

VAIKUTUSARVIO KANTAVERKKOPALVELUMAKSURAKENTEN UUDISTUKSESTA

TKT JUHA VANHANEN
CENTROCAMPISTA OY
26.5.2026

SISÄLLYSLUETTELO

1 Johdanto	3	5 Maksujen kehityksen arviointi	19
2 Kantaverkkopalvelumaksurakenteen uudistus	4	5.1 Toimintaympäristön vaikutus maksujen kehitykseen	19
2.1 Nykyinen maksurakenne	4	5.2 Asiakasryhmäkohtainen kehitys	21
2.2 Ehdotus uudeksi maksurakenteeksi	5	5.2.1 Tuottajat	21
3 Vaikutusarvion toteutustapa	7	5.2.2 Teollisuus	21
3.1 Lähestymistapa	7	5.2.3 Jakeluverkot	22
3.2 Käytetty data ja oletukset	7	5.2.4 Energiavarastot	23
3.3 Maksukomponenttien määrittäminen	8	6 Erityiskysymyksiä	24
4 Laskelmat vaikutuksista	9	6.1 Kulutusasiakkaiden joustomahdollisuudet	24
4.1 Yleiskuva	9	6.2 Uusien hankkeiden sijoittuminen	28
4.2 Tuottajat	12	6.3 Jakeluverkkojen kyky viedä tehomaksu omille asiakkailleen	29
4.3 Teollisuus	13	7 Johtopäätökset	31
4.4 Jakeluverkot ja muut	14		
4.5 Energiavarastot	15		
4.6 Vaihtoehtoinen tarkastelu: Alueellinen häviömaksu	16		
4.7 Vaihtoehtoinen tarkastelu: Jännitteestä riippuvat tehomaksut	18		

1 JOHDANTO

Fingrid on suunnittelemassa kantaverkkopalvelumaksurakenteen uudistamista. Uudistuksella tavoitellaan kustannusvastaavaa maksurakennetta, jossa maksut kohdistuvat asiakkaille aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Merkittävämpänä muutoksena on siirtyminen energiapohjaisesta ja kulutusmaksupainotteisesta maksurakenteesta uuteen maksurakenteeseen, jossa osa maksuista perustuu kantaverkosta otettavaan tehoon.

Tässä vaikutustenarvioinnissa tarkastellaan millaisia vaikutuksia suunnitellulla uudella maksurakenteella on Fingridin asiakkaisiin. Tarkastelu tehdään vertaamalla suunnitellun uuden maksurakenteen kustannuksia nykyiseen maksurakenteeseen käyttämällä lähtötietoina vuoden 2024 mittaustietoja. Laskelmien lähtöoletuksena on, että uudella maksurakenteella peritään sama rahamäärä kuin vuoden 2024 maksuilla olisi peritty nykyisellä maksurakenteella ja vuoden 2024 yksikköhinoilla¹. Laskelmat tehdään liittymispiste- ja asiakaskohtaisesti. Laskelmien analyysi ja raportointi tehdään asiakasryhmittäin. Tarkasteltavat asiakasryhmät ovat tuottajat, teollisuus, jakeluverkot sekä energiavarastot.

Raportin luvussa 2 on kuvattu nykyinen maksurakenne sekä esitetty uusi maksurakenne, sen eri komponentit ja niiden määrittämisperiaatteet. Luvussa 3 on kuvattu vaikutusarvioinnin toteutustapa, käytetty data ja keskeiset oletukset, joiden vallitessa uuden maksurakenteen yksikkökustannukset on määritetty. Tämän lisäksi luvussa 3 on kuvattu vaikutusarviossa käytetyt laskentaperiaatteet sekä määritetty uuden maksurakenteen yksikköhinnat.

¹ Vuonna 2024 Fingrid jätti perimättä kolmen kuukauden maksut. Tässä tarkastelussa on kuitenkin tarkasteltu tilannetta, että kaikki kuukaudet olisi veloitettu voimassa olleen hinnaston mukaisesti.

Luvussa 4 on esitetty vaikutusarviointilaskelmien tulokset. Tulokset kertovat uuden ja nykyisen maksurakenteen eron vuoden 2024 tilanteessa. Tulosten perusteella nähdään, miten uudistus vaikuttaa eri asiakasryhmille kohdistuviin maksuosuuksiin ja millaisia muutoksia asiakasryhmien sisällä tapahtuu. Tuloksista käy ilmi asiakkaiden maksujen muutokset jakaumina, mutta yksittäisten asiakkaiden nimiä ei esitetä. Lisäksi luvussa 4 on esitetty vaihtoehtoiset laskelmat, joissa hinnoittelu riippuu joko maantieteellisestä alueesta tai liittymän jännitetasosta.

Luvussa 5 on kuvattu laadullisesti muutoksia, joita odotetaan tapahtuvan 2030-luvun alkuun mennessä. Sähkön kulutuksen sekä kantaverkon otto- ja antotehon odotetaan kasvavan huomattavasti. Samaan aikaan kantaverkkoon investoidaan merkittävästi ja kantaverkon siirtohäviöiden odotetaan kasvavan nykyisestä tasosta reilusti. Samoin asiakkaiden tuotanto- ja kulutusmäärissä sekä tehoissa odotetaan tapahtuvan suuria muutoksia. Tarkoituksena on arvioida näiden odotettavissa olevien muutosten kokonaisvaikutusta sekä kantaverkkopalvelumaksujen eri komponentteihin että asiakkaiden maksurasitukseen.

Luvussa 6 on tarkasteltu erityiskysymyksenä kulutusasiakkaiden kykyä hallita kantaverkosta ottamaansa tehoa, jos uusi maksurakenne otetaan käyttöön. Lisäksi luvussa 6 on tarkasteltu uudistuksen vaikutuksia uusien hankkeiden sijoittumiseen sekä jakeluverkkoyhtiöiden kykyä viedä muutokset omille asiakkailleen. Edellä kuvatut tarkastelut on tehty laadullisesti eikä dynaamisia vaikutuksia ei ole mallinnettu. Luvussa 7 on esitetty yhteenveto tuloksista ja johtopäätökset.

2 KANTAVERKKOPALVELUMAKSURAKENTEN UUDISTUS




2.1 Nykyinen maksurakenne

Nykyinen kantaverkkopalvelumaksurakenne on erittäin energiapainotteinen ja eurooppalaisittain poikkeuksellinen. Valtaosa kantaverkkomaksuista kohdistuu kulutusasiakkaille, joiden maksut perustuvat kulutusenergiaan ja kantaverkosta otettavaan energiaan.

Kaikki kulutuksen maksukomponentit (kulutusmaksu ja kantaverkosta ottomaksu) ovat pelkästään energiamäärästä riippuvia eikä kantaverkosta otettava teho tai liittymispisteen takaisen kulutuksen teho vaikuta niihin (ks. kuva 2.1). Kulutuksen maksukomponenteista kulutusmaksu, joka kohdistuu kaikkeen liittymispisteen takaiseen kulutukseen, on kaikkein merkittävin. Vuonna 2026 kulutusmaksu on talviarkipäivänä 10,47 €/MWh ja muuna aikana 2,97 €/MWh, kun kantaverkosta ottomaksu on 1,07 €/MWh.¹ Vuonna 2024, joka on tämän vaikutusarvion vertailuvuosi, vastaavat maksut olivat 8,96 €/MWh, 2,55 €/MWh ja 0,92 €/MWh.

Tuotannolle kohdistuvat maksukomponentit ovat voimalaitoksen tehomaksu, joka on tehopohjainen, ja kantaverkkoon antomaksu, joka perustuu kantaverkkoon annettavaan energiaan. Voimalaitoksen tehomaksulle on vaihtoehtona lyhyen käyttöajan energiamaksu, joka soveltuu vähän käytettäville voimalaitoksille. Nämä määritetään erikseen etukäteen edellisen vuoden joulukuussa. Vuonna 2026 voimalaitoksen tehomaksu on 189,50 €/MW,kk ja lyhyen käyttöajan energiamaksu 3,80 €/MWh.¹ Vuonna 2024 vastaavat maksut olivat 162,00 €/MW,kk ja 3,26 €/MWh. Vuonna 2026 kantaverkkoon antomaksu on 0,71 €/MWh ja vuonna 2024 se oli 0,61 €/MWh.

Energiavaraston tehomaksu, joka peritään sekä kulutus- että tuotantotilan tehosta, otettiin käyttöön vasta vuoden 2026 alusta, joten niitä ei vielä peritty vuonna 2024. Vuonna 2026 maksut ovat puolet voimalaitoksen tehomaksusta eli 94,75 €/MW, kk, ja ne peritään sekä anto- että ottotehosta erikseen.

 Kulutus	Kulutusmaksu (€/MWh) - Talviarkipäivä - Muu aika	Kantaverkosta ottomaksu (€/MWh)
 Tuotanto	Voimalaitoksen tehomaksu (€/MW) tai lyhyen käyttöajan voimalaitoksen energiamaksu (€/MWh)	Kantaverkkoon antomaksu (€/MWh)
 Energiavarastot	Energiavaraston ottotehomaksu ja antotehomaksu (€/MW)	Kantaverkon ottomaksu ja antomaksu (€/MWh)

Kuva 2.1. Kantaverkkopalvelumaksurakenne nykyisin.

¹ Fingrid, kantaverkkopalveluhinnoittelu 2026. Saatavissa: [Hinnasto 2026](#) [viitattu 13.3.2026]

2.2 Ehdotus uudeksi maksurakenteeksi

Kantaverkkopalvelumaksurakenteen uudistuksella tavoitellaan kustannusvastaavaa maksurakennetta, jossa maksut kohdistuisivat aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Uudistuksella pyritään hillitsemään kantaverkosta otettavan ja kantaverkkoon annettavan tehon kasvua, jotta pystytään hillitsemään kantaverkkoinvestointeja, jotka lopulta rasittavat kantaverkon asiakkaita.

Kantaverkon siirtokyvyn kasvattaminen edellyttää investointeja, joiden määrä riippuu siirrettävästä tehosta. Tämän vuoksi uuteen maksurakenteeseen ollaan sisällyttämässä kulutukseen ja energiavarastojen ottotehoon kohdistuva ottotehomaksu (ks. kuva 2.2), jossa huomioidaan sekä eri kuukausien että pidemmän ajan (esim. vuoden) ottotehojen tuntihuiput¹.

Pidemmän ajan tuntihuippu voi perustua sopimustehoon, edellisen kalenterivuoden mitattuun tuntihuippuun tai liukuvaan 12 kuukauden mitattuun tuntihuippuun. Jatkossa pidemmän ajan tuntihuipusta käytetään nimitystä ”vuoden tuntihuippu”. Vuoden tuntihuipun käyttöä puoltaa se, että se määrittää liittymän kapasiteetin. Kuukauden tuntihuipun käyttöä puoltaa se, että Energiavirasto on omassa määräyksessään² velvoittanut jakeluverkkoyhtiöt käyttämään laskutusperusteena kunkin kuukauden mitattua tuntihuippua. Yhtenäisellä käytännöllä parannetaan edellytyksiä tehdä asiakkaiden tehonohjausta läpi sähköverkon kaikkien jännitetasojen. Alustavasti on kaavailtu, että vuoden ja kuukauden tuntihuippuja painotettaisiin saman verran eli molempien painoarvo olisi 50 %.


¹ Tuntihuipulla tarkoitetaan tarkkaan ottaen ottotehon huipputunnin keskitehoa.

² Energiavirasto, Määräys sähköjakelupalvelutuotteiden maksukomponenttien määräytymisperusteista. Saatavissa: [Energiaviraston määräys 2340/000002/2025](#) [viitattu 13.3.2026]

Tuotannon osalta voimalaitoksen tehomaksun rakenne on tarkoitus säilyttää nykyisellään eli sen perusteena on voimalaitoksen nettosähköteho ja sitä peritään kaikilta yli 1 MW voimalaitoksilta riippumatta siitä, onko kyseessä pelkkä tuotantoliittymä vai onko voimalaitos jakeluverkossa tai teollisuusliittymässä. Tämän lisäksi lyhyen käyttöajan voimalaitoksen energiamaksu on tarkoitus säilyttää vaihtoehtona tehomaksulle kuten nykyisinkin. Tuotantokohteilta ei peritä ottotehomaksua, jos kyseessä voimalaitosliittymä, jossa ei ole muuta kulutusta voimalaitoksen omakäytön lisäksi. Jos tuotannon yhteydessä on muuta kulutusta, kuten esimerkiksi sähkökattila tai energiavaraisto, ottotehomaksu peritään.

