

**Lausunto koskien: HE 197/2024 vp Hallituksen esitys eduskunnalle laeiksi sähkömarkkinalain
ja sähköntoimitussopimusten vertailuvälineestä annetun lain muuttamisesta**

Iivo Vehviläinen
työelämäprofessori
Aalto-yliopisto ja Helsinki GSE

7.2.2025

1. Lausunto

Lausunnossa käsitellään lakiesitystä kahden asiakohdan, jakeluverkkomaksujen rakenteiden harmonisoinnin ja markkinapohjaisen loppukäyttäjien kuormanohjauksen, osalta. Lausunnossa kuvataan sähkömarkkinoiden taloudellisesti tehokkaan toiminnan mukaista tavoitetilaa ja peilataan sitä suhteessa ehdotuksiin.

On todettava, että lain valmistelu näyttäytyy varsin puutteelliselta yhteiskunnan kokonaisvaikutusten arvioinnin osalta. Esitettyjen toimien vaikutuksia on käsitelty lähinnä arvioimalla toimien suoria kustannuksia ja erityisesti sähkömarkkinavaikutuksien arviointi on pääosin tekemättä.

2. Tausta

Lakiesityksellä pyritään edistämään kuluttajien osallistumista aktiivisesti sähkömarkkinoille ”älykkään sähköjärjestelmän” avulla. Aktiivisella osallistumisella tarkoitetaan kuluttajien sähkönkulutuksen muuttamista perustuen hintaohjaukseen tai jakeluverkkoyhtiöiden ohjaukseen. Aktiivisen osallistumisen mahdolliset hyödyt on tunnistettu jo varhain tutkimuskirjallisuudessa sähkömarkkinoiden vapauttamisen yhteydessä¹.

Sähkön hinnat ohjaavat keskimäärin sähkönkäyttäjien lyhyen aikavälin kulutuspäätöksiä ja investointeja. Riippuen kunkin kuluttajan omista lähtökohdista hintaohjaus voi olla voimakkaampaa tai vähäisempää. Esimerkiksi kulutuksen alentamiseen jo nykyiset keskimääräiset hinnat voivat olla riittäviä vähävaraisille kotitalouksille, mutta hyvätuloisille kotitalouksille kulutuksessa on vielä joustovaraa korkeammillakin hinnoilla.

Sähkön yhteiskunnallinen arvo, kuinka paljon sähkön tuottaminen maksaa, määräytyy sähkömarkkinoilla. Mikäli markkinasähkö on halpaa, kannattaa sitä kuluttaa ja mikäli sähkö on kallista, kannustaa se vähentämään kulutusta. Samoin odotukset tulevista markkinahinnoista ohjaavat teknologiavalintoja, jotka voivat liittyä esimerkiksi sähköautoihin, maalämpöpumppeihin ja teollisuuden sähköistämiseen tai näille vaihtoehtoihin fossiilisiin energialähteisiin.

Kuluttajien kohtaama kulututun sähkön kokonaishinta muodostuu kolmesta tekijästä, sähkön markkinahinnasta, sähkön kulutus pohjainen siirtomaksusta (1,75–8,00 snt/kWh), ja sähköverosta

¹ Esim. Chao & Wilson (1987); Oren (2001).

(kuluttajille 2,83 snt/kWh). Kaikki kulutetun sähkön hintaan liittyvät muut kustannustekijät vääristävät sähkömarkkinan kautta tapahtuvaa hintaohjausta². Siirtomaksun ja sähköveron keskimääräinen yhteisvaikutus on samaa suuruusluokkaa suhteessa sähkön markkinahintoihin.

Sähkönjakelun hinnoittelussa yleisesti käytössä oleva rakenne, perusmaksu, €/kk, ja kulutus pohjainen siirtomaksu, snt/kWh, on pääosin historiallinen jäänne ajalta, jolloin sähköhuollosta vastasivat kunnalliset sähköyhtiöt. Kun sähköhuolto jaettiin vähittäismyyntiin ja sähkönjakeluun, jatkettiin sekä kiinteää että muuttuvaa maksua molemmissa.

3. Jakeluverkkomaksujen rakenteiden harmonisointi

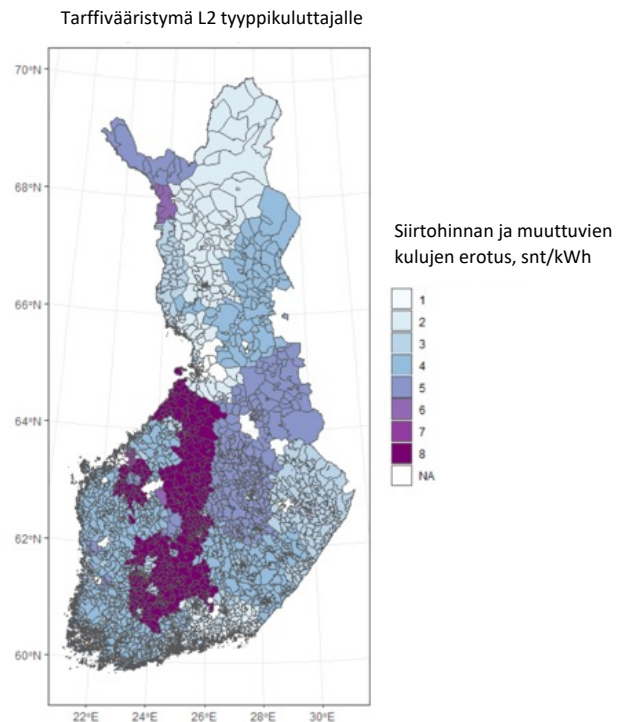
Taloudellinen tehokkuus: kulutus pohjaisen siirtomaksun pienentäminen

Jakeluverkkomaksuilla rahoitetaan sähkönjakelun ylläpidosta aiheutuvia kustannuksia ja omistajien tuottoja. Valtaosa sähkönjakelun kustannuksista liittyy verkkokomponentteihin tehtäviin kiinteisiin investointeihin. Investointien määrä riippuu sähkönsiirtoverkon mitoituksista ja verkkoyhtiöiden taloudellisista kannustimista³. Verkoston mitoitus on puolestaan seurausta sähkön kysynnän ja tarjonnan ennakoiduista enimmäismääristä, jotka määrittävät siirtotarpeen kunkin liittymän osalta ja kullakin alueella.

Taloudellisen tehokkuuden näkökulmasta sähkön kulutus pohjainen siirtomaksu (snt/kWh) on perusteltu vain siltä osin, kuin sillä katetaan sähkön siirtoon liittyviä suoria kustannuksia, lähinnä siirtohäviöiden kattamista. Näiden osuus on kuitenkin pieni (arviolta alle 2 snt/kWh vuonna 2022) suhteessa eri alueilla voimassa oleviin kulutus pohjaisiin siirtomaksuihin.⁴ Sähkönjakelun siirtomaksujen aiheuttama vääristymä vaihtelee sähkönjakelualueelta toiselle, ks. Kuva 1.

Kuva 1. Sähkönjakelun kulutus pohjaisten siirtomaksujen (snt/kWh) ja sähkönjakelun muuttuvien kustannuksien välinen erotus (lähde: Kotiranta, 2022).

Sähkön kulutus pohjaisten siirtomaksut alentavat sähkön kysyntää sähkömarkkinoilla. Tilanteessa, jossa sähkön markkinahinta on 0 snt/kWh tai jopa negatiivinen, kohdistuu sähkön käyttöön kuitenkin positiivinen kustannus sähköveron ja sähkön siirtomaksujen kautta. Vääristymien seurauksena sähkön kulutus ja markkinahinta alenevat. Liian alhaiset markkinahinnat vähentävät tuotantopuolen investointeja ja toisaalta lisäävät sellaisten kulutus- ja joustoinvestointien kannattavuutta, jotka eivät altistu sähköverolle tai sähkön siirtomaksuille.



² Borenstein & Bushnell (2022). Ks. myös Sahari (2019).

³ Suomalaisessa sääntelymallissa verkkoyhtiöiden tuotot kasvavat suhteessa verkko-omaisuuteen sitoutuneeseen pääomaan. Sääntelyyn liittyvät tuottovaatimukset voivat johtaa liiallisiin pääomainvestointeihin ja voimistaa siirtomaksujen aiheuttamaa vääristymää sähkömarkkinoilla, ks. esim. Collan et al. (2022).

⁴ Siirtomaksut v. 2019, muuttuvat kulut laskettu siirtohäviöiden mukaan, sis. alv. Lähde: Kotiranta (2022).

Kulutus pohjaisten siirtomaksujen eron aiheuttama vääristymä suhteessa sähkön yhteiskunnalliseen arvoon näkyy myös kulutuspuolen investointipäätöksissä. Korkeiden siirtomaksujen vaikutusta kotitalouden tekemiin päätöksiin voidaan havainnollistaa seuraavien esimerkkien avulla:

1. Oman sähkön tuotanto aurinkopaneeleilla tulee kannattavammaksi, koska kotitalous välttää sähkömarkkinoilta ostettavan energiamaksun lisäksi sähköveron ja sähkön siirtomaksun. Tällaisessa tilanteessa aurinkopaneeleita asennetaan kotitalouksiin liikaa suhteessa esimerkiksi teollisiin aurinkopaneeli-investointeihin, jotka voisivat muuten hyötyä paremmista olosuhteista ja mittakaavaeduista.⁵
2. Sähkön käytön lisääminen, esimerkiksi sähköautojen tai maalämpöpumppujen myötä, tulee kalliimmaksi, koska sähkövero ja sähkön siirtomaksu nostavat sähkönkäytön kustannuksia yli sähkön markkinahintojen.

Taloudellisen tehokkuuden kannalta yleinen periaate on, että kiinteäluontoisten kustannusten rahoittamiseen pitäisi käyttää kiinteitä maksuja eikä rasittaa jo tehtyjen investointien käyttöarvoa kulutus pohjaisilla maksuilla.

Korostettakoon myös, että energiatehokkuuden edistäminen kulutus pohjaisten siirtomaksujen kautta ei ole yhteiskunnan kokonaisedun mukaista taloudellisen tehokkuuden näkökulmasta esimerkiksi edellä kuvattujen vääristymien vuoksi. Mikäli sähkön käyttö jostain syystä nähdään haitallisena, voidaan energiatehokkuuden kannustinta kontrolloida sähköveron kautta. Sähköverolla on kuitenkin samankaltaiset vääristävät vaikutukset kuin kulutus pohjaisella siirtomaksulla ja energiamaksujen tulevaisuudella tulisi ottaa huomioon myös mahdollisuudet vähentää näitä vääristymiä.

Kiinteiden kustannusten kattaminen yleisesti

Valtaosa sähkön jakeluverkkojen kustannuksista on kiinteitä kustannuksia. Sähkön jakeluverkot on rakennettu vuosikymmenten saatossa, ja nämä aiemmin tehdyt investoinnit ovat nyt osa jakeluverkonhaltijoiden pääomakantoja, joita jakeluverkkomaksuilla rahoitetaan. Jakeluverkkomaksujen rakenteilla voidaan vaikuttaa vain tuleviin investointitarpeisiin.

Taloustieteen kirjallisuudessa teoreettisten ja simulaatiomalleilla tehtyjen tarkastelujen perusteella kustannustehokkaassa tariffirakenteessa sähkön jakeluverkkomaksuja perittäisiin kapasiteettimaksuilla, joiden suurus määräytyisi kulutuspisteen tulevaisuuden huippukulutuksen ja relevantin ympäröivän verkkoalueen huippukulutuksen määrän ja ajoittumisen perusteella⁶. Tällainen malli ei kuitenkaan ole käytännössä toteutettavissa, koska sekä yksittäisten kuluttajien tulevan kehityksen ennustamiseen että sähköverkon kannalta relevantin alueen määrittelyyn liittyy huomattavia epävarmuuksia.

Kiinteäluonteiset maksut voisivat olla riittävän hyvä vastine monimutkaisimmille maksuille olosuhteissa, jossa sähköverkot ovat lähtökohtaisesti vahvoja, kulutuksen kasvu on maltillista, mahdollisuudet irtautua verkosta ovat vähäisiä ja sähkönkäyttöön liittyvät ulkoisvaikutukset sisältyvät sähkön energiamaksuihin⁷. Suomessa yleisesti voitaneen katsoa näiden edellytysten täyttyvän melko hyvin.

⁵ Ks. esim. Wolak (2018).

⁶ Pérez-Arriaga et al. (2017), Schittekatte & Meeus (2020).

⁷ Pollit (2018).

Ehdotettu sähkönjakelun tehopohjaisen hinnoittelun edistäminen

Hallituksen esityksen mukaan sähkönjakelun tehopohjaisten tariffien tavoitteena on ”ohjata asiakkaita pienentämään kulutushuippujaan.” Tämän ohjausvaikutuksen toteutuminen, voimakkuus ja yhteiskunnalliset kokonaisvaikutukset ovat kuitenkin epäselviä.

Ohjausvaikutuksien arvioinnissa on jätetty huomioon ottamatta kuluttajien ja sähköverkkojen alueelliset erot. Sähkön kuluttajilla on erilaisia maksuhalukkuuksia huipputeholle ja tietyllä tehomaksun tasolla voidaan ohjata vain osaa kuluttajista. Kuluttajille, jotka ovat valmiita maksamaan huipunkäytöstään tehomaksua enemmän, tehomaksulla ei ole ohjausvaikutusta. Lisäksi osalla kuluttajista ei ole mahdollisuutta vähentää huipputehon käyttöään. Koska verkkoyhtiön keräämät kustannukset eivät uudistuksen myötä juuri muutu, tarkoittaa tämä korkeampaa kustannuspainetta kuluttajille, joilla on vähäisemmät mahdollisuudet sopeuttaa omaa kulutustaan.

Sähköverkon siirtokapasiteetti vaihtelee myös jakeluverkonhaltijan alueen sisällä. Jotta ohjausvaikutus saadaan aikaan paikallisesti heikkojen verkkojen alueella, on tehomaksun oltava riittävän korkea kannustamaan käytön optimointia suhteessa verkon tarpeisiin. Mikäli jakeluverkonhaltija ei voi asettaa eri hintoja eri alueille hyvin hienojakoisella tarkkuudella, tarkoittaa tämä, että vahvan verkon alueilla tehomaksu on liian korkea. Liian korkean tehomaksun seurauksena osa kuluttajista optimoi siis käyttöönsä turhaan verkon näkökulmasta.

Tehomaksun ja sähkömarkkinoiden sähkönkäyttäjille muodostamat yhteiset kannustinvaikutukset ovat myös monimutkaisia:

1. Sähkönkäyttäjän kulutuksen ajoittamisen kannalta ratkaisevaa on miten sähkön markkinahinnat (snt/kWh) vertautuvat tehomaksuun (€/kW/kk) kuukauden aikana. Tarkastellaan tyypillistä varaavaa sähkölämmitteistä pientaloa, jonka sähkönkulutus vaihtelee talviaikaan välillä 2–10 kW, keskituntitehon ollessa noin 4 kW. Pelkästään tehomaksun kannalta optimaalista olisi käyttää sähköä tasaisesti, 4 kW jokaisena tuntina. Toisaalta sähkön markkinahintojen ohjaamana yksittäisen kuluttajan kannattaisi valita halvimmat tuntihinnat ja lämmittää näiden aikana maksimiteholla 10 kW ja minimoida kulutus kalliimpien tuntihintojen aikana.
2. Mallissa, jossa tehomaksu (€/kW/kk) kuvastaa sähkön käytön lisäämisen kustannusta suhteessa kuukauden aikana aiemmin mitattuun vertailuarvoon, muuttuvat kannustinvaikutukset suhteessa jouston käyttöön sähkömarkkinoilla kuukauden aikana. Kuukauden alussa tehty päätös korkealle kulutukselle poistaa tehomaksun kannustinvaikutuksen loppukuun ajalta ja vapauttaa jouston sähkömarkkinakäyttöön. Kuukauden lopussa korkeampi kulutus nostaa tehomaksua koko kuukauden ajalta, mutta tällöin hyötyä sähkömarkkinalta voidaan saada vain lyhyemmän aikaa.

