

# Älykkäät ohjaukset moderneissa energiajärjestelmissä

Hankkeen tekninen loppuraportti  
20.11.2023

Samuli Alanen  
Toni Markkula  
Aki Korpela



## SISÄLLYSLUETTELO

<b>1</b>	<b>Esipuhe ja johdanto</b>	<b>4</b>
1.1	Hybridiennergiajärjestelmän esittely	5
<b>2</b>	<b>Automaattiohjaus</b>	<b>8</b>
2.1	Toiminnan määrittely	8
<b>3</b>	<b>Liittymän päätötehon mittaus</b>	<b>15</b>
3.1	Virtamittaus	15
3.2	Jännitemittaus	21
<b>4</b>	<b>Probe-testin ja automaattiohjauksen mittaukset</b>	<b>27</b>
4.1	Virtojen etumerkitys	27
4.2	Liittymän tehokertoimen mittaus	30
4.3	Virta-antureiden napaisuuden tarkistus	31
4.4	Linjaresistanssin mittaus	31
4.5	Probe-testi kokonaisuudessaan	32
<b>5</b>	<b>Tehoputkiohjaus</b>	<b>36</b>
<b>6</b>	<b>Dynaaminen tehoputkiohjelma</b>	<b>42</b>
6.1	Tehoputken paikka ja korkeus	42
6.2	Liittymän keskiteho	47
6.3	Simulink-malli	50
6.3.1	Staattinen tehoputki	54
6.3.2	Tyypikulutusikäyrät	56
6.3.3	Lämpötilakorjaus	59
6.3.4	I-termi	63
6.3.5	Aurinkovoimala-korjaus	71
6.3.6	Vuosienergian korjaus	73
6.3.7	Tavoitetehon yhteenveto	76
6.4	SOC:n tavoitearvo	77
6.5	Energiavaraston balansointi tehoputkiohjelmassa	78
<b>7</b>	<b>Tehoputkiohjelman käyttäminen</b>	<b>82</b>
7.1	Staattinen tehoputki	82
7.2	Dynaaminen tehoputki	88
7.3	Mittausnäky	90
<b>8</b>	<b>Pörssisähköohjaus</b>	<b>94</b>

<b>9</b>	<b>Hankkeessa toteutetut demonstraatiot</b>	<b>99</b>
9.1	Sähköauton lataustehon kasvattaminen energiavaraston avulla	99
9.2	Heikon sähköverkon tukeminen	100
9.3	Vihreä varavoima	101
9.4	Energiavaraston mitoittaminen suuren kulutuksen kohteeseen	102
9.5	Teho-omavarainen omakotitalo	103
9.6	Muut testikäytöt	107
9.6.1	Varavoima verkon huoltotöiden aikana	107
9.6.2	Tukiaseman sähkösyöttö	108
9.6.3	Hybridiennergiajärjestelmän etäohjauksen kehittäminen	108
9.6.4	Tasasähkösyöttö DC-välipiiristä	109
9.6.5	Aurinkosähkösimulaattori	110
<b>10</b>	<b>Johtopäätökset</b>	<b>112</b>

## 1 ESIPUHE JA JOHDANTO

Tämän raportin tarkoituksena on toimia teknisenä loppuraporttina *Älykkäät ohjaukset moderneissa energijärjestelmissä* -hankkeelle. Hankkeen toimenpiteet rakentuvat pääosin älypohjaiseen tehojenhallintajärjestelmään, joka hankkeessa suunniteltiin ja toteutettiin ensin virtuaaliympäristöön ja sen jälkeen todelliseen hybridienergijärjestelmään. Raportti antaa kuvauksen hybridienergijärjestelmän automaattiohjauksen taustoista, toiminnasta ja ohjausperiaatteista. Hanke alkoi tammikuussa alussa 2021 ja päättyi elokuun lopussa 2023. Kyseessä on jatkohanke *Energian varastointiratkaisut osana uusiutuvan sähköenergian optimoitua käyttöä* -hankkeelle (*Enervera*), jossa suunniteltu ja toteutettu liikuteltava hybridienergijärjestelmä on toiminut jatkohankkeen teknisenä mahdollistajana.

Tiedossa on, että energiamurros, sääriippuva uusiutuva tuotanto ja laajamittainen yhteiskunnan sähköistyminen lisäävät älypohjaisten teho-ohjausten ja energiavarastojen hyödyntämisen tarvetta. Ylipäätään sähköenergijärjestelmään tarvitaan energiamurroksen myötä entistä enemmän joustoa. Uusiutuvien energialähteiden lisääminen sähköverkkoon on osa vihreää siirtymää ja hiilidioksidipäästöjen vähentämistä, mutta samalla aiempaa hankalampi ennustettavuus sekä verkon inertian väheneminen tuovat lisähaasteita sähköenergijärjestelmän luotettavalle toiminnalle. On kuitenkin muistettava, että laadukkaasti toimivan sähköenergijärjestelmän perusvaatimuksena on jatkuva tehotasapaino tuotannon ja kulutuksen välillä. Kulutuksen on siis joka hetki täsmäyttävä tuotannon kanssa, tai muussa tapauksessa verkon taajuus ja jännite alkavat poiketa normaaleista arvoistaan.

Tässä raportissa kutsutaan *moderneiksi sähkökäyttöiksi* sellaisia sähkönkäyttötilanteita, joissa sääriippuvalla uusiutuvalla energialla, energian varastoinnilla ja älypohjaisella teho-ohjauksella on keskeiset roolinsa. Pienessä mittakaavassa kyse voi olla kiinteistön energianhallinnasta, jossa esimerkiksi aurinkosähköjärjestelmän käyttöä optimoidaan joustavan kulutuksen ja energiavaraston avulla. Suuressa mittakaavassa kyse voi olla esimerkiksi MW-luokan tehoista sektori-integraation hyödyntämistilanteissa, joissa sähköverkko,



PIRKANMAA



kaukolämpöverkko ja vetyjärjestelmä tarjoavat joustoa toisilleen. Oleellista on, että modernit sähkökäytöt edellyttävät jatkuvaa sähkötehojen hallintaa. Tässä hankkeessa moderneja sähkökäyttöjä kehitetään ja demonstroidaan liikuteltavan hybridienergiajärjestelmän ja siihen toteutetun älypohjaisen tehonhallintajärjestelmän avulla.

## 1.1 Hybridienergiajärjestelmän esittely

Liikuteltava hybridienergiajärjestelmämme on rakennettu kahteen perävaunuun. Vauvuista suurempi on ns. teholinjavaunu (kuva 1), jonka monipuolinen tehoelektronikkalaitteisto mahdollistaa monet energiamurrokseen liittyvät modernit sähkökäytöt. Teholinjavaunu sisältää myös sähköajoneuvojen latausaseman. Pienempi vaunuista on ns. akkuvaunu, joka sisältää kapasiteetiltaan 100 kWh:n energiavaraston. Yhdessä vaunut muodostavat hybridienergiajärjestelmän, jonka suunnittelussa ja toteutuksessa on panostettu energiamurroksen moderneihin sähkökäyttöihin, joissa uusiutuvalla energialla ja energian varastoinnilla on tyypillisesti merkittävät roolinsa.

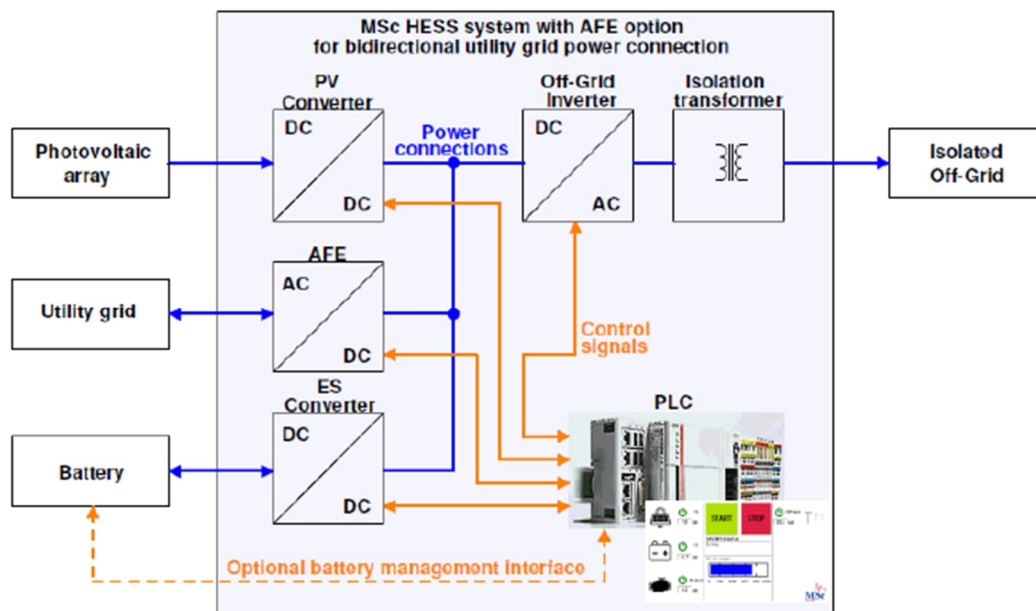
Hybridienergiajärjestelmän lähteeksi voidaan liittää aurinkovoimala, energiavarasto,



KUVA 1. Teholinjavaunun sisänäkymä.

verkkosyöttö tai periaatteessa mikä tahansa sähköenergiaa syöttävä lähde, kuten vaikkapa aggregaatti tai teholtaan sopiva tuulivoimala. Eri lähteiden avulla voidaan muodostaa erillinen saarekeverkko ja energiaa voidaan myös siirtää eri tulojen välillä. Hybridienergiajärjestelmän tehoelektroniikkalinja pohjautuu MSc Electronics Oy:n kaupalliseen HESS-järjestelmään, jota on modifioitu liikuteltavan hybridienergiajärjestelmän tarpeisiin. Laitteistoa ja sen PC-pohjaista ohjausjärjestelmää on kehitetty ja laajennettu hankkeen tarpeita varten. Kuva 2 esittää lohkoakaavion järjestelmän teholinjasta.

Aiemmin mainitun *Enervera*-hankkeen jäljiltä, *Älykkäät ohjaukset moderneissa energiajärjestelmissä* -hankkeen aluksi, järjestelmä toimi vielä täysin manuaalisesti. Käytännössä järjestelmän asetuksia täytyi muuttaa käsin kosketusnäytöltä, jotta eri käyttötilanteita saatiin aikaiseksi. Esimerkki käyttötilanteen muutoksesta on energiavaraston lataaminen aluksi aurinkovoimalalla ja verkkosyötöllä, minkä jälkeen siirrytään syöttämään vakioitehoa energiavarastosta ja aurinkovoimalasta takaisin syöttävään verkkoon. Voidaankin sanoa, että *Enervera*-hankkeessa suunniteltiin ja toteutettiin rauta, joka mahdollistaa jatkohankkeessa älykkäiden ohjausten toteuttamisen.



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

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

Teknisen loppuraportin kakkosluvussa tarkastellaan automaattiohjauksen toimintakriteereitä, ja luvussa 3 keskitytään sähköliittymän pätötehon mittaukseen. Luvussa 4 käsitellään tehonmittauksen kannalta tärkeitä teknisiä yksityiskohtia ja haasteita, jotka tehonmittauksen suunnittelussa ja toteutuksessa oli pystyttävä ratkaisemaan. Viitosluvussa esitellään tehoputkimallin periaate, ja luvussa 6 käydään tarkasti läpi dynaamisen tehoputkimallin ominaisuuksia. Luku 7 on omistettu tehoputkiohjelman käyttöohjeelle, ja luvussa 8 esitellään pörssisähkön ajan suhteen tapahtuvaan hintavaihteluun perustuvaa ohjausmallia. Raportin lopuksi luvussa 9 kerrataan hankkeen aikana toteutettuja yrityslähtöisiä demonstraatioita.

Liikuteltavan hybridienergiajärjestelmän automaattiohjauksen teknisistä ratkaisuksista julkaistiin vertaisarvioitu artikkeli *Smart Grids and Sustainable Energy* -lehdessä maaliskuussa 2023. Artikkelin nimi on *Mobile Hybrid Energy System for Modern Drives of Smart Energy Transition* (<https://doi.org/10.1007/s40866-023-00162-5>).

Hankkeen toiminnassa oli tavalla tai toisella mukana seuraavat yritykset: Caruna, Enermix (d), Enersense, Enico, Granlund, Ilmatar (d), Kasken tila (dx2), Kalmar, Lempäälän Energia, Merus Power, MSc Electronics, Plugit, Polar Night Energy ja Tammerfast. Kirjain 'd' on merkitty niiden yritysten perään, joiden kanssa toteutettiin virallisilla tuotosindikaattoreilla mitattava demonstraatio.

Hankkeen toimintaan osallistuivat myös seuraavat tahot: AF-Innova, Pro Agria ja Tampereen yliopisto.



## 2 AUTOMAATTIOHJAUS

### 2.1 Toiminnan määrittely

Järjestelmä voidaan liittää aurinkovoimalaan, energiavarastoon ja verkkosyöttöön, joista jälkimmäinen voi periaatteessa olla mihin tahansa energialähteeseen perustuva kolmivaiheinen sähköverkko. 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. Automaattiohjauksen tulisi mahdollistaa hybridienergiajärjestelmän itsenäinen ja älykäs toiminta perustuen käyttäjän antamiin alkusyötteisiin.

Tavoitteenamme on saada asiakkaan kulutus seuraamaan esimerkiksi verkonhallintajärjestelmän (DMS) tai jonkin muun ulkopuolisen ohjaimen antamaa teho-ohjetta. Tällöin asiakkaalle tulee joka hetki tehon tavoitearvo, johon liittymän 3-vaiheinen pätöteho tulisi saada. Lisäksi haluamme, että automaattiohjaus kykenee leikkaamaan jakeluverkkoa kuormittavia tehopiikkejä asiakkaan liittymästä. Tehopiikkejä esiintyy tyypillisesti kylminä talvipäivinä lämmityksen vuoksi tai esimerkiksi sähköauton pikalatauksen aikana. Jakeluverkon mitoituksen kannalta paras kuormitus on sellainen, jonka teho pysyy ajanhetkestä riippumatta samana. Nykyään myös sähkön 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 leikkaustilassa, eli automaattiohjauksen tulisi pitää liittymän teho määritellyssä *tehoputkessa*.

Jotta asiakkaan liittymän tehoa voitaisiin rajoittaa ja ohjailta, kolmivaiheista tehoa on mitattava jatkuvasti. Mittaus tulee olla helposti järjestettävissä, sillä se tulee osaksi liikuteltavaa hybridienergiajärjestelmää. Lisäksi tehon suuruuteen täytyy pystyä vaikuttamaan.

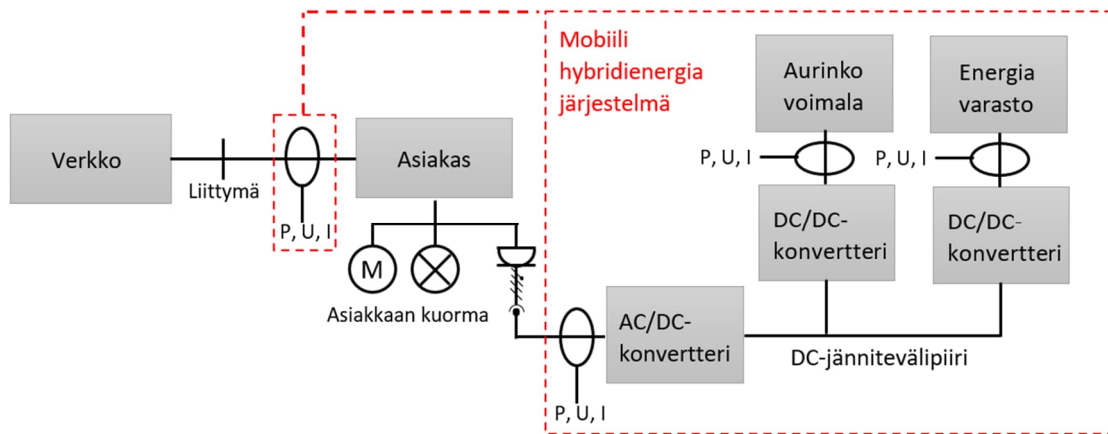


Järjestelmä liittyy olemassa olevaan verkkosyöttöön kiinni kolmivaihepistotulpalla. Näin ollen hybridienergiajärjestelmä on sähkötekniisesti asiakkaan sähköliittymän takana eli liittymän jälkeen kiinni kolmivaihepistorasiassa. Generaattorilaitteistojen liittäminen osaksi kiinteitä asennuksia pistotulpan avulla on standardin mukaan kiellettyä, mutta oletettavasti standardi perustaa päätöstään siihen, että pyörivissä generaattoreissa pistotulpan irrottaminen ei poista generaattorin lähtöjännitettä. Meidän järjestelmässämme verkkovaihtosuuntaaja (AFE) menee välittömästi jännitteettömäksi, jos pistotulppa irtoaa, joten asennus on turvallinen.

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. Teho jakautuu lähteille siten, että liittymän pätöteho saadaan pysymään alle sen hetkisen raja-arvon, jonka *tehoputki* määrittää. Tehoputkeen on siis annettu raja-arvot verkosta otettavan tehon minimille ja maksimille. Kuva 3 havainnollistaa automaattiohjauksen toteuttamista hybridienergiajärjestelmällä, kun järjestelmä liitetään osaksi asiakkaan verkkoa.

Kuvasta 3 nähdään, kuinka hybridienergiajärjestelmä on liitetty osaksi asiakkaan sähköverkkoa kolmivaihepistorasian kautta. Kuvasta nähdään myös hybridienergiajärjestelmän oma jälkiasennettava pätötehon mittaus, joka asennetaan asiakkaan sähköliittymään. Hybridienergiajärjestelmään kuuluvat osuudet on ympyröity kuvassa punaisella. Symbolit  $P$ ,  $U$  ja  $I$  tarkoittavat pätöteho-, jännite- ja virtamittausta.

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 vastaavasti laskea. Tätä jänniteohjetta ja asiakkaan liittymässä olevaa jälkiasennettavaa pätötehonmittausta hyödyntäen voidaan liittymän tehonsäätö toteuttaa.



KUVA 3. Havainnekuva hybridienergiajärjestelmän kytkemisestä osaksi asiakkaan sähköverkkoa.

Tällainen järjestely sallii asiakkaan liittymän tuennan, mutta myös lisäkuormituksen hybridienergiajärjestelmällä. Järjestelmän nopeasti asennettava liittymän tehonmittaus kertoo, kuinka suuri on asiakkaan 3-vaiheinen pätöteho. Tämän jälkeen hybridienergiajärjestelmä joko tukee tai kuormittaa asiakkaan verkkoa 3-vaihepistorasian kautta niin, että liittymän 3-vaiheinen pätöteho saadaan haluttuun arvoon. Tällöin tehoptken ala- ja yläraja asetetaan hyvin lähelle toisiaan.

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

Tehoptkiohjausta rajoittavat tekijät ovat prioriteettijärjestyksessään seuraavat.

1. Hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteen (3-vaihepistorasia) jännitteen on pysyttävä 10 %:n vaihteluvälin sisällä nimellisjännitteestä (nojaa EN50160-standardiin).
2. Asiakkaan sähköliittymän vaiheiden päävirrat rajoittuvat pääsulakekokoon.
2. Hybridienergiajärjestelmän virrat rajoittuvat kytkentään käytettävän 3-vaihepistorasian ylivirtasuojauksen nimellisvirtoihin.

2. Energiavaraston virta rajoittuu sen akunhallintajärjestelmän antamaan maksimilataus- ja -purkuvirtarajaan.
3. Liittymän 3-vaiheinen pätöteho säädetään asetetun maksimi- ja minimitehon välille.
4. Energiavaraston varausprosentti (SOC) pyritään pitämään välillä 50-60%.

Samalla prioriteettinumerolla olevat tekijät tarkoittavat niiden olevan ohjauksellisesti yhtä tärkeitä. Tärkein rajoittava tekijä on liityntäpisteen jännite. Minkään vaihejännitteen  $\pm 10\%$  raja-arvoa ei haluta ylittää liityntäpisteessä hetkeksikään, vaikka EN50160-standardi salliiikin hetkelliset ylitykset/alitukset. Koska liittymän jälkeisen verkon eli asiakkaan verkon impedanssi on yleisesti ottaen aina miltei täysin resistiivinen pienjänniteverkoissa, pystytään 3-vaihepistorasian vaihejännitteitä säätämään hybridienergiajärjestelmän syöttämällä pätöteholla. Hybridienergiajärjestelmän 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. Jännitejäykkyyden kaava pätöteholle on

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

jossa  $\frac{dU_{h\%}}{dP}$  on prosentuaalinen jännitteen muutos suhteessa pätötehon muutokseen,  $R$  takana olevan verkon resistanssi ja  $U_1$  jännite ennen verkon impedanssia. Vastaavasti jännitejäykkyyden kaava loisteholle on

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

jossa  $\frac{dU_{h\%}}{dQ}$  on prosentuaalinen jännitteen muutos suhteessa loistehon muutokseen,  $X$  takana olevan verkon reaktanssi ja  $U_1$  jännite ennen verkon impedanssia.

Tehoputkiohjausta rajoittavista tekijöistä prioriteettijärjestyksessä toisena ovat liittymän vaiheiden päävirrat suhteessa liittymän sulakekokoon, hybridienergiajärjestelmän liittämiseen käytetyn 3-vaihepistotulpan vaiheiden päävirrat suhteessa sitä suojaavan ylivirtasuojan nimellisvirtaan sekä energiavaraston virta suhteessa sen lataus- ja purkuvirtarajoihin. Eli kunhan 3-vaihepistorasian vaihejännitteet ovat sallittujen jänniterajojen sisällä, edellä mainittuja asioita aletaan tarkastella ja säätää. Yksikään liittymän vaiheiden päävirroista ei saa tehollisarvoltaan olla suurempi kuin liittymän sulakkeen nimellisvirta. Vastaavasti mikään 3-vaihepistorasian vaiheiden päävirroista ei saa olla tehollisarvoltaan suurempi kuin sitä suojaavan ylivirtasuojan nimellisvirta. Jos jokin virroista ylittää sulakkeen nimellisvirran, tulee hybridienergiajärjestelmän joko tukea tai lisäkuormittaa asiakkaan verkkoa päätötehoilla riippuen vaiheesta siirtyvän päätötehon suunnasta, ja tällä tavoin pienentää tarkasteltavan vaiheen päävirtaa.

Edellä mainitut periaatteet pätevät myös energiavarastolle. Jos energiavaraston lataus- tai purkuvirtaraja on ylittymässä, hybridienergiajärjestelmän syöttämää päätötehoa on joko vähennettävä tai lisättävä. Päätötehon muutokset vaikuttavat suoraan virtaan, koska päätöteho otetaan nimenomaan energiavarastosta ja mahdollisuuksien mukaan myös aurinkovoimalasta. Sulakkeiden nimellisvirtojen sisällä tulee pysyä, sillä jos ylitystä tapahtuu määrättyä pidemmän ajan, sulakkeet laukeavat, jolloin menetetään automaattisäätö tai syöttävä verkko kokonaan. Toisaalta myöskään energiavaraston virtarajoja ei haluta ylittää, jottei akusto vaurioidu. Energiavaraston virtarajat määritellään akunhallintajärjestelmässä (BMS). Akunhallintajärjestelmä tarkkailee energiavaraston akkukennojen tilaa ja antaa kennojen tilan perusteella suurimman sallitun lataus- ja purkuvirtarajan.

Kunhan prioriteettijärjestyksen ykkös- ja kakkostason ehdot toteutuvat, kolmanneksi tärkeimpänä tekijänä päästään säätämään liittymän päätötehoa niin, että se asettuu minimi- ja maksimirajan väliselle alueelle. Jos 3-vaihepistorasian vaihejännitteet ovat sallittujen jänniterajojen sisällä, eikä sulakkeiden nimellisvirtoja tai energiavaraston

virtarajoja ole ylitetty, aletaan liittymän tehoa tarkastella ja säätää. Tätä tehopotken toimintaa käydään myöhemmin kattavammin läpi.

Automaattiohjauksen alimman prioriteetin tekijänä on energiavaraston varausprosentti (SOC). Kunhan kaikki korkeamman prioriteetin ehdot täyttyvät, energiavaraston varausprosenttia aletaan säätää kohti 50-60 prosenttia. Tämä väli on asetettu tavoitteeksi, sillä se mahdollistaa energiavaraston tehokkaan hyödyntämisen tehopotkimallin tarpeisiin sekä purku- että lataustilanteissa. Varaustilan säätäminen perustuu DC/DC-konvertterin DC-välipiirijänniteohjeeseen, jota nostamalla tai laskemalla saadaan ladattua tai purettua energiavarastoa.

Myös hybridienergiajärjestelmän verkkoliitynnästä vastaavan AC/DC-konvertterin (AFE kuvassa 2) ohjaaminen perustuu DC-välipiirin jänniteohjeeseen. Hybridienergiajärjestelmän yhteisestä DC-välipiiristä siirtyy sähköenergiaa verkkoon AFE:n kautta, mikäli välipiirin jännite on suurempi kuin AFE:n DC-välipiirijänniteohje. AFE noudattaa tiukasti jänniteohjettaan aina virtarajaansa asti, eli sen täytyy yrittää purkaa välipiirijännitettä verkkoon, jotta se saisi välipiirijännitteen haluamaansa ohjearvoon. Jos virtaraja kuitenkin tulee vastaan, ei AFE saa muodostettua jänniteohjeensa mukaista jännitettä välipiiriin.

AFE:n DC-välipiirijänniteohje on aina 732 volttia, joten DC-välipiirin 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 vain energiavaraston DC/DC-konvertteri osallistuu aktiivisesti asiakkaan liittymän pätötehon säätöön.

Kun sähköverkon ja asiakkaan verkon välillä liikkuu pätötehoa kolmivaihepistorasian ja AFE:n kautta, kaikkien vaiheiden pätöteho on aina yhtä suuri. Vaiheiden välillä ei siis voi olla pätötehoeroa. Hybridienergiajärjestelmän nykyinen konfiguraatio ei mahdollista loistehon säätöä, joten AFE:n kautta voidaan säätää vain pätötehoa.

Asiakkaan liittymän eri vaiheissa voi olla kuitenkin keskenään erisuuruiset 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.

### 3 LIITYMÄN PÄTÖTEHON MITTAUS

Tässä luvussa paneudutaan tarkemmin automaattiohjaukseen liittyviin mittauksiin. Liittymän päätötehon mittaukseen tarvitaan virta- ja jännitemittaus, jotka molemmat tuovat jälkiasennusvaatimuksen myötä haasteita.

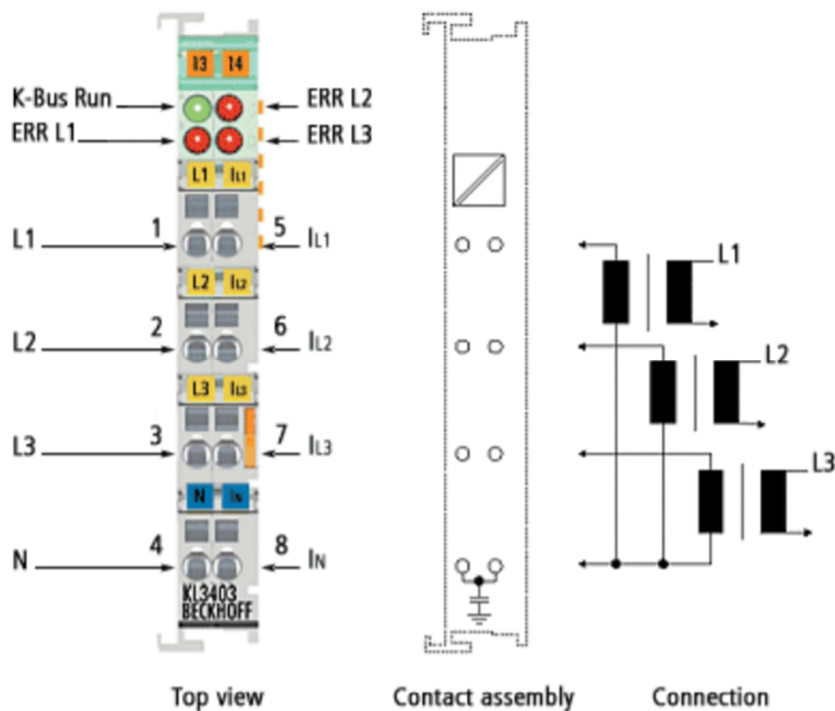
#### 3.1 Virtamittaus

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

Hybridiennergiajärjestelmässä on käytössä Beckhoff CX9020 -sulautettu tietokone, joka ohjaa ja mittaa hybridiennergiajärjestelmän eri laitteita. 3-vaihejärjestelmien mittaukseen tietokone tukee ainakin EL3403- ja KL3403-tehonmittauskortteja. KL3403-kortti valittiin tähän ominaisuuteen lähinnä halvemman hintansa vuoksi.

Usein sähkövoimatekniikan mittauksissa tarvitaan mittamuuntimia, sillä mittalaitteet eivät läheskään aina kestä sellaisenaan suuria jännitteitä ja virtoja. Tässä tapauksessa jännitemittaus voitiin suorittaa suoraan sellaisenaan mittauskortille, mutta virtamittaukseen tarvittiin mittamuuntimet. Virtamittaus toteutettiin 1 A -virtamuuntajilla, joka muuntaa mitattavan virran yhden ampeerin suuruusluokkaan. Tehonmittauskortti ja sen kytkennät on esitetty kuvassa 4. KL3403-tehonmittauskortti pystyy antamaan mittautietona ulos virtojen ja jännitteiden tehollisarvot, päätötehon, tehokertoimen ja näennäistehon kustakin vaiheesta.

Virtamittausantureiksi valittiin jälkiasennettavuuden helpottamiseksi Phoenix Contact:n PACT RCP-4000A-1A-D95 Rogowskin kelat, jotka on esitetty kuvassa 5. Virta-anturin ulostulo on oman mittamuuntimensa ansiosta suoraan



KUVA 4. KL3403-tehonmittauskortti.



KUVA 5. Valittu virtamittausanturi.

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 päätetehomittauksesta oikeita tuloksia, täytyy meidän mitata kunkin vaihejännitteen kanssa vastaavan vaihejohtimen virtaa ja oikeinpäin. 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. Asennettaessa vaiheet saattavat mennä helposti ristiin, ja käyttöönottotarkastuksessa tämä ei käy ilmi, jos kiertosuunta säilyy oikeana. Esimerkiksi taulukon 1 mukainen vaihto on hyvin yleinen asiakkaan sisäisessä sähköverkossa:

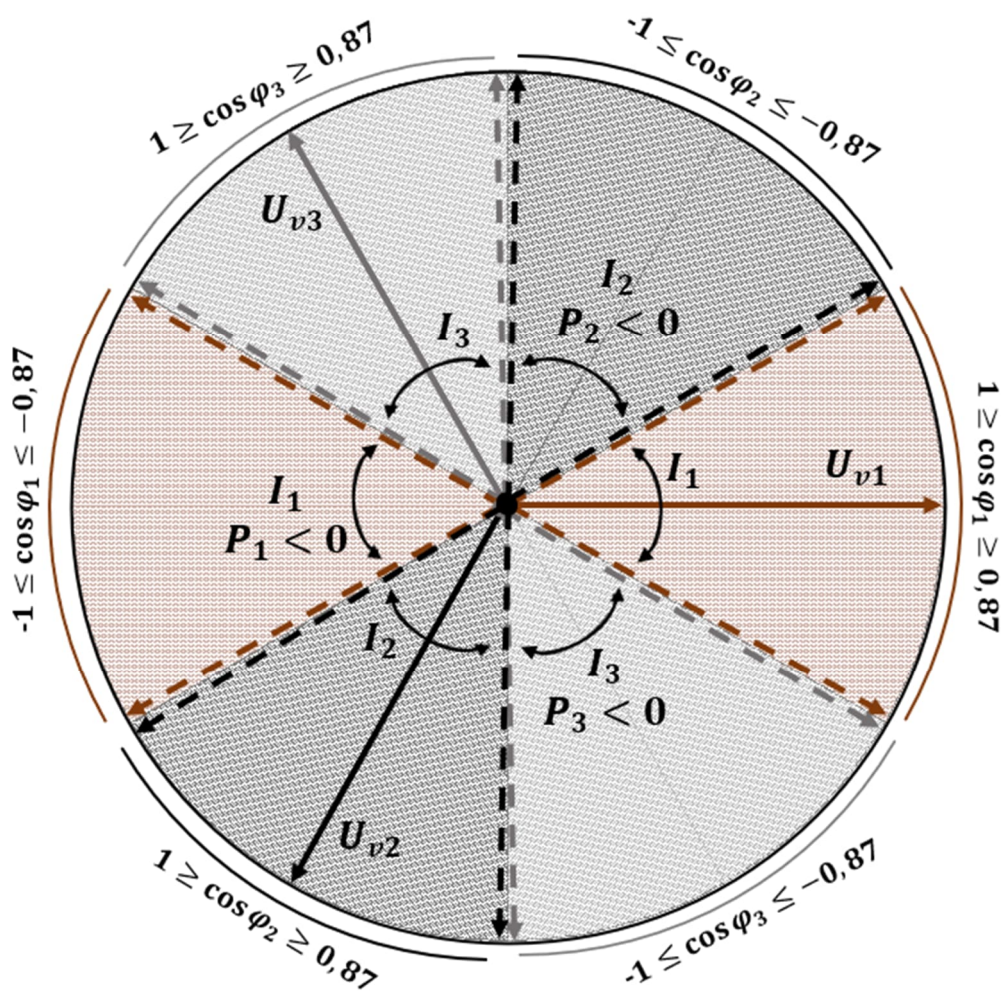
TAULUKKO 1. Vaiheiden paikkojen vaihto

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. Tällöin pätötehon mittaus ei pidä paikkaansa, koska vaiheiden L1 ja L3 välillä on 120 asteen vaihesiirto. Lisäksi on tietenkin mahdollista, että hybridienergiajärjestelmän käyttäjä asentaa virtasensorit vahingossa väärinpäin, ja myös tämä olisi 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 tehokertoimille asettaa tietty raja, jotta väärään vaiheeseen kytketyminen voidaan selvästi tunnistaa. Kuvassa 6 on esitetty osoitinpiirros, jossa näkyy liittymän jokaisen vaiheen vaihejännite symmetrisessä tilanteessa ja vaihejännitettä vastaavan päävirran sallittu vaihekulman vaihteluväli. Kuvassa 6 on esitetty myös näillä vaihekulmarajoilla saadut tehokertoimien vaihteluvälit kullekin vaiheelle.

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,



KUVA 6. Osoitinpiirros probe-testauksen havainnollistamiseen.

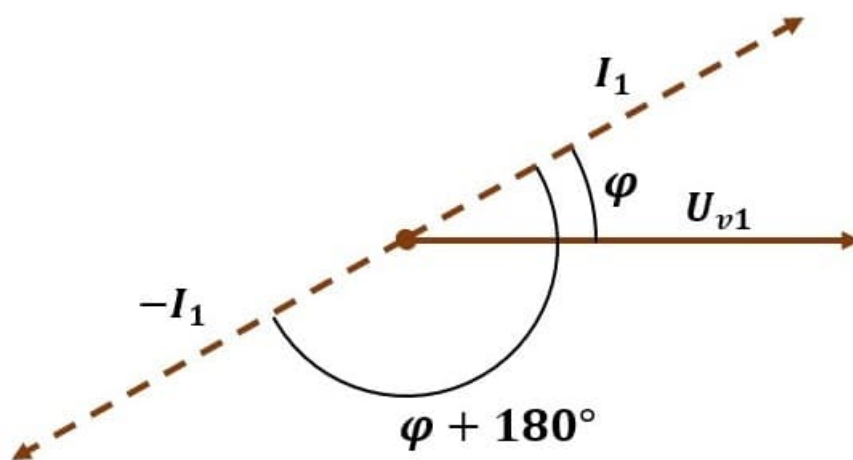
$\cos \varphi_1$  vaiheen L1 tehokerroin,  $\cos \varphi_2$  vaiheen L2 tehokerroin,  $\cos \varphi_3$  vaiheen L3 tehokerroin,  $P_1$  vaiheen L1 pätöteho,  $P_2$  vaiheen L2 pätöteho ja  $P_3$  vaiheen L3 pätöteho.

Osoitinpiirroksessa on huomioitu kaksisuuntainen tehonsiirto, eli pätöteho voi virrata joko verkosta liittymään ja 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. Tavallisten kuluttajien tehokerroin liikkuu yleisesti välillä  $1 \geq \cos \varphi \geq 0,95$  tai  $-1 \leq \cos \varphi \leq -0,95$ . Teollisuudessa tehokerroin liikkuu vastaavasti välillä  $1 \geq \cos \varphi \geq 0,9$  tai  $-1 \leq \cos \varphi \leq -0,9$ . Probe-testiin valittu tehokerroinalue helpottaa testausta siten, että mikäli testauksessa mitataan alueesta poikkeava tehokerroin, tiedetään kyseisen virta-

anturin olevan väärässä johtimessa. Kuten kuvasta 6 nähdään, vaiheiden päävirrat eivät voi koskaan 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 yhtä tai miinus yhtä hybridiennergiajärjestelmän avulla, jolloin saamme hyvin suurella todennäköisyydellä aina luotettavan tuloksen jokaisen virta-anturin oikeasta asennuksesta. Vain kohteen merkittävä loisteho voi toimia rajoituksena probe-testauksen toiminnalle. Jos asiakkaan loistehon itseisarvo ylittää 11 kVAr, tehokertoimesta tulee niin alhainen, ettei probe-testaus anna luotettavaa tulosta.

Pelkästään tämä logiikka ei kuitenkaan vielä tunnista sitä tilannetta, jossa virta-anturit ovat oikeissa vaihejohtimissa, mutta ne asennetaan väärinpäin. Antureihin on merkitty nuolella sovittu virran suunta, ja tässä tapauksessa nuolen täytyy osoittaa verkosta kohti liittymää jokaisessa vaiheessa. Tähänkin löytyy kuitenkin ratkaisu. Jos oletetaan, että jokainen virta-anturi on oikeassa vaiheessa kiinni mutta väärinpäin, vaihtaa tällä asetelmalla mitattu pätöteho merkkiään joka vaiheessa. Tämä voidaan nähdä paremmin kuvasta 7, jossa on esitetty vaiheen L1 osoitinpiirros.

Kuvassa 7 positiivinen päävirta viittaa oikeasuuntaiseen virta-anturiin, ja vastaavasti negatiivinen päävirta viittaa virheelliseen virta-anturin suuntaan. Koska kulma  $\varphi$  esittää vaihejännitteen ja päävirran välistä vaihe-eroa, huomataan sen muuttuvan  $180^\circ$



KUVA 7. Vaiheen L1 osoitinpiirros.

astetta virta-anturin kääntämisen seurauksena. Seuraavassa näytetään, miten tämän tiedon perusteella voidaan päätellä virta-anturin virheellinen kytkentäsuunta.

Vaihtosähkön pätöteho saadaan laskettua kaavasta

$$P = (U_v \cdot I) \cos \varphi. \quad (3)$$

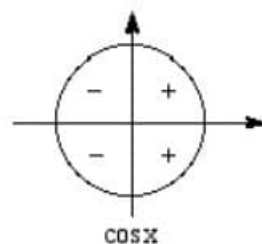
Kun pätöteho lasketaan kuvan 7 positiiviselle päävirralle, jossa virta-anturi on kytketty oikeinpäin, saadaan

$$P = (U_{v1} I_1) \cdot \cos \varphi.$$

Vastaavasti väärinpäin kytketyn virta-anturin tapauksessa pätöteho on

$$P = (U_{v1} I_1) \cdot \cos(\varphi + 180^\circ).$$

Kun nyt katsotaan kosinin merkkiympyrää kuvassa 8, nähdään, että kosinin etumerkki väistämättä muuttuu, kun mihin tahansa kulmaan lisätään 180 astetta. Näin ollen virta-anturin kääntymisen aiheuttaa pätötehon etumerkin vaihtumisen. Tätä ominaisuutta hyödynnämme anturin napaisuuden tarkistuksessa. Voimme syöttää hybridienergiajärjestelmällä 3-vaihepistorasian kautta pätötehoa asiakkaan verkkoon, jolloin tiedämme, että asiakkaan liittymän jokaisen vaiheen pätötehon kuuluisi pienentyä, koska osa pätötehosta tulee nyt hybridienergiajärjestelmästä. Tällöin siis verkosta otettava pätöteho pienenee. Mikäli kuitenkin pätöteho jossain vaihejohtimessa kasvaa, tiedämme kyseisessä johtimessa olevan virta-anturin olevan väärinpäin. Tämä voidaan todeta myös edellä lasketuista tuloksista, sillä väärinpäin



KUVA 8. Kosinin etumerkkiympyrä.

asennettu virta-anturi antaa pätötehoksi aina vastaluvun oikeinpäin asennettuun tilanteeseen verrattuna. Jos oikeinpäin asennetulla anturilla mitattu pätöteho pienenee, väärinpäin asennetulla anturilla pätöteho kasvaa.

### 3.2 Jännitemittaus

Liittymän vaihejännitteiden mittaus on toteutuksena virtamittausta haasteellisempi. Ongelma muodostuu galvaanisen yhteyden vaatimuksesta. Virta pystytään mittaamaan luotettavasti magneettikenttämittauksena ilman galvaanista yhteyttä itse johtimeen, mutta jännitemittauksessa on päästävä kiinni johtimen sähköä johtaviin osiin. Ja jotta jännitemittaus on kätevä toteuttaa, mittapäiden tulee olla helposti jälkiasennettavia.

Hybridienergiajärjestelmä liitetään asiakkaan verkkoon 3-vaihepistorasian kautta. Tälle verkkosyötölle hybridienergiajärjestelmässä on jo olemassa jännitteen, virran ja tehon mittaukset, joten tässä pisteessä mainitut suureet saadaan kyllä mitattua. Mutta kuten kuvan 3 perusteella voidaan havaita, kolmivaihepistorasiasta mitatut vaihejännitteet eivät välttämättä ole yhtä suuret kuin asiakkaan liittymispisteessä sähköverkkoon. Mahdollinen jännitteenalenema johtuu asiakkaan omasta verkosta. Oman verkon voidaan kuitenkin hyvällä tarkkuudella olettaa olevan puhtaasti resistiivinen, ja siksi vaihejännitteissä ei ole vaihe-eroa asiakkaan liittymispisteeseen ja hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteeseen välillä. Täten mahdolliset jännite-erot koskevat vain tehollisarvoja.

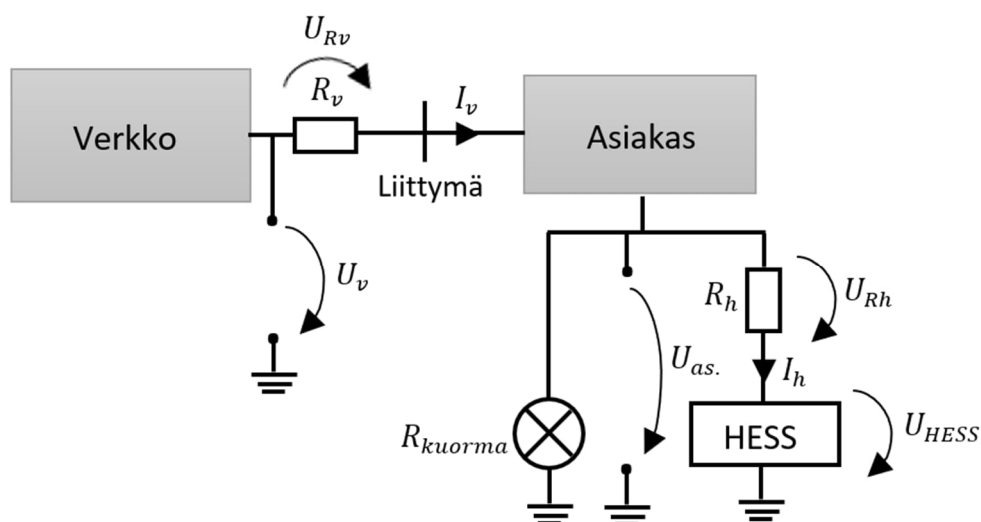
Jännitemittaus on siis olemassa, mutta sen arvoihin ei voida suoraan luottaa. Hybridienergiajärjestelmän verkkosyötön virran ja jännitteen mittausta hyödyntäen liittymän jännite voidaan kuitenkin laskea varsin tarkasti. Tämä perustuu hybridienergiajärjestelmän ominaisuuteen, joka mahdollistaa pätötehokuormitustestin tekemisen syöttävälle verkolle. Tämän testin perusteella saadaan selville jännitteiden käyttäytyminen pätötehon muuttuessa, ja samalla tulokseksi saadaan syöttöyhteyden resistanssi, jota voidaan edelleen hyödyntää jännitteenaleneman analysoinnissa. Kun vaihejännitteiden alenemat tiedetään, ne pystytään summaamaan

hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteestä mitattuihin jännitteisiin, ja lopputuloksena saadaan varsin tarkka arvio asiakkaan sähköliittymän vaihejännitteistä. Pätötehokuormitustesti perustuu kaavan yksi periaatteeseen, eli vain pätöteho aiheuttaa merkittävän jännitteenaleneman syöttöresistanssissa. Loistehoa ja sen aiheuttamaa jännitteenalenemaa syöttöreaktanssissa ei ole tarvetta huomioida, sillä se on pienjänniteasiakkaan verkossa tyypillisesti mitättömän pieni.

Kuva 9 esittää periaatteellisen yksivaiheisen sijaiskytkennän verkon ja hybridienergiajärjestelmän väliselle verkko-osuudelle. Kuvassa  $U_v$  on verkon vaihejännite ennen verkon ekvivalenttista resistanssia,  $R_v$  verkon resistanssi ennen asiakkaan liittymää,  $U_{Rv}$  jännitehäviö verkon ekvivalenttisessa resistanssissa,  $I_v$  asiakkaan liittymän päävirta,  $U_{as.}$  asiakkaan liittymän vaihejännite,  $R_h$  ryhmäjohdon resistanssi liittymän ja hybridienergiajärjestelmän välillä,  $U_{Rh}$  jännitehäviö asiakkaan liittymän ja hybridienergiajärjestelmän välillä,  $I_h$  hybridienergiajärjestelmän ottama päävirta ja  $U_{HESS}$  hybridienergiajärjestelmän saama vaihejännite.

Kuvan 9 jännitteistä  $U_{HESS}$  on se, joka saadaan mitattua, kun hybridienergiajärjestelmällä kytkeydytään asiakkaan kolmivaihepistorasiaan, ja vastaavasti  $U_{as.}$  on asiakkaan liittymän jännite, jonka luotettava arvo tarvitaan tehoputkimallin toimintaan.

Kuten kuvasta 9 nähdään, liittymän jännite  $U_{as.}$  voidaan esittää muodossa



KUVA 9. Verkon yksivaiheinen sijaiskytkentä.

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

Kuten edellä jo mainittiin,  $U_{HESS}$  saadaan mitattua, ja jännite  $U_{Rh}$  voidaan laskea kaavalla

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

jossa  $\varphi$  on vaihe-ero jännitteen  $U_{HESS}$  ja virran  $I_h$  välillä ja  $X$  ryhmäjohton reaktanssi liittymän ja hybridienergiajärjestelmän välillä. Kaavan (5) termiä  $I_h \cdot X \cdot \sin \varphi$  ei tarvitse kuitenkaan huomioida, sillä pienitehoisten pienjänniteverkkojen reaktanssi on yleisesti ottaen mitättömän pieni. Täten kaava (5) saadaan muotoon

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

Virta  $I_h$  saadaan ratkaistua, sillä hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteen mittausten seurauksena vaihekohtainen näennäisteho  $S_h$  tunnetaan. Sen avulla virta  $I_h$  voidaan lausua muodossa

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

Kaava (6) saadaan nyt kirjoitettua muotoon

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

Koska vaihekohtainen pätöteho voidaan lausua vaihekohtaisen näennäistehon avulla muodossa  $P_h = S_h \cdot \cos \varphi$ , kaava (8) saadaan kirjoitettua muodossa

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

Vaihekohtainen pätöteho saadaan selville hybridienergiajärjestelmän mittauksista, joten resistanssi  $R_h$  on kaavan (9) ainoa tuntematon muuttuja. Kuvan 9 perusteella kuitenkin huomataan, että kuormittamattomassa tilanteessa hybridienergiajärjestelmän näkemä resistanssi  $R_{kok}$  muodostuu  $R_h$ :n ja  $R_v$ :n sarjaankytkennästä. Täten  $R_h$  saadaan laskettua kaavalla

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

Hybridienergiajärjestelmän ominaisuudet mahdollistavat kaavassa (10) olevan kokonaisresistanssin mittaamisen, sillä järjestelmällä saadaan tehtyä syöttävän verkon kuormitustesti. Tästä kerrotaan lisää hieman myöhemmin. Toinen kaavan (10) resistansseista,  $R_v$ , saadaan yleensä välillisesti liittymän haltijalta liittymän pienimmän oikosulkuvirran muodossa. Liittymän pienimmän oikosulkuvirran  $I_{kmin}$  ja verkon resistanssin välinen yhteys saadaan likimain kaavasta

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

Kaava (11) perustuu Ohmin lakiin sillä oletuksella, että verkon impedanssi koostuu pienitehoisissa pienjänniteverkoissa lähes täysin resistiivisistä komponenteista. Tämä oletus pitää yleensä varsin hyvin paikkansa. Jos oikosulkuvirtaa ei saada asiakkaalta, voidaan se myös mitata liittymää lähimmästä pistorasiasta, jolloin saadaan riittävän tarkka tieto liittymän oikosulkuvirrasta.

Alkuperäisenä tavoitteena oli saada selville asiakkaan liittymän jännite  $U_{as}$ . Kun kaava (4) kirjoitetaan uudelleen kaavoja (5)-(11) hyödyntäen, saadaan

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

Kaavan (12) kaikki muuttujat pystytään mittaamaan hybridienergiajärjestelmän omilla mittauksilla, lukuun ottamatta oikosulkuvirtaa  $I_{kmin}$ . Oikosulkuvirta voidaan kuitenkin



tarvittaessa mitata asennustesterillä ennen järjestelmän ylösajoa, ellei kyseistä muuttujaa saada liittymän haltijalta.

Kaavassa (12) esiintyvä  $R_{kok}$  saadaan mitattua hybridienergiajärjestelmän kuormitustestillä, jossa mitataan hybridienergiajärjestelmän lisäkuormituksen aiheuttama jännitteenalenema syöttävässä verkossa. Kun kaavassa (9) vaihdetaan muuttujan  $R_h$  tilalle muuttuja  $R_{kok}$ , ja vastaavasti muuttujan  $U_{Rh}$  paikalle vaihdetaan muuttuja  $U_{h\ kok}$ , saadaan jännitteenaleneman kaava muotoon, josta vastaukseksi tulee syöttävän verkon kokonaisjännitteenalenema kuormitustestissä:

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

Kun vielä kaavasta (13) ratkaistaan muuttuja  $R_{kok}$  ja tehdään sijoitukset  $U_{h\ kok} = U_{idle} - U_{load}$ ,  $P_h = P_{load}$  ja  $U_{HESS} = U_{load}$ , saadaan

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

Kaavassa (14)  $U_{load}$  on hybridienergiajärjestelmän 3-vaihepistorasiasta mitattu vaihejännite kuormitustestin kuormitushetkellä,  $U_{idle}$  sama vaihejännite ennen kuormitushetkeä ja  $P_{load}$  hybridienergiajärjestelmän vaihekohtainen pätöteho kuormitushetkellä.

Muu kuormitus ei tässä tapauksessa vaikuta laskentaan, sillä jännitteenaleneman kasvaminen virran reaalikomponenttiin kasvaessa on lineaarista. Riittää, että tiedämme, paljonko hybridienergiajärjestelmä ottaa pätötehoa vastaavaa virtaa kutakin vaihetta kohti, ja kuinka suuren lisäjännitteenaleneman tämä aiheuttaa syöttävässä verkossa.

Nyt liittymän jännitteen laskentakaava saadaan lopulliseen muotoonsa:

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

Kaavan 15 hyöty on siinä, että voimme laskea liittymän jännitteen melko tarkasti mittaamalla jännitteen siitä liittymän jälkeisestä 3-vaihepistorasiasta, johon hybridienergiajärjestelmä on liitetty. Tällöin erillistä liittymäjännitteen mittausta ei tarvitse asentaa, mikä merkittävästi yksinkertaistaa järjestelmän hyödyntämistä.

Mikäli verkon impedanssi ennen asiakkaan liittymää saadaan impedanssimuodossa oikosulkuvirran sijaan, voidaan kaava 15 esittää muodossa

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

## 4 PROBE-TESTIN JA AUTOMAATTIOHJAUKSEN MITTAUKSET

Tässä luvussa esitellään muutama automaattiohjaukseen liittyvä tekninen yksityiskohta, jotka ovat tärkeitä käytännön toiminnan kannalta.

### 4.1 Virtojen ja tehojen etumerkitys

Tehoputkiohjaus edellyttää, että sähköliittymän, 3-vaihepistorasian ja energiavaraston virtoja, ja siten myös tehoja, pystytään säätämään. Siksi järjestelmän virrat ja erityisesti niiden suunnat suhteessa hybridienergiajärjestelmän syöttämään pätötehoon on oltava joka hetki tiedossa. Virtojen etumerkityksessä lähdettiin liikkeelle siitä, että energiavaraston purkuvirta on etumerkiltään positiivista ja latausvirta negatiivista. Täten purkuvirran (+) kasvattaminen nostaa hybridienergiajärjestelmästä verkkoon lähtevää pätötehoa. Vastaavasti latausvirran (-) kasvattaminen nostaa hybridienergiajärjestelmän verkosta ottamaa pätötehoa. Energiavaraston tehon etumerkki määräytyy samalla periaatteella, eli purkuteho on positiivista ja latausteho negatiivista.

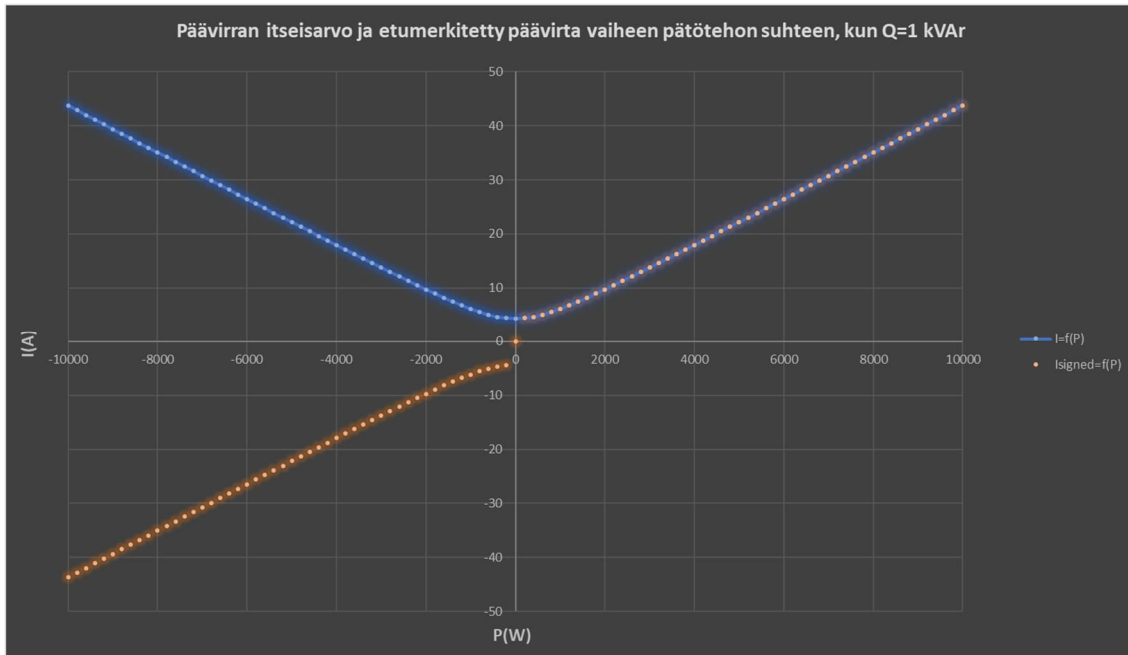
Kun hybridienergiajärjestelmästä syötetään kuvan 2 mukaisesti tehoa kohti sähköverkkoa AFE:n kautta, lähtevä pätöteho on merkiltään negatiivista. Vastaavasti verkosta AFE:n kautta hybridienergiajärjestelmään otettu pätöteho on positiivista. Sama periaate pätee asiakkaan liittymässä, eli liittymästä verkkoon lähtevä pätöteho on merkiltään negatiivista ja liittymän ottama pätöteho 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 tehollisarvoina ilman etumerkkiä. Jotta tehonsäätö helpottuu, annamme virralle kuitenkin etumerkin vaiheessa siirtyvän pätötehon suunnan perusteella. Jos vaiheen pätöteho on positiivinen, on myös päävirran etumerkki positiivinen. Jos taas pätöteho on negatiivinen, on myös virta negatiivinen. Virran etumerkitys pätötehon perusteella

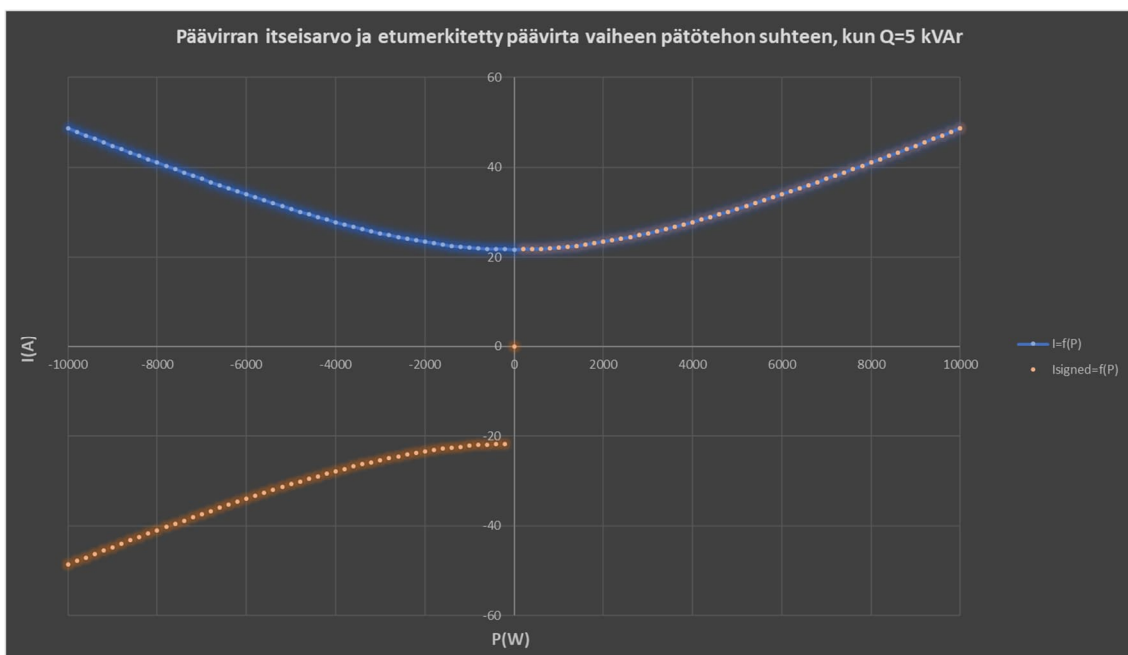
helpottaa oleellisesti automaattiohjauksen tekemää säätöä, koska automaattiohjaus säätää jokaista suuretta pelkästään pätötehon avulla. Tällöin on hyvä, että ohjattavalla suurella on suuruus ja etumerkki, jotta tiedetään, täytyykö pätötehoa kasvattaa vai pienentää, jotta suure saadaan tavoiteltavien raja-arvojen sisään. Pelkkää virran tehollisarvoa ei olisi kovinkaan mielekästä säätää, koska pelkästään sen avulla ei voida tietää, vaikuttaako pätötehon muutos virran tehollisarvoon nostavasti vai laskevasti. Lisäksi on huomattava, että mittamoduulin antama päävirran tehollisarvo ei käyttäydy lineaarisesti pätötehon muuttuessa, koska myös loisteho vaikuttaa virran suuruuteen. Loistehoa emme kuitenkaan pysty hybridiennergiajärjestelmällä säätämään. Kuvaajat 1 ja 2 esittävät pätötehon ja virran keskinäiset riippuvuudet kahdella erisuurella loistehon arvolla. Koordinaatistojen ensimmäisissä ja toisissa neljänneksissä on esitetty virran tehollisarvon käyttäytyminen pätötehon funktiona, ja koordinaatiston kolmas neljännes esittää etumerkitettyä virtaa. Kun pätöteho on negatiivinen, myös virran etumerkki on muutettu miinukseksi.

Kuvaajista nähdään, että loistehon kasvaessa virran tehollisarvon riippuvuus pätötehosta muuttuu entistä epälineaariseksi. Kuvaajista voidaan todeta myös se, että etumerkitetyn virran riippuvuus pätötehosta on monotonista. Täten päävirran ja pätötehon riippuvuus on saatu sellaiseksi, että pystymme päättelemään pätötehon muutosten seuraukset päävirtaan. Epälineaarinen riippuvuus pätötehon ja etumerkitetyn päävirran välillä ei haittaa säätöä.

Virran säädön kannalta erikoisin tilanne kohdataan, kun pätöteho vaihtaa suuntaansa, jolloin virran etumerkki vaihtuu äkillisesti. Jos ajatellaan tilanne, jossa pelkän loistehon aiheuttama päävirran tehollisarvo on tavoiteltavaa virtarajaa suurempi, virtaa ei tällöin ole mahdollista saada rajojen sisälle pelkkää pätötehoa säätämällä. 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 merkkisenä, jolloin säätölogiikka päätyy kasvattamaan pätötehoa. Sama toiminta toistuu, eli pätötehoa jälleen pienennetään, mutta virtaa ei edelleenkään onnistuta saamaan alle rajojen. Pätöteho vaihtelee tässä



KUVAAJA 1. Vaiheen päävirta pätötehon suhteen, kun loisteho on 1 kVar.



KUVAAJA 2. Vaiheen päävirta pätötehon suhteen, kun loisteho on 5 kVar.

tilanteessa nollan molemmin puolin, mikä onkin toivottavaa, koska emme voi säädöllä vaikuttaa loistehon aiheuttamaan virtakomponenttiin. Toiminta on siis erikoisuudestaan huolimatta toivotunlaista. Tätä samaa tekniikkaa käytetään sekä AFE:n että liittymän päävirroille, jotta tiedetään pätötehon ja päävirtojen riippuvuus.

## 4.2 Liittymän tehokertoimen mittaus

AFE:n ja sähköverkon välissä on LCL-suodin, jonka tarkoituksena on suodattaa harmonisia yliaaltoja verkkoon syötettävästä sähköenergiasta. Jos AFE on käynnissä, mutta sen kautta ei kulje pätötehoa lainkaan, sen ottamassa virrassa on 100-prosenttinen kokonaisharmoninen särö (THD, total harmonic distortion). Särö aiheuttaa sen, ettei KL3403-tehonmittausmoduuli pysty määrittämään tehokertoimelle tai pätöteholle etumerkkiä. Tilanne kuitenkin muuttuu oleellisesti, kun AFE:lla siirretään suuri pätöteho. Kokonaisharmonisen särön pienentyessä tehonmittausmoduulit toimivat jälleen normaalisti.

Probe-testauksessa halutaan mitata asiakkaan vaiheiden tehokertoimet kustakin vaiheesta, jotta väärään vaiheeseen kytkeytyminen voidaan tunnistaa. Tunnistaminen ei kuitenkaan onnistu, jos AFE ei siirrä pätötehoa, sillä tällöin liian suuri virran särö aiheuttaa tehonmittausmoduulin toimimattomuuden. Toisaalta sekin on mahdollista, ettei asiakkaalla ole lainkaan omaa kuormitusta liittymän jälkeen. Tällöin tehokertoimien mittaaminen on muutoinkin hankalaa, koska sitä ei pystytä virrattomasta johtimesta määrittämään. Lisäksi on muistettava, että testaus antaa virheellisen tuloksen, jos tehokertoimen arvo putoaa pienemmäksi kuin 0.87.

Jos asiakkaan pätötehuorma on pieni, AFE:n suuri säröteho saattaa hyvinkin pudottaa asiakkaan tehokertoimen 0.87:n alapuolelle. Ja tällöin testi siis antaisi virheellisen tuloksen. Ongelmasta päästään eroon, kun kuormitamme asiakkaan verkkoa hybridienergiajärjestelmällä hetkellisesti suurella teholla (n. 20 kW). Tämän seurauksena saamme AFE:n ottaman tehon tehokertoimeksi lähes 1.00, koska särön osuus pienenee oleellisesti pätötehon kasvaessa. Tällä tavalla myös liittymän tehokertoimien arvot saadaan nostettua varmasti 0.87:n yläpuolelle, mikäli anturit on asennettu oikein.

Edellä mainitulla tavalla voimme varmistua siitä, ettei AFE:n säröteho haittaa tehokertoimien mittausta, ja että asiakkaalla on aina kuormitusta probe-testin aikana. Ainoa ongelmia aiheuttava poikkeustilanne voi syntyä siinä tilanteessa, jossa asiakkaan oma pätöteho on likimain yhtäsuuri mutta vastakkaisuuntainen

hybridienergiajärjestelmän pätötehoon verrattuna. Tällöin pätötehoa ei tarvitsisi ottaa sähköliittymästä, jonka läpi kulkisi siis pelkkä säröteho. Tässä tilanteessa testi voi antaa virheellisen tuloksen, sillä tehokertoimen riittävän korkeasta arvosta ei voida olla varmoja. Tilanne on kuitenkin hyvin epätodennäköinen, sillä pienasiakkaiden pätöteho on todella harvoin 20 kW:n suuruisen kumppaakaan suuntaan, vaikka kohteesta löytyisi verkkoa syöttävä aurinkosähkövoimala.

#### 4.3 Virta-antureiden napaisuuden tarkistus

Luvussa 4.2 esitetyllä tehokertoimen mittauksella voidaan todeta, onko virta-anturi oikeassa vaihejohtimessa. Virta-anturin suunnan (eli napaisuuden) varmistaminen jää kuitenkin vielä epäselväksi. Napaisuus voidaan kuitenkin tunnistaa etumerkillisen virran kasvusuunnasta jokaisessa vaiheessa luvussa 4.1 esitellyllä tavalla. Testin alussa hybridienergiajärjestelmällä ei oteta lainkaan pätötehoa asiakkaan verkosta. Tällöin mitataan jokaisesta vaiheesta päävirran tehollisarvo etumerkin kera. Tämän jälkeen hybridienergiajärjestelmällä kuormitetaan asiakkaan verkkoa noin 20 kW:n pätöteholla, ja virtamittaus tehdään uudelleen. Jos liittymästä mitatun vaiheen virta kasvoi samaan suuntaan kuin hybridienergiajärjestelmän omassa verkkosyötön virtamittauksessa, on virta-anturi oikein päin, koska tehon täytyy tulla asiakkaan liittymästä. Edellä mainitut tarkastelut tehdään jokaiselle vaiheelle erikseen.

#### 4.4 Linjaresistanssin mittaus

Testissä mitataan lisäksi syöttöyhteyden resistanssi 3-vaihepistorasian jännitteenaleneman perusteella testin aikana. Aluksi hybridienergiajärjestelmällä ei kuormiteta asiakkaan verkkoa lainkaan, jolloin pistorasiasta mitattujen jännitteiden voidaan olettaa olevan tyhjäkäyntijännitteitä. Kun hybridienergiajärjestelmällä sitten kuormitetaan asiakkaan verkkoa 20 kW:n pätöteholla 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-vaihepistorasian välisen resistanssin. Tätä resistanssia voimme hyödyntää, kun

päättelemme 3-vaihepistorasiasta mitattujen jännitteiden avulla liittymän jännitteet kaavaa (16) käyttäen.

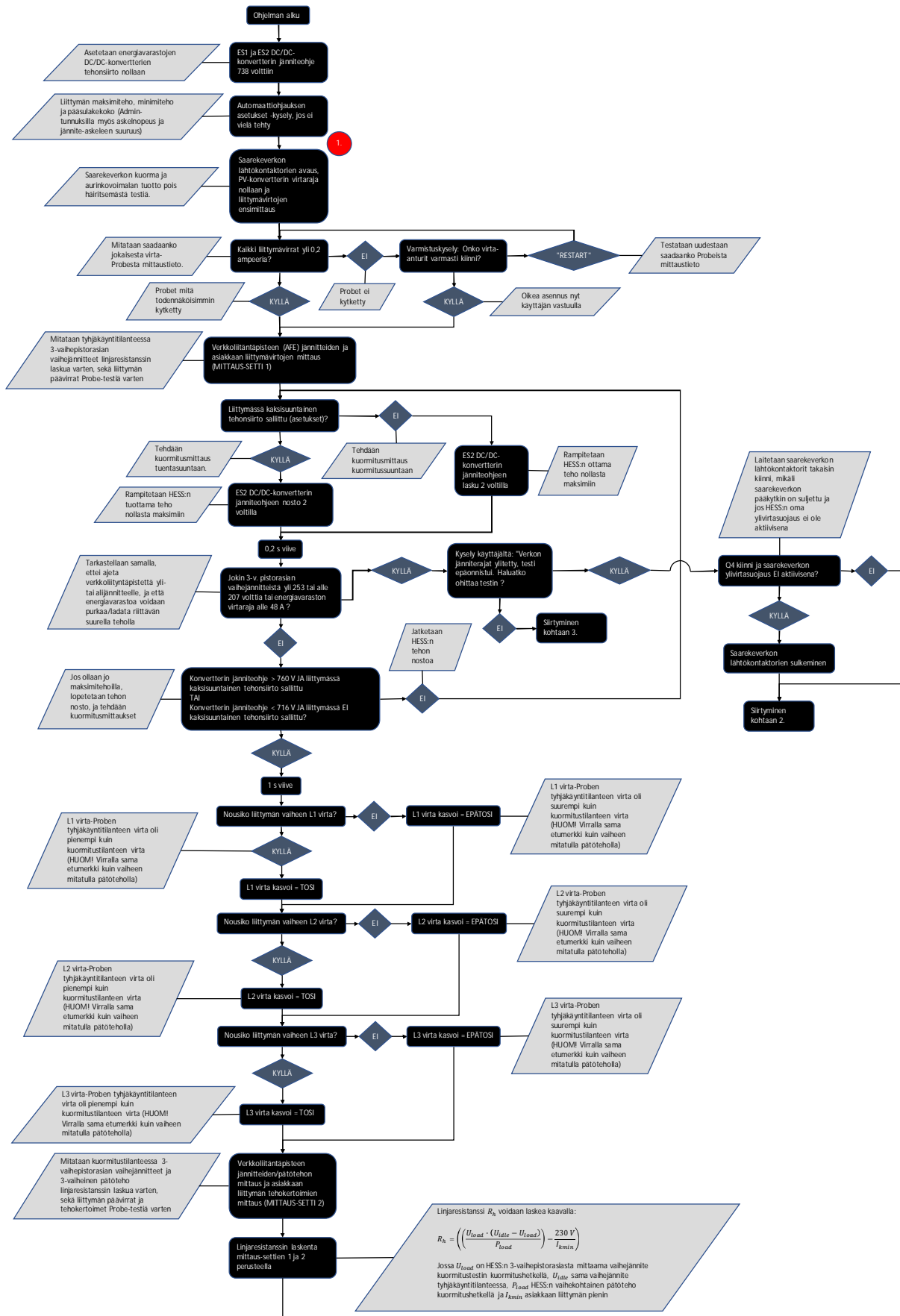
#### 4.5 Probe-testi kokonaisuudessaan

Tässä luvussa tehdään vielä yhteenveto probe-testauksen vaiheista. Testi etenee seuraavin vaihein:

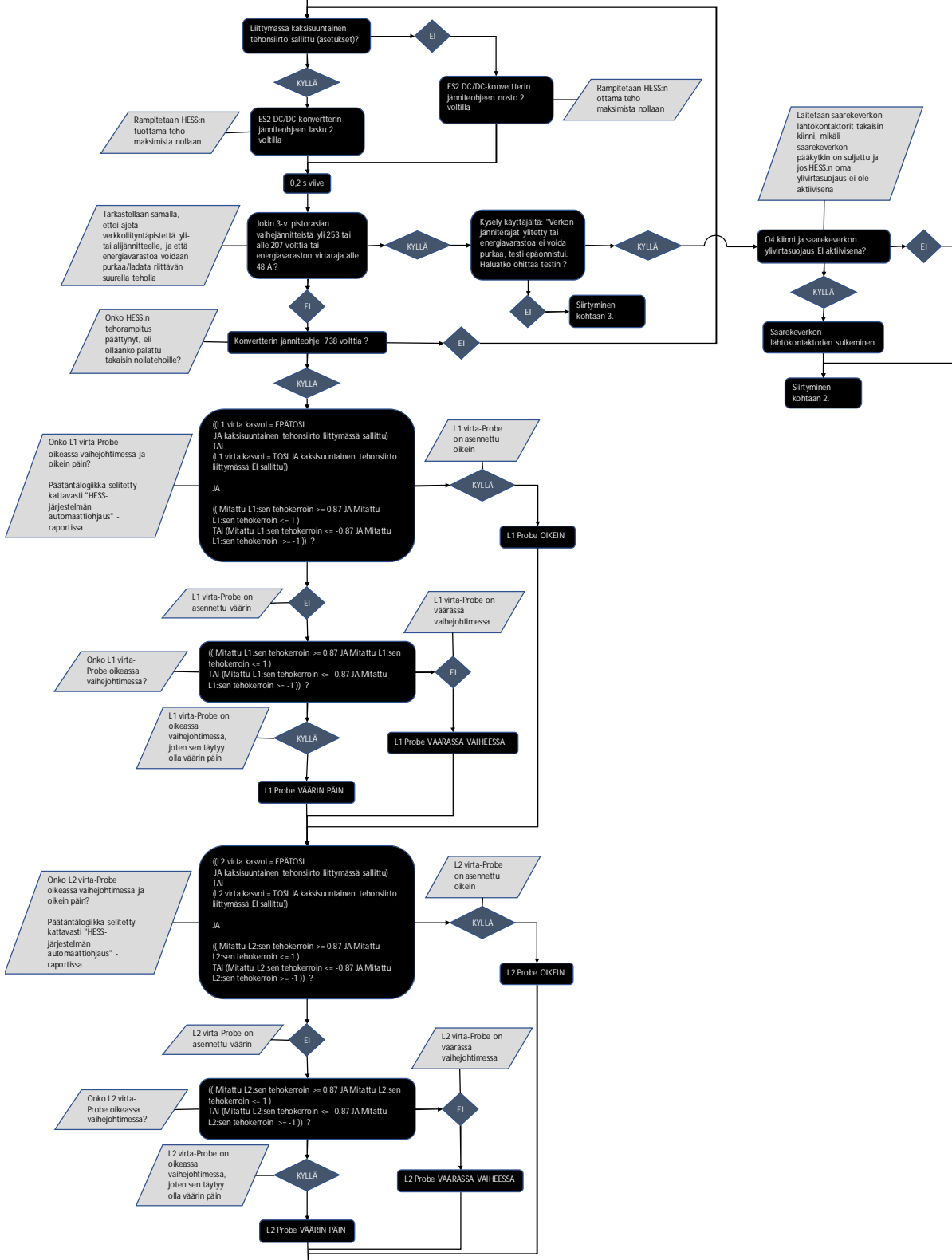
1. Hybridienergiajärjestelmän verkosta ottama pätöteho asetetaan nolnaan.
2. Mitataan tyhjäkäyntitilanteessa 3-vaihepistorasian vaihejännitteet linjaresistanssin laskemista varten. Lisäksi mitataan liittymän etumerkitetyt päävirrat probe-testiä varten.
3. Nostetaan hybridienergiajärjestelmän ottama pätöteho rampilla 20 kW:iin.
4. Mitataan kuormitustilanteessa 3-vaihepistorasian vaihejännitteet ja 3-vaiheinen pätöteho linjaresistanssin laskemista varten. Lisäksi mitataan liittymän etumerkitetyt päävirrat ja tehokertoimet probe-testiä varten.
5. Pienennetään hybridienergiajärjestelmän ottama pätöteho rampilla nolnaan.
6. Näytetään käyttäjälle tulokset syöttöresistanssista ja virta-anturien asennuksesta.

Kokonaisuudessaan kolmelle sivulle jakautuva kuva 10 esittää tarkemman lohkokaaavion probe-testauksen toteutuksesta.

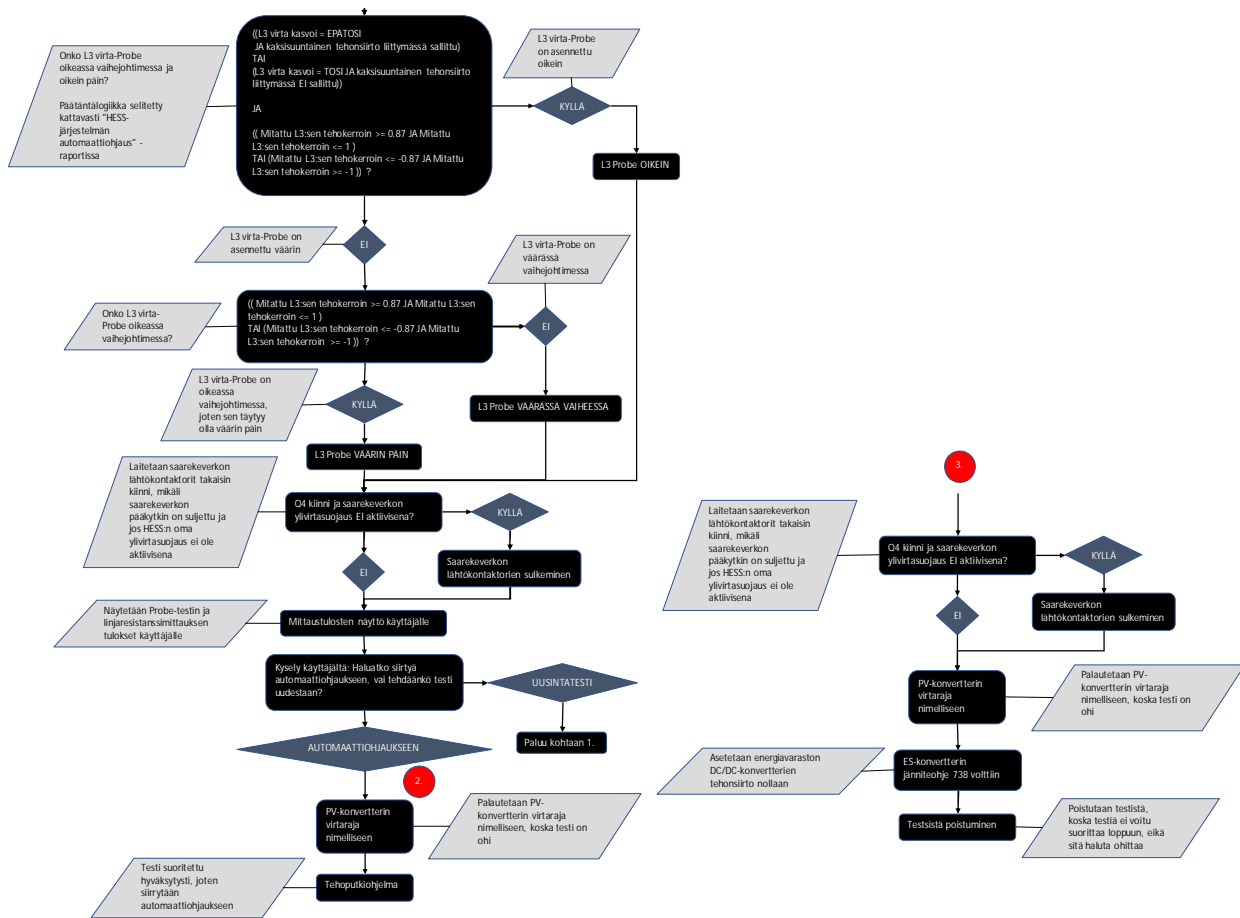




Edelliseltä sivulta



Edelliseltä sivulta



Kuva 10. Probe-testauksen toteutus.

## 5 TEHOPUTKIOHJAUS

Aiemmin esiteltiin jo pätötehon säädössä huomioitavia tekijöitä, jotka aiheuttavat rajoitteita automaattiohjaukseen. Tekijät esiteltiin tärkeysjärjestyksessä seuraavasti:

1. Hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteen (3-vaihepistorasia) jännitteen on pysyttävä 10 %:n vaihteluvälin sisällä nimellisjännitteestä (nojaa EN50160-standardiin).
2. Asiakkaan sähköliittymän vaiheiden päävirrat rajoittuvat pääsulakekokoon.
2. Hybridienergiajärjestelmän virrat rajoittuvat kytkentään käytettävän 3-vaihepistorasian ylivirtasuojauksen nimellisvirtoihin.
2. Energiavaraston virta rajoittuu sen akunhallintajärjestelmän antamaan maksimilataus- ja -purkuvirtarajaan.
3. Liittymän 3-vaiheinen pätöteho säädetään asetetun maksimi- ja minimitehon välille.
4. Energiavaraston varausprosentti (SOC) pyritään pitämään välillä 50-60%.

Listan yläosassa olevia tekijöitä tulisi säätää ensisijaisesti, mutta toisaalta emme voi ylittää muutoinkaan tiettyjä rajauksia, kuten listassa numeroilla 1 ja 2 merkittävät tekijöitä. Eli jos hybridienergiajärjestelmän liityntäpisteessä on ylijännite kaikissa tai edes yhdessä vaiheessa, tulee järjestelmän ottaa pätötehoa 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. Suojalaitteen auetessa hybridienergiajärjestelmä ajetaan automaattisesti alas puuttuvan vaiheen seurauksena. Täytyy myös tarkastella, ettei ajeta muita liityntäpisteen vaiheita alijännitteelle lisäkuormituksen seurauksena. On muistettava, että hybridienergiajärjestelmän verkkoliityntäpisteen tehonsiirrosta vastaa AFE, jolla ei ole kykyä syöttää pistorasian vaiheisiin erisuurta pätötehoa. AFE syöttää jokaiseen vaiheeseen yhtä suuren pätötehon kaikissa tilanteissa, ja tämä on voimassa myös lisäkuormitustilanteessa.

On olemassa tilanteita, joissa tehonsäätö ei onnistu. Esimerkkinä tällaisesta mainittakoon tilanne, jossa samaan aikaan yhdessä vaiheessa on ylijännite ja toisessa alijännite. Koska AFE syöttää kaikkiin vaiheisiin vakiotehoa, säätö ei onnistu, koska kumpaankin suuntaan säädettäessä tilanne vain pahenee. Seuraavassa on esitetty tärkeysjärjestyksessä kaikki ristiriitatilanteet, joissa tehonsäätö ei onnistu kumpaankaan suuntaan.

1. Samanaikainen 3-vaihepistorasian ali- ja ylijännite eri vaiheissa.
2. Samanaikainen 3-vaihepistorasian ylijännite ja liittymässä sulakkeen nimellisvirta ylitetty ylikuormituksen seurauksena.
3. Samanaikainen 3-vaihepistorasian 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-vaihepistorasian suojalaitteen nimellisvirran tai energiavaraston virtarajoihin, ja niistä aiheutuviin ristiriitatilanteisiin. Vaikka hybridienergiajärjestelmän konvertterit pitävätkin huolen siitä, ettei näitä virtarajoja ylitetä, emme silti halua konvertterien rajoittavan virtaa. Tällöin menettäisimme automaattiohjauksen näkökulmasta ohjauksen, eli emme pystyisi enää hallitsemaan samalla tavalla ohjelmallisesti hybridienergiajärjestelmän tehoa.

Edellä mainittujen virtojen hallinta saadaan pidettyä automaattiohjauksella, jos annamme hybridienergiajärjestelmän konverttereille 100-prosenttisen arvon senhetkisestä virtaraja-asetuksesta, mutta automaattiohjaukseen annammekin vain 95-prosenttisen arvon. Tällöin automaattiohjaus alkaa rajoittaa konvertterien virtaa ennen konvertterien omia virtarajoituksia. Mikäli automaattiohjaus kuitenkin jostain syystä epäonnistuu virran tehollisarvon pienentämisessä, on hybridienergiajärjestelmän konvertterien virtaraja ”varmistuksena” automaattiohjauksen ohjelmallisen virtarajan takana. Tällöin pystymme pitämään kaikki ohjattavat suuret automaattiohjauksen hallinnassa ja vältämme tilanteet, joissa

jokin muu kokonaisuus puuttuisi säädettävien suureiden säätämiseen automaattiohjauksen tietämättä.

Energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohjeen suurentamisella on oheisen listan mukaiset vaikutukset ohjattaviin suureisiin:

- 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 jänniteohjeen pienentämisellä on oheisen listan mukaiset vaikutukset ohjattaviin suureisiin:

- 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.

Tehoputkiohjaus on lohkottu alla kolmeen loogiseen osaan, joissa 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 jäädään 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 sillä edellytyksellä, että energiavarastolla voidaan vaikuttaa tilanteeseen\*. Vaikutusmahdollisuus riippuu energiavaraston virtarajoista ja senhetkisestä virrasta. Odotetaan 0.5–3 sekuntia, jonka jälkeen tarkastetaan, ylittyikö energiavaraston tai AFE:n virtaraja. Mikäli ylittyi, ja energiavarasto ja AFE kykenevät laskemaan virtojensa tehollisarvoa, muutetaan energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohjetta kaksi ”askelta” suuntaan, joka laskee virran tehollisarvoa. Mikäli energiavarasto tai AFE eivät kykene laskemaan virran tehollisarvoa\*\*, muutetaan energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohjetta yksi ”askel” suuntaan, joka laskee virran tehollisarvoa. 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 varaustila (SOC) on 98 %. Tällöin energiavaraston latausvirtaraja on 0 A, 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.

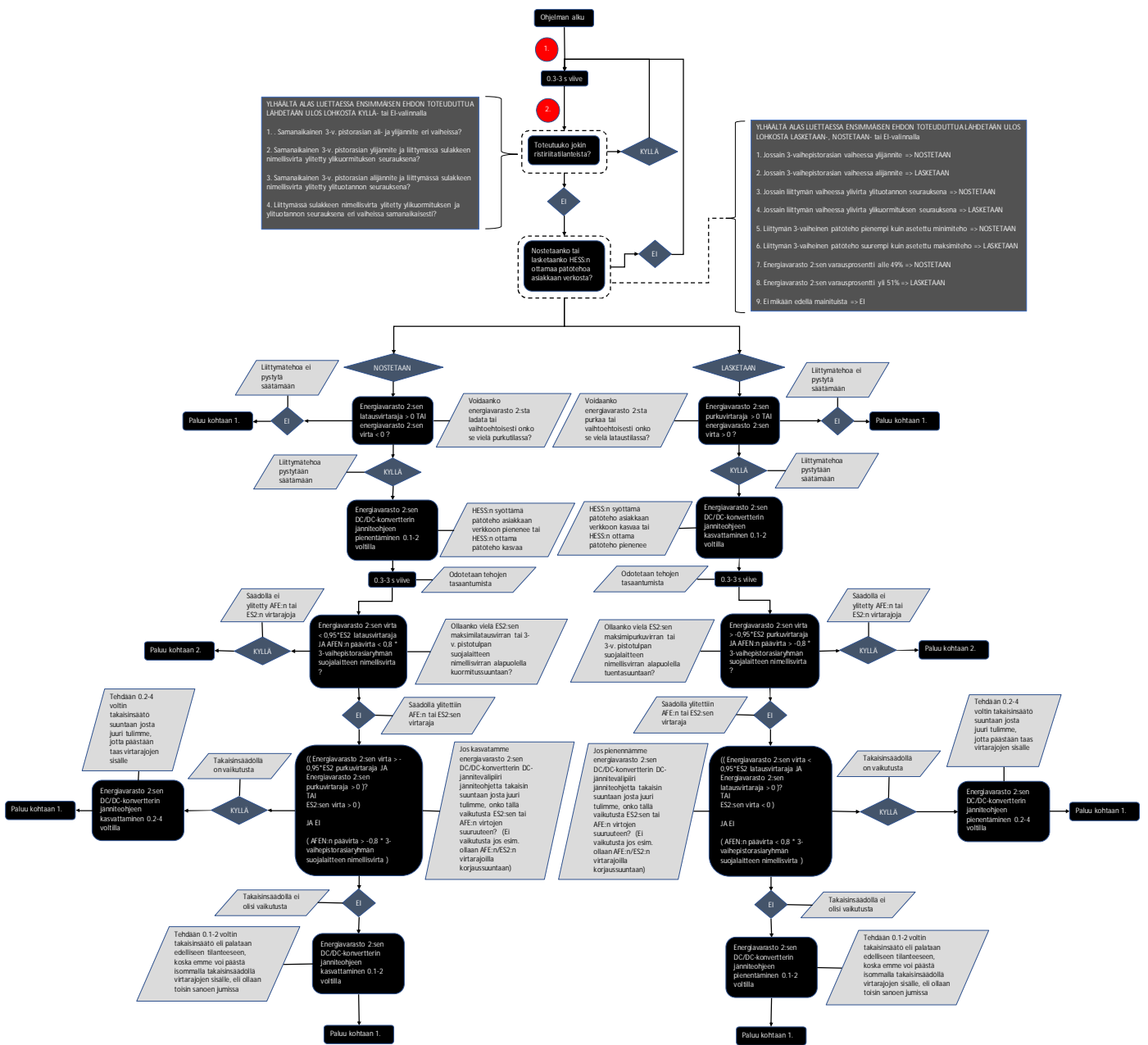
\*\*Virran tehollisarvoa ei kyetä pienentämään esimerkiksi tilanteessa, jossa liittymän pätötehoa verkon suuntaan olisi tarvetta kasvattaa, jotta tehopotken sisälle

päästäisiin. Samaan aikaan hybridienergiajärjestelmän oma aurinkovoimatuotanto on niin suurta, että energiavarasto on latautunut täyteen. Tällöin SOC on 98 %, jolloin energiavaraston latausvirtaraja on 0 A, ja samaan aikaan energiavarasto ei ole purkutilassa. Lisäksi runsas aurinkovoimatuotanto on ajanut myös AFE:n virtarajalleen verkon suuntaan. Tällöin energiavaraston DC/DC-konvertterin jänniteohjetta päädytään nostamaan, jonka jälkeen huomataan, että AFE:n virtaraja on ylittynyt. Virtarajan ylittyminen ei ole varsinaisesti energiavaraston vika, vaan se johtuu aurinkovoimalasta. 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.

Nyt, kun automaattiohjauksen perusidea on selvillä, voidaan tarkastella kuvan 11 mukaista tehopotki-ohjauksen yksinkertaistettua sekvenssikaaviota.





Kuva 11. Tehoputkiohjauksen sekvenssikaavio.

## 6 DYNAAMINEN TEHOPTKIOHJELMA

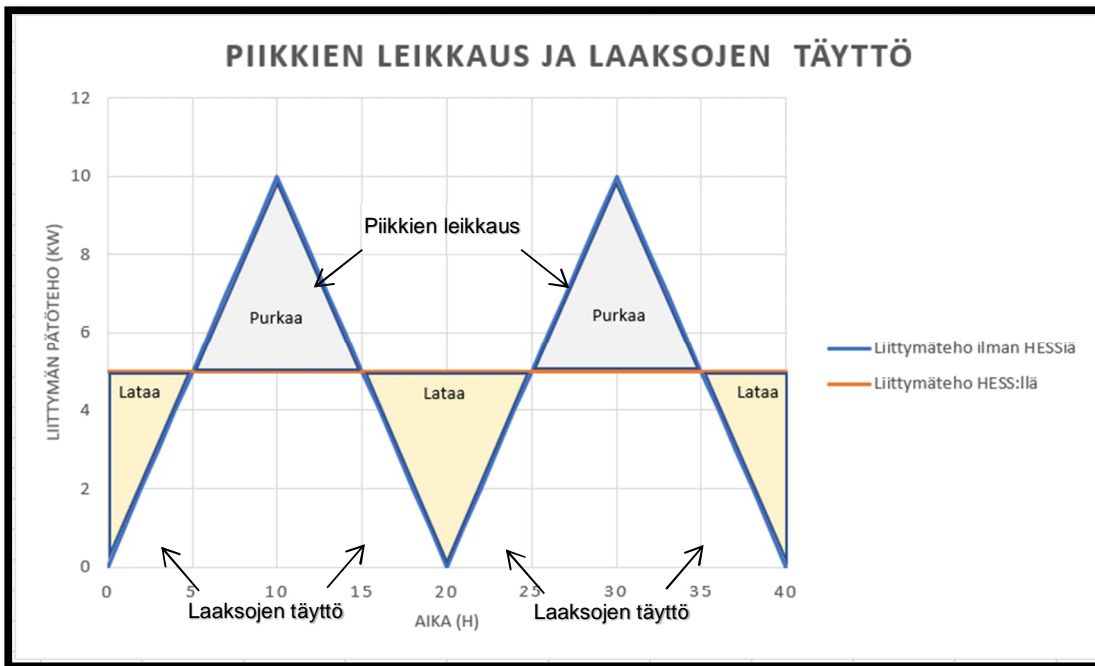
### 6.1 Tehoputken paikka ja korkeus

Edellä on jo esitelty tehoptkiohjauksen perustoimintaperiaate sekä sen toteuttamiseen vaadittavat tekniset ja ohjelmalliset ratkaisut. Tehoptkiohjaus ei kuitenkaan yksinään pysty vastaamaan hybridienergiajärjestelmän haluttuihin käyttötarkoituksiin, kuten tehoptkien leikkaamiseen liittymässä. Seuraavassa havainnollistetaan tällaista tilannetta.

Oletetaan, että perävaunut ajetaan asiakkaan tontille, ja hybridienergiajärjestelmä asetetaan leikkaamaan asiakkaan liittymästä tehoptkkeitä tehoptkiohjelmalla. Tällöin hybridienergiajärjestelmälle tulee antaa käytön aluksi tehoptken minimi- ja maksimiteho. Jos tehoptki asetetaan liian alas asiakkaan todelliseen liittymätehoon nähden, tyhjenee hybridienergiajärjestelmän akusto varmasti ennemmin tai myöhemmin, jolloin akuston purkukyky ja samalla moni muu toiminnallisuus tehoptkiohjelmasta menetetään. Tämä johtuu siitä, että tehoptkiohjelma antaa säätää energiavaraston varaustilaa ainoastaan tehoptken sisällä, eli annetun maksimi- ja minimitehon rajoissa. Mikäli siis putki on asetettu liian alas, on energiavarasto jatkuvasti purkutilassa, tai se ei pääse latautumaan riittävän usein, jolloin se tyhjenee ajan kuluessa.

Toisaalta sama tilanne voi toteutua myös toisinpäin, eli tehoptki asetetaan aivan liian ylös asiakkaan liittymän keskitehoon nähden. Tällöin energiavarasto joutuu jatkuvasti lisäkuormittamaan liittymää (eli lataamaan itseään), jotta saisi liittymätehon putken sisälle, jolloin akusto on ennemmin tai myöhemmin täynnä. Huomataan siis, että avainasemassa koko tehoptkitoiminnallisuuden käytölle ovat tehoptken ylä- ja alarajan asetukset.

Kuvaaja 3 havainnollistaa energiavaraston toimintaa verkosta otettavien tehoptkkeitä leikkaustoiminnossa. Asiakkaan liittymän keskiteho on 5 kW, ja tavoitteena on leikata keskitehoa suuremmat tehot energiavaraston avulla. Hybridienergiajärjestelmälle on siis annettu ohjeeksi pitää asiakkaan liittymäteho 5 kW:ssa asiakkaan liittymän



KUVAAJA 3. Tehopiikkien leikkaamistoiminto energiavaraston avulla, kun asiakkaan liittymän keskiteho ja verkosta otettavan tehon tavoitearvo ovat 5 kW.

keskitehon ollessa 5 kW, joten tehoputken ala- ja yläraja on tässä tapauksessa asetettu samaan 5 kW:n arvoon.

Kuten kuvaajasta 3 nähdään, hybridienergiajärjestelmän avulla asiakkaan normaalisti paljon vaihteleva liittymäteho voidaan vakioida ajan suhteen täysin vakioksi. Jos asiakkaan tehonkulutus on pienempää kuin asetettu tavoitetehon arvo, lataa hybridienergiajärjestelmä energiavarastoaan asiakkaan verkosta riittävän suurella teholla, jotta liittymäteho saadaan tavoitearvoonsa. Edellä mainittua toiminnallisuutta kutsutaan kuvaajassa ”laaksojen täyttämiseksi”. Asiakkaan tehonkulutuksen ylittäessä asetetun tavoitetehon, purkaa hybridienergiajärjestelmä energiavarastoaan asiakkaan verkkoon riittävän suurella teholla, jotta hybridienergiajärjestelmä saa tuotettua kokonaan tavoitetehon ylittävän osuuden. Tätä kutsutaan kuvaajassa ”piikkien leikkaamiseksi”.

Asiakkaan liittymän keskiteho ajan suhteen voidaan laskea kuvaajasta 3 laskemalla sinisen käyrän muodostamien kolmioiden pinta-ala (eli energia) ja jakamalla se ajalla:

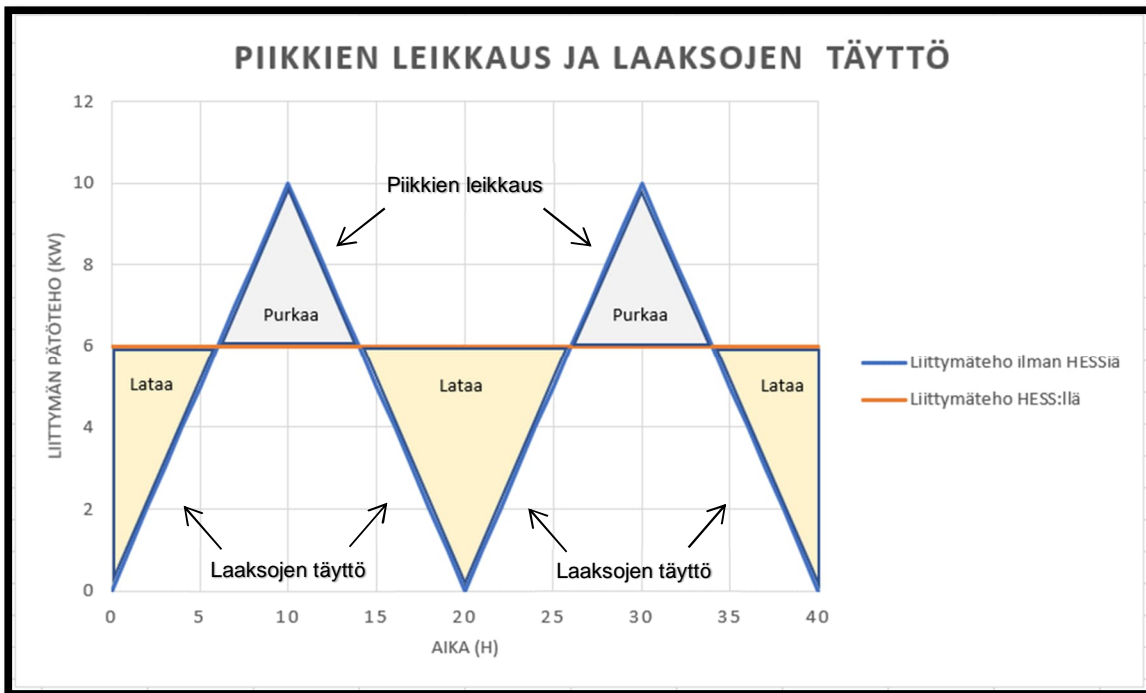
$$P_{avg} = \frac{\left(2 \cdot \frac{20h \cdot 10 kW}{2}\right)}{40h} = 5 kW.$$

Hybridienergiajärjestelmän tavoitetehtö on ollessa 5 kW, voidaan sen syöttämä keskiteho ajan suhteen laskea jakamalla väritettyjen kolmioiden pinta-ala ajan suhteen:

$$P_{ES\ avg} = \frac{\frac{5 h \cdot (-5 kW)}{2} + \frac{10 h \cdot 5 kW}{2} + \frac{10 h \cdot (-5 kW)}{2} + \frac{10 h \cdot 5 kW}{2} + \frac{5 h \cdot (-5 kW)}{2}}{40 h} = 0 kW.$$

Hybridienergiajärjestelmän syöttämä keskiteho on siis nolla tavoitetehtö ollessa asiakkaan keskitehtö tasolla. Tällöin energiavarausten varaus on sama sekä kuvaajan alussa että lopussa, mikäli oletetaan laitteiden hyötysuhteiden olevan 100 %. Käytännössä kyse on siitä, että energiavarausta ladataan ja puretaan yhtä suurella energialla, jos tavoitetehtö asetetaan asiakkaan liittymän keskitehtö tasolle. Tällä tavoitetehtöllä asiakkaan liittymästä saadaan leikattua kaikki asiakkaan keskitehtö ylittävät tehopiikit, sekä täytettyä kaikki keskitehtö alittavat ”laaksot”. Asiakkaan keskitehtö on hyvä tavoitearvo tehoptukan keskikohdaksi, sillä näin saamme toteutettua ”piikkien leikkauksen” ja ”laaksojen täytön”, mutta sen lisäksi hybridienergiajärjestelmän energiavarausten varaus pysyy keskimäärin samana ajan suhteen, kuten kuvaajasta 3 voidaan todeta. Energiavarausten varauksen pysyessä keskimäärin samana esimerkiksi hieman 50 % varauksen molemmin puolin, pysyy energiavarausto toimintakuntoisena sekä purku- että lataussuuntaan teoriassa käyttöikänsä loppuun saakka. 50-60 prosentin varaus on energiavaraustolle hyvä tavoitearvo, sillä tästä varauksesta on mahdollista sekä purkaa että ladata yhtä suurella energialla.

Tilanne muuttuu, kun tavoitetehtö ja asiakkaan liittymän keskitehtö poikkeavat toisistaan. Kuvaaja 4 esittää tilannetta, jossa hybridienergiajärjestelmän tavoitetehtö on asetettu 1 kW korkeammaksi kuin asiakkaan liittymän keskitehtö. Jos asiakkaan



KUVAAJA 4. Tehopiikkien leikkaamistoiminto energiavaran avulla, kun asiakkaan liittymän keskiteho on 5 kW ja verkosta otettavan tehon tavoitearvo 6 kW.

liittymän keskitehon arvona säilyy 5 kW, hybridienergiajärjestelmä pyrkii nyt pitämään verkosta otettavan tehon jatkuvasti 6 kW:n arvossa.

Hybridienergiajärjestelmän keskitehoksi saadaan nyt

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

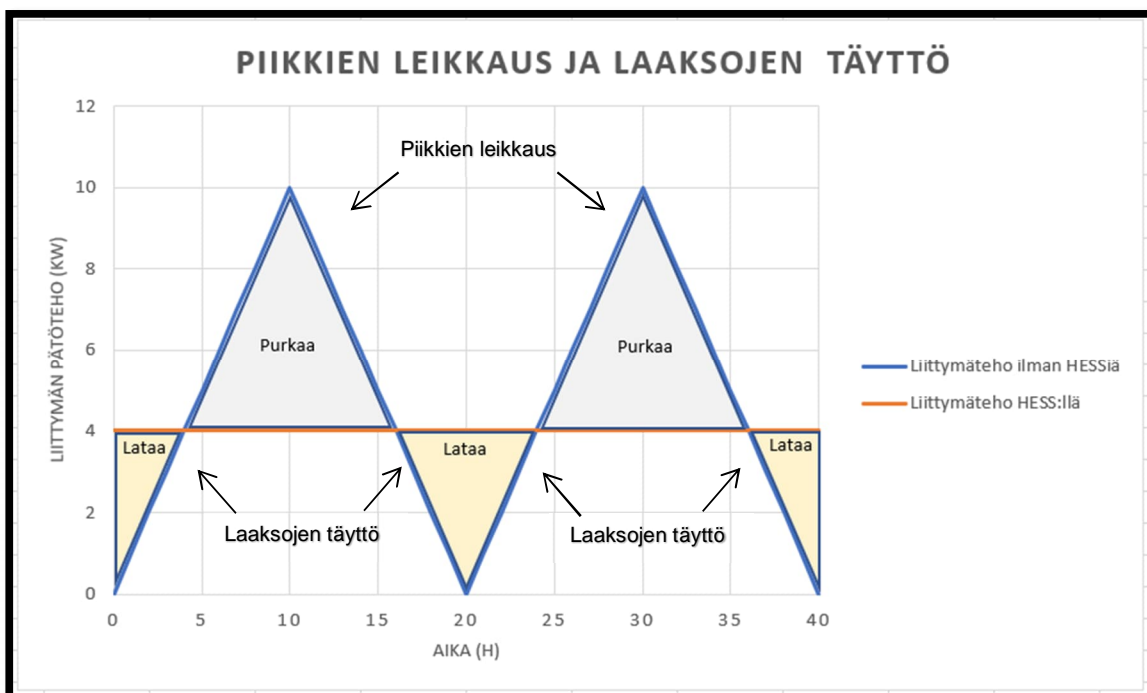
Nyt hybridienergiajärjestelmän syöttämä keskiteho on -1 kW, joka tarkoittaa kuvaajan 4 mukaisella 40 tunnin jaksolla -40 kWh:n energiaa. Tällöin 100 kWh:n energiavaran varaus putoaa 50 prosentista 10 prosenttiin.

Mikäli hybridienergiajärjestelmän tavoiteteho asetetaan 1 kW matalammaksi kuin asiakkaan liittymän keskiteho, ja asiakkaan keskiteho pysyy 5 kW edelleen tasolla, muuttuu tilanne kuvaajan 5 mukaiseksi.

Hybridienergiajärjestelmän syöttämäksi keskitehoksi saadaan nyt

$$P_{ES\ avg} = \frac{\frac{4\ h \cdot (-4\ kW)}{2} + \frac{12\ h \cdot 6\ kW}{2} + \frac{8\ h \cdot (-4\ kW)}{2} + \frac{12\ h \cdot 6\ kW}{2} + \frac{4\ h \cdot (-4\ kW)}{2}}{40\ h} = 1\ kW.$$

Nyt hybridienergiajärjestelmän syöttämä keskiteho on 1 kW, joka tarkoittaa kuvaajan 5 mukaisella 40 tunnin jaksolla 40 kWh:n energiaa. Tällöin 100 kWh:n energiavaraoston varaus kasvaa 50 prosentista 90 prosenttiin



KUVAAJA 5. Tehopiikkien leikkaamistoiminto energiavaraoston avulla, kun asiakkaan liittymän keskiteho on 5 kW ja verkosta otettavan tehon tavoitearvo 4 kW.

Edellä esitetyistä kuvaajista ja laskelmista voidaan yhteenvetona tehdä seuraavat päätelmät:

- Kun hybridienergiajärjestelmän tavoitetehto on sama kuin asiakkaan keskiteho, energiavaraston varaus on sama keskitehojakson alussa ja lopussa.
- Kun hybridienergiajärjestelmän tavoitetehto on suurempi kuin asiakkaan keskiteho, energiavaraston varaus on keskitehojakson alussa pienempi kuin keskitehojakson lopussa.
- Kun hybridienergiajärjestelmän tavoitetehto on pienempi kuin asiakkaan keskiteho, energiavaraston varaus on keskitehojakson alussa suurempi kuin keskitehojakson lopussa.

Nämä päätelmät ovat tärkeitä energiavaraston varaustilan säädön kannalta. Kuten jo edellä todettiin, tehopotken keskikohta on hyvä asettaa asiakkaan keskitehon suuruiseen arvoon. Tehopotken minimi- ja maksimiarvon avulla pystymme kuitenkin tarjoamaan teholle vaihteluväliä, joka tarvittaessa mahdollistaa energiavaraston varaustilan muutoksen käytön aikana. Jos asetamme tehopotken maksimitehoksi esimerkiksi 20 % keskikohtaa suuremman arvon, mahdollistamme käytännössä energiavaraston varauksen kasvattamisen keskitehojakson aikana. Mikäli vielä asetamme tehopotken minimitehoksi 20 % keskikohtaa pienemmän arvon, mahdollistamme myös energiavaraston purun keskitehojakson aikana. On selvää, että 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 tehopotki olisi mahdollisimman tiukka, eli jos sekä minimi- että maksimiteho olisivat yhtä suuria kuin asiakkaan keskiteho, ei energiavaraston varauksen muuttaminen pitkällä aikavälillä olisi mahdollista.

## 6.2 Liittymän keskiteho

Asiakas harvoin tietää oman liittymänsä keskitehoa ainakaan tarvitsemallamme tarkkuudella. Sen lisäksi keskiteho riippuu hyvin monesta asiasta ja vaihtelee voimakkaasti vuoden aikana, jos tarkastellaan vaikkapa viikkokohtaista keskitehoa. Asiakkaan liittymän päiväkohtainen keskiteho on kuitenkin tärkeä tieto optimaalisen



PIRKANMAA



energiavaraston käytön kannalta. Kuten jo aiemmin todettiin, väärä tehopotken paikka saa aikaan energiavaraston tyhjenemisen/täyttymisen, jolloin energiavaraston hyöty menetetään joko purku- tai lataussuuntaan riippuen siitä, onko putki asetettu asiakkaan liittymätehohon nähden liian ylös vai alas. Lisäksi tehopotki ei saa olla aiemmin esitetyn mukaisesti liian tiukka, koska haluamme sallia energiavaraston varauksen kasvattamisen tai pienentämisen pitkällä aikavälillä.

Vaikka asiakas ei yleensä olekaan tietoinen keskitehostaan, vuotuinen energiankulutus on yleensä kohtuullisen tarkasti tiedossa. Tai jos se ei ole tiedossa, se on helposti selvitettävissä energiayhtiöltä. Kun vuotuinen energiankulutus tiedetään, keskitehon arvioinnissa voidaan hyödyntää sähköenergialiitto SENER:n kulutusprofiileja. SENER:n vuoden 1992 julkaisussa SA 10:92 käsitellään erilaisten kuluttajien tehonkulutuksen ennustamista ja arvioimista. Julkaisun mukaan tietyn kuluttajan tehon odotusarvo  $\mu_p(t)$  kilowatteina hetkellä  $t$  on mallia

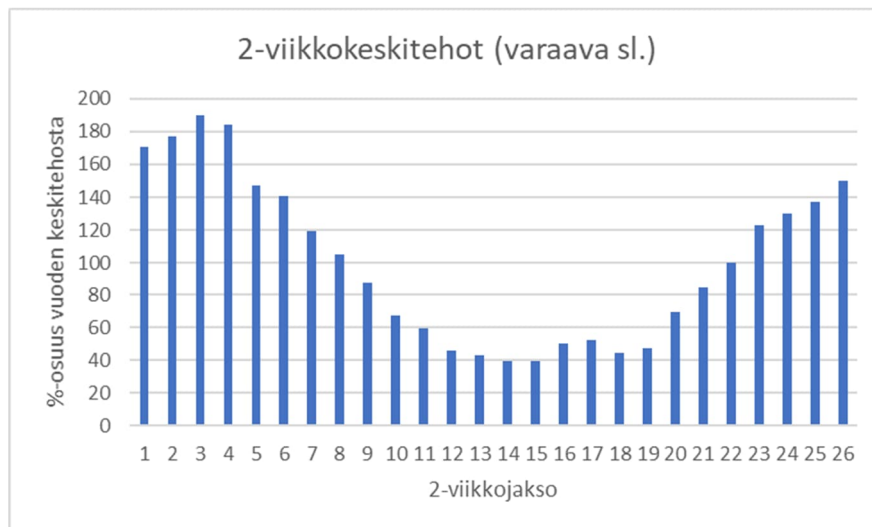
$$\mu_p(t) = \frac{W}{8760} \cdot i_{2V,\mu} \cdot i_{vrk,\mu}, \quad (17)$$

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

SENER on julkaisussaan esitellyt myös 46 erilaista sähkön käyttäjäryhmää, joille on tehty 2-viikkokohtaisia ja päiväkohtaisia taulukoita liittymätehon odotusarvolle kyseiselle ajanjaksolle. Kuva 12 esittää SENER:n indeksisarjoista muodostettua 2-viikkokeskitehoa omakotitalolle, jonka lämmitysmuotona on varaava sähkölämmitys.

Arki-, aatto- ja pyhäpäiville on myös vielä erikseen omat indeksisarjansa 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





KUVA 12. 2-viikkokeskitehoindeksi sähkölämmitteiselle omakotitalolle.

vaihtelut poistuvat miltei kokonaan tehoptuken ansiosta. Tällä tavoin asiakkaan liittymäteho saadaan näyttämään melko vakioilta 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 tasaisena pysyvä kulutus on hyvä sähköverkon kannalta, kun kulutushuiput ja myös erittäin pienikulutusiset jaksot poistuvat. Ja kuten aiemmin todettiin, energiavaraston varaus pysyy jatkuvasti käyttökelpoisella alueella, mikäli onnistumme vakioimaan asiakkaan liittymätehon meneillään olevan 2-viikkojakson keskitehon tasolle, ja teemme tällä tavoin vuoden jokaisena 2-viikkojaksona.

Kun tehoptuki on asetettu riittävän väljäksi, pystymme tarvittaessa säätämään energiavaraston varaustasoa 2-viikkojakson aikana. 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. Näin on toimittava, sillä hybridienergiajärjestelmän energiavaraston

kapasiteetti ei ole niin suuri, että voisimme tasoittaa asiakkaan liittymätehon vuoden keskimääräisen tuntikeskitehon tasolle.

Kun kaavaan (17) sijoitetaan vuorokausi-indeksin  $i_{vrk,\mu}$  paikalle arvo yksi, keskitehon tarkkuus muuttuu 2-viikkojaksolle aiemman tunnin sijaan:

$$\mu_p(t) = \frac{W}{8760} \cdot i_{2v,\mu}. \quad (18)$$

Kerroin 1 tarkoittaa käytännössä sitä, että meneillään olevan tunnin keskiteho on 100 % 2-viikkojakson keskitehosta, jolloin tavallaan poistamme tuntitarkkuuden kaavasta (17), koska käytämme aina kerrointa 1. Kaavaa (18) käytämme dynaamisessa tehoptuohjauksessa säätämään tehoptuken keskikohtaa 2-viikkojakson keskitehon tasolle.

### 6.3 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- ja 1960-luvulla, mutta mukana on myös muutamia uudiskohteita.

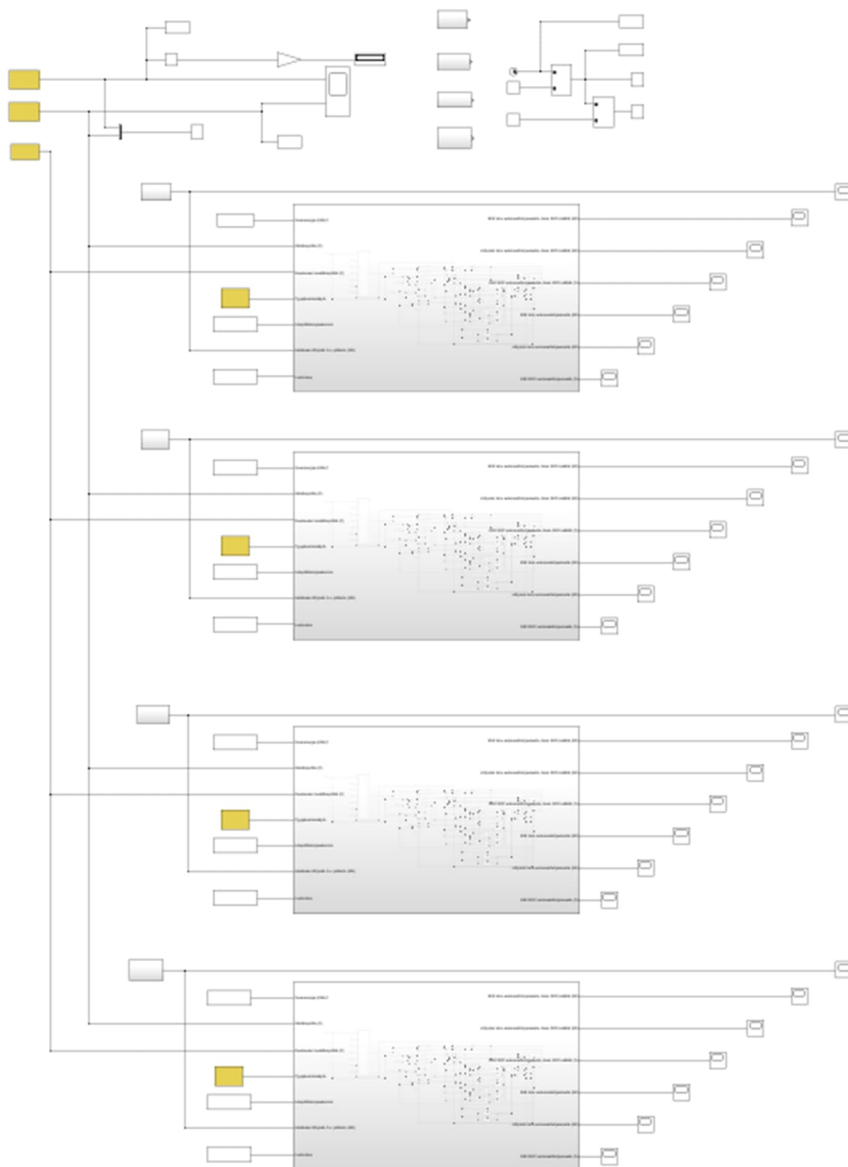
Ainoastaan neljältä kuluttajalta on saatu tieto käytettävästä lämmitysmuodosta, joten vain näitä pystyttiin käyttämään apuna tässä työssä, koska SENER:n profiilien hyödyntäminen edellyttää tietoa lämmitysmuodosta. Mainitut neljä kuluttajaa ovat seuraavanlaisia:

- UKK15: suora sähkölämmitys ja sähkökuuas, 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 sähkökuuas, vuosienergia 11,13 MWh.

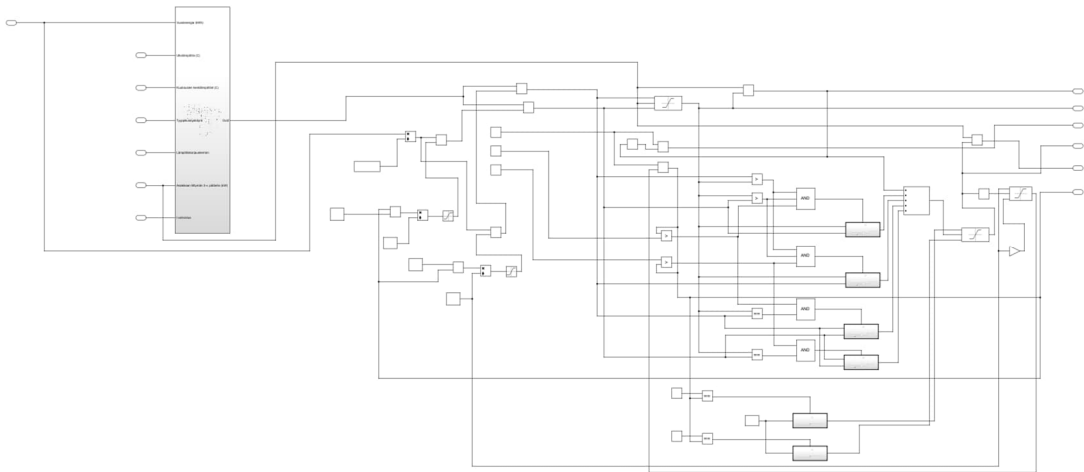
Näistä kohteista saatiin kattava kulutusdata viiden vuoden ajalta, ja data oli sellaisessa muodossa, että sitä voitiin hyödyntää Matlab Simulink -simulaatioympäristössä. Tämän viiden vuoden ajanjakson aikana oli mitattu myös omakotitaloalueen ulkolämpötilaa, joten lämpötilan vaikutus kulutukseen pystyttiin myös ottamaan huomioon simulaatiossa. Ulkolämpötila ja liittymien tehot ovat mittausdatassa tuntikeskiarvoina, joka on riittävä tarkkuus ajatellen dynaamisen tehoptuken kehittämistä ja testaamista.

Simulink-ympäristöön rakennettiin hybridienergiajärjestelmää ja sen energiavarastoa vastaava kokonaisuus, joka toimii perustavalla tasolla identtisesti oikean järjestelmän kanssa, ja josta päästään simuloimaan esimerkiksi energiavaraston varausprosenttia ja tehoa riittävällä tarkkuudella. Malliin lisättiin vielä tehoptukiohjelman toiminnallisuudet, jolloin voitiin nähdä myös tehoptukiohjelman 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. Kuva 13 esittää koko simulaatiomallin lohkokaaavion. Kuvan neljä harmaata isoa alisysteemiä esittävät edellä mainittuja kuluttajia, eli jokaiselle liittymälle on mallissa oma simulaattorinsa. Simulaattori-alisysteemi sisältää kokonaisuudessaan hybridienergiajärjestelmää simuloivan osuuden sekä tehoptukiohjelman ja sen dynaamisuutta käsittelevän osuuden. Alisysteemin lohkokaaavio on esitetty kuvassa 14.

Kuvassa 14 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 tavoitetehton, johon tehoptuken keskikohta asetetaan. Kyseinen alisysteemi näyttää sisältä kuvan 15 mukaiselta.

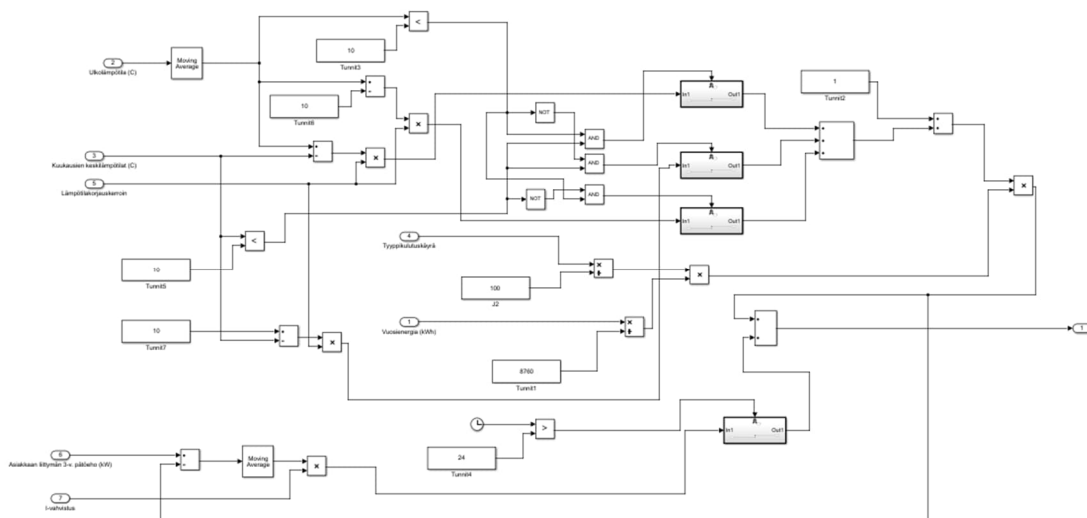


KUVA 13. Simulaatiomallin lohkokaavio.

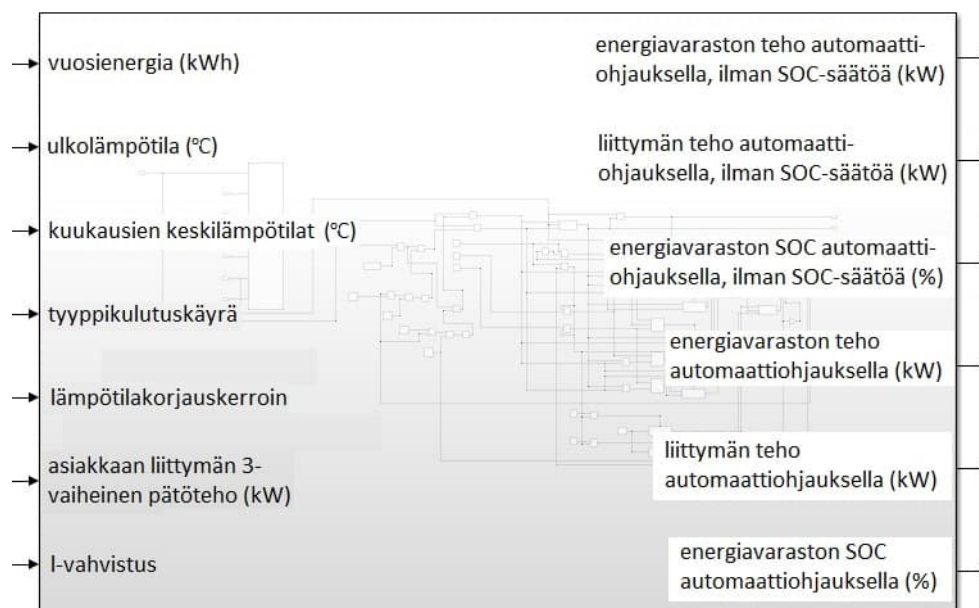


KUVA 14. Simulaattori-alisysteemin lohkokaavio.

Kuva 16 esittää simulaattorin parametrit. Sisäänmenot on esitetty kuvan vasemmassa reunassa, ja simulaation ulostuloina saadaan kuvan oikeassa esitetyt parametrit.



KUVA 15. Dynaamisuus-alisysteemin lohkokaavio.



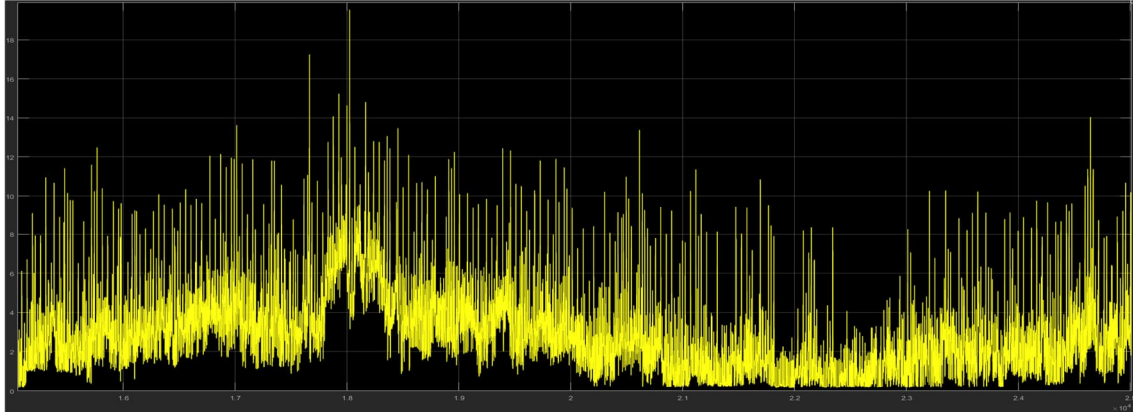
KUVA 16. Simulaattorin sisäänmenot ja ulostulot.

Kuvan 16 simulaattori on lopullinen versio, johon ohjausta tehdessä päädyttiin. Seuraavaksi havainnollistetaan askel kerrallaan, millaisia vaikutuksia milläkin simulaation ominaisuuslisäyksellä on ollut liittymän tehoon ja energiavaraston varausprosenttiin.

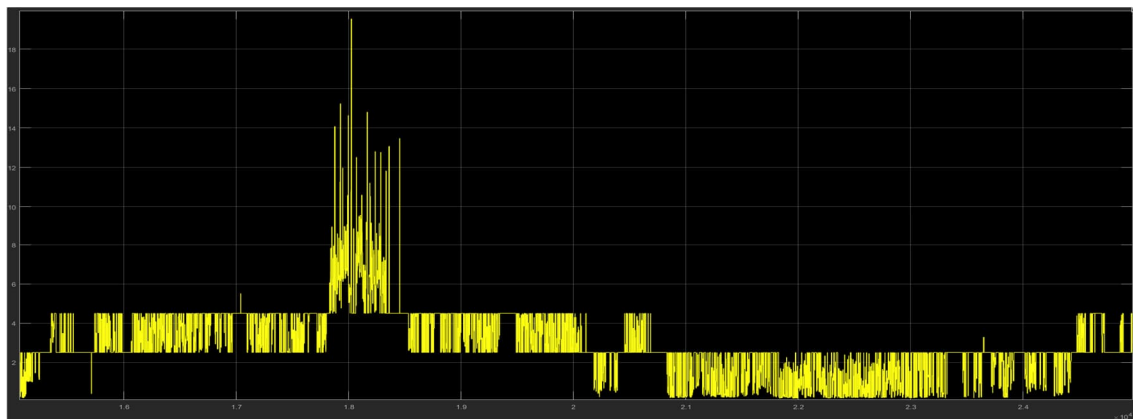
### 6.3.1 Staattinen tehopotki

Ensimmäisenä simulaatiossa lähdettiin liikkeelle staattisella tehopotkella. Simulaatioon annettiin siis muuttumattomat minimi- ja maksimiteho, jonka sisällä liittymätehon tulee pysyä viiden vuoden ajan. Luvun 6.3 alussa mainitun 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 vuodenaikasta riippuen hyvinkin paljon. Tehopotkiohjelman vaikutus asiakkaan kulutusprofiiliin oli muutoinkin melko pieni, koska energiavarasto ei pysynyt pitkiä aikoja käyttöalueellaan.

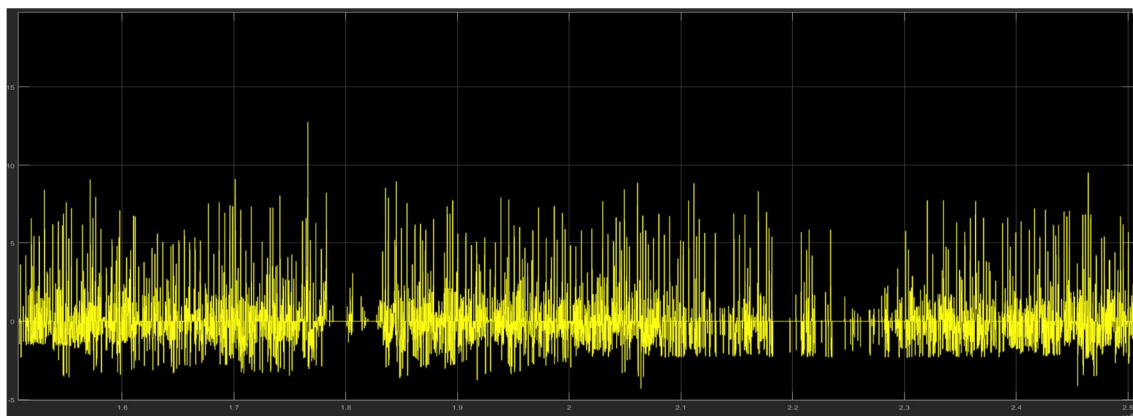
Kuvaajat 6-9 havainnollistavat simulaation tuloksia. Kuvaajien pystyakselilla on teho (kW) tai varausprosentti ja vaaka-akselilla aika tunteina. Aika-akselin pituus on kokonaisuudessaan noin puolitoista vuotta.



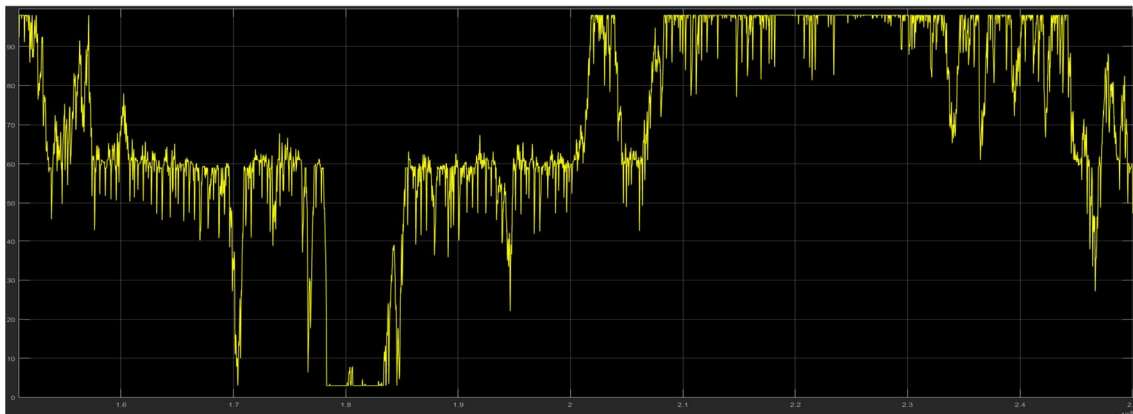
KUVAAJA 6. Liittymäteho ilman hybridienergiajärjestelmää.



KUVAAJA 7. Liittymäteho hybridienergiajärjestelmällä.



KUVAAJA 8. Energiavaranaston teho.



KUVAAJA 9. Energiavaraston varausprosentti.

Kuten kuvaajista nähdään, energiavarasto pitää liittymän tehon annetun minimi- ja maksimitehon välillä niin kauan, kuin energiavaraston varausprosentti pysyy käytettävällä alueella, eli välillä 3 – 98 %. Energiavarastoa ei siis voida purkaa tai ladata tämän välin ulkopuolisiin arvoihin. Korkeimman kulutushuipun kohdalla, eli talvella kylmimpään aikaan, energiavarasto tyhjenee nopeasti, minkä jälkeen liittymän tehopiikit pääsevät otetaan sellaisinaan suoraan verkosta.

Toisaalta taas kesällä, kun kulutus on pientä, 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.

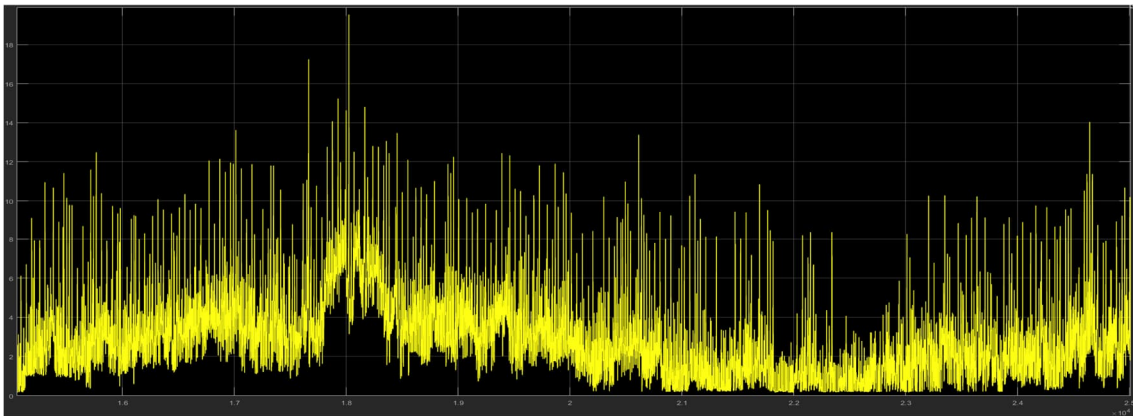
Edellä kuvattu toiminta ei ole toivottavaa, sillä välillä energiavaraston hyöty menetetään kokonaan, koska asiakkaan liittymän keskiteho ei todellisuudessa pysy staattisen tehopotken sisällä koko vuotta. Lisäksi kyseessä on vain yhdentyyppinen käyttäjä eli omakotitalo suoralla sähkölämmityksellä alle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

### 6.3.2 Tyypikulutuskäyrät

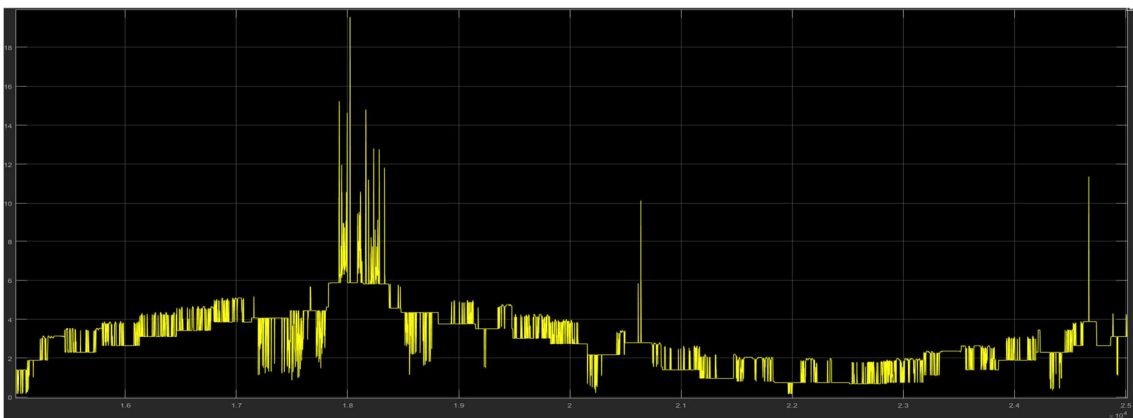
Kuten edellä jo huomattiin, staattisella tehopotkella ei saavuteta toivotunlaista toimintaa ympäri vuoden millekään luvun 6.3 alussa esitetyle asiakastyypille. Tästä



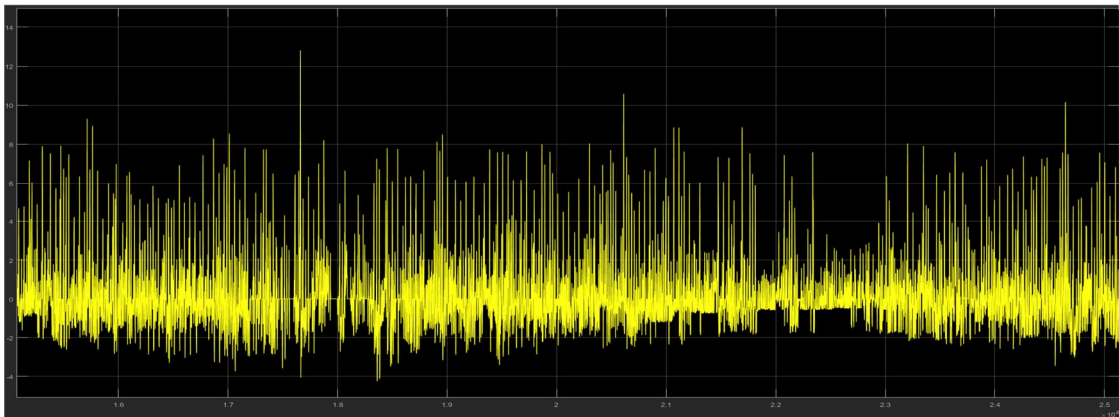
syystä otimme simulaatioon mukaan SENER:n tyyppikulutusikäyrät ja niiden antamat 2-viikkokeskitehotaulukot 46:lle eri käyttäjätyypille. Simulaatiossa jokaiselle asiakkaalle on annettu oman käyttäjätyypin mukainen kulutusikäyrä, minkä lisäksi käyttäjän vuosienergia annetaan simulaatioon kilowattitunteina. Simulaatio laskee käyttäjälle meneillään olevan 2-viikkojakson keskitehon käyttäen kaavaa 18. Tätä tehoa käytetään tehopotken keskikohtana. Tehopotken minimitehoasetus on 80 % keskitehosta ja maksimitehoasetus 120 % keskitehosta. Näihin minimi- ja maksimitehon arvoihin päädyttiin testattaessa optimaalisinta tehopotken korkeutta. Näillä parametreilla simulaatio antoi samalle käyttäjälle kuvaajien 10-13 mukaiset tulokset.



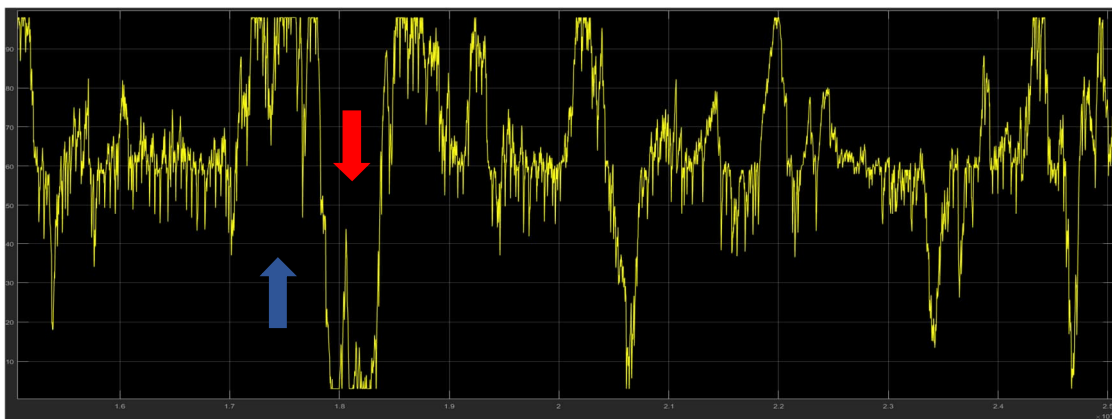
KUVAAJA 10. Liittymän teho ilman hybridienergiajärjestelmää.



KUVAAJA 11. Liittymäteho hybridienergiajärjestelmällä.



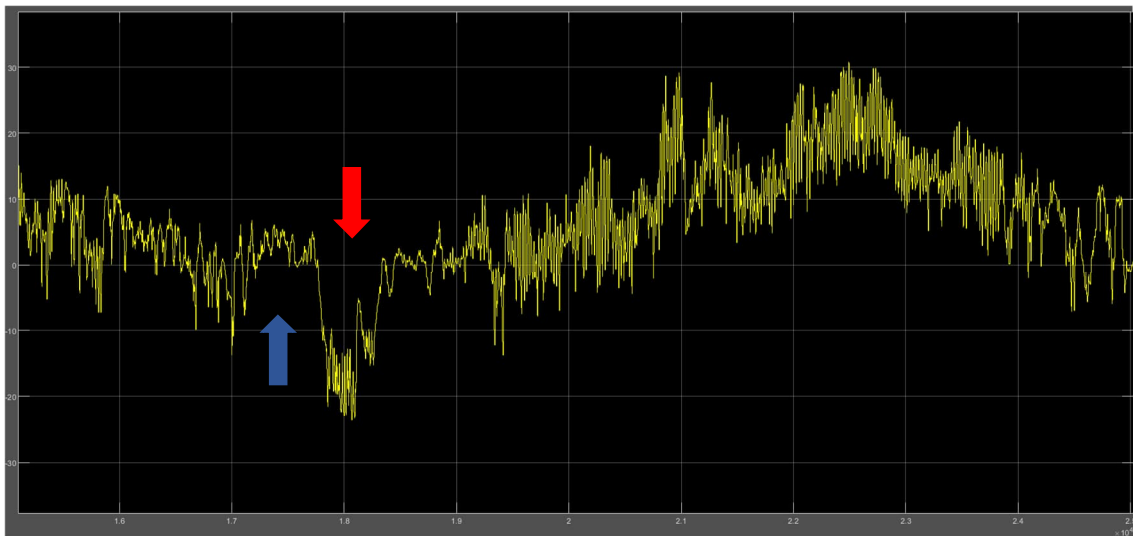
KUVAAJA 12. Energiavaraston teho.



KUVAAJA 13. Energiavaraston varausprosentti

Kuten kuvaajista nähdään, nyt energiavaraston varausprosentti pysyy huomattavasti paremmin käytettävällä alueella kuin staattisen tehopotken tapauksessa. Täten myös liittymän teho pysyy pidempään tehopotken sisällä, jolloin liittymätehossa näkyy vähemmän tehokuoppia ja -piikkejä. Toiminta on siis kokonaisvaltaisesti parempaa kuin staattisella tehopotkella. Pyrimme kuitenkin sellaiseen toimintaan, jossa energiavaraston kapasiteetista hyödynnettäisiin päivittäin lähes maksimaalisesti. Energiavarasto ei siis saisi latautua täyteen tai purkautua tyhjäksi, jottei sen hyötyä menetettäisi.

Kuvaajassa 14 nähdään sinisen nuolen kohdalla poikkeuksellisen lämmin ajanjakso talvella. Tällöin energiavarasto on latautunut täyteen, kuten on nähtävissä sinisen nuolen kohdalla kuvaajassa 13. Kuvaajassa 14 punaisen nuolen kohdalla sen sijaan nähdään, että energiavarasto on purkautunut tyhjäksi poikkeuksellisen kylmän



KUVAAJA 14. Ulkolämpötila.

ajanjakson vuoksi talvella. Myös tämä on nähtävissä punaisen nuolen kohdalla kuvaajassa 13.

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

### 6.3.3 Lämpötilakorjaus

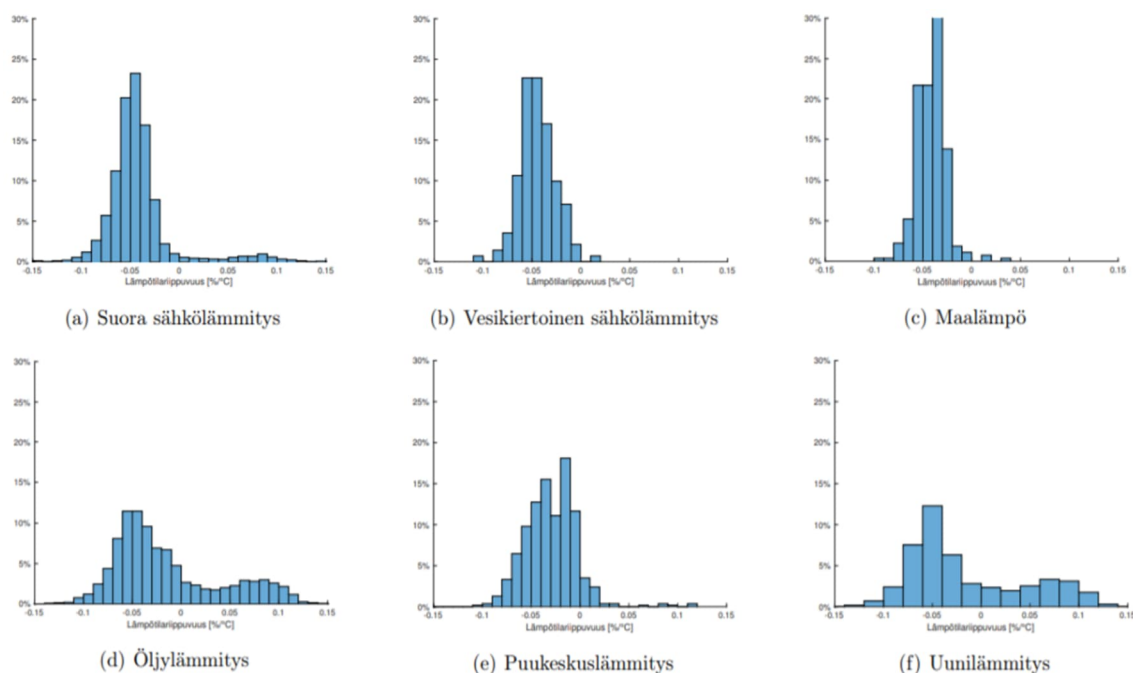
On selvää, että SENER:n eri käyttäjäryhmien 2-viikkokeskitehojen odotusarvot eivät yksin riitä varmistamaan, että meillä on varmasti oikea tavoitearvo, eli että asiakkaan keskiteho on odotusarvon mukainen. Kyse on siitä, että ulkolämpötilalla on merkittävä vaikutus asiakkaan sähkönkulutukseen. Mikäli 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.

Lämpötilakorjattu teho  $P_{lk}(t)$  saadaan laskettua kaavasta

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

jossa  $P(t)$  on lämpötilakorjaamaton sähkönkulutus ajanhetkellä  $t$ ,  $\alpha$  on lämpötilariippuvuuskerroin,  $T_{ka,päivä}$  on lämpötilan vuorokausikeskiarvo hetkellä  $t$  ja  $T_{ka,kk}$  on pitkän aikavälin lämpötilan kuukausikeskiarvo. 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  $\alpha$  on negatiivinen. Eri lämmitysmuotojen lämpötilariippuvuudet on esitetty tilastollisena jakaumana kuvan 17 mukaisesti Santeri Viljakaisen ”Sähkönkäyttäjien luokittelu ja sähkönkäytön ennustaminen sähkönkulutustietojen avulla” -nimisessä diplomityössä.

Lämpötilariippuvuus tietyn lämmitysmuodon omaavien kuluttajien kesken ei ole aina vakio, vaan se voi vaihdella käyttäjästä riippuen kuvan 16 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.

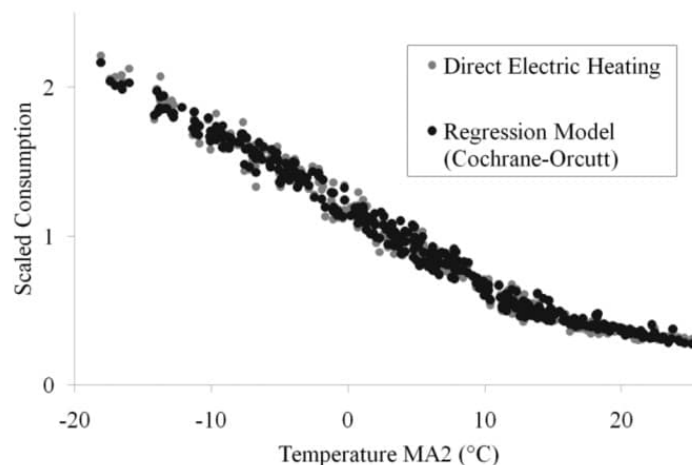


KUVA 17. Eri lämmitysmuotojen lämpötilariippuvuudet.

Kuvasta 18 nähdään, että suorassa sähkölämmityksessä suhteellinen kulutus kasvaa noin kaksinkertaiseksi, kun lämpötila pienenee 20 celsiusastetta. Tällöin siis kulutus kasvaa noin 5 %/°C, joka vastaa lämpötilariippuvuuskerrointa -0,05.

Simulink-malliin lisättiin lämpötilakorjausominaisuus, 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 on esitetty taulukossa 3.

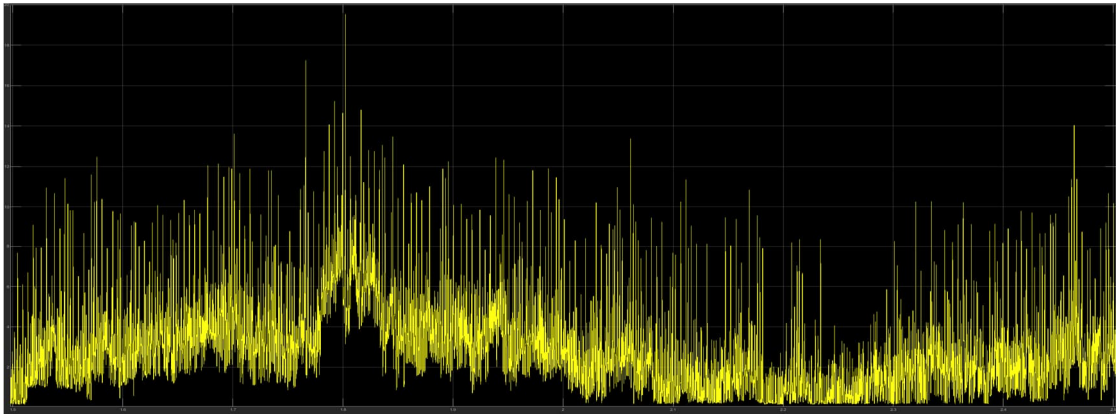
Kaavaa (19) ja taulukkoa 3 hyödyntävät simulointitulokset on esitetty kuvaajissa 15-18.



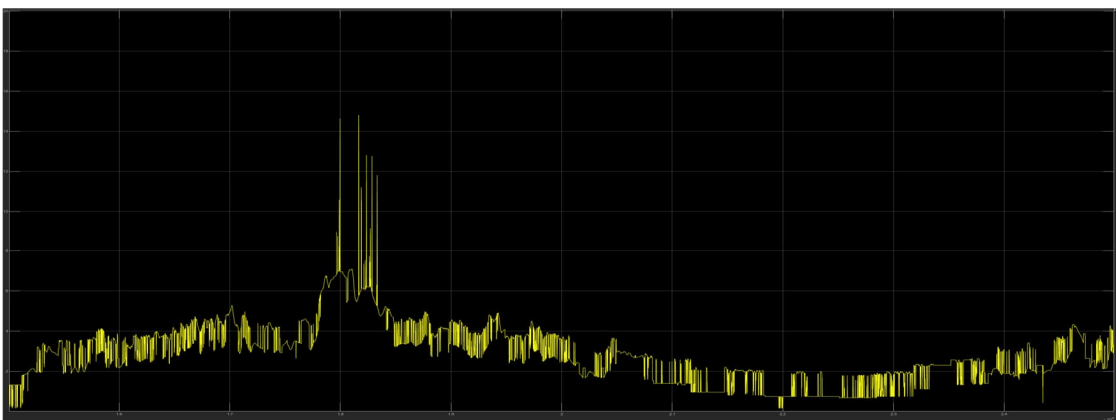
KUVA 18. Kulutuksen kasvu lämpötilan funktiona.

TAULUKKO 3. Kuukausien keskilämpötilat.

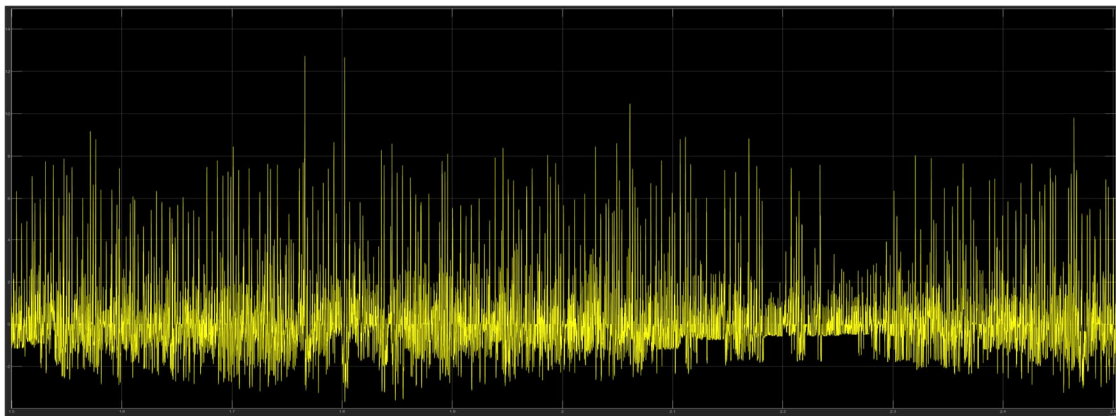
Kuukausi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Lämpötila	-9,3	-9,3	-4,8	1	7,4	12,6	15,6	13,4	8,3	2,8	-3,2	-7,3



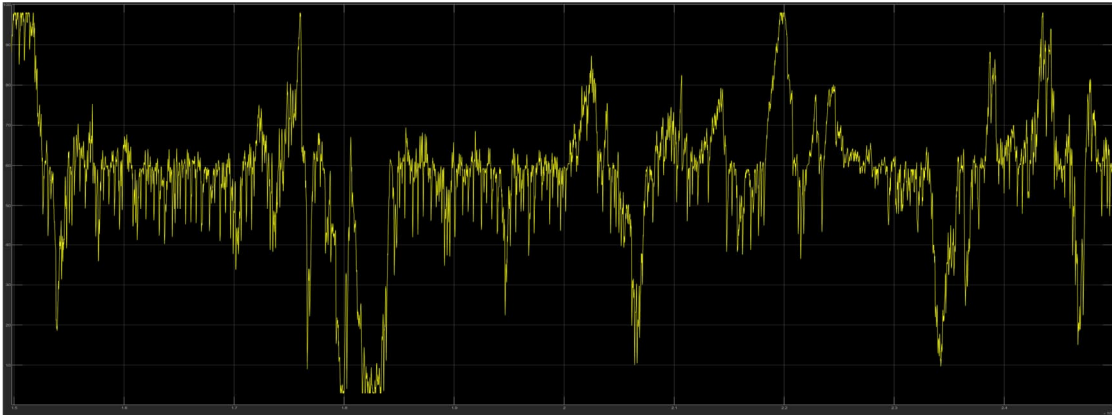
KUVAAJA 15. Liittymäteho ilman hybridienergiajärjestelmää.



KUVAAJA 16. Liittymäteho hybridienergiajärjestelmällä.



KUVAAJA 17. Energiavaranaston teho.



KUVAAJA 18. Energiavaraston varausprosentti.

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

#### 6.3.4 I-termi

Kuten kuvaajista 15-18 havaitaan, energiavarasto voi lämpötilakorjauksesta huolimatta edelleen joutua käyttöalueensa ulkopuolelle. Siksi ohjaukseen päädyttiin vielä lisäämään PID-säätimistä tuttu I-termi. Tavoitteena oli sisällyttää ennustemalliin säätölogiikka, joka pyrkii aktiivisesti poistamaan mallin ja todellisen kulutuksen välistä virhettä. Säätölogiikka ei kuitenkaan saa seurata kulutusta liian nopeasti, jotta tehopiikkien ja -kuoppien -leikkausominaisuutta ei menetetä. Toisaalta malli ei myöskään saa olla pidempää aikaa kaukana todellisesta tilanteesta, vaan säätölogiikan tulee korjata ennustemallia todellisen keskikulutuksen suuntaan. Tämä toiminnallisuus saavutetaan I-termillä eli integraattorilla, joka voidaan yleisesti esittää muodossa

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

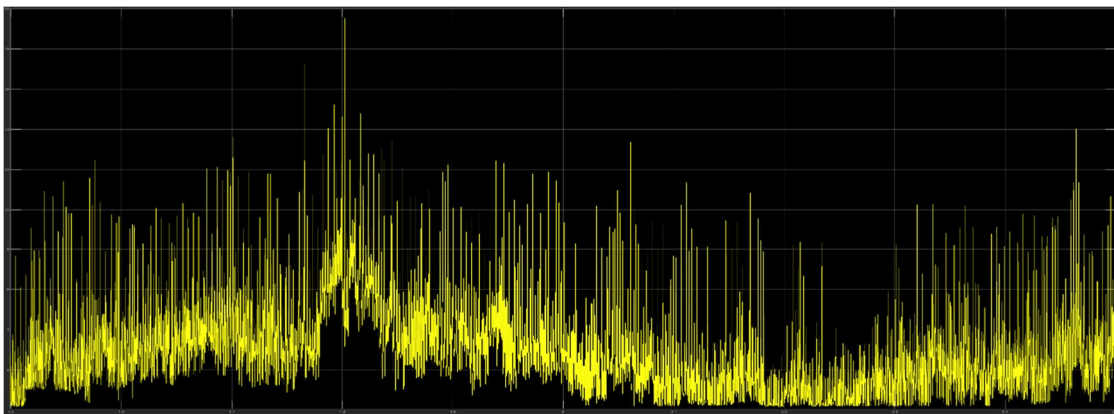
jossa  $u_i$  on I-säätimen ulostulo,  $T_i$  integrointiaika ja  $e$  erovirhe. Erovirhe saadaan yhtälöstä

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

jossa  $a$  on asetusarvo ja  $b$  mittausarvo. Simulaatiossa  $a$  vastaa asiakkaan todellista keskitehoa  $P_{avg}$  ja  $b$  simulaatiomallin antamaa asiakkaan simuloitua keskitehoa  $P_{sim}$ . Säädöllä tavoitellaan siis asiakkaan todellista keskitehoa (tavoitearvo), ja simuloitu keskiteho on tulos simulaatiosta (näennäisesti "mitattu" arvo), jota pyritään korjaamaan todellista keskitehoa kohti. Näillä muokkauksilla kaava (21) saadaan muotoon

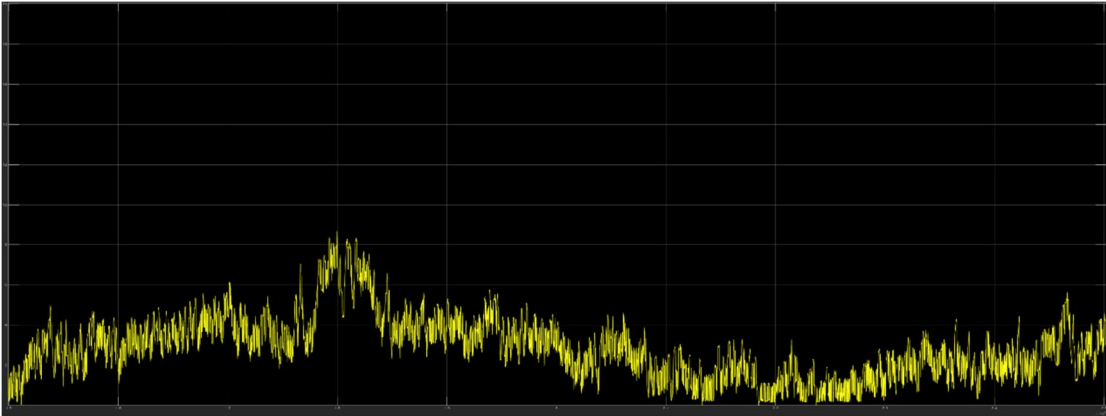
$$u_i = \frac{1}{T_i} \cdot \int (P_{avg} - P_{sim}) dt. \quad (22)$$

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. Näiden muokkausten jälkeen simulaatio antoi kuvaajien 19-22 mukaisia tuloksia.

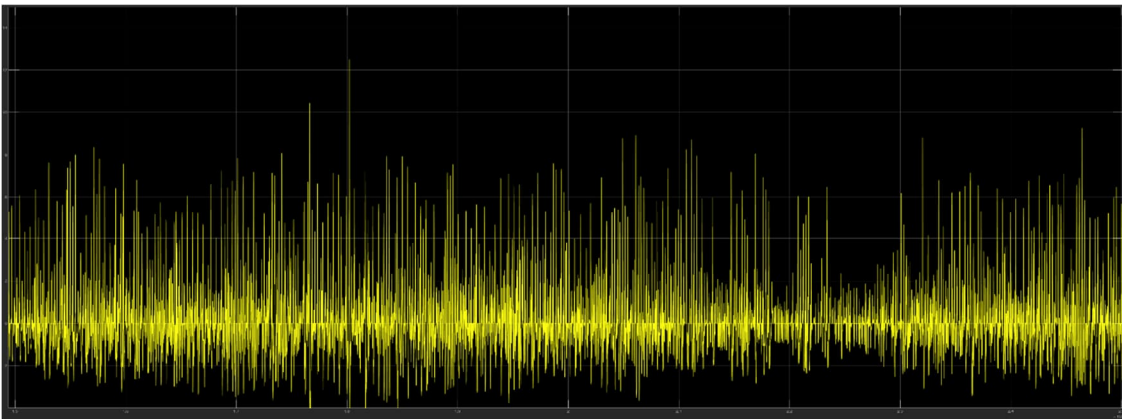


KUVAAJA 19. Liittymäteho ilman hybridienergiajärjestelmää.

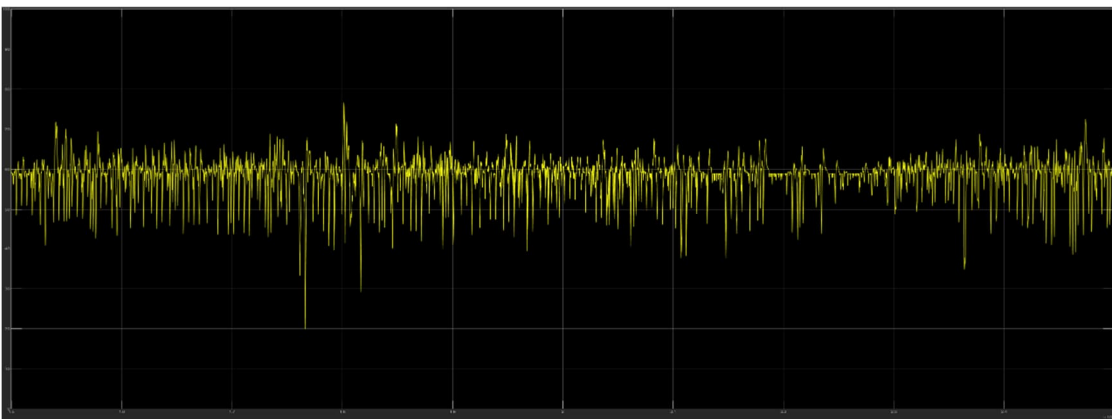




KUVAAJA 20. Liittymäteho hybridiennergiajärjestelmällä.



KUVAAJA 21. Energiavaraston teho.

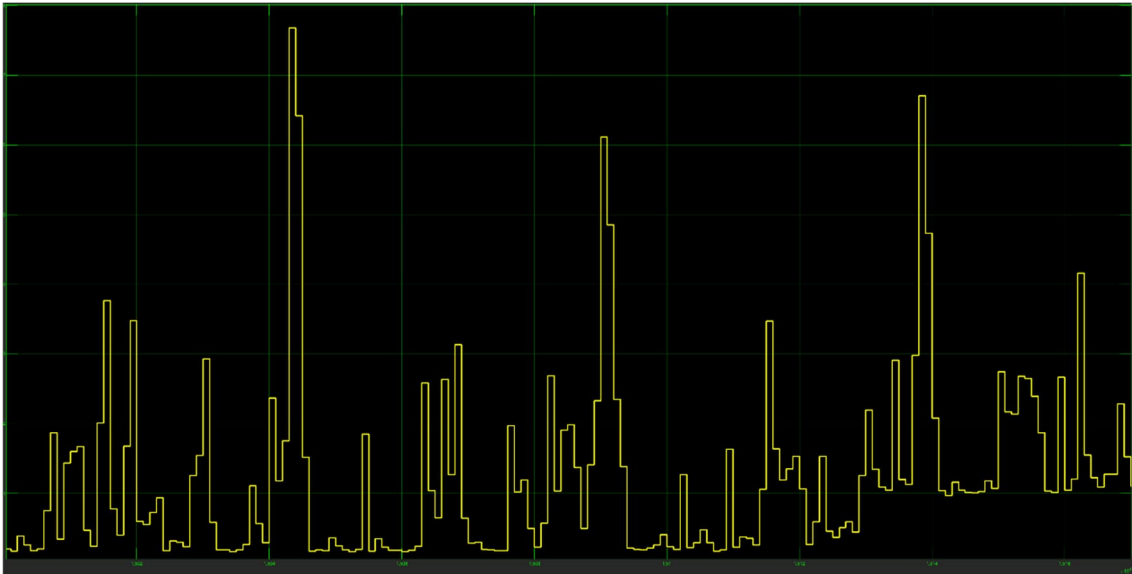


KUVAAJA 22. Energiavaraston varausprosentti.

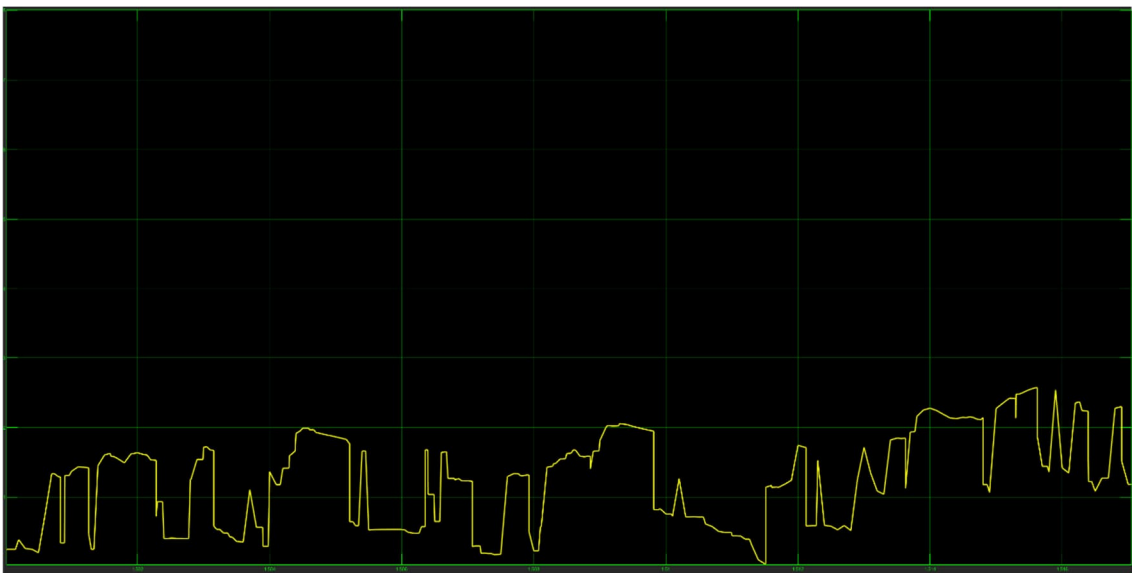
Huomataan, että I-termillä on merkittävä vaikutus. Energiavarasto ei tyhjene tai täyty kertaakaan simuloidun vuoden aikana, eli energiavarasto pysyy jatkuvasti toiminta-alueellaan ja käyttökunnossa. Lisäksi liittymäteho hybridiennergiajärjestelmällä

mukailee miltei täydellisesti liittymätehoa ilman hybridienergiajärjestelmää, mutta nyt suuret tehopiikit ja -kuopat on poistettu.

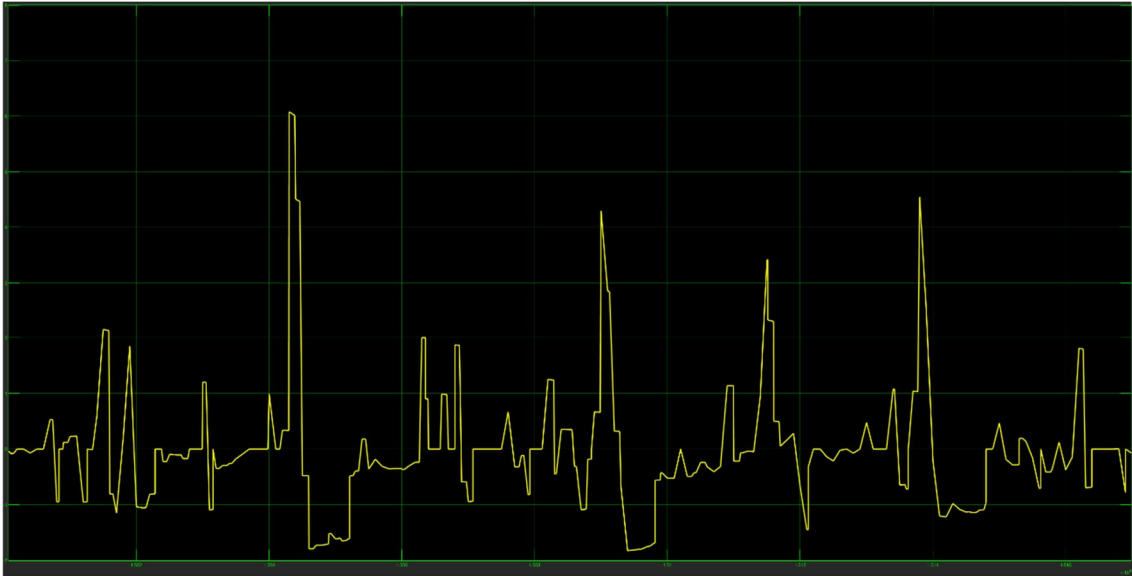
Jotta hybridienergiajärjestelmän käyttäytyminen eri tilanteissa saadaan vielä tarkemmin näkyviin, kuvaajissa 23-26 on esitetty saman simulaation tulokset viikon aikajaksolta.



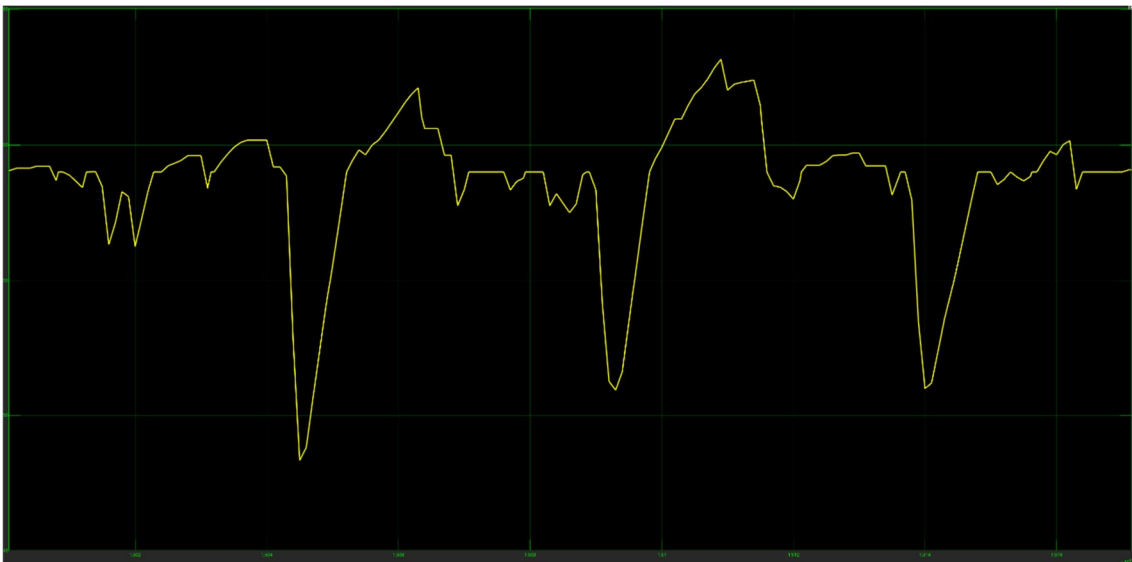
KUVAAJA 23. Liittymän teho ilman hybridienergiajärjestelmää.



KUVAAJA 24. Liittymän teho hybridienergiajärjestelmällä.



KUVAAJA 25. Energiavaraston teho.



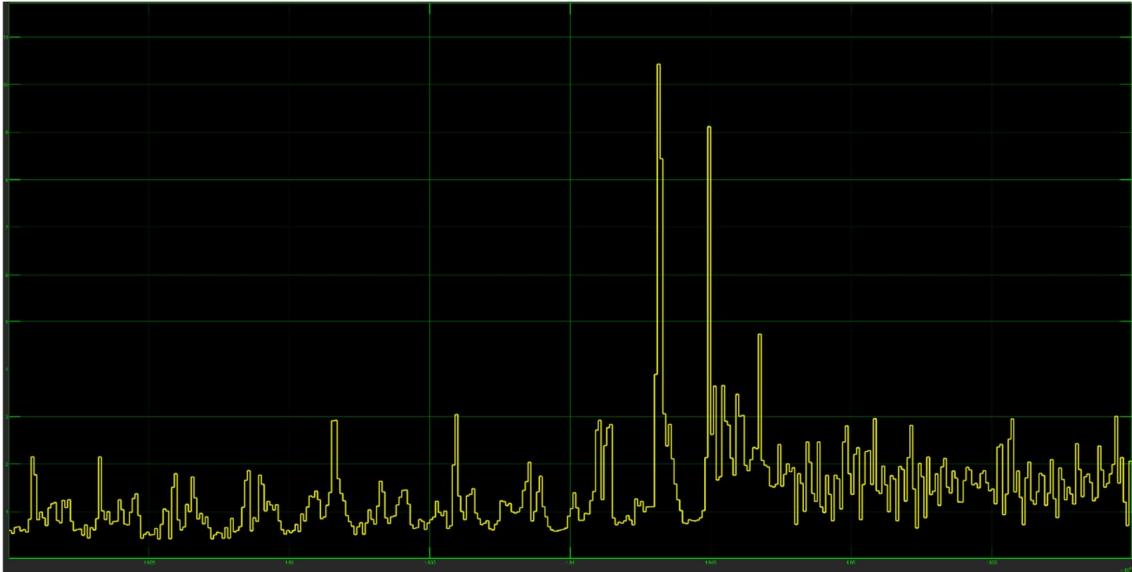
KUVAAJA 26. Energiavaraston varausprosentti.

Kuvaajista nähdään, että energiavaraston teho sekä liittymäteho ilman hybridienergiajärjestelmää muistuttavat hyvin paljon toisiaan profiileiltaan. Suurimpana erona on se, että energiavaraston teho on keskiarvoltaan lähellä nollaa, kun taas liittymätehon keskiarvo on selvästi positiivinen. Sekä energiavaraston tehossa että liittymätehossa ilman hybridienergiajärjestelmää näkyy lähes kahdeksan kilowatin päivittäistä vaihtelua.

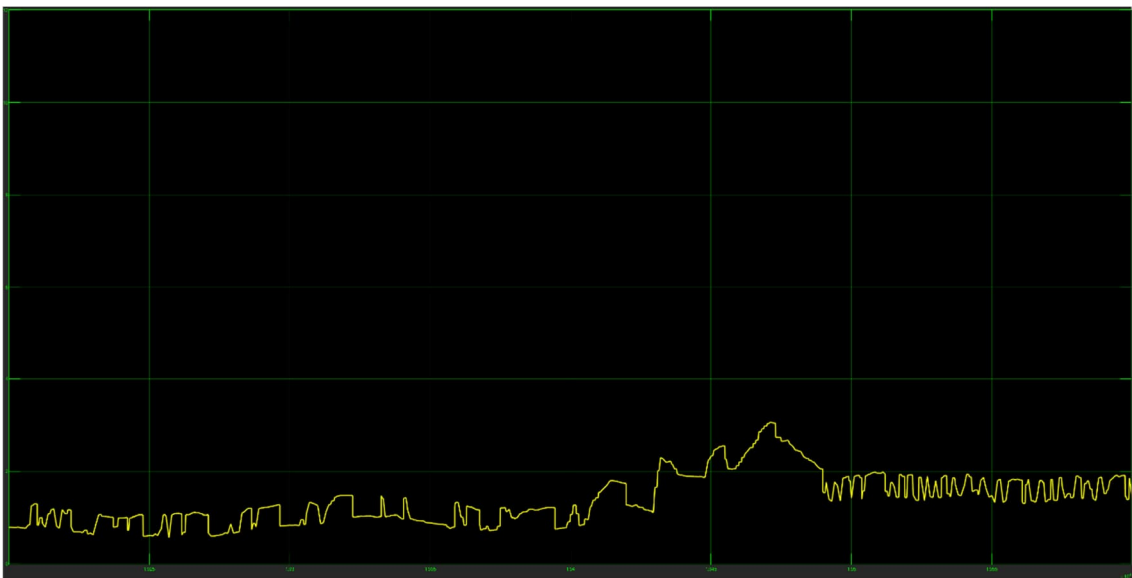
Liittymän teho hybridienergiajärjestelmällä on myös selvästi positiivinen ja keskiarvoltaan samaa luokkaa kuin ilman hybridienergiajärjestelmää, mutta tehon päivittäinen vaihtelu on pienentynyt noin kilowatin tasolle. Energiavaraston varaus putoaa noin 10 prosenttia pahimpien tehopiikkien seurauksena, 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 välillä myös toiseen suuntaan. 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 käyttöalueellaan. Lisäksi ylimääräiset tehokuopat ja -piikit ovat leikkaantuneet liittymätehosta.

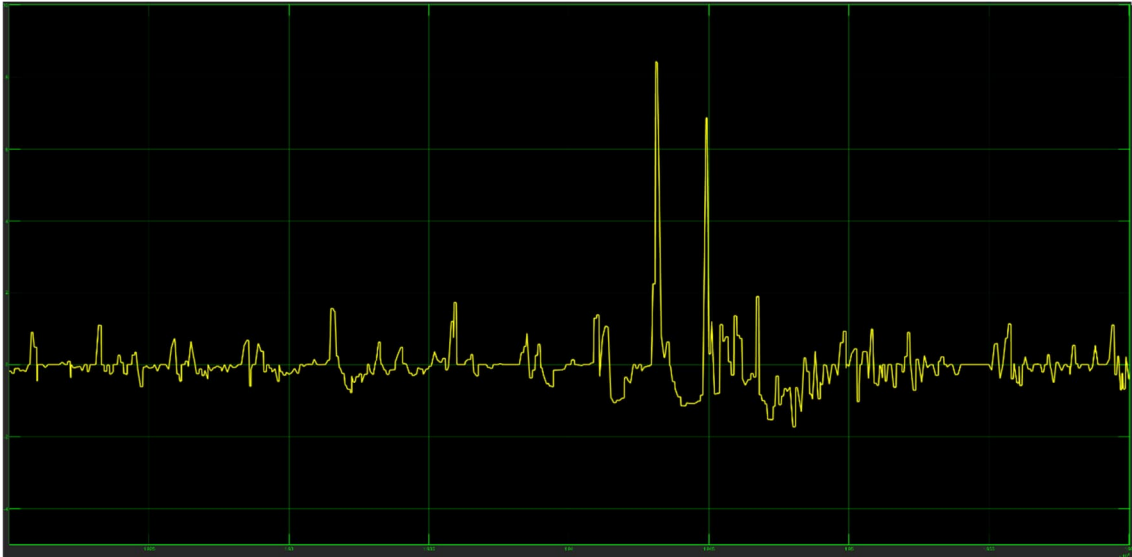
Kuvaajat 27-30 esittävät toisen omakotitalon simulaatiotuloksia. Kyseessä on kohde, jossa on vaihdettu öljylämmityksen tilalle maalämpö kesken mittausjakson. Lämmitysmuodon vaihto vaikuttaa luonnollisesti merkittäväällä tavalla asiakkaan keskitehoon ja kulutusprofiiliin. Tästä syystä lämmitysmuodon vaihtoajankohta on mielenkiintoinen simuloinnin kannalta, koska I-termin täytyy melko voimakkaasti korjata SENER:n lämpötilakorjattua mallia, jotta energiavaraston tyhjenemiseltä tai täyttymiseltä vältytään. Simulaatio tehtiin noin kahden viikon ajalta vaihtoajankohdan ympäriltä.



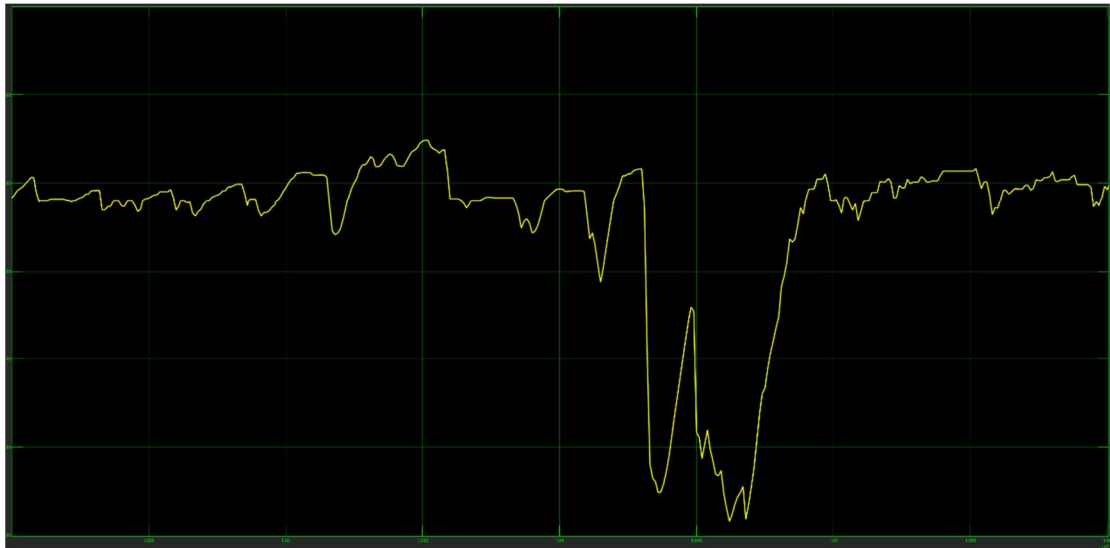
KUVAAJA 27. Liittymän teho ilman hybridienergiajärjestelmää.



KUVAAJA 28. Liittymän teho hybridienergiajärjestelmällä.



KUVAAJA 29. Energiavaraston teho.



KUVAAJA 30. Energiavaraston varausprosentti.

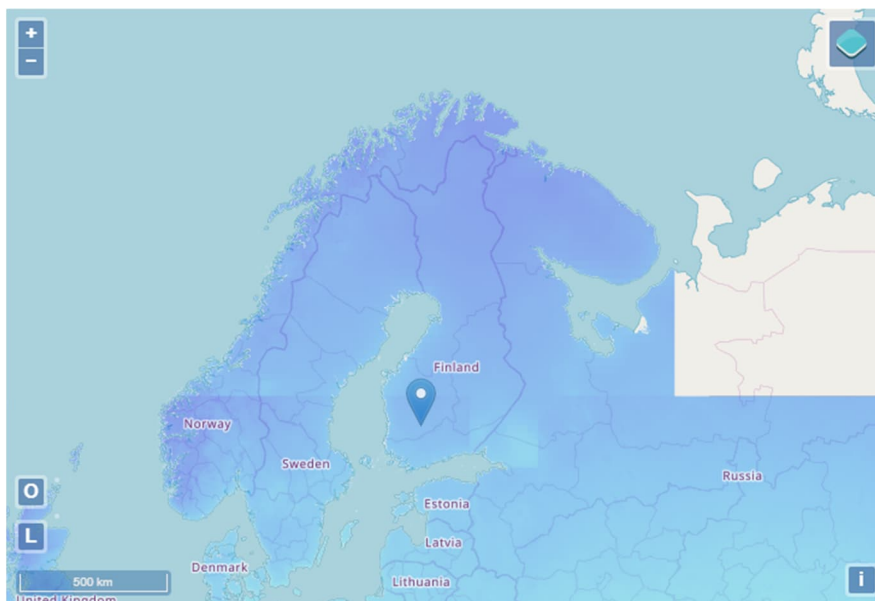
Liittymätehon kuvaajassa ilman hybridienergiajärjestelmää näkyy selkeästi lämmitysmuodon vaihtoajankohta. Tehokuvaajassa on suuri piikki keskivaiheilla, joka johtuu kaikesti väliaikaisista sähkölämmittimistä ja työkoneista tms. vaihdon aikana. Tämän jälkeen kulutus muuttua profiiliaan melko erilaiseksi kuin ennen tehopiikkiä. I-termi joutuu korjaamaan asiakkaan simuloidun keskitehon paikkaa vaihtoajankohdan ympärillä, mikä 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.

### 6.3.5 Aurinkovoimalakorjaus

Edellä esitetyt toiminnallisuudet eivät ota kantaa siihen, että asiakkaalla on oma aurinkovoimala. I-termi kyllä korjaa tehoptken 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 tehoptken paikkaa. Pelkästään tämän 24 tunnin aikana energiavarasto saattaa täytyä/tyhjentyä, koska tehoptken paikka on virheellinen asiakkaan oman tuotannon seurauksena. Tästä syystä tarvitsemme karkean arvion asiakkaan oman tuotannon suuruudesta, jotta tehoptken paikkaa pystytään tarkemmin arvioimaan, ennen kuin I-termi aloittaa aktiivisesti korjaamaan virhettä simuloidun keskitehon ja todellisen keskitehon välillä.

Aurinkovoimala-korjausta lähdettiin ratkaisemaan selainpohjaisella PVGIS-työkalulla. Ohjelmaan asetettiin sijainniksi Tampere kuvan 19 mukaisesti, koska järjestelmää käytetään keskimääräisesti eniten Tampereen lähistöllä.



KUVA 19. PVGIS-ohjelmasta valittu kohteeksi Tampere.

Ohjelman parametreihin valittiin kuvan 20 mukaiset arvot, jotka PVGIS antoi oletuksena. Kuten kuvasta 20 nähdään, paneelitehoksi valittiin 1 kWp, koska tällöin saamme haluamme tulokset kertomalla PVGIS:n antamat arvot asiakkaan asennetulla paneeliteholla. Asennuskulmiksi PVGIS antoi oletuksena kuvan mukaiset arvot. Tulokset eivät eronneet olennaisesti, mikäli optimoi asennuskulmat ohjelman avulla, joten kuvan kulmissa pysyttiin. Simulointitulokset on esitetty kuvassa 21.

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

Solar radiation database\* PVGIS-SARAH

PV technology\* Crystalline silicon

Installed peak PV power [kWp]\*

System loss [%]\*

**Fixed mounting options**

Mounting position\* Free-standing

Slope [°]\*   Optimize slope

Azimuth [°]\*   Optimize slope and azimuth

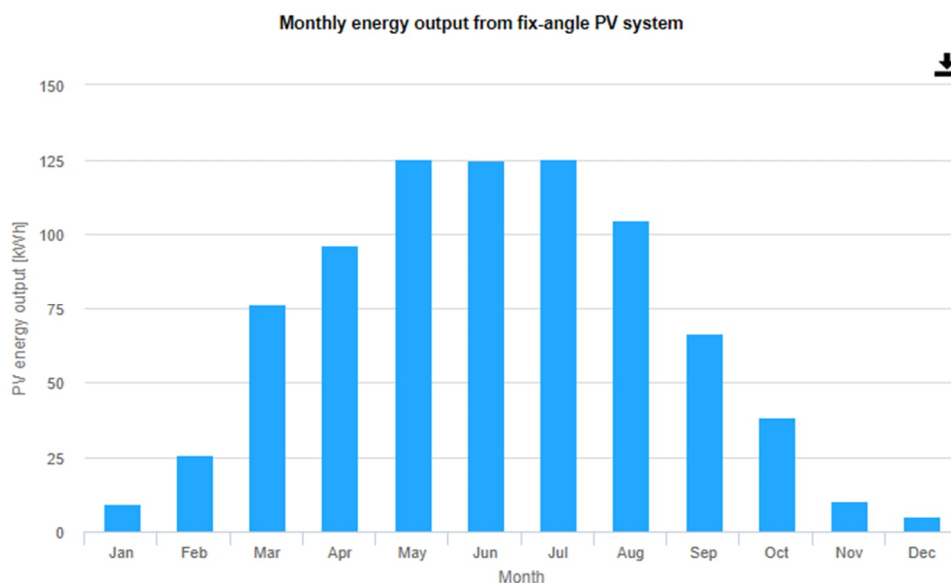
PV electricity price

PV system cost (your currency)

Interest [%/year]

Lifetime [years]

KUVA 20. Ohjelmaan asetetut parametrit.



KUVA 21. PVGIS-ohjelman antamat tulokset.



Kuvasta 21 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 23 mukaisesti.

$$P(t) = P_{LK}(t) - P_{PV} \cdot i_{PV,kk} \quad (23)$$

Jossa  $P(t)$  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 kilowattipiikkiä kohden.

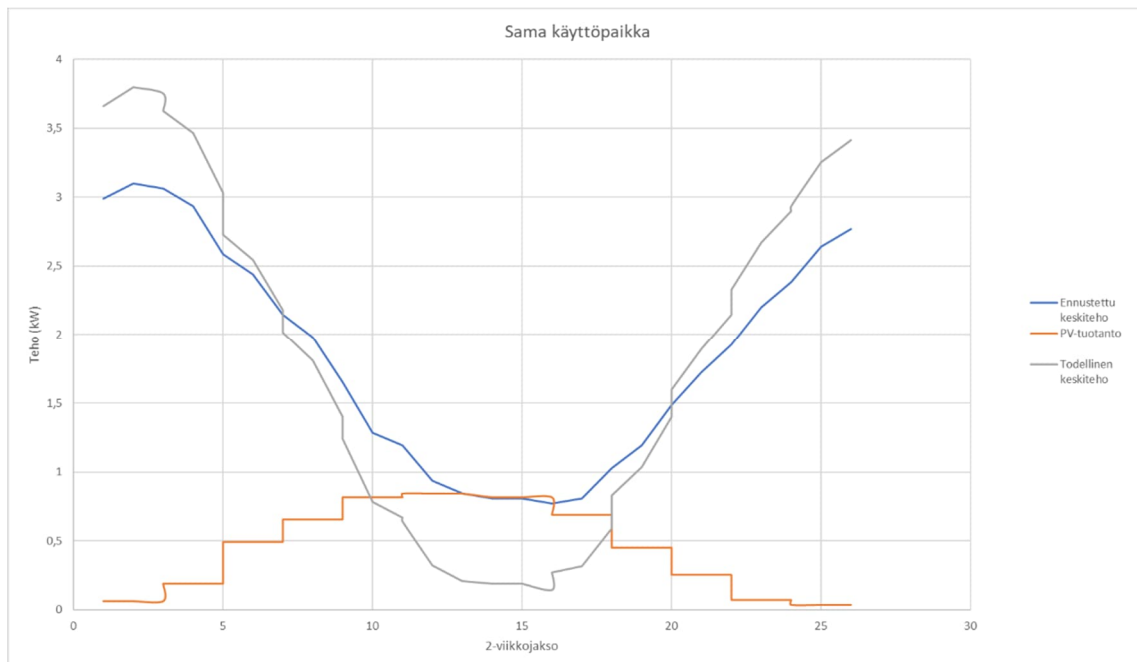
### 6.3.6 Vuosienergian korjaus

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.

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 simulaatio 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.

Kuvaajasta 31 nähdään, että todellinen 2-viikkokeskitehon kuvaaja (harmaa) vastaa kohtalaisesti muodoltaan kyseisen käyttäjäryhmän 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.



KUVAAJA 31. Kulutusprofiilin muutos.

Tällaisissa tapauksissa asiakkaan todellisesta kulutuksesta ja tuotannosta täytyy muodostaa omat profiilit, jotta parempaan ennustustulokseen päästäisiin. Eli asiakkaan todellinen kulutettu energia täytyy sivistyneesti arvata yhden mittarin tapauksissa. Arvaus voidaan tehdä samoilla oletuksilla mitä aiemminkin. Jos asiakkaan aurinkovoimalan tehokapasiteetti tiedetään, voidaan todellinen kulutettu vuosenergia arvata lisäämällä aurinkovoimalan keskimääräinen odotettu vuosituotto liittymän ilmoitetun vuosieenergian 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 21 mukaan 786 kWh/kWp.

Asiakkaan todellinen kulutettu vuosenergia  $E_{kulutus}$  saadaan laskettua kaavasta

$$E_{kulutus} = E_{ilm} + P_{pV} \cdot 0,786 \text{ MWh}, \quad (24)$$

jossa  $E_{ilm}$  asiakkaan ilmoittama vuosenergia ja  $P_{pV}$  aurinkovoimalan huipputeho.

Nyt, kun asiakkaan todellinen kulutettu vuosenergia tiedetään, voidaan tämä energia syöttää kaavaan 18, jolloin saadaan asiakkaan todellinen kulutusprofiili. Saadusta kulutusprofiilista voidaan hetkittäin vähentää odotettu keskimääräinen aurinkovoimalan tuotto kaavalla 23, jolloin saamme tarkemmin asiakkaan liittymän tehokulutusprofiilin.

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

### 6.3.7 Tavoitetehton yhteenveto

Kun edellä esitetyt tavoitetehtoon vaikuttavat tekijät kootaan yhteen, simulaatiomallin tavoitetehton  $P_{ohje}$  kaavaksi saadaan

$$P_{ohje} = \frac{\frac{W_{korjattu}}{8760} \cdot i_{2V,\mu}}{1 + \alpha(T_{ka,päivä} - T_{ka,kk})} - P_{PV} \cdot i_{PV,kk} + \frac{1}{T_i} \cdot \int (P_{ka,pv} - P_{ohje}) dt \quad (25)$$

jossa  $W_{korjattu}$  on asiakkaan kulutuksen korjattu vuosienergia,  $i_{2V,\mu}$  meneillään olevan 2-viikkojakson kerroinindeksi kyseiselle käyttäjäryhmälle,  $\alpha$  asiakkaan lämmitysmuodon lämpötilariippuvuus,  $T_{ka,päivä}$  päivän lämpötilan liukuva keskiarvo,  $T_{ka,kk}$  meneillään olevan kuukauden pitkäaikainen keskiarvolämpötila,  $P_{PV}$  aurinkovoimalan nimellisteho,  $i_{PV,kk}$  meneillään olevan kuukauden keskimääräinen odotusarvo aurinkovoimalan tuotantoteholle,  $T_i$  integrointiaika ja  $P_{ka,pv}$  asiakkaan liittymätehon liukuva päiväkeskiarvo. Kulutuksen vuosienergian korjausta käsiteltiin jo aiemmin, ja se voidaan laskea yhden ja kahden mittauksen tilanteissa seuraavasti:

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

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

Alla on esitetty oletusarvot, joita kaavassa 25 on käytetty 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

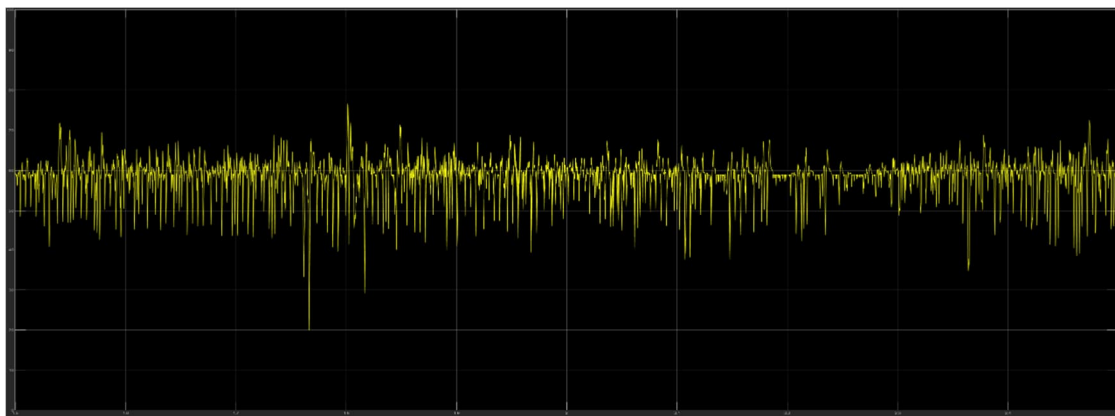
kappaletta. Muut arvot saadaan mittaamalla tai syötteenä asiakkaalta hybridienergiajärjestelmän kosketusnäytön avulla.

#### 6.4 SOC:n tavoitearvo

Simulink-simulaatiossa huomattiin, että energiavaraston varausprosentin tavoitearvo 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 tehopiikkejä kuin -kuoppia, jolloin SOC lähtee aina todennäköisemmin laskemaan kuin nousemaan. Varausprosentin tavoitearvon kannalta olisi tällöin hyvä, että varausprosentin putoamiselle annettaisiin enemmän tilaa kuin kasvamiselle. Ilmiö voidaan nähdä myös kuvaajasta 32, jossa on energiavaraston varausprosentti kulutuskohteessa, jossa ei ole omaa tuotantoa.

Kuvaajasta 32 nähdään, että energiavaraston varausprosentin laskut ovat voimakkaampia kuin nousut, joten on hyvä, että laskuille annetaan hieman enemmän tilaa. Myös muilla vastaavilla kulutuskohteilla SOC käyttäytyi likimain samalla tavalla..

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.



KUVAAJA 32. Energiavaraston varausprosentti.

## 6.5 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.

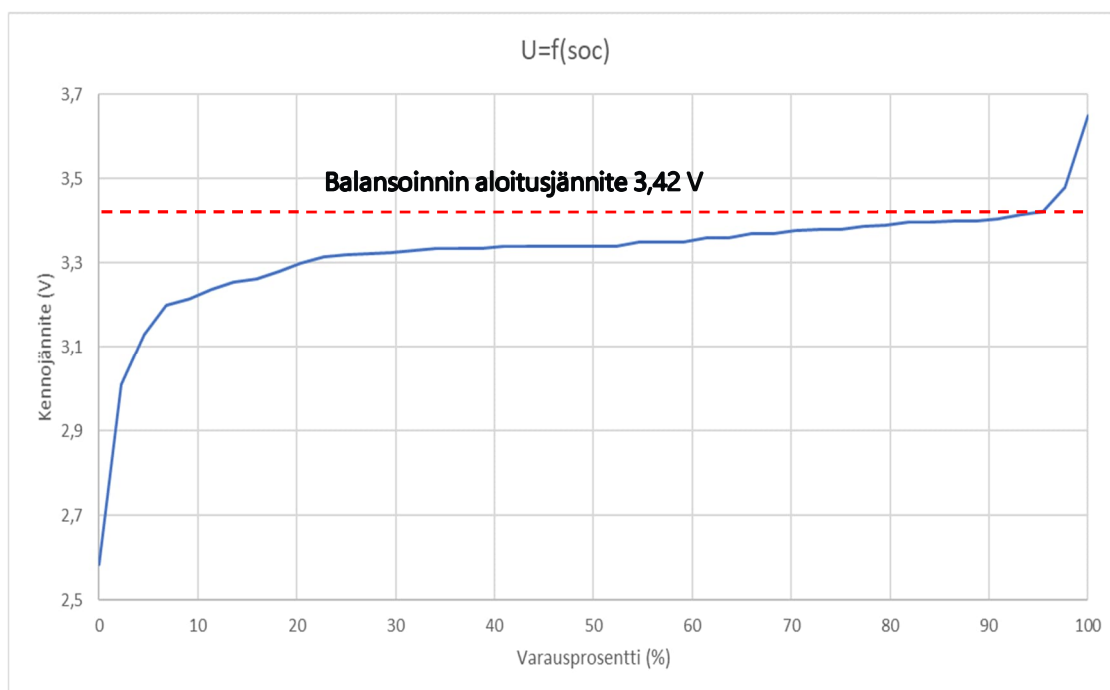
Tehoputkiohjelmia oli testattu Tampereen ammattikorkeakoulun sähkölaboratoriossa noin neljän kuukauden ajan, ja kaikki oli mennyt laboratorio-olosuhteissa kuten pitääkin. Ensimmäisessä todellisessa käyttöttestissä erällä maatilalla, jossa oli noin 50 kilowatin aurinkovoimala, latautui energiavarasto 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 sammui, 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 energiavarasto on syytä ladata tasaisin väliajoin täyteen kapasiteettiinsa, jotta 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 toleranssin sisällä. Balansointivirta on meidän järjestelmässämme 200 mA, ja BMS balansoi kaikki kennojännitteet viiden millivoltin ikkunaan. Balansointi alkaa, jos yksikin kennojännite ylittää 3,42 voltia, ja loppuu, kun kaikki kennojännitteet ovat viiden millivoltin ikkunassa.

3,42 voltin kennojännite tarkoittaa noin 95 prosentin varausta yksittäiselle kennolle. 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 jotta kennot ovat yhtä aikaa tyhjiä tai täynnä, jolloin koko energiavaraston kapasiteetti pystytään hyödyntämään. Meidän energiavarastomme koostuu litiumrautafosfaattikenoista (LiFePO<sub>4</sub>). Litiumrautafosfaattikenojen jännite/SOC-käyrä on kuvaajan 33 mukainen.

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

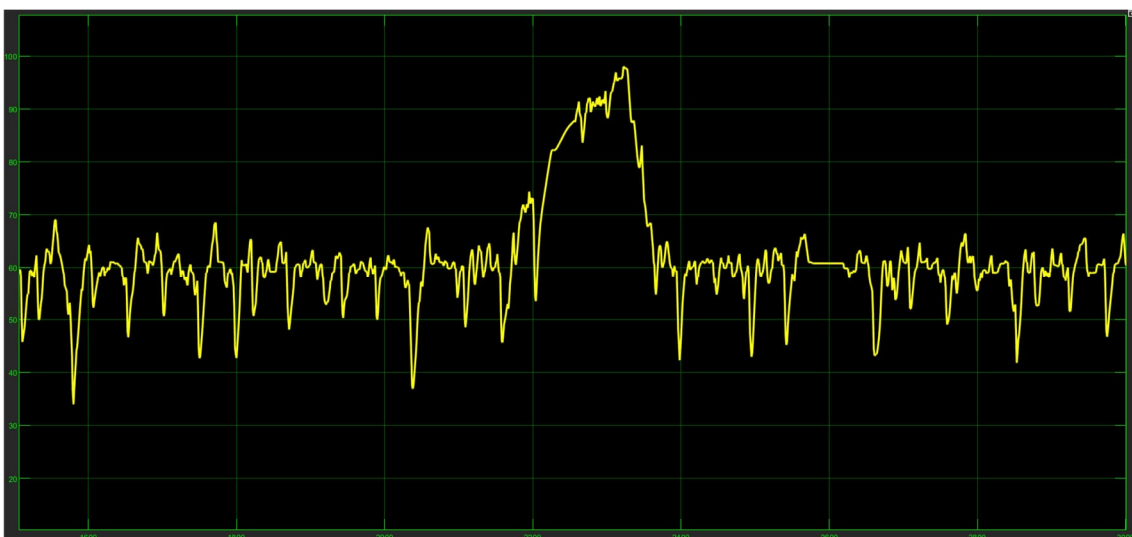


KUVAAJA 33. LiFePO<sub>4</sub> kennojen Jännite/SOC-käyrä.

noin kolmen prosentin varauseroa, eli saattaisimme menettää kolme kilowattituntia energiavaraston käytettävästä kapasiteetista.

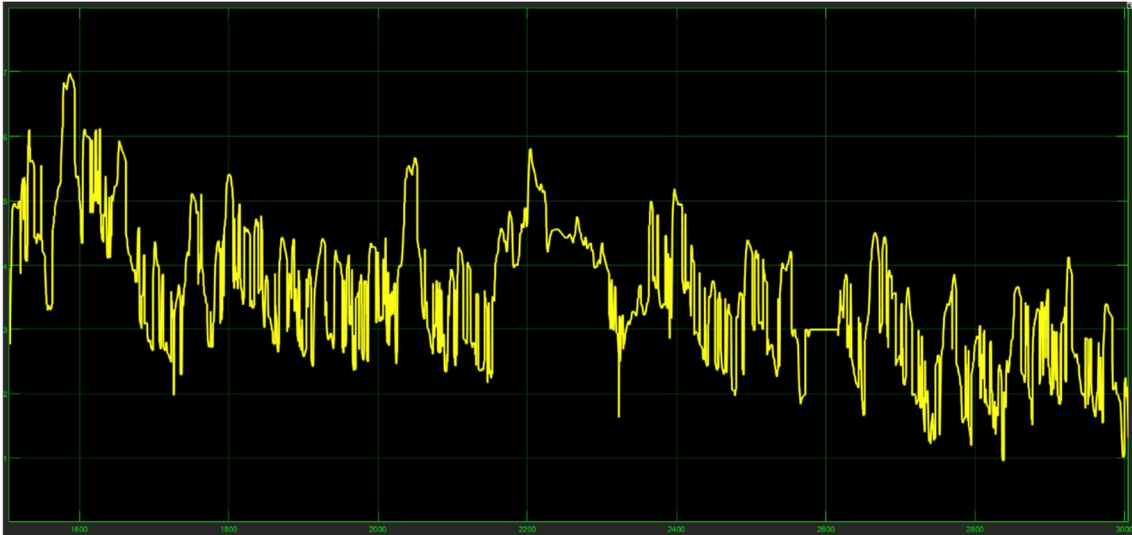
Siksi balansointi aloitetaan, jos yksikin kennojännite ylittää 3,42 voltia, koska tällöin kennot alkavat olla SOC-käyrän jyrkällä osuudella. Meidän täytyisi siis ladata energiavarasto tehoptiohjelmassa määrätyn väliajoin täyteen, jotta balansointi olisi mahdollista. Korkeaa varaustilaa on syytä pitää ylhäällä niin kauan, kunnes balansointi on suoritettu.

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

## 7 TEHOPUTKIOHJELMAN KÄYTTÄMINEN

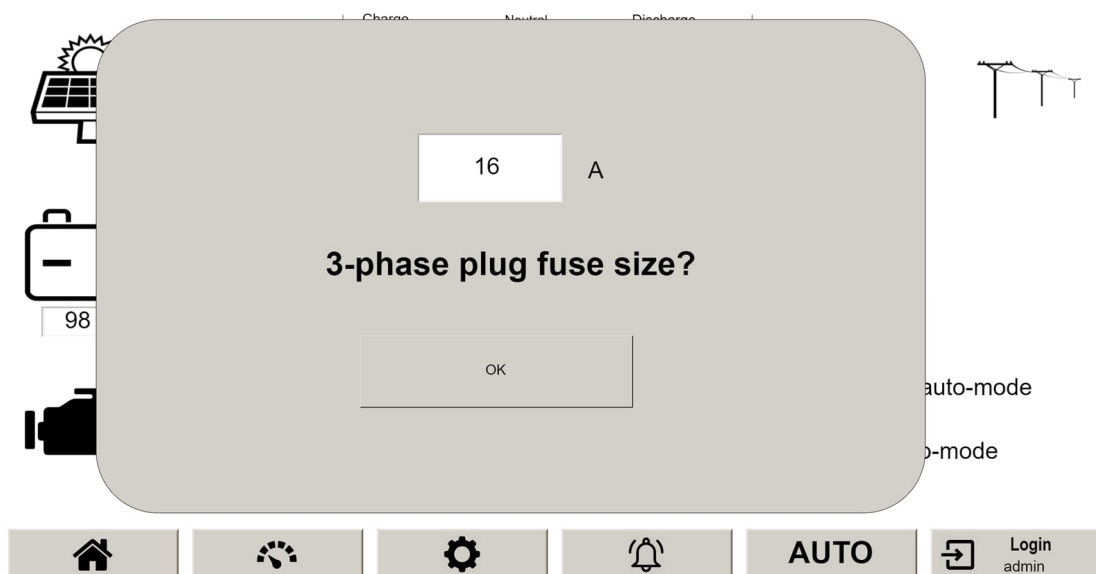
Alla on käyttöesimerkkejä todellisella laitteistolla eli hybridienergiajärjestelmällä. Käyttöesimerkeissä on näyttökaappauksia hybridienergiajärjestelmän omalta kosketusnäytöltä. Esimerkeissä ajetaan järjestelmä ylös staattisella ja dynaamisella tehoptukella. Staattinen tehoptuki tarkoittaa kiinteitä liittymän sallitun maksimi- ja minimitehon arvoja, eli liittymän 3-vaiheinen pätöteho pyrkii asettumaan näiden arvojen väliin.

Dynaamisessa tehoptukessa maksimi- ja minimiteho liikkuvat käyttäjämallinnussimulaation antaman tavoitetehton mukaisesti muodostaen tehoptuken asiakkaan päiväkeskitehon ympärille. Tällöin liittymän 3-vaiheinen pätöteho pyrkii asettumaan asiakkaan päiväkeskitehon tasolle, joutaen noin 20 % molempiin suuntiin.

Luvuissa 7.1 ja 7.2 käydään esimerkkien avulla vaihe vaiheelta läpi, miten tehoptukiohjausta käytetään järjestelmän käyttöliittymästä.

### 7.1 Staattinen tehoptuki

1. Asetetaan verkkosyöttöön käytetyn 3-vaihepistorasiaryhmän nimellisvirta.



## 2. Valitaan "Static auto-mode" (ympäröity kuvassa).

The screenshot displays the system control interface. On the left, there are three power source indicators: PV (0.0 kW), ES (0.0 kW, 98% SOC), and AC-input (-0.0 kW). The central area shows a 'SYSTEM STATUS' section with 'Idle' and 'Waiting for start command', along with 'START' and 'STOP' buttons. Below this is a 'DC Link Voltage' scale from 0 to 1000. On the right, there is an 'Off-Grid' indicator (0.0 kW) and a 'Pwr. Lim.' (0 kW) indicator. A blue box highlights the 'Static auto-mode' checkbox, which is checked. At the bottom, there is a navigation bar with icons for home, status, settings, notifications, 'AUTO', and 'Login admin'.

## 3. Määritetään staattisen tehopotken asetukset

The screenshot shows the 'Parameters for active power control' configuration screen. The settings are as follows:

- Allow powerflow to grid:
- Main fuse size: 50 A
- Start dynamic auto-mode after 24h:
- Maximum power: 10 kW
- Minimum power: 8 kW
- Solar PV peak power: 4.0 kW
- Customer grid connection point minimum short circuit current: 580 A
- SC-current: 580 A
- Loop impedance: 397 mOhm

Buttons for 'OK' and 'Exit automode' are visible. At the bottom, there is a navigation bar with icons for home, status, settings, notifications, 'AUTO', and 'Login admin'. A diagram at the bottom right shows the 'Grid connection/power module' and 'HESS connection' with labels for 'Grid impedance' and 'Line resistance'.

### a. "Allow powerflow to grid" = Sallitaanko kaksisuuntainen tehonsiirto liittymässä?

Jos a-kohta valitaan, sallitaan pätötehon siirto molempiin suuntiin liittymässä, ja SOC:n tavoitearvoksi tulee 50 prosenttia. Mikäli ei valita, sallitaan pätötehon siirto vain verkosta asiakkaalle, ja SOC:n tavoitearvoksi tulee 60 prosenttia.

- b. "Main fuse size:" = Liittymän pääsulakekoko?
- c. "Start dynamic auto-mode after 24 h" = Siirrytäänkö automaattisesti dynaamiseen tehopotkeen päivän jälkeen?

Jos c-kohta valitaan, ilmestyy alla oleva kysely näkyviin.

### Settings for dynamic power tube

User group


Omakotitalo, huonekohtainen sähkölämmitys, käyttövesivaraaja < 300 l


Total year energy:  MWh


Customer's solar PV energy generation excluded from total year energy  True


Means that customer's energy consumption and possible solar PV generation have separate kWh-measurements.  
If so, only the energy consumption in megawatthours should be added. In one kWh-meter case, total year energy should be added.

OK










**AUTO**

 Login  
admin

- i. "User group:" = Liittymän kuluttajan käyttäjäryhmä?
- ii. "Total year energy:" = Kokonaisvuosienergia?
- iii. "Customer's solar PV energy generation excluded from total year energy" = Onko liittymän mahdollisella omalla tuotannolla oma energiamittaus?
- d. "Maximum power:" = Liittymän suurin sallittu 3-vaiheinen pätöteho?
- e. "Minimum power:" = Liittymän pienin sallittu 3-vaiheinen pätöteho?
- f. "Solar PV peak power:" = Liittymän jälkeen olevan aurinkovoimatuotannon nimellisteho?
- g. "SC-current:" = Liittymän pienin oikosulkuvirta
- h. "Loop impedance:" = Liittymän silmukkaimpedanssi

## 4. Painetaan aloitusnäytöltä "START".

The screenshot displays the system control interface. On the left, three power sources are listed: PV (0.0 kW), ES (0.0 kW, 98% SOC), and AC-input (-0.0 kW). The central panel shows a power flow diagram with 'Charge', 'Neutral', and 'Discharge' sections, a 'NEUTRALIZE' button, and a 'SYSTEM STATUS' section indicating 'Idle' and 'Waiting for start command'. A green 'START' button and a red 'STOP' button are visible, with the 'START' button highlighted by a blue box. Below the buttons is a 'DC Link voltage' scale from 0 to 1000, with a note: 'Positive power = discharging, Negative power = charging'. On the right, 'Off-Grid' power is shown as 0.0 kW, 'Pwr. Lim.' is 0 kW, and a 'Static auto-mode' checkbox is checked. The bottom navigation bar includes icons for home, status, settings, notifications, 'AUTO', and a 'Login admin' button.

## 5. Käynnistyksen jälkeen virta-probejen oikea asennus testataan.

The screenshot shows the system control interface with a modal dialog box overlaid. The dialog box has the title 'Testing current probes, please wait...' and contains an image of a current probe being tested on a wooden block. A 'Cancel' button is located at the bottom of the dialog. The background interface is dimmed, showing the same power source and system status information as in the previous screenshot. The bottom navigation bar remains visible.

## 6. Testin tulos ilmestyy näkyviin muutaman sekunnin kuluessa.

**Probe test results:**

Probe L1: Correct	Wrong polarity => Turn probe 180-degrees Wrong phase => Switch probe to other phase Wrong phase can also indicate very low power factor (PF<0,87)	Line resistance: 0.218 Ohm
Probe L2: Correct		
Probe L3: Correct		

Press "Continue" to start active power control, "Restart" to repeat the test or "Cancel" to go back to manual mode.

Grid connection/power module HESS connection

Grid Grid impedance Line resistance HESS

Continue Restart Cancel

Home Settings Alerts AUTO Login admin

Yllä kuvassa kaikki virta-probet ovat oikein, koska jokaisen proben kohdalla kuvan vasemmassa yläreunassa lukee "Correct". Kuvan oikeassa yläreunassa näkyy probe-testin ohessa mitattu linjaresistanssi, jota hybridienergiajärjestelmä käyttää siirtääkseen 3-vaihepistorasiasta mitatut jännitteet laskennallisesti liittymälle. Alla on esimerkkikuva, jossa vaiheen L1 virta-probe on asennettu vahingossa väärin päin ja vaiheen L2 ja L3 virta-probet ovat menneet ristiin.

**Probe test results:**

Probe L1: Wrong polarity	Wrong polarity => Turn probe 180-degrees Wrong phase => Switch probe to other phase Wrong phase can also indicate very low power factor (PF<0,87)	Line resistance: 0.204 Ohm
Probe L2: Wrong phase		
Probe L3: Wrong phase		

Press "Continue" to start active power control, "Restart" to repeat the test or "Cancel" to go back to manual mode.

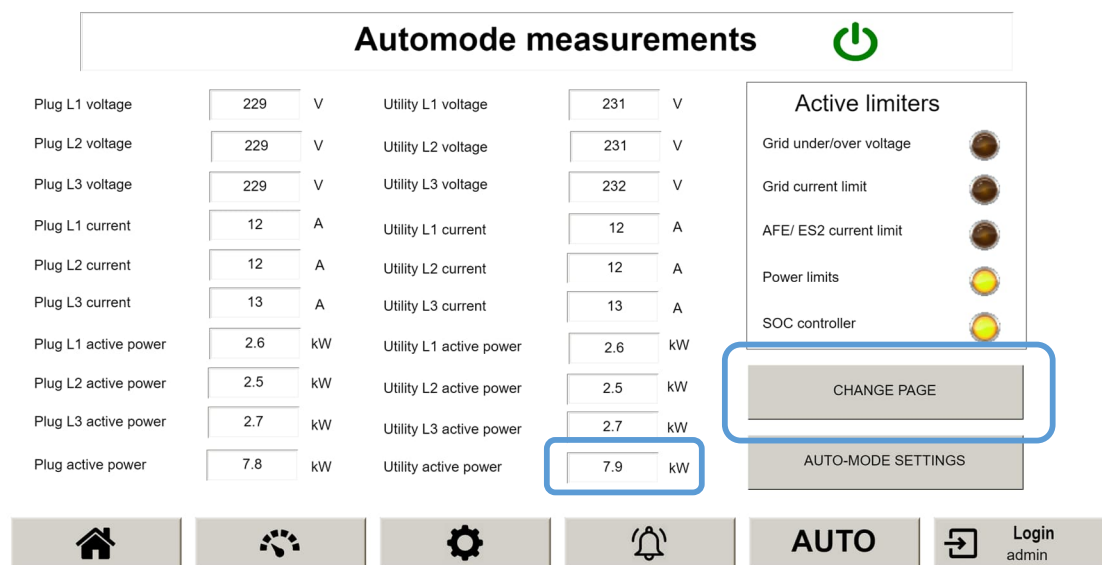
Grid connection/power module HESS connection

Grid Grid impedance Line resistance HESS

Continue Restart Cancel

Home Settings Alerts AUTO Login admin

7. Jos käyttäjä on tyytyväinen testin tuloksiin, painetaan "Continue", jonka jälkeen järjestelmä aloittaa staattisen tehoptuohjelman. Mikäli haluaa nähdä tehoptuohjaukseen liittyviä mittauksia, näkee ne painamalla yllä olevan kuvan punaisella ympyröityä "AUTO"-painiketta.
8. Tehoptuohjelman mittauksista näkee kaiken tarvittavan. Alla olevassa kuvassa nähdään punaisella ympyröitynä liittymän reaaliaikainen 3-vaiheinen pätöteho. Hybridienergiajärjestelmä on päätenyt noin 8 kilowattiin tehoon tehoptuken ollessa 8–10 kilowattia, koska tehoptuken alaraja on energiavaraston varaukselle kannattavampi. Hybridienergiajärjestelmä pyrkii laskemaan energiavaraston varausta kohti 50 prosentin tavoitearvoa, koska varaus on kuvanottohetkellä liian korkea (95 %), joten se tukee liittymää mahdollisimman suurella teholla (purkaa energiavarastoa). Voidaan siis todeta, että toiminta on järkevää ja halutunlaista.



9. Painamalla yllä olevassa kuvassa ympyröityä "CHANGE PAGE"-painiketta, vaihtuu näkymään alla olevan kuvan mukaisia mittauksia. Mittauksia käydään myöhemmin läpi tarkemmin.

### Automode measurements

Utility L1 power factor	-0.95	Est. avg. PV generation	0.7 kW
Utility L2 power factor	0.95	Model cumulative error	0.0 kW
Utility L3 power factor	0.95	Total target power	1.0 kW
ES2 power	-7.1 kW	Power tube height +/-	0.5 kW
ES2 SOC	95 %		
ES2 energy after last balance	4 kWh		
ES2 last balanced	5 days ago		
Outdoor temperature	25.5 C		
Model target power	1.7 kW		

#### Active limiters

- Grid under/over voltage
- Grid current limit
- AFE/ ES2 current limit
- Power limits
- SOC controller

**AUTO**
 Login admin

10. Mikäli staattisen tehopotken asetuksia haluaa muuttaa, saa asetukset uudelleen näkyviin painamalla yllä olevan kuvan "AUTO-MODE SETTINGS"-painiketta

## 7.2 Dynaaminen tehopotki

1. Kts. Staattinen tehopotki -kappaleen kohta 1.
2. Valitaan "Dynamic auto-mode" (ympäröity kuvassa)

**PV**  
0.0 kW

**ES**  
2.3 kW  
98 % SOC

**AC-input**  
0.8 kW

Charge
Neutral
Discharge

---

**SYSTEM STATUS**  
Running

**START**

**STOP**

**DC Link Voltage**

Positive power = discharging  
 Negative power = charging

**Off-Grid**  
-0.0 kW

**Pwr. Lim.**  
32 kW

**Dynamic auto-mode**

**AUTO**
 Login admin



### 3. Määritetään dynaamisen tehopotken asetukset

**Parameters for active power control:**

<p>Allow powerflow to grid <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Main fuse size: <input style="width: 50px;" type="text" value="50"/> A</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 5px; text-align: center; margin: 10px 0;">DYNAMIC SETTINGS</div> <p>Solar PV peak power: <input style="width: 50px;" type="text" value="4.0"/> kW</p> <p style="text-align: center;"> <input type="button" value="OK"/> <input type="button" value="Exit automode"/> </p>	<p>Customer grid connection point minimum short circuit current:</p> <p>SC-current: <input style="width: 50px;" type="text" value="580"/> A</p> <p>Loop impedance: <input style="width: 50px;" type="text" value="397"/> mOhm</p> <div style="text-align: center; margin-top: 10px;"> </div>
---	--

**AUTO**
 Login admin

a. "Allow powerflow to grid" = Sallitaanko kaksisuuntainen tehonsiirto liittymässä?

Jos a-kohta valitaan, sallitaan pätothon siirto molempiin suuntiin liittymässä, ja SOC:n tavoitearvoksi tulee 50 prosenttia. Mikäli ei valita, sallitaan pätothon siirto vain verkosta asiakkaalle, ja SOC:n tavoitearvoksi tulee 60 prosenttia.

b. "Main fuse size:" = Liittymän pääsulakekoko?

c. "DYNAMIC SETTINGS" = Dynaamiset asetukset

Kun painaa "DYNAMIC SETTINGS"-painiketta, kysyy järjestelmä seuraavat asetukset.

**Settings for dynamic power tube**

User group

Omakotitalo, huonekohtainen sähkölämmitys, käyttövesivaraaja < 300 l

Total year energy:  MWh

Customer's solar PV energy generation excluded from total year energy  True

Means that customer's energy consumption and possible solar PV generation have separate kWh-measurements.  
If so, only the energy consumption in megawatt-hours should be added. In one kWh-meter case, total year energy should be added.

**AUTO**
 Login admin

- i. "User group:" = Liittymän kuluttajan käyttäjäryhmä?
  - ii. "Total year energy:" = Kokonaisvuosienergia?
  - iii. "Customer's solar PV energy generation excluded from total year energy" = Onko liittymän mahdollisella omalla tuotannolla oma energiamittaus?
- d. "Solar PV peak power:" = Liittymän jälkeen olevan aurinkovoimatuotannon nimellisteho?
  - e. "SC-current:" = Liittymän pienin oikosulkuvirta
  - f. "Loop impedance:" = Liittymän silmukkaimpedanssi
4. Kts. Staattinen tehopotki -luvun kohdat 4–10.

### 7.3 Mittausnäkyvä

Tehopotkiohjelman mittausnäkyvässä on kaikki tarvittavat mittaukset ohjaukseen liittyen. Alla kuvassa on vasemmalla ympäröity kaikki hybridienergiajärjestelmän verkkosyöttöön liittyvät mittaukset, kuten vaihejännitteet, päävirrat, vaihekohtaiset pätötehot ja kokonaispätöteho. Kuvassa oikealla on ympäröity kaikki liittymän mittaukset, eli vaihejännitteet, päävirrat, vaihekohtaiset pätötehot ja kokonaispätöteho. Suureiden etumerkitykset menevät siten, että verkon kuormitus ja energiavaraston purku on merkitty positiiviseksi ja verkkoon generointi ja energiavaraston lataus negatiiviseksi.

### Automode measurements

Plug L1 voltage	229	V	Utility L1 voltage	231	V
Plug L2 voltage	229	V	Utility L2 voltage	231	V
Plug L3 voltage	229	V	Utility L3 voltage	232	V
Plug L1 current	12	A	Utility L1 current	12	A
Plug L2 current	12	A	Utility L2 current	12	A
Plug L3 current	13	A	Utility L3 current	13	A
Plug L1 active power	2.6	kW	Utility L1 active power	2.6	kW
Plug L2 active power	2.5	kW	Utility L2 active power	2.5	kW
Plug L3 active power	2.7	kW	Utility L3 active power	2.7	kW
Plug active power	7.8	kW	Utility active power	7.9	kW

#### Active limiters

Grid under/over voltage

Grid current limit

AFE/ ES2 current limit

Power limits

SOC controller

[CHANGE PAGE](#)

[AUTO-MODE SETTINGS](#)

**AUTO**
 Login admin

### Automode measurements

Utility L1 power factor	-0.95		Est. avg. PV generation	0.7	kW
Utility L2 power factor	0.95		Model cumulative error	0.0	kW
Utility L3 power factor	0.95		Total target power	1.0	kW
ES2 power	-7.1	kW	Power tube height +/-	0.5	kW
ES2 SOC	95	%			
ES2 energy after last balance	4	kWh			
ES2 last balanced	5	days ago			
Outdoor temperature	25.5	C			
Model target power	1.7	kW			

#### Active limiters

Grid under/over voltage

Grid current limit

AFE/ ES2 current limit

Power limits

SOC controller

[CHANGE PAGE](#)

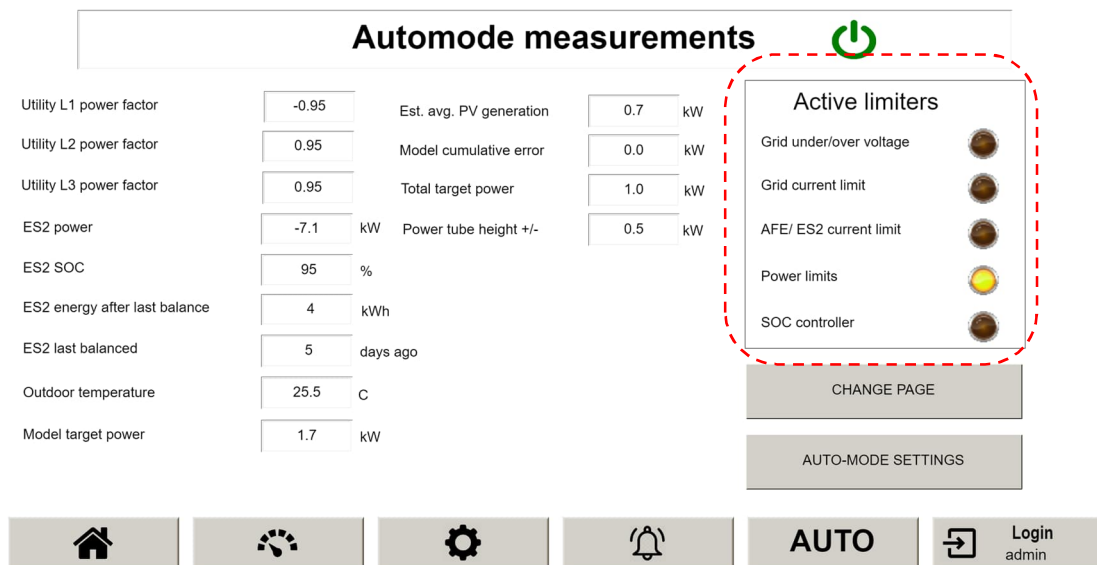
[AUTO-MODE SETTINGS](#)

**AUTO**
 Login admin

Yllä olevassa kuvassa on ylimpänä vasemmalla ympäröitynä lisää liittymän mittauksia, eli liittymän vaihekohtaiset tehokertoimet. Kyseessä on kokonaistehokerroin (PF) siirtymätehokertoimen (DPF) sijaan. Vasemmalla keskellä on katkoviivalla ympäröitynä energiavarastovaunun mittaus- ja tilatietoja, kuten energiavarastosta otettu teho ja sen varausprosentti eli SOC. "ES2 energy after last balance" kertoo, kuinka paljon energiavarastolla on siirretty energiaa kumpaan tahansa suuntaan sen jälkeen, kun energiavarasto on viimeksi ollut balansoidussa tilassa. Balansoitu tila saavutetaan, jos energiavaraston varaus on yli 95 prosenttia, ja suurimman ja pienimmän kennojännitteen välillä on alle viiden millivoltin erotus.

Muut kuvassa esiintyvät tiedot ovat:

- ”ES2 last balanced”: montako päivää sitten energiavarasto on viimeksi balansoitu.
- ”Outdoor temperature”: reaaliaikainen ulkolämpötila vaunujen ympäristöstä.
- ”Model target power”: SENER:n lämpötilakorjatun kulutusmallin tavoiteteho.
- ”Est. avg. PV generation” arvioitu meneillään olevan kuukauden keskiteho mahdolliselle liittymän jälkeen olevalle aurinkovoimalalle.
- ”Model cumulative error”: I-termin tekemä korjauksen suuruus kulutusmalliin.
- ”Total target power”: todellinen tavoiteteho, eli asiakkaan päiväkeskitehon suuruus, jonka ympärille tehoputki asetetaan.
- ”Power tube height +/-”: tehoputken ”säde”, eli maksimi- ja minimitehon etäisyys mallinnetusta keskitehosta.



Yllä olevassa kuvassa on katkoviivalla ympäröity tehoputkiohjelman mittausnäkyssä näkyvät aktiiviset rajoittimet. Valot näkyssä kertovat, mikä/mitkä säädettävät suureet hallitsevat sillä hetkellä energiavaraston tehon säätöä. ”Grid under/over voltage” -valo indikoi, että jokin 3-vaihepistorasian vaiheista/vaiheet on menossa yli- tai alijännitteelle, joten muiden suureiden säätöä joudutaan rajoittamaan. ”Grid current limit” -valo indikoi, että jokin liittymän vaiheista on menossa ylivirrälle, joten muiden suureiden säätöä joudutaan rajoittamaan. ”AFE/ES2 current limit” -valo indikoi, että AFE tai energiavarasto on menossa ylivirrälle, joten muiden suureiden säätöä joudutaan rajoittamaan. ”Power limits” -valo indikoi, että liittymän teho ei ole

tehoputken sisällä, ja säätö yrittää aktiivisesti korjata tilannetta. ”SOC controller” -valo indikoi, että energiavaraston varausprosenttia yritetään säätää kohti 50–60 % tavoitearvoa.

Mikäli esimerkiksi ”Grid under/over voltage” -valo sekä ”Power limits” -valo palavat vuorotellen tai yhtä aikaa, yrittää tehoputkiohjelma säätää liittymätehoa tehoputken sisälle, mutta siinä ei onnistuta, koska joku 3-vaihepistorasian vaiheista/vaiheet ajautuvat yli- tai alijännitteelle. Jos taas ”Grid current limit” -valo sekä ”Power limits” -valo palavat vuorotellen tai yhtä aikaa, yrittää tehoputkiohjelma säätää liittymätehoa tehoputken sisälle, mutta siinä ei onnistuta, koska joku liittymän vaiheesta/vaiheet ovat menossa ylivirrälle. Jos ”Power limits” ja ”SOC controller” -valot palavat yhtä aikaa tai vilkkuvat vuorotellen, yrittää tehoputkiohjelma säätää energiavaraston varausprosenttia tehoputken sallimissa rajoissa.

## 8 PÖRSSISÄHKÖOHJAUS

Viimeaikaiset energian hinnan suuret vaihtelut ovat antaneet aiheutta energia hintaan perustuvalla tehonsäädölle. Tästä ideasta alettiin kehittää pörssisähköohjelmaa (jatkossa PSO), jolla yritetään sekä alentaa käytetyn energian hintaa, että vaikuttaa hieman valtakunnankin tehotasapainoon.

Pörssisähkön hinta muodostuu sähkömarkkinoilla tuotannon ja kulutuksen kysynnän ja tarjonnan perusteella. Kun huomisen ennustettua kulutusta aletaan sähkömarkkinoilla kerätä tunti tunnilta tuotannolla täyteen, sähköenergian hinta kunakin tuntina määräytyy kalleimman tuotantotavan mukaan. Jos jonain tuntina sähköntuotantoon joudutaan käyttämään esimerkiksi fossiilista energiaa, hinta saattaa nousta korkeaksi. Jos taas esimerkiksi tuulivoiman tuotanto on suurta, tunnin hinta saattaa pudota jopa negatiiviseksi, jolla rohkaistaan kuluttajia nostamaan kulutustaan.

Manuaalisen PSO:n toteutuksessa hyödynnetään jo olemassa olevaa automaattiohjausta, jonka tarkoituksena on vakioida liittymäteho. Sanalla ”manuaalinen” viitataan tässä siihen, että järjestelmä ei toistaiseksi pysty lukemaan tuntihintoja automaattisesti, vaan ne on syötettävä manuaalisesti. PSO:sta saatava korjauskerroin lisätään automaattiohjauksen tavoitetehtoon, jolloin tavoitetehtoa lasketaan kalliin tunnin aikana, ja nostetaan halvan tunnin aikana. Automaattiohjaus myös huolehtii siitä, että esim. virtarajoja ei ylitetä.

Manuaaliseen PSO:hon syötetään pörssisähkön tuntihinnat, jotka ovat saatavilla seuraavalle vuorokaudelle. Ohjelma laskee vuorokauden keskihinnan ja vertailee kuluvan tunnin hintaa keskihintaan. Tuntihinnan ja keskihinnan erotuksen perusteella määritetään kerroin, jolla säädetään verkosta otettua tehoa. Kalliilla tunnilla valtaosa energiasta otetaan energiavarastosta, tai hinnasta riippuen jopa syötetään energiaa verkkoon, ja halvalla tunnilla ladataan energiavarastoa.

Ohjelma laskee myös maksimihinnan ja keskihinnan, sekä keskihinnan ja minimihinnan erotukset. Näillä tiedoilla skaalataan korjauskerrointa. Korjauskertoimen tarkoitus on skaalata säätö siten, että saatavilla olevat huipputehot käytetään



PIRKANMAA



vuorokauden suurimpien hintapiikkien aikaan. Jos vaihtelu on suurta, energiavarastoa ladataan tai puretaan täysillä tehoilla vasta, kun tuntihinnan ja keskihinnan ero on esim. 30 c/kWh. Pienellä vaihtelulla taas samat tehot ovat käytössä jo esim. 10 c/kWh hintaerolla.

Ylös- ja alassäädölle on omat korjauskertoimensa niitä tilanteita varten, jolloin päivän mittaan energian hinnan vaihtelu on vähäistä, mutta lyhyen aikaa hinta poikkeaa keskivaihtelusta suuresti. Tämä johtaa tilanteeseen, että päivän aikainen vaihtelu on suurta, mutta keskihinta lähellä maksimia tai minimiä. Tällä pyritään siihen, että säätöä skaalataan suureksi silloin, kun tuntihinnan ja keskihinnan ero on pieni, ja pieneksi silloin, kun tuntihinnan ja keskihinnan ero on suuri. Näin säädön suuruus pysyy sopivana niin pienillä kuin suurillakin hintaeroilla. Tyypillisellä vaihtelulla, jolloin keskihinta on lähellä maksimi- ja minimihinnan keskiarvoa, korjauskertoimet ovat samaa suuruusluokkaa.

Säädön suuruutta skaalaa myös akuston varausprosentti. Jos akku on täysi, halpaa energiaa ei pystytä ottamaan enempää talteen, jolloin korjauskerroin skaalautuu nolaksi. Kalliin energian aikaan puolestaan korjauskerroin kaksinkertaistetaan, jolloin saavutetaan suurempi säästö, kun entistä suurempi osa sähköenergiasta otetaan akustosta. Jos taas akku on tyhjä, kallista energiaa ei pysty kompensoimaan akustolla ja korjauskerroin skaalataan nolnaan. Halpaa energiaa puolestaan otetaan talteen kaksinkertaisella korjauskertoimella.

Sekä halvan että kalliin energian akuston varaukseen perustuva skaalaus toimii lineaarisesti välillä 0...2. Akuston varauksen ollessa 50 %, korjauskerroin on kumpaankin suuntaan 1. Lopullisen korjauskertoimen muodostumista on selvitetty seuraavassa.

Kalliina tuntina, jona tuntihinta on suurempi kuin keskihinta, pörssisähköhankinnan kertoimet saadaan määritettyä seuraavien kaavojen avulla.

Hintavaihtelun skaalaus:

$$K_1 = \frac{2}{\left(\frac{Hinta_{max} - Hinta_{min}}{Hinta_{max} - Hinta_{avg}}\right)}$$

Varausprosentin skaalaus:

$$K_2 = \frac{Energiavaraston\ varausprosentti}{100}$$

Korjauskerroin:

$$K_3 = 1 - K_1 * \frac{Hinta_{hr} - Hinta_{avg}}{Hinta_{avg}} * 2 * K_2$$

Vastaavasti halpana tuntina, jona tuntihinta on pienempi kuin keskihinta, pörssisähköhjouksen kertoimet saadaan määritettyä seuraavien kaavojen avulla.

Hintavaihtelun skaalaus:

$$K_1 = \frac{2}{\left(\frac{Hinta_{max} - Hinta_{min}}{Hinta_{avg} - Hinta_{min}}\right)}$$

Varausprosentin skaalaus:

$$K_2 = 1 - \frac{Energiavaraston\ varausprosentti}{100}$$

Korjauskerroin:

$$K_3 = 1 + K_1 * \frac{Hinta_{avg} - Hinta_{hr}}{Hinta_{avg}} * 3 * K_2$$

Hintavaihtelun skaalauksen osoittajassa käytetään lukuarvoa 2, koska tyypillisessä tapauksessa kaavan nimittäjäksi tulee myös noin 2, jolloin skaalauskerroimeksi tulee noin 1. Vastaavasti energiavaraston varausprosentin skaalauksesta saadaan arvo 0...1. Halvalla tunnilla funktion ulostulo invertoidaan, eli tyhjä akku antaa kertoimeksi 1, ja täysi akku 0. Lisäksi halvan tunnin aikana käytetään 1,5-kertaista korjausta, jolloin häviöihin kuluva energia otetaan talteen halvan energian aikana. Erilaisten kertoimien



ansiosta korjauskertoimen pitäisi pysyä aina järkevissä mittasuhteissa, mutta varotoimena poikkeuksellisten tapausten varalta lopullista korjauskerrointa rajoitetaan välille -2...3.

Järjestelmän kelloa ei ole synkronoitu, joten kellonaikaa saattaa olla tarvetta ajoittain korjata. Kellonaika on merkittävä säätösuure PSO:ssa, joten sen tulee olla riittävän tarkasti ajassa. Järjestelmä lukee kellonajan alustana olevan Windows CE:n kellosta, jota on mahdollista säätää. Tätä varten lisättiin ominaisuus, jossa painamalla STOP-nappia viisi kertaa viiden sekunnin aikana, kun järjestelmä ei ole käynnissä, järjestelmä käynnistyy uudelleen. Tällöin pääsee säätämään Windows CE:n asetuksia, kun logiikkaohjelma ei käynnisty automaattisesti ja peitä Windowsin toiminnallisuutta.

Jatkokehitystä silmällä pitäen ohjelmaan sisällytettiin tilalippu, joka kertoo, milloin hintatietoja tarvitaan. Tilalippu toimii siten, että kun automaattiohjaus ja PSO on päällä, annetaan SR-kiikulle 100 millisekunnin päälle-pulssi. Tämä on toteutettu kahdella ajastimella, joilla on 100 ja 200 millisekunnin ajat. Tällä aikavälillä funktion ulostulo on tosi. SR-kiikku asetetaan päälle myös kello 02:00, jolloin haetaan seuraavan päivän hintatiedot. Kellonaikaan perustuva tietojen haku toteutetaan pakottamalla ”hintatiedot vastaanotettu” -tilalippu epätodeksi kello 02:00. Kellonaika valittiin sillä perusteella, että palvelin, josta hintatiedot saa, noudattaa UTC-aikaa, ja aikaero on huomioitu siten, että tuntihinnat luetaan uuden vuorokauden aluksi. Päälle-käskeytys tulee myös 30 sekunnin välein niin kauan, kun palvelin ei vastaa 10 sekunnin kuluessa pyynnöstä. Tilalippu kytketään pois päältä resetoimalla SR-kiikku. Resetointiin käytetään joko tietoa siitä, että hintadata on vastaanotettu, tai jos palvelin ei vastannut 10 sekunnin kuluessa. Turhat palvelinpyynnöt estetään siten, että SR-kiikkua ei saa päälle, jos hintatiedot on vastaanotettu ja kello on 02:00-03:00.

Hintatiedot katsotaan vastaanotetuiksi siten, että tilakoneen Running-tilassa hintojen keskiarvo kirjoitetaan PriceAvgPrevious-muuttujaan. Näin tämä tieto jää muistiin, kun hintatietojen vanhetessa kello 02:00 siirrytään Datarequest-tilaan. Vanhaa keskihintaa verrataan nykyiseen, ja kun vanha ja nykyinen hinta eivät ole enää yhtä suuret,

hintatiedot ovat muuttuneet. Näin ollen hintatiedot on vastaanotettu, ja siirrytään taas Running-tilaan, jossa uudet hinnat kirjataan taas PriceAvgPrevious-muuttuun.

Esittely- ja testaustarkoituksia varten tehtiin myös demonstroitimoodi. Tällä muutetaan sitä aikaa, jossa ohjelma katsoo tasatunnin vaihtuneen. Käyttäjä voi vapaasti valita "tuntiin" kuluvan ajan 1-60 sekunnin väliltä. Näin ollen ohjelman läpikäymiseen ei kulu vuorokautta, vaan esimerkiksi 4 minuuttia. Ohjelman sisäiset ajastimet säätyvät myös samalla valitulle ajalle sopivaksi, jolloin esimerkiksi palvelinpyynnön esto ei ole päällä tuntia vaan esimerkiksi 10 sekuntia.

Jatkossa tavoitteena on saada järjestelmä hakemaan hintatiedot automaattisesti. Tämä sisältää em. tilalipun määrittelyn, jolloin hintatietoja tarvitaan, palvelinpyynnön kokoamisen ja lähettämisen, vastauksen tallentamisen, lukemisen ja käsittelyn, hintatietojen kirjoittamisen muuttujiin, palvelinyhteyden hallitun katkaisemisen ja vanhojen hintatietojen poistamisen.

## 9 HANKKEESSA TOTEUTETUT DEMONSTRAATIOIT

Hankkeessa toteutettiin useita yrityslähtöisiä demonstraatioita, joissa älypohjaisella ohjauksella, energian varastoinnilla ja uusiutuvalla sähköenergialla oli keskeiset roolinsa. Näistä demonstraatioista on lyhyesti kerrottu tässä luvussa.

### 9.1 Sähköauton lataustehon kasvattaminen energiavaraston avulla

Älykkäät ohjaukset moderneissa energiajärjestelmissä -hanke alkoi vauhdikkaasti, sillä hankkeen ensimmäinen yrityslähtöinen demonstraatio toteutettiin jo ennen hankkeen virallista alkamista. Kyseessä on syksyllä 2020 Enermix Oy:n Talotohtori-asiakaspäivillä toteutettu demonstraatio, jossa sähköajoneuvojen lataustehoa nostettiin energiavaraston avulla. Tapahtuma järjestettiin Tampereella Sokos-hotelli Tornilla, jossa hybridienergiajärjestelmä liitettiin hotellin sähköverkkoon 35 A:n pääsulakkeilla. Tästä seuraa, että kun sähköautoja ladataan hybridienergiajärjestelmän latauslaitteistolla, latauksen maksimitehoksi tulee noin 24 kW ( $3 \cdot 35 \text{ A} \cdot 230 \text{ V}$ ). Hybridienergiajärjestelmän energiavarasto mahdollistaa kuitenkin lataustehon kasvattamisen, kunhan varastossa on energiaa. Toteutetussa demonstraatioissa, jota kuva 22 havainnollistaa, sähköautoja ladattiin maksimissaan noin 50 kW:n teholla. Täten kokonaisteho jakautui likimain puoliksi sähköverkon ja energiavaraston kesken.

Toteutettu demonstraatio on käytännössä varsin relevantti, sillä jo tällä hetkellä sähköliittymä rajoittaa monessa kohteessa sähköajoneuvon lataustehoa. Hyvin yleistä tämä on esimerkiksi taloyhtiöissä, joiden pysäköintialueilla on useita sähköajoneuvoja latauksessa samanaikaisesti. Energiavarasto tarjoaa vaihtoehdon lataustehon kasvattamiseen ilman tarvetta sähköliittymän kasvattamiseen. Kyse on siitä, että varastoa ladataan verkosta mahdollisimman edullisesti, kun sähköautoja ei ole latauksessa, ja vastaavasti varastoa puretaan autojen latauksen yhteydessä kokonaistehon kasvattamiseksi.



KUVA 22. Demonstraatio sähköauton lataustehon kasvattamisesta energiavaran avulla.

## 9.2 Heikon sähköverkon tukeminen

Heikon sähköverkon käsite liittyy yleensä pitkien johtoetäisyyksien säteittäisiin verkon osiin. Kun pitkän johtoetäisyyden päässä on nimellisteholtaan suuria kuormia, verkossa saattaa kuormien käynnistyshetkellä esiintyä helposti teknisiä ongelmia, kun esimerkiksi suuritehoiset sähkömoottorit ottavat verkosta hetkellisesti suuren käynnistysvirran. Tällaiset ongelmat voivat olla tyypillisiä esimerkiksi maataloilla, joissa suuritehoiset maatalouslaitteet, kuten kuivurit, aiheuttavat sähköverkon kannalta teknisiä haasteita.

Heikon sähköverkon ongelmat ovat hankkeen kannalta hyvin mielenkiintoisia, sillä pohjimmiltaan ne liittyvät liian suureen sähkötehoon. Heikon verkon demonstraatio päästiin hankkeessa toteuttamaan Kiikoisissa Kasken tilalla, josta löytyy suuritehoisten sähkölaitteiden lisäksi myös noin 50 kW:n verran aurinkosähkön omatuotantoa (kuva 23). Tämä teki demonstraatiosta entistäkin kiinnostavamman.



KUVA 23. Demonstraatio heikon sähköverkon tukemisesta älykkään tehonhallinnan energiavaraston, ja uusiutuvan omatuotannon avulla keväällä 2021.

Demonstraatio toteutettiin yhden viikon kestäneenä mittausjaksona alkukevällä 2021. Kohteen sähkönlaadulliset ongelmat saatiin lopulta ratkaistua varsin helposti. Kun verkosta otettavan sähkötehon yläraja rajoitettiin sopivaan arvoon, älypohjainen tehonhallintajärjestelmä piti huolen siitä, että sähköiset kuormat saavat tarvitsemansa lisätehon joko aurinkosähköjärjestelmästä tai energiavarastosta. Tällä yksinkertaisella periaatteella verkon liialliset huipputehot saatiin leikattua, ja samalla kohteen sähkönlaadulliset ongelmat poistuivat.

### 9.3 Vihreä varavoima

Jo hankkeen alkuvaiheessa oli tiedossa, että yksi kiinnostava hankemonstraatio liittyy saarekeverkkoinvertterin tarjoamiin mahdollisuuksiin. Koska liikuteltava hybridienergiajärjestelmä mahdollistaa kolmivaiheisen saarekeverkon toteuttamisen, järjestelmän avulla pystytään tarjoamaan energiaa verkon ulkopuolisiin kohteisiin, tai vaihtoehtoisesti voidaan toimia fossiilivapaana varavoimajärjestelmänä. Tähän liittyvä demonstraatio toteutettiin loppukesällä 2021 yhteistyössä uusiutuvan energian yhtiön

Ilmattaren kanssa. Ilmatar oli lupautunut toimittamaan partiolaisten Johtajatuletsuurtapahtumaan vihreää tuulisähköä, joten myös tapahtuman varavoimajärjestelmän oli syytä perustua muuhun kuin fossiilienergiaan. Vaikka tapahtumassa oli satoja osallistujia, sähkötehon tarve oli liikuteltavan hybridienergiajärjestelmän kannalta sopiva, sillä sähkökäytöt rajoittuivat ruoan valmistuksen ja AV-laitteiden lisäksi lähinnä kannettavien elektroniikkalaitteiden lataustarpeeseen. Tapahtuma järjestettiin loppukesällä 2021 Hämeenlinnan Evolla, jossa hybridienergiajärjestelmä toimi vihreänä varavoimajärjestelmänä koko tapahtumaviikonlopun ajan.

#### 9.4 Energiavaraston mitoittaminen suuren kulutuksen kohteeseen

Kasken tilalla toteutetun heikon sähköverkon demonstraation seurauksena tilan yrittäjää alkoi kiinnostaa oman energiavaraston hankkiminen. Kyse oli ensisijaisesti sähkön laatuun liittyvien ongelmien korjaamisesta, mutta koska kohde on sekä kulutuksensa että omatuotantonsa osalta poikkeuksellinen, energiavaraston kapasiteetti- ja teho-ominaisuuksien mitoittaminen nousi kiinnostavaksi kysymykseksi. Näiden teemojen ympärille rakentui Kasken tilan toinen demonstraatio, joka toteutettiin maaliskuussa 2022 (kuva 24).



KUVA 24. Demonstraatio energiavaraston mitoittamisesta suuren kulutuksen kohteeseen huhtikuun alussa 2022.

Kasken tilan demonstraatioiden välillä ehti aikaa kulua noin vuosi, ja sinä aikana kohteen aurinkosähkökapasiteetti oli ehtinyt merkittävästi kasvaa. Sadan kilowatin suuruusluokkaa olleiden tuotanto- ja kulutustehojen vuoksi kohdetta ei voinut tarkastella normaalina asuinkiinteistönä, vaan kyseessä oli sähkökäytön osalta teollisuuskohte.

Energiavaraston teknisten ominaisuuksien optimoinnin lopputulos riippuu aina voimakkaasti kohteen sähkönkäyttö- ja -tuotantoprofiileista. Siksi kovinkaan hyviä optimoinnin yleissääntöjä ei voida antaa, vaan optimointi on aina lähtökohtaisesti tapauskohtaista. Oleellisesti vaikuttaa myös se, kuinka omavaraisia energiavaraston avulla halutaan olla. Jos esimerkiksi yhden päivän teho-omavaraisuus on riittävä, lopputulos on kovin erilainen kuin yhden viikon teho-omavaraisuuden tapauksessa. Kasken tilalla toteutettiin alkukeväällä 2022 säätiloiltaan vaihteleva mittausjakso, jonka tavoitteena oli hybridienergiajärjestelmän tehoptukiohjelmaa hyödyntäen selvittää kohteen energiavaraston mitoituskriteerejä. Oleellisissa rooleissa olivat varaston tehovaatimukset suhteessa kulutuksen ja tuotannon huipputehoihin sekä omatuotannon hyödyntämisen optimointi.

## 9.5 Teho-omavarainen omakotitalo

Toukokuun lopussa 2022 toteutettiin Ylöjärven Karhessa teho-omavaraisen omakotitalon demonstraatio. Teknisesti kyseessä oli monelta osin samankaltainen demonstraatio kuin Kasken tilan energiavaraston mitoittaminen, mutta merkittävät erot löytyvät teho- ja energialuokista. Teho-omavaraisen omakotitalon demonstraatiossa tavoitteena oli hakea ainakin jossain määrin yleispäteviä ja yleisesti sovellettavissa olevia tuloksia tyypillisen suomalaisen omakotitalon energia- ja teho-omavaraisuudesta omatuotannon ja energiavaraston avulla.

Energiaomavaraisuudella tarkoitetaan sitä, että energian tuotanto on tietyllä ajanjaksolla vähintään yhtä suuri kuin kulutus. Oleellista on kuitenkin tiedostaa, että energiaomavaraisuus ei välttämättä tarkoita sitä, että kulutukseen tarvittavat energia saadaan jokaisena hetkenä omatuotannosta. Hyvä esimerkki tästä on omakotitaloon asennettu aurinkosähköjärjestelmä. Jos omakotitalon vuotuinen sähkönkulutus on



PIRKANMAA



15000 kWh, vuotuinen omatuotanto todennäköisesti ylittää kulutuksen, jos kiinteistöön asennetun aurinkosähköjärjestelmän nimellisteho on 20 kW. 800 tunnin huipunkäyttöaikaa käyttäen vuosituotannoksi saadaan 16 000 kWh. Käytännön ongelma on kuitenkin tuotannon ja kulutuksen kohtaamattomuus. Valtaosa tuotannosta toteutuu keväällä ja kesällä, jolloin kulutus on tyypillisesti pienimmillään. Ja kun kulutus on tyypillisesti suurimmillaan joulukuusta helmikuuhun, omatuotanto jää hyvin vähäiseksi. Energiaomavaraisuuden ehto silti toteutuu, sillä vuoden aikana kulutettu sähköenergia tulee myös tuotettua. Käytännössä valtaosa tuotannosta on tällöin myytävä sähköverkkoon, jos energiavarastoa ei ole.

Kyseessä on sähkö- ja puulämmitteinen omakotitalo, jossa ilmalämpöpumppu parantaa sähkölämmityksen hyötysuhdetta. Kuvassa 25 järjestelmä on pysäköity kohteen pihamaalle. Kiinteistön vuosikulutus on alle 15000 kWh, ja ulkorakennuksen

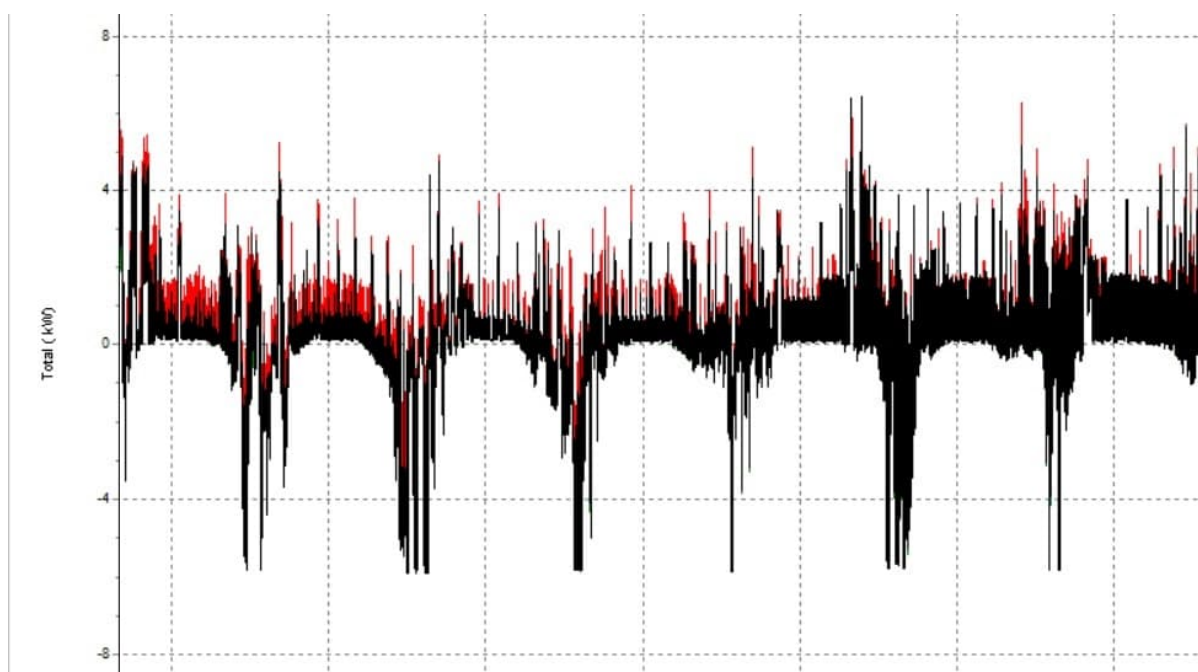


KUVA 25. Hybridienergiajärjestelmä Ylöjärven Karhessa teho-omavaraisen omakotitalon demonstraatiossa toukokuun lopussa 2022.



katolle on asennettu aurinkosähköjärjestelmä, jonka nimellisteho on 7 kW. Demonstraatio toteutettiin toukokuun viimeisellä viikolla (2022), jonka säätila oli vaihteleva. Tämä oli demonstraation kannalta edullista, sillä pelkkä auringonpaiste olisi antanut ylioptimistisen tuloksen keskiarvosäähän verrattuna, ja toisaalta pelkän sadeviikon tulos olisi ollut ylipessimistinen.

Kohteen sähkönkulutus yhtenä päivänä lämmityskauden ulkopuolella on alle 20 kWh, ja toisaalta aurinkosähköjärjestelmä tuottaa keväällä ja kesällä säätilasta riippuen noin 10-45 kWh. Kun teho-omavaraisuuden mahdollistavaa energiavarastoa lähdettiin kartoittamaan näistä lähtökohdista, todettiin, että 7 kW:n aurinkosähköjärjestelmä ja hybridienergiajärjestelmän 100 kWh:n energiavarasto toimivat yleisesti ottaen erittäin hyvin lämmityskauden ulkopuolella. Kuva 26 kohteen sähkönkäytön viikon mittausjakson aikana siten, että positiiviset teholumemat esittävät verkosta ostettua energiaa, ja negatiiviset teholumemat esittävät verkkoon syötettyä sähköenergiaa. Kyse on siis siitä, että kun omatuotannon hetkelliselle teholle ei ollut kohteessa riittävästi kulutusta, ylituotanto syötettiin verkkoon. Kuvan 26 negatiiviset teholumemat ovat siis suoraan hyödynnettävissä energiavaraston avulla.



KUVA 26. Demonstraatio energiavaraston mitoittamisesta suuren kulutuksen kohteeseen huhtikuun alussa 2022.

Teho-omavaraisuudella tarkoitetaan sitä, että kohteessa tarvittava sähköteho on jokaisena ajanhetkenä saatavissa omasta järjestelmästä. Lyhyellä aikavälillä on tällöin kyse siitä, että energiavaraston tehon on oltava vähintään kohteen kulutuksen maksimitehon suuruinen. Pidemmällä aikavälillä teho-omavaraisuuden kynnyskysymykseksi nousee energiavaraston kapasiteetti. Käytännössä kyse on siitä, että mitä pidempään sadejaksoon on pystyttävä varautumaan, sitä suurempi kapasiteetti energiavarastolta vaaditaan. Esimerkiksi tarkastellussa kohteessa vuorokausituotanto ylittää -kulutuksen keväällä ja kesällä, jos säätila on suotuisa. Tällaisina vuorokausina energiavarastoon varastoitu energiamäärä siis kasvaa. Pienellä kapasiteetilla akusto tulee kuitenkin nopeasti täyteen, minkä jälkeen mahdollinen ylituotanto on syötettävä verkkoon. Kun varaston kapasiteettia kasvatetaan, energia saadaan suotuisissa olosuhteissa enemmän talteen, ja pystytään täten varautumaan sääolosuhteiltaan huonompiin päiviin, joina kulutus ylittää tuotannon. Tällaisina päivinä energiavarastoon varastoitu energiamäärä vähenee. Kun tarkastellaan sitä, kuinka pitkään sadejaksoon kohteessa halutaan varautua, kysymys on lähes pelkästään taloudellinen, sillä kapasiteetin kasvattaminen on varsin kallista.

Pelkkä teho-omavaraisuus ei nykytilanteessa eikä lähivuosien näkymissäkään tule tarjoamaan taloudellista intressiä suurikapasiteettisen energiavaraston hankintaan omakotitalo-olosuhteissa. Mutta jos energiavarastolla pystytään osallistumaan reservimarkkinoille, jotka liittyvät sähköenergiajärjestelmän jatkuvan tehotasapainon hallintaan, energiavarastoon liittyvä taloudellinen tarkastelu muuttuu merkittävästi. Viime aikoina reservimarkkinoilla on ajoittain ollut tarjolla niin hyviä taloudellisia korvauksia, että suuren kokoluokan akkujärjestelmän taloudellinen kannattavuus on noussut entistä houkuttelevammaksi.

Teho-omavaraisen omakotitalon demonstraatiossa käytettiin LFP-akkukemiaan pohjautuvaa akkuenergiavarastoa, mutta hyvin mielenkiintoinen ratkaisu myös tähän kokoluokkaan on omatuotannon varastointi lämmöksi. Yksinkertaisin ratkaisu on asentaa kiinteistöön suuri lämminvesivaraaja, jota omatuotanto lämmittää, mutta jos halutaan toteuttaa kausivarastointia, tarvitaan muita ratkaisuja. Yksi teknisesti mielenkiintoinen ratkaisu on pirkanmaalaisen Polar Night Energyn kausivarasto, jossa

hiekkaa lämmitetään sähköenergian avulla. Esimerkiksi aurinkosähköön yhdistettynä ideana on tuottaa lämmityskauden ulkopuolella niin paljon varastoitua lämpöenergiaa, että se riittää koko seuraavan lämmityskauden tarpeisiin. Teknisiä esteitä tällaisille ratkaisuille ei varsinaisesti ole, mutta markkinoilta tällaista ratkaisua ei kuitenkaan vielä ole ostettavissa.

## 9.6 Muut testikäytöt

Edellä mainittujen demonstraatioiden lisäksi hankkeessa suunniteltiin ja testattiin myös muita teknisesti mielenkiintoisia sähkökäyttöjä, joista ei kuitenkaan lopulta toteutettu virallista tuotosindikaattorilla mitattavaa demonstraatiota. Tässä luvussa esitellään lyhyesti näitä testikäyttöjä.

### 9.6.1 Varavoima sähköverkon huoltotöiden aikana

Talvella 2021 alettiin suunnitella yrityslähtöistä testikäyttöä, jossa liikuteltavaa hybridienergiajärjestelmää olisi hyödynnetty muuntopiirin varavoimalähteenä sähköverkon huoltotöiden aikana. Suunnitelmat etenivät jo varsin pitkälle, ja testikäyttö oli jo sovittu keväälle 2021, mutta lopulta demonstraatio jäi toteuttamatta hybridienergiajärjestelmän puutteellisen oikosulkuvirran syöttökyvyn seurauksena.

Tekninen ongelma muodostui siitä, ettei hybridienergiajärjestelmällä pystytty tuottamaan SFS6000-standardin mukaista 250 A:n oikosulkuvirtaa, jonka testikäyttöä suunnitellut yritys on luvannut asiakkailleen. Kyse on sulakkeiden palamisesta vikatilanteissa. Kun ongelma tuli ilmi, asiaan perehdyttiin huolellisesti, ja lopputuloksena järjestelmään lisättiin erillinen Li-ion-vikavirtapankki, jonka ainoa tehtävä on syöttää oikosulkuvirtaa vikatilanteissa. Lopputuloksena hybridienergiajärjestelmän oikosulkuvirran syöttökyky kehittyi siten, että asiakkaiden virrankatkaisu pystytään takaamaan lähes kaikissa vikatilanteissa. Standardissa mainittuun 250 A:n oikosulkuvirtaan järjestelmällä ei silti pystytä. Pullonkaulan muodostavat MSc Electronics Oy:n tehoelektronikkalaitteistot, jotka rajoittavat maksimivirran noin 180 A:iin. Muutostöiden hinta olisi noussut niin suureksi, ettei se ollut hankkeessa käytettävissä olevilla varoilla mahdollista.

Edellä kuvattu oikosulkuvirtaongelma koskee vain sellaisia tilanteita, joissa hybridienergiajärjestelmällä ei kytkeydytä viisijohdinjärjestelmään. Yleensä hybridienergiajärjestelmä kytketään kolmivaihepistotulpalla viisijohdinjärjestelmään, jolloin järjestelmän omat vikavirtasuojat poistavat ongelman.

### 9.6.2 Tukiaseman sähkösyöttö

Vuoden 2021 loppupuolella kehiteltiin erään yrityksen kanssa testikäyttöä, jossa hybridienergiajärjestelmää olisi hyödynnetty matkapuhelinverkon tukiaseman varavoimana. Kyse ei ollut pelkästään tukiaseman sähkösyötöstä sähkökatkon aikana, vaan yritystahon mielenkiintona olisi ollut myös testata tukiaseman energiavaraston mahdollisuuksia reservimarkkinalle osallistumisessa. Tavoitteena oli tutkia akkuteknologiaan perustuvien energiavarastojen kaupallisen kannattavuuden kasvattamista varavoimakohteissa.

Testikäytön teknisistä vaatimuksista pidettiin palavereja, ja demonstraatiota suunniteltiin vuoden 2022 alkupuolelle. Tehoputkiohjauksen kannalta testikäyttö olisi ollut hyvin mielenkiintoinen, mutta lopulta se jäi kuitenkin toteutumatta. Peruuntumisen merkittävimpänä syynä olivat kohdeyrityksen henkilöstövaihdokset.

### 9.6.3 Hybridienergiajärjestelmän etäohjauksen kehittäminen

Hybridienergiajärjestelmään toteutettiin jo vuoden 2021 aikana etäyhteysominaisuus, joka mahdollistaa järjestelmän käytön ja ohjauksen etänä minkä tahansa mobiililaitteen avulla. Käytännössä mobiililaitteen näytölle avautuu etäohjauksessa sama näkymä, joka näkyy kuvassa 1 teholinjavaunun näytöllä. Myös kaikki samat toiminnallisuudet ovat käytettävissä etänä. Toteutettu etäohjaus perustuu Tosibox-yrityksen kehittämään tuotteeseen.

Hankkeen loppuvaiheessa liikuteltavan hybridienergiajärjestelmän etäohjausominaisuuksia oli tarkoitus kehittää Enermix Oy:n Talotohtori-alustan avulla. Toteutus jäi kuitenkin teknisten ongelmien vuoksi kesken, sillä Talotohtorilla ei onnistuttu saamaan toimivaa yhteyttä liikuteltavan hybridienergiajärjestelmän IP-

osoitteeseen. Käytännöllinen ongelma muodostui siitä, että liikuteltavan hybridienergiajärjestelmän ohjaukset pohjautuvat Beckhoffin logiikkaan, jonka HMI:tä (human-machine-interface) ei saatu Talotohtorissa näkymään. Tekninen ongelma olisi ollut ratkaistavissa, mutta ongelman vaatimia resursseja ei ollut käytettävissä keväällä 2023.

#### 9.6.4 Tasasähkön syöttäminen järjestelmän DC-välipiiristä

Tasasähkösyöttöjen tarve kasvaa energiamurroksen edetessä. Esimerkiksi aurinkosähköjärjestelmät, akustot ja polttokennot ovat luontaisesti tasasähköllä toimivia laitteistoja, ja korkeajännitteiset DC-yhteydet ovat yleistymässä myös sähköverkossa. Kuten kuvasta 2 käy ilmi, hybridienergiajärjestelmään voidaan kytkeä useita tasasähkölähteitä (aurinkosähkö, akusto, superkondensaattori) DC-DC-konverttereiden avulla, mutta tasasähköulostuloa järjestelmästä ei varsinaisesti löydy. Hankkeen loppuvaiheessa alettiin selvittää, miten järjestelmä käyttäytyy, jos tasasähkötehoa otetaan suoraan tehoelektroniikkalinjan DC-välipiiristä, joka on kuvassa 2 merkitty sinisellä värillä ja tekstillä ”power connections”.

HESS-järjestelmän ohjaus perustuu DC-välipiiriin jännitetasoon ja konverttereiden tasajänniteohjeeseen. Jos esimerkiksi akkua halutaan ladata, kuvassa 2 esitetyn ES-konvertterin jänniteohje lasketaan välipiiriin tasajännitteen alapuolelle, jolloin teho virtaa välipiiristä akkuun. Mitä suurempi ero jännitteiden välillä on, sitä suuremmalla teholla energiaa virtaa kohti akkua. Sama toimii myös toisinpäin, eli kun akkua halutaan purkaa, ES-konvertterin jänniteohje nostetaan välipiiriin jännitettä suuremmaksi. Välipiiriin DC-jännitteen nimellisarvo on 732 V.

Jos DC-sähkötehoa otetaan suoraan järjestelmän välipiiristä, jännitetaso määräytyy välipiiriin nimellisarvon perusteella. Täten välipiiristä on mahdollista ottaa tasasähkötehoa noin 730 V:n jännitetasolla. Jos kulutusteho kasvaa eri lähteistä tarjolla olevaa kokonaistehoa suuremmaksi, välipiiriin jännite alkaa laskea. Lopulta HESS-järjestelmä ajaa itsensä alas, kun välipiiriin jännite on pudonnut 680 V:iin. Täten välipiiristä on mahdollista ottaa suoraan tasasähkötehoa ulos suoralla kytkennällä ilman erillistä konvertteria, jos noin 700 V:n jännitetaso on käytölle sopiva.

Jännitetason säätämiseen tarvittaisiin erillinen DC-DC-konvertteri, jota järjestelmästä ei tällä hetkellä löydy. Toki DC-jännitetason laskemiseen löytyy monia ulkoisia keinoja yksinkertaisesta vastuksilla toteutettavasta jännitteenjaosta lähtien, mutta osa syötetystä tehosta menetetään tällöin lämpöhäviöihin. Lisäksi on tärkeää, että suora kytkentä DC-välipiiriin sisältää asianmukaiset DC-katkaisijoita ja suojalaitteita.

#### 9.6.5 Aurinkosähkösimulaattori

Kun hybridienergiajärjestelmän toimintaa kehitettiin energiavaraston optimointiin liittyviin demonstraatioihin, syntyi tarve helposti laboratorio-olosuhteissa toimivalla ja säädettävälle aurinkosähköjärjestelmälle. Tarvittiin siis toiminnallisesti aurinkosähkön kaltainen lähde, joka kytketään kuvassa 2 esitettyyn PV-konvertteriin. Muoto ”toiminnallisesti aurinkosähkön kaltainen” tarkoittaa sitä, että PV-konvertterin sisältämä aurinkosähköjärjestelmän maksimitehopisteen seurantaohjelmiston on pystyttävä löytämään lähteen maksimitehopiste. Näistä lähtökohdista TAMKin sähkövoimatekniikan laboratorioon alettiin kehittää helposti säädettävää aurinkosähkösimulaattoria.

Aurinkosähkösimulaattorista tuli toimiva ja teknisesti miellyttävän yksinkertainen. Pohjimmiltaan kyseessä on säädettävä DC-lähde, joka kytketään HESS-järjestelmän PV-konvertteriin. Simulaattorin suunnittelussa hyödynnettiin sähkötekniikasta tuttua Theveninin teoreemaa ja siihen liittyvää kuorman maksimitehon käsitettä. Kuva 27 esittää säädettävästä DC-jännitelähteestä ja vastuksista koottua laitteistoa, joka saatiin lopulta varsin hyvin toimimaan laboriotestejä edistäneenä aurinkosähkösimulaattorina. Säätötilan muutoksia pystyttiin simuloimaan jännitettä säätämällä, ja PV-konvertterin maksimitehon seurantaohjelmisto hakeutui ongelmitta kulloisenkin tilanteen maksimitehopisteeseen. Theveninin teoreeman mukaisesti kuorman (tässä tapauksessa PV-konvertteri) teho maksimoituu, kun kuorman yli oleva jännite on yhtäsuuri kuin Theveninin sisävastuksen yli oleva jännite. Vaihtuvia sääolosuhteita simuloitaessa kyseinen maksimiteho aina muuttui, mutta PV-konvertterin maksimitehopisteen seurantajärjestelmä hakeutui aina uuteen maksimitehopisteeseen, vaikka todellisen aurinkosähköjärjestelmän virta-jännitekäyttäytyminen onkin merkittävästi erilaista kuin toteutetussa simulaattorissa.



KUVA 27. TAMKin sähkövoimatekniikan laboratorioon toteutetun aurinkosähkösimulaattorin komponentit.

## 10 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tämä dokumentti on tekninen loppuraportti EAKR-hankkeelle *Älykkäät ohjaukset moderneissa energijärjestelmissä*. Hankkeen rahoittajana toimi Pirkanmaan liitto, ja hankkeen kesto aika oli 1.1.2021-31.8.2023.

Hankkeessa suunniteltiin ja kehitettiin älypohjaisia ohjauksia energiamurroksen moderneihin sähkökäyttöihin, joissa energian varastoinnilla, uusiutuvalla energialla ja älypohjaisella tehonhallinnalla on tyypillisesti keskeiset roolinsa. Hankkeessa suunniteltiin ja toteutettiin älypohjainen tehonhallintajärjestelmä liikuteltavaan hybridienergijärjestelmään, ja järjestelmän avulla toteutettiin useita yrityslähtöisiä demonstraatioita.

Hankkeen teknisessä loppuraportissa käydään seikkaperäisesti läpi liikuteltavaan hybridienergijärjestelmään toteutetun älypohjaisen tehonhallintajärjestelmän teknisiä yksityiskohtia. Esimerkiksi sähköliittymän pätötehon luotettavassa mittaamisessa on useita teknisiä haasteita, joiden ratkaisemiseen kului hankkeessa paljon työaika. Yksi esimerkki teknisestä haasteesta on luvussa 3.2 esitetty jännitemittaus, joka on tarkan pätötehotiedon vuoksi pystyttävä mittaamaan luotettavasti ja turvallisesti. Tähän liittyi hankkeessa haasteita, jotka saatiin lopulta ratkaistua sähköteknisen teoriaosaamisen avulla. Hankkeen aikana tuli vastaan myös useita muita teknisiä haasteita, jotka lopulta saatiin kuitenkin ratkaistua. Lopputuloksena syntyi teknisesti monipuolinen ja luotettavasti toimiva sähköliittymän tehonhallintajärjestelmä, jota testattiin useassa yrityslähtöisessä demonstraatioissa. Virallisilla tuotosindikaattoreilla mitattavien demonstraatioiden lisäksi hankkeessa tehtiin yritysten kanssa teknistä yhteistyötä, jota on kuvattu raportin luvussa 9.6.

Kahden peräkkäisen EAKR-hankkeen (*Energian varastointiratkaisut osana uusiutuvan sähköenergian optimoitua käyttöä* (1.4.2018-31.12.2020), *Älykkäät ohjaukset moderneissa energijärjestelmissä* (1.1.2021-31.8.2023)) seurauksena Pirkanmaalle on toteutettu teknisesti monipuolinen älypohjaisen tehonhallinnan mahdollistava liikuteltava hybridienergijärjestelmä, jonka avulla voidaan demonstroida monia energiamurroksen moderneja sähkökäyttöjä. *Älykkäät ohjaukset*



Euroopan unioni  
Euroopan aluekehitysrahasto



PIRKANMAA



Tampereen  
ammattikorkeakoulu





*moderneissa energiajärjestelmissä* -hankkeen päättyessä näyttää siltä, että tulevina vuosina liikuteltavaa hybridienergiajärjestelmää tullaan entisestään kehittämään. Näillä näkymin vuoden 2024 alussa on alkamassa EAKR-hanke *Vetytalouden teknologiat sektori-integraatiossa*, jossa liikuteltavaa hybridienergiajärjestelmää kehitetään vetytalouden laitteistoilla. Uuden hankkeen keskeisenä tavoitteena on suunnitella ja toteuttaa teollisen kokoluokan vetytalouslaitteisto (tuotanto, varastointi, energiamuunnos (polttokenno), jatkojalostus), joka mahdollistaa yrityslähtöisen kokeellisen TKI-työn vetytalouden teknisistä haasteista. Tämä laitteisto tullaan hankkeessa integroimaan osaksi liikuteltavaa hybridienergiajärjestelmää.