 Kulutus	Ottotehomaksu (€/MW) sekä vuoden että kuukauden tuntihuipun perusteella	Häviömaksu (€/MWh) laskutetaan kaikesta otto- ja antoenergiasta riippumatta asiakkaan tyypistä	Järjestelmämaksu (€/MWh) laskutetaan tuotannosta ja kulutuksesta
 Tuotanto	Voimalaitoksen tehomaksu (€/MW) tai lyhyen käyttöajan voimalaitoksen energiamaksu (€/MWh)		Järjestelmämaksu (€/MWh) laskutetaan varaston häviöistä
 Energiavarastot	Ottotehomaksu (€/MW) sekä vuoden että kuukauden tuntihuipun perusteella		

Kuva 2.2. Ehdotus uudeksi kantaverkkopalvelumaksurakenteeksi.



Kantaverkon siirtohäviöiden kustannusten kattamiseksi on tarkoitus alkaa periä erillistä häviömaksua, joka korvaa nykyiset otto- ja antomaksut. Häviömaksulla katetaan kantaverkon häviöistä syntyvät kustannukset. Häviömaksu on energiapohjainen ja peritään kaikesta kantaverkkoon kohdistuvasta otto- ja antoenergiasta. Häviömaksun yksikköhinta on sama sekä otolle että annolle. Häviömaksun on tarkoitus perustua uudessa maksurakenteessa 15 minuutin mittauksiin. Mikäli energiavarastolla on sekä ottoa että antoa 15 minuutin sisällä, nämä netotetaan ja häviömaksu peritään netoksi muodostuneesta otosta tai annosta.

Edellisten lisäksi tarkoituksena on ottaa käyttöön järjestelmämaksu, jolla katetaan muun muassa stabiiliuden hallinnan ja reservien hankinnan kustannuksia. Järjestelmämaksu on energiapohjainen ja se kohdistuu kaikkeen kulutukseen ja tuotantoon. Energiavarastoilta järjestelmämaksua peritään ainoastaan varaston aiheuttaman häviöenergian perusteella. Järjestelmämaksun on tarkoitus perustua myös 15 minuutin mittauksiin.

3 VAIKUTUSARVIOINNIN TOTEUTUSTAPA

3.1 Lähestymistapa

Vaikutusarviossa vertaillaan nykyisen ja uuden maksurakenteen eroja. Lähtötietoina käytetään vuoden 2024 liittymispistekohtaisia mittaus- ja laskutustietoja.

Laskelmien lähtöoletuksena on, että uudella maksurakenteella peritään sama rahamäärä kuin vuoden 2024 maksuilla olisi peritty ilman kyseiselle vuodelle annettuja maksualennuksia¹. Laskelmista on myös eliminoitu kyseisen vuoden tuloslaskelmaan kirjattujen ja asiakkaiden maksurasitusta pienentävien pullonkaulatulojen vaikutus.

Laskelmat tehdään liittymispisteittäin. Tulokset raportoidaan asiakasryhmittäin siten, että asiakasryhmän kokonaismaksumuutoksen lisäksi tuloksista käy ilmi myös muutosten tarkempi jakauma asiakkaittain. Maksujen kokonaismuutoksen lisäksi laskelma tuottaa tietoa uuden maksurakenteen eri komponenttien painoarvosta eri asiakasryhmissä.

3.2 Käytetty data ja oletukset

Laskelmissa käytetty liittymispistekohtainen data on saatu Fingridin tietojärjestelmistä ja se on sisältänyt teknisinä tietoina anto- ja ottoenergioiden ja kulutusenergian vuosisummat sekä kantaverkosta oton tuntitehohuiput kuukausittain. Taloudellisista tiedoista käytössä on ollut vuoden laskutuksen kokonaissumma ja sen erittely nykyisen maksurakenteen maksukomponentteihin. Taloudelliset tiedot on laskettu edellä kuvatulla oletuksella, että kaikki vuoden 2024 kuukaudet olisi veloitettu voimassa olleen hinnaston mukaisesti.

¹ Vuonna 2024 Fingrid jätti perimättä kolmen kuukauden maksut. Tässä tarkastelussa on kuitenkin tarkasteltu tilannetta, että kaikki kuukaudet olisi veloitettu voimassa olleen hinnaston mukaisesti.

Laskelmissa on mukana kaikki Fingridin asiakkaat vuodelta 2024. Mukana on myös asiakkaat, jotka ovat ottaneet liittymän käyttöön kesken vuotta tai lopettaneet liittymän käytön vuoden aikana. Laskelmat on tehty ensin liittymispisteittäin ja sen jälkeen kunkin asiakkaan liittymispisteet on yhdistetty. Laskelmissa on käytetty netotettuja anto- ja ottoenergioita voimassa olleiden netotussopimusten mukaisesti. Voimalaitosten tehot on määritetty vuonna 2024 maksettujen voimalaitosten tehomaksujen perusteella, jolloin osan vuotta käytössä olleet voimalaitokset on huomioitu vertailussa oikealla tavalla. Niiltä tuottaja-asiakkailta, joiden liittymissä on ollut merkittävää kulutusta ja joilta on peritty on aiemminkin peritty kulutusmaksua vähintään 1000 €/v, on peritty ottotehomaksua. Muilta tuottaja-asiakkailta ei ole peritty ottotehomaksua. Mahdollisista käytössä olleista varayhteyksistä ei ole peritty ottotehomaksua.

3.3 Maksukomponenttien määrittäminen

Uuden palvelumaksurakenteen maksukomponenttien määrittely tehdään seuraavia kustannusvastaavuuden periaatteita noudattaen:

1. Häviömaksu määritetään Fingridin vuoden 2024 nettohäviökustannusten (n. 70 M€) perusteella ja se allokoidaan sekä anto- että ottoenergialle samanarvoisena ja kohdistetaan kaikille asiakkaille. Häviökustannukset sisältävät suojuuksista aiheutuneet kustannukset, mutta ei pullonkaulatuloilla katettavia rajasiirron häviökustannuksia.
2. Järjestelmämaksu määritetään Fingridin nykykustannuksia vastaavien järjestelmäkustannusten (n. 60 M€) perusteella ja allokoidaan kaikelle kulutukselle ja tuotannolle, pois lukien energiavarastot, joiden maksu perustuu ainoastaan varastojen häviöenergiaan.
3. Voimalaitoksen tehomaksulla kerätään sama rahasumma kuin vuonna 2024 (n. 40 M€). Samoin lyhyen käyttöajan voimalaitoksen energiamaksulla kerätään sama rahasumma kuin vuonna 2024 (< 1 M€).
4. Ottotehomaksu määritetään siten, että sillä ja kaikilla muilla edellä kuvatuilla maksukomponenteilla kerätään yhteensä sama rahasumma kuin vuonna 2024 olisi peritty, jos kaikki kuukaudet olisi laskutettu. Ottotehomaksusta 50 % perustuu vuoden tuntihuippuun ja 50 % kuukausien tuntihuippuihin.

Huomattakoon, että vuonna 2024 Fingridin kantaverkkopalvelumaksutaso oli alle lain salliman korkeimman maksutason, koska pullonkaulatuloja käytettiin alentamaan asiakkaiden maksuja.

Edellä mainittujen periaatteiden mukaan uuden maksurakenteen eri komponenttien hinnoiksi saadaan:

- Ottotehomaksu: 1340 €/MW, kk
- Voimalaitoksen tehomaksu: 162 €/MW, kk
- Lyhyen käyttöajan voimalaitoksen energiamaksu: 3,26 €/MWh
- Häviömaksu: 0,59 €/MWh
- Järjestelmämaksu 0,39 €/MWh

Laskelmissa liittymien ottotehon vuoden tuntihuippuna on käytetty vuoden 2024 suurinta mitattua tuntitehoa, joka oli saatavilla lähtödatasta. Käytännössä ottotehon pidemmän ajan tuntihuippu voi olla esimerkiksi edellisen vuoden tai viimeisen 12 kk:n tuntihuippu tai erikseen sovittava sopimusteho.

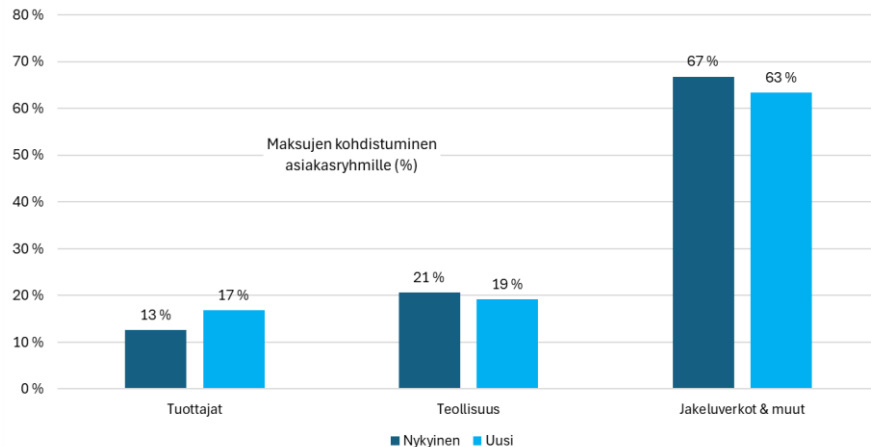
Edellä mainitut maksukomponentit kuvaavat tilannetta, jossa uusi maksurakenne olisi ollut käytössä vuonna 2024 ja kantaverkkopalvelumaksut olisi peritty vuoden jokaisena kuukautena ja pullonkaulatuloja olisi käytetty alentamaan asiakkaiden maksurasitetta saman verran kuin vuonna 2024. Hinnat eivät kuvaa nykyhetkeä eikä tulevia hintoja, vaan ainoastaan konkretisoivat tilannetta vuonna 2024.

Luvuissa 4.1-4.5 esitettävät tulokset perustuvat yllä olevilla yksikkökustannuksilla laskettuihin maksuihin. Luvussa 4.6 esitetään vaihtoehtoinen laskelma, jossa häviömaksu on porrastettu alueellisesti. Luvussa 4.7 esitetään puolestaan laskelma, jossa kulutuksen ottotehomaksu ja voimalaitosten tehomaksu on porrastettu jännitetason mukaan siten, että 400 kV:n jännitetasolla maksut ovat alemmat kuin 110 kV:n ja 220 kV:n jännitetasoilla.

4 LASKELMAT VAIKUTUKSISTA

4.1 Yleiskuva

Uusi maksurakenne muuttaa eri asiakasryhmien keskinäisiä maksuosuuksia. Kuvassa 4.1 on esitetty nykyisen ja uuden maksurakenteen maksujen kohdentuminen eri asiakasryhmille. Tuottaja-asiakkaisiin sisältyvät kantaverkkoon liittyneet (i) voimalaitokset, joissa ei ole muuta kulutusta kuin omakäyttö ja joilta ei peritä ottotehomaksua sekä (ii) voimalaitokset, joissa on liittymispisteen takana kulutusta ja joilta peritään ottotehomaksu. Jakeluverkkojen ryhmään on sisällytetty varsinaisten jakeluverkkojen lisäksi pieni joukko erilaisia kulutuskohteita, jotka eivät ole luonteeltaan teollisuutta, mutta joita oli liian vähän oman asiakasryhmän muodostamiseksi. Lisäksi on tarpeen huomioida, että voimalaitoksia on myös teollisuus- ja jakeluverkot asiakasryhmissä.



