



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

ALEKSI TYNI
PIENAKKUJEN HYÖDYNTÄMISMAHDOLLISUUDET KOTITA-
LOUKSISSA

Kandidaatintyö

Tarkastaja: Lehtori Risto Mikkonen
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
2. helmikuuta 2018

TIIVISTELMÄ

Alexi Tyni: Pienakkujen hyödyntämismahdollisuudet kotitalouksissa
Tampereen teknillinen yliopisto
Kandidaatintyö, 56 sivua, 1 liitesivua
Huhtikuussa 2018
Sähkötekniikan kandidaatintutkinto-ohjelma
Pääaine: Uusiutuvat sähköenergiateknologiat
Tarkastaja: Lehtori Risto Mikkonen

Avainsanat: Paikallisakkujärjestelmä, kannattavuuslaskenta, aurinkosähköjärjestelmä, kotitalouskokoluokka

Sääriippuvaisten uusiutuvien sähköenergiantuotantomuotojen, erityisesti tuulivoiman ja aurinkovoiman, kasvava osuus sähköntuotannossa aiheuttaa haasteita energian tuotannon ja kysynnän kohtaamiseen. Akkujärjestelmillä voidaan esimerkiksi varastoida sähköä niiltä tunneilta, kun sähköä tuotetaan paljon ja sen hinta on matala. Vastaavasti akun varastoimaa sähköenergiaa voidaan purkaa silloin, kun sähkön hinta on korkeimmillaan. Työn tarkoituksena on selvittää, voivatko tällä hetkellä Suomen markkinoilla saatavissa olevat akkujärjestelmät maksaa itseään takaisin käyttöikänsä aikana Suomen olosuhteissa. Kannattavuutta arvioidaan kahdessa eri skenaariossa: ensimmäisessä skenaariossa kotitaloudessa on ainoastaan akkujärjestelmä ja toisessa yhdistetty akku- ja aurinkosähköjärjestelmä.

Kandidaatintyön alussa esitellään ja vertaillaan eri akkuteknologioita. Seuraavaksi edetään paikallisakkujärjestelmien suorituskyky- ja turvallisuusvaatimuksiin ja esitellään markkinoilla olevia kaupallisia akkujärjestelmiä. Pääpaino työssä on kuitenkin akkujärjestelmien kannattavuuslaskennassa. Laskentaa varten määritellään Suomessa vallitsevat olosuhteet laskentamalliin ja ennustetaan eri laskentaparametrien muutosta tulevaisuudessa.

Pelkän akkujärjestelmän laskentaskenaarion tulos on, että akkujärjestelmien hankintahintojen tulisi olla noin 5–10 kertaa pienempiä kuin nyt tarkastelluilla järjestelmillä, jotta investointi voisi maksaa itsensä takaisin. Täten arvioidulla 5 % investointikustannuksen vuosittaisella pienenenemisellä kestäisi vähintään 35 vuotta, ennen kuin edellä mainittu ehto täytyisi. Toisaalta investointiympäristön nopeat muutokset voivat muuttaa kannattavuutta paremmaksi.

Toisen laskentaskenaarion, missä käytettiin yhdistettyä akku- ja aurinkosähköjärjestelmää, tulokset olivat seuraavat: koko järjestelmän hankintahintojen pitäisi pudota noin 30–40 %:iin nykyisistä, jotta investointi voisi maksaa itsensä takaisin teknisenä pitoaikanaan. Investointikustannusten 5 % vuosittaisella laskulla ja muiden parametrien säilyessä samoina, tämä tilanne saavutettaisiin aikaisintaan vasta vajaan 20 vuoden päästä. Tällöinkin pelkkä aurinkosähköjärjestelmä voi olla kannattavampi vaihtoehto.

SISÄLLYSLUETTELO

| | | |
|-------|--|----|
| 1. | JOHDANTO | 1 |
| 2. | AKKUTEKNOLOGIAT | 2 |
| 2.1 | Lyijypohjaiset akut..... | 2 |
| 2.2 | Nikkelipohjaiset akut | 4 |
| 2.3 | Litiumpohjaiset akut..... | 5 |
| 2.3.1 | Litiumioniakku..... | 5 |
| 2.3.2 | Litium-rautafosfaattiakku | 6 |
| 2.3.3 | Litiumrikkiakku | 7 |
| 2.3.4 | Litiumilma-akku..... | 8 |
| 2.4 | Muut akkuteknologiat | 8 |
| 2.5 | Akkuteknologioiden vertailu | 9 |
| 3. | AKKUJÄRJESTELMIEN OMINAISUUKSIEN VERTAILU | 11 |
| 3.1 | Turvallisuus..... | 11 |
| 3.2 | Suorituskyky | 12 |
| 3.3 | Kaupalliset akkujärjestelmät | 14 |
| 4. | AKKUJÄRJESTELMIEN KÄYTTÖMAHDOLLISUUDET KOTITALOUKSISSA | 17 |
| 4.1 | Pienakkujärjestelmän rakenne | 17 |
| 4.2 | Turvallisuusmääräykset paikallisakkujärjestelmälle..... | 19 |
| 4.2.1 | Yleiset vaatimukset akuille..... | 20 |
| 4.2.2 | Vaatimukset mikrogeneraattoreille | 20 |
| 4.3 | Sähköenergian hankinnan optimointi | 21 |
| 4.4 | Sähköauton akun hyödyntäminen | 23 |
| 4.5 | Kysynnänjousto ja virtuaalivoimat | 23 |
| 5. | AKKUJÄRJESTELMIEN TEKNIHALOUDELLINEN TARKASTELU..... | 25 |
| 5.1 | Akkujärjestelmien hankintahinnat | 27 |
| 5.2 | Aurinkopaneelijärjestelmien hankintahinnat..... | 28 |
| 5.3 | Akku- ja aurinkosähköjärjestelmien pitoaika | 29 |
| 5.4 | Siirtohinnat eri verkkoyhtiöissä | 30 |
| 5.5 | Sähkömarkkinahintaennuste..... | 33 |
| 5.6 | Sähkön hinnan aikavaihteluiden ennuste | 37 |
| 5.7 | Aurinkosähkö- ja akkujärjestelmien mitoitus..... | 39 |
| 5.8 | Laskentatulokset..... | 41 |
| 6. | YHTEENVETO | 47 |
| | LÄHTEET | 49 |

LIITE A: LASKENTA (EXCEL-TIEDOSTO)

LIITE B: SPOT-HINNAT JA TUULIVOIMA (EXCEL-TIEDOSTO)

LIITE C: AURINKOSÄHKÖÄ TUOTTAVIEN KOTITALOUKSIEN SÄHKÖNKÄYTTÖ (EXCEL-TIEDOSTO)

KUVALUETTELO

| | |
|---|-----------|
| <i>Kuva 1: Lyijyakun varauksen purkaminen. (Mukaiillen Lead-Acid Battery).....</i> | <i>2</i> |
| <i>Kuva 2: Spiraalikkennolyijyakun syklielinikä purkaussyvyyden funktiona. (Mukaiillen Rand & Moseley 2014)</i> | <i>3</i> |
| <i>Kuva 3: Litiumrautaafosfaatin rakennekuva. (Mukaiillen Julien et al. 2007)</i> | <i>7</i> |
| <i>Kuva 4: Eri litium-ioniakkujen thermal runaway –käyttäytyminen (Mukaiillen Lithium Battery Failures, Electropaedia).....</i> | <i>12</i> |
| <i>Kuva 5: Sähköauton toimintasäde akun suorituskyvyn funktiona. (Mukaiillen Electric Vehicle - Battery University).....</i> | <i>13</i> |
| <i>Kuva 6: Periaatekuva älykkään kodin sähköjärjestelmästä. (Mukaiillen Wu et al. 2017).....</i> | <i>17</i> |
| <i>Kuva 7: Aurinkosähköjärjestelmän rakenne. (Mukaiillen Prapanukool & Chaitusaney 2017)</i> | <i>18</i> |
| <i>Kuva 8: Akkujärjestelmän ohjauksen periaatteellinen rakenne. (Mukaiillen Electrical Energy Storage, 2011, s. 49).....</i> | <i>18</i> |
| <i>Kuva 9: Suurin sallittu tehonlasku alitajuustilanteissa. (SFS-EN 50438 2015, s. 16)</i> | <i>21</i> |
| <i>Kuva 10: Globaalin auringonsäteilyn aikasarja Hervannassa 10.7.2017. (Mukaiillen DEE Photovoltaic Power Plant Weather Station Data).....</i> | <i>22</i> |
| <i>Kuva 11: Keskusjohtoisen virtuaalivoimalaitoksen toimintaperiaate. (Mukaiillen Electrical Energy Storage, 2011, s. 51).....</i> | <i>23</i> |
| <i>Kuva 12: Kapasiteetin lasku eri kaupallisille akkujärjestelmille. (LIITE A).....</i> | <i>29</i> |
| <i>Kuva 13: Yö-päiväsiirtotariffin hintaerot eri yhtiöissä. (LIITE A)</i> | <i>32</i> |
| <i>Kuva 14: Yleissiirtotariffien vertailua. (LIITE A).....</i> | <i>32</i> |
| <i>Kuva 15: Pienasiakkaiden sähköenergian verottoman hinnan reaalin kehitys vuosina 2007–2017. (Partanen et al. 2017, s. 8).....</i> | <i>34</i> |
| <i>Kuva 16: Sähköenergian hinnan futuuri Nord Poolissa (Mukaiillen Merikoski 2017).....</i> | <i>34</i> |
| <i>Kuva 17: Verottoman siirtohinnan inflaatiokorjattu kehitys vuosina 2007–2017. (Mukaiillen Partanen et al., s. 9).....</i> | <i>35</i> |
| <i>Kuva 18: Sähkön hintakomponenttien osuudet kokonaishinnasta vuosina 1998–2017 vuodessa 18 000 kWh kuluttavalle kotitaloudelle. (Partanen et al. 2017, s. 9).....</i> | <i>36</i> |
| <i>Kuva 19: Sähköveron muutos 2007–2017, ei huomioitu huoltovarmuusmaksua eikä arvonlisäveroa. (Mukaiillen Sähkön ja eräiden polttoaineiden verotaulukot, Verohallinto; Energian hinnat - Tilastokeskus, 2015).....</i> | <i>37</i> |
| <i>Kuva 20: Spot-hinnan ja tuulivoimatuotannon vertailua. (LIITE B; Hintakäyrät mukaiillen Nord Pool Spot Data).....</i> | <i>38</i> |
| <i>Kuva 21: Aurinkosähkön omakäyttöasteiden vaihtelu. (LIITE B)</i> | <i>40</i> |
| <i>Kuva 22: Pelkkien akkujärjestelmien laskentatulokset. (LIITE A).....</i> | <i>42</i> |
| <i>Kuva 23: Akku- ja aurinkosähköjärjestelmän laskentatulokset. (LIITE A).....</i> | <i>44</i> |

LYHENTEET JA MERKINNÄT

| | |
|---------------|---|
| ALV | arvonlisävero |
| Hankintahinta | Hinta, johon sisältyy arvonlisävero ja asennuskustannukset. Niin sanottu avaimet käteen –hintä. |
| BESS | Battery Energy Storage System, akkusähkövarasto |
| BMS | Battery Management System, akun hallintajärjestelmä |
| DG | Distributed Generator, hajautetun tuotannon sähkötuotantoväline eli generaattori |
| EESS | Electric Energy Storage System, sähköenergian varastointijärjestelmä |
| IP-luokitus | eng. International Protection Marking, kansainvälinen sähkölaitteiden suojausluokitus |
| PV-invertteri | Aurinkosähköjärjestelmään kytketty invertteri |
| SLBESS | Second Life Battery Energy Storage System, akkusähkövarasto, jossa akut ovat käytettyjä |
| SOC, SoC | State of Charge, akun varauksen taso |
| TTY | Tampereen teknillinen yliopisto |
| VPP | Virtual Power Plant, virtuaalivoimalaitos |

1. JOHDANTO

Maailma on herännyt valtavaan muutostarpeeseen: ilmasto on lämpenemässä hälyttävän nopeasti ja tämä kehitys täytyy pysäyttää. Ihmiskunnan kokonaispäästöjä täytyy siis pystyä rajoittamaan, mitä varten tehdään ylikansallista yhteistyötä ilmastopöytäkirjojen muodossa (The Paris Agreement Content - United Nations). Yhtenä ratkaisuna ongelmaan nähdään päästöttömän energiantuotannon lisääminen ja päästöjä aiheuttavien vähentäminen. Suhteellinen muutos ei enää riitä vaan absoluuttinen muutos tarvitaan. Noin 72 % ihmisten aiheuttamista kokonaispäästöistä on peräisin energiasektorilta ja 31 % sähkön ja lämmön tuotannosta (Global Man-made Greenhouse Gas Emissions by Sector, 2013). Niinpä uusiutuva energia ja ydinvoiman eri muodot vaikuttavat hetki hetkeltä paremmilta vaihtoehdoilta tuottaa sähköä ja lämpöä. Kuitenkin uusiutuvassa energiantuotannossa haasteita aiheuttaa se, että erityisesti aurinkovoiman ja tuulivoiman tuotanto on sääriippuvaista ja täten hyvin vaihtelevaa. Toisin sanoen niiden osuuden noustessa energiantuotannossa energiaa pitäisi saada varastoitua tai energian käyttöä tulisi pystyä säätelemään entistä enemmän, jotta kysyntä ja tarjonta kohtaisivat. Juuri tähän voidaan vaikuttaa akkuvarastoilla, jotka vaikuttavat lupaavalta ratkaisulta vuorokausiluokan sähkön varastointiin. Markkinoille on tuotu eri yritysten pienakkujärjestelmiä, jotka on suunnattu kotitalouksiin asennettaviksi. Jotta nämä pienakkujärjestelmät olisivat houkuttelevia kaikille kuluttajille eikä vain aikaisille innovaattoreille, täytyisi niiden pienentää kuluttajan omaa sähkölaskua enemmän kuin järjestelmän hankinta- ja käyttökustannukset ovat.

Tässä työssä pyritään selvittämään, kuinka kannattavaa Suomessa kotitalouskuluttajan on hankkia asuntoonsa alle 100 kWh:n, mutta yleisimmin noin 10 kWh:n kokoinen sähköakkujärjestelmä. Tällä järjestelmällä pyritään hyödyntämään sähkön hintaeroja vuorokauden sisällä sekä mahdollisesti varastoimaan omaa pientuotantosähköä. Järjestelmä voidaan asentaa kotitalouteen joko itsenäisesti tai pientuotantolaitteiston, yleisimmin aurinkopaneelien kanssa, joista jälkimmäisempi vaihtoehto lienee taloudellisesti kannattavampi. Lisäksi pohditaan sähköautojen akkujen hyödyntämistä kodin sähkövarastona.

Ensiksi perehdytään lyhyesti eri sekundäärisiin eli ladattaviin akkuteknologioihin, niiden historiaan, nykyominaisuuksiin sekä tulevaisuuden odotuksiin. Kolmannessa luvussa vertaillaan akkuteknologioita ja pyritään löytämään juuri työn tarkoitukseen sopiva akkuteknologia muun muassa turvallisuuden kannalta. Luvussa tehdään myös markkinakatsausta eli tarkastellaan valmiita akkujärjestelmäpaketteja, joita kuluttaja voi kotiinsa asennuttaa: hinta on tässä vertailussa erittäin merkittävä tekijä. Neljännessä luvussa tarkastellaan akkujen käytännön hyödyntämistä kotitalouksissa sekä mitä vaatimuksia niiden asentamiselle ja kytkemiselle on. Luvussa viisi mallinetaan, kuinka kannattavaa akkujärjestelmien hankkiminen eri lähtöarvoilla on takaisinmaksuajan perusteella. Kuudennessa ja viimeisessä luvussa vedetään yhteen työn tärkeimmät tulokset ja tehdään niistä johtopäätökset: minkäkokoinen akkujärjestelmä on kannattavin hankkia ja kuinka kannattavaa se on nykyhinnoilla ja tulevaisuudessa akkujen hintojen laskiessa.

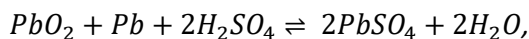
2. AKKUTEKNOLOGIAT

Erilaisia paristoja on ollut olemassa noin parinsadan vuoden ajan. Tietävästi Benjamin Franklin oli ensimmäinen, joka käytti termiä *battery* rakentamistaan kondensaattoreista vuonna 1749 (Franklin papers, Letter to Peter Collinson 1749). Alessandro Volta onnistui rakentamaan vuonna 1800 ensimmäisen pariston ja kasvattamaan sen tuottamaa jännitettä kasaamalla kennoja päällekkäin. Tämä paristo ei kuitenkaan kyennyt ylläpitämään jännitettä kovinkaan kauan. (When Was the Battery Invented? - Battery University)

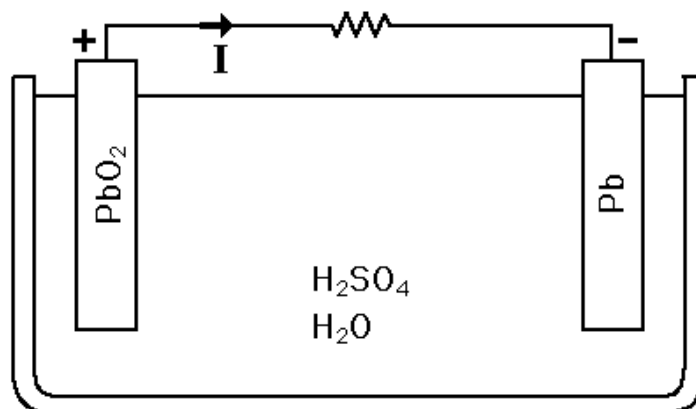
Suomen kielessä on käytäntönä, että primäärisistä akuista puhutaan paristoina tai pattereina ja vastaavasti sekundäärisistä eli ladattavista akuista käytetään termiä akku. Molemmat näistä tyypeistä ovat luonnollisesti kehittyneet paljon alkuajoista, mutta tässä työssä keskitytään lähinnä ladattaviin akkuihin. Täten seuraavissa alaluvuissa käsitellään eri akkuteknologioita.

2.1 Lyijypohjaiset akut

Ensimmäinen ladattava akku perustui lyijyhappoteknologiaan, jonka kehitti Gaston Planté vuonna 1859 (Rand & Moseley 2014). Täten lyijyakkuja on ollut olemassa jo yli puolentoista vuosisadan ajan ja silti ne hallitsevat yhä ladattavien akkujen markkinoita sekä myynnin että tuotettujen akkujen energiamäärän perusteella tarkasteltuna (May et al. 2018). Lyijyakkujen keskeinen kilpailuetu on halpa hinta. Lyijypohjaisten akkujen kemia on niiden kehityksen aikana pysynyt samana, ainoastaan ympäröivät materiaalit ja rakenteen muotoilu ovat muuttuneet. Lyijyakuissa lyijyoksidi PbO_2 toimii katodina ja lyijy Pb anodina. Elektrolyyttinä käytetään rikkihappoa H_2SO_4 . Kennon kokonaisreaktio on



jossa nuoli oikealle kuvaa varauksen purkamista ja vasemmalle suuntaava nuoli kennon varauksista. Reaktioyhtälön mukainen lyijy akun tyhjäkäyntijännite E° on +2,048 V (voltage). Kuvassa 1 on kuvattuna lyijy akun kennon varauksen purkuprosessi.



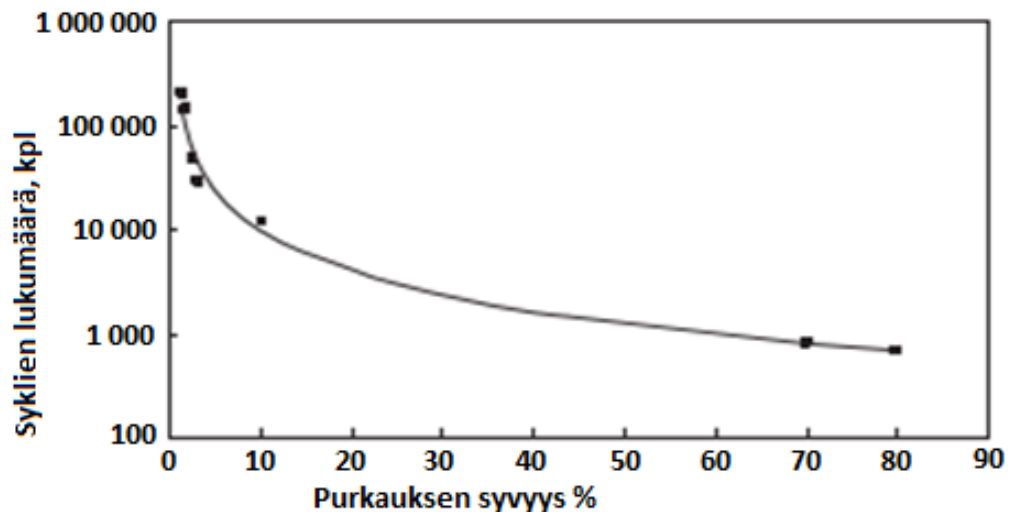
Kuva 1: Lyijy akun varauksen purkaminen. (Mukaihen Lead-Acid Battery)

Kennon kuormana toimii ulkoinen vastus, ja virta kulkee katodilta anodille. Rikkihappoelektrolyytti laimenee varauksen purkuprosessissa vedeksi, ja lyijyoksidielektrodista sekä lyijyelektrodista muodostuu lyijysulfaattia $PbSO_4$.

Lyijyakun ongelma on, että mikäli sitä ladataan liikaa, syntyy vety- ja happikaasua. Näiden kaasujen seos on räjähdysherkkää, mikä aiheutti tarpeen kehittää suljettuja (sealed) lyijyakkuja. Tämän tyyppisistä akuista käytetään lyhennettä VRLA, valve-regulated lead-acid. Toisin sanoen VRLA-akuissa on vedyn ja hapen vapautumista sääteleviä venttiilejä. Tässä akkutyypissä elektrolyytti on niin sanottuun normaaliin lyijyakuun verrattuna poikkeavasti kiinteässä olomuodossa. (Rand & Moseley 2014)

Lyijyakuilla on useita käyttökohteita ja ne on varustettu kuhunkin käyttöön erilaisilla ominaisuuksilla. Esimerkiksi polttomoottoriautoissa lyijyakkuja käytetään käynnistykseen ja muun muassa valaistukseen niin, että DoD on pieni. DoD on lyhenne englannin kielen termistä Depth of Discharge ja tarkoittaa akun varauksen purkamissyvyyttä. Toisaalta täyssähköautoon vaaditaan aivan erilaisilla ominaisuuksilla varustettu lyijyaku: akun tulisi kestää syvätkin varauksenpurut ja suuret latausmäärät toistuvasti lyhyen ajan sisällä.

Kuten edellä todettiin, lyijyakuilla on useita sovelluskohteita. Niiden ominaisuuksia muutellaan myös tarpeen mukaan ja esimerkiksi tehotehiys voi vaihdella 10–1 000 W/kg välillä. Kuitenkin stationääriseen energian varastointiin suunnitellut lyijyakut omaavat noin 100–500 W/kg tehotehiyden sekä 25–40 Wh/kg energiatiheyden. Niinpä lyijyaku, jonka koko olisi 10 kWh, painaisi 250–400 kg. Lyijyakun lataus-purkusuiklin hyötysuhde on luokkaa 70 %. Mitä suurempi kertalataus tai -purku on, sitä huonommaksi hyötysuhde muuttuu. Samalla akun käyttöikä sykleinä pienenee, kuten kuva 2 kertoo.



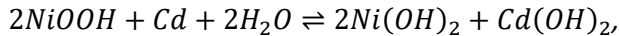
Kuva 2: Spiraalikenno-lyijyakun syklielinikä purkaussyvyyden funktiona. (Mukaillen Rand & Moseley 2014)

Seisonnassa lyijyakkujen varauksen purkautuminen on suhteellisen hidasta: varaus pienenee 1–5 % kuukaudessa 20 °C lämpötilassa. Yleisesti ottaen lyijyakkujen lataus on hidasta, vaikka nopeaa latausta kehitellään kaiken aikaa. (Rand & Moseley 2014) Kierrätysaste on hyvin korkea,

saavuttaen länsimaissa 95–99 % (May et al. 2018) Vaikka kierrätysaste onkin korkea, tulevaisuudessa on mahdollista, että lyijyakuille asetetaan rajoituksia johtuen lyijyn myrkyllisyydestä.

2.2 Nikkelipohjaiset akut

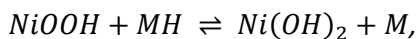
Nikkelipohjainen akkuteknologia on yli 100 vuotta vanha keksintö: *NiCd*- eli nikkeli-kadmiumakkuja on ollut kaupallisesti käytössä jo vuodesta 1915 (Electrical Energy Storage, 2011, s. 21). *NiCd*-akkujen kehittämisessä ratkaisevassa roolissa olivat Thomas Alva Edison sekä Waldemar Jungner. Nikkeli-kadmiumakun reaktioyhtälö on



ja kennon tyhjäkäyntijännite E° on +1,30 V. Jälleen oikealle osoittava nuoli kuvaa kennon varauksen purkautumista ja päinvastoin. (Shukla et al. 2001) Elektrolyytinä toimii kaliumhydroksidi *KOH* (Falkman 2016, s. 15).

NiCd-akku on teknisiltä arvoiltaan vakuuttava. Se on esimerkiksi ainoa akkuteknologia, joka pysyy suoriutumaan hyvin jopa -40 °C olosuhteissa. *NiCd*:n ongelma on kuitenkin kadmiumin myrkyllisyys, jonka takia nikkeli-kadmiumakut ovat nykyisin kiellettyjä tavalliselle kuluttajalle Euroopassa.

Sen sijaan toinen nikkelipohjainen akkuteknologia, *NiMH*-teknologia eli nikkeli-metallihydridiakku, on turvallisempi vaihtoehto. (Shukla et al. 2001) Sen kokonaisreaktioyhtälö voidaan kirjoittaa



ja tyhjäkäyntijännite E° on +1,35 V. Vasemmalle suuntaava nuoli kuvaa kennon latausta ja päinvastoin. *MH* tarkoittaa metallihydridiä negatiivisella elektrodilla eli purettaessa varausta anodilla ja siihen on useita materiaalivevaihtoehtoja. Nämä vaihtoehdot on koottu taulukkoon 1.

