



Sähkön varastointi edistää aurinkosähkön pientuotantoa

Juha Koskela,^a Teresa Haukkala,^a Pami Aalto,^a Pirkko Harsia,^b Sirja-Leena Penttinen,^c Matti Kojo,^a Pertti Järventausta,^a Antti Rautiainen,^a Tomas Björkqvist,^a Kim Talus^c

a = Tampereen yliopisto

b = Tampereen ammattikorkeakoulu

c = Itä-Suomen yliopisto

ISBN: 978-952-03-1137-7

1. Tiivistelmä

Aurinkosähkö on varteenotettava osaratkaisu Suomen siirtyessä ilmastoneutraalimpaan ja resurssitehokkaampaan energijärjestelmään. Sitä ei itsessään tarvitse välttämättä tukea, koska se on jo kannattavaa omaan kulutukseen käytettynä ja tulee vielä kannattavammaksi. Aurinkosähköratkaisuihin liittyy kuitenkin teknisiä, lainsäädännöllisiä ja energiapoliittisia ongelmia, joiden seurannaisvaikutukset ulottuvat laajemmalle sähköjärjestelmään. Tässä analyysissä pohdimme niihin ratkaisuja erityisesti sähkövarastoja hyödyntämällä. Ongelmien ratkaisuksi suosittelemme erityisesti seuraavia suosituksia: 1) energiayhteisön muodostaminen, 2) vaihenetotuksen mahdollistaminen, 3) tunti-/varttinetotuksen käyttöönotto, 4) ylijäämäsähkön verkkoon syötön verkkopalvelumaksurajoitteen uudelleenarviointi, 5) pysyvään kesäaikaan siirtyminen aurinkosähkön tuotannon hyödyntämiseksi mahdollisimman tehokkaasti, 6) akkutilan rakentamisen kannustaminen, 7) sähköveron muuttaminen dynaamiseksi, 8) sähkön siirron hinnoittelun muuttaminen tehoerusteiseksi, 9) akkujärjestelmännovaatioiden tukeminen.

2. Ongelma: miten aurinkosähkö integroidaan energia-/sähköjärjestelmään?

Aurinkosähkö on pitkällä aikavälillä kannattava investointi kiinteistöön jo nykyisellään. Jos sähkön hinnat nousevat, jo asennettujen järjestelmien kannattavuus kasvaa entisestään. Lisäksi mahdollisesti laskevat aurinkopaneelien hinnat lisäävät uusien asennettavien järjestelmien kannattavuutta. Aurinkosähkön pientuotannon kasvussa on kuitenkin myös ongelmia, jotka tulee ottaa huomioon. Sähkön varastointi esimerkiksi akkuihin on yksi ratkaisu moniin ongelmiin. Varastoinnin avulla voidaan nostaa aurinkosähkön optimaalista tuotantokapasiteettia yksittäisissä kohteissa, hidastaa tai jopa estää sähkön kulutuksen paikallisten huipputehojen kasvua, pienentää ylijäämäsähkön verkkoon syöttöä ja hillitä sähkön siirron hintojen nousua.

Akkujärjestelmän investoinnin kannattavuus vaikuttaa myös aurinkopaneelin mitoittamiseen. Jos akku on kannattava asentaa, sen rinnalla aurinkosähköä kannattaa tuottaa huomattavasti enemmän kuin ilman akkua. Akun kannattavuuteen vaikuttavat sekä akun hinta että ohjaustoimien kannattavuus. Kerrostalojen energiaremonteissa ostoenergian käyttöä pyritään vähentämään, mutta samalla sähkön kulutus voi nousta ja erityisesti huipputehot voivat kasvaa voimakkaasti, kun kohteisiin asennetaan erilaisia lämpöpumppuratkaisuja. Tällöin akun käyttö esimerkiksi huipputehon alentamiseen tulee entistä kannattavammaksi, jos jakeluverkkoyhtiön siirtotariffi sisältää tehoon perustuvan hintakomponentin. Myös akkujen hinnat laskevat voimakkaasti, ja tämän trendin odotetaan jatkuvan. Sähkön varastointia voitaisiin tukea aluksi, kun tekniikka vielä kehittyy ja akkujen hinnat ovat korkeat.

Aurinkosähköön ja sähkön varastointiin kiinteistötasolla liittyy kolme toimijaa, jotka ovat asiakas, sähkön vähittäismyyjä ja sähköverkkoyhtiö. Asiakas voi olla yksittäinen henkilö tai energiayhteisö, joka omistaa aurinkosähkön tuotantoa ja/tai sähköenergiavaraston ja käyttää näitä oman sähkön kulutuksensa kustannusten minimoimiseen. Asiakas voi kilpailuttaa sähkön vähittäismyyjän, jolta ostaa kuluttamansa sähköenergian ja myy verkkoon syötettävän

ylijäämäsiähkön. Paikallinen sähköverkkoyhtiö mahdollistaa sähkön siirron verkosta asiakkaalle ja asiakkaalta verkkoon. Asiakkaan sähkön kustannukset muodostuvat sähköenergian kustannuksista, jotka sähkön vähittäismyyjä laskuttaa sekä verkkopalvelumaksusta (ts. siirron kustannuksista) ja veroista, jotka paikallinen sähköverkkoyhtiö laskuttaa.

2.1 Järjestelmätason ongelmat

Eräs ongelma koskee lämpöpumppuihin perustuvan lämmityksen järjestelmätason seurannaisvaikutuksia, joita aurinkosähkön ja varaston yhdistelmä voisi osaltaan auttaa ratkaisemaan. Kun lämpöpumput sinänsä tuottavat monia resurssitehokkuusetuja, samalla sähkön kulutus voi nousta. Lämpöpumppuihin perustuvilla lämmitysratkaisuilla voidaan vähentää kiinteistöissä merkittävästi ostoenergian tarvetta. Samalla kuitenkin sähkön kulutus kasvaa, mikäli lämpö on tuotettu aiemmin muilla lämmönlähteillä kuin sähköllä. Erityisesti sähkön huipputehot nousevat, koska lämpöpumppuratkaisuissa huippukulutuksen aikaan kovimpina pakkasaikoina on käytössä suuritehoisia lisälämmitysvastuksia. Tällöin sähkötehon tarve nousee jopa suuremmaksi kuin varsinaista sähkölämmitystä käytettäessä olisi. Ilmiö näkyy esimerkiksi kerrostalojen energiatehokkuusremonteissa, joissa pyritään pienentämään ostoenergian kokonaiskulutusta, mutta samalla sähkön kulutus ja erityisesti huipputehot kasvavat.

Taloyhtiöille voi olla kannattavampaa tuottaa lämpöä lämpöpumpuilla (esimerkiksi poistoilmalämpöpumpulla) kuin ostaa lämpöä kaukolämpöverkosta. Omakotitalojen lämmitys perustuu myös enenevässä määrin lämpöpumppuratkaisuihin. Täysmitoitetuissa maalämpöjärjestelmissä samaa ongelmaa ei esiinny. Maalämpöjärjestelmät kuitenkin mitoitetaan yleensä osatehomitoituksella, koska tällöin vuotuinen energiankulutus on pienempi kuin täystehomitoitetussa järjestelmässä. Osamitoitettujen ratkaisujen aiheuttamien kasvavien huipputehojen vuoksi sähköverkkoa täytyy vahvistaa, mutta verkkoyhtiön tuotot eivät välttämättä kasva, koska siirretty energiamäärä ei kasva samassa suhteessa huipputehojen kanssa.

Tästä seuraa sähkön siirron hintojen nousu, joka painottuu perusmaksussa, jos tariffissa ei ole erillistä tehokomponenttia.

2.2 Sähköjärjestelmän ongelmat

Aurinkosähkön tuotanto ja asuinkiinteistöjen tyypillinen huippukulutus ajoittuvat eri aikoihin. Näin aurinkosähkön tuotannon lisääminen vähentää sähkön ostoa verkosta, mutta kulutuksen huipputehot pysyvät ennallaan. Huipputehojen tarve on lyhytkestoista, joten tehohippuja voidaan leikata akulla (Koskela ym. 2018). Mahdollinen verkkoyhtiön siirtotariffin tehokomponentin hinnan nousu kasvattaa akun kannattavuutta. Huipputehoa voidaan osin leikata myös kysyntäjoustotoimilla.

Aurinkosähkön tuotanto ei ole säädettävää, jolloin kulutus tulee ohjata vastaamaan tuotannon vaihteluja. Nykyään aurinkosähkön pientuotannon osuus kokonaistuotannosta on niin pieni, että tällä ei ole vielä käytännössä vaikutusta sähköjärjestelmän säätöön. Tulevaisuudessa osuus kuitenkin kasvaa huomattavasti. Sähköjärjestelmä tarvitsee joustavuutta enenevässä määrin. Verkkoon syötetyn tehon määrä kasvaa ja säätötehon tarve lisääntyy jatkossa. Sähköenergian varastoinnilla voitaisiin vastata näihin ongelmiin. Asiakkaalle optimaalisesti mitoitettu aurinkosähköjärjestelmä syöttää jonkin verran tehoa verkkoon. Paneelikoon kasvaessa myös verkkoon syötetyn tehon määrä kasvaa. Verkkoyhtiö voi lain mukaan laskuttaa tästä vain minimaalisen verkkopalvelumaksun, joten siirrosta aiheutuvat kulut tulevat jonkun muun maksettavaksi – käytännössä kaikkien niiden asiakkaiden, joilla ei ole omaa tuotantoa. Pahimmillaan jakeluverkkoa voidaan joutua vahvistamaan kasvavan verkkoon syötön vuoksi. Myös tästä lasku menee sähkön kuluttajille.

Lisääntyvä aurinkosähkön omatuotanto vähentää sähkön vähittäismyyjän myyntiä. Kun omakäyttöä kasvatetaan akun avulla, sähkön vähittäismyyjän myynti pienenee ennestään. Akun hyödyntäminen maksimaalisesti kannustaa asiakkaita siirtymään markkinahintapohjaisiin sopimuksiin, mikä vähentää sähkön vähittäismyyjän riskejä. Käyttämällä akkua aurinkosähkön tuotannon rinnalla verkkoon syötön osuus pienenee, mutta samalla

aurinkopaneelien kokoa voidaan kasvattaa. Tällöin verkkoon syötön määrä voi jopa kasvaa. Sähkön vähittäismyyjä voi ostaa ylijäämäsähköä asiakkaalta markkinahintaa edullisemmalla hinnalla, joten kasvava verkkoon syöttö voi kasvattaa vähittäismyyjän myyntikatetta.

2.3 Sähkön mittauksen ongelmat

Sähkön mittauskäytännöt vaihtelevat. Osassa sähköverkkoyhtiöistä sähkön laskutus perustuu vaihemittauksien summaan ja osassa vaiheiden summakulutuksen mittaukseen eli vaihenetotettuun mittaukseen. Sähkö syötetään sähköverkosta kulutukseen kolmea erillistä vaihejohdinta pitkin kolmivaiheisena. Yksivaiheiset kulutuskojeet ryhmitellään eri vaiheille, jolloin kulutus eri vaiheilla vaihtelee joka hetki.

Aurinkosähköjärjestelmä kytketään tyypillisesti verkkoinvertterin kautta kaikkiin kolmeen vaiheeseen. Invertteri syöttää samaa tehoa kaikille vaiheille. Pienissä kohteissa voi olla myös yksivaiheinen kytkentä. Usein jonkin vaiheen kulutus on suurempaa kuin aurinkosähkön tuotanto, kun jossain muussa vaiheessa kulutus on tuotantoa pienempää. Tällöin ilman vaihenetotusta syntyisi tilanne, jossa samanaikaisesti sekä myytäisiin ylijäämäsähköä verkkoon yhden vaiheen kautta että ostettaisiin sähköä verkosta toisen vaiheen kautta.

Toinen sähkön mittaukseen liittyvä ongelma on mittausjakson sisällä tapahtuva vaihtelu. Sähkö laskutetaan tuntimittausten perusteella ja tulevaisuudessa varttimittausten perusteella. Koska kiinteistön kulutus ja aurinkosähköjärjestelmän tuotanto vaihtelevat tunnin sisällä, myös vaihenetotetussa mittauksessa sähköä voidaan ostaa ja myydä saman mittausjakson aikana. Tuntinetotuksella, tai myöhemmin varttinetotuksella, yhden mittausjakson aikana olisi vain yksi mittaus, joka olisi joko sähkön ostoa verkosta tai sähkön myyntiä verkkoon. Tämä selkeyttäisi sähkön laskutusta ja sähkön pientuottaja saisi täyden hyödyn tuottamastaan sähköstä.

2.4 Lainsäädännölliset ongelmat

Tällä hetkellä asunto-osakeyhtiön yhteisomistuksessa olevaa aurinkopaneelien tuotantoa ei voi hyödyntää huoneistoissa omana

tuotantona, vaan päälle tulevat siirtomaksu ja verot, kun tuotanto kiertää kiinteistöverkon ja huoneistokohtaisen mittauksen kautta. Sama ongelma koskee esimerkiksi varasto- tai muita halleja sekä liiketiloja, joilla on useita osakkaita. Taloyhtiöillä voisi olla kiinnostusta lisätä omaa aurinkotuotantoa, jos se olisi asukkaalle tai osakkaalle yhtä kannattavaa tai jopa kannattavampaa kuin pientalon yhteydessä. Kiinteistöjen suurin kulutus ajoittuu yleensä iltapäivään, kun tuotantohuippu ajoittuu hetkeen, jolloin aurinko on korkeimmillaan. Jos Suomessa siirryttäisiin pysyvään normaaliaikaan, aurinkosähkön tuotannon ajoitus suhteessa kulutukseen muuttuisi. Tällöin iltapäivän ja illan kulutukseen olisi vähemmän aurinkosähköä hyödynnettävissä. Pysyvä kesäaika taas parantaisi hieman aurinkosähkön tuotannon ajoittumista kulutukseen syksyisin ja keväisin, mutta vaikutus olisi pienempi kuin pysyvässä normaaliajassa verrattuna nykyiseen kellojen siirtelyyn, koska talviaikana aurinkosähkön tuotanto on huomattavasti pienempää kuin muina vuoden aikoina.

2.5 Teknologian ongelmat

Kiinteistötason energian varastointi on vielä kehitysasteella. Kaupallisten akkuvarastojen hinnat ovat yhä korkeita, vaikka ovatkin laskeneet voimakkaasti viime vuosina ja kehityksen odotetaan jatkuvan. Akun optimaalinen hyödyntäminen vaatii pitkälle kehittyntä ohjausjärjestelmää, joka osaa myös ennustaa tulevan kulutuksen ja tuotannon. Ohjausjärjestelmät ovat valmistajakohtaisia. Koska niistä on vähän yleistä tietoa saatavilla, on kaupallisten sähkövarastojen hyötyjen todellinen arviointi vaikeaa. Huono kannattavuus ja siitä seuraava pieni kysyntä hidastavat akkujen kehitystä. Akkuja on kehitetty viime vuosina pääasiassa sähköautojen tarpeisiin, joissa tarpeet ovat erilaiset kuin kiinteistötasolla.

Sijoitettaessa akkuja asuinkiinteistöihin erityispaino täytyy asettaa turvallisuudelle. Teknistaloudellisista näkökulmista lähitulevaisuudessa litiumioniakut ovat potentiaalisin teknologia tähän tarkoitukseen. Litium reagoi voimakkaasti veden kanssa, joten akkupalot ovat mahdollisia. Palavan litiumioniakun sammuttaminen on haastavaa, samalla kun palaessa usein muodostuu

myrkyllisiä kaasuja. Palo aiheutuu tyypillisesti akun vikaantumisesta tai huonosta akun hallinnasta. Vaikka itse akut ovat jo nykyään melko turvallisia, on käytettävällä akkukemialla kuitenkin vaikutusta turvallisuuteen. Esimerkiksi litium-rautafosfaattiakku on huomattavasti turvallisempi kuin nikkeli-koboltti-alumiinioksidin tai nikkeli-mangaani-kobolttioksidin käyttö litiumioniakun katodina, joita käytetään laajasti sähköautoissa niiden korkean energiatihyden vuoksi (Battery University). Kiinteistöissä ei ole asetettu myöskään mitään vaatimuksia akkutilojen paloturvallisuudelle, eikä akun mahdollista sijoittamista huomioida rakentamisessa.

3. Ratkaisut

3.1 Netotus käyttöön

Tunti- tai varttinetotuksella ja vaihenetotuksella voidaan ratkaista sähkön mitoituksen haasteet (2.3). Vaihenetotuksella voidaan estää kiinteistön vaiheryhmittelyn haasteet ja ongelmat aurinkosähkön hyödyntämisessä.

Tuntinetotuksella ja tulevaisuudessa varttinetotuksella voitaisiin järkevöittää ja selkeyttää sähkön laskutusta, kasvattaa hieman aurinkosähkön kannattavuutta ja yksinkertaistaa aurinkosähkön tuottojen tarkastelua niin kuluttajalle kuin järjestelmän myyjälle.

3.2 Energiayhteisön muodostaminen

Energiayhteisössä aurinkopaneelien tuotantoa ja sähkövaraston kapasiteettia voidaan hyödyntää koko yhteisön, esimerkiksi koko kerrostalon kulutuksessa. Energiayhteisön muodostaminen tulisi mahdollistaa siten, että omaa tuotantoa voitaisiin hyödyntää koko kiinteistön sisällä. (Tätä aihetta on käsitelty laajasti myös SET-politiikkasuosituksessa 30.8.2018 ja sivuttu aiemmin EL-TRAN-analyysissä 3/2016.) Mahdollistamalla energiayhteisön muodostaminen ratkaistaisiin ensimmäinen lainsäädännöllinen ongelma (2.4).

EU:n lainsäätäjät ovat vastikään hyväksyneet puhtaan energian paketin. Sen sisältämän sähkömarkkinauudistuksen keskeisenä tavoitteena on erityisesti vahvistaa uusiutuvista energialähteistä tuotetun sähköenergian

integrointia markkinoille samoin kuin kuluttajien roolia markkinoilla. Tältä osin säädökset velvoittavat EU:n jäsenvaltiot mahdollistamaan energiayhteisöjen muodostamisen sellaisten kuluttajien kesken, jotka asuvat samassa naapurustossa tai rakennuksessa. Lainsäädäntöpaketin säännöksiä toimeenpantaessa tulee siis huomioida sekä kiinteistörajan sisäiset energiayhteisöt että kiinteistörajat ylittävien energiayhteisöjen muodostamisen mahdollisuudet. Sen sijaan puhtaan energian paketti ei varsinaisesti sisällä säädöksiä virtuaalisista energiayhteisöistä, mikä osoittautui lainsäädäntövaiheessa poliittisesti arkaluontoiseksi.¹ Tämä ei tietenkään poista mahdollisuutta säätää asiasta kansallisella tasolla.

Energiayhteisön rajaaminen määrittää sen vaikutuksen sähköverkkoon. Jos energiayhteisö rajataan fyysiseksi yhteisöksi eli kiinteistön/naapuruston sisäiseksi, yhteisö voi toimia yhden asiakkaan kaltaisena toimijana, jonka vaikutuksia verkkoon voidaan hallita ja akkua hyödyntää koko yhteisön kulutuksessa. Jos virtuaalinen energiayhteisö sallitaan, jossa asiakkaat, tuotanto ja sähkövarasto eivät sijaitse fyysisesti lähekkäin, verkon täytyy kyetä toimimaan palvelualustana energiayhteisön muodostamiselle. Tällöin yhteisön vaikutuksia verkkoon ei voida hallita. Kulutuksen ohjaus (myös sähkön varastointi ja sen ohjaus) jäävät yhteisön ulkopuolisille toimijoille. Yhteisöillä ei siis olisi kannustetta toimia sähköverkon kannalta optimaalisesti. Toisaalta virtuaalinen energiayhteisö toisi kaikki asiakkaat yhdenvertaisiksi sijainnin perusteella, kun aurinkopaneelit voitaisiin sijoittaa tuotannon kannalta optimaalisesti. Samalla myös sähkön kulutus on paikasta riippuvainen, jolloin kaikkialla Suomessa asiakkaat eivät voi olla yhdenvertaisessa asemassa aurinkosähkön hyödyntämisessä. Rajaamalla energiayhteisö fyysiseksi tuotanto kannattaa sijoittaa sinne, missä myös kulutus sijaitsee. Näin voitaisiin säästää sähkön siirron ja jakelun kustannuksissa.

EU:n jäsenvaltioista Kreikka on edelläkävijä virtuaalisissa energiayhteisöissä. Kreikan kansallinen lainsäädäntö on mahdollistanut

¹ Ks. esim. Working Paper by Germany, Comments on the Renewable Energy Directive (16 June 2017).

vuodesta 2016 virtuaalisten energiayhteisöjen muodostamisen aurinkoenergia-asennusten osalta. Lainsäädäntö mahdollistaa energian tuotannon pitkänkin välimatkan päässä kulutuskohteesta.²

Energiayhteisön siirtotariffi voisi olla nykyisen PJ-tehotariffin (pienjännitetehotariffi) kaltainen. Nykyisin PJ-tehotariffi on tarkoitettu pienteollisuudelle, ja sisältää tyypillisesti rajan vuosikulutukselle, jonka täytyy ylittyä. PJ-tehotariffi sisältää perusmaksun ja sähköenergian kulutukseen perustuvan maksun lisäksi esimerkiksi kuukauden huipputehoon perustuvan maksun. Verkkoyhtiöt voisivat nähdä energiayhteisön pienteollisuuden kaltaisena toimijana/asiakkaana. Vuosikulutusraja voitaisiin säätää niin, että energiayhteisötkin pääsisivät mukaan. Verkkoyhtiöt voisivat myös asettaa energiayhteisöille oman tariffin. Sähköverkossa siirtyvä näennäisteho (VA) koostuu pätötehosta (W) ja loistehosta (var).³ PJ-tehotariffissa on yleensä myös loistehomaksu, koska pienteollisuuden sähkökoneet kuluttavat usein loistehoa. Energiayhteisön siirtotariffista voisi jättää loistehomaksun pois, koska kulutus on oletettavasti pääasiassa pätötehoa. Tämä vaatisi kuitenkin tarkempaa tutkimusta ja tarkastelua.

Energiayhteisössä asuntojen mittarit eivät tunnista, tuleeko sähkö verkosta vai paneelista. Energiayhteisö voisi laskuttaa sen sisäisiä asiakkaita kulutuksen mukaan. Energiayhteisön kannuste investoida aurinkopaneelisiin olisi ulkopuolelta ostettavan energian määrän vähentäminen. Energiayhteisön aurinkopaneelit voidaan mitoittaa huomattavasti suuremmiksi kuin ilman energiayhteisöä (Koskela ym. 2019). Investoinnin kustannustehokkuuden kannalta optimaalisesti mitoitettujen aurinkopaneelien kerrostalon energiayhteisössä ovat jopa kaksi kertaa suuremmat kuin ilman energiayhteisöä ja akun rinnalla jopa kolme kertaa suuremmat. Säästöillä voitaisiin kustantaa esimerkiksi

kiinteistösähköön käytettyä sähköä, jolloin halvempi yhtiövastike ja sähkön perusmaksu toimisivat kannusteina yhteisön asukkaille. Myös yhteisön sisäinen kulutusmaksu voisi olla pienempi kuin verkosta ostetun sähkön kulutusmaksu, jos tuotosta jää osakkaille jaettavaa. Tällöin ei tarvitsisi käyttää hyvityslaskentamalleja tai aurinkosähkön jyvitysmalleja. Energiayhteisössä tuotettu aurinkosähkö hyödynnetään koko yhteisön kulutuksessa, myös asuntojen kulutuksessa. Silti vuotuinen kokonaistuotanto optimaalisesti mitoitetuilla paneeleilla jää Suomen oloissa yleensä pienemmäksi kuin vuotuinen kerrostalon kiinteistösähkön kulutus, jolloin laskennallisesti säästö voidaan hyödyntää pääasiassa kiinteistösähkön kustannuksissa.

Energiayhteisön hyötyjen jaossa tulee huomioida hyödynsaaja. Jos hyöty realisoituu halvempaan sähkön hintana, niin kerrostaloasunnossa hyötyjänä on usein vuokralainen tilanteessa, vaikka investoinnin on maksanut asunnonomistaja. Jos hyöty jaetaan alentuneena vastikkeena, niin hyötyjänä on investoinnin maksanut asunnonomistaja. Toisaalta, jos asunnon haltija ei hyödy, niin hänellä ei ole kannustetta kuluttaa sähköä aurinkosähkön tuotannon kannalta optimaalisesti, eli ajoittaa kulutusta huipputuotannon mukaan.

Energiayhteisöjen yleistymisen syö perinteistä kunnallisten sähköyhtiöiden liiketoimintaa, mutta tuottaa myös uutta energialiiketoimintaa muillekin kuin laitevalmistajille ja -asentajille sekä järjestelmien suunnittelijoille, kunhan sopivat liiketoimintamallit ovat käytössä. Sähköverkkoyhtiö tai muu palveluntarjoaja voisi toimia energiayhteisön sisäisen verkkopalvelun tuottajana (sisäinen mittarointi, sisäinen laskutus, ylläpito, jne.). Samalla verkkopalvelun tuottaminen voi auttaa palvelun tuottajaa

² Ks. esim. Hellenic Association of Photovoltaic Companies, 'New Renewable Energy Law Provides Feed-in Premiums and Introduces Tender Schemes for PV', available at: < <http://helapco.gr/en/the-greek-pv-market/>>.

³ Pätöteho on tehon työtä tekevä osa, jota sähkölaitteet kuluttavat. Loisteho on verkon ja

sähkölaitteen välillä värähtelevää tehoa, joka ei tee työtä, mutta joka kuormittaa sähköverkkoa ja aiheuttaa häiriöitä. Tietyt laitteet tarvitsevat loistehoa toimiakseen. Loisteho pyritään kompensoimaan pois, mistä aiheutuu kustannuksia.

vastaamaan vaihtelevan tehontarpeen aiheuttamiin haasteisiin.

3.3 Sähkön varastointi

Akun kannattavuus sähkövarastona kasvaa merkittävästi siirryttäessä energiayhteisömalliin. Energiayhteisössä akku voi olla kannattava jo nykyisellään aurinkopaneelien rinnalla. Sähkön varastointia voitaisiin tukea aluksi, kun tekniikka vielä kehittyy ja akkujen hinnat laskevat. Sähkön varastointi on verotonta sähkövarastossa 1.1.2019 alkaen. Tästä hyötyvät käytännössä isot toimijat, joiden sähkövarasto toimii erillisenä, erikseen mittaroituna yksikkönä. Käytännössä sähkön vähittäismyyjät voivat hankkia varastoon sähköä verottomasti edullisen sähkön hinnan aikana ja myydä kalliin sähkön hinnan aikana, kun akun lataamista ei enää nähdä sähkön kulutuksena. Vastaavasti voisivat toimia muutkin paljon sähköä käyttävät yritykset, jotka haluaisivat säästää sähkölaskussa. Akun lataamista ei siis nähdä enää sähkön kulutuksena. Pienasiakkaille akun lataaminen verkosta on kuitenkin yhä verollista, koska mittarin takana oleva sähkö on edelleen veronalaista, ja latauksessa kulutettu sähkö mitataan sähkön kulutusmittarilla samalla muun kulutuksen kanssa.

Suomessa pienasiakkaat eivät saa tukea aurinkoenergian tuotannolle, vaan heitä koskee ainoastaan kotitalousvähennys, jonka saa järjestelmän asennustyöstä. Aurinkovoimajärjestelmien hinta alkaa kuitenkin olla jo niin alhainen, että muuta kannustinta ei enää välttämättä tarvitakaan. Sähköenergiajärjestelmän kokonaistehokkuuden näkökulmasta aurinkoenergia ja akkuvarasto yhdessä ovat erinomainen yhdistelmä. Kun Suomi haluaa profiloitua akkuteknologian koko arvoketjun alueella kansainväliseksi toimijaksi, voisi olla järkevää harkita tukea pienasiakkaiden akkuvarastoille. Tuki edistäisi niin kutsuttujen prosumereiden eli sekä palvelun tuottajan että kuluttajan asemaa Suomessa ja vahvan kotimarkkinan luominen akkuteknologiaratkaisuille rakentaisi toimialan kilpailukykyä vientimarkkinoilla globaalisti. Samalla tuki kohdistuisi välillisesti myös uusiutuvaan energiaan pohjautuvalle aurinkoenergiatuotannolle.

Jos sähkövarasto kannattaa taloudellisesti, niin aurinkosähköinvestointien yhteydessä kannattaa investoida myös akkuihin. Tällöin saataisiin käyttöön myös muut akun hyödyt, kuten huipputehon alentaminen, sähkön markkinahintaan perustuva ohjaus ja mahdollinen varavoima sähkökatkojen aikana. Akkuinvestointi vastaavasti kannustaa suurempaan aurinkosähköinvestointiin. Vaikka varasto olisi laskennallisesti kannattava, riski akun tuhoutumiseen huonon ohjauksen seurauksena, huonon akun hallinnan tai muun vian vuoksi on olemassa.

Sähkövaraston kannattavaan käyttöön vaaditaan pitkälle kehittynyt ohjausjärjestelmä. Ohjausjärjestelmää voidaan kuitenkin päivittää myös investoinnin jälkeen. Jos akkuvarastoilla olisi kysyntää, niin palvelujen tuottajilla olisi kannuste kehittää myös ohjausjärjestelmiä. Kiinteistötason sähkön varastoinnilla voitaisiin hidastaa sähkön siirron kustannuksien nousua, jos huipputehojen leikkaaminen olisi kannattavaa. Tämä olisi kannattavaa, jos siirtotariffissa olisi kustannusperusteisesti muodostettu tehokomponentti (Koskela ym. 2018). Markkinahintaan perustuva ohjaus pienentää sähkön markkinahinnan vaihteluita ja laskee sähköenergian keskihintaa, vaikka yksittäisten akkujen vaikutus onkin hyvin pieni. "Sähkövarastona" voisivat toimia myös pysäköityjen sähköautojen akut tai kysynnän joustotoimet. Tällaisessa V2G-järjestelmässä ('vehicle-to-grid') kuitenkin kustannusten ja tuottojen jako energiayhteisössä monimutkaistuisi. "Varaston" kapasiteetti muuttuisi dynaamisesti, jolloin aurinkosähköjärjestelmän mitoittaminen optimaalisesti olisi käytännössä mahdotonta investointia tehtäessä. Tämä kuluttaisi sähköautojen akkuja, jolloin niiden elinikä lyhenee ja jälleenmyyntiarvo voi pienentyä.

Toistaiseksi toteutetuissa yksinkertaisissa V2G-kokeiluissa, joissa akku puretaan ja ladataan ennustamatta jatkuvasti akun kulumisen moodeja, ei tämä varastointitapa ole osoittautunut taloudellisesti kannattavaksi. Syynä on V2G-syklien negatiivinen vaikutus akun käyttöikänsä (Uddin ym. 2018). Akkujen kulutusmallien kehittyessä on kuitenkin

mahdollista toteuttaa älykkäitä ohjausmenetelmiä. Ne mahdollistaisivat V2G-ratkaisun hyödyntämisen akun osakapasiteetilla siten, että akku kuluu korkeintaan yhtä paljon kuin ilman V2G-kytkentää (Uddin ym. 2018). Akun kulumisen vaikutus jälleenmyyntiarvoon riippuu kuitenkin myös akun käyttömäärästä ja siitä, kuinka suuri syklinen elinikä akulla on. Joissakin autoissa akun kalenterielinikä voi olla lyhyempi kuin akun syklinen elinikä energiavarastokäytön syklit mukaan lukien. Tällöin energiavarastokäyttö ei aiheuta akun kulumiseen liittyviä lisäkustannuksia auton omistajalle edellyttäen, että sähköauton akulla ei ole ajoneuvokäytön jälkeistä markkina-arvoa. Lisäksi kiinteistön ohjaustoimiin tarvittava akkukapasiteetti on niin pieni verrattuna sähköauton akkukapasiteettiin, että kiinteistöohjauksen vaikutus akun elinikään on joka tapauksessa pieni. Sähköauton käyttäjälle hyöty olisi kuitenkin merkittävä, kun sähköauto olisi mahdollista ladata edullisesti.

3.4 Verkkopalvelumaksu kaksisuuntaiseksi, tehopohjainen maksu käyttöön

Koska yli oman käytön tuotettu sähkö syötetään verkkoon, on alueellisten verkkojen toimittava kaksisuuntaisesti – kuten ne ja kantaverkko nyt jo toimivatkin. Mutta verkkopalvelumaksun kaksisuuntaisuutta voisi tulevaisuudessa vahvistaa, vaikkakin se voisi heikentää aurinkosähkön kannattavuutta.