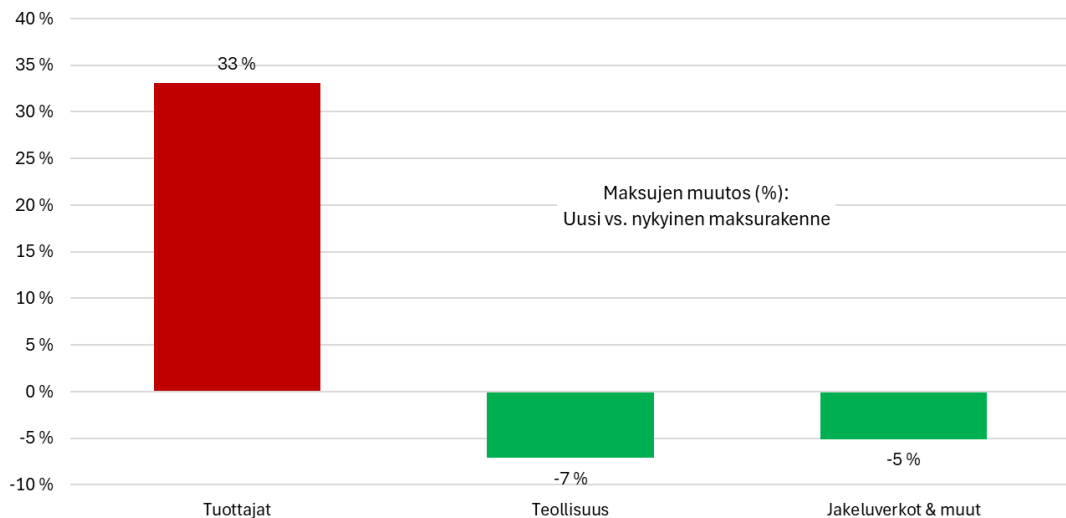
Kuva 4.1. Maksujen jakautuminen asiakasryhmittäin vuoden 2024 tiedoilla laskettuna.

Energiavarastoasiakkaiden määrä jäi vuonna 2024 niin pieneksi, että niiden merkitys oli kokonaisuudessaan olematon (pyöristettynä 0 %), joten niitä ei ole otettu mukaan yhteenvetokuvaan. Tarkemmin energiavarastoja on tarkasteltu luvussa 4.5.

Uudessa maksurakenteessa tuottaja-asiakkaiden maksuosuus on 17 %, kun se nykyisessä maksurakenteessa on 13 %. Vastaavasti teollisuusasiakkaiden osuus laskee 21 %:sta 19 %:iin ja jakeluverkkoasiakkaiden ja muiden osuus 67 %:sta 63 %:iin. Uudessa maksurakenteessa häviömaksu (0,59 €/MWh) on likimain saman suuruinen kuin nykyisen maksurakenteen kantaverkkoonantomaksu (0,61 €/MWh), mutta pienempi kuin kantaverkon ottomaksu (0,92 €/MWh) vuonna 2024. Tuotannolle ja kulutukselle kohdistuva järjestelmämaksu (0,39 €/MWh) on puolestaan häviömaksua pienempi.

Koska teollisuudessa ja jakeluverkoissa on myös voimalaitoksia, jotka maksavat voimalaitosten tehomaksua, lyhyen käyttöajan energiamaksua sekä häviömaksua verkkoon annosta ja järjestelmämaksua nettotuotannosta, on tuotannon osuus uudessa maksurakenteessa kokonaisuudessaan 26 %. Nykyisessä maksurakenteessa se on 19 %.

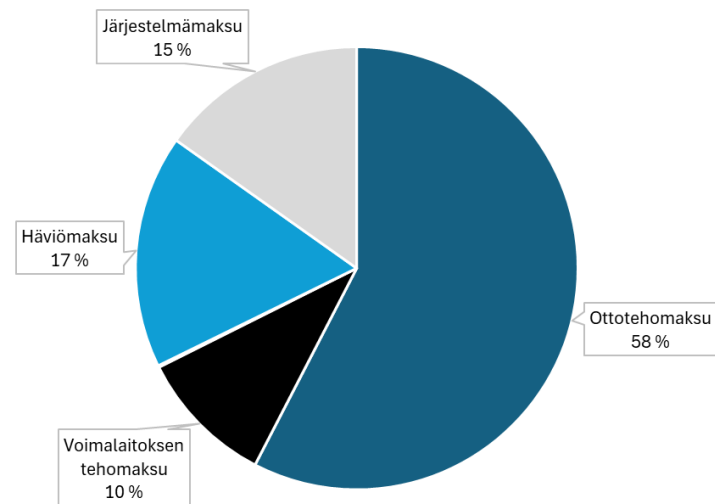
Nykyiseen maksurakenteeseen verrattuna tuottaja-asiakkailta kokonaisuudessaan perittävät maksut nousevat 33 % (ks. kuva 4.2); euromääräisesti lisäys on n. 0,4 €/MWh. Maksut laskevat teollisuusasiakkailta 7 %. Jakeluverkoilta ja muilta maksut laskevat 5 %. Tuottaja-asiakkaiden suhteellisesti suurempi muutos selittyy sillä, että tuottaja-asiakkaiden maksut energia- ja tehoyksikköä kohden ovat nykyisin pienemmät kuin kuluttaja-asiakkaiden eli teollisuuden ja jakeluverkkojen maksut.



Kuva 4.2. Maksujen muutokset eri asiakasryhmissä vuoden 2024 tiedoilla laskettuna.

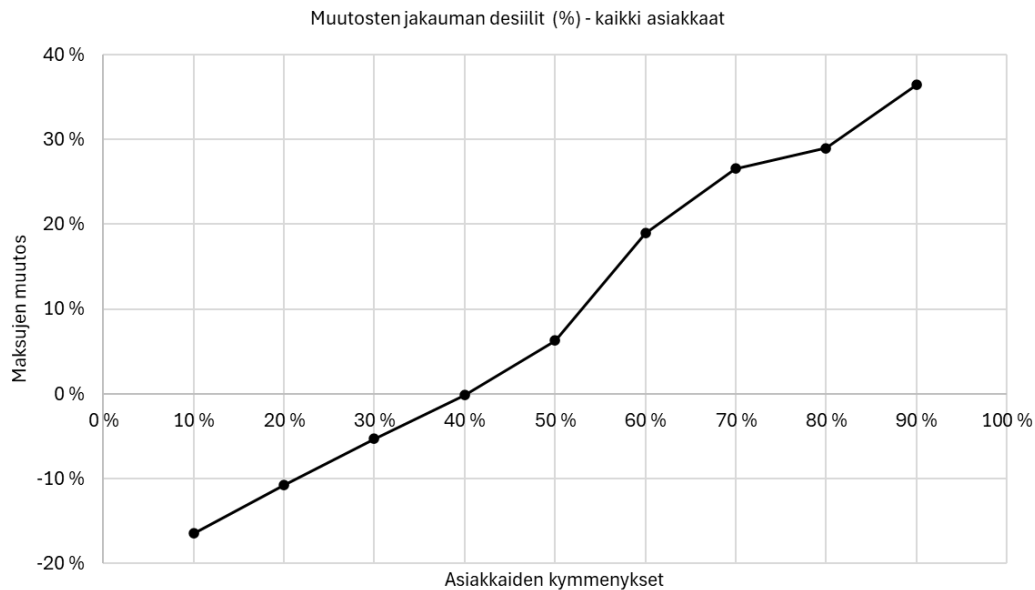
Uuden maksurakenteen merkittävin muutos on maksujen painopisteen siirtyminen energiamaksuista tehomaksuihin. Nykyisessä maksurakenteessa tehomaksujen osuus on kokonaisuudessaan vain n. 10 %, kun uudessa maksurakenteessa tehomaksujen osuus nousee 68 %:iin vuoden 2024 tiedoilla laskettuna. Tästä ottotehomaksujen osuus on 58 prosenttiyksikköä ja voimalaitoksen tehomaksujen osuus 10 prosenttiyksikköä. Häviömaksujen osuus on 17 % ja järjestelmämaksun osuus 15 % (ks. kuva 4.3.)

Teollisuus- ja jakeluverkkosiakkaille ottotehomaksu on uudessa maksurakenteessa selkeästi kaikkein merkittävin maksukomponentti, kun aiemmin valtaosa maksuista kerättiin kulutusmaksuilla. Tuottaja-asiakkaiden maksut jakaantuvat melko tasaisesti voimalaitoksen tehomaksun, häviömaksun ja järjestelmämaksun kesken. Nykyiseen maksurakenteeseen verrattuna voimalaitoksen tehomaksu on sama, häviömaksu on hieman pienempi kuin nykyinen kantaverkkoon antomaksu ja järjestelmämaksu on kokonaan uusi maksukomponentti.



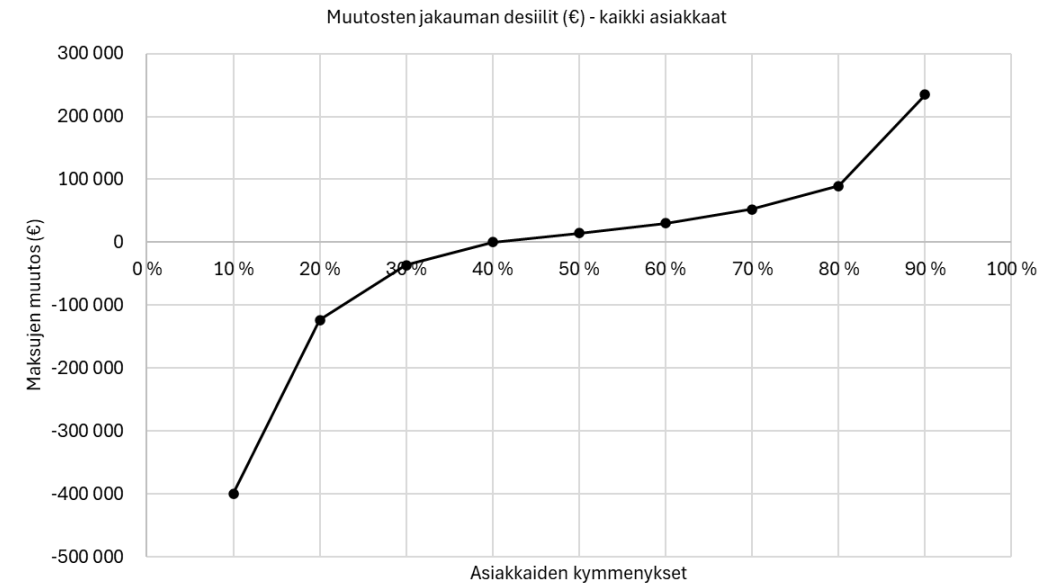
Kuva 4.3. Maksukomponenttien suhteelliset osuudet uudessa maksurakenteessa vuoden 2024 tiedoilla laskettuna.

Asiakaskohtaisia muutoksia voidaan tarkastella sekä suhteellisten muutosten että rahamääräisten muutosten perusteella. Kuvassa 4.4 on esitetty maksujen suhteellisten muutosten jakauman kymmenykset. Kuvasta nähdään, että maksut pienenevät 40 %:lla ja nousevat 60 %:lla asiakkaista. Noin 20 %:lla asiakkaista maksut pienenevät yli 10 % ja vastaavasti noin 20 %:lla asiakkaista maksut nousevat yli 30 %. Kustannusten nousu kohdistuu pääosin tuottaja-asiakkaisiin, joilla kaikilla maksut nousevat (ks. tarkemmin luku 4.2).



Kuva 4.4. Maksujen suhteellisten muutosten jakauman kymmenykset sisältäen kaikki asiakkaat.

Kuvassa 4.5 on esitetty puolestaan maksujen rahamääräiset muutokset. Kuvasta nähdään, että rahamääräiset muutokset ovat valtaosalle maltilliset. Noin 60 %:lle asiakkaista muutos jää -100 000 €:n ja +100 000 €:n välille vuositasona. Toisaalta muutosten molemmissa ääripäissä euromääräiset muutokset ovat suuriakin. Etenkin hyödyt ovat jollekin asiakkaille suuria, sillä 10 % asiakkaista hyöty on yli 400 000 €. Tarkemmin eri asiakasryhmiä on tarkasteltu luvuissa 4.2 – 4.5.



