



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

JUKO VÄHÄTIITTO

ENERGIA-ALAN INVESTOINTIEN KANNATTAVUUDEN ARVIOINTI  
TUOTANNON OPTIMOINTIOHJELMISTOLLA

Diplomityö

Tarkastaja: professori Risto Raiko  
Tarkastaja ja aihe hyväksytty  
Luonnontieteiden tiedekunnan  
kokouksessa 7.10.2015

## TIIVISTELMÄ

**JUKO VÄHÄTIITTO:** Energia-alan investointien kannattavuuden arviointi tuotannon optimointiohjelmistolla  
Tampereen teknillinen yliopisto  
Diplomityö, 77 sivua, 0 liitesivua  
Lokakuu 2015  
Ympäristö- ja energiatekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma  
Pääaine: Voimalaitos- ja polttotekniikka  
Tarkastaja: professori Risto Raiko

Avainsanat: Optimointi, energiantuotanto, investointi, kaukolämpöakku, lämpöpumppu, reduktio, herkkyysanalyysi

Työssä tutkitaan kaukolämmön tuotantoon tarkoitettua lämpöpumpun, kaukolämpöakun ja voimalaitokselle asennettavan reduktioventtiilin laajennuksen kannattavuutta Tampereen Sähkölaitokselle. Tarkastelu on tehty Energy Optima 3 tuotannon optimointiohjelmistolla. Tampereen Sähkölaitokselle uuden tarkastelutavan avulla voidaan investointilaskelmista vähentää yksinkertaistuksia merkittävästi. Ohjelmisto ratkaisee jokaiselle tunnille optimaalisen sähkön ja kaukolämmön tuotannon sekä tuotantokustannukset. Kun ohjelmistoon lisätään uusi laitos ja verrataan kokonaiskustannuksia laitoksen kanssa ja ilman, saadaan ratkaistua investoinnista saatava hyöty.

Tässä työssä investoinnit on mallinnettu ohjelmistoon ja niiden kannattavuus laskettu useilla lähtötiedoilla kannattavuuksien herkkyyden löytämiseksi. Tarkasteltuja lähtötietoja ovat sähkön hinta, polttoaineiden hinnat, kaukolämpökuorma, verot ja investointien tekniset tiedot. Lopuksi kannattavuudet on laskettu vuosina 2016 – 2030 käyttäen yrityksen ennusteita sähkön ja polttoaineen hinnoista sekä kaukolämmön kysynnästä.

Laskentoja analysoimalla voidaan investointien kannattavuudesta tehdä hyödyllisiä havaintoja. Investoinneista lämpöpumppu tuottaisi eniten tuottoa vuosittain ja tuotto on korkeimmillaan lähivuosina. Lämpöpumpun kannattavuus on herkkä erityisesti sähkön keskihinnan muutoksille. Kaukolämpöakun tuotto ei ole herkkä lähtötietojen muutoksille joten mahdollisen investoinnin riskit ovat melko pienet. Reduktion kannattavuus on huijussaan seuraavat neljä vuotta ja on herkkä työssä tehdyille oletuksille sekä muutoksille verotuksessa.

## ABSTRACT

**JUKO VÄHÄTIITTO:** Evaluation of investments in the energy industry using production optimization software

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 77 pages, 0 Appendix pages

October 2015

Master's Degree Programme in Environmental and Energy Technology

Major: Power Plants and Combustion Technology

Examiner: Professor Risto Raiko

**Keywords:** Optimization, energy production, investment, district heat storage, heat pump, bypass valve, sensitivity analysis

The purpose of this thesis was to analyze the profitability of a district heat storage system, a heat pump for district heat production and a larger steam bypass valve for a power plant. The analysis is done with the Energy Optima 3 optimization software for energy production. This kind of an approach was new for the Tampere Power Utility. With this approach the simplifications in the investment valuation process can be reduced significantly. The software finds the optimal production mix for electricity and district heat, and calculates the total costs of production. When the optimizations are made both with and without the new investments, we get the value of the investment by comparing the difference between the total costs.

In this thesis the investments are modelled into the software, and the profitability is calculated using varying inputs for electricity prices, fuel prices and district heat loads in order to find the sensitivity of the profitability. The impact of changes in taxation and technical details are also analyzed. Finally, the profitability is calculated for the years 2016 – 2030 using the company's long term scenarios. From these analyses important insights into the profitability of the investments can be derived.

The heat pump achieves the largest reduction in the production costs and the profit peaks during the next six years. The profitability of the heat pump is especially sensitive to changes in the average electricity price. The profitability of the heat storage system is quite insensitive to changes in the inputs, which limits the risks in investment. The bypass valve has its peak profits in the next four years. The profitability of the bypass valve is sensitive to the assumptions made in the model and to changes in taxation.

## ALKUSANAT

Työ on tehty Tampereen Sähkölaitos Oy:lle, ja työn on rahoittanut Tampereen teknillisen yliopiston tukisäätiö. Haluaisin kiittää diplomityön ohjauksesta ja avusta käytännön järjestelyissä professori Risto Raikoa.

Tampereen Sähkölaitokselta haluaisin kiittää päivittäisestä ohjauksesta ja kannustuksesta koko Energiamarkkinat yksikköä: Jukka Jorosta, Matti Koivuahoa, Marko Ketolaa, Riku Merikoskea, Olli Partasta, Pertti Voutilaista ja sähkömeklareita. Teiltä saamani tieto sähkömarkkinoiden toiminnasta ja työhön liittyvistä ilmiöistä oli hyvin tärkeää sekä motivaation että oppimisen kannalta. Kiitokset myös Timo Heinoselle, Pasi Muuriselle ja Timo Pesoselle investointien teknisten tietojen toimittamisesta ja mallinnuksen kommentoinnista. Kehitysjohtaja Mika Pekkinen oli keskeisessä roolissa työn ohjauksessa ja viimeistelyssä, kiitos suuresti huolellisesta paneutumisesta ja kannustuksesta.

Energy Opticonilta haluaisin kiittää Peter Jonssonia ja Jacob Rubenssonia korvaamattomasta avusta mallinnuksessa ja järjestelmän ymmärtämisessä.

Suurin kiitos vielä perheelleni Siljalle ja Tuomolle vankkumattomasta tuesta ja siitä, että piditte jalkani maassa.

Tampereella, 20.10.2015

Juko Vähätiitto

## SISÄLLYS

1	JOHDANTO .....	1
1.1	Työn tavoite ja tarkoitus.....	1
2	TAMPEREEN SÄHKÖLAITOS JA SÄHKÖMARKKINAT .....	2
2.1	Yleiskuvaus Tampereen Sähkölaitoksesta .....	2
2.2	Voimalaitokset ja lämpökattilat .....	2
2.3	Sähkömarkkinat tuotannon suunnittelun näkökulmasta.....	3
2.3.1	Pohjoismainen sähköpörssi .....	3
2.3.2	Rajahinnat ja käynnistyskustannukset .....	6
2.3.3	Säätösähkö .....	8
2.4	Sähkömarkkinoiden nykytila.....	9
2.4.1	Pohjoismainen tuotanto, kulutus ja siirtokapasiteetti.....	9
2.4.2	Sähkömarkkinoiden kehittyminen 2000-luvulla.....	12
2.5	Merkittävimmät tulevaisuuden trendit .....	14
2.5.1	Uusiutuvat tuotantomuodot.....	15
2.5.2	Sähköautot.....	15
2.5.3	Päästöperusteinen verotus .....	17
2.6	Investointilaskelmat energiateollisuudessa .....	19
2.6.1	Nettonykyarvo.....	19
2.6.2	Tasattu sähköntuotannon kustannus.....	20
2.6.3	Reaaliopiot .....	21
2.6.4	Investointilaskelmat Tampereen Sähkölaitoksella.....	23
3	TUTKITTAVAT INVESTOINNIT .....	24
3.1	Kaukolämpöakku .....	24
3.1.1	Toimintaperiaatteet .....	24
3.1.2	Tekniset tiedot ja mallintaminen järjestelmään .....	24
3.1.3	Käyttötavat ja rajahintojen muodostuminen .....	25
3.2	Lielahden voimalaitoksen reduktion laajennus .....	27
3.2.1	Lielahden voimalaitoksen kuvaus ja reduktion toimintaperiaate...27	
3.2.2	Tekniset tiedot ja mallintaminen järjestelmään .....	29
3.2.3	Käyttötavat ja rajahintojen muodostuminen .....	30
3.3	Vedenpuhdistamolle asennettava lämpöpumppu .....	30
3.3.1	Lämpöpumpun toimintaperiaate ja käyttö .....	30
3.3.2	Tekniset tiedot ja mallintaminen järjestelmään .....	32
3.3.3	Käyttötavat ja rajahintojen muodostuminen .....	33
4	HERKKYYSANALYYSI .....	36
4.1	Herkkyyksianalyysin periaatteet .....	36
4.2	Optimointiohjelmiston käyttö analyysissä .....	36
4.2.1	Energy Optima 3 ominaisuudet.....	36
4.2.2	Optimointialgoritmin toiminta .....	37
4.3	Optimoinnissa käytettävien muuttujien ominaisuudet .....	38
4.3.1	Sähkön hinta.....	38

4.3.2	Kaukolämpökuorma.....	39
4.3.3	Polttoaineiden hinta.....	42
4.4	Vertailuskenaarion luominen .....	42
5	<b>TULOKSET</b> .....	45
5.1	Herkkyysanalyysin tulokset .....	45
5.1.1	Sähkön hinnan keskiarvo .....	47
5.1.2	Sähkön hinnan profiili.....	50
5.1.3	Kaasun hinta.....	53
5.1.4	Biopolttoaineiden hinta .....	55
5.1.5	Kaukolämpökuorma.....	58
5.1.6	Veromuutokset .....	60
5.1.7	Laitosten tekniset tiedot .....	61
5.2	Negatiivinen ja positiivinen skenaario .....	63
5.3	Yrityksen ennusteiden mukainen pitkä skenaario 2016 - 2030.....	65
5.4	Tulosten tulkinta investointien kannalta .....	65
5.4.1	Akku.....	66
5.4.2	Reduktio .....	67
5.4.3	Lämpöpumppu .....	68
5.5	Kiinteiden kustannusten huomiointi.....	70
5.5.1	Lämpöhäviöt .....	70
5.5.2	Pumppauskustannukset .....	70
5.5.3	Sähkön siirron kiinteät kustannukset .....	70
5.5.4	Lämpöpumpun kunnossapitokustannukset .....	70
6	<b>YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET</b> .....	71
6.1	Jatkotutkimusehdotuksia .....	72
7	<b>LÄHTEET</b> .....	74

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

Nord Pool Spot	Pohjoismainen sähköpörssi
Elspot-markkina	Seuraavan päivän fyysinen sähkömarkkina Nord Pool Spot:issa
Elbas-markkina	Päivän sisäinen fyysinen sähkömarkkina Nord Pool Spot:issa
EPEX spot	Saksan sähköpörssi
Nykyarvo	Investoinnin odotusarvoiset tuotot diskontattuna nykyhetkeen
Nettonykyarvo	Nykyarvo, josta on vähennetty investointikustannukset
LCOE	Levelized Cost Of Electricity, tasattu sähköntuotannon kustannus
ROV	Real Options Valuation, Reaalioptio arvostus
Kombilaitos	Voimalaitos, jossa on sekä kaasu- että höyryturbiini
CHP	Combined Heat and Power, sähkön ja lämmön yhteistuotanto
COP	Coefficient Of Performance, lämpökerroin
Priimaus	Kaukolämpöveden lämmittäminen verkon asetusarvoon. Saatetaan tarvita, jos laitoksen tuottama kaukolämpövesi on kylmempää kuin asetusarvo.

# 1 JOHDANTO

Työssä tutkitaan kolmen investoinnin, vedenpuhdistamolle asennettavan lämpöpumpun, kaukolämpöakun ja voimalaitokselle asennettavan reduktioventtiilin laajennuksen kannattavuutta. Investointilaskelmien tärkeimpiä tekijöitä on vuosittain odotettavissa oleva tuotto. Sitä on kuitenkin sähkön ja kaukolämmön tuotannossa monesti todella vaikeaa määrittää luotettavasti. Dynamiikka olemassa olevien laitosten kanssa on monimutkainen ja sähkön ja polttoaineen hintojen ennustevirheet vaikuttavat epälineaarisesti kannattavuuteen. Tampereen Sähkölaitokselle hankitun tuotannon optimointiohjelmiston avulla on mahdollista vähentää laskennoista yksinkertaistavia oletuksia. Työssä laitokset on mallinnettu ohjelmistoon ja tarkasteltu kannattavuuksien herkkyyttä erilaisilla lähtöoletuksilla. Lisäksi kannattavuus on laskettu vuosille 2016 - 2030 yrityksen hintaennusteiden perusteella. Julkisessa versiossa kuvaajista ja tekstistä on poistettu arkaluontoiset tiedot.

## 1.1 Työn tavoite ja tarkoitus

Työn tavoitteena on parantaa Tampereen Sähkölaitoksen kykyä tehdä pitkän aikavälin investointeja sähkön ja kaukolämmön tuotantolaitoksiin. Tarkoitus on tutkia kolmen investoinnin kannattavuutta erilaisilla lähtötiedoilla uudella tuotannon optimointiohjelmistolla. Samalla kehitetään toimintamallia, jolla investointien kannattavuutta voidaan tarkastella tulevaisuudessa.



## 2 TAMPEREEN SÄHKÖLAITOS JA SÄHKÖ-MARKKINAT

Sähkömarkkinat ovat keskeisessä roolissa investointien kannattavuuden arvioinnissa. Jotta investointeja voidaan arvioida oikeista lähtökohdista, täytyy ymmärtää miten hinnat muodostuvat, hintojen kehittyminen tulevaisuudessa, yrityksen rooli ja strategia markkinoilla sekä investointilaskennan perusteet.

### 2.1 Yleiskuvaus Tampereen Sähkölaitoksesta

Tampereen Sähkölaitos on perustettu vuonna 1888 ja sen omistaa Tampereen kaupunki. Tampereen Sähkölaitos omistaa tytäryhtiöidensä kautta Tampereen alueen sähköverkon, kaukolämpöverkon, kaukojäähdytysverkon ja noin kaksikymmentä tuotantolaitosta. Konsernin emoyhtiönä toimii Tampereen Sähkölaitos Oy ja sen omistuksessa ovat Tampereen Sähköverkko Oy, Tammervoima Oy ja Tampereen Vera Oy. Yritys on siirtymävaiheessa erittäin maakaasupainotteisesta tuotannosta tasapainoisempaan, enemmän biopolttoaineita hyödyntävään hajautettuun tuotantokantaan. Alhaisen sähkön tukkuhinnan takia samalla tapahtuu siirtymää sähkön ja lämmön yhteistuotannosta erilliseen lämmön tuotantoon.

Vuonna 2014 Sähkölaitoksen liikevaihto oli 289 miljoonaa euroa ja liiketulos 14 miljoonaa euroa [1]. Sähköä tuotettiin 985 GWh ja kaukolämpöä 2182 GWh. Sähkön hintojen laskun ja maakaasun heikon kilpailukyvyn takia yrityksen tulos on ollut heikko viime vuodet. Sähkölaitokselle valmistuu 2015 – 2016 useita tuotantolaitoksia, joiden ansiosta tuotantokustannukset laskevat huomattavasti ja tuloksen oletetaan kääntyvän nousuun.

### 2.2 Voimalaitokset ja lämpökattilat

Tampereen Sähkölaitoksella on kolme yhteistuotannon voimalaitosta ja neljäs on rakenteilla. Lisäksi yrityksellä on vesivoimalaitoksia Tammerkoskessa ja lämpökattiloita ympäri Tamperetta.

Naistenlahti 1 on 1971 rakennettu voimalaitos, jonka pääpolttoaineeksi muutettiin turve vuonna 1982 ja vuonna 2000 laitos modernisoitiin kaasukombilaitokseksi. Sen sähköteho on noin 129 MW ja lämpöteho 144 MW [2]. Naistenlahti 1 on vuoden 2015 heinäkuusta alkaen vuokrattu kahdeksi vuodeksi Fingridin tehoreserviksi [3].

Naistenlahti 2 on valmistunut 1977 ja siellä poltetaan puun ja turpeen sekoitusta. Sähköteho on noin 60 MW ja lämpöteho 120 MW [2]. Voimalaitokselle on rakenteilla uusi savukaasupesuri, joka vähentää laitoksen päästöjä ja kasvattaa laitoksen lämpötehoa.

Lielahden voimalaitos on valmistunut 1988 ja polttoaineena toimii maakaasu. Voimalaitos koostuu kahdesta kaasuturbiinista ja yhdestä höyryturbiinista. Kaasuturbiineja voidaan ajaa erikseen tai yhtä aikaa. Sähköteho on 147 MW, ja lämpöteho 160 MW [2].

Tammervoiman hyötyvoimala on valmistumassa vuoden 2016 alusta Tarastenjärven jäteenkäsittelylaitoksen yhteyteen. Laitoksen sähköteho on noin 14 MW ja lämpöteho noin 50 MW [4].

Vesivoimalaitoksia on kolme, Keskiputous, Tampella ja Finlayson. Yhteensä näissä on turbiineja 9 ja yhteenlaskettu sähköteho on 15 MW [2].

Lämpölaitoksista tärkein on vuonna 2015 Hervantaan valmistunut 50 MW hakelämpökeskus. Biopolttoaineilla toimii sen lisäksi Sarankulma 2, jossa poltetaan pellettiä 33 MW teholla. Näiden lisäksi Tampereen Sähkölaitoksella on maakaasulla ja öljyllä toimivia lämpökeskuksia Tampereella, Pirkkalassa ja Ylöjärvellä.

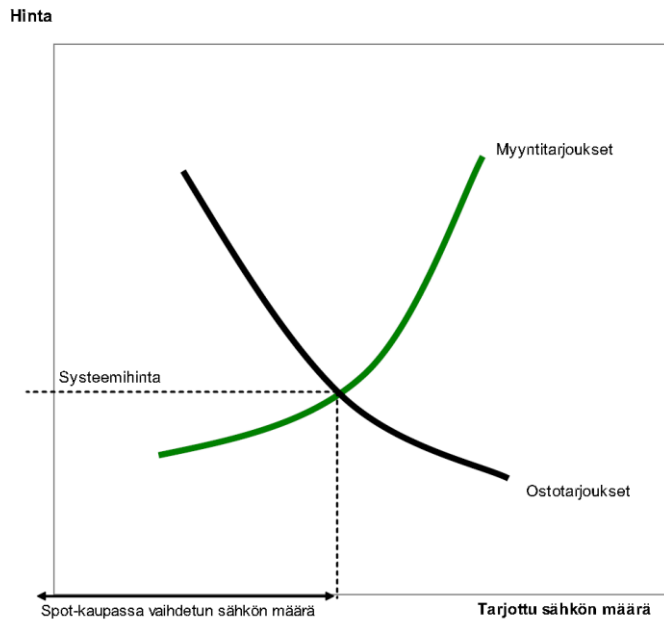
## 2.3 Sähkömarkkinat tuotannon suunnittelun näkökulmasta

Pohjoismaiset sähkömarkkinat ovat monimutkainen kokonaisuus, johon kuuluu sähkön tukkumyynti, vähittäismyynti, erilaiset sähkön laatuun ja toimitusvarmuuteen liittyvät säätömarkkinat sekä reservit. Tuotannon suunnittelun kannalta merkittävimmissä roolissa on seuraavan päivän fyysinen sähkökauppa. Jonkin verran merkitystä on myös päivän sisäisellä kaupalla ja säätökaupalla, sillä suunnitelmia täytyy ja kannattaa päivittää aina lämpötilaennusteen ja muuttuvien hintojen mukaisesti. Päivän sisäisen kaupankäynnin volyyymi on kuitenkin huomattavasti pienempi kuin seuraavan päivän kaupan.

### 2.3.1 Pohjoismainen sähköpörssi

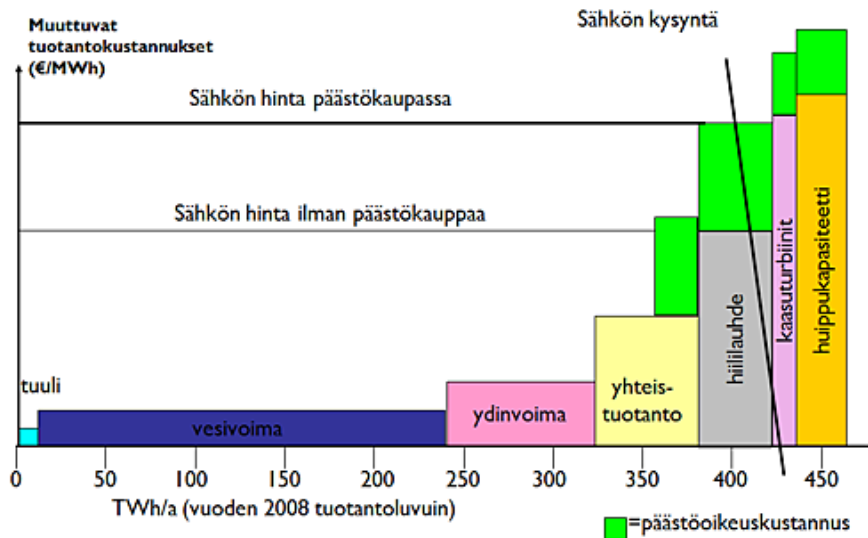
Sähköenergian toimitukseen johtavaa kaupankäyntiä kutsutaan fyysiseksi sähkökaupaksi. Suomessa fyysistä sähkökauppaa käydään Nord Pool Spot sähköpörssissä. Kauppaa käydään seuraavan päivän Elspot- ja päivänsisäisellä Elbas-markkinalla. Nord Pool Spot on neutraali ja avoin ja se toimii kaikkien kauppojen vastapuolena, joten kaupankäynti pysyy anonyyminä. Nord Pool Spot:iin kuuluvat kaikki pohjoismaat Islantia lukuun ottamatta ja kaikki Baltian maat. Vuonna 2013 noin 88 % kaikesta pohjoismaissa käytetystä sähköstä myytiin Nord Pool Spot:in kautta [5]. Suomenkin sähkön tukkuhinta määräytyy spot-markkinoilla tunneittain kysynnän ja tarjonnan perusteella. Spot-markkina on ns. ”energy only” markkina eli tuottaja saa korvauksen ainoastaan tuottamastaan energiasta. Energy only markkinoilla omistaja saa tuotantolaitokselleen katetta vain, jos oma laitos tuottaa sähköä alemmin tuotantokustannuksin kuin kallein sillä tunnilla käytössä oleva laitos.

Suurin osa kaupankäynnistä käydään Elspot-markkinalla. Päivittäin sähkön ostajat ja myyjät lähettävät tunnin tarkkuudella määritetyt osto- ja myyntitarjouksensa sähköpörssiin klo 13:00 mennessä Suomen aikaa. Pörssissä tarjoukset järjestetään hinnan mukaan ja näistä muodostetaan kysyntä- ja tarjouskäyrät. Tunnin toteutuva hinta saadaan käyrien leikkauspisteestä. Hintaa voidaan tulkita niin, että korkeammalla hinnalla ostajat eivät ole valmiita ostamaan enempää sähköä ja matalammalla hinnalla tuottajat eivät ole valmiita tuottamaan enempää. Hinnanmuodostusta on havainnollistettu kuvassa 1.



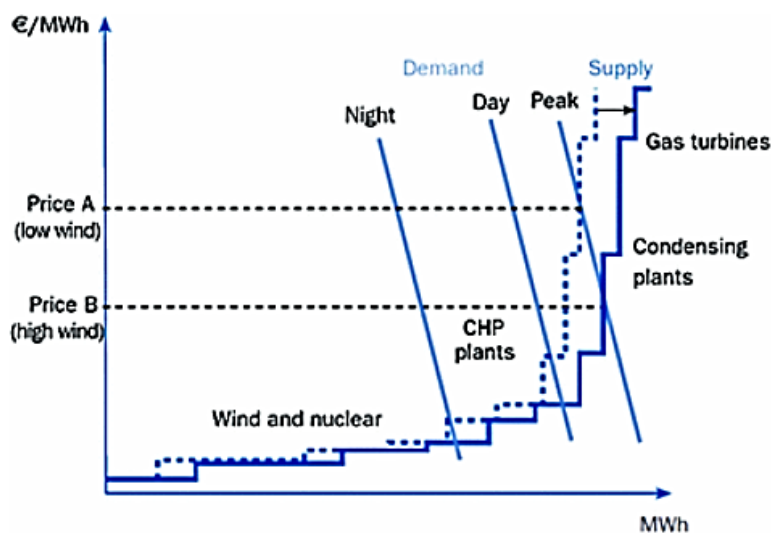
**Kuva 1:** Sähkön hinnan määräytyminen pörssissä [6]

Toteutunut hinta on korkeimman toteutuneen tuotantomuodon rajakustannus, ei siis esimerkiksi tuotantokustannusten keskiarvo. Kaikki pörssissä liikkuva sähkö hinnoitellaan tämän korkeimman tuotantokustannuksen mukaan. Tunnin hinnan voi määrätä myös kysyntäjoukseton asetettu hinta, sillä korkealla hinnalla jotkut sähkön ostajat voivat vähentää kulutustaan. Tyypillisesti kuitenkin kysyntä on melko joustamatonta ja tuotantokustannukset hallitsevat hinnanmuodostusta. Vuonna 2015 Suomessa Elspot-markkinoilla kysyntäjoukseton osallistuu Fingridin arvion mukaan n. 200 - 600 MW kulutusta [7]. Kun sähkön kysyntä osuu lähelle tuotantomuodon rajakustannusta, voi spot-hinta vaihdella paljonkin tunnista toiseen. Kuva 2 havainnollistaa tätä ilmiötä vuoden 2008 tuotantoluvuilla. Kuvaaja liioittelee päästökaupan merkitystä ja lisäksi tuulivoimaa on rakennettu vuodesta 2008 huomattavasti lisää.



**Kuva 2:** Eri tuotantomuotojen tuotantokustannukset energiantuottajalle vuoden 2008 tuotantoluvuin pohjoismaissa [8]

Vaikka tarvittavaa kallista huippuvoimaa tuotettaisiin tunnilla vain vähän, nousee sähkön hinta kaikille. Kun matalien kustannusten tuotantomuodon tarjonta kasvaa, laskee sähkön hinta pörssissä halvan sähkön syrjäyttäessä kalliimpia tuotantomuotoja. Viime vuosina uusi tulokas tuulivoima on alkanut merkittävästi heilutella sähkömarkkinoita. Tuulivoiman tuotanto vaihtelee melko paljon päivätasolla. Tämä kasvattaa päivien välistä hintavaihtelua. Tuulisuuden vaikutusta hintoihin on havainnollistettu kuvassa 3. Katkoviivalla merkitty käyrä kuvaa pientä tuulivoimatuotantoa ja yhtenäinen suurta tuotantoa. Pienellä tuulituotannolla huipputunnin hinnan määräävät kaasuturbiinit (price A). Kun tuulivoiman määrä kasvaa, riittää lauhdevoiman teho kattamaan huippukulutuksen ja päivän hinnat laskevat huomattavasti (price B).



**Kuva 3:** Hinnan muodostus kovalla tuulella (yhtenäinen viiva) ja heikolla tuulella (katkoviiva) [9]

Huippu- ja peruskuormalaitosten kustannusrakenne on painottunut vahvasti kiinteisiin kustannuksiin. Spot-markkinat perustuvat kuitenkin nimenomaan muuttuviin tuotantokustannuksiin. Huipputuotantolaitosten omistajalle tämä on erityisen haastavaa. Jos esimerkiksi kaasuturbiinilla tuotettavan sähkön myyjä lisääisi tuotantokustannuksiin 20 % lisän kattaakseen kiinteitä kustannuksia, kovassa kilpailutilanteessa käykin niin, että toinen vain 10 % katteen tarjous menee läpi ja isompaa katetta toivonut jää ilman kauppvoja. Koska jokainen myyjä saa myymästään sähköstä kalleimman toteutuneen tuotantomuodon hinnan olettaen, että toimijalla ei ole valtaa manipuloida hintoja omalla tarjouksellaan, on yleensä järkevintä tarjota tuotanto tuotantokustannusten mukaan. Huipputuotantolaitoksen omistajalle tämä voi tarkoittaa sitä, ettei katetta saa lainkaan. Jos huipputuotantolaitoksen omistaja on pakotettu myymään laitoksensa niin, että kaikkia kiinteitä kustannuksia ei saada katettua, kutsutaan tilannetta nimellä ”missing money” [10]. Termillä tarkoitetaan sitä osaa kiinteistä kustannuksista, jota ei saada katettua energy only markkinoilla. Missing money ilmiön suuruutta järjestelmässä on vaikea määrittää tarkasti, mutta siitä päästään eroon, jos poistetaan huipputuotantolaitoksilta vaatimus kattaa kiinteät kustannukset energy only markkinalla. Käytännössä tämä voidaan toteuttaa esimerkiksi niin, että kantaverkkoyhtiö ylläpitää huipputuotantolaitoksia ja kustannukset kateetaan muilta kuin sähkön tuottajilta kerätyillä maksuilla.

Jos huipputuotantolaitoksia ylläpidetään markkinaehtoisesti myös tilanteessa, jossa ei ole ylitarjontaa, tämä ajaa toimijoita pois markkinalta. Lopulta pudotuspelin kautta päädytään tilanteeseen, jossa toimijalla on valtaa säätää hintaa korkeammalle. Tällöin on mahdollista saada myös kiinteät kustannukset katettua. Tällöin törmätään tosin toisenlaisiin ongelmiin. Tällöin mikään ei estä huipputuotantolaitoksen omistajaa pyytämään todellista markkinahintaa enemmän. Tilanne tulee eteen, jos tuotantolaitoksen omistaja on sähkön nettomyyjä. Korkeat tukkuhinnat parantavat kaikkien tuotantolaitosten kannattavuutta. Toisaalta jos huipputuotantolaitokset vähenevät, myös sähkön toimitusvarmuus heikkenee. Sähkön tuottajilla ei kuitenkaan ole velvollisuutta huolehtia sähkön riittävydestä, joten alikapasiteetti on liiketaloudellisesti järkevää.

Perusvoiman, kuten esimerkiksi ydinvoiman, kannattavuus perustuu siihen, että kalliimpien tuotantomuotojen asettama hinta on riittävän suuri, jotta se kattaa perusvoiman korkeat kiinteät kulut. Kuitenkin tuetun uusiutuvista lähteistä saatavan perusvoiman raju lisääntyminen on ajanut keskikuormalaitoksia ahtaalle pohjoismaissa. ”Hinnanmuodostuksen kannalta on tuhoisaa, jos suuria määriä hiili- ja turvelauhdevoimaa joudutaan siirtämään pois tuotantovaihtoehtojen joukosta”, varoittaa Puraşjoki raportissaan [11].

### 2.3.2 Rajahinnat ja käynnistyskustannukset

Optimoitaessa tuotantoa on otettava huomioon sähkön hinnanvaihtelu tuntien välillä. Eriytyisesti tuuli- ja aurinkovoiman lisääntyessä markkinoilla voivat päivän minimi- ja maksimihinnat erota huomattavasti toisistaan. Vuonna 2015 kesä oli kylmä ja kostea. Öisin Suomen aluehinnat kiinnittyivät systeemin erittäin alhaisiin hintoihin, alimmillaan noin

1 €/MWh. Päivällä hinnat olivat usein kiinni Baltian korkeammissa hinnoissa, yli 60 €/MWh [12].

Rajahinta tarkoittaa sähkön hintaa, jolla tuotantokustannukset ovat yhtä suuret kuin tuotannosta saatava hyöty. Käytännössä siis rajahinnan yläpuolella tuotanto kannattaa ja sen alapuolella ei. Lauhdetuotannossa tämän määrittäminen on melko yksinkertaista. Tuotantokustannusten voidaan katsoa syntyvän seuraavista komponenteista:

$$Tuotantokustannus = S_f + S_{tax} + S_{CO2} + S_{kp} , \quad (1)$$

jossa  $S_f$  on polttoainekustannus,  $S_{tax}$  on verot yhteensä,  $S_{CO2}$  on päästöoikeuksien hinta ja  $S_{kp}$  on muuttuvat kunnossapitokustannukset. Muuttujien yksiköksi voidaan valita €/MWh<sub>f</sub> (polttoainetta), €/MWh<sub>e</sub> (sähköä) tai €/MWh<sub>th</sub> (kaukolämpöä). Valitaan, että tuotantokustannukset on määritelty yksikössä €/MWh<sub>f</sub>.

Kuten yhtälöstä nähdään, tuotannon tuntitason optimoinnissa ei huomioida kiinteitä kuluja, kuten omaisuuden arvoa tai työvoimakustannuksia. Optimaalinen ajotapa ei riipu siitä, paljonko laitos on maksanut. Pidemmän aikavälin (vuosi) optimoinnissa muuttuviin kustannuksiin täytyy lisätä muitakin komponentteja. Jos kannattavia käyttötunteja ei vuodessa kerry tarpeeksi kattamaan esimerkiksi henkilöstökuluja, voi olla perusteltua sulkea voimalaitos joko väliaikaisesti tai pysyvästi.

Sähkön myynnistä saatava hyöty on

$$Sähkön myynnin hyöty = S_e * E_e , \quad (2)$$

jossa  $S_e$  on sähkön hinta, ja  $E_e$  on myyty sähkö. Myyty sähkö per käytetty polttoaine on myös sähköntuotannon hyötysuhteen  $\eta_e$  määritelmä, jonka yksikkö on MWh<sub>e</sub>/MWh<sub>f</sub>.

Rajahinta löydetään, kun sähkön hinta valitaan niin, että

$$Tuotantokustannus = \text{sähkön myynnin hyöty} . \quad (3)$$

Sijoitetaan rajahinta sähkön hinnan tilalle, jolloin saadaan

$$Rajahinta = (S_f + S_{tax} + S_{CO2} + S_{kp}) * \frac{1}{\eta_e} , \quad (4)$$

jossa  $\eta_e$  on sähköntuotannon hyötysuhde. Jos tuotantokustannukset ovat esimerkiksi 20 €/MWh<sub>f</sub> ja hyötysuhde on 33,3 %, saadaan rajahinnaksi 60 €/MWh<sub>e</sub>.

Sähkön ja lämmön yhteistuotannossa rajakustannuksen laskeminen on hieman vaikeampaa, koska tavoitteena on tuottaa tarvittava määrä lämpöä mahdollisimman edullisin kustannuksin. Sähkön tuotanto ja hinta huomioidaan niin, että laitoksen lämmöntuotannon kustannuksista vähennetään sähkön myynnistä saatu tuotto. Tulokseksi saadaan tuotantokustannus €/MWh<sub>th</sub>.

$$Tuotantokustannus_{\text{lämpö}} = (S_f + S_{tax} + S_{CO_2} + S_{kp} - S_e * \eta_e) * \frac{1}{\eta_{th}}, \quad (5)$$

jossa  $\eta_{th}$  on lämmöntuotannon hyötysuhde. Yhteistuotannon tuottama lämpö on sitä edullisempaa, mitä korkeampi sähkön hinta on. Lämmön hinta voi siis olla negatiivinenkin. Tuotannon optimoinnissa pyritään valitsemaan kullekin tunnille mahdollisimman edulliset lämmöntuotantomuodot. Tätä optimointia tehdään rajahintojen avulla. Kahden tuotantomuodon välinen rajahinta on sähkön hinta, kun kaksi tuotantokustannusta ovat yhtä suuret:

$$Tuotantokustannus_{\text{lämpö } 1} = Tuotantokustannus_{\text{lämpö } 2}. \quad (6)$$

Yhdistämällä kaavat 5 ja 6 saadaan

$$Sähkön hinta = Rajahinta_{12} = \frac{S_2 * \frac{1}{\eta_{th2}} - S_1 * \frac{1}{\eta_{th1}}}{\eta_{e2} * \frac{1}{\eta_{th2}} - \eta_{e1} * \frac{1}{\eta_{th1}}}, \quad (7)$$

jossa S on  $S_f + S_{tax} + S_{CO_2} + S_{kp}$ , eli tuotantokustannukset yhteensä. Jos kumpikaan lämmöntuotantomuodoista ei sisällä sähköntuotantoa, ei rajahintaa ole määritelty. Tällöin toinen lämmöntuotantomuodoista on polttoainekustannusten pysyessä vakiona aina parempi. Jos polttoaineen hinta muuttuu kulutuksen mukaan, ei tuotantolaitosten suhteellinen kannattavuus silti ole välttämättä vakio. Tällaisessa tapauksessa ratkaisun löytäminen edellyttää kulutuksen ennustamista.

Optimoinnissa täytyy rajahintojen lisäksi huomioida käynnistyskustannukset. Joskus käy niin, että on parempi käyttää hetken aikaa kalliimpaa polttoainetta, jos näin vältetään laitoksen käynnistämistä. Käynnistyskustannuksia voi olla vaikea määrittää tarkasti, mutta suuruusluokkaa voidaan hahmotella arvioimalla osien kulumisesta aiheutuvaa kustannusta, käynnistyksessä hukkaan menevän polttoaineen arvoa ja työvoimakuluja. Etäohjatuilla lämpökattiloilla käynnistyskustannukset ovat melko pienet, satoja euroja, mutta yhteistuotantolaitoksilla kustannukset ovat huomattavasti suuremmat, tuhansia tai kymmeniä tuhansia euroja. Merkittävin tekijä laitoksen käynnistyskustannuksissa on lämmitettävä massa. Kiinteän polttoaineen laitoksissa lämmitettävää massaa on huomattavasti enemmän.

### 2.3.3 Säätosähkö

Säättöön osallistuvat voimalaitostyyppit Suomessa ovat höyryvoimalaitokset, kombivoimalaitokset, kaasuturbiinit, moottorilaitokset ja vesivoima. Vesivoima on näistä edullisinta ja nopeinta säätymään. Kaikki laitokset eivät kuitenkaan vesistöidensä ominaisuuksien takia sovellu säätövoimaksi. 62 % pohjoismaisesta säätosähköstä tuotetaan norjalaisella vesivoimalla [13].

Alhainen sähkön hinnan keskiarvo ajaa pohjoismaista lauhdesähköä ja jopa yhteistuotantoa ahtaalle, joten säätökykyisen voiman määrä verkossa vähenee. Samaan aikaan vaihtelevan tuotannon ja erityisesti tuulivoiman määrä verkossa kasvaa, mikä puolestaan kasvattaa säätövoiman tarvetta. Tämä kasvattaa korkeiden säätöhintojen ja spot-hintapiikkien riskiä markkinoilla. Tulevaisuuden säätötarpeita on erittäin vaikea ennustaa. Markkina on kovassa muutoksessa, ja vaikka sähkön riittävyys ei varsinaisesti ole ongelma, on säätövoiman riittävyys herättänyt jonkin verran huolta [13]. Tuulivoima ja muut uusiutuvat tulevat täydellä suurella volyymilla markkinoille, mutta säätömarkkinat eivät välttämättä ehdi ajoissa reagoida tuleviin signaaleihin. Siirtymävaiheessa erilaiset tuet, esimerkiksi kapasiteettimarkkinat voivat olla mahdollinen tukirakenne riittävän varakapasiteetin varmistamiseksi.

Säätömarkkinoille osallistumisen ehtona on se, että säätöön osallistuvaa tehoa on vähintään 10 MW ja että säätö pystytään toteuttamaan korkeintaan 15 minuutissa. Säätöön osallistuva kohde voi olla joko tuotantoa tai kulutusta.

## 2.4 Sähkömarkkinoiden nykytila

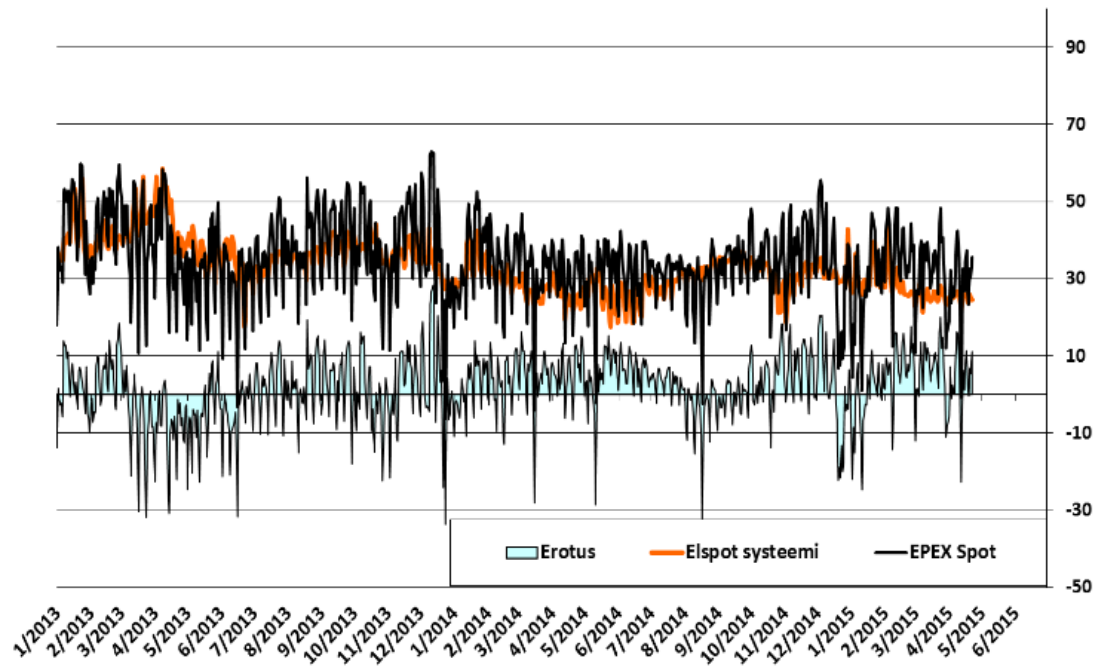
Sähkömarkkinat ovat monimutkainen kokonaisuus siirtoverkkoja, tuotantolaitoksia, pörssiä ja lainsäädäntöä. Niitä perusteellisesti mallinnettaessa ei riitä, että tarkastellaan vain yhtä maata tai tiettyä osa-aluetta. Investoinnit ovat kalliita ja pitkäikäisiä, joten fyysiset rakenteet eivät muutu nopeasti. Toisaalta lainsäädäntö voi muuttaa hyvinkin nopeasti näiden rakenteiden käyttötapoja ja niistä saatavia voittoja.

### 2.4.1 Pohjoismainen tuotanto, kulutus ja siirtokapasiteetti

EU:n tavoitteena on rakentaa yhteiset sähkön tukkumarkkinat [13]. Tämän edellytyksenä on kuitenkin merkittävä siirtokapasiteetin kasvattaminen Euroopassa. Pohjoismaiset sähkömarkkinat ovat kuitenkin jo kohtalaisesti integroituneet yhdeksi markkina-alueeksi. Baltia on yhdistymässä entistä voimakkaammin samalle markkinalle uusien Itämeren poikki kulkevien kaapeleiden avulla.

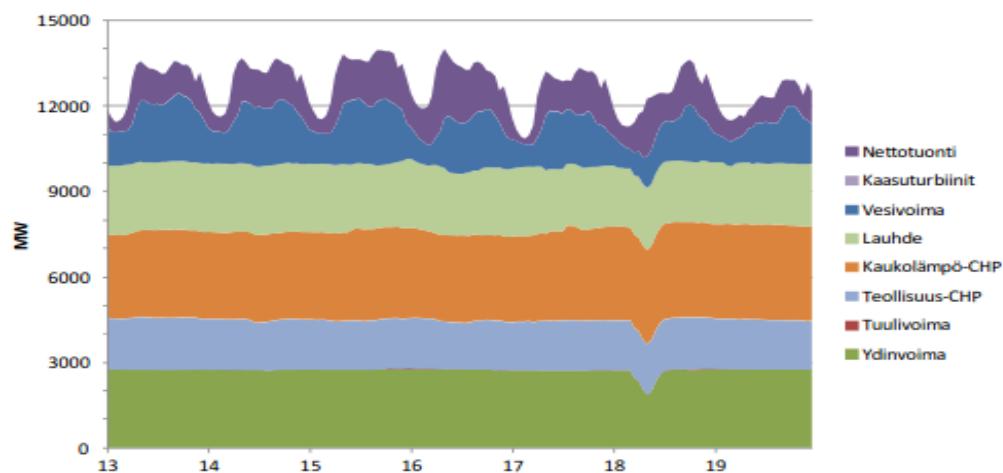
Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla perusvoimaa ovat ydinvoima, osa vesivoimasta ja teollisuuden peruskuormaa ajavat lämpölaitokset. Niitä ei käytännössä säädetä sähkön hinnan mukaan, vaan ne ajavat huoltoseisakkeja lukuun ottamatta mahdollisuuksien mukaan täydellä teholla. Pohjoismaissa sähkön hinnan vaihtelu on perinteisesti ollut melko pientä vesivoiman suuren osuuden ansiosta. Saksassa päivien välinen vaihtelu on huomattavasti suurempaa pienen vesivoimaosuuden ja suurien aurinko- ja tuulivoimaosuuksien ansiosta. Sähkön keskihinta on keskimäärin hieman korkeammalla Saksassa. Kuvassa 4 on esitetty pohjoismainen Elspot hinta ja Saksan EPEX Spot hinta. Saksan markkinan suurempi vaihtelu on selkeästi havaittavissa kuvasta.



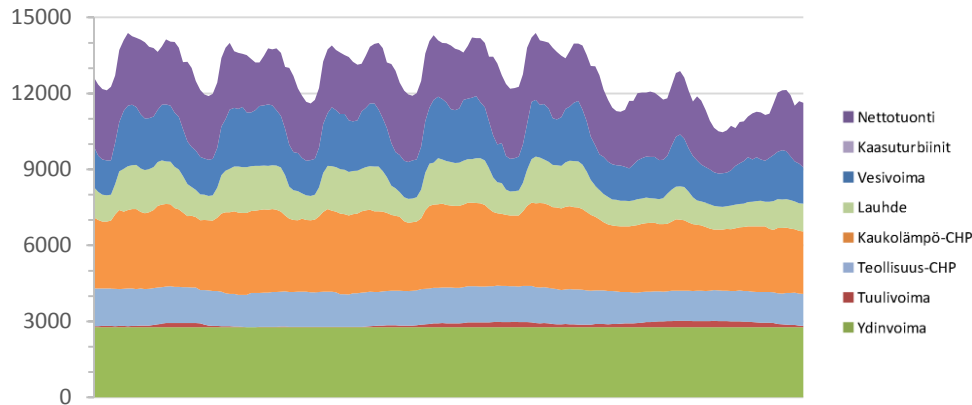


**Kuva 4:** Sähkön tukkuhinta, EPEX spot ja Elspot systeemihinnat, sekä niiden erotus 2013 – 6/2015 [14]

Suomen sähköntuotanto on viime vuosina ollut kovassa muutoksessa. Kuvassa 5 on esitetty 2010 joulukuulta viikko, jolloin sää on ollut kylmää. Kuvasta havaitaan, että kaikki muut tuotantomuodot ajavat melko tasaista tehoa, vesivoiman ja tuonnin säätäessä kulutuksen mukaan. Tuulivoimaa ei lähes huomaa muiden tuotantomuotojen joukosta. Vertailuna on kuvassa 6 esitetty viikko tammikuulta 2015, jolloin sähkön kulutus on ollut samaa tasoa tai jopa hieman suurempaa. Muutos tuotantorakenteessa on selvästi havaittavissa.

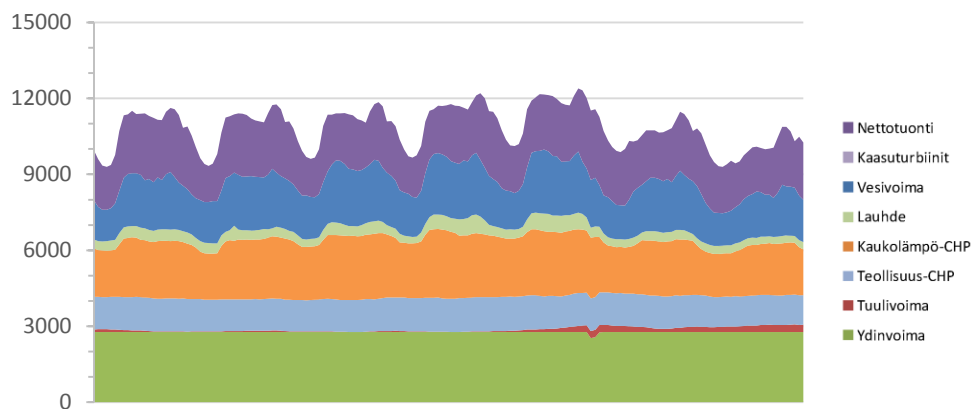


**Kuva 5:** Suomen sähköntuotannon rakenne 13. - 19.12.2010 [13]



**Kuva 6:** Suomen sähköntuotannon rakenne 20. - 26.1.2015 [15]

Kuvassa 6 havaitaan useita muutoksia verrattuna noin neljä vuotta aikaisempaan ajanjaksoon kuvassa 5. Tuulivoiman osuus on kasvanut merkittäväksi. Lisäksi tuonti ei enää juurikaan säädi, vaan nettotuontia on lähes tasaisesti niin paljon kuin Ruotsin johdoista vain tulee läpi. Nyt säätävänä tuotantona Suomessa toimivat kaukolämpö-CHP eli sähkön ja lämmön yhteistuotanto, lauhdevoima ja vesivoima.



**Kuva 7:** Suomen sähköntuotannon rakenne 17. - 23.2.2015 [15]

Muutokset korostuvat sään lämmitessä kuten kuvasta 7 havaitaan. Edelleen tuontia on todella runsaasti, mutta yhteistuotanto ja erityisesti lauhde ovat antaneet tilaa. Nämä muutokset kuvaavat osaltaan pohjoismaisen sähkömarkkinan murrosta. Tuulivoiman myötä tuotantokustannuksiltaan edullista sähköä on tullut merkittävästi lisää, mikä ahdistaa lauhdetuotantoa pois markkinalta. Naapurimaissamme tuotantoinvestoinnit ovat olleet huomattavasti suurempia kuin Suomessa, joten sieltä virtaa tänne halpaa sähköä.

## 2.4.2 Sähkömarkkinoiden kehittyminen 2000-luvulla

Suomen sähkömarkkinoiden vapauttaminen alkoi vuonna 1995. Yksi merkittävä markkinoiden alkamista hallinnut kehityspiirre oli sähköntuotannon keskittyminen [11]. Suuret tuottajat halusivat ennestään kasvattaa markkinavoimaansa ja pienet toimijat yhdistivät voimiaan yhteenliittymillä. Suomi liittyi Nord Poolin markkina-alueeseen 1998 [16].

Keskeisiä tapahtumia Suomen sähkömarkkinoilla 2005 – 2020 ovat [17]:

2005 Päästökauppa alkaa EU:ssa

2006 Suomen ja Viron välinen kaapeli otetaan käyttöön

2010-luvulla Baltian maat liittyvät pohjoismaisille sähkömarkkinoille: Viro 2010, Liettua 2012 ja Latvia 2013.

2011 Suomen ja Ruotsin välinen toinen kaapeli otetaan käyttöön

2013 Uusi sähkömarkkinalaki astuu voimaan

2013 Mussalon hiilivoimalat päätetään purkaa

2014 Suomen ja Viron välinen toinen kaapeli otetaan käyttöön

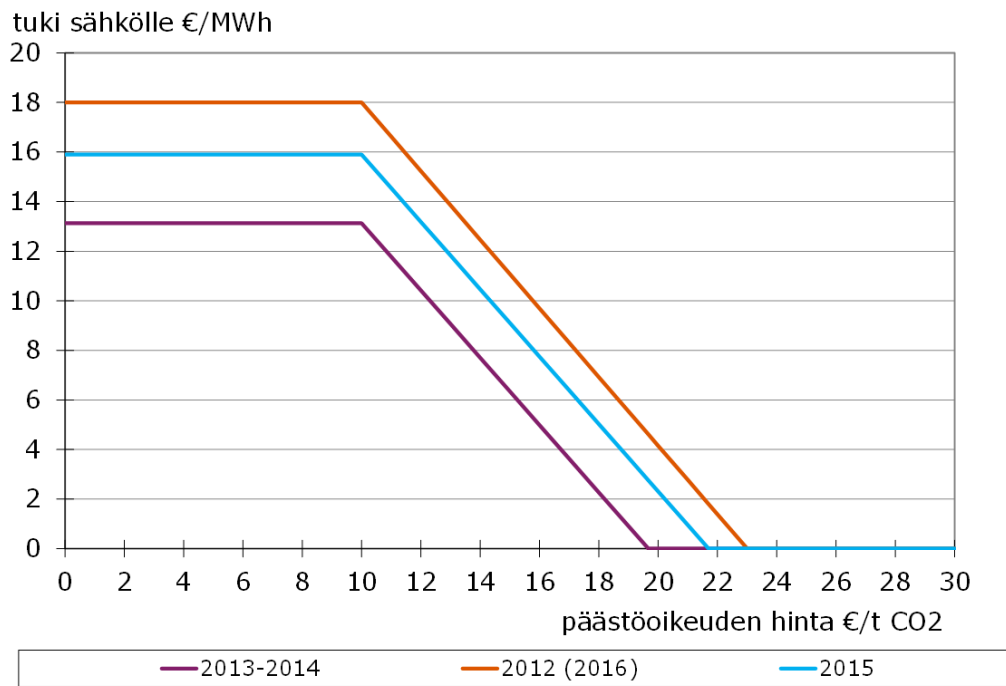
2015 Sähkön myynti Venäjälle alkaa

2015 Kristiinan ja Tahkoluodon hiilivoimalat päätetään laittaa pitkäaikaissäilöntään

2016 Ruotsin ja Liettuan välinen ensimmäinen kaapeli on tarkoitus ottaa käyttöön [18]

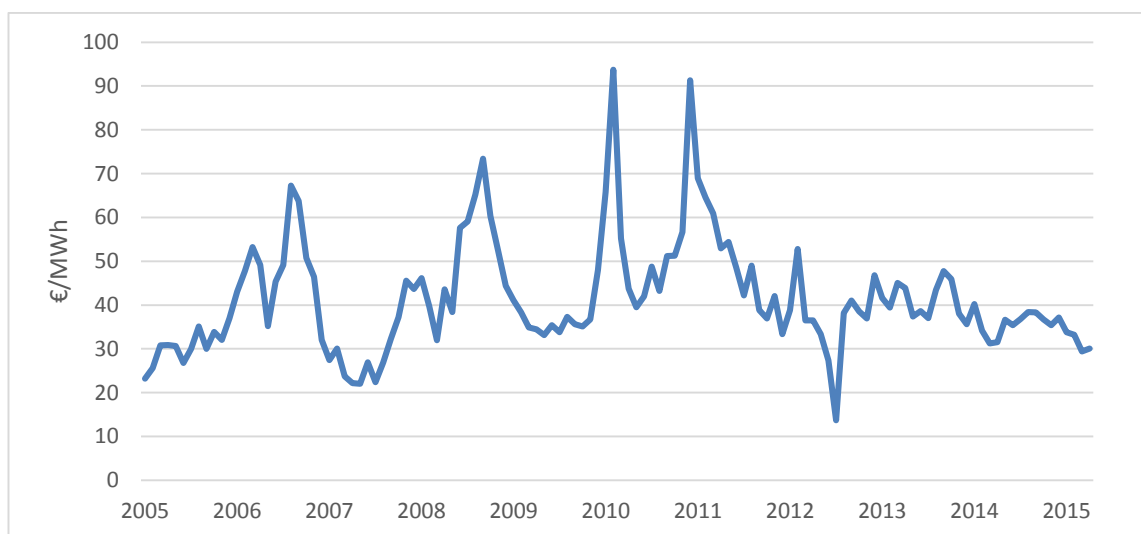
2018 Olkiluoto 3 ydinvoimalaitoksen tuotannon pitäisi alkaa [19]

Vuosina 1992 - 2010 Euroopassa on tullut joka vuosi uusia säännöksiä, joilla on ollut suoria vaikutuksia sähköntuotantoyhtiöiden toimintaan [20]. Tämä jatkuva lainsäädännöllisen toimintaympäristön muutos tuo merkittäviä epävarmuustekijöitä energiantuottajien toimintaan. Poukkoilun voi nähdä esimerkiksi metsähakkeella tuotetun sähkön tuen kehityksestä (kuva 8): 2012 tuki oli korkea, 2013 - 2014 tuki laski huomattavasti, kunnes taas 2015 sitä korotettiin ja 2016 se nousee taas vuoden 2012 tasolle.



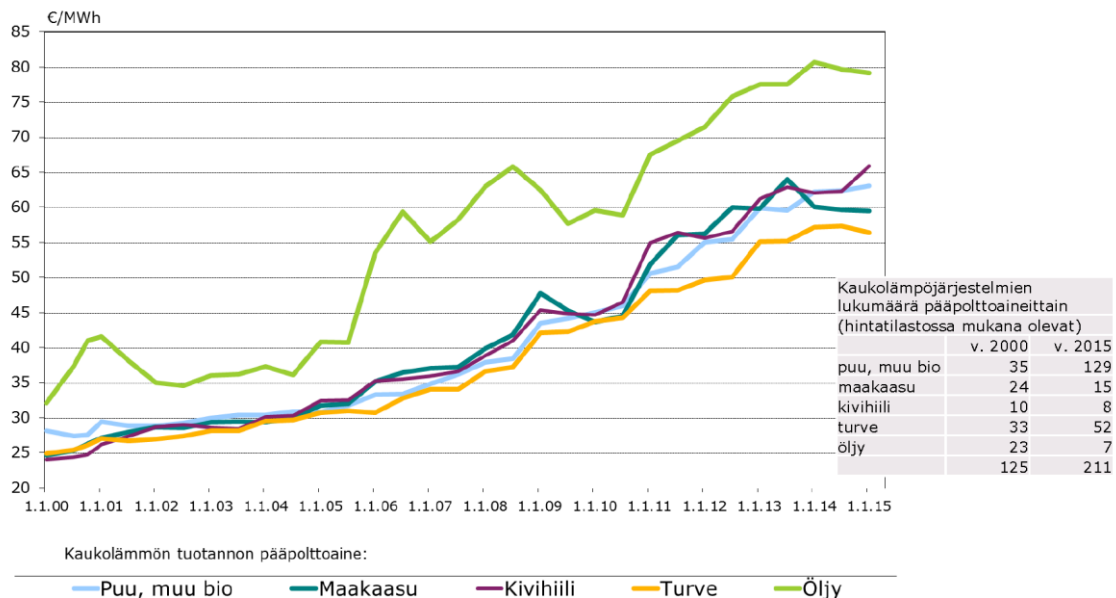
**Kuva 8:** Metsähakkeella tuotetun sähkön tuki 2012 - 2015 [21]

Kuten kuvasta 9 nähdään sähkön hinnan kehitys oli vuosina 2005 - 2011 melko nousujohteinen. Vuonna 2005 alkanut päästökauppa ja yleinen hintatason nousu veivät hintoja ylöspäin. Vuodesta 2011 alkaen suunta on kuitenkin ollut alaspäin. Talvet ovat olleet lämpimiä ja päästöoikeuksien hinta on ollut alle 10 € hiilidioksiditonnilta. 2010-luvulla erityisesti tuulivoimaa on rakennettu huomattavasti lisää, mikä on painanut hintoja alaspäin. Vuonna 2008 alkanut pitkäkestoinen lama on samalla laskenut kysyntää. Tämä on tehnyt kerralla merkittävän määrän tuotantokapasiteettia kannattamattomaksi. Vuonna 2015 kesällä Suomessa on hiililauhdelaitoksia markkinoiden käytettävissä normaalisti enää Meri-Pori.



**Kuva 9:** Sähkön hinta 2005 - 2015 kuukausikeskiarvoina [22]

Samaan aikaan kaukolämmön kuluttajahinnat ovat kiivenneet tasaisesti ylöspäin (kuva 10). Osittain tämä johtuu verotuksesta, joka on kiristynyt todella paljon 1990-luvulta. Osin kehitystä ajaa myös sähkön alemmat hinnat. Kaukolämpöä tuotetaan monesti yhteistuotannon voimalaitoksilla, joiden sähköntuotannosta saama tulo osittain subventoi kaukolämmön kustannuksia. Kun sähkön hinta on alhaalla, ei sähköä aina kannata tuottaa, jolloin halpaa kaukolämpöä on täten tarjolla vähemmän. Myös polttoaineet ovat kallistuneet.



**Kuva 10:** Kaukolämmön kuluttajahintojen kehitys pääpolttoaineittain luokiteltuna 2000 – 2015, verollinen hinta [23]

Kuvassa näkyvät hinnat ovat kuluttajan maksamia hintoja. Halpa sähkö ja kallistunut kaukolämpö on herättänyt erityisesti pientaloasujat pohtimaan lämpöpumppujen kannattavuutta verrattuna kaukolämpöön.

## 2.5 Merkittävimmät tulevaisuuden trendit

Merkittävimmin sähkömarkkinoita muuttavat trendit seuraavan kymmenen vuoden kuluessa tulevat todennäköisesti olemaan uusiutuvien energiantuotantomuotojen lisääntyminen, sähköautot ja päästöverot. Muutakin sähköntuotantoa rakennetaan ja vanhaa tuotantoa poistuu markkinoilta, mutta erityisesti sään mukaan vaihteleva tuotanto tulee vaatimaan suurimpia muutoksia nykyisiltä rakenteilta. Sähköautojen lisäksi muukin energian käyttö siirtynee kohti sähköä, mutta autojen akut lisäävät energian varastoinnin potentiaalia tasaten kulutusta toisin kuin esimerkiksi lämpöpumput. Täten lämpöpumppujen yleistymisellä tulee olemaan suurempi vaikutus markkinoihin. Ilmastonmuutos on jatkuvasti esillä politiikassa ja sovittuihin tavoitteisiin pyritään hyvin vaihtelevin sääntelykeinoin. Välillä pyritään tukemaan eri tuotantomuotoja ja välillä annetaan verohelpotuksia

halutuille toimenpiteille, kun taas joskus verotetaan suoraan päästöjä. Päästöt ovat kuitenkin se haitta, josta halutaan eroon. Vaikka verotuksen perusteet tulevatkin vaihtelevaan, on todennäköisesti, että ohjauksen painopiste siirtyy päästöihin.

### 2.5.1 Uusiutuvat tuotantomuodot

Pohjois- ja Länsi-Euroopassa tuuli- ja aurinkosähkön osuuden tuotannosta ennustetaan kasvavan 32 %:iin [13]. Tämä tulee vaatimaan entistä enemmän siirtokapasiteettia eri markkina-alueiden välillä, jotta vaihtelevaa tuotantoa saadaan tasattua. Vaikka Suomessa osuus tuskin kasvaa lähitulevaisuudessa 30 % tuotannosta, aiheuttavat vahvat siirtoyhteytemme erityisesti Ruotsiin sen, että trendin vaikutukset näkyvät jo nyt myös täällä. Tuuli- ja aurinkovoiman kokonaistuotannon vaihtelu tulee olemaan merkittävää suurella alueella, säärintamien valtavasta koosta johtuen [24]. Siksi tarvitaan edelleen joustavaa tuotantoa, jossa energian varastointi on mahdollista. Vesialtaisiin säilötään veden potentiaalienergiaa ja biopolttoaineilla tai fossiilisilla toimivissa laitoksissa energia säilyy kemiallisissa sidoksissa. Lauhdetuotannon rooli tulee olemaan vähäinen huippukulutusta lukuun ottamatta. Sähkön varastointi on toistaiseksi ollut kannattamatonta sähköverkon tarpeisiin, mutta huomattavat kehitykset akkuteknologiassa voivat muuttaa kehityssuuntaa nopeastikin.

### 2.5.2 Sähköautot

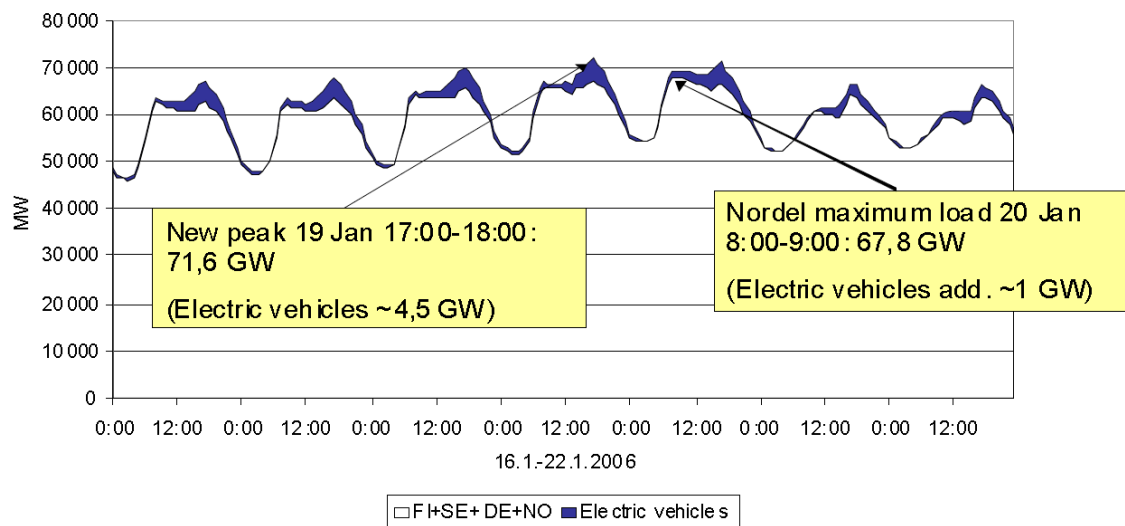
Sähköauton polttoainekustannukset ovat huomattavasti pienemmät kuin polttomoottorilla toimivilla autoilla. Sähköautoihin siirtymällä voidaan vähentää päästöjä ja riippuvuutta tuontienergiasta, mutta samalla valtion verotulot pienenevät huomattavasti, sillä yli 40 % bensiinin hinnasta on valmisteveroa. Vuonna 2014 tulli kantoi nestemäisten polttoaineiden veroa noin 2,87 miljardia euroa [25]. Tämä on noin 5 % valtion tuloista [26]. Toki sähköntuotantoon ja kulutukseenkin liittyy verotusta, mutta sähköautoihin siirtyminen vähentäisi autojen käytöstä syntyvää verotuloa, mikäli verotusta ei muutettaisi.

Tällä hetkellä sähköautojen suurin ongelma on akkujen kalleus ja paino. Tämä aiheuttaa sen, että auto on joko kallis tai sen kantama on epäkäytännöllisen pieni. Kun autoteollisuus saa markkinoille riittävän edullisen sähköauton, tulee niiden osuus uusista autosta kasvamaan hyvin nopeasti. Vuonna 2014 Suomessa oli 3,7 miljoonaa autoa, joista 3,2 miljoonaa oli henkilöautoja [27]. Taulukossa 1 on arvioitu sähköautojen määrän vaikutusta sähkönkulutukseen.

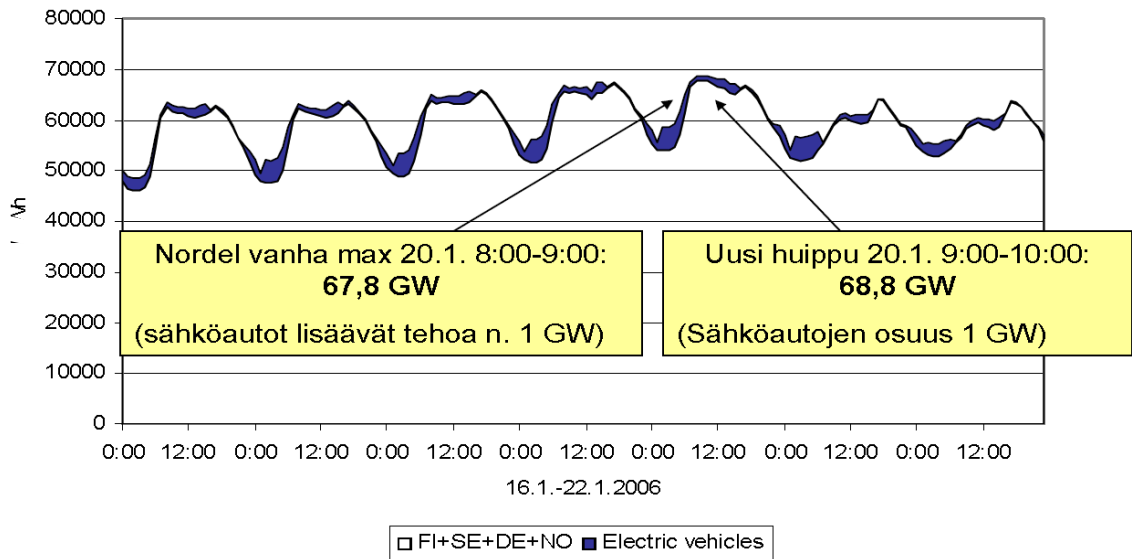
**Taulukko 1:** Sähköautokannan sähkönkulutusarviot [28]

Sähköautojen määrä	Sähkön vuosikulutus /TWh
10 000	0,03
100 000	0,3
500 000	1,5
1 000 000	3
2 500 000	7,5

Taulukosta voidaan laskea, että jos kaikki Suomen henkilöautot korvattaisiin sähköautoilla, kasvaisi Suomen sähkönkulutus noin 9,5 TWh. Sähkönkulutus Suomessa oli 83,3 TWh vuonna 2014 [29]. Koko autokannan sähköistäminen lisäisi siis Suomen sähkönkulutusta noin 10 - 15 %. Vuonna 2014 Suomessa rekisteröitiin noin 120 000 uutta autoa. Jos kaikki hankitut autot olisivat sähköautoja, koko autokannan sähköistäminen kestäisi nykyisellä uusiutumismenopeudella 27 vuotta. Sähköautojen lisääntynyt kulutus ei todennäköisesti nosta sähkön keskihintaa kovinkaan merkittävästi seuraavan kymmenen vuoden aikana. Suurempi vaikutus tulee todennäköisesti olemaan sähköautojen kyvyllä ladata joustavasti silloin, kun sähkö on halpaa. Kuvassa 11 on esitetty 5 miljoonan sähköauton vaikutusta Pohjoismaissa, jos kuormaa ei pyritä tasoittamaan lainkaan.

**Kuva 11:** Sähköautojen vaikutus pohjoismaiseen kulutukseen, jos kuormaa ei tasoiteta [28]

Koska kuluttaja saa sähkönsä halvemmalla yöaikaan, tulee huomattava osa sähköautojen latauksesta todennäköisesti siirtymään päivän tunneilta yön tunneille. Tämä tulisi tasoittamaan sähkön hintavaihteluita. Tasoitettua lataamista on esitetty kuvassa 12.



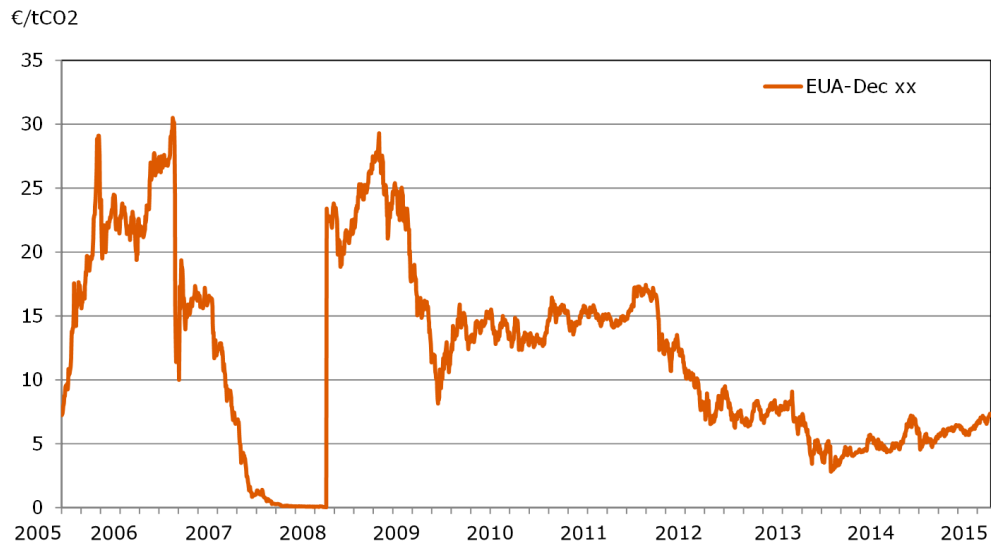
**Kuva 12:** Sähköautojen vaikutus pohjoismaiseen kulutukseen, jos kuorma tasoitetaan [28]

Teoriassa olisi myös mahdollista käyttää akkuja tasaamaan kulutuspiikkejä purkamalla akkuja. Nykyisellä teknologialla se ei kuitenkaan akun kulumisen takia olisi kustannus-tehokasta. Jos akkuteknologia kehittyy niin, että akun lataaminen ja purkaminen eivät merkittävästi kuluta sitä, voimistuu hintoja tasaava vaikutus vielä entisestään.

### 2.5.3 Päästöperusteinen verotus

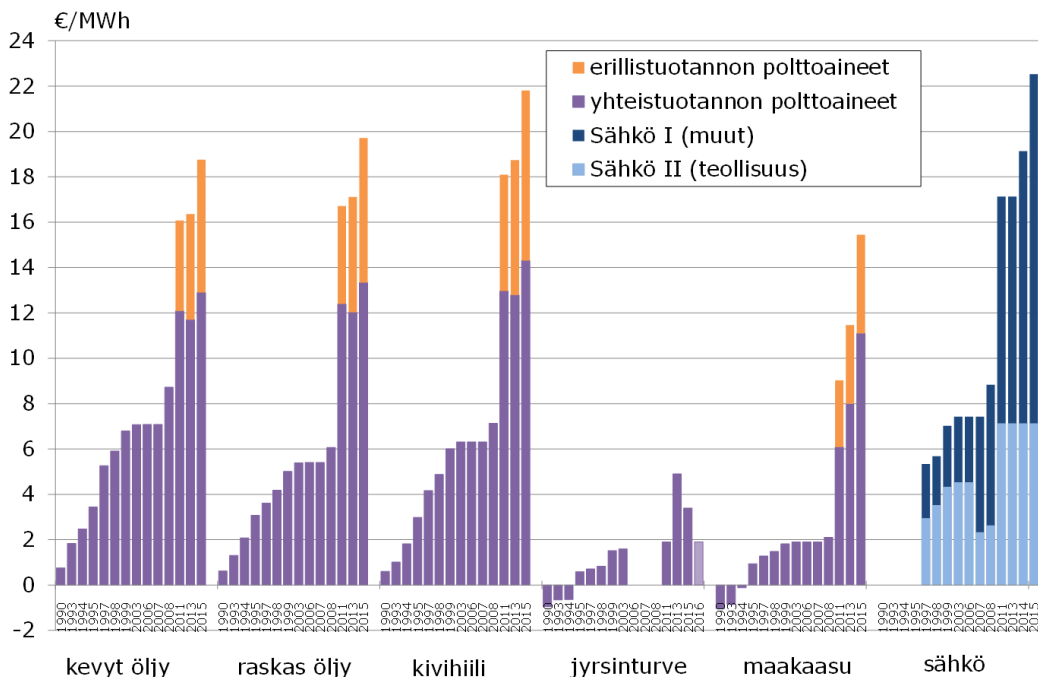
Suomessa on käytössä monenlaista päästöperusteista energiaverotusta: päästöoikeudet, hiilidioksidivero, tuotantojakeittain määritelty valmistevero. EU:n päästökauppajärjestelmä EU ETS on ensimmäinen kansainvälinen ja tähän mennessä suurin päästömarkkina [30]. Järjestelmän tavoitteena on vähentää EU:n kasvihuonepäästöjä kustannustehokkaasti häiriten mahdollisimman vähän talouskasvua ja työllisyyttä. Päästöoikeuksia vapautetaan markkinoille rajallinen määrä, jossa niiden hinta muodostuu kysynnän ja tarjonnan mukaan. Jaettavien päästöoikeuksien määrää vähennetään vuosittain 1,74 prosenttia. Tavoitteena on, että päästökauppasektorin päästöt olisivat laskeneet 21 % vuoteen 2020 mennessä vuodesta 2005. Vuonna 2010 järjestelmän piiriin kuului noin 40 % Euroopan kasvihuonekaasupäästöistä ja 56 % Suomen päästöistä. Päästöoikeuksien hallinnointi on jaettu kausiin, 2005 - 2007 oli ensimmäinen kausi, 2008 - 2013 toinen ja 2014 - 2020 kolmas. Päästöoikeuksien hinta on kymmenen vuoden aikana vaihdellut rajusti. Vuoden 2007 lopulla oikeuksien hinta putosi nolnaan, sillä oikeuksia oli myönnetty liikaa ja siirto kausien välillä ei ollut mahdollista. Vuonna 2008 alkanut lama on vähentänyt päästöoikeuksien kysyntää huomattavasti eikä päästöoikeuksien hinta ole vielä 2015 toipunut alkuaikojen tasolle. Päästöoikeuksien spot-hinta on esitetty kuvassa 13.





**Kuva 13:** Päästöoikeuksien hintakehitys 2005 – 2015 [21]

Päällekkäiset ohjaukset vähentävät päästöoikeusjärjestelmän tehokkuutta. Suomessa niitä on kuitenkin käytössä jo useita. Sähkön tuotannossa puuhakkeelle maksetaan tukea sähkön tuotannossa. Lämmön tuotannossa turpeelle ja fossiilisille polttoaineille on useita veroja. Yhteistuotannossa lämmön verot vaikuttavat myös sähkön tuotantoon. Verojen kehitystä on havainnollistettu kuvassa 14. Yhteistuotantolaitoksille verot ovat jonkin verran alemmat. Kuvaajaan on merkitty vain vuodet, joihin muutoksia verotukseen on tullut eli 25 vuoden aikana yhteensä 15 kertaa. Suurin hyppy tuli vuonna 2011, jolloin otettiin myös käyttöön erillinen verotus erillistuotannolle ja yhteistuotannolle.



**Kuva 14:** Energiaverojen kehitys, kaukolämmön tuotannon polttoaineet ja sähkövero 1990 - 2015 [23]

Päästöoikeusmarkkinaa pyritään korjaamaan EU:ssa muutaman jäsenmaan vastustuksesta huolimatta. Päästöistä riippuvien verojen osuus kustannuksista tulee kuitenkin säilymään korkeana, oli mekanismina sitten päästökauppa tai kansallinen vero-ohjaus.

## 2.6 Investointilaskelmat energiateollisuudessa

Vaikka työn tarkoituksena ei olekaan luoda varsinaista investointilaskelmaa, on sen elementtien ymmärtäminen silti tärkeää. Tällöin osataan huomioida oleelliset kustannuserät ja mallintaa varsinaisen investoinnin kannattavuuslaskennan oletukset ja pois jätetyt kustannukset.

### 2.6.1 Nettonykyarvo

Perinteisen investointilaskennan [20], eli nettonykyarvo (NPV) laskennan mukaan investointi kannattaa tehdä välittömästi, jos sen diskontattu odotusarvoinen tuotto on suurempi kuin investointikustannukset. Säännön pohjana on periaate, että yrityksen tehtävänä on tuottaa arvoa. Toisin sanoen, investointi tehdään heti, kun nettonykyarvo on suurempi kuin nolla:

$$V_t - I_t \geq 0. \quad (8)$$

Kaavassa  $V_t$  on investoinnin nykyarvo ja  $I_t$  investointikustannukset.

Vaikka sääntö vaikuttaa yksinkertaiselta, tähän lähestymistapaan liittyy kolme merkittävää haastetta.

1. Miten laskea tuoton suuruus?
2. Miten laskea todennäköisyydet eri vaihtoehdoille, joista odotusarvo lasketaan?
3. Miten määrittää diskonttauskorko?

Näihin ei ole käytettävissä yleistä teoriaa ja energiantuotannossa näitä on hyvin vaikea määrittää tarkasti. Tuotto riippuu monesta muuttujasta, joiden arvot ja jopa riippuvuus-suhteet muuttuvat ajan funktiona pitkän ajan investointeja tekevän päätöksentekijän näkökulmasta lähes satunnaisesti. Tästä syystä laskennassa täytyy tehdä yksinkertaistuksia. Jos oletetaan, että diskonttauskorko on vakio ja lauhdelaitoksen tuotto myydään täysin spot-markkinoilla, päästään tulokseen [20]

$$V_g = \mathbb{E} \left[ - \sum_{t=0}^{T_c-1} \frac{I_t}{(1+\rho)^t} \right] + \sup_q \mathbb{E} \left[ \sum_{t=T_c}^{T_c+T_t-1} \frac{g(q_t) - \kappa_t}{(1+\rho)^t} \right], \quad (9)$$

jossa  $V_g$  on nettonykyarvo,  $T_c$  on satunnainen rakennusaika,  $I_t$  on investointikustannukset,  $\rho$  on diskonttauskorko,  $t$  on aika vuosina,  $T_t$  on investoinnin elinikä,  $g$  on sähköntuotannon kate tuotannolla  $q_t$ ,  $\kappa_t$  on kiinteät kulut.  $\mathbb{E}$  tarkoittaa odotusarvoa, ja  $\sup_q$  tarkoittaa

supremum  $q$ :n suhteen. Supremum tarkoittaa joukon pienintä ylärajaa [31]. Maksimiin verrattuna ero on se, että supremumin ei täydy olla osa joukkoa. Esimerkiksi negatiivisten lukujen joukon supremum on nolla, mutta maksimia ei ole määritelty.

Jos vielä lisäksi ei oteta huomioon laitoksen dynaamisia rajoituksia eli minimitheoa ja käynnistyskustannuksia, päästään yksinkertaisempaan muotoon. Todellisuudessa laitosta ei voida säätää näin vapaasti. Eräässä tutkimuksessa todetaan, että näillä yksinkertaistuksilla yliarvioidaan laitoksen vuotuinen tuotto ja todellinen tuotto saattaa olla jopa 25 % pienempi, jos toimitaan lähellä omakustannehintoja [32]. Vielä näillä huomattavilla yksinkertaistuksillakin on ongelmakohtia vielä jäljellä. Yhden megawatin voimalaitoksen nykyarvo  $P_g$  (kaavan 9 toinen osa) saadaan nyt muotoon

$$P_g = \mathbb{E} \left[ \sum_{t=1}^{T_t} \frac{u_t (S_t^e - h_t^f S_t^f - h_t^c S_t^c)^+ - \kappa_t}{(1 + \rho)^t} \right], \quad (10)$$

jossa  $u_t \in \{0,1\}$  kuvaa laitoksen käytettävyyttä,  $S_t^e$  on sähkön spot-hinta,  $S_t^f$  on polttoaineen hinta,  $S_t^c$  on päästöoikeuksien hinta,  $h_t^f$  on polttoaineteho,  $h_t^c$  on CO<sub>2</sub> päästö per MWh<sub>f</sub>.

Yhtälön ratkaisu edellyttää sähkön, polttoaineen ja päästöoikeuksien hintojen mallintamista tuntitasolla voimalaitoksen käyttöiän verran tulevaisuuteen, esimerkiksi 40 vuotta. Näiden lisäksi täytyy vielä mallintaa kaikki laitoksen kannalta relevantit verot ja kiinteiden kustannusten kehittyminen, joihin vaikuttavat esimerkiksi työn hinta.

## 2.6.2 Tasattu sähköntuotannon kustannus

Vaikka NPV-analyysissä tehtiin jo paljon yksinkertaistuksia, jäi malliin edelleen huomattava määrä mallinnettavaa. Näiden monimutkaisuuksien välttämiseksi voidaan laskentaa yksinkertaistaa vielä pidemmälle. Oletetaan, että investointi valmistuu välittömästi investointipäätöksen jälkeen ennalta määrätyllä hinnalla. Oletetaan myös, että polttoaineen ja päästöoikeuden hinta on vakio, ja että tiedämme laitoksen huipunkäyttöajan. Vaaditulla takaisinmaksuajalla, saadaan netto nykyarvo muotoon

$$V(p) = -I + \sum_{k=1}^T \frac{N * (p - h * S - e * S_c) - \kappa}{(1 + \rho)^k}, \quad (11)$$

jossa  $I$  on investointikustannus, joka tapahtuu yhdellä ajanhetkellä,  $N$  on huipunkäyttöaika,  $p$  on vakio sähköstä saatava hinta,  $h$  on polttoaineteho,  $S$  on polttoaineen hinta,  $e$  on CO<sub>2</sub> päästö per MWh<sub>f</sub>,  $S_c$  on päästöoikeuksien hinta,  $\kappa$  on kiinteät kulut ja  $k$  on vaadittu takaisinmaksuaika.

Tähän mennessä tehdyt oletukset ovat:

- Investoinnin kustannus ja rakennusaika on vakio (riskitön)
- Pääoman kustannus eli diskonttaus korko on vakio
- Laitosta voidaan säätää äärettömän nopeasti maksimitiennon ja nollan välillä
- Käynnistyskustannuksia ei huomioida
- Sähkön hinta on vakio
- Polttoaineen hinta on vakio
- Päästöoikeudet/verot ovat vakiot
- Kiinteät kustannukset ovat vakiot
- Huipunkäyttöaika tiedetään ennen investointia, ja se on vakio

Kun asetetaan  $V(p)$  on nolla, voidaan ratkaista, millä keskimääräisellä sähkön hinnalla investointi olisi kannattava eli tasattu sähköntuotannon kustannus  $p$  (levelized cost of electricity, LCOE)

$$p = h * S + e * S_c + \frac{\kappa}{N} + \frac{1 - \beta}{\beta * (1 - \beta^T)} \frac{I}{N}, \quad (12)$$

jossa  $\beta = \frac{1}{1+\rho}$ . LCOE-arvoja käytetään usein vertailemaan eri teknologioiden kannattavuutta sähköntuotannossa. LCOE-laskennan ei välttämättä täydy yksinkertaistaa näin pitkälle. Se pyrkii tuottamaan vertailukelpoisen arvion tuotantokustannuksista eri tuotantomuotojen välillä eli ratkaisun kaavaan

$$LCOE = \frac{\text{Kaikki tuotot}}{\text{Kaikki kustannukset}}. \quad (13)$$

Kaava 13 on yksinkertaistettu niin pitkälle, että voidaan välttyä hintojen mallintamiselta ja tehdä kaikki laskelmat keskimääräisillä hinnoilla.

### 2.6.3 Reaaliopiot

Tärkein kilpailija NPV laskennalle on reaalioptio arvostus eli real options valuation (ROV). Sen perusteella *jos päätöksentekijä voi odottaa ja investointipäätös on peruuttamaton*, niin investointia ei kannata tehdä NPV säännön mukaisesti. ROV perustuu ajatukselle, että yrityksen tehtävänä ei ole pelkästään tuottaa lisäarvoa, vaan *maksimoida* sitä. Investoinnin ehto voidaan esittää seuraavalla kaavalla

$$\sup_{\tau \geq 0} \mathbb{E} [e^{-\mu\tau} (V_\tau - I_\tau)], \quad (14)$$

jossa  $\tau$  on aika,  $\mu$  on diskonttokorko,  $V_\tau$  on nykyarvo ja  $I_\tau$  on investointikustannukset.

Koska kaukolämpöverkkoon mahtuu rajallinen määrä tuotantoa, on käytössä olevien investointien määrä rajattu. Seuraavassa tarkastellaan esimerkkitulannetta, jossa vaihtoehtona on investoida joko hakekattilaan tai geolämpölaitokseen. Investoinnit valmistuvat välittömästi. Diskonttauskorko on 10 %. Hakekattilan tekniikka on jo olemassa, joten siihen voitaisiin investoida heti. Investointi maksaa 5 miljoonaa ja se säästää kustannuksia miljoonan vuodessa. Geolämpölaitoksen tekniikka on vasta kehitteillä, joten siihen ei voida investoida heti ja sen kustannuksista ei ole tarkkaa tietoa. Tekniikka oletetaan valmistuvaksi kahden vuoden päästä, jolloin investointikustannukset olisivat viisi miljoonaa. Jos 75 % todennäköisyydellä geolämpö tuottaa 2 miljoonaa vuodessa ja 25 % todennäköisellä se on vähemmän kannattava kuin hake. Tällöin investoijalla on kaksi vaihtoehtoa. Ensimmäinen on investoida heti hakkeeseen ja hylätä investointi kahden vuoden päästä, jos geolämpö onkin kannattava. Toinen vaihtoehto on odottaa investoinnin kanssa kaksi vuotta, jonka jälkeen investoidaan kannattavimpaan vaihtoehtoon. Tällöin voidaan mallintaa neljä mahdollista kehitysuraa.

1. Investoidaan heti hakkeeseen ja geolämpö ei ole kannattava, todennäköisyys 25 %
2. Investoidaan heti hakkeeseen ja kahden vuoden päästä geolämpöön, todennäköisyys 75 %
3. Odotetaan ja geolämpö osoittautuu kannattamattomaksi, todennäköisyys 25 %
4. Odotetaan ja geolämpö osoittautuu kannattavaksi, todennäköisyys 75 %

Kun lasketaan todennäköisyyksillä painotetut keskiarvot, on heti investoinnin odotusarvoinen nettonykyarvo kahdessakymmenessä vuodessa 40 miljoonaa ja odottamisen nettonykyarvo on 50 miljoonaa. Samanlaista logiikkaa voidaan käyttää, jos esimerkiksi sähkön tai polttoaineiden hinnoista on epävarmuutta. Odottamalla voidaan seurata mihin suuntaan hinnat kehittyvät. Jos kannattavuus paranee nykyhetkestä, voidaan olla varmempia, ettei investointi muutu kannattamattomaksi rakennusaikana. Jos hinnat taas kääntyvät alaspäin, voidaan investointi jättää toistaiseksi tekemättä, jolloin vältyttiin huolta investoinnilta.

Akateemisessa ympäristössä ROV on ollut valtava menestys. Toisaalta teollisuudessa suosio on ollut huomattavasti pienempää. Talouspäälliköille tehdyssä kyselyssä [33] suosituin käytössä oleva laskentatapa on NPV, ROV menetelmän ollessa harvimminkin käytetty. Päättäjistä 75 % kertoo käyttävänsä NPV menetelmää ja 25 % ROV menetelmää. Päättäjiltä kysyttäessä miksi näin on, tärkein syy on laskennan monimutkaisuus verrattuna NPV sääntöön. ROV on matemaattisesti vielä vaativampi kuin NPV. Lisäksi tiukassa kilpailutilanteessa ROV menetelmä lähestyy NPV menetelmän antamia arvoja. NPV:n antamia arvoja myös monesti korjataan ROV menetelmän periaatteista johdettujen oivallusten avulla, kuten säätämällä diskonttauskorkoa tai takaisinmaksuajan vaatimuksia. Menetelmiä vertailtaessa on havaittu, että mitä tietoisempi yritys on ROV menetelmästä, sitä vähemmän yritys on altistunut kielteiselle riskille [34].

Pelkässä sähköntuotannossa kilpailu on erittäin kovaa. Investointi joutuu kilpailemaan siirtoyhteyksien rajoissa kaikkien pohjoismaiden investointien kanssa. Tällöin optimaalinen investointistrategia on käytännössä NPV. Yhdistetyssä sähkön ja lämmöntuotannossa tilanne on monimutkaisempi. Lämmöntuotannossa Suomessa paikallisella toimijalla on yleensä monopoli lämpöverkkoon ja sen tuotantoon. Tällöin ainoa kilpailu on epäsuoraa. Kaukolämpöyhtiöt voivat menettää asiakkaitaan esimerkiksi lämpöpumppujen kannattavuuden parantuessa, mutta toistaiseksi kilpailijoilla ei ole mahdollisuutta rakentaa omaa tuotantolaitostaan paikallisen toimijan lämpöverkkoon. Tällöin ROV menetelmä tulee ajankohtaisesti. Investointi lämmöntuotantoon on peruuttamaton ja kilpailijoilla ei ole mahdollisuutta ehtiä ensin. Tällöin vaikka investointi vaikuttaisi NPV menetelmällä juuri ja juuri kannattavalta, ei ROV menetelmää käyttämällä investointi vielä kannata.

Odottamisesta on useita hyötyjä. Vanhojen laitosten teknistä käyttöikää voidaan hyödyntää mahdollisimman pitkään. Lämpöverkkoon mahtuu vain rajallinen määrä tuotantoa, joten ylimääräistä kapasiteettia ei voida hyödyntää. Tällä hetkellä edullisin tuotantomuoto voi NPV menetelmällä olla hyvinkin kannattava. Tekniikka kuitenkin kehittyy ja mikäli odottamalla voidaan investoida vielä kannattavampaan laitokseen, saattaa nykyisten vähemmän kannattavien laitosten ajaminen muutaman vuoden vielä kannattaa. On myös mahdollista, että hinnat muuttuvat niin, että nykyiset laitokset muuttuvatkin erittäin edullisiksi.

#### **2.6.4 Investointilaskelmat Tampereen Sähkölaitoksella**

Tähän mennessä Tampereen Sähkölaitoksella on käytetty investointien arviointiin LCOE-laskentaa kaavan 12 mukaisesti muutamalla tarkennuksella. Uusi optimointijärjestelmä tuo mahdollisuuden karsia suurimman osan aiemmin tehdyistä yksinkertaistuksista ilman, että työmäärä muodostuu kohtuuttomaksi. Optimointijärjestelmän avulla on mahdollista tarkastella investointeja kaavan 9 avulla, kun mallinnetaan sähkön, kaukolämmön, polttoaineen ja verotuksen hinnat. Tämä työ pyrkii vastaamaan kappaleessa 2.6.1 esitetystä listasta kohtaan 1 eli miten laskea vuosittainen tuotto erilaisissa skenaarioissa. Tämän jälkeen tehtäväksi jää vielä selvittää, miten eri skenaarioita painotetaan ja huomioida kiinteät kustannukset mukaan investointilaskelmiin. Käytettävän diskonttauskoron, investointikustannusten arvottamisen ja riittävän NPV arvon määrittelee yrityksen johto.

## 3 TUTKITTAVAT INVESTOINNIT

Työssä tutkitaan kolmea investointivaihtoehtoa: Kaukolämmön ja -kylmän tuotantoon soveltuvaa lämpöpumppua, Lielahden voimalaitoksen reduktion laajentamista ja Naistenlahden voimalaitosalueelle tulevaa kaukolämpöakku.

### 3.1 Kaukolämpöakku

Lähes kaikissa Suomen suurissa kaupungeissa on paikallinen kaukolämpöyhtiö rakennuttanut kaukolämpöakun. Tampereelle akku ei ole vielä rakennettu, koska Tampereen kaukolämmöntuotanto on ollut melko homogeenistä ja koska kaasukombilaitokset ovat olleet melko joustavia säätymään. Hervannan hakelaitoksen, Tammervoiman ja Naistenlahteen rakennetun pesurin myötä Tampereen kaukolämmöntuotanto muuttuu jäykemmäksi, jolloin akun tarve alkaa korostua. Tampereelle tulee jo Tammervoiman voimalaitoksen yhteyteen pieni lämpöakku. Tässä työssä tutkitaan isomman kaukolämpöakun rakentamista Naistenlahden voimalaitosalueelle.

#### 3.1.1 Toimintaperiaatteet

Kaukolämpöakulla tarkoitetaan lämpövarastoa, johon voidaan varastoida lämpöä ja purkaa varastot tarvittaessa. Yleensä varastoaineena toimii vesi sen suuren ominaislämpökapasiteetin ja ympäristöystävällisyyden ansiosta. Jos akku kytketään suoralla kytkennällä kaukolämpöverkkoon, voidaan akku käyttää myös verkon vesivarastona. Tästä on hyötyä esimerkiksi suuren vuodon aikana. Vesi voidaan varastoida esimerkiksi eristettyyn terässäiliöön tai kallioluolaan. Suomessa on yksi kallioluolavarasto, joka sijaitsee Oulussa [35]. Kaukolämpöakun mitoituksessa pyritään minimoimaan rakennuskustannuksia ja lämpöhäviöitä.

#### 3.1.2 Tekniset tiedot ja mallintaminen järjestelmään

Suunniteltu akku on eristetty terässäiliö, joka on kytketty suoralla kytkennällä kaukolämpöverkkoon. Akkuun syötetään höyryä hapen poistamiseksi, mikä vähentää korroosiota. Koska akku suunnitellaan voimalaitosalueelle, on höyry mahdollista ottaa voimalaitoksen prosesseista, eikä erillistä sähköhöyrystintä välttämättä tarvita. Tämä tosin rajoittaisi akun käyttöä silloin, kun voimalaitos ei ole käynnissä.

Akun lataus- ja purkausnopeudeksi on suunniteltu noin 45 MW ja kapasiteetiksi noin 350 MWh. Tällaisen akun tilavuus olisi noin 9000 m<sup>3</sup>. Lämpöhäviöitä on arvioitu Karhun diplomityössä [35]. Siellä oletetaan h/d suhteeksi 1, jolloin tehdyillä oletuksilla saadaan lämpöhäviöiksi noin 16 W/m<sup>2</sup>. H/d suhteella 1 saadaan 9000 m<sup>3</sup> akun pinta-alaksi noin 2400 m<sup>2</sup>. Tällöin akun häviöiksi saadaan 0,038 MW. Päivässä lämpöhäviöt olisivat siis yhteensä 0,92 MWh. Määrä on arvio ylärajasta, koska arviossa on oletettu, että akku on täynnä. Täyttöasteesta riippuva kulutus on siis päivässä korkeintaan kokoluokkaa 0,5

MWh tai todennäköisesti vielä vähemmän. Täten mallinnuksessa oletetaan, että kuormituksesta riippuvia lämpöhäviöitä ei ole.

Akku on paineistamaton, joten akussa voidaan säilöä korkeintaan 95 asteista vettä. Naistenlahti 2 pystyy tuottamaan 115 asteista vettä. Kun vedet sekoitetaan suhteessa 1:1 ennen verkkoon päästöä, saadaan akusta purettavan kaukolämpöveden maksimilämpötilaksi 105 astetta. Tämä vastaa ulkolämpötilassa noin 12 pakkasastetta. Mallinnuksessa oletetaan, että akusta ei voida purkaa lämpöä, jos ulkolämpötila on alle -12 astetta.

Mallinnuksessa Naistenlahden akun ulos- ja sisääntulo on kytketty suoraan kaukolämpöverkkoon. Tällöin oletetaan, että akkua voidaan purkaa ja ladata suoraan kaukolämpöverkkoon, riippumatta voimalaitoksen toiminnasta. Työssä on myös oletettu, että varauskapasiteetti ei muutu ulkolämpötilan funktiona.

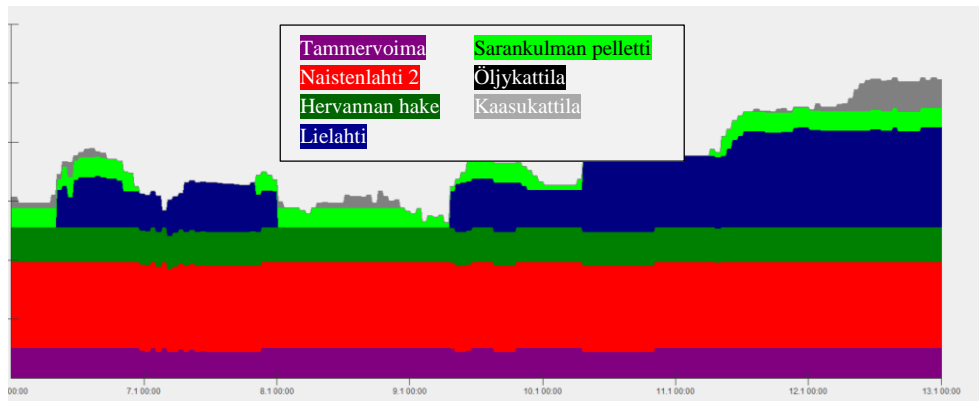
### 3.1.3 Käyttötavat ja rajahintojen muodostuminen

Ilman kaukolämpöakkaa kaukolämpöverkko käyttäytyy lähes yhtä joustamattomasti kuin sähköverkko eli tuotannon ja kulutuksen täytyy olla tarkkaan tasapainossa. Talvella täytyy polttaa kallista polttoöljyä muiden tuotantomuotojen kapasiteetin loppuessa. Kesällä, jos yhteistuotantolaitos haluaisi korkeiden sähkönhintojen takia ajaa korkealla teholla, täytyy ylimääräinen lämpö ajaa järveen. Akku helpottaa tilannetta jonkin verran ja mahdollistaa tuotannon sopeuttamisen paremmin vaihteleviin sähkön hintoihin ja kaukolämpökuormaan.

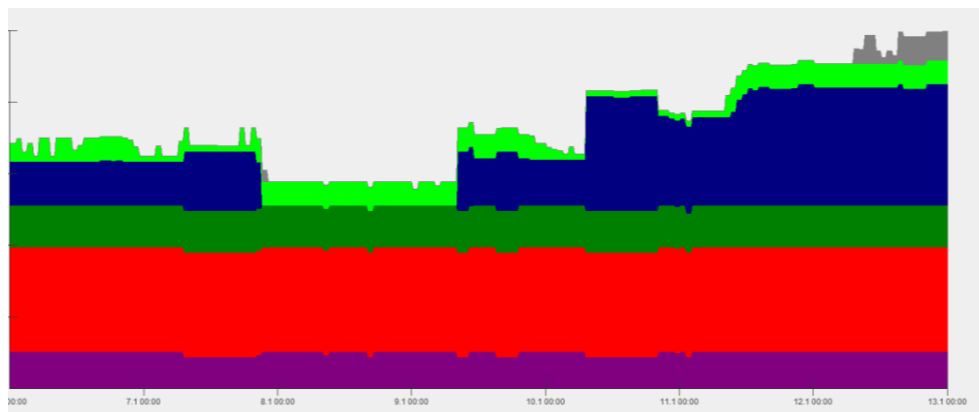
Tärkeimmät hyödyt kaukolämpöakusta ovat lisäjähdytyksen väheneminen, kalliimman tuotantojakeen korvaaminen halvemmalla, sähköntuotannon siirtäminen korkean sähkön hinnan tunneille ja toimitusvarmuuden kasvaminen. Optimoinnin näkökulmasta kolme ensimmäistä tekijää ovat oikeastaan sama asia, koska kaikissa niissä korvataan kallista tuotantoa halvemmalla. Kaukolämpöakku on sitä kannattavampi, mitä suurempia hintaeroja tuotantojakeiden välillä on ja mitä enemmän tuotantoa on akun avulla mahdollista siirtää halvemmille tuotantojakeille.

Kuvissa 15–17 on esitetty tuotantoa viikon ajanjaksolla 6.1 - 13.1.2014. Ensimmäisessä kuvassa on ajo ilman akkua ja toisessa akun kanssa. Kuvaajasta voidaan havaita, että akku mahdollistaa paljon selvärajaisemman ajon, kun tuotannon ei täydy enää seurailta kaukolämpökuormaa tarkasti. Eri värit merkitsevät eri voimalaitoksia ja lämpökattilatyyppejä.



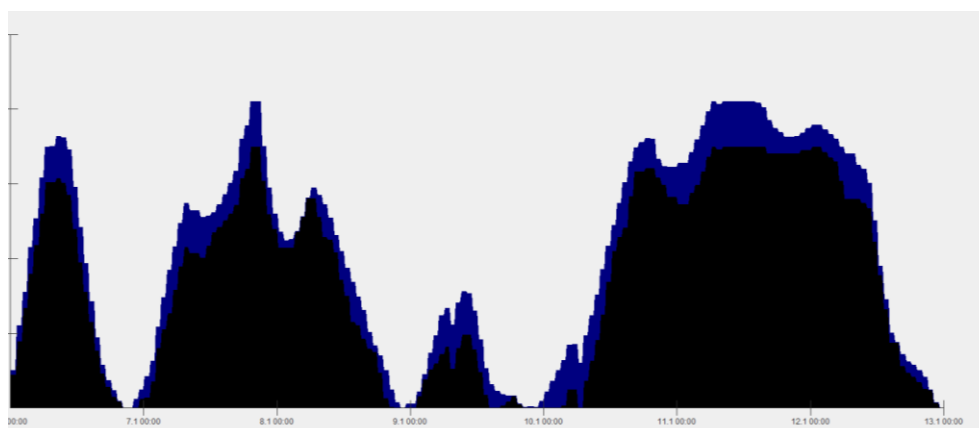


*Kuva 15: Tampereen kaukolämmön optimoitu tuotantorakenne 6.1 - 13.1.2014*



*Kuva 16: Tampereen kaukolämmön optimoitu tuotantorakenne akun kanssa 6.1 - 13.1.2014*

Kuvassa 17 nähdään kuvan 16 optimoinnissa molempien Tampereen Sähkölaitoksen akkujen varaustaso. Sinisellä merkitty Tammervoiman akku on käytössä kaikissa optimoinneissa ja kuvassa mustalla merkitty Naistenlahden akku on uusi investointi.



*Kuva 17: Tammervoiman ja Naistenlahden akkujen optimoitu varaustaso 6.1 - 13.1.2014*

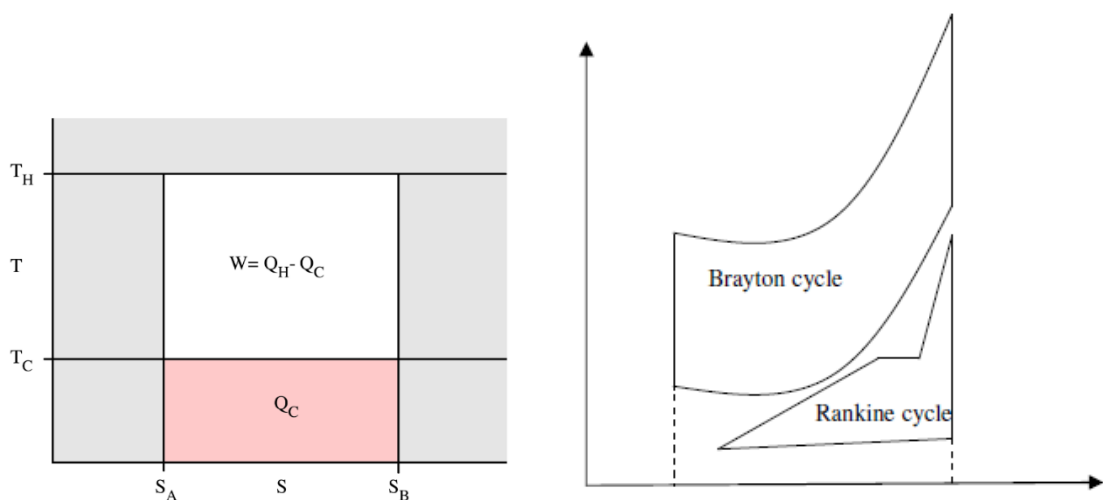
Akun avulla voidaan tuottaa enemmän sähköä ja vähentää käynnistyskustannuksia Sarankulmassa sekä vähentää kaasukattiloiden käyttöä.

## 3.2 Lielahden voimalaitoksen reduktion laajennus

Alhaiset sähköhinnat ovat vieneet sähkön tuottamisen kannattavuutta huomattavasti. Lisäksi päivän hintaprofiilin jyrkkeneminen on johtanut tilanteisiin, jolloin päivisin sähkön tuottaminen on todella kannattavaa ja tappiollista öisin. Tähän ratkaisuna on Lielahden voimalaitokselle suunniteltu laajennettu reduktio, joka mahdollistaisi höyryturbiinin pyörittämisen hyvin pienellä teholla alhaisilla sähkön hinnoilla.

### 3.2.1 Lielahden voimalaitoksen kuvaus ja reduktion toimintaperiaate

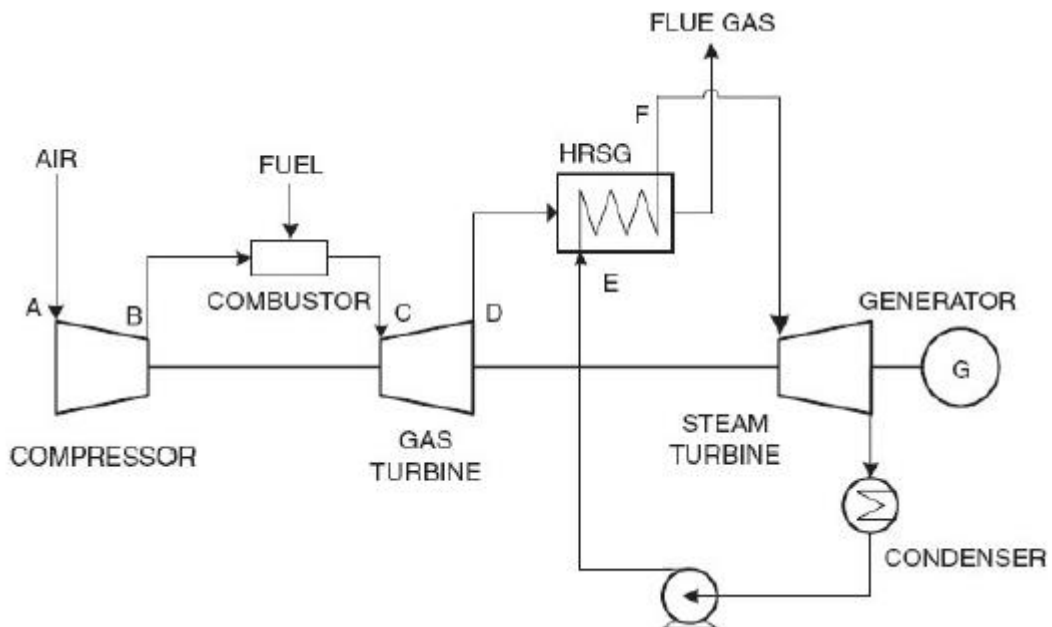
Kombivoimalaitos muodostuu kaasuturbiinista ja höyryturbiinista. Yhdistelmällä päästään korkeampaan rakennusasteeseen kuin perinteisellä höyryturbiinilla. Parempaan hyötysuhteeseen pääsyä voidaan havainnoida hyvin TS-piirroksella (kuva 18). Ideaalisessa Carnot syklissä lämmöntuonti tapahtuu lämpötilassa  $T_H$ , ja lämmön poisto ympäristön lämpötilassa  $T_C$ . Tehty työ  $W$  riippuu näiden kahden lämpötilan erosta, ja lämpötilan  $T_C$  ja absoluuttisen nollapisteen välisestä lämpötilaerosta. Hyötysuhde nähdään kuvasta 18, se on  $\frac{W}{Q_H}$ , eli valkoisen pinta-alan osuus koko suorakulmion pinta-alasta. Carnot prosessissa hyötysuhde on 100 %, kun lämmön poistaminen tapahtuu absoluuttisessa nollapisteessä. Käytännössä tähän ei päästä, sillä ympäristön lämpötila on yleensä vakio, johon ei voida vaikuttaa. Tällöin ainoaksi keinoksi parantaa hyötysuhdetta on laajentaa valkoisen alueen osuutta koko alueesta eli nostaa lämpötilaa  $T_H$ . Juuri tähän perustuu kombi-prosessi (kuva 19). Kombi-prosessissa saadaan lämpö tuotua korkeammassa lämpötilassa kuin pelkällä Rankine syklillä ja kerättyä suurempi osa energiasta talteen kuin pelkällä Brayton syklillä. Sähkön tuotannon häviöiksi jää kuvassa 19 syklien väliin ja alapuolelle jäävä pinta-ala. Tästäkin saadaan yhteistuotantolaitoksessa vielä valtaosa talteen kaukolämpönä.



**Kuva 18 (vasen):** Ideaalinen Carnot sykli, TS-piirros [36]

**Kuva 19 (oikea):** Kombi-prosessi, TS-piirros [37]

Lielahden voimalaitos on maakaasulla toimiva kombivoimalaitos, joka koostuu kahdesta blokista eli kahdesta kaasuturbiinista ja yhdestä höyryturbiinista. Blokkeja voidaan ajaa yksittäin tai yhdessä. Kaasuturbiinit säätävät hyvin ja nopeasti täyden tehon ja 2/3 tehon välillä. Teoriassa turbiineja voitaisiin ajaa pienemmälläkin teholla, mutta käytössä on havaittu, että osat kuluvat pienellä teholla liian nopeasti, jotta käyttö olisi taloudellista. Höyryturbiini säätää hitaammin kuin kaasuturbiini lämpötilavaihtelusta johtuvan venymisen ja höyrypiiriin varastoituvan energian takia. Yhden blokin ollessa käynnissä maksimi sähköteho on ulkolämpötilasta riippuen noin 60 MW ja minimiteho noin 40 MW. Kahdella blokilla Lielahden nimellinen sähköntuotannon maksimiteho on 147 MW, josta omakäyttöistä ja lämpötilariippuvuudesta johtuen tyypillinen nettoteho on 120 - 130 MW ja minimiteho noin 80 MW. Kaasukombilaitoksen periaatepiirros on esitetty kuvassa 20. HRSG (heat recovery steam generator) tarkoittaa savukaasulämmönvaihtimia, joissa savukaasujen lämpö otetaan talteen höyrypiiriin. Täällä tapahtuu kuvan 19 siirtymä syklien välillä.



**Kuva 20:** Kaasukombilaitoksen periaatepiirros [37]

Huonoilla sähkön hinnoilla halutaan yhteistuotantolaitoksessa minimoida tuotettua sähkön määrää merkittävästi kokonaishyötysuhdetta heikentämättä. Teoriassa tähän on mahdollista päästä kolmella tavalla.

1. Ajamalla koko laitosta pienemmällä polttoaineteholla
2. Ajamalla polttokammiossa syntyvää savukaasua kaasuturbiinin ohi
3. Ajamalla höyryä höyryturbiinin ohi reduktiosta

Lielahden voimalaitoksen tapauksessa tutkittiin ensin vaihtoehtoa 1. Yksinkertaisimmin tähän päästäisiin sammuttamalla voimalaitos. Voimalaitoksen käynnistäminen ja alasajo on kuitenkin hidasta ja kuluttaa osia huomattavasti, joten pelkästään yön ajaksi tämä ei

ole kannattavaa. Selvitystyön alussa ajatuksena oli päivittää kaasuturbiinia ja sen ohjauslaitteita mahdollistamaan pienempi polttoaineteho. Selvityksessä kuitenkin osoittautui, että vaatimuksena olisivat olleet myös muutostyöt höyrykattilaan, jotka olisivat olleet kalliita. Koska kaasuturbiinin minimiteho on täten annettu, se sulkee myös vaihtoehdon 2 pois. Vaihtoehto 2 vaatisi myös muutostöinä ohituksen rakentamisesta polttokammista turbiinin ohi. Tässä työssä päädyttiin tarkastelemaan vaihtoehdon 3 kannattavuutta.

Reduktiossa ajetaan höyry paisutusventtiilin kautta höyryturbiinin ohi. Koska turbiinin hyötysuhde on lähes 100 %, on tämä verrannollinen siihen, että tuotettaisiin lämpöä sähkökattilassa. Reduktiosta ei kuitenkaan tarvitse maksaa sähköveroa ja yhteistuotantolaitosten lämmön verotuskin on pienempää kuin lämpökattiloilla. Jos käytettävissä olisi riittävä määrä lämpöpumppuja esimerkiksi lämpökertoimella 3, voitaisiin ajamalla höyryturbiinin läpi tuottaa kolminkertaisesti lämpöä. Reduktion kannattavuus perustuukin nykyisellään suuresti verotukseen. Reduktion hyötynä on yksinkertaisuus ja reduktio täytyy joka tapauksessa rakentaa laitoksiin höyryturbiinin vioittumisen varalle ja käynnistykseen. Reduktion avulla voidaan vähentää tuotetun sähkön määrää tilanteessa, jossa sähköverkossa on liikaa tuotantoa, mutta laitoksia ei haluta ajaa alas.

### 3.2.2 Tekniset tiedot ja mallintaminen järjestelmään

Lielahdessa on jo molemmille blokeille olemassa reduktioventtiilit. Niitä ei voida kuitenkaan käyttää täydellä teholla asutukselle aiheutuvan meluhaitan takia. Niiden rajoitettu kapasiteetti on 15 MW per yksikkö. Jos kaasuturbiini on minimiteholla ja reduktio täysillä, yhden blokin ollessa käynnissä höyryturbiinin sähköteho on 10 MW. Kun blokkeja on käynnissä kaksi, on minimiteho 20 MW. Höyryturbiinin käynnissä pitämisen minimitehoksi on arvioitu 7 MW. Tällöin sähkötehon vähentämispotentiaali olisi siis 3 MW yhdellä blokilla ja 13 MW kahdella blokilla, jos höyryturbiini on käynnissä.

Reduktioventtiiliä on tarkoitus laajentaa niin, että koko höyryvirta olisi mahdollista ohjata höyryturbiinin ohi. Tämän mahdollistaisi laitoksen käyttämisen kokonaan ilman höyryturbiinia ja sallisi nopeamman käynnistyksen ja pienemmän sähkötehon laitoksella. Tällöin vähennyspotentiaali olisi 10 MW yhdellä blokilla ja 20 MW kahdella blokilla. Höyryturbiini kuitenkin kuluu voimakkaista kuormitusmuutoksista huomattavasti, joten jatkuvaa uudelleenikäynnistämistä on syytä välttää. Jos höyryturbiini olisi poissa käytöstä, jäisi sähköntuotanto huomattavan paljon pienemmäksi myös korkeilla sähkön hinnoilla vähentäen kannattavuutta.

Reduktio on mallinnettu yksinkertaisesti lisäämällä ylimääräinen reduktioventtiili, jonka läpi kulkevaa virtausta ei ole rajoitettu. Jos höyryturbiini on käynnissä, sen minimitehoksi on asetettu 7 MW. Tällöin on sallittu esimerkiksi käyttötapa, jolloin polttoaineteho on täysillä, mutta höyryturbiini on kokonaan pois päältä.

### 3.2.3 Käyttötavat ja rajahintojen muodostuminen

Reduktion rajahinta, kuten muutkin rajahinnat, riippuu korvattavan tuotannon tuotantokustannuksista ja sähkön hinnasta. Reduktiolla rajahinnan määrittäminen on yksinkertaista. Höyryturbiinilla ja reduktiolla oletetaan olevan samat muuttuvat kustannukset. Jos sähkön hinta on korkeampi kuin korvattavan lämmön tuotantokustannukset, avataan reduktioventtiili. Tällöin sähkön myynnin sijasta vähennetään polttoaineen käyttöä muualla. Näitä hetkiä on erityisesti öisin ja viikonloppuisin, kun sähkö on halpaa. Erityisen suuri muutos tulee ajotapaan, jossa polttoaineteho on täysillä ja reduktioventtiili täysin auki. Tällöin optimointi ajaisi jopa 150 MW höyryä ulos reduktiosta. Tällaisia hetkiä on kovilla pakkasilla, kun reduktiolla voidaan korvata öljyn käyttöä.

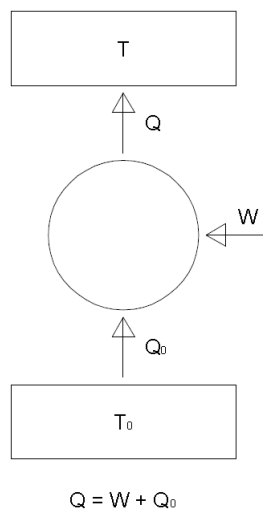
Käynnistystä olisi myös ehkä mahdollista nopeuttaa. Laajemmalla reduktiolla kaasuturbiini voitaisiin nostaa nopeasti täydelle teholle. Samalla höyryturbiinia lämmitettäisiin ja se voitaisiin käynnistää nopeammin kaasuturbiinin rinnalle. Höyryturbiinin lämmitessä tuotettu höyry ohjattaisiin reduktioventtiileistä.

## 3.3 Vedenpuhdistamolle asennettava lämpöpumppu

Tampereelle on päätetty rakentaa uusi vedenpuhdistamo. Puhdistamo rakennetaan Sulkaavuoren kalliotiloihin ja sen on tarkoitus valmistua 2020-luvun alkupuolella [38]. Purkuputken yhteyteen on mahdollista rakentaa lämpöpumppu, joka tuottaisi sekä kaukolämpöä että kaukokylmää verkkojen kysynnän ja sähkön hintojen mukaisesti.

### 3.3.1 Lämpöpumpun toimintaperiaate ja käyttö

Lämpöpumppua käytetään siirtämään lämpöä kylmemmästä lämmönlähteestä kuumempaan lämpövarastoon tekemällä työtä. Teoreettinen toimintaperiaate on esitetty kuvassa 21. Lämpöpumppu ottaa energian  $Q_0$  ympäristöstä  $T_0$  työn  $W$  avulla, ja luovuttaa lämmön  $Q$  lämpövarastoon  $T$ .



**Kuva 21:** Lämpöpumpun toimintaperiaate [39]

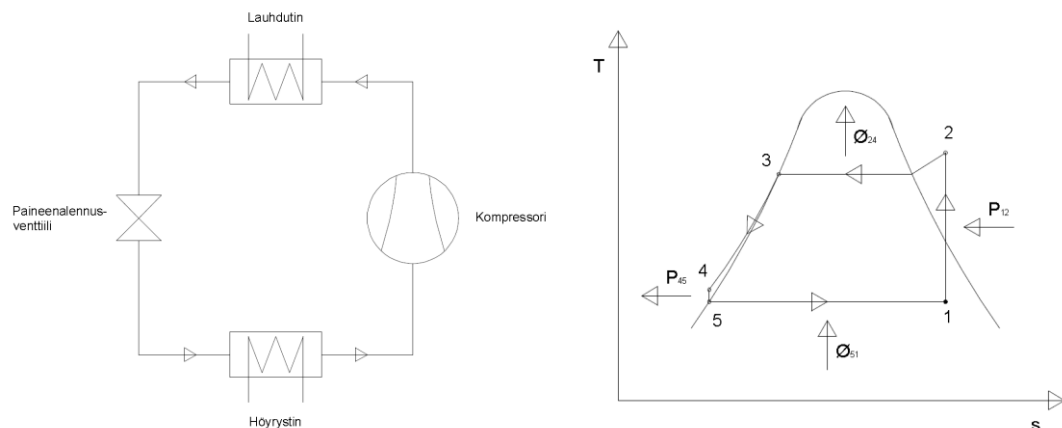
Lämpöpumpun energiatehokkuus määritellään lämpökertoimen avulla. Lämpökerroin kertoo, kuinka paljon lämpöä saadaan siirrettyä tehtyyn työmäärään nähden. Lämpökertoimen kaava on kuvassa 21 esitetyllä notaatiolla

$$COP = \frac{Q}{W}. \quad (15)$$

Erityisen hyvä lämpökerroin lämpöpumpulle saadaan, jos yhdistetään kaukolämmön ja kylmän tuotanto. Tällöin siirretään lämpöä kaukokylmäverkosta kaukolämpöverkkoon ja siirretty lämpö voidaan laskea hyödyksi kahteen kertaan. Pelkästään kaukolämmöntuotannossa lämpökerroin on kokoluokkaa kolme ja yhdistetyssä tuotannossa viisi. Yhdistetyn tuotannon lämpökerroin saadaan kaavalla 16.

$$COP = \frac{Q+Q_0}{W} \quad (16)$$

Tutkittava lämpöpumppu on kompressorikäyttöinen ja siinä on suljettu kierto. Kompressorikäyttöisen lämpöpumpun tärkeimmät osat on esitetty kuvassa 22. Kompressorikäyttöinen lämpöpumppu perustuu käänteiseen Clausius-Rankine prosessiin (Kuva 23).



**Kuva 22 (vasen):** Lämpöpumpun tärkeimmät osat [39]

**Kuva 23 (oikea):** Käänteinen Clausius-Rankine prosessi [39]

Lämpöpumpun tärkeimmät osat ovat höyrystin, kompressori, lauhdutin ja paineenalennusventtiili. Höyrystin on lämmönsiirrin, jossa kylmäaine kiehuu lämmönlähteen lämpöenergian avulla. Kuvassa 23 höyrystintä kuvaa siirtymä pisteestä 5 pisteeseen 1. Kaasumainen kylmäaine siirtyy kompressoriin, jossa kaasu pumpataan suurempaan paineeseen, siirtymä pisteestä 1 pisteeseen 2. Kompressorista kaasu siirtyy lauhtuttimeen, jossa suuremman paineen ansiosta höyry lauhtuu korkeammassa lämpötilassa kuin höyrystyminen tapahtui. Näin saadaan lämpöä siirrettyä korkeamman lämpötilan lämpövarastoon, siirtymä pisteestä 2 pisteeseen 4. Lopuksi lauhtunut neste kulkee paineenalennusventtiilin läpi, joka laskee nesteen paineen höyrystyksen vaatimalle tasolle, siirtymä pisteestä 4 pisteeseen 5.

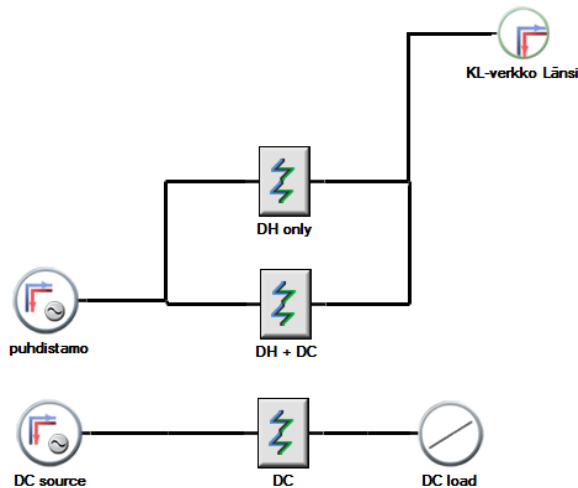
Kaukolämmöntuotannossa lämpöpumpun toiminnalle ominaista on lämpövaraston korkea lämpötila ja suuren tehon aiheuttamat vaatimukset lämmönlähteelle. Kaukolämpöveden asetusarvo riippuu ulkolämpötilasta vaihdellen 80 ja 120 asteen välillä. Käytännössä pääosa vuodesta toimitaan 90 asteen alapuolella. Menoveden lämpötila ylittää 90 astetta vasta kun ulkolämpötila alittaa -1 astetta. Suuri teho aiheuttaa vaatimuksia lämmönlähteelle. Kotitalouksissa lämpöpumpun lämmönlähteenä toimii yleensä ilma tai maaperä. Kaukolämmöntuotannossa käytettävän ilman tilavuus olisi epäkäytännöllisen suuri ja vastaavasti maaperän hyödyntäminen ei olisi käytännöllistä, koska lämmönsiirtoon tarvittaisiin valtava pinta-ala, jotta maaperä kykenisi kesän aikana vastaanottamaan riittävästi lämpöä. Käytännössä ainoaksi vaihtoehdoksi jäävät vesivirrat. Luonnonvesistöjen käyttöä rajoittaa veden jäätyminen lämmönvaihtimiin ja matala lämmönlähteen lämpötila huonontaa lämpökerrointa. Suomessa edullisimmaksi vaihtoehdoksi on havaittu jätevesivirtojen hyödyntäminen. Puhdistettu jätevesi on Tampereella lähes koko vuoden yli kymmenenasteista [39]. Jätevettä kaukolämmöntuotannossa hyödyntäviä lämpöpumppuja on Helsingissä [40] ja Turussa [41].

### 3.3.2 Tekniset tiedot ja mallintaminen järjestelmään

Uuden puhdistamon purkuputken varrelle olisi mahdollista louhia kallioon tila, johon tulisi kaukolämmön ja -jäähdytyksen tuotantoon soveltuva pumppu. Lämpöpumpun tuottaman kaukolämpöveden maksimilämpötila on 90 °C. Tämä asettaa rajoituksia pumpun käytettävyydelle. Työssä onkin oletettu, että pumppu ei ole käytettävissä, jos ulkolämpötila on alle -1 astetta. Tästä rajoituksesta olisi mahdollista päästä eroon joko priimauksella tai veden syöttämällä verkkoon kylmempänä kuin verkon asetusarvo. Priimauksella tarkoitetaan sitä, että rakennettaisiin lämpöpumpulta putki jollekin lämpökeskukselle, jossa alilämpöinen vesi lämmitettäisiin verkon asetusarvoon. Haittana tässä on putkiston aiheuttama merkittävä lisäkustannus investoinnille. Alilämpöisen veden syöttäminen verkkoon puolestaan aiheuttaa lämpötilaeroja putkistossa. Tämä saattaisi aiheuttaa lämpölaajenemisesta johtuen jännitteitä putkistoon, jotka voivat aiheuttaa putkiston nopeampaa kulumista ja vuotoja.

Lämmitysteho pumpulla on 18,4 MW ja jäähdytysteho on noin 12,4 MW. Lämpökerroin on noin 2,7 pelkässä lämmöntuotannossa, kun menoveden lämpötila on 90 astetta ja laskee 2,4:ään 60 % kuormituksella. Pienemmällä menoveden lämpötilalla lämpökerroin on suurempi. Työssä on käytetty keskimääräisenä lämpökertoimen arvoa 2,63 olettaen, että viemäriveden lämpötila ja virtaama eivät rajoita pumpun käyttöä annetuilla tehoilla.

Tarkka teho ja kytkentä kaukolämpöverkkoon ovat vielä suunnittelematta. Saattaa olla mahdollista, että tuotettu lämpö voitaisiin syöttää alilämpöisenä verkkoon, mikä parantaisi lämpökerrointa. Harkinnassa on myös priimauksen rakentaminen laitokselle. Tällöin rakennettaisiin putki todennäköisesti Nekalan lämpökeskukselle, jolla voitaisiin kuumentaa vesi verkon vaatimaan lämpötilaan. Jos pumpun sähköteho saataisiin nostettua kymmenen megawattiin, voisi pumppu osallistua säätösähkömarkkinoille.



**Kuva 24:** Lämpöpumpun mallintaminen optimoinnissa

Lämpöpumppu on mallinnettu ohjelmistoon kolmena erillisenä pumppuna, kuvan 24 esittämällä tavalla. Pumppuihin on asetettu ehtoja, milloin ne ovat käynnissä. ”DH only” saa olla käytössä aina, kun ulkolämpötila on yli -1 astetta. ”DH + DC”, eli yhteistuotanto saa olla käynnissä, kun ulkolämpötila on yli 18 astetta, mutta vain jos DH only ei ole käytössä. ”DC” on käynnissä aina kun DH + DC on käynnissä ja sinne menevä virtaus on kaksi kolmasosaa lämpöpumpulle menevästä virtauksesta. Puhdistamolta oletetaan saatavaksi rajoittamaton määrä lämpöä, mutta pumppuille on asetettu minimiteho 60 % maksimitehosta, jos pumppu on käynnissä. Lämpöpumpuille on määritetty muuttuva kunnossapitokustannus 1 €/MWh tuotettua lämpöä.

### 3.3.3 Käyttötavat ja rajahintojen muodostuminen

Lämpöpumppua voidaan käyttää kolmella tavalla: pelkästään kaukolämmön tuotantoon, pelkästään kaukokylmän tuotantoon tai molempien tuotantoon yhtä aikaa. Rajahinnat riippuvat vaihtoehtoisten tuotantotapojen tuotantokustannuksista kaavan 7 mukaisesti.

Erillistuotannossa laskenta on periaatteessa yksinkertaista. Jos vaihtoehtoisen tuotantotavan kustannukset ovat pienemmät kuin sähkön kustannukset jaettuna lämpökertoimella, on lämpöpumppu kytkettynä pois päältä. Sähkön kustannuksiin sisältyvät energian, siirron ja sähköveron kustannukset. Lisäksi huomioidaan muuttuvat kunnossapitokustannukset. Ainoa haaste on vaihtoehtoisen tuotantotavan määrittäminen. Tuotantokustannukset määritetään kaavalla

$$\text{Tuotantokustannus} = \frac{S_e + S_s + S_{tax}}{COP} + S_{kp}, \quad (17)$$

jossa  $S_e$  on sähkön tukkuhinta,  $S_s$  on sähkön siirtohintana,  $S_{tax}$  on sähkövero ja  $S_{kp}$  on muuttuva kunnossapitokustannus.

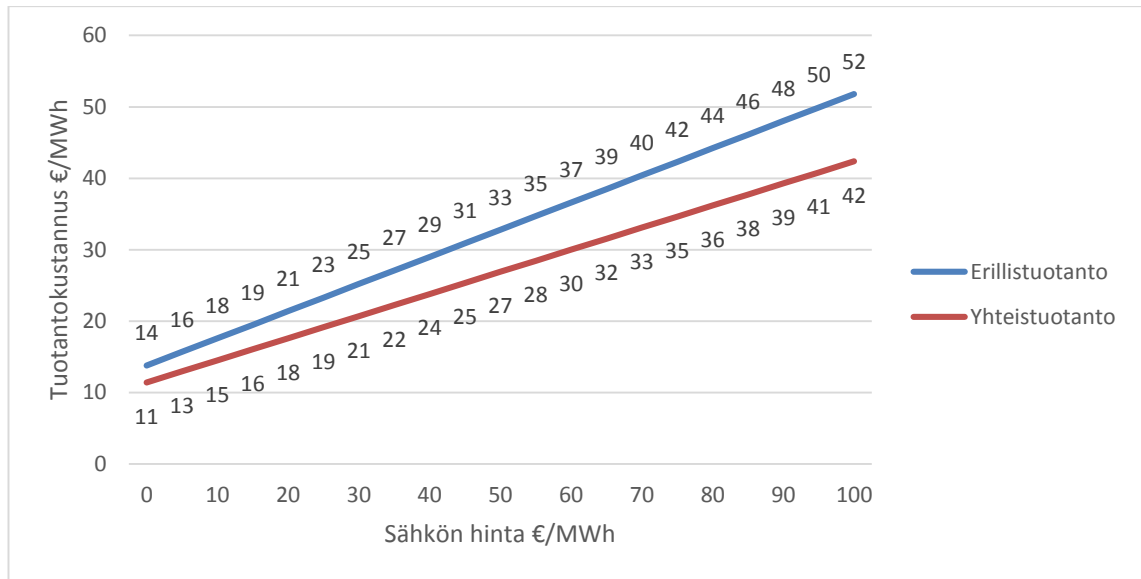


Yhteistuotannossa täytyy käytännössä optimoida molempia verkkoja samanaikaisesti. Jos tuotantokustannukset jaetaan tuotettujen energioiden suhteessa ja tarkastellaan kannattavuutta verkoille erikseen, ei välttämättä päästä optimaaliseen ratkaisuun. Saattaa olla niin, että vaikka lämpöverkolle tuotanto olisi hieman tappiollista, kylmäverkolle tuotanto on kannattavaa ja suurin kokonaiskannattavuus saadaan ajamalla pumppua yhteistuotannossa.

Tampereella kaukokylmäverkossa vaihtoehtoinen tuotantolaitos on Kaupinojan vapaajäähdytyslaitos. Kaupinojalla olevien lämpöpumppujen COP on korkea pienen lämpötilaeron ja tehokkaan jäähdytysaineen ansiosta. Keskimäärin COP on noin 6. Lisäksi järjestä saatavan veden lämpötilasta riippuen noin puolet jäähdytyksestä saadaan vapaajäähdytyksenä. Työssä käytetty laskennallinen COP on siis 12. Korkea COP Kaupinojalla tarkoittaa, että erilliselle jäähdytykselle vedenpuhdistamolla ei ole kysyntää muuten kuin varalaitoksena. Sähkön muuttuvat kustannukset ovat samat molemmilla tuotantolaitoksilla, jos oletetaan molempiin sama sähkön siirtotariffi. Kaupinojan vähentynyt sähkönkulutus voidaan suoraan vähentää lämpöpumpun sähkönkulutuksesta. Jäähdytykselle on oletettu olevan riittävästi kysyntää, kun ulkolämpötila on yli 18 astetta.

Koska jäähdytyksessä on vaihtoehtoisena tuotantomuotona vain yksi vaihtoehto, määritetään yhteistuotannon tuotantokustannus samalla tavalla kuin erillistuotannossa. Erona on, että laskennallinen COP lämpöpumpulla paranee, koska osa sähkönkulutuksesta voidaan vähentää säästönä muualta. Yhteistuotannon laskennallinen COP on 3,23. Tuotantokustannukset voidaan määrittää edelleen kaavalla 17.

Kuvassa 25 on tarkasteltu lämpöpumpun tuotantokustannuksia vaihtelevilla sähkön hinnoilla. Oletuksena on 2015 vuoden sähkövero 22,53 €/MWh ja Tampereen Sähköverkon keskitehosiirron tariffi 1. Muuttuvat kunnossapitokustannukset ovat 1 €/MWh. Kuvajassa olevat luvut ovat päivän (7 – 22) siirtohinnoilla. Yöllä tuotantokustannus on 1,67 €/MWh edullisempi erillistuotannossa. Kuvaajasta nähdään esimerkiksi, että vuoden 2014 sähkön keskihinnalla 36 €/MWh tuotantokustannus olisi noin 27 €/MWh. Kuvaajassa on näkyvissä myös lukuna tuotantokustannus viiden euron välein.



**Kuva 25:** Lämpöpumpun tuotantokustannukset sähkön tukkuhinnan funktiona

Lämpöpumpulla olisi myös mahdollista osallistua säätömarkkinoille. Tämä kuitenkin edellyttää vähintään 10 MW sähkötehoa. Vuonna 2014 toteutuneilla säätöhinnoilla jos lämpöpumppu olisi ollut aina yli 90 €/MWh säätötunnilla päällä ja kuorman alassäätö olisi toteutunut 10 MW teholla tällä hinnalla, olisi 132 tunnin säätökaupasta saatu voittoa 150 000 € miinus vaihtoehtoisen tuotantokustannuksen hinta. Jos oletetaan, että vaihtoehtoinen tuotantokustannus olisi noin 45 €/MWh jäisi voitoksi edelleen 90 000 € vuodessa. Todellisuudessa kannattavia säätötunteja olisi enemmän, mutta toisaalta pumppu ei ole aina päällä kannattavilla säätötunneilla, joten tämä on vain hyvin karkea arvio säätömarkkinoiden kannattavuudesta.

## 4 HERKKYYSANALYYSI

Työssä on suoritettu laskentaa erilaisilla lähtötiedoilla, jotta saadaan selville, mitkä tekijät ovat tärkeimmät investoinnin kannattavuudelle. Lisäksi on tarkasteltu erilaisten teknisten ratkaisujen kannattavuuksia. Vertailuskenaarion valintaa on perusteltu luvussa 4.4.

### 4.1 Herkkyysanalyysin periaatteet

Laskenta-ajan säästämiseksi päivä on jaettu neljän tunnin osiin. Profiilin osat ovat: yö 23 - 03, aamuyö 03-07, aamu 07-11, päivä 11–15, alkuilta 15–19 ja ilta 19–23. Tällä jaolla päiväprofiilin luonne pysyy samana, joskin piikkihinnat tasoittuvat ja siirtymät huippujen välillä eivät tule mallinnettua aivan oikein. Tämä ei kuitenkaan aiheuta merkittävää virhettä tutkittaviin investointeihin, ellei olla lähellä rajakustannuksia. Herkkyyslaskenta suoritetaan jokaiselle muuttujalle pienellä ja suuremmalla muutoksella ylös ja alas. Joihenkin muuttujien kohdalla laskentoja on lisätty ja toisten kohdalla vähennetty riippuen siitä, miten suuria muutoksia eri optimointitilanteiden välille saadaan generoitua.

Itse herkkyysanalyysi suoritetaan tekemällä ensin vertailuoptimointi nykyisellä tuotantokapasiteetilla ja tutkittavalla herkkyyskenaariolla. Tämän jälkeen suoritetaan laskenta erikseen jokaisella investoinnilla ja kaikilla investoinneilla yhdessä.

Seuraavassa on esitetty esimerkki optimoinnista, jossa mallinnettuna ovat investoinnit A, B ja C. Tutkittavana ilmiönä on vuorokauden keskihinnan vaikutus kannattavuuteen. Tällöin muut muuttujat kuten profiilin muoto pidetään vakiona ja nostetaan jokaisen vuoden 2014 tunnin sähkön hintaa esimerkiksi 2 €/MWh. Suoritetaan vertailuoptimointi nykyisillä tuotantolaitoksilla määritellyllä sähkön keskihinnan skenaariolla. Tämän jälkeen ajetaan laskennat niin, että lisätään uusia tuotantolaitoksia ja tarkastellaan vaihtoehdot A, B, C ja ABC. Yhteensä laskentoja tehdään tästä vaiheesta viisi. Saatuja tuloksia verrataan vertailuskenaarioon, jotta saadaan selville miten mallinnetun järjestelmän kannattavuus muuttuisi laaditulla skenaariolla, jos järjestelmään lisättäisiin uusia tuotantolaitoksia.

### 4.2 Optimointiohjelmiston käyttö analyysissä

Optimointiohjelmisto Energy Optima 3:n (EO3) avulla voidaan luopua joistakin investointilaskelmissa aiemmin käytetyistä yksinkertaistuksista. Sitä varten täytyy kuitenkin mallintaa koko Tampereen Sähkölaitoksen tuotantokanta ja uudet investoinnit ohjelmiin.

#### 4.2.1 Energy Optima 3 ominaisuudet

EO3 mahdollistaa tuotannon optimoinnin paljon suuremmalla tarkkuudella kuin mihin Excel-laskemilla on mahdollista päästä. Ohjelmisto ratkaisee annetulle aikavälille, mitä laitoksia kannattaa pitää käynnissä ja millä teholla niitä kannattaa ajaa kullakin hetkellä.

EO3 pystyy myös luomaan kaukolämmön ja sähkönkulutuksen ennusteita annetusta sääennusteesta.

Lisäksi optimointeja voidaan ketjuttaa ohjelmiston Workflow-ominaisuudella. Sillä voidaan automatisoida pitkiä optimointisarjoja. Mallinnuksessa voidaan muuttaa käytettyjä hintoja ja joitain teknisiä ominaisuuksia sekä käynnistää haluttu määrä optimointeja. Tämä vähentää tehdyn käsityön määrää.

#### 4.2.2 Optimointialgoritmin toiminta

EO3:n optimointi on rakennettu The General Algebraic Modeling System (GAMS) ohjelmointikielellä. GAMS on luotu erityisesti suurien ja monimutkaisten optimointiongelmien ratkaisua varten [42]. GAMS soveltuu hyvin mixed integer optimointiongelmien ratkaisuun, jollainen on myös tuotannon optimointitehtävä.

Tuotannon optimointitehtävä voidaan nähdä kaksiosaisena. Ensimmäisessä osassa on tarve ratkaista, milloin kunkin laitoksen kannattaa olla käynnissä. Tämän jälkeen täytyy vielä ratkaista, millä teholla kutakin laitosta kannattaa ajaa. Ensimmäisessä osassa toimitaan muuttujilla, jotka voivat saada vain arvot tosi ja epätosi eli joko laitos on päällä tai pois. Toisessa osassa toimitaan reaaliluvuilla, joiden rajoina toimivat laitoksille ja komponenteille asetetut minimi- ja maksimitehot. Tavoitteena on minimoida kokonaiskustannuksia eli arvoa

$$\begin{aligned} \text{Kokonaiskustannukset} = & \text{Polttoainekustannukset} + \text{käynnistyskustannukset} + \\ & \text{kunnossapitokustannukset} + \text{verot} - \text{tuot} + \text{sähkön osto} - \text{sähkön myynti} + \\ & \text{muu tuotto} - \text{muut kustannukset} \end{aligned} \quad (18)$$

Optimointialgoritmin toiminnalle on kriittistä, että tuotantolaitokset, kaukolämpökuorma ja sähkön hinnat on mallinnettu oikein. Huonoilla syötteilläkin ohjelma löytää aina ratkaisun, mutta se voi olla kaukana optimaalisesta.

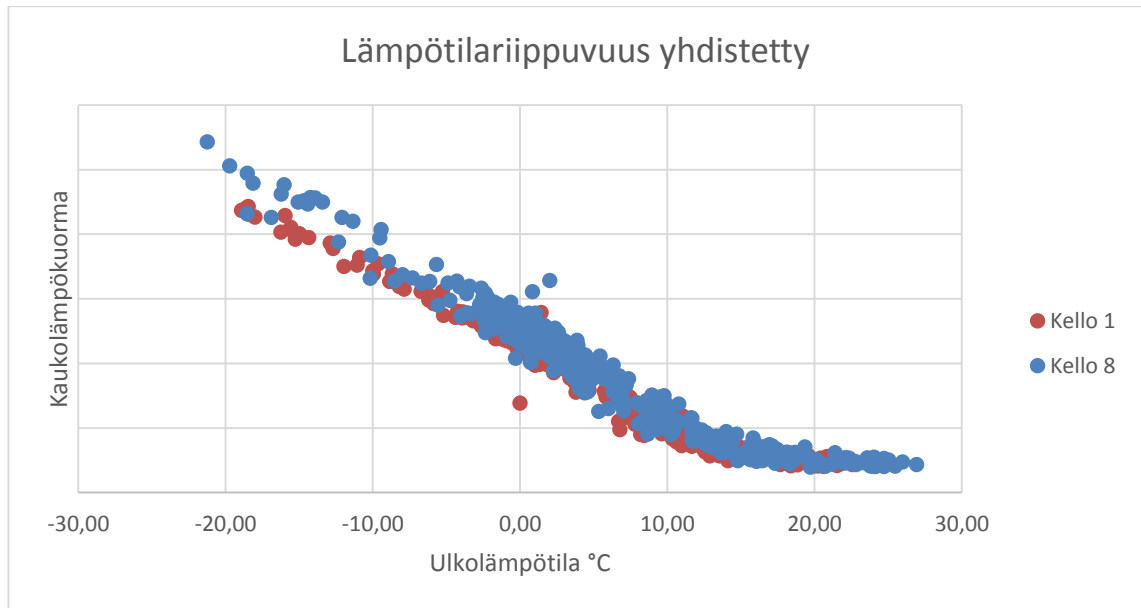
Virhettä malliin syntyy useasta lähteestä. Vuoden pituisessa optimoinnissa laskenta tekee yksinkertaistuksia laskenta-ajan säästämiseksi. Laitosten käynnistyslaskennat optimoidaan viikoittain ja laskenta lopettaa etsinnän, kun asetettu tarkkuus on löydetty. Optimoinnit on säädetty hyväksymään noin viiden promillen virhe. Käytännössä havaittu vaihtelu optimointien välillä on noin 40 000 euroa. Tämän lisäksi, jos malli olisi rakennettu väärin, optimointi antaa tuloksia hyvinkin tarkkoina lukuina, mutta tulokset eivät pidä välttämättä paikkaansa. Virheitä voi olla vaikea havaita ja lopulta ainoa keino on verrata mallin antamia tuloksia toteumaan. EO3 on ollut Sähkölaitoksen käytössä vasta hyvin lyhyen aikaa, joten pienet virheet mallissa ovat todennäköisiä. Mallia on kuitenkin testattu toteumatiedoilla melko laajasti, joten suuret virheet ovat epätodennäköisiä. Virhe laitoksen hyötysuhteessa tai käynnistyskustannuksissa ei myöskään olisi vakavaa. Koska laskentoja verrataan toisiinsa, virhettä syntyy ainoastaan, jos laitosten käyttö eroaa toisistaan tarkasteluajanjaksolla.



### 4.3.2 Kaukolämpökuorma

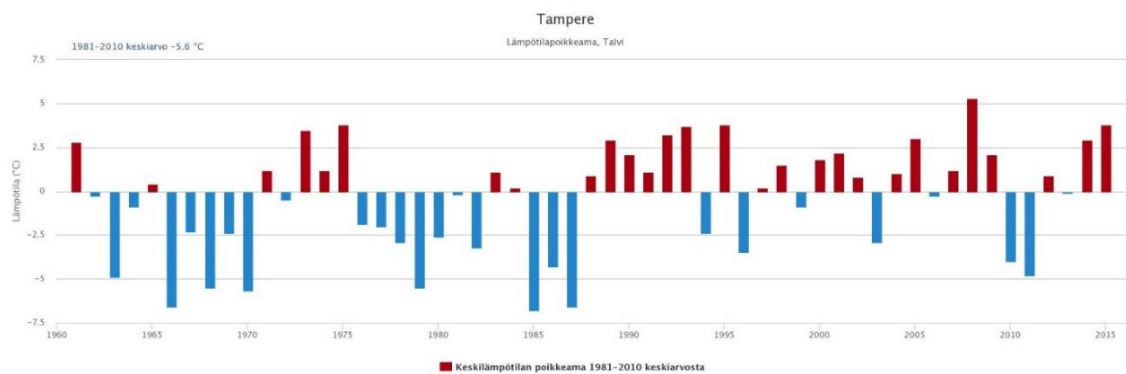
Kaukolämpökuorma riippuu hyvin selkeästi ulkolämpötilasta. Kaukolämmöllä lämmitetään sekä lämmintä käyttövedtä että rakennuksia. Käyttöveden lämmityksen ja häviöiden takia kaukolämmön kysynnällä on minimitiho, joka pysyy melko vakiona riippumatta ulkolämpötilasta. Tämän päälle muodostuu lämmityksestä johtuva ulkolämpötilariippuva kulutus. Lämpötilariippuvainen kysyntä ei kuitenkaan seuraa tarkalleen ulkolämpötilaa. Rakenteet varastoivat lämpöä, jolloin lämpötilavasteessa on aina viivettä. Auringonpaiste lämmittää rakennuksia enemmän kuin ulkoilmaa. Tuulen nopeus ja sateisuus vaikuttavat lämmönsiirtoon ulkorakenteen ja ympäristön välillä. Näiden kaikkien seikkojen lisäksi mittausdata kaukolämmöstä on dataa tuotannosta eikä kysynnästä. Joillain tunneilla kaukolämpöä saatetaan tuottaa hieman enemmän, joka sitten tasaantuu seuraavalla tunnilla. Keskimäärin lämpötilariippuvuuden pystyy kuitenkin määrittämään kohtalaisella tarkkuudella. Tästä johtuen kaukolämpökuorman vaikutusta kannattavuuteen on tutkittu ulkolämpötilan muutosten kautta.

Kaukolämmön lämpötilariippuvuus on määritetty joka tunnille erikseen. Pohjalla oleva lämpötilariippumaton kuorma on erilainen yöllä, aamulla ja päivällä. Lisäksi lämpötilariippuvuuden kulmakerroin on pienempi öisin. Jokaisen tunnin sisällä funktio on jaettu kolmeen lämpötila-alueeseen: alle 15 astetta, 15 - 22 astetta ja yli 22 astetta. Alle 15 asteessa lämpötilariippuvuutta arvioidaan suoralla, jonka kulmakerroin on määritetty lineaarisella regressiolla. Yli 15 asteessa kulmakerroin loivenee ja tätä ilmiötä on arvioitu samaan tapaan, mutta edellistä loivemmalla suoralla. Yli 22 asteessa riippuvuus häviää kokonaan, jolloin lämpötilariippuvuudeksi oletetaan nolla. Näiden lisäksi on asetettu vielä ylimääräinen ehto, että kuorma ei koskaan mene alle vuonna 2014 havaitun todellisen minimin. Kuvassa 27 on kuvattuna kaukolämpökuorman riippuvuutta ulkolämpötilasta kahdella eri tunnilla. Kuvasta voidaan havaita tuntien erilainen lämpötilakäyttäytyminen. Keskimäärin kuorma on suurempaa aamulla kello kahdeksan ja kulmakerroin on jyrkempi kuin kello yksi yöllä.

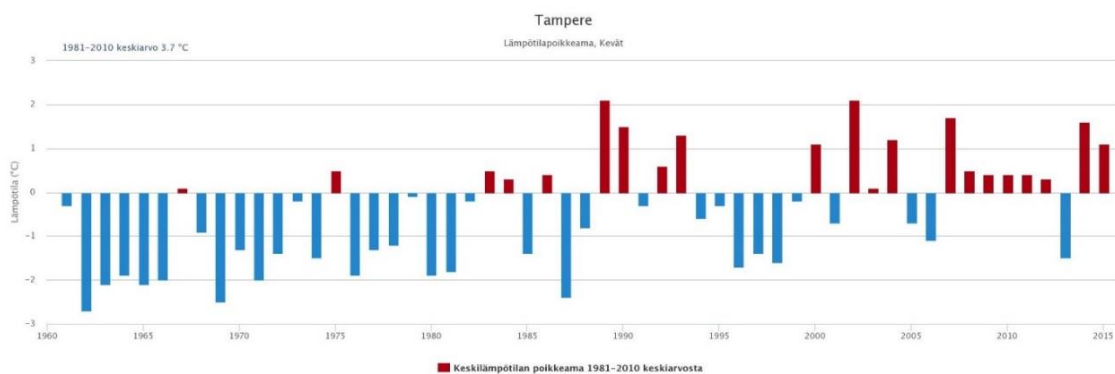


**Kuva 27:** Kaukolämmön lämpötilariippuvuus

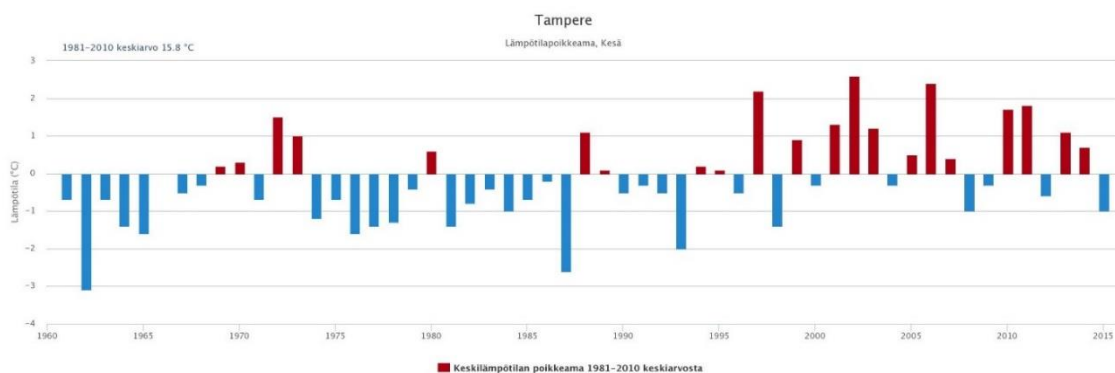
Seuraavissa kuvissa esitellään lämpötilan vaihtelu Tampereella vuodenajoittain 1960 - 2014. Vuodesta 2014 kertovat talvella (kuva 28) kaksi viimeistä pylvästä ja muiden vuodenaikojen osalta (kuvat 29 - 31) vuotta 2014 kuvaa viimeinen pylväs. Kuvaajista voidaan arvioida vuodenaikojen tyypillistä lämpötilavaihtelua. Talvella lämpötila on vaihdellut noin 6 astetta keskiarvon molemmin puolin, keväällä ja kesällä  $\pm 2$  astetta ja syksyllä  $\pm 3$  astetta. Vuonna 2014 oli talvella ja keväällä noin 2 astetta sekä kesällä ja syksyllä noin yhden asteen tavallista lämpimämpää. Ilmatieteen laitoksen vuonna 2009 julkaiseman raportin mukaan Tampere lämpenee noin 0,5 astetta kymmenessä vuodessa, talvet enemmän kuin kesät [43].



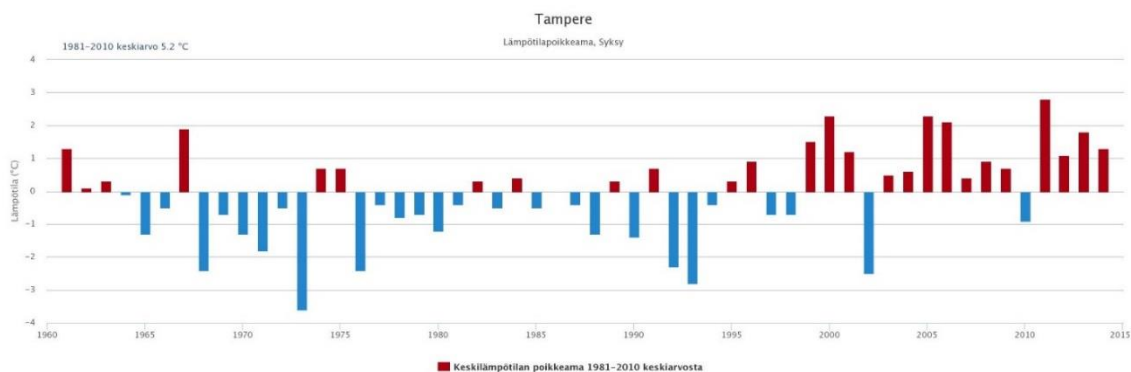
**Kuva 28:** Lämpötilan vaihtelu vuosittain Tampereella, talvi [44]



**Kuva 29:** Lämpötilan vaihtelu vuosittain Tampereella, kevät [44]



**Kuva 30:** Lämpötilan vaihtelu vuosittain Tampereella, kesä [44]



**Kuva 31:** Lämpötilan vaihtelu vuosittain Tampereella, syksy [44]

Vertailuna toimivan vuoden 2014 lämpötiloista siirtyminen kylmempään tai lämpimämpiin arvoihin pelkästään keskiarvoa muuttamalla on epärealistista. Esimerkiksi lämmin talvi tarkoittaa käytännössä pilvistä säätä ja tasaista lämpötilaa nollan tuntumassa. Kylmänä talvena taas on tyypillisesti kirkasta, jolloin päivän sisäinen vaihtelukin on suurempaa. Todellista vaihtelua olisi kuitenkin vaikea mallintaa varsinkin, kun sähkön hinnat varmasti reagoisivat lämpötilan muutoksiin. Yksinkertaisuuden vuoksi työssä on muutettu jokaisen vuoden tunnin lämpötilaa saman verran. Realistisemman arvion kylmästä helmikuusta todennäköisesti saisi kuitenkin tarkastelemalla tammikuun kylmää jaksoa.



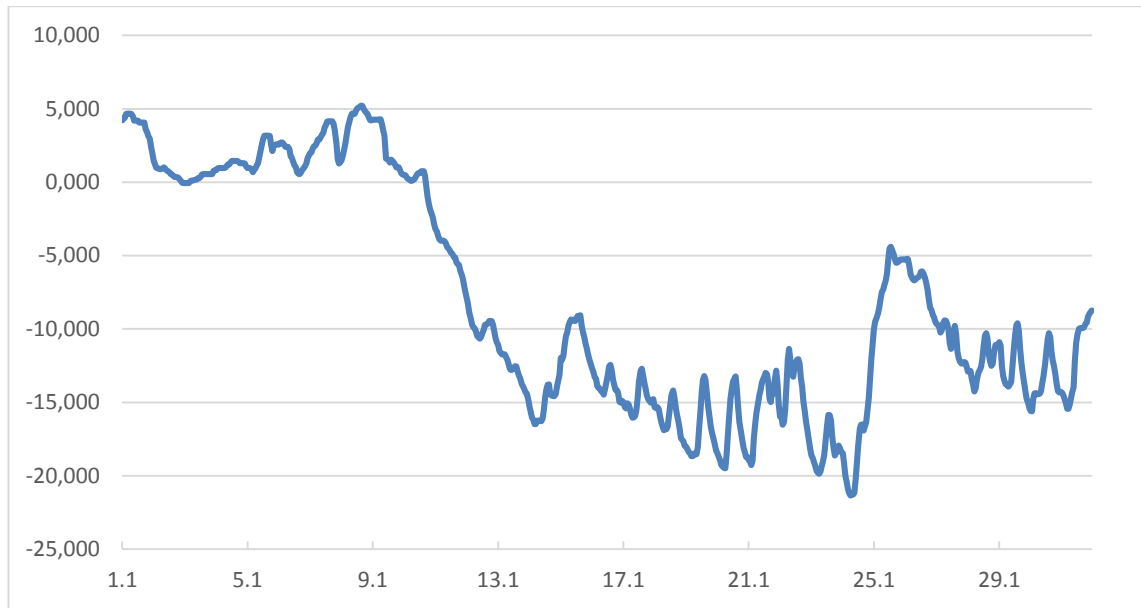
### 4.3.3 Polttoaineiden hinta

Kaasu hinnoittelu perustuu indeksiin, jonka tärkein muuttuja on öljyn hinta. Öljyn hinta muodostuu maailmanmarkkinoilla kysynnän ja tarjonnan mukaan. Turpeen ja puupolttoaineen hintarakenne on työvoimakeskeinen. Herkkyysanalyysissä on oletettu, että kaasun hinta ja öljyn hinta muuttuvat yhtä paljon mallinnuksen yksinkertaistamiseksi. Todellisuudessa öljyn hinta muuttuu enemmän. Tällä pienehköllä virheellä on öljyn vähäisen käytön takia vain vähäinen merkitys kannattavuuksiin. Biopolttoaineiden ja turpeen hinnanmuutokset ovat herkkyysanalyysissä oletettu yhtä suuriksi.

Kaasun hinta Tampereen Sähkölaitokselle koostuu itse kaasusta ja sen siirrosta. Kaasua ja siirtotehoa voidaan hankkia erikseen vuoden, kuukauden tai tunnin tarkkuudella. Jos kaasua hankitaan liikaa, on palautukselle määrätty oma hintansa. Optimaalinen kuukauden kaasutilaus riippuu monesta muuttujasta. Jos lämpötila, sähkön hinta tai laitosten käytettävyys muuttuu, muuttuu myös optimaalinen kaasutilaus. Parhaan kaasutilauksen määrittämiseksi ei optimointiohjelmistossa ole vielä olemassa työkalua. Tästä syystä kaasun hinnoittelua on yksinkertaistettu mallissa ja kaasulle ja siirrolle oletetaan vakiohintaa. Talvella kaasu on kalliimpaa kuin kesällä, joten kesän ja talven hintaeroksi on määritetty 3 €/MWh. Yksinkertaistus aiheuttaa virhettä päivän sisäiseen dynamiikkaan, sillä kun kaasutilaus on tehty, on yleensä optimaalista pyrkiä pitämään kulutus melko tarkasti tässä arvossa. Toisaalta yksinkertaistuksen takia tulokset eivät ole herkkiä hinnoittelumallin muutoksille.

## 4.4 Vertailuskenaarion luominen

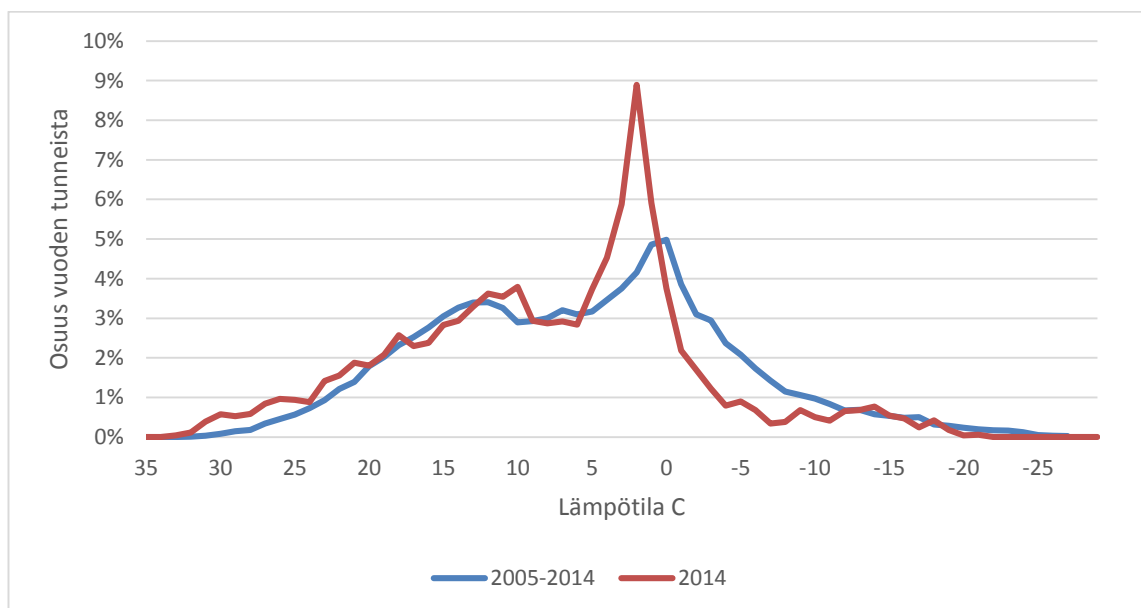
Vertailuvuotena käytetään vuotta 2014. Vuosi 2014 on melko neutraali vuosi vesitilanteen osalta ja se kuvaa parhaiten lähivuosien tilannetta, jolloin sähköntuotannossa on paljon ylikapasiteettia ja vaihtelevaa tuotantoa. Vuosi 2014 oli kuitenkin polttoainehintojen osalta poikkeuksellinen. Öljyn hinta tuli huomattavasti alaspäin vuosien 2014 ja 2015 vaihteessa ja näillä näkymin myös pysyy alhaalla toistaiseksi. Siksi polttoainehintoina on käytetty uusia ennusteita vuoden 2016 hinnoista. Lämpötilan puolesta 2014 on siinä mielessä hyvä vertailuvuosi, että vaikka vuosi oli keskimääräistä jopa huomattavasti lämpimämpi, vuoteen sisältyi silti lähes jokaista säätyyppiä. Tammikuussa oli melko pitkä kylmä jakso, kesäkuu oli tavallista kylmempi ja heinäkuu oli helteinen. Tampereen tammikuun lämpötilakäyrästä kuvassa 32 nähdään, että vaikka kylmä jakso kesti useamman viikon, ei silloinkaan menty alle 20 pakkasasteen.



**Kuva 32:** Tampereen lämpötilakäyrä tammikuussa 2014 [45]

Tammikuun kylmässä jaksossa oli poikkeuksellista se, että vaikka oli kylmää, sähkön hinnat eivät reagoineet voimakkaasti. Tämä vääristää jonkin verran erityisesti yhteistuotantolaitosten käyttöä reduktion eduksi.

Kuvassa 33 on esitetty vuoden 2014 lämpötilojen esiintymistiheys verrattuna vuosien 2005 - 2014 keskiarvoon. Kuvasta voidaan havaita, että vuonna 2014 on ollut tavallista enemmän erittäin kuumia tunteja, huomattavasti enemmän tunteja hieman plussan puolella, huomattavasti vähemmän tunteja hieman pakkasen puolella ja vähemmän erittäin kovaa pakkasta kuin tyypillisesti.



**Kuva 33:** Lämpötilojen esiintymistiheys 2005 - 2014 ja 2014 [45]

Kaiken kaikkiaan vuosi on ollut lämpimämpi kuin keskimäärin. Lämpöpumpulle tämä antaa talven käyttötunneista suotuisan kuvan, sillä lämpötila on tavallista harvemmin mennyt alle yhden pakkasasteen. Myös kaukojäähdytyksen käyttötuntien osalta profiili antaa ylioptimistisen kuvan. Akun käyttörajoitukset alkavat vasta -12 pakkasasteesta, jolloin sen osalta profiili ei aiheuta merkittävää virhettä. Reduktiolla käyttörajoituksia ei ole, mutta erittäin kovien pakkasten vähyys antaa hieman pessimistisen kuvan sen kannattavuudesta.

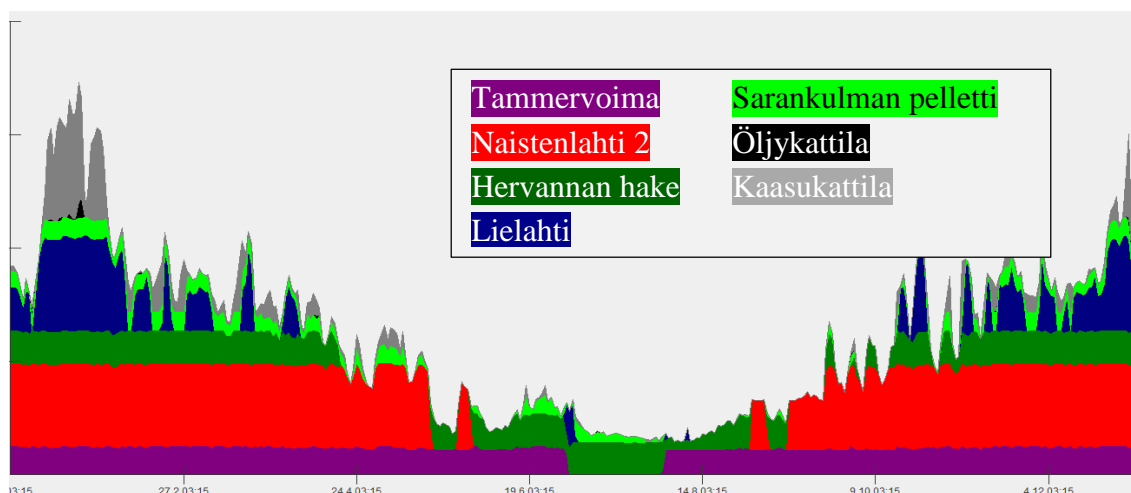
Puutteista huolimatta vuosi 2014 on melko hyvä vuosi vertailuskenaarioksi, kunhan lämpimän sään vaikutus huomioidaan. Lämpötilan korjaamisesta tyypillisemmäksi aiheutuisi todennäköisesti enemmän epätarkkuutta mallinnukseen kuin siitä saataisiin hyötyä. Suurin hyöty todellisen datan käytössä on se, että riippuvuussuhteet kaukolämpökuorman, sähkön hinnan ja ulkolämpötilan välillä ovat oikein. Vuosi 2014 on viime vuosista paras optimointilaskennan vertailuskenaarioksi.

## 5 TULOKSET

Tässä luvussa on esitelty herkkyyksanalyysin ja vuoteen 2030 ulottuvan pitkän skenaarion tulokset. Aluksi esitellään herkkyyksanalyysin tulokset. Kappaleessa 5.2 esitellään arvio siitä, kuinka suuri pienien ennustevirheiden vaikutus voisi olla kokonaisuudessaan. Tämän jälkeen esitetään pitkän skenaarion tulokset ja tulosten tulkinta jokaiselle investoinnille erikseen. Luvussa 5.5 on lisäksi arvioitu työn ulkopuolelle jääviä kiinteitä kustannuksia karkealla tasolla.

### 5.1 Herkkyyksanalyysin tulokset

Aluksi esitellään nollaskenaarion tulokset. Nollaskenaarion tarkoittetaan optimointia, jossa käytössä ovat nykyiset tuotantolaitokset eikä mitään lähtötietoja muuteta oletusarvoista. Kuvassa 34 on esitettyä optimointiohjelmistosta poimittuna vuoden kaukolämmöntuotanto. Tuotantomuodot on pinottu päällekkäin, jolloin summakäyrä on samalla kyseisen päivän kaukolämpökuorma. Kuvaajan pisteet ovat päiväkeskiarvoja.



**Kuva 34:** Nollaskenaarion lämmöntuotanto, päiväkeskiarvot

Taulukoissa 2 ja 3 on vielä esiteltyä nollaskenaarion tuloksia lukuina. Jos niitä verrataan vuoden 2014 toteumiin, niin erityisen suuret muutokset tapahtuvat kaasun käytössä ja sähkön tuotannossa. Kaasun käyttö tippuu 65 % (2014 toteuma 2039 GWh) ja sähkön tuotanto 42 % (2014 toteuma 985 GWh). Tuotanto siirtyy kaasukombeista Tammervoiman ja Naistenlahti 2:n höyryturbiineille, joiden rakennusaste on pienempi. Lisäksi Hervannan hakelaitos vie paljon tuotantoa kaasuturbiineilta.

**Taulukko 2:** Nollaskenaarion tulokset

Sähkön nettotuotanto	Kaasun käyttö	CHP-lämpö	Kattilat
GWh	GWh	GWh	GWh
574	710	1534	639

**Taulukko 3:** Nollaskenaarion tulokset 2

CHP-lämpö			Kattilat			
Lielahti	Naisten- lahti 2	Tammer- voima	Kaasu	Öljy	Pelletti	Hake
GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
297	850	387	125	2	132	380

Kun nollaskenaarioon lisätään jokin investoinneista ja lasketaan kokonaiskustannusten erotus, saadaan kyseisen investoinnin vaikutus kannattavuuteen. Laitoksilla ei ole kovin suurta merkitystä toistensa toimintaan. Jonkin verran akku lisää myös muiden investointien kannattavuutta mahdollistaen niiden optimaalisemman käytön. Taulukossa 4 on listattuna nollaskenaarion lähtötiedoista tehdyt herkkyystarkastelut.

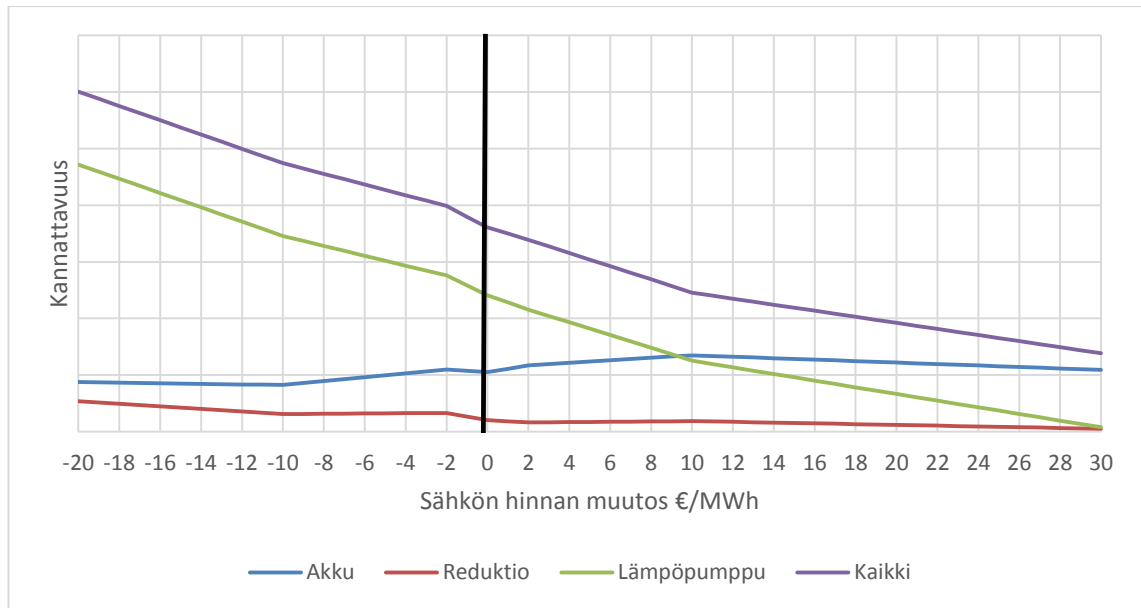
**Taulukko 4:** Työssä tarkastellut lähtötietojen muutokset

		Hyvin suuri vähennys	Suuri vähennys	Pieni vähennys	Pieni lisäys	Suuri lisäys	Hyvin suuri lisäys
Sähkön hinnan keskiarvo	€/MWh	-20	-10	-2	+2	+10	+30
Sähkön hinnan profiili	%		-70 %	-20 %	+20 %	+100 %	
Kaasun hinta	€/MWh	-10	-5	-1	+1	+10	+20
Biopolttoaineiden hinta	€/MWh		-5	-1	+1	+5	+10
Lämpötilan muutos	°C		-4	-1	+1	+4	

Näiden lisäksi on tarkasteltu useita verotuksen ja teknisten lähtötietojen muutoksia. Nämä laskennat on esitelty omissa kappaleissaan.

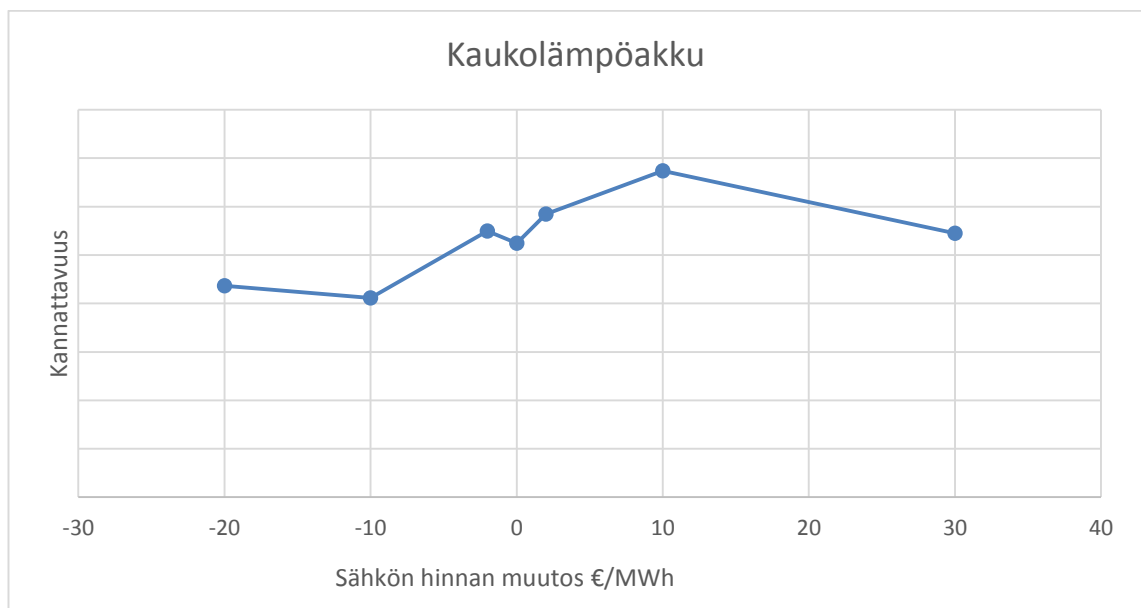
### 5.1.1 Sähkön hinnan keskiarvo

Sähkön hinnan keskiarvon muutokset ovat erityisen kiinnostavia sähkömarkkinoista riippuvia investointeja tarkasteltaessa. Poikkeuksellinen vesivuosi voi heilauttaa sähkön hintoja odotusarvosta kymmenenkin euroa kumpaan tahansa suuntaan. Lisäksi päästöoikeuksien hinnan nousu voi nostaa sähkön hintaa melko rajusti. Kuvassa 35 on esitettyä investointien kannattavuus sähkön keskihinnan muuttuessa ja lisäksi skenaario, jossa kaikki uudet investoinnit tehdään. Laskennat on tehty taulukossa 4 määritetyissä pisteissä ja pisteiden välit on interpoloitu. Vertailuskenaariossa sähkön keskimääräinen hinta (kuvaajassa kohdassa 0) on noin 36 €/MWh.



**Kuva 35:** Herkkyysanalyysi, sähkön keskihinnan muutosten vaikutus kannattavuuteen

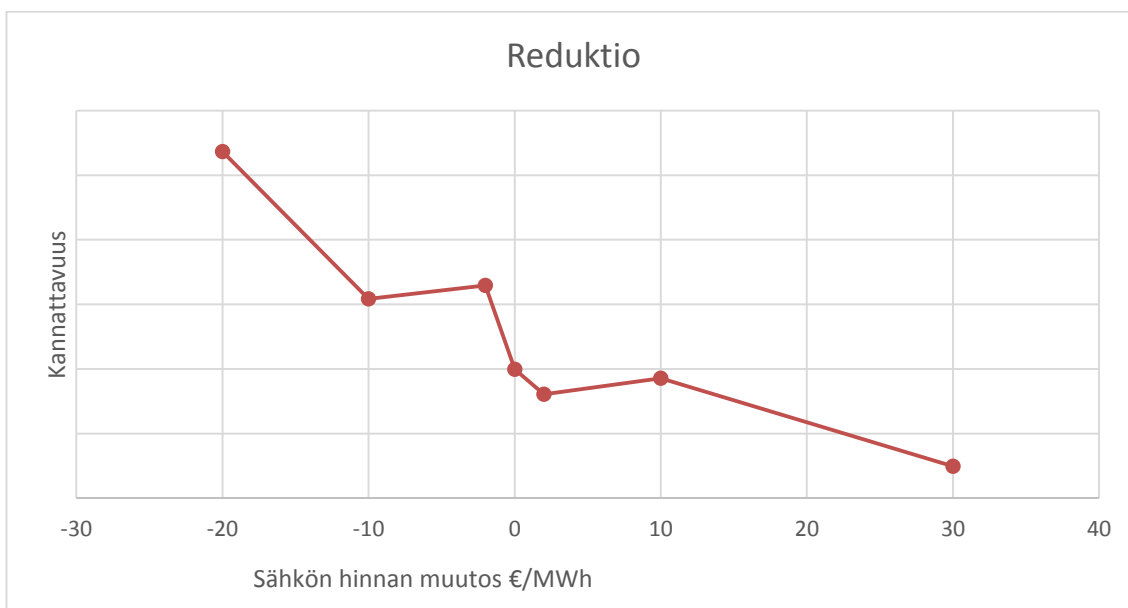
Kuten kuvasta 35 nähdään, lämpöpumppu on herkin sähkön hinnan muutoksille, mutta kaikilla riippuvuus on olemassa. Seuraavissa kuvissa 36-38 käsitellään jokainen investointi erikseen.



**Kuva 36:** Herkkyysanalyysi, sähkön keskihinnan muutokset, kaukolämpöakku

Kuvasta 36 havaitaan, että akun kannattavuuden muutos on pienillä muutoksilla virhetoleranssin rajoissa lineaarista, mutta suurilla hinnan muutoksilla tapahtuu huomattavia poikkeamia. 20 €/MWh alemmilla hinnoilla suhteellinen parannus johtuu siitä, että suurempi osa lämmöstä voidaan tuottaa Naistenlahti 2:lla ja hakkeella, ja öljyn käyttöä voidaan vähentää. 30 €/MWh korkeammalla hinnalla pienempi hyöty johtuu siitä, että laitokset ovat useammin täydellä teholla. Tällöin siirtoa tuotantajakeiden välillä on ainoastaan lämpökattiloiden välillä, kun on riittävän kylmää. Keväällä ja syksyllä akusta

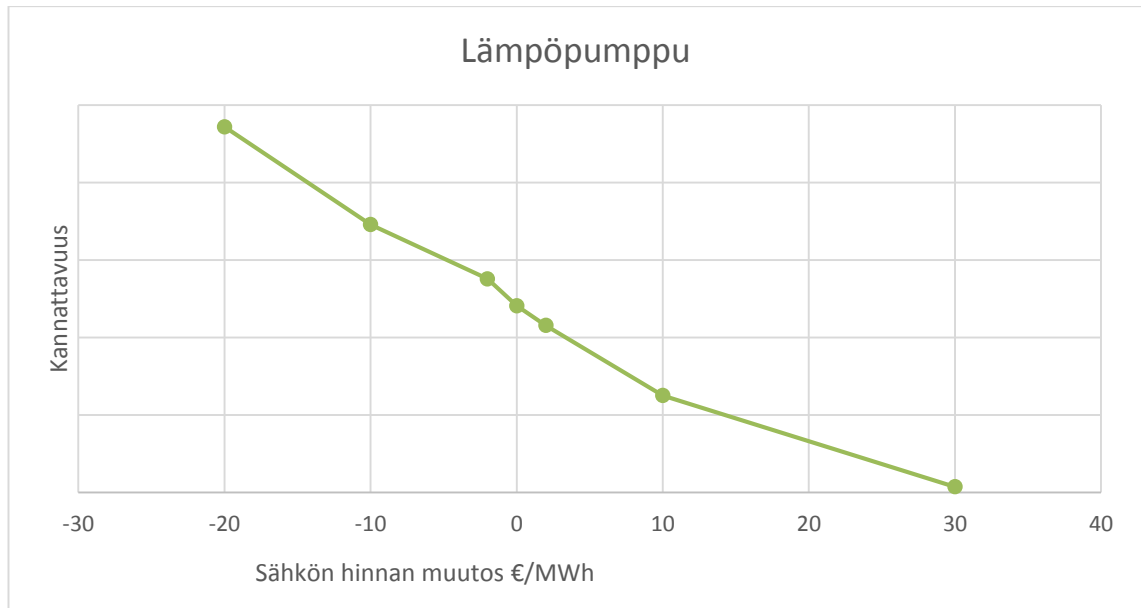
on edelleen hyötyä lisäjähdytyksen vähentäjänä, kun kaukolämpökuorma vaihtelee päivän sisäisesti. Kannattavuus tekee pienen kuopan vertailuskenaarion kohdalla, joka johtune laskennan toleranssista.



**Kuva 37:** Herkkyysanalyysi, sähkön keskihinnan muutokset, reduktio

Reduktiolla virhetoleranssin rajoissa kannattavuus kasvaa, kun sähkön hinta laskee. Jos epälineaarisuus ei johdu kokonaan optimoinnin toleranssista, johtuu se todennäköisesti Lielahden käyttötuntien ja reduktion käyttötuntien välisestä vuorovaikutuksesta. Kun sähkön hinta nousee, myös Lielahden käyttötunnit kasvavat. Toisaalta tällöin harvemmin kannattaa ajaa reduktiota. Sähkön hinnan laskiessa käyttötunnitkin laskevat ja vaikka reduktio olisi useammin kannattavaa, on laitos usein jo valmiiksi pois päältä. Jos erittäin alhaiset hinnat jatkuvat pitkään, ei voimalaitoksen ylläpitämien kokonaisuudessaan enää kannata.





**Kuva 38:** Herkkyysanalyysi, sähkön keskihinnan muutokset, lämpöpumppu

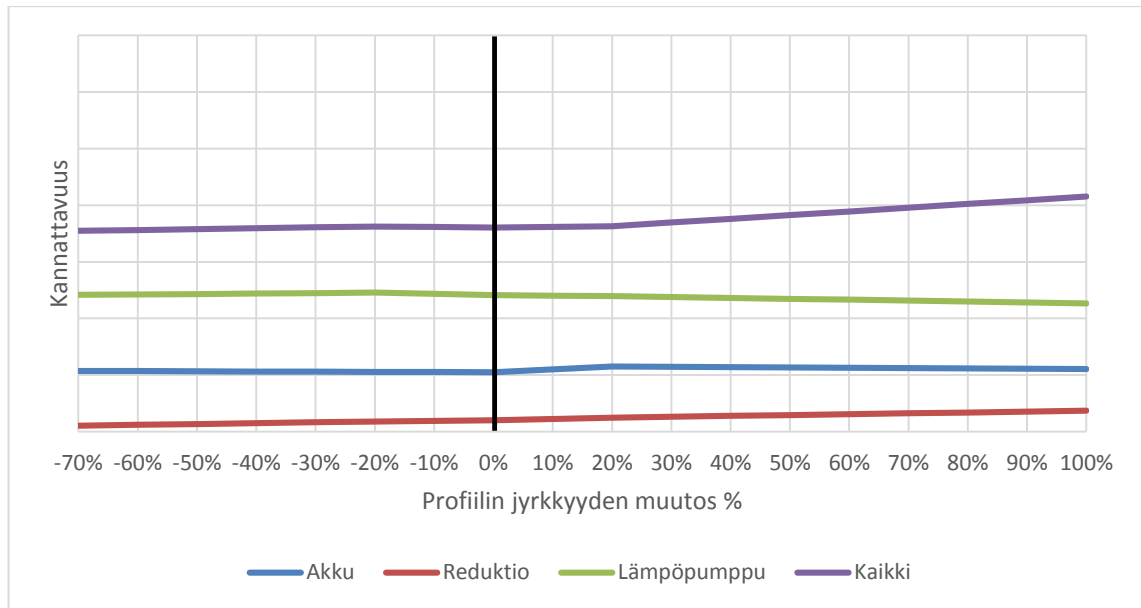
Lämpöpumppu on investoinneista herkin sähkön hinnan muutoksille. Kannattavuus laskee lineaarisesti kun sähkön hinta nousee. Lineaarisuus rikkoontuu vasta todella korkeisiin sähkön hintoihin mentäessä, käyttötuntien vähentyessä. 10 euron hinnan nousu tasolle 46 €/MWh, laskee kannattavuutta jo noin 50 %. Lämpöpumpulla laskentojen toleranssi ei juurikaan näy tuloksissa, sillä muutokset kannattavuuksissa ovat absoluuttisesti suuria.

### 5.1.2 Sähkön hinnan profiili

Hintaprofiilin tarkastelussa skaalataan päivän sisäistä hinnan vaihtelua isommaksi ja pienemmäksi kaavalla

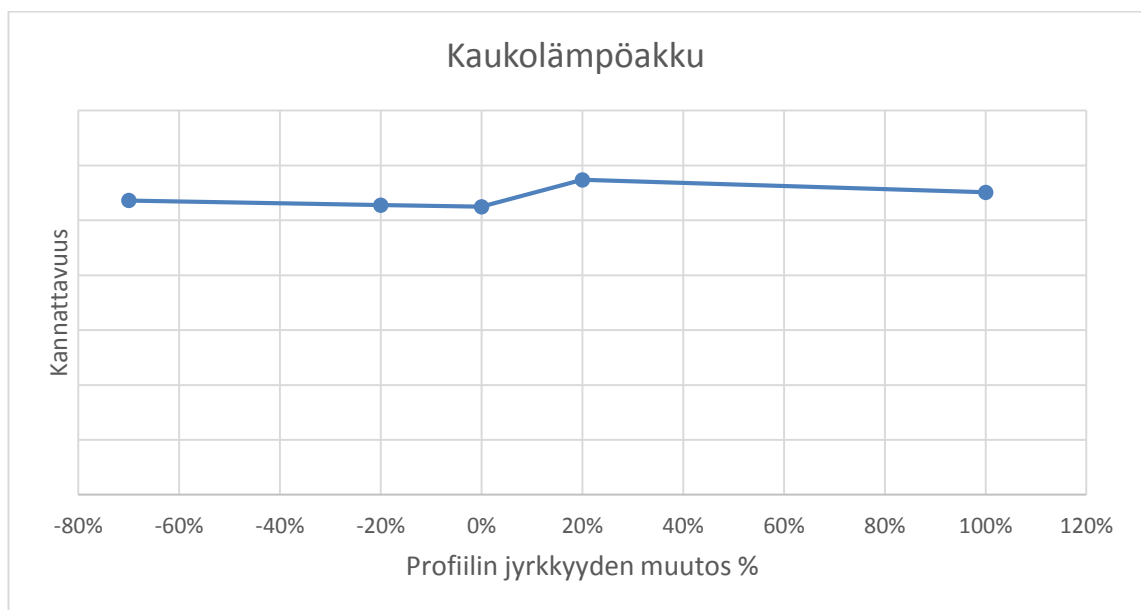
$$\text{Skaalattu tunnin hinta} = \text{Tunnin hinta} + (\text{Tunnin hinta} - \text{Päivän keskihinta}) * \text{Kerroin} . \quad (19)$$

Käytännössä kerroin siis kertoo kuinka paljon profiili loivenee tai jyrkkenee. Kerroin -1 tarkoittaisi, että päivän jokaisen tunnin hinta olisi täsmälleen päivän keskihinta. Kerroin 1 tarkoittaisi taas, että päivän sisäinen vaihtelu olisi kaksinkertaista. Kerroin on siis muutos prosentteina vaihtelussa. Työssä on käytetty kertoimia -70 %, -20 %, +20 %, +100 %. Pienin kerroin -70 % vastaisi vuoden 2014 arvoilla karkeasti systeemihintojen hintavaihtelua, joka oli vuonna 2014 huomattavasti pienempää kuin Suomen hintojen vaihtelu. Kuvassa 39 on esitettyinä jokaisen investoinnin herkkyys muutoksille profiilissa.



**Kuva 39:** Herkkyysanalyysi, sähkön hinnan profiilin muutosten vaikutus kannattavuuteen

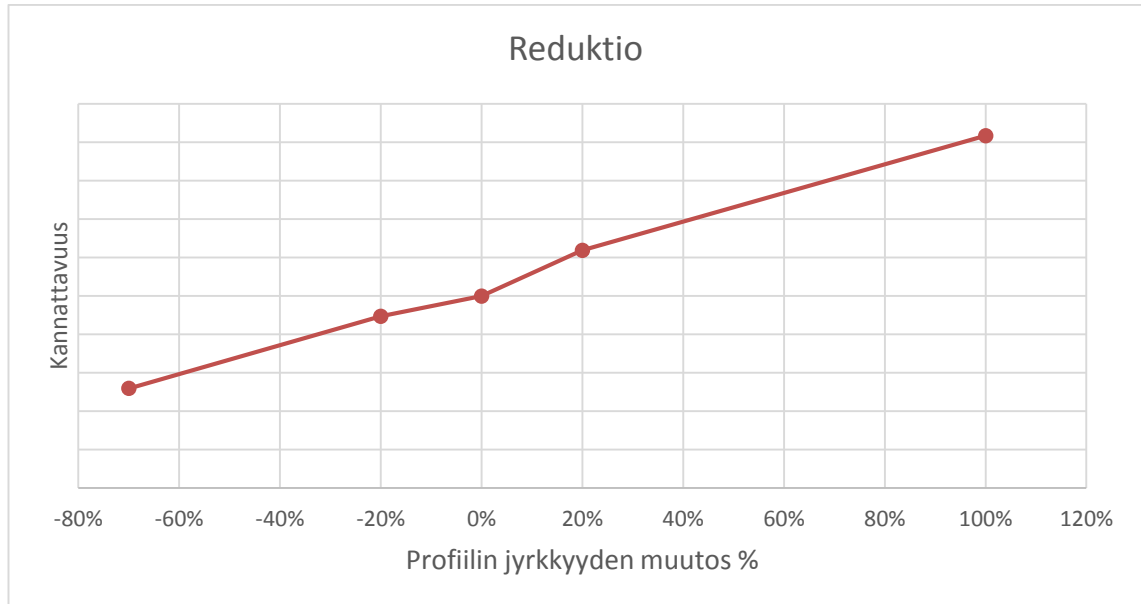
Kuvasta 39 nähdään, että profiilin jyrkkyys ei reduktiota lukuun ottamatta vaikuta kovinkaan voimakkaasti investointien kannattavuuteen. Kuvissa 40 - 42 käsitellään vielä jokainen investoinneista erikseen.



**Kuva 40:** Herkkyysanalyysi, sähkön hinnan profiilin muutokset, kaukolämpöakku

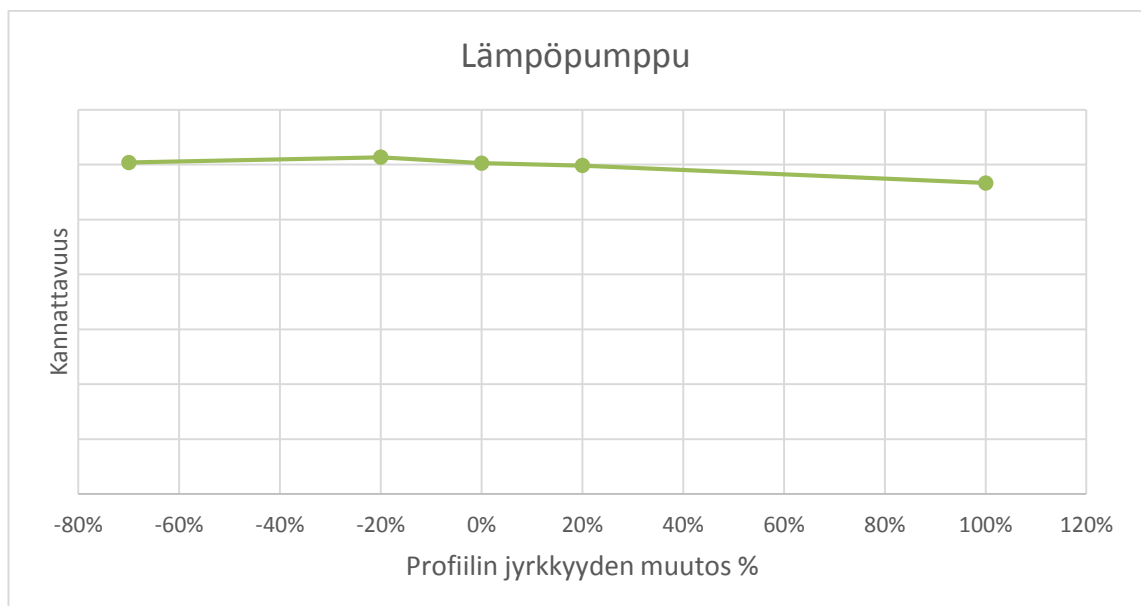
Jos sähkön hinta on tasainen, kannattaa ajaa tasaista tehoa. Jos hinta vaihtelee paljon, halutaan sähkön tuotantoakin vaihdella hintojen mukana. Akun kannattavuus muodostuu siitä, että energian varastoinnin ansiosta voidaan vapautua kaukolämpöverkon rajoituksista ja ajaa optimaalisemmin hintojen mukana. Jos laitoksia voitaisiin aina käyttää täysin vapaasti, ei akusta olisi mitään hyötyä. Pienellä hinnanvaihtelulla akku mahdollistaa laitoksen ajamisen tasaisella teholla, vaikka kaukolämpökuorma vaihtelisi paljon. Suurella

hintavaihtelulla voidaan ajaa epätasaisemmin, vaikka kaukolämpökuorma olisi tasainen. Käytännössä tämän vaikutus kannattavuuteen on vähäinen. Kannattavuuden muutokset tulevat näkyviin jo pienellä profiilin jyrkkenuemisellä ja suuremmalla jyrkkyydellä lisähyötyä ei enää saada. Profiilin loivenemisella ei ole vaikutusta kannattavuuteen.



**Kuva 41:** Herkkyysanalyysi, sähkön hinnan profiilin muutokset, reduktio

Reduktion kohdalla profiilin muutokset vaikuttavat suoraviivaisesti. Jos vaihtelu on suurta, on erityisen kannattavaa ajaa reduktiota öisin alhaisilla hinnoilla. Jos taas vaihtelu on pientä, voidaan yleensä määrittellä tilanne niin, että laitos on joko päällä tuottamassa sähköä tai kokonaan pois päältä. Tällöin reduktiota tarvitaan lähinnä korvaamaan öljyn käyttöä kovimmilla pakkasilla, kun sähkön hinnatkin ovat alhaalla.

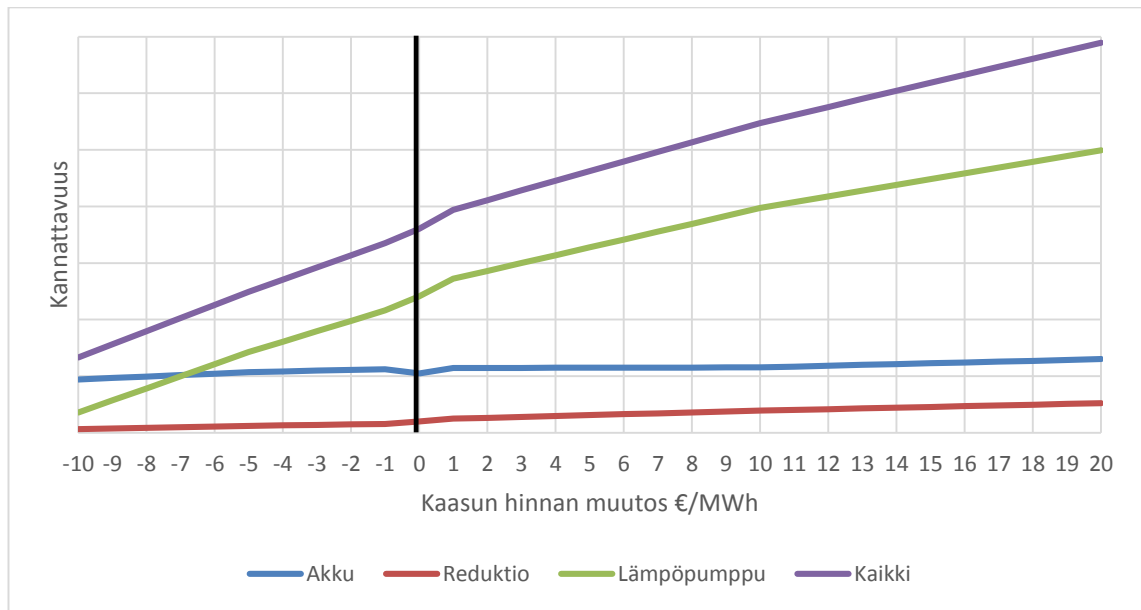


**Kuva 42:** Herkkyysanalyysi, sähkön hinnan profiilin muutokset, lämpöpumppu

Lämpöpumpun kannattavuus ei ole herkkä profiilin jyrkkyydelle. Lämpöpumppu toimii täydellä teholla lähes jatkuvasti sen ollessa käytössä, joten silloin merkitystä on lähinnä keskimääräisillä tuotantokustannuksilla. Muutamilla huipputunneilla pumppua ei käytetä, mutta se kompensoituu alhaisemmilla yön hinnoilla.

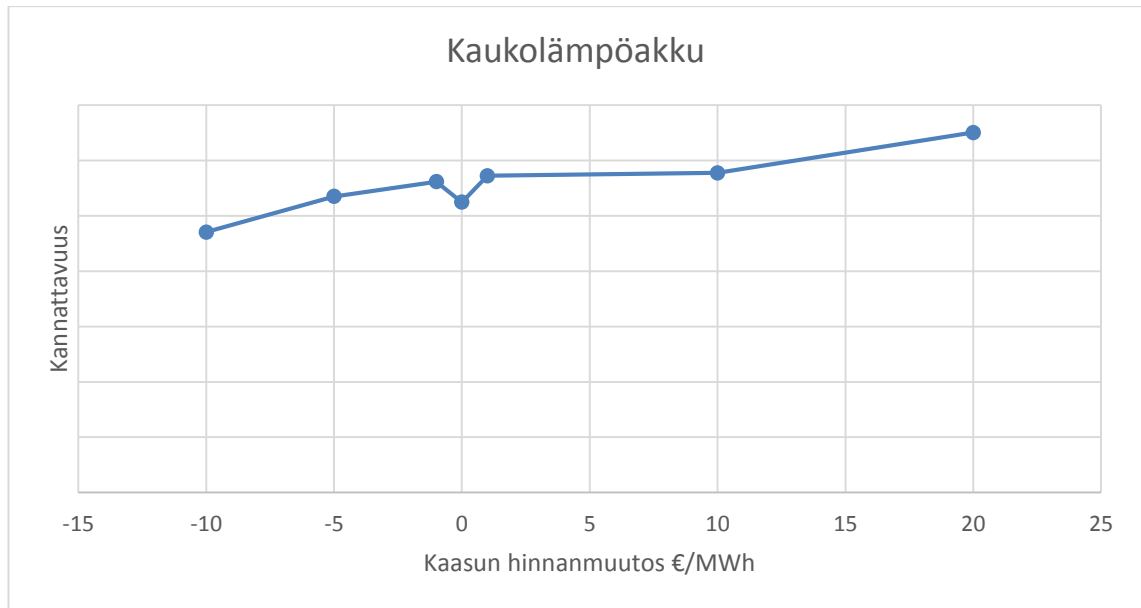
### 5.1.3 Kaasun hinta

Kuvassa 43 nähdään kaasun hinnan muutosten vaikutus investointeihin. Kaasun kanssa yhtä suuri hinnan nousu oletetaan myös öljylle, jotta kattiloiden suhteellinen kannattavuus säilyy.



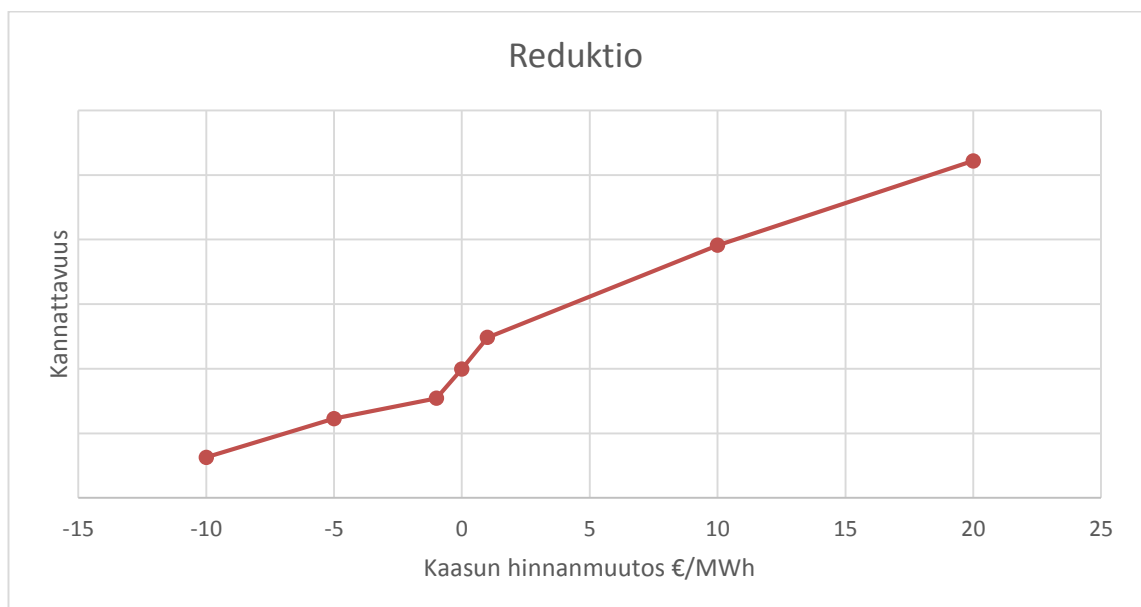
**Kuva 43:** Herkkyysanalyysi, kaasun hinnan muutokset

Lämpöpumppu ja reductio reagoivat kaasun hintaan voimakkaasti, kun taas kaukolämpöakku vasta suurilla muutoksilla, kuten kuvasta 43 nähdään. Kuvissa 44 - 46 on käsitelty investoinnit erikseen.



**Kuva 44:** Herkkyysanalyysi, kaasun hinnan muutokset, kaukolämpöakku

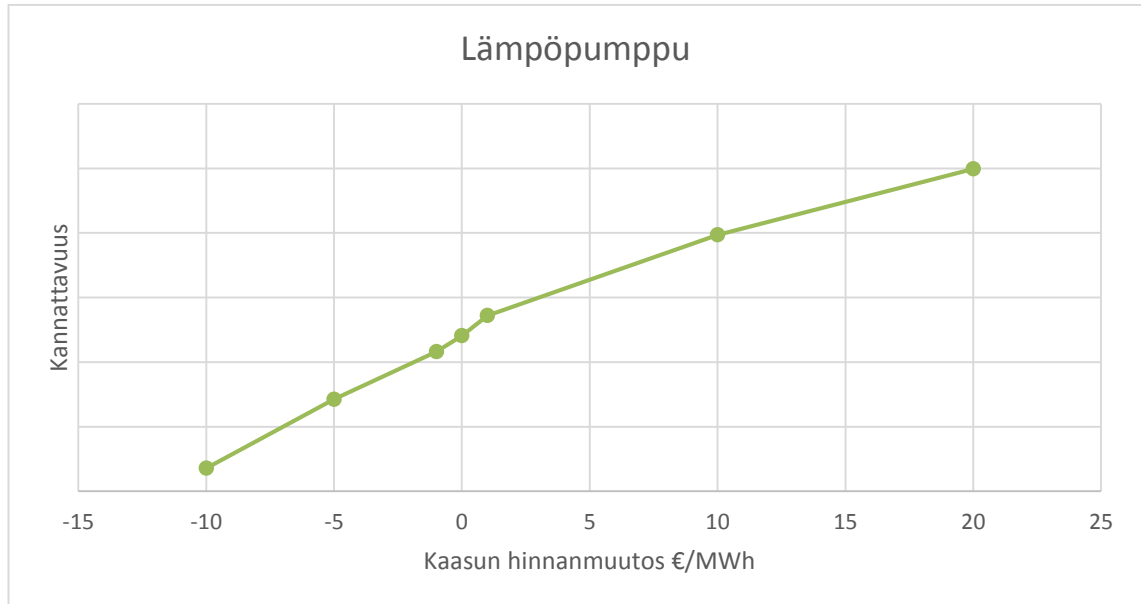
Akun kannattavuus ei ole erityisen herkkä kaasun hinnan muutoksille. Tämä johtuu erityisesti siitä, että kun kaasun hinta nousee, laskee kaasulaitosten käyttö joka tapauksessa. Suurin osa akun kannattavuudesta syntyy keväällä ja talvella, jolloin hyötyä tulee erityisesti lisäjähdytyksen vähentämisestä ja hakkeen korvaamisesta Naistenlahti 2 lämmöllä. Kumpikaan näistä ei riipu kaasun hinnasta. Suurilla muutoksilla kannattavuus alkaa reagoida, kun kaasun hintaero muihin polttoaineisiin muuttuu radikaalisti. Tällöin on joko erityisen hyödyllistä tai vähemmän hyödyllistä korvata tuotantojaetta toisella.



**Kuva 45:** Herkkyysanalyysi, kaasun hinnan muutokset, reduktio

Reduktion kannattavuus reagoi voimakkaasti kaasun hinnan muutokseen. Korkeilla kaasun hinnoilla laitoksen käyttötunnit laskevat huomattavasti, mutta toisaalta kannattavien

reduktiotuntien määrä kasvaa vielä enemmän, kun voidaan korvata kaasukattiloiden käyttöä. 20 euroa kalliimmilla hinnoilla on kuitenkin selvää, että koko laitoksen ylläpito on kannattamatonta vähäisten käyttötuntien takia. Voidaan todeta, että mitä kannattavampi reduktio on asentaa Lielahden, sitä kannattavampaa olisi ajaa koko laitos alas.

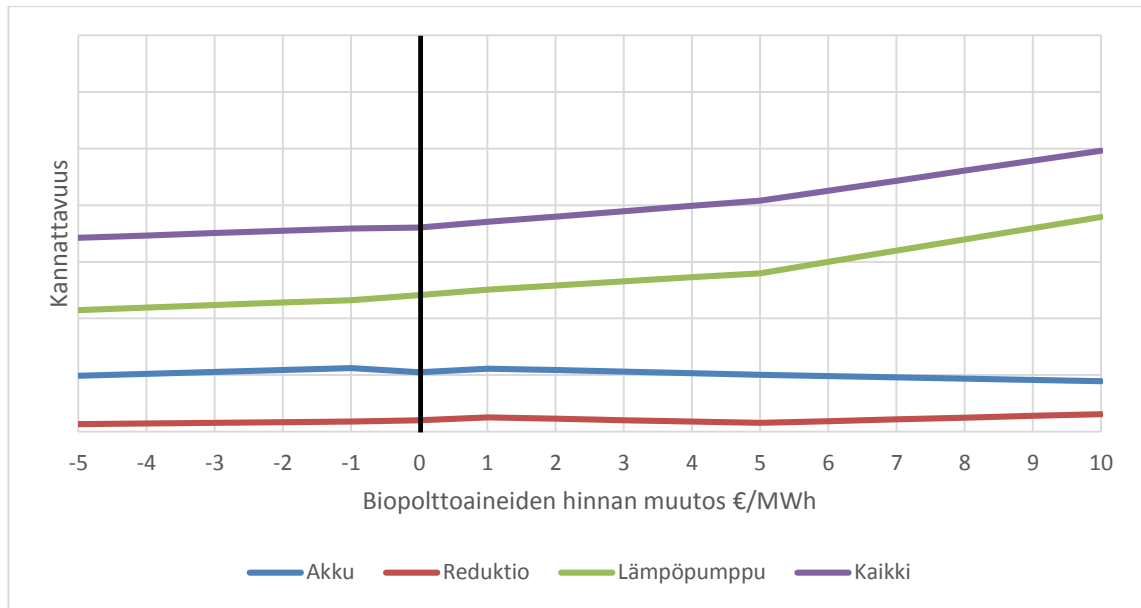


**Kuva 46:** Herkkyysanalyysi, kaasun hinnan muutokset, lämpöpumppu

Lämpöpumpun kannattavuus reagoi voimakkaasti kaasun hinnan muutoksiin ja muutos on melko lineaarista. Lämpöpumpun käyttö korvaa monesti Lielahden käyttöä, josta myös yhteys kaasun hintaan johtuu.

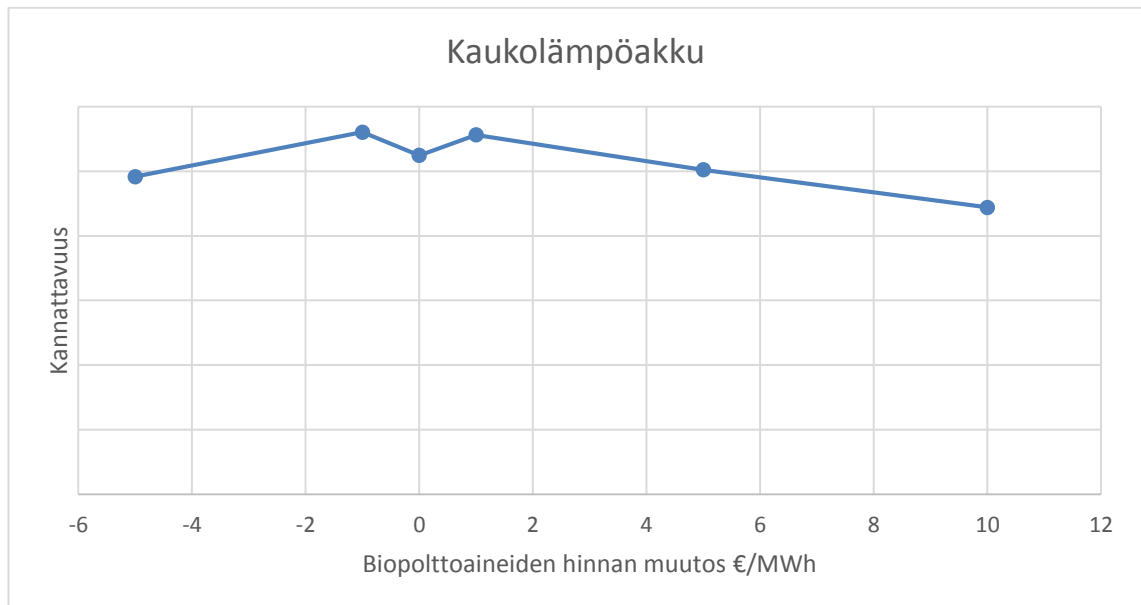
#### 5.1.4 Biopolttoaineiden hinta

Kuvassa 47 on tarkasteltu biopolttoaineiden hinnan muutosten vaikutusta investointeihin. Turpeen, pelletin ja metsähakkeen hinnanmuutokset on oletettu yhtä suuriksi.



**Kuva 47:** Herkkyysanalyysi, biopolttoaineiden hinnan muutokset

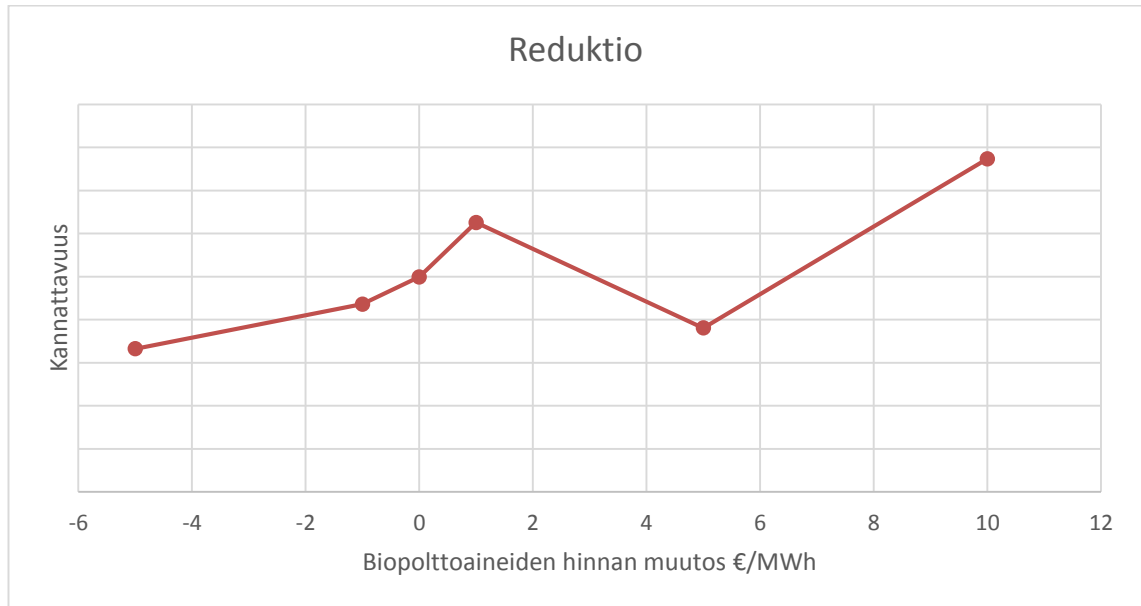
Lämpöpumpun kannattavuus riippuu jonkin verran biopolttoaineiden hinnasta, kun taas muut investoinnit eivät ole herkkiä. Kuvissa 48 - 50 on esitelty jokainen investointi tarkemmin erikseen.