Taulukko 1: Materiaalivaihtoehtoja anodille. (Mukaillen Fetcenko & Koch 2011, kpl. 22)

| Merkintä | Alkuainesisältö |
|----------|-------------------------------|
| AB_5 | La,Ce,Pr,Nd,Ni,Co,Mn,Al |
| A_2B_7 | La,Ce,Pr,Nd,Mg,Ni,Co,Mn,Al,Zr |
| AB_2 | V,Ti,Zr,Ni,Cr,Co,Mn,Al,Sn |

Taulukon 1 kaavoista voidaan havaita, että metalliseostukset eroavat toisistaan merkittävästi ja että seostuksissa käytetään useita eri alkuaineita.

NiMH:lla on 2–3 kertaa suurempi energiatiheys kuin *NiCd*:llä, mutta hieman suurempi varauksen itsepurkautumisnopeus. Itsepurkautumisnopeutta ollaan kuitenkin saatu pudotettua joissakin *NiMH*-teknologioissa niin, että varauksesta olisi jäljellä jopa 85 % vuoden varastoinnin jälkeen. *NiMH* on myös suhteellisen tuore teknologia, sillä se tuli markkinoille vuonna 1989. Huolimatta teknologian varsin lyhyestä iästä, vuonna 2008 *NiMH*:iden myynti oli jo 10 % ladattavien akkujen kaupasta. *NiMH*:n yleisiä ominaisuuksia ovat korkea energia- ja tehotehiheys sekä laaja toiminta-

alue lämpötilan mukaan tarkasteltuna. Energiatiheys on luokkaa 40–80 Wh/kg ja tehotiheys vastaavasti 500–3 000 W/l (Electrical Energy Storage, 2011, s. 72). HEV:t eli hybridisähköautot, joilla pystyy ajamaan lyhyitä matkoja pelkästään sähköllä (Hybrid Electric Vehicle), sisältävätkin usein *NiMH*-akun. Nikkeli-metallihydriditeknologian etuna on myös hyvä ylläpidon sekä syvien purkujen sietoisuus. Lyijyakuun verrattuna muun muassa ympäristöystävällisyys ja elinikä sykleinä ovat hyviä, mikä auttaa paikallisakkujen kilpailukyvyssä. (Fetcenko & Koch 2011, luku 22)

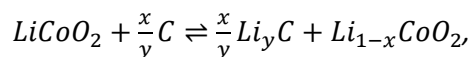
2.3 Litiumpohjaiset akut

Litium on kevyin kaikista metalleista ja sillä on suurin sähkökemiallinen potentiaali sekä korkein energiatiheys painoa kohti. Kaikki nämä ominaisuudet tekevät litiumista erittäin houkuttelevan materiaalin erilaisiin akkuihin. Ensimmäiset ei-ladattavat litiumakut eli litiumparistot tulivat markkinoille 1970-luvulla, vaikka niiden kehitystyö alkoi jo vuonna 1912. (How do Lithium Batteries Work? - Battery University)

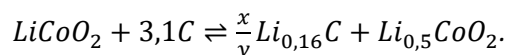
Huolimatta litiumin erittäin lupaavista ominaisuuksista, primääriset litiumakut eivät ole kuitenkaan saavuttaneet suurta osuutta markkinoilla johtuen muun muassa suurista suunnittelu- ja valmistuskustannuksista sekä kilpailevien teknologioiden kustannustehokkuudesta (Reddy 2011, luku 14). Sen sijaan sekundääriset eli ladattavat litiumpohjaiset akkuteknologiat ovat olleet menestyksellisiä varsinkin viime vuosina. Näitä teknologioita käsitellään seuraavissa alaluvuissa.

2.3.1 Litiumioniakku

Litiumioni- eli Li-ioni -akkujen ensimmäiset kaupalliset versiot tulivat markkinoille vuonna 1991. Litiumioniakkujen kehitys on ollut nopeaa, ja niiden suosio on ollut suurta erityisesti sähköautojen energianlähteenä. Kaikissa litiumioniteknologioissa litiumionit välittävät varaustason muutoksen, mistä niiden nimikin tulee. Positiivinen elektrodi eli katodi on materiaaliltaan usein metallioksidia, kuten litiumkoolttioksidia $LiCoO_2$ tai litiummangaanioksidia $LiMn_2O_4$. Vastaavasti negatiivisen elektrodin eli anodin materiaalina toimii yleensä grafiitti *C*. Elektrolyytinä käytetään eri vaihtoehtoja, jotka ovat useimmiten nestemäisiä tai geelimäisiä (Falkman 2016, s. 19). Esimerkiksi reaktioyhtälö kennolle, jossa katodina on litiumkoolttioksidi ja anodina grafiitti, on



jossa x ja y riippuvat elektrodien kapasiteeteista varastoida litiumioneja. Useimmiten x on luokkaa 0,5 ja y luokkaa 0,16, ja reaktioyhtälö voidaan kirjoittaa muodossa



Litiumioniakkujen kapasiteetti vaihtelee hyvin paljon eri sovellutuksissa. Verrattuna muihin akkuteknologioihin, litiumioniakulla on etuinaan muun muassa nopean latauksen mahdollisuus sekä korkeat teho- ja energiatiheydet. Vastaavasti haasteina ovat turvallisuusnäkökohdat, muun muassa niin sanottu *thermal runaway* –ilmiö ladattaessa. (Dahn & Ehrlich 2011, luku 26.2.1) *Thermal runaway* tarkoittaa yleisesti ilmiötä, jossa eksoterminen eli lämpöä vapauttava reaktio

riistäytyy hallinnasta aiheuttaen mahdollisesti räjähdysten. Litiumioniakun tapauksessa lämpötila sekä paine nousevat akussa, ja tilanne johtaa akun nopeaan tuhoutumiseen. (Wang et al. 2012). Litiumioniakulla ilmiö voi tapahtua, kun kennon lämpötila nousee arvoon 130 °C. Tämä lämpötila on kullekin teknologialle erisuuruinen. (Dahn & Ehrlich 2011, luku 26.5.1)

Kuten mainittua, litiumpohjaisiin akkuihin on monia eri vaihtoehtoja katodimateriaaliksi. Taulukossa 2 niitä vertaillaan keskenään useiden eri ominaisuuksien perusteella 18650-kokoluokassa. 18650-kokoluokan akut ovat sylinterinmuotoisia ja ulkomitoiltaan niiden halkaisijat ovat suurimmillaan 18,2 mm sekä korkeudet suurimmillaan 64,8 mm (Li-ion Battery Specifications 18650, Steel Case).

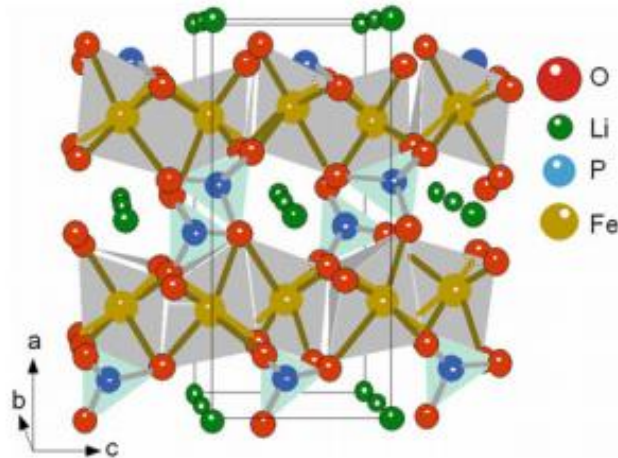
Taulukko 2: Litiumakkujen katodivaihtoehtojen vertailua. (Mukaiillen Satyavani et al. 2016)

| Ominaisuus | $LiAl_{0.05}Co_{0.15}Ni_{0.8}O_2$ | $LiCoO_2$ | $LiMn_2O_4$ | $LiFePO_4$ |
|--------------------------|-----------------------------------|-----------|-------------|------------|
| Energiatiheys (Wh/kg) | 219,8 | 193,3 | 154,3 | 162,9 |
| Energiatiheys (Wh/l) | 598,9 | 557,8 | 418,6 | 415 |
| Energian hinta (Wh/US\$) | 6,08 | 5,05 | 5,97 | 6,31 |

Taulukossa 2 esiintyvistä materiaalivaihtoehtoista $LiCoO_2$ on laajasti käytetty, vaikka onkin myrkyllinen. (Satyavani et al. 2016) Taulukosta 2 havaitaan myös, että $LiFePO_4$ on kustannuksiltaan samaa tasoa muiden kuin $LiCoO_2$:n kanssa, mutta sähköiset ominaisuudet voisivat olla parempia. $LiFePO_4$:a suunnilleen vastaavat ominaisuudet ovat litium-mangaanioksidilla $LiMn_2O_4$, jonka ongelmiin lukeutuu kuitenkin kapasiteetin putoaminen 4,0 V ympäristössä (Arof et al. 2017).

2.3.2 Litium-rautafosfaattiakku

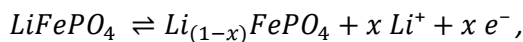
Litium-rautafosfaattiakku on litiumioniakku, jossa katodin elektrodi on materiaaliltaan litiumrautafosfaattia $LiFePO_4$. Tämän materiaalivaihtoehdon julkitoi ensimmäisenä J. B. Goodenough vuonna 1997. Litium-rautafosfaatin etuina pidetään muun muassa halpuutta, myrkyttömyyttä sekä ympäristöystävällisyyttä – suurin etu on kuitenkin teknologian turvallisuus. (Yang et al. 2016) Turvallisuus johtuu siitä, että teknologialla on erinomainen terminen stabiilius (Liu et al. 2006). Korkea terminen stabiilius takaa kennon turvallisuuden, vaikka kenno lämpenisi nopeasti esimerkiksi mekaanisen hajottamisen tai oikosulun vuoksi (Takahashi et al. 2005). $LiFePO_4$:n erinomainen terminen stabiilius johtuu siitä, että litium ja rauta ovat järjestäytyneet oktaedrin tavoin ja fosfori P on järjestäytynyt tetraedrin tavoin kuvan 3 mukaisesti.



Kuva 3: Litiumrautafosfaatin rakennekuva. (Mukailen Julien et al. 2007)

Kuvassa 3 on esitettyä niin sanottu kristallirakenne. Happiatomeita on kuvattu punaisella, litiumia vihreällä, fosforia sinisellä ja rautaa ruskealla värillä. Muita samankaltaisia fosfaattipohjaisia katodimateriaaliyhdistelmiä kuin $LiFePO_4$ ovat sekä $LiCoPO_4$, $LiNiPO_4$ että $LiMnPO_4$. Näillä on kaikilla suurempi kennon tyhjäkäyntijännite E° , mutta vastaavasti varauskapasiteetit ovat alhaisemmat kuin litiumrautafosfaatilla.

Yleisesti litiumrautafosfaatille voidaan kirjoittaa reaktioyhtälö katodilla seuraavasti:



missä nuoli oikealle kuvaa akun varauksen purkamista ja päinvastoin. (Prosini 2011, s. 5) Tyypillinen tyhjäkäyntijännite litiumrautafosfaatille on +3,5 V. (Satyavani et al. 2016) $LiFePO_4$:n heikkous on litiumionien Li^+ alhainen johtavuus, jonka ratkaisemiseksi tutkitaan muun muassa douppausta. (Yang et al. 2016) Douppaus eli seostaminen tarkoittaa tietynlaisten epäpuhtauksien, esimerkiksi sinkin Zn lisäämistä aineeseen, jotta sen sähköisistä ominaisuuksista saataisiin toivotun laisia. Tarvittavien epäpuhtauksien määrä on pieni verrattuna varsinaiseen materiaaliin: esimerkiksi seostettaessa sinkkiä litiumrautafosfaattiin sinkkiä kannattaa olla korkeintaan 5 % rauta-atomeihin verrattuna (Liu et al. 2006).

2.3.3 Litiumrikkiakku

Koska sekä litium että rikki ovat suhteellisen kevyitä aineita, $Li-S$ -akuilla on erittäin korkea energiatiheys, noin 550 Wh/kg. Arvo on noin kolminkertainen verrattuna litiumioniakkuihin. Myös tehosiheys on litiumrikkiakulla korkea, luokkaa 2500 W/kg. Muitakin etuja on: rikkiä on saatavissa runsaasti sekä akun toiminta on mahdollista kylmissä olosuhteissa.

Vastaavasti litiumrikkiakun heikkoutena on se, että käyttösyklit jäävät vain noin 40–50 kappaaleeseen. (Future Batteries - Battery University) Tämä johtuu siitä, että alkuainerikki S_8 muodostaa litiumin kanssa varauksen purkausvaiheessa polysulfideja, jotka eivät enää palaudu S_8 :ksi latausvaiheessa. (Johansson & Dominko 2014) Toisin sanoen akun kapasiteetti laskee hyvin pie-

nellä syklien määrällä. Ongelman ratkaisemiseksi tehdään koko ajan huomattavaa tutkimustyötä, ja esimerkiksi (L. Luo & Manthiram 2017) mukaan 500 sykliä on jo saavutettu. Muita heikkouksia litiumrikkiteknologialle ovat muun muassa huono ionijohtavuus sekä epästabiilius korkeissa lämpötiloissa (Future Batteries - Battery University). Haasteista johtuen litiumriikkiakut eivät ole päässeet vielä markkinoille (Lv et al. 2015).

2.3.4 Litiumilma-akku

Litiumilma-akku on kehitysvaiheessa oleva teknologia, jossa energiatiheys on mahdollista (Julien et al. 2007) saada erittäin korkeaksi, teoreettisesti moninkertaiseksi litiumioniakkuun sekä litiumriikkiakkuun verrattuna. Ensimmäiset tämän teknologian akut kehitettiin vuonna 1996. Suuri energiatiheyden mahdollisuus johtuu rakenteesta, jossa akun katodille johdetaan ilmaa ympäristöstä. Akun paino tulee lähinnä litiumanodista sekä elektrolyytistä, joka voi olla olomuoltaan nestemäinen tai polymeerinen. Suuri energiatiheys tekee litiumilma-akusta lupaavan teknologian juuri sähköautokäyttöön. Käytännössä energiatiheys voi olla yli 1 000 Wh/kg.

Litiumilma-akun haasteina ovat käytettävissä olevien syklien pieni määrä sekä turvallisuus: avoin rakenne aiheuttaa ongelmia muun muassa elektrolyytin paikoillaan pysymisen kannalta. Mikäli kehitystyö onnistuu, litiumilma-akulla on suuri mahdollisuus tulla määrääväksi teknologiaksi täyssähköautoissa. (Falkman 2016, s. 22–23) Paikallisakusovelluksiin teknologia ei soveltune yhtä hyvin avoimen rakenteensa vuoksi, joka voi estää ainakin sisätiloihin sijoittamisen.

2.4 Muut akkuteknologiat

Vanhoja akkuteknologioita kehitetään jatkuvasti, ja uusia pyritään keksimään. Lupaavissa teknologioissa on kuitenkin usein haasteita, jotka estävät niiden kaupallistumisen: esimerkiksi latausympäristö voi olla aivan liian alhainen. Vain harvat seuloituvat lopulta siihen joukkoon, joka ylittää aidosti markkinoille. Suurimmat odotukset kohdistuvat yleisesti ottaen litiumpohjaisiin teknologioihin. Tähän alalukuun on koottu muutamia teknologioita, jotka ovat kenties lähellä kaupallista läpimurtoa tai omaavat korkean potentiaalin päästä markkinoille tulevaisuudessa.

Litiumilma-akun ohella toinen ilmaa katodina käyttävä teknologia on sinkki-ilma -akku. Sen avoimen piirin suurin mahdollinen jännite eli tyhjäkäyntijännite on +1,65 V. Käyttöikä on mahdollista pidentää 1,4 V:n ja sitä pienemmillä jännitteillä. Energiatiheys on luokkaa 300–400 Wh/kg ollen hyvä, mutta tehosiheys on vastaavasti huonompi. (Alternate Battery Systems - Battery University) Tehosiheys on luokkaa 50–100 W/l (Electrical Energy Storage, 2011, s. 72). Valmistuskustannukset ovat pienet, ja vanheneminen on vain noin 2 %:n luokkaa vuodessa. Teknologia on herkkä kylmille ja kuumille lämpötiloille sekä ilmankosteudelle. Haasteena on myös suorituskyvyn aleneminen ilmansaasteiden seurauksena. (Alternate Battery Systems - Battery University) Todettakoon, että litiumilma-akun energiatiheys on moninkertaisesti tätäkin teknologiaa suurempi, mikä aiheuttaa eroa kilpailukyvyssä.

Yhtenä lupaavista akkuteknologioista mainittakoon hopea-sinkkiakku. Akun tyhjäkäyntijännite on +1,60 V. Kehitystyö sinkkielektrodille lupaa teknologialle pidempää elinikää ja 40 % suurempaa energiamäärää kuin litiumioniakuille. Kuitenkin ongelmana on hopean kalleus materiaalina. Täten tämän teknologian käyttö suuntautuu joko pieniin yksiköihin, joissa hopean osuus tuotteen hinnasta jää pieneksi, tai suurempiin yksiköihin, joissa arvostetaan suurta suorituskykyä enemmän kuin hinta-laatusuhdetta. Hopea-sinkkiakun hyviä puolia ovat turvallisuus, myrkyttömyys, kierrätettävyyden ja suorituskyky. (Alternate Battery Systems - Battery University) Voidaan päätellä, että tämä teknologia ei tule todennäköisesti menestymään kotitalouksiin asennettavissa paikallisakku-sovelluksissa, joissa hinnan suhde käytettävissä olevaan energiaan akun eliniän aikana määrää hyvin pitkälti sen, voiko investointia koskaan saada edes maksettua takaisin.

Litiumpolymeeriakku on litiumioniakku, jossa elektrolyyttinä käytetään kiinteää polymeeriä. Lisäksi anodimateriaalina on grafiitin sijasta litiumia. Litiumpolymeeritekniikan etuna on suuri energiatiheys sekä turvallisuus, mutta haittapuolena heikko tehotiheys ja alhainen syklimäärä. Ensimmäisten kaupallisten sovelluksien litiumpolymeeritekniikasta odotetaan tulevan vuoden 2020 mennessä. (Future Batteries - Battery University) Ylipäätään kiinteiden elektrolyyttien odotetaan olevan tärkeässä roolissa kehitettäessä suuren energiatihedden omaavia akkuja. Syitä tähän on useita: ensinnäkin kiinteät elektrolyytit eivät ole helposti syttyviä, mikä vähentää tarvetta monimutkaisille turvallisuusratkaisuille, jotka taas alentavat energiatihedystä. Toinen syy on mahdollinen akun yksinkertaisempi rakenne, mikä vähentää sen painoa. Kolmas syy on uusien elektrodimateriaalien löytämispotentiaali. Toisaalta kiinteiden elektrolyyttien ongelmana on heikko johtavuus, mikä johtaa alhaisiin tehotihedksiin. (Takada 2013) Tämä ei kuitenkaan estä esimerkiksi paikallisakku-sovelluksissa toimimista. Kehitystyö on kuitenkin näissäkin teknologioissa kesken.

Litiumpohjaisista akuista voisi mainita vielä litium-metalliakut. Tälläkin teknologialla on korkea energiatiheys sekä lisäksi hyvä latausteho. Ongelmana taas on turvallisuus, mikä johtuu litiumin kontrolloimattomasta hajoamisesta. Tämän haasteen voittamiseksi tehdään tutkimustyötä, esimerkiksi on tutkittu nanotimanttien lisäämistä elektrolyyttiin. (Future Batteries - Battery University)

2.5 Akkuteknologioiden vertailu

Edellä on kerrottu eri akkuteknologioiden ominaisuuksista ja hieman myös vertailtu eri akkuteknologioita keskenään. Seuraavassa taulukossa 3 on koottuna eri akkuteknologioiden ominaisuuksia yhteen helpompaa vertailua varten.

Taulukko 3: Akkuteknologioiden ominaisuusvertailu. (Mukaiillen Electrical Energy Storage, 2011, s. 72–73)

| Teknologia | Lyijy | <i>NiCd</i> | <i>NiMH</i> , suljettu | Li-ioni | Sinkki-ilma |
|-----------------------------------|-----------|-------------|------------------------|--------------|-------------|
| Tyhjäkäyntijännite (V) | +2,0 | +1,2 | +1,2 | +3,7 | +1,0 |
| Energiatiheys (Wh/kg) | 30–45 | 15–45 | 40–80 | 60–200 | 130–200 |
| Energiatiheys (Wh/l) | 50–80 | 15–110 | 80–200 | 200–400 | 130–200 |
| Tehotiheys (W/l) | 90–700 | 75–700 | 500–3 000 | 1 300–10 000 | 50–100 |
| Lataus-purkusyklin hyötysuhde (%) | 75–90 | 60–80 | 65–75 | 85–98 | 50–70 |
| Elinikä vuosina | 3–15 | 5–20 | 5–10 | 5–15 | > 1 |
| Elinikä sykleinä | 250–1 500 | 500–3 000 | 600–1 200 | 500–10 000 | > 1 000 |

Lyijy on teknologioista vanhin ja oikealle siirryttäessä siirrytään aina uudempaan teknologiaan. Sinkki-ilma on uusin taulukossa 3 olevista teknologioista ja vielä kehitysvaiheessa. Yleiskuva taulukosta 3 on, että Li-ionilla on lähes jokaisessa vertailukategoriassa parhaat arvot: oikeastaan vain eliniässä *NiCd* pystyy haastamaan sen. Lisäksi sinkki-ilma -teknologian energiatiheys on samaa luokkaa kuin Li-ionilla. Huomioitavaa on, että litiumioniakuilla on erittäin laaja tehotiheyden vaihteluväli ja ylivoimaisesti suurin tyhjäkäyntijännite. Taulukosta nähdäänkin, miksi Li-ioniakut ovat vallitseva teknologia paikallisakkuovelluksissa. Suurin syy on se, että energiatheydet ja erityisesti tehotiheydet ovat huomattavasti paremmat kuin muilla teknologioilla. Vaikka taulukko on vuodelta 2011, sen suuntaviivat eivät ole muuttuneet miksikään. Esimerkiksi Luo et al. (2015) mukaan lyijyn, *NiCd*:n ja Li-ionin arvot ovat samassa suuruusluokassa kuin taulukossa 3. Monissa tapauksissa ominaisuudet ovat toki parantuneet, esimerkiksi litiumioniakun eliniän sykleinä kerrotaan yltävän jopa 20 000 kappaleeseen.

Taulukon 3 arvot poikkeavat jossain kohdin aiemmin työssä esitetyistä arvoista. Syitä tälle ovat muun muassa tietojen alkuperävuosi ja tietojen perä eri käyttötarkoituksiin optimoiduista akuista. Tämäkään ei kuitenkaan vaikuta merkittävästi tiedoista vedettäviin johtopäätöksiin. Myös vaihteluvälit ovat taulukon arvoille suuret, mikä johtuu erilaisista optimoinneista eri käyttötarkoituksiin sekä osin arvojen epätarkkuudesta.

3. AKKUJÄRJESTELMIEN OMINAISUUKSIEN VERTAILU

Tässä luvussa arvioidaan Euroopan ja erityisesti Suomen markkinoilla olevia pienakkujärjestelmiä kotitalousasiakkaille. Näille järjestelmille on useita eri kynnysvaatimuksia, joiden täytyy toteutua, jotta niitä voidaan asentaa kotitalouskäyttöön.

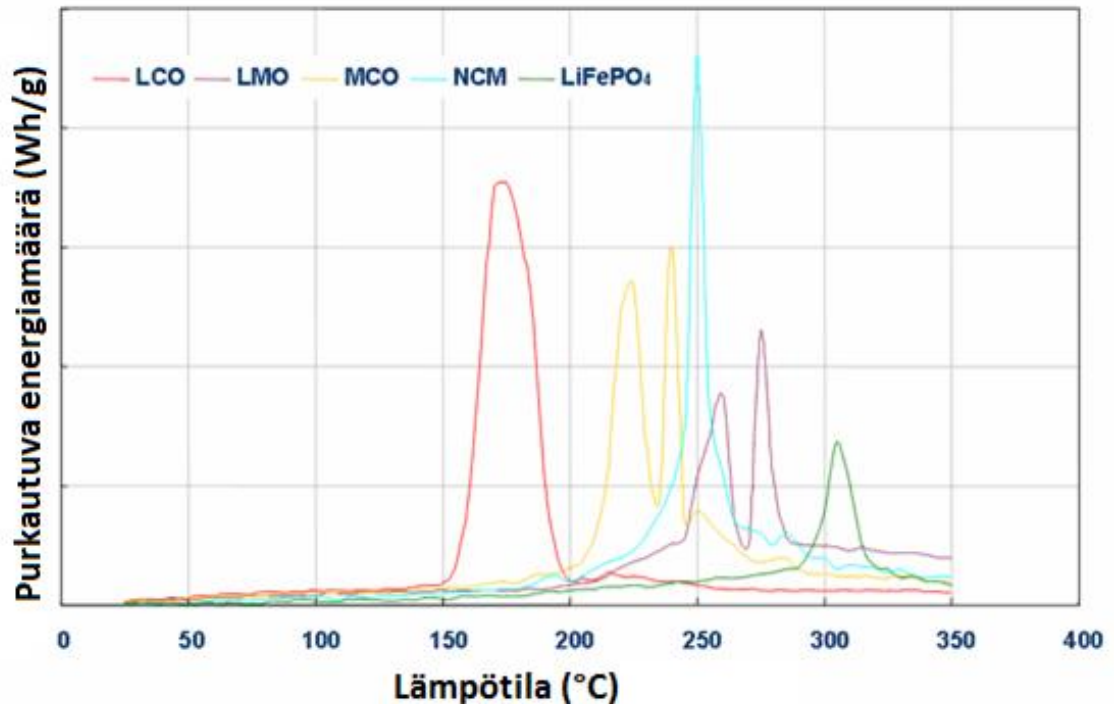
Seuraavaksi luetellaan akkujen ominaisuuksia sekä määritellään, minkälaisia näiden ominaisuuksien tulisi olla valittuun käyttöön. Lopuksi vertaillaan eri kaupallisia akkujärjestelmiä niiden ominaisuuksien mukaan, mukaan luettuna hinta.