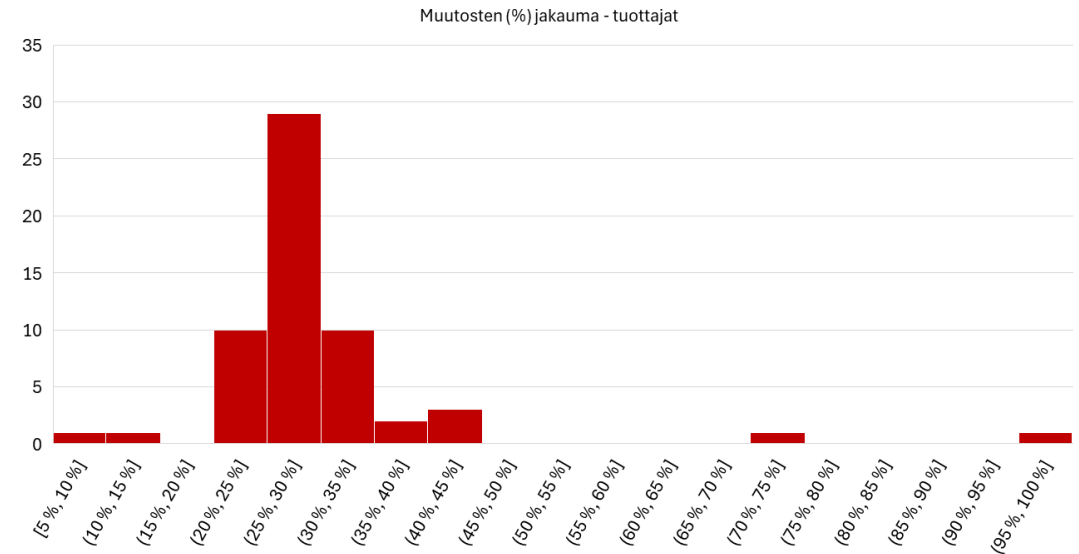
Kuva 4.5. Maksujen euromääräisten muutosten jakauman kymmenykset sisältäen kaikki asiakkaat.

4.2 Tuottajat

Tuottaja-asiakkaiden yhteenlasketut maksut nousevat uudessa maksurakenteessa 33 %, mikä vastaa n. 0,4 €/MWh maksujen nousua. Asiakaskohtainen jakauma käy ilmi kuvasta 4.6, jossa on esitetty kaikki tuottaja-asiakkaat, joilla on ollut tuotantoa vuonna 2024. Valtaosalla tuottaja-asiakkaista maksujen nousu asettuu 20 % - 45 % välille. Ainoastaan neljän tuottajan muutos on tämän haarukan ulkopuolella. Näillä poikkeavilla asiakkailla muutos näyttäytyy suhteessa suurempana voimassa olevien netotussopimusten vuoksi. Laskelmissa voimassa olleet netotussopimukset on huomioitu sekä nykyisessä että uudessa maksurakenteessa.

Uuden maksurakenteen järjestelmämaksu on energiaperustainen. Täten se rasittaa eri tuotantomuotoja yhtä paljon tuotettua energiayksikköä kohti. Jos maksu olisi tehopohjainen, kerättäisiin sitä suhteessa enemmän matalan huipun käyttöajan voimalaitoksilta - esimerkiksi aurinkovoimalta.

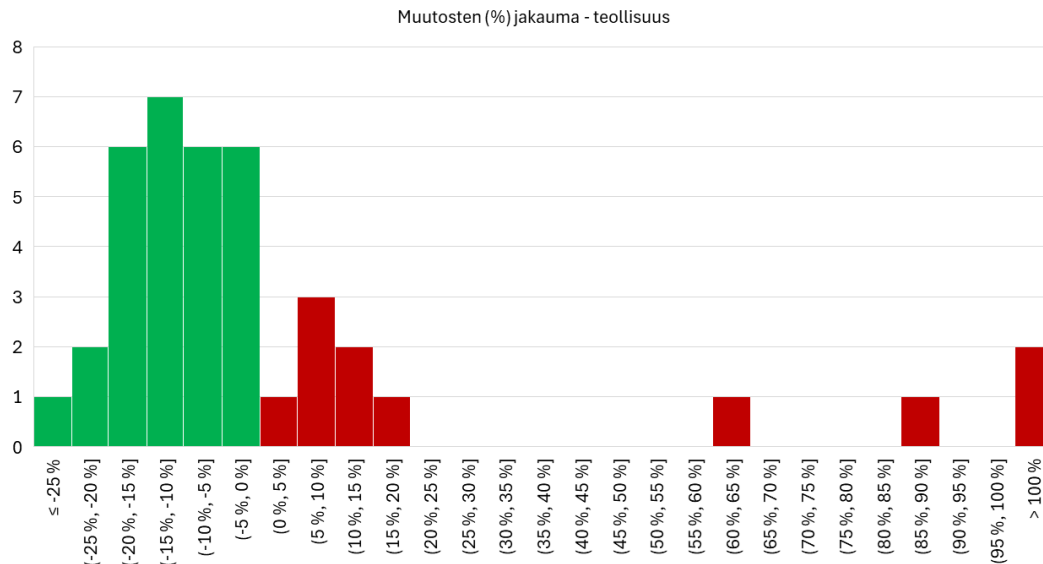
Koska vaikutusarviossa käytetyillä oletuksilla voimalaitosten tehomaksu ja lyhyen käyttöajan voimalaitosten energiamaksu ovat samat uudessa ja nykyisessä maksurakenteessa, ja uuden häviömaksun vaikutus on likimain sama kuin nykyisen kantaverkkoonantomaksun vaikutus, tarkoittaa se käytännössä sitä, että kaikelle tuotannolle kohdistuu uudessa maksurakenteessa lisäkulu, joka vastaa karkeasti järjestelmämaksun suuruutta (0,39 €/MWh). Nykyisessä maksurakenteessa järjestelmäkustannukset katetaan pääosin kulutusmaksuilla, jotka kohdistuvat pelkästään kulutusasiakkaisiin.



Kuva 4.6. Tuottaja-asiakkaiden maksujen prosentuaalisten muutoksen jakauma. Y-akseli kertoo kuhunkin prosentuaaliseen muutosväliin osuvien asiakkaiden määrän.

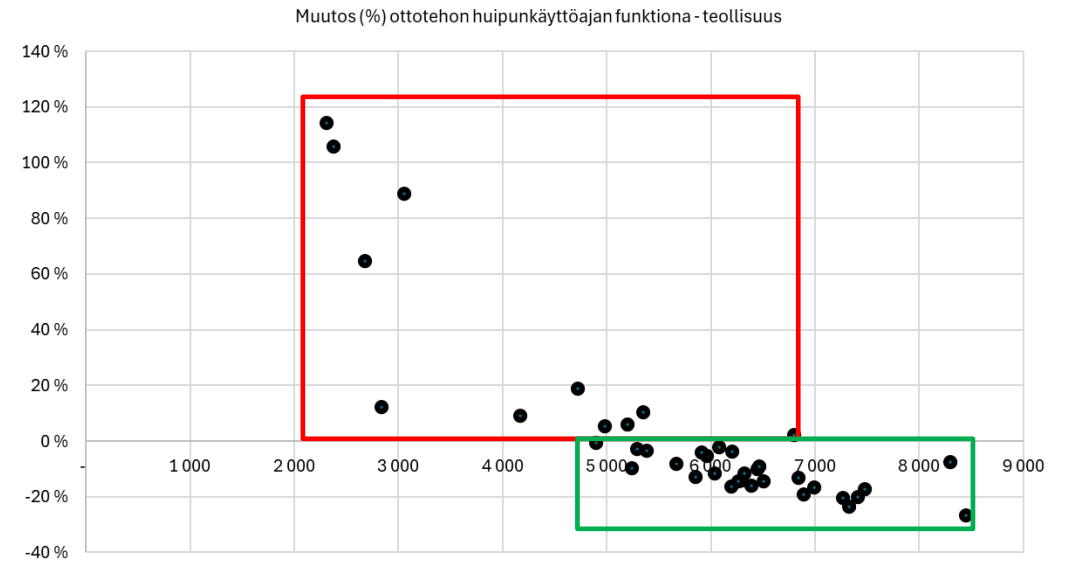
4.3 Teollisuus

Teollisuusasiakkaiden yhteenlasketut maksut alenevat 7 %. Asiakaskohtainen jakauma käy ilmi kuvasta 4.7. Suurimmalla osalla maksut alenevat 0 – 20 %. Kaikkiaan maksut alentuvat noin 70 %:lla teollisuusasiakkaista. Maksut nousevat niillä teollisuusasiakkailla, joilla on suuri ottoteho suhteessa energiankulutukseen eli toisin sanoen pieni ottotehon huipunkäyttöaika (ks. kuva 4.8.).



Kuva 4.7. Teollisuusasiakkaiden maksujen prosentuaalisten muutoksen jakauma.

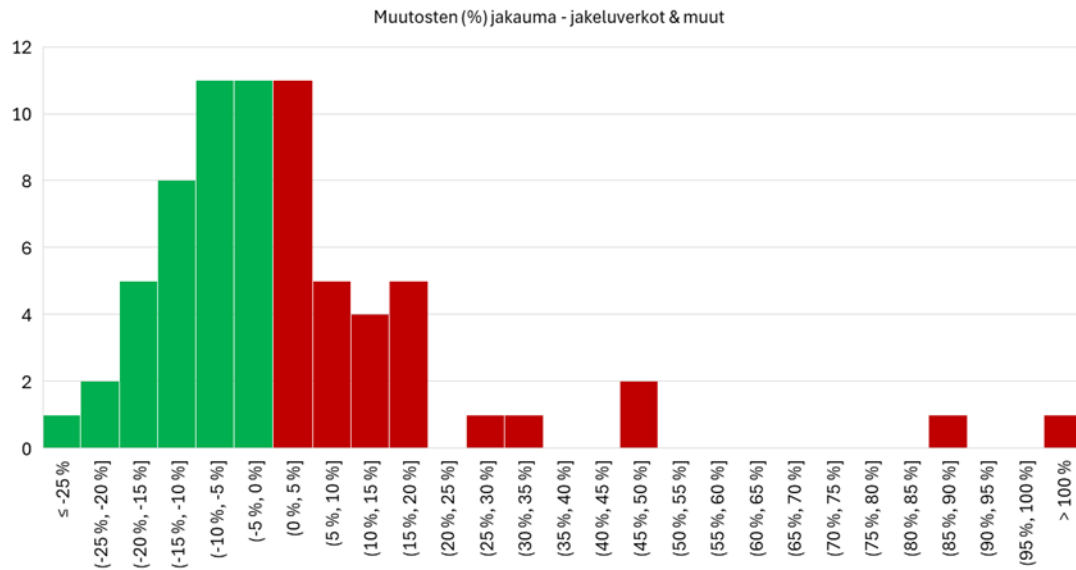
Muutokset selittyvät pitkälti sillä, että uudessa maksurakenteessa ottotehomaksu on merkittävin maksukomponentti, kun taas nykyisessä maksurakenteessa kulutusmaksut ovat merkittävin tekijä. Siirryttäessä kulutusenergiapainotteisesta maksurakenteesta ottotehopainotteiseen maksurakenteeseen asiakkaan ottotehon huipunkäyttöaika selittää merkittävältä osalta muutosta. Lisäksi liittymän takaisesta tuotannosta saadaan hyötyä häviömaksussa ja mahdollisesti ottotehomaksussa, mikäli tuotantoa on saatavilla huippukulutuksen aikana.



Kuva 4.8. Teollisuusasiakkaiden maksujen prosentuaaliset muutokset ottotehon huipunkäyttöajan (= kulutus / vuoden keskimääräinen ottoteho, jonka perusteella kulutuksen ottotehomaksua maksetaan) funktiona.

