



Hybridienergiajärjestelmän automaattiohjaus energiamurroksen tarpeisiin

Samuli Alanen

OPINNÄYTETYÖ
Marraskuu 2022

Älykäs uusiutuva sähköenergiantuotanto

TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu
Älykäs uusiutuva sähköenergiantuotanto

ALANEN, SAMULI:
Hybridienergiajärjestelmän automaattiohjaus energiamurroksen tarpeisiin

Opinnäytetyö 88 sivua, joista liitteitä 4 sivua
Marraskuu 2022

Tämän raportin tarkoituksena on antaa kattava ja selkeä kuvaus Älykkäät ohjaukset moderneissa energiajärjestelmissä -hankkeesta tehdystä hybridienergiajärjestelmän automaattiohjauksesta, sekä sen taustoista, toiminnasta ja ohjausperiaatteista. Edellä mainittu hybridienergiajärjestelmä sisältää itse tehonsyöttölaitteiston sekä 100 kWh:n suuruisen energiavaraston, joista kumpikin on asennettu erillisiin perävaunuihin.

Edellisessä hankkeessa rakennettu laitteisto mahdollistaa monipuoliset tehonsyöttömahdollisuudet tulevaisuuden sähköverkoissa. Hybridienergiajärjestelmän käyttö oli kuitenkin edellisen hankkeen jäljiltä vielä täysin manuaalista. Järjestelmän asetuksia täytyi muuttaa käsin kosketusnäytöltä, mikäli haluttiin aikaan erilaisia käyttötilanteita. Uudessa hankkeessa ja tässä opinnäytetyössä tarkoituksena on tehdä järjestelmän toiminnasta automaattista siten, että se vastaisi energiamurroksen tarpeisiin.

Järjestelmän tulisi kyetä muuttamaan tilaa eri syötteiden perusteella, esimerkiksi energiavaraston varausprosentin perusteella tai aurinkovoimalan antotehon perusteella. Lisäksi järjestelmän tulisi vastata tulevaisuuden sähköverkon tarpeisiin mahdollistamalla esimerkiksi automaattinen tehopiikkien leikkaus kulutuskohteissa ja energiantuotannon seuraaminen kulutuksella. Keskeisessä osassa edellä mainituissa ominaisuuksissa on ns. ”tehoputki”, jota hybridienergiajärjestelmän tulisi hyödyntää toteuttaakseen nämä toiminnallisuudet.

Asiasanat: hybridienergiajärjestelmä, energiamurros, energiavarasto

ABSTRACT

Tampereen ammattikorkeakoulu
Tampere University of Applied Sciences
Smart renewable energy production

ALANEN, SAMULI:

Automatic control of hybrid energy supply system for the needs of energy transition

Master's thesis 88 pages, appendices 4 pages
November 2022

The aim of this thesis is to give clear and comprehensive description about the automatic control of the hybrid energy supply system which was implemented in the project "Smart controls in modern energy supply systems". Background, basic functioning and control logic of the system will be carefully presented. The hybrid energy supply system is based on MSc-electronics HESS-system. The hybrid energy supply system also includes 100 kWh energy storage. HESS-system and the energy storage is installed in two separate car trailers.

This two trailer hybrid energy supply system allows versatile power supply possibilities in future low voltage grids. However, before this project the system had to be manually operated from touch panel to change the operating mode. In this project and in this thesis the aim is to develop the system control so that it works automatically and meets the needs of the energy transition.

The system should be able to change operating mode based on different measurements such as energy storage State of Charge and PV-array output power. The system should be also able to meet the needs of future LV-grid for example power peak shaving and demand response functions. Essential part of these functions in this thesis is "power tube" -control logic which is used in the mobile hybrid energy supply system to implement these other functions.

Key words: Hybrid energy supply system, energy transition, energy storage

SISÄLLYS

1	JOHDANTO	6
2	HYBRIDIENERGIAJÄRJESTELMÄN ESITTELY.....	8
3	AUTOMAATTIOHJAUS	11
	3.1 Toiminnan määrittely.....	11
4	LIITTYMÄN PÄTÖTEHON MITTAUS	17
	4.1 Virtamittaus	17
	4.2 Jännitemittaus.....	23
5	PROBE-TESTIN JA AUTOMAATTIOHJAUKSEN MITTAUKSET.....	29
	5.1 Virtojen etumerkitys.....	29
	5.2 Liittymän tehokertoimen mittaus.....	31
	5.3 Virta-antureiden napaisuuden tarkistus.....	33
	5.4 Linjaresistanssin mittaus	33
	5.5 Probe-testi kokonaisuudessaan	33
6	TEHOPUTKIOHJELMA	35
7	DYNAAMINEN TEHOPUTKI -OHJELMA	40
	7.1 Tehoputken paikka ja korkeus.....	40
	7.2 Liittymän keskiteho.....	45
	7.3 Simulink-malli.....	48
	7.3.1 Staattinen tehoputki.....	51
	7.3.2 Tyypikulutusikäyrät.....	54
	7.3.3 Lämpötilakorjaus	57
	7.3.4 I-termi	61
	7.3.5 Aurinkovoimala-korjaus	68
	7.3.6 Vuosienergian korjaus	71
	7.3.7 Hybridienergiajärjestelmän häviöt.....	73
	7.3.8 Yhteenvedo	74
	7.4 SOC:n tavoitearvo.....	75
	7.5 Energiavaraston balansointi tehoputkiohjelmassa	77
8	POHDINTA	81
	LIITTEET	85
	Liite 1. Probe-testi lohkokaavio	85
	Liite 2. Tehoputkiohjelman lohkokaavio	88

LYHENTEET JA TERMIT

HESS	Hybridienergiajärjestelmä
BMS	Akunhallintajärjestelmä
AFE	Aktiivinen etuaste
DC	Tasavirta
AC	Vaihtovirta
ES1	Energiavarasto 1
ES2	Energiavarasto 2
Tehoputki	Sallittu tehoalue, joka rajautuu minimi- ja maksimitehoon
PVGIS	Selainpohjainen aurinkovoimaloiden tietojärjestelmä
Konvertteri	Sähkön muunnin

1 JOHDANTO

Tiedossa on, että energiamurros, päästötön tuotanto ja siirtyminen laajamittaisesti sähkön käyttöön erilaisissa uusissa kohteissa johtaa tarpeeseen energiavarojen liittämiseksi osaksi sähköverkkoa. Uusiutuvan energialähteiden lisääminen sähköverkkoon auttaa meitä pääsemään kohti päästötöntä tuotantoa, mutta samalla tuo meille lisähaasteita tuotannon epävarmuuden ja sen suuren vaihtelun vuoksi. Sähköverkossa kulutuksen on joka hetki täsmättävä sähkön tuotannon kanssa, tai muuten verkon taajuus ja jännite alkavat poiketa tavoitelluista arvoista (Fingrid 2022).

Uusiutuva sähköenergian tuotanto on vahvasti riippuvainen säästä. Tulevaisuudessa suuri osa tuotannosta tulee olemaan uusiutuvilla energialähteillä tuotettua, jolloin kulutuksen tulisi ikään kuin seurata tuotantoa, koska aina ei ole välttämättä riittävästi esimerkiksi tuulta tai auringonpaistetta tarjolla. Ennen tuotanto on seurannut kulutusta, mutta nyt osat kääntyvät aivan toisinpäin. (Tuulivoimayhdistys 2021). Tällä hetkellä hyvin harvalla sähkön kuluttajalla on teknistä valmiutta seurata kulutuksellaan sähköenergian hetkittäistä tuotantoa, jonka tulevaisuus vaatii.

Lisäksi kuluttajien kulutusprofiilit ovat muuttuneet siten, että ne asettavat nykyisen sähköverkon haastavaan tilanteeseen. On huomattu, että esimerkiksi uusien pientalojen energiankulutus on pienentynyt energiatehokussäätelyn ansiosta, mutta tehovaihtelut ja sähkötehohuiput ovat sen sijaan jopa kasvaneet (Harsia & Järventausta & Kallioharju & Kojo & Kortetmäki 2019). Sähköverkkoyhtiöt ovat muuttaneet hinnoitteluperiaatteitaan siirtomaksujen osalta vastaamaan muuttuneeseen kulutusprofiiliin: ”Murroksen seurauksena perusmaksun eli pelkistetysti tehon osuus siirtomaksussa kasvaa ja energian pienenee.” (Vantaan Energia 2019). Tällöin tehopiikkien leikkaamisella voidaan saavuttaa merkittävä säästö. Näihin muuttuneisiin tarpeisiin pyrimme mobiililla hybridienergiajärjestelmällä ja sen automaattiohjauksella hakemaan ratkaisua.

Tässä opinnäytetyössä kerrotaan aluksi mobiilin hybridienergiajärjestelmän perusominaisuuksia, jonka jälkeen ominaisuuksia ja hybridienergiajärjestelmän oh-

jausta aletaan muokkaamaan ja jalostamaan energiamurroksen tarpeisiin. Ohjausperiaatteet käydään läpi vaihe vaiheelta, jotta lukijalle tulee hyvä käsitys kustakin ominaisuudesta osana hybridienergiajärjestelmän älykästä ohjausta.

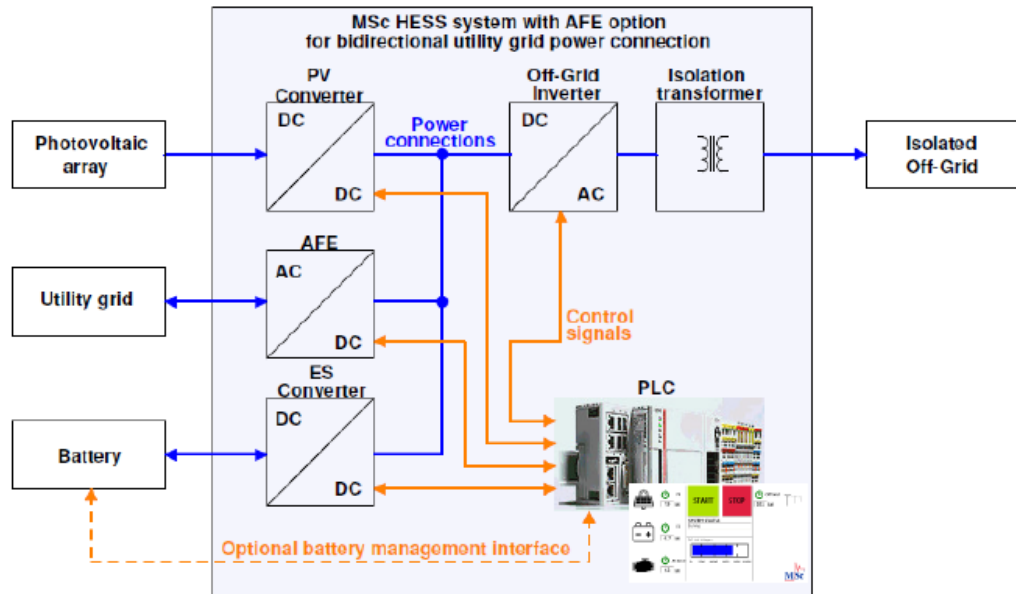
2 HYBRIDIENERGIAJÄRJESTELMÄN ESITTELY

Mobiili hybridienergiajärjestelmämme koostuu kahdesta auton perävaunusta, joista toisessa on 100 kWh:n suuruinen energiavarasto. Toinen vaunu on monipuoliset tehonsyöttöyhteydet mahdollistava ”tehoelektronikka”-vaunu. Kuvassa 1 näkyy jälkimmäisenä mainittu vaunu sisäpuolelta.



KUVA 1. ”Tehoelektronikka”-vaunu sisäpuolelta.

Hybridienergiajärjestelmään voidaan liittää aurinkovoimala, energiavarasto ja 3-vaiheinen verkkosyöttö. Näillä voidaan muodostaa erillinen saarekeverkko, johon saadaan siirrettyä tehoa kaikista syötöistä yhtäaikaaisesti. Energiaa voidaan myös siirtää eri tulojen välillä erittäin joustavasti. Hybridienergiajärjestelmän pohjalla on MSc Electronics:n HESS-järjestelmä. HESS-laitteistoa ja sen PLC-pohjaista ohjausjärjestelmää on kehitetty ja laajennettu tarpeitamme varten. Alla kuvassa 2 on havainnollistettu järjestelmän perustoimintaperiaate.



KUVA 2. HESS-järjestelmän perustoimintaperiaate (MSc Electronics 2019).

Kuvassa 2 nähdään "Power connections" -linja, joka on hybridienergiajärjestelmän yhteinen DC-välipiiri, johon jokainen aktiivisista tehonsiirtolaitteista on kytketty. Kyseessä on siis ns. "Common DC" -järjestelmä, jossa kukin tehoa siirtävä laite on yhteydessä muihin laitteisiin yhteisen DC-välipiirin kautta. Tehoa siirtäviä laitteita hybridienergiajärjestelmässä on yhteensä neljä kuvan 2 mukaisesti. Laitteet ovat "PV-converter" eli aurinkovoimalan DC/DC-konvertteri, "AFE" eli verkkoaihtosuuntaaja, "ES-converter" eli energiavaran DC/DC-konvertteri sekä "Off-grid inverter" eli saarekeverkkoinvertteri. Kaksisuuntaisen tehon mahdollistavat kaikki muut laitteet paitsi aurinkovoimalan DC/DC-konvertteri.

Tehon suuruutta (positiivinen tai negatiivinen) välipiiriin päin kytetään kullakin tehonsiirtolaitteella säätämään joustavasti muuttamalla kyseisen konvertterin välipiirijännite-ohjetta, tai muuttamalla välipiirijännitettä jonkin toisen laitteen toimesta. Näin ollen tehon kunkin laitteen tehon säätö on melko suoraviivaista. Kunkin konvertterin ohjataan kuvan 2 mukaisesti logiikkaohjaimella. Logiikkaohjain ohjaa myös energiavaraa, ja on yhteydessä tähän CAN-väylän avulla.

Järjestelmä toimi vielä ennen automaattiominaisuuksien kehittämistä täysin manuaalisesti, eli järjestelmän asetuksia täytyi muuttaa käsin logiikkaohjaimeen liitettyä kosketusnäytöltä, jotta eri käyttötilanteita saadaan aikaiseksi. Yksi käyttötilanteen muutos voisi olla esimerkiksi se, että aluksi ladataan energiavarastoa aurinkovoimalalla ja verkkosyötöllä, jonka jälkeen siirrytään syöttämään vakio-teho energiavarastosta ja aurinkovoimalasta takaisin syöttävään verkkoon.

Uusien ominaisuuksien kehittämisessä keskeinen osa oli tehdä toiminnasta älykäästä ja automaattista. Tämä tarkoittaa, että järjestelmä osaa vaihtaa itsenäisesti erilaisten käyttötilojen välillä järjestelmän tietojen, kuten energiavaraston varausprosentin, aurinkovoimalan antotehon ja asiakkaan sähkön kulutuksen perusteella. Järjestelmän tuli mahdollistaa myös etäohjaus internetin välityksellä käyttömukavuuden lisäämiseksi.

3 AUTOMAATIOHJAUS

3.1 Toiminnan määrittely

Järjestelmä voidaan liittää aurinkovoimalaan, energiavarastoon ja 3-vaiheiseen verkkosyöttöön. Näillä syötöillä voidaan luoda kolmivaiheinen saarekeverkko saarekeverkkoinvertterin avulla. Tehoa voidaan siirtää kaikissa syötöissä molempiin suuntiin lukuun ottamatta aurinkovoimalasyöttöä. Tämä mahdollistaa esimerkiksi verkon lisäkuormituksen energiavaraston latauksen avulla tai verkon tuennan aurinkovoimalan tuoton ja energiavaraston purkamisen avulla. Automaatiohjauksen tulisi mahdollistaa hybridienergiajärjestelmän itsenäinen ja älykäs toiminta perustuen käyttäjän antamiin alkusyötteisiin ja reaaliaikaisiin mittauksiin.

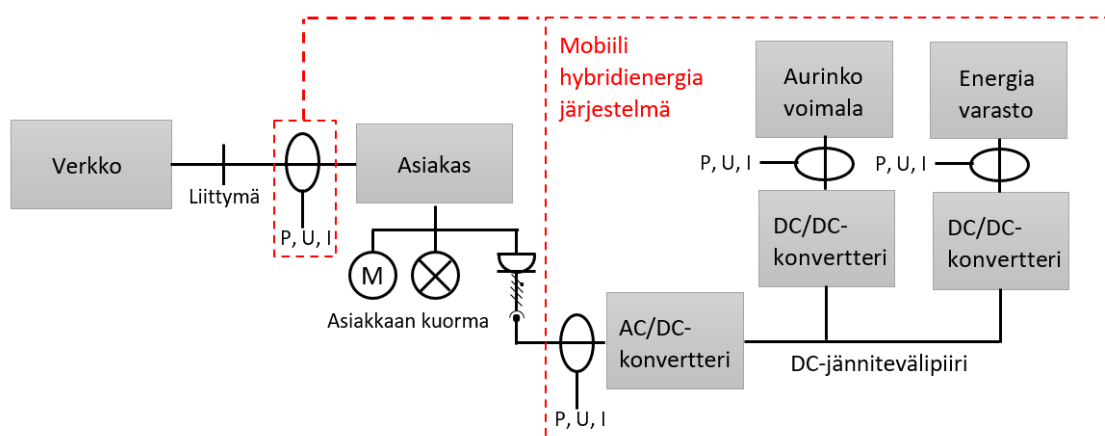
Tavoitteenamme on saada asiakkaan kulutus seuraamaan esimerkiksi verkonhallintajärjestelmän (DMS) tai jonkin muun ulkopuolisen ohjaimen antamaa tehoohjetta. Tällöin asiakkaalle tulee tietyn aikavälein tehon tavoitearvo, johon liittymän 3-vaiheinen pätöteho tulisi saada. Lisäksi haluamme, että automaatiohjaus kykenisi leikkaamaan jakeluverkkoa kuormittavia tehopiikkejä asiakkaan liittymästä.

Tehopiikkejä esiintyy tyypillisesti kylminä talvipäivinä lämmityksen vuoksi tai esimerkiksi sähköauton pikalatauksen aikana. Jakeluverkon mitoituksen kannalta paras kuormitus olisi sellainen, jonka teho pysyy ajanhetkestä riippumatta samana eli ajan suhteen vakiona. Nykyään myös sähköön ”kuluttajien” oma pientuotanto kuten aurinkovoimalat, saattavat ylikuormittaa jakeluverkkoa kuumina kesäpäivinä ylituotannon seurauksena asiakkaan kulutuksen muutoin ollessa pientä. Näin ollen asiakkaalle tulisi asettaa pätötehorajat sekä kulutuksen että tuotannon osalta tehopiikkien leikkaus -tilassa, eli automaatiohjauksen tulisi pitää liittymän teho määritellyssä ”tehoputkessa”.

Jotta asiakkaan liittymän tehoa voitaisiin rajoittaa, täytyy teholle olla tietysti mittausjärjestelmä, jolla saadaan selville joka hetki tehon suuruus. Mittaus tulee olla helposti järjestettävissä, sillä se tulee osaksi liikuteltavaa hybridienergiajärjestelmää. Lisäksi tehon suuruuteen täytyy pystyä vaikuttamaan.

Järjestelmä liittyy asiakkaan olemassa olevaan verkkosyöttöön kiinni kolmivaihepistotulpalla. Näin ollen hybridienergiajärjestelmä on sähkötekniisesti asiakkaan sähköliittymän ”takana”, eli liittymän jälkeen kiinni kolmivaihepistorasiassa. SFS6000-standardin osa 5-55 esittää lukuisia vaatimuksia tällaiselle laitteistolla, mutta tästä opinnäytetyöstä on jätetty pois standardien vaatimuksiin vastaaminen ja selitykset opinnäytetyön rajaamisen vuoksi.

Mikäli asiakkaan liittymä ottaa verkosta enemmän pätötehoa kuin mikä on sillä hetkellä annettu ohjeeksi, voidaan osa pätötehosta syöttää hybridienergiajärjestelmän energiavarastovaunusta kolmivaihepistorasian kautta. Tällöin asiakkaan kuormaa syöttää kaksi rinnakkaista lähdettä, joista toinen on verkko ja toinen hybridienergiajärjestelmä. Tehon tulee jakautua lähteille siten, että liittymän pätöteho saadaan pysymään alle sen hetkisen raja-arvon, jonka ”tehoputki” määrittää. Alla kuvassa 3 on havainnollistettu automaattiohjauksen toteuttamista hybridienergiajärjestelmällä, kun järjestelmä liitetään osaksi asiakkaan verkkoa.



KUVA 3. Havainnekuva automaattiohjauksesta

Kuvasta 3 nähdään, kuinka hybridienergiajärjestelmä on liitetty osaksi asiakkaan sähköverkkoa kolmivaihepistorasian kautta. Kuvasta 3 nähdään myös hybridienergiajärjestelmän oma jälkiasennettava pätötehon mittaus, joka asennetaan asiakkaan sähköliittymään. Hybridienergiajärjestelmään kuuluvat osuudet on ympäröity kuvassa punaisella. Kuvassa 3 merkintä ”P” tarkoittaa pätötehomittausta, ”U” jännitemittausta ja ”I” virtamittausta.

Tällainen mittaus- ja kytkentäjärjestely sallii asiakkaan liittymän tuennan, mutta myös lisäkuormituksen hybridienergiajärjestelmällä. Järjestelmän nopeasti asennettava liittymän tehomittaus kertoo, kuinka suuri on asiakkaan 3-vaiheinen pätöteho, jonka jälkeen hybridienergiajärjestelmä joko tukee tai kuormittaa asiakkaan verkkoa 3-vaihepistorasian kautta niin, että liittymän 3-vaiheinen pätöteho saadaan haluttuun arvoon.

Mikäli energiavarastolla halutaan tukea asiakkaan verkkoa enemmän tai lisäkuormittaa vähemmän, täytyy energiavaraston DC/DC-konvertterin DC-jännitevälipiirin jänniteohjetta nostaa korkeammaksi. Jos halutaan tukea asiakkaan verkkoa vähemmän tai lisäkuormittaa enemmän, täytyy kyseistä jänniteohjetta vastavasti laskea. Tätä jänniteohjetta ja asiakkaan liittymässä olevaa jälkiasennettavaa pätötehomittausta hyödyntäen voidaan liittymän tehonsäätö toteuttaa.

Mikäli hybridienergiajärjestelmällä ja sen automaattiohjauksella halutaan leikata asiakkaan liittymästä tehopiikkejä, voidaan aiemmin mainittu ”tehoputki” asettaa hieman tilavammaksi, eli asiakkaalle annettu maksimi- ja minimiteho-ohje voivat olla toisistaan kohtuullisen kaukana, jolloin asiakkaan liittymäteho voi vaihdella laajemmalla alueella. Jos taas halutaan seurata kulutuksella hetkittäistä sähköverkon energiatuotantoa, voidaan ”tehoputki” asettaa hyvinkin tiukaksi, eli maksimi- ja minimiteho voivat olla jopa samat, jolloin liittymäteho seuraa tarkasti annettua tehoarvoa.

Rajoittavat tekijät edellä mainitun kaltaisessa ”tehoputki”-ohjauksessa on lajiteltu tärkeysjärjestyksessä seuraavasti:

1. Hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteen (3-vaihepistorasia) jännite, jonka sallittu vaihteluväli $\pm 10\%$ nimellisjännitteestä (SFS-EN 50160 2010, 6–8)
2. Asiakkaan liittymän vaiheiden virrat rajoittuvat pääsulakekokoon
2. 3-vaihepistorasian (johon hybridienergiajärjestelmä liitetään) virrat rajoittuvat sen ylivirtasuojauksen nimellisvirtaan
2. Energiavaraston virta rajoittuu sen akunhallintajärjestelmän antamaan lataus- ja purkuvirtarajaan

3. Liittymän 3-vaiheinen pätöteho tavoitteena säätää asetetun maksimi- ja minimitehon välille
4. Energiavaraston varausprosentti eli SOC tavoitteena pitää 50-60 prosentin alueella aina kun mahdollista

Samalla numerolla olevat tekijät tarkoittavat niiden olevan samalla prioriteetilla. Tärkein rajoittava tekijä on verkkoliityntäpisteen jännite eli kohta yksi. Jännitteen $\pm 10\%$ raja-arvoa ei haluta ylittää liityntäpisteessä hetkeksikään, vaikka SFS-EN50160 -standardi sallii hetkelliset ylitykset/alitukset. Koska liittymän jälkeisen verkon eli asiakkaan verkon impedanssi on yleisesti ottaen lähes täysin resistiivinen pienjänniteverkoissa, pystytään 3-vaihepistorasian vaihejännitteitä säätämään hybridienergiajärjestelmän syöttämällä/kuluttamalla pätöteholla.

HESS:n liityntäpisteen vaihejännitteiden muutos prosentteina suhteessa syötettyyn pätötehoon voidaan nähdä kaavasta yksi. Mikäli ennen liityntäpistettä olevan verkon impedanssi koostuisi pääosin induktiivisesta reaktanssista, pystyisi jännitettä säätämään hybridienergiajärjestelmän syöttämällä loisteholla. Loistehojännitejousto on esitetty kaavassa kaksi. Loistehonsäätömahdollisuutta hybridienergiajärjestelmässä ei kuitenkaan ole. Alla on esitetty jännitejäykkyyden kaavat pätöteholle (kaava 1) ja loisteholle (kaava 2) (Lakervi & Partanen 2008, 218):

$$\frac{dU_{h\%}}{dP} = \frac{R}{U_1^2} \quad (1)$$

Kaavassa 1 $\frac{dU_{h\%}}{dP}$ on jännitteenalenema prosentteina suhteessa pätötehon kasvuun, R takana olevan verkon resistanssi ja U_1 jännite ennen verkon impedanssia.

$$\frac{dU_{h\%}}{dQ} = \frac{X}{U_1^2} \quad (2)$$

Kaavassa 2 $\frac{dU_{h\%}}{dQ}$ on jännitteenalenema prosentteina suhteessa pätötehon kasvuun, X takana olevan verkon reaktanssi ja U_1 jännite ennen verkon impedanssia.

Toiseksi tärkeimmät tekijät ovat liittymän vaiheiden virrat suhteessa liittymän sulakekokoon, hybridienergiajärjestelmän liittämiseen käytetyn 3-vaihepistorasian vaiheiden virrat suhteessa sitä suojaavan ylivirtasuojan nimellisvirtaan, ja energiavaraston virta suhteessa sen lataus- ja purkuvirtarajoihin. Eli mikäli 3-vaihepistorasian vaihejännitteet ovat sallittujen jänniterajojen sisällä, edellä mainittuja asioita aletaan tarkastelemaan ja säätämään. Yksikään liittymän vaiheiden virroista ei tulisi olla suurempi itseisarvoltaan kuin liittymän sulakkeen nimellisvirta. Ja vastaavasti mikään 3-vaihepistorasian vaiheiden virroista ei tulisi olla suurempi itseisarvoltaan kuin sitä suojaavan ylivirtasuojan nimellisvirta on. Mikäli jokin virroista ylittää sulakkeen nimellisvirran, tulee hybridienergiajärjestelmän joko tukea tai lisäkuormittaa asiakkaan verkkoa pätöteholla riippuen vaiheessa siirtyvän pätötehon suunnasta, ja tällä tavoin pienentää tarkasteltavan vaiheen virtaa.

Sama pätee energiavaraston osalta, eli jos energiavaraston lataus- tai purkuvirtaraja on ylityksessä, täytyy hybridienergiajärjestelmän joko vähentää tai lisätä energiavarastosta syöttämäänsä pätötehoa saadakseen virta alle virtarajojen, koska pätöteho otetaan nimenomaan energiavarastosta ja mahdollisuuksien mukaan myös aurinkovoimalasta. Sulakkeiden nimellisvirtojen sisällä halutaan pysyä, sillä jos ylitystä tapahtuu määrättyä pidemmän ajan, laukeaa sulakkeet, jolloin menetetään automaattisäätö tai syöttävä verkko kokonaan. Toisaalta myös energiavaraston virtarajoja ei haluta ylittää, jottei akusto vaurioidu. Energiavaraston virtarajat tulevat sen akunhallintajärjestelmästä. Akunhallintajärjestelmä eli BMS tarkkailee energiavaraston akkukennojen tilaa ja antaa kennojen tilan perusteella suurimman sallitun lataus- ja purkuvirtarajan.

Kolmanneksi tärkein tekijä on liittymälle asetettu minimi- ja maksimiteho eli ns. ”tehoputki”. Eli mikäli 3-vaihepistorasian vaihejännitteet ovat sallittujen jänniterajojen sisällä, eikä sulakkeiden nimellisvirtoja tai energiavaraston virtarajoja olla ylitetty, aletaan liittymän tehoa tarkastelemaan ja säätämään. Tehoputken toimintaa käydään myöhemmin kattavammin läpi.

Viimeisin ja samalla alimman prioriteetin tekijä on energiavaraston varausprosentti eli SOC. Eli mikäli kaikki edellä mainitut asiat ovat kunnossa, aletaan energiavaraston varausprosenttia säätämään kohti 50–60 prosenttia. Energiavarastoa pyritään jatkuvasti pitämään n. 50–60 prosentin varauksessa, sillä tästä tilasta on mahdollisuus tukea ja lisäkuormittaa verkkoa suunnilleen yhtä suurella energiamäärällä. SOC:n säätö onnistuu edelleen DC/DC-konvertterin DC-välipiirijänniteohjetta muuttamalla, jolla voidaan muuttaa energiavaraston syöttämää/ottamaa tehoa.

Mikäli tarkastelemme pelkästään hybridienergiajärjestelmän verkkoliitännästä vastaavaa AC/DC-konvertterin AFE:a, siirtyy pätötehoa hybridienergiajärjestelmän yhteisestä DC-välipiiristä verkkoon AFE:n kautta, mikäli välipiirin jännite on suurempi kuin AFE:n DC-välipiirijänniteohje. Tämä johtuu siitä, että AFE haluaa pitää jänniteohjeestaan aina kiinni virtarajaansa saakka, eli sen täytyy yrittää ”purkaa” välipiirijännitettä verkkoon, jotta saisi välipiirijännitteen haluamaansa ohjeeseen. Mikäli kuitenkin virtaraja tulee vastaan, ei AFE saa muodostettua jänniteohjeensa mukaista jännitettä välipiiriin.