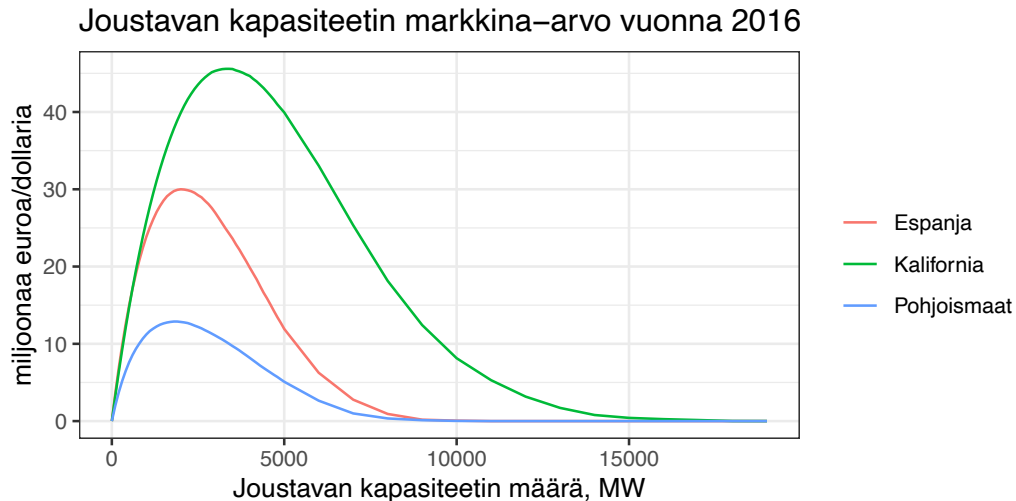
Mikäli arvioidaan tehopohjaisen tariffin ohjausvaikutusta kulutuksen vähentämiseen, ei siis kulutuksen siirtoon kulutushuipun ajalta muille ajoille, on tehomaksun (€/kW/kk) ohjausvaikutusta vertailtava siirtomaksun (snt/kWh) tuottamaan ohjausvaikutukseen.

Määrällisiä arvioita tehomaksun ohjausvaikutuksen suuruudesta ei valmisteluaineistossa esitetä. Tällaisten arvioiden tuottaminen edellyttäisi empiiristä analyysiä kotitalouksien todellisesta käytäytymisestä. Vaikutusarvioinnin tekemiseen tarvittavaa dataa on kerätty Fingridin hallinnoimaan Datahubiin maaliskuusta 2022 lähtien. Tietoja ei kuitenkaan ole saatu tutkimuskäyttöön. Tarvittavan datan puuttuessa on epäselvää, kuinka suurella osalla sähkönkäyttäjistä on ollut mahdollisuuksia tai halua optimoida sähkön käyttöönsä suhteessa vaihteleviin sähkön hintoihin ja kuinka paljon potentiaalia kulutusjoustossa voisi olla. Lisäksi ehdotettu tariffirakenne monimutkaistaisi huomattavasti kuluttajien kohtaamaa optimointitehtävää.

4. Markkinapohjainen loppukäyttäjien kuormanohjaus

Hallituksen esityksen mukaan ”Ehdotuksen tavoitteena on mahdollistaa markkinaehtoinen kuormanohjaus, jossa asiakas itse tai palveluntarjoaja päättää asiakkaan kulutuksen ohjauksesta.” Lisäksi todetaan: ”Markkinapohjainen kuormanohjaus siirtäisi asiakkaita kustannustehokkaalla tavalla helposti kulutusjouston ulottuville.”

Lähtökohtaisesti markkinaehtoisuudella tarkoitetaan yleensä tilannetta, jossa julkisen vallan puolesta ei puututa yksityisten tahojen toimintaan. Markkinaehtoisesti joustavan kapasiteetin määrä riippuu markkinoilta saatavista tuotoista ja joustavan kapasiteetin kokonaiskustannuksista. Kuvassa 2 esitetään joustavan kapasiteetin markkina-arvoa Pohjoismaissa ja vertailun vuoksi myös Espanjassa ja Kaliforniassa vuoden 2016 aikana. Kuvassa lisätään joustavan kapasiteetin määrää sähkön tuntimarkkinoilla, lasketaan tämän seurauksena muodostuvat tuntimarkkinoiden tasapainohinnat päiväkohtaisesti vuoden jokaiselle päivälle ja hintaerojen seurauksena joustolle muodostuva markkina-arvo (ostetaan halvalla, myydään kalliilla). Jos joustavan kapasiteetin määrä markkinoilla on esimerkiksi 1 000 MW, tarkoittaa tämä, että sähkön kulutusta siirrellään kalliimmilta tunneilta halvemmille tunneille 1 000 MW kapasiteetin sallimissa rajoissa. Tämä vastaisi tilannetta, jossa 350 000 kotitaloutta siirtäisi sähkönkulutustaan keskimäärin noin 3 kW:n rajoissa⁸.



Kuva 2. Joustavan kapasiteetin arvo eri markkinapaikoilla vuonna 2016 suhteessa asennettuun kapasiteettiin. Laskelmat on tehty markkinapaikkojen tarjontakäyrien perusteella ottaen huomioon hintamuutokset jouston lisääntyessä. Hyödyt euroissa (Espanja, Pohjoismaat) tai dollareissa (Yhdysvallat) kuvastavat jouston omistajalle tuomaa kokonaistuottoa vuoden aikana.⁹

Kuvassa 2 joustavan kapasiteetin määrän kasvu nostaa ensin voimakkaasti teknologian markkina-arvoa, mutta kasvu hidastuu ja kääntyy laskuksi kapasiteetin määrän edelleen kasvaessa. Tämä on seurasta markkinahintojen tasaantumisesta joustavan kapasiteetin lisääntyessä. Pakollisen joustovalmiuden lisääminen kaikille ei tämän jouston marginaalisen arvon laskun myötä vaikuta perustellulta. Merkillepantavaa on, että joustavan kapasiteetin arvo koko pohjoismaisella sähkömarkkinalla on alhainen, enimmillään noin 12 miljoonaa euroa, tämä on seurausta vesivoiman tarjoamasta säätökyvystä.¹⁰ Markkinapaikoilla, jossa joustolla on korkeampi arvo, on joustavan

⁸ Kotitalouksien määrä vastaa verkko-ohjauksen kotitalouksien kokonaismäärää : Järventausta et al. (2015).

⁹ Liski & Vehviläinen (2025).

¹⁰ Suomi-kohtaista analyysiä ei voida tehdä tarvittavan datan puutteiden vuoksi.

kapasiteetin määrä kasvanut. Esimerkiksi Kaliforniassa sähköverkkoon kytkettyjen akkujen määrä on kasvanut 500 MW:ista vuonna 2020 yli 11 000 MW:iin vuonna 2024¹¹.

Tutkimustiedon valossa jouston yhteiskunnallinen arvo on historiassa ollut vähäinen. Esimerkiksi Pohjoismaisella datalla tehdyn laskelman perusteella 1 000 MW:n jouston lisääminen vuonna 2016 kasvattaisi kuluttajien ja tuottajien sähkömarkkinoiden kautta saamia tuottoja yhteensä vain noin miljoonalla eurolla¹². Tulokset vuosille 2011–2020 ovat samansuuntaisia, eikä niiden nojalla voida perustella kaikkeen kulutukseen kohdistuvaa velvoitetta yhteiskunnan toimesta.

Hallituksen esityksessä esitetään myös jakeluverkkoyhtiöiden toimintaan liittyviä tavoitteita, mutta epäselväksi jää mikseivät jakeluverkkoyhtiöt voi sopimuksellisesti hankkia tarvitsemiaan resursseja suoraan loppukäyttäjiltä. Monet jakeluverkkoyhtiöt tarjoavat myös palveluna jo nyt mahdollisuuden kuormanohjauksen ajoittamiseen, minkä voisi ajatella tuottavan osan potentiaalista hyödyistä.

5. Johtopäätökset ja toimenpidesuositukset

Jakeluverkkomaksujen rakenteiden harmonisoinnin valmistelussa on ehdotettu perusmaksujen korvaamista tehomaksuilla. Valmisteluaineiston perusteella ei voida sanoa, että tämä olisi yhteiskunnan kokonaisedun mukaista. Siirtyminen perusmaksusta tehomaksuun voi ratkaista joitakin sähkönjakeluverkkojen ongelmia, mutta samalla voidaan luoda lisää vääristymiä jakeluverkon eri alueiden välillä, eri kuluttajaryhmien välillä ja vaikutetaan joustojen käyttöön sähkömarkkinoilla.

Sähkön jakeluverkkojen kiinteiden kustannusten kattaminen nykyisin yleisillä kulutus pohjaisilla siirtomaksuilla (snt/kWh) vääristää sähkönkäyttäjien investointikannustimia ja heikentää sähköjärjestelmän taloudellista tehokkuutta. Siirtyminen pääosin asiakasryhmäkohtaisiin kiinteäluontoihin maksuihin (€/kk) poistaisi näitä vääristymiä. Tarvittaessa kiinteitä maksuja voitaisiin porrastaa esimerkiksi pääsulakekokojen mukaisesti.

Jakeluverkkojen hinnoittelurakenteiden muutokset eivät suoraan vaikuta verkkoyhtiöiden keräämiin kokonaistuottoihin, vaan kysymys on kustannusten jakaantumisesta eri asiakkaiden välillä. Jos muutokset ovat riittävän suuria aiheuttamaan halutun kaltaisia ohjausvaikutuksia, voi seurauksena olla joustoon kykenemättömien kuluttajien kustannusten nousu. Tutkimustiedon perusteella tämä voisi tarkoittaa erityisesti vähävaraisten kotitalouksien kustannusten nousua¹³.

Markkinaehtoisen loppukäyttäjien kuormanohjauksen lisähyöty näyttää vähäiseltä ja monimutkaiselta ratkaisulta. Teknologiakehityksen näkökulmasta Suomi spesifinen ratkaisu voisi myös hidastaa globaalien teknologiaratkaisujen käyttöönottoa ja kehitystä Suomessa.

Suomen sähkömarkkinoiden sääntelyn muuttelusta puuttuu strateginen näkemys suunnasta, johon sähkömarkkinaa ja sähkönjakelua halutaan kehittää. Yksittäisten puutteellisesti valmistettujen lakiesitysten vaarana on, että sähkömarkkina lukkiutuu pitkäksi aikaa yhteiskunnan kokonaisedun kannalta ei-optimaaliseen tilaan. Lakiesityksen kahden kohdan, jakeluverkkomaksujen rakenteiden harmonisoinnin ja markkinapohjaisen loppukäyttäjien kuormanohjauksen, osalta olisi-kin perustelua jättää uudistukset toteuttamatta tai palauttaa asia huolellisempaan valmisteluun.

¹¹ California ISO (2024).

¹² Pohjoismaissa ylijäämät kasvavat 4,4 miljoonaa euroa, josta Suomen osuus on noin 1/5.

¹³ Ahlvik et al. (2025).

Lähteet

- Ahlvik, L., Kaariaho, T., Liski, M. & Vehviläinen, I. (2025). Fossil fuel pricing and vulnerable households, työpaperi.
- Borenstein, S., & Bushnell, J. B. (2022). Do two electricity pricing wrongs make a right? Cost recovery, externalities, and efficiency. *American Economic Journal: Economic Policy*, 14(4), 80-110.
- California ISO (2024). 2023 Special Report on Battery Storage. <https://www.caiso.com/documents/2023-special-report-on-battery-storage-jul-16-2024.pdf>.
- Chao, H. P., & Wilson, R. (1987). Priority service: Pricing, investment, and market organization. *The American Economic Review*, 899-916.
- Collan, M., Huhta, K., Järventausta, P. & Liski, M. (2022). Akateeminen työryhmä sähkönsiirron ja -jakelun tariffien laskentamenetelmistä, työryhmän lausunto Energiavirastolle. VN/2314/2021.
- Järventausta, P., Repo, S., Trygg, P., Rautiainen, A., Mutanen, A., Lummi, K., ... & Belonogova, N. (2015). Kysynnän jousto-Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli): Loppuraportti.
- Liski, M., & Vehviläinen, I. (2025). Redistribution through Efficiency: Theory and Evidence from Three Electricity Markets. *RAND Journal of Economics*, tulossa.
- Oren, S. S. (2001). Integrating real and financial options in demand-side electricity contracts. *Decision Support Systems*, 30(3), 279-288.
- Pérez-Arriaga, I. J., Jenkins, J. D., & Batlle, C. (2017). A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 6(1), 71-92.
- Pollitt, M. G. (2018). Electricity network charging in the presence of distributed energy resources. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 7(1), 89-104.
- Sahari, A. (2019). Electricity prices and consumers' long-term technology choices: Evidence from heating investments. *European Economic Review*, 114, 19-53.
- Schittekatte, T., & Meeus, L. (2020). Least-cost distribution network tariff design in theory and practice. *The Energy Journal*, 41(5), 119-156.
- Wolak, F. A. (2018). The evidence from California on the economic impact of inefficient distribution network pricing (No. w25087). National Bureau of Economic Research.