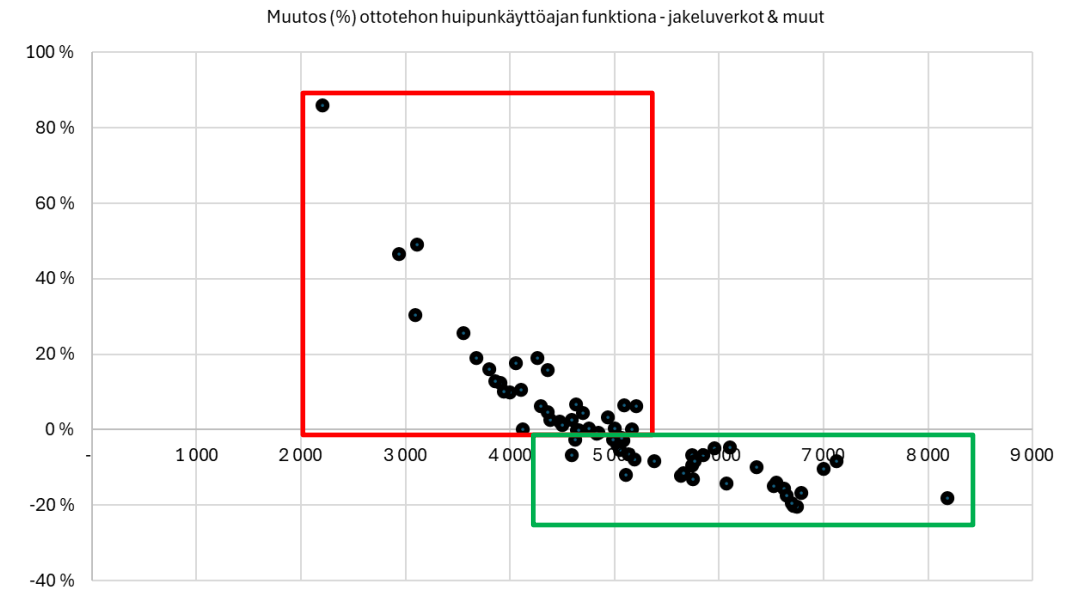
4.4 Jakeluverkot ja muut

Jakeluverkkojen ja muiden kulutusasiakkaiden yhteenlasketut maksut alenevat 5 %. Asiakaskohtainen jakauma on esitetty kuvassa 4.9. Maksut laskevat noin puolella ja nousevat puolella asiakkaista. Yhtä jakeluverkkoa lukuun ottamatta jakeluverkkojen muutokset asettuvat -20 %:n ja +20 %:n väliin. Tämän haarukan ulkopuoliset muutokset kohdistuvat muihin kulutusasiakkaisiin, jotka eivät ole luonteeltaan teollisuutta ja joita ei ollut riittävästi oman asiakasryhmän muodostamiseksi.



Kuva 4.9. Jakeluverkkojen ja muiden asiakkaiden maksujen prosentuaalisten muutoksen jakauma.

Uudistuksesta hyötyvät asiakkaat, joissa on suuri ottotehon huipunkäyttöaika (ks. kuva 4.10) ja tuotantoa liittymispisteen takana eli esimerkiksi sellaiset kaupunkien jakeluverkot, joissa on merkittävästi sähkön- ja lämmön yhteistuotantoa. Hyötyjiä löytyy myös haja-asutusalueiden jakeluverkoista, joissa on merkittävästi tuotantoa. Maksut puolestaan nousevat jakeluverkoissa, joissa ottotehon huipunkäyttöaika jää alhaiseksi esimerkiksi sähkölämmitysasiakkaiden suuren osuuden, sähkökattiloiden aiheuttamien tehuhiippujen ja tuotannon vähyden vuoksi.



Kuva 4.10. Jakeluverkkojen ja muiden asiakkaiden maksujen prosentuaalinen muutos ottotehon huipunkäyttöajan funktiona.

4.5 Energiavarastot

Vuonna 2024 kantaverkkoon liitettyjä energiavarastoja ei ollut vielä riittävästi kunnollisen analyysin tekemiseksi. Ainoastaan yksi kantaverkkoon liitetty energiavarasto oli koko vuoden käytössä ja kaksi muuta vain osan vuotta. Tämän vuoksi vaikutuksia energiavarastoihin on arvioitu erillisin laskelmin eivätkä ne perustu mitattuihin tietoihin.

Vuoden 2026 alussa käyttöön otettu energiavarastojen tehomaksu asetettiin alkuun voimalaitosten tehomaksua vastaavaksi siten, että se on puolet voimalaitosten tehomaksusta ja että se peritään erikseen sekä otto- että antotehosta. Uudessa maksurakenteessa merkittävin muutos on nykyisen energiavarastojen tehomaksun korvautuminen kulutuksen ottotehomaksulla, koska energiavarastot varaavat ottotehoa lataustehonsa perusteella vastaavasti kuin kulutuskohteet. Koska kulutuksen ottotehomaksu on noin 8-kertainen voimalaitosten tehomaksuun verrattuna (ks. s. 8), tarkoittaa tämä muutos merkittävää maksujen nousua energiavarastoille.

Häviömaksujen ja järjestelmämaksujen merkitys riippuu energiavaraston käytön aktiivisuudesta. Mitä enemmän energiavarastoa ladataan (otto kantaverkosta) ja puretaan (anto kantaverkkoon), sitä suurempi häviömaksu on. Samoin käytön aktiivisuus aiheuttaa häviöitä, joiden perusteella määritetään järjestelmämaksu. Mitä enemmän energiavarastoa käytetään, sitä suurempi merkitys näillä maksuilla on. Joka tapauksessa kulutuksen ottotehomaksu on kaikkein merkittävin maksukomponentti, vaikka energiavarastoa käytettäisiinkin aktiivisesti.

Tarkastellaan esimerkkinä 100 MWh energiavarastoa, jonka nimellisteho on 100 MW. Oletetaan, että energiavarasto käyttää nimellistehonsa mukaista 100 MW lataustehoa vähintään tunnin ajan ainakin yhden kerran jokaisen kuukauden aikana ja että energiavaraston käyttötapa on sellainen, että se lataa ja purkaa varaston keskimäärin kerran vuorokaudessa (=365 sykliä vuodessa). Oletetaan lisäksi, että energiavaraston hyötysuhde on 90 %. Tässä tapauksessa energiavaraston maksut ovat uudessa maksurakenteessa yli 5 kertaa suuremmat kuin nykyisessä maksurakenteessa vuoden 2026 hinnoilla laskettuna.

Jos energiavarastoa käytettäisiin siten, että sen lataustehoa kantaverkosta rajoitettaisiin, mutta antoteho pidettäisiin maksimissaan, voitaisiin tällä tavalla saavuttaa merkittävä hyöty maksuissa. Esimerkiksi, jos latausteho kantaverkosta olisi tässä esimerkkitapauksessa rajoitettu 20 MW:iin, nousisivat maksut tällöin 23 % verrattuna nykyiseen maksurakenteeseen vuoden 2026 hinnoilla laskettua. Mikäli energiavarasto sijoitettaisiin tuotannon yhteyteen eikä sitä ladattaisi lainkaan kantaverkosta, olisivat maksut nykyistä pienemmät.

Edellä kuvatun lisäksi on myös huomioitava, että kun siirrytään nykyisestä tuntipohjaisesta otto- ja antoenergiamaksuista 15 minuutin laskutusjaksoon häviömaksussa, se nostaa sellaisten energiavarastojen maksuja, joita ladataan ja puretaan saman tunnin sisällä.

Teollisuudessa ja jakeluverkoissa asiakaskohtaiset muutokset ovat selvästi maltillisempia, koska häviömaksun merkitys on niillä kokonaisuudessaan pienempi. Teollisuusasiakkailla ja jakeluverkkoasiakkailla muutokset jäävät -4:n ja +2:n prosenttiyksikön väliin.

Alueellisen häviömaksun porrastuksen vaikutus riippuu erityisesti siitä, kuinka suuri merkitys häviömaksulla on kokonaisuudessaan asiakkaan maksuihin. Tuottaja-asiakkaille porrastuksella on suurin merkitys, koska häviömaksu on noin kolmannes tuottaja-asiakkaiden kokonaismaksuista. Teollisuusasiakkailla ja jakeluverkkoasiakkailla häviömaksun osuus on tätä selvästi pienempi. Energiavarastoilla häviömaksun merkitys riippuu siitä, miten aktiivisesti varastoa ladataan ja puretaan. Koska energiavarastoilla kulutuksen ottotehomaksu on kaikkein merkittävin maksukomponentti, alueellisen häviömaksun porrastuksen vaikutus on samaa luokkaa kuin kulutuskohteilla (teollisuudella ja jakeluverkoilla) eli selvästi maltillisempi kuin tuottaja-asiakkailla. Lisäksi on huomattava, että energiavarastoilla on sekä kantaverkosta ottoa että kantaverkkoon antoa, joten jos esimerkiksi otto on alueellisen häviömaksun vuoksi kalliimpaa, niin anto on vastaavasti halvempaa – ja päinvastoin.

Vaikka alueellisella häviömaksulla voidaan jossain määrin kannustaa uusia liittyjiä sijoittautumaan suotuisille alueille, vaikuttaa alueellinen häviömaksu myös olemassa oleviin liittyjiin. Mikäli uusia liittyjiä haluttaisiin tehokkaammin kannustaa sijoittumaan suotuisille alueille, liittymismaksujen alueellinen porrastaminen voisi olla tähän parempi keino kuin alueellinen häviömaksu.

4.7 Vaihtoehtoinen tarkastelu: Jännitteestä riippuvat tehomaksut

Jännitteestä riippuvaa tehomaksua voidaan perustella sillä, että korkeamman jännitetason (400 kV) liittyjiä varten tarvitaan vähemmän verkkoinfrastruktuuria kuin matalamman jännitetason (110 kV, 220 kV) liittyjiä varten. Mahdollinen maksujen jänniteriippuvuus on kustannusvastaavinta kohdistaa tehomaksuun, sillä tehontarve määrittää tarvittavan verkkoinfrastruktuurin.

Seuraavassa on tarkasteltu vaihtoehtoista skenaariota, jossa 400 kV:n liittyminen ottotehomaksu olisi 75 % vastaavasta 110 kV:n / 220 kV:n liittymien ottotehomaksusta. Tässä skenaariossa porrastus tehdään vain 400 kV:n liittymiin, jolloin 110 kV:n ja 200 kV:n liittymien hinnoittelu on sama.

Koska 400 kV:n liittymiä on erittäin vähän, tarkoittaa tämä vaihtoehto sitä, että hyöty kohdistuu vain muutamaan liittymään ja haitta jakaantuu usealle liittymälle. Jänniteporrastuksesta hyötyvien tuottaja-asiakkaiden maksut alenevat keskimäärin 5 prosenttiyksikköä perusskenaarioon verrattuna; suurimmillaan hyöty on 7 prosenttiyksikköä. Vastaavasti muilla tuottaja-asiakkailla maksut nousevat keskimäärin 3 prosenttiyksikköä perusskenaarioon verrattuna; suurimmillaan haitta on 6 prosenttiyksikköä.

Teollisuusasiakkailla on vain yksi 400 kV:n liittymä, minkä vuoksi tämän asiakkaan maksut alenevat merkittävästi. Haitta puolestaan jakaantuu niin monelle liittymälle, että keskimäärin maksujen nousu jää alle 1 prosenttiyksikön. Jakeluverkoissa ei ole yhtään 400 kV liittymää, joten niiden osalta hyötyjä ei ole, mutta haitatkin jäävät keskimäärin alle 1 prosenttiyksikköön. Suurimmillaan haitta on 3 prosenttiyksikön suuruinen.

Mikäli ottotehomaksu porrastetaan jännitetason mukaan, on porrastuksen suuruus tarpeen määrittää tarkemmin kustannusvastaavuuden periaatteita käyttäen. Mikäli kiinnostus 400 kV liittymiin kasvaa, voi se vähentää kantaverkon investointipainetta vähentämällä tarvetta tehdä 110 kV:n verkkoa. Samalla myös kantaverkon verkostohäviöt pienenisivät.

