

Toni Mäki-Asiala

**SÄHKÖNTUOTANNON JA SISÄISEN SÄHKÖVERKON
OPTIMOINTI**

SÄHKÖNTUOTANNON JA SISÄISEN SÄHKÖVERKON OPTIMOINTI

Toni Mäki-Asiala
Opinnäytetyö
Kevät 2017
Kone- ja tuotantotekniikan tutkinto-ohjelma
Oulun ammattikorkeakoulu

TIIVISTELMÄ

Oulun ammattikorkeakoulu
Kone- ja tuotantotekniikka, tuotantotalous

Tekijä: Toni Mäki-Asiala

Opinnäytetyön nimi: Sähköntuotannon ja sisäisen sähköverkon optimointi

Työn ohjaaja: Manne Tervaskanto

Työn valmistumislukukausi ja -vuosi: kevät 2017

Sivumäärä: 76 + 2 liitettä

Opinnäytetyö koostuu kahdesta osasta, joista ensimmäinen liittyy Toholammin Energia Oy:n CHP-laitoksen ja sen sähkögeneraattorin tehonrajoitukseen. Tehonrajoituksella yritys tavoittelee laitokselle pienempää alle 1 MVA:n kokoluokkaa ja sähkön pientuotannon tuottamista. Tarkoituksena yrityksellä oli saavuttaa säästöjä pientuotannon erilaisen sähkötasekäsittelyn avulla. Tavoitteena työssä oli selvittää, onko kokoluokan alentaminen mahdollista generaattorin tehoa rajoittamalla ja onko hanke järkevä taloudellisesti. Työn toinen osa liittyy Toholammin Energia Oy:n ja sen vieressä sijaitsevan muovinkierrätystehtaan välille suunnitellun sisäisen sähköverkon rakentamiseen. Tavoitteena oli selvittää sisäisen sähköverkon rakentamisen luvanvaraisuus ja karkeat rakentamiskustannukset.

Vuoden 2013 tasepalvelun sovellusohjeessa generaattorin koko luokitellaan sen kilpiarvossa olevan MVA-nimellistehon perusteella. Siksi tehonrajoituksen yhteydessä generaattoriin vaaditaan kilpiarvon muutos. Kilpiarvoa ei ole kuitenkaan laillista muuttaa, joten tehonrajoitus ei ole mahdollista kyseisen taseohjeen mukaan. Toukokuussa 2017 voimaan tulevan uuden Pohjoismaiden yhteisen taseselvitysmallin myötä kilpimerkinnän 1 MVA:n nimellistehovaatimus poistuu kokoluokittelun yhteydestä ja tilalle tulee 1 MW:n pätohehoraja. Toukokuusta 2017 alkaen generaattorin tehonrajoituksella tehtävä kokoluokan alentaminen on mahdollista, koska vain generaattorin tuottama pätoheho merkitsee. Toholammin Energian tilanteessa se ei kuitenkaan ole kannattavaa, koska sähkön pientuotannosta saatava tuotto jää nykyisin tuotettavaa normaalituotantoa pienemmäksi.

Toisessa osassa saatiin selville, että sisäisen sähköverkon rakentaminen on laillista, jos verkko sijaitsee saman omistajan omistamalla tai hallitseamalla alueella olevan kiinteistön tai useamman toisiinsa rajoittuvan kiinteistön alueella. Verkon rakentajan kuuluu myös olla sama kuin kiinteistöjen omistaja tai hallitsija. Toholammin tapauksessa sisäistä sähköverkkoa ei voida rakentaa CHP-laitoksen ja muovinkierrätystehtaan välille nykyisten omistus- ja hallintasuhteiden vuoksi. Mikäli Toholammin kunta rakentaisi verkon, muovinkierrätysyritys ei saisi hallita omaa kiinteistöä maksamalla siitä vuokraa kunnalle. Jos verkolle saataisiin rakennuslupa, sen rakentamiskustannukset olisivat karkeasti 68 000 €.

Asiasanat: megawatti, megavoltiampeeri, pientuotanto, tehonrajoitus, sisäinen sähköverkko, CHP-laitos, generaattori

ALKULAUSE

Kiitän työssä kaikkia minua auttaneita henkilöitä, etenkin Fingridin tasepalvelupäällikköä, eSettin operaatiojohtajaa, Energiaviraston ja Enegian työntekijöitä sekä työn tilaajaa toimitusjohtaja Arto Ylitaloa ja työn ohjaajaa lehtori Manne Ter-vaskantoa.

18.5.2017

Toni Mäki-Asiala

SISÄLLYS

TIIVISTELMÄ	3
ALKULAUSE	4
SISÄLLYS	5
SANASTO	8
1 JOHDANTO	9
1.1 Generaattorin tehonrajoitus ja kokoluokittelu	9
1.2 Sisäinen sähköverkko	10
2 CHP-TUOTANTOLAITOS	11
2.1 CHP-laitoksen ja tavanomaisen energialaitoksen erot	11
2.2 CHP-laitosten jaottelu	12
2.3 Organic Rankine Cycle	12
2.4 ORC-prosessi biomassapolttoaineen kuumaöljykattilalaitoksessa	14
2.5 ORC-prosessin toiminta	15
3 HÖYRYTURBIININ TEHO	17
4 SÄHKÖNTUOTANNON TASEHALLINTA, TASESÄHKÖ JA MAKSUT	18
4.1 Tasemalli	19
4.1.1 Tuotantotase	20
4.1.2 Kulutustase	21
4.2 Ylös- ja alassäätötarjoukset	22
4.3 Kiinteät toimitukset	23
4.4 Tuotanto- ja kulutusmaksut	24
5 SÄHKÖN PIEN- JA NORMAALITUOTANNON TEHORAJAT	25
5.1 W:n ja VA:n ero	25
5.2 Sähköntuotantosuunnitelma	26
5.3 Alle 1 MW:n tuotannon raportointi	26
5.4 Oman sähkön mittaaminen ja maksut	27
5.5 Kapasiteetin ilmoitus	28
6 TOHOLAMMIN ENERGIA OY CHP-LAITOS	29
6.1 Generaattorin kokoluokittelu ja vaatimukset	29
6.1.1 Kokoluokittelu ennen toukokuuta 2017	29
6.1.2 Kokoluokittelu toukokuun 2017 jälkeen	29

6.1.3	Vaatimuksia kokoluokittelun muuttamiseen	30
6.1.4	Kokoluokituksen palauttaminen normaaliksi	31
6.1.5	1 MW:n tuotantorajan tahaton ylittäminen ja sen seuraukset	32
6.2	Generaattorin tehonrajoitus	33
6.2.1	Turbiinin antotehon rajoitus	33
6.2.2	Manuaalinen tehonrajoitus	36
6.2.3	Automaattinen tehonrajoitus	37
6.3	Pien- ja normaalituotantotyyppin sähköntuotannot	38
6.3.1	Pientuotanto ja sen tulot ja kulut	38
6.3.2	Tuotantosuunnitelman merkitys pientuotannossa	38
6.3.3	Normaalituotannon tulot ja kulut	39
6.4	Pien- ja normaalituotannon kannattavuuksien vertailulaskelmat	39
6.5	Kokoluokituksen ja tehonrajoituksen yhteenveto	46
7	SISÄINEN SÄHKÖVERKKO	47
7.1	Ehdot verkon rakentamiselle	47
7.2	Sähkön kulutuksen mittaus	48
7.3	Sähkön siirto	49
7.4	Verkon vaikutus syöttötariffitukeen	49
7.5	Sisäisen sähköverkon minimivaatimukset ja osapuolten tehtävät	50
8	SISÄISEN SÄHKÖVERKON RAKENTAMINEN	53
8.1	Sähköverkon komponentit ja budjetti	54
8.1.1	Kaapeli ja sen asennus- ja kaivuu	54
8.1.2	Pienemmät komponentit	55
8.1.3	Katkaisija	56
8.2	Budjetti	56
9	SISÄINEN SÄHKÖVERKKO TOHOLAMMIN TEOLLISUUSALUEELLE	58
9.1	Tehtaan sähkön osto kesäisin	58
9.2	Hankkeen onnistuminen	58
9.3	Syöttötariffituki ja verotus	59
10	YHTEENVETO	61
	LÄHTEET	69
	LIITTEET	
	Liite 1 Tarjous	

Liite 2 Verkkokomponenttien yksikköhinnat

SANASTO

CHP	= Combined heat and power = yhdistetty lämmön ja sähkön tuotanto
ORC	= Organic rankine cycle = rankine-kiertoprosessi orgaanisella kiertoineella
MVA	= megavoltiampeeri
MW	= megawatti
NBS	= Nordic Imbalance settlement model = Pohjoismaiden yhteinen taseselvitysmalli
$\cos \varphi$	= tehokerroin eli pätötehon suhde näennäistehoon vaihtovirtakuorissa

1 JOHDANTO

Toholammin Energia Oy on Toholammilla toimiva lämmön ja sähkön tuottaja. Vuonna 2013 yrityksessä otettiin käyttöön uusi CHP-tuotantolaitos, jossa ORC-prosessin avulla tuotetaan sähköä ja lämpöä. Laitoksen kattilan teho on 8,2 MW ja generaattorin sähköteho 1,4 MW. (ORC-laitos. 2014.) Opinnäytetyö yritykseen sisältää kaksi toisistaan poikkeavaa työosaa, joista pääpaino on ensimmäisellä osalla, jossa selvitetään alle 1 MVA:n voimalaitoskokoluokan tavoittelun mahdollisuutta sähkögeneraattorin tuottamaa tehoa rajoittamalla. Toinen osa liittyy sisäisen sähköverkon rakentamisen ja sähkön myynnin lupa-asioihin tuotantolaitoksen ja lähellä sijaitsevan yrityksen välillä.

1.1 Generaattorin tehonrajoitus ja kokoluokittelu

Tuotantolaitoksen sähkögeneraattorin maksimiteho on 1,4 MW. Tuotantolaitos on luokiteltu generaattorin nimellistehon vuoksi yli 1 MVA:n laitokseksi, vaikka nykyisellä kuormituksella vain harvoin ylitetään kyseinen tehoraja. Oletuksena on, että tuotantolaitoksen ollessa luokiteltuna yli 1 MVA:n kokoluokkaan velvoittaa se turhaan Toholammin Energia Oy:tä toimimaan työläämpien ja kustannuksiltaan kalliimpien sähkötaseohjeiden mukaan.

Tarkoituksena on selvittää, voidaanko tuotantolaitos ja generaattori luokitella alempaan alle 1 MVA:n kokoluokkaan rajoittamalla generaattorin tuottamaa tehoa. Jos voidaan, on selvitettävänä viranomaisten sallima tapa. Tehonrajoitukseen ja kokoluokan alentamiseen on myös löydettävä järkevä keino. Selvitettävänä on myös, tuoko kokoluokan alentaminen todellisuudessa helpotuksia ja säästöjä tuotantolaitokselle ja mikä on mahdollisten taloudellisten hyötyjen suuruus. Kokonaistavoitteena ensimmäisessä työosassa on tutkia, onko kokoluokan tavoittelu generaattorin tuottamaa tehoa rajoittamalla järkevä tai mahdollinen laillisesti, teknisesti ja taloudellisesti.

1.2 Sisäinen sähköverkko

Toholammin Energia Oy:n CHP-laitoksen läheisyydessä oleva yritys ostaa nykyisin sähkönsä ulkopuolisilta sähkömyyjiltä valtakunnan verkosta. Sisäisen sähköverkon rakentaminen CHP-laitoksen ja yrityksen välille on noussut esille sen mahdollisten säästöjen takia sähkönsiirrossa, kun kyseessä olisi samalla tai vierisellä kiinteistöllä olevalle yritykselle myytävä sähkö. Verkon rakentamisen lupien saaminen, sähkön myynnin laillisuus ja se, miten sisäinen sähköverkko vaikuttaa hakkeella tuotetun sähköön tuotantotukeen ja arvonlisäverotukseen, on epäselvää. Myöskään sähköverkon rakentamisen kustannuksista ei ole vielä näyttöä. Epäselvää on myös, mitkä ovat alueella toimivan jakeluverkon haltijan vaatimukset verkolle ja mistä sisäistä sähköverkkoa käyttävä yritys ostaa sähkönsä, kun CHP-laitos ei tuota sitä kesäseisokkinsa aikana.

Toisen työosan kokonaistavoitteina on selvittää viranomaisten vaatimukset sisäiselle sähköverkolle ja sen rakentamislualle. On tutkittava, onko sisäisen sähköverkon rakentaminen ja sähkön myyminen CHP-laitoksen ja yrityksen välillä mahdollista sisäisen sähköverkon kautta. Jos verkon rakentaminen sisäisenä sähköverkkona on laillista, täytyy hankkeen taloudellinen järkevyys selvittää tekemällä verkon rakentamisesta karkea kustannuslaskelma. Myös verkon vaikutus hakkeella tuotetun sähköön tuotantotukeen ja verkossa myytävän sähköön verotus täytyy selvittää. On myös tehtävä ratkaisu, mistä sisäistä sähköverkkoa mahdollisesti käyttävä yritys ostaa ja saa sähkönsä, kun CHP-laitos ei tuota sitä kesäseisokkinsa aikana.

2 CHP-TUOTANTOLAITOS

2.1 CHP-laitoksen ja tavanomaisen energialaitoksen erot

Tavanomaiset energialaitokset toimivat siten, että uusiutumattomia polttoaineita poltetaan isossa uunissa, jotta saadaan lämpöenergiaa. Lämpö kiehuttaa suljetussa putkistossa kiertävää vettä ja muuttaa sen höyryksi. Höyrystyneellä vedellä voidaan pyörittää turbiinia ja sitä myöten sähkögeneraattoria. Höyryn mennessä turbiinin sisälle sitä aletaan jäähdyttää ja lauhduttaa vedeksi jäähdytystornien avulla. Jäähdytyksen ja lauhdutuksen avulla saavutetaan höyryn mahdollisimman suuri laajeneminen ja nopea turbiinin pyöriminen. Jäähdytyksellä ja lauhdutuksella parannetaan turbiinin hyötysuhdetta. (Woodford 2016a; Woodford 2016b; Woodford 2016c.)

Lauhdutetusta höyrystä jäänyt lämpöenergia päästetään jäähdytystornien kautta taivaalle, ja lauhtunut vesi menee kattilaan uudelleen lämmitettäväksi. Prosesseissa, joissa hukkalämpö päästetään taivaalle, aiheutuu paljon energian tuhlausta. Tämän takia tavanomaisten energialaitosten hyötysuhde on noin 35 %. (Woodford 2016a; Woodford 2016b; Woodford 2016c.)

CHP- (Combined heat and power) eli yhteistuotantolaitokset ovat laitoksia, jotka tuottavat samanaikaisesti lämpöä ja sähköä. CHP-laitos toimii muuten samalla periaatteella kuin tavanomainen energialaitos, mutta se ei päästä turbiinilta tulevaa jätelämpöenergiaa taivaalle. Lämpöenergia käytetään uudelleen ja sillä lämmitetään tavanomaisesti kaukolämpöverkoston vettä. Hukkalämmön talteenoton ja uudelleenkäytön ansiosta yhteistuotantolaitokset voivat saavuttaa parhaimmillaan jopa 80 %:n hyötysuhteen. Parhaisiin kokonaishyötysuhteisiin päästään, kun kaukolämpöä käyttävät rakennukset ovat lyhyen etäisyyden päässä tuotantolaitoksesta. Yhteistuotantolaitoksissa voidaan polttaa joko uusiutuvia tai uusiutumattomia polttoaineita. (CHP-laitokset; What is combined heat and power. 2017; Woodford 2016a.)

2.2 CHP-laitosten jaottelu

Yhteistuotantolaitokset jaetaan kolmeen kokoluokkaan niiden nimellistehojen mukaan (taulukko 1). Suur-CHP-laitoksissa sähköntuotannon ja kaukolämpöveden tehonsiirtoväliaineena käytetään vesihöyryä ja vettä. Pien-CHP-laitosten toiminta voi suurista laitoksista poiketen vaihdella, ja niissä sähkötehoa voidaan tuottaa muun muassa polttomoottorilla, polttokennolla, kaasuturbiinilla, höyryturbiinilla, höyryvoimalaitteella tai välittäjäaineisiin liittyvillä teknologioilla, joita ovat stirling-moottori ja ORC-teknologia. Eniten pienissä CHP-laitoksissa käytetään kaasu- ja ORC-teknologiaa. (Pienen kokoluokan CHP – teknologiasta lisää voimaa Etelä-Pohjanmaan metsäkeskusalueelle.)

TAULUKKO 1. CHP-laitosten kokoluokittelu nimellistehon mukaan (Pienen kokoluokan CHP – teknologiasta lisää voimaa Etelä-Pohjanmaan metsäkeskusalueelle)

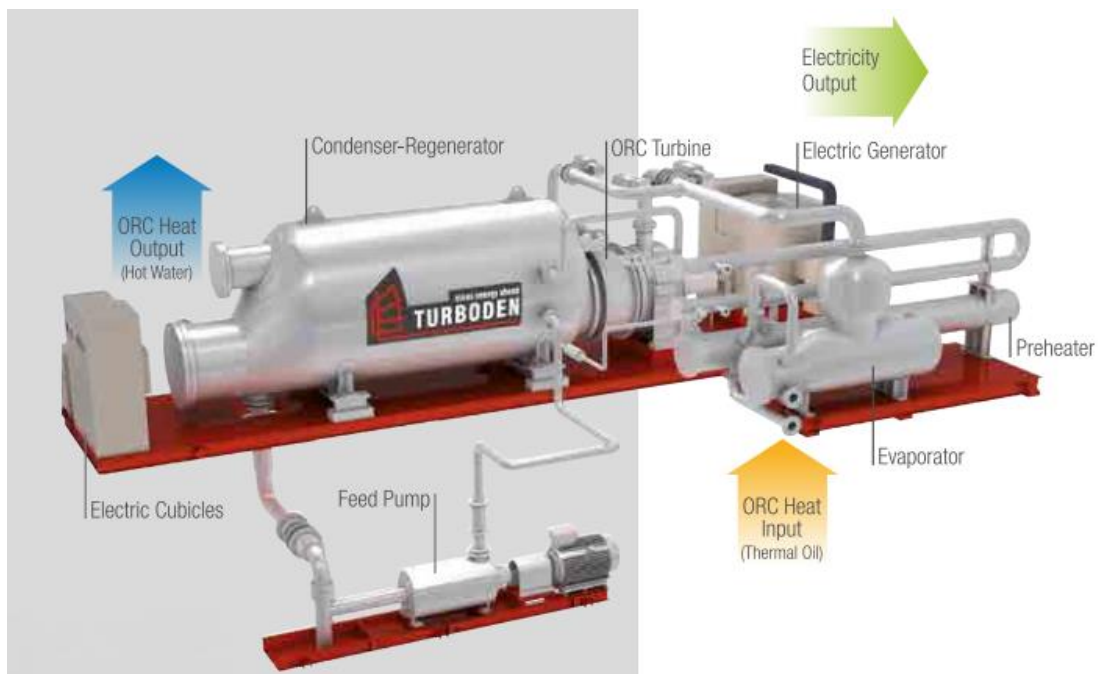
Laitos	Teholuokka
Mikro-CHP	< 50 kW
Pien-CHP	50 kW – 10 MW
Suur-CHP	> 10 MW

2.3 Organic Rankine Cycle

ORC eli Organic Rankine Cycle on prosessi, joka muuttaa lämpöä ja hukkalämpöä sähköksi. Prosessi käyttää hyödykseen alhaisissa lämpötiloissa höyrystyvien aineiden ominaisuuksia, mikä mahdollistaa sähköntuotannon parhaimmillaan alle +100 °C hukkalämmöstä. (ORC-teknikka.) Prosessin toimintaperiaate on samanlainen kuin höyryturbiinilaitoksissa mutta suljetussa ORC-putkistossa kiertävä väliaine on veden sijaan sopiva orgaaninen neste. Orgaaninen neste höyrystetään suljetussa putkistossa kattilalta tulevan lämmön avulla ja sen jälkeen paisutetaan korkeapaineisena turbiiniin. (Uusitalo 2015.)

ORC-prosessin etuna perinteiseen höyryturbiinilaitosprosessiin on se, että sähköenergiaa voidaan tuottaa myös matalalämpöisistä jätelämpövirroista. Tällainen uudelleenkäyttö ei ole helposti tai kannattavasti toteutettavissa perinteisissä höyryturbiinivoimalaitosprosesseissa, koska veden höyrystymislämpötila on niin korkea, ettei hukkalämpövirroissa ole tarpeeksi lämpöä höyrystämään vettä. Matalan höyrystymislämpötilan nesteet, joita käytetään ORC-laitteistoissa, voivat hyödyntää paremmin turbiinilta tulevaa jätelämpöä. (Uusitalo 2015; ORC-matalalämpövoimalaitos.)