Aurinkosähkökapasiteetin lisääntyessä asiakkaan verkkoon syötetyt yksittäiset tehot voivat kasvaa nopeasti jopa korkeammiksi kuin verkosta otetut tehot. Sähköverkkoyhtiön perimälle verkkopalvelumaksulle on laissa asetettu rajoite 0,07 snt/kWh verkkoon syötetylle sähkölle. Tämä mahdollistaa sen, että verkkoon syötöstä saa pienen korvauksen, kun sähkön myyntihinta on yleensä merkittävästi edellä mainittua tuotannon verkkopalvelumaksua suurempi. Jos rajoitetta ei olisi, niin verkkopalvelumaksu voisi olla suurempi kuin energian myyntihinta, jolloin verkkoon syötetystä tehosta joutuisi jopa maksamaan. Rajoite kasvattaa hieman aurinkosähköinvestointien kannattavuutta verrattuna täysimääräiseen, kustannusvastaavaan verkkopalvelumaksuun. Verkkoon syötetyn tehon siirron kustannukset kuitenkin tulevat muiden asiakkaiden

maksettavaksi. Kaksisuuntaisella verkkopalvelumaksulla aurinkosähköinvestointia ei kannustettaisi muiden asiakkaiden kustannuksella.

Jos sähkön hinnat nousevat, aurinkopaneelien kannattavuus kasvaa. Silloin myös verkkoon syötöstä voi tulla kannattavampaa. Korkeat syöttötehot kasvattavat sähkön siirron hintoja. Sähkön siirron hintojen nousun hidastamiseksi verkkoon syötetystä tehosta tulisi myös jossain vaiheessa periä rajoitetta suurempaa maksua. Maksu voisi olla tehopohjainen, jolloin pienestä verkkoon syötöstä saisi edelleen korvauksen (energian myyntihinnassa), mutta syöttötehon kasvaessa tämä korvaus pienenesi. Korkeista syöttötehoista joutuisi maksamaan niiden aiheuttaman kustannuksen mukaan. Tällainen maksu kasvattaisi myös akkujärjestelmän kannattavuutta, kun akulla voitaisiin välttää verkkoon syöttöä ja pienentää huipputehoja myös verkkoon syötössä.

4. Johtopäätökset

Investoinnit aurinkosähköön ovat jo nykyisin kiinteistötasolla usein kannattavia pitkällä ajanjaksolla. Takaisinmaksuaikaa lyhentämällä ja järjestelmän tuottoja tai säästöjä kasvattamalla investoinnin houkuttelevuus kasvaisi tulevaisuudessa. Aurinkosähkön tuotannon ja tyypillisen kiinteistön sähkön kulutuksen profiilit eroavat ajallisesti. Tämä rajoittaa kustannustehokkaan aurinkopaneelin mitoitus, koska ylijäämänsähkön myynti verkkoon ei ole kannattavaa. Silti suuri osa kulutetusta sähköstä joudutaan ostamaan verkosta. Sähkön varastoinnilla voidaan vastata näihin haasteisiin.

Kiinteistötasoisella sähkön varastoinnilla voidaan hillitä kasvavia paikallisia tehohippuja. Tällöin tarve vahvistaa sähköverkkoa pienentyy. Tämä puolestaan alentaa sähkön siirron hintoja. Edellytyksenä on, että tehon alentaminen tehdään kuluttajalle kannattavaksi tehopohjaisen verkkopalvelumaksun kautta. On myös mahdollista, että kasvava aurinkosähkön pientuotanto kasvattaa sähkön siirron hintoja, jos ylijäämänsähkön syötöstä verkkoon tulee kannattavampaa, eikä verkkoyhtiö voi laskuttaa tästä kuin minimaalisen hinnan. Virtuaalisten energiayhteisöjen salliminen voi vaikuttaa samalla tavalla.

Tässä analyysissä esitettyjä ongelmanratkaisukeinoja hyödyntämällä mahdollistetaan paikallisen aurinkosähkön pientuotannon voimakas lisääntyminen. Toistaiseksi ongelmana on, että sähkön varastointi aurinkosähkön tuotannon rinnalla ei ole kannattavaa. Akkujen hinnat laskevat kuitenkin voimakkaasti. Akkujärjestelmiin investoinnista aurinkosähkön rinnalle tulisi kannattavaa, jos niitä tuettaisiin. Tuen tarvetta voitaisiin kuitenkin merkittävästi pienentää tai poistaa kokonaan useilla pienillä lainsäädännöllisillä muutoksilla ja suosituksilla. Koska monet eri osapuolet hyötyisivät kiinteistötason energian varastoinnista oikein toteutettuna, sen tulisi olla kannattavaa ensisijaisesti myös varaston hankkivalle kuluttajalle.

5. Suositukset

Aurinkosähkön pientuotannon lisääminen kasvattaa myös hiilineutraalin, uusiutuvan energian tuotantoa Suomessa ja omalta osaltaan auttaa vähentämään fossiilisen energian käyttöä. Tämän osaratkaisun edistämiseksi ehdotamme useita toimenpiteitä, joilla voidaan purkaa tässä analyysissä paikallistamiamme esteitä.

Vaikka itse aurinkopaneeli- ja varastointiteknologian ja laitteiden hinta määräytyy globaalisti, on suomalaisella sääntelyllä saavutettavissa merkittäviä edistysaskelia:

1. Energiayhteisön muodostaminen on mahdollistettava eduskunnassa työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) asettaman älyverkkotyöryhmän raportin pohjalta. Virtuaalisten energiayhteisöjen osalta tilanne on haastavampi kuin fyysisten. Esimerkiksi Kreikan kokemusten tarkastelu saattaisi olla hyödyllistä virtuaalisten energiayhteisöjen toteutusvaihtoehtoja pohdittaessa.
2. TEM:n lainsäädäntövalmistelua hyödyntäen on vaihenetotus mahdollistettava sähkön laskutuksessa.
3. Samalla TEM:n lainsäädäntövalmistelua hyödyntämällä tunti-/varttinetotus tulisi ottaa käyttöön.
4. Ylijäämäsähkön verkkoon syötön verkkopalvelumaksurajoite (0,07 snt/kWh) tulisi arvioida uudelleen. Rajoitteen nostamista, muuttamista tehoerusteiseksi tai jopa kokonaan poistaminen tulisi arvioida, mikäli verkkoon syötöstä tulisi näin kannattavaa. Lain ja viranomais määräyksien tulisi sallia mahdollisen verkon vahvistamisen aiheuttamien kustannuksien sisällyttäminen pientuotannon verkkoon liittämisen maksuissa.
5. Jos kellojen siirtelystä luovutaan, pysyvä kesäaika olisi aurinkosähkön tuotannon kannalta parempi vaihtoehto.
6. Akkutilan rakentamista on kannustettava valtiovarainministeriön (VM) johdolla. Paloturvallista, akkua varten varattua tilaa ei tulisi laskea rakennuksen verotettavaan pinta-alaan.
7. VM:n tulisi valmistella TEM:n esityksestä eduskunnan päätettäväksi sähköveron muuttaminen dynaamiseksi.
8. Sähkön siirron hinnoittelu tulisi muuttaa tehoerusteiseksi (kaksisuuntaisesti).
9. Akkujärjestelmiin liittyviä investointeja tulisi tukea. Pienelläkin tuella voisi akkujärjestelmän asentaminen aurinkosähkön rinnalle muuttua kannattavaksi, ja tämä puolestaan muuttaisi huomattavasti arvokkaammat lisäinvestoinnit aurinkosähkөөn kannattavaksi. Mikäli akkuinvestointeja halutaan tukea kansallisella tasolla, on se mahdollista EU:n valtioneuvoston asettamia reunaehtoja noudattaen. Eduskunnan tulisi päättää tuesta TEM:n esityksestä.

Lähteet

Battery University. Types of Lithium-ion. (Haettu verkosta 17.4.2019)

Koskela, J., Lummi, K., Mutanen, A., Rautiainen, A., Järventausta, P. (2018) Utilization of electrical energy storage with power-based distribution tariffs in households. IEEE Transactions on Power Systems, Early Access.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2879612>

Koskela, J., Rautiainen, A., Järventausta, P. (2019) Using electrical energy storage in residential buildings – Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization. Applied Energy 239, 1175–1189.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.021>

Smart Energy Transition (2018) Poliitikasuositus: Taloyhtiön asukkaiden aurinkosähkön tuotantoa tulisi edistää lainsäädäntömuutoksella. Poliitikasuositus 30.8.2018.
<http://smartenergytransition.fi/fi/taloyhtion-asukkaiden-aurinkosahkon-tuotantoa-tulisi-edistaa-lainsaadantomuutoksella/>

Talus, K., Penttinen, S.-L., Aalto, P., Harsia, P., Holttinen, H., Järventausta, P. (2016) Yksilö energiapolitiikan keskiössä – aurinkoenergian sääntelystä Suomessa. EL-TRAN-analyysi 3/2016.
<http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-03-0149-1>

Uddin, K., Dubarry, M., Glick, M.B. (2018) The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective, Energy Policy 113, 342–347.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.015>

EL-TRAN -konsortio tutkii, mitä resurssitehokas sähköjärjestelmä tarkoittaa, miten se toteutetaan, millaisia politiikkaongelmia sen toteutuksessa kohtaamme ja kuinka lopulta ratkomme niitä. Hanketta koordinoi Tampereen yliopisto, ja siinä ovat mukana Itä-Suomen yliopisto, Turun yliopisto, VTT ja Tampereen ammattikorkeakoulu.

Aiemmat EL-TRAN -analyysit

1/2016	Miten toteutetaan resurssitehokkaampi ja ilmastoneutraali sähköenergiajärjestelmä?
2/2016	Miten sähkön siirtohintoja voidaan korottaa? Kansainvälisen investointioikeuden näkökulma
3/2016	Yksilö energiapolitiikan keskiössä – aurinkoenergian sääntelystä Suomessa
4/2016	Pohjoismaiden energiapolitiikka 2030: hiilineutraalimpaan energiajärjestelmään osin yhdessä, osin eri polkuja pitkin
5/2016	Resurssitehokkaampi ja ilmastoneutraalimpi energiajärjestelmä, mutta miten? Suomalaiset avaintoimijat vastaavat
6/2016	Suomalaiset eivät lämpene sähköautoille – miten kiinnostus sytytetään?
7/2016	Tammikuun tehopiikki – mitä tapahtui 7.1.2016? Miten tehoa hallitaan paremmin jatkossa?
1/2017	Edellytykset kysyntäjoustop toteutumiselle kiinteistöissä
2/2017	Energy Union, renewable energy and the 'Winter Package'
1/2018	EL-TRAN – konsortion yhteiskunnallinen vaikuttavuus 2015–2017
2/2018	Miten sähköautopolitiikalla edistetään joustavampaa sähköjärjestelmää?
3/2018	Mikroverkkojen vaikutuksesta sähkön toimituksen luotettavuuden parantajana
4/2018	Suomalaiset sähkön käyttäjinä ja tuottajina: valmius kysyntäjoustop ja omakohtaiseen sähköntuotantoon
5/2018	Sähköautopolitiikat Pohjoismaissa – mitä keinoja Suomi voi hyödyntää?
6/2018	Voiko raskas tieliikenne siirtyä biokaasuun?
1/2019	Bioenergia ilmastonmuutoksen torjunnassa – suomalaisten avaintoimijoiden näkemyksiä