5 MAKSUJEN KEHITYKSEN ARVIOINTI

5.1 Toimintaympäristön vaikutus maksujen kehitykseen

Kantaverkkopalvelumaksujen kehityksen arvioinnissa on kolme olennaista näkökulmaa. Ensiksi on tarpeen ymmärtää, miten sähkön tuotanto ja kulutus sekä tehotarpeet muuttuvat Suomessa tulevina vuosina ja mitä se tarkoittaa kantaverkolle. Toiseksi on tarpeen ymmärtää, millaisia muutoksia tapahtuu eri asiakasryhmien keskinäisessä asemassa ja miten se vaikuttaa maksujen jakautumiseen asiakasryhmien kesken. Kolmanneksi on tunnistettava, millaisia muutoksia tapahtuu asiakasryhmien sisällä yksittäisten asiakkaiden tasolla.

Tarkastellaan ensin toimintaympäristön merkittävimpiä muutoksia eli (i) miten sähkön tuotanto ja kulutus muuttuvat, (ii) miten kantaverkosta otettavan ja kantaverkkoon annettavan energian määrän ja tehon arvioidaan kehittyvän ja (iii) millaisia investointeja kantaverkkoon on suunniteltu tehtävän. Näiden tietojen perusteella pyritään arvioimaan, miten uuden maksurakenteen eri komponentit kehittyvät 2030-luvun alkuun mennessä.

Fingrid on arvioinut, että 2030-luvun alkuun mennessä sähkön tuotanto ja kulutus kasvavat suotuisalla kehityksellä n. 80 TWh/v tasolta noin 120 TWh/v tasolle¹ eli kasvua on n. 50 %. Kulutushuipun arvioidaan kasvavan n. 15 GW:n tasolta n. 23 GW:n tasolle eli hieman yli 50 %. Voimalaitostehon arvioidaan puolestaan nousevan n. 20 GW:n tasolta n. 33 GW:n tasolle eli 65 %.

Kantaverkosta otettavan tehon määrän arvioidaan kasvava suhteessa hieman enemmän kuin järjestelmän kulutustehohuipun. Samoin kantaverkkoon annettavan tehon arvioidaan kasvavan suhteessa hieman enemmän kuin tuotantohuipun.

Myös kantaverkosta otettavan energian ja kantaverkkoon annettavan energian määrän arvioidaan kasvavan suhteellisesti tuotantoa ja kulutusta nopeammin, kun tuotanto ja kulutus eriytyvät maantieteellisesti. Tämä tarkoittaa, että kantaverkon käyttö sähköjärjestelmässä lisääntyy myös suhteellisesti.

Tarkastellaan seuraavassa miten toimintaympäristön muuttuminen vaikuttaa uuden maksurakenteen eri komponentteihin. Tarkastellaan ensin ottotehomaksun (€/MW, kk) kehittymistä. Siihen vaikuttavat verkkoinfrastruktuurin kustannukset ja kantaverkosta otettavan tehon kehittyminen. Verkkoinfrastruktuurin kustannusten kehittymistä voidaan arvioida sen perusteella, miten kantaverkkoon sitoutunut pääoma ja sille saatava kohtuullinen tuotto sekä verkon jälleenhankinta-arvosta laskettava tasapoisto kehittyvät. Vuonna 2024 kantaverkkoliiketoimintaan sitoutuneen pääoman (3 617 M€) kohtuullinen tuotto oli 241 M€ ja tasapoisto 120 M€². Yhteensä nämä olivat 361 M€. Fingrid on arvioinut tekevänsä investointeja n. 2 000 M€ vuosina 2026-2029¹, joista noin 80 % on uusinvestointeja ja 20 % korvausinvestointeja³. Investoinnit kasvattavat verkon arvoa, mutta samaan aikaan verkko myös ikääntyy, mikä pienentää kohtuullisen tuoton laskennan pohjana käytettävän nykyisen verkon nykykäyttöarvoa. Kokonaisuudessaan voidaan karkeasti arvioida, että edellä mainitulla investointitahdilla verkkoliiketoimintaan sitoutunut pääoma ylittänee 5 000 M€ todennäköisesti 2030-luvun alkupuolella.

¹ Fingridin kehittämissuunnitelma 2026-2035. Saatavissa: [Kehittämissuunnitelma 2026-2035](#) [viitattu 13.3.2026]

² Energjavirasto, alustavat sähköverkkotoiminnan kuudennen valvontajakson yhtiökohtaiset tiedot. Saatavissa: [Hinnottelun valvonta | Energjavirasto](#) [viitattu 13.3.2026]

³ Fingrid, kehittämissuunnitelma 2024-2033. Saatavissa: [Kehittämissuunnitelma 2024-2033](#) [viitattu 13.3.2026]

Mikäli kohtuullisen tuoton laskennassa käytetään samaa tuottoasetta kuin vuonna 2024 (6,67 %), tarkoittaa se, että verkkoinfrastruktuurin kustannukset kasvavat samassa suhteessa verkkoon sitoutuneen pääoman kanssa. Tämä tarkoittaa karkeasti noin 40 % kasvua ottotehomaksulla katettavissa verkkoinfrastruktuurin kustannuksissa 2030-luvun alkuun mennessä. Jos ottoteho kehittyy aiemmin kuvatulla tavalla (kasvua hieman yli 50 %) ja vastaavasti verkkoinfrastruktuurin kustannukset kasvavat noin 40 %, tarkoittaa tämä laskennallisesti pientä laskua ottotehomaksun yksikkökustannuksissa. Toisaalta ottotehon kasvun jäädessä pienemmäksi kuin arvioitu verkkoinfrastruktuurin kustannusten kasvu (40 %), johtaa se puolestaan korkeampaan yksikkökustannukseen.¹

Häviömaksun yksikkökustannuksen (€/MWh) suuruuteen vaikuttavat kantaverkon häviökustannukset sekä kantaverkosta otettavan ja kantaverkkoon annettavan energian määrä. Fingrid on arvioinut, että kantaverkon häviöt kasvavat selvästi, kun tuotanto ja kulutus eriytyvät maantieteellisesti. Vaikka kantaverkosta otettavan energian ja kantaverkkoon annettavan energian oletetaan kasvavan yli 50 %, voi häviömaksun yksikkökustannus nousta tulevaisuudessa.

Järjestelmämaksun yksikkökustannus (€/MWh) riippuu järjestelmäkustannusten kehityksestä sekä sähkön tuotannon ja kulutuksen määrästä. Fingrid on arvioinut järjestelmäkustannusten kasvavan 2030 luvun alkupuolelle mennessä suhteellisen maltillisesti. Jos saamaan aikaan tuotanto ja kulutus kasvavat n. 50 %, voisi järjestelmämaksun yksikkökustannus laskea.

¹ Koska pullonkaulatuloja käytettiin merkittävästi vuonna 2024 alentamaan kantaverkkomaksuja, tarkoittaa tämä sitä, ettei tässä raportissa esitetyjä yksikkökustannuksia voi sellaisenaan käyttää tulevien yksikkökustannusten arviointiin. Tämä pätee kaikkiin maksukomponentteihin.

Kun tarkastellaan eri asiakasryhmien keskinäistä kehitystä ja sen vaikutusta maksujen jakautumiseen tulevaisuudessa, merkittävä muutos on energiavarastojen lisääntyminen sähköjärjestelmässä. Tämän seurauksena energiavarastot osallistuvat tulevaisuudessa kantaverkkopalvelumaksujen maksamiseen nykyistä suuremmalla osuudella. Vuonna 2024 energiavarastojen osuus oli vielä olematon. Niiden määrä on kuitenkin nopeassa kasvussa. Energiavarastojen määrän kehitystä ja sen merkitystä energiavarastojen maksuosuuteen on tarkasteltu tarkemmin luvussa 5.2.4.

Toinen merkittävä muutos on kulutuksen kasvun painottuminen teollisuuteen ja datakeskuksiin.² Sekä uusissa teollisuuskohteissa että datakeskuksissa ottotehon huipunkäyttöaika on suuri, jolloin niiden maksurasite energiayksikköä kohti on pienempi kuin nykyisillä kulutusasiakkailla keskimäärin. Toki samalla ne osallistuvat jakamaan myös nykyisin olemassa olevan verkkoinfrastruktuurin kustannuksia, jotka peritään ottotehomaksussa, sekä myös häviömaksua ja järjestelmämaksua. Tarkemmin teollisuuden muutoksia on tarkasteltu luvussa 5.2.2.

Teollisuuden ja datakeskusten lisäksi kulutuksen kasvua tapahtuu jakeluverkoissa etenkin lämmityksen sähköistyessä (ml. kaukolämmön sähkökattilat) ja sähköisen liikenteen lisääntyessä. Tämän lisäksi maksujen kehittymiseen vaikuttaa se, kuinka paljon uudesta tuotannosta, energiavarastoista sekä datakeskuksista ja teollisuudesta liittyy suoraan kantaverkkoon ja kuinka paljon jakeluverkkoihin. Jakeluverkkoja on tarkasteltu tarkemmin luvussa 5.2.3.

² Fingridin kehittämissuunnitelma 2026-2035. Saatavissa: [Kehittämissuunnitelma 2026-2035](#) [viitattu 13.3.2026]

5.2 Asiakasryhmäkohtainen kehitys

5.2.1 Tuottajat

Fingrid arvioi sähkön tuotannon kasvavan suotuisassa tapauksessa 2030-luvun alkuun mennessä n. 50 %. Samaan aikaan voimalaitostehon arvioidaan kasvavan n. 65 %. Voimalaitostehon kasvu aiheutuu ennen kaikkea tuulivoimasta ja aurinkovoimasta, joilla molemmilla on keskimääräistä alhaisempi huipunkäyttöaika. Tämän vuoksi voimalaitosteho kasvaa suhteessa nopeammin kuin sähkön tuotannon määrä. Tämän seurauksena joko voimalaitosten tehomaksulla kerättävä osuus kantaverkkopalvelumaksuista kasvaa jonkin verran tai vaihtoehtoisesti voimalaitosten tehomaksun yksikköhintaa voidaan laskea, jos voimalaitosten tehomaksun maksuosuus kokonaismaksuista pidetään samana. Joka tapauksessa tuuli- ja aurinkovoiman osuus voimalaitosten tehomaksujen maksajista kasvaa.

Häviö- ja järjestelmämaksut ovat energiamäärästä riippuvia, joten niistä aiheutuva maksurasite määräytyy tuotetun energian (järjestelmämaksu) ja verkkoon annetun energiamäärän (häviömaksu) perusteella. Näin ollen eri tuotantomuodot maksavat saman maksun tuotettua energiaa kohden. Mikäli uudet tuottajat sijoittuvat samaan liittymään kulutuskohteiden kanssa tai nykyiset tuottajat saavat omiin liittymiinsä lisää kulutusta (hybridiliittymät), hyötyvät ne alemmina häviömaksuina.

Mikäli alueellisesti porrastettu häviömaksu otetaan käyttöön, hyötyvät siitä uudet tuottajat, jotka sijoittuvat tasapainoisille ja kulutuspainotteisille alueille. Samoin jos jännitetason mukaan porrastettu voimalaitosten tehomaksu otetaan käyttöön, lisännee se myös 400 kV:n liittymien kysyntää.

5.2.2 Teollisuus

Teollisuuden ja datakeskusten kulutusten ennustetaan kasvavan merkittävästi 2030-luvun alkuun mennessä. Tällä hetkellä teollisuuslaitoksista yli puolet on liittynyt kantaverkkoon, mutta merkittävä osa on liittynyt jakeluverkkoihin. Sinänsä teollisuuden ja jakeluverkkojen hinnoitteluperiaatteet ovat samat, mutta eroja syntyy niissä harvoissa jakeluverkoissa, joissa on merkittävästi tuotantoa ja siten välillä antoa kantaverkkoon. Tällöin uudet teollisuuden kulutuskohteet saattavat joissain tapauksissa pienentää kantaverkkoon antoa. Uusien teollisuuskohteiden ja datakeskusten sijoittumiseen vaikuttaa myös se, millaisella maksurakenteella jakeluverkot jatkossa hinnoittelevat verkkopalvelunsa. Luvussa 6.3 tarkastellaan lähemmin jakeluverkkojen edellytyksiä viedä kantaverkon maksurakenne omiin maksuihin ja mikä merkitys 8 % korotuskatolla on tähän.