3.1 Turvallisuus

Akut ovat sähköenergiavarastoja, joissa on suhteellisen paljon energiaa pienessä tilavuudessa. Vikatilanteessa akun energia voi purkautua lyhyessä ajassa. Jotta kuluttaja ei saisi tällaista tilannetta syntymään, on käytettävä useita turvallisuutta lisääviä menetelmiä. Ensimmäiseksi tasoksi voidaan määritellä laturi, joka ei saa ladata akkua liian täyteen eikä ladata esimerkiksi silloin, kun akun tai ympäristön lämpötila on liian korkea. Toinen taso on akkukotelo, jonka tulisi estää akun vaurioituminen mekaanisen rasituksen, esimerkiksi pudotuksen, takia. Rakenteen tulisi myös estää oikosulkujen syntyminen. Kolmas ja viimeinen suojaustaso on kenno. Kennossa voi olla esimerkiksi sulake, joka estää kennon toiminnan, jos lämpötila nousee liian korkeaksi. Tärkeä metallisten kennojen turvallisuusmekanismi on venttiilijärjestelmä, joka estää paineen liiallisen nousun kennon sisällä.

Käyttöturvallisuuteen panostetaan nykyään paljon. Akkujen tapauksissa on teknologioita, joita ei ole päässyt markkinoille juuri niiden sisältämän riskin takia. Esimerkiksi litium-metalliakkujen yleistymisen yhtenä esteenä ovat olleet niiden turvallisuusongelmat (Doughty 2011, luku 27.1) Lisäksi esimerkiksi nikkeli-kadmiumakkuja ei myydä enää EU:ssa tavallisille kuluttajille kadmiumin myrkyllisyyden takia. Ympäristöystävällisyyden voidaan ajatella kuuluvan myös turvallisuuteen. Tällöin tarkastellaan lähinnä materiaalien myrkyllisyyttä ympäristölle sekä kierrätettävyyttä.

Eräs turvallisuuteen huomattavasti vaikuttava ilmiö on *thermal runaway*, joka voi aiheuttaa akun tuhoutumisen ja haittaa ympäristölle. Kuvassa 4 on esitettyä litiumioniakkujen hajoamiskäyttäytyminen eri katodimateriaaleilla. *LCO* on litiumkربولttioksidi, *LMO* litium-mangaanioksidi, *NCM* puolestaan litiumnikkelikربولttimangaanioksidi $LiNiCoMnO_2$ ja *MCO* litium-mangaanikربولttioksidi.



Kuva 4: Eri litium-ioniakkujen thermal runaway –käyttäytyminen (Mukaiillen Lithium Battery Failures, Electropaedia)

Pystyakselilla on kuvattu energiamäärä painoa kohden, mikä vapautuu ilmiössä. Sen suuruuden halutaan olevan mahdollisimman pieni, jotta mahdollisen hajoamisen tuloksena on pienemmät haittavaikutukset ympäristölle. Purkautuvaa energiamäärää tarkasteltaessa havaitaan, että litiumrautafosfaatilla lukema on selvästi pienin. Lisäksi vaaka-akselilla on kuvattuna lämpötila, missä akun hajoaminen on mahdollista. Tämän lämpötilan halutaan olevan mahdollisimman korkea, jottei ilmiötä tapahtuisi kovin helposti. Lämpötilariippuvuuttakin tarkasteltaessa tullaan tulokseen, jossa $LiFePO_4$ on paras: sen *thermal runaway* -lämpötila on hieman yli 300 °C, kun huonoimmalla katodimateriaalilla eli litiumkobolttioksidilla LCO arvo on luokkaa 170 °C. Ero on huomattava. (Lithium Battery Failures, Electropaedia) Täten $LiFePO_4$ on turvallisin litiumpohjaisista, kilpailukykyistä akkuteknologioista markkinoilla.

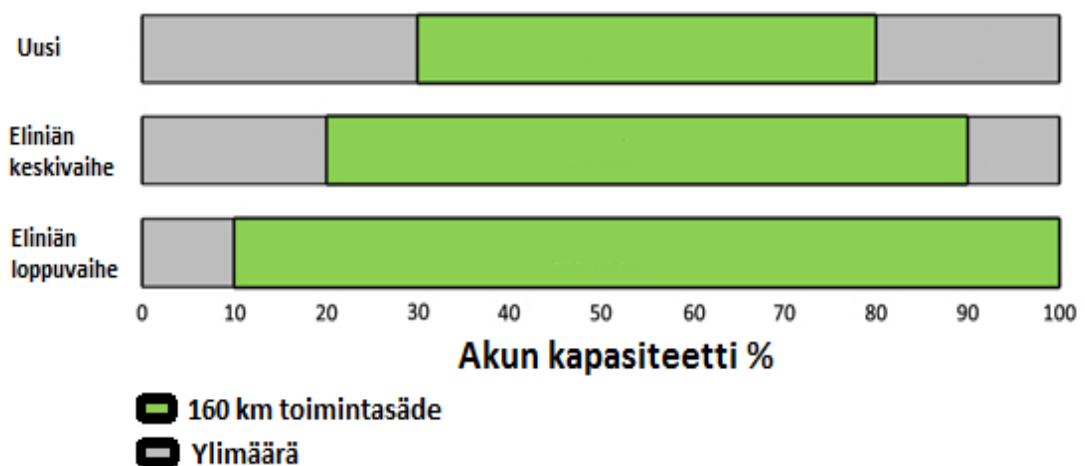
3.2 Suorituskyky

Akkujen suorituskykyyn liittyy useita eri ominaisuuksia. Tärkeimmät ominaisuudet ovat tehotehiheys (W/kg tai W/l), energiatehiheys (Wh/kg tai Wh/l), elinikä sekä sykleinä että vuosina tarkasteltuna ja syklihyötysuhde (%). Kaikkia ominaisuuksia on hankala optimoida yhteen sovellukseen: tyypillisesti on niin, että jos halutaan yhdestä ominaisuudesta erittäin hyvä, muista täytyy tinkiä. Viimeisenä mainitaan vielä hinnan ja suorituskyvyn suhteen vaikutuksesta kuluttajien ostokäyttäytymiseen.

Tehotehiheys ja energiatehiheys kuvaavat sitä, kuinka paljon energiaa ja tehoa akku sisältää painoyksikköä kohden. Mitä suurempia ne ovat, sitä pienemmällä materiaalikuluilla tietyllä energiamäärällä ja teholla varustettu akku voidaan tehdä. Erityisesti energiatehiheys on tärkeä ominaisuus energiavarastosovelluksissa: mikäli energiatehiheys on liian pieni, järjestelmän koko voi nousta

kohtuuttoman suureksi. Tehotiheys liittyy myös latausominaisuuksiin: mitä suurempi teho, sitä nopeampaa lataus on. Useissa käyttökohteissa akku halutaankin ladata suhteellisen nopeasti. Toisaalta energiavarastosovellutuksissa tämä ominaisuus ei ole niin tärkeä kuin esimerkiksi sähköautojen pikalatauksessa.

Akun eliniän halutaan kuluttajien puolelta olevan mahdollisimman pitkä sekä vuosina että lataussykleinä, jotta investointi akkuun voisi maksaa itsensä takaisin. Akun kulumiseen vaikuttaa muun muassa lämpötila, missä akku toimii. Optimaalinen käyttölämpötila on välillä 10–60 °C, kun halutaan maksimoida syklielinikä. (Lithium Battery Failures, Electropaedia) Tuohon lämpötilaväliin osuu huoneen lämpötila, mikä on hyvä asia, kun ajatellaan kotitalouksiin sijoitettavaa energiavarastoa. Lisäksi syklien määrä eri DoD-arvoilla on tärkeä: jotkut teknologiat ovat herkempiä menettämään energiakapasiteettia, kun akun varaus päästetään pieneksi. Tässä työssä tarkastellaan syklien määrää lähinnä 100 % DoD:llä eli akun varauksen täydellisellä tyhjentämisellä, johon eri kaupallisten järjestelmien takuutiedot ovat hyvä lähtökohta. On kuitenkin hyvä huomata, että ilmoitettu 100 % DoD ei kuitenkaan tarkoita sitä, että akun eliniän alussa käytettäisiin koko todellista kapasiteettia. Kuva 5 kuvaa akun todellista mitoitusta ja käyttöä.



Kuva 5: Sähköauton toimintasäde akun suorituskyvyn funktiona. (Mukaiillen Electric Vehicle - Battery University)

Kuvassa harmaa alue kuvaa kapasiteettia, jota ei käytetä ja vihreä alue käytössä olevaa kapasiteettia. Alussa sähköauton 160 km toimintasäteen saavuttamiseksi akkua voidaan käyttää 30–80 %:n sisällä todellisesta varauskapasiteetista. Mitä pidemmälle eliniässä mennään, akun todellinen kapasiteetti laskee ja sitä syvempiä purkauksia akulle joudutaan tekemään, jotta haluttuun toimintasäteeseen päästäisiin. Tämä myös nopeuttaa akun vanhenemista. (Electric Vehicle - Battery University)

Akkujen hyötysuhde kertoo sen, mikä osa akkuun ladatusta energiasta saadaan hyödynnettyä purettaessa akkua. Siihen vaikuttavat muun muassa akun sisäinen resistanssi (Ω), lataus- ja purkaustehot sekä ympäristön lämpötila. Hyötysuhde on tärkeä ominaisuus akuille. Jos akkua käytetään esimerkiksi sähköenergian varastoimiseen halvimmilta sähkön hinnan tunneilta kalleim-

mille ja sähkön hinta on halvimmillaan puolet kalleimmasta hinnasta, mutta hyötysuhde on luokkaa 50 %, rahallista hyötyä ei saada lainkaan. Saavutettu etu kuluu häviöihin. Toisin sanoen varastoinnin hyöty jää pieneksi, jos hyötysuhteen pienuus syö sitä liikaa.

Akun hinta on loppujen lopuksi tekijä, johon kulminoituvat kaikki muut ominaisuudet. Mikäli hinta on liian korkea, parhainkaan akkuteknologia ei ole houkutteleva tavalliselle kuluttajalle. Eri akkuteknologioiden hinnat voivat kehittyä hyvinkin eri suuntaisesti. On myös huomattava, että niin sanotut kypsät teknologiat, jotka ovat olleet markkinoilla jo pitkään, kehittyvät todennäköisesti hitaammin kuin uudet. Täten ei ole todennäköistä, että lyijyakut kehittyisivät litiumakkuja enemmän tulevaisuudessa.

Akkujärjestelmän hintaa tarkastellaan usein yksikössä €/kWh. Pidemmälle vietyä voidaan myös tarkastella hintaa samassa yksikössä €/kWh tai €/MWh akun takuutietoihin peilattuna: tutkitaan siis, mikä hinta taatulle energialle muodostuu. Molemmat pyrkivät kuvaamaan akun hinta-laatusuhdetta mahdollisimman yksinkertaisella tavalla.

3.3 Kaupalliset akkujärjestelmät

Tarkasteluun otetaan mukaan ainoastaan valmiita järjestelmiä, ei pelkkiä akkuja. Rajaamalla saadaan vähennettyä vertailtavia tuotteita. Lisäksi valmiit paketit ovat helpompia ja relevanttimpia vaihtoehtoja kuluttajille, kun ei tarvitse selvittää, mitä lisäosia täytyy hankkia saadakseen toimivan järjestelmän. Vertailua on myös helpompi tehdä toisiaan mahdollisimman hyvin vastaaville tuotteille. Useimmat tällä hetkellä tarjolla olevista paikallisakkujärjestelmistä käyttävät litiumpohjaisia akkuja (Battery Storage Comparison Table).

Taulukossa 4 vertaillaan eri yritysten tuotteita. Vertailtavina ominaisuuksina ovat muun muassa käyttöturvallisuus, takuun kattavuus, järjestelmän syklihyötysuhde sekä hinta asennettuna. Ensimmäinen vertailtava ominaisuus *Todellinen kapasiteetti (kWh)* tarkoittaa kapasiteettia, joka on kokonaisuudessaan käytettävissä eli niin sanottu 100 % DoD -kapasiteetti. Toisin sanoen, jos akun kapasiteetiksi on ilmoitettu 10 kWh 85 % DoD:llä, akun *todellinen kapasiteetti* on 8,5 kWh. Taulukkoon on otettu mukaan Teslan, ABB:n sekä sonnenBatterien tuotteita. Näistä ABB:n järjestelmä on kapasiteetiltaan pienin, 2 kWh. Vastaavasti suurin järjestelmä on sonnenBatterie hybrid 16 kWh kapasiteetilla. Toisaalta Teslan Powerwallia voidaan laajentaa 13,5 kWh:n kokoisilla lisäjärjestelmillä (Tesla Powerwall). Kuitenkin 13,5 kWh on kotitalouskäyttöön erittäin suuri kapasiteetin nousu, joten skaalautuvuus ei palvele tässä tapauksessa kotitalouksien tarpeita.

Taulukko 4: Kaupallisten akkujärjestelmien vertailua. (LIITE A)

| | Tesla Powerwall | ABB REACT 3.6 | sonnen-Batterie eco | sonnen-Batterie eco | sonnen-Batterie hybrid | sonnen-Batterie hybrid |
|---|-----------------|---------------|---------------------|---------------------|------------------------|------------------------|
| Todellinen kapasiteetti (kWh) | 13,5 | 2 | 4 | 8 | 12 | 16 |
| Lataus/purkuteho (kW) | 5 | 1,1 | 2,5 | 3,3 | 3,3 | 3,3 |
| Latausnopeus 0–90 % (h), karkea arvio | 3 | 2 | 1,5 | 2,5 | 3,5 | 4,5 |
| Takuu akulle (vuosina) | 10 | 10/9 MWh* | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Takuu akulle (sykleinä) | ei rajoitettu | 4 500 | 10 000 | 10 000 | 10 000 | 10 000 |
| Takuukapasiteetti takuun päättyessä (%) | 70–80 | 60 | 70 | 70 | 70 | 70 |
| Takuukapasiteetti takuun päättyessä (kWh) | 9,45–10,8 | 1,2 | 2,8 | 5,6 | 8,4 | 11,2 |
| Akkuteknologia | Li-ion (NMC) | Li-ion | LiFePO4 | LiFePO4 | LiFePO4 | LiFePO4 |
| Vaihemäärä | 3 | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| IP-luokitus | IP56 | IP20 | IP21 | IP21 | IP21 | IP21 |
| Järjestelmän syklihyötysuhde (%) | 89 | 91,2 | 94 | 94 | 94 | 94 |
| Järjestelmähinta ALV 24% (€) | 7 090 | 3 875 | 6 553 | 9 118 | 12450 | 14 587 |
| Hinta asennettuna (€), arvio | 8 863 | 4 844 | 8 192 | 11 397 | 15562 | 18 234 |
| Hinta asennettuna (€/kWh) | 656 | 2 422 | 2 048 | 1 425 | 1297 | 1 140 |
| Hinta taatulle energialle (snt/kWh) | 21 | 83* | 66 | 46 | 42 | 37 |

* ei takuu

Taulukossa 4 vihreällä värillä merkityissä ruuduissa arvot ovat parempia verrattuna toisiin järjestelmiin, ja vastaavasti punaisella merkityillä ruuduilla arvot ovat heikompia. Harmaalla korostetut ruudut liittyvät kyseisten arvojen epävarmuuteen. ABB:n tuotteen laskennalliseksi takuiksi asetettiin 10 vuotta, sillä akun kestolle on annettu tyyppillinen arvo 10 vuotta (REACT-3.6/4.6-TL Data sheet). Kyseessä ei kuitenkaan ole takuu, mikä aiheuttaa lasketun suureen *Hinta taatulle energialle (snt/kWh)* arvolle epävarmuutta. Vertailtavista järjestelmistä vain ABB REACT on yksivaiheinen loppujen ollessa kolmivaiheisia.

Vertailusuure *Hinta taatulle energialle (snt/kWh)* on laskettu olettamalla, että akulla tehdään yksi täysi lataus-purkusykli päivässä takuuajan ajan. Kapasiteetin lasku on otettu huomioon laskennassa. Hinta, johon takuuenergian määrää verrataan, on järjestelmän hankintahinta eli *Hinta asennettuna (€)*. Asennushintaa on approksimoitu kertomalla ALV 24% järjestelmähinta kertomalla 1,25. Tähän perusteena on Teslan ilmoittama asennushinta, joka on tyypillisesti 13–33 % järjestelmähinnasta (Tesla Powerwall). Taulukon 4 perusteella voidaan todeta, että suuremmat akkujärjestelmät ovat keskimääräisesti halvempia kapasiteettiin suhteutettuna. Toisaalta Powerwallin hinta taattua energiamäärää kohden on vertailtavista järjestelmistä selvästi alhaisin, vaikka se on vain toiseksi suurin kapasiteetiltaan. Suurimman sonnenBatterie hybridin latausaikaa voidaan pitää korkeana, sillä se kestää arviolta noin 4,5 tuntia.

4. AKKUJÄRJESTELMIEN KÄYTTÖMAHDOLLI- SUUDET KOTITALOUKSISSA

Koska perinteisesti sähkönjakelujärjestelmässä tuotantolaitosten tuottama sähköenergia kulutetaan välittömästi eri kulutuskohteissa, sähkönjakelujärjestelmää on kuvattu suurimpana Just-In-Time (JIT) toimitusjärjestelmänä maailmassa (Akhil et al. 2011, luku 30.1). Järjestelmän rakennetta on mahdollista muuttaa sähkön varastoinnilla, mutta ainakin toistaiseksi varastointikapasiteetti on hyvin pieni verrattuna tuotantokapasiteettiin. Tämä johtuu varastoinnin kalleudesta suhteessa tuotantoon ja sen vaihteluun.

Sähköenergian varastointisovellukset voidaan jakaa karkeasti kahteen eri luokkaan: energiavarastoihin sekä tehonsäätövarastoihin. Tehonsäätövarastojen varauksen purkautumisjaksot ovat yleensä lyhyitä, sekunti- tai minuuttitasolla toimivia. Niiden lataaminen on yhtä lailla nopeaa, ja täten niillä voi olla useita purku-lataussyklejä vuorokauden sisällä. Sen sijaan energiavarastoilla on usein vain yksi purku-lataussykli päivässä. Energiavarastojen purkaminen kestää yleisesti useita tunteja, ja lataus voi kestää yhtä pitkän ajan. Energiavarastokäyttöihin luetaan muun muassa sähkön tarpeen huipunleikkaus sekä uusiutuvan sähköntuotannon varastoiminen. (Akhil et al. 2011, luku 30.1) Tässä työssä tarkasteltavat sähkövarastot ovat energiavarastoja.

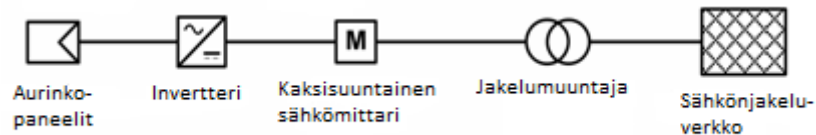
4.1 Pienakkujärjestelmän rakenne

Kotitalouden sähköverkkoon voidaan kytkeä muitakin älykkään kodin laitteita kuin paikallisakkujärjestelmä. Kuvan 6 mukaisesti järjestelmässä voivat olla kytkettynä myös aurinkopaneelit sekä sähköauton akkujärjestelmä. Toistaiseksi kuitenkin yleisimpiä näistä ovat aurinkopaneelit.



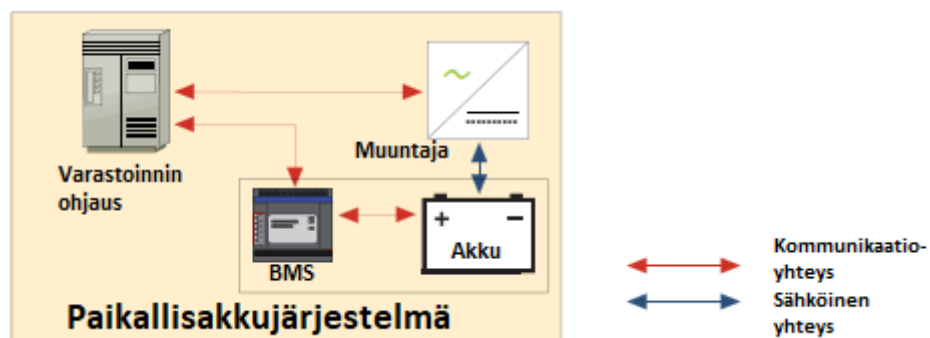
Kuva 6: Periaatekuva älykkään kodin sähköjärjestelmästä. (Mukaillen Wu et al. 2017)

Siniset nuolet kuvaavat sähkön kulkua ja punaiset ohjaussignaaleita. Huomattakoon, että ainoat yksisuuntaiset nuolet ovat luonnollisesti sähkön kulkua koskevia ja ne kulkevat aurinkopaneelilta älykodin automatiikalle ja sieltä kotitalouden kuormille. Nuoli sähköverkon ja kotitalouden välillä voisi olla myös yksisuuntainen. Tällöin sähköä ei myytäisi lainkaan verkkoon päin. Yleisesti voidaan sanoa, että verkkoon myydyn sähkön määrä kannattaa minimoida, sillä Suomessa verkkoon myytävästä sähköstä saadaan vain sähkön markkinahinta ilman mitään tukia. Ilman akkujärjestelmää pelkän aurinkosähköjärjestelmän rakenne voidaan esittää kuvan 7 tavoin.



Kuva 7: Aurinkosähköjärjestelmän rakenne. (Mukaillen Prapanukool & Chaitusaney 2017)

Kuten kuvasta 7 näkyy, aurinkopaneelien jälkeen seuraava komponentti on invertteri eli vaihtosuuntaaja, joka muuntaa paneelin tuottaman tasavirran vaihtovirraksi sekä 230 V vaihejännitteeseen Suomen tapauksessa. M-symbolilla on kuvattu sähkömittaria, joka pystyy mittaamaan kummastakin suunnasta tulevat virrat. Sähkömittarin jälkeen ovat kuvattuna jakelumuuntaja sekä jakeluverkko, jotka eivät kuulu kotitalouden sisäiseen sähköverkkoon. Kuvassa 8 taas näkyy akkujärjestelmän rakenne.



Kuva 8: Akkujärjestelmän ohjauksen periaatteellinen rakenne. (Mukaillen Electrical Energy Storage, 2011, s. 49)

Kuvan 8 osa *Varastoinnin ohjaus* kontrolloi yleisesti koko järjestelmän käyttöä. Se voi esimerkiksi päättää, milloin akkua kannattaa ladata ja milloin purkaa varausta. Kuvan punaiset nuolet kuvaavat kommunikaatioyhteyksiä, joiden kautta informaatio järjestelmän osien tilasta sekä käskyt kulkevat. Sininen nuoli kuvaa sähköistä yhteyttä akun ja invertterin välillä. (Electrical Energy Storage, 2011, s. 49) Lyhenne BMS tulee sanoista Battery Management System, akun hallintajärjestelmä. BMS vahtii, ettei akkua ladata tai pureta liikaa ja että kennot pysyvät samassa jännitteessä. Latausprotokollia on useita erilaisia, kuten vakiovirta- sekä vakiojännitevarausmenetelmät. Lisäksi BMS ylläpitää akun turvallista toimintaa esimerkiksi mittaamalla niin kennojen lämpötilaa kuin virtaa sekä jännitettä. Lämpötilan seuraaminen liittyy ennen kaikkea *thermal*

runaway -ilmiön estämiseen. (Rahn & Wang 2013, s. 191–192, 194, 196) Akun hallintajärjestelmä mahdollistaa akun eliniän maksimoimisen. Akkujärjestelmään kuuluu myös muuntaja, joka invertterin tavoin muuttaa akun tuottaman tasavirran vaihtovirraksi 230 V jännitetasoon.

Kiinteistön sähköverkossa akku sijoitetaan yleensä sähköpääkeskukselle (SFS 6000-5-55 2017, s. 10–11) Mikrogeneraattorien sijoittamisesta ja vaatimuksista kerrotaan tarkemmin luvuissa 4.2.2 sekä 4.2.3.

4.2 Turvallisuusmääräykset paikallisakkujärjestelmälle

Kuten todettua, akut toimivat parhaiten lämpötilassa 10–60 °C. Koska akkujärjestelmä sijoitetaan kotitaloudessa sisätiloihin, tulee myös turvallisuusnäkökohdat ottaa erittäin tarkasti huomioon. Taulukossa 5 on koottuna IP-standardin tulkintaohjeet sähkölaitteiden suojaustasolle.

Taulukko 5: Sähkölaitteiden IP-luokittelu. (Mukaiillen Virtuaaliammattikorkeakoulu)

| <i>Osat</i> | <i>Numerot tai kirjaimet</i> | <i>Merkitys laitesuojauksessa</i> | <i>Merkitys henkilösuojauksessa</i> |
|--|--|---|--|
| Ensimmäinen tunnusnumero IP <u>X</u> | 0 1 2 3 4 5 6 | Suojattu vieraiden esineiden ja pölyn sisäänpääsytä: suojaamaton kun halkaisija \geq 50 mm kun halkaisija \geq 12,5 mm kun halkaisija \geq 2,5 mm kun halkaisija \geq 1,0 mm pölysuojatusti pölytiivisti | Vaaralliset osat kosketussuojattu: suojaamaton nyrkiltä sormelta työkalulta langalta langalta langalta |
| Toinen tunnusnumero IP <u>x</u> | 0 1 2 3 4 5 6 7 8 | Suojattu veden sisäänpääsyn haitalliselta vaikutukselta: suojaamaton pystysuoraan tippuvalta vedeltä tippuvalta vedeltä (kallistus 15°) satavalta vedeltä roiskuvalta vedeltä vesisuihkulta voimakkaalta vesisuihkulta lyhytaikaisesti upotettuna jatkuvasti upotettuna | |
| Lisäkirjaimet | A B C D | | Vaaralliset osat kosketussuojattu: nyrkiltä sormelta työkalulta langalta |
| Täydentävä kirjain | H M S W | suurjännitelaitte vesisuojaus koestettu laitteen ollessa käynnissä vesisuojaus koestettu laitteen ollessa pysähdyksissä laite on koestettu erityisiin sääolosuhteisiin | |

Ensimmäinen tunnusnumero kuvaa pölyn ja vieraiden esineiden suojauskykyä, toinen vastavasti suojauskykyä veden aiheuttamilta haitoilta. Mitä suurempia tunnusnumerot ovat, sitä korkeampaa suojausluokkaa ne indikoivat. Esimerkiksi IP46-luokan laite olisi suojattu langalta ja voimakkaalta vesisuihkulta.

4.2.1 Yleiset vaatimukset akuille

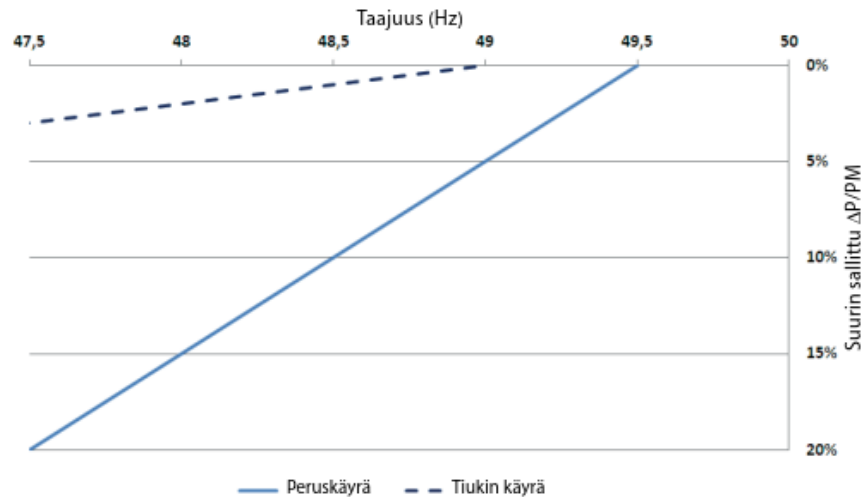
Kiinteisiin akkuihin eli paikallisakkuihin saavat päästä käsiksi ainoastaan ammattitaitoiset tai opastetut henkilöt. Tämä toteutetaan yleensä asentamalla akut lukittuun tilaan tai koteloon. Lisäksi vaaditaan riittävä ja toimiva ilmanvaihto. Akuston osia, joiden välinen potentiaaliero on yli 120 V, ei saa pystyä koskettamaan huomaamattomasti. Tämä tarkoittaa sitä, että akuston liitokset varustetaan eristyksellä, koteloinnilla tai järjestetään muulla tavoin niin, että ehto täyttyy. (SFS 6000-5-55 2017, s. 10–11)

Akkujärjestelmässä on oltava poiskytkentä- ja erotuslaitteet, jotta poiskytkentä ja erotus onnistuvat sekä kaikista syöttö- ja ulostulopiireistä että suojamaadoituksesta. Nämä ominaisuudet ovat tärkeitä, jotta huoltaminen ja korjaustoimenpiteet voidaan tehdä turvallisesti. On myös huomattava, että akkujen eliniän ja käyttöturvallisuuden maksimoimiseksi akkuja kannattaa käyttää valmistajan ilmoittamien raja-arvojen sisällä. Esimerkiksi nikkeli- tai litiumpohjaisia akkuja ei kannata käyttää yli +60 °C:n lämpötilassa. (SFS-EN 50272-1 2012, s. 10–11)

4.2.2 Vaatimukset mikrogeneraattoreille

Generaattorilaitteisto, esimerkiksi aurinkopaneeli tai akku, pitää asentaa ”asennuksen kaikkien ryhmäjohtojen suojalaitteiden syötön puolelle”, toisin sanoen sähköpääkeskukselle. Toinen vaihtoehto on asentaa laitteisto jonkun ryhmäjohtojen suojalaitteiden kuormituksen puolelle, mutta tällöin pitää olla voimassa neljä eri lisäehtoa. Lisäehdot koskevat muun muassa ryhmäjohtimien mitoitusta, ja generaattoria ei saa tällöin liittää ryhmäjohtoon pistokytkimellä. Muissa kuin off-grid -tapauksissa generaattorilaitteisto täytyy myös varustaa suojalaitteilla, jotka kytkevät laitteiston irti yleisestä verkosta. Irtikytkentä tehdään, mikäli verkkosyöttö katkeaa tai jännite tai taajuus poikkeaa sallituista arvoista generaattorin liitännänavoissa. Suojalaitteiden valinta tehdään yhteistyössä sähköverkkoyhtiön kanssa. (SFS 6000-5-55 2017, s. 10–11)

On myös huomattava, että jotta generaattorilaitteisto laskettaisiin mikrotuotannoksi, siihen kuuluvan generaattorin tai generaattorien syöttämä nimellisvirta vaihetta kohden ei saa ylittää 16 A. Suomessa kuitenkin kolmivaiheisten laitteistojen tapauksessa nimellisteho saa olla enintään 50 kVA (kilovolttiampeeria). Taajuusalueella 49–51 Hz laitteiston täytyy pysyä käynnissä jatkuvasti. Generaattorin tulee niin ikään kestää alitaajuutta 47,5–49 Hz sekä ylitaajuutta 51–51,5 Hz liitännäkohdassa vähintään 30 minuutin ajan. Tänä aikana generaattori ei saa kytkeytyä irti verkosta, ja alitaajuuden tapauksessa tuotetun maksimitehon tulee pudota niin vähän kuin mahdollista kuvan 9 tavoin.



Kuva 9: Suurin sallittu tehonlasku alitaajuustilanteissa. (SFS-EN 50438 2015, s. 16)

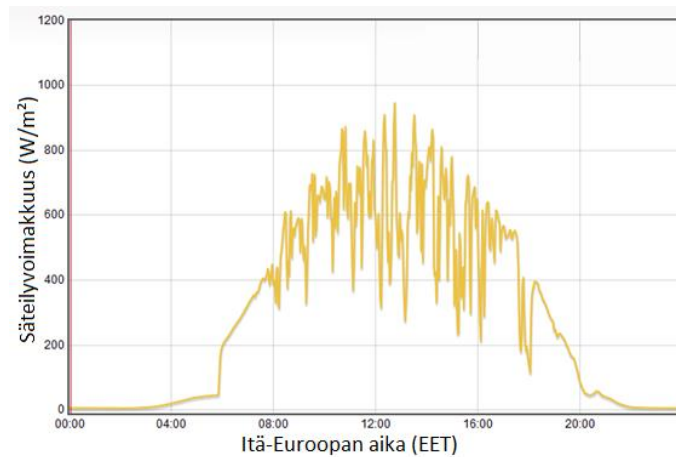
Kuvan 9 vaaka-akselilla on kuvattuna generaattorin taajuus ja pystyakselilla vastaavasti hetkelisen tehon P_M suurin sallittu muutos ΔP prosentuaalisesti. Joissakin tapauksissa paikallinen jakeluverkkoyhtiö voi asettaa tiukempiakin ehtoja maksimitehön putoamiselle kuin peruskäyrällä olevassa kuvassa – ne eivät kuitenkaan voi olla tiukempia kuin kuvassa näkyvä tiukin käyrä. Jatkuvan jännitteen toiminta-alue liitoskohdassa on puolestaan $0,85\text{--}1,1 U_n$. (SFS-EN 50438 2015, s. 7, 15–17, 66)

Jotta generaattorin liittäminen yleiseen jakeluverkkoon ei heikentäisi verkon toimintaa ja turvallisuutta, liitäntälaitteen suojaustoimintojen tulee täyttää tietyt vaatimukset. Suojauksen täytyy ottaa huomioon kaikki vaiheet, joihin kyseinen generaattorilaitteisto on kytketty. Esimerkiksi kolmivaiheisen tuotantoyksikön tapauksessa täytyy mitata kaikki pää- ja vaihejännitteet. Suojaustoiminnot on aseteltava niin, että yhdenkin mitattavan suureen ylittäessä sallitut arvot, suojauksen täytyy lauaeta asetusajassa aiheuttaen generaattorin kytkeytymisen irti verkosta. Mikäli käytetään rinnan kahta tai useampaa generaattoria, suojauksen toiminta rinnankäytössä tulee varmistaa erikseen. Generaattorin voi myös kytkeä ja käynnistää sähkötehon tuottamista varten sen jälkeen, kun jännite sekä taajuus ovat pysyneet tiettyjen alueiden sisällä vähintään 60 s ajan. (SFS-EN 50438 2015, s. 20–21, 23)

4.3 Sähköenergian hankinnan optimointi

Kuluttajan kannalta sähköenergian hankinnan optimoinnissa on kyse lähinnä taloudellisesta kannattavuudesta. Kannattavuus voi syntyä esimerkiksi suurista sähkön energiakomponentin hinnan vaihteluista, jos kuluttaja pystyy muuttamaan kysyntäänsä. Kuitenkin useilla kuluttajilla sähkösopimus on sidottu kiinteään energian hintaan yksikössä €/kWh. Joillakin on yö-päiväsähkösopimus, mikä tarkoittaa, että päivälle ja yölle on eri kiinteät hinnat sähköenergialle. Suhteellisen harvalla eli 8 %:lla pienkuluttajista Suomessa oli vuonna 2015 pörssisähkösopimus (Lindroos 2016), joka kannustaisi nimenomaan kulutuksen joustoon. Ilman sähkön varastointia kaikkea kulutusta ei kuitenkaan pysty järkevästi suuntaamaan vain halvimman sähkön tunteihin, sillä osa kulutuksesta, kuten valaistus ja lämmitys, on niin sanottua peruskuormaa.

Aurinkosähkön ongelmana on se, että siitä saatava teho on epäsäännöllistä ja satunnaista (Zhou et al. 2016). Esimerkiksi kuvasta 10 voidaan todeta, kuinka paljon säteilyteho voi vaihdella päivän aikana.



Kuva 10: Globaalın auringonsäteilyn aikasarja Hervannassa 10.7.2017. (Mukaiillen DEE Photovoltaic Power Plant Weather Station Data)

Pystyakselilla on kokonaissäteilyn teho neliometriä kohti ja vaaka-akselilla on esitettyinä vuorokauden kaikki tunnit. Säteilyteho on suoraan verrannollinen aurinkopaneelista saatavaan sähkötehoon, joten kuvan 10 mukaisesti sähköteho vaihtelee hyvinkin nopeasti. Jotta ulos saatava teho tasoittuisi, energian varastointi akuilla on välttämätöntä (Zhou et al. 2016). Akuilla voidaan myös siirtää päivän aurinkosähkötuotantoa yöaikaan tai hankkia sähköä verkosta halvan sähkön aikaan ja käyttää tai myydä sitä kalliimman sähkön aikaan. Omalla aurinkopaneelilla tuotetusta sähköstä ei tarvitse maksaa veroja eikä myöskään siirtohintaa. Jos kotitalous myy tuottamaansa sähköä sähköyhtiölle, siitä saatavaa tuloa ei yleensä veroteta. Aurinkosähköjärjestelmän asentamisen tai ylläpidon työkuiluista voidaan myös maksaa kotitalousvähennystä, mikä pienentää järjestelmän kustannuksia. (Verohallinto, Kotitalouden sähköntuotannon tuloverotus, 2014) Toisaalta tapauksessa, jossa kotitalousvähennystä voisi saada jostain muustakin kohteesta, todellinen hyöty jää saamatta.

Off-grid -käyttöä eli varsinaisesta sähköverkosta eristettyä sähkökäyttöä kuvataan yhdeksi ratkaisuksi kehitysmaiden syrjäisempien alueiden sähköistämiseksi. Ongelmana tällaisessa varavoimakäytössä on kuitenkin tuotannon ja kulutuksen kohtaaminen. (Santhi et al. 2012) Toisaalta maissa, joissa sähköverkko on altis häiriöille, off-grid on houkutteleva vararatkaisu, vaikka kotitalous olisikin yhdistetty paikalliseen sähköverkkoon. Suomessa tilanne on kuitenkin erilainen: sähkökatkoja on suhteellisen vähän. Vuonna 2016 Energiategollisuuden (Sähkön keskeytystilasto, 2017) mukaan asemakaavan ulkopuolisten asiakkaiden keskimääräinen keskeytysten kokonaisaika oli hieman alle 8 tuntia, kun taas asemakaava-alueella vastaava luku oli hieman alle 1 tunti. Kyseisen vuoden keskeytysajat olivat myös linjassa vuosien 2014 ja 2015 vastaaviin aikoihin, joten kyseessä oli suhteellisen keskimääräinen vuosi keskeytysajoissa (Energiategollisuus, Sähkön keskeytystilastot 2010–2015, 2016). Tästä voinee vetää johtopäätöksen, ettei Suomessa varavoimakäytölle ole juuri tarvetta ainakaan taajamissa. Maaseudulla tilanne voi olla erilainen johdettua säteittäisestä verkosta ja suuresta määrästä avojohtoa.

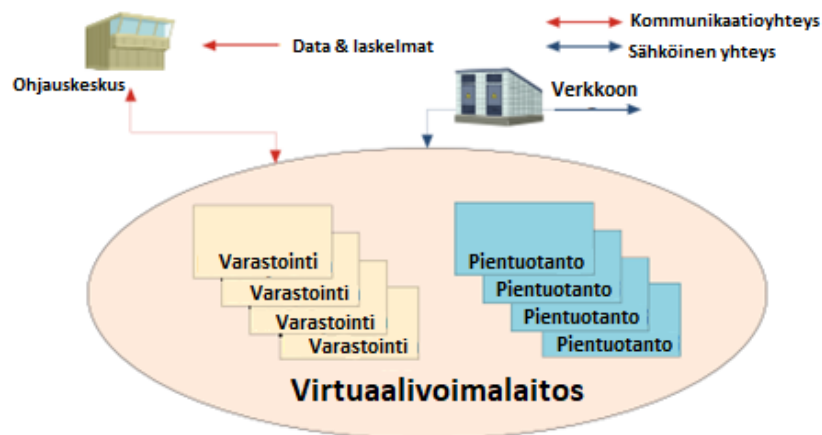
4.4 Sähköauton akun hyödyntäminen

Sähköautojen koko ajan yleistyessä on noussut idea sähköauton akun hyödyntämisessä kotitalouksissa energiavarastona. On myös esitetty, että kontrolloimaton sähköautojen lataaminen voi aiheuttaa ylikuormitusta sähköverkkoon. Täten sekä verkon turvallisuuden että sähköautojen lataamisen tehokkuuden säilyttämiseksi on luotava aikataulutussjärjestelmä lataamiseen. Jotta järjestelmä olisi toimiva, täytyy taustalla olla toimiva mallinnus siitä, miten sähköautojen latausaktiiviteetti vaikuttaa sähköverkkoon. (Han et al. 2014)

Mielenkiintoinen vaihtoehto on myös sähköautojen käytettyjen akkujen uusiokäyttö kiinteänä sähköenergiavarastona kotitalouksissa. Käytetyt akut ovat luonnollisesti halvempia kuin vastaavat uudet. Vaikka niiden ominaisuudet ovat huonommat kuin uusissa, ominaisuudet ovat silti riittäviä ja täten uusiokäyttö on taloudellisesti perusteltua. Käytettyjen akkujen käytössä juuri tähän tarkoitukseen on myös se hyvä puoli, että alhaiset teho-energiasuhteet hidastavat akkujen vanhenemista. (Koch-Ciobotaru et al. 2015) Ainakin autovalmistaja Nissanilla on xStorage-konsepti, jossa hyödynnetään käytettyjä sähköautojen akkuja kotitalouksien energiavarastona (xStorage by Nissan).

4.5 Kysynnänjousto ja virtuaalivoimalat

Virtuaalivoimala tarkoittaa teknologiaa, joka kontrolloi erillisten yksiköiden sähkökäyttöä älykkään verkon keinoin niin, että erillisistä yksiköistä muodostuu virtuaalisesti yksi kokonaisuus. Systemiä ohjataan keskusjohtoisesti esimerkiksi jonkinlaisesta ohjauskeskuksesta kuvan 11 tavoin.



Kuva 11: Keskusjohtoisen virtuaalivoimalaitoksen toimintaperiaate. (Mukaillen Electrical Energy Storage, 2011, s. 51)

Kuvan 11 mukaisessa järjestelyssä virtuaalivoimalaitokseen (Virtual Power Plant, VPP) kuuluu sekä sähköenergiavarastoja (Electrical Energy Storage System, EES System) että hajautettua sähköntuotantoa (Distributed Generation, DG). Täten voidaan optimoida sitä, milloin ja kuinka paljon sähköä myydään verkkoon päin ja päinvastoin. Kysynnänjousto taas tarkoittaa virtuaalivoimalan tapauksessa sitä, kuinka keskusjohtoisesti optimoidaan verkon kuormitusta saatavissa

olevan sähköntuotantokapasiteetin mukaan. Kun kapasiteetista on pulaa, sähköenergia maksaa enemmän ja tällöin kysynnänjoustolla voidaan ohjata kuormia alas kysyntäpiikin kohdalla. Kun kapasiteettivaje on ohi, kuormat ohjataan taas ylös. Tämä vähentää erilaisten fyysisten reservikapasiteettien tarvetta. (Thavlov & Bindner 2015) Myös sähköntuotannon päästöjä voidaan päästä pienentämään kysynnänjoustopuolelta, mikäli onnistutaan korvaamaan esimerkiksi hiililauhdesähköä vesivoimalla (Järventausta et al. 2015)

Kysynnänjoustolla voidaan helpottaa pienjänniteverkon kuormitushuippuja ja vähentää verkon investointitarvetta. (Thavlov & Bindner 2015) Toisaalta taas Järventausta et al. (2015) mukaan voi käydä niin, että paikallisen verkon suurin kuormitus osuu ajankohtaan, jolloin sähkön hinta on halvimmillaan: tällöin kysynnänjoustolla voisi olla täysin päinvastainen vaikutus. Toisin sanoen sähkönmyyjällä ja jakeluverkkoyhtiöllä on eturistiriita suhteessa kysynnän joustoon. Tutkimuksessa tehdyssä simuloinneissa todellisessa jakeluverkossa ja todellisilla kuormitustiedoilla kävi niin, että ohjattaessa kuormia markkinahintojen perusteella jakeluverkon suurimmat tuntikeskitehot nousivat merkittävästi. Toisaalta simulointien perusteella huipputehoja on mahdollista tasoittaa tehopohjaisilla siirtotariffeilla. (Järventausta et al. 2015)

Kysynnän jouston piiriin voidaan lukea useita erilaisia toimintoja. Eri toimijoilla on erilaisia tarpeita ja mahdollisuuksia kysyntäjouston tiimoilta, ja täten sen laajamittaiseen hyödyntämiseen tarvitaan toimijoiden välistä yhteistyötä. Jakeluverkkoyhtiön mahdollisuus kysynnänjoustossa on verkon suunnittelun optimointi mitoitusasteen näkökulmasta, kun puolestaan kantaverkkoyhtiölle mahdollisuudet liittyvät tehotasapainon hallintaan, taajuuden säätöön sekä tehopulatilanteisiin. Kuluttajalle kysyntäjousto avaa mahdollisuuksia huipputehon pienentämiseen, pien-tuotannon suurempaan käyttöasteeseen, ostosähkön määrän vähentämiseen ja niin edelleen. Sähkön vähittäismyyjä voi lanseerata uusia tuotteita asiakkailleen sekä hyödyntää kysynnän joustoa esimerkiksi säätösähkömarkkinoiden tarjouksissa. Kysyntäjouston mahdollistaville palveluille ja laite- ja järjestelmätoimittajille tämä kaikki merkitsee uusia tuote- ja ansaintamahdollisuuksia.

Kysynnän jouston suurin potentiaali ohjauksessa vuositason tasolla on käyttöveden lämmitys ja lämmityskaudella myös sähkölämmityksessä. Käytännön toteutus on vielä hieman auki johtuen standardoinnin puutteesta. Sen sijaan säätösähkömarkkinalle eli päivän sisällä tapahtuviin ohjauksiin liittyy enemmän ongelmia, sillä tiedonsiirto eri järjestelmien välillä täytyisi olla nopeaa ja luotettavaa. Näitä vaihtoehtoja suurempi taloudellinen potentiaali on kuitenkin kantaverkkoyhtiöiden hallinnoimat käyttö- ja häiriöreservimarkkinat. Yleisesti voidaan todeta, että taloudellinen kannattavuus nousee siirryttäessä yhä reaaliaikaisemmille markkinoille. (Järventausta et al. 2015) Toisin sanoen tehon hallinnoimisella on suuremmat tuottomahdollisuudet kuin energiankulutuksen sääntämisellä. Suomessa esimerkiksi Fortum (Juuti 2016) ja Helsingin energia Hellen (Juuti 2014) ovat pilotoineet erilaisia kysynnänjoustomalleja. Yleisesti on kuitenkin ongelmanna, että ohjauslaittekustannukset ovat kuluttajille suuremmat kuin joustoista saatavat hyödyt (Lindroos 2016). Täten kannustetta joustoille ei ole riittävästi ja niiden läpimurto jää myöhempään aikaan. Kysynnän joustoa voisi kuitenkin tarkastella laajemmastakin perspektiivistä kuin suorasta taloudellisesta hyödystä: mikäli sillä voidaan vähentää fossiilista energiantuotantoa, energiantuotannon ilmastovaikutukset voivat sitä kautta aidosti laskea.

5. AKKUJÄRJESTELMIEN TEKNISTALOUDELLINEN TARKASTELU

Määritellään ensimmäiseksi perusoletukset ja laskentamalli, joita tarkastelussa käytetään ja tehdään käytettäville parametreille ennusteet tulevaisuutta varten. Tarkastelussa herkkyytetään valittuja parametreja, jotta saadaan selville niiden vaihtelun vaikuttavuus laskennan lopputulokseen laaditulla laskentamallilla. Eri vaihtoehtoja arvioidaan takaisinmaksuajalla, joka voidaan laskea käyttämällä kaavaa

$$\frac{\text{Hankintahinta}}{\text{Vuotuinen nettotuotto}} = \text{Takaisinmaksuaika vuosissa}, \quad (1)$$

jossa hankintahinta tarkoittaa investoinnin kokonaishankintahintaa ja vuotuinen nettotuotto vakiona pysyviä vuosittaisia nettorahavirtoja. Tässä työssä vuotuiset nettotuotot vaihtelevat, joten joka vuoden lopuksi joudutaan vertaamaan kumulatiivisia vuotuisia nettotuottoja ja hankintahintaa keskenään. Investointi on maksanut itsensä takaisin, kun kumulatiiviset nettotuotot ylittävät hankintahinnan. Takaisinmaksuaika on hyvin yksinkertainen menetelmä, jossa ei oteta laskentakorkoa huomioon eli se ei ota huomioon rahan arvon muutosta. Tästä huolimatta menetelmää voidaan käyttää yksinkertaisissa laskelmissa. Investointeja voidaan pitää kannattavina, jos laskelmissa päästään luokkaa alle 10 vuoden takaisinmaksuaikoihin.

Työssä tarkastellaan kahden eri skenaarion kannattavuutta: pelkän akkujärjestelmän sekä yhdistetyn akku- ja aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta. Kun tarkastellaan ensimmäistä skenaariota, investoinnin tuotot tulevat sähköenergian hinnan erotuksesta eri vuorokaudenaikoina sekä mahdollisesti siirtohinnan energiakomponentista, mikäli kuluttajalla on yö-sähkötariffi siirrossa. Suomessa on käytössä markkinamekanismi, jossa verkkoon päin myydyistä sähköstä saa vain sähköenergian hinnan. Verkosta sähköä ostettaessa sähköstä maksetaan energiakomponentin lisäksi siirtomaksu, huoltovarmuusmaksu, arvonlisävero ja sähkövero, joiden summa on pienkuluttajilla noin 2/3 kokonaishinnasta. Täten akkuvarastointi ja myynti verkkoon ei ole kannattavaa, ellei sähköä ole tuotettu itse esimerkiksi aurinkosähköjärjestelmällä.

Akku- ja aurinkosähköjärjestelmän yhdistelmän mallintaminen on vaikeampaa kuin ensimmäisen skenaarion. Peruseriaate laskelmissa on, että ylituotannon määrä pyritään aina minimoimaan, mutta akkujärjestelmän lisääminen aurinkosähköjärjestelmän rinnalle lisää mitoituksen vaikeutta. Aurinkosähköjärjestelmä tuottaa suurimman osan vuotuisesta energiantuotannosta noin 6–8 aurinkoisimman kuukauden aikana, jolloin akkujärjestelmää käytetään lähinnä ylituotannon varastointiin omaan käyttöön. Loppuaikana tuottomahdollisuudet tulevat pääasiassa sähkön hinnan yö-päivävaihteluista. Molemmissa skenaarioissa oletetaan, että kuluttajalla on spot-hintaan perustuva sähkösopimus. Kiinteän sähkönhinnan sähkösopimuksella akkujärjestelmän kannattavuus jäisi siirtomaksujen vaihtelun varaan, mikä olisi kokonaiskannattavuuden heikompi vaihtoehto. Lisäksi siirtotariffiksi oletetaan lähtökohtaisesti yö-päiväsiirtotariffi.

On kuitenkin huomattava, että sähkönkulutukseltaan pienissä, esimerkiksi 6 000 kWh kuluttavissa talouksissa yö-päiväsiirtotariffi on useimmissa verkkoyhtiöissä kalliimpi vaihtoehto kuin yleissiirtotariffi (LIITE A).

Seuraavassa taulukossa on koottu yhteen parametreja, joita käytetään kannattavuuslaskennoissa. Osa parametreista koskee kummankin skenaarion laskentaa ja jotkut vain toista skenaariota, mikä on merkitty taulukkoon.

Taulukko 6: Laskennassa huomioitavat parametrit. (LIITE A)

| Parametri (x = vaikuttaa laskentaan, - = ei vaikuta laskentaan) | Akkujärjestelmä | Akku- ja aurinkosähköjärjestelmä |
|--|------------------------|---|
| Spot-hinnan keskimääräinen vuorokausiero, 3 h max & min (snt/kWh) | x | x |
| Siirtohinnan energiakomponentti, päivä (snt/kWh) | x | x |
| Siirtohinnan energiakomponentti, yö (snt/kWh) | x | x |
| Sähkövero ja huoltovarmuusmaksu + ALV | - | x |
| Akkujärjestelmän syklilyötysuhde | x | x |
| Akkujärjestelmän käytettävä DoD | x | x |
| Akuston kapasiteetti | x | x |
| Akkujärjestelmän hankintahinta | x | x |
| Akkujärjestelmän vuotuiset ylläpitokustannukset hankintahinnasta | x | x |
| Akkujärjestelmän taloudellinen pitoaika | x | x |
| Kotitalousvähennys | x | x |
| Akuston kapasiteetin vuosittainen väheneminen | x | x |
| Kiinteistön sähkönkulutus + aikavaihtelu | x | x |
| Akun käyttöaste pelkällä akkujärjestelmällä | x | - |
| Suhde ylituotantopäivät/yö-päivähintapäivät | - | x |
| Akun käyttöaste ylituotantopäiville | - | x |
| Akun käyttöaste yö-päivähintapäiville | - | x |
| Investoinnin laskentakorko | - | - |
| Aurinkosähkön verkkoonmyyntihinta | - | x |
| Invertterin vaihto | - | x |
| Aurinkosähköjärjestelmän teho (kW) | - | x |
| Aurinkosähköjärjestelmän hankintahinta (€/kW) | - | x |
| Aurinkosähköjärjestelmän vuosituotto (kWh/kW) | - | x |
| Aurinkosähköjärjestelmän taloudellinen pitoaika | - | x |
| Aurinkosähköjärjestelmän vuotuiset ylläpitokustannukset hankintahinnasta | - | x |
| Sähköenergian ostohinta (snt/kWh) | - | x |
| Aurinkosähkön omakäyttöaste | - | x |
| Aurinkovoimalan vuosittainen sähköntuotannon väheneminen | - | x |

Taulukossa 6 lihavoitu ja suuremmalla fonttikoolla korostettu *Kiinteistön sähkönkulutus + aika-vaihtelu* vaikuttaa merkittävästi järjestelmien mitoittamiseen ja on samalla hankalasti määriteltävä. Poimintana huomautettakoon, että pelkän akkujärjestelmän tapauksessa sähkövero, huoltovarmuusmaksu ja ALV eivät vaikuta laskentaan, sillä ne ovat vakiosuuruisia. Tilanne muuttuisi, mikäli sähkövero muuttuisi dynaamiseksi. Seuraavissa alaluvuissa käsitellään laskentaan vaikuttavia oletuksia sekä laskennan komponentteja. Laskennassa arvonlisäverokantana käytetään 24 %. Lisäksi laskennassa ennustetaan eri parametrien muutosta tulevaisuudessa.

5.1 Akkujärjestelmien hankintahinnat

Tässä osiossa määritellään akkujärjestelmien nykyiset hankintahinnat sekä ennustetaan hintojen kehitystä lähitulevaisuudessa. Seuraavaan taulukkoon on koottu Suomen markkinoilla toimivien yritysten tuotteiden hintatiedot, mitkä on esitetty jo aiemmin taulukossa 4.

Taulukko 7: Akkujärjestelmien kokonaishinnat. (LIITE A)

| | Tesla Power-wall | ABB REACT 3.6 | sonnen-Batterie eco | sonnen-Batterie eco | sonnen-Batterie hybrid | sonnen-Batterie hybrid |
|-------------------------------------|------------------|---------------|---------------------|---------------------|------------------------|------------------------|
| Todellinen kapasiteetti (kWh) | 13,5 | 2 | 4 | 8 | 12 | 16 |
| Hinta asennettuna (€), arvio | 8 863 | 4 844 | 8 192 | 11 397 | 15 562 | 18 234 |
| Hinta asennettuna (€/kWh) | 656 | 2 422 | 2 048 | 1 425 | 1 297 | 1 140 |
| Hinta taatulle energialle (snt/kWh) | 21 | 83 | 66 | 46 | 42 | 37 |

On huomattava, että *Hinta taatulle energialle* -hinnat ovat korkeat. Vaikka kyseessä oleva hinnoittelutekijä voi laskeakin, kun järjestelmää käytetään yli takuuajan, taso on silti korkea. Hintoja voidaan verrata saatavaan hyötyyn akkuihin varastoidusta sähköenergiasta yksikössä snt/kWh, joka on keskimäärin noin 12 snt/kWh, kun sähkö on tuotettu aurinkopaneeleilla. Pelkällä akkuvastoinnilla saatava hyöty on keskimäärin noin 4 snt/kWh ja maksimissaan tasoa 6 snt/kWh. (LIITE A) Tästä voidaan päätellä, että järjestelmiä on vaikea saada kannattamaan nykyisillä hinnoilla Suomessa.

IRENA:n (2017, s. 3, 100) mukaan eri litiumakkujen asennushinta laskisi vuosina 2016–2030 noin 60 %, kun kaikkien akkuteknologioiden vastaava lukema vaihtelisi välillä 50–60 %. Litiumakuille tulos merkitsisi sitä, että vuosittain hinnat laskisivat noin 6 %. Suomessa akkujärjestelmien arvonlisäverokanta on 24 %. Mikäli arvonlisäveroa pienennettäisiin tai poistettaisiin kokonaan, akkujärjestelmien kannattavuus ja täten myös houkuttelevuus kuluttajille kasvaisivat. Asian toteutuminen lienee kuitenkin epätodennäköistä.

5.2 Aurinkopaneelijärjestelmien hankintahinnat

Tässä osiossa ei vertailla eri kaupallisia aurinkopaneelijärjestelmiä, mutta pyritään saamaan realistinen kustannusarvio aurinkopaneelijärjestelmän hankintahinnoista vuonna 2018 ja lähitulevaisuudessa.

Vuonna 2016 verkkoon kytkettyjen alle 10 kW järjestelmien hankintahinnat vaihtelivat 1 300–2 000 €/kW, kun arvonlisäveroa ei otettu huomioon. Arvonlisävero 24 % huomioiden kokonais-hinta vaihteli 1 612–2 480 €/kW. Vuosina 2014–2015 vastaavat hinnat alle 7,5 kW järjestelmille olivat vastaavasti 1 350–2 200 €/kW, ALV huomioituna 1 674–2 728 €/kW. Hintaerot samankokoisten eri järjestelmien välillä ovat olleet suuria ja ne johtuvat muun muassa asennus- ja komponenttien laadusta sekä asennustyön määrästä. Suuremmassa järjestelmässä kustannus €/kW on pienempi. Kotitalouksiin asennettavien järjestelmien ei kannata olla kuitenkaan liian suuria, koska jos itse tuotettua sähköä joudutaan myymään verkkoon, järjestelmän kannattavuus laskee nopeasti. (Auvinen & Jalas)

Työssä tarkasteltavista akkujärjestelmistä sonnenBatterie Hybrid sisältää muista poiketen myös PV-invertterin, mikä täytyy ottaa huomioon hintatarkastelussa. Pelkän invertterin osuus aurinkosähköjärjestelmän komponenttien kustannuksista on noin 15 %, kun loput jakautuvat suurin piirtein tasan aurinkopaneelimuduulin, asennuskustannuksien ja muiden komponenttien kesken (Fu et al. 2017, s. 49). Muihin komponentteihin kuuluvat muun muassa paneelien kiinnitys- ja johdotus sekä katkaisijat. Järjestelmän kokonaishintaan vaikuttavat edellä mainittujen kustannusten lisäksi verot sekä myyjän voittomarginaali tuotteesta. Voittomarginaalia ei tarvitse ottaa huomioon, sillä sen voidaan olettaa muodostuvan tasaisesti suhteessa järjestelmän komponenttien kustannuksista. Täten sonnenBatterie Hybridin liitettävän aurinkosähköjärjestelmän verottomaksi hankintahinnaksi voidaan arvioida $0,85 * 1\,300 - 2\,000 \text{ €/kW} = 1\,105 - 1\,700 \text{ €/kW}$. ALV mukaanluettuna hinnaksi muodostuu 1 370–2 110 €/kW. Laskennassa käytetään hintoja, jotka ovat hintavaihteluiden puolessavälissä.

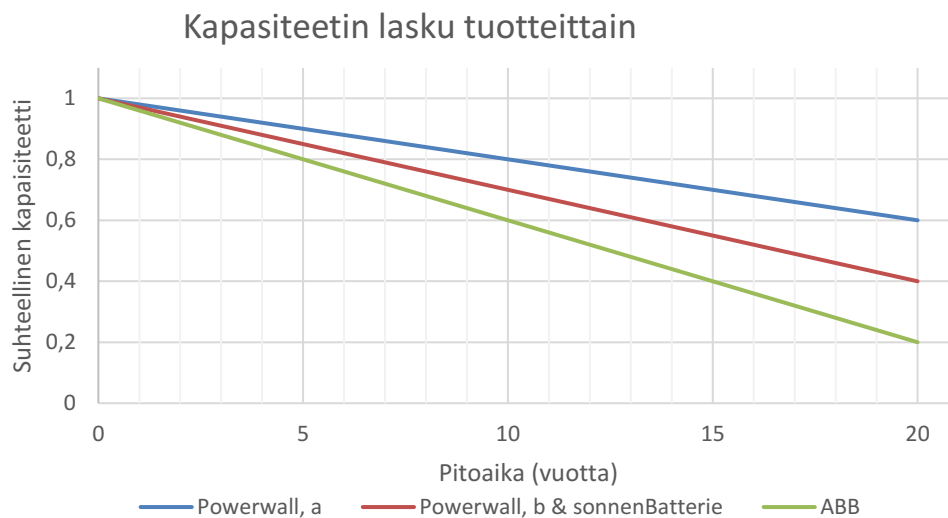
Aurinkopaneelien ja PV-inverttereiden hinnat ovat laskeneet jatkuvasti. Asennukseen liittyvät kustannukset tulevat tuskin laskemaan juurikaan nykyisestä, vaikka asennusrutiinit yms. paranevatkin kokemuksen myötä akkujärjestelmien tavoin. Myös NREL:n tilastot tukevat tätä, sillä vuosina 2014–2017 asennuskustannukset kotitalousmittaluokan aurinkosähköjärjestelmille olivat inflaatio huomioon ottaen käytännössä samat (Fu et al. 2017, s. 49). Täten aurinkosähköjärjestelmän kustannuksia olisi hyvä tarkastella eri hintakomponenttien perusteella.

Aurinkosähköpaneelimuduulin hintakehitys on laskeva, ja (Photovoltaics Report, 2017, s. 43) mukaan vuonna 2016 sen hinta oli luokkaa 0,4 €/W eli 400 €/kW. Historiallinen *learning rate* vuodesta 1980 vuoteen 2016 oli 24 %. Kun yhteenlaskettu tuotanto kaksinkertaistui, tuolla aikavälillä hinta laski keskimäärin 24 %, kun myös inflaatio otettiin huomioon. Vastaavasti PV-inverttereiden *learning rate* 1990–2013 oli noin 19 % (Current and Future Cost of Photovoltaics, 2015), eli samaa suuruusluokkaa. Muiden komponenttien hinnat kotitalousmittaluokan aurinkosähköjärjestelmille olivat inflaatio huomioon ottaen käytännössä samat vuosina 2015–2017 (Fu et al. 2017, s. 49). Suomessa aurinkosähköjärjestelmän hintaan lisätään ALV 24 %. Veron voidaan olettaa pysyvän suunnilleen yhtä suurena lähitulevaisuudessa. Kaikki yllämainitut seikat huomioiden

on todennäköistä, että aurinkosähköjärjestelmien hankintahinnat laskevat edelleen seuraavien vuosien aikana. Tosin suurta laskua kokonaiskustannuksissa ei ole odotettavissa. Realistinen arvio voisi olla, että hintataso laskee keskimäärin noin 5 prosenttia vuosittain seuraavien 10 vuoden aikana. Täten 10 vuoden päästä kokonaiskustannukset ALV 0 % olisivat 780–1 200 €/kW. Vuosittainen 5 % hinnanlasku voisi olla samaa suuruusluokkaa, mitä akkujärjestelmille arvioitiin.

5.3 Akku- ja aurinkosähköjärjestelmien pitoaika

Tässä osiossa selvitetään, kuinka pitkään eri akku- ja aurinkosähköjärjestelmien komponentit kestävät ajallisesti sekä akkujen tapauksessa myös lataussyklien määrän perusteella. Lisäksi määritellään, miten komponenttien suorituskyky, esimerkiksi akkujen kapasiteetti muuttuu vuosien aikana. Santhanagopalan & White (2011, luku 6.10) mukaan 25 °C:n lämpötilassa litiumionikennon kapasiteetti laskee lineaarisesti syklien määrän funktiona. Kun lämpötila on 5 °C, kapasiteetin laskun mallintamiseen tarvitaan viidennen asteen polynomilauseketta, eikä lasku ole enää lineaarisesti mallinnettavissa. Huoneen lämpötila on useimmiten hieman yli 20 °C, joten voidaan olettaa akkujen kapasiteetin laskun olevan lineaarista, sillä lisäksi lataus-purkusyklejä keräytyy tasaisesti ajan mittaan. Kuvassa 12 on vertailtu eri kaupallisten tuotteiden kapasiteetin laskua takuutietojen pohjalta, jotka kaikilla ulottuvat 10 vuoden päähän. Huomattakoon, että ABB:n käyrä on sikäli optimistinen, että sen kohdalla kyse ei ole takuusta, vaan ABB:n ilmoittamasta tyypillisestä kestoajasta.



Kuva 12: Kapasiteetin lasku eri kaupallisille akkujärjestelmille. (LIITE A)

Kuvassa pystyakselilla on kuvattuna akkujen suhteellinen kapasiteetti ja vaaka-akselilla aika vuosina. Jokaisen akkujärjestelmän suhteellinen kapasiteetti on luonnollisesti alkuhetkellä 1 ja lähtee laskemaan siitä. Käyriä on jatkettu takuuajan ulkopuolellekin, jotta voidaan havainnollistaa kapasiteetin laskua verrattuna esimerkiksi invertterin ja aurinkopaneelien elinikiin. Powerwall on jaettu kahteen eri käyrään, sillä sille annetaan eri maissa erisuuret takuutasot kapasiteetin laskulle. Yhteenvetona voidaan todeta, että Teslan Powerwall ja sonnenBatterien eri mallit säi-

lyttävät kapasiteetin parhaiten. Vertailtaessa näiden kahden yhtiön tuotteita toisiinsa täytyy kuitenkin muistaa, että Powerwallin pienin markkinoilla oleva akkujärjestelmä on suuruudeltaan 13,5 kWh. Tämä koko lienee useimmille kotitalouksille liian iso taloudellisen kannattavuuden näkökulmasta. Tärkeää on myös huomata, että ennuste takuuajkojen ja -kapasiteettien perusteella on negatiivisimman skenaarion ennuste takuuvuoteen asti. Tämän vuoksi laskennassa käytetään myös pienempiä kapasiteetin laskuja takuuajalle. Jos akkuja joudutaan purkamaan syvemmälle elinikänsä loppuvaiheilla, jouduttaisiin todellisuudessa niiden kapasiteettia ylimittomaan hankintavaiheeseen. Täten kuvassa 12 esitetty kapasiteetin lasku vuosina 10–20 voi olla liian optimistinen todelliseen tilanteeseen verrattuna. Realistinen skenario voisi olla kapasiteetin lineaarinen lasku noin vuoteen 15 saakka, mitä pidetäänkin akkujärjestelmän taloudellisenä pitoaikana laskennassa.

Aurinkopaneelit ovat ainakin tällä hetkellä pidempi-ikäisiä kuin akkujärjestelmät. Nykyään aurinkopaneelien takuu on yleisesti 20–25 vuoden luokkaa. PV-inverttereille vastaava lukema on taas alle 15 vuotta. Sähköverkon kanssa rinnakkain toimiville aurinkosähköjärjestelmille invertterin kustannus on myös suuri osa järjestelmän kokonaishinnasta. (Sangwongwanich et al. 2018) Täten PV-inverttereiden elinikä on suuressa roolissa järjestelmän kannattavuutta tutkiessa. Aurinkopaneelien vanheneminen vaikuttaa PV-inverttereiden elinikään positiivisesti sitä enemmän, mitä nopeampaa paneelien kuluminen on. Toisaalta kuitenkin kylmissä olosuhteissa, joissa kuluminen on hitaampaa, PV-invertteri kestää joka tapauksessa pidempään kuin lämpimissä olosuhteissa. Tämä tarkoittaa sitä, että aurinkosähköjärjestelmän komponenttien elinikä tulee tarkastella kokonaisuutena. Mikäli aurinkopaneelien vanhenemista ei oteta huomioon invertterin eliniässä, järjestelmän kannattavuus näyttää huomommalta kuin se todellisuudessa on. (Sangwongwanich et al. 2018) Saksassa aurinkopaneelien sähköntuotannon vähenemä on noin 0,5 % vuodessa (Wirth 2018, s. 42) ja Suomessa voidaan käyttää samaa arvoa. Tällöin 30 vuoden pitoajan jälkeen paneelien sähköntuotantokyky on noin 86 % alkuperäisestä. Laskennassa aurinkopaneelien pitoaikana pidetään 30 vuotta. Tämä perustuu edellä mainittuihin takuuajoihin sekä optimistisempiin ennusteisiin. Invertterin eliniäksi määritellään laskennassa 15 vuotta. Tämä tarkoittaa sitä, että niiden odotettavissa oleva elinikä on puolet paneelien vastaavasta ja samaa luokkaa akkujärjestelmien kanssa. Invertterin uusimiskustannukseksi määritellään puolestaan 10 % järjestelmän alkuinvestoinnista (Juntunen et al.)

5.4 Siirtohinnot eri verkkoyhtiöissä

Verkkoyhtiöiden veloittamat siirtomaksut eroavat toisistaan johtuen muun muassa verkon rakenteesta. Yleisesti ottaen kaupunkimaisissa verkkoyhtiöissä siirtomaksut kuluttajille ovat pienempiä kuin maaseutumaisissa johtuen lyhyemmästä johtopituudesta asiakasta kohden. Toinen tekijä, joka vaikuttaa siirtohintojen suuruuteen, on verkkoyhtiön tuottotavoite. Suomessa suurin sallittu tuotto verkkoyhtiöille on sidottu verkon jälleenhankinta-arvoon ja Energiavirasto valvoo sen toteutumista. Tässä alaluvussa keskitytään sen tutkimiseen, miten siirtohinnot eroavat toisistaan eri verkkoyhtiöissä. Suuremmat siirtohinnot merkitsevät lyhyempiä takaisinmaksuaikoja erityisesti akkujärjestelmälle, jossa on mukana aurinkopaneelijärjestelmä. Tämä johtuu siitä,

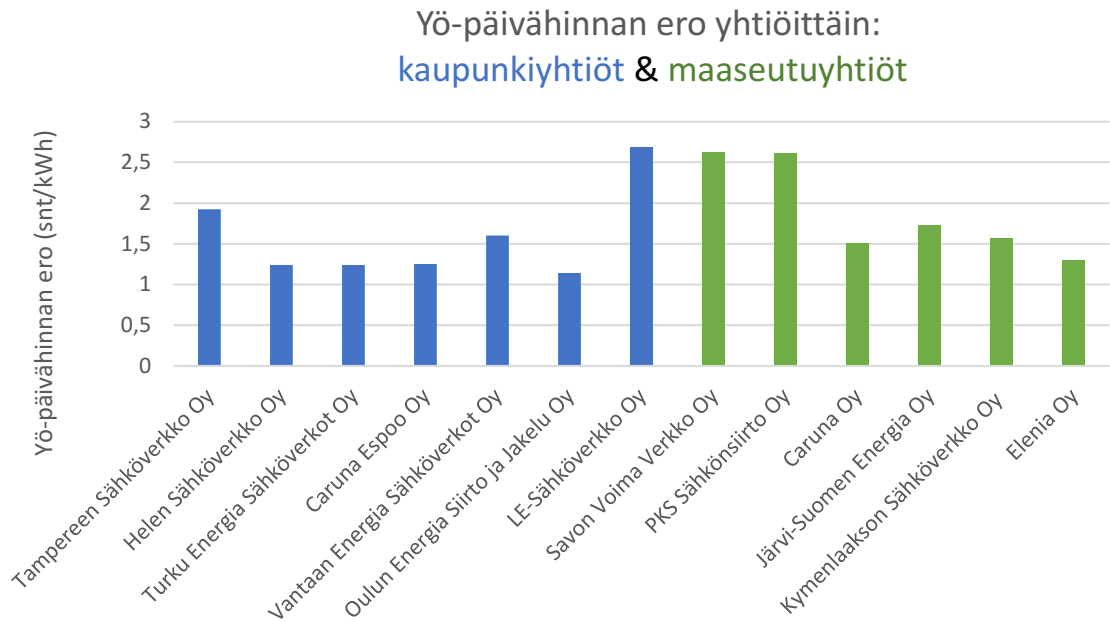
että itse tuotettu aurinkosähkö on muuttuvilta kustannuksiltaan ilmaista. Lisäksi yö-päiväsiirtotariffin energiakomponentin hintaero on erityisen kiinnostava suure pelkän akkujärjestelmän kannattavuuden kannalta.

Vertailuun otettiin mukaan ainoastaan yli 80 000 käyttöpaikan jakeluverkkoyhtiöt (Sähköverkko toiminnan tunnusluvut vuodelta 2016). Yhtiöt jaettiin lisäksi kaupunkiverkkoyhtiöihin ja maaseutuverkkoyhtiöihin sen mukaan, kuinka pitkä keskimääräinen johtopituus käyttöpaikkaa kohden niillä on. Kaupunkiyhtiöiksi tulkittiin ne yhtiöt, joilla keskimääräinen johtopituus oli alle 100 metriä ja maaseutuyhtiöiksi loput. Kymenlaakson Sähköverkko Oy oli tietynlainen rajatapaus tässä, sillä sen arvoksi tuli noin 102 metriä: yhtiö tulkittiin maaseutuverkkoyhtiöksi.

Jakeluverkkoyhtiöillä on eri siirtotariffeja: yleis-, aika- sekä kausitariffi. Kaikki koostuvat perusmaksusta yksikössä €/kk sekä energiaperusteisesta kulutusmaksusta yksikössä snt/kWh. Lisäksi on olemassa tehotariffi, joka koostuu perusmaksusta, kulutusmaksusta sekä käytetyn tehon mukaan määritellystä tehomaksusta. Tehotariffia ei käsitellä tämän työn laskennassa. Yleistariffi on vaihtoehtoista yksinkertaisin, sillä sekä aika- että kausitariffissa kulutusmaksut määräytyvät vuoden- tai vuorokaudenajan mukaan. Se soveltuukin yleisesti parhaiten asiakkaille, joiden sähkökäyttö on vähäistä, vuositasolla alle 10 000 kWh. Aika- ja kausitariffit soveltuvat yleensä parhaiten yli 10 000 kWh sähköä vuodessa kuluttaville talouksille, esimerkiksi sähkölämmitystalouksille. Aikatariffissa sähkön kulutusmaksu on yleensä yöllä alempi kuin päivällä. Kausitariffissa jaottelu menee useimmiten niin, että talvella kulutusmaksu on suurempi kuin muina aikoina. Tehotariffeja on tällä hetkellä lähinnä käytössä paljon sähköä kuluttaville asiakkaille, kuten teollisuusyrityksille. Huomioitavaa on, että vain Helen Sähköverkko Oy:llä on tutkittavista yhtiöistä tammikuussa 2018 tehomaksu kotitalousasiakkaille, ja tutkittavista tariffeista se on vain yö-päivätariffissa. Helenin tehomaksu on toistaiseksi varsin matala, 0,79 €/kW kuukaudessa. On todennäköistä, että muutkin verkkoyhtiöt ryhtyvät käyttämään tehomaksua tulevaisuudessa kotitalousasiakkaille. Honkapuro et al. (2017, s. 4) mukaan mikäli tehotariffiin siirrytään portaittain, esimerkiksi 5 vuoden siirtymäajan kautta, vältetään suuret yksittäiset muutokset asiakkaiden verkkomaksuissa. Lisäksi tehotariffiin voidaan lisätä kynnysteho, esimerkiksi 3–5 kW, jota pienemmillä tehoilla erillistä tehomaksua ei kerättäisi.

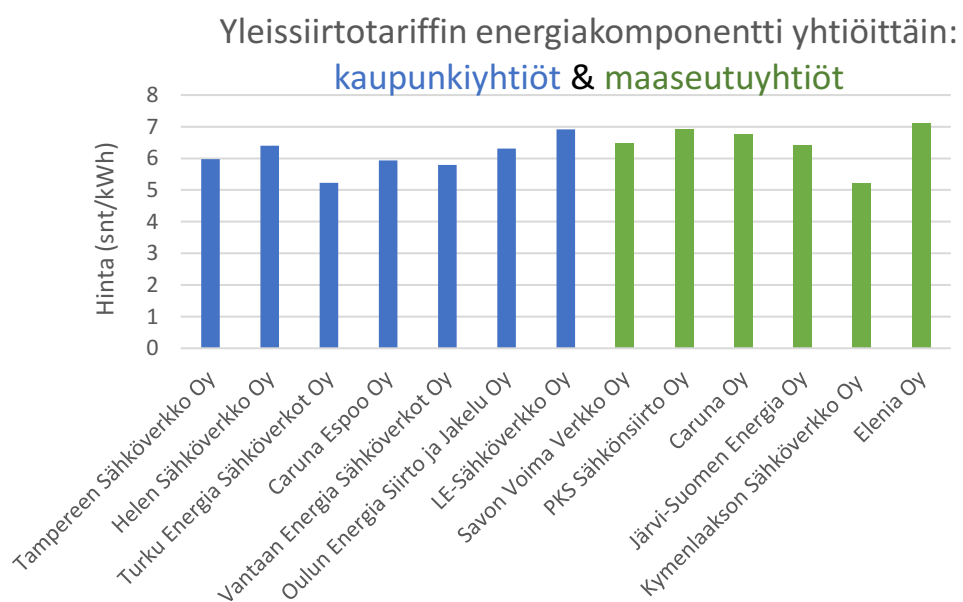
Tehomaksu parantaisi akkujärjestelmän kannattavuutta, sillä akuilla pystytään leikkaamaan kotitalouksien sähköntarpeen tehopiikkejä. Vastaavasti aurinkosähköjärjestelmiin tehomaksu vaikuttaisi siten, että noin 80–90 %:lla asiakkaista järjestelmän tuomat säästöt pienenisivät. (Honkapuro et al. 2017, s. 65–66) Toisin sanoen huipputehon leikkaukseen käytettävän akkujärjestelmän ja aurinkosähköjärjestelmän kannattavuudet lähestyisivät toisiaan hyvin suurella osalla asiakkaista, sillä nykyisellään Suomessa akkujärjestelmän kannattavuus on heikompa kuin aurinkosähköjärjestelmän. On kuitenkin huomattava, että ainoastaan energiavarastokäyttöön käytettävän akkujärjestelmän kannattavuus laskee, kun siirtotariffit painottuvat enemmän teho puolelle.

Päivä-yöhinnan erotus vaihtelee eri jakeluverkkoyhtiöiden siirtotariffissa kuvan 13 mukaisesti.



Kuva 13: Yö-päiväsiirtotariffin hintaerot eri yhtiöissä. (LIITE A)

Pystyakselilla on kuvattuna hintaero yksikössä snt/kWh ja vaaka-akselilla kukin yhtiö erikseen. Mitä suurempi hintaero on, sitä kannattavampaa kulutusta on siirtää yölle suoraan tai akkuvastaston kautta. Kaupunkiyhtiöillä keskimääräinen erotus yön ja päivän siirtomaksulle on 1,58 snt/kWh, kun taas maaseutuyhtiöiden vastaava lukema on 1,89 snt/kWh. Ero on suhteellisen pieni ja selittyyneen enemminkin näytteiden vähyydestä kuin siitä, että maaseutuyhtiöissä järjestelmällisesti kannustettaisiin yösähkön käyttöön energiamaksun pienuudella. Suurin yö-päivähinnan ero siirtotariffissa on LE-Sähköverkko Oy:llä Lahdessa, 2,68 snt/kWh. Erot yksittäisten yhtiöiden välillä ovat paikoin suuria, sillä alin hintaero on 1,14 snt/kWh. Seuraavassa kuvassa 14 vertaillaan eri yhtiöiden yleissiirtotariffien tasoja.



Kuva 14: Yleissiirtotariffien vertailua. (LIITE A)

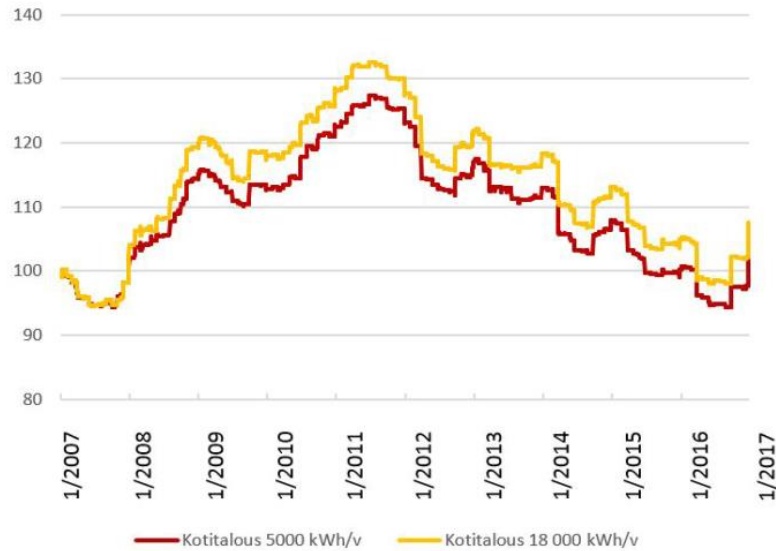
Kaupunkiyhtiöiden keskimääräinen yleissiirtotariffin energiakomponentin hinta on 6,1 snt/kWh, maaseutuyhtiöiden puolestaan 6,5 snt/kWh: ero on erittäin pieni. Voidaan siis todeta, että energiapohjaiset siirtotariffien osat ovat keskimäärin saman suuruisia kaupunki- ja maaseutuyhtiöissä sekä yleissiirto- että yö-päivätariffissa.

Kuten aiemmin todettiin, akkujärjestelmää voidaan käyttää tietyissä tapauksissa huipputehon leikkaamiseen ja täten mahdollisesti myös käyttöpaikan sulakekoon pienentämiseen. Tämä mahdollisuus koskee kuitenkin vain pientä osaa kotitalouksista. Aurinkosähköjärjestelmä ei vaikuta sulakekoon pienentämiseen kotitalouksissa käytännössä lainkaan, sillä talvisin sähkön tarve on suurin ja vastaavasti tuotettu sähköenergiamäärä on hyvin pieni. Sen sijaan akkujärjestelmällä asiaan voi vaikuttaa jonkin verran käyttämällä kulutuspiikkiensä aikaan myös akusta otettua sähköä. Toisaalta mahdollisimman tasainen kulutus on ristiriitainen tavoite sille, että käytettäisiin sähköä eniten silloin, kun se on halvinta. Sulakekoon pienentämisellä on kuitenkin nykyisellään vain pieni vaikutus siirtohintaan kaupunkiverkkoyhtiöissä: Yleissiirtotariffissa vain Turussa on porrastusta sulakekoiden 25–35 A välillä. Yö-päiväsiirtotariffissa porrastusta on myös Tampereella ja Oulussa, kun taas kaikissa maaseutuverkkoyhtiöissä on porrastusta sekä yleis- että yö-päiväsiirtotariffeissa. Saatava hintaetu yö-päiväsiirtotariffissa kaupunkiyhtiöissä on alle 100 €/vuosi, kun taas maaseutuyhtiöissä hintaetu voi olla lähes 500 €/vuosi keskiarvon ollessa noin 290 €/vuosi. (LIITE A) Toisin sanoen niin sanottu huipputehon leikkaus akkuvarastolla ei voi olla kaupunkiyhtiöissä näillä siirtotariffeilla kannattavaa. Tulevaisuudessa asia voi olla toisenlainen, jos siirrytään tehopohjaisen hinnoittelun suuntaan.

5.5 Sähkömarkkinahintaennuste

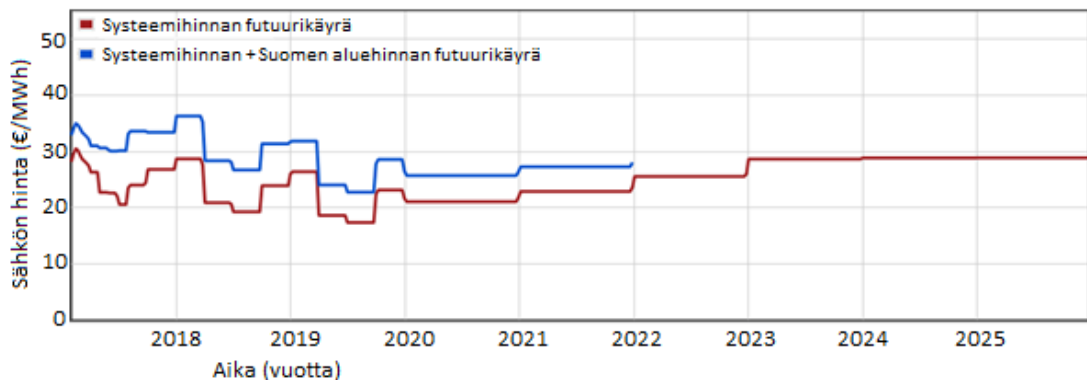
Sähkön hinta koostuu kolmesta elementistä: sähköenergiasta, sähkönsiirrosta sekä verotuksesta. Näistä kotitalouskuluttaja voi vaikuttaa lähinnä ensimmäiseen valitsemalla vapaasti sähkönmyyjänsä sekä käyttämällä sähköä mahdollisimman vähän ja mahdollisesti optimoimalla kulutuksen halvan sähkön tunteihin, mikäli sähkösopimuksen hinta ei ole kiinteä. Siirtomaksuun voi vaikuttaa sillä, kuinka suuren liittymän valitsee ja tarvitsee sekä sillä, minkä siirtotuotteen valitsee verkonhaltijan palveluista. Mitä tasaisempaa pystyy pitämään kulutuksensa, sitä suurempi mahdollisuus on valita pienempi liittymä tai pienentää sulakekokoa ja täten myös siirtolaskua.

Seuraavassa kuvassa 15 on kuvattuna sähköenergian verottoman hinnan reaalin eli inflaatio-korjattu hinta siten, että vuoden 2007 alun hinta on asetettu referenssitason 100.



Kuva 15: Pienasiakkaiden sähköenergian verottoman hinnan reaalin kehitys vuosina 2007–2017. (Partanen et al. 2017, s. 8)

Pystyakselilla on kuvattuna sähkön hinta prosentuaalisesti suhteutettuna arvona ja vaaka-akselilla aika vuosina. Punainen käyrä kuvaa kotitaloutta, jonka vuosittainen sähköenergiankulutus on 5 000 kWh, ja keltainen käyrä kotitaloutta, jossa sähköenergiaa kuluu vuosittain 18 000 kWh. Tärkein havainto kuvasta on, että inflaatiokorjattu hinta on lähes sama vuosina vertailun aloitusvuonna kuin lopetusvuonnakin. Tosin noin tarkastelujakson puolivälissä reaalihinta käväisi suhteellisen arvona yli 130:n, josta se putosi 100:n tietämille vuonna 2015. Kuva 16 puolestaan kuvaa sitä, minkälainen hinta on odotettavissa sähköenergialle seuraavan vajaan 10 vuoden aikana.



Kuva 16: Sähköenergian hinnan futuuri Nord Poolissa (Mukaiillen Merikoski 2017)

Kuvassa vaaka-akselilla on kuvattuna aika vuosina lähtien vuodesta 2017 ja päättyen vuoden 2025 loppuun. Vastaavasti pystyakselilla on hinta yksikössä €/MWh. Punainen käyrä kuvaa systeemihintaa Nord Poolissa ja sininen käyrä vastaavasti Suomen aluehintaa Nord Poolissa. Suomen käyrä on lähestymässä muita Pohjoismaita ja kun Olkiluoto 3 valmistuu, sen täytyisi olla kuta kuinkin sama. Kuitenkin markkinat vaikuttavat epäilevän yhä Olkiluoto 3:n valmistumista, sillä vuoden 2021 futuurien hintaero on noin 5 €/MWh. (Merikoski 2017) Yhteenvetona voidaan

todeta, että sähköhinnan veroton energiakomponentti ei ole todennäköisesti ainakaan merkittävässä nousussa lähitulevaisuudessa. Esimerkiksi 10 vuoden päähän vuodelle 2028 on aivan perusteltua olettaa hinnan olevan Suomessa luokkaa 30 €/MWh.

Suomessa sähköjakeluverkkoliiketoiminta on säädeltyä monopolitoimintaa, jota valvoo Energiavirasto. Jakeluverkkoyhtiöille on määritelty kohtuullinen tuotto, joka määräytyy verkon arvon sekä yleisen korkotason perusteella: vuonna 2016 sallittu tuottoprosentti oli 7,42 % (Verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullinen kustannus vuonna 2016 - Energiavirasto). Siirtohinnoittelussa sovelletaan niin sanottua pistehinnoittelua, jossa saman jakeluverkkoyhtiön alueella olevat saman tyyppiset asiakkaat maksavat siirrosta saman hinnan riippumatta sijainnistaan. Kuvassa 17 on esitettyä 5 000 kWh ja 18 000 kWh vuosittain sähköenergiaa kuluttavien kotitalouksien verottoman siirtohinnan muutokset.

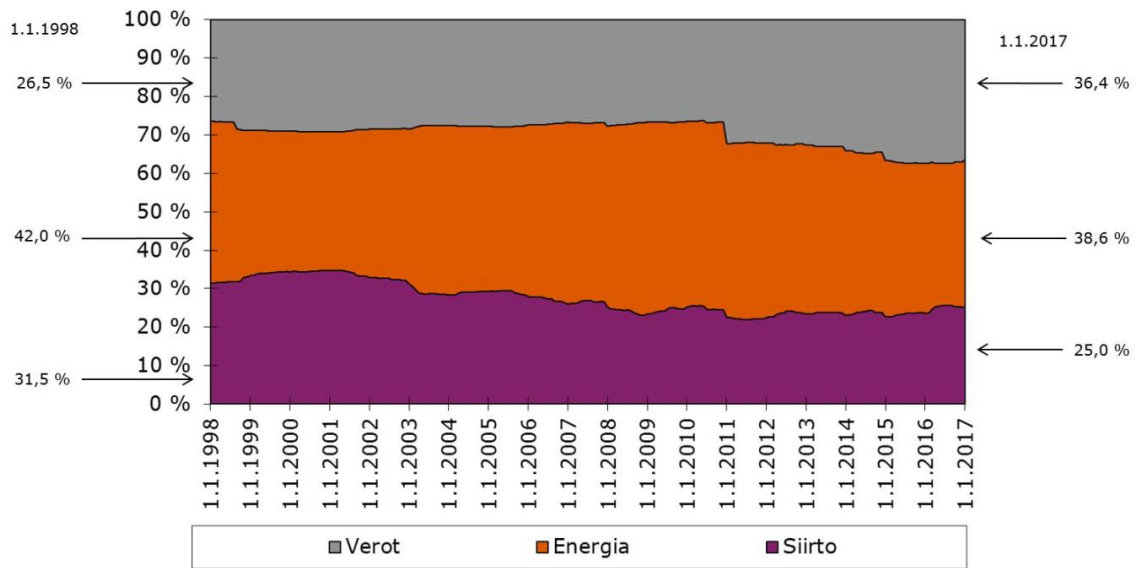


Kuva 17: Verottoman siirtohinnan inflaatiokorjattu kehitys vuosina 2007–2017. (Mukaiillen Par-tanen et al., s. 9)

Pystyakselilla on kuvattuna hinta suhteellisena arvona vuoden 2007 alussa olevaan hintaan ver-rattuna. Vaaka-akseli puolestaan kuvaa aikaa vuosina. Kuvan 17 mukaan siirtohinnan verotto-man osuuden trendi on selvästi nouseva: vuosina 2010-2016 hinta pysyi tosin suurin piirtein sa-malla tasolla.

Verkonhaltijalla on kehittämisvelvollisuus, joka ohjaa investoimaan verkkoon muun muassa luo-tettavan verkon toiminnan takaamiseksi. Tulevaisuudessa siirtohintaa tulee nousemaan lisää myös sen takia, että sähkömarkkinalakiin on lisätty vaatimuksia jakeluverkkoyhtiöiden toimitusvarmuuteen liittyen. Viimeistään vuoden 2028 lopussa myrskyn tai lumikuorman johdosta aiheutu-vien sähköjakelun katkojen tulee olla asemakaava-alueella enintään 6 ja muualla enintään 36 tunnin pituisia. Lain vaikutusarvioinnin mukaan yllä olevien vaatimusten kustannukset ovat 3,5 miljardia euroa. (Sähkönsiirron kohtuullisen hinnoittelun ja verkkoinvestointien valvonta – Usein kysyttyä, Energiavirasto). Voidaan siis olettaa, että veroton siirtohintaa on kasvamassa lainsää-dännöstä johtuen. Tämä ei kuitenkaan vaikuttane sähkönsiirtohintojen energiakomponenttiin yksikössä snt/kWh ainakaan korottavasti, sillä siirtotariffien rakenne on muuttumassa tehopoh-jaisemmaksi.

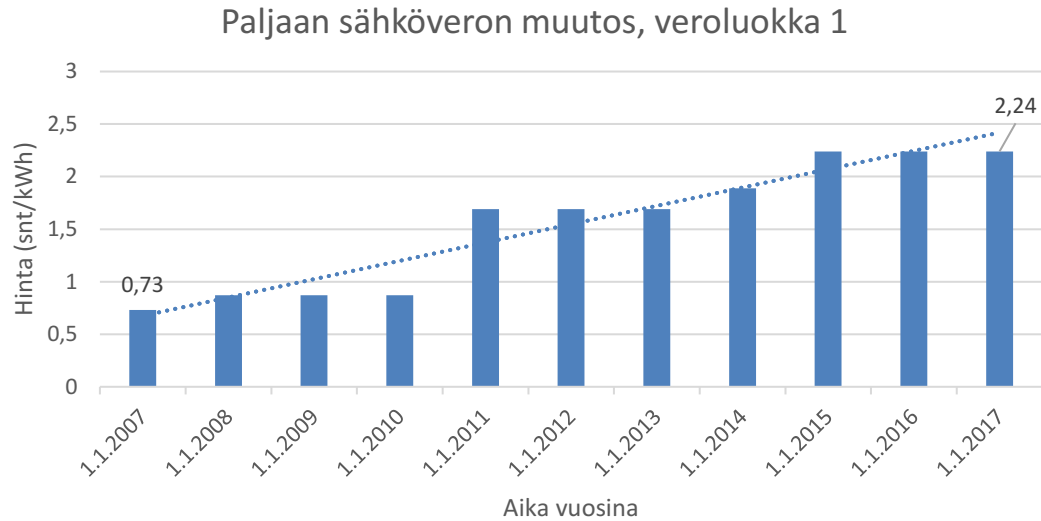
Kuvassa 18 on kuvattuna sähkön eri hintakomponenttien osuus hinnasta sähköenergiaa 18 000 kWh vuodessa kuluttavalle kotitaloudelle vuosina 1998–2017.



Kuva 18: Sähkön hintakomponenttien osuudet kokonaishinnasta vuosina 1998–2017 vuodessa 18 000 kWh kuluttavalle kotitaloudelle. (Partanen et al. 2017, s. 9)

Kuvassa vaaka-akselilla on aika vuosina ja pystyakselilla komponenttien osuudet prosentteina kokonaishinnasta. Ylin harmaa alue kuvaa verojen osuutta, oranssi energian osuutta ja alimmainen violetti puolestaan siirron osuutta. Vuodesta 1998 vuoden 2017 alkuun verojen osuus on noussut lähes 10 prosenttiyksikköä: vastaavasti energian osuus on laskenut reilut 3 prosenttiyksikköä ja siirron osuus reilut 6 prosenttiyksikköä. Jos tarkastellaan aikaväliä 2007–2017 verojen osalta, muutos on samaiset 10 prosenttiyksikköä. Siirron osuus on laskenut muutamia prosenttiyksikköjä ja energian osuus on tällöin laskenut reilut 5 prosenttiyksikköä. (Partanen et al. 2017, s. 9) Yhteenvetona voidaan todeta, että vaikka siirtohintaa on noussut vuosina 2007–2017, sen osuus sähkön kokonaishinnasta on samalla aikavälillä pudonnut hieman. Samalla sähköenergian hinta on pysynyt suurin piirtein samana, joten voidaan päätellä, että verokomponentin on täytynyt suurentua huomattavasti enemmän kuin siirtohintojen. Suurin osa sähkön kokonaishinnan noususta kotitalouksille vuosina 2007–2017 onkin peräisin verotuksesta.

Kuvaan 19 on koottuna sähköveron muutos kyseessä olevina vuosina veroluokkaan 1 kuuluville kuluttajille. Alempaan veroluokkaan 2 kuuluvat teollisuus, konesalit sekä ammattimainen kasvi- huoneviljely, ja täten kotitaloudet ja esimerkiksi palveluyritykset kuuluvat veroluokkaan 1.



Kuva 19: Sähköveron muutos 2007–2017, ei huomioitu huoltovarmuusmaksua eikä arvonlisäveroa. (Mukaillen Sähkön ja eräiden polttoaineiden verotaulukot, Verohallinto; Energian hinnat - Tilastokeskus, 2015)

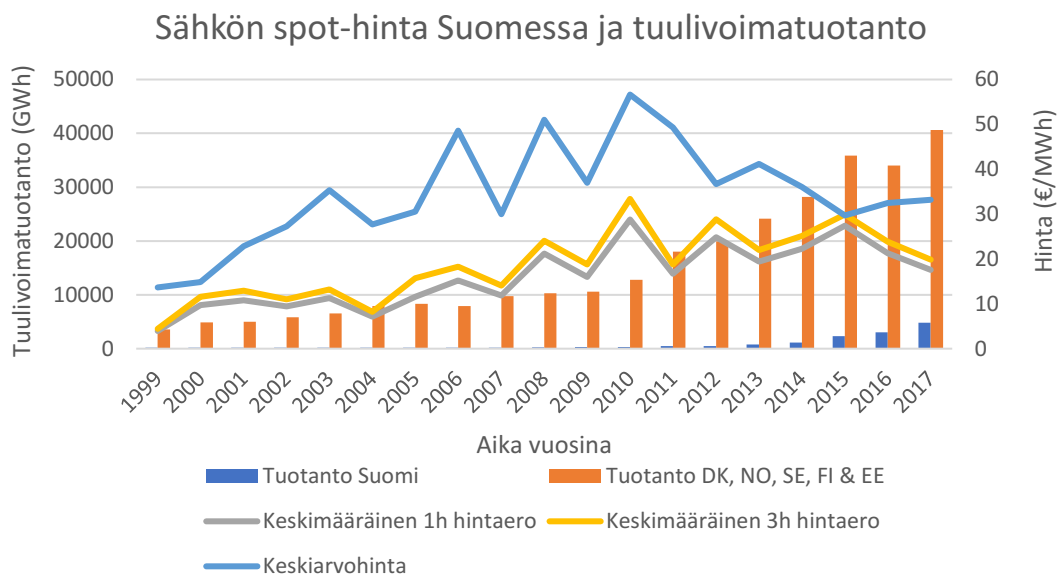
Kuvassa vaaka-akselilla esitettyinä on aika vuosina ja pystyakselilla hinta yksikössä snt/kWh. Huomioitavaa on, että kuvaajaan ei sisälly arvonlisäveroa eikä huoltovarmuusmaksua. Vuoden 2017 alussa ALV oli sähkölle 24 % ja huoltovarmuusmaksu sähkölle 0,013 snt/kWh. Tällöin sähkön kokonaisverotus oli $(2,24 + 0,013) \text{ snt/kWh} \cdot 1,24 = 2,79 \text{ snt/kWh}$. Sähkön verotus on edelleen vakimuotoista, mikä tarkoittaa sitä, että veron suuruus on sama riippumatta käyttöajankohdasta. Vero kohdistuu energiamääriin yksikössä snt/kWh. Keskustelua on käyty siitä, tulisiko sähköveroa muuttaa dynamisempaan muotoon. Se voisi tapahtua esimerkiksi siten, että kun sähköntuotannon päästöt ovat korkeimmillaan, sähköveron suuruus olisi myös korkeimmillaan ja päinvastoin. Verotuksen muutosta lähitulevaisuudessa on hankala ennustaa, mutta todennäköisesti verotus ei ole ainakaan kevenemässä. Kuvan 19 arvojen mukaan tehty lineaarinen sovite ennustaisi, että vuoden 2028 alussa pelkän sähköveron suuruus olisi 4,34 snt/kWh. Jos oletetaan, että huoltovarmuusmaksu ja ALV pysyvät samoina, vuoden 2028 alussa kokonaisvero olisi 5,4 snt/kWh. Verotuksen ennustaminen on kuitenkin hyvin spekulatiivista. Perusoletus kannattavuuslaskennoissa on, että mikään verotuksellisista komponenteista ei ole nousemassa merkittävästi lähitulevaisuudessa.

5.6 Sähkön hinnan aikavaihteluiden ennuste

Lisääntynyt sääriippuva tuotanto aiheuttaa todennäköisesti sähkön markkinahinnan vaihtelua lyhyellä aikavälillä. Pääasiassa Norjan ja Ruotsin varastoitava vesivoima toimivat kuitenkin hyvänä puskurina hinnanvaihteluille silloin, kun siirtoyhteyksien kapasiteetti riittää. Sääriippuvaksi tuotannoksi huomioidaan tässä työssä tuulivoima, aurinkovoima sekä varastoimaton vesivoima. Näistä varastoimattoman vesivoiman määrän oletetaan pysyvän kuta kuinkin samana, joten sitä ei tarvitse ottaa huomioon. Aurinkovoiman vaikutuksen hintavaihteluihin oletetaan olevan Suomessa pieni vielä lähitulevaisuudessa johtuen vähäisestä tuotantokapasiteetista.

Todella suuri määrä aurinkosähköä todennäköisesti suurentaisi yö-päivähintaeroa, varsinkin jos varastointikapasiteettia ei lisättäisi merkittävästi samalla. Pieni aurinkosähkön määrä todennäköisesti tasaisi yö-päivähintojen eroa. Tämä johtuu siitä, että aurinkosähköä tuotetaan päivällä ja esimerkiksi vuonna 2013 Suomen Elspot-hinta vuorokauden sisällä tarkasteltuna oli keskiarvoisesti kalleinta aamun tunteina ja toinen, pienempi piikki muodostui illalle. Suurimmat yksittäiset hinnat olivat klo 7–21. (Koskela 2016, s. 10) Aurinkosähkön aiheuttama hintavaihtelujen muutos on kuitenkin Suomen olosuhteissa toistaiseksi varsin spekulatiivista, sillä esimerkiksi vuonna 2016 aurinkovoimalla tuotettiin 18 GWh sähköä. Samana vuonna tuulivoimalla tuotettiin 3 068 GWh sähköä (Tilastokeskus - Energia, 2017), joten kyseessä ovat aivan eri mittaluokan asiat.

Seuraavassa kuvassa 20 on esitettyä tuulivoimakapasiteetti ja sähkön hinnan aikavaihtelu vuosina 1999–2017. Sähkön hinnan aikavaihteluilla tarkoitetaan tässä sitä, kuinka paljon vuorokauden a) yksi kallein ja yksi halvin tuntihinta sekä b) kolme halvinta ja kolme kalleinta tuntihintaa keskiarvona eroavat. Lisäksi kuvassa 20 ovat esitettyinä Suomen spot-hinnat. Saadut tulokset on laskettu vuosittaisina keskiarvoina.



Kuva 20: Spot-hinnan ja tuulivoimatuotannon vertailua. (LIITE B; Hintakäyrät mukailten Nord Pool Spot Data)

Kuvasta on nähtävissä, että tutkittu Suomen spot-hinnan vaihtelu ei ole muuttunut merkittävästi vuosina 2008–2017 ja on vaihdellut noin 20–30 €/MWh huolimatta tuulivoimatuotannon merkittävästä lisäyksestä. Toisaalta havaitaan, että vuosina 2003–2011 vuorokauden sisällä tapahtuvat hintaerot korreloivat hyvin vuoden keskiarvohinnan kanssa. Vuodesta 2012 eteenpäin tämä korrelaatio näyttää kääntyneen toisinpäin: kun keskiarvohinta nousee, vuorokausierot pienenevät ja toisinpäin. Tämä voi johtua osittain tuulivoimatuotannon noususta. Myös Fennoskan 2 -merikaapeliyhteyden valmistuminen joulukuussa 2011 on voinut vaikuttaa asiaan. Yhteyden siirtokapasiteetti on 800 MW ja se lisäsi Suomen ja Ruotsin välistä kokonaissiirtokapasiteettiä.

teettia 40 %:lla. (Tekniikka & Talous 2011) Fenno-Skan 2 -yhteyden ansiosta erityisesti ruotsalainen tuulivoima voi vaikuttaa entistä vahvemmin Suomen sähkön spot-hintoihin. Kun spot-hinnan oletetaan pysyvän suhteellisen samalla tasolla lähitulevaisuudessa kuin tällä hetkellä, on perusteltua olettaa vuorokauden sisäisten hintaerojen pysyvän edelleen samassa kokoluokassa 20–30 €/MWh eli 2–3 snt/kWh. Täten laskennassa spot-hinnan vaihtelun oletetaan pysyvän ko. välillä, vaikka tuulivoimakapasiteetin ennustetaankin lisääntyvän (Nordic Energy Technology Perspectives 2016, s. 170) mukaan seuraavan 15 vuoden sisällä erityisesti Norjassa ja Ruotsissa.

5.7 Aurinkosähkö- ja akkujärjestelmien mitoitus

Laskentaa tehdään sekä paneeleilla että ilman paneeleja, ja akkujärjestelmän kokoa sekä aurinkopaneelien tehoa muutetaan laskennassa. Näillä laskentaperiaatteilla on löydettävissä optimimitoitus taloudellisin perustein kullekin laskentavaihtoehdolle. Pelkän akkujärjestelmän tapauksessa mitoitus perustuu tässä työssä siihen, että päivällä eli tunteina 7–22 sähkö on kalliimpaa energiakomponenttiltaan sekä mahdollisesti myös yö-päiväsiirtotariffin kautta. Akkua ladataan öisin ja puretaan päivällä kalliimman sähkön aikaan omaan kulutukseen. Kesäkuukausina kokonaissähkönkulutus 6 000 kWh taloudessa on luokkaa 400 kWh. (LIITE C) Tämä tarkoittaa tasaisesti jaettuna noin 13 kWh vuorokautta kohti. Voidaan olettaa, että yöaikaan tästä kulutuksesta tapahtuu korkeintaan puolet. Tällöin päivällä kulutettaisiin noin 6 kWh sähköä. Tämä määrä on mahdollista kattaa akkujärjestelmällä, mutta jos järjestelmän kokoa suurennetaan, sen käyttöaste laskee. Seuraavassa taulukossa on arvioitu eri akkujärjestelmän kapasiteettien käyttöasteita kahdessa esimerkkitaloudessa.

Taulukko 8: Akkujärjestelmän karkea mitoitus kahdessa esimerkkitaloudessa. (LIITE A)

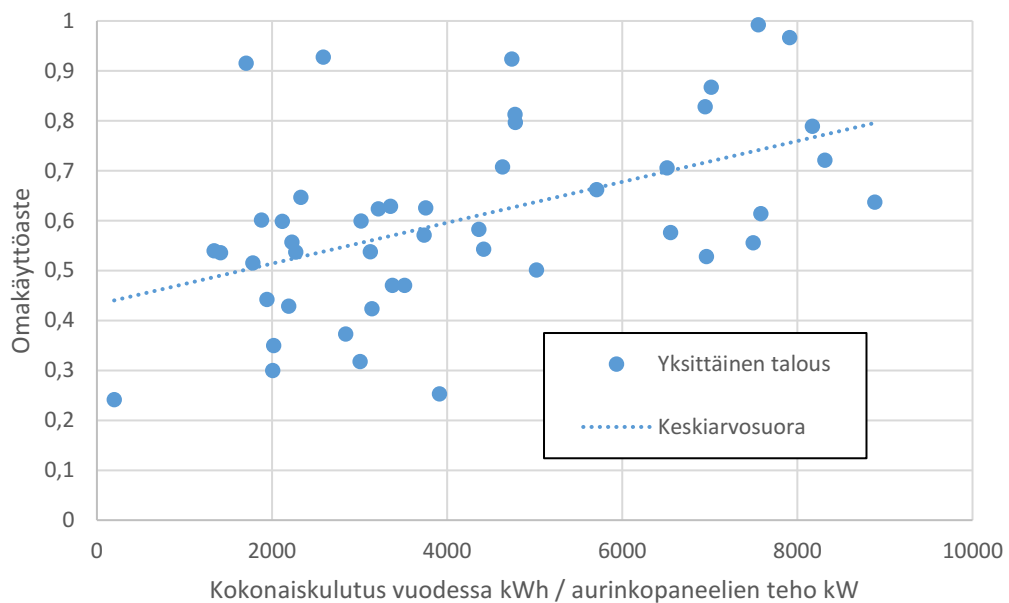
| N. 6 000 kWh kulutus, ei sähkölämmitystä | | N. 15 000 kWh kulutus, sähkölämmitys | |
|--|------------|--------------------------------------|------------|
| Akku kWh | käyttöaste | Akku kWh | käyttöaste |
| 6 | 0,95** | 6 | 0,95** |
| 8 | 0,8 | 8 | 0,9** |
| 12 | 0,6 | 12 | 0,8 |
| - | - | 13,5 | 0,75 |
| - | - | 16 | 0,7 |
| **merkitys | korkea | ** merkitys | korkea |

Sähkölämmitystaloudessa voidaan käyttää suurempaa järjestelmää, ja käyttöaste pysyy myös pidempään korkealla. Vaikka käyttöaste laskee akkujärjestelmän kokoa kasvatettaessa, suuremmat akkujärjestelmät ovat halvempia kapasiteettiin suhteutettuna kuin pienimmät. Näin ollen suurien järjestelmien kannattavuus voi joissain tapauksissa lähestyä pienempien järjestelmien kannattavuutta. Huomautettakoon, että taulukon 8 lukuarvot ovat hyvin karkeita, mutta antavat kuitenkin oikean kokoluokan akkujärjestelmille. Akkujärjestelmän eliniän maksimimiseksi akun käyttöaste voi olla järkevää pitää noin 80 % tasolla, jolloin suurimman käyttöasteen mitoitukset menettävät hyötynsä.

Skenaariossa, jossa tarkasteltiin akku- ja paneelijärjestelmien yhdistelmää, mitoitus määritettiin kahdelle esimerkkitaloudelle: 6 000 kWh vuodessa sähköä kuluttavalle ei-sähkölämmitteiselle omakotitalolle sekä 15 000 kWh kuluttavalle sähkölämmitteiselle omakotitalolle. Mitoituksessa käytettiin apuna kuukausitasoisia energia- ja tehotietoja pientuotantotalouksista vuodelta 2017. Talouksista tiedettiin aurinkosähköjärjestelmän teho, josta voitiin arvioida vuosittainen tuotto 810 kWh/kW arvon avulla (Sarjoma 2015, s. 31–32). Seuraavaksi arvioitiin aurinkosähkön tuotannon kuukausijakauma (Sarjoma 2015, s. 30) mukaan.

Tampereen Sähköverkko Oy:n alueella olevista pientuotantotalouksista tiedettiin myös niiden verkkoon päin antama sähköenergian määrä, josta voitiin laskea aurinkosähkön tuotannon omakäyttöaste. Niin ikään tunnettiin talouksien sähköverkosta ottama energiamäärä. Edellisistä suurista voitiin laskea talouden kokonaissähkönkulutus. Kun tarkasteltavien talouksien kokonaissähkönkulutuksen ja asennettujen aurinkopaneelien tehon suhdetta verrattiin pientuotantosähkön omakäyttöasteeseen, muodostui kuva 21.

Omakäyttöasteiden vaihtelu, pelkkä aurinkopaneeli



Kuva 21: Aurinkosähkön omakäyttöasteiden vaihtelu. (LIITE B)

Pystyakselilla on kuvattuna pientuotantosähkön omakäyttöaste ja vaak-akselilla talouden vuosittaisen sähkönkulutuksen ja aurinkopaneelien tehon suhde. Omakäyttöaste nousee kulutus-tehosuhteen noustessa, koska asennettua aurinkosähkökilowattia kohden on suurempi määrä kulutusta. Samalla kulutus-tehosuhteella omakäyttöaste voi vaihdella jopa 60 prosenttiyksikköä. Kulutus-tehosuhteen arvolla 2 000 kWh/kW voidaan päästä jo yli 90 % omakäyttöasteeseen, kun keskiarvoisesti omakäyttöaste on tarkastelluissa talouksissa vain noin 50 %.

Kun kokonaissähkönkulutus sekä tuotannon määrä tunnettiin kuukausittain, jaettiin ne keskimääriin arvoihin vuorokautta kohtaan kunkin kuukauden kohdalla. Edelleen määritettiin touko-, kesä-, heinä- ja elokuun osalta kokonaissähkönkulutuksen ja aurinkosähkön tuotannon erotus vuorokautta kohden. Tätä suuretta käytettiin aurinkosähkölajitelman koon mitoitamiseen: erotuksen täytyy olla positiivinen, jotta kaikki pientuotantoenergia saataisiin käytettyä. Jos erotus olisi negatiivinen, keskiarvillisesti vuorokaudessa tuotettaisiin aurinkosähköä enemmän kuin taloudessa saman vuorokauden aikaan kulutettaisiin. Tällöin negatiivinen erotus täytyisi myydä joka tapauksessa verkkoon.

Akkujärjestelmän mitoitus tehtiin pientuotannon määrän ja talouden kesäaikaisen sähkön peruskuorman erotuksesta. Erotus kuvaa aurinkopaneelien tuottamaa energiamäärää, jota ei saada suoraan kulutukseen vaan voitaisiin varastoida akkujärjestelmään. Peruskuorma määritettiin niiden tuntien osalta, jolloin aurinkosähkön tuotanto ylittää peruskuormituksen tason eli noin klo 7–19. Peruskuormitukseksi määriteltiin 6 000 kWh taloudessa 0,3 kW ja 15 000 kWh taloudessa 0,4 kW. Mitoituksen tulokset ovat esitettyinä taulukossa 9.

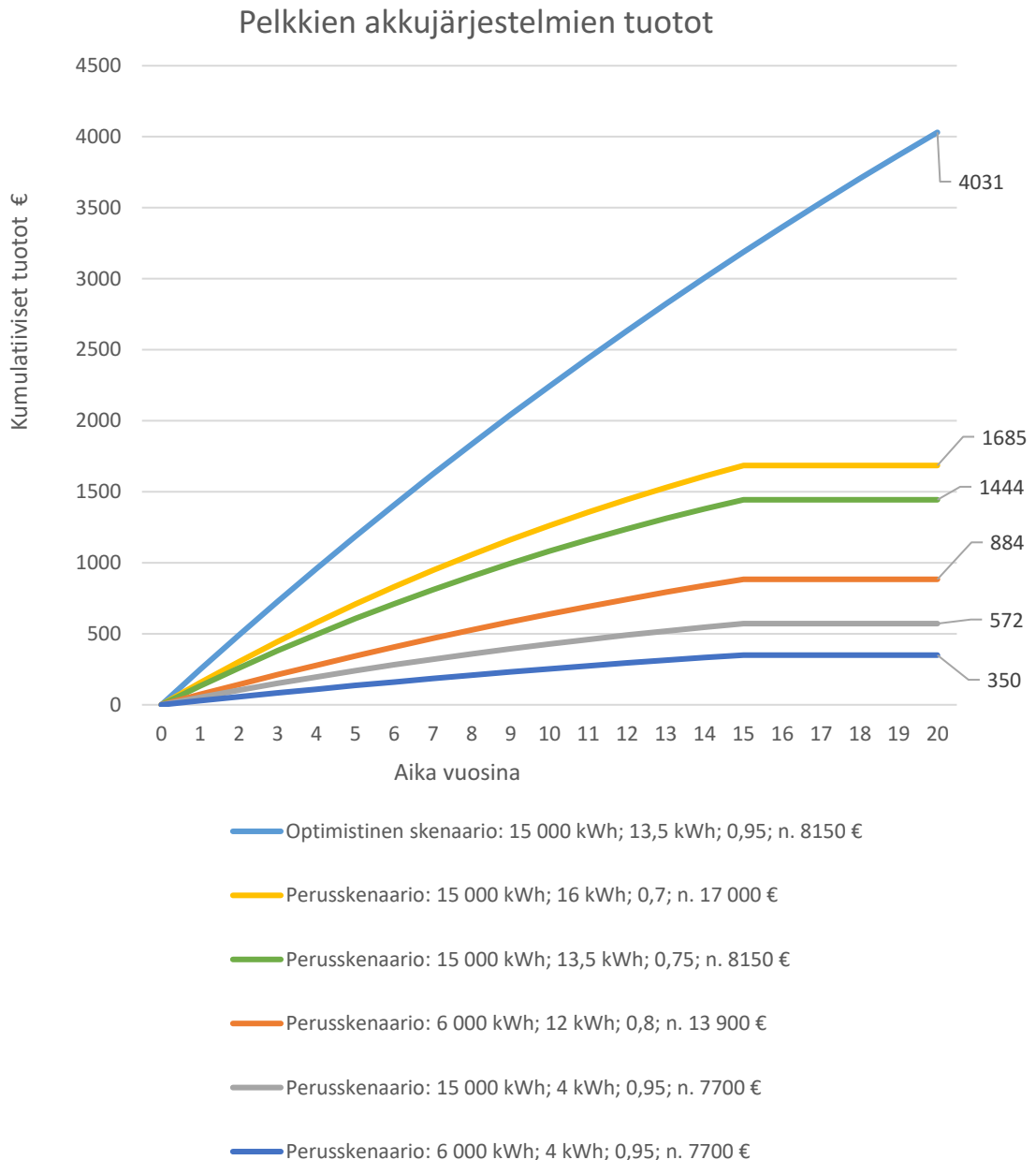
Taulukko 9: Mitoitusohje akku- ja aurinkosähkölajitelmaille. (LIITE A)

| N. 6 000 kWh okt, ei sähkölämmitystä | | N. 15 000 kWh okt, suora sähkölämmitys | |
|---|-----------|---|-----------|
| PV, kW | Akku, kWh | PV, kW | Akku, kWh |
| 2 | 4 | 2 | 4 |
| 3 | 8 | 4 | 12 |
| Suurempi johtaa omakäyttöasteen laskuun | - | 5 | 16 |
| | | Suurempi johtaa omakäyttöasteen laskuun | - |

Taulukosta voidaan havaita, että 6 000 kWh taloudessa suurin taloudellisesti kannattava aurinkosähkölajitelman koko on noin 3 kW ja 15 000 kWh taloudessa noin 5 kW. Sitä suuremmat aurinkosähkölajitelmat johtavat väijäämättä pientuotantosähkön verkkoon myydyin osuuden kasvamiseen, mikä alentaa järjestelmän kannattavuutta. Taulukon 9 arvot ovat kuitenkin vain suuntaa antavia, joten todellisessa mitoitusasteessa on syytä tarkastella aina kunkin kohteen todellista sähkökäyttöä ja tuntiprofiilia.

5.8 Laskentatulokset

Tässä kuvassa esitetään saadut laskentatulokset sekä pelkän akkujärjestelmän että yhdistetyn akku- ja aurinkosähkölajitelman osalta. Seuraavassa kuvassa 22 on kuvattuna akkujärjestelmän kannattavuuslaskennan tulokset.



Kuva 22: Pelkkien akkujärjestelmien laskentatulokset. (LIITE A)

Kuvassa vaaka-akselilla on kuvattuna aika vuosina ja pystyakselilla akkujärjestelmän yhteenlasketut tuotot. Skenaarioiden esittelyssä on kuvattu muutama lähtöarvo järjestyksessä *Talouden sähkönkulutus vuodessa; Akkujärjestelmän kapasiteetti alussa; Akun käyttöaste; Akkujärjestelmän hankintahinta*. Perusskenaariossa on käytetty realistisimpina pidettyjä lähtöarvoja, ja esimerkiksi järjestelmän pitoajaksi on määritetty 15 vuotta. Täten perusskenaarioiden tuotot eivät nouse 15 vuoden jälkeen lainkaan. Optimistisessa skenaariossa sen sijaan kaikkia muita lähtöoletuksia kuin investointikustannusta on muutettu akkujärjestelmän hankinnan kannalta parempaan suuntaan.

Kuvasta 22 voidaan havaita, että 15 000 kWh vuodessa kuluttavan kotitalouden tuotot 4 kWh:n akkujärjestelmällä ovat yli puolitoistakertaiset 6 000 kWh:n kotitalouden vastaaviin tuottoihin

verrattuna. Tämä johtuu siitä, että suuremmalla kotitaloudella oletettiin olevan yö-päiväsiirtotariffi. Kun kumulatiivisia tuottoja verrataan akkujärjestelmien suuntaa antaviin hankintahintoihin, voidaan arvioida, että akkujärjestelmien investointikustannusten pitäisi pudota noin kymmenesosaan nykyisestä, jotta investointi maksaisi itsensä järjestelmän pitoaikana. Parhaan kannattavuuden perusskenaario eli Powerwallia simuloiva vihreä käyrä maksaisi itsensä takaisin 15 vuoden aikana, mikäli sen hankintahinta olisi noin 17 % nykyisestä. 5 % vuosittaisella hankintahinnan laskulla tämä tilanne voisi olla noin 35 vuoden kuluttua. Jopa kaikista optimistisimmassa skenaariossa tuotot jäivät alle puoleen investointikustannuksesta. On myös huomattava, että laskennassa ei huomioitu lainkaan pääomalle asetettavaa tuottovaatimusta, joten todelliset tuotot olisivat hieman alemmat kuin kuvassa 22.

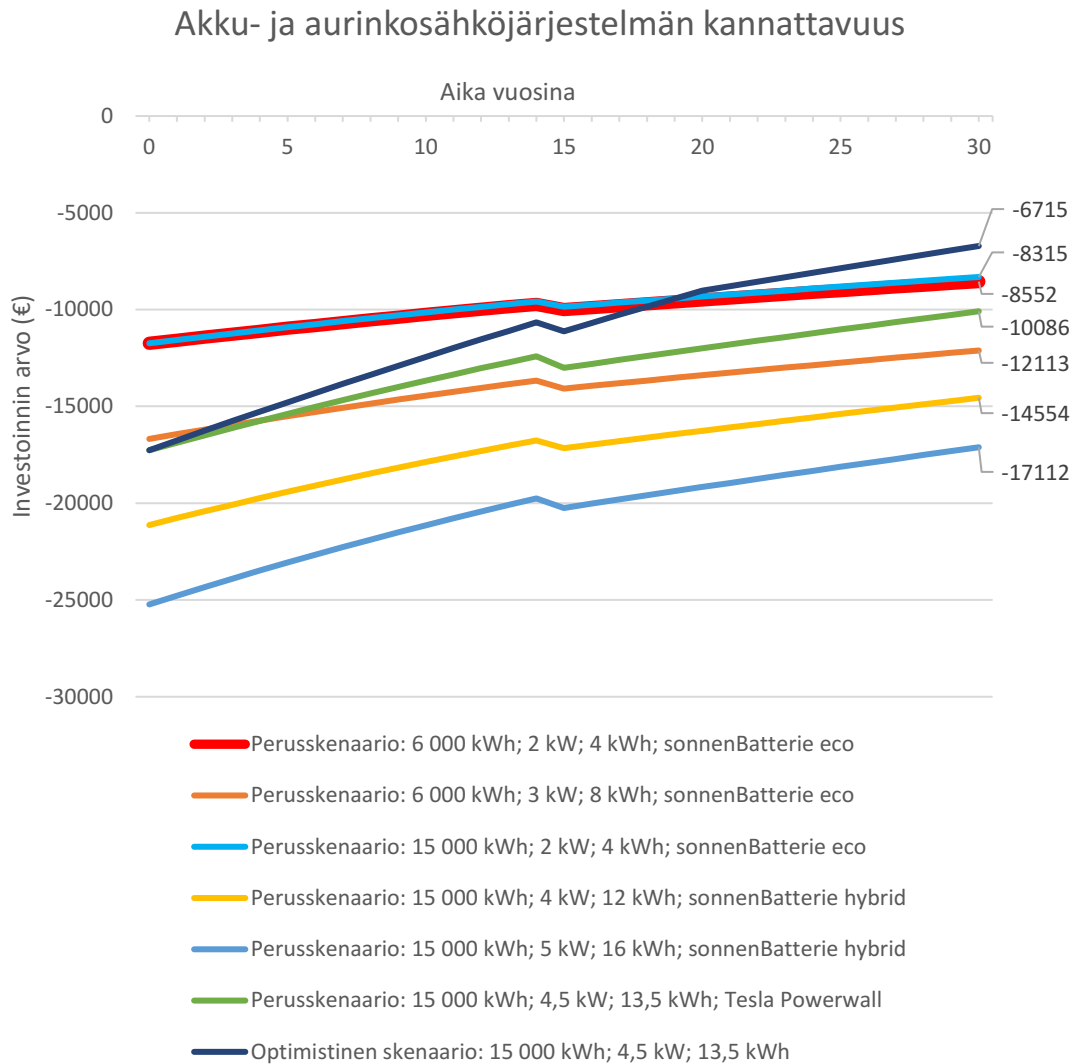
Koska järjestelmät eivät maksa itseään takaisin pitoaikansa aikana, niille ei voida määrittää varsinaisia takaisinmaksuaikoja. Teoreettiset takaisinmaksuajat sen sijaan voidaan määrittää kuvan 22 käyrien lineaaristen sovitteiden avulla. Silloin, kun sovitteiden yhtälö on yhtä suuri kuin investoinnin hankintahinta, akkujärjestelmä on maksanut itsensä takaisin. Huomattakoon, että menetelmä on epätarkka ja soveltuu vain eri skenaarioiden välisen kannattavuuden vertailuun. Seuraavassa taulukossa on kuvattuna akkujärjestelmien teoreettiset takaisinmaksuajat eri skenaarioissa.

Taulukko 10: Akkujärjestelmien takaisinmaksuajat. (LIITE A)

| Skenaario | Takaisinmaksuaika (vuotta) |
|---|----------------------------|
| Perusskenaario: 6 000 kWh; 4 kWh; 0,95; n. 8000 € | noin 440 |
| Perusskenaario: 6 000 kWh; 12 kWh; 0,8; n. 15 000 € | noin 310 |
| Perusskenaario: 15 000 kWh; 4 kWh; 0,95; n. 8000 € | noin 270 |
| Perusskenaario: 15 000 kWh; 13,5 kWh; 0,75; n. 9000 € | noin 110 |
| Perusskenaario: 15 000 kWh; 16 kWh; 0,7; n. 18 000 € | noin 200 |
| Optimistinen skenaario: 15 000 kWh; 13,5 kWh; 0,95; n. 9000 € | noin 45 |

Taulukon 10 arvoista voidaan havaita, että eri skenaarioiden kannattavuudet poikkeavat merkittävästi toisistaan. Lisäksi havaitaan, että optimistisen skenaarion takaisinmaksuaika on paljon lyhyempi kuin muiden. Täten voidaan päätellä, että laskentaparametrien herkkyytys vaikuttaa merkittävästi laskennan lopputulokseen. Lyhimpään takaisinmaksuaikaan perusskenaarioista ylittää Teslan Powerwallia simuloiva skenaario.

Yhdistetyn akku- ja aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuslaskelmat ovat puolestaan esitettyinä kuvassa 23. Kuvassa 23 investoinnin arvo on alussa negatiivinen hankintahinnan verran ja lähtee nousemaan tuottojen mukaan.



Kuva 23: Akku- ja aurinkosähköjärjestelmän laskentatulokset. (LIITE A)

Kuvassa vaaka-akselilla on kuvattuna aika vuosina ja pystyakselilla investoinnin kokonaisarvo. Tässä laskelmassa akkujärjestelmän hankintahinta on lisätty investoinnin kokonaiskustannukseen, toisin kuin aiemmassa laskelmassa. Skenaarioiden esittelyissä on kuvattu muutama lähtöarvo järjestyksessä *Talouden sähkönkulutus vuodessa; Aurinkosähköjärjestelmän teho alussa; Akkujärjestelmän kapasiteetti alussa; Kaupallinen akkujärjestelmä*. Perusskenaariokäyrissä on käytetty realistisimpina pidettyjä lähtöarvoja. Optimistisessa skenaariossa akkujärjestelmäksi on oletettu Powerwallin hintainen, mutta paremmilla ominaisuuksilla varustettu järjestelmä. Lisäksi investointiympäristöä kuvaavat laskentaparametrit ovat suotuisampia kuin perusskenaariossa.

Kuvassa 23 näkyvä käyrien notkahdus 15 vuoden kohdalla johtuu PV-invertterin uusinnasta. Akkujärjestelmän pitoajaksi määriteltiin myös 15 vuotta. Kuvassa 23 punaista käyrää on paksunnettu, jotta käyrä erottuisi vaaleansinisestä laskentamallin kuvauksesta. Näistä kahdesta käyrästä vaaleansininen päättyy parempaan kannattavuuteen 30 vuoden pitoajalla. Muutaman sadan euron ero selittyy siitä, että suuremman sähkönkulutuksen taloudella oletetaan olevan yö-

päiväsiirtotariffi, toisin kuin 6 000 kWh vuodessa kuluttavalla taloudella. Tämä lisää kesäajan aurinkosähkön arvoa, sillä päivän siirtohinnan energiakomponentti on korkeampi kuin vastaava yleissiirtotariffin energiakomponentti ja lisäksi talviaikana akun käytössä hyödytään päivän siirtohinnan energiakomponentin erosta yön vastaavaan verrattuna.

Lisäksi kuvasta 23 voidaan havaita, että kalleimmat eli suurimmat järjestelmät lähestyvät halvempien järjestelmien kannattavuutta vasta laskenta-ajan lopussa. 30 vuodenkin kohdalla ero on vielä yhä yli puolet alun erosta, joten suurimpien järjestelmien kannattavuus jää huonomaksi eli akkujärjestelmien ylivoimaisuus ei kannata. Kuvan 23 perusteella voidaan tehdä johtopäätös, että akku- ja aurinkosähköjärjestelmä ei ole vielä nykyisillä hinnoilla taloudellisesti kannattava millään mitoituksella. Sen sijaan pelkkä aurinkosähköjärjestelmä maksaa itsensä takaisin näillä oletuksilla noin 20 vuodessa.

Kun verrataan 15 000 kWh; 2 kW; 4 kWh -perusskenaarion tuottoa investoinnin hankintahintaan, havaitaan, että sen tulisi olla noin kolmannes nykyisestä, jotta järjestelmä maksaisi itsensä takaisin edes pitoajan aikana. Jos järjestelmien hankintahintojen oletetaan laskevan vuosittain 5 %, järjestelmä voisi olla kannattava ostos reilun 20 vuoden päästä. 10 % vuosittaisella laskunopeudella aika lyhenisi vastaavasti noin 10 vuoteen. Vastaavat arvot 15 000 kWh; 4,5 kW; 13,5 kWh -perusskenaariossa ovat 41,5 %, noin 17 vuotta ja noin 8 vuotta. Toki jo 10 vuoden päästä investointiympäristö on voinut muuttua niin, että tässä työssä oletetut alkuarvot eivät enää ole päteviä. Joka tapauksessa voidaan todeta, että yhdistetty akku- ja aurinkosähköjärjestelmä tulee olemaan kannattava vaihtoehto aiemmin kuin energiavarastona toimiva pelkkä paikallisakkujärjestelmä. Toisaalta on myös todennäköistä, että vaikka yhdistetty akku- ja aurinkosähköjärjestelmä tulisi kannattavaksi vaihtoehdoksi, tällöinkin pelkkä aurinkosähköjärjestelmä on huomattavasti kannattavampi. Eroa on mahdollista kuroa akkujärjestelmän tehovarastona hyödyntämisen kautta erityisesti siinä tapauksessa, mikäli sähkönsiirron pieniasiakkaan kustannukset muuttuvat huipputehopainotteisiksi tulevaisuudessa.