AFE:n DC-välipiirijänniteohje on säädetty kiinteästi 732 volttiin, joten DC-välipiiriin ja verkon välistä tehonsiirtoa voidaan säätää vain energiavaraston DC/DC-konvertterin DC-välipiirijänniteohjeella. Toki myös aurinkovoimalan DC/DC-konvertteri ja saarekeverkkoinvertteri ovat yhteisessä DC-välipiirissä kiinni, mutta näiden DC-välipiirijänniteohjetta ei voida säätää, joten energiavaraston DC/DC-konvertteri on ainut, joka osallistuu aktiivisesti asiakkaan liittymän pätötehon säätöön.

Kun AFE syöttää/ottaa pätötehoa 3-vaihepistorasian kautta asiakkaan verkkoon/verkosta, syöttää/ottaa se kustakin vaiheeseen/vaiheesta yhtä suuren pätötehon. Syötettävää/otettavaa pätötehoa ei voi siis muuttaa vaiheiden välillä erisuuriksi. Loistehoa AFE:lla ei voida säätää nykyisellä konfiguraatiolla.

Asiakkaan liittymän eri vaiheissa voi olla kuitenkin keskenään eri suuruiset ja erisuuntaiset pätötehot ja virrat. Tämä voi johtua epäsymmetrisestä kuormituksesta, tai vaikkapa yksivaiheisesta aurinkopaneeli-invertteristä. Tämä hieman hankaloittaa liittymän tehon säätöä, sillä hybridienergiajärjestelmä tukee pätöteholla asiakkaan verkkoa symmetrisesti, vaikka asiakkaan kuormitus olisikin täysin epäsymmetrinen. Tähän asiaan paneudutaan myöhemmin tarkemmin.

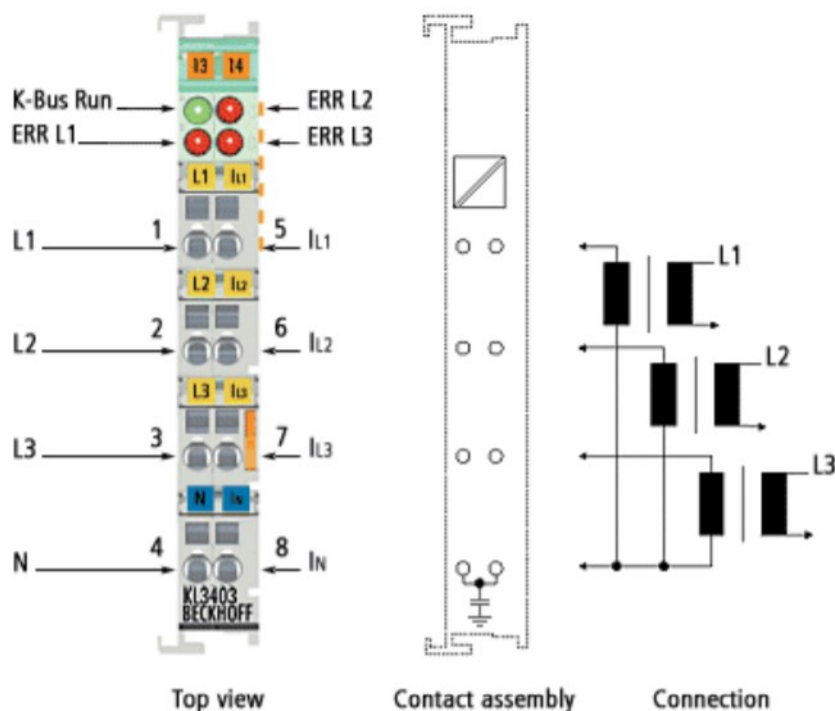
4 LIITTYMÄN PÄTÖTEHON MITTAUS

Seuraavissa kohdissa paneudutaan tarkemmin automaattiohjaukseen liittyviin mittauksiin. Liittymän pätötehon mittaukseen tarvitaan virta- ja jännitemittaus, jotka molemmat tuovat jälkiasennusvaatimuksen myötä haasteita.

4.1 Virtamittaus

Kuten jo edellä mainittiin, asiakkaan liittymään täytyy asentaa jälkiasennettava pätötehon mittaus, jotta tiedämme jokaisen vaiheen pätötehon liittymässä. Pätötehon mittaukseen tarvitaan jokaisesta vaiheesta päävirran ja vaihejännitteen mittaus. Liittymän virtamittaus on helppo toteuttaa jälkiasennettavilla virta-antureilla kuten Rogowskin-keleillä, jotka voidaan asentaa liittymässä vaihejohtimien ympärille eristeen päälle.

Hybridienergiajärjestelmässä on käytössä Beckhoff CX9020 -sulautettu tietokone, joka ohjaa ja mittaa hybridienergiajärjestelmän eri laitteita. 3-vaihejärjestelmien mittaukseen kyseinen laite tukee ainakin EL3403- ja KL3403-tehonmittauskortteja. KL3403-kortti valittiin tähän ominaisuuteen lähinnä halvemman hinnan vuoksi. Korttiin tuodaan mitattavat jännitteet suoraan ilman mittamuuntimia. Virtamittaus täytyy toteuttaa kuitenkin 1 A -virtamuuntajilla. Tehonmittauskortti ja sen kytkennät voidaan nähdä kuvassa 4.



KUVA 4. KL3403-tehonmittauskortti (Beckhoff 2019).

KL3403 pystyy antamaan mittauksena ulos virtojen ja jännitteiden RMS-arvot, pätötehon, tehokertoimen ja näennäistehon kustakin vaiheesta.

Virtasensoreiksi valittiin jälkiasennettavuuden helpottamiseksi Phoenix Contact:n PACT RCP-4000A-1A-D95 -Rogowskin kela, joka näkyy kuvassa 5.



KUVA 5. Valittu virtasensori (Phoenix Contact 2022).

Virtasensorin ulostulo on oman mittamuuntimensa ansiosta suoraan tehonmittauskortille sopiva, eli muuntosuhteella $X/1A$. Muuntosuhde on muutettavissa tarpeen mukaan välillä $100/1A-1000/1A$.

Virta-antureiden asentamisessa on kuitenkin yksi merkittävä ongelma. Mikäli haluamme saada liittymän päätötehomittauksesta oikeita tuloksia, täytyy meidän mitata kunkin vaihejännitteen kanssa vastaavan vaihejohtimen virtaa ja oikein päin. Tämä saattaa kuulostaa itsestään selvältä, mutta on melko tavallista, että vaiheet vaihtavat paikkojaan johdotuksien varrella säilyttäen yhä oikean kiertosuunnan. Tämä johtuu siitä, että käytännössä vain kiertosuunnalla on väliä asiakkaan liittymän sisällä, ei niinkään oikealla vaihejärjestyksellä. Asentaessa vaiheet saattavat mennä helposti ristiin, ja käyttöönottotarkastuksessa tämä ei käy ilmi, jos kiertosuunta säilyy oikeana. Eli esimerkiksi taulukon 1 mukainen vaihto on hyvin yleinen asiakkaan sisäisessä sähköverkossa:

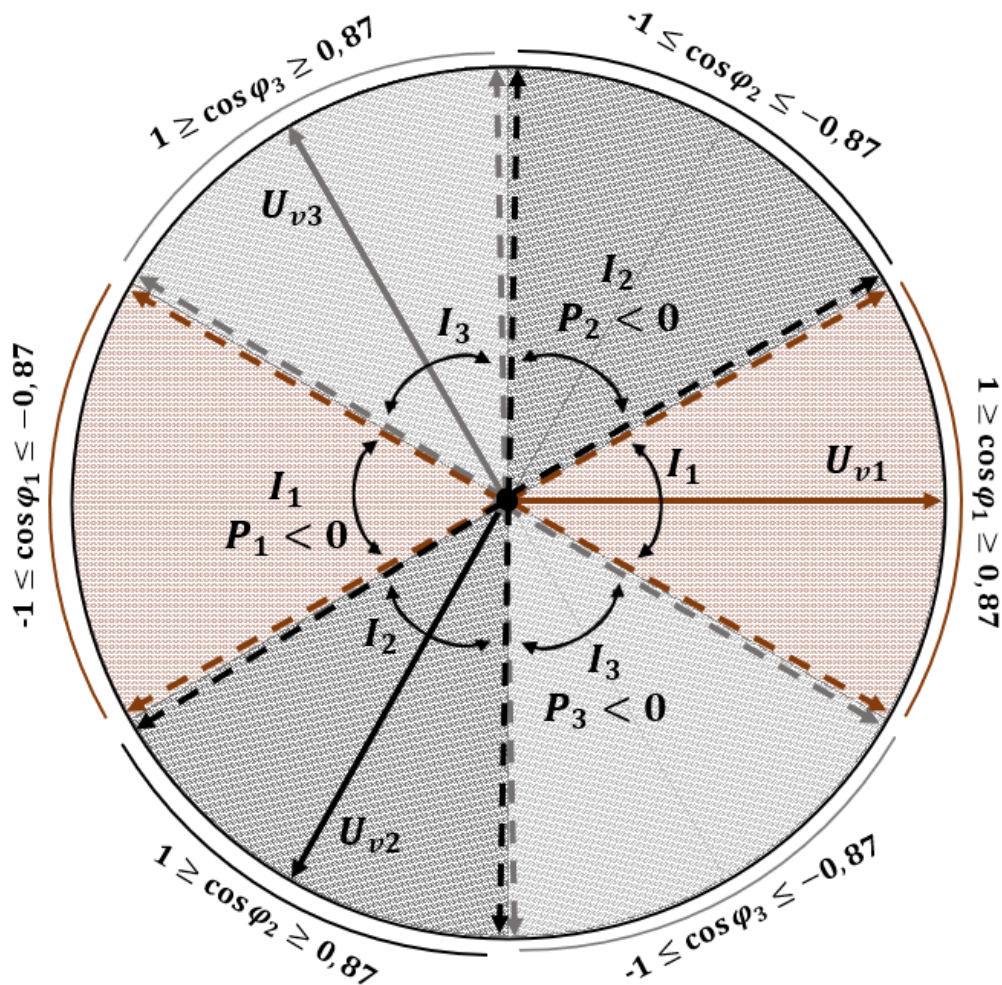
TAULUKKO 1. Vaiheiden paikkojen vaihto.

Vaihejärjestys liittymässä	Vaihejärjestys 3-vaihepistorasiassa
L1 = Ruskea johdin	L3 = Ruskea johdin
L2 = Musta johdin	L1 = Musta johdin
L3 = Harmaa johdin	L2 = Harmaa johdin

Taulukossa 1 vaiheet ovat siirtyneet yhden "eteenpäin" seuraavan vaiheen tilalle, jolloin kiertosuunta säilyy yhä oikeana. Jos kuitenkin mittaisimme tällä kokoonpanolla liittymän ruskeasta johtimesta virtaa, ja 3-vaihepistorasiassa ruskeasta johtimesta jännitettä, mittaisimme todellisuudessa vaiheen L1 päävirtaa ja sen kanssa vaiheen L3 vaihejännitettä, jolloin päätötehon mittaus ei varmasti pidä paikkaansa, koska vaiheen L1 ja L3 välillä on 120-asteen vaihesiirto. On tietenkin myös mahdollista, että käyttäjä asentaa virtasensorit väärinpäin, ja tämä olisi myös hyvä pystyä tunnistamaan ennen automaattiohjauksen käynnistämistä. Näihin ongelmiin pyritään tässä osuudessa hakemaan ratkaisua.

Testiä, jossa virta-antureiden oikea asennus tarkastetaan, kutsutaan tästä eteenpäin Probe-testiksi. Probe-testin helpottamiseksi täytyy asiakkaan liittymän vaihekohtaisille tehokertoimelle asettaa tietty raja, jotta väärässä vaiheessa olo voidaan selvästi tunnistaa. Kuvassa 6 on esitetty osoitinpiirros, jossa näkyy liittymän jokaisen vaiheen vaihejännite symmetrisessä tilanteessa ja vaihejännitettä vastaavan päävirran sallittu vaihekulman vaihteluväli, mikäli kaikille vaiheille jaetaan yhtä suuri vaihteluväli ilman, että se menee toisen vaiheen kanssa päällekkäin.

Kuvassa 6 on esitetty myös näillä vaihekulmarajoilla saadut tehokertoimien vaihteluvälit kullekin vaiheelle.



KUVA 6. Osoitinpiirros Probe-testauksen havainnollistamiseen.

Kuvassa 6 I_1 on vaiheen L1 päävirta, I_2 vaiheen L2 päävirta, I_3 vaiheen L3 päävirta, U_{v1} vaiheen L1 vaihejännite, U_{v2} vaiheen L2 vaihejännite, U_{v3} vaiheen L3 vaihejännite, $\cos \varphi_1$ vaiheen L1 tehokerroin, $\cos \varphi_2$ vaiheen L2 tehokerroin, $\cos \varphi_3$ vaiheen L3 tehokerroin, P_1 vaiheen L1 pätöteho, P_2 vaiheen L2 pätöteho ja P_3 vaiheen L3 pätöteho.

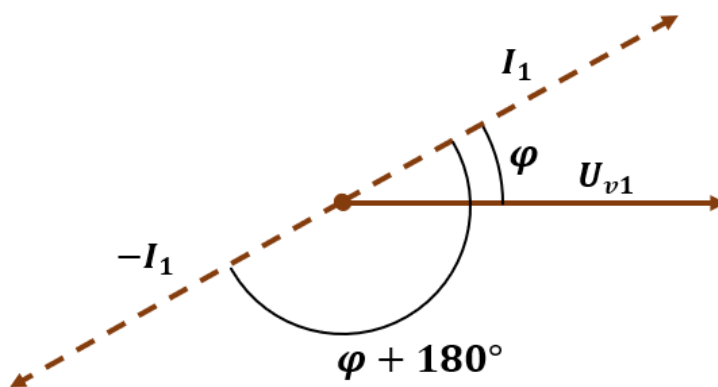
Osoitinpiirroksessa on huomioitu kaksisuuntainen tehonsiirto, eli pätöteho voi virrata joko verkosta liittymään tai toisinpäin. Sallittu tehokerroinalue kullekin vaiheelle on rajattu kuvan mukaisesti $1 \geq \cos \varphi \geq 0,87$ ja $-1 \leq \cos \varphi \leq -0,87$ välille. Probe-testiin valittu tehokerroinalue helpottaa testausta siten, että mikäli testauksessa mitataan alueesta poikkeava tehokerroin, tiedetään kyseisen virta-anturin

olevan todennäköisesti väärässä vaihejohtimessa. Todennäköisyyttä voidaan parantaa testin aikaisella lisäkuormituksella, josta kerrotaan lisää myöhemmin.

Kuten kuvasta 6 nähdään, vaiheiden päävirrat eivät voi ikinä mennä toisen vaiheen päävirran alueelle, koska tehokerroinalueet on valittu juuri siten, että tätä ei tapahtuisi. Eli vaaraa sekaannuksesta toisen vaiheen päävirtaan ei ole. Myöhemmin selitetään, miten kykenemme ”pakottamaan” jokaisen vaiheen tehokertoimen lähelle arvoa 1.00 tai -1.00 hybridienergiajärjestelmän avulla, jolloin saamme hyvin suurella todennäköisyydellä aina luotettavan tuloksen jokaisen virta-anturin oikeasta asennuksesta.

Pelkästään tämä logiikka ei kuitenkaan tunnista vielä tilannetta, jossa virta-anturit ovat oikeissa vaiheissa, mutta väärin päin. Antureihin on merkitty nuolella sovittu virran suunta, ja tässä tapauksessa nuolen täytyy osoittaa verkosta liittymään päin joka vaiheessa. Tähänkin löytyy kuitenkin ratkaisu. Jos oletetaan, että jokainen virta-anturi on oikeassa vaiheessa kiinni mutta väärinpäin, vaihtaa tällä asettelulla mitattu pätöteho merkkiään joka vaiheessa.

Tämä voidaan nähdä paremmin alta kuvasta 7, jossa on vaiheen L1 osoitinpiirros:



KUVA 7. Vaiheen L1 osoitinpiirros.

Kuvassa 7 U_{v1} on vaiheen L1 jännite, I_1 vaiheen L1 päävirta mikäli anturi on oikein päin, φ kahden edellä mainitun välinen vaihesiirtokulma ja $-I_1$ vaiheen L1 päävirta mikäli anturi on väärin päin. Jos virtasensori käännetään, siirtyy virran

vaihekulma 180-astetta eteenpäin, kuten kuvasta voidaan nähdä. Seuraavaksi laskemme kompleksisen tehon symbolisesti vaiheelle L1 molemmissa tapauksissa kaavalla 3 (Stenvall n.d):

$$P = |U| \cdot |I| \cdot \cos(\varphi_U - \varphi_I) \quad (3)$$

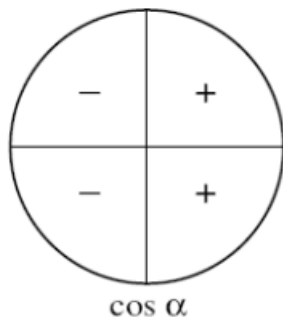
Pätöteho oikein päin olevalla virtasensorilla:

$$P = |U_{v1}| \cdot |I_1| \cdot \cos(\varphi_U - \varphi_I)$$

Pätöteho väärin päin olevalla virtasensorilla (virta vaihesiirtynyt 180-astetta):

$$P = |U_{v1}| \cdot |I_1| \cdot \cos(\varphi_U - \varphi_I + 180^\circ)$$

Nyt jos katsomme kosinin merkkiympyrää kuvassa 8, nähdään että mihin tahansa kulmaan lisättyä 180-astetta, muuttuu kosinin etumerkki.



KUVA 8. Kosinin etumerkkiympyrä (Peda N.d).

Näin ollen virtasensorin kääntyminen aiheuttaa pätötehon etumerkin vaihtumisen. Tätä ominaisuutta hyödynnämme virtasensorin napaisuuden tarkistuksessa. Voimme lisäkuormittaa asiakkaan verkkoa hybridienergiajärjestelmällä 3-vaihepistorasian kautta ottamalla verkosta pätötehoa, jolloin asiakkaan liittymän jokaisen vaiheen pätötehon kuuluisi kasvaa. Mikäli kuitenkin pätöteho jossain vaiheessa pienenee, tiedämme kyseisessä johtimessa olevan virtasensorin olevan väärin päin. Tämä voidaan todeta edellä lasketuista tuloksista, sillä väärin päin asennettu virtasensori antaa pätötehoksi aina oikein päin asennetun antaman

pätötehon käänteisluvun, eli jos oikein päin asennetulla sensorilla mitattu pätöteho kasvaa, väärinpäin asennetulla sensorilla pätöteho pienenee.

4.2 Jännitemittaus

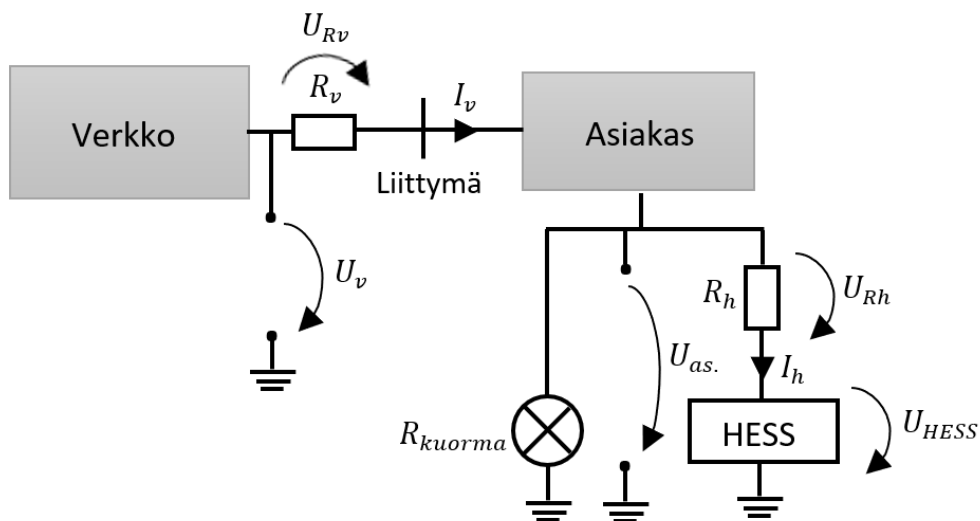
Liittymän vaihejännitteiden mittaus onkin hieman hankalampi toteuttaa, sillä jännitemittapäiden tulee olla galvaanisesti yhteydessä mitattaviin vaiheisiin, mutta niiden tulisi olla silti helposti jälkiasennettavia. Hybridienergiajärjestelmä liitetään asiakkaan verkkoon 3-vaihepistorasian kautta. Hybridienergiajärjestelmässä on jo olemassa jännitteen, virran ja tehon mittaus tälle verkkosyötölle, joten vaihejännitteet saadaan ainakin tässä pisteessä mitattua. Jännite liittymässä saattaa olla hieman erisuuri hybridienergiajärjestelmän verkkosyöttöraajapinnan jännitteeseen nähden. Näiden kahden pisteen jännitteiden välillä ei ole juurikaan vaihekulmasiirtoa, mutta tehollisarvojen suuruksissa voi olla eroa, sillä PJ-verkot ovat yleisesti ottaen miltei täysin resistiivisiä.

Hybridienergiajärjestelmän verkkosyötön virran ja jännitteen mittausta hyödyntäen liittymän jännite voidaan kuitenkin kohtuullisen tarkasti laskea. Eli hybridienergiajärjestelmällä tehdään aluksi pätötehouormitustesti syöttävälle verkolle, jossa tarkastellaan vaihejännitteiden käyttäytymistä pätötehon muuttuessa. Tässä testissä lasketaan koko syöttävän verkon resistanssi.

Lisäksi jos saamme tietoomme asiakkaan liittymän oikosulkuvirran tai oikosulkuimpedanssin, voimme vähentää syöttävän verkon resistanssista asiakkaan liittymän oikosulkuimpedanssin (oletetaan resistiiviseksi), jolloin jäljelle jää liittymän ja hybridienergiajärjestelmän välisen johto-osuuden resistanssi. Tässä johto-osuudessa aiheutuva jännitteenalenema voidaan jatkossa summata mitattuun jännitteeseen, kun tiedetään johto-osuuden virta, jolloin tuloksena saadaan hyvä arvio liittymän jännitteestä. Testi perustuu siis pitkälti kaavan yksi periaatteeseen, eli vain pätöteho aiheuttaa merkittävän jännitteenaleneman syöttöresistanssissa. Loistehoa ja sen aiheuttamaa jännitteenalenemaa syöttöreaktanssissa ei ole tarvetta huomioida, sillä se on mitättömän pieni.

Toki liittymän jälkeen on muutakin kuormaa kuin hybridienergiajärjestelmä, joka aiheuttaa jännitteenalenemaa ja näin voisi ”hämätä” mittausta, mutta testissä on kyse hyvin lyhyestä lisäkuormitushetkestä, jossa mitataan liityntäpisteen vaihejännitteiden muutos. Todennäköisyys samanaikaiselle yhtä merkittävälle kuormitusmuutokselle jossain muualla päin asiakkaan verkkoa on pieni, varsinkin kun ottaa huomioon miten iso lisäkuormitus hybridienergiajärjestelmällä saadaan hetkellisesti aikaan.

Alla kuvassa 9 on esitetty periaatteellinen yksivaiheinen sijaiskytkentä verkon ja hybridienergiajärjestelmän väliselle verkko-osuudelle.



KUVA 9. Verkon yksivaiheinen sijaiskytkentä.

Kuvassa 9 U_v on verkon vaihejännite ennen verkon ekvivalenttista resistanssia, R_v verkon resistanssi ennen asiakkaan liittymää, U_{Rv} jännitehäviö verkon ekvivalenttisisä resistanssissa, I_v asiakkaan liittymän päävirta, $U_{as.}$ asiakkaan liittymän vaihejännite, R_h ryhmäjohtoon resistanssi liittymän ja hybridienergiajärjestelmän välillä, U_{Rh} jännitehäviö asiakkaan liittymän ja hybridienergiajärjestelmän välillä, I_h hybridienergiajärjestelmän ottama päävirta ja U_{HESS} hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteen vaihejännite.

Liittymän jännite $U_{as.}$ voidaan laskea kaavalla 4:

$$U_{as.} = U_{Rh} + U_{HESS} \quad (4)$$

U_{HESS} pystytään mittaamaan hybridienergiajärjestelmän olemassa olevalla mittauksella, ja jännite U_{Rh} voidaan laskea kaavalla 5 (Lakervi & Partanen 2008, 216):

$$U_{Rh} = I_h \cdot R_h \cdot \cos \varphi + I_h \cdot X \cdot \sin \varphi \quad (5)$$

Kaavassa 5 φ on kulmaero virran I_h ja jännitteen U_{HESS} välillä ja X ryhmäjohton reaktanssi liittymän ja hybridienergiajärjestelmän välillä. Termiä $I_h \cdot X \cdot \sin \varphi$ ei kaavassa 5 tarvitse kuitenkaan huomioida, koska reaktanssi on pienitehoisissa PJ-verkoissa yleisesti ottaen mitättömän pieni, jolloin kaava saadaan kaavan 6 muotoon:

$$U_{Rh} = I_h \cdot R_h \cdot \cos \varphi \quad (6)$$

I_h voidaan esittää myös kaavan 7 muodossa:

$$I_h = \frac{S_h}{U_{HESS}} \quad (7)$$

Kaavassa 7 S_h on hybridienergiajärjestelmän ottama vaihekohtainen näennäis-teho. Nyt kaava 6 saadaan kaavan 8 muotoon:

$$U_{Rh} = \frac{S_h}{U_{HESS}} \cdot R_h \cdot \cos \varphi \quad (8)$$

Koska $S_h \cdot \cos \varphi = P_h$, saadaan kaava 8 edelleen kaavan 9 muotoon:

$$U_{Rh} = \frac{P_h}{U_{HESS}} \cdot R_h \quad (9)$$

Kaavassa 9 P_h on hybridienergiajärjestelmän ottama vaihekohtainen pätöteho. Kyseinen pätöteho pystytään mittaamaan hybridienergiajärjestelmän olemassa olevalla mittauksella.

Resistanssi R_h on yhtälössä 9 enää ainut tuntematon, ja se voidaan laskea kaavalla 10:

$$R_h = R_{kok} - R_v \quad (10)$$

Kaavassa 10 R_{kok} on koko hybridienergiajärjestelmän edessä olevan verkon resistanssi. Tämä resistanssi pystytään mittaamaan hybridienergiajärjestelmän olemassa olevilla mittauksilla tekemällä järjestelmällä syöttävän verkon kuormitustesti. Tästä kerrotaan lisää myöhemmin. Resistanssi R_v saatetaan saada liittymän haltijalta, mutta yleensä liittymän pienimmän oikosulkuvirran muodossa. Oikosulkuvirran ja verkon resistanssin yhteys on karkeasti kaavan 11 mukainen:

$$R_v = \frac{230 \text{ V}}{I_{kmin}} \quad (11)$$

Kaavassa 11 I_{kmin} on liittymän pienin oikosulkuvirta. Jos oikosulkuvirtaa ei saada asiakkaalta, voidaan se myös mitata liittymää lähimmästä pistorasiasta, jolloin saadaan riittävän tarkka tieto liittymän oikosulkuvirrasta.

Nyt korvaamme kaavassa 4 kaikki termit, jotka on edellä laskettu auki, jolloin saadaan kaava 12:

$$U_{as.} = \frac{P_h}{U_{HESS}} \cdot \left(R_{kok} - \frac{230 \text{ V}}{I_{kmin}} \right) + U_{HESS} \quad (12)$$

Tässä kaavassa kaikki muuttujat pystytään mittaamaan hybridienergiajärjestelmän omilla mittauksilla, lukuun ottamatta I_{kmin} muuttujaa, joka voidaan mitata asennustesterillä ennen järjestelmän ylös ajoa.

Kaavassa mainittu R_{kok} saadaan mitattua HESS:n tekemässä kuormitustestissä, jossa mitataan HESS:n lisäkuormituksen aiheuttama jännitteenalenema syöttävässä verkossa. Vaihtamalla kaavasta 9 R_h muuttujaan R_{kok} ja U_{Rh} paikalle $U_{h kok}$ saadaan jännitteenaleneman kaava muotoon, josta vastaukseksi tulee syöttävän verkon kokonaisjännitteenalenema kuormitustestissä:

$$U_{h\ kok} = \frac{P_h}{U_{HESS}} \cdot R_{kok} \quad (13)$$

Vaihtamalla $U_{h\ kok}$ paikalle $U_{idle} - U_{load}$, P_h paikalle P_{load} ja U_{HESS} paikalle U_{load} , voimme ratkaista kaavasta 13 muuttujan R_{kok} :

$$R_{kok} = \frac{U_{load} \cdot (U_{idle} - U_{load})}{P_{load}} \quad (14)$$

Kaavassa 14 U_{load} on HESS:n 3-vaihepistorasiasta mitaama vaihejännite kuormitustestin kuormitushetkellä, U_{idle} sama vaihejännite ennen kuormitushetkeä ja P_{load} HESS:n vaihekohtainen pätöteho kuormitushetkellä.

Muu tasainen kuormitus asiakkaan verkossa ei vaikuta laskentaan, sillä jännitteenaleneman kasvaminen virran reaalikomponenttiin kasvaessa on lineaarista. Riittää, että tiedämme paljonko HESS ottaa virran reaalikomponenttia kutakin vaihetta kohti, ja kuinka suuren lisä-jännitteenaleneman tämä aiheuttaa syöttävässä verkossa. Tosin jos jokin muu iso kuormitus poistuu tai lisääntyy testin kuormitushetkellä, vaikuttaa se toki laskentaan, mutta todennäköisyys tällaiselle tapahtumalle on pieni, koska testi kestää korkeintaan muutaman sekunnin.

Nyt liittymän jännitteen laskentakaava saadaan lopulliseen muotoonsa:

$$U_{as.} = \frac{P_h}{U_{HESS}} \cdot \left(\left(\frac{U_{load} \cdot (U_{idle} - U_{load})}{P_{load}} \right) - \frac{230\ V}{I_{kmin}} \right) + U_{HESS} \quad (15)$$

Kaavan 15 hyöty on se, että voimme laskea liittymän jännitteen melko tarkasti mittaamalla jännitteen jostain liittymän jälkeisestä kolmivaihepistorasiasta johon HESS liitetään, jolloin erillistä liittymäjännitteen mittausta ei tarvitse asentaa. Mikäli verkon impedanssi ennen asiakkaan liittymää saadaan impedanssimuodossa oikosulkuvirran sijaan, voidaan kaava 15 esittää muodossa:

$$U_{as.} = \frac{P_h}{U_{HESS}} \cdot \left(\left(\frac{U_{load} \cdot (U_{idle} - U_{load})}{P_{load}} \right) - R_v \right) + U_{HESS} \quad (16)$$

5 PROBE-TESTIN JA AUTOMAATTIOHJAUKSEN MITTAUKSET

Probe-testaukseen ja yleisesti ”tehoputkeen” tarvittaviin mittauksiin liittyy muutama yksityiskohta, joita ei ole vielä tässä raportissa selitetty.

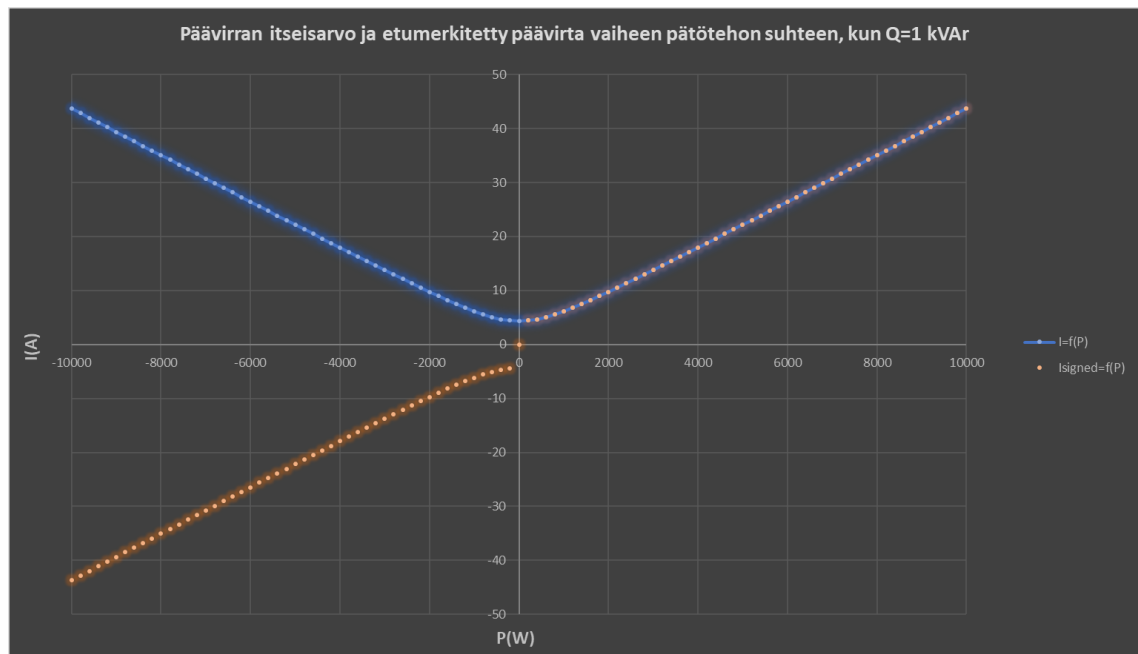
5.1 Virtojen etumerkitys

Tehoputki-ohjelmassa halutaan pystyä säätämään liittymän, 3-vaihepistorasian ja energiavaraston virtoja, jotta virtojen sallittuja raja-arvoja ei ylitetä. Jotta virtoja pystytään säätämään, täytyy meidän tietää virtojen käyttäytyminen ja suunnat suhteessa HESS:n syöttämään pätötehoon. Energiavaraston purkuvirta on etumerkiltään positiivista ja latausvirta negatiivista. Purkuvirran (+) kasvattaminen nostaa HESS:stä verkkoon lähtevää pätötehoa. Latausvirran (-) kasvattaminen sen sijaan nostaa HESS:n verkosta ottamaa pätötehoa. Energiavaraston tehon merkki on samalla periaatteella, eli purkuteho on positiivista ja latausteho negatiivista.

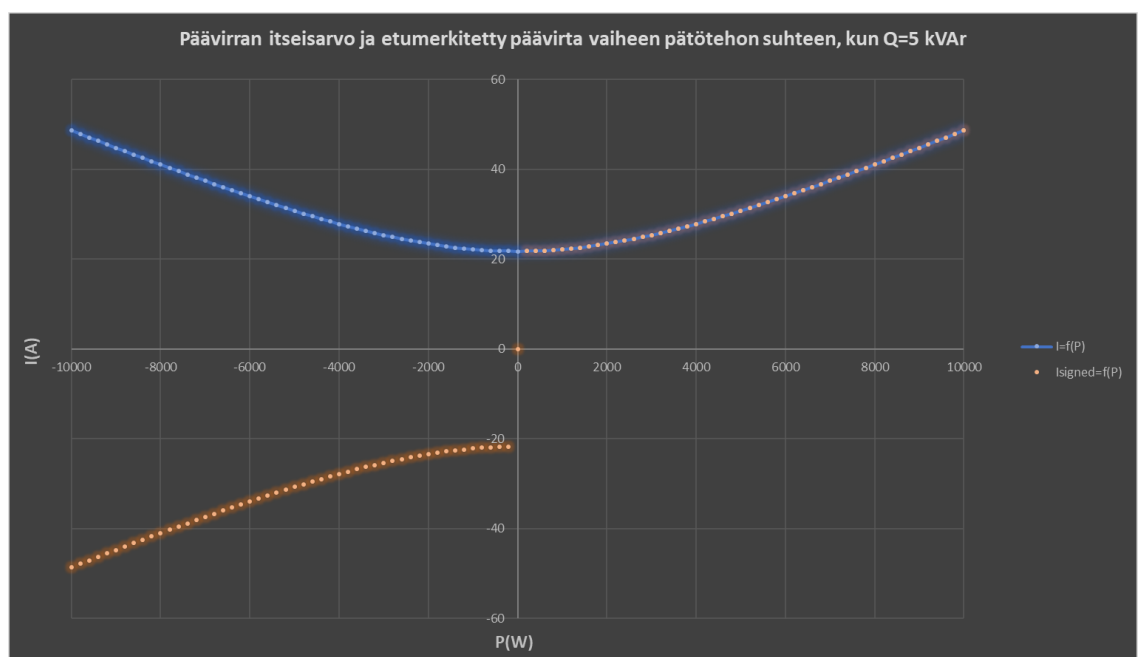
AFE:n syöttämä HESS:stä verkkoon lähtevä pätöteho on merkiltään negatiivista ja sen ottama pätöteho taas positiivista. Sama pätee asiakkaan liittymässä, eli liittymästä verkkoon lähtevä pätöteho on merkiltään negatiivista ja liittymän ottama positiivista. AFE:n ja liittymän vaiheiden virroilla ei ole kuitenkaan etumerkkejä toisinkuin energiavaraston virralla. Tämä johtuu siitä, että DC-järjestelmien virrat ovat skalaarisuureita ja AC-järjestelmien virrat taas vektorisuureita.

Automaattiohjauksessa AC-virroista päädyttiin tekemään myös skalaareja. Tehonmittaukseen käytetty KL3403-mittamoduuli antaa vaiheiden päävirrat itseisarvoina. Annamme virralle kuitenkin etumerkin vaiheessa siirtyvän pätötehon suunnan perusteella. Jos vaiheen pätöteho on positiivinen, on myös päävirran merkki positiivinen. Jos taas pätöteho on negatiivinen, on myös virta negatiivinen. Virran etumerkitys pätötehon perusteella helpottaa automaattiohjauksen tekemää säätöä huomattavasti, koska automaattiohjaus säätää jokaista suuretta pelkästään pätöteholtaan. Tällöin on hyvä, että ohjattavalla suureella on suuruus ja etumerkki, jotta tiedetään, täytyykö pätötehoa kasvattaa vai pienentää, jotta

suure saadaan raja-arvojen sisälle. Virran itseisarvoa ei olisi kovinkaan mielekäästä säätää, koska ikinä ei voida tietää, kumpaan suuntaan pätötehoa kannattaa muuttaa, jotta virran itseisarvo pienenee. Tällä tavalla modifioitu virta ei kuitenkaan käyttäydy lineaarisesti pätötehon muuttuessa, koska myös loisteho vaikuttaa virran suuruuteen. Loistehoa emme kuitenkaan pysty säätämään. Pätötehon ja virran riippuvuus on esitetty kahdella eri suurella loistehon määrällä alla olevissa kuvaajissa yksi ja kaksi. Kuvaajissa näkyy myös edellä mainitulla tekniikalla etumerkitetty virta, ja sen käyttäytyminen pätötehon suhteen



KUVAAJA 1. Vaiheen päävirta pätötehon suhteen, kun Q on 1 kVAr.



KUVAAJA 2. Vaiheen päävirta pätötehon suhteen, kun Q on 5 kVAr.

Kuvaajissa yksi ja kaksi Q on loisteho, P pätöteho, I päävirran itseisarvo (sininen) ja I_{signed} etumerkitetty päävirta (punainen).

Kuvaajista nähdään, että suuremmalla loisteholla virta kasvaa epälinearisemmin pätötehon kasvaessa. Pienemmällä loisteholla virran kasvu pätötehon kasvaessa on lineaarisempaa. Kuvaajista voidaan myös todeta se, että kun pätöteho kasvaa, kasvaa myös etumerkitetty virta ja toisin päin. Näin päävirta saadaan riippuvaiseksi pätötehosta. Eli nyt tiedämme, kumpaan suuntaan pätötehoa täytyy kasvattaa, jotta vaiheen päävirta pienenee. Epälineaarinen riippuvuus pätötehon ja etumerkitetyn virran välillä ei haittaa säätöä.

Virran säädön kannalta erikoisin kohta tulee, kun pätöteho vaihtaa suuntaansa, eli virran etumerkki kääntyy äkillisesti. Jos ajatellaan tilanne, jossa pelkän loistehon aiheuttama päävirta on itseisarvoltaan isompi kuin mitä sillä hetkellä asetettu virtaraja vaiheiden päävirroille on, ei pätötehoa säätämällä virtaa saada ikinä alle virtarajan. Kun pätöteho on vielä juuri ja juuri positiivinen, jolloin virtakin on vielä positiivinen, toteaa säätölogiikka, että pätötehoa täytyy pienentää, jotta virta saadaan pienemmäksi. Nyt pätöteho kuitenkin vaihtaa merkkiään negatiiviseksi, jolloin virtakin kääntyy negatiiviseksi. Virta on edelleen yli virtarajan, mutta eri merkisenä, jolloin säätölogiikka päätyy kasvattamaan pätötehoa. Sama toiminta toistuu, eli pätötehoa jälleen pienennetään, mutta virtaa ei edelleenkään onnistuta saamaan alle rajojen. Pätöteho vaihtelee tässä tilanteessa nollan molemmin puolin, mikä onkin tässä tilanteessa toivottavaa, koska emme voi säädöllä vaikuttaa loistehon aiheuttamaan virtakomponenttiin. Toiminta on siis toivotunlaista. Samaa tekniikkaa käytetään sekä AFE:n että liittymän päävirroille, jotta tiedetään pätötehon ja päävirtojen riippuvuus.

5.2 Liittymän tehokertoimen mittaus

AFE:lla on edessään LCL-suodin, jonka se tarvitsee verkon ja itsensä välille toimiakseen. AFE:n ottamassa virrassa on 100-prosenttinen kokonaisharmoninen särö, jos AFE ei siirrä pätötehoa lainkaan, ja AFE on päällä. 100-prosentin virtasärö aiheuttaa sen, että KL3403-tehonmittausmoduulit eivät pysty määrittämään

tehokertoimelle tai pätöteholle etumerkkiä. Kuitenkin jos AFE:lla siirretään suuri pätöteho, muuttuu AFE:n virta huomattavasti säröttömämmäksi virran kokonaisuharmonisen särön pienentyessä, ja tehonmittausmoduulit jälleen toimivat.

Probe-testauksessa halutaan mitata asiakkaan vaiheiden tehokertoimet kustakin vaiheesta, jotta väärässä vaiheessa olo voidaan tunnistaa. Sitä ei kuitenkaan voida tehdä tilanteessa, jossa AFE ei siirrä pätötehoa, koska AFE:n virralla on tällöin liian suuri särö. Toisaalta myös on mahdollista, ettei asiakkaalla ole lainkaan omaa kuormitusta liittymän jälkeen, jolloin tehokertoimien mittaaminen on muutoinkin hankalaa, koska virrattomasta johtimesta on huono määrittää tehokerrointa. Lisäksi tehokerroin ei saa olla missään vaiheessa alle 0.87, tai muuten testaus antaa virheellisen tuloksen.

AFE ottaa särötehoa yli kilovarin vaihetta kohde, ja jos asiakkaalla on samaan aikaan melko pieni pätötehuorma, tulee tehokertoimeksi melko helposti alle 0.87, jolloin testi antaa virheellisen tuloksen. Tästä syystä kuormitamme asiakkaan verkkoa HESS:llä hetkellisesti suurella teholla (n. 20 kW), jolloin saamme AFE:n ottaman tehon tehokertoimeksi lähes 1.00, koska AFE:n särö pienenee huomattavasti isolla tehoilla. Kun kuormitamme tällä tavoin asiakkaan verkkoa suurella pätöteholla, saadaan liittymässäkin miltei varmasti lähelle 1.00 tehokertoimet jokaisesta vaiheesta, mikäli anturit on asennettu oikein.

Liittymän vaiheiden tehokertoimet tavallaan väännetään ”väkisin” lähelle 1.00 HESS:llä, jolloin tiedämme varmasti, että jokaisessa vaiheessa pitäisi olla lähes 1.00 tehokerroin, mikäli anturit on asennettu oikein. Tällä tavoin voimme varmistaa, että särö ei haittaa tehokertoimien mittausta, ja että asiakkaalla on aina kuormitusta Probe-testin aikana. Ainut poikkeustilanne on sellainen, jossa asiakkaalla on suunnilleen yhtä suuri, mutta vastakkaissuuntainen pätöteho HESS:n ottamaan/syöttämään pätötehoon nähden, jolloin pätötehoa ei tarvitse ottaa liittymästä, ja liittymästä kulkee läpi pelkkä säröteho. Tällöin edessä on taas ongelmatilanne, jossa testi voi antaa virheellisen tuloksen. Tällainen tilanne on kuitenkin melko epätodennäköinen, sillä sellaisten asiakkaiden liittymän, joihin HESS:llä aiotaan liittyä, pätöteho on todella harvoin 20 kW suuruinen kumpaankin suuntaan.

5.3 Virta-antureiden napaisuuden tarkistus

Tehokertoimen mittauksella voidaan vasta todeta, onko virta-anturi oikeassa vaiheessa, mutta se ei kerro onko anturi oikein päin. Napaisuus voidaan kuitenkin tunnistaa etumerkillisen virran kasvusuunnasta jokaisessa vaiheessa aiemmin esitellyllä tavalla. Testin alussa HESS:llä ei oteta lainkaan pätötehoa asiakkaan verkosta. Tällöin voidaan ottaa jokaisesta vaiheesta talteen sen etumerkillisen virran arvo. Tätä arvoa verrataan etumerkillisen virran arvoon tilanteessa, jossa HESS:llä kuormitetaan asiakkaan verkkoa n. 20 kW pätöteholla. Jos liittymästä mitatun vaiheen virta kasvoi samaan suuntaan, kuin HESS:n omassa verkkosyötön virtamittauksessa, on virta-anturi oikein päin, koska tehon täytyy tulla asiakkaan liittymästä. Edellä mainitut tarkastelut tehdään jokaiselle vaiheelle erikseen.

5.4 Linjaresistanssin mittaus

Testissä mitataan lisäksi syöttöyhteyden resistanssi 3-vaihepistorasian jännitteenalenneman perusteella testin aikana. Aluksi HESS:llä ei kuormiteta asiakkaan verkkoa lainkaan, jolloin pistorasiasta mitatut jännitteet ovat ”tyhjäkäyntijännitteitä”. Kun HESS:llä kuormitetaan asiakkaan verkkoa 20 kW teholla hetkellisesti, verrataan tämän kuormitustilanteen 3-vaihepistorasian jännitteitä tyhjäkäyntitilanteen jännitteisiin. Kyseisen jännitejouston perusteella saadaan syöttöyhteyden resistanssi mitattua kaavaa 14 käyttäen. Saadusta syöttöresistanssin arvosta vähennetään asiakkaan liittymän oikosulkuimpedanssi, jolloin tiedämme suuntaa antavasti liittymän ja 3-vaihepistorasia välisen resistanssin. Tätä resistanssia voimme hyödyntää, kun ”siirrämme” 3-vaihepistorasiasta mitatut jännitteet liittymään laskennallisesti kaavaa 16 käyttäen.

5.5 Probe-testi kokonaisuudessaan

Nyt kokoamme kaikki edellä mainitut asiat Probe-testauksesta yhteen. Testi etenee lyhyesti seuraavasti:

1. HESS:n ottama pätöteho verkosta nolnaan
2. Mitataan tyhjäkäyntitilanteessa 3-vaihepistorasian vaihejännitteet linjaresistanssin laskua varten, sekä liittymän etumerkitetyt päävirrat Probe-testiä varten
3. Nostetaan HESS:n ottama pätöteho rampilla 20 kW:iin.
4. Mitataan kuormitustilanteessa 3-vaihepistorasian vaihejännitteet ja 3-vaiheinen pätöteho linjaresistanssin laskua varten, sekä liittymän etumerkitetyt päävirrat ja tehokertoimet Probe-testiä varten.
5. Lasketaan HESS:n ottama pätöteho rampilla nolnaan kilowattiin.
6. Näytetään käyttäjälle tulokset syöttöresistanssista ja virta-anturien asennuksesta

Liitteessä 1 on esitetty tarkempi lohkokaavio Probe-testauksesta.

6 TEHOPUTKIOHJELMA

Aiemmin esiteltiin jo hieman tekijöitä, mitkä aiheuttavat tehoputkiohjelmaan rajoitteita, ja mitä suureita täytyy ottaa huomioon päätötehon säädössä.

Tekijät esiteltiin tärkeysjärjestyksessä seuraavasti:

1. Hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteen (3-vaihepistorasia) jännite, jonka sallittu vaihteluväli $\pm 10\%$ nimellisjännitteestä (SFS-EN 50160 2010, 6–8)
2. Asiakkaan liittymän vaiheiden virrat rajoittuvat pääsulakekokoon
2. 3-vaihepistorasian (johon hybridienergiajärjestelmä liitetään) virrat rajoittuvat sen ylivirtasuojauksen nimellisvirtaan
2. Energiavaraston virta rajoittuu sen akunhallintajärjestelmän antamaan lataus- ja purkuvirtarajaan
3. Liittymän 3-vaiheinen päätöteho tavoitteena säätää asetetun maksimi- ja minimitehon välille
4. Energiavaraston varausprosentti eli SOC tavoitteena pitää 50-60 prosentin alueella aina kun mahdollista

Listassa ylempänä olevia tekijöitä tulisi säätää ensisijaisesti, mutta toisaalta emme voi ylittää muutoinkaan tiettyjä rajoituksia, kuten listassa numerolla 1 ja 2 varustettuja tekijöitä. Eli jos HESS:n liityntäpisteessä on ylijännite kaikissa tai edes yhdessä vaiheessa, tulee järjestelmän ottaa päätötehoa pistorasian kautta niin paljon, että jännite saadaan laskemaan halutun raja-arvon alle. Toisaalta emme voi kuitenkaan kuormittaa asiakkaan verkkoa niin paljon, että liittymäsulakkeiden nimellisvirta tai pistorasian suojalaitteen nimellisvirta ylitettäisiin jossain vaiheessa, koska jos sulake/suojalaite aukeaa, menetämme säädön kokonaan HESS:n alas ajautumisen myötä puuttuvan vaiheen seurauksena. Täytyy myös tarkastella, ettei ajeta muita liityntäpisteen vaiheita alijännitteelle lisäkuormituksen seurauksena. Täytyy muistaa, että HESS:n verkkoliityntäpisteen tehonsiir-

rosta vastaa AFE, jolla ei ole kykyä syöttää pistorasian vaiheisiin erisuurta pätötehoa. AFE syöttää jokaiseen vaiheeseen yhtä suuren pätötehon kaikissa tilanteissa, ja sama pätee myös lisäkuormitustilanteessa.

Tilanteessa, jossa samaan aikaan jossain vaiheista on ylijännite ja toisessa taas alijännite, emme voi tehdä mitään edellä mainitun tehosymmetrisyyden takia, koska kumpaan tahansa suuntaan lähdemme tekemään säätöä, tilanne vain pahenee.

Seuraavaksi on esitetty edelliseen liittyen kaikki vastaavanlaiset ristiriitatilanteet tärkeysjärjestyksessä, joissa ei voida säätöä lähteä suorittamaan kumpaankaan suuntaan:

1. Samanaikainen 3-v. pistorasian ali- ja ylijännite eri vaiheissa
2. Samanaikainen 3-v. pistorasian ylijännite ja liittymässä sulakkeen nimellisvirta ylitetty ylikuormituksen seurauksena
3. Samanaikainen 3-v. pistorasian alijännite ja liittymässä sulakkeen nimellisvirta ylitetty ylituotannon seurauksena
4. Liittymässä sulakkeen nimellisvirta ylitetty ylikuormituksen ja ylituotannon seurauksena eri vaiheissa samanaikaisesti

Mikäli mikään edellä mainituista ristiriitatilanteista ei toteudu, voidaan siirtyä pätötehon säätöön aiemmin esitetyn prioriteettilistan mukaisesti. Nämä neljä kohtaa eivät ota kantaa 3-vaihepistotulpan suojalaitteen nimellisvirran tai energiavaranon virtarajoihin, ja niistä aiheutuviin ristiriitatilanteisiin. Nämä kaksi tekijää ovat luonteeltaan hieman erilaisia, sillä HESS:n konvertterit pitävät huolen siitä, ettei näitä virtarajoja ylitetä. Emme kuitenkaan halua, että konvertterit alkavat itse rajoittaa virtaansa automaattiohjauksessa niiden virran ajaututtua virtarajalle, koska tällöin menetämme automaattiohjauksen näkökulmasta ohjauksen, eli emme pysty enää hallitsemaan samalla tavalla ohjelmallisesti hybridienergiajärjestelmän tehoa.

Automaattiohjauksella säilyy kyseisten virtojen hallinta, jos annamme energiavaraston DC/DC-konvertterille ja AFE:lle 100-prosenttisen arvon sen hetkisestä virtaraja-asetuksesta, mutta automaattiohjaukseen annammekin 95-prosenttisen arvon. Tällöin automaattiohjaus alkaa rajoittaa konvertterien virtaa itse, mikäli sille annettu virta-arvo ylitetään. Mikäli automaattiohjaus jostain syystä epäonnistuu virran itseisarvon pienentämisessä, on konvertterin/AFE:n virtaraja ”varmistuksena” automaattiohjauksen ohjelmallisen virtarajan takana. Tällöin pystymme pitämään kaikki ohjattavat suureet automaattiohjauksen hallinnassa, jolloin ei tule tilanteita, jossa jokin muu kokonaisuus puuttuisi säädettävien suureiden säätämiseen automaattiohjauksen tietämättä.

Energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohjeen nostolla/laskulla on alla olevan listan mukaiset vaikutukset ohjattaviin suureisiin:

Energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohje nousee:

- Hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteen (3-vaihepistorasia) jännite nousee
- Asiakkaan liittymän virta kasvaa verkon suuntaan, tai pienenee asiakkaan suuntaan
- Hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteen (3-vaihepistorasia) virta nousee verkon suuntaan, tai pienenee hybridienergiajärjestelmän suuntaan
- Energiavaraston purkuvirta kasvaa tai latausvirta pienenee
- Liittymän verkosta ottama pätöteho pienenee tai sen verkkoon syöttämä pätöteho kasvaa
- Energiavaraston varausprosentti eli SOC pienenee nopeammin tai kasvaa hitaammin

Energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohje pienenee:

- Hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteen (3-vaihepistorasia) jännite laskee
- Asiakkaan liittymän virta kasvaa asiakkaan suuntaan, tai pienenee verkon suuntaan

- Hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteen (3-vaihepistorasia) virta nousee hybridienergiajärjestelmän suuntaan, tai pienenee verkon suuntaan
- Energiavaraston latausvirta kasvaa tai purkuvirta pienenee
- Liittymän verkosta ottama pätöteho kasvaa tai sen verkkoon syöttämä pätöteho pienenee
- Energiavaraston varausprosentti eli SOC kasvaa nopeammin tai pienenee hitaammin

”Tehoputki”-ohjelma on lohkottu alla kolmeen loogiseen osaan, jossa päätöksenteko energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohjeen nostamisesta/laskemisesta tapahtuu. Päätöksenteko tapahtuu seuraavassa järjestyksessä:

1. Tarkastellaan ensin onko aiemmin esitetyn mukaisia ristiriitatilanteita. Jos on, ei voida tehdä mitään, eli jäädytään pyörimään kohtaan yksi. Jos taas ei ole, voidaan siirtyä kohtaan kaksi.

2. Jos kaikki ohjattavat suureet ovat raja-arvojen sisällä, palataan kohtaan yksi. Muuten mennään kohtaan kolme, jossa joko nostetaan tai lasketaan hybridienergiajärjestelmän pätötehoa tärkeysjärjestyksen mukaisesti riippuen säädettävien suureiden tilasta.

3. Nostetaan tai lasketaan energiavaraston konvertterin jänniteohjetta riippuen säädettävien suureiden tilasta, mutta vain jos energiavarastolla voidaan vaikuttaa tilanteeseen*, joka taas riippuu energiavaraston virtarajoista ja sen hetkisestä virrasta. Odotetaan 0.5–3 sekuntia, jonka jälkeen tarkastetaan, ylittyikö energiavaraston tai AFE:n virtaraja. Mikäli ylittyi, ja energiavarasto ja AFE kykenevät laskemaan virtojensa itseisarvoa, muutetaan energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohjetta kaksi ”askelta” suuntaan, joka laskee virran itseisarvoa. Mikäli energiavarasto tai AFE eivät kykene laskemaan virran itseisarvoa**, muutetaan energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohjetta yksi ”askel” suuntaan, joka laskee virran itseisarvoa. Jälkimmäisenä mainitussa tilanteessa virta ei oikeasti enää muutu säädön seurauksena, mutta tällä toiminnalla varmistetaan, että säätö pysyy paikallaan, kunnes tilanne on taas säätökelpoinen. Aloitetaan alusta eli palataan kohtaan yksi.

*Energiavarasto ei voi vaikuttaa liittymän pätötehoon esimerkiksi tilanteessa, jossa liittymän pätötehoa verkon suuntaan olisi tarvetta pienentää asiakkaan suuren aurinkovoimatuotannon seurauksena, ja samaan aikaan energiavaraston SOC on 98 %, jolloin energiavaraston latausvirtaraja on 0 ampeeria, ja samaan aikaan energiavarasto ei ole purkutilassa. Tällöin energiavarasto ei voi tehdä asialle mitään. Mikäli kuitenkin energiavarasto olisi purkutilassa, voisi purkuvirtaa pienentää, kunnes saavutaan 0 A virralle.

**Virran itseisarvoa ei kyetä pienentämään esimerkiksi tilanteessa, jossa liittymän pätötehoa verkon suuntaan olisi tarvetta kasvattaa, jotta tehopotken sisälle päästäisiin. Samaan aikaan HESS:n oma aurinkovoimatuotanto on niin suurta, että energiavarasto on latautunut täyteen eli SOC on 98 %, jolloin energiavaraston latausvirtaraja on 0 ampeeria, ja samaan aikaan energiavarasto ei ole purkutilassa. Lisäksi runsas aurinkovoimatuotanto on ajanut myös AFE:n virtarajalle verkon suuntaan. Tällöin energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohjetta päädyttään nostamaan, jonka jälkeen huomataan, että AFE:n virtaraja on ylittynyt. Virtarajan ylittyminen ei ole varsinaisesti energiavaraston vika, vaan aurinkovoimalan. Virtarajan ylittymisen seurauksena olisi järkevää tehdä jänniteohjeen muutos takaisin päin. Koska energiavarastoa ei voida kuitenkaan ladata, eli asiaan ei kyetä vaikuttamaan, tehdään yhtä suuri askel takaisin, mistä juuri tehtiin askel virtarajan ylittävään suuntaan. Tällöin säätö pysyy paikallaan, eli toiminta on järkevää, koska asioihin ei voida vaikuttaa. Mikäli kuitenkin energiavarasto olisi purkutilassa, voisi purkuvirtaa pienentää, kunnes saavutaan 0 A virralle.

Tässä "askeleella" tarkoitetaan yhden portaan jänniteohjeen muutosta energiavaraston DC/DC-konvertterille. Jänniteohjeen muutos, eli yksi "askel" voi olla asetusten mukaan välillä 100 mV-2 V.

Liitteestä 2 voidaan nähdä "tehoputki"-ohjelman yksinkertaistettu lohkokaavio.

7 DYNAAMINEN TEHOPUTKI -OHJELMA

7.1 Tehoputken paikka ja korkeus

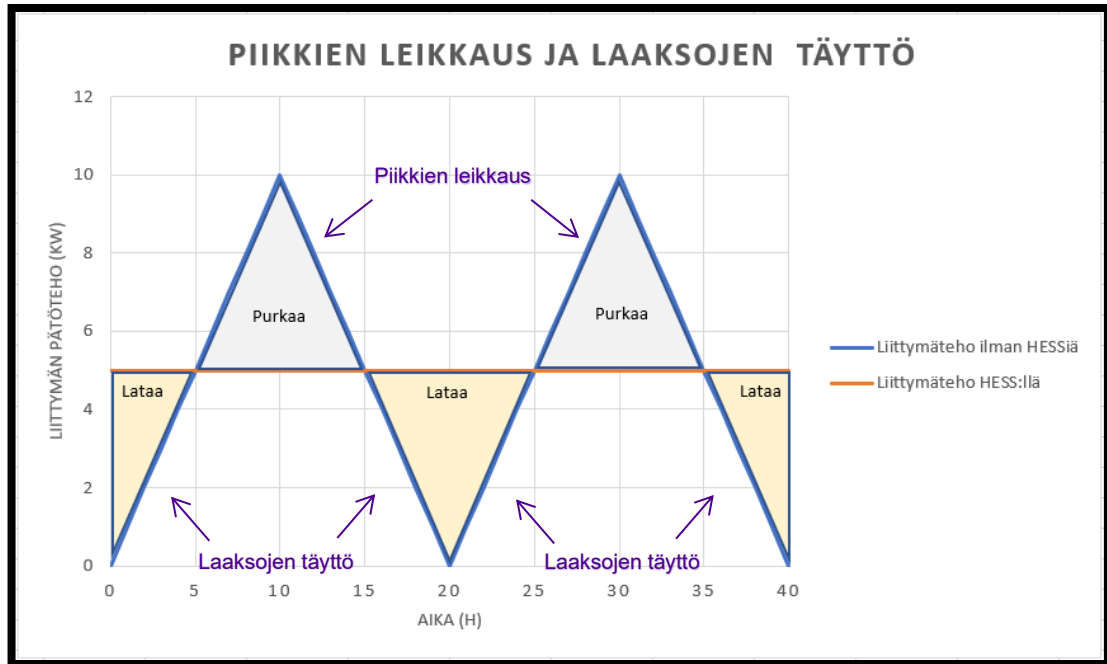
Edellä on jo esitelty tehoputkiohjelman perustoimintaperiaate, ja sen toteuttamiseen vaadittavat tekniset ja ohjelmalliset ratkaisut. Tehoputkiohjelma ei kuitenkaan yksinään pysty vastaamaan haluttuihin käyttötarkoituksiin, kuten tehopiikkien leikkaamiseen liittymässä. Jos kuvitellaan tilanne, jossa järjestelmä ajetaan asiakkaan tontille, ja järjestelmä asetetaan leikkaamaan asiakkaan liittymästä tehopiikkejä tehoputkiohjelmalla, tulee HESS:lle antaa käytön aluksi tehoputken minimi- ja maksimiteho.

Jos tehoputki asetetaan liian alas asiakkaan todelliseen liittymätehoon nähden, tyhjenee hybridienergiajärjestelmän akusto varmasti ennemmin tai myöhemmin, jolloin akuston purkauskkyky ja sitä kautta moni muu toiminnallisuus tehoputkiohjelmasta menetetään. Tämä johtuu siitä, että tehoputkiohjelma antaa säätää energiavaraston SOC:ia ainoastaan tehoputken sisällä, eli annetun maksimi- ja minimitehon rajoissa. Mikäli siis putki on asetettu liian alas, on energiavarasto jatkuvasti purussa, tai se ei pääse latautumaan riittävän usein, jolloin se tyhjenee ajan kuluessa.

Toisaalta taas sama asia voi käydä toisinpäin, eli tehoputki asetetaan aivan liian ylös asiakkaan liittymän keskitehoon nähden. Tällöin energiavarasto joutuu jatkuvasti lisäkuormittamaan liittymää (lataamaan itseään), jotta saisi liittymätehon putken sisälle, jolloin akusto on ennemmin tai myöhemmin täynnä. Eli avainasemassa koko tehoputki-toiminnallisuuden käytössä on tehoputken paikka, eli asetettujen minimi- ja maksimitehojen suuruus.

Alla esitettyssä kuvaajassa on havainnollistettu, kuinka suuren energian energiavarasto joutuu siirtämään keskimäärin, jos hybridienergiajärjestelmälle annetaan ohjeeksi pitää asiakkaan liittymäteho 5 kW:ssa asiakkaan liittymän keskitehon ollessa 5 kW. Kuvaajassa on esitelty myös tehonsäätöön liittyviä termejä kuten ”piikkien leikkaus” ja ”laaksojen täyttö”.

KUVAAJA 3. HESS:n tavoitetehto 5 kW



Kuten kuvaajasta 3 nähdään, HESS:n avulla asiakkaan normaalisti paljon vaihteleva liittymäteho voidaan vakioida ajan suhteen täysin vakioksi. Jos asiakkaan tehokulutus on pienempää kuin HESS:n tavoitetehton arvo, lataa HESS energia- varastoon asiakkaan verkosta riittävän suurella teholla, jotta liittymäteho saadaan tavoitearvoon. Edellä mainittua toiminnallisuutta kutsutaan ”laaksojen täyttämiseksi”. Asiakkaan tehokulutuksen ylittäessä HESS:n tavoitetehton, purkaa HESS energiavarastoon asiakkaan verkkoon riittävän suurella teholla, jotta HESS saa tuotettua kokonaan tavoitetehton ylittävän osuuden. Tätä kutsutaan myös ”piikkien leikkaamiseksi”.

Asiakkaan liittymän keskiteho ajan suhteen voidaan laskea kuvaajasta jakamalla x-akselin ja sinisen käyrän väliin muodostuvien isojen kolmioiden pinta-ala ajan suhteen.

$$P_{avg} = \frac{\left(2 \cdot \frac{20h \cdot 10 \text{ kW}}{2}\right)}{40h} = 5 \text{ kW}$$

HESS:n tavoitetehton ollessa 5 kW, voidaan sen syöttämä keskiteho ajan suhteen laskea jakamalla väritettyjen kolmioiden pinta-ala ajan suhteen:

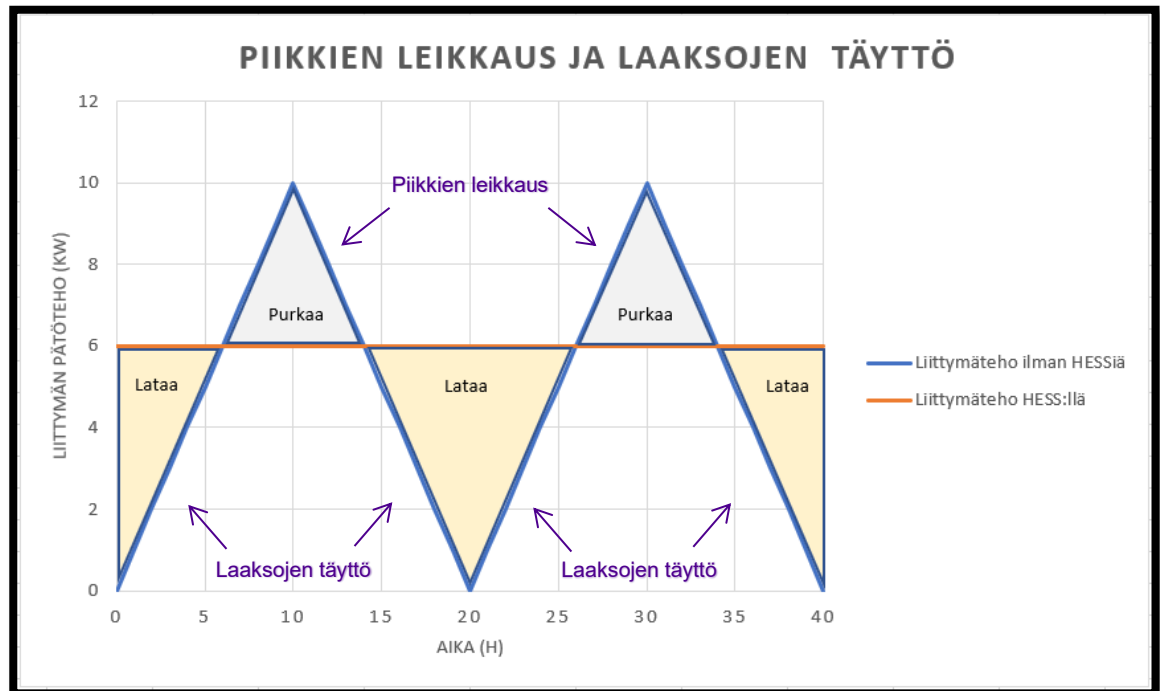
$$\begin{aligned}
 & P_{ES \text{ avg}} \\
 = & \frac{\frac{5 \text{ h} \cdot (-5 \text{ kW})}{2} + \frac{10 \text{ h} \cdot 5 \text{ kW}}{2} + \frac{10 \text{ h} \cdot (-5 \text{ kW})}{2} + \frac{10 \text{ h} \cdot 5 \text{ kW}}{2} + \frac{5 \text{ h} \cdot (-5 \text{ kW})}{2}}{40 \text{ h}} \\
 & = 0 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

HESS:n syöttämä keskiteho on siis nolla tavoitetehton ollessa asiakkaan keskitehon tasolla. Tällöin HESS:n energiavaraston varaus on sama sekä kuvaajan alussa että lopussa, mikäli oletetaan laitteiden hyötysuhteiden olevan 100 %. Eli energiavarastoa ladataan ja puretaan yhtä suurella energialla, jos tavoitetehto asetetaan asiakkaan liittymän keskitehon tasolle. Tällä tavoitetehtolla asiakkaan liittymästä saadaan leikattua kaikki asiakkaan keskitehon ylittävät tehopiikit, sekä täytettyä kaikki keskitehon alittavat "laaksot".

Asiakkaan keskiteho on hyvä tavoitearvo tehopotken keskikohdaksi, sillä näin saamme toteutettua "piikkien leikkauksen" ja "laaksojen täytön", mutta sen lisäksi HESS:n energiavaraston varaus pysyy keskimäärin samana ajan suhteen, kuten edellä kuvaajasta voidaan todeta. Energiavaraston varauksen pysyessä keskimäärin samana esimerkiksi hieman 50 % varauksen molemmin puolin, pysyy energiavarasto toimintakuntoisena sekä purku- että lataussuuntaan teoriassa käyttöikänsä loppuun saakka. 50-60 prosentin varaus on energiavarastolle hyvä tavoitearvo, sillä tästä varauksesta on mahdollista sekä purkaa että ladata yhtä suurella energialla.

Mikäli HESS:n tavoitetehto asetetaan 1 kW korkeammaksi kuin asiakkaan liittymän keskiteho, ja asiakkaan keskiteho pysyy 5 kW tasolla, muuttuu tilanne seuraavanlaiseksi:

KUVAAJA 4. HESS:n tavoitetehto 6 kW



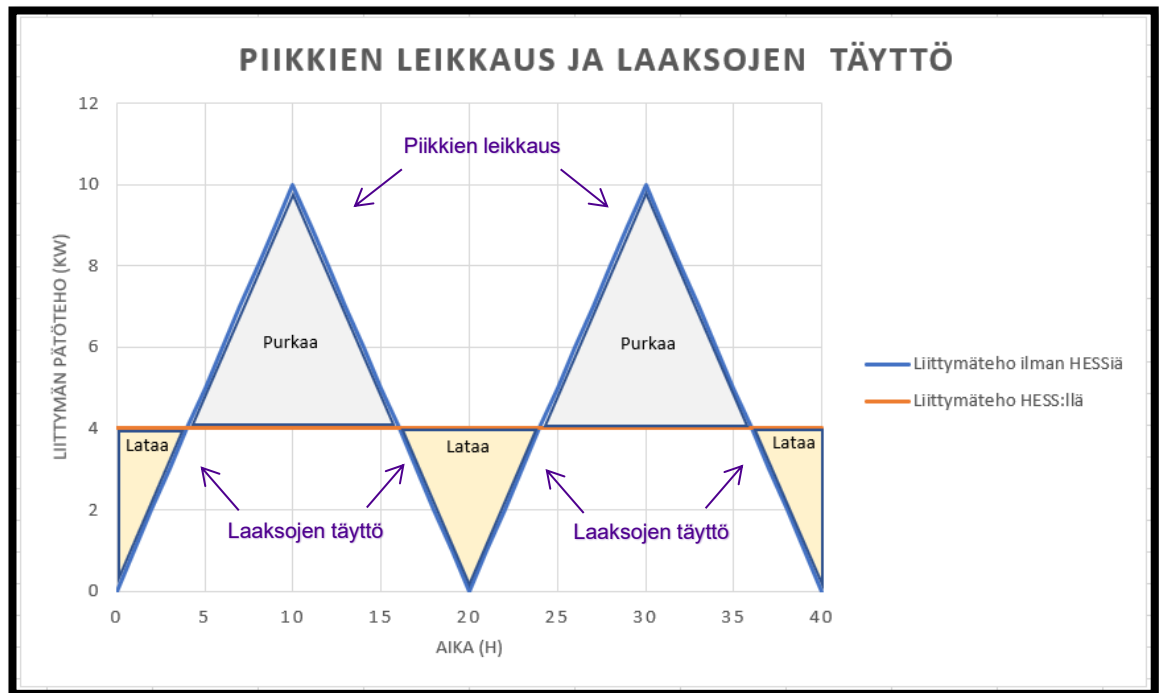
HESS:n syöttämä keskiteho voidaan laskea seuraavasti:

$$\begin{aligned}
 P_{ES \text{ avg}} &= \frac{6 \text{ h} \cdot (-6 \text{ kW})}{2} + \frac{8 \text{ h} \cdot 4 \text{ kW}}{2} + \frac{12 \text{ h} \cdot (-6 \text{ kW})}{2} + \frac{8 \text{ h} \cdot 4 \text{ kW}}{2} + \frac{6 \text{ h} \cdot (-6 \text{ kW})}{2} \\
 &= \frac{-36 \text{ kWh} + 32 \text{ kWh} - 72 \text{ kWh} + 32 \text{ kWh} - 36 \text{ kWh}}{40 \text{ h}} \\
 &= -1 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

Nyt HESS:n syöttämä keskiteho on -1 kW, joka tekee energiana 40 tunnissa -40 kWh. Tällöin 100 kWh:n energiavaraston varaus putoaa 50 prosentista 10 prosenttiin.

Mikäli HESS:n tavoitetehto asetetaan 1 kW matalammaksi kuin asiakkaan liittymän keskiteho, ja asiakkaan keskiteho pysyy 5 kW tasolla, muuttuu tilanne seuraavanlaiseksi:

KUVAAJA 5. HESS:n tavoiteteho 4 kW



HESS:n syöttämä keskiteho voidaan laskea seuraavasti:

$$P_{ES\ avg}$$

$$= \frac{4\ h \cdot (-4\ kW)}{2} + \frac{12\ h \cdot 6\ kW}{2} + \frac{8\ h \cdot (-4\ kW)}{2} + \frac{12\ h \cdot 6\ kW}{2} + \frac{4\ h \cdot (-4\ kW)}{2}$$

$$= \frac{40\ h \cdot 1\ kW}{40\ h}$$

$$= 1\ kW$$

Nyt HESS:n syöttämä keskiteho on 1 kW, joka tekee energiana 40 tunnissa 40 kWh. Tällöin 100 kWh:n energiavaraston varaus kasvaa 50 prosentista 90 prosenttiin

Edellä esitetyistä laskuista ja kuvaajista voidaan yhteenvedona tehdä seuraavat päätelmät:

- HESS tavoiteteho = Asiakkaan keskiteho
 - Energiavaraston varaus on sama keskitehojakson alussa ja lopussa

- HESS tavoitetehto > Asiakkaan keskiteho
 - Energiavaraston varaus on pienempi keskitehojakson alussa kuin lopussa

- HESS tavoitetehto < Asiakkaan keskiteho
 - Energiavaraston varaus on suurempi keskitehojakson alussa kuin lopussa

Nämä päätelmät ovat tärkeitä energiavaraston varaustilan säädön kannalta. Kuten jo edellä todettiin, tehoptken keskikohta on hyvä asettaa asiakkaan keskitehon suuruiseen arvoon. Mikäli asetamme tehoptken maksimitehoksi esimerkiksi 20 % keskikohtaa suuremman arvon, mahdollistamme käytännössä energiavaraston varauksen kasvattamisen keskitehojakson aikana. Mikäli vielä asetamme tehoptken minimitehoksi 20 % keskikohtaa pienemmän arvon, mahdollistamme myös energiavaraston purun keskitehojakson aikana. Totta kai energiavarasto purkautuu ja latautuu muutoinkin keskitehojakson sisällä, mutta edellä mainituilla asetteluilla mahdollistamme myös sen, että energiavaraston varaus on suurempi tai pienempi keskitehojakson lopussa kuin sen alussa. Jos minimi- ja maksimiteho olisivat samat eli tehoptki olisi tiukasti asiakkaan keskitehossa, ei energiavaraston varauksen muuttaminen pitkällä aikavälillä olisi mahdollista.

7.2 Liittymän keskiteho

Asiakas harvoin tietää oman liittymänsä keskitehoa ainakaan tarvitsemallamme tarkkuudella. Sen lisäksi keskiteho riippuu hyvin monesta asiasta, eikä se ole ympäri vuoden lainkaan sama, jos tarkastellaan vaikkapa viikkokohtaista keskitehoa. Asiakkaan liittymän päiväkohtainen keskiteho on tärkeä tieto optimaalisen energiavaraston käytön kannalta. Kuten jo aiemmin todettiin, väärä tehoptken paikka saa aikaan energiavaraston tyhjenemisen/täyttymisen, jolloin energiavaraston hyöty menetetään joko purku- tai lataussuuntaan riippuen siitä, onko putki asetettu asiakkaan liittymätehoon nähden liian ylös vai alas. Lisäksi tehoptki ei saa olla aiemmin esitetyn mukaisesti liian tiukka, koska haluamme sallia energiavaraston varauksen kasvattamisen tai pienentämisen pitkällä aikavälillä.

Asiakas tietää kuitenkin lähes aina oman vuosienergiansa, koska mitä todennäköisimmin maksaa itse oman sähkölaskunsa. Tai jos asiakas ei sitä muista ulkoa, asia on helppo tarkistaa.

SENER:n vuoden 1992 julkaisussa Verkostosuositus SA 10:92 käsitellään erilaisten kuluttajien tehonkulutuksen ennustamista ja arvioimista. Julkaisu esittelee kaavan 17 seuraavin saatesanoin:

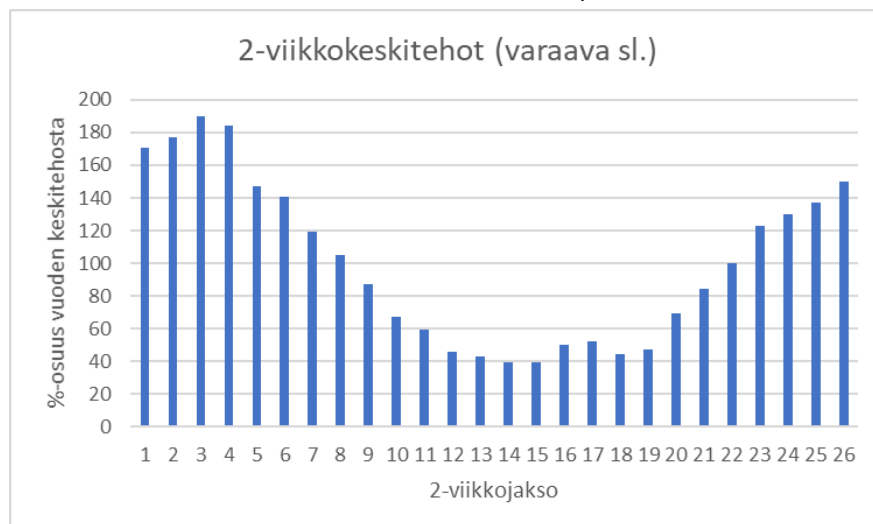
”Tietyn kuluttajan tehon odotusarvo hetkellä t on mallia:”

$$\mu_P(t) = \frac{W}{8760} \cdot i_{2V,\mu} \cdot i_{vrk,\mu} \quad (17)$$

Kaavassa 17 $\mu_P(t)$ on kuluttajan tehon odotusarvo hetkellä t (kW), W kuluttajan vuosienergia (kWh), $i_{2V,\mu}$ tehon odotusarvon ajanhetkeä t vastaava kaksiviikkoindeksi ja $i_{vrk,\mu}$ tehon odotusarvon vuorokausi-indeksin arvo hetkellä t (arki, aatto tai pyhä riippuen päivästä). (Sener 1992, 9).

SENER on julkaisussaan esitellyt myös 46 erilaista sähkön käyttäjäryhmää, joille on tehty 2-viikkokohtaisia ja päiväkohtaisia taulukoita liittymätehon odotusarvolle kyseiselle ajanjaksolle. Alla on esitetty SENER:n indeksisarjoista muodostettu 2-viikkokeskitehotaulukko varaavan sähkölämmityksen omaavalle omakotitalolle.

TAULUKKO 2. 2-viikkokeskitehoindeksi (Sener 1992, muokattu)



Arki-, aatto- ja pyhäpäiville on myös vielä erikseen omat indeksisarjat kullekin käyttäjäryhmälle. Näissä indeksisarjoissa arki-, aatto- ja pyhäpäiville on esitetty tuntikohtaisen keskitehon odotusarvot kyseiselle käyttäjäryhmälle. Tässä sovellutuksessa ei ole kuitenkaan tarpeellista seurata liittymätehon päivän sisällä tapahtuvaa tuntikeskitehon vaihtelua. Pyrimme vakioimaan hybridienergiajärjestelmällämme asiakkaan liittymätehoa ainoastaan 2-viikkokeskitehojen tasolle. Tällöin päivän sisällä tapahtuvat liittymän tuntikeskitehon vaihtelut poistuvat miltei kokonaan tehoptuken ansiosta. Tällä tavoin asiakkaan liittymäteho saadaan näyttämään melko vakiolta vuodenajasta riippuen, eikä ”tehopiikkejä” tai ”tehokuoppia” esiinny.

Tietyn tyyppisen asiakkaan 2-viikkokeskitehon odotusarvo on tässä sovellutuksessa riittävän tarkka tavoitearvo meneillään olevan 2-viikkojakson jokaiselle tunnille. Tällä saavutetaan se, että asiakkaan 2-viikkojakson keskiteho pysyy tismalleen samana kuin ennen, mutta tehonvaihtelu poistetaan. Kahden viikon ajan taseisena pysyvä kulutus on hyvä sähköverkon kannalta, kun ”ruuhkia” ja taas toisaalta lähes kulutuksettomia hetkiä ei tule. Ja kuten aiemmin todettiin, energiavaraston varaus pysyy käytännössä ikuisesti käyttökelpoisella alueella, mikäli onnistumme vakioimaan asiakkaan liittymätehon meneillään olevan 2-viikkojakson keskitehon tasolle, ja teemme tällä tavoin vuoden jokaisena 2-viikkojaksona.

Toisaalta jos energiavaraston varaus on päässyt kasvamaan tai putoamaan liikaa, voidaan aiemmin esitetyn mukaisesti liittymän keskitehosta poiketa joko ylikuormitus- tai alikuormitussuuntaan, jolloin energiavaraston varausta saadaan muutettua parempaan suuntaan 2-viikkojakson aikana. Hybridienergiajärjestelmän energiavaraston kapasiteetti ei ole niin suuri, että voisimme tasoittaa asiakkaan liittymätehon vuoden keskimääräisen tuntikeskitehon tasolle.

Aiemmin esitelty tehon odotusarvon kaava 17 saadaan muokattua edellisillä toteamilla seuraavaan muotoon:

$$\mu_P(t) = \frac{W}{8760} \cdot i_{2V,\mu} \quad (18)$$

Kaavaan 18 on sijoitettu kerroin 1 muuttujan $i_{vrk,\mu}$, eli tehon odotusarvon vuoro-kausi-indeksin arvon paikalle, jolloin kaavan 18 tarkkuus on 2-viikkotasolla tunnin sijaan. Kerroin 1 tarkoittaa, että meneillään olevan tunnin keskiteho on 100 % 2-viikkojakson keskitehosta, jolloin tavallaan poistamme tuntitarkkuuden yhtälöstä 17, koska käytämme kerrointa 1 aina. Kaavaa 18 käytämme dynaamisessa tehoputkiohjauksessa säätämään tehoputken keskikohtaa 2-viikkojakson keskitehon tasolle.

7.3 Simulink-malli

Tampereen ammattikorkeakoulu on tehnyt kohtuullisen laajan kuormitustutkimuksen 1.1.2012 – 31.3.2017 välisenä aikana yksittäiselle muuntopiirille, jossa on liittyjinä lähinnä omakotitaloasiakkaita. Kyseessä on vanha omakotialue, jonka taloista valtaosa on rakennettu 1950–1960-luvulla, mutta mukana on myös muutamia uudiskohteita. Ainoastaan neljältä kuluttajalta on saatu tieto käytettävästä lämmitysmuodosta, joten vain näitä pystyttiin käyttämään apuna tässä työssä, koska SENER:n käyttäjämallit on tehty aina tietyn tyyppiselle käyttäjälle, jolla on tietty lämmitysmuoto.

Nämä neljä kuluttajaa ovat seuraavanlaisia:

UKK15: suora sähkölämmitys ja sähkökiuas, vuosienergia 27,2 MWh

LK3: maalämpöpumppu ja puukiuas, vuosienergia 16,22 MWh

UKK32: muutos maalämpöpumppu ja puukiuas, vuosienergia 11,14 MWh

KK7: muutos maalämpöpumppu ja sähkökiuas, vuosienergia 11,13 MWh

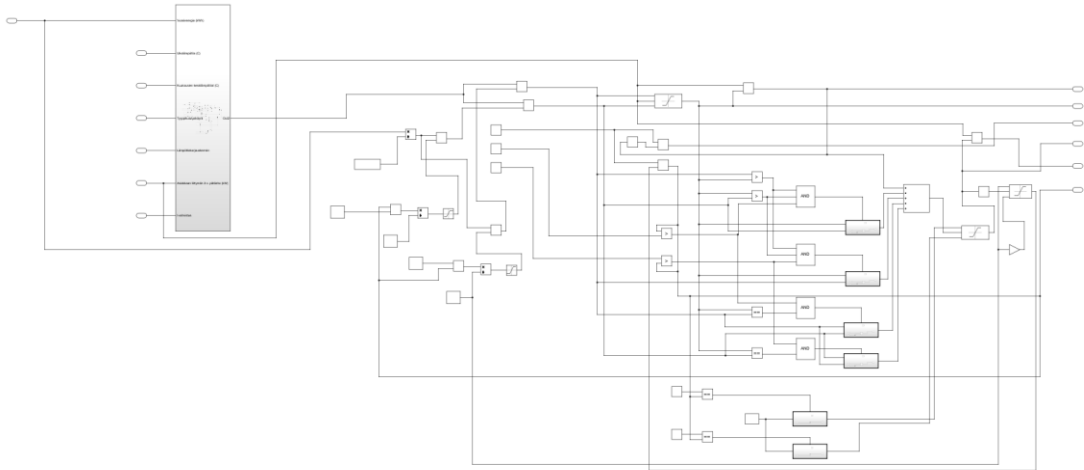
Näistä kohteista saatiin kattava kulutusdata viiden vuoden ajalta, ja data oli sel-
laisessa muodossa, että sitä voitiin hyödyntää Matlab Simulink -simulaatioympä-
ristössä. Tämän viiden vuoden ajanjakson aikana oli mitattu myös omakotitalo-
alueen ulkolämpötilaa, joten lämpötilan vaikutus kulutukseen pystyttiin myös ot-
tamaan huomioon simulaatiossa. Ulkolämpötila ja liittymien tehot on mittauk-
sessa tehty tuntikeskiarvoina, joka on riittävä tarkkuus ajatellen dynaamisen te-
hoputken kehittämistä ja testaamista.

Simulink-ympäristöön rakennettiin hybridienergiajärjestelmää ja sen energiavarausta vastaava kokonaisuus, joka toimii perustavalla tasolla identtisesti oikean järjestelmän kanssa, ja josta päästään simuloimaan esimerkiksi energiavarausten varausprosenttia ja tehoa riittävällä tarkkuudella. Malliin lisättiin vielä tehoptiointiohjelman toiminallisuudet, jolloin voitiin nähdä myös tehoptiointiohjelman vaikutus asiakkaan tehonkulutukseen. Simulaatioympäristössä päästiin kattavasti vertailemaan kulutuskohteita ennen hybridienergiajärjestelmää ja sen liittämisen jälkeen. Lisäksi simulaatiossa kyettiin testaamaan erilaisia ominaisuuslisäyksiä ja hienosäätämään parametreja ennen kuin ne lisättiin oikeaan järjestelmään. Alla kuvassa 10 on kuva koko simulaatiomallista. Simulaation eri toiminnallisuuksia ei lähdetä tässä tarkasti avaamaan.



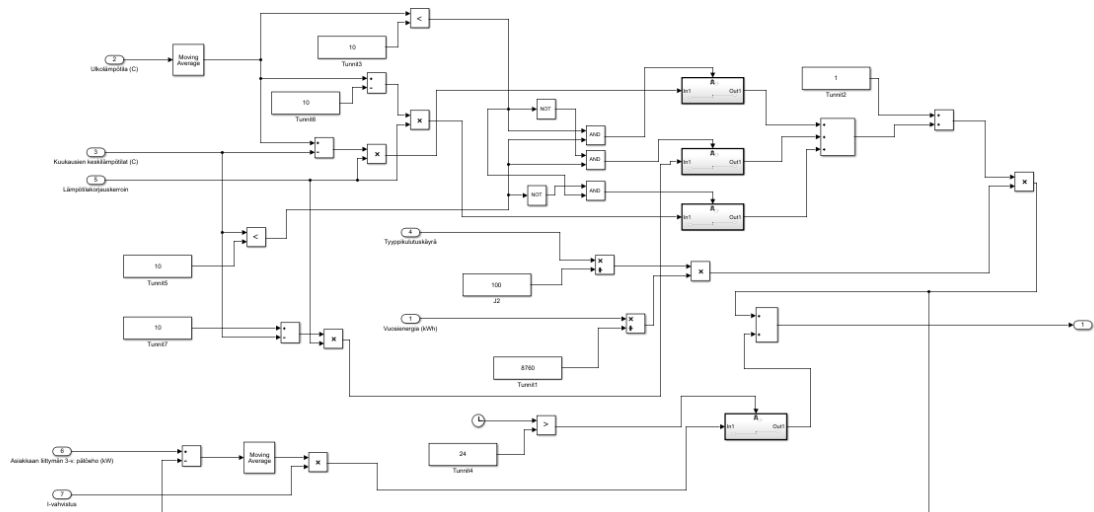
KUVA 10. Simulaatiomalli

Kuvassa 10 näkyy neljä harmaata isoa alisysteemiä, eli jokaiselle liittymälle oma simulaattori. Simulaattori-alisysteemi sisältää kokonaisuudessaan hybridienergiajärjestelmää simuloivan osuuden sekä tehoptukiohjelman ja sen dynaamisuutta käsittelevän osuuden. Alisysteemi näyttää kuvan 11 mukaiselta.



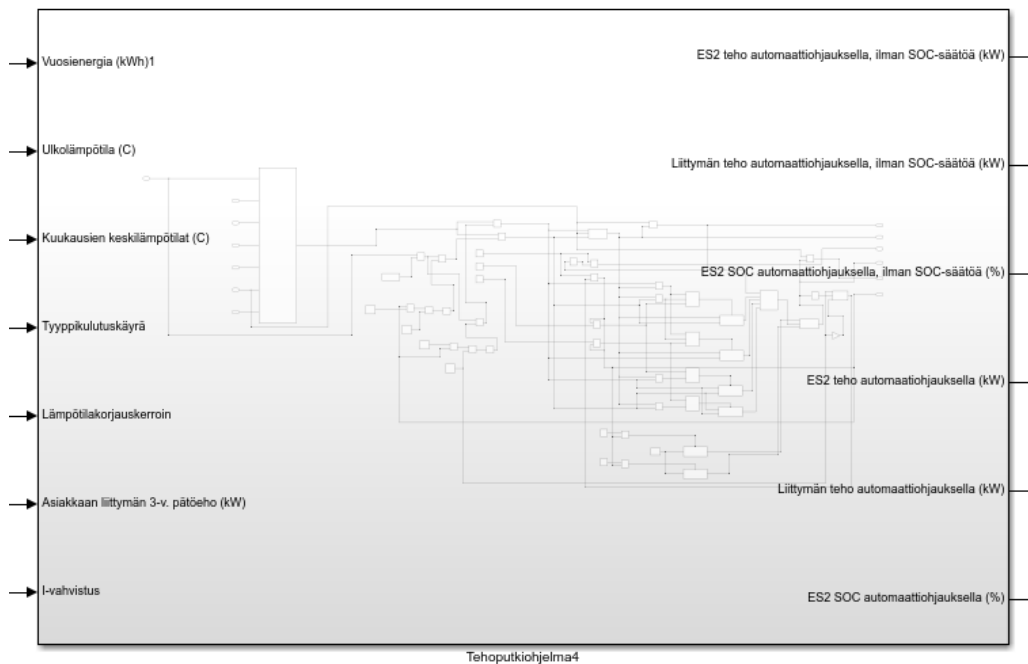
KUVA 11. Simulaattori-alisysteemi

Kuvassa 11 näkyy Simulaattori-alisysteemin sisällä oleva malli, jossa harmaalla näkyvä Dynaamisuus-alisysteemi on erotettu omaksi kokonaisuudekseen. Dynaamisuus-alisysteemi mallintaa asiakkaan liittymän keskitehoa annettujen parametrien perusteella, ja se antaa ulos muulle simulaatiomallille tavoitetehon johon tehoptukin keskikohta asetetaan. Kyseinen alisysteemi näyttää sisältä kuvan 12 mukaiselta.



KUVA 12. Dynaamisuus-alisysteemi

Simulaattoriin annetaan sisään kuvan 13 vasemman reunan mukaiset parametrit. Ulos simulaatiossa tulee kuvan 13 oikean reunan mukaiset tulokset.



KUVA 13. Simulaattorin syötteen ja ulostulot

Kuvan 13. Simulaattori on lopullinen versio, johon ohjausta tehdessä päädyttiin. Seuraavaksi havainnollistetaan askel kerrallaan, millaisia vaikutuksia milläkin ominaisuuslisäyksellä on ollut liittymän tehoon ja energiavaraston varausprosenttiin simulaatiossa.

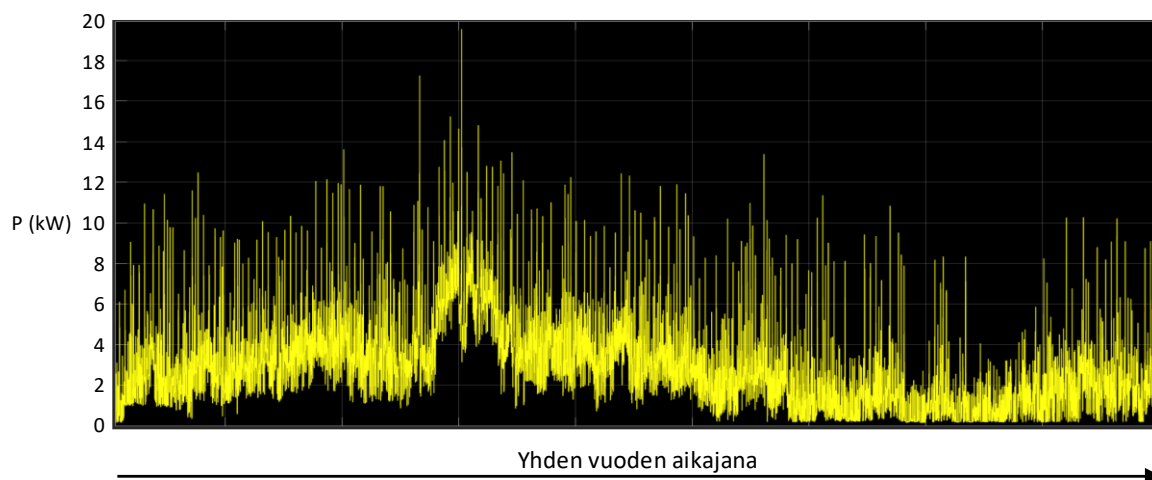
7.3.1 Staattinen tehoputki

Ensimmäisenä simulaatiossa lähdettiin liikkeelle staattisella tehoputkella. Simulaatioon annettiin siis minimi- ja maksimiteho, jonka sisällä liittymäteho tulee pysyä 5 vuoden ajan. UKK15-liittymän tapauksessa minimitehoksi annettiin 2,5 kW ja maksimitehoksi 4,5 kW. Nämä tehoarvot näyttivät antavan parhaimman tuloksen kokonaisuuden kannalta. Kuten arvata saattaa, optimaalisten tehoarvojen löytäminen kokeilemalla oli kohtuullisen hankalaa, eikä energiavaraston varaus pysynyt kovinkaan pitkään käytettävällä alueella, koska asiakkaan keskiteho

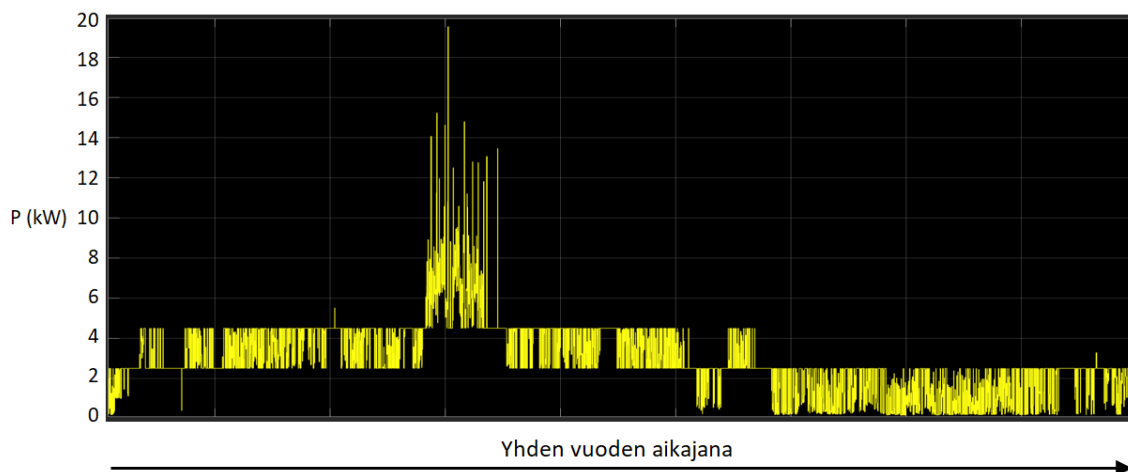
vaihtelee vuodenajan mukaan hyvinkin paljon. Tehoputkiohjelman vaikutus asiakkaan kulutusprofiiliin oli muutoinkin melko pieni, koska energiavarasto ei pysynyt pitkiä aikoja käyttöalueella.

Alla on simulaatiosta saatuja kuvaajia. Kuvaajien pystyakselilla on teho (kW) tai varausprosentti ja vaaka-akselilla aika. Aika-akselin pituus on yksi vuosi. Positiivinen teho energiavarastolla on purkutehoa.

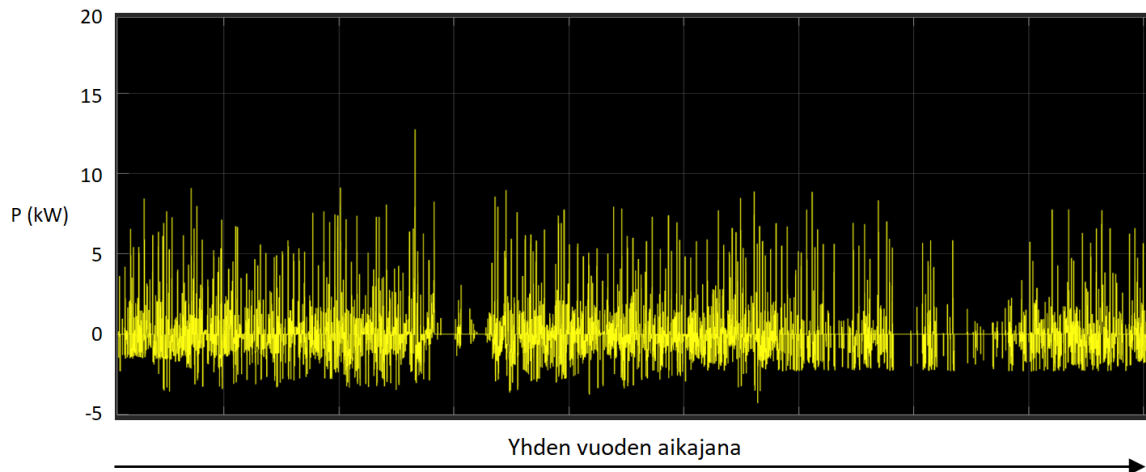
KUVAAJA 6. Liittymäteho ilman hybridienergiajärjestelmää



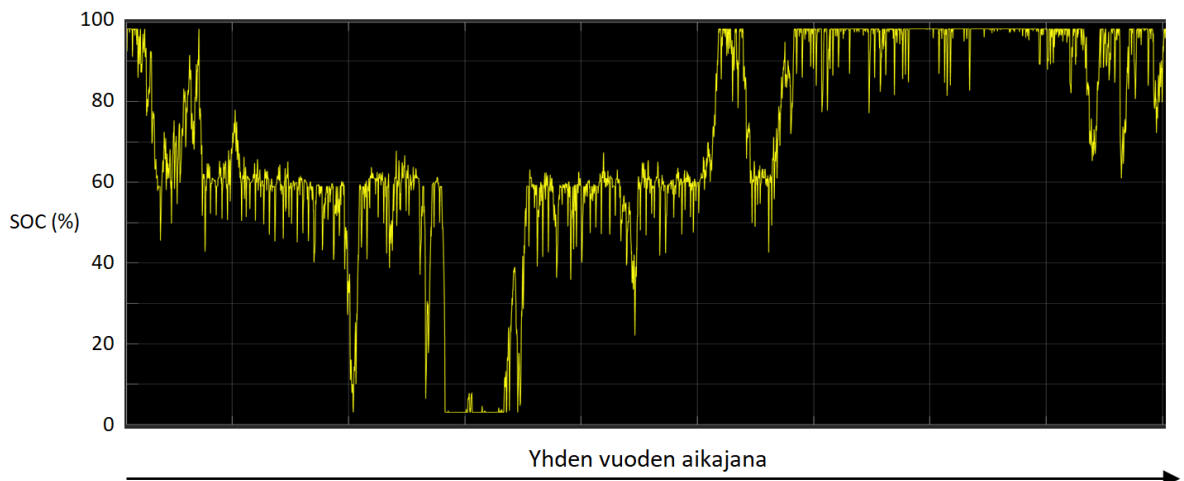
KUVAAJA 7. Liittymäteho hybridienergiajärjestelmällä



KUVAAJA 8. Energiavaraston teho



KUVAAJA 9. Energiavaraston varausprosentti



Kuten kuvaajista nähdään, energiavarasto pitää liittymän tehon annetun minimi- ja maksimitehon välillä niin kauan, kun energiavaraston varausprosentti pysyy käytettävällä alueella eli 3 % - 98 % välissä. Tämä johtuu siitä, että energiavarastoa ei voida purkaa tai ladata tätä suurempaan varausprosenttiin. Korkeimman kulutushuipun kohdalla eli talvella kylmimpään aikaan energiavarasto tyhjenee nopeasti, jonka jälkeen liittymän tehopiikit pääsevät sellaisenaan lävitse.

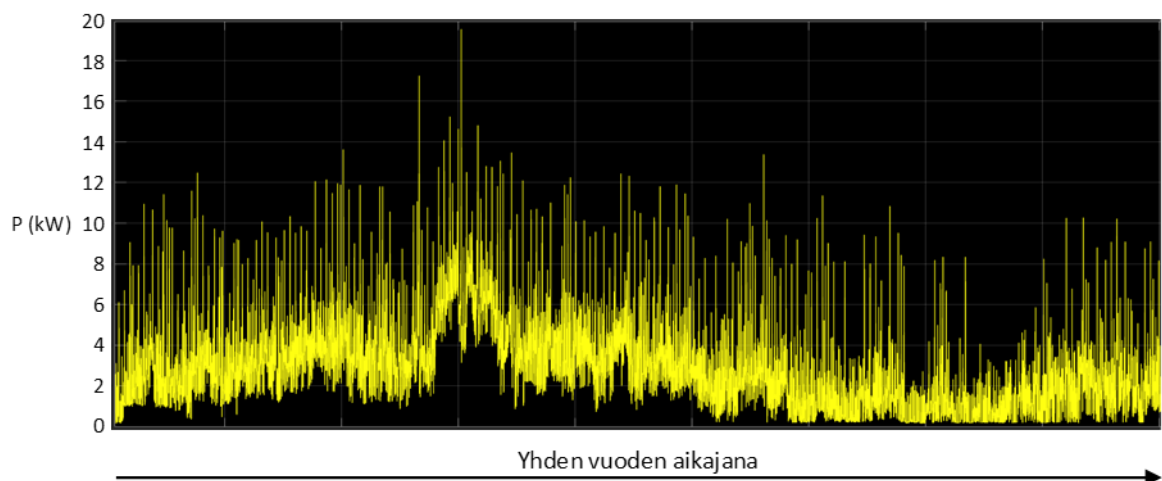
Toisaalta taas kesällä, kun kulutus ei ole niin suurta, energiavarasto täyttyy hyvin usein, jolloin taas lähes kulutuksettomia hetkiä tulee liittymälle paljon. Kesän ja talven välisenä aikana energiavaraston varausprosentti pysyy melko pitkään käytettävällä alueella, jolloin liittymän teho saadaan tehopotken sisälle.

Edellä kuvattu toiminta ei ole toivottavaa, sillä välillä energiavaraston hyöty menetetään kokonaan, koska asiakkaan liittymän keskiteho ei todellisuudessa pysy staattisen tehopotken sisällä koko vuotta. Lisäksi kyseessä on vain yhden tyyppinen käyttäjä eli omakotitalo suoralla sähkölämmityksellä alle 300 litran lämminvesivaraajalla, ja esimerkiksi teollisuuden asiakkailla kulutus olisi täysin toisen tyyppistä.

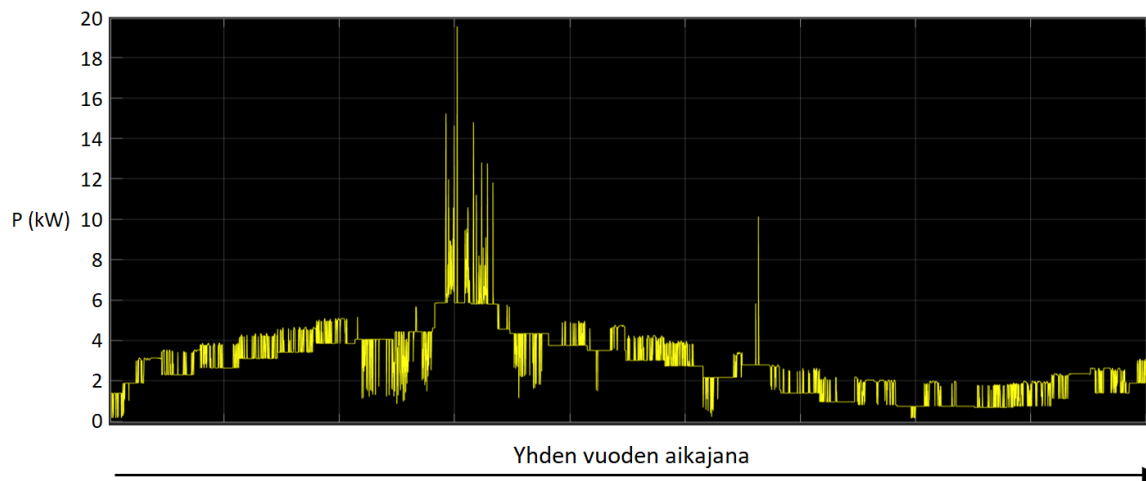
7.3.2 Tyypikulutusikäyrät

Kuten edellä jo huomattiin, staattisella tehopotkella ei saavuteta toivotunlaista toimintaa minkä tahansa tyyppiselle asiakkaalle ympäri vuoden. Tästä syystä otimme simulaatioon mukaan SENER:n tyypikulutusikäyrät ja niiden antamat 2-viikkokeskitehotaulukot 46 eri käyttäjätyypille. Simulaatiossa jokaiselle asiakkaalle on annettu oman käyttäjätyypin mukainen kulutusikäyrä, jonka lisäksi käyttäjän vuosienergia annetaan simulaatioon kilowattitunteina. Simulaatio laskee käyttäjälle meneillään olevan 2-viikkojakson keskitehon käyttäen kaavaa 18. Tätä tehoa käytetään tehopotken keskikohtana. Minimiteho on 80 % keskitehosta ja maksimiteho taas 120 % keskitehosta. Näihin minimi- ja maksimitehon arvoihin päädyttiin testattaessa optimaalisinta tehopotken korkeutta. Näillä parametreilla simulaatio antoi samalle käyttäjälle seuraavien kuvaajien mukaiset tulokset.

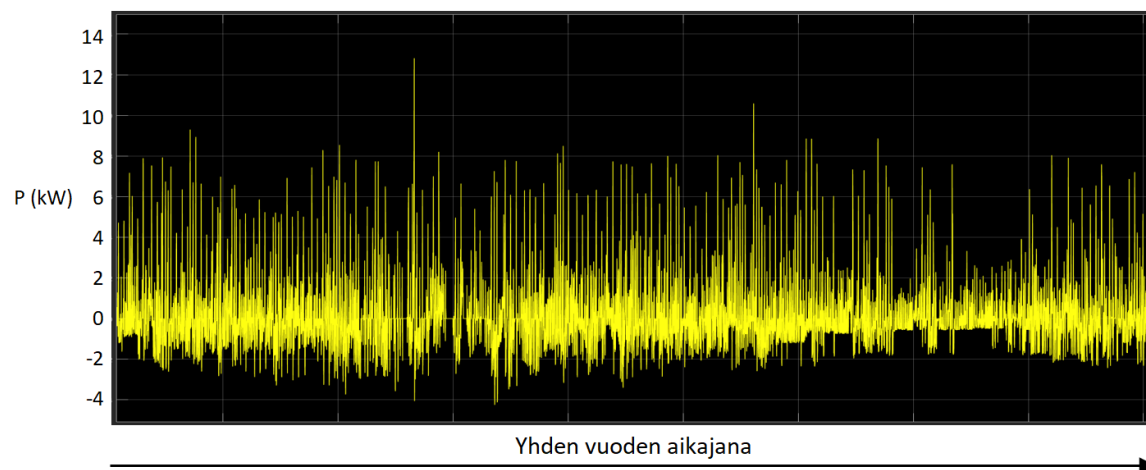
KUVAAJA 10. Liittymän teho ilman hybridienergiajärjestelmää.



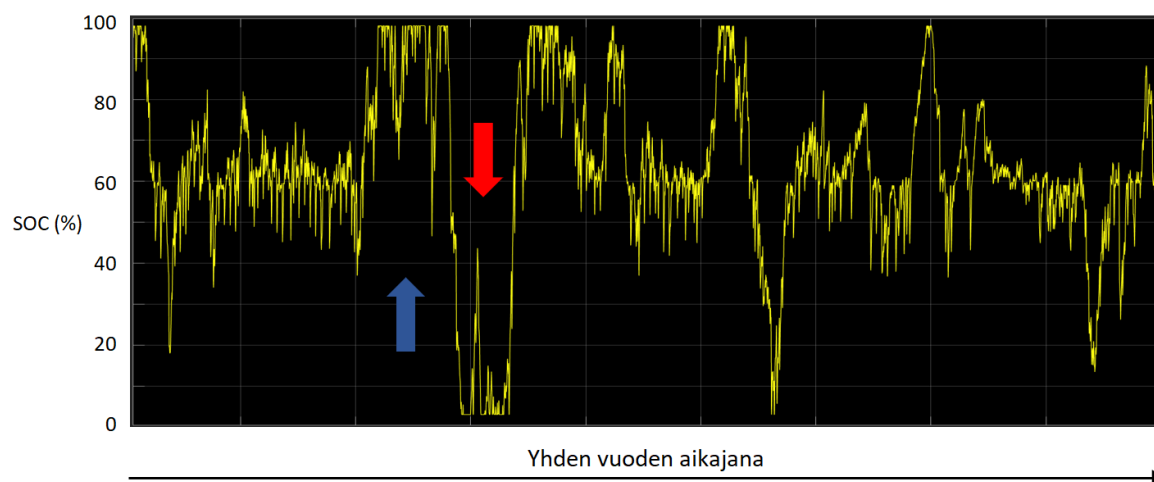
KUVAAJA 11. Liittymäteho hybridiennergiajärjestelmällä.



KUVAAJA 12. Energiavaranaston teho



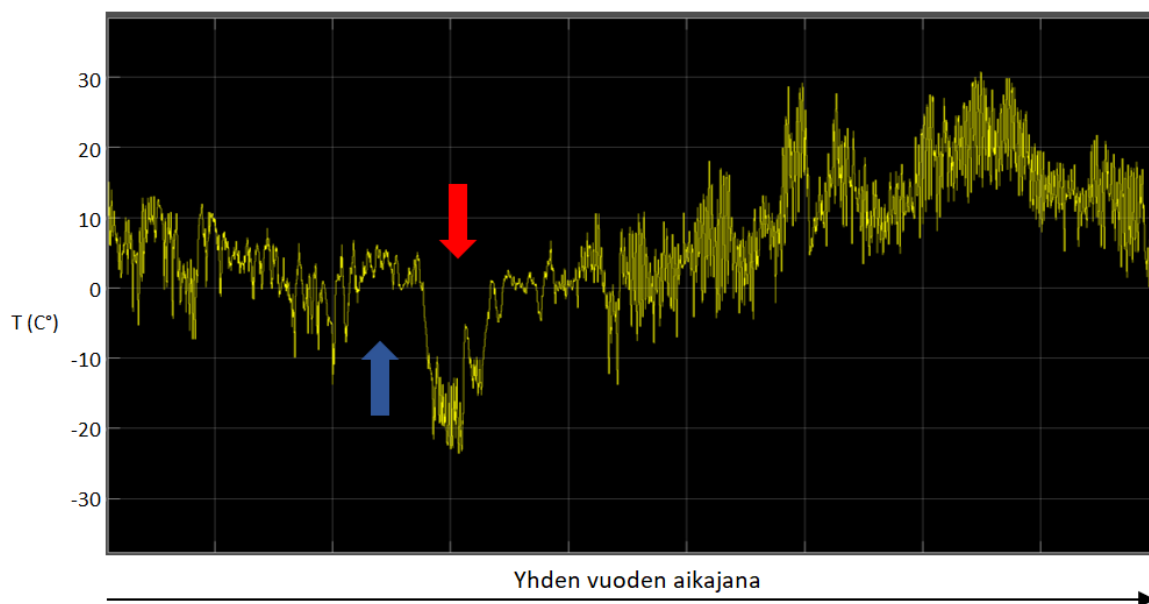
KUVAAJA 13. Energiavaranaston varausprosentti



Kuten kuvaajista nähdään, nyt energiavaraston varausprosentti pysyy huomattavan paljon enemmän käytettävällä alueella. Liittymän teho pysyy pidempään tehoputken sisällä, jolloin liittymätehossa näkyy vähemmän tehokuoppia ja -piikkejä. Toiminta on parempaa kuin staattisella tehoputkella. Pyrimme kuitenkin sellaiseen toimintaan, jossa energiavaraston kapasiteetista hyödynnettäisiin päivittäin lähes koko kapasiteetti, mutta energiavarasto ei saisi latautua täyteen tai purkautua tyhjäksi, jottei sen hyötyä menetettäisi.

Alla olevassa ulkolämpötilan kuvaajassa 14 sinisen nuolen kohdalla nähdään poikkeuksellisen lämmin ajanjakso talven ajalta, jonka aikana energiavarasto on latautunut täyteen, koska sama kuoppa näkyy energiavaraston varausprosentin kuvaajassa 13. Kuvaajassa 14 punaisen nuolen kohdalla sen sijaan nähdään, että energiavarasto on purkautunut tyhjäksi poikkeuksellisen kylmän ajanjakson vuoksi talvella, joka näkyy myös energiavaraston varausprosentin kuvaajassa.

KUVAAJA 14. Ulkolämpötila



Kuvaajista 13 ja 14 nähdään siis selvästi, että normaalista poikkeavat lämpötilat saavat nopeasti aikaan sen, että SENER:n kuluttujatyyppimallit eivät anna enää riittävän tarkkaa arviota liittymän tehosta, jolloin energiavarasto purkautuu tyhjäksi tai latautuu täyteen.

7.3.3 Lämpötilakorjaus

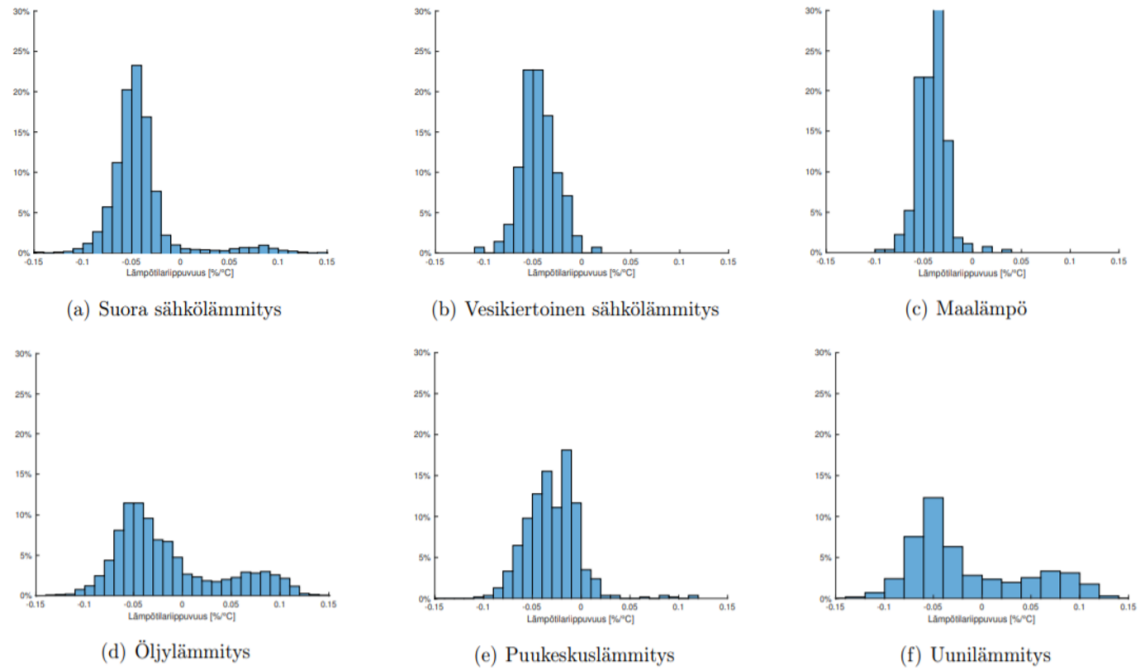
On selvää, että SENER:n eri käyttäjäryhmien 2-viikkokeskitehojen odotusarvot eivät yksin riitä varmistamaan, että meillä on varmasti oikea tavoitearvo, eli että asiakkaan keskiteho on odotusarvon mukainen. Ulkolämpötilalla on merkittävä vaikutus asiakkaan sähkönkulutukseen. Mikäli esimerkiksi talvella tulee poikkeavan kylmä ajanjakso, ei SENER:n 2-viikkokeskitehotaulukko anna oikeaa tavoitearvoa kyseiselle ajanjaksolle. Tästä syystä korjaamme SENER:n mallin antamaa keskiteholukemaa lämpötilan päiväkeskiarvon mukaan parempaan suuntaan, jotta arvaus asiakkaan keskitehosta olisi tarkempi.

Tehon lämpötilakorjaukseen käytetään kaavaa 19:

$$P_{lk}(t) = \frac{P(t)}{1 + \alpha(T_{ka,päivä} - T_{ka,kk})} \quad (19)$$

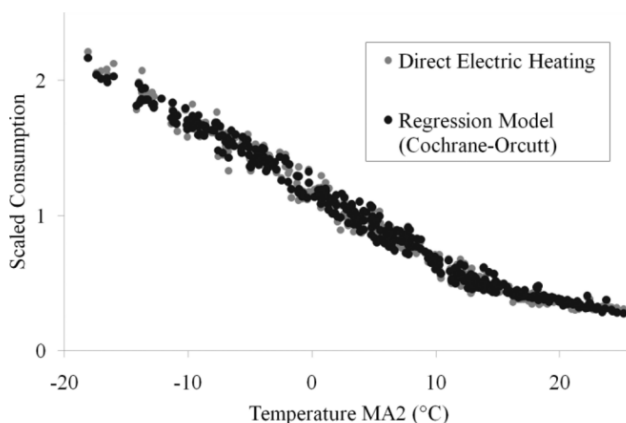
Kaavassa 19 $P(t)$ on lämpötilakorjattu sähkönkulutus ajan hetkellä t , α on lämpötilariippuvuus kerroin, $T_{ka,päivä}$ on lämpötilan vuorokausikeskiarvo hetkellä t ja $T_{ka,kk}$ on pitkän aikavälin lämpötilan kuukausikeskiarvo. (Viljakainen 2017, 34).

Kyseinen kaava korjaa SENER:n eri kuluttajamallien 2-viikkokeskitehoa siten, että jos päivän liukuva keskiarvolämpötila on pienempi kuin meneillään olevan kuukauden keskilämpötila, nostaa lämpötilakorjaus 2-viikkokeskitehoa määrätyn verran, mikäli lämpötilariippuvuuskerroin α on negatiivinen. Eri lämmitysmuotojen lämpötilariippuvuudet on esitetty tilastollisena jakaumana alla olevan kuvan 13 mukaisesti Santeri Viljakaisen ”Sähkönkäyttäjien luokittelu ja sähkönkäytön ennustaminen sähkönkulutustietojen avulla” -nimisessä diplomityössä (Viljakainen 2017, 31).



KUVA 13. Eri lämmitysmuotojen lämpötilariippuvuudet (Viljakainen 2017)

Lämpötilariippuvuus tietyn lämmitysmuodon omaavien kuluttajien kesken ei ole aina vakio, vaan se voi vaihdella käyttäjästä riippuen kuvan 13 tilastojen mukaan. Pyrimme kuitenkin arvioimaan lämpötilan vaikutusta kulutukseen vain suuntaa antavasti, joten riittää, että valitsemme lämpötilariippuvuudeksi tilastollisen keskiarvon, joka on yhteisesti kaikista kuvaajista päätellen noin $-0,045$. Kuvaajissa on allekirjoittaneen mielestä virheellisesti merkitty $\text{"/}^\circ\text{C}$ ". Alla olevasta kuvasta 14 nähdään, että suoran sähkölämmityksen omaavan asiakkaan suhteellinen kulutus kasvaa noin 2-kertaiseksi, kun lämpötila pienenee 20 astetta. Eli tällöin kulutus kasvaa noin $5 \text{ /}^\circ\text{C}$, joka on lämpötilariippuvuuskerrotimeksi $-0,05$.



KUVA 14. Kulutuksen kasvu lämpötilan pienentyessä (Koivisto et al. 2013)

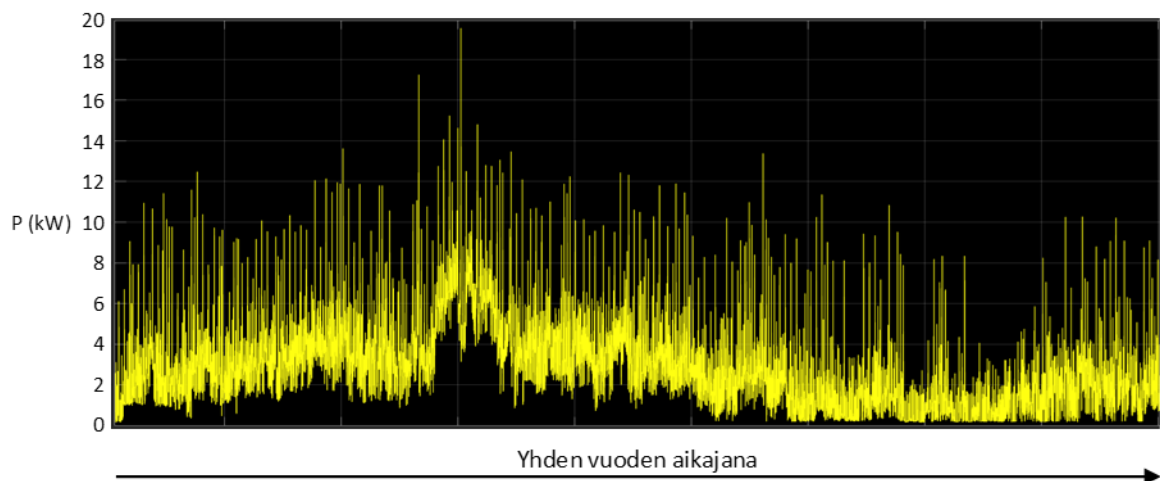
Simulink-malliin lisättiin lämpötilakorjaus-ominaisuus, jossa jokaisella kuluttajalla käytettiin samaa $-0,045$ suuruista lämpötilakorjauskerrointa. Päivälämpötilan keskiarvona käytettiin simulaatiossa liukuvaa keskiarvoa liikkuvalla ikkunalla. Kaava 19 sisältää myös meneillään olevan kuukauden keskilämpötilan. Simuloinnissa käytettyjen eri kuukausien keskilämpötilat löytyvät alta taulukosta 3.

TAULUKKO 3. Kuukausien keskilämpötilat (Ilmatieteen laitos 2021, muokattu)

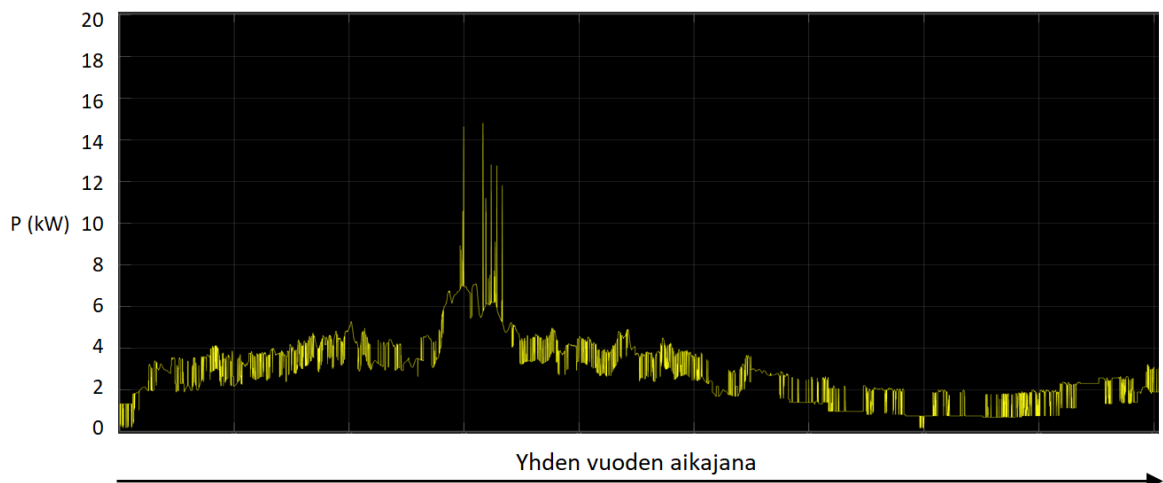
Kuukausi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Lämpötila	-9,3	-9,3	-4,8	1	7,4	12,6	15,6	13,4	8,3	2,8	-3,2	-7,3

Kaavaa 19 ja edellä esitettyjä arvoja käyttäen, antoi simulointi seuraavanlaiset tulokset:

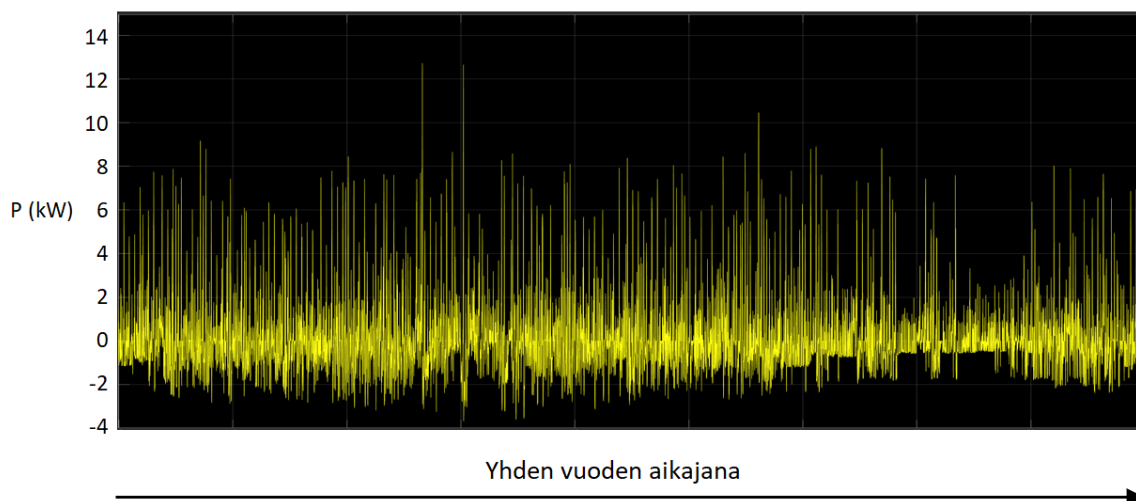
KUVAAJA 15. Liittymäteho ilman hybridienergiajärjestelmää



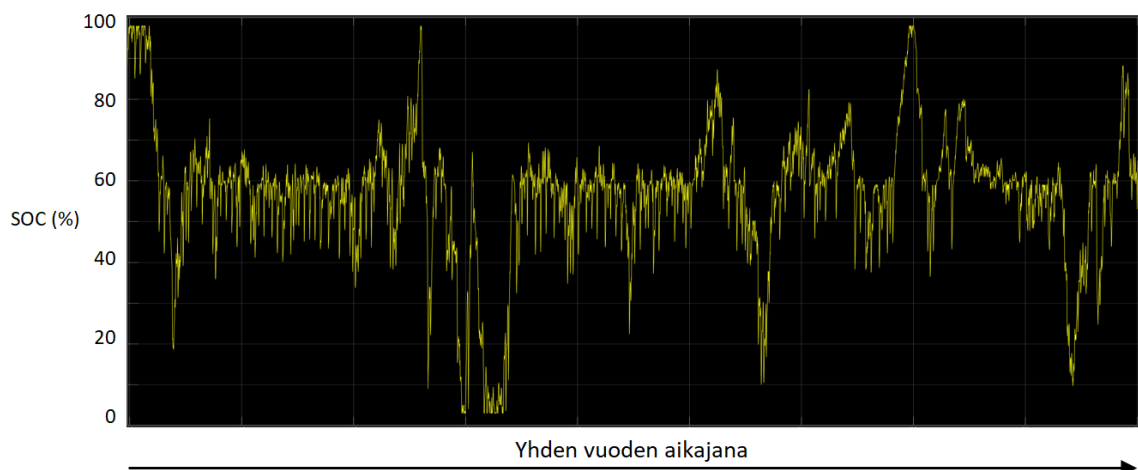
KUVAAJA 16. Liittymäteho hybridienergiajärjestelmällä



KUVAAJA 17. Energiavaraston teho



KUVAAJA 18. Energiavaraston varausprosentti



Kuten kuvaajista nähdään, energiavaraston varausprosentti pysyy keskimäärin pidempiä aikoja käytettävällä alueella verrattuna lämpötilakorjaamattomaan simulaatioon. Nyt liittymän teho mukaillee myös huomattavasti enemmän alkupeleistä kulutustaan (ilman HESS:iä), mutta ilman tehopiikkejä ja kuoppia. Energiavarasto joutuu nyt harvemmin tilanteeseen, jossa ei pysty säätämään liittymätehoa, joka näkyy asiakkaan liittymätehossa vähentyneinä tehopiikkeinä verrattuna lämpötilakorjaamattomaan simulaatioon.

7.3.4 I-termi

Ehkä merkittävimpänä lisäominaisuutena SENER:n eri käyttäjätyyppien 2-viikko-keskitehokäyrien ohelle lisättiin PID-säätimistä tuttu I-termi. Koska SENER:n kuluttajakäyrillä ja lämpötilakorjauksella ei vielä täysin kyetty ennustamaan kuluttajan kulutuskäyttäytymistä, täytyi ennustemalliin lisätä jokin säätölogiikka, joka pyrkii aktiivisesti poistamaan mallin ja todellisen kulutuksen välistä virhettä. Säätölogiikka ei saa seurata kulutusta liian nopeasti, koska muuten tehopiikkien ja -kuoppien -leikkausominaisuus menetetään. Kuitenkin jos malli on selvästi pidemmän aikaa väärässä, tulisi säätölogiikan korjata ennustemallia todellisen keski-kulutuksen suuntaan. Tämä toiminnallisuus saavutetaan I-termillä eli integraattorilla. I-termi on kaavan 20 muotoa:

$$u_i = \frac{1}{T_i} \cdot \int e dt \quad (20)$$

Kaavassa 20 u_i on I säätimen ulostulo, T_i integrointiaika ja e erovirhe. Erovirhe on yleisesti kaavan 21 muotoa.

$$e = a - b \quad (21)$$

Kaavassa 21 a on asetusarvo ja b mittausarvo. Simulaatiossa a vastaa asiakkaan liittymän todellista keskitehoa P_{avg} ilman hybridienergiajärjestelmää ja b simulaatiomallin ennustamaa asiakkaan liittymän keskitehoa P_{sim} ilman hybridienergiajärjestelmää. Eli I-säädön tavoitearvo on asiakkaan todellinen liittymän keskiteho ilman hybridienergiajärjestelmää, ja simuloitu liittymän keskiteho on näennäisesti ”mitattu” arvo, jota pyritään korjaamaan todellista keskitehoa kohti.

Tällöin kaava 20 saadaan kaavan 22 muotoon:

$$u_i = \frac{1}{T_i} \cdot \int (P_{avg} - P_{sim}) dt \quad (22)$$

Kaavassa 22 u_i on I-termin ulostulo ja T_i integrointiaika. Asiakkaan todellinen liittymän keskiteho P_{avg} ilman hybridienergiajärjestelmää on helppo ottaa kaavaan 22 mukaan simulaatiossa, koska liittymän kulutusdata on jo valmiiksi tällaisessa muodossa. Todellisessa hybridienergiajärjestelmässä tälle ei ole kuitenkaan omaa mittausta, mutta se voidaan laskea kaavan 23 mukaisesti.

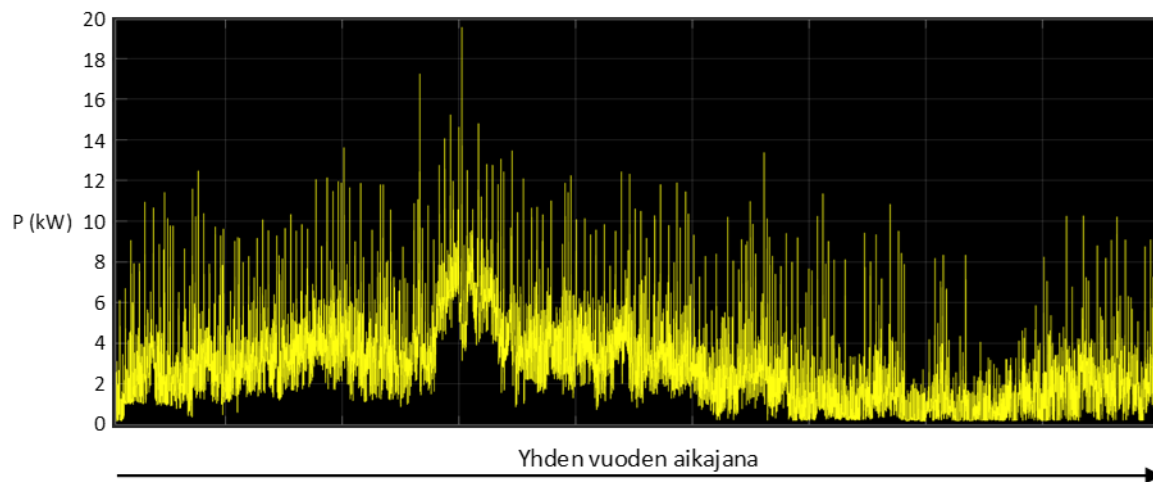
$$P = P_{liittymä} - P_{HESS} \quad (23)$$

Kaavassa 23 P on asiakkaan todellinen liittymäteho ilman hybridienergiajärjestelmää, $P_{liittymä}$ asiakkaan liittymäteho hybridienergiajärjestelmällä eli tehonmittausmoduulin mittaama teho ja P_{HESS} hybridienergiajärjestelmän ottama teho.

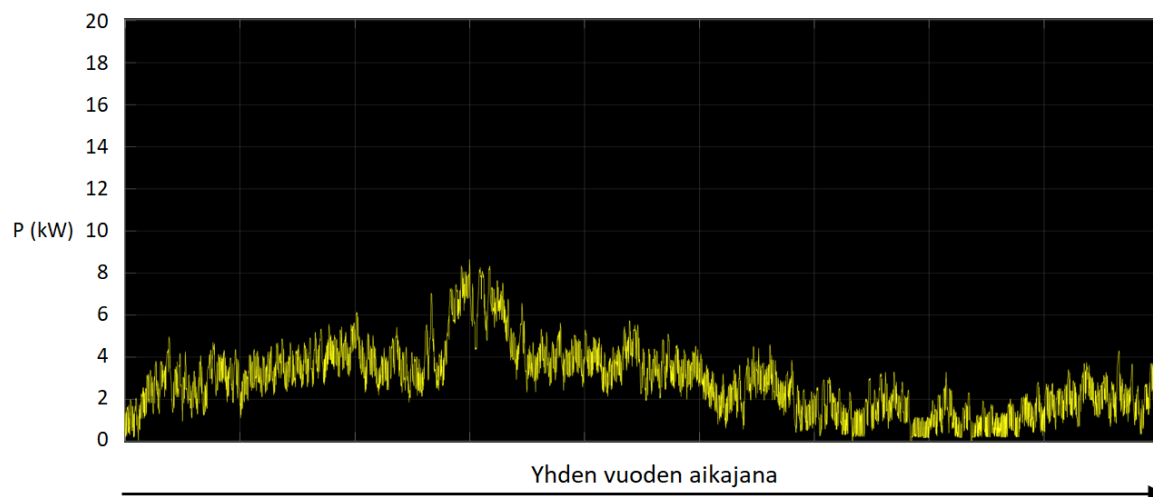
Integrointiaika T_i asetettiin simulaatiossa aluksi 24 tuntiin. Tällöin I-termi u_i antaa ulos keskimääräisen erovirheen asiakkaan kulutuksen ja simuloitun kulutuksen väliltä päivän ajalta. Tämä keskimääräinen erovirhe lisätään SENER:n lämpötilakorjattuun tyyppikohtaiseen kulutusmalliin, jolloin simulaation ja todellisuuden välinen virhe saadaan päivätasolla poistettua.

I-termi lisättiin simulaatiomalliin, jolloin saatiin seuraavien kuvaajien mukaiset tulokset.

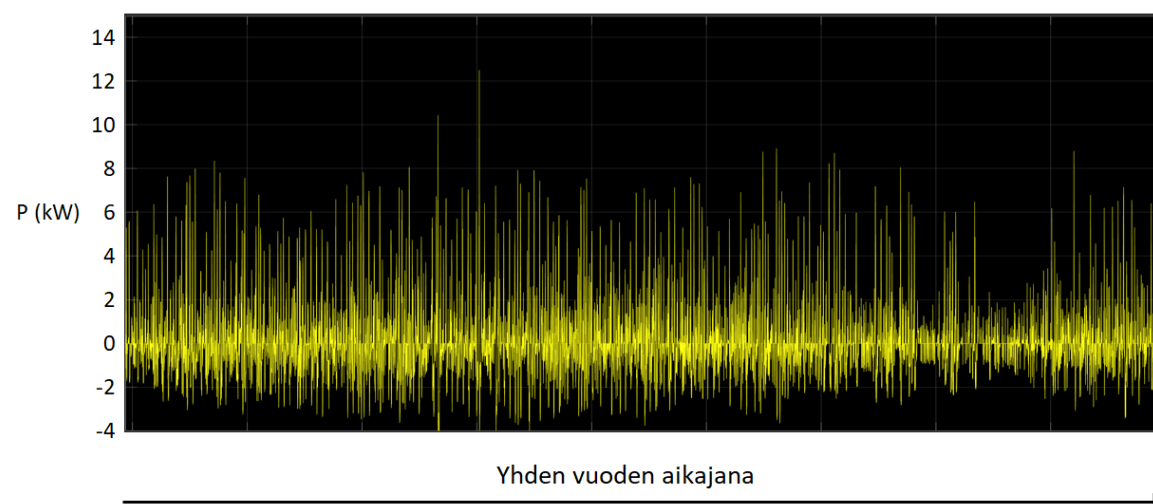
KUVAAJA 19. Liittymäteho ilman hybridienergiajärjestelmää



KUVAAJA 20. Liittymäteho hybridienergiajärjestelmällä



KUVAAJA 21. Energiavaraston teho



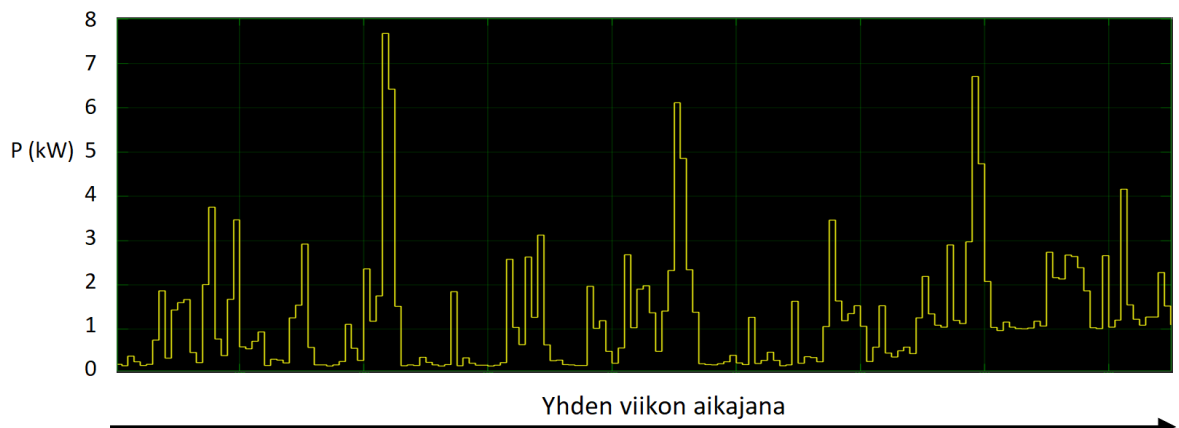
KUVAAJA 22. Energiavaraston varausprosentti



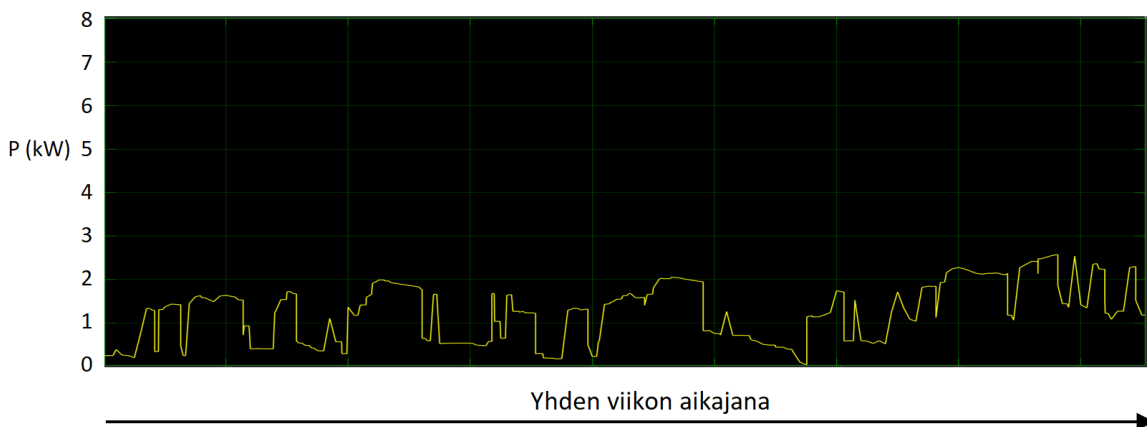
Kuten kuvista nähdään, I-termillä on merkittävä vaikutus. Energiavarasto ei tyhjene tai täyty kertaakaan täyteen tai tyhjäksi vuoden aikana, eli energiavarasto pysyy jatkuvasti käyttökunnossa. Lisäksi liittymäteho hybridiennergiajärjestelmällä mukailee miltei täydellisesti liittymätehoa ilman hybridiennergiajärjestelmää, mutta nyt suuret tehopiikit ja -kuopat on poistettu.

Kuvaajissa 23, 24, 25 ja 26 on samoilla arvoilla simuloitujen tulokset noin viikon aikajakson sisältä, joista nähdään vielä tarkemmin hybridiennergiajärjestelmän käyttäytyminen eri tilanteissa.

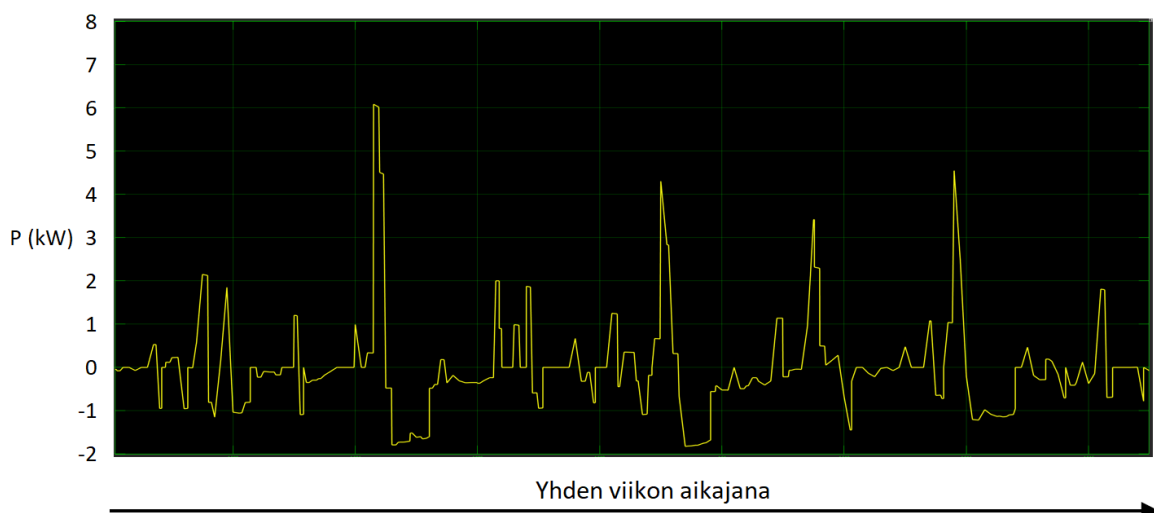
KUVAAJA 23. Liittymän teho ilman hybridiennergiajärjestelmää



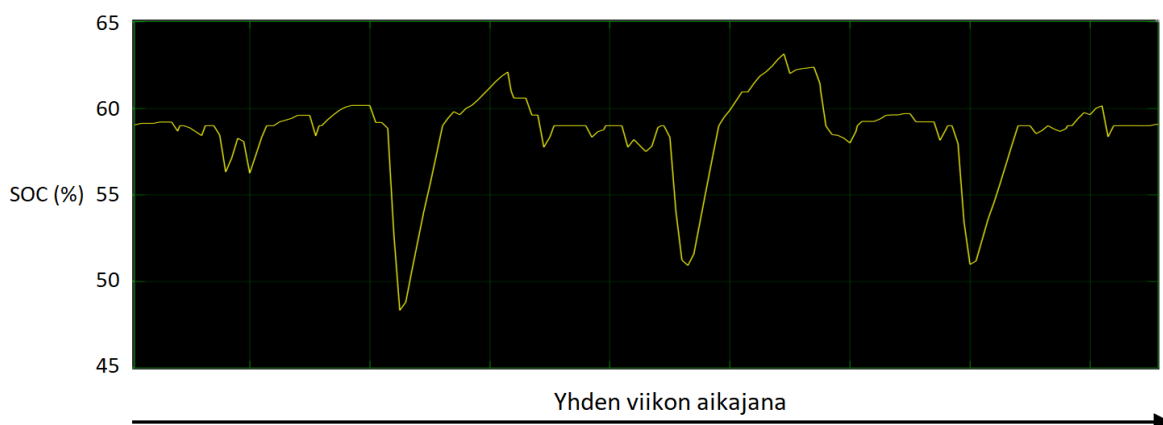
KUVAAJA 24. Liittymän teho hybridiennergiajärjestelmällä



KUVAAJA 25. Energiavaranaston teho



KUVAAJA 26. Energiavaranaston varausprosentti



Kuvaajista nähdään, että energiavaranaston teho sekä liittymäteho ilman hybridiennergiajärjestelmää muistuttavat hyvin paljon toisiaan profiililtaan. Suurimpana erona on se, että energiavaranaston teho on keskiarvoltaan lähellä nollaa, kun taas liittymätehon keskiarvo on selvästi positiivinen. Energiavaranaston tehossa, sekä

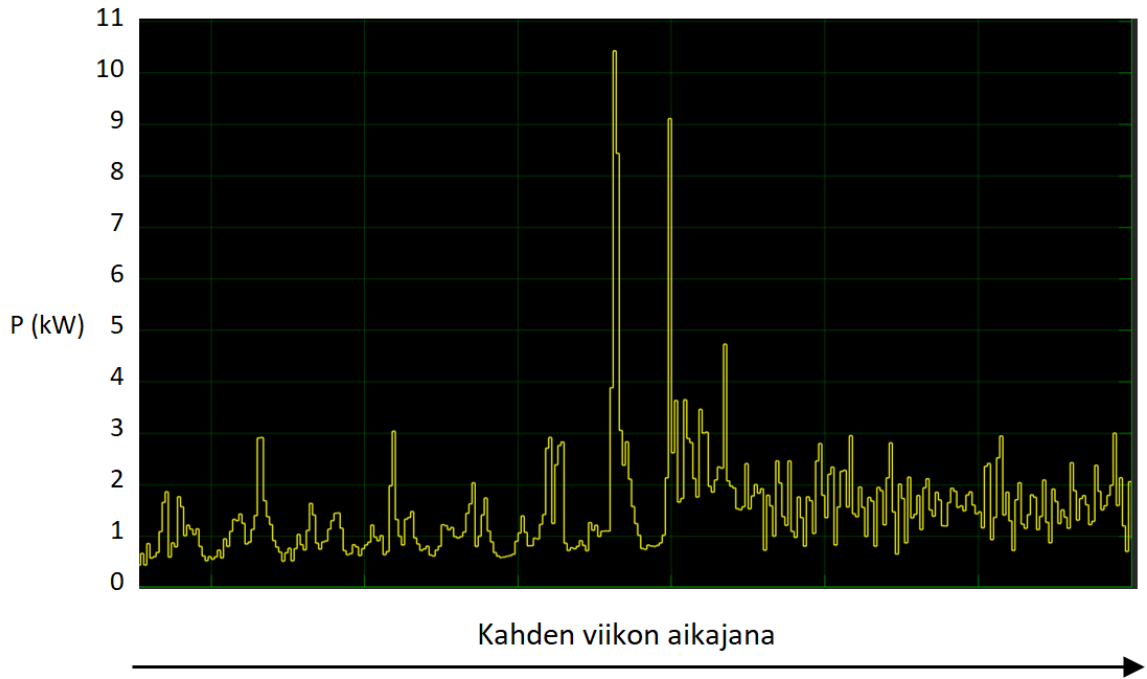
liittymätehossa ilman hybridienergiajärjestelmää näkyy lähes 8 kilowatin päivittäistä vaihtelua.

Liittymän teho hybridienergiajärjestelmällä on myös selvästi positiivinen ja keskiarvoltaan samaa luokkaa mitä ilman hybridienergiajärjestelmää, mutta tehon päivittäinen vaihtelu on enää noin kilowatin. Energiavaraston varaus putoaa noin 10 prosenttia pahimpien tehopiikkien seurauksena, mutta varaus palaa melko nopeasti takaisin 60 prosenttiin, koska tehopotken säätölogiikka ohjaa energiavarastoa pitämään liittymän tehon tehopotken ylärajalla, jotta varaus saataisiin takaisin tavoitealueelle. Tämä voidaan nähdä myös liittymätehon kuvaajasta hybridienergiajärjestelmällä, jossa liittymän teho pysyy tehopotken ylärajalla jonkin aikaa vielä tehopiikin loppumisen jälkeen, kunnes energiavaraston varaus on tavoitearvossa, eli noin 60 prosentissa.

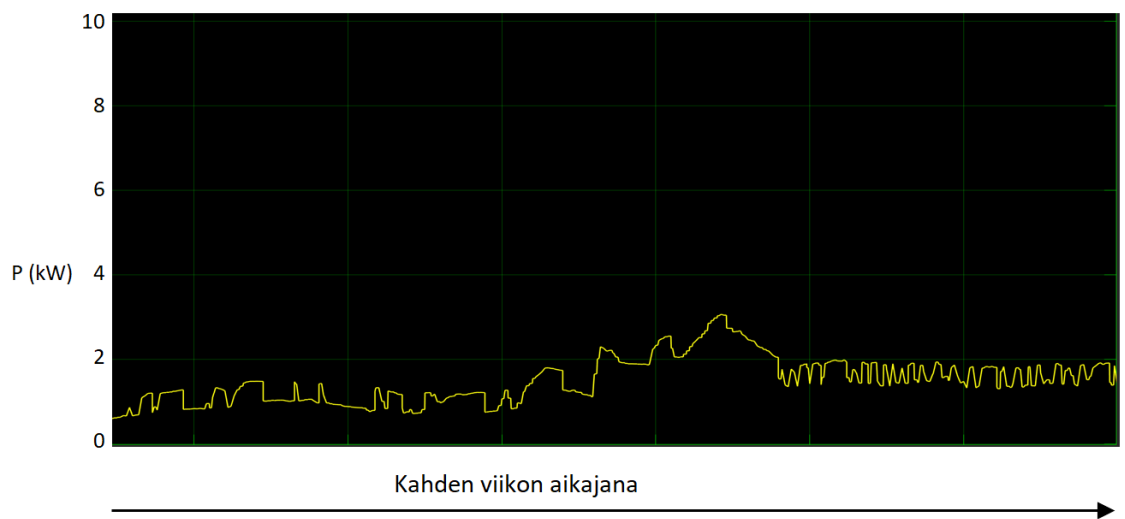
Sama tapahtuu myös välillä toiseen suuntaan, eli jos energiavaraston varaus on yli 60 prosenttia, pyrkii energiavarasto pitämään liittymän tehoa tehopotken alarajalla, jotta varausta saataisiin mahdollisimman nopeasti alas. Kuvista nähdään selvästi, että tehopotki sallii odotetun mukaisesti energiavaraston varauksen säädön, jotta se saadaan pidettyä käyttöalueella. Lisäksi liittymätehosta on leikkaantunut ylimääräiset tehokuopat ja -piikit.

Seuraavissa kuvissa on simuloitu toista omakotitalon liittymää hybridienergiajärjestelmällä ja ilman. Kyseessä on kohde, jossa on vaihdettu öljylämmityksen tilalle maalämpö kesken mittausjakson. Lämmitysmuodon vaihto vaikuttaa luonnollisesti asiakkaan keskitehoon ja kulutusprofiiliin. Tästä syystä lämmitysmuodon vaihtoajankohta on mielenkiintoinen simuloinnin kannalta, koska I-termin täytyy melko voimakkaasti korjata SENER:n lämpötilakorjattua mallia, jotta energiavaraston tyhjenemiseltä/täyttymiseltä vältytään. Simulaatio tehtiin noin kahden viikon ajalta vaihtoajankohdan ympäriltä. Simuloinnissa saatiin kuvaajien 27, 28, 29 ja 30 mukaiset tulokset.

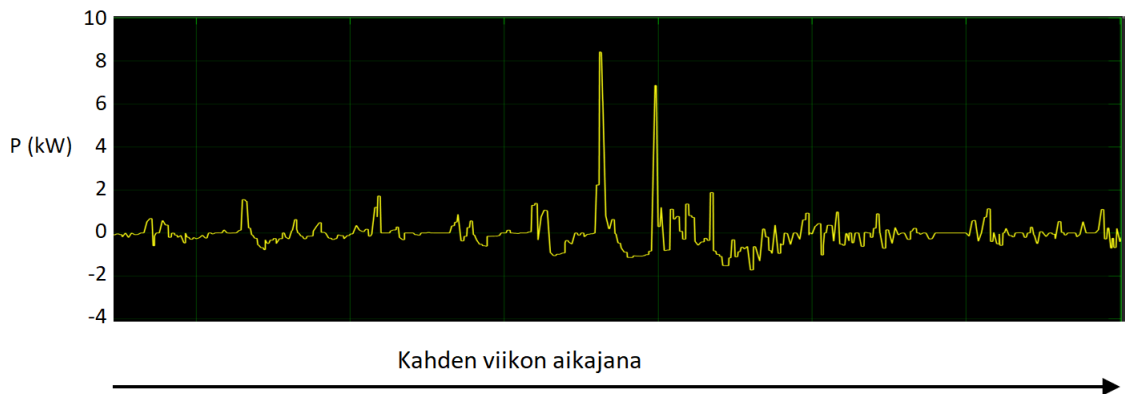
KUVAAJA 27. Liittymän teho ilman hybridienergiajärjestelmää



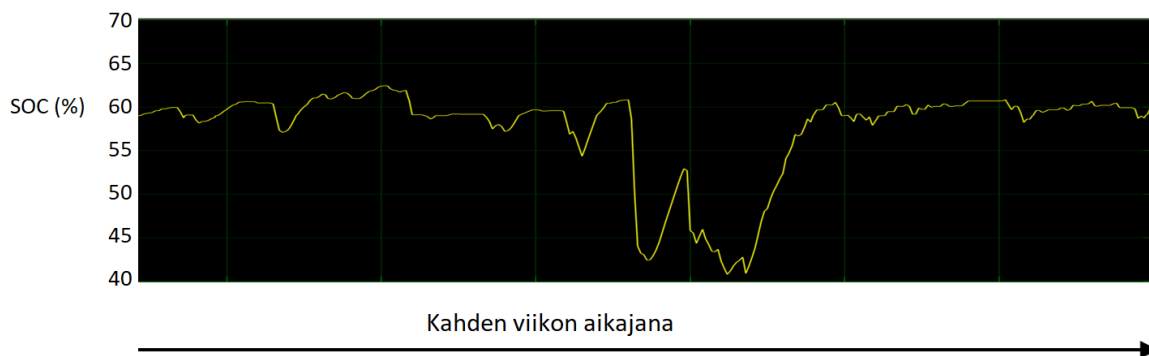
KUVAAJA 28. Liittymän teho hybridienergiajärjestelmällä



KUVAAJA 29. Energiavaranaston teho



KUVAAJA 30. Energiavaraston varausprosentti

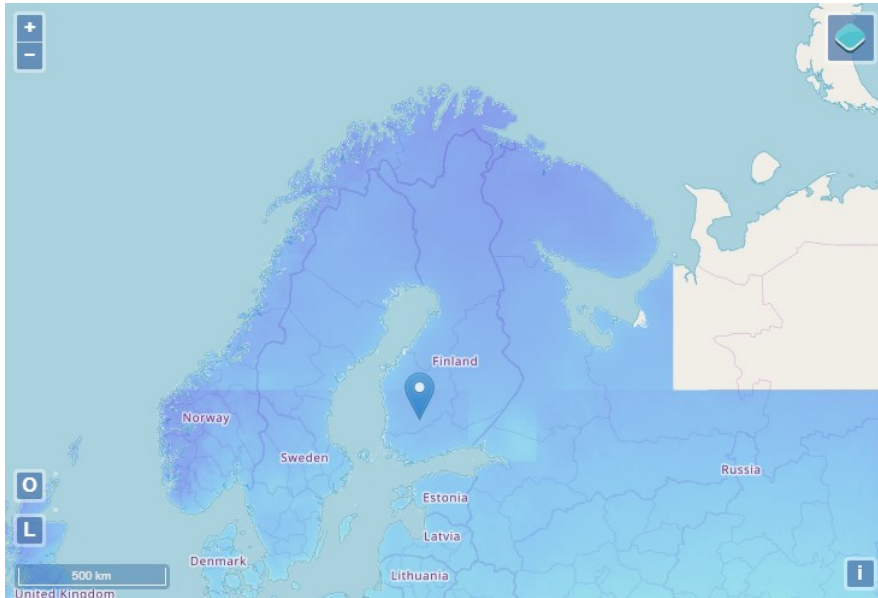


Liittymätehon kuvaajassa ilman hybridienergiajärjestelmää näkyy selkeästi lämmitysmuodon vaihtoajankohta. Tehokuvaajassa on suuri piikki keskivaiheilla, joka johtuu kaikesti väliaikaisista sähkölämmittimistä ja työkoneista tms. vaihdon aikana, jonka jälkeen kulutus muuttua profiiltaan melko erilaiseksi kuin ennen tehopiikkiä. I-termi joutuu korjaamaan asiakkaan simuloidun keskitehon paikkaa vaihtoajankohdan ympärillä, joka näkyy liittymätehon kuvaajassa hybridienergiajärjestelmällä siten, että kuvaaja siirtyy hieman ylemmäs aiemmasta. Energiavaraston varaus romahtaa noin 20 prosenttia vaihtoajankohtana suuren tehotarpeen vuoksi, mutta palaa takaisin 60 prosenttiin melko pikaisesti I-termin tekemän korjauksen ansiosta.

7.3.5 Aurinkovoimala-korjaus

Edellä esitetyt toiminnallisuudet eivät ota kantaa tilanteeseen, jossa asiakkaalla on oma aurinkovoimala. I-termi kyllä korjaa tehopotken paikkaa, kun asiakkaan oma aurinkovoimala siirtää liittymän keskitehon paikkaa, mutta korjaus tapahtuu hieman viiveellä. I-termi aloittaa korjauksen muutenkin vasta 24 tunnin jälkeen järjestelmän käyttöönotosta uudella paikalla, koska se tarvitsee kokonaisen päivän keskitehon ennen kuin alkaa korjaamaan tehopotken paikkaa. Pelkästään tämän 24 tunnin aikana energiavarasto saattaa täyttyä/tyhjentyä, koska tehopotken paikka on virheellinen asiakkaan oman tuotannon seurauksena. Tästä syystä tarvitsemme karkean arvion asiakkaan oman tuotannon suuruudesta, jotta tehopotken paikka pystytään tarkemmin arvioimaan, ennen kuin I-termi aloittaa aktiivisesti korjaamaan virhettä arvioidun keskitehon ja todellisen keskitehon välillä.

Aurinkovoimala-korjausta lähdettiin ratkaisemaan selainpohjaisella PVGIS (Photovoltaic geographical information system) -työkalulla. Ohjelmaan asetettiin sijainniksi Tampere kuvan 15 mukaisesti, koska järjestelmää käytetään keskimääräisesti eniten Tampereen lähistöllä.



KUVA 15. PVGIS-ohjelmasta valittu kohteeksi Tampere (Photovoltaic geographical information system 2021)

Ohjelman parametreihin valittiin kuvan 16 mukaiset arvot, jotka PVGIS antoi oletuksena.

Cursor: Selected: 61.435, 23.886
Elevation (m): 136

Use terrain shadows:
 Calculated horizon
 Upload horizon file

[↓ csv](#) [↓ json](#)
Valitse tiedosto Ei valittua tiedostoa

GRID CONNECTED

PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV

TRACKING PV
OFF-GRID
MONTHLY DATA
DAILY DATA
HOURLY DATA
TMY

Solar radiation database* PVGIS-SARAH
PV technology* Crystalline silicon
Installed peak PV power [kWp]*
System loss [%]*

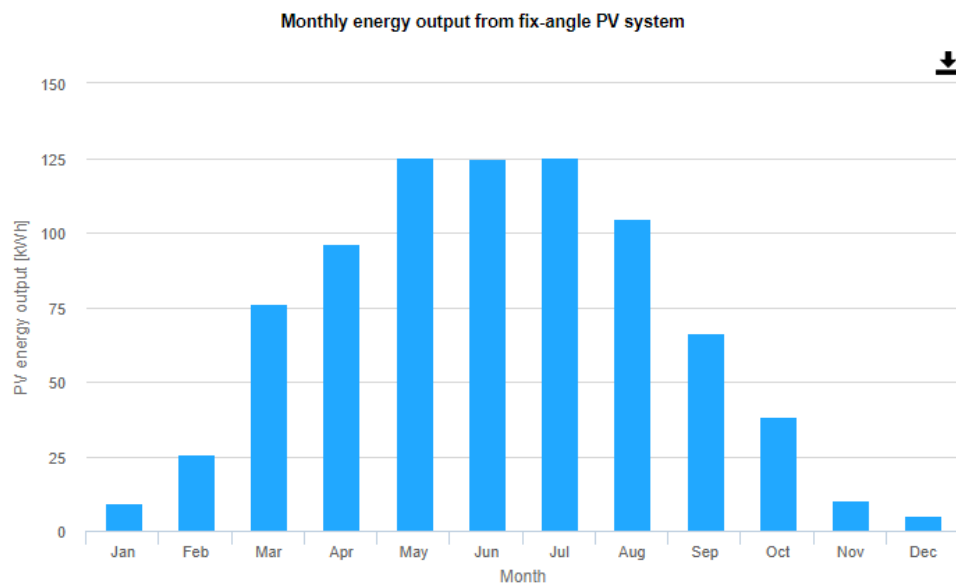
Fixed mounting options
Mounting position* Free-standing
Slope [°]* 35
Azimuth [°]* 0
 Optimize slope
 Optimize slope and azimuth

PV electricity price
PV system cost (your currency)
Interest [%/year]
Lifetime [years]

KUVA 16. Ohjelman asetetut parametrit (Photovoltaic geographical information system 2021)

Kuten kuvasta 16 nähdään, paneelitehoksi valittiin 1 kWp, koska tällöin saamme haluamamme tulokset kertomalla PVGIS:n antamat arvot asiakkaan asennetulla kWp-paneeliteholla. Asennuskulmiksi PVGIS antoi oletuksena kuvan mukaiset arvot. Tulokset eivät eronneet olennaisesti, mikäli optimoi asennuskulmat ohjelman avulla, joten kuvan kulmissa pysyttiin.

PVGIS antoi simuloinnista kuvan 17 mukaiset tulokset.



KUVA 17. PVGIS-ohjelman antamat tulokset (Photovoltaic geographical information system 2021)

Kuvasta 17 nähdään keskimääräinen kuukausittainen energiatuotto edellä mainituilla parametreilla. Kuukausittaisesta energiatuotosta voidaan laskea aurinkovoimalan kuukausikohtainen keskiteho jakamalla kuukauden energia kuukauden tunneilla. Näin saadaan taulukon 4 mukaiset tulokset.

TAULUKKO 4. Aurinkovoimalan keskiteho kuukausittain

Kuukausi	Tammi	Helmi	Maalis	Huhti	Touko	Kesä	Heinä	Elo	Syys	Loka	Marras	Joulu
Keskiteho (W)/kWp	12,1	37,5	98,3	131,3	163,3	168,8	163,3	137,9	90	50,4	13,8	6,7

Käyttäen taulukon 4 arvoja, voidaan SENER:n lämpötilakorjatun kulutusmallin antamasta keskitehosta vähentää hetkittäin aurinkovoimalan keskiteho kaavan 24 mukaisesti.

$$P(t) = P_{LK}(t) - P_{PV} \cdot i_{PV,kk} \quad (24)$$

Kaavassa 24 $P(t)$ on tehon 2-viikkojakson odotusarvo, $P_{LK}(t)$ SENER:n lämpötilakorjatun tehon 2-viikkojakson odotusarvo, P_{PV} asiakkaan aurinkovoimalan nimellisteho kilowatteina ja $i_{PV,kk}$ meneillään olevan kuukauden keskimääräinen odotusteho aurinkovoimalalle kilowattiikkiä kohden.

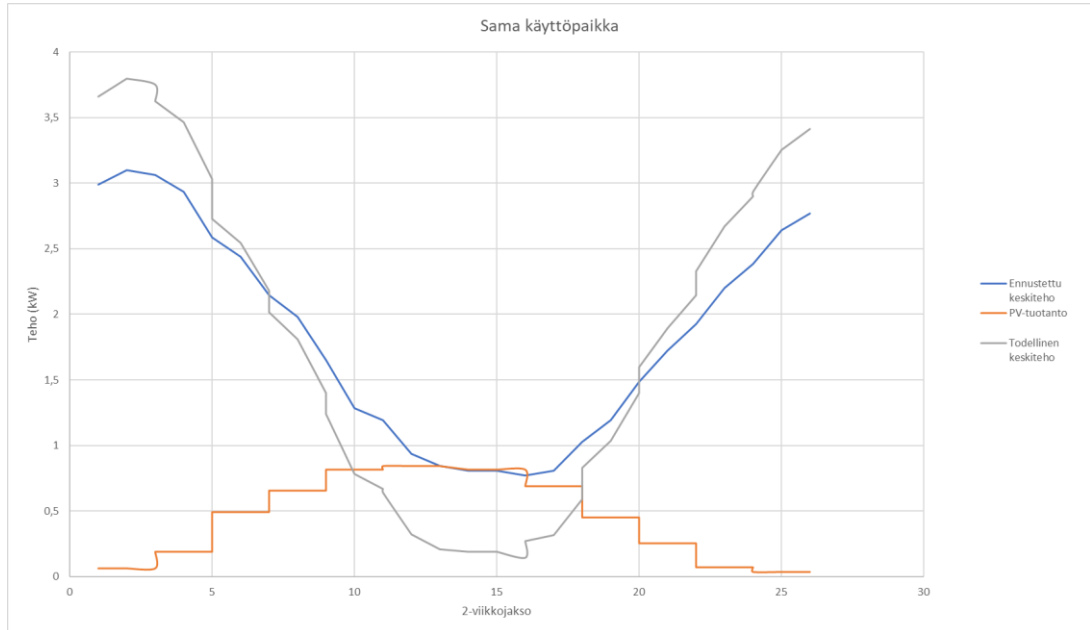
7.3.6 Vuosienergian korjaus

Asiakkaiden liittymien takana olevat pienet aurinkovoimalat ovat yleensä saman käyttöpaikan takana kulutuksen kanssa, eli niillä on yhteinen energiamittaus. On myös tapauksia, joissa aurinkovoimalalla ja kulutuksella on erilliset energiamittaukset, varsinkin jos kyseessä on hieman suurempi aurinkovoimala.

Ensimmäinen mainituista aiheuttaa sen, että annettu vuosienergia on asiakkaan todellisen kulutuksen ja oman tuotannon erotus. Mikäli laskemme tätä vuosienergiaa käyttäen SENER:n kulutusmallin avulla asiakkaalle 2-viikkokohtaisen kulutuskäyrän, tulee ennustetusta kulutusprofiilista todennäköisesti väärä, koska todellisuudessa asiakkaan kulutus muodostuu nyt kahden erityyppisen kulutus/tuotantoprofiilin omaavasta laitteistosta ja niiden summavaikutuksesta.

Alla olevasta kuvaajasta 31 voidaan nähdä esimerkki asiakkaan oman aurinkovoimatuotannon vaikutuksesta kulutusprofiiliin, kun asiakkaalla on ainoastaan yksi energiamittaus. Kyseessä on omakotitalo huonekohtaisella sähkölämmityksellä (käyttövesivaraaja < 300 litraa) ja omalla 5 kWp aurinkovoimalalla. Asiakas on kuvitteellisesti antanut kokonaisvuosienergiansa (kulutus - tuotanto), josta laskenta muodostaa kulutusprofiilin käyttäjäryhmän mukaan (sininen kuvaaja). Todellisuudessa asiakkaan kulutusprofiili on erilainen (harmaa kuvaaja), vaikka vuosienergia olisikin oikein, koska aurinkovoimalan vaikutusta kulutusprofiiliin ei ole otettu huomioon.

KUVAAJA 31. Kulutusprofiilin muutos



Kuvaajasta 31 nähdään, että todellinen 2-viikkokeskitehon kuvaaja (harmaa) vastaa kohtalaisesti muodoltaan kyseisen käyttäjätyyppin SENER-kulutusprofiilia (sininen). Eroa tulee kuitenkin talvella, kun kulutus on suurinta ja aurinkovoimalan tuotto pienintä. Kesällä ero on myös suuri, koska aurinkovoimalan tuotto on suurinta ja kulutus pienintä. Isommalla aurinkovoimalalla tai erilaisella käyttäjäryhmällä ero voisi olla vieläkin suurempi, joten virhe olisi hyvä korjata ennen I-termin tekemän korjauksen aloittamista.

Tällaisissa tapauksissa asiakkaan todellisesta kulutuksesta ja tuotannosta täytyy muodostaa omat profiilit, jotta parempaan ennustustulokseen päästäisiin. Eli asiakkaan todellinen kulutettu energia tulee sivistyneesti arvata yhden mittarin tapauksissa. Arvaus tehdään samoilla oletuksilla mitä aiemminkin. Jos asiakkaan aurinkovoimalan tehokapasiteetti tiedetään, voidaan todellinen kulutettu vuosienergia arvata lisäämällä aurinkovoimalan keskimääräinen odotettu vuosituotto liittymän ilmoitetun vuosienergian päälle. Tällöin saamme verkosta otetun energian ja aurinkovoimalan tuottaman energian summan, joka on asiakkaan todellinen kulutettu energia. Asiakkaan aurinkovoimalan odotettu vuosituotto saadaan PVGIS-ohjelman ilmoittamasta keskimääräisestä vuosituotosta per kilowattipiikki, joka on kuvan 17 mukaan 786 kWh/kWp.

Asiakkaan todellinen kulutettu vuosienergia saadaan kaavalla 25:

$$E_{kulutus} = E_{ilm} + P_{PV} \cdot 0,786 \text{ MWh} \quad (25)$$

Kaavassa 25 $E_{kulutus}$ on asiakkaan todellinen kulutettu energia, E_{ilm} asiakkaan ilmoittama vuosienergia ja P_{PV} aurinkovoimalan huipputeho.

Nyt kun asiakkaan todellinen kulutettu vuosienergia osataan arvioida, voidaan tämä energia syöttää kaavaan 18, jolloin saadaan asiakkaan todellinen kulutusprofiili. Saadusta kulutusprofiilista voidaan hetkittäin vähentää odotettu keskimääräinen aurinkovoimalan tuotto kaavalla 24, jolloin saamme tarkemmin asiakkaan liittymän tehokulutusprofiilin.

Jos asiakkaalla on erillinen energiamittaus kulutukselle ja tuotannolle, on tilanne helpompi, koska vuosienergiatieto voidaan ottaa erikseen kulutusmittauksesta, jolloin todellinen kulutusmalli saadaan suoraan muodostettua tästä. Tuotannon vuosienergia ei ole kiinnostava tieto, koska muodostamme oman mallin aurinkovoimalan nimellistehon perusteella.

7.3.7 Hybridienergiajärjestelmän häviöt

Kun liitämme hybridienergiajärjestelmän liittymän taakse, nousee asiakkaan liittymän keskiteho todellisuudessa hieman. Tämä johtuu siitä, että hybridienergiajärjestelmässä on häviöllisiä laitteita kuten konverttereita sekä jäähdytys-/lämmityslaitteita, jotka ovat jatkuvan toiminnan kannalta pakollisia. Mikäli haluamme pitää hybridienergiajärjestelmän energiavaraston varauksen samassa pisteessä, hybridienergiajärjestelmän täytyy ottaa nämä häviötehot sekä apulaitteiden tehot asiakkaan liittymästä eli verkosta. Mikäli ottaisimme häviötehot sekä apulaitteiden tehot energiavarastosta, olisi energiavarasto ennemmin tai myöhemmin tyhjä, jolloin energiavarastoa jouduttaisiin lataamaan verkosta, jotta automaattiohjauksen toiminta jatkuisi. Tällöinhän häviötehot sekä apulaitteiden tehot päädytään lopulta aina ottamaan verkosta, energiavaraston toimiessa korkeintaan vain puskurivarastona. Näin ollen automaattiohjauksessa ja asiakkaan liittymän

keskitehon ennustamisessa täytyy ottaa huomioon myös se teho, jonka hybridienergiajärjestelmä ottaa verkosta häviöihin ja apulaitteiden toimintaan. Hybridienergiajärjestelmän häviötehon ja apulaitteiden tehojen summa ajan hetkellä t voidaan laskea kaavan 26 mukaisesti.

$$P_{häviö}(t) = P_{HESS}(t) + P_{ES}(t) \quad (26)$$

Kaavassa 26 $P_{häviö}$ on häviötehon ja apulaitteiden tehojen summa ajan hetkellä t , P_{HESS} hybridienergiajärjestelmän verkkosyötön teho ajan hetkellä t ja P_{ES} energiavaraston teho ajanhetkellä ajan hetkellä t .

Kaavan 26 voisi ajatella siten, että kaikki se teho, joka ei mene energiavarastoon verkkosyötöstä tai toisinpäin, häviää saarekeverkon apulaitteille ja laitteiden häviöihin. Häviötehosta voidaan mitata päivän liukuvaa keskiarvoa, koska häviöt eivät pysy ajan suhteen vakiona. Häviötehon liukuva keskiarvo voidaan lisätä joka hetki asiakkaan liittymän simuloituun keskitehoon, jolloin kyetään ottamaan huomioon häviötehon aiheuttama keskitehon nousu liittymässä.

7.3.8 Yhteenveto

Jos kokoamme kaikki edellä esitetyt osat yhteen, saadaan liittymän teho arvioitua kaavalla 27 ja HESS:n häviöt mukaan ottaen edelleen kaavalla 28:

$$P_{sim.} = \frac{\frac{W_{korjattu}}{8760} \cdot i_{2V,\mu}}{1 + \alpha(T_{ka,päivä} - T_{ka,kk})} - P_{PV} \cdot i_{PV,kk} + \frac{1}{T_i} \cdot \int (P_{ka,pv} - P_{sim.}) dt \quad (27)$$

$$P_{ohje} = P_{sim.} + P_{avg,häviöt} \quad (28)$$

Kaavassa 28 P_{sim} on simulaation antama tavoitetehto, $W_{korjattu}$ asiakkaan kulu-
tuksen korjattu vuosienergia, $i_{2V,\mu}$ meneillään olevan 2-viikkojakson kerroin-
deksi kyseiselle käyttäjäryhmälle, α asiakkaan lämmitysmuodon lämpötilariippu-
vuus, $T_{ka,päivä}$ päivän lämpötilan liukuva keskiarvo, $T_{ka,kk}$ meneillään olevan kuu-
kauden pitkäaikainen keskiarvolämpötila, P_{PV} aurinkovoimalan nimellisteho,
 $i_{PV,kk}$ meneillään olevan kuukauden keskimääräinen odotusarvo aurinkovoima-
lan tuotantoteholle, T_i integrointiaika, $P_{ka,pv}$ asiakkaan liittymätehon liukuva päi-
väkeskiarvo ilman hybridienergiajärjestelmää, P_{ohje} tehopotken keskikohta jonka
ympäri tehoputki asetetaan ja $P_{avg,häviöt}$ HESS:n häviö-/apulaitetehojen sum-
man liukuva päiväkeskiarvo. Kulutuksen vuosienergian korjausta käsiteltiin jo
aiemmin, ja se voidaan laskea yhden ja kahden mittauksen tilanteissa seuraavin
tavoin:

Yksi mittaus:
$$W_{korjattu} = W_{ilmoitettu} + P_{PV} \cdot 0,786 \text{ MWh}$$

Kaksi mittausta:
$$W_{korjattu} = W_{ilmoitettu}$$

Alla muutamia oletusarvoja, joita kaavassa 27 käytetään sekä simulaatiossa että
oikeassa hybridienergiajärjestelmässä.

$$\alpha = -0,045$$

$$T_i = 24 \text{ h}$$

$T_{ka,kk}$ ja $i_{PV,kk}$ indeksisarjat on jo aiemmin esitelty ja $i_{2V,\mu}$ indeksisarjoja ei tässä
raportissa sen kummemmin lähdetä esittelemään, koska alkioita on yhteensä
1196 kappaletta. Muut arvot saadaan mittaamalla tai syötteenä asiakkaalta hyb-
ridienergiajärjestelmän kosketusnäytön avulla.

7.4 SOC:n tavoitearvo

Simulink-simulaatiossa huomattiin, että energiavaraston varausprosentin tavoit-
tearvo ei aina kannata olla 50 prosentissa. Sellaisilla asiakkailla, joilla ei ole omaa

tuotantoa, kannattaa SOC:n tavoitearvo olla simulaation mukaan n. 60 prosentissa. Tämä johtuu siitä, että tällaisella asiakkaalla tulee todennäköisemmin tehokuoppia kuin -kuoppia, jolloin SOC lähtee aina todennäköisemmin laskemaan, kuin nousemaan. Varausprosentin tavoitearvon kannalta olisi tällöin hyvä, että varausprosentin putoamiselle annettaisiin enemmän tilaa kuin sen kasvamiselle. Ilmiö voidaan nähdä myös alta kuvaajasta 32, jossa on energiavaraston varausprosentti kulutuskohteessa, jossa ei ole omaa tuotantoa.

KUVAAJA 32. Energiavaraston varausprosentti



Kuvaajasta 32 nähdään, että energiavaraston varausprosentin laskut ovat voimakkaampia kuin nousut, joten on hyvä, että laskuille annetaan hieman enemmän tilaa. Myös muilla vastaavanlaisilla kulutuskohteilla SOC:n kuvaaja käyttäytyi saman tapaisesti.

Mikäli asiakkaalla on omaa tuotantoa, asetetaan SOC:n tavoitearvo 50 prosenttiin, koska omasta tuotannosta aiheutuvia tehokuoppia voi esiintyä nyt enemmän. Tällaista kulutuskohdetta ei simulaatioon saatu, joten 50 prosentin tavoitearvoon päädyttiin lähinnä sivistyneellä arvauksella.

7.5 Energiavaraston balansointi tehoputkiohjelmassa

Sekä dynaaminen että staattinen tehoputkiohjelma pyrkivät säätämään energiavaraston varausprosenttia 50–60 prosentin varaukseen tehoputken sallimissa tehorojoissa. Testausvaiheessa kuitenkin huomattiin yksi merkittävä käytännön ongelma tähän liittyen.

Tehoputkiohjelmaa oli testattu Tampereen ammattikorkeakoulun sähkölaboratoriossa noin 4 kuukautta, ja kaikki oli mennyt laboratorio-olosuhteissa kuten pitääkin. Ensimmäisessä todellisessa käyttöttestissä eräällä maatilalla, jossa oli noin 50 kilowatin aurinkovoimala, latautui energiavarasto täyteen dynaamisessa tehoputkiohjelmassa monen asian seurauksena. Kyseisessä testissä tehoputkiohjelmassa ei ollut vielä läheskään kaikkia ominaisuuksia, mitä raportissa on nyt esitelty, jolloin tehoputkiohjelma ei osannut ottaa suurta aurinkovoimatuotantoa huomioon. Energiavaraston latauduttua täyteen, ilmoitti sen akunhallintajärjestelmä epäbalanssiviasta, jolloin energiavarasto irtikytketyi, ja sen myötä koko tehoputkiohjelma sammui automaattisesti.

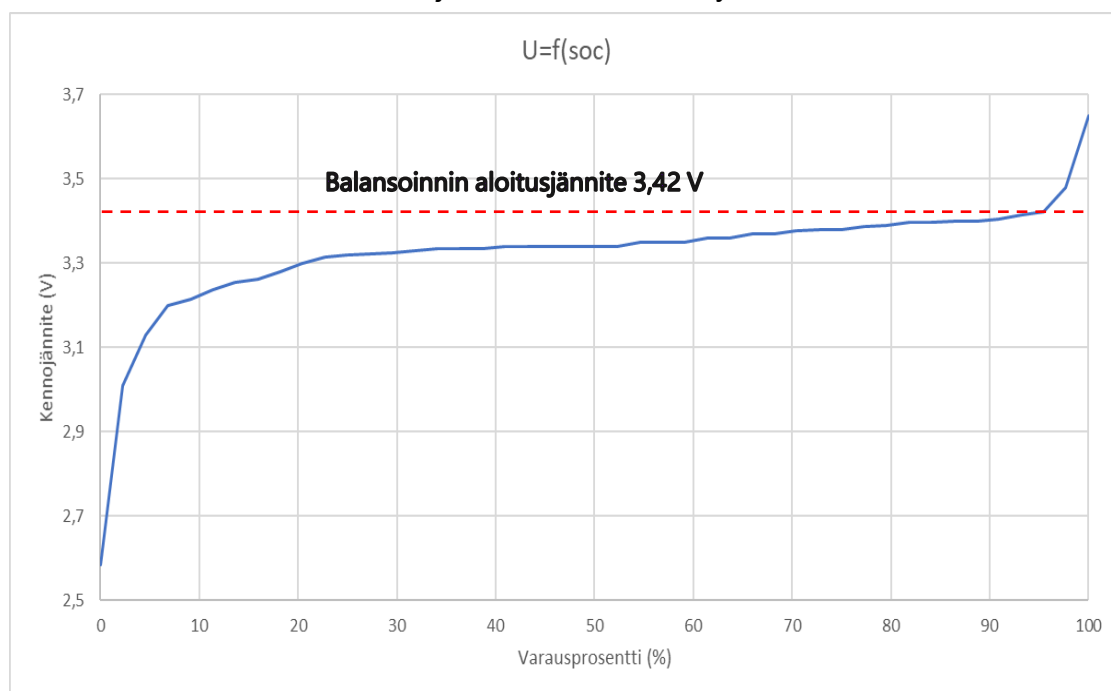
Energiavaraston eri kennojen välille oli kertynyt noin 40 prosentin varausero, joka on todella suuri. Käytännössä olimme siis menettänyt hetkellisesti 40 prosenttia (n. 40 kWh) energiavaraston käytettävästä kapasiteetista. Vikatilanne herätti ajattelemaan, että pitäähän energiavarasto ladata välillä täyteen, että kennojen balansointi aktivoituu. Muuten edessä on aina sama ongelma, eli energiavarasto menetetään epäbalanssin vuoksi.

Energiavaraston akunhallintajärjestelmässä (BMS) on passiivinen balansointi, eli korkeimpia kennojännitteitä puretaan vastuksen avulla, kunnes kaikki kennojännitteet ovat tietyn jännitetoleranssin sisällä. Balansointivirta on meidän järjestelmässämme 200 mA, ja BMS balansoi kaikki kennojännitteet viiden millivoltin ikkunaan. Balansointi alkaa, jos yksikin kennojännite ylittää 3,42 volttia, ja loppuu, kun kaikki kennojännitteet ovat viiden millivoltin ikkunassa.

3,42 voltin kennojännite tarkoittaa noin 95 prosentin varausta yksittäiselle kennoille. Balansointi halutaan tehdä vasta tuon varauksen ylityttyä, koska tällöin saavutetaan tarkka balansointitulos. Balansoinnin koko idea on pitää yksittäiset

kennot keskenään samassa varauksessa, jotta kaikkia kennoja voidaan ladata ja purkaa yhtä paljon, ja että kennot ovat yhtä aikaa tyhjiä tai täynnä, jolloin koko energiavaraston kapasiteetti pystytään hyödyntämään. Meidän energiavarastomme koostuu litiumrautafosfaattikennoista (LiFePO₄). Litiumrautafosfaattikennojen jännite/SOC-käyrä on kuvaajan 33 mukainen.

KUVAAJA 33. LiFePO₄ kennojen Jännite/SOC-käyrä



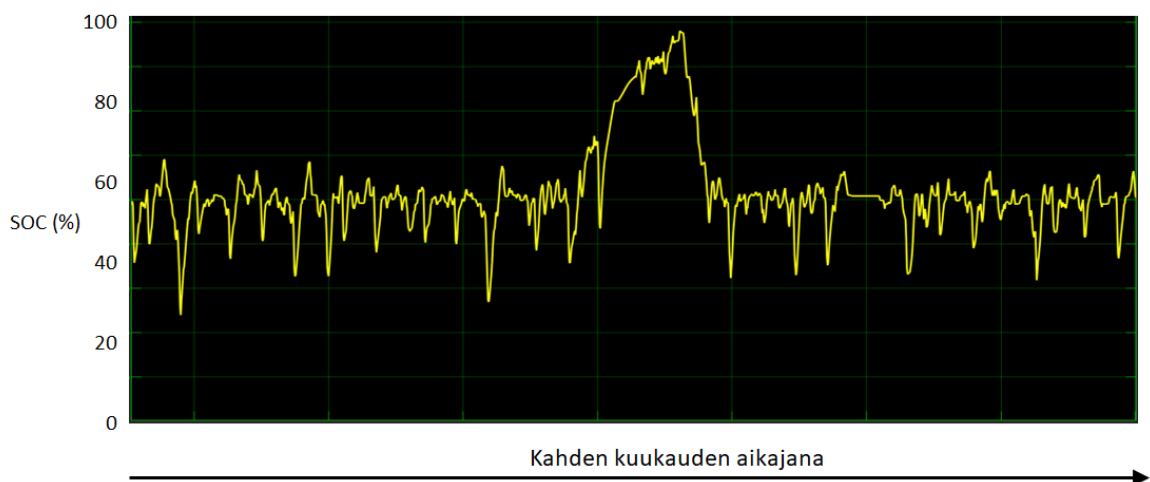
Kuvaajasta 33 nähdään, että käyrä lähtee jyrkkenemään voimakkaasti alle 10 prosentin ja yli 95 prosentin varauksilla. Näissä jyrkissä kohdissa SOC muuttuu hyvin vähän, mutta kennojännite voimakkaasti. Koska haluamme tarkasti kennot samaan varaukseen, haluamme balansoida kennot käyrän jyrkällä osuudella, koska viiden millivoltin jännite-ero jyrkällä osuudella tarkoittaa äärimmäisen pientä varauseroa (n. 0,1 %). Muutoinkin jännite saadaan melko nopeasti putoamaan jyrkillä osuuksilla, koska pieni purkuenergia aiheuttaa jo ison jännitteen laskun. Jos balansoisimme käyrän tasaisella osuudella (20–95 % välillä), tarkoittaisi viiden millivoltin jännite-ero n. kolmen prosentin varauseroa, eli saattaisimme menettää kolme kilowattituntia energiavaraston käytettävästä kapasiteetista.

Siksi balansointi aloitetaan, jos yksikin kennojännite ylittää 3,42 voltia, koska tällöin kennot alkavat olla SOC-käyrän jyrkällä osuudella. Meidän täytyisi siis ladata energiavarasto tehoputkiohjelmassa määrätyn väliajoin täyteen, jotta balansointi

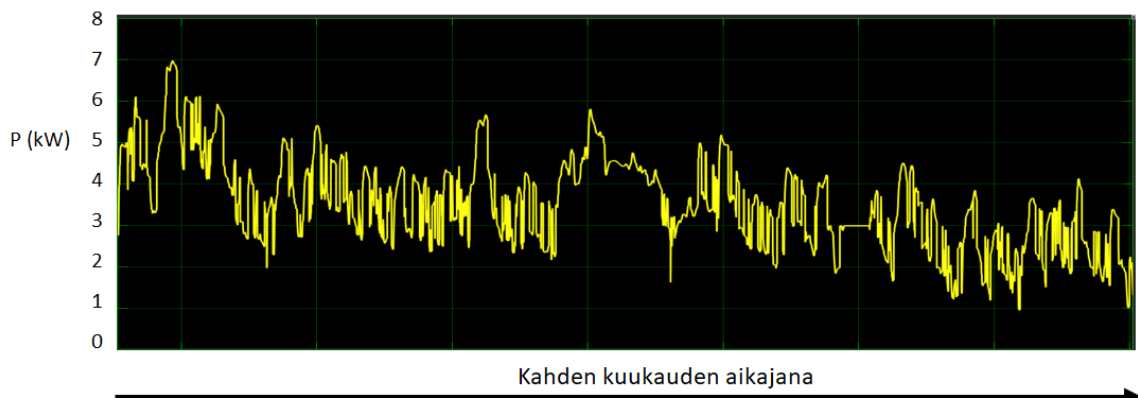
olisi mahdollista. Varaustilaa tarvitsisi pitää ylhäällä niin kauan, kunnes balansointi on suoritettu.

Tehoputkiohjelmassa päädyttiin tekemään ratkaisu, jossa energiavarasto balansoitaisiin tietyn kumuloituneen energian jälkeen tai tietyin aikavälein. Kumuloituvalla energialla tarkoitetaan sitä, kuinka paljon energiavarastolla on siirretty energiaa kumpaan tahansa suuntaan sen jälkeen, kun energiavarasto on viimeksi ollut balanssissa tilassa. Sopivaa balansointi-intervallia kumuloituneen energian tai aikavälin suhteen on hieman hankala arvioida, mutta kumuloituva energiaraja asetettiin aluksi akuston kaksinkertaiseen kapasiteettiin eli 200:n kilowattituntiin ja aikaväli kuukauteen. Simulaatiossa tehtiin tilanne, jossa energiavaraston tavoite-SOC nostettiin hetkeksi 95–98 prosentin välille 59–61 prosentista, jotta balansointi mahdollistuisi. Simulaatio antoi kuvaajan 34 ja 35 mukaiset tulokset.

KUVAAJA 34. Energiavaraston varausprosentti



KUVAAJA 35. Liittymän teho



Kuten kuvaajista 34 ja 35 nähdään, energiavaraston varauksen nosto 95–98 prosentin välille ei näy liittymätehossa merkittävän suurena tehopiikkinä, koska varauksen nosto tapahtuu noin viikon hitaalla latauksella. Liittymän teho on selvästi varauksen noston ajan tehopotken yläreunassa eli maksimitehorajalla, joka on varsin loogista, kun ajattelee energiavaraston lataustehon tarvetta. Eli energiavaraston varauksen nosto balansointialueelle ei simulaation perusteella merkittävästi haittaa tehopotkiohjelman toiminnallisuutta.

8 POHDINTA

Tässä opinnäytetyössä esitettiin, miten hybridienergiajärjestelmällämme on mahdollista toteuttaa monipuolinen laitteisto vastaamaan energiamurroksen tarpeisiin. Ainoa laitteistolisäys jo olemassa olevaan hybridienergiajärjestelmään oli asiakkaan liittymän tehon seurannan mahdollistava mittausta, joka koostuu 3-vaiheisesta virta- ja jännitemittauksesta. Loput toiminnallisuudet toteutettiin järjestelmää ohjaavan ohjelmiston muutoksilla.

Liittymän virtamittauksiin liittyen ohjelmistoon täytyi lisätä virta-antureiden asennuksen oikeellisuuden tarkastelu, koska virta-anturit ovat jälkiasennettavia ja riski niiden asentamiselle väärin on suuri. Tämä päädyttiin tekemään yksinkertaisella kuormitustestillä, jolla nähdään, käyttäytyvätkö virrat oletetusti. Virta-antureista saatavat vaiheiden päävirrat päätettiin muuttaa skalaarisuureiksi, jotta energia-varaston tehon muutoksen vaikutus vaiheiden päävirtoihin voidaan helpommin ja yksinkertaisemmin päätellä ohjelmassa.

Liittymän jännitemittauksiin liittyen ohjelmistoon päädyttiin tekemään korjauslaskenta, joka siirtää laskennallisesti hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteessä mitatun jännitteen liittymään, jotta saadaan tarkempi arvio liittymän jännitteestä. Suoraan liittymään ei jännitemittauksia haluttu asentaa, koska se olisi vaatinut galvaanisen yhteyden, ja sellainen voi olla hankala toteuttaa turvallisesti jälkiasennuksena.

Liittymän tehoa kyetään säätämään helposti hybridienergiajärjestelmän energia-varaston DC/DC-konvertterin DC-välipiirin jänniteohjeella, joka vaikuttaa suoraan hybridienergiajärjestelmän tuottamaan/ottamaan tehoon liityntäpisteessään. Liittymätehon säädössä oleellisena asiana esiteltiin ns. tehoputki, jonka ajatuksena on pitää liittymän teho tietyssä ikkunassa, eli ts. rajataan suurin ja pienin sallittu liittymäteho. Hyvin nopeasti kuitenkin huomattiin, että edes oikein aseteltuna staattinen tehoputki ei toimi pitkällä aikavälillä, sillä energiavarasto tyhjeni tai täyttyi hyvin nopeasti, jolloin tehonsäätökyky menetettiin.

Tämän takia tehopotken paikkaa kokeiltiin alkuun siirtää SENER:n eri sähkön käyttäjäryhmien 2-viikkokeskitehon perusteella, jotta tehopotken "sijainti" vaihtelee käyttäjätyypin, vuosienergian ja vuodenajan mukaan. Tästä kuitenkin seurasi se, että poikkeuksellisen kylminä tai kuumina ajanjaksoina putken paikka arvioitui väärin, koska SENER:n arviot toimivat ainoastaan tilanteissa, joissa päivän keskilämpötila noudattaa tilastollista keskiarvoa. Tästä johtuen 2-viikkokeskitehoille päädyttiin tekemään lämpötilakorjaus. Lämpötilakorjauksen jälkeen toiminta ei ollut edelleenkään tyydyttävällä tasolla, eli hybridienergiajärjestelmä menetti melko nopeasti säätökykynsä energiavaraston tyhjenemisen tai täyttymisen vuoksi. Tähän kuitenkin auttoi PID-säätimistä tuttu integraattori-termi. Tällä kyettiin säätämään pois jatkuva virhe liittymän arvioidun ja todellisen tehon välillä. Tämän lisäyksen jälkeen energiavarasto pysyi simulaatioissa toimintakykyisenä n. 5 vuoden ajan eri kohteissa.

Aurinkovoimalakohteisiin liittyen ohjelmistoon tehtiin vuosienergiakorjaus, joka ottaa SENER:n malliin ilmoitettuun vuosienergiaan huomioon aurinkovoimalan oman energiatuoton. Tällöin 2-viikkokeskiteho määrittyy oikein myös aurinkovoimalakohteissa. Lisäksi tehopotken paikkaa määrittäessä alettiin ottaa huomioon myös aurinkovoimalan oma tehotuotto. Hyvin myöhäisessä vaiheessa työtä tajuttiin, että tehopotken paikkaa määrittäessä täytyy ottaa huomioon myös hybridienergiajärjestelmän omat tehohäviöt, jotka toimivat lisäkuormana liittymän takana, ja näin nostavat liittymän tehokulutusta.

Tässä opinnäytetyössä esitelty kokonaisuus vastaa moneen eri tulevaisuuden tarpeeseen pienjänniteverkoissa, kuten tehopiikkien leikkaamiseen, teho-omavaraisuuteen ja säädettävän kuorman toteuttamiseen esim. ulkoisen teho-ohjeen perusteella. Oleellisimmaksi kysymykseksi tämän raportin tiimoilta jää, millaisilla toimintaperiaatteilla saadaan paras taloudellinen kannattavuus, kun otetaan huomioon reservi- ja joustomarkkinat sekä teho-omavaraisuudesta ja tehopiikkien leikkaamisesta muodostuvat säästöt. Kun taloudellisuus seikat on saatu selville, haluttu toiminnallisuus on melko helppo toteuttaa jo olemassa olevalla hybridienergiajärjestelmällämme ja sen automaattiohjauksella.

LÄHTEET

Beckhoff. 2019. KL3403-tuotedokumentaatio.

El-Tran -hanke. 2019. Uusien pientalojen energiankulutus pienenee, mutta sähköteho vaihtelut ja -huiput kasvavat – tutkimus peräänkuuluttaa resurssitehokkuutta. Luettu 26.8.2022. <https://el-tran.fi/2019/11/28/uusien-pientalojen-energiankulutus-pienenee-mutta-sahkotehovaihtelut-ja-huiput-kasvavat-tutkimus-peraan-kuuluttaa-resurssitehokkuutta/>

Fingrid. 2022. Kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpito. Luettu 26.8.2022. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kulutuksen-ja-tuotannon-tasapainon-yllapito/>

Ilmatieteen laitos. Kuukausitilastot. Luettu 1.3.2021. <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/kuukausitilastot>

Koivisto, M. & Heine, P. & Mellin, I. & Lehtonen, M. 2013. Clustering of Connection Points and Load Modeling in Distribution Systems. IEEE.

Lakervi, E. & Partanen, J. 2008. Sähköjälkelutekniikka. Helsinki: Helsinki University Press.

MSc-Electronics. 2019. HESS AFE Block Diagram. Julkaisematon. Opinnäytetyön tekijän hallussa.

Peda. N.d. Sinin ja kosinin ominaisuuksia. Luettu 26.8.2022. <https://peda.net/siikalatva/siikalatvan-lukio/oppiaineet/matematiikka/maa9/mappi/sjko:file/download/4ef960156dfb69aed0401aed8cad92dbe7aa59e2/Sinin%20ja%20kosinin%20ominaisuuksia.pdf>

Phoenix Contact. 2022. PACT RCP-4000A-1A-D95 -tuotedokumentaatio.

Photovoltaic geographical information system. Interaktiivinen selainpohjainen mitoitustyökalu. Luettu 15.3.2021. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP

Sener. 1992. Verkostosuositus SA 10:92. Helsinki: Adato Energia Oy.

SFS-EN 50160. 2010. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet.

Stenvall, A. N.d. Sähkötekniikan perusteet -kurssimateriaali. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto.

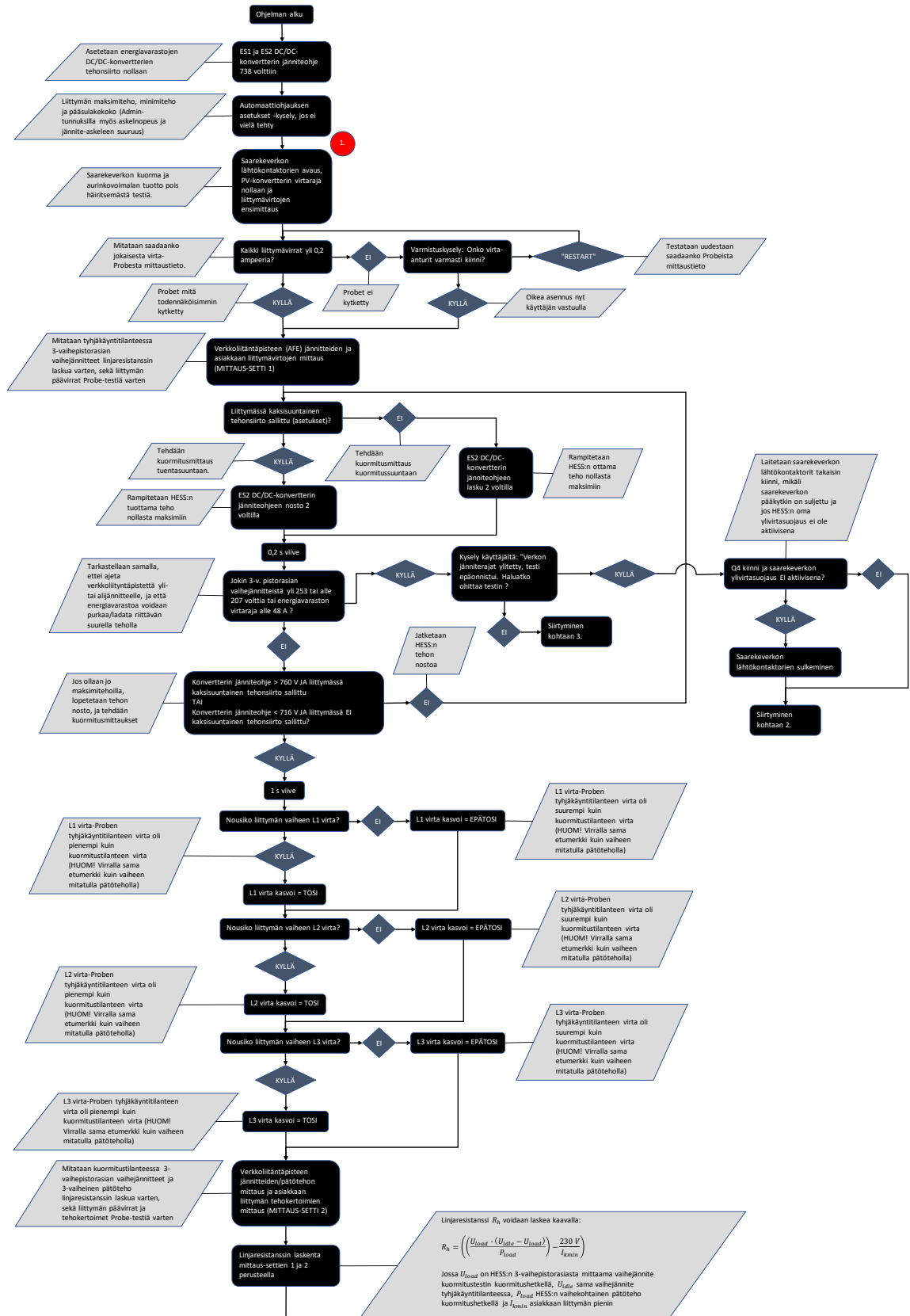
Suomen Tuulivoima Yhdistys Ry. 2021. Mitä energiamurros tarkoittaa? Luettu 26.8.2022. <https://www.tuulivoimalehti.fi/aiheet/mita-energiaturros-tarkoittaa.html>

Vantaan Energia. 2019. Energiaturros sähköverkossa. Luettu 26.8.2022. <https://www.vantaanenergia.fi/magazine/energiavirtaa-lehti-1-2019/energiaturros-sahkoverkossa/>

LIITTEET

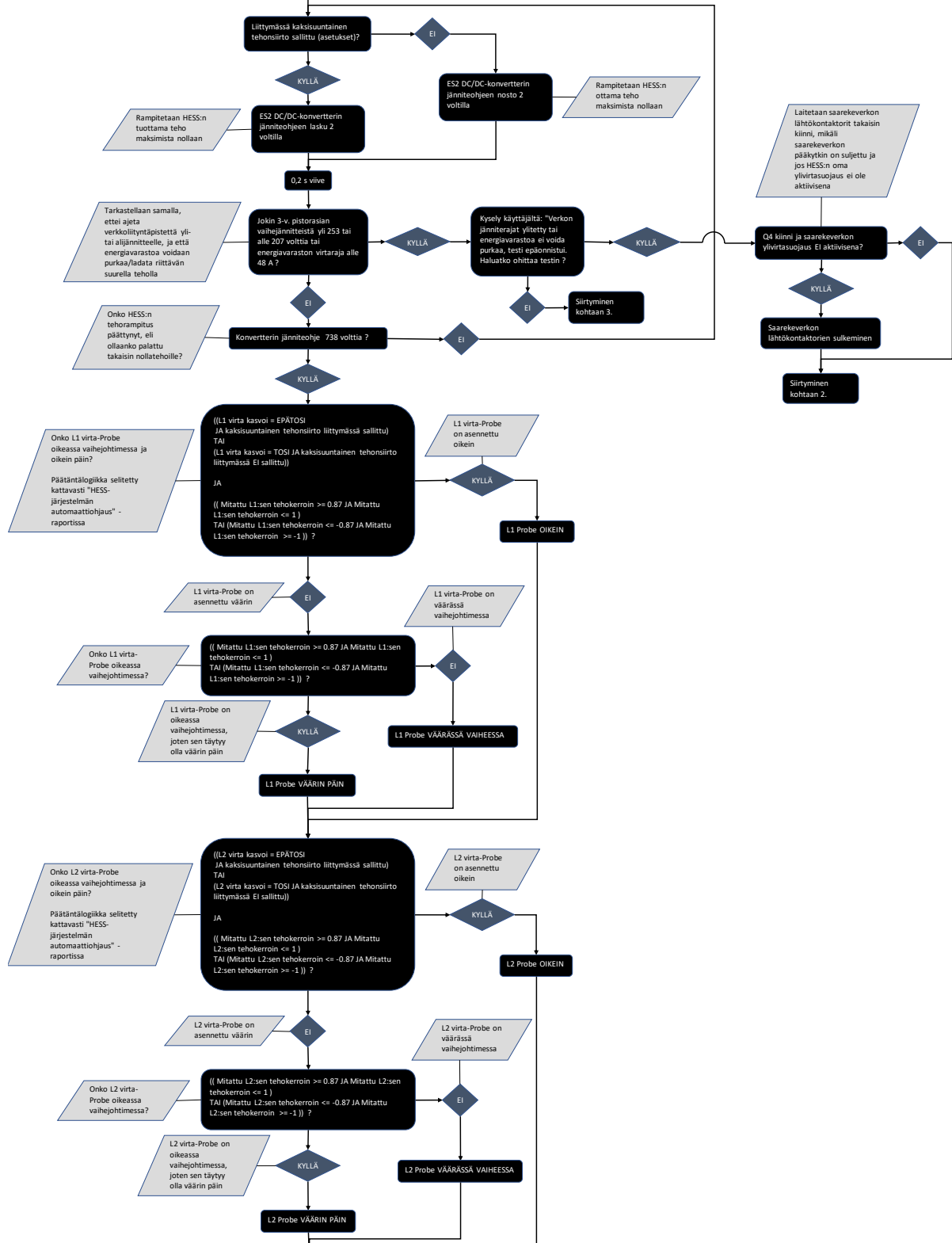
Liite 1. Probe-testi lohkokaavio

(1/3)



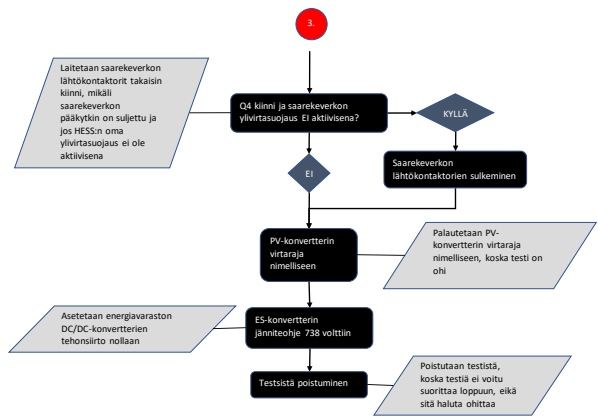
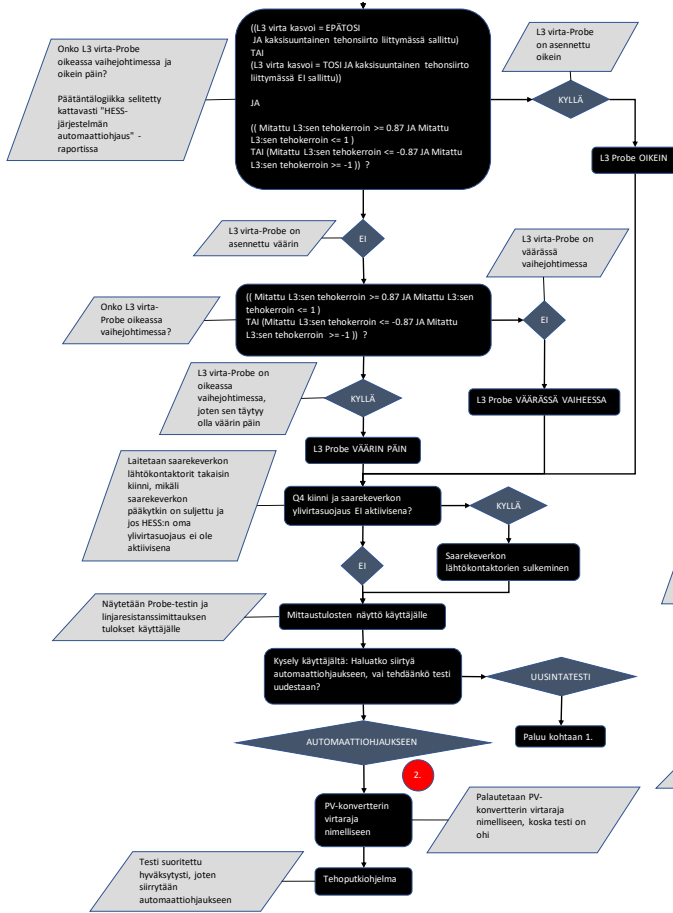
Seuraava sivu

Edelliseltä sivulta



Seuraava sivu

Edelliseltä sivulta



Liite 2. Tehoputkiohjelman lohkokaavio