Datakeskusten tehonkulutus on varsin tasaista, joten niiden ottotehomaksujen voi olettaa olevan läpi vuoden saman suuruiset, vaikka puolet ottotehomaksusta perustuukin kunkin kuukauden tuntihuippuun. Suuren huipunkäyttöajan vuoksi datakeskusten ottotehomaksut energiayksikköä kohti jäävät keskimääräistä alhaisemmiksi. Toisaalta koska datakeskukset kuluttavat paljon energiaa, niiden osuus järjestelmämaksujen maksajina kasvaa huomattavasti. Samoin ne lisäävät järjestelmätasolla merkittävästi kantaverkosta ottoa olkoonpa ne liittyneet kantaverkkoon tai jakeluverkkoon, jolloin niiden osuus häviömaksujen maksajina kasvaa. Sama analyysi pätee myös teollisuuslaitoksiin, joilla on suhteellisen tasainen kulutusprofiili läpi vuoden ja suuri huipunkäyttöaika.

5.2.3 Jakeluverkot

Jakeluverkoissa tapahtuu 2030-luvun alkuun mennessä varsin suuria muutoksia. Muutosten suuruus riippuu uuden sähkön tuotannon ja kulutuksen sijoittumisesta, sähkökulutuksen kasvuvauhdista sekä nykyisen sähköntuotantokapasiteetin poistumisesta.

Erityisen merkittäviä muutoksia tapahtuu niissä jakeluverkoissa, joissa sähkön ja lämmön yhteistuotantoa korvataan kaukolämpöä tuottavilla sähkökattioilla. Sähkökattilat lisäävät merkittävästi kantaverkosta otettavaa tehoa ja energiaa sekä liittymispisteen takaista kulutusta. Kantaverkosta otettavan tehon muutos vaikuttaa ottotehomaksuun, kantaverkosta otettavan energiamäärän muutos puolestaan vaikuttaa häviömaksuun ja liittymispisteen takaisen kulutuksen muutos järjestelmämaksuun.

Osassa kaupunkien jakeluverkkoja tapahtuu suuria muutoksia yhteistuotannon vähentyessä ja sähkökattiloiden lisääntyessä sekä sähkökulutuksen kasvaessa teollisuuden ja liikenteen sähköistyessä. Esimerkiksi Helen Sähköverkko on arvioinut, että Helsingin sähkönkulutus voi kaksinkertaistua vuoteen 2030 mennessä¹. Mikäli samaan aikaan yhteistuotanto edelleen vähenee, voi se nostaa merkittävästi kantaverkosta otettavaa tehoa ja energiaa. Täten uusi maksurakenne, joka hyödyttää vuoden 2024 datalla laskettuna kaupunkien jakeluverkkoyhtiöitä, joilla on merkittävästi yhteistuotantoa, voi johtaa näissä yhtiöissä maksujen selvään nousuun pidemmällä aikavälillä - etenkin jos sähkön ja lämmön yhteistuotantoa korvataan merkittävästi sähkökattioilla.

Liikenteen sähköistyminen etenee todennäköisesti siten, että sähköautojen suhteellinen osuus kasvaa ensin kaupunkiseuduilla ja siten lisää sähkönkulutusta kaupunkien jakeluverkoissa. Vaikutus ottotehon määrään riippuu siitä, mihin ajankohtaan lataukset ajoittuvat. Merkittävä osa sähköautojen omistajista ajoittaa latauksen edullisen pörssisähkön perusteella pääosin yöaikaan, jolloin kulutus on nykyisin kaupunkien jakeluverkoissa keskimääräistä pienempää eikä siten aiheuta ottotehomaksun nousua. Pidemmällä aikavälillä lämmityksen (ml. kaukolämpö) sähköistyminen ja energiavarastojen lisääntyminen yhdessä sähköautojen latauksen kanssa voi kuitenkin johtaa tehohuipun osumiseen yöaikaan.

Niissä jakeluverkoissa, joihin sijoittuu uutta sähköntuotantoa (esim. aurinko- tai tuulivoimaa) kantaverkosta otettavan energian määrä laskee. Mikäli tuotanto on suurta, lisääntyy myös kantaverkkoon anto. Vaikutukset ottotehomaksuun jäävät pienemmiksi, koska vaihtelevan tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto ei välttämättä osu hetkiin, jolloin kantaverkosta otto on suurimmillaan.

Mikäli jakeluverkkoyhtiö ottaa käyttöön tehomaksut asiakkailleen, joiden sulakekoko on alle 63 A, sekä lisää tehomaksun osuutta suuremmille asiakkailleen, voi tällä olla kohtuullinen merkitys jakeluverkkojen maksamaan ottotehomaksuun, kun asiakkaat kiinnittävät enemmän huomiota tehoonsa. Toisaalta, jos jakeluverkkoyhtiö ei ota tehomaksua käyttöön pienille asiakkaille eikä lisää tehomaksun osuutta suuremmille asiakkailleen, voi se johtaa ottotehon ja siten ottotehomaksun selvään kasvuun, kun sähköisen liikenteen ja sähköisen lämmityksen osuus kasvaa. Jakeluverkkojen kykyä viedä tehomaksut omille asiakkailleen tarkastellaan vielä lähemmin luvussa 6.3.

¹ Helen sähköverkko 18.12.2025. Saatavissa: [Uutinen](#) [viitattu 23.4.2026]

5.2.4. Energiavarastot

Energiavarastojen määrä kasvaa huomattavasti tulevaisuudessa. Vuonna 2024 kantaverkkoon liitetty energiavarastokapasiteetti oli 0,05 GW. Vuoden 2026 toukokuussa energiavarastojen yhteenlaskettu kapasiteetti, sisältäen sekä kanta-että jakeluverkkoon liitetyt yli 1 MW sähkövarastot, oli jo 1,367 GW¹. Tämä vastaa n. 7 % kantaverkon asiakkaiden yhteenlasketusta ottotehojen vuosihuipuista.

Fingrid on arvioinut, että energiavarastojen määrä voisi kasvaa noin 1 GW jokaista 10 TWh:n kulutuksen lisäystä kohti.² Tällöin oletettu 40 TWh:n kulutuksen lisäys 2030-luvun alkuun mennessä lisäisi energiavarastokapasiteettia n. 4 GW. Tällöin energiavarastojen osuus järjestelmän ottotehosta ja siten myös ottotehomaksusta voisi olla jo huomattava; karkeasti reilu 20 %. Tämä vähentäisi teollisuuden ja jakeluverkkojen maksurasitetta vastaavasti.

Kuten aiemmin on jo todettu, että energiavarastojen maksuissa ottotehomaksulla on kaikkein suurin merkitys. Tämän vuoksi energiavarastojen maksujen kannalta on oleellista se, miten tehokkaasti kantaverkkoon liitetyt energiavarastot pystyvät hyödyntämään latauksessaan nimellistä tehoaan alempaa lataustehoaan. Täten ne energiavarastot, jotka lataavat osateholla ja purkavat täydellä teholla, voivat selvitä merkittävästi alemmilla maksuilla kuin ne energiavarastot, jotka lataavat täydellä teholla. Samoin tuotannon yhteyteen liitetyt energiavarastot (=hybridiliittymät) voivat selviytyä selvästi alemmilla tehomaksuilla, kun lataus ajoitetaan tuotannon mukaan ja siten vähennetään kantaverkosta otettavaa tehoa. Täten ottotehomaksu kannustaa uusia energiavarastoja sijoittumaan tuotannon yhteyteen.

¹ Fingrid, avoin data, [Tietoaineiston lataus](#) [viitattu 22.5.2026].

² Fingrid, Neuvottelukunta 6.-7.5.2026 [Liittämisen periaatteet, esitys](#) [viitattu 11.5.2026]

Ottotehomaksun lisäksi on huomattava, että mikäli energiavarastoja käytetään aktiivisesti, ne maksavat enemmän häviömaksua. Täten häviöenergiamaksun kehittyminen vaikuttaa siihen, miten aktiivisesti sähkövarstoja kannattaa käyttää, sillä jokainen lataus-purku -sykli aiheuttaa kustannuksen, jonka suuruus on kaksi kertaa häviömaksun suuruinen lisättynä järjestelmäpalvelumaksulla, joka perustuu energiavaraston häviöihin. Vuoden 2024 mukaisella datalla muodostetun uuden maksurakenteen yksikköhintojen perusteella yhden lataus-purku -syklin kustannukseksi muodostuu 1,28 €/MWh, jos oletetaan energiavaraston hyötysuhteeksi 90 %. Vuonna 2024 voimassa olleen maksurakenteen ja yksikköhintojen mukaan laskettuna vastaava kustannus on 1,62 €/MWh, mikä muodostuu kantaverkon ottomaksun (1,1 x 0,92 €/MWh) ja kantaverkonantomaksun (0,61 €/MWh) summasta huomioiden energiavarastossa tapahtuva 10 % häviö.

6 ERITYISKYSYMYKSIÄ

6.1 Kulutusasiakkaiden joustomahdollisuudet

Kantaverkkopalvelumaksurakenteen uudistuksen yhtenä keskeisenä tavoitteena on hillitä ottotehomaksun avulla kantaverkosta otettavan teho määrää ja siten myös kantaverkon vahvistustarvetta ja investointeja. Seuraavassa on tarkasteltu kulutusasiakkaiden joustomahdollisuuksia kahdeksan erilaisen kulutusasiakkaan mittaustietojen perusteella. Mittaukset ovat vuodelta 2024 ja ne on tehty 15 minuutin tarkkuudella. Tarkasteltavista asiakkaista neljä on jakeluverkoja ja neljä eri toimialojen teollisuuslaitoksia. Jakeluverkkoyhtiöistä kaksi on kaupunkiyhtiöitä, joista toisessa on tuotantoa ja toisessa ei. Samoin maaseudun jakeluverkoista toisessa on tuotantoa ja toisessa ei.

Tarkasteltavien asiakkaiden ottoenergiaa ja -tehoa kuvaavia ominaisuuksia on verrattu taulukossa 6.1. Asiakkaat poikkeavat toisistaan merkittävästi otto- ja kulutusenergian sekä ottotehon huipunkäyttöajan suhteen. Jakeluverkoissa on selvä ero kaupunki- ja maaseutuverkkojen ottotehon huipunkäyttöajoissa, mikä selittyy mm. maaseudun jakeluverkkojen suuremmalla sähkölämmitteisten asiakkaiden osuudella. Myös teollisuusasiakkaissa on isoja eroja, jotka johtuvat mm. eri toimialojen prosessien erilaisesta energia- ja tehotarpeesta sekä niiden suhteesta.

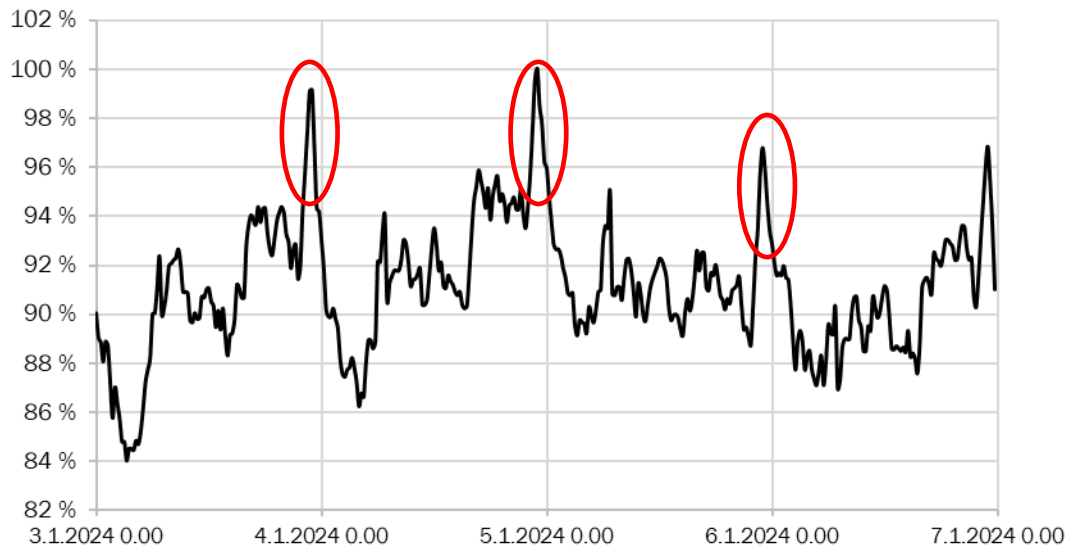
Joustomahdollisuuksia ja ottotehohuipun leikkauskykyä arvioitaessa voidaan tarkastella, kuinka monta tuntia vuodessa asiakkaan ottoteho ylittää 90 % vuoden ottotehon huipusta (ks. taulukko 6.1). Näin voidaan karkeasti arvioida, millaiset edellytykset asiakkaalla olisi pienentää vuotuista ottotehohuippua 10 %.

Tarkastelluissa jakeluverkoissa niiden tuntien määrä, jolloin ylitetään 90 % vuoden ottotehohuipusta, vaihtelee 31–115 tunnin välillä, kun teollisuuskohteissa erot ovat selvästi tätä suuremmat (3–1009 tuntia). Suuntaa-antavasti voidaan arvioida, että useissa jakeluverkoissa ja ainakin joissain teollisuuskohteissa voisi olla kohtuullisen hyvät mahdollisuudet pienentää vuoden ottotehohuippua. Lyhyellä aikavälillä ottotehohuipun leikkaus voi tapahtua hetkellisesti kulutusta vähentämällä tai ohjaamalla sitä suotuisampaan ajankohtaan. Mikäli kulutukseen ei haluta puuttua, lyhytaikaisen ottotehohuipun leikkaus voi tapahtua energiavarastoja käyttäen, kun taas pidempiaikainen ottotehon leikkaus vaatinee uutta liittymispisteen takaista tuotantoa.

Taulukko 6.1. Tarkasteluun valikoituneiden asiakkaiden ottoenergioiden ja -tehojen ominaispiirteiden vertailua vuoden 2024 mittausten perusteella.

Asiakas	Ottoenergia / kulutusenergia, %	Ottotehon (vuosihuippu) huipunkäyttöaika, h	Tunnit, jotka yli 90 % vuoden huipputehosta, h
Jakeluverkko, kaupunki 1	88 %	5 232	115
Jakeluverkko, kaupunki 2	100 %	4 940	108
Jakeluverkko, maaseutu 1	100 %	2 879	72
Jakeluverkko, maaseutu 2	58 %	3 465	31
Teollisuus A	100 %	5 883	1 009
Teollisuus B	92 %	4 783	435
Teollisuus C	34 %	1 519	180
Teollisuus D	52 %	3 434	3

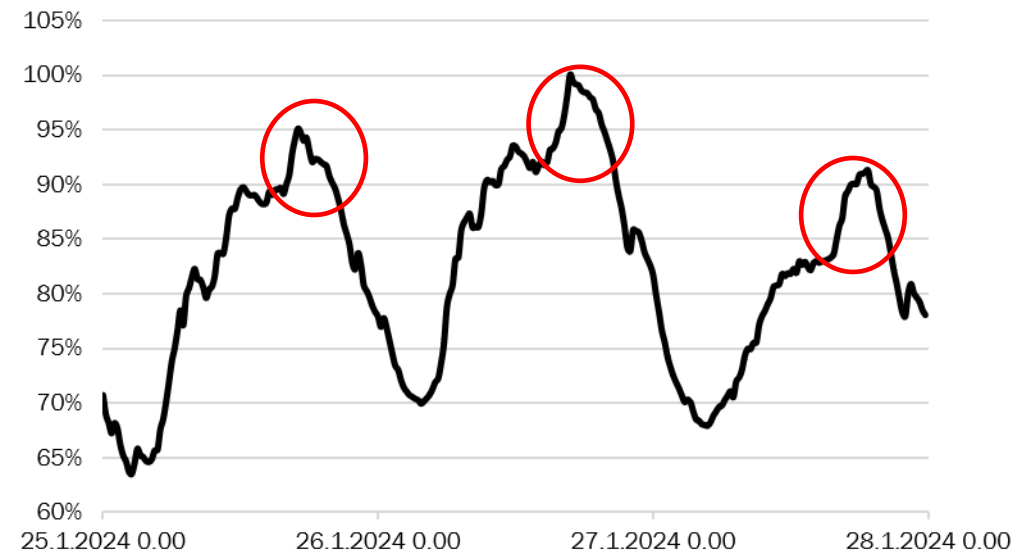
Tarkastellaan lähemmin neljän kohteen vuoden ottotehohuippua. Kuvassa 6.1 on esitetty maaseudun jakeluverkkoyhtiö 1:n ottotehohuippu. Se ajoittuu tammikuisen pakkaspäivän iltaan (5.1. klo 23:00-23:15), jolloin aikatariffiasiakkaiden yösähköt ovat todennäköisesti kytkeytyneet päälle, ja osa asiakkaista varautunee seuraavan päivän ennätyskorkeisiin pörssisähkön hintoihin lämmittämällä koteja etukäteen¹. Piikkimäisen ottotehohuipun (kesto n. 2 tuntia, joka toistuu päivittäin) tasaamisella voitaisiin saavuttaa tässä tapauksessa noin 5 % pienempi ottotehohuippu.



Kuva 6.1. Maaseudun jakeluverkkokohteen 1 vuoden tehohuippu (15 min mittaus).

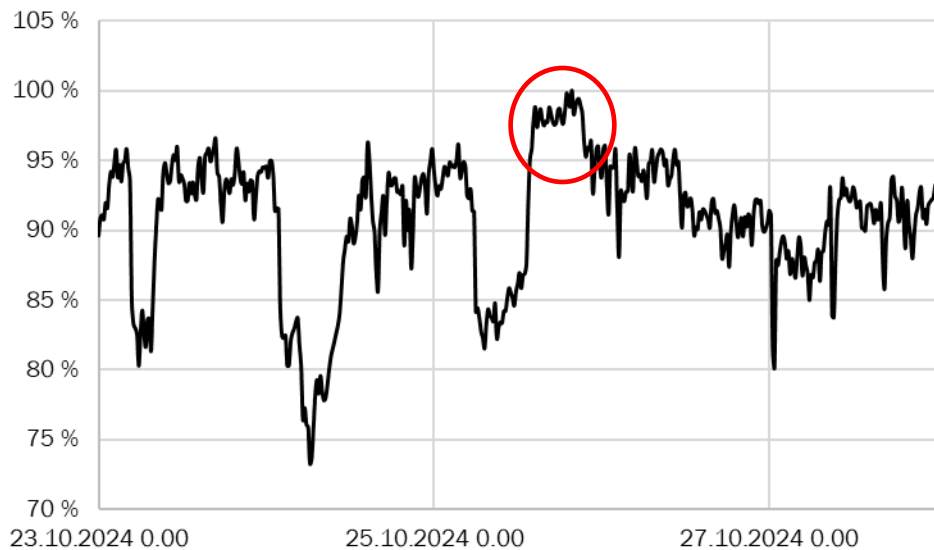
¹ Seuraavana päivänä (5.1.2024) pörssisähkön keskihinta oli ennätysellisen korkea yli 1 €/kWh, jolloin mm. Valtioneuvosto kehotti kansalaisia säästämään sähköä, [VN tiedote](#) [viitattu 9.3.2026]

Kuvassa 6.2 on esitetty kaupungin jakeluverkkoyhtiö 1:n ottotehohuippu (26.1. klo 16:45-17:00) ja sitä ympärivät vuorokaudet. Tässä kohteessa ottotehohuiput näyttävät asettuvan loppuilltapäivään ja ne ovat kestoiltaan pidempiä kuin edellä tarkastellussa maaseutu-yhtiön tapauksessa, jossa tehohuippujen taseaus voisi onnistua yösähkön ohjauksikäskyjen ja lämminvesivaraajien käytön optimoinnilla. Tämän kaupunkiyhtiön tehohuippujen tasaaminen edellyttäisi energiavarojen käyttöä tai tehonrajoitussopimusten tekemistä joidenkin asiakkaiden kanssa. Molemmissa tapauksissa myös tehomaksuilla voidaan edistää tehonleikkausta.



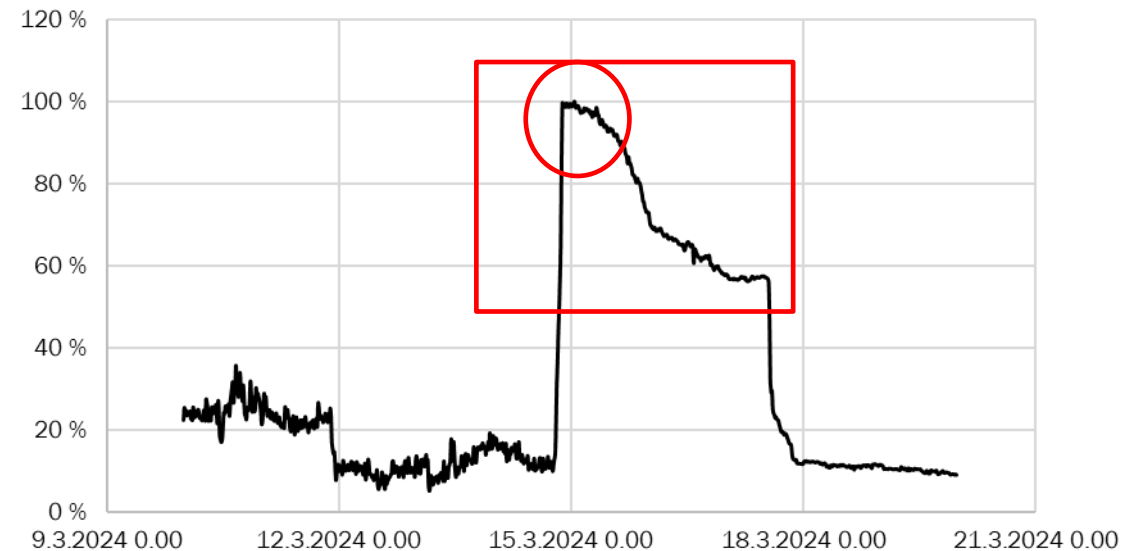
Kuva 6.2. Kaupungin jakeluverkkokohteen 1 vuoden tehohuippu (15 min mittaus).

Kuvassa 6.3 on esitetty teollisuuskohteen B vuoden ottotehohuippu ja sitä ympäröivien vuorokausien ottotehot. Tuntematta kohteen prosessin yksityiskohtia on vaikea arvioida olisiko tässä teollisuuskohteessa mahdollista tasata kulutusta ja siten saada ottotehohuippua pienennettyä. Energiavarausta pystyttäisiin jossain määrin tasaamaan kulutusta, mutta senkin avulla säästö jäisi tämän ottotehohuipun osalta karkeasti 5 % tasolle.



Kuva 6.3. Teollisuuskohteen B vuoden tehohuippu (15 min mittaus).

Kuvassa 6.4 on tarkasteltu teollisuuskohtetta C, jossa tapahtuu vuoden aikana muutama vastaava tilanne, jossa ottoteho nousee äkisti ja palautuu siitä hitaasti pienemmäksi. Tässä tapauksessa ottoteho on yli 80 % huipputehosta noin vuorokauden ajan ja yli 60 % parin vuorokauden ajan. Jos tämän kohteen ottotehoa haluttaisiin tasata, tarvittaisiin todella iso energiavarausta tai liittymispisteen takaista omaa tuotantoa – tai varavoimaa, jos ottotehopiikki johtