kuluttaa myös sähköenergiaa. Lisäksi autojen polttomoottoreiden hyötysuhteet ovat alhaisia, kun suurin osa polttoaineen energiasisällöstä muuttuu lämmöksi ja sille ei ole käyttökohdetta. Hyötysuhdeajattelun näkökulmasta jätevedenpuhdistamojen biokaasun liikennekäyttö on siis sähkön ja lämmön yhteistuotantoa huonompi vaihtoehto. Toisaalta biokaasun liikennekäytöllä korvataan ulkomaisia fossiilisia polttoaineita, joiden käyttöä yritetään vähentää. Mikäli puhdistamon energiantarve on korvattavissa uusiutuvista lähteistä peräisin olevalla sähkö- ja lämpöenergialla, on biokaasun siirto liikennekäyttöön todennäköisesti kasvihuonekaasupäästöjen ja ilmastonmuutoksen näkökulmasta positiivinen vaihtoehto. Jos jätevedenpuhdistamolla ei ole omaa biokaasun tuotantoa, lietteen kuljetus mädätykseen ja siitä jatkojalostukseen liikennekäyttöä varten on todennäköisesti paras vaihtoehto ilmaston kannalta. Biokaasun liikennekäyttöön liittyvänä epävarmuustekijänä voidaan kuitenkin nähdä autoteollisuuden trendi, jossa kaasuautojen kehitykseen panostavat toimet näyttävät olevan vähenemässä.

Nenäinniemen jätevedenpuhdistamolla oli työn kirjoitushetkellä suunnittelussa biokaasulaitoksen saneeraus, joka suunnittelutietojen mukaan ja investoinnin toteutumisen myötä tulisi parantamaan puhdistamon energiataloutta huomattavasti. Biokaasua vapautuisi lämmöntuotannosta sähköntuotantoon, jolloin puhdistamon omavaraisuusaste nousisi. Suunnitelman mukaan lietteen hygienisointi ja kaksivaiheinen mädätysprosessi myös lisäisivät tuotetun biokaasun määrää. Saneerauksen yhteydessä olisi tärkeää optimoida kaasukattiloiden ja CHP-laitoksen yhteistoimintaa niin, että CHP-laitoksen tuottama lämpö saadaan hyödynnettyä mahdollisimman tehokkaasti. Tämän työn tulosten perusteella CHP-laitoksen hukkalämpö riittäisi aluelämpöverkkoon liitetyn lämpökuorman kattamiseen yli puolet vuodesta. Talviaikaan vanhoilla kaasukattiloilla voitaisiin nostaa aluelämpöverkon menolämpötila ajokäyrän mukaiselle tasolle nykyiseen tapaan. Kehitystoimena on suositeltavaa asentaa myös vanhojen kaasukattiloiden yhteyteen lämpöenergiमितaukset, jotta niiden tuottaman lämmön määrää ei tarvitse arvioida hyötysuhteen perusteella.

Kaasumoottorien lämmönsiirron tehostamiseksi suositellaan CHP-laitokselle menevän putkilinjan kuristuksen avaamista sekä moottorien lämmönsiirtopintojen tarkistusta ja

puhdistusta. CHP-laitosta kannattaa käyttää niin pitkään kuin huoltokustannukset ovat kohtuulliset ja moottorit käyvät nykyisellä varmuudella. Mahdollisen seuraavan CHP-investoinnin yhteydessä kannattaa tarkastella myös muita tekniikoita ja moottoreiden yhteyteen asennettavaa ORC-laitteistoa. Lisäksi puhdistamon energiankulutuksen seurantaa on mahdollista kehittää niin lämmön- kuin sähkönkulutuksenkin osalta. Laitekohtaista sähkönkulutusta voidaan seurata taajuusmuuttajien kautta, joista tehotiedot ovat saatavilla. Seurannan avulla on mahdollista tunnistaa myös yksittäisiä energiansäästökohteita tai vikaantuneita laitteita sähkönkulutuksen muutosten perusteella. Nykyisten lämpöenergiamittareiden lukemat voidaan ottaa keräykseen, ja vanhojen lämmönvaihtimien yhteyteen on mahdollista asentaa uusia lämpöenergiamittareita, jolloin voitaisiin seurata myös rakennuskohtaista lämmönkulutusta koko puhdistamon alueella.

LÄHTEET

- Adaramola, M. S. ja Vågnes, E. E. (2015). Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions.
Energy Conversion and Management 90, 458–465.
- Ahsan, S., Rahman, M., Knaeco, S., Katsumata, H., Suzuki, T. ja Ohta, K. (2005). Effect of temperature on wastewater treatment with natural and waste materials.
Clean Technologies and Environmental Policy 7, 198–202.
- Alva-yhtiöt Oy (2020). *ALVA Kaukolämmön hinnasto: Yritysiasiakkaat*.
URL: https://www.alva.fi/app/uploads/1/2019/12/ALVA_Kaukolampo_hinnasto_yritysiasiakkaat.pdf.
- Appleby, G., Dinesh, N., Charakos, G., Haas, D. D. ja Bartle-Smith, J. (2016). *WWTP energy efficiency benchmarking confirms need for continuous improvements*. Tekninen raportti. Water Services Association of Australia.
URL: https://www.sydneywater.com.au/web/groups/publicwebcontent/documents/document/zgrf/mtg0/~edisp/dd_184322.pdf.
- Ayompe, L., Duffy, A., McCormack, S. ja Conlon, M. (2011). Measured performance of a 1.72kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland.
Energy Conversion and Management 52.2, 816–825.
- Baccioli, A., Ferrari, L., Vizza, F. ja Desideri, U. (2019). Potential energy recovery by integrating an ORC in a biogas plant.
Applied Energy 256, 1–17.
- Bazbauers, G., Repele, M., Anna, P. ja Valters, K. (2014). Economic Assessment of Biomethane Supply System based on Natural Gas Infrastructure.
Agronomy Research 12, 999–1006.
- Benato, A. ja Macor, A. (2017). Biogas Engine Waste Heat Recovery Using Organic Rankine Cycle. *Energies* 10.
- Chae, K.-J. ja Kang, J. (2013). Estimating the energy independence of a municipal wastewater treatment plant incorporating green energy resources.
Energy Conversion and Management 75, 664–672.
- Chae, K.-J., Kim, I.-S., Ren, X. ja Cheon, K.-H. (2015). Reliable energy recovery in an existing municipal wastewater treatment plant with a flow-variable micro-hydropower system.
Energy Conversion and Management 101, 681–688.
- Che, D., Liu, Y. ja Gao, C. (2004). Evaluation of retrofitting a conventional natural gas fired boiler into a condensing boiler.
Energy Conversion and Management 45.20, 3251–3266.
- Energiateollisuus ry (2019). *Maanalaisten kiinnivaahdotettujen kaukolämpöjohtojen rakentamiskustannukset 2018*.

Tekninen raportti.

URL: https://energia.fi/files/4157/Johtorakennuskustannukset_2018.pdf.

Energiateollisuus ry (2020). *Energiateollisuus ry, Kaukolämpöverkot*.

URL: <https://energia.fi/energiasta/energiaverkot/kaukolampoverkot> (viitattu 26.02.2020).

Energiateollisuus ry (2016). *Energiateollisuus ry, Tuntimittauksen periaatteita*.

Energiateollisuus ry.

URL: https://energia.fi/files/1153/Tuntimittausuositus_paiv_20161012.pdf.

Eurofins Ahma Oy (2020). *Nenäinniemen jätevedenpuhdistamon käyttö- ja päästötarkkailun yhteenveto vuodelta 2019*. Tekninen raportti.

Jyväskylän seudun puhdistamo Oy.

Forster, P. V., Ramaswamy, P., Artaxo, T., Berntsen, R., Betts, D., Fahey, J., Haywood, J., Lean, D., Lowe, G., Myhre, J., Nganga, R., Prinn, G., Raga, M., Schulz, R. ja Dorland, V. (2007). *Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing*. In: *Climate Change 2007. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate*.

Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom ja New York, NY, USA., 212. URL:

<https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4-wg1-chapter2-1.pdf>.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, I. (2020). *Photovoltaics Report*.

URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (viitattu 01.06.2020).

Friotherm AG (2007). *5 Unitop® 50FY heat pump/ chiller units simultaneously generate 90 MW heat energy and 60 MW chilled water*. Tekninen raportti. URL: https://www.friotherm.com/wp-content/uploads/2017/11/katri_vala_e012_uk.pdf.

Gandiglio, M., Lanzini, A., Santarelli, M., Acri, M., Hakala, T. ja Rautanen, M. (2020). Results from an industrial size biogas-fed SOFC plant (the DEMOSOFC project). *International Journal of Hydrogen Energy* 45, 5449–5464.

Gandiglio, M., Lanzini, A., Soto, A., Leone, P. ja Santarelli, M. (2017). Enhancing the Energy Efficiency of Wastewater Treatment Plants through Co-digestion and Fuel Cell Systems. *Frontiers in Environmental Science* 5, 70.

Gikas, P. (2017). Towards energy positive wastewater treatment plants. *Journal of Environmental Management* 203, 621–629.

Google Maps (2020). *Google Maps -karttapalvelu*.

URL: <https://www.google.com/maps/dir/62.2116939,25.671967/Jyv%C3%A4skyl%C3%A4n+Seudun+Puhdistamo+Oy,+Raivionsuntti+10,+40520+Jyv%C3%A4skyl%C3%A4,+Suomi/@62.2177255,25.6951413,2102m/data=!3m1!1e3!4m9!4m8!1m0!1m5!1m1!1s0x46857156fb843449:0xc31a075e84084961!2m2!1d25.7832132!2d62.2150706!3e0> (viitattu 05.05.2020).

Gude, V. G. (2015).

Energy and water autarky of wastewater treatment and power generation systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, 52–68.

- Haberlin, H. ja Eppel, H. (2012). *Photovoltaics system design and practice*. Hoboken, N.J: Wiley. ISBN: 1-119-97838-6.
- Helsingin kaupungin ympäristökeskus (2008).
Helsingin ympäristön tila: teemakatsaus 1/2008. Tekninen raportti.
 URL: <https://www.hel.fi/static/ymk/esitteet/teemakatsaus-01-08.pdf>.
- Helsingin Seudun Ympäristöpalvelut -kuntayhtymä HSY (2019).
Jätevedenpuhdistus pääkaupunkiseudulla 2018. Tekninen raportti, 1–23.
- Hepbasli, A., Biyik, E., Ekren, O., Gunerhan, H. ja Araz, M. (2014).
 A key review of wastewater source heat pump (WWSHP) systems.
Energy Conversion and Management 88, 700–722.
- Hinterberger, R. (2009).
Biogas als Treibstoff: Wirtschaftliche Grundlagen und Machbarkeit. Tekninen raportti.
 URL: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/edz_pdf/1112_biogas_als_treibstoff.pdf?m=1469659681&.
- Hjort, A. ja Tamm, D. (2012). *Transport Alternatives For Biogas. In the region of Skåne*. Tekninen raportti. URL:
<https://kfsk.se/biogassyd/wp-content/uploads/sites/11/2015/01/Swedish-Feasibility-study-Transport-Alternatives-for-Biogas.pdf>.
- Hosseini, S. E. ja Wahid, M. A. (2014).
 Development of biogas combustion in combined heat and power generation.
Renewable and Sustainable Energy Reviews 40, 868–875.
- Hoyer, K., Hultberg, C., Svensson, M., Jernberg, J. ja Norregård, Ø. (2013).
Biogas Upgrading - Technical Review. Tekninen raportti.
 URL: http://vav.griffel.net/filer/C_Energiforsk2016-275.pdf.
- Huttunen, M. J., Kuittinen, V. ja Lampinen, A. (2018).
 Suomen Biokaasulaitosekisteri N:O 21. *Publications of the University of Eastern Finland Reports and Studies in Forestry and Natural Sciences* 33.
- Huttunen, R. (2017).
Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja. Energia ja ilmasto, 4/2017.
 Työ- ja elinkeinoministeriö. ISBN: 978-952-327-189-0.
- Ilmatieteen laitos (2020). *Ilmatieteen laitos, Sää ja meri - Havaintojen lataus*. URL:
<https://www.ilmatieteenlaitos.fi/havaintojen-lataus#!> (viitattu 18.05.2020).
- Jenicek, P., Kutil, J., Benes, O., Todt, V., Zabranska, J. ja Dohanyos, M. (2013).
 Energy self-sufficient sewage wastewater treatment plants: is optimized anaerobic sludge digestion the key? *Water Science and Technology* 68, 1739–1744.
- Jiangsu SunLink PV Technology Co. Ltd. (2020).
Mono-crystalline Solar Module 330W - 345W.
 URL: <https://www.aurinkopaneelikauppa.fi/WebRoot/vilkas04/Shops/20120903-11092-142553-1/MediaGallery/Sunlink345.pdf> (viitattu 01.06.2020).
- Jodat, T. (2018). *PV-Simulaatio 2.9.21.16*. Tekninen raportti.

- Jylhä, K., Kalamees, T., Tietäväinen, H., Ruosteenoja, K., Jokisalo, J., Hyvönen, R., Ilomets, S., Saku, S. ja Hutila, A. (2012). *Rakennusten energialaskennan testivuosi 2012 ja arviot ilmastomuutoksen vaikutuksista*. Tekninen raportti Raportteja - Rapporter - Reports 2011:6. Ilmatieteen laitos. URL: <http://hdl.handle.net/10138/33069>.
- Jyrkkiö, E. ja Riistama, V. (2004). *Laskentatoimi päätöksenteon apuna*. 18. uud. p. Helsinki: WSOY. ISBN: 951-0-29876-X.
- Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy (2020). *Puhdistamon verkkosivut*. URL: <https://www.js-puhdistamo.fi> (viitattu 15.01.2020).
- Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy (elokuu 2019). *Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy:n vuosikertomus 2018*. URL: https://www.js-puhdistamo.fi/wp-content/uploads/2019/08/Jyvaskylan-seudun-puhdistamo-Vuosikertomus_2018.pdf (viitattu 28.01.2020).
- Kara, M., Hoffman, K., Ohlström, M., Hongisto, M., Ruska, M., Pirilä, P., Anttila, M., Helynen, S., Savolainen, I., Syri, S., Vuori, S., Hämäläinen, J., Korkiakoski, M., Kurkela, E., Kytö, M., Laurikko, J., Mattila, L., Mäkinen, T., Peltola, E., Rosenberg, R., Sipilä, K., Viinikainen, S., Vanttola, T. ja Lehtilä, A. (2004). *Energia Suomessa : tekniikka, talous ja ympäristövaikutukset*. 3. täysin uud. p. Helsinki: Edita. ISBN: 951-37-4256-3.
- Khattab, I., Bandarkar, F., Fakhree, M. ja Jouyban, A. (2012). Density, viscosity, and surface tension of water+ethanol mixtures from 293 to 323K. *Korean Journal of Chemical Engineering* 29, 812–817.
- Laitinen, J., Nieminen, J., Saarinen, R. ja Toivikko, S. (2014). *Paras käyttökelpoinen tekniikka (BAT) Yhdyskuntien jätevedenpuhdistamot*. Helsinki. ISBN: 978-952-11-4286-4.
- Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta 30.12.1996/1260* (2018). URL: <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1996/19961260?search%5btype%5d=pika&search%5bpika%5d=laki%20501%2F2015> (viitattu 30.03.2020).
- Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta annetun lain muuttamisesta 501/2015* (2015). URL: <https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2015/20150501?search%5btype%5d=pika&search%5bpika%5d=s%C3%A4hk%C3%B6n%20ja%20er%C3%A4iden%20polttoaineiden> (viitattu 30.03.2020).
- Larsson, M., Grönkvist, S. ja Alvfors, P. (2016). Upgraded biogas for transport in Sweden – effects of policy instruments on production, infrastructure deployment and vehicle sales. *Journal of Cleaner Production* 112, 3774–3784.
- Lee, C.-E., Yu, B. ja Lee, S. (2015). An analysis of the thermodynamic efficiency for exhaust gas recirculation-condensed water recirculation-waste heat recovery condensing boilers (EGR-CWR-WHR CB). *Energy* 86, 267–275.

- Longo, S., d'Antoni, B. M., Bongards, M., Chaparro, A., Cronrath, A., Fatone, F., Lema, J. M., Mauricio-Iglesias, M., Soares, A. ja Hospido, A. (2016). Monitoring and diagnosis of energy consumption in wastewater treatment plants. A state of the art and proposals for improvement. *Applied Energy* 179, 1251–1268.
- Maaskola, I. ja Kataikko, M. (2014). *Ylijäämälämmön taloudellinen hyödyntäminen: Lämpöpumppu- ja ORC-sovellukset*. Tekninen raportti. URL: https://www.motiva.fi/files/13513/Ylijaamalammon_taloudellinen_hyodyntaminen_Lampopumppu-_ja_ORC-sovellukset.pdf.
- Madi, H., Lanzini, A., Diethelm, S., Papurello, D., Van Herle, J., Lualdi, M., Larsen, J. ja Santarelli, M. (2015). Solid oxide fuel cell anode degradation by the effect of siloxanes. 279, 460–471.
- Maktabifard, M., Zaborowska, E. ja Makinia, J. (2018). Achieving energy neutrality in wastewater treatment plants through energy savings and enhancing renewable energy production. *Reviews in Environmental Science and Biotechnology* 17, 655–689.
- Neilimo, K. ja Uusi-Rauva, E. (2005). *Johdon laskentatoimi*. 6. uud. p. Business Edita. Helsinki: Edita. ISBN: 951-37-4109-5.
- Nowak, O., Enderle, P. ja Varbanov, P. (2015). Ways to optimize the energy balance of municipal wastewater systems: lessons learned from Austrian applications. *Journal of Cleaner Production* 88. Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 125–131.
- Panepinto, D., Fiore, S., Zappone, M., Genon, G. ja Meucci, L. (2016). Evaluation of the energy efficiency of a large wastewater treatment plant in Italy. *Applied Energy* 161, 404–411.
- Power, C., McNabola, A. ja Coughlan, P. (2014). Development of an evaluation method for hydropower energy recovery in wastewater treatment plants: Case studies in Ireland and the UK. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 7, 166–177.
- Pöschl, M., Ward, S. ja Owende, P. (2010). Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways. *Applied Energy* 87.11, 3305–3321.
- Pöyry Oyj (2019). *Nenäinniemen jätevedenpuhdistamo: Kuormitusennusteen päivitys*. Tekninen raportti. Jyväskylän seudun puhdistamo Oy.
- Saidur, R., Ahamed, J. ja Masjuki, H. (2010). Energy, exergy and economic analysis of industrial boilers. *Energy Policy* 38, 2188–2197.
- Suvilampi, J. (2020). *Jyväskylän Seudun Puhdistamon lietteenkäsittelyn tehostaminen - Lämpöjärjestelmän tekninen tarkastelu*. Tekninen raportti.
- Swedish Gas Technology Centre (2012). *Basic data on biogas*. Swedish Gas Technology Centre Ltd SGC. Scheelegatan 3 SE-212 28 MALMÖ: Serviceförvaltningen i Lunds kommun, Lund. ISBN: 978-91-85207-10-7. URL: <http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/BasicDataonBiogas2012.pdf>.

- Tilastokeskus (2020). *Tilastokeskuksen PxWeb-tietokannat. 004 – Sähkön hinta kuluttajatyypeittäin, snt/kWh (Hinnat sisältävät sähköenergian, siirtomaksun ja verot.)*
URL: https://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ene__ehi/statfin_ehi_pxt_004_fi.px/ (viitattu 22. 04. 2020).
- Tuikka, J. (helmikuu 2018).
Aurinkopaneelien sijoitus - Aluelayout ja yleisleikkaukset. Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy - Nenäinniemen jätevedenpuhdistamon saneeraus ja laajennus.
Pöyry Finland Oy.
- Turku Energia Oy (2009). *The wastewater utilization in Kakola heat pump plant.*
Tekninen raportti. URL: http://www.districtenergyaward.org/wp-content/uploads/2012/10/New_scheme_Finland_Turku.pdf.
- Turun Sanomat (18. huhtikuuta 2008).
Turun Sanomat - Jätevesi lämmittää turkulaisten patterit.
URL: <https://www.ts.fi/uutiset/talous/1074276323/Jatevesi+lammittaa+turkulaisten+patterit> (viitattu 15. 06. 2020).
- Turun Seudun Puhdistamo Oy (2020). *Puhdistamon verkkosivut.*
URL: <https://www.turunseudunpuhdistamo.fi/>.
- Vaja, I. ja Gambarotta, A. (2010).
Internal Combustion Engine (ICE) bottoming with Organic Rankine Cycles (ORCs).
Energy 35.2, 1084–1093.
- VALOR Partners Oy (2016). *Suuret lämpöpumput kaukolämpöjärjestelmässä.*
Tekninen raportti. URL: https://energia.fi/files/993/Suuret_lampopumput_kaukolampojarjestelmassa_Loppuraportti_290816_paivitetty.pdf.
- Wang, H., Yang, Y., Keller, A. A., Li, X., Feng, S., Dong, Y.-n. ja Li, F. (2016).
Comparative analysis of energy intensity and carbon emissions in wastewater treatment in USA, Germany, China and South Africa. *Applied Energy* 184, 873–881.
- Watrec Oy (2020). *Jyväskylän Seudun Puhdistamo Oy - Lietteenkäsittelyn ja biokaasulaitoksen saneeraus - Yleissuunnitteluraportti.* Tekninen raportti.
- Väisänen, J., Kosonen, A., Ahola, J., Sallinen, T. ja Hannula, T. (2019).
Optimal sizing ratio of a solar PV inverter for minimizing the levelized cost of electricity in Finnish irradiation conditions. *Solar Energy* 185, 350–362.
- Young, H. D. ja A., F. R. (2012).
Sears and Zemansky's University Physics : With Modern Physics. 13th ed.
1301 Sansome Street, San Francisco, CA, 94111: Pearson Addison-Wesley.
ISBN: 978-0-321-69686-1.