Teoreettisten takaisinmaksuaikojen selvittämiseksi kuvan 23 skenaarioille määritettiin lineaariset sovitteet Excelissä. Trendiviivojen yhtälöistä voitiin ratkaista hetki, jolloin investoinnin arvoksi tulisi 0 euroa ja järjestelmä olisi maksettu takaisin. Taulukossa 11 on vertailtu kuvassa 23 esitettyjen skenaarioiden takaisinmaksuaikoja.

Taulukko 11: Takaisinmaksuaikojen teoreettinen vertailu akku- ja aurinkosähköjärjestelmässä. (LIITE A)

| Skenaario | Takaisinmaksuaika (vuotta) |
|---|----------------------------|
| Perusskenaario: 6 000 kWh; 2 kW; 4 kWh; SonnenBatterie eco | noin 110 |
| Perusskenaario: 6 000 kWh; 3 kW; 8 kWh; SonnenBatterie eco | noin 120 |
| Perusskenaario: 15 000 kWh; 2 kW; 4 kWh; SonnenBatterie eco | noin 110 |
| Perusskenaario: 15 000 kWh; 4 kW; 12 kWh; SonnenBatterie hybrid | noin 100 |
| Perusskenaario: 15 000 kWh; 5 kW; 16 kWh; SonnenBatterie hybrid | noin 100 |
| Perusskenaario: 15 000 kWh; 4,5 kW; 13,5 kWh; Tesla Powerwall | noin 90 |
| Optimistinen skenaario: 15 000 kWh; 4,5 kW; 13,5 kWh | noin 50 |

Taulukosta voidaan havaita, että takaisinmaksuajat ovat suhteellisen lähellä toisiaan. Optimistisessä skenaariossa takaisinmaksuaika on noin puolet lyhyempi muihin verrattuna. Täten voidaan päätellä, että alkuarvojen herkkyydellä on suuri rooli järjestelmän kannattavuutta tutkiessa. Perusskenaarioista Powerwallin takaisinmaksuaika on lyhin, ja pisin on 6 000 kWh kuluttavalle kotitaloudelle 3 kW aurinkosähköjärjestelmällä ja 8 kWh akkujärjestelmällä. Taulukon 11 arvot ovat kuitenkin vain suuntaa antavia ja ottavat kantaa ennemmin skenaarioiden väliseen vertailuun kuin yksittäisten skenaarioiden kannattavuuksiin. Huomattakoon lisäksi, että taulukon 10 ja 11 arvot eivät ole keskenään vertailukelpoisia.

6. YHTEENVETO

Tämän kandidaatintyön alussa vertailtiin eri akkuteknologioita keskenään. Litiumpohjaisten akkuteknologioiden todettiin hallitsevan markkinoita paikallisakkujärjestelmissä. Eri litiumpohjaisista akkuteknologioista litiumrautaosfaatin $LiFePO_4$ havaittiin olevan tällä hetkellä suosituin kaupallisissa sovellutuksissa muun muassa turvallisuuskäyttökohtien johdosta.

Kandidaatintyön päätarkoituksena tutkittiin paikallisakkujärjestelmän kannattavuutta kotitalouksissa. Tutkimuskysymyksenä oli selvittää, ovatko paikallisakkujärjestelmät tällä hetkellä kannattavia investointikohteita kuluttajille. Lisäksi arvioitiin järjestelmän kannattavuutta myös tulevaisuuden toimintaympäristössä ja määritettiin akkujärjestelmille rajahinta, millä investointi muuttuisi kuluttajalle taloudellisesti kannattavaksi. Kannattavuutta arvioitiin Exceliin rakennetulla laskentamallilla kahdessa eri skenaariossa: pelkällä akkujärjestelmällä ja sen jälkeen yhdistetyllä akku- ja aurinkosähköjärjestelmällä. Akkujärjestelmää oletettiin käytettävän pääsääntöisesti energiavarastona.

Tulokset olivat selvät kummassakin laskentaskenaariossa: järjestelmät eivät maksa itseään takaisin niiden pitoajan aikana. Pelkän akkujärjestelmän tapauksessa Teslan 13,5 kWh:n kapasiteetin järjestelmän kumulatiiviset tuotot 15 vuoden pitoajalla ovat luokkaa 1 500 euroa. Vastavan kokoisen Tesla Powerwall -akkujärjestelmän hankintahinta on yli viisinkertainen Suomessa. Hankintahinnan laskiessa vuosittain 5 % järjestelmä voisi olla kannattava noin 35 vuoden kuluttua. Kalliimpien akkujärjestelmien tulisi puolestaan olla noin 10 kertaa edullisempia, jotta tuotot kattaisivat hankintahinnan. Erot tuotoissa ja hankintahinnoissa ovat niin suuret, että pienimpiin tappioihin päädytään pienimmillä akkujärjestelmillä. Täten mitoituksen optimoimisella on vain pieni merkitys kokonaiskannattavuuteen.

Yhdistetyn akku- ja aurinkosähköjärjestelmän skenaariossa tulokset olivat hyvin samansuuntaiset. Akkujärjestelmien hankintahinnat ovat niin suuret, että optimaalinen mitoituskaan ei nosta kannattavuutta riittävästi. Toisaalta on kuitenkin odotettavissa, että akku- ja aurinkosähköjärjestelmien hankintahinnat laskevat lähitulevaisuudessa. Järjestelmän investointikustannuksen tulisi laskea noin 60–70 % nykyisestä. Jos oletetaan, että investointikustannukset laskevat vuosittain 5 %, järjestelmä voisi olla kannattava hankinta noin 20 vuoden kuluttua. On kuitenkin huomattava, että 20 vuoden päästä investointiympäristön voi olla niin täysin erilainen nykyiseen verrattuna, että ennusteiden tekeminen on erittäin epävarmaa. Yhteenvetona voidaan todeta, että yhdistetyn akku- ja aurinkosähköjärjestelmän hankkiminen on lähivuosina taloudellisesti kannattamattomampi valinta kuin pelkän aurinkosähköjärjestelmän hankinta. Mikäli pienasiakkaiden siirtotariffit painottuvat tulevaisuudessa enemmän tehopuolelle, kannattavuusero voi pienentyä.

Tässä työssä laadittu laskentamalli huomioi melko monipuolisesti eri parametreja, mutta voisi olla tarkempi erityisesti järjestelmämitoitukseen liittyvissä asioissa. Tässä työssä mitoitukseen käytettiin tarkimmillaan kuukausikohtaisia kiinteistöjen kulutus- ja tuotantotietoja. Toisaalta

tarkkojen ja yleispätevien optimimitoitushjeiden tekeminen on hankalaa, sillä jokaisen talouden sähkönkulutus on yksilöllistä. Mitoitukseen läheisesti liittyviä arvoja ovat akkujärjestelmän eri käyttöasteet, jotka ovat laaditussa mallissa melko epätarkkoja. Laskentamallin muita kehityskohteita voisivat olla esimerkiksi akun käyttöasteen prosentuaalinen nousu vuosien myötä vertaessa tiettyä vuotena käytettävissä olevaan kapasiteettiin. Nykyisessä mallissa on oletettu, että käyttöaste on tietty vakiosuuruinen prosenttiosuus kunkin vuoden kapasiteetista, vaikka käyttöaste nousee vuosien myötä akkukapasiteetin laskiessa. Voidaan kuitenkin todeta, että malli soveltuu nykyisellään hyvin akkujärjestelmän sekä yhdistetyn akku- ja aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuksien tutkimiseen. Mallin lähtöarvoja muuttamalla voidaan helposti vertailla erilaisten vaihtoehtojen kannattavuutta ja malli on täten muutettavissa eri olosuhteita huomioivaksi. Tämä työ käsittelee lähinnä paikallisakkujärjestelmien energiavarastokäyttöä. Täten taajuussäätökäytön ja huipputehon leikkauksen teknistaloudellinen tarkastelu voisivat olla jatko-tutkimuksen aiheita.

LÄHTEET

Akhil, A.A., Boyes, J.D., Butler, P.C. & Doughty, D.H. (2011). Batteries for Electrical Energy Storage Applications, in: Reddy, T.B. (ed.), *Linden's Handbook of Batteries*, McGraw-Hill, New York.

Alternate Battery Systems - Battery University, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.3.2018): http://batteryuniversity.com/learn/article/alternate_battery_systems.

Arof, A.K., Kufian, M.Z., Aziz, N., Mat, N. & Arifin, K.H. (2017). Electrochemical properties of LiMn₂O₄ prepared with tartaric acid chelating agent, *Ionics*, Vol. 23(7), s. 1663–1674. Saatavissa (viitattu 7.2.2018): <https://link.springer.com/>.

Auvinen, K. & Jalas, M. Aurinkosähköjärjestelmien hintatasot ja kannattavuus, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 12.2.2018): <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/>.

Battery Storage Comparison Table, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.2.2018): <https://www.solarquotes.com.au/battery-storage/comparison-table/>.

Dahn, J. & Ehrlich, G.M. (2011). Lithium-ion Batteries, in: Reddy, T.B. (ed.), *Linden's Handbook of Batteries*, McGraw-Hill, New York, luku 26.

DEE Photovoltaic Power Plant Weather Station Data, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.2.2018): <http://www.tut.fi/solar/>.

Doughty, D.H. (2011). Rechargeable Lithium Metal Batteries (Ambient Temperature), in: Reddy, T.B. (ed.), *Linden's Handbook of Batteries*, McGraw-Hill, New York, luku 27.

Electric Vehicle - Battery University, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 12.2.2018): http://batteryuniversity.com/learn/article/electric_vehicle_ev.

Electrical Energy Storage, (2011). International Electrotechnical Commission, IEC, Switzerland, 78 s. Saatavissa (viitattu 4.3.2018): <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>.

Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, (2017). International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 132 s. Saatavissa (viitattu 4.3.2018): http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf.

Energian hinnat - Tilastokeskus, (2015). Tilastokeskus, 9 s. Saatavissa (viitattu 4.3.2018): https://www.stat.fi/til/ehi/2015/02/ehi_2015_02_2015-09-17_fi.pdf.

Energiateollisuus, Sähkön keskeytystilasto 2016, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 6.3.2018): https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/sahkon_keskeytystilasto_2016.html#material-view.

Energiateollisuus, Sähkön keskeytystilastot 2010-2015, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 6.3.2018): https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/sahkon_keskeytystilastot_2010-2015.html#material-view.

Falkman, A. (2016). Sähköautojen akkuteknologioiden tilannekatsaus, Lappeenranta University of Technology, 32 s. Saatavissa (viitattu 4.3.2018): <https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/120225/S%C3%A4hk%C3%B6autojen%20akkuteknologioiden%20tilannekatsaus%20LUT%20Pub%20versio.pdf?sequence=2>.

Fetcenko, M. & Koch, J. (2011). Nickel-metal Hydride Batteries, in: Reddy, T.B. (ed.), Linden's Handbook of Batteries, McGraw-Hill, New York, luku 22.

Franklin papers, Letter to Peter Collinson 1749, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 16.3.2018): <http://franklinpapers.org/franklin/>.

Fu, R., Feldman, D., Margolis, R., Woodhouse, M. & Ardani, K. (2017). U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Denver. Saatavissa (viitattu 4.3.2018): <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>.

Future Batteries - Battery University, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.3.2018): http://batteryuniversity.com/learn/article/experimental_rechargeable_batteries.

Global Manmade Greenhouse Gas Emissions by Sector, 2013, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 7.2.2018): <https://www.c2es.org/content/international-emissions/>.

Han, P., Wang, J., Han, Y. & Li, Y. (2014). Resident Plug-In Electric Vehicle charging modeling and scheduling mechanism in the smart grid, Mathematical Problems in Engineering, Vol. 2014. Saatavissa (viitattu 13.2.2018): <http://dx.doi.org/10.1155/2014/540624>.

Honkapuro, S., Haapaniemi, J., Haakana, J., Lassila, J., Partanen, J., Lummi, K., Rautiainen, A., Supponen, A., Koskela, J. & Järventausta, P. (2017). Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset, LUT Scientific and Expertise Publications, No. 65, 80 s. Saatavissa (viitattu 16.3.2018): https://energia.fi/files/1712/Jakeluverkon_tariffirakenteen_kehitysmahdollisuudet_ja_vaikutukset_loppuraportti_LUT_TUT_20170818.pdf.

How do Lithium Batteries Work? - Battery University, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 3.2.2018): http://batteryuniversity.com/learn/article/lithium_based_batteries.

IP-luokitustaulukko, Virtuaaliammattikorkeakoulu, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.2.2018): <http://www2.amk.fi/digma.fi/www.amk.fi/opintojak-sot/030503/1133959973706/1133960605288/1133961558641/1133961579677.html>.

Johansson, P. & Dominko, R. (2014). EUROLIS - European lithium sulphur cells for automotive applications, Proceedings of the Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27), 2013

World, 17-20 November 2013, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Barcelona, s. 1117–1134.

Julien, C., Mauger, A., Ait-Salah, A., Massot, M., Gendron, F. & Zaghbi, K. (2007). Nanoscopic scale studies of LiFePO₄ as cathode material in lithium-ion batteries for HEV application, *Ionics*, Vol. 13(6), s. 395–411. Saatavissa (viitattu 16.3.2018): <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00344715>.

Juntunen, J., Jalas, M. & Auvinen, K. Aurinkosähkön kannattavuuslaskuri, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 15.2.2018): <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1VEzwSvQAHUVtIhCYhL4-WoBajY5KUXyuC9WRRuuc2VM/edit#gid=279239804>.

Juuti, P. Fortum valjasti eturintamassa 70 kotia sähkönkulutuksen hienosäätöön – maailmalla valtavat markkinat. *Yle Uutiset*, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.2.2018): <https://yle.fi/uutiset/3-8728970>.

Juuti, P. Kokeilu: sähköyhtiö sulkee lämmityksesi harvoin, sinä saat rahaa jatkuvasti. *Yle Uutiset*, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.2.2018): http://yle.fi/uutiset/kokeilu_sahkoyhtio_sulkee_lammityksesi_harvoin_sina_saarahaa_jatkuvasti/7571594.

Järventausta, P., Repo, S., Trygg, P., Rautiainen, A., Mutanen, A., Lummi, K., Supponen, A., Heljo, J., Sorri, J., Harsia, P., Honkiniemi, M., Kallioharju, K., Piikkilä, V., Luoma, J., Partanen, J., Honkapuro, S., Valtonen, P., Tuunanen, J. & Belonogova, N. (2015). Kysynnän jousto - Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli): Loppuraportti, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 360 s. Saatavissa (viitattu 4.3.2018): <https://tutcris.tut.fi>.

Koch-Ciobotaru, C., Saez-De-Ibarra, A., Martinez-Laserna, E., Stroe, D.-I., Swierczynski, M. & Rodriguez, P. (2015). Second life battery energy storage system for enhancing renewable energy grid integration, 7th Annual IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, September 20–24, 2015, IEEE, New York, NY, s. 78–84.

Koskela, J. (2016). Sähköenergian varastoinnin hyödyntämismahdollisuudet kotitalouksien energian käytön hallinnassa Suomessa, Tampere University of Technology, 70 s. Saatavissa (viitattu 16.3.2018): <http://dspace.cc.tut.fi/dpub/handle/123456789/24056>.

Lead-Acid Battery, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 16.2.2018): <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/electric/leadacid.html#c1>.

Li-ion Battery Specifications 18650, Steel Case, Engineering Center. Saatavissa (viitattu 15.2.2018): <https://www.batteryspace.com/prod-specs/ICR18650NH-2200.pdf>.

Lindroos, R. (2016). Miten sähkön kysyntäjousto saadaan aktiivisesti markkinoille? Mikä on sähkönkäyttäjien vastuu? Työ- ja elinkeinoministeriö, Helsinki. Saatavissa (viitattu 4.3.2018): https://tem.fi/documents/1410877/2680491/S%C3%A4hk%C3%B6markkinaseminaari_Risto+Lindroos.pdf/111c93a5-2919-4509-a020-dd13d095d313.

Lithium Battery Failures, Electropaedia, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.2.2018):
http://www.mpoweruk.com/lithium_failures.htm.

Liu, H., Cao, Q., Fu, L.J., Li, C., Wu, Y.P. & Wu, H.Q. (2006). Doping effects of zinc on LiFePO₄ cathode material for lithium ion batteries, *Electrochemistry Communications*, Vol. 8(10), s. 1553-1557. Saatavissa (viitattu 7.2.2018): <http://www.sciencedirect.com>.

Luo, L. & Manthiram, A. (2017). Rational Design of High-Loading Sulfur Cathodes with a Poached-Egg-Shaped Architecture for Long-Cycle Lithium-Sulfur Batteries, *ACS Energy Letters*, Vol. 2(10), s. 2205–2211. Saatavissa (viitattu 13.2.2018): <https://pubs.acs.org>.

Luo, X., Wang, J., Dooner, M. & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied Energy*, Vol. 137 s. 511–536. Saatavissa (viitattu 16.3.2018): <https://www.sciencedirect.com>.

Lv, D., Zheng, J., Li, Q., Xie, X., Ferrara, S., Nie, Z., Mehdi, L.B., Browning, N.D., Zhang, J.-G., Graff, G.L., Liu, J. & Xiao, J. (2015). High Energy Density Lithium-Sulfur Batteries: Challenges of Thick Sulfur Cathodes, *Advanced Energy Materials*, Vol. 5(16). Saatavissa (viitattu 13.2.2018): <http://onlinelibrary.wiley.com>.

May, G.J., Davidson, A. & Monahov, B. (2018). Lead batteries for utility energy storage: A review, *Journal of Energy Storage*, Vol. 15, s. 145–157. Saatavissa (viitattu 7.2.2018): <https://www.sciencedirect.com>.

Merikoski, R. (2017). Pohjoismaiset energiamarkkinat -luento, Tampere University of Technology, luento, 58 s.

Nordic Energy Technology Perspectives 2016, (2016). IEA, Paris. Saatavissa (viitattu 4.3.2018): <http://dx.doi.org/10.1787/9789264257665-en>.

The Paris Agreement Content - United Nations, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 3.2.2018): <http://bigpicture.unfccc.int/#content-the-paris-agreement>.

Partanen, J., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Salovaara, K., Annala, S. & Makkonen, M. (2017). Sähkömarkkinat - opetusmoniste, Lappeenranta University of Technology, School of Energy Systems, Lappeenranta, 79 s.

Photovoltaics Report, (2017). Fraunhofer Institute of Solar Energy Systems, ISE, Freiburg, Germany, 44 s. Saatavissa (viitattu 4.3.2018): <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.

Prapanukool, C. & Chaitusaney, S. (2017). An appropriate battery capacity and operation schedule of battery energy storage system for PV Rooftop with net-metering scheme, 27-30 June, 2017, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Phuket, Thailand, s. 222-225.

Prosini, P.P. (2011). *Electrode Materials for Lithium-ion Batteries*, 1st ed., Springer Verlag, DE. Saatavissa (viitattu 3.2.2018): <https://link.springer.com/>.

- Rahn, C.D. & Wang, C. (2013). *Battery Systems Engineering*, 1st ed. John Wiley & Sons, Incorporated, New York, 251 s.
- Rand, D.A.J. & Moseley, P.T. (2014). *Energy Storage with Lead-Acid Batteries*, in: Moseley, P.T. & Garche, J. (ed.), *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*, Elsevier, Amsterdam, s. 201–222.
- REACT-3.6/4.6-TL Data sheet, ABB. Saatavissa (viitattu 2.3.2018): <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=BCD.00386&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>.
- Reddy, T.B. (2011). *Lithium Primary Batteries*, in: Reddy, T.B. (ed.), *Linden's Handbook of Batteries*, McGraw-Hill, New York, luku 14.1.
- Sangwongwanich, A., Yang, Y., Sera, D. & Blaabjerg, F. (2018). Lifetime Evaluation of Grid-Connected PV Inverters Considering Panel Degradation Rates and Installation Sites, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 33(2), s. 1225–1236. Saatavissa (viitattu 16.3.2018): <http://ieeexplore.ieee.org>.
- Santhanagopalan, S. & White, R.E. (2011). *Mathematical Modeling of Batteries*, in: Reddy, T.B. (ed.), *Linden's Handbook of Batteries*, McGraw-Hill, New York, luku 6.
- Santhi, L., Sai, B. & Satya, P. (2012). Design of off-grid homes with renewable energy sources, 27-30 December 2012, IET Conference Publications, Tiruchengode, India, s. 297–303.
- Sarjomaa, J. (2015). *Aurinkoenergian käyttö Tampereen Vuoreksessa, Tampereen ammattikorkeakoulu*, 46 s. Saatavissa: https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/94600/Sarjomaa_Jarno.pdf?sequence=1.
- Satyavani, T., Srinivas Kumar, A. & Subba Rao, P. (2016). Methods of synthesis and performance improvement of lithium iron phosphate for high rate Li-ion batteries: A review, *Engineering Science and Technology, an International Journal*, Vol. 19(1), s. 178–188. Saatavissa (viitattu 7.2.2018): <http://www.sciencedirect.com>.
- Seppälä, J. Fenno-Skan 2 -merikaapeliyhteys on valmis - joko sähkö halpenee? Tekniikka ja Talous, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 15.3.2018): <https://www.tekniikkatalous.fi/tekniikka/energia/2011-12-16/Fenno-Skan-2--merikaapeliyhteys-on-valmis---joko-s%C3%A4hk%C3%B6-halpenee-3306045.html>.
- SFS 6000-5-55 (2017). *Pienjännitesähköasennukset. Osa 5-55: Sähkölaitteiden valinta ja asentaminen. Muut sähkölaitteet.*, Suomen Standardisoimisliitto, Helsinki, 32 s.
- SFS-EN 50272-1 (2012). *Akkujen ja akkuasennusten turvallisuusvaatimukset. Osa 1: Yleiset vaatimukset*, Suomen Standardisoimisliitto, Helsinki, 33 s.
- SFS-EN 50438 (2015). *Tekniset vaatimukset yleisen pienjännitejakeluverkon kanssa rinnan toimiville mikrogeneraattoreille*, Suomen Standardisoimisliitto, Helsinki, 140 s.

Shukla, A.K., Venugopalan, S. & Hariprakash, B. (2001). Nickel-based rechargeable batteries, *Journal of Power Sources*, Vol. 100(1-2), s. 125–148. Saatavissa (viitattu 7.2.2018): <https://www.sciencedirect.com>.

Sähkön ja eräiden polttoaineiden verotaulukot, Verohallinto. Saatavissa (viitattu 8.2.2018): http://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/tietoa-yritysverotuksesta/valmisteverotus/valmisteverolajit/sahko_ja_eraat_polttoaineet/sahkon_ja_eraiden_polttoaineiden_verota/.

Sähkösiirron kohtuullisen hinnoittelun ja verkkoinvestointien valvonta – Usein kysyttyä, Energiavirasto, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 8.2.2018): https://www.energiavirasto.fi/web/guest/siirtohinnoittelu_faq.

Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuodelta 2016, Energiavirasto. Saatavissa (viitattu 26.2.2018): <https://www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-2016>.

Takada, K. (2013). Interfacial nanoarchitectonics for solid-state lithium batteries, *Langmuir*, Vol. 29(24), s. 7538–7541. Saatavissa (viitattu 16.3.2018): <https://pubs.acs.org>.

Takahashi, M., Ohtsuka, H., Akuto, K. & Sakurai, Y. (2005). Confirmation of Long-Term Cyclability and High Thermal Stability of LiFePO₄ in Prismatic Lithium-Ion Cells, *Journal of The Electrochemical Society*, Vol. 152(5), s. 899–904. Saatavissa (viitattu 7.4.2018): <http://jes.ecsdl.org/content/152/5/A899>.

Tesla Powerwall, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 5.3.2018): <https://www.tesla.com/powerwall>.

Thavlov, A. & Bindner, H.W. (2015). Utilization of Flexible Demand in a Virtual Power Plant Set-Up, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 6(2), s. 640–647. Saatavissa (viitattu 16.3.2018): <http://ieeexplore.ieee.org/document/6942244>.

Verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullinen kustannus vuonna 2016 - Energiavirasto, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 16.3.2018): <http://www.energiavirasto.fi/valvontamenetelmat-2016-20231>.

Verohallinto, Kotitalouden sähköntuotannon tuloverotus, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 6.3.2018): http://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/48484/kotitalouden_sahkontuotannon_tuloverotu/.

Wang, Q., Ping, P., Zhao, X., Chu, G., Sun, J. & Chen, C. (2012). Thermal runaway caused fire and explosion of lithium ion battery, *Journal of Power Sources*, Vol. 208 s. 210-224. Saatavissa (viitattu 7.2.2018): <http://www.sciencedirect.com>.

When Was the Battery Invented? - Battery University, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 3.2.2018): http://batteryuniversity.com/learn/article/when_was_the_battery_invented.

Wirth, H. (2018). Recent Facts about Photovoltaics in Germany, Fraunhofer ISE, Freiburg, 89 s. Saatavissa: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>.

Wu, X., Hu, X., Teng, Y., Qian, S. & Cheng, R. (2017). Optimal integration of a hybrid solar-battery power source into smart home nanogrid with plug-in electric vehicle, *Journal of Power Sources*, Vol. 363 s. 277–283. Saatavissa (viitattu 13.2.2018): https://www.researchgate.net/publication/318831345_Optimal_integration_of_a_hybrid_solar-battery_power_source_into_smart_home_nanogrid_with_plug-in_electric_vehicle.

xStorage by Nissan, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.2.2018): <https://www.nissan.co.uk/experience-nissan/electric-vehicle-leadership/xstorage-by-nissan.html>.

Yang, Z., Dai, Y., Shengping, W. & Yu, J. (2016). How to make lithium iron phosphate better: a review exploring classical modification approaches in-depth and proposing future optimization methods, *Journal of Materials Chemistry A*, Vol. 4(47), s. 18210–18222. Saatavissa (viitattu 7.2.2018): <http://pubs.rsc.org>.

Zhou, N., Liu, N., Zhang, J. & Lei, J. (2016). Multi-Objective Optimal Sizing for Battery Storage of PV-Based Microgrid with Demand Response, *Energies*, Vol. 9(8), s. 591. Saatavissa (viitattu 16.3.2018): <https://search.proquest.com>.

LIITE A: LASKENTA (EXCEL-TIEDOSTO)

LIITE B: SPOT-HINNAT JA TUULIVOIMA (EXCEL-TIEDOSTO)

**LIITE C: AURINKOSÄHKÖÄ TUOTTAVIEN KOTITALOUKSIEN
SÄHKÖNKÄYTTÖ (EXCEL-TIEDOSTO)**