ORC-tekniikkaa voidaan hyödyntää sähköntuotantoon ja hukkaenergian talteenottoon muun muassa lämpölaitoksissa, CHP-laitoksissa, maalämpösystemeissä ja aurinkoenergiakentillä sekä erilaisissa uuneissa ja teollisuuden laitoksissa, joista vapautuu paljon hukkalämpöä. Esimerkkikohteita teollisuuden laitoksista ovat teräs- ja lasitehtaat. (ORC-tekniikka; Applications -> Overview. 2017.) Kuvassa 1 on havainnollistettu Turboden-valmistajan ORC-prosessin laitteita, jotka kuuluvat CHP-tuotantolaitokseen. ORC-yksikön osat ovat nimettyinä kuvassa.

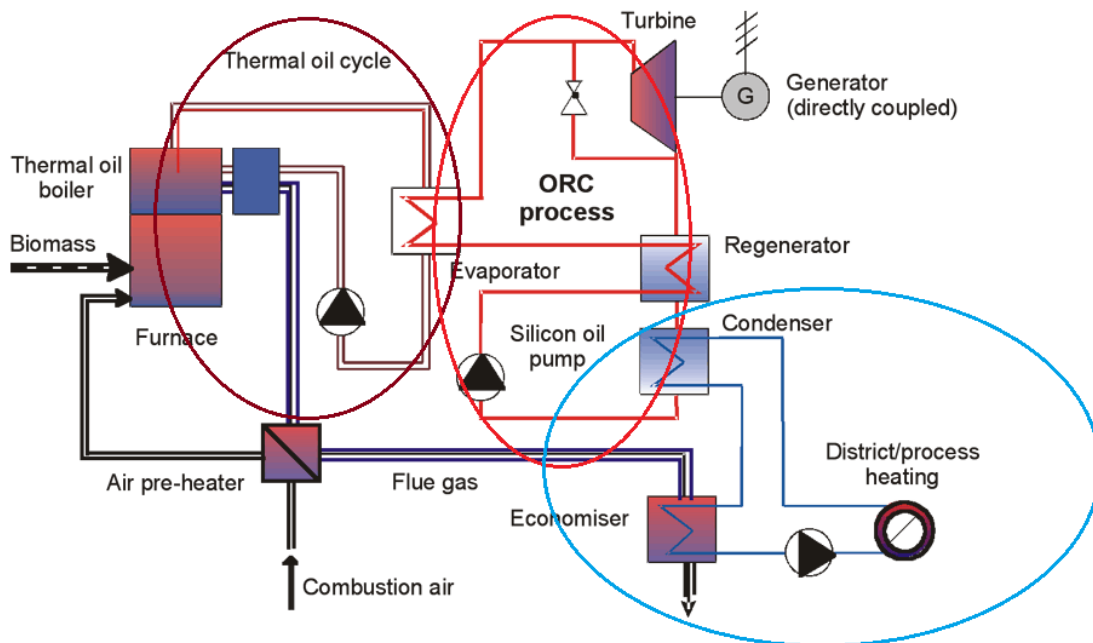


KUVA 1. ORC-prosessin laitteet (ORC brochure – 2016. 2017)

2.4 ORC-prosessi biomassapolttoaineen kuumaöljykattilalaitoksessa

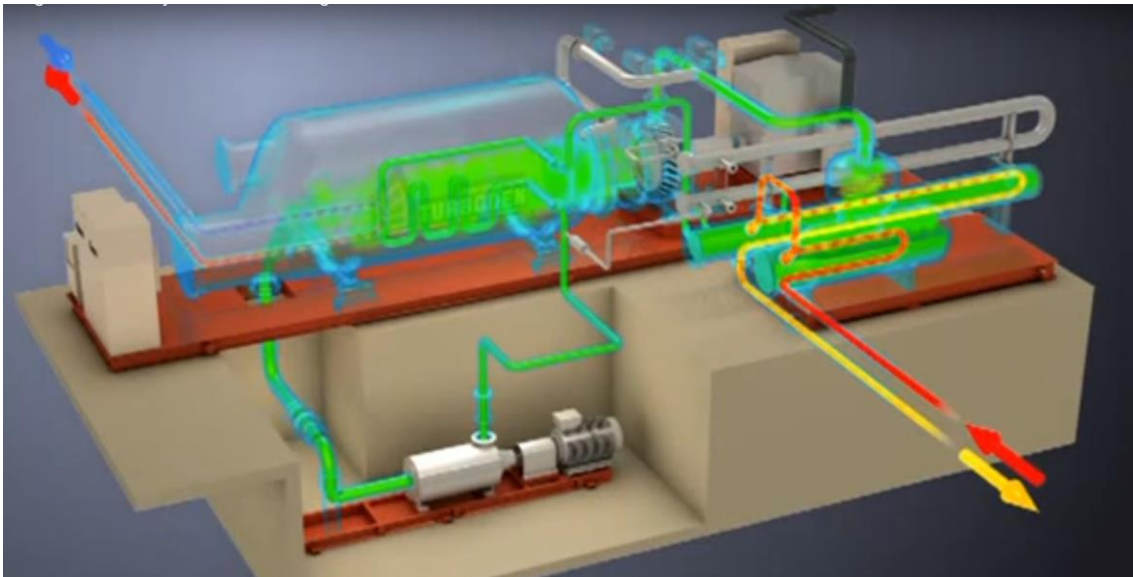
Toholammin Energian CHP-laitos on tarkemmalta nimeltään biomassapolttoaineen kuumaöljykattilalaitos. Laitos eroaa tavanomaisista CHP-laitoksista siten, että kattilan vaipassa kiertää veden sijasta öljy. Öljy lämmitetään kattilassa noin 250 - 300-celsiusasteiseksi, mikä on riittävä lämpötila ORC-prosessin toiminnan ylläpitämiseen. Kattilassa kiertävän kuumaöljyn lämmittäminen 300 celsiusasteeseen ei vaadi paineen nostamista, vaan öljyn paine voi olla lähes ilmanpaineen tasolla. (Description of the ORC technology for biomass Combined Heat and Power plants as well as further possibilities for process integration.)

ORC-prosessilla varustetuissa CHP-laitoksissa on kolme suljettua nesteenkier-topiiriä. Nesteenkiertopiirit on ympyröity kuvaan 2 kolmella värillä. Kuvan ruskeassa piirissä kiertää kuumaöljy, punaisessa piirissä kiertää orgaaninen neste ja sinisessä piirissä kaukolämpöverkoston vesi.



KUVA 2. ORC-prosessikaavio biomassapolttoaineen kuumaöljykattilalaitoksessa (Description of the ORC technology for biomass Combined Heat and Power plants as well as further possibilities for process integration)

Kuvassa 3 on havainnollistettu samaa prosessia kuin kuvassa 2, mutta jälkimmäisessä kuvassa eri nesteiden kiertäminen näkyy konkreettisesti Turbodenin ORC-laitteistokokoonpanon sisällä. Kuvan 3 keltapunaiset nuolet kuvaavat kuumaöljyn virtausta ORC-prosessin esilämmittimen ja höyrystimen läpi, vihreä kuvaa ORC-prosessin sisällä kiertävää orgaanista nestettä ja punasiniset nuolet kuvaavat kaukolämpöveden lämmityskiertoa ORC-prosessin lauhduttimen läpi. Kuvan 3 prosessin laitteet vastaavat kuvan 1 laitteita.



KUVA 3. Lämmönsiirtonesteiden kierto ORC-prosessin laitteissa (Turboden Organic Rankine Cycle for biomass cogeneration: how it works 2010)

2.5 ORC-prosessin toiminta

ORC-prosessi käynnistyy, kun tulikattilassa kiertävän kuumaöljylinjan kuumaöljy lämpenee. Öljy pumpataan kattilalta kuvassa 1 näkyvien ORC-prosessilaitteiston esilämmittimen ja höyrystimen läpi (preheater, evaporator), missä se lämmittää ja höyrystää suljetussa piirissä olevaa orgaanista nestettä. Nesteen lämmitessä ja höyrystyessä alkaa ORC-prosessi toimia. (Turboden Organic Rankine Cycle for biomass cogeneration: how it works. 2010.)

Höyrystynyt orgaaninen neste siirtyy turbiiniin, jossa sen lämpöenergia aiheuttaa turbiinille pyörimisliikkeen. Turbiinilta tuleva jätelämpöhöyry siirtyy seuraavaksi regeneraattoriin, jossa se lämmittää käytännössä itseään, eli nestekierron alkuvaiheessa liikkuvaa orgaanista nestettä. Regeneraattorin jälkeen jätelämpöhöyry

menee lauhduttimeen, missä se luovuttaa osan lämmöstään kaukolämpöverkoston vedelle ja samalla muuttuu takaisin nestemäiseksi. Orgaanisen nesteen kuljettua turbiinin, regeneraattorin ja lauhduttimen läpi palaa se lopuksi viilentyneenä siirtopumpulle paineistettavaksi. Siirtopumpulta suljettu orgaaninen nestekierto aloittaa uuden kierroksen siirtyessään regeneraattorin kautta esilämmittimelle ja höyrystimelle. (Turboden Organic Rankine Cycle for biomass cogeneration: how it works. 2010.)

3 HÖYRYTURBIININ TEHO

Höyryturbiini on lämpövoimakone, jossa sisään ajettavan höyryn paine- ja lämpöenergia muutetaan turbiinia pyörittäväksi mekaaniseksi energiaksi. Höyryn entalpia eli sen sisältämä lämpöenergia muutetaan ensiksi virtausenergiaksi, joka sen jälkeen siirtyy turbiinin akselia pyörittäväksi mekaaniseksi energiaksi. Yksinkertaistettuna kuuma ja paineistettu höyry paisuu turbiinin sisällä ja sen paine laskee. Paineen laskiessa höyry laajenee ja sen nopeus kasvaa aiheuttaen samalla turbiinille pyörimisliikkeen. (Huhtinen – Korhonen – Pimiä – Urpalainen 2011, 109–113.)

Turbiinin tehoa voidaan säätää muutamalla eri tavalla. Ensimmäinen tapa on muuttaa höyryn massavirtaa eli turbiinin läpi menevän höyryn määrää. Säätö tapahtuu kuristamalla tai avaamalla turbiinin tulohöyryventtiilejä. Toinen tapa on laskea höyryn lämpötilaa, jolloin sen mukana ei siirry niin paljoa energiaa. (Huhtinen ym. 2011, 126–127). Käytännössä turbiinin läpi virtaavan höyryn entalpiaa ja massavirtaa muuttamalla voidaan vaikuttaa turbiinin tuottamaan tehoon.

ORC-prosessin yhteydessä olevan turbiinin tehoon puolestaan vaikuttaa ORC-piirissä kiertävän orgaanisen nesteen höyryn entalpia ja massavirta, koska ORC-prosessissa turbiinia ei pyöritä normaali vesihöyry. ORC-prosessilla varustetussa CHP-laitoksessa orgaanisen nesteen energiaan vaikuttaa eniten laitoksen kattilasta tulevan kuumaöljyn lämpötila ja sen massavirta. Kuumaöljyn lämpötilan ollessa korkea ja massavirran suuri, orgaaniseen nesteeseen siirtyy enemmän energiaa ORC-prosessin esilämmittimen ja höyrystimen kautta. (Ylitalo 2017; Turboden Organic Rankine Cycle for biomass cogeneration: how it works. 2010.)

4 SÄHKÖNTUOTANNON TASEHALLINTA, TASESÄHKÖ JA MAKSUT

Sähkön kulutuksen ja tuotannon on oltava koko ajan tasapainossa. Kantaverkko-yhtiöt käyttävät tasesähkömarkkinoilta ostettavaa ja sinne myytävää tasesähköä apuna tasapainon ylläpitämisessä. Ennen toukokuuta 2017 Suomen Fingrid, Ruotsin Svenska kraftnät ja Norjan Statnett ovat kukin laatineet oman taseselvityksensä ja vastanneet oman maansa sähköjärjestelmien tasapainosta, sen ylläpidosta ja valvonnasta. Ne ovat myös toimineet tasevastaavien avoimina toimittajina tasesähkön tasaamisessa. Esimerkiksi Suomessa Fingrid on toiminut tasesähkön avoimena toimittajana ja tehnyt tasepalvelusopimuksen tasevastaavien kanssa tasesähkön avoimesta toimituksesta. (Tasesähkö; Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 11–14.)

Vuonna 2010 Suomen, Ruotsin ja Norjan kantaverkkoyhtiöt sopivat uuden Pohjoismaiden yhteisen taseselvitysmallin eli NBS-mallin (Nordic Imbalance Settlement model) luomisesta. Vuonna 2013 perustettiin uusi yhteinen taseselvitysyksikkö eSett, joka vastaa toukokuusta 2017 alkaen kaikkien kolmen maan taseselvityksestä ja taseselvityspalveluiden ja tasepoikkeamien laskutuksesta tasevastaavilta. Fingrid kuitenkin vastaa kantaverkkoyhtiönä edelleen Suomessa tasehallinnasta, eli tehotasapainon ylläpidosta hetkellisen tuotannon ja kulutuksen välillä. (Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 11–14; Tasehallinta.)

Tasehallinnan tärkeimpänä tavoitteena on ylläpitää sähköverkon 50 Hz:n taajuutta. Taajuuden ollessa alle 50 Hz on kulutus suurempi kuin tuotanto. Taajuuden ollessa yli 50 Hz on tuotanto suurempi kuin kulutus. Taajuutta ylläpidetään käytännössä taajuusohjatuilla reserveilla, jotka automaattisesti alkavat tuottaa tehoa tai lopettavat sen tuottamisen taajuuden heilahdellessa. Jos reservit eivät riitä taajuuden säätöön, täytyy säätö toteuttaa manuaalisesti sähkömarkkinoilla ylös- ja alassäädöillä. (Tasehallinta.)

Sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpitämiseksi jokaisen sähkömarkkinoilla toimivan osapuolen on koko ajan tarkkailtava ja säädettävä omaa sähkötasettaan, eli ylläpidettävä kulutuksen ja myynnin sekä tuotannon ja hankinnan

välillä olevaa tehotasapainoa. Tasevastaava eli osapuoli ei kuitenkaan pysty tasapainottamaan tehoa yksin, vaan se tarvitsee avukseen avoimen toimittajan, joka tasapainottaa sen sähkötaseen. Ennen toukokuuta 2017 avoimena toimittajana Suomessa toimi Fingrid, mutta toukokuusta 2017 lähtien toimittajana toimii eSett Oy, jonka kanssa tasevastaavat tekevät tasepalvelusopimuksen avoimesta toimituksesta. (Tasesähkö; Tasehallinta; Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 11–14; Tasevastaavan ja Fingridin välinen sopimus tasehallinnasta.)

Tasevastaava on osapuoli, joka on tasevastuussa itsestään tuottajana, kuluttajana tai mahdollisesti sähkön myyjänä tai muiden kuluttajien, tuottajien tai sähkön myyjien puolesta taseselvityksikölle. Tasevastaavalla on myös osapuoli, jolla kuuluu olla eSettin kanssa voimassa oleva taseselvityssopimus ja kantaverkko-yhtiön kanssa voimassa oleva tasehallintasopimus. (Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 4.)

4.1 Tasemalli

Tasesähkömalli koostuu kahdesta taseesta. Tuotantotaseesta ja kulutustaseesta, jotka lasketaan erikseen. Yli 1 MW:n tuotanto käsitellään tuotantotaseessa. Sähkön ostot, myynnit ja kulutus käsitellään puolestaan kulutustaseessa. Tasevastaavat laativat omasta tuotannostaan eli sähköntuotantoyksikköjen sähköntuotannosta, tuotantosuunnitelman jokaiselle vuorokauden tunnille 45 minuuttia ennen tunnin alkua. Tasevastaavat vertaavat omien sähköntuottajien tuotantoa ja kulutusta heidän omiin tuotantosuunnitelmiinsa, ja määrittelevät niiden mukaan jokaiselle sähköntuottajalle oman tasesähkön määrän. (Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 54, 69; Tasemallin kuvaus; Taseselvityksen eteneminen.)

eSettin aloittaessa toimintansa NBS-mallin pohjalta toukokuussa 2017, kumoo se samalla entisen 2013 vuonna voimaan tulleen tasepalvelun sovellusohjeen. NBS-mallin myötä kaikki edellisessä tasemallissa olevat 1 MVA:n nimellistehorajat on korvattu 1 MW:n pätothorajoilla. Muutokset koskevat tuotantosuunnitelmia, tuotanto- ja kulutustasetta ja pientuotannon rajaa. (Operations manager 2017.)

4.1.1 Tuotantotase

Tuotantotase on tuotantosuunnitelman ja toteutuneen tuotannon erotus tasevastaavan kokonaissähkötuotannosta. Tuotantotase on myös pienemmässä mitta-kaavassa yli 1 MW:n sähköntuottajan oman tuotantosuunnitelman ja oman toteutuneen tuotannon erotus. Tuotantotaseeseen kuuluu yli 1 MW:n generaattorit tai usean generaattorin muodostama ryhmä, jonka yhteisteho ylittää 1 MW:n tehorajan. Generaattorin kokoluokka ja tasemalli määräytyvät sen tuottaman tehon mukaan. Mikäli voimalaitoksessa on yksikin generaattori, joka tuottaa 1 MW:n teholla tai sitä suuremmalla teholla, käsitellään voimalaitoksen sähköntuotanto tuotantotaseessa. Tuotantotaseeseen ei lasketa voimalaitosten, nimellisteholtaan yli 1 MW:n varavoimageneraattoreita, mikäli niitä käytetään vain tilapäisesti häiriöiden aikana. (Tuotantotase; Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 68–69; Tasepalvelun sovellusohje 2013, 13-14.)

Tuotantotaseen poikkeama syntyy silloin, kun tuotanto eroaa tuotantosuunnitelmasta. Tasevastaavan sähköntuottajien tuottaessa vähemmän sähköä, kun tasevastaavan eSettille ilmoittama kokonaistuotantosuunnitelma antaa ilmi, syntyy tasevastaavan tuotantotaseeseen alijäämää. Tasevastaava joutuu korvata alijäämänsä ostamalla tasesähköä avoimelta toimittajaltaan eli eSettiltä. Myöhemmin tasevastaava kohdistaa tasesähköstä aiheutuvat ostokustannukset niille sähköntuottajille, joiden tuotantomäärä oli suunniteltua pienempi. (Tuotantotase; Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 68.)

Tasevastaavan sähköntuotannon ollessa suurempi kuin sen tuotantosuunnitelman ilmoittama kokonaistuotantomäärä syntyy tasevastaavan tuotantotaseeseen ylijäämää. Tässä tapauksessa tasevastaava paikkaa ylijäämän myymällä tasesähköä eSettille. Sähkön myynnistä tasevastaava kohdistaa saatavat tuotot niille sähköntuottajille, joiden tuotanto oli suunniteltua suurempi. (Tuotantotase; Taseselvityksen eteneminen; Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 68.)

Tuotantotaseen ali- ja ylijäämänsähkön hinnoitteluun sovelletaan kaksihintajärjestelmää, jossa tasesähkön osto- ja myyntihinta määritetään eri tavoilla. eSettin myydessä tuotantotaseeseen alijäämää tasaavaa sähköä tasevastaavalle määräy-

tyy tasesähkön hinnaksi kyseisen tunnin yössäätöhinta. Yössäätöhinta on kalleimman käytetyn yössäätösähkötarjoituksen hinta mutta vähintään Suomen spot-hinta. Käytännössä näistä kahdesta valitaan kallein. Jos sillä kyseisellä tunnilla koko Suomen sähköverkko ei ole tarvinnut taajuuden yössäätöä, tai tunti on alasäättötunti, ostaa tasevastaava sähkön eSettiltä spot-hinnalla. Yössäätöhinta on aina korkeampi kuin spot-hinta. (Kaksi- ja yksihintajärjestelmä; Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 75–76.)

eSettin ostaessa tasevastaavan tuotantotaseen ylijäämäsähköä määräytyy tasesähkön hinnaksi sen tunnin alassäättöhinta. Jos Suomen sähköverkko ei ole vaatinut kyseisellä tunnilla alassäättöä, tai tunti on yössäätötunti, käytetään tuotantotaseen ostohintana spot-hintaa. Alassäättöhinta on aina spot-hintaa alhaisempi. (Kaksi- ja yksihintajärjestelmä; Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 75–76.)

Sähköntuottajan on järkevintä tuottaa tuotantotaseen ylijäämää, eli tuottaa enemmän kuin on suunnitellut silloin, kun Suomen sähköverkon taajuus on alhaalla. Sähköverkon tarvitessa yössäätöä joutuu eSett ostamaan ylijäämätasesähkön tasevastaavan taseen tasapainottamiseksi normaalilla spot-hinnalla ja sähköntuottaja saa tuottamastaan ylijäämäsähköstä normaalin korvauksen. Suomen sähköverkon taajuuden ollessa puolestaan korkea tarvitsee sähköverkko alasäättöä. Tällöin sähköntuottajan kannattaa tuottaa tuotantosuunnitelmaa lähellä oleva määrä sähköä tai hieman alle, koska ylijäämäsähköstä maksetaan alasäättötunnilla normaalia spot-hintaa pienempi hinta.

4.1.2 Kulutustase

Kulutustase on tasevastaavan kokonaistuotantosuunnitelman, kiinteiden kauppojen ja toteutuneen kulutuksen muodostuma. Kulutustaseen tasepoikkeama lasketaan toteutuneen kulutuksen ja sähkönhankinnan erotuksena. Alle 1 MW:n voimalaitoksen tuotanto voidaan käsitellä tasevastaavan kulutustaseessa, jossa se pienentää todellista kulutusta. (Kulutustase; Lintunen 2016.)

Jos tasevastaavan kuluttaa enemmän sähköä kuin se on sitä ostanut, syntyy kulutustaseeseen alijäämää. Tasevastaava joutuu tasata alijäämän ostamalla ta-

sesähköä eSettiltä alijäämän verran. Jos tasevastaava puolestaan kuluttaa vähemmän sähköä kuin se on sitä ostanut, syntyy kulutustaseeseen ylijäämää. Tasevastaava joutuu tasata ylijäämän myymällä tasesähköä eSettille ylijäämän verran. (Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 69–70.)

Kulutustaseen tasesähkön hinnoitteluun käytetään yksihintajärjestelmää, eli osto- ja myyntihinnat ovat saman suuruisia. Tasesähkön hinta on ylössäätötunnin aikana sekä positiivisella että negatiivisella kulutustaseen poikkeamalla ylössäätöhinta ja alassäätötunnin aikana sekä positiivisella että negatiivisella kulutustaseen poikkeamalla alassäätöhinta. Jos kyseisen tunnin aikana ei ole tehty säästöjä, on tasesähkön hintana spot-hinta. (Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 76.)

Ylössäätötunnilla kulutustasesähkön hinta on suurempi kuin alassäätötunnilla johtuen ylös- ja alassäätötuntien hintaerosta. Mikäli tasevastaava ja sitä myöten sähköntuottaja pystyvät tekemään kulutustaseeseen ylijäämää ylössäätötunnilla, joutuu eSett ostamaan ylijäämän yleensä spot-hintaa kalliimmalla hinnalla, mutta vähintään spot-hinnalla. Vastaavasti sähköntuottajan ja tasevastaavan tehdessä kulutustaseeseen alijäämää ylössäätötunnilla, joutuu tasevastaava ja edelleen sähköntuottaja tasaamaan sähkötaseensa ostamalla kulutustasesähköä kalliilla ylössäätötunnin hinnalla, mutta vähintään spot-hinnalla.

Jos sähköntuottajan tuotantolaitokseen tulee esimerkiksi äkillinen seisakki, asetetaan seuraavan tunnin sähköntuotantos suunnitelman arvoksi nolla. Mikäli laitos käynnistyy tuottamaan sähköä sen tunnin aikana, jonka tuotantos suunnitelma oli nolla, menee kaikki sen tunnin aikana tuotettu sähkö kulutustaseeseen ylijäämäksi.

4.2 Ylös- ja alassäätötarjoukset

Säätösähkömarkkinoilla sähköntuotannon ja kulutuksen haltijat voivat tehdä säätösähkötarjouksia oman säädettävän resurssin avulla. Resurssi voi olla joko sähköntuotantoa tai kulutusta, eli kuormaa. Tarjouksia voivat antaa ne toimijat, jotka pystyvät tekemään 10 MW:n tehonmuutoksen suuntaan tai toiseen 15 minuutin aikana. Säätösähkömarkkinoita hallinnoi Fingrid. Säätösähkömarkkinoiden avulla se ylläpitää sähköverkon taajuutta, eli tehotasapainoa, koska siltä puuttuu

oma säätökapasiteetti. Säätosähkötarjouksia voivat tehdä tasevastaavat tai myös muut toimijat, jos he ovat tehneet erillisen säätosähkösopimuksen Fingridin kanssa. (Säätosähkösopimukset.)

Säätosähkösopimusten avulla Suomen sähköverkon taajuutta voidaan muuttaa manuaalisesti niissä tapauksissa, joissa automaattisten taajuusohjattujen reservien säätö ei riitä. Sopimusten voi tehdä ylös- ja allassäättotarjouksia, ja sähköverkon taajuuden mukaan sähkömarkkinoilla ostetaan tiettyä säätöä. Taajuuden ollessa matala ostetaan ylösäättöä. Vastaavasti taajuuden ollessa korkea ostetaan allassäättöä. (Tasehallinta; Säätosähkösopimukset.)

Ylösäättötarjouksen säädettävät resurssit ovat jonkun toimijan sähköntuotannon lisäystä tai kulutuksen vähennystä. Tällaisessa ylösäättötilanteessa resurssin haltija myy Fingridille sähköä. Allassäättötarjouksissa puolestaan joku toimija vähentää omaa sähköntuotantoa tai lisää kulutustaan. Allassäättötilanteessa resurssin haltija ostaa sähköä Fingridiltä. (Säätosähkösopimukset.)

4.3 Kiinteät toimitukset

Kiinteät toimitukset, eli spot-sidonnaiset toimitukset ovat sähkön toimituksia, joita sähkön myyjä on ennalta sopinut toimittavansa asiakkaalle tietyn määrän tietyille käyttötunnille. Tasevastaavan on toimitettava Fingridille viimeistään 20 minuuttia ennen käyttötuntia tuotantoyksikköjensä kiinteiden toimitusten tuntitasojen tiedot. Sähköntuottajan osalta tuotantosunnitelma määrittelee tietyille käyttötunnille sen toimittaman kiinteiden toimitusten määrän. Kiinteitä toimituksia verrataan sähköntuottajan toteutuneisiin toimituksiin eli toteutuneeseen tuotantomäärään. Toteutuneen tuotannon ja kiinteiden toimitusten erotuksen pohjalta määritellään avoimien toimitusten määrä. (Raportointi; Määritelmiä.)

Avoimet toimitukset kuvaavat tasesähkön osuutta. Jos sähköntuottajan kuukauden kiinteät toimitukset ovat esimerkiksi 150 MWh ja toteutunut tuotanto on 200 MWh, on sähköntuottajan täytynyt myydä 50 MWh:n ylimenevä osuus tasesähköä eSetille. 50 MWh on tässä tapauksessa avointa toimitusta. (Raportointi; Määritelmiä.)

4.4 Tuotanto- ja kulutusmaksut

eSett Oy perii tasevastaavan toteutuneen kokonaistuotannon mukaan tuotantomaksua. Maksu on 0,14 € / MWh. Tasevastaava puolestaan veloittaa maksun sähköntuottajalta sen toteutuneen tuotannon mukaan. eSett perii tasevastaavilta myös kulutusmaksua heidän toteutuneen kulutuksen mukaan 0,22 € / MWh:lta ja kulutustaseen tasesähkön volyymimaksua 0,5 € / MWh:lta. Volyymimaksu peritään tasevastaavan kulutustaseen negatiivisten ja positiivisten tasepoikkeamien itseisarvon mukaan. Jos kulutustasesähköä on esimerkiksi ostettu 50 MWh ja myyty 60 MWh, on volyymimäärä 110 MWh. Tästä määrästä veloitetaan edellä mainittu maksu 0,5 € / MWh:lta. Myös kulutustaseen tasesähkön volyymimaksun tasevastaava perii myöhemmässä vaiheessa sähköntuottajalta. (Maksut 2017; Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 78.)

5 SÄHKÖN PIEN- JA NORMAALITUOTANNON TEHORAJAT

Sähkömarkkinalain 3 §:n mukaan sähkön pienimuotoiseksi tuotannoksi katsotaan voimalaitos tai usean voimalaitoksen muodostama kokonaisuus, jonka nimellisteho on enintään 2 MVA. Tästä raja-arvosta huolimatta 1 MVA:n nimellistehon kohdalla sekä toukokuun 2017 jälkeen myös 1 MW:n tehon kohdalla ohjeet ja säännöt muuttuvat eniten. 1 MW:n ja 1 MVA:n rajat ovat tasevastuiden ja selvitysten kannalta oleelliset rajat, joiden kohdalla sähköntuotannon tasekäsittely muuttuu. Tehorajat koskevat tuotantosuunnitelman tekoa, sähköntuotannon maksuja, kulutus- ja tuotantotasetta ja kapasiteetin ilmoittamista Energiavirastolle sähkömarkkina-asetuksen perusteella. (L 588 / 2013, 1:14 3 §; Pientuotannon osto - sopimusehdoissa huomioitavia asioita. 2015; Yli-insinööri 2017; Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 33.)

Vuoden 2017 toukokuussa voimaan tuleva NBS-malli jakaa sähköntuotannon tuotantoyksiköt kahteen tuotantotyyppiin. Normaalituotantoon ja pientuotantoon. Voimalaitokset, jossa on yksi tai useampi generaattori ja jonka tuottama sähköteho on yli 1 MW, ovat mallin mukaan normaalituotantoa. Vastaavasti yhden tai useamman generaattorin voimalaitokset, joiden tuottama sähköteho on alle 1 MW ovat puolestaan pientuotantoa. (Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 33.)f

5.1 W:n ja VA:n ero

Watti eli W ja voltiampeeri eli VA ovat tehon yksiköitä. Wattia käytetään muun muassa pätötehon yksikkönä. Pätöteholla tarkoitetaan sitä tehoa, joka tekee työtä ja muuttuu lämmöksi. Volttiampeeria puolestaan käytetään näennäistehon yksikkönä. Näennäisteho on pätötehon ja loistehon vektorisumma. (SMG-2100: SÄHKÖTEKNIikka; Loisteho. 2014.)

Mikäli vaihtovirran virta ja jännite eivät ole samassa vaiheessa, syntyy loistehoa ja näennäisteho kasvaa pätötehoa suuremmaksi. Näennäistehon ja pätötehon suuruudet ovat puolestaan samat, jos vaihtovirran virran ja jännitteen välillä ei ole

vaihe-eroa. Vaihe-eroa kuvataan tehokertoimella $\cos \varphi$. Esimerkiksi sähkömoottoreissa on vaihe-eroa ja niiden tehokertoimet ovat yleensä kokoluokaltaan 0,8 - 0,9. (Näennäisteho. 2017; Loisteho. 2014.)

Jos voimalaitoksen generaattorin pätöteho on 1,4 MW ja tehokerroin 0,89, saadaan generaattorin näennäisteho näiden lukujen osamääränä. Käytännössä pätöteho jaetaan tehokertoimella, jolloin generaattorin näennäistehoksi tulee 1,57 MVA.

5.2 Sähköntuotantosuunnitelma

Jokaiselle teholtaan 1 MW:n tai sitä suuremmalle sähköntuotantolaitokselle täytyy laatia sähköntuotantosuunnitelma kullekin sähköntuotannon taseselvitysjaksolle. Tasevastaavat toimittavat oman seuraavan päivän alustavat tuotantosuunnitelmat Fingridille edellisenä päivänä klo. 17.30 mennessä. Lopulliset tuotantosuunnitelmat, joita tullaan käyttämään taseselvityksessä, on toimitettava viimeistään 45 minuuttia ennen käyttötuntia. (Tasepalvelun sovellusohje 2013. 2013, 5; L 217 / 2016, 2 5 §; Tasesähkökauppa ja taseselvitys.)

Pientuotannosta, eli alle 1 MW:n tuotannosta ei kuitenkaan tarvitse toimittaa tuotantosuunnitelmaa, vaan se voidaan käsitellä sähkönmyyjän tasevastaavan kulutustaseessa. Jos pientuotannon haluaa käsiteltävän tuotantotaseessa, täytyy siitä kuitenkin toimittaa tuotantosuunnitelma. (Lintunen 2016.)

5.3 Alle 1 MW:n tuotannon raportointi

Normaalisti taseselvitykseen laaditaan erikseen tuotanto- ja kulutustiedot, mutta alle 1 MW:n pientuotannossa ne voidaan myös raportoida yhteen. Jos sähkönmyyjälle kohdistetun pientuotannon määrä ei ylitä myyjän mittausalueen summakulutusta, ei tuotantoa tarvitse raportoida erikseen kulutuksen kanssa. Tilanteessa, jossa sähkönmyyjän pientuotanto puolestaan ylittää sen mittausalueen summakulutuksen, jolla sähkönmyyjä sijaitsee, on pientuotannon tuotanto raportoitava erikseen kulutuksen kanssa. Huomioitavana kuitenkin on, että pientuotanto raportoidaan myyjän tasevastaavan kulutustaseessa. (Lintunen 2016; Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 46.)

5.4 Oman sähkön mittaaminen ja maksut

Oman tuotannon kulutusta mittaa verkkoyhtiö, jos sähköntuotantolaitoksen nimellisteho on yli 1 MVA. Tuotantolaitoksen nimellistehon ollessa alle 1 MVA vastaa sähköntuottaja itse kulutuksensa mittaamisesta. Tässä tilanteessa oman tuotannon kulutus vastaa itse tuotetun sähkön määrää, mikä on kulutettu. (Tuotannon verkkopalvelu- ja liittymismaksuhinnasto jakeluverkossa. 2016.)

Korpelan voima Oy on verkkoyhtiö, jonka alueella Toholammin Energia Oy toimii. Korpelan voima Oy veloittaa nimellisteholtaan yli 1 MVA:n laitoksilta maksua oman tuotannon kuluttamisesta. Maksumäärät ovat kuvassa 4. Oman tuotannon kulutus ei kuitenkaan tarkoita tuotantolaitoksen omakäyttösähköä, jota tarvitaan laitoksen toiminnan ylläpitämiseen, vaan se on muu kulutettu sähkön osuus, jonka tuotantolaitos kuluttaa. Esimerkiksi tuotantolaitoksen parkkipaikalla olevien auton lämmitystolppien sähkönkulutusta ei lasketa omakäyttösähköön. Siksi niiden sähkönkulutuksesta peritään yli 1 MVA:n tuotantolaitoksilta kulutusmaksua. (Tuotannon verkkopalvelumaksut 1.3.2017. 2013; L 309 / 2003, 1–3§.)



TUOTANNON VERKKOPALVELUMAKSUT 1.3.2013

Hinnastoa sovelletaan jakeluverkkoon liittyneen tuotannon verkkopalvelujen hinnoittelussa.

Tuotannon verkkopalvelumaksut 1.1.2013 alkaen (sis. alv 0%)				
	Perusmaksu (€/kk)	Energiamaksu (€/MWh)	Oman tuotannon kulutus (€/MWh)	
			Talvi	Kesä
Tuotanto alle 1 MVA	0	0,70	0	0
Tuotanto yli 1 MVA	0	0,70	3,94	1,97

Hinnat alv. 0%. Hintoihin lisätään kulloinkin voimassa oleva arvonlisävero.

Talviaika on 1.11.-31.3. välinen aika kyseiset päivät mukaan lukien.

Kesäaika on 1.4. - 31.10. välinen aika kyseiset päivät mukaan lukien.

KUVA 4. Tuotannon verkkopalvelumaksut Korpelan voima (Tuotannon verkkopalvelumaksut 1.3.2017. 2013)

5.5 Kapasiteetin ilmoitus

Sähköteholtaan vähintään 1 MVA:n voimalaitosten tulee ilmoittaa sähkömarkkinaviranomaiselle voimalaitoksen rakentamista, käytöstä poistamisesta, tehonkorotusta tai pysyvää tehonalentamista koskevista asioista. Yli 1 MVA:n laitosten tulee myös ilmoittaa oma sähköntuotannon kapasiteetti Energiavirastolle. Energiavirasto pitää yli 1 MVA:n laitoksista voimalaitosrekisteriä ja hyödyntää sitä esimerkiksi sähkötehon riittävyyden arvioinnissa talviaikaan. (L 65 / 2009, 2 7 §; Voimalaitosrekisteri. 2017.)

6 TOHOLAMMIN ENERGIA OY CHP-LAITOS

6.1 Generaattorin kokoluokittelu ja vaatimukset

Generaattorin kokoluokituksessa toimitaan voimassaolevan taseselvitysohjeen mukaisesti. Toukokuusta 2017 alkaen ohjeena on eSettin NBS-malli. Generaattorin ja tuotantolaitoksen tuotanto voidaan luokitella joko pientuotannoksi tai normaalituotannoksi riippuen generaattorin tehosta.

6.1.1 Kokoluokittelu ennen toukokuuta 2017

Vuonna 2013 voimaan tulleessa tasepalvelun sovellusohjeessa generaattorien kokoluokitus tehdään nimellistehon mukaan, jonka yksikkönä on MVA. Sovellusohjeessa määritellään tuotantotaseeseen kuuluvaksi kaikki generaattorit, joiden nimellisteho on kilpiarvon mukaan 1 MVA tai yli. Myös valtioneuvoston asetuksessa 217/2016 vaaditaan nimenomaan generaattorin nimellistehoarvoa silloin, kun puhutaan tuotantosuunnitelmasta, taseselvityksestä ja tasevastuista. (Tasepalvelupäällikkö 2017; Tasepalvelun sovellusohje 2013; L 217 / 2016, 2 3 §, 2 5 §.)

Jokainen tuotantolaitos on itse vastuussa omasta kokoluokittelustaan. Jokaisen laitoksen kuuluu ilmoittaa oman generaattorin tai useamman generaattorin yhteenlaskettu nimellisteho Energiavirastolle ja Fingridille. Ilmoitettavan generaattorin kilpiarvon nimellistehon perusteella laitos luokitellaan joko yli tai alle 1 MVA:n kokoluokkaan. Mikäli laitoksessa on monta pientä generaattoria ja niiden kokonaisteho ylittää 1 MVA:n tehon, luokitellaan laitos myös tällöin yli 1 MVA:n kokoluokkaan. (Tasepalvelupäällikkö 2017.)

6.1.2 Kokoluokittelu toukokuun 2017 jälkeen

Toukokuussa 2017 voimaan astuvan uuden eSettin Pohjoismaiden yhteisen taseselvitysmallin mukaan generaattorit kokoluokitellaan niiden tuottaman pätötehon mukaan. Pätötehon yksikkönä on generaattorin tuottama teho megawattina. NBS-malli ei ota kantaa generaattorin maksimitehoon, vaan ainoastaan sen tuottamaan pätötehoon, kun kyseessä on generaattorin ja tuotantolaitoksen

kokoluokittelu. (Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 33; Tasepalvelupäällikkö 2017.)

Myös NBS-mallin voimaantulon jälkeen jokainen laitos on edelleen itse vastuussa omasta kokoluokittelustaan. Generaattorin tehosta on kuitenkin ilmoitettava Fingridistä poiketen eSettille. eSett muuttaa laitoksen tuotantotyyppin pientuotannoksi, jos tehoksi ilmoitetaan alle 1 MW (Operations manager 2017.)

Kokoluokitteluun tulee NBS-mallin myötä kuitenkin epäselvyyksiä, sillä Energiavirasto pitää esimerkiksi toistaiseksi kirjaa yli 1 MVA:n suuruisista sähköntuotantolaitoksista, vaikka niiden eSettille ilmoittama teho olisi alle 1 MW. Laitoksen tuotanto olisi eSettin uusien taseohjeiden mukaan pientuotantoa, mutta vanhojen ohjeiden mukaan se kuuluisi vielä normaalituotantoon. Toistaiseksi vanha 1 MVA:n nimellistehoon perustuva kokoluokittelu on vielä käytössä esimerkiksi Energiavirastolla laitosrekisterissä ja verkkoyhtiöillä tuotanto- ja kulutusmaksujen veloitusyhteydessä.

6.1.3 Vaatimuksia kokoluokittelun muuttamiseen

Mikäli generaattorin tehoa ei rajoiteta ennen 1.5.2017, pitää laitoksesta muodostaa tuotantoyksikkö Esettin tietokantaan NBS-mallin mukaisesti. Silloin laitokselle määritellään sähkönmyyjä ja tuotantotyyppi normaali. Tällöin laitoksen Esettille raportoitu tuotanto menee myyjän kautta myyjän tasevastaavan tuotantotaseeseen. Laitoksen on oltava myös mukana myyjän tasevastaavan tuotantosuunnitelmassa, kun se arvioi tuotantoaan. Tuotantoyksikön eSettin tietokantaan muodostaa normaalituotannon tapauksessa tasevastaava. (Operations manager 2017.)

Laitoksen kokoluokituksen muuttaminen voidaan toteuttaa eSettille kahdella tavalla. Ensimmäinen vaihtoehto on muuttaa laitoksen tuotantotyyppi normaalista minoriksi eli pientuotannoksi eSettin tietokantaan. Tällöin sen pitää määrittää itselleen sähkönmyyjä, jolle se kohdistaa tuotantonsa. Tuotanto käsitellään tämän jälkeen pientuotantona myyjän taseessa. Tuotantolaitos voi tuotantotyyppiä muuttamalla pysyä tuotantoyksikkönä mutta sen tuotanto käsitellään normaali-tuotannosta poiketen myyjän tasevastaavan kulutustaseessa, jossa se netote-

taan kulutuksen kanssa. Toisin sanoen se pienentää kulutusta. Pientuotantoyksikön ei tarvitse tehdä tuotantosuunnitelmia sähkömyyjälleen. (Operations manager 2017.)

Toinen vaihtoehto on poistaa laitos Esetin NBS-mallista kokonaan, koska alle 1 MW laitokset eivät ole virallisia tuotantoyksiköjä. Laitos voidaan poistaa eSetin tietokannasta vain, jos tuotantolaitoksen tuotanto ei koskaan ylitä sille kohdistetun sähkömyyjän kulutusta kyseisellä mittausalueella, millä laitos sijaitsee. Tällöin tuotantolaitoksen tuotanto käsitellään automaattisesti kulutustaseessa ja sen ei ole tarvetta tehdä tuotantosuunnitelmaa. (Operations manager 2017.)

Jos tuotanto ylittää mittausalueen kulutuksen yhdelläkään MWh:lla, on laitoksen tuotanto raportoitava erikseen pientuotantona taseselvitykseen ja silloin siitä täyttyy muodostaa edellisen vaihtoehdon mukainen pientuotantoyksikkö. Laitoksen poistaminen eSetin NBS-mallista on hyvä, jos tiedetään ettei laitoksen tuotanto tule ylittämään mittausalueen kulutusta pitkään aikaan tai koskaan. (Operations manager 2017.)

6.1.4 Kokoluokituksen palauttaminen normaaliksi

Jos laitoksen kokoluokittelua on alennettu ja se on poistettu tuotantotaseen piiristä, on sen takaisinpalauttaminen mahdollista. Palauttamisaika kuitenkin vaihtelee sen mukaan, onko laitos enää eSetin tietokannassa tuotantoyksikkönä vai ei. Mikäli tehonrajoituksen yhteydessä laitoksen haluttiin pysyvän tuotantoyksikkönä, muutettiin sen tuotantotyyppiä pientuotanto eli minor. Tällöin laitoksella on edelleen joku sähkömyyjä, jolle sen tuotanto on kohdistettu.

Laitoksen ollessa edelleen tuotantoyksikkönä on sillä yhä kohdistettuna sähkömyyjä. Siksi sen palauttaminen tuotantotaseen piiriin vaatii vain tuotantotyyppin muutoksen pientuotannosta normaaliksi ja tuotantosuunnitelmien laatimisprosessin käynnistämisen. Palauttaminen ei ole tässä tapauksessa iso tai aikaa vievä prosessi. (Operations manager 2017.)

Jos laitoksen ei haluttu enää olevan tuotantoyksikkö, poistettiin se eSetin tietokannasta. Laitoksen palauttaminen jälleen tuotantoyksiköksi ja takaisin tuotantotaseen piiriin on pidempi prosessi kuin edeltävässä tapauksessa. Nyt laitoksen

täytyy määrittää itselleen sähkönmyyjä ja käynnistää tuotantosuunnitelman laatimisprosessi uudelleen palatakseen takaisin tuotantotaseen piiriin. Laitos pitää myös kirjata takaisin tuotantoyksiköksi eSettin tietokantaan. (Operations manager 2017.)

Tasevastuun muutos, eli markkinoille tulevan uuden sähkönmyyjän ja sen tasevastaavan kirjausprosessi, vie tuotannon osalta esimerkiksi 14 päivää aikaa. Laitoksen kirjaus eSettin tietokantaan tuotantoyksikkönä puolestaan vie kolme päivää. (Operations manager 2017.) Käytännössä siirtyminen takaisin tuotantoyksiköksi vie tässä tilanteessa kahdesta viikosta kuukauteen, riippuen sidosryhmien halusta ja mahdollisuudesta toimia tehokkaasti.

Molemmissa kokoluokitustapauksissa tuotantolaitos on mahdollista palauttaa takaisin tuotantotaseen piiriin. Helpompi vaihtoehto kuitenkin on palauttaa laitoksen tyyppi pientuotantoyksiköstä takaisin normaalituotantoyksiköksi, kuin kirjata se uudelleen eSettin tietokantoihin. Järkevämpi ratkaisu näistä kahdesta vaihtoehdosta on muuttaa Toholammin Energia Oy:n tuotantotyyppi minoriksi ja jatkaa sähkön myyntiä sähkön pientuottajana, kuin poistaa se kokonaan tuotantoyksiköjen listalta.

6.1.5 1 MW:n tuotantorajan tahaton ylittäminen ja sen seuraukset

Mikäli laitoksen tai generaattorin pätötehoarvo on ilmoitettu olevan alle 1 MW, mutta laitos tuottaa jonain ajanhetkenä yli 1 MW:n hetkellistä tehoa, olisi laitos velvollinen ilmoittamaan tuotantonsa tuotantotaseessa ja hankkimaan sähkön-tuotannolleen tuotantosuunnitelman. Tuottaessaan yli 1 MW:n hetkellisiä tehoja ollessaan luokiteltuna alle 1 MW:n laitokseksi toimii laitos taseselvityksen ohjeiden vastaisesti. Todella pienet ja harvoin sattuvat hetkelliset ylitykset eivät ole kuitenkaan vakavia, eikä eSett puutu niihin. (Operations manager 2017.)

Jos laitos ajaa jatkuvasti tai toistuvasta yli 1 MW:n tehoja, ottaa eSett yhteyttä laitokseen ja tilanne käsitellään tapauskohtaisesti mahdollisten energiateollisuuden regulaattoreiden kanssa. Valmiiksi laadittua toimintaohjetta tällaista tilannetta varten ei ole luotu, koska tällaisia rikkomuksia ei ole ennen tullut eteen. Korvauksien suuruutta ei voida myöskään eSettin asiantuntijan mukaan tietää

ennen kuin tällainen tilanne tapahtuu ensimmäisen kerran. (Operations manager 2017.)

1 MW:n tehorajan ylittäminen alempaan kokoluokkaan luokiteltuna on tuotantolaitokselle riskitekijä, koska mahdollisten korvausvaatimusten suuruutta ei voida etukäteen tietää. Toisaalta riski ei ole suuri, koska pieni harvoin sattuva hetkellinen ylitys ei ole eSettin asiantuntijan mukaan vakavaa.

6.2 Generaattorin tehonrajoitus

Generaattorin pätötehon rajoitusta ei kannata lähteä toteuttamaan sähkögeneraattoriin tehtävillä rakennemuutoksilla, vaan muutokset on tehtävä turbiinille. Generaattorin pätötehoa voidaan esimerkiksi rajoittaa tekemällä muutoksia turbiinin säätöihin siten, että turbiini ei anna kuin tietyn suuruista vääntömomenttia generaattorin akselille (Automaatioasiantuntija 2017.) Vaikka generaattorin tehoa onnistuttaisiinkin rajoittamaan generaattoriin tehtävillä muutoksilla, ei ABB kuitenkaan voi lain mukaan myöntää generaattorille uutta, pienempää kilpimerkintää. Generaattori tulee tästä syystä aina olemaan kilpimerkinnän maksimiteholtaan 1,4 MW:n ja näennäisteholtaan 1573 MVA:n tehoinen. (Myynti-insinööri 2017a.)

6.2.1 Turbiinin antotehon rajoitus

Turbiinin antotehon rajoitus voidaan toteuttaa Toholammin Energia Oy:n CHP-laitoksessa helppoiten säätämällä suljetussa kierrossa liikkuvan orgaanisen nesteen lämpö määrää. Turbiinin tuottamaan antotehoa voidaan rajoittaa esimerkiksi laskemalla ORC-prosessin esilämmittimen ja höyrystimen läpi virtaavan kuumaöljyn lämpötilaa. Vastaavasti esilämmittimen ja höyrystimen läpi virtaavan kuumaöljyn massavirtaa vähentämällä päästään samaan tulokseen. (Service Coordinator 2017.)

Kuumaöljyn lämpötila säätyy kattilan polttoainetehon ja kuumaöljyn kiertopumppujen pumppausnopeuden mukaan. Lämpötilalle voidaan säätää haluttu tavoitearvo tuotantolaitoksen valvomon automaatio-ohjausjärjestelmästä. Mikäli tuotantolaitos haluaa esimerkiksi maksimoida sähköntuotannon, voi se määrittää kuumaöljyn lämpötilalle suuremman tavoitearvon, jolloin orgaaninen nesteen

lämmitys tehostuu ja sen lämpösisältö kasvaa. Höyryn entalpien kasvaessa turbiini antaa enemmän tehoa mutta myös kaukolämpöverkko lämpenee tehokkaammin. (Myllymäki 2017.)

Kuumaöljyn massavirran virtausta rajoittamalla orgaaninen neste lämpenee luonnollisesti heikommin. Kuumaöljyn massavirtaa voidaan säätää ORC-prosessin yhteydessä olevalla kuumaöljyn säätöventtiilillä (kuva 5). Venttiili on tyypiltään kaksitie-venttiili, jolloin se vain rajoittaa öljyn kiertoa kattilan ja ORC-prosessin esilämmittimen ja höyrystimen välillä. (Service Coordinator 2017.)



KUVA 5. ORC-kuumaöljyn säätöventtiili ORC-prosessin yhteydessä

Venttiilin asento on säädettävissä tuotantolaitoksen valvomon automaatio-ohjausjärjestelmän (kuva 6) kautta manuaalisesti. Venttiilin säädöllä voidaan tehokkaimmin ja nopeimmin nostaa tai laskea orgaanisen nesteen lämpösisällön suuruutta. Venttiilin säädöllä on kuitenkin oma rajansa. Jossain pisteessä venttiilin säätö ei enää vaikuta orgaanisen nesteen entalpiaan, vaan seuraavaksi on joko laskettava tai nostettava kuumaöljyn lämpötilaa turbiinin antotehon muutoksen aikaansaamiseksi. (Myllymäki 2017; Ylitalo 2017.)



KUVA 6. ORC kuumaöljysäätöventtiilin säätö CHP-laitoksen valvomon tietokoneelta

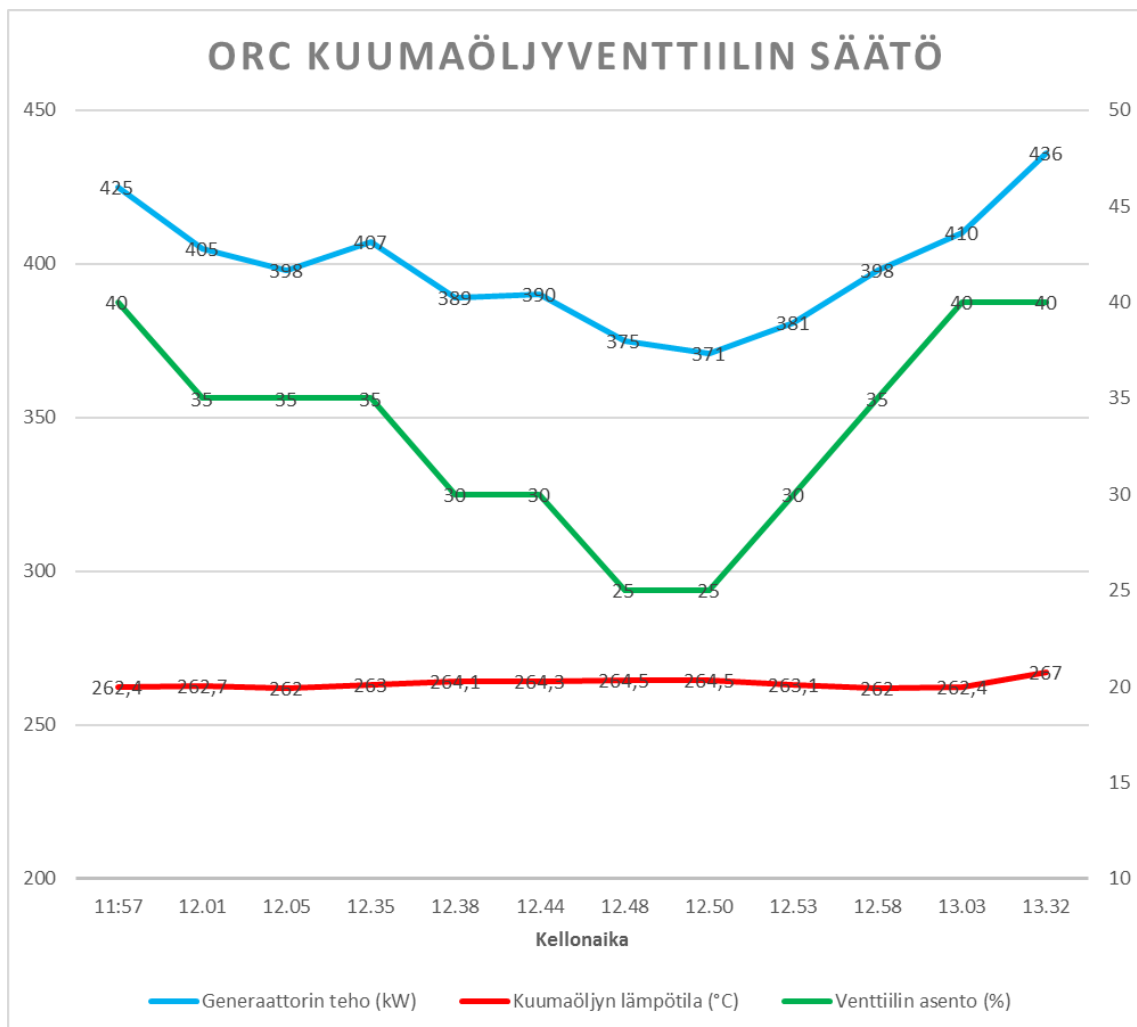
Kaukolämpökuorman suuruus vaikuttaa päälimmäisenä kuumaöljyn lämpötilaan ja tarvittavaan massavirtaan. ORC:n kaukolämmönvaihtimen läpi kulkevan kaukolämpöveden tulo- ja lähtölämpötilan laskiessa täytyy orgaanisen nesteen lämpösisältöä nostaa syöttämällä suuremmalla massavirralla kuumempaa kuumaöljyä ORC-piiriin. (Myllymäki 2017; Ylitalo 2017.)

Pienillä kaukolämpökuormilla, ulkoilman lämpötila ollessa plussalla, sähköä tuotetaan luonnollisesti vähemmän kuin kovilla pakkasilla. Nostamalla kuumaöljyn tavoitelämpötilaa, eli kattilan polttoainetehoa, on sähköntuotantoa mahdollista lisätä. Maksimoitu sähköntuotanto kuitenkin kuluttaa polttoainetta enemmän ja

osa lämpötehosta jää käyttämättä. Suuremmasta sähkönmyynnistä saatava hyöty jäädä tässä tilanteessa olemattomaksi tai menee jopa miinukselle. (Myllymäki 2017; Ylitalo 2017.)

6.2.2 Manuaalinen tehonrajoitus

Kuumaöljyn säätöventtiilin säädöllä tehtävää tehonrajoitustapaa testattiin käytännössä generaattorin pätötehon ollessa aloitusilanteessa 425 kW ja kuumaöljyn säätöventtiilin ollessa 40 %:sti auki. Kuumaöljyn lämpötilan tavoitearvoa ei muutettu testin aikana, vaan se pidettiin noin 260 °C:ssa. Testitilanteen tuloksista tehtiin kaavio (kuva 7), josta ilmenee, miten generaattorin teho muuttuu aikayksikköä kohden.



KUVA 7. Kuumaöljysäätöventtiilin testi

Kuvasta 7 huomataan, että generaattorin teho laskee, kun ORC-prosessin esilämmittimen ja höyrystimen läpi virtaavan kuumaöljyn määrää pienennettiin kuumaöljyn säätöventtiilin asentoa pienentämällä. Generaattorin antoteho laskee tasaisesti reilun neljän minuutin jälkeen, kun venttiilin asentoa pienennettiin viidellä prosenttiyksiköllä. Teho laskee viiden prosenttiyksikön venttiilin säädöllä noin 15 - 20 kW. Parhaimmillaan teho laskee viisi kilowattia minuutissa, kun venttiilin asentoa pienennettiin 40 %:sta 35 %:iin.

Samassa testissä testattiin myös tehon nostaminen takaisin aiemmalle tasolle. Kuvasta 7 huomataan, että suurin muutos tehoon tuli jälleen silloin, kun venttiilin asento muuttui 35 - 40 %:n välillä. Testin mukaan generaattorin antoteho nousi ja laskee samalla nopeudella, kun venttiilin asentoa säädettiin 5 % kerrallaan.

Testituloksien pohjalta voidaan todeta, että kuumaöljyn säätöventtiilin asentoa muuttamalla generaattorin antotehoa voidaan rajoittaa melko nopeasti. Rajoittamisessa on kuitenkin omat rajansa niin venttiilin asennon kuin kuumaöljyn lämpötilankin puolesta. Kaukolämmön menoveden lämpötila kuitenkin määrää laitoksessa tarvittavan kuumaöljyn lämpötilan ja sen mukaisen kattilatehon.

6.2.3 Automaattinen tehonrajoitus

ORC-yksikköön menevän kuumaöljyn säätöventtiilin säätöpiiriin olisi mahdollista lisätä myös uudeksi parametriksi sähköntuotannon rajoitus. Automaattisessa säädössä valvomon automaatio-ohjausjärjestelmään koodattaisiin uusi ohjelma, jossa nykyisen kaukolämmön meno- ja paluulämmön mukaan säätävä tuotanto huomioisi myös generaattorin antotehon ja kuumaöljyn lämpötilan. Näiden kolmen muuttujan mukaan ohjaus muuttaisi kattilan polttoainetehoa kuumaöljyn lämpötilan avulla ja säätöventtiilin avulla kuumaöljyn läpivirtausta ORC-yksikön läpi.

6.3 Pien- ja normaalituotantotyyppin sähköntuotannot

6.3.1 Pientuotanto ja sen tulot ja kulut

Pientuotantoa tuotettaessa ja myytäessä tuotantoyksikkö kohdistaa oman tuotantonsa jollekin sähkönmyyjälle ja myyjä maksaa pientuotannosta tuottajalle korvauksen. Korvaus esimerkiksi pientuotantona tuotetusta aurinkosähköstä tuottajalle on sähkön pörssihinta eli spot-hinta. Siitä kuitenkin vähennetään myyjän marginaali tuotettua MWh kohden. Marginaali on myyjälle sähkön myynnistä jäävä voitto. (Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. 2017, 33; Senior Energy Specialist 2017.)

Tuotantoyksikön kannalta minor-tyypin pientuotanto on helppo ratkaisu, koska tuottajan ei tarvitse tehdä tuotantosuunnitelmaa, eikä se tarvitse pientuotannossa omaa tasevastaavaa, koska tuotantoyksikön tuottama sähkö menee sähkönmyyjän taseeseen, ja siitä edelleen myyjän tasevastaavan taseeseen. (Myynti-insinööri 2017b.)

6.3.2 Tuotantosuunnitelman merkitys pientuotannossa

Normaalituotannossa tuotantosuunnitelman laatimisella pienennetään tasesähkön oston määrää ja sen hintariskiä. Tuotantotaseen kaksihintajärjestelmässä tasesähkön hintariski on lähes kymmenkertainen. Koska pientuotannosta ei tarvitse toimittaa tuotantosuunnitelmaa, on pientuotannolle kohdistetun sähkönmyyjän vaikeampi ennustaa omaa tuotantoaan, kun sen sähköntuotannossa on mukana pientuottajia. (Senior Energy Specialist 2017.)

Voimalaitospientuottajan tuotantomäärät saattavat vaihdella suuresti esimerkiksi voimalaitoksen yllättävien seisakkien takia. Tästä syystä pientuotannolle kohdistettu sähkönmyyjä vähentää pientuotannosta maksettavasta pörssisähkön spot-hinnasta oman marginaaliosuuden. Marginaaliosuudella sähkönmyyjä kuittaa tuotanto- ja kulutusmäärien heilahteluista aiheutuvat tasesähkön ostot, kuukausittaisen tasevastaavalle maksettavan taseenhoitomaksun, ja sähköntuotantomaksun. (Senior Energy Specialist 2017.)

Tuotantosuunnitelman laatimisvaatimuksen poistumisen myötä pientuotannossa tuotantolaitokselta lähtee yksi kulu pois. Suoraan ei voida todeta tämän tuovan säästöjä, sillä pientuotannossa sähkön myynnistä saatavasta spot-hinnasta vähennettävän myyjän marginaalin myötä sähkön myyminen pientuotantona on tietyn tuotantorajan jälkeen kannattamatonta normaalituotantoon verrattuna.

6.3.3 Normaalituotannon tulot ja kulut

Normaalista eli yli 1 MW:n teholla tuotetusta sähköntuotannosta saatava perustuotto määräytyy kiinteiden spot-sidonnaisten toimitusten MWh-määrän ja tasesähkön osto- ja myyntimäärän mukaan. Spot-sidonnaisen toimituksen suuruutta eli suunniteltua tuotantoa verrataan toteutuneeseen tuotantoon ja sen mukaan katsotaan, tuotettiinko suunnitelmaan nähden todellisuudessa enemmän vai vähemmän sähköä. (Tuotantoraportti 1.1.2017 – 31.1.2017. 2017.)