**Kuva 48:** Herkkyysanalyysi, biopolttoaineiden hinnan muutokset, kaukolämpöakku

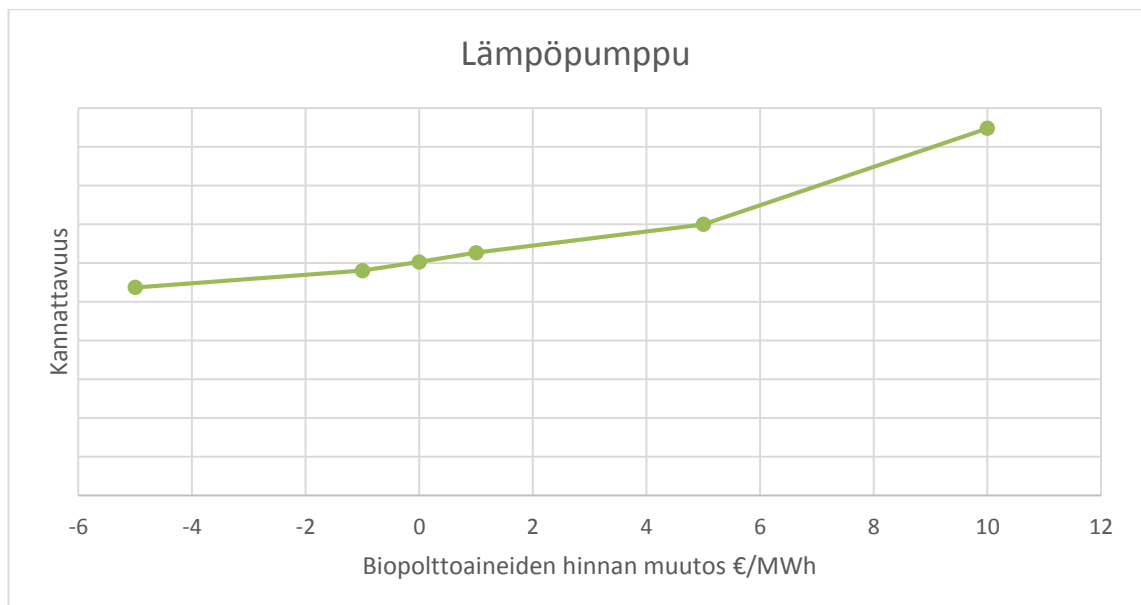
Karkeasti voidaan todeta, että akun kannattavuus laskee, jos biopolttoaineiden hinta muuttuu paljon. Suurella hintojen nousulla käytettävä tuotantorakenne muuttuu olennaisesti. Pelletin käyttö loppuu ja Lielähti korvaa monesti hakkeen käyttöä. Paremmiin joustavilla kaasua käyttävillä laitoksilla akusta saatava hyöty on pienempi varsinkin, kun jakajien väliset hintaerot ovat pienet. Alhaisilla polttoaineen hinnoilla taas syksyllä akusta

saatava hyöty vähenee, kun polttoaine on niin halpaa, että joka tapauksessa ajetaan lisäjähdytyksellä Naistenlahti 2 tuotantoa järveen.



**Kuva 49:** Herkkyysanalyysi, biopolttoaineiden hinnan muutokset, reduktio

Reduktion kannattavuuskäyrä on epätasainen, mikä johtuu optimoinnin toleranssista. Yleisenä trendinä voidaan todeta, jos biopolttoaineiden hinta nousee, niin reduktion kannattavuus kasvaa. Tämä johtuu ensisijaisesti Lielahden käyttötuntien määrän kasvusta.



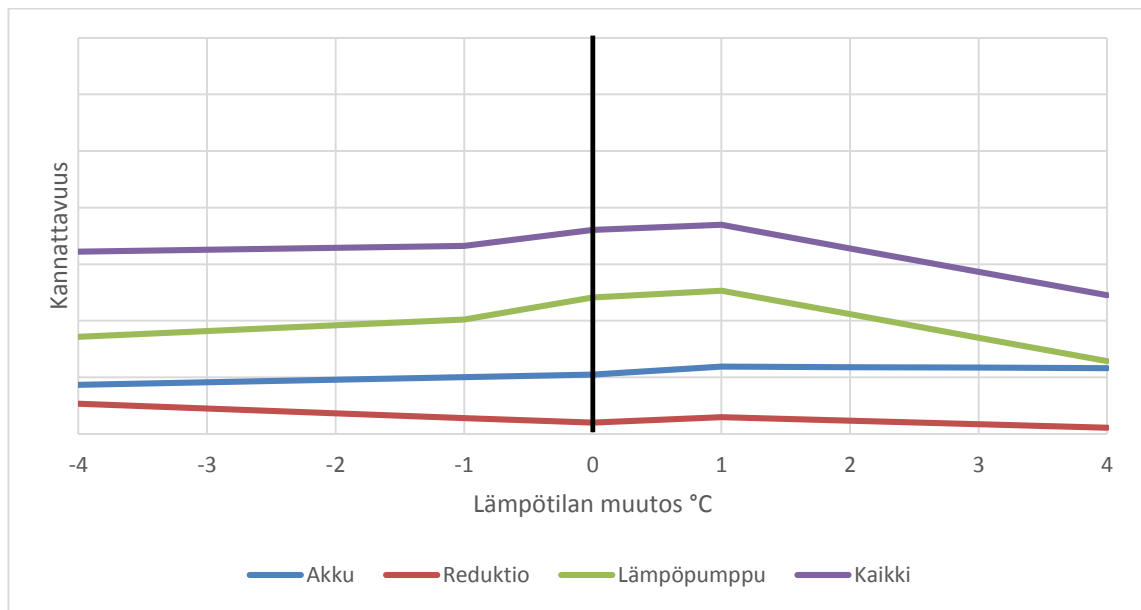
**Kuva 50:** Herkkyysanalyysi, biopolttoaineiden hinnan muutokset, lämpöpumppu

Lämpöpumpun kannattavuus ei ole kovinkaan herkkä pienille hinnan muutoksille. Riippuvuus on kuitenkin selkeän nousujohteinen. Pienillä muutoksilla erot näkyvät lähinnä katteissa ja suurilla muutoksilla myös käyttötunneissa. Jos biopolttoaineet kallistuvat 10 €/MWh, on sillä myös selkeä vaikutus lämpöpumpun kannattavuuteen.



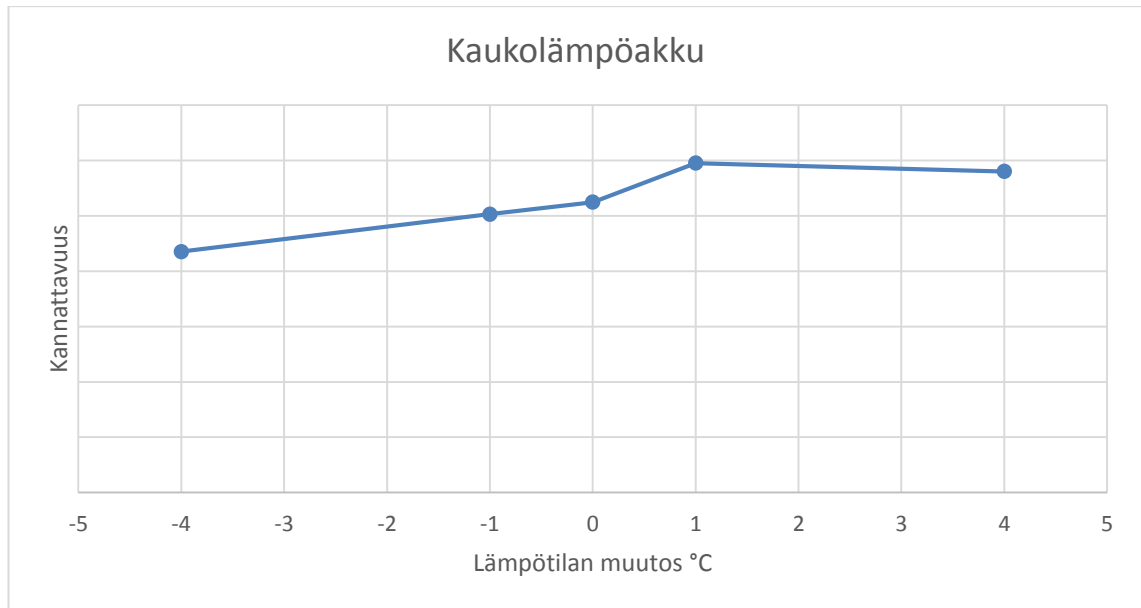
### 5.1.5 Kaukolämpökuorma

Kaukolämpökuormilla on tehty oletus, että jokaisen tunnin lämpötila muuttuu yhtä paljon. Vuosi 2014 oli tavallista lämpimämpi, joten kylmemmät skenaariot ovat todennäköisempiä kuin lämpimät. Yhtiön kannattavuus paranee kaukolämpökuorman kasvaessa, jolloin kaukolämpöä saadaan myös myytyä enemmän. Investoinnit eivät silti ole välttämättä sen kannattavampia. Esimerkiksi kaukolämpöakun kannattavuus paranee lämpötilan noustessa, sillä optimaalinen ajo on vaikeampaa pienellä kaukolämpökuormalla. Herkkyysanalyysissä oletetaan, että lämpötilan muutokset eivät vaikuta sähkön hintoihin. Tämä tuo analyysiin virhettä erityisesti reduktioajon osalta.



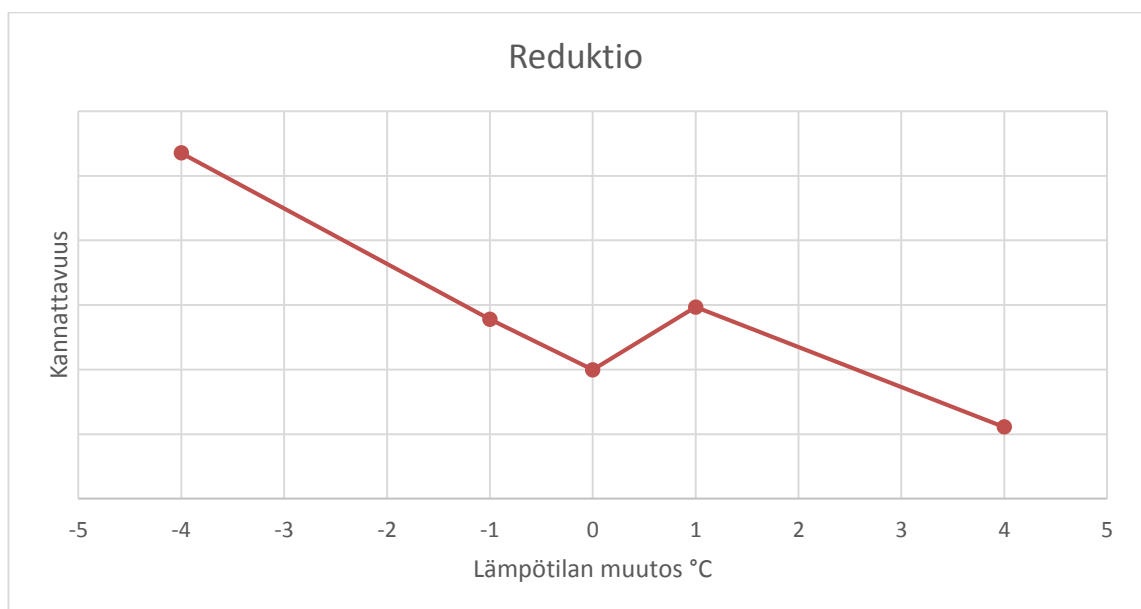
**Kuva 51:** Herkkyysanalyysi, keskilämpötilan muutokset

Kaikilla investoinneilla kannattavuuden lämpötilariippuvuus on olemassa, mutta kaukolämpökuorman muutokset eivät vaikuta kannattavuuksiin lineaarisesti. Tämä johtuu siitä, että laitosten käytettävyydet riippuvat ulkolämpötilasta.



**Kuva 52:** Herkkyysanalyysi, keskilämpötilan muutokset, kaukolämpöakku

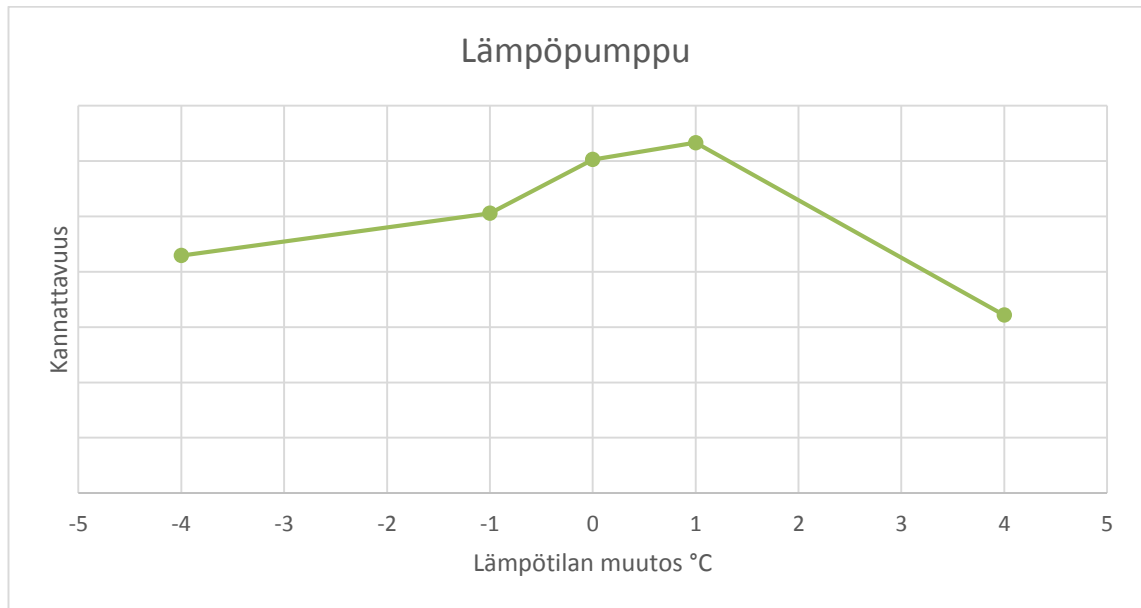
Akku on sitä kannattavampi, mitä lämpimämpää on. Jos on kylmää, laitokset mahtuvat verkkoon paremmin ja optimaalinen ajo on helpompaa ilmankin akkua. Jos taas on lämmintä, rajoittavat kaukolämpökuorma ja laitosten dynaamiset ominaisuudet optimaalista ajoa ja akku on kannattavampi. Suurin vaikutus lämpötilalla kannattavuuteen on keväällä. Kylmempi kevät vähentää huomattavasti tarvetta lisäjähdytykselle, jolloin akusta saatava hyötykin vähenee.



**Kuva 53:** Herkkyysanalyysi, keskilämpötilan muutokset, reduktio

Reduktion kannattavuus kasvaa voimakkaasti, jos on kylmää. Erityisesti tämä korostuu erittäin kovilla pakkasilla, kun reduktiolla korvataan öljyn käyttöä. Optimointituloksiin virhettä saattaa aiheuttaa valittu vuoden 2014 sähkön hintataso, joka ei reagoinut juuriin koviin pakkasiin. Jos jatkossa sähkön hinta nousee korkealle kovilla pakkasilla, ei

reduktio ole yhtä kannattavaa. Lämpiminä päivinä Lielahden käyttötunnit vähenevät ja reduktiolla korvattava tuotanto on useammin edullisempaa jaetta, jolloin hyötykin jää pienemmäksi.



**Kuva 54:** Herkkyysanalyysi, keskilämpötilan muutokset, lämpöpumppu

Lämpöpumpulla kannattavuuden riippuvuus lämpötilasta on erittäin epälineaarinen. Jos on lämmintä, voidaan kaukokylmää tuottaa enemmän, mutta toisaalta erityisesti suurilla muutoksilla tuotettua lämpöä ei enää mahdu yhtä hyvin verkkoon. Jos taas on kylmää, kaukokylmän kysyntä laskee ja käyttötunnit vähenevät kylmän sään aiheuttamien rajoitusten vuoksi. Jos laitokselle lisätään lämmön priimaus, sään kylmeneminen lämmityskaudella vain parantaa pumpun kannattavuutta.

### 5.1.6 Veromuutokset

Koska lämpöpumppu toimii sähköllä, on sen kannattavuus riippuvainen sähköverosta. Jos sähköveron hintaa nostetaan rajusti suhteessa polttoaineen verotukseen, on sillä merkittävä vaikutus lämpöpumpun kannattavuuteen. Toisaalta jos lämpöpumppujen sähkövero siirrettäisiin edullisempaan 2. veroluokkaan esimerkiksi kaukolämmön hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi, paranee pumpun kannattavuus huomattavasti. Sähköveron muutosten vaikutus lämpöpumpun kannattavuuteen on esitetty taulukossa 5.

**Taulukko 5:** Sähköveron muutosten vaikutus kannattavuuteen

	Tuotanto yhteensä	Ero vertailuun	Ero vertailuun, kannattavuus
	GWh	GWh	%
<b>Vertailu</b>	86	0	<b>0</b>
<b>+10 %</b>	82	- 3	<b>-7,5 %</b>
<b>+50 %</b>	72	-13	<b>-28,3 %</b>
<b>Sähköveron luokka 2</b>	115	29	<b>+50,8 %</b>

Vuoden 2015 hallitusohjelmaan on kirjattu tavoite luopua yhteistuotannon veroedusta [46]. Reduktioinvestoinnin kannattavuus romahtaisi, mutta lämpöpumpun kannattavuus parani hieman. Tulokset on koottu taulukkoon 6.

**Taulukko 6:** Yhteistuotannon veroedun poistamisen vaikutus kannattavuuteen

	Ero vertailuun
	%
<b>Akku</b>	<b>-7,7 %</b>
<b>Reduktio</b>	<b>-70 %</b>
<b>Lämpöpumppu</b>	<b>+15 %</b>

Veroedun poistaminen vähentää akun kannattavuutta hieman, reduktion kannattavuus romahtaa ja lämpöpumpun kannattavuus kasvaa.

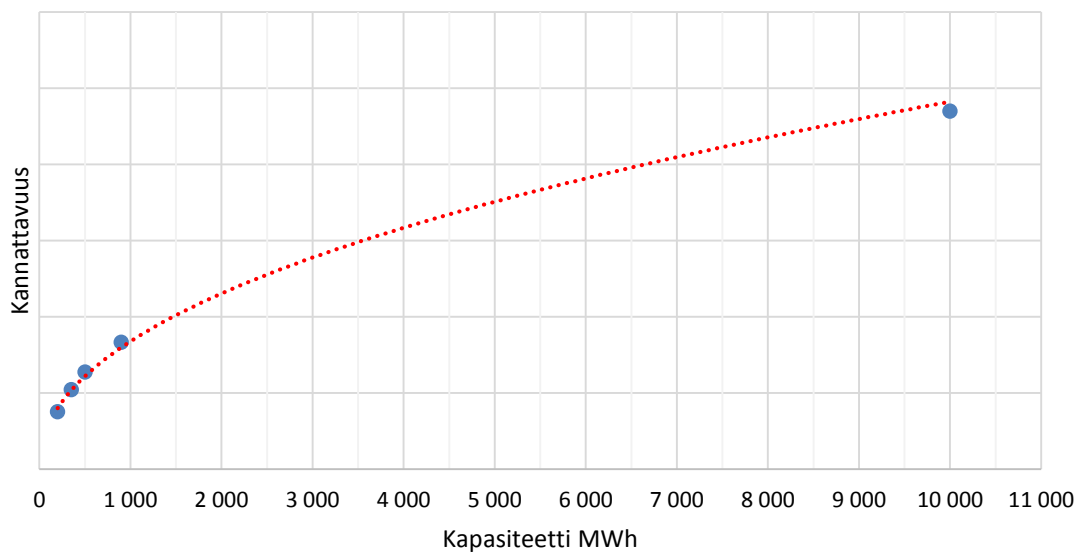
### 5.1.7 Laitosten tekniset tiedot

Tuotannon optimoinnin kannalta akun tärkeimmät parametrit ovat kapasiteetti ja teho. Taulukossa 7 on esitelty kannattavuuden käyttäytymistä näiden parametrien funktiona. Tehon muutosten vaikutus kannattavuuteen ainakin laskennassa käytetyllä neljän tunnin tarkkuudella on triviaali. On tosin mahdollista, että tunnin tarkkuuden optimoinneissa tehon vaikutus korostuu. Kapasiteetin vaikutus on huomattava, joten sen mitoitus on kiinnitettävä erityisesti huomiota investointipäätöstä tehtäessä.

**Taulukko 7:** Akun teknisten tietojen muutosten vaikutus kannattavuuteen

	Kapasiteetti	Teho	Vertailu ero
	MWh	MW	%
<b>Vertailu</b>	350	45	<b>0 %</b>
<b>Isompi teho</b>	350	60	<b>+5,8 %</b>
<b>Pienempi teho</b>	350	30	<b>-9,6 %</b>
<b>Hyvin suuri akku</b>	900	45	<b>+59,6 %</b>
<b>Suuri akku</b>	500	45	<b>+23,1 %</b>
<b>Pieni akku</b>	200	45	<b>-26,9 %</b>
<b>Valtava akku</b>	10 000	100	<b>+351,9 %</b>

Kuvassa 55 on esitetty erikokoisten akkujen kannattavuus optimointiohjelmiston tulosten perusteella. Suuri 10 GWh akku on tosin ominaisuuksiltaan jo niin erilainen, että sen vertailu muihin ei ole kovin realistista. Valtavassa akussa esimerkiksi eristeet ovat varmasti pienemmät ja varastointiajat pidemmät, joten oletus lämpöhäviöiden riippumattomuudesta lataustasosta ei ole enää realistinen. Toisaalta koska optimointi tehdään ohjelmistossa viikon pätkissä, ei ohjelmisto osaa käyttää akkua täysin optimaalisesti, jolloin myös todellinen kannattavuus lienee suurempi. Kuvaan akun kannattavuudesta on lisätty myös eksponenttisovite, joka ekstrapoloi laskettujen pisteiden välit.

**Kuva 55:** Akun kannattavuus kapasiteetin funktiona

Lämpöpumpun teknisistä tiedoista optimoinnin kannalta oleelliset ovat lämpökerroin, teho ja käytettävyys. Laskennoissa käytetty COP on todennäköisesti pessimistinen, joten tarkastelu on tehty myös lämpökertoimelle 3. Priimauksen kannattavuus riippuu monesta muuttujasta ja se kannattanee selvittää tämän työn ulkopuolella vielä tarkemmin, mikäli lämpöpumppu investoinnin muut edellytykset realisoituvat. Oleellisia tekijöitä ovat muun muassa voidaanko pumpulla ajaa verkkoon hieman alilämpöistä vettä, millä kattilalla primaus toteutettaisiin ja mitkä ovat sähkön hinnat pakkasella tulevaisuudessa. Vuonna 2014 hinnat reagoivat poikkeuksellisen vähän kylmään sähkään, joten kovimmilla pakkasilla se vääristänee hieman kannattavuuslaskentaa. Tulokset on esitetty taulukossa 8.

**Taulukko 8:** Lämpöpumpun teknisten tietojen vaikutus kannattavuuteen

	<b>Lämmöntuotanto</b>	<b>Vertailu ero</b>	<b>Vertailu ero, Kannattavuus</b>
	GWh	GWh	%
<b>Vertailu</b>	86	0	<b>0 %</b>
<b>COP 3</b>	102	16	<b>+20,8 %</b>
<b>Teho -50 %</b>	43	-43	<b>-49,2 %</b>
<b>Teho +50 %</b>	125	39	<b>+43,3 %</b>
<b>Priimaus</b>	108	22	<b>+31,7 %</b>
<b>Käytettävyys raja -3 °C</b>	91	5	<b>+8,3 %</b>

Kannattavuus on erittäin herkkä teholle ja sen muutos on melko lineaarinen. Oleellinen muutos investointilaskennassa olisi 10 MW sähköteho eli noin 42 % suurempi lämpöpumpputeho. Tällöin pumppua voisi tarjota säätösähkömarkkinoille, josta saataisiin vielä lisää hyötyä. Tällöin tosin oletus jäteveden virtauksen riittävydestä ei välttämättä enää pidä paikkaansa. Priimauksen vaikutus kannattavuuteen on myös huomattava. Jo pienellä rajoituksen heikennyksellä -3 asteeseen saadaan merkittävä lisäys kannattavuuteen.

## 5.2 Negatiivinen ja positiivinen skenaario

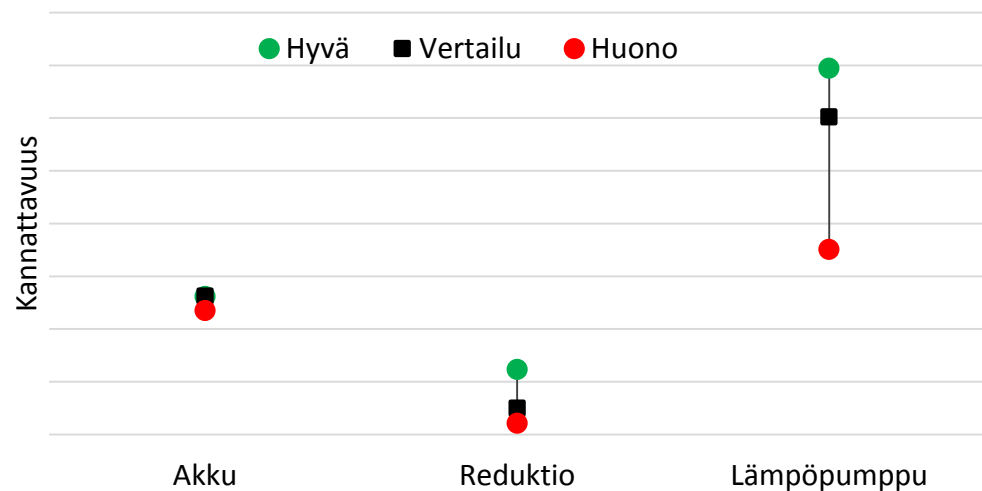
Investointien herkkyyttä muuttujille yhdessä on arvioitu määrittämällä laskentojen avulla lähtötiedolle investoinnin kannattavuuden kannalta hyvä ja haitallinen suunta. Näiden tietojen perusteella on luotu jokaiselle investoinnille positiivinen ja negatiivinen skenaario. Muutosten suunnat investoinneittain on kuvattu taulukossa 9. Muutokset ovat yhtä suuria

kuin aiemmissa kappaleissa käsitellyt pienet muutokset. Teknisiä tietoja ja verojen muutoksia ei ole käsitelty tässä kappaleessa. Tavoitteena on arvioida pienen ennustevirheen maksimivirhettä.

**Taulukko 9:** Lähtötietojen muutosten arviointi, positiivinen skenaario

	Kaukolämpöakku	Reduktio	Lämpöpumppu
Sähkön hinnan keskiarvo	Suurempi	Pienempi	Pienempi
Sähkön hinnan profiili	Suurempi	Suurempi	Pienempi
Kaasun hinta	Suurempi	Suurempi	Suurempi
Biopolttoaineiden hinta	Pienempi	Suurempi	Suurempi
Kaukolämpökuorma	Suurempi	Pienempi	Suurempi

Kuvassa 56 on esitettyä kunkin investoinnin herkkyyttä lähtötiedoille. Kuvaajasta nähdään, että akku ei ole herkkä muutoksille. Reduktiolla muutokset kannattavuudessa ovat suhteellisesti suuria, mutta absoluuttisesti melko pieniä. Lämpöpumpulla muutokset ovat huomattavia, mutta pessimistisessäkin skenaariossa tuotto on kohtuullinen.

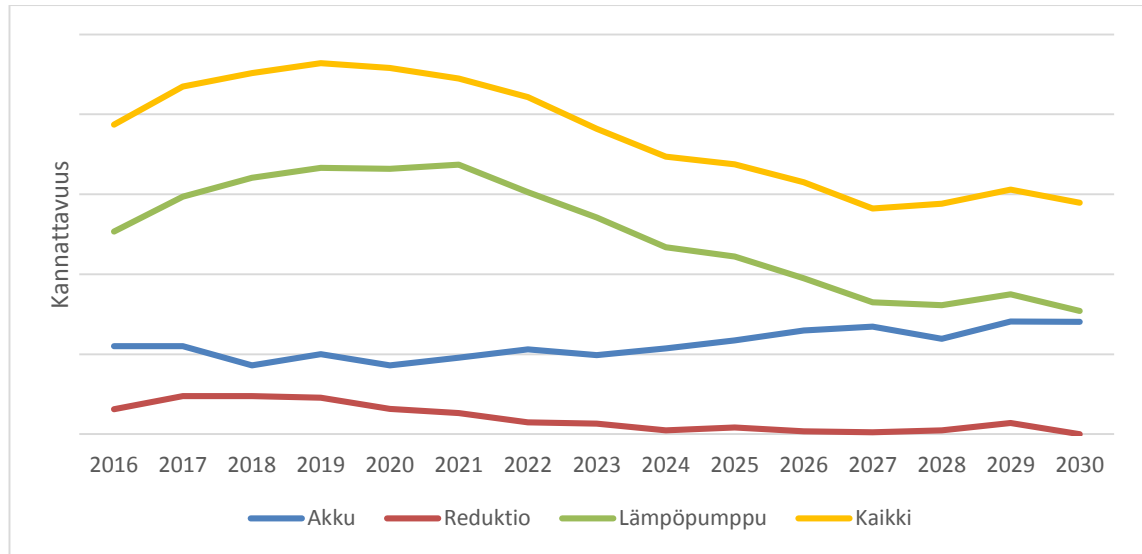


**Kuva 56:** Investointien herkkyys negatiiviselle ja positiiviselle skenaariolle

Tarkastelu on tehty vain pienillä muutoksilla, joten suuremmatkin muutokset kannattavuuksissa ovat toki mahdollisia. Suuri vaihtelu kannattavuuksissa jo pienilläkin lähtötietojen muutoksilla kuvaa hyvin investointipäätösten vaikeutta. Sähkön hinnan ennustaminen viiden vuoden päähän kahden euron tarkkuudella on haasteellista. Tämä voi kuitenkin aiheuttaa esimerkiksi lämpöpumpun kannattavuusarvioon merkittävän muutoksen kumpaankin suuntaan.

### 5.3 Yrityksen ennusteiden mukainen pitkä skenaario 2016 - 2030

Tampereen Sähkölaitoksella on laadittu ennusteet sähkön ja polttoaineen hintojen kehityksestä pitkälle tulevaisuuteen. Profiilin jyrkkyydestä optimointia varten laadittiin erillinen ennustemalli [47]. Kaikkien verojen, lukuun ottamatta turpeen valmisteveroa, on oletettu pysyvän vakiona tarkastelujaksolla. Turpeen veron oletetaan nousevan vuoden 2015 tasolle taas vuonna 2020. Optimointien tulokset on esitetty kuvassa 57 ja luvussa 5.4 ne on kuvattu tarkemmin investointikohtaisesti.



*Kuva 57: Investointien kannattavuuden kehitys 2016 – 2030*

Lämpöpumpun ja reduktion kannattavuus laskee ilmaston lämpenemisen ja ennustettujen hintojen nousujen takia. Kaukolämpöakun kannattavuus taas paranee, ensisijaisesti pienenevän kaukolämpökuorman takia. Näin pitkällä ajanjaksolla tuotantorakenteen pysyminen vakiona ei ole kuitenkaan enää realistinen oletus. Saatuja tuloksia voidaan käyttää arvioitaessa uusien investointivaihtoehtojen kannattavuutta, kun vanhojen tuotantolaitosten elinkaaria jatketaan ja prosesseja modifioidaan tai korvataan niitä kokonaan uusilla laitoksilla.

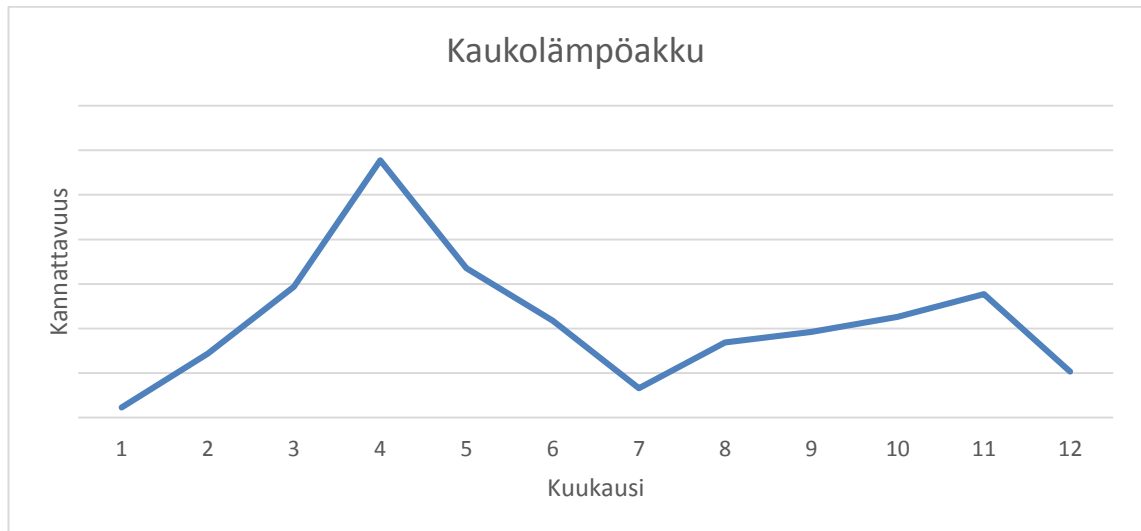
### 5.4 Tulosten tulkinta investointien kannalta

Tässä kappaleessa on tarkasteltu jokaisen investoinnin kannattavuutta vuoden sisällä sekä usean vuoden aikana. Kappaleessa on myös kerrattu investoinnin kohdalla oleellimmat laskennassa tehdyt oletukset.



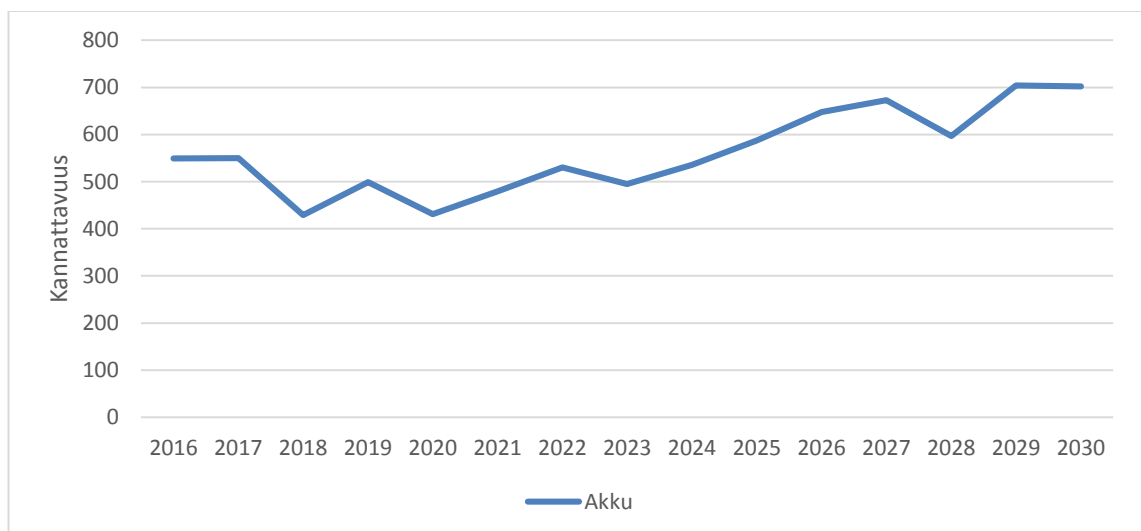
### 5.4.1 Akku

Kaukolämpöakun kannattavuus on suurimmillaan keväällä ja syksyllä, kun kaukolämpökuorma vaihtelee eniten päivän sisällä ja akun avulla voidaan vähentää lisäjähdytystä. Kesällä ja erityisesti talvella voidaan helpommin ajaa tuotantolaitoksia optimaalisesti ilman akkua. Erot kuukausien välillä nähdään kuvasta 58.



**Kuva 58:** Akun kannattavuus kuukausittain vertailuskenaariossa

Akun kannattavuus ei ole kovinkaan herkkä hintojen kehitykselle. Akun kannattavuus vain paranee vuosien saatossa erityisesti ilmaston lämpenemisen myötä kuvan 59 mukaisesti. Tuleva jäykähkö tuotantorakenne hyötyisi akusta paljon. Riittävän isoon akkuun investoiminen mahdollistaa myös täysin uudenlaisia tuotantotapoja. Viime vuosina kesäisin on ollut korkeita huippuhintoja. Suuri akku mahdollistaisi helpommin yhteistuotantolaitoksen lyhyen käynnistämisen, kun ylijäämälämpö voitaisiin varastoida akkuun.

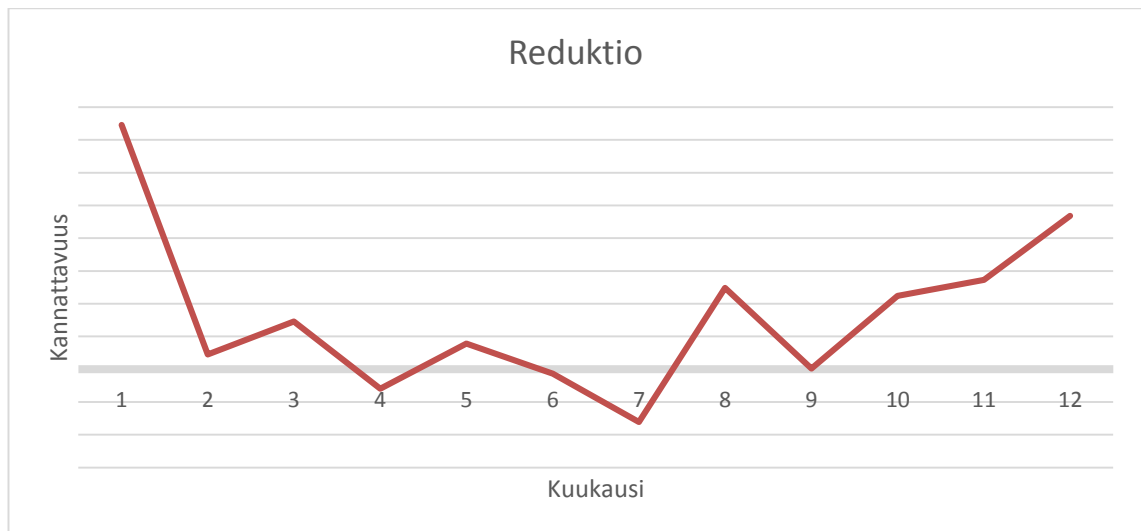


**Kuva 59:** Akun kannattavuus vuosittain pitkässä skenaariossa

Investointilaskennassa kannattaa tarkastella erityisesti akun optimaalista kokoa. Naistenlahdessa tilanpuute ja rakennusmääräykset rajoittavat suurinta mahdollista kokoa. Tulevaisuudessa kannattaisikin tehdä selvitys, kannattaisiko akku asentaa johonkin toiseen paikkaan, johon olisi mahdollista rakentaa suurempi säiliö. Myös toisen akun rakentamista voisi olla järkevää selvittää. Yksi vaihtoehtoista voisi olla kalliiovarastoon rakennettava suuremman kokoluokan akku. Tärkeimmät oletukset akun kannattavuudelle ovat kapasiteetin riippumattomuus kaukolämpöverkon lämpötilasta, ja oletus, että akkua ei voida purkaa, jos verkon asetusarvo on yli 105 astetta. Herkkyysanalyysi osoitti, että akun kannattavuus ei ole kovinkaan herkkä muutoksille lähtötiedoissa.

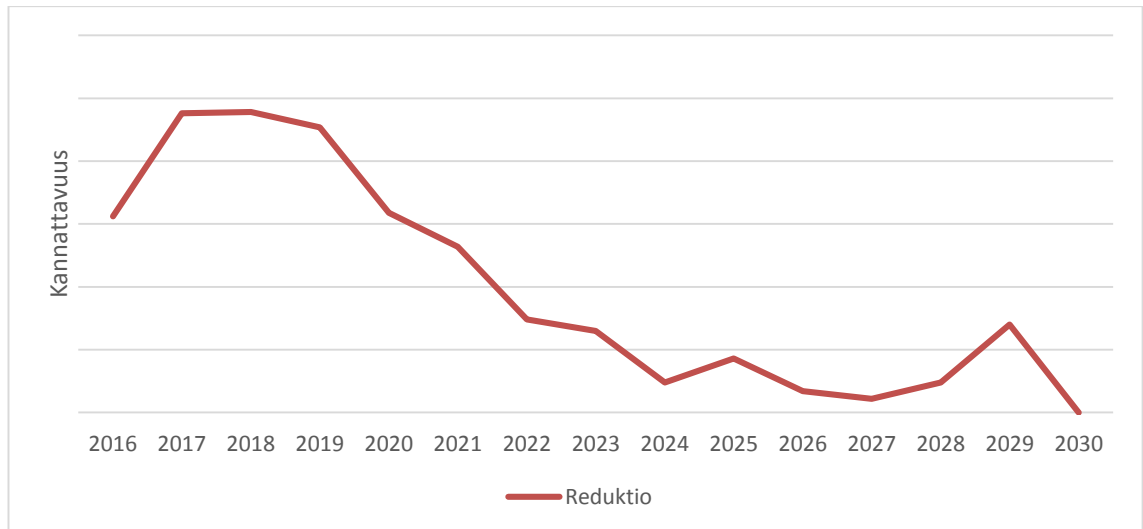
### 5.4.2 Reduktio

Kuvassa 60 on reduktion kannattavuus kuukausittain. Kuvasta nähdään, että kylmimpiä kuukausia lukuun ottamatta kannattavuus on virherajat huomioiden hyvin pieni. Negatiiviset luvut johtuvatkin optimointien toleranssista.



**Kuva 60:** Reduktion kannattavuus kuukausittain vertailuskenaariossa

Reduktion kannattavuus kuvassa 61 on suurimmillaan lähivuosina. Myöhemmin ilmaston lämpeneminen sekä sähkön ja kaasun hinnannousut ajavat investoinnin hyödyn lähes nolleen. Näillä näkymin ei ole myöskään itsestään selvää, että Lielahden laitos itsessään on pitkällä aikavälillä kannattava, joten investointipäätöksessä tulee ottaa huomioon myös suunnitelmat laitoksen elinkaaren jatkamisesta. Yhteistuotannon veroedun poistuminen romahduttaisi investoinnin kannattavuuden, joten veromuutosskenaario tulee ehdottomasti huomioida mahdollista investointipäätöstä tehtäessä.

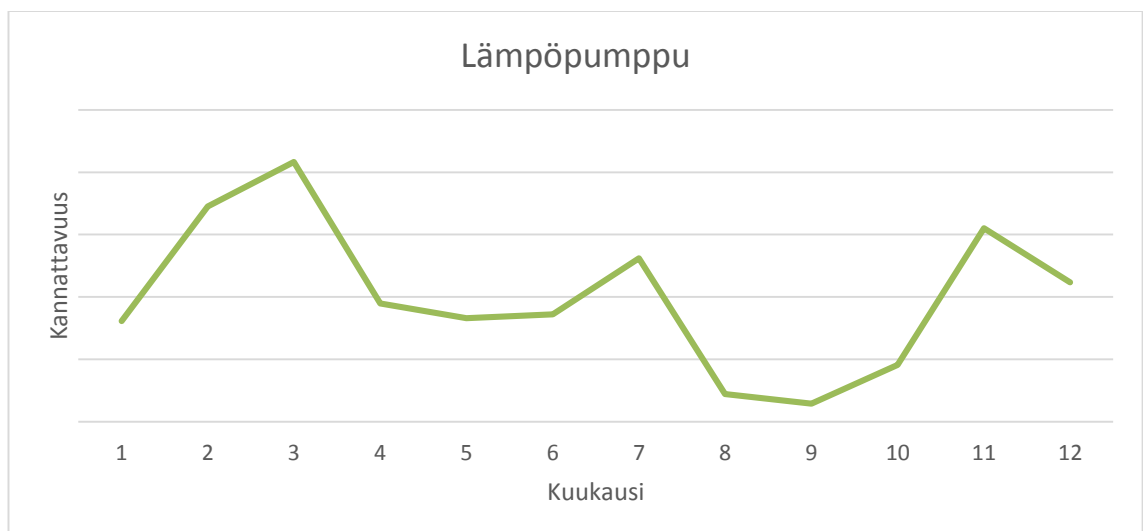


**Kuva 61:** Reduktion kannattavuus vuosittain pitkässä skenaariossa

Kannattavuuden painottumisesta kylmimmille kuukausille voidaan tehdä se johtopäätös, että reduktion laskettu hyöty on erittäin herkkä oletukselle, että kylmällä säällä sähkön hinnat ovat alhaalla, ja reduktiolla voitaisiin korvata öljyn käyttöä. Öljyn korvausta voivat rajoittaa kaukolämpöverkon siirtokapasiteetti Länsi-Tampereelta itään ja erityisesti Hervantaan. Oleellista pidemmällä aikavälillä on myös miten laaditut sähkön hintaennusteet toteutuvat.

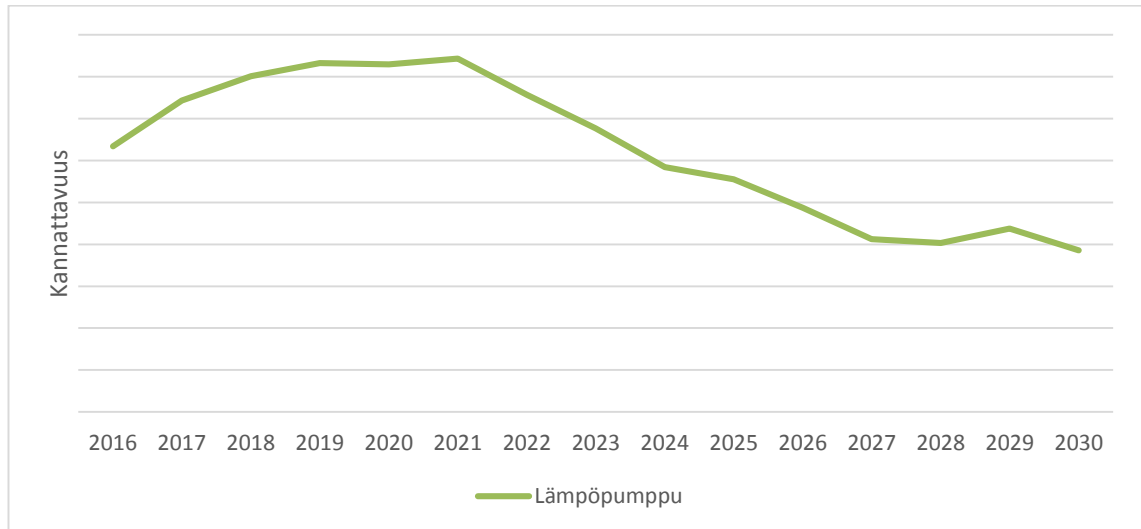
### 5.4.3 Lämpöpumppu

Lämpöpumpun kannattavuus vuoden 2014 hinnoilla on korkeimmillaan alkukevästä ja loppusyksystä kuten kuvasta 62 voidaan havaita. Tällöin verkossa on hyvin tilaa tuotannolle ja pumpun käytettävyys on korkealla. Myös heinäkuun helteet näkyvät kuvaajassa kannattavuuspiikkinä, kun kaukojäähdytystä on voitu tuottaa ja hyödyntää paljon.



**Kuva 62:** Lämpöpumpun kannattavuus kuukausittain vertailuskenaariossa

Lämpöpumpun kannattavuus näyttää erittäin hyvältä kuvassa 63 erityisesti lähivuosina, kun sähkön oletetaan olevan halpaa. Laitosta ei kuitenkaan voida ottaa käyttöön ennen kuin jätevedenpuhdistamo valmistuu. Valmistumisajankohdaksi on arvioitu 2020-luvun alku. Tämän hetkisillä tiedoilla kuitenkin juuri tällöin kannattavuus alkaa heikentyä. 2020-luvun puoliväliin tultaessa oletus tuotantolaitoksista ei ole enää välttämättä realistinen. Naistenlahti 2 alkaa tulla elinkaarensa päähän ja jokin korvaava laitos sille olisi rakennettava tai laitos on uusittava. Lämpöpumppu voisi olla osa tuotantoinvestointia, joka korvaisi Naistenlahti 2 jättämää tuotantoaukkoa.



**Kuva 63:** Lämpöpumpun kannattavuus vuosittain pitkässä skenaariossa

Lämpöpumpun kannalta oleellista on, miten hyvin oletettu vuoden 2014 lämpötilaprofiili ja lämpötilaan liittyvät muut oletukset pätevät. Vähänkin kylmempi talvi tehdyllä -1 asteen käyttörajoituksella antaisi pessimistisemmän kuvan pumpun kannattavuudesta. Tätä voidaan tosin kompensoida priimauksella tai alilämpöisen veden syöttämisellä kaukolämpöverkkoon. Investointilaskelmassa olisi syytä selvittää myös tehon nostamisen kannattavuutta. 10 MW laitos voisi osallistua säätösähkömarkkinoille, ja tuottaa siten ylimääräistä hyötyä. Lisäksi lämpöpumpun tuottama kaukolämpö on edullista, joten jos lämmönlähteen energia riittää, korkeampi teho olisi hyvinkin kannattavaa.

Lämpöpumpun osalta tuloksia kannattaa ehdottomasti päivittää mahdollisimman lähellä varsinaista investointipäätöstä. Siihen mennessä tiedetään paljon enemmän sähkön hintojen ja verotuksen kehityssuunnasta.

## 5.5 Kiinteiden kustannusten huomiointi

Tässä työssä ei ole pyritty kokonaisvaltaisesti huomioimaan kiinteitä kustannuksia. Tässä kappaleessa on kuitenkin karkeasti arvioitu tärkeimmiksi arvioituja kustannuskomponentteja, jotta voidaan helposti arvioida kokonaiskustannusten suuruusluokka. Kiinteistä kustannuksista kunnossapitokustannukset on rajattu työn ulkopuolelle. Ne ovat todennäköisesti kuitenkin merkittävin kiinteä kustannuserä, joka on määritettävä varsinaisia investointien kokonaiskannattavuuksia laskettaessa. Lämpöpumpun työssä huomioitujen kunnossapitokustannukset on esitelty luvussa 5.5.4.

### 5.5.1 Lämpöhäviöt

Kappaleessa 3.3.2 on lämpöhäviöksi arvioitu 0,038 MW. Vuodessa tutkitun kokoisen akun lämpöhäviöt olisivat siis noin 333 MWh. Jos lämmöntuotannon kustannukseksi asetetaan 40 €/MWh, tulee vuotuiseksi kustannukseksi noin 13 000 €.

### 5.5.2 Pumppauskustannukset

Vuoden aikana vertailuskenaariossa akusta pumpataan ulos noin 64 GWh lämpöä. Jos oletetaan pumppauskustannukseksi 0,1 €/MWh, saadaan pumppauskustannuksiksi 6 400 € vuodessa.

### 5.5.3 Sähkön siirron kiinteät kustannukset

Lämpöpumpun sähkönkulutuksessa ei ole huomioitu kiinteitä kustannuksia. Keskijännitetelesiirto 1 tariffin kiinteät kustannukset ovat 143,50 €/kk, pätötehomaksu on 1,22 €/kW kk, ja loistehomaksu 1,25 €/kvar kk. Jos tehoksi otetaan laskutettavaksi pätötehoksi 7 MW ja loistehoksi 0 kvar, saadaan kiinteiksi kustannuksiksi 104 200 € vuodessa.

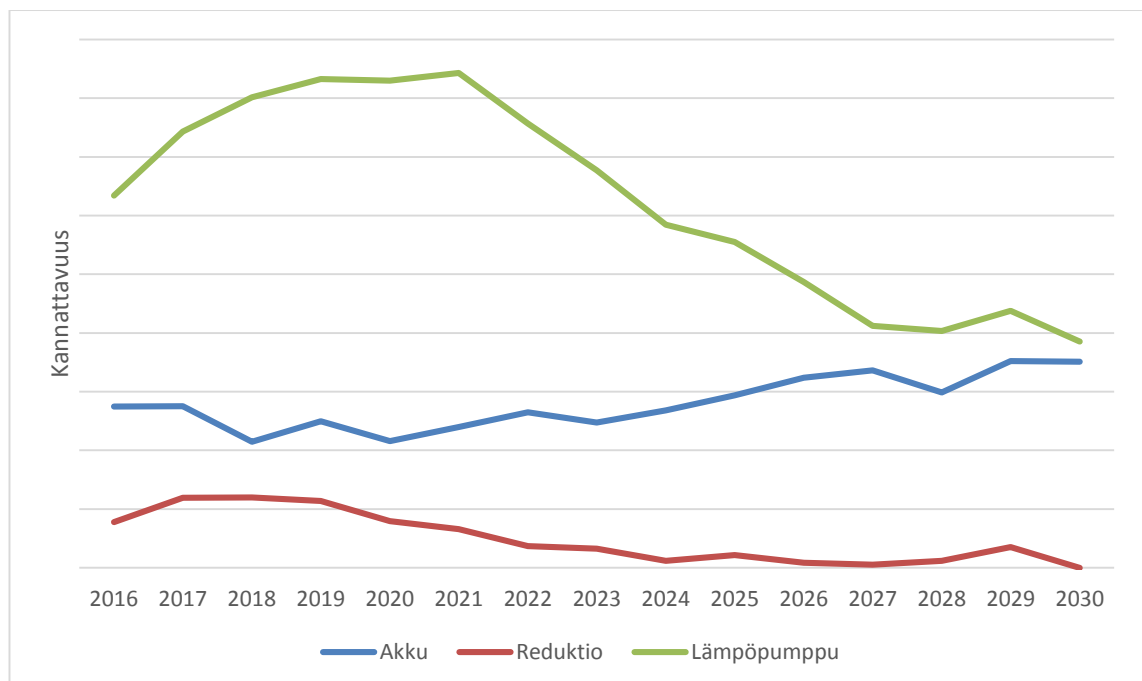
### 5.5.4 Lämpöpumpun kunnossapitokustannukset

Lämpöpumpulle on optimoinneissa laskettu muuttuvia kunnossapitokustannuksia 1 €/MWh. Vertailuskenaariossa kaukolämmöntuotanto on 86 GWh vuodessa, jolloin kunnossapitoon on optimoinneissa varattu 86 000 € vuodessa. Tämän kustannuserän suuruus tulee arvioida tarkemmin varsinaista investointilaskentaa päivitettäessä.

## 6 YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Tässä työssä käytetty toimintatapa investointien arviointiin on uusi Tampereen Sähkölaitoksella. Työn perusteella vaikuttaa, että se on myös erittäin toimiva. Koska investoinnit täytyy mallintaa optimointiohjelmistoon hyvin tarkkaan, tulee investointien erityispiirteitä myös tarkasteltua kriittisesti ja vaihtoehtoja kartoitettua laajasti ennen mahdollista investointipäätöstä. Lähestymistapa pakottaa myös ilmaisemaan eksplisiittisesti tehdyt oletukset esimerkiksi sähkön hintakehityksestä

Kuvassa 64 on esitettyä vielä jokaisen investoinnin kannattavuus 2016 - 2030 skenaariossa. Tämän skenaarion lisäksi on tarkasteltava kullekin investoinnille tärkeimpien muuttujien vaikutusta kannattavuuteen ja laskea eri skenaarioiden arvioiduilla todennäköisyyksillä painotettu keskiarvo.



**Kuva 64:** Investointien kannattavuuden kehitys 2016 – 2030

Akku ei ole herkkä lähtötietojen muutoksille, mutta sen kannattavuus paranee huomattavasti kapasiteetin kasvaessa. Akun tärkeys korostuu erityisesti Tampereen Sähkölaitoksen uudessa tuotantorakenteessa, joka on monipuolisempi, mutta heikommin säätävä kuin aikaisemmin. Tärkeintä akun investointilaskennassa on tarkastella kannattavuutta erilaisilla varauskapasiteeteilla.

Reduktion kannattavuus on korkeimmillaan lähivuosina. Tärkeintä reduktion investointilaskennassa on arvioida veromuutosten todennäköisyyttä ja tehdä oikea arvio öljyn tuotantojakeen korvaamisen suuruudesta. CHP-veroedun poistuminen vähentäisi reduktion kannattavuutta arviolta 70 %.

Lämpöpumpun kannattavuuden kannalta keskeistä on huipunkäyttöaika. Työssä oletettu käyttökielto, kun ulkolämpötila on -1 asteen alapuolella, on erittäin merkittävä. Vuosi 2014 oli leuto ja jos pumpulle ei rakenneta lämmön primausta, voi kylmä vuosi vähentää sen kannattavuutta huomattavasti. Priimauksen ja alilämpöisen veden tuottamisen mahdollisuudet ja kannattavuudet on syytä tarkastella tarkkaan. Lämpöpumpun kannattavuuslaskelmat kannattaa päivittää mahdollisimman lähellä mahdollista investointipäätöstä sen hetkisillä uusilla lähtötiedoilla.

Lähtötietojen lisäksi mallin merkittävimmät virhelähteet ovat yksinkertaistus kaasun mallinnuksessa, neljän tunnin tarkkuuden käyttö laskennassa tunnin tarkkuuden sijasta, ja valitun vertailuvuoden 2014 poikkeamat tulevien vuosien toteumista.

## 6.1 Jatkotutkimusehdotuksia

Laadittujen investointilaskelmien tarkentamiseksi voidaan tehdä vielä merkittävää jatkotutkimusta. Koska ohjelmisto on Tampereen Sähkölaitoksen käytössä uusi, eivät kaikkien mahdollistamat työkalut ole vielä käytettävissä. Näitä työkaluja kehittämällä voidaan saada lisää tarkkuutta investointilaskelmiin. Toinen kehityksen osa-alue on useamman tulevaisuuden hintaskenaarion luominen, jotta saadaan monipuolisempi kuva tulevista mahdollisista kehityssuunnista. Lämpöpumpusta ja kaukolämpökäytöstä olisi tehtävä lisäselvityksiä parhaiden teknistaloudellisten ratkaisujen löytämiseksi.

Työssä on tehty yksinkertaistus kaasun hinnoitteluun. Jos optimaalisen kaasurajan löytämiseen kuukausittain rakennettaisiin oma Workflow, olisi työssä tehty yksinkertaistus mahdollista poistaa kokonaan. Toinen työssä tehty yksinkertaistus on ollut käyttää neljän tunnin keskiarvoja laskennassa. Vuoden pituiset yhden tunnin tarkkuuden laskennat eivät olleet vielä käytettävissä tämän työn puitteissa. Jos palvelimen kuormitus ja laskenta-aika eivät ole ongelmia, siirtymällä yhden tunnin laskenta-aikaan voidaan huomioida päivän sisäistä dynamiikkaa tarkemmin. Tämä ei tosin välttämättä muuta investointien kannattavuusarvion tarkkuutta mallinnuksen muista epätarkkuuksista johtuen. Joillekin investointien kuitteihin jopa tunnin sisäinen dynamiikka voi olla tärkeää, joten joidenkin investointien osalta tarkkuuden kasvattaminen pienentäisi virhettä. Ohjelmistoon syötetyt nykyisten laitosten tekniset arvot ja erityisesti käyttökustannukset ovat vielä osaltaan arvioita. Ohjelmiston siirtyessä päivittäiseen tuotantokäyttöön arvot varmasti tarkentuvat ja myös uusien investointien kannattavuudesta saatavasta arviosta tulee luotettavampi.

Arvio kannattavuudesta riippuu huomattavasti tehdyistä oletuksista vertailuskenaariossa. Jos yrityksellä olisi useita vertailuskenaarioita valmiina erilaisista sähkömarkkinoiden mahdollisista kehityssuunnista, voitaisiin niitä käyttää monipuolisempaan tulevaisuuden mallintamiseen ja energiantuotannon pitkän ajan suunnitteluun. Budjetointiin yrityksellä on jo käytössä vuoden sisäiset aikasarjat, joilla voitaisiin tehdä laskelmia tässä työssä käytetyn vertailuskenaarion rinnalla.

Tulevaisuuden investointilaskelmia varten investointien teknisiä yksityiskohtia täytyy vielä tarkentaa. Kaukolämpöakun optimaalista kokoa ja sijoituspaikkaa voisi tarkastella vielä EO3:n avulla laajemmin. Lämpöpumpun optimaalista tehoa voitaisiin selvittää tarkemmin, jos mallinnettisiin myös lämmönlähteen riittävyys. Priimauksen kannattavuus ja toteutusmahdollisuudet olisi selvitettävä laajemmin.

Yhteenvedona voidaan todeta, että työssä käytettyä tapaa arvioida uusia investointeja kannattaa ehdottomasti hyödyntää jatkossa laajemmin. Parantamalla nykyisen tuotantokannan mallinnusta ja laatimalla useita hintaennusteita, voidaan investointilaskelmien luotettavuutta kehittää. Tämä mahdollistaa kannattamattomien investointiehdotusten löytämisen entistä varmemmin ja aikaisemmin jatkuvasti muuttuvassa toimintaympäristössä. Tässä työssä kuvattu menetelmä soveltuu käyttöön kaikille yrityksille, joilla on vastaava tuotannon optimointiohjelmisto käytettävissään.



## 7 LÄHTEET

- [1] Tampereen Sähkölaitos, Tunnuslukuja, noudettu 16.9.2015, saatavissa <https://www.tampereensahkolaitos.fi/yritysjaymparisto/toimintamme/tunnusluvut/Sivut/default.aspx>
- [2] Tampereen Sähkölaitos, Voimalaitokset, noudettu 16.9.2015, saatavissa <https://www.tampereensahkolaitos.fi/yritysjaymparisto/energiantuotanto/voimalaitokset/Sivut/default.aspx>
- [3] Energiavirasto, Tehoreservijärjestelmä, noudettu 16.9.2015, saatavissa <https://www.energiavirasto.fi/tehoreservijarjestelma>
- [4] Tampereen Jätehuolto Oy, Tammervoiman hyötyvoimalaitoksen ympäristövaikutusten arviointiohjelma, noudettu 7.10.2015, saatavissa <http://www.ymparisto.fi/download/noname/%7BA5456993-9F25-4A52-A1B9-4213992AAC52%7D/44252>
- [5] Nordic Energy Regulators, Nordic Market Report 2014, saatavissa <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2014/06/Nordic-Market-Report-2014.pdf>
- [6] Elinkeinoelämän keskusliitto, Hinnan ja volyymin määräytyminen Elspot-markkinoilla, noudettu 5.10.2015, saatavissa [http://ek2.ek.fi/yritysten\\_energiaopas/fi/kuvat/hinta\\_volyymi.pdf](http://ek2.ek.fi/yritysten_energiaopas/fi/kuvat/hinta_volyymi.pdf)
- [7] Fingrid Oy, Kysyntäjousto, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/Kysyntajousto/Sivut/default.aspx>
- [8] Suomen ElFi, Sähkön hinta, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://www.elfi.fi/index.php?section=15>
- [9] C. Brunner, Changes in electricity spot price formation in Germany caused by a high share of renewable energies, Energy Systems, March 2014, Volume 5, Issue 1, pp 45-64
- [10] V. Kekkonen, G. Koreneff, Euroopan yhdentyvät sähkömarkkinat ja markkinahinnan muodostuminen Suomen näkökulmasta, VTT, 2009, saatavissa <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2009/W120.pdf>
- [11] M. Purasjoki, Sähkön tukku- ja vähittäismarkkinoiden toimivuus, Kauppa- ja teollisuusministeriö, 2006, saatavissa [http://ktm.elinar.fi/ktm\\_jur/ktmjur.nsf/All/98E5855055CA9D5BC225728E004B656E/\\$file/jul38eos\\_2006\\_netti.pdf](http://ktm.elinar.fi/ktm_jur/ktmjur.nsf/All/98E5855055CA9D5BC225728E004B656E/$file/jul38eos_2006_netti.pdf)
- [12] Nordpool spot tuntihinnat 2015, saatavissa <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table>

- [13] A. Aalto, N. Honkasalo, P. Järvinen, J. Jääskeläinen, M. Raiko, A. Sarvaranta, Mistä lisäjoustoa sähköjärjestelmään, Energiateollisuus Ry ja Fingrid Oyj, 2012, saatavissa [http://energia.fi/sites/default/files/mista\\_lisajoustoa\\_sahkojarjestelmaan\\_loppuraportti\\_28\\_11\\_2012.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/mista_lisajoustoa_sahkojarjestelmaan_loppuraportti_28_11_2012.pdf)
- [14] Energiateollisuus Ry, Sähkömarkkinakatsaus, noudettu 15.5.2015, saatavissa [http://energia.fi/sites/default/files/sahkomarkkinakatsaus\\_20150422.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/sahkomarkkinakatsaus_20150422.pdf)
- [15] Energiateollisuus Ry, Sähkön tuntidata, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://energia.fi/tilastot-ja-julkaisut/sahkotilastot/sahkon-tuntidata>
- [16] Wikipedia, NASDAQ OMX Commodities Europe, noudettu 8.10.2015, saatavissa [https://en.wikipedia.org/wiki/NASDAQ\\_OMX\\_Commodities\\_Europe](https://en.wikipedia.org/wiki/NASDAQ_OMX_Commodities_Europe)
- [17] Energiateollisuus Ry, Sähkömarkkinoiden kehitysaskelia, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://energia.fi/sahkomarkkinat/tukkumarkkinat/sahkomarkkinoiden-kehitysaskelia>
- [18] Fingrid Oyj, Sähkömarkkinoiden laajentuminen Baltiaan etenee, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Sivut/sahkomarkkinlaajen.aspx>
- [19] TVO, OL3:n käyttöautomaation tehdastestit valmistuneet, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://www.tvoy.fi/news/1630>
- [20] R. Aïd, A Review of Optimal Investment Rules in Electricity Generation, Quantitative Energy Finance, 2012, pp 3-40
- [21] Energiateollisuus Ry, Energiavuosi 2014 – sähkö, noudettu 8.10.2015, saatavissa <http://energia.fi/kalvosarjat/energiavuosi-2014-sahko>
- [22] Nordpool spot kuukausihinnat 2005-2015, saatavissa <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/FI/Monthly/?view=table>
- [23] M. Tiitinen, Mikä kaukolämmössä maksaa?, Energiateollisuus Ry, noudettu 16.9.2015, saatavissa [http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/KL-tilaisuuksien\\_esityksia/kl-hinta\\_diat\\_tiedotustilaisuus\\_20150211.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/KL-tilaisuuksien_esityksia/kl-hinta_diat_tiedotustilaisuus_20150211.pdf)
- [24] Pöyry, The challenges of intermittency in North West European power markets, 2011, saatavissa [http://www.poyry.com/sites/default/files/intermittency\\_-\\_march\\_2011\\_-\\_energy.pdf](http://www.poyry.com/sites/default/files/intermittency_-_march_2011_-_energy.pdf)
- [25] Bio- ja polttoaineala Ry, Liikennepolttoaineiden verotus, noudettu 2.10.2015, saatavissa <http://www.oil.fi/fi/liikennepolttoaineet/liikennepolttoaineiden-verotus>
- [26] Tilastokeskus, Julkinen talous, noudettu 2.10.2015, saatavissa [http://www.stat.fi/tup/suoluk/suoluk\\_valtiontalous.html](http://www.stat.fi/tup/suoluk/suoluk_valtiontalous.html)

- [27] Autoalan tiedotuskeskus, Automäärän kehitys 1940-2014, noudettu 16.9.2015, saatavissa [http://www.autoalantiedotuskeskus.fi/tilastot/suomen\\_autokanta/autokannan\\_kehitys/automaaran\\_kehitys](http://www.autoalantiedotuskeskus.fi/tilastot/suomen_autokanta/autokannan_kehitys/automaaran_kehitys)
- [28] M. Ruska, J. Kiviluoma, G. Koreneff, Sähköautojen laajan käyttöönoton skenaarioita ja vaikutuksia sähköjärjestelmään, VTT, 2010, saatavissa <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2010/W155.pdf>
- [29] Tilastokeskus, Energian hankinta ja kulutus 2014, 4.vuosineljännes, noudettu 16.9.2015, saatavissa [http://tilastokeskus.fi/til/ehk/2014/04/ehk\\_2014\\_04\\_2015-03-23\\_tie\\_001\\_fi.html](http://tilastokeskus.fi/til/ehk/2014/04/ehk_2014_04_2015-03-23_tie_001_fi.html)
- [30] J. Kakkonen, EU:n päästökauppa, Energiateollisuus Ry, 2013, saatavissa [http://energia.fi/sites/default/files/eun\\_paastokauppa\\_vedos.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/eun_paastokauppa_vedos.pdf)
- [31] Wolfram Alpha, Supremum, noudettu 8.10.2015, saatavissa <http://www.wolframalpha.com/input/?i=supremum>
- [32] A. Porchet, N. Touzi, and X. Warin. Valuation of power plants by utility indifference and numerical computation. *Mathematical Methods for Operations Research*, 2007, volume 70, issue 1, pp 47-75
- [33] J. R. Graham, C. R. Harvey, The theory and practice of corporate finance: Evidence from the field, *Journal of Financial Economics*, 2001, volume 60, pp 187-243
- [34] T. Driouchi, D. Bennett, Real options in multinational decision-making: Managerial awareness and risk implications, *Journal of World Business*, 2011, volume 46, pp 205-219
- [35] J. Karhu, Kaukolämpöakun koon optimointi ja taloudellinen kannattavuus, Diplomityö, Tampereen Teknillinen Yliopisto, 2010
- [36] Wikipedia, Carnot cycle, noudettu 16.9.2015, saatavissa [https://en.wikipedia.org/wiki/Carnot\\_cycle](https://en.wikipedia.org/wiki/Carnot_cycle)
- [37] Enggcyclopedia, Combined Cycle Power Plant, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://www.enggcyclopedia.com/2011/12/combined-cycle-power-plant/>
- [38] Rakennuslehti, Tampereen uusi vedenpuhdistamo sijoittuu Sulkavuoreen, 2014, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://www.rakennuslehti.fi/2014/02/tampereen-uusi-vedenpuhdistamo-sijoittuu-sulkavuoreen/>
- [39] P. Muurinen, Lämpöpumpun käyttömahdollisuudet kaukolämpöenergian tuottamisessa Tampereella, Diplomityö, Tampereen Teknillinen Yliopisto, 2008
- [40] Helsingin Energia Oy, Katri Vala, noudettu 16.9.2015, saatavissa <https://www.helen.fi/kotitalouksille/neuvoa-ja-tietoa/tietoa-meista/energiantuotanto/voimalaitokset/katri-vala/>

[41] Turun seudun puhdistamo Oy, Kakolanmäen jätevedenpuhdistamo – käyttö, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://www.turunseudunpuhdistamo.fi/lampo-pumppu.html>

[42] GAMS, The GAMS System, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://www.gams.com/docs/intro.htm>

[43] K. Jylhä, K. Ruosteenoja, J. Räisänen, A. Venäläinen, H. Tuomenvirta, L. Ruokolainen, S. Saku, T. Seitola, Arvioita Suomen muuttuvasta ilmastosta sopeutumistutkimuksia varten, Ilmatieteen laitos, 2009, saatavissa <https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/15711/2009nro4.pdf?sequence=1>

[44] Ilmatieteen laitos, Lämpötila- ja sadetilastoja vuodesta 1961, noudettu 16.9.2015, saatavissa <http://ilmatieteenlaitos.fi/tilastoja-vuodesta-1961>

[45] Tampereen Sähkölaitos, oma mittaus

[46] Hallituksen julkaisusarja, Ratkaisujen Suomi, Pääministeri Juha Sipilän strateginen ohjelma, 2015, saatavissa [http://valtioneuvosto.fi/documents/10184/1427398/Ratkaisujen+Suomi\\_FI\\_YHDIS-TETTY\\_netti.pdf/801f523e-5dfb-45a4-8b4b-5b5491d6cc82](http://valtioneuvosto.fi/documents/10184/1427398/Ratkaisujen+Suomi_FI_YHDIS-TETTY_netti.pdf/801f523e-5dfb-45a4-8b4b-5b5491d6cc82)

[47] R. Merikoski, Salkunhoitaja, Tampereen Sähkölaitos Oy, Haastattelu 5.8.2015