Suunnitellun ja toteutuneen tuotannon erotuksen verran myyntituloihin joko lisätään myytävästä tasesähköstä saatavaa tuottoa, tai siitä vähennetään ostettavan tasesähkön kulut. Koko ajan vaihtuva spot-sähkön hinta määrää luonnollisesti MWh:lta maksettavan sähkön hinnan. Tuotanto- ja kulutustasesähköstä maksettava hinta vaihtelee spot-hinnan ja ylös- ja alassäätösähkön hintatarjousten mukaan. (Tuotantoraportti 1.1.2017 – 31.1.2017. 2017.)

Suurimmat kulut normaalituotannossa tasesähkön lisäksi syntyvät tasevastavalle maksettavasta taseenhoitomaksusta ja tuotantosuunnitelman laatimismaksusta. Pieniä maksuja kertyy myös tuotanto- ja kulutusmaksuista ja tasesähkön volyyminmaksusta. (Tuotantoraportti 1.1.2017 – 31.1.2017.)

6.4 Pien- ja normaalituotannon kannattavuuksien vertailulaskelmat

Vertailulaskelmissa on määritetty Toholammin Energia Oy:n kahden toisistaan reilusti poikkeavan sähköntuotantokauden sähköntuotannosta saatavat tuotot ja kulut sekä pientuotannon että normaalituotannon kannalta. Laskelmat on tehty sähköntuottajan näkökulmasta, jolloin positiiviset euromäärät tuovat rahaa ja negatiiviset euromäärät vievät rahaa. Sähköntuottajan kannalta esimerkiksi sähkön-

myynti on positiivinen euromäärä. Vastaavasti tasevastaavan tuottajalle teke-
mässä tuotantoraportissa arvot ovat päinvastoin, jolloin tuottajalle maksettava
sähkönmyyntitulo on heille negatiivinen euromäärä.

Kuvan 8 vertailulaskelmassa kuuden kuukauden tuotanto on 1 577,4 MWh ja siitä
maksettavan pörssisähkön keskihinta on 35,58 € / MWh. Tasesähköä on jouduttu
ostamaan 77,1 MWh 18,18 € / MWh hinnalla. Kulutustaseen positiivisen ja nega-
tiivisen tasesähkön itseisarvo on noin 367,5 MWh ja siitä on maksettu Fingridin
asettama hinta 0,5 € / MWh:lta. 1 500,3 MWh:n tuotantomaksu maksetaan toteu-
tuneen tuotannon määrästä, eli spot-sidonnaisten toimitusten määrä summattuna
tasesähkön määrällä. Yhden kuukauden tasevastaavalle maksettava taseenhoi-
tomaksu on laskelmassa 212,5 € / kk ja tuotantosuunnitelman laatimismaksu 340
€ / kk.

6 kk:n jakso, Toteutunut tuotanto suunniteltua pienempi				
250 MWh:n keskituotantomäärä / kk				
Lähtöarvot				
Spot-hinta / kk (€ / MWh)	35,58 €	€		
Spot-sidonnainen toimitus (suunniteltu)	1577,4	MWh		
Tasesähkön määrä	-77,1	MWh		
Toteutunut todellinen tuotanto	1500,3	MWh		
Tasesähkö (volyyymi)	367,5	MWh		
Pientuotannon marginaali € / MWh	- 3,00 €	€		
Normaalituotanto				
Nimi	Yksikkö	Määrä	Yksikköhinta	Yhteensä €
Spot-sidonnainen toimitus	MWh	1577,4	35,58 €	56 123,89 €
Tasesähkö	MWh	-77,1	18,18 €	- 1 401,68 €
Tasesähkön volyymimaksu	MWh	367,5	0,50 €	- 183,75 €
Tuotantomaksu	MWh	1500,3	0,14 €	- 210,04 €
Taseenhoitomaksu	kk	6	212,50 €	- 1 275,00 €
Tuotantosuunnitelma	kk	6	340,00 €	- 2 040,00 €
				51 013,42 €
Pientuotanto				
Nimi	Yksikkö	Määrä	Yksikköhinta	Yhteensä €
Pientuotanto	MWh	1500,3	35,58 €	53 380,67 €
Marginaali	MWh	1500,3	3,00 €	- 4 500,90 €
				48 879,77 €

KUVA 8. Vertailulaskelma 1

Pientuotannon osalta kuvan 8 laskussa on käytetty paikallisen sähkönmyyjän antamaa 3 €:n marginaalia MWh:lle, joka on vähennetty kuuden kuukauden keskimääräisestä spot-hinnasta. Tuotantomääränä on käytetty luonnollisesti samaa toteutuneen tuotannon arvoa kuin normaalituotannon laskelmassa. Laskelmassa ei ole huomioitu laitoksen kulutusmaksuista syntyviä kuluja.

Kuvan 8 vertailulaskelman tietojen mukaan normaalituotanto oli 250 MWh:n keskituotannolla kuuden kuukauden aikajaksolla kannattavampaa kuin pientuotanto. Normaalituotannon kulut jäivät tällä tuotantomäärällä pientuotannon marginaali-

maksua pienemmiksi, jonka vuoksi myynnistä saatava tuotto oli normaalituotannon tapauksessa parempi. Myöskään tasesähkön ostohinta ei tämän laskelman hinnoilla nostanut normaalituotannon kuluja pientuotannon kuluja korkeammaksi.

Toisessa vertailulaskelmassa (kuva 9) kahdeksan kuukauden spot-sidonnaisen toimituksen suuruus on noin 1 468,3 MWh ja siitä maksettavan pörssisähkön keskihinta noin 29,79 € / MWh. Tasesähköä on jouduttu edellisestä laskelmasta poiketen myymään 214,4 MWh 59,02 € / MWh hinnalla. Kulutustaseen positiivisen ja negatiivisen tasesähkön itseisarvo on noin 673,3 MWh ja siitä on maksettu Fingridin asettama hinta 0,5 € / MWh. Kahdeksan kuukauden todellinen tuotanto on 1 682,7 MWh. Yhden kuukauden tasevastaavalle maksettava taseenhoitomaksu on laskelmassa 212,5 € / kk ja tuotantosuunnitelman laatimismaksu 340 € / kk. Pientuotannon marginaalin suuruus on 3 € / MWh. Pientuotannossa tuotantomäärä on sama kuin normaalituotannon todellinen tuotanto.

8 kk:n jakso, Toteutunut tuotanto suunniteltua suurempi				
210 MWh keskituotanto / kk				
Lähtöarvot				
Spot-hinta / kk (€/MWh)	29,79 €	€		
Spot-sidonnainen toimitus (suunniteltu)	1468,3	MWh		
Tasesähkön määrä	214,4	MWh		
Toteutunut todellinen tuotanto	1682,7	MWh		
Tasesähkö (volyymi)	673,3	MWh		
Pientuotannon marginaali €/MWh	- 3,00 €	€		
Normaalituotanto				
Nimi	Yksikkö	Määrä	Yksikköhinta	Yhteensä €
Spot-sidonnainen toimitus	MWh	1468,3	29,79 €	43 740,66 €
Tasesähkö	MWh	214,4	59,02 €	12 654,48 €
Tasesähkön volyymimaksu	MWh	673,3	- 0,50 €	- 336,65 €
Tuotantomaksu	MWh	1682,7	- 0,14 €	- 235,58 €
Taseenhoitomaksu	kk	8	- 212,50 €	- 1 700,00 €
Tuotantosuunnitelma	kk	8	- 340,00 €	- 2 720,00 €
				51 402,91 €
Pientuotanto				
Nimi	Yksikkö	Määrä	Yksikköhinta	Yhteensä €
Pientuotanto	MWh	1682,7	29,79 €	50 127,93 €
Marginaali	MWh	1682,7	- 3,00 €	- 5 048,13 €
				45 079,80 €

KUVA 9. Vertailulaskelma 2

Kuvan 9 vertailulaskelman tietojen mukaan normaalituotanto on tällaisen kahdeksan kuukauden jakson aikana selvästi pientuotantoa kannattavampaa. Eron syyt ovat tässä tapauksessa keskituotannon suuruus ja tasesähkö. Koska todellinen tuotanto on ollut suunniteltua suurempi, on tasesähköä jouduttu edellisestä laskelmasta poiketen myymään paljon.

Tasesähkön volyymimäärän ollessa suuri tarkoittaa se suurta kulutustasesähkön osto- ja myyntimäärää. Kulutustasesähkön määrän ollessa korkea on laitoksessa ollut todennäköisesti sähköntuotannon katkoksia, jolloin automaattisesti päivitettävä tuotantosuunnitelma on arvioinut katkoksesta seuraavan tunnin tuotannon määrän nollassa. Suunnitellun tuotannon ollessa tunnin ajan nolla menee kaikki

silloin tuotettu tuotanto kulutustaseeseen kerryttämään kulutustaseen ylijäämää. Ylijäämän tasaamiseksi joudutaan myymään kulutustasesähköä eSettille.

Tasesähkön korkea myyntihinta on seurausta Suomen kantaverkon ylössääötunnilla myydystä tasesähköstä. Eli kulutustaseeseen myyntiä on tehty paljon ylössääötuntien aikana, jolloin tasesähkön osto- ja myyntihintana on ylössääötunnin hinta tai vähintään spot-hinta. Koska ylössääötunnin hinta on lähtökohtaisesti spot-hintaa suurempi, on myynnistä saatu tasesähkön hinta noussut korkeaksi.

Kuvien 8 ja 9 vertailulaskelmat eroavat toisistaan eniten tasesähkön osto- ja myyntimäärissä ja tasesähkön hinnassa. Ensimmäisessä vertailulaskelmassa (kuva 8) esimerkkikauden tasesähkön määrä oli negatiivisena, eli tasesähköä oli ostettu enemmän kuin sitä oli myyty. Toisessa vertailulaskelmassa (kuva 9) esimerkkikaudessa tasesähkön määrä oli reilusti positiivinen, eli tasesähköä oli myyty enemmän kuin sitä oli ostettu. Näiden tuotantotietojen mukaan normaali-tuotannosta saadaan parempi tulos, kun todellinen tuotanto on suunniteltua suurempi. Täytyy kuitenkin huomioida kulutustasesähkön suuri osuus myydyssä tasesähkössä.

Kolmannessa vertailulaskelmassa (kuva 10) on teoreettinen laskelma kuukauden tuotantomäärästä, missä pientuotanto olisi yhtä kannattavaa normaalituotannon kanssa. Laskelmassa normaalituotannon tasesähkön määrän oletetaan olevan nolla. Tällöin sähköä on tuotettu yhtä paljon kuin sitä on suunniteltu tuotettavan. Tällainen tilanne ei käytännön tasolla ole mahdollinen, mutta näin olettamalla tuotantomäärän suuruudelle voidaan antaa teoreettinen nollapiste, missä molemmat tuotantotyyppit ovat yhtä kannattavia.

1 kk:n jakso				
Spot-sidonnainen toimitus = toteutunut tuotanto				
Lähtöarvot				
Spot-hinta / kk (€/ MWh)	30,00 €	€		
Spot-sidonnainen toimitus (suunniteltu)	193,2	MWh		
Tasesähkön määrä	0			
Toteutunut todellinen tuotanto	193,2	MWh		
Tasesähkö (volyyymi)		MWh		
Pientuotannon marginaali €/ MWh	- 3,00 €	€		
Normaalituotanto				
Nimi	Yksikkö	Määrä	Yksikköhinta	Yhteensä €
Spot-sidonnainen toimitus	MWh	193,2	30,00 €	5 795,46 €
Tasesähkö	MWh	0,0	- €	- €
Tasesähkön volyymimaksu	MWh	0,0	- €	- €
Tuotantomaksu	MWh	193,2	- 0,14 €	- 27,05 €
Taseenhoitomaksu	kk	1,0	- 212,50 €	- 212,50 €
Tuotantosuunnitelma	kk	1,0	- 340,00 €	- 340,00 €
				5 215,91 €
Pientuotanto				
Nimi	Yksikkö	Määrä	Yksikköhinta	Yhteensä €
Pientuotanto	MWh	193,2	30,00 €	5 795,46 €
Marginaali	MWh	193,2	- 3,00 €	- 579,55 €
				5 215,91 €

KUVA 10. Vertailulaskelma 3

Laskelmassa nollapistetuotannoksi tuli 193,2 MWh kuukausitasolle. Tuotannon ylittäessä 193,2 MWh:n tuotantomäärän kuukausitasolla on normaalituotanto teoriassa kannattavampaa, jos pientuotannon kuluna pidetään 3 €:n marginaalia MWh:lta. Tuotantomäärän ollessa alle 193,2 MWh kuukaudessa nousee normaalituotannon kulut pientuotantoa korkeammaksi ja pientuotannosta tulee kannattavampaa.

6.5 Kokoluokituksen ja tehonrajoituksen yhteenveto

Kokoluokan alentaminen eli laitoksen tuotantotyyppin muuttaminen minoriksi ja tehonrajoittaminen alle 1 MW:iin, vaikuttaa laitoksen tasekäsittelyyn. Tuotantotyyppin muuttaminen pientuotannoksi poistaa tuotantolaitokselta tuotantosuunnitelman laatimisesta ja taseenhoidosta aiheutuvat kustannukset, mutta tuo tilalle pientuotannon marginaalimaksun. Pientuotannosta syntyvät säästöt vaihtelevat riippuen kuinka suuri tuotantolaitoksen sähköntuotantomäärä on kuukaudessa wattitunteina. Pieniä tuotantomääriä tuotettaessa pientuotannossa kuluja voi olla vähemmän, kun ei ole maksettavana edellä mainittuja taseenhoidon ja tuotantosuunnitelman maksuja. Toisaalta normaalituotannosta ei veloiteta tuotannon marginaalimaksua ja tuotantomäärien kasvaessa tuotantosuunnitelmasta ja taseenhoidoista koituvat lisäkustannukset pienenevät suhteessa kasvavaan tuotantomäärään

Vertailulaskelmien pohjalta Toholammin Energia Oy:n CHP-laitoksen nykyisellä kuormituksella ja yli 200 MWh:n sähkön kuukausituotannolla on kannattavampaa pitää laitos normaalituotantolaitoksena. Pientuotannon 3 €:n marginaali vie niin suuren osan sähköntuotannon tuloista, että normaalituotannon tulot ovat Toholammin Energia Oy:n tuotantomäärillä pientuotantoa suuremmat. Mikäli pientuotannon marginaali olisi lähellä yhtä euroa megawattitunnilta, voisi pientuotanto olla näillä tuotantomäärillä kannattava vaihtoehto. Toisaalta silloinkin onnistunut ja runsas kulutustasesähkön myynti korkealla tasesähkön hinnalla saattaisi pitää normaalituotantoa kannattavampana.

Koska pientuotannosta saatava tuotto ei ole normaalituotantoa suurempaa, ei tehonrajoitukselle ole tarvetta. Jos tuotantomäärät pienenisivät entisestään tulevaisuudessa tai jos marginaali olisi pienempi, olisi tehonrajoitus ja kokoluokituksen alentaminen järkevä toteuttaa.

7 SISÄINEN SÄHKÖVERKKO

Sisäinen sähköverkko on saman omistajan omistamalla tai hallitsemalla alueella olevan kiinteistön tai useamman toisiinsa rajoittuvan kiinteistön välinen sähköverkko. Tällaisessa sähköverkossa voidaan harjoittaa sähköverkkotoimintaa ilman erillistä sähköverkkolupaa. Sellainen sähköverkkotoiminta ei kuitenkaan ole sallittua, jossa kiinteistön tai siihen rajoittuvan kiinteistöryhmän sisäistä sähkönjakelua hoidetaan ulkopuolisen yhteisön tai laitoksen hallinnassa olevalla sähköverkolla. (Nurmi – Kettu 2012; L 588 / 2013, 2 4 §.)

7.1 Ehdot verkon rakentamiselle

Normaalitilanteessa vain jakeluverkonhaltijalla on oikeus rakentaa jakeluverkkoa vastuualueellaan. Muutamassa poikkeustapauksessa myös muut saavat rakentaa jakeluverkkoa alueelleen. Rakennettaessa sisäistä sähköverkkoa kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän alueelle voi kiinteistön omistaja rakennuttaa verkon ilman jakeluverkonhaltijan lupaa. Vastaavasti, jos sisäisen sähköverkon minimivaatimukset eivät täyty, on verkko mahdollista rakentaa verkonhaltijan antamalla erityisluvalla. (L 588 / 2013, 3 13 §.)

Jotta sähköverkkotoimintaa voidaan harjoittaa sisäisen sähköverkon piirissä, ilman sähköverkkoluvan hankkimista, täytyy tilanteessa täyttyä tietyt minimivaatimukset. Vaatimuksena on, että sisäinen sähköverkko on saman kiinteistön tai useamman toisiinsa rajoittuvan kiinteistön alueella, joita hallitsee tai omistaa sama omistaja. Kiinteistöjen on myös oltava lohkottuina ja lainhuudatettuina. Hallinnalla tarkoitetaan tässä tapauksessa kiinteistön vuokraamisella saatua hallintaoikeutta. Sähköntuottajan, loppukäyttäjien ja sähköverkon on lain mukaan oltava saman kiinteistöpiirin alueella, joka on saman omistajan hallinnassa tai omistuksessa. (Erityisasiantuntija 2017; Ohje sähköverkkoluvan hakemisesta uudistetun sähkömarkkinalain (588/2013) voimaan tullessa. 2013.)

Mikäli jokin edellä mainituista asioista poikkeaa määräyksestä, täytyy sähköverkkotoiminnalle yrittää hakea energiamarkkinavirastolta sähköverkkolupaa tai poikkeuslupaa. Poikkeuslupa on vapautus verkkotoiminnan luvanvaraisuudesta, joka myönnetään yksittäistapauksessa, jos kyseessä on sähkön siirron kannalta pieni

merkitys verkonhaltijan verkolle. Toinen vaihtoehto on pyytää erityinen verkon rakennuslupa jakeluverkonhaltija. (Nurmi – Kettu 2012; Ohje sähköverkkoluvan hakemisesta--.)

Yksinkertaistettuna kiinteistöjen ja sisäisen sähköverkon täytyy kuulua saman omistajan omistukseen tai saman omistajan hallintaan. Sisäisen sähköverkon minimivaatimus ei täyty, jos kiinteistöt omistaa yksi taho ja verkon jokin toinen. Minimivaatimus ei myöskään täyty silloin, jos kiinteistöt ja verkon omistaa jokin taho, mutta kiinteistöt ovat esimerkiksi vuokralla jollain toisella taholla. Lain mukaiseen määritykseen kuuluu, että saman omistajan, joka hallinnoi kiinteistöjä, täytyy myös omistaa ja hallinnoida sisäistä sähköverkkoa.

7.2 Sähkön kulutuksen mittaus

Sisäisestä sähköverkosta tulee vain yksi yhteinen sähköliittymä sen verkonhaltijan suuntaan, jonka verkkoon kiinteistöjen sisäinen sähköverkko on liitetty. Verkonhaltijalla ei ole muuta vastuuta, kuin mitata sisäisen sähköverkon kokonaiskulutus verkon rajapisteeseen asti. Sisäisen sähköverkon omistajalla puolestaan on lain mukaan vastuu järjestää toimitetun sähkön mittaus loppukäyttäjälle kiinteistön sisällä. (L 217 / 2016, 4 2 §; Erityisasiantuntija 2017.)

Jos sisäiseen sähköverkkoon kuuluva loppukäyttäjä haluaa vaihtaa sähköntoimittajaa tai esimerkiksi ostaa osan sähköstään muualta, on kyseisen loppukäyttäjän sähkönkulutus pystyttävä erottamaan muun kiinteistöryhmän kokonaiskulutuksesta. Tästä syystä kiinteistön haltijan on lain mukaan järjestettävä toimitetun sähkön mittaus siten, että jokaisen sisäiseen sähköverkkoon kuuluvan loppukäyttäjän mittalaitteiston mittaama sähkönkulutus voidaan helposti yhdistää kiinteistöryhmän kokonaiskulutukseen tai vastaavasti erottaa siitä. Kulutus on pystyttävä mittaamaan teknisesti luotettavalla tavalla käyttäen hyväksi esimerkiksi etäluentaominaisuutta tai mittauslaitteiston mittausimpulsseja. Mittauksen toteutuksessa on myös huomioitava se, että siitä aiheutuvat kustannukset eivät ole loppukäyttäjälle suuret. (L 588 / 2013, 10 71 §.)

Kiinteistönhaltijan on myös suotava loppukäyttäjälle mahdollisuus tehdä sähkönmyynti- ja sähköverkkosopimus tilanteessa, jossa loppukäyttäjä haluaa sähkön-

toimituksensa tulevan jakeluverkonhaltijan jakeluverkon kautta. Kiinteistönhaltijan on lain mukaan luovutettava tällaisessa tilanteessa loppukäyttäjälle käyttöoikeus kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisäiseen sähköverkkoon. Jos sisäiseen sähköverkkoon kuuluva loppukäyttäjä siirtyy ostamaan sähkönsä muualta kuin kiinteistön sisäisestä verkosta, on loppukäyttäjän korvattava kiinteistönhaltijalle sähkön mittaukseen liittyvien muutostöiden kustannukset. (L 588 / 2013, 10 72 §.)

7.3 Sähkön siirto

Jakeluverkon haltija ei hallinnoi, eikä vastaa sähkön mittauksista sisäisen sähköverkon sisäpuolella. Koska verkonhaltija ei omista sisäistä sähköverkkoa tai hallinnoi sitä, ei se voi vaatia verkon sisällä tapahtuvista sähkön siirroista siirtomaksua. Sähkön siirtomaksuista kiinteistöjen sisällä vastaa sisäisen sähköverkon omistaja. Omistaja voi määrittää siirrolle hinnan tai olla veloittamatta siirrosta mitään. Tämä on verkon omistajan ja loppukäyttäjän välinen asia, joka ei kuulu jakeluverkon haltijalle. (Erityisasiantuntija 2017.)

7.4 Verkon vaikutus syöttötariffitukeen

Sähköntuotantolaitos voi saada valtiolta tukea uusiutuvilla energialähteillä tuotettavan sähkön tuotantoon. Tuki maksetaan syöttötariffina ja sitä voi saada metsähakeeseen, biokaasuun, tuulivoimaan ja puupolttoaineeseen perustuvaan sähköntuotantoon. Tuki maksetaan lain määräämän tavoitehinnan ja toteutuneen sähkön markkinahinnan erotuksesta tai turpeen veron ja päästöoikeuden markkinahinnan mukaan. Tuen suuruus määräytyy myös tukeen oikeutetun sähköntuotannon suuruuden mukaan, joka on toteutuneen sähköntuotannon ja voimalaitoksen omakäyttölaitteiden kuluttaman sähköenergian erotus. Laitos saa luonnollisesti tuottamastaan sähköstä markkinahinnan mukaisen korvauksen tuotantotuen lisäksi. (Tuotantotuki. 2017.)

Syöttötariffijärjestelmään hyväksytään vain uudet uusiutuvaa energiaa käyttävät voimalaitokset, jotka eivät ole saaneet valtiolta muita tukia. Toisaalta metsähakevoimalaitoksia eivät edellä mainitut rajoitukset kosketa. Hyväksymisen edellytyksinä ovat myös tuotantomuotokohtaiset generaattoreiden nimellistehorajoitukset, joista on kerrottu tarkemmin laissa 30.12.2010/1396. Metsähakevoimalaitos voi

saada syöttötariffitukea, jos sen generaattoreiden yhteenlaskettu nimellisteho on vähintään 0,1 MVA ja jos laitos ei ole ennen kuulunut tariffijärjestelmään tai ei kuulu jo valmiiksi. (L 30.12.2010 / 1396, 2 6–8 §.)

7.5 Sisäisen sähköverkon minimivaatimukset ja osapuolten tehtävät

Taulukossa 2 on kuvattuna sisäiseen sähköverkkoon liittyvät osapuolet ja niiden tehtävät ja vaatimukset verkon suhteen. Taulukon sisältämät asiat ovat koottu taulukkoon mahdollisimman yksinkertaiseen muotoon.

TAULUKKO 2. Sisäisen sähköverkon osapuolet ja niiden tehtävät ja vaatimukset verkon suhteen

Nimike	Tehtävä	Lisätiedot
Jakeluverkonhaltija	Sisäisen sähköverkon kokonaiskulutuksen mittaaminen jakeluverkon ja sisäisen sähköverkon rajapisteessä.	Ei vastaa kiinteistöjen sisäisestä sähkömittauksesta.
Kiinteistöryhmän haltija / omistaja	<ol style="list-style-type: none"> Sisäisen sähköverkon hallinta ja omistus Kiinteistöjen hallinnointi ja mahdollinen omistus. Toimitetun sähkömittaus kiinteistöjen sisällä. Mahdollisen siirtomaksun veloitus. 	Järjestettävä loppukäyttäjälle mittalaitteisto, jonka mittaama kulutus voidaan erottaa verkon kokonaiskulutuksesta tai yhdistää siihen.
Sähköntuottaja	<ol style="list-style-type: none"> Sähköntuotanto ja myynti. Mahdollinen kiinteistöryhmän haltija ja sähköverkon omistaja. 	
Loppukäyttäjä	<ol style="list-style-type: none"> Sähkönkulutus ja osto. Mahdollinen kiinteistöryhmän haltija ja sähköverkon omistaja. 	<ol style="list-style-type: none"> Oikeus käyttää sisäistä sähköverkkoa sähkönsiirtoon, jos ostaa sähköä jakeluverkosta. Korvattava mittaukseen tehtävät muutokset kiinteistön haltijalle, jos siirtyy ostamaan sähkönsä verkon ulkopuolelta sisäisen verkon sijasta.

Taulukossa 3 on kuvattu sisäisen sähköverkon minimivaatimukset täyttävä malli. Taulukkoon on huomioitu yksi loppukäyttäjä ja sähköntuottaja.

TAULUKKO 3. Minimivaatimukset täyttävä malli

Sisäisen sähköverkon minimivaatimukset täyttävä malli			
Nimike	Tehtävä	Lisätiedot	
Haltija	<ol style="list-style-type: none"> 1. Omistaa sähköverkon ja hallinnoi sitä 2. Hallitsee loppukäyttäjän kiinteistöä 3. Hallitsee sähköntuottajan kiinteistöä. 	On joko loppukäyttäjä, sähköntuottaja tai jokin ulkopuolinen hallitsija.	Voi olla ulkopuolinen, kunhan hallinnoi loppukäyttäjän ja sähköntuottajan kiinteistöjä.
Loppukäyttäjä	Toimii itse verkon hallitsijana tai on verkonhallitsijan alaisuudessa.	Ei saa olla vuokralla, eli hallitsijana sähköverkon omistajan kiinteistössä.	Kiinteistö täytyy rajoittua sähköntuottajan kiinteistöön
Sähköntuottaja	Toimii itse verkon hallitsijana tai on verkonhallitsijan alaisuudessa.	Ei saa olla vuokralla, eli hallitsijana sähköverkon omistajan kiinteistössä.	Kiinteistö täytyy rajoittua loppukäyttäjän kiinteistön

Ilman taulukossa mainittuja omistussuhdevaatimuksia sisäisiä sähköverkkoja pystyisi rakentamaan lähes joka puolelle. Jos sähköverkon omistaja voisi olla eri kuin kiinteistöjen hallitsija tai omistaja, olisi esimerkiksi monien kaupunkien ja kuntien omistamien kiinteistöryhmien helppo täyttää sisäisen sähköverkon yhden omistajan vaatimus. Näin ollen esimerkiksi sähköntuotantolaitokset voisivat rakennella isoillekin alueille omia sisäisiä sähköverkkoja ilman kyseisten kiinteistöjen omistusta.

8 SISÄISEN SÄHKÖVERKON RAKENTAMINEN

Sisäistä sähköverkkoa kaavaillaan Toholammin teollisuusalueelle Toholammin Energia Oy:n CHP-laitoksen ja viereisellä kiinteistöllä sijaitsevan muovialan yrityksen välille (kuva 11). Matkaa kaapelille tulisi noin 300–350 metriä. Kaapeli kulki ensin CHP-laitoksen sisäpuolelta ulos sitä varten valmiiksi rakennettua kaapelitunnelia pitkin lyhyen matkan. Ulkopuolelta CHP-laitosta kaapelille kaivettaisiin kaapeliojaa kuvan 7 mukaista mustaa viivaa pitkin. Kaapelin reitti olisi pääsääntöisesti helposti kaivettavaa maastoa, lukuun ottamatta tienkohtaa, jossa täytyy rikkoa asfalttipinta. Eteläpuolella tienylityskohtaa on lisäksi korkeajännitekaapeli ja valokaapeli, jotka täytyy huomioida verkon kaivuuta suunnitellessa. Verkossa siirrettävä tehokuorma olisi enimmillään 1 200 kVA:n ja jännite 400 voltia.



KUVA 11. Kaapelin sijainti

Verkossa siirrettäisiin CHP-laitoksen kaikki tuotettu sähkö suoraan tehtaaseen. CHP-laitoksen sähköntuotanto on lämmityskaudessa noin 1 800 MWh ja tehtaaseen

kulutus vuodessa puolestaan viisinkertainen CHP-laitoksen tuotantoon verrattuna. Koska CHP-laitoksessa tuotettu sähkö ei riitä tehtaan tarpeisiin, on sähköä pystyttävä siirtämään tehtaaseen valtakunnan verkosta ja CHP-laitoksesta yhtä aikaa.

8.1 Sähköverkon komponentit ja budjetti

Sisäiseen sähköverkkoon tarvittavat komponentit, niiden kokoluokat ja tyypit saatiin alan ammattilaisilta kyselyiden avulla ja tapaamisten kautta lähtötietojen perusteella. Suurimmista tarvittavista komponenteista tehtiin ensin lista, jonka pohjalta selvitettiin komponentin hinta ja tarkempi tyyppi. Apua saatiin muun muassa ABB:ltä, Energiavirastolta, Oulun ammattikorkeakoulun opettajilta ja sähköverkkoihin perehtyneeltä yksityiseltä sähköinsinööriltä. Hintoja komponenteille, kaapelille ja työlle saatiin sähkötukkurilta, ABB:ltä ja Energiaviraston laatimista taulukoista.

8.1.1 Kaapeli ja sen asennus- ja kaivuu

Edullisin tapa siirtää sähkötehoa 400 V jännitteellä yli 300 m:n matkan päähän on valita kaapeleiksi neljä kappaletta AXMK 4 x 240 mm² -alumiinikaapelia. Yksi kaapeli pystyy siirtämään tehoa noin 300 kVA:n verran. Jos tuotantolaitoksen oletetaan rajoittavan tuottamansa pätötehon suuruus 1 MW:iin, tarkoittaa se 1 123 kVA:n näennäistehoa generaattorin tehokertoimen ollessa 0,89. Koska kolmella kaapelilla voidaan siirtää vain 900 kVA:n teho, ylittyy verkolta vaadittava tehonsiirtoraja kolmen kaapelin verkossa yli 200 kVA:lla. Tästä syystä sisäinen sähköverkko täytyy rakentaa neljällä rinnakkaisella kaapelilla. Kyseisillä kaapeleilla verkon jännitteenalenema jää alle 2 %:n, joka on normien mukainen jännitteenalenema. (Sähköinsinööri 2017.)

Kustannukset kaapeleille saatiin tekemällä tarjouspyyntö Finnparttia Oy:lle. Tarjouksessa pyydettiin hintaa neljälle kaapelille, eli yhteensä 1 300 m:lle kaapelia. Tarjous on liitteenä 1. Toinen hinta kaapelille saatiin Energiaviraston tekemästä selvitystaulukosta (liite 2), jossa on sähköverkon verkkokomponenttien yksikköhintoja vuosien 2014 ja 2015 välillä tehdyistä verkkoinvestoinneista. Taulukon

hinnat on määritetty jakeluverkonhaltijoilta saatujen toteutuneiden investointikustannusten perusteella. (Sähkönjakeluverkon verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 – 2023. 2017.)

Energiaviraston laatiman taulukon kaapelin kilometrihintaan kuuluu kaapelin lisäksi työn suunnittelu, dokumentointi ja asennustyö. Kilometrihintaa ei kuitenkaan sisällä kaivuutyön osuutta, vaan se laskutetaan erikseen. (Sähkönjakeluverkon verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 – 2023. 2017.)

Voimakaapelin kaivuutyön kustannukset saatiin arvioitua myös saman Energiaviraston laatiman taulukon hintatietojen perusteella. Kaivuutyötä eli kaapeliojan kaivuuta ja peittämistä on arviolta 340 m:n matka. Siitä 320 m:ä voidaan kaivaa liitteenä 2 olevan taulukon mukaan tavallisen kaivuulosuhteen hinnalla. Tavallisen kaivuulosuhteen määritelmä täyttyy aina, kun kaivetaan asemakaavan alueella. Tavallinen kaivuulosuhde on käytännössä vähän kiviä sisältävää pelto- maata, jossa ei ole paljon kaivamista hidastavia tekijöitä. (Verkkoinsinööri 2017)

Kaivuutöihin sisältyy myös noin 20 m:n matka vaikean kaivuulosuhteen kaivamista. Vaikeaksi kaivuutyöksi lasketaan asemakaavan alueella tapahtuva kaivuu, jossa on paljon hankalia osuuksia, kuten teiden pinnoitteiden rikkomista ja muiden kaapeliverkkojen seassa kaivamista. Kaivuumaaston ollessa ahdas, hankalakulkuinen tai kivinen, lasketaan se myös vaikeaksi kaivuulosuhteeksi. Kyseisen 20 m:n matkalla täyttyy vaikean olosuhteen määritelmä, koska katkaistavana on kuvassa 7 näkyvä asfalttitie ja alitettava tien vieressä kulkeva valokaapeli ja tehdasalueen läpi kulkeva jakeluverkon korkeajännitekaapeli. (Verkkoinsinööri 2017.)

8.1.2 Pienemmät komponentit

CHP-laitoksen ja tehtaan päähän tarvitaan jokaiseen kaapelin lähtöön 630 A:n varokeytimet, 630 A:n virtamuuntajat ja kWh-mittarit. CHP-laitoksen päässä olevaa sähkökeskusta täytyy myös laajentaa, jotta sinne voidaan kytkeä kaikki neljä AXMK 4 x 240 mm² -kaapelia. Laajennukseen tarvitsee uuden kaapelijakokaapin. Myös tehtaan pään jakokeskusta joutuu laajentaa uudella kaapelijakokaapilla. (Sähköinsinööri 2017.)

Varokeytkimien, virtamuuntajien ja kWh-mittareiden kustannukset ovat liitteessä 1 olevassa Finnparttia Oy:n tekemässä tarjouksessa. Arvioidut kustannukset ovat myös liitteessä 2 olevassa sähköverkon verkkokomponenttien yksikköhintataulukossa, josta löytyy myös kaapelijakokaapin kustannus.

8.1.3 Katkaisija

CHP-laitos tuottaa sähköä vain kahdeksana kuukautena vuodesta. Neljän kuukauden kesäseisakin aikana tehtaaseen menevä sähköteho joudutaan katkaistaan, ja tehdas joutuu siirtymään ottamaan tehoa pelkästään valtakunnan verkosta. Syksyllä sähköntuotannon käynnistyttyä voidaan sähkönjakelu käynnistää uudestaan. Sisäisen sähköverkon tehtaan pää tarvitsee tässä tapauksessa tehtaan pääkeskuksen ja neljän kaapelin väliin katkaisijalaitteen, jolla tehonsiirto katkaistaan keväällä. Syksyllä CHP-laitoksen sähköteho puolestaan voidaan liittää takaisin tehtaan käyttöön.

Katkaisijaksi valittiin ABB:n myynti-insinöörin valitsema kiinteä 3-napainen ABB Sace Emax E1.2N630 FF3 Ekip DIP LSI -katkaisija normaalilla suojarieleellä. Katkaisijan valintaan saatiin apua ABB:n myynti-insinöörin lisäksi sähkötekniikan opettaja Heikki Kurjelta. Katkaisijan yhteyteen liitettäisiin myös Sychro Check tahdistuksen valvoja ja (600 x 600 x 2200) mm kaappi, mihin katkaisija sijoitettaisiin.

8.2 Budjetti

Verkon rakentamisen karkeaan kustannuserittelyyn (kuva 12) otettiin mukaan sähköverkon tärkeimmät ja käytön kannalta suurimmat komponentit. Laskelmissa on mukana sähkökaapeli, kaapelin asennus- ja kaivuutyöt, kaapelijakokaapit, energiamittarit, virtamuuntajat, varokeytkimet, katkaisija ja katkaisijan asennustyöt. Laskelmasta saatu sähköverkon kustannusten suuruus kerrottiin varmuuskertoimella 1,3. Varmuudella kompensoidaan karkean laskelman huomiotta jättämät pienemmät komponentit ja työ- ja materiaalikustannukset CHP-laitoksen sähkökeskuksen laajentamiseen. Varmuuskertoimen aiheuttama lisä on nimetty laskelmaan nimellä muut kustannukset.

Sisäisen sähköverkon kustannuserittely					
Komponentit					
Nimi	Tyyppi	Yksikkö	Määrä	Yksikköhinta	
				€ alv 0	Yhteensä €
Kaapelijakokaappi 0,4 kV: vähintään 630 A	0,4 kV / 630 A	kpl	1	1 800,00 €	1 800,00 €
Kytkinvaroke 3-NAP 3	(KS3KV630)	kpl	8	360,00 €	2 880,00 €
Virtamuuntaja 3X630A	TCD630	kpl	4	68,00 €	272,00 €
Kaksois-energiamittari 3-vaihe	KWH270	kpl	8	188,00 €	1 504,00 €
Katkaisija muuntamalla tehtaan päässä	ABB Sace Emax E1.2N630 FF3 Ekip DIP LSI	kpl	1	4 000,00 €	4 000,00 €
Tahdistuksen valvontalaite + automaatio	Sychro check	kpl	1	500,00 €	500,00 €
Katkaisijan keskuskaappi + liitännät kaapeleille + katkaisijan asennus		kpl	1	5 500,00 €	5 500,00 €
Maakaapeli					
Nimi	Tyyppi	Yksikkö	Määrä	Yksikköhinta	
				€ alv 0	Yhteensä €
0,4 kV maakaapeli + asennus + dokumentointi	240 mm ² maakaapeli	km	1,3	20 300,00 €	26 390,00 €
Kaapelin kaivuutyö	Tavallinen olosuhde	km	0,32	24 200	7 744,00 €
	Vaikea olosuhde	km	0,02	77 200	1 544,00 €
Muut kustannukset					
Nimi	Tyyppi	Kerroin	Kerrottava	Yhteensä €	
Kustannuslaskelman varmuus	Varmuuskerroin	0,3	52 134,00 €	15 640,20 €	
	Muut kustannukset			15 640,20 €	
	Sähköverkon kustannukset			52 134,00 €	
Arvioidut sähköverkon kokonaiskustannukset				67 774,20 €	

KUVA 12. Sisäisen sähköverkon kustannuserittely

Arvioiduksi kokonaishinnaksi sähköverkolle saatiin noin 68 000 €. Suurin osa, eli lähes 36 000 € kustannuksista kohdistuu voimakaapelille, sen kaivuulle ja asennukselle. Noin 16 000 € kokonaiskustannuksista on verkon komponentti- ja työ-
kustannusten päälle lisättyä varmuutta. Kolmanneksi suurin kuluerä kohdistuu
tehtaan pään katkaisijaan, keskuskaappiin ja katkaisijan asennustöihin. Katkaisi-
men kokonaiskustannukset ovat noin 10 000 €.

Kustannuslaskelmassa on oletettu neljästä voimakaapelista koostuvan nipun
mahtuvan sille tarkoitettuun maanalaisesta kaapelitunnelista CHP-laitoksen säh-
kökeskukseen. Mikäli kaapeli ei todellisuudessa mahdu kulkemaan sille laitoksen
rakennusvaiheessa jätetystä tunnelista, nousevat verkon kustannukset reilusti.

9 SISÄINEN SÄHKÖVERKKO TOHOLAMMIN TEOLLISUUSALUEELLE

9.1 Tehtaan sähkön osto kesäisin

Mikäli verkko rakennettaisiin CHP-laitoksen ja muovinkierrätystehtaan välille, olisi tehtaan ostettava ympäri vuoden sähköä myös valtakunnan verkosta, koska sisäisestä verkosta tulevan sähkön määrä ei yksi riittäisi tehtaan tarpeisiin. Luonnollisesti kesäaikana CHP-laitoksen seisakin aikana muovinkierrätystehdas joutuisi ostamaan kaiken sähkönsä valtakunnan verkosta.

9.2 Hankkeen onnistuminen

Sisäisen sähköverkon minimivaatimukset täyttyvät, jos sisäistä sähköverkkoa omistaa ja hallinnoi sama taho, joka omistaa ja hallinnoi verkon rakennusalueen kiinteistöjä. On myös mahdollista rakentaa sisäinen sähköverkko siten, että kiinteistöt, joiden alueelle verkko rakennetaan, ovat vain verkon omistajan hallinnassa, eli vuokralla. Toisin sanoen sähköverkon omistajan ei tarvitse välttämättä omistaa kiinteistöjä, koska pelkkä kiinteistöjen hallitseminen riittää.

Verkon minimivaatimukset eivät täyty, eikä verkkoa voida rakentaa sellaisessa tilanteessa, jossa sisäisen sähköverkon omistaja omistaa verkon rakennusalueen kiinteistöt, mutta jotain kiinteistöä hallitsee joku ulkopuolinen toimija. Kiinteistöjen ja verkon on oltava saman omistajan hallinnassa tai omistuksessa, jotta sähköverkkotoiminta olisi laillista.

Jos Toholammin tapauksessa kunta omistaisi ja hallitsisi sisäisen sähköverkon ja verkon rakennusalueen kiinteistöjä, olisi verkon rakentaminen ja sähköverkkotoiminta laillista. Nykyisin kuitenkin kunnan omistamalla kiinteistöllä oleva muovinkierrätysyrittäjä maksaa vuokraa kiinteistöstä kunnalle, jolloin se myös hallitsee kiinteistöä. Tilanne, jossa verkon omistaja omistaa ja hallitsee vain sähköverkkoa, mutta ei verkon rakennusalueen kiinteistöä, ei ole laillinen.

Jotta verkko voitaisiin rakentaa, täytyisi kiinteistöjen hallintasuhteet määrittää siten, että yksi taho hallitsisi kaikkia kiinteistöjä ja maksaisi rakennettavan sähköverkon. Jos kunta rakentaisi verkon, olisi sen hallinnoitava muovialan yrityksen kiinteistöä, jolloin muovialan yrityksen ei pitäisi maksaa vuokraa kiinteistöstään. Myös Toholammin Energia Oy:n CHP-laitoksen kiinteistön hallintasuhteet olisi määritettävä siten, että kunta hallitsisi kiinteistöä täysin. Verkko olisi myös laillinen silloin, jos muovialan yritys saisi hallintaansa Toholammin Energia Oy:n kiinteistön ja rakennuttaisi sisäisen sähköverkon kiinteistöjen välille itse toimien samalla verkon omistajana ja hallitsijana.

Voidaan todeta, että nykyisillä kiinteistöjen hallintasuhteilla verkon rakentaminen ja sähköverkkotoiminnan harjoittaminen verkkoa käyttäen on lainvastaista. Sähköverkkotoimintaa voitaisiin kuitenkin harjoittaa, jos hallintasuhteita voitaisiin muuttaa. Myös näillä omistus- ja hallintasuhteilla verkkotoimintaa voidaan harjoittaa, jos paikallinen verkkoyhtiö antaa verkkotoiminnan harjoittamiselle luvan.

Erityistä sähköverkkolupaa kysyttäessä paikalliselta verkonhaltijalta, oli vastauksena ehdoton ei. Tällainen verkkotoiminta olisi heille kilpailevaa toimintaa ja sähkön siirrosta saatavat kulut olisivat heiltä pois. Tästä syystä ainoa keino rakentaa verkko laillisesti on muuttaa omistus- ja hallintasuhteita kiinteistöjen välillä.

9.3 Syöttötariffituki ja verotus

Mikäli verkon minimivaatimukset saataisiin täyttymään, ei verkolla olisi vaikutusta CHP-laitoksen saamaan syöttötariffitukeen. Energiaviraston mukaan syöttötariffitukeen ei vaikuta se, mihin verkkoon sähköä syötetään. Tuotantotukea voi vastaanottaa laillisesti myös silloin, kun sähköä syötetään sisäiseen sähköverkkoon tavanomaisen sähköverkon sijasta. (Johtava asiantuntija 2017.)

On kuitenkin huomioitava, että sähkönmittausjärjestelmää on muutettava silloin, kun tuotantolaitos alkaa syöttää sähköä sisäiseen sähköverkkoon tavanomaisen sähköverkon lisäksi. Käytännössä voimalaitoksen mittarin täytyy olla verkonhaltijan mittariston takana. Muuten energiavirasto ei saa tietoonsa tukeen oikeutettavan sähköntuotannon oikeaa suuruutta. Tilanteessa, jossa tuotantolaitos on siirtymässä tuottamaan sähköä sisäiseen sähköverkkoon, on hyvä ottaa yhteyttä

Energiaviraston Uusiutuvan energian osastoon, jotta sähkön mittaus toteutetaan varmasti oikealla tavalla. (Johtava asiantuntija 2017.)

Myöskään sähkönmyynnin verotukseen ei tule muutoksia nykyiseen tilanteeseen verrattuna. Myös sisäisessä sähköverkossa sähköntuottaja maksaa tuotetusta sähköstä sähköveron ja veloittaa sen myöhemmin sähkön loppukäyttäjältä. (Valmisteverotus 2017.)

10 YHTEENVETO

Opinnäytetyö koostuu kahdesta osasta, joista ensimmäisessä osassa selvitettiin, voidaanko yli 1 MVA:n sähköntuotantolaitos luokitella alempaan alle 1 MVA:n kokoluokkaan generaattorin tehoa rajoittamalla. Toisessa osassa selvitettiin sisäisen sähköverkon rakentamisen minimivaatimukset ja rakennuskustannukset.

Ensimmäisen työosan tarkoituksena oli selvittää, voidaanko 1,4 MW:n suuruinen sähkögeneraattori ja tuotantolaitos luokitella alempaan alle 1 MVA:n kokoluokkaan rajoittamalla generaattorin tuottamaa tehoa. Mikäli kokoluokan alentaminen oli tällä tavoin mahdollista, selvitettävänä oli viranomaisten sallima tapa tehonrajoitukseen. Tehonrajoitukseen oli myös löydettävä järkevä keino. Selvitettävänä oli myös, tuoko kokoluokan alentaminen todellisuudessa helpotuksia ja säästöjä tuotantolaitokselle ja kuinka suurina olisivat siitä saatavat mahdolliset taloudelliset hyödyt. Kokonaistavoitteena ensimmäisessä työosassa oli tutkia, oliko kokoluokan tavoittelu generaattorin tuottamaa tehoa rajoittamalla mahdollinen laillisesti ja teknisesti sekä järkevä taloudellisesti.

Tavoitteena yrityksellä oli alentaa kokoluokkaa ja saavuttaa sillä tavoin säästöjä. Säästöjä yritys tavoitteli pientuotannon erilaisen taseselvitystavan myötä. Pienemmän kokoluokan tavoittelu on Toholammin Energia Oy:n tapauksessa järkevää, koska nykyinen sähköntuotanto on laitoksessa niin pientä, että laitos voitaisiin sen puolesta luokitella pienempään kokoluokkaan.

Toisen työosan tarkoituksena oli selvittää, voidaanko Toholammin Energia Oy:n ja vieressä olevan muovinkierrätystehtaan välille rakentaa sisäinen sähköverkko ja onko sähkön myyminen verkossa CHP-laitoksen ja tehtaan välillä laillista. Tarkoituksena oli myös selvittää viranomaisten vaatimukset verkolle ja sen rakentamiselle. Mikäli verkon rakentaminen olisi mahdollista, täytyi tutkia hankkeen taloudellinen järkevyys tekemällä verkon rakentamisesta karkea kustannuslaskelma. Oli myös selvitettävä, vaikuttaako verkon rakentaminen ja sähkön myynti sisäisen sähköverkon kautta laitoksen saamaan sähköntuotantotukeen ja pitääkö verkossa myytävästä sähköstä maksaa veroja. Oli myös ratkaistava, mistä tehdas ostaa sähkönsä kesällä, kun tuotantolaitos ei sitä tuota.

Ennen toukokuuta 2017 tuotantolaitos ja generaattori kokoluokitellaan 2013 vuoden tasepalvelun sovellusohjeessa määritellyn generaattorin kilpiarvon nimellistehon MVA mukaan. Alle 1 MVA:n tuotantolaitoksen ja generaattorin kokoluokittelu olisi ennen toukokuuta 2017 mahdollista saavuttaa tehonrajoituksen avulla, jos generaattorin kilpiarvo pystyttäisiin muuttamaan vastaamaan alle 1 MVA:n nimellistehoa. Kilpiarvon vaihtaminen ei kuitenkaan ole mahdollista, sillä ABB:n ei ole laillista myöntää generaattorille uutta, pienempää kilpimerkintää tällaiseen tilanteeseen. Generaattorin tehonrajoitus ja laitoksen kokoluokituksen alentaminen alle 1 MVA:n kokoluokkaa ei ole mahdollista ennen toukokuuta 2017.

Toukokuun 2017 alussa voimaan astuva uusi Pohjoismaiden yhteinen taseselvitysmalli Nordic Imbalance Settlement model eli NBS-malli kumoaa entisen tasepalvelun sovellusohjeen. Uudessa NBS-mallissa 1 MVA:n kilpiarvon nimellisteho vaihtuu 1 MW:n pätötehoon eikä taseohjeissa ole enää mainintaa nimellistehosta.

Uuden NBS-mallin myötä tuotantolaitos kokoluokitellaan generaattorin tuottaman pätötehon mukaan yli tai alle 1 MW:n laitokseksi eli pientuotantoyksiköksi tai normaalituotantoyksiköksi. Toukokuusta 2017 alkaen Toholammin Energia Oy:n 1,4 MW:n generaattori voidaan luokitella alle 1 MW:n kokoluokkaan, jos sen tuottama sähköteho pystytään rajoittamaan alle 1 MW:iin. Viranomaisille ei ole merkitystä minkälaisella tavalla generaattorin teho on rajoitettu, kunhan teho pysyy pientuotannon tapauksessa alle 1 MW:ssa.

Uuden mallin mukainen kokoluokitus tuo tuotantolaitokselle myös riskitekijän, jos alempaan kokoluokkaan luokiteltu 1 MW:n generaattori tuottaakin sallittua enemmän tehoa. Mikäli hetkellinen pätöteho ylittää 1 MW:n tehon laitoksen ollessa pientuotantoyksikkönä, toimii laitos taseohjeiden vastaisesti. Tuotantolaitoksen ylittäessä tehorajaa jatkuvasti tai paljon, voidaan tuotantolaitos tuomita sakkoihin. Varmaa tietoa sakkojen suuruudesta ei voida sanoa, koska tähän mennessä yksikään sähköntuottaja ei ole ylittänyt tehorajaa. Toisaalta pienet harvoin sattuvat ylitykset eivät ole vakavia, eikä niihin eSettin asiantuntijan mukaan puututa.

Vaikka toukokuussa 2017 voimaan astuu uusi taseohje, ei 1 MW:n tehoraja ole käytössä vielä kaikkialla. Taseohjeen ulkopuolelle jäävät sähköntuotantoon liittyvät toimijat käyttävät vielä toistaiseksi 1 MVA:n nimellistehoa omissa ohjeissaan. Esimerkiksi verkkoyhtiöt veloittavat vielä oman tuotannon kulutusmaksua laitoksen nimellistehoarvon mukaan yli 1 MVA:n laitoksilta. Verkkoyhtiöillä on myös sama nimellistehoraja käytössä oman tuotannon kulutuksen mittauksessa, jolloin yli 1 MVA:n tuotannon kohdalla oman tuotannon mittausvastuut muuttuvat.

Lain mukaan myös sähköteholtaan vähintään 1 MVA:n voimalaitosten tulee ilmoittaa sähkömarkkinaviranomaiselle voimalaitoksen rakentamista, käytöstä poistamisesta, tehonkorotusta tai pysyvää tehonalentamista koskevista asioista. Myös yli 1 MVA:n laitosten tulee ilmoittaa oma sähköntuotannon kapasiteetti Energiavirastolle.

Tuotantolaitoksen kokoluokituksen muutos pientuotantoyksiköksi alle 1 MW:n kokoluokkaan tehdään ottamalla yhteyttä nykyiseen taseselvitysyksikköön eSettiin. eSett muuttaa laitoksen tuotantotyyppin pientuotannoksi omiin tietokantoihinsa. Muutoksen yhteydessä laitokselle on kohdistettava myös sähkön myyjä, joka tulee myymään laitoksen pientuotantoa kuluttajille.

Parhaaksi generaattorin pätötehon rajoitustavaksi ilmeni turbiinin antotehon rajoitus generaattoriin tehtävien muutosten sijasta. Työssä päädyttiin generaattorin sijasta miettimään turbiinin antotehoon vaikuttavia tekijöitä ja tehonrajoitusta tutkittiin sen kautta. Turbiinin antoteho määräytyy ORC-prosessin laitteistossa orgaanisen nesteen lämpöenergian mukaan. Tuomalla ORC-prosessin esilämmittimelle ja höyrystimelle pienempi määrä viileämpää kuumaöljyä laskee turbiinin tuottama teho ja edelleen generaattorin tuottama pätöteho.

Turbiinin antotehon nopea säätö voidaan toteuttaa rajoittamalla kuumaöljyn virtausta tuotantolaitoksen valvomon prosessiohjaustietokoneelta säädettävän kuumaöljyn säätöventtiilin avulla. Säätöventtiilin asentoon tehtävä 5 %:n pienennys laskee generaattorin pätötehoa parhaimmillaan 20 kW. Venttiilin säätövaran loppuessa muutoksia on tehtävä kuumaöljyn lämpötilaan tai kuumaöljyn virtausnopeuteen.

Kun tehonrajoitus tehdään kuumaöljyn säätöventtiiliä manuaalisesti säätämällä, ei se vaadi laitokselta uusia investointeja. Rajoitustavan huonona puolena on manuaalisuus, eli tehonrajoitus on aina toteutettava jonkun henkilön toimesta. Parempi ratkaisu olisi tehdä investointi valvomon tietokoneen automaatiojärjestelmään ja muuttaa säätöventtiili säätymään automaattisesti kaukolämmön menoveden ja kuumaöljyn lämpötilan lisäksi generaattorin pätötehon mukaan.

Kokonaisuudessaan tehonrajoitus ja siitä seuraava kokoluokan alentaminen normaalituotantoyksiköstä pientuotantoyksiköksi ei ole kannattavaa. Normaalituotannon muuttuessa pientuotannoksi vähentyy tuotantolaitoksen kulut tuotantosuunnitelman laatimisen, mahdollisien tasesähkökulujen ja taseenhoitomaksun verran. Kuukaudessa tämä vastaa noin 550 €.

Tilalle pientuotannossa kuitenkin tulee 3 €:n marginaalimaksu, joka vähennetään sähköstä maksettavasta sähkön pörssihinnasta. Marginaalimaksusta aiheutuva kulu on laitoksen nykyisellä sähköntuotantomäärällä suurempi kuin normaalituotannon kulut yhteensä. Nykyisellä kuormituksella Toholammin Energian yhden lämmityskauden aikana sähköntuotannon tulot ovat normaalituotannossa noin 2000–6000 € suuremmat kuin pientuotannossa.

Teoriassa kokoluokan alentaminen olisi järkevää vasta silloin, kun tuotantolaitoksen keskimääräinen kuukausituotantomäärä laskisi alle 190 MWh:iin. Tällöin pientuotanto voisi tulla joissain tilanteissa kannattavammaksi. Jos laitoksen sähköntuotanto tippuisi alle 190 MWh:iin kuukaudessa, ei se kuitenkaan suoraan tarkoita pientuotannon olevan kannattavampaa. Normaalituotannossa oikeaan aikaan tehdyllä oikeanlaisella kulutustasesähkön myynnillä normaalin sähköntuotannon tulot voivat nousta edelleen pientuotantoa suuremmiksi.

Ensimmäisessä työsassa haastavinta oli oikean tiedon löytäminen. Koska Toholammin Energia Oy:n tehonrajoituksella tavoiteltava tuotantolaitoksen kokoluokan alentaminen olisi ehkä ensimmäinen Suomessa, ei valmiita malleja tai ohjeita tilanteeseen löytynyt lainsäädännöstä tai mistään ohjeista. Tieto oli käytännössä löydettävä lukuisten asiantuntijoiden kanssa käytyjen puhelinkeskustelujen poh-

jalta samalla peilaten heidän antamaa tietoa Suomen lakiin ja erilaisiin sähkön-
tuotannon ohjeisiin. Koska tieto on saatu moniin kohtiin puhelimitse, jää tuloksien
todenmukaisuuksiin aina pieni epävarmuus.

Myös pien- ja normaalituotannon vertailulaskelmat vaativat aikaa, sillä aluksi oli
todella haastavaa hahmottaa, miten tuotantotyyppinä voisi verrata keskenään
kannattavuuden osalta. Lopulta Toholammin Energian toteutuneet tuotantorapor-
tit ja sähkönmyyjältä saatu marginaaliarvo auttoivat hahmottamaan, kumpi tuo-
tantotyyppistä on Toholammin Energialle parempi ratkaisu. Marginaaliarvon to-
denmukaisuudessa tosin voi olla pieni epävarmuus, koska sähkönmyyjä antoi
saman marginaaliarvon tämän kokoluokan sähköntuotantolaitokselle kuin olisi
antanut yksityiselle aurinkosähkön tuottajallekin. Vaikka marginaali olisikin esi-
merkiksi muutaman kymmenen senttiä pienempi, ei se tekisi pientuotannosta sil-
tikään normaalituotantoa kannattavampaa Toholammin Energialle.

Toisessa työsässä selvitettiin, voidaanko Toholammin Energia Oy:n ja vieressä
olevan muovinkierrätystehtaan välille rakentaa sisäinen sähköverkko ja onko
sähkön myyminen verkossa CHP-laitoksen ja tehtaan välillä laillista. Toisessa
osassa selvitettiin myös viranomaisten vaatimukset verkolle ja sähköverkon ra-
kentamiselle laskettiin arvioidut kokonaisrakennuskustannukset. Myös verkon
vaikutus laitoksen saamaan syöttötariffitukeen ja verkossa myytävän sähkön ve-
rotukseen saatiin selvyys. Samoin muovinkierrätystehtaan sähkön ostaminen
CHP-laitoksen kesäseisäkin aikana ratkaistiin.

Energiaviraston asiantuntijoiden antamista tiedoista ja Suomen laista koottiin si-
säisen sähköverkon laillisuuden minimivaatimukset täyttävä malli. Sisäinen säh-
köverkko on mahdollista rakentaa, ja siinä on laillista myydä sähkö ilman verkon-
haltijan erityislupaa, jos verkko sijaitsee saman omistajan omistamalla tai hallit-
semalla alueella olevan kiinteistön tai useamman toisiinsa rajoittuvan kiinteistön
alueella. Verkko ei saa kulkea kenenkään muun kuin verkon rakentajan omista-
man tai hallitseman kiinteistön alueella, jotta laillisuus säilyy. Verkon omistajan
on myös oltava sama kuin verkon rakentamisalueen kiinteistöjä hallitseva tai
omistava taho.

Verkon rakentaja on vastuussa verkon hallinnasta, ylläpidosta ja sähkön kulutuksen mittaamisesta verkon sisällä. Koska verkon rakentaja hallinnoi verkkoaan, voi se määrittää sähkön siirrolle hinnan omassa verkossaan. Sisäisestä sähköverkosta tulee vain yksi yhteinen sähköliittymä jakeluverkon haltijan suuntaan. Jakeluverkonhaltijan vastuulla ei ole kuin sähköverkon kokonaiskulutuksen mitaus verkon rajapisteessä.

Työssä saatiin myös selville, etteivät verkon rakentaminen ja siinä myytävä sähkö vaikuta CHP-laitoksen saamaan syöttötariffitukeen tai sen suuruuteen. Verotus ei myöskään verohallinnon asiantuntijan mukaan poikkea sisäisessä sähköverkossa myytävässä sähkössä mitenkään normaalin sähkönmyynnin osalta.

Muovinkierrätystehtaan sähkön ostamisessa tehdas jatkaisi verkon rakentamisen jälkeen sähkön ostoa valtakunnan verkosta kuten tähänkin asti. Erona tilanteessa olisi vain ostettavan sähkön määrä, jota ei enää tarvitsisi ostaa valtakunnan verkosta niin paljoa. Kesäisin CHP-laitoksen seisakin aikana muovinkierrätystehtas ostaisi kaiken sähkön valtakunnan verkosta.

Sähköverkon rakentaminen ja siihen tarvittavat komponentit maksavat karkean kustannuslaskelman mukaan noin 68 000 €. Kustannuslaskelmassa huomioitiin vain suurimmat ja verkon kannalta merkittävimmät komponentit ja asennustyö. Verkon rakentamisen hinta-arviot voimakkaapelille ja sen asennustyölle saatiin Energiaviraston tekemästä sähkönjakeluverkon verkkokomponenttien yksikköhinnastosta. Muiden laskelmassa olevien komponenttien hinnat saatiin ABB:ltä ja sähkötukkurilta.

Kustannuslaskelmaan lisättiin 30 % varmuutta päälle, millä huomioidaan laskelman epätarkkuutta ja pienempien huomiotta jääneiden komponenttien ja asennustöiden kustannuksia. Verkon hinta voi nousta laskelmaa korkeammaksi, jos CHP-laitokseen rakennettu kaapelitunneli on liian pieni neljälle kaapelille. Tällöin rakennuskustannuksiin joudutaan lisäämään tunnelin suurentamisesta aiheutuvat kulut.

Verkon kustannuslaskelman kustannuksia voisi toisaalta laskea todellisuudessa tehtävät tarjouspyynnöt, koska tämän työn laskelmissa on käytetty listahintoja ja hinta-arvioita. Oikeaan tarjouspyyntöön voisi olla mahdollista saada alennuksia.

Verkon komponenttien valinnoissa ei ole käytetty omaa osaamista ollenkaan, vaan komponenttien valinnat on tehty työn ulkopuolella olevien henkilöiden ohjeiden ja valintojen mukaan. Koska komponenttivalinnat on tehty karkeasti sähköpostin, puhelimen ja tapaamisten välityksellä, voi laskelma sisältää pieniä virheitä, jotka näkyvät lopullisessa verkon hinnassa. Mahdolliset virheet laskelmassa eivät olettavasti ole voimakaapelin ja sen asennuksen hinnassa, vaan pienempien ja huomiotta jätettyjen komponenttien hinnoissa. Koska laskelman kustannuksista lähes puolet kuuluu voimakaapelille ja sen asennukselle, ei verkon todellisen hinnan pitäisi poiketa paljoa arvioidusta.

Sisäisen sähköverkon rakentamisen ja sähkönmyynnin laillisuus ratkaistiin Energiaviraston asiantuntijoiden ja Suomen lain avulla. Koska Toholammin kunta omistaa kaikki kiinteistöt, joille verkko on suunnitteilla ja kiinteistöt sivuavat toisiaan, olisi verkon rakentaminen sen osalta laillista. Kunnan kiinteistöllä oleva muovinkierrätystehdas, jonka kiinteistölle verkko osittain tulisi, kuitenkin maksaa kiinteistöstään vuokraa Toholammin kunnalle. Koska muovinkierrätysyritys maksaa kiinteistöstä vuokraa, hallitsee se samalla kyseistä kiinteistöä. Sisäisen sähköverkon minimivaatimus yhdestä omistajasta ja hallinnoijasta ei tällaisessa tilanteessa enää täyty, koska muovinkierrätysyritys hallitsee omaa kiinteistöään. Verkkoa ei ole hallinta- ja omistussuhteiden vuoksi laillista rakentaa Toholammin Energian CHP-laitoksen ja muovinkierrätystehtaan välille, eikä siinä ole laillista myydä sähköä ilman verkonhaltijan erityislupaa.

Haastavinta työn toisessa osuudessa oli määrittää sähköverkolle tarvittavat komponentit ja verkon kokonaishinta. Haastavaksi hinnan määrittämisen teki se, ettei minulla työn tekijänä ollut koulutusta sähkökomponenttien mitoittamiseen tai verkon rakentamiseen. Käytännössä kaikki komponenttien valinnat ja mitoittukset teki joku työn ulkopuolinen henkilö. Kyselin itse komponenttien hinnat ja laskin verkolle kokonaiskustannukset. Energiaviraston verkkokomponenttien yksikköhinnasto kuitenkin auttoi kustannusten määrittämisessä suuresti, ja ilman sitä verkon kustannukset olisivat paljon nykyistä karkeampia.

Opinnäytetyö toteutettiin etsimällä tietoa internetistä ja soittamalla eri alan ja eri yritysten asiantuntijoille. Eniten tietoa työhön saatiin Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridiltä ja sen asiantuntijoilta, uuden taseselvitysyksikkö eSettin NBS-mallista

ja eSettin asiantuntijoilta, Suomen laista ja Energiaviraston asiantuntijoilta. Myös muilta sähköntuotannon toimijoilta, kuten Toholammin Energia Oy:n sähkön myyjältä ja verkonhaltijalta saatiin työhön tietoa. Työn kannalta merkittävimmät tulokset, jotka liittyvät tehonrajoitukseen ja sisäisen sähköverkon laillisuuteen, saatiin selville puhelinkeskustelujen kautta.

LÄHTEET

Applications. 2017. Turboden. Saatavissa:

<http://www.turboden.eu/en/applications/applications-overview.php>. Hakupäivä 12.1.2017.

Automaatioasiantuntija. 2017. ABB Oy. Vaasa. Puhelinhaastattelu 16.2.2017.

CHP-laitokset. Kerava: Höyrytys Oy. Saatavissa:

<http://www.hoyrytys.fi/laitokset/chp-laitokset>. Hakupäivä 9.1.2017.

Description of the ORC technology for biomass Combined Heat and Power plants as well as further possibilities for process integration. Bioenergiesysteme GmbH. Saatavissa:

<http://www.bios-bioenergy.at/en/electricity-from-biomass/orc-process.html>. Hakupäivä 11.1.2017.

Erityisasiantuntija. 2017. Tekninen valvonta. Verkot. Energiavirasto, Helsinki. Puhelinhaastattelu 2.3.2017.

Huivilinna, Janne 2014. Sähkövarasto mullistaa sähköntuotannon. Blogi. Helen Oy. Saatavissa:

<http://blogi.helen.fi/sahkovarasto-mullistaa-sahkontuotannon/#comment-jump>. Hakupäivä 19.1.2017.

Huhtinen, Markku – Korhonen, Risto – Pimiä, Tuomo – Urpalainen, Samu 2011. Voimalaitostekniikka. 109-113. Kotka: Opetushallitus.

Johtava asiantuntija. 2017. Tekninen tiimi. Helsinki: Energiavirasto. Puhelinhaastattelu 7.3.2017.

Kaksi- ja yksihintajärjestelmä. Fingrid Oyj. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasemallinkuvaus/kaksijayksihintajarjestelma/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 8.5.2017.

Kulutustase. Fingrid Oyj. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasemallinkuvaus/kulutustase/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 16.1.2017.

L 65 / 2009, 2 7 §. Valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20090065>. Hakupäivä 16.1.2017.

L 217 / 2016, 2 5 §. Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta annetun valtioneuvoston asetuksen muuttamisesta. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2016/20160217>. Hakupäivä 16.1.2017.

L 217 / 2016, 4 2 §. Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta annetun valtioneuvoston asetuksen muuttamisesta. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2016/20160217>. Hakupäivä 3.3.2017.

L 588 / 2013, 1:14 3 §. Sähkömarkkinalaki. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Pidp839248>. Hakupäivä 16.1.2017.

L 588 / 2013, 10 71 §–72 §. Sähkömarkkinalaki. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Pidp839248>. Hakupäivä 3.3.2017.

L 30.12.2010 / 1396, 2 6–8 §. Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2010/20101396>. Hakupäivä 7.3.2017.

L 309 / 2003, 1–3 §. Kauppa ja teollisuusministeriön asetus voimalaitosten omakäyttölaitteista. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2003/20030309>. Hakupäivä 2.5.2017.

Lintunen, P 2016. Pohjoismainen taseselvitysmalli - koulutus 9.2.2016 - Pasi Lintunen, Markkinatoimijoiden pyynnöstä tarkennettuja asioita NBS-malliin. SlideShare diat. Saatavissa:

<https://www.slideshare.net/eSett/pohjoismainen-taseselvitysmalli-koulutus-922016-pasi-lintunen-markkinatoimijoiden-pyynnst-tarkennettuja-asioita-nbsmalliin>. Hakupäivä 18.4.2017.

Loisteho. Sähköturvallisuuden Edistämiskeskus ry. Saatavissa:

https://www.stek.fi/kysy_sahkosta/sahkoverkot/fi_FI/loisteho/. Hakupäivä 28.5.2017.

Maksut. 2017. Fingrid Oyj. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/maksut/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 15.5.2017.

Myllymäki, Asko. 2017. Käyttöpäällikkö. Toholammin Energia Oy. Puhelinhaastattelu. 16.5.2017.

Myynti-insinööri. 2017a. Moottorit ja generaattorit. ABB Oy, Oulu. Puhelinhaastattelu 27.1.2017.

Myynti-insinööri. 2017b. Korpelan Voima Oy, Kannus. Puhelinhaastattelu 2.5.2017.

Määritelmiä. Fingrid. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/maaritelmia/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 12.5.2017.

Nurmi, Simo – Kettu, Riku 2012. Lausunto. Lausunto Toholammin voimalaitoksen ja teollisuuslaitosten kiinteistöryhmästä. Energiamarkkinavirasto. Tekijän hallussa.

Näennäisteho. 2017. Wikipedia. Saatavissa:

<https://fi.wikipedia.org/wiki/N%C3%A4enn%C3%A4isteho>.

Hakupäivä

28.5.2017.

Ohje sähköverkkoluvan hakemisesta uudistetun sähkömarkkinalain (588/2013) voimaan tullessa. 2013. Liitetiedosto. Energiavirasto, Helsinki. Saatavissa:

<https://www.energiavirasto.fi/ohje-sahkoverkkoluvan-hakemisesta-uuden-sahko-markkinalain-voimaan-tullessa>. Hakupäivä 3.3.2017.

Operations manager. 2017. Esett Oy, Helsinki. Puhelinhaastattelu 6.2.2017.

ORC-laitos. 2014. Toholammin Energia Oy. Saatavissa:

<http://www.toholamminenergia.fi/lammityskattilat/orc-laitos/>.

Hakupäivä

16.5.2017.

ORC-tekniikka. Calefa. Saatavissa:

<http://www.calefa.fi/fi/palvelut/teknologiat/orc/>. Hakupäivä 12.1.2017.

ORC-matalalämpövoimalaitos. Konwell. Saatavissa:

<http://www.konwell.fi/fi/energiaratkaisut/orc-matalalampovoimalaitos>. Hakupäivä

11.1.2017.

ORC brochure – 2016. 2017. Presentations.Turboden. Saatavissa:

<http://www.turboden.eu/en/public/downloads/NEW%20-%20ORC%20Brochure%20leaflet%20LR.pdf>. Hakupäivä 12.1.2017.

Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja. Ohjeet ja säännöt markkinaosapuolille. 2017. Esett Oy. Helsinki. Saatavissa:

https://www.esett.com/wp-content/uploads/2017/04/NBS_Kaesi-kirja_SUOMI_2.21.pdf. Hakupäivä 8.5.2017.

Pienen kokoluokan CHP –teknologiasta lisää voimaa Etelä-Pohjanmaan metsäkeskusalueelle. Seinäjoen ammattikorkeakoulu. Saatavissa:

<http://www.seamk.fi/loader.aspx?id=40cb1858-1350-45e0-bd8a-9da290220e14>.

Hakupäivä 10.1.2017.

Pientuotannon osto - sopimusehdoissa huomioitavia asioita. 2015. Energiateollisuus. Saatavissa:

http://energia.fi/files/190/Pientuotannon_osto_sopimusohje_20150527.pdf. Ha-

kupäivä 14.1.2017.

Raportointi. Fingrid. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/raportointi/Sivut/default.aspx>.

Hakupäivä 12.5.2017.

Service Coordinator. 2017. CSA Department Turboden S.r.l. Fwd: Power generation output restriction? Sähköpostiviesti. Vastaanottaja: Arto Ylitalo. 21.2.2017.

Senior Energy Specialist. 2017. Physical Market. Enegia Group Oy. Puhelinhaastattelu 20.4.2017.

SMG-2100: SÄHKÖTEKNIikka. Tampereen teknillinen yliopisto. Saatavissa:

<https://www.tut.fi/smg/tp/kurssit/SMG-2100/2012/periodi2/luento11.pdf>. Haku-

päivä 28.5.2017.

Sähköenergian varastointi. Sähköturvallisuuden edistämiskeskus ry. Saatavissa:

https://www.stek.fi/Perustietoa_sahkosta/fi_FI/Sahkoenergian_varastointi/. Ha-

kupäivä 19.1.2017.

Sähköinsinööri. 2017. Re: Sisäinen sähköverkko_CHP-Laitos. Sähköpostiviesti.

Vastaanottaja: Toni Mäki-Asiala. 8.3.2017.

Sähkönjakeluverkon verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 – 2023. 2017.

Energiavirasto. Helsinki. Saatavissa:

<https://www.energiavirasto.fi/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023>.

Hakupäivä 15.3.2017

Säätösähkömarkkinat. Fingrid Oyj. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasehallinta/saatosahkomarkkinat/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 9.5.2017.

Tarjous. 2017. Finnparttia Oy. Sähköpostiviesti. Vastaanottaja: Toni Mäki-Asiala. 20.3.2017.

Tasehallinta. Fingrid Oyj. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasehallinta/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 19.1.2017.

Tasepalvelupäällikkö. 2017. Fingrid Oyj. Puhelinhaastattelut tammikuussa 2017.

Tasemallin kuvaus. Fingrid Oyj. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasemallinkuvaus/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 5.5.2017.

Tasepalvelun sovellusohje. 2013. Fingrid Oyj. Saatavissa:

http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Tasevastaavaseminaarit/8.11.2012/TasepalvelusopTasepal%202013%20liite%201%20sovellusohje_tvip.pdf. Hakupäivä 14.1.2017.

Tasesähkö. Fingrid Oyj. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/tasesahko/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 5.5.2017.

Tasesähkökauppa ja taseselvitys. Fingrid Oyj. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 16.1.2017.

Taseselvityksen eteneminen. Fingrid Oyj. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/a..siakkaat/tasepalvelut/taseselvitys/taseselvitykseneteneminen/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 8.5.2017.

Tasevastaavan ja Fingridin välinen sopimus tasehallinnasta. 2015. Markkinointitoimikunta. Fingrid. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Markkinatoimikunta/2015/3.6.2015/2.%20Tasevastaavan%20ja%20Fingridin%20v%C3%A4linen%20sopimus%20tasehallinnasta.pdf>. Hakupäivä 8.5.2017.

Tuotantotase. Fingrid. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasemallinkuvaus/tuotantotase/Sivut/default.aspx>. Hakupäivä 16.1.2017.

Tuotantotuki. 2017. Helsinki: Energiavirasto. Saatavissa:

<https://www.energiavirasto.fi/tuotantotuki1>. Hakupäivä 7.3.2017.

Tuotantoraportti 1.1.2017–31.1.2017. 2017. Toholammin Energia Oy. Opinnäytetyön tekijän hallussa.

Tuotannon verkkopalvelumaksut 1.3.2013. Korpelan voima Oy. Kannus. Saatavissa:

http://www.korpelanvoima.fi/Data/c77f6cc2-dd29-4e56-b805-6cd074d85a7a_Tuotannon%20verkkopalvelumaksut.pdf. Hakupäivä 25.4.2017.

Turboden Organic Rankine Cycle for biomass cogeneration: how it works. 2010.

Turboden Italy Video. Saatavissa:

<https://www.youtube.com/watch?v=UGYTE1oojA>. Hakupäivä: 11.1.2017.

Uusitalo, Antti 2015. Hukkalämmöstä sähköä. Promaint-lehti 22.4.2015. Saatavissa:

<http://www.promaintlehti.fi/Turvallisuus-ja-ymparisto/Hukkalammosta-sahkoa>.

Hakupäivä 11.1.2017

Valmisteverotus. 2017. Energiavero. Verohallinto. Puhelinkeskustelu 7.3.2017.

Verkkoinsinööri. 2017. Energiavirasto. Verkot. Tekninen valvonta. Helsinki. Puhelinkeskustelu 15.3.2017.

Voimalaitosrekisteri. Energiavirasto 2017. Saatavissa:

<https://www.energiavirasto.fi/voimalaitosrekisteri>. Hakupäivä 16.1.2017.

What is Combined Heat and Power. 2017. Theade. Saatavissa:

http://www.theade.co.uk/what-is-combined-heat-and-power_15.html. Hakupäivä 9.1.2017.

Woodford, Chris. 2016a. Combined heat and power (CHP) cogeneration. Explainthatstuff. Saatavissa:

http://www.explainthatstuff.com/combinedheatpower_cogeneration.html.

Hakupäivä 10.1.2017.

Woodford, Chris. 2016b. Power plants (power stations). Explainthatstuff. Saatavissa:

<http://www.explainthatstuff.com/powerplants.html>. Hakupäivä 10.1.2017.

Woodford, Chris. 2016c. Steam turbines. Explainthatstuff. Saatavissa:

<http://www.explainthatstuff.com/steam-turbines.html>. Hakupäivä 12.1.2017.

Yli-insinööri. 2017. Tukkumarkkinat. Energiavirasto. VL: Generaattorin tehonrajoitus alle 1 MVA_Toholammin Energia Oy 18.1.2017. Sähköpostiviesti. Vastaanottaja: Toni Mäki-Asiala. 23.1.2017.

Ylitalo, Arto 2017. Toimitusjohtaja. Toholammin Energia Oy. Haastattelu: 6.4.2017.

Finnparttia Oy
Sähkötukku

Joutnantie 76 25500 PERNIÖ

Tarjous
Numero
81637
Päiväys
20.03.2017
Sivu
1 (1)
Laskutusosoite 51241
 TOHOLAMMIN KUNTA
 TOHOLAMMIN ENERGIA OY
 LAMPINTIE 5
 69300 TOHOLAMPI

VAT: 01827798

Toimitusosoite 51241
 TOHOLAMMIN KUNTA
 TOHOLAMMIN ENERGIA OY
 LAMPINTIE 5
 69300 TOHOLAMPI

Maksuehto 14 PV NETTO
Toimitustapa POSTI
Viivästyskorko
Huomautusaika 8 pv
Vuitteemme
Myyjä Mika J.
Vuitteenne
Merkki
Tilausnumeronne

Pos	Koodi	Nimike Lisänimike	Määrä	Yks	ä-hinta	Alv	Alv%	Yhteensä
1	AXMK4X240	ALUMIINI-MAAKAAPELI 4X240AL	1300,00	M	16,70	24 %	15	18 453,50
2	KS3KV630	KYTKINVAROKE 3-NAP 3 kytkin 63	4,00	KPL	360,00	24 %	15	1 224,00
3	TCD630	VIRTAMUUNTAJA 3X630A	4,00	KPL	68,00	24 %	15	231,20
4	KWH270	KAKSOIS-ENERGIAMITTARI 3-VAIHE	4,00	KPL	188,00	24 %	15	639,20
5	RAHTI	RAHTIVeloitus	1,00	KPL	45,00	24 %		45,00
	----	KELAVeloitus TODELLISEN KELAKO						
Veroton summa								20592,90
Alv-erittely								
+ Alv 24% * 20 592,90								4,942,30
Alv yhteensä								4,942,30
Yhteensä								EUR 25535,20

Tarjouksemme on voimassa 31.07.2017 asti. Toimitusaika varmistetaan tilatessa.

Finnparttia Oy

Mika Juva p.02-7272053

Paino 4 683,60
Kolli 0,00

 Puh.myynti 02 - 72 72 00
 Försäljning 02 - 72 72 01
 Fax 02 - 72 72 032
 myynti@finnparttia.fi / www.finnparttia.fi

 IBAN: FI56 8000 1001 8578 54
 BIC: DABAFIHH
 Danske Bank

 ALV REK. Mons reg.
 Y-tunnus: 0646976-6
 VAT.No FI06469766
 Kotipaikka: PERNIÖ

(Tarjous. 2017.)

JAKELUVERKON MAAKAPELIVERKKO			
0,4 kV MAAKAPELIT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö hinta, euroa	Pitoaika väli, vuotta
Maakaapeli 25 mm ² tai alle	km	8 500	35 – 50
Maakaapeli 35 mm ²	km	9 100	35 – 50
Maakaapeli 50 mm ²	km	10 000	35 – 50
Maakaapeli 70 mm ²	km	10 900	35 – 50
Maakaapeli 95 mm ²	km	12 100	35 – 50
Maakaapeli 120 mm ²	km	14 300	35 – 50
Maakaapeli 150 mm ²	km	16 500	35 – 50
Maakaapeli 185 mm ²	km	18 100	35 – 50
Maakaapeli 240 mm ²	km	20 300	35 – 50
Maakaapeli 300 mm ²	km	25 500	35 – 50
Vesistökaapeli 35 mm ² tai alle	km	12 500	35 – 50
Vesistökaapeli 50 – 70 mm ²	km	13 700	35 – 50
Vesistökaapeli 95 – 120 mm ²	km	22 600	35 – 50
Vesistökaapeli 150 mm ² tai yli	km	28 400	35 – 50
0,4 kV MAAKAPELIVERKON JAKOKAAPIT JA HAAROTUSKAAPIT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö hinta, euroa	Pitoaika väli, vuotta
0,4 kV talovarokekotelo	kpl	320	30 – 45
0,4 kV haaroituskaappi	kpl	670	30 – 45
0,4 kV kaapelijakokaappi: enintään 400 A	kpl	1 400	30 – 45
0,4 kV kaapelijakokaappi: vähintään 630 A	kpl	1 800	30 – 45
0,4 kV jonovarokeytkin: enintään 160 A	kpl	300	30 – 45
0,4 kV jonovarokeytkin: 250 - 400 A	kpl	450	30 – 45
0,4 kV jonovarokeytkin: 630 A	kpl	670	30 – 45

0,4 JA 20 kV MAAKAPELIEN YMPÄRISTÖOLOSUHDELUOKAT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö hinta, euroa	
Maakaapelioja – helppo olosuhde	km	10 700	
Maakaapelioja – tavallinen olosuhde	km	24 200	
Maakaapelioja – vaikea olosuhde	km	77 200	
Maakaapelioja – erittäin vaikea olosuhde	km	151 200	

JAKELUVERKON ENERGIANMITTAUS			
ENERGIANMITTAUSLAITTEISTOT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö hinta, euroa	Pitoaika väli, vuotta
Energiamittari: etäluettava enintään 63 A	kpl	200	10 – 20
Energiamittari: etäluettava yli 63 A	kpl	570	10 – 20
Energiamittari: paikallisesti luettava enintään 63 A	kpl	180	10 – 25

(Sähkönjakeluverkon verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 – 2023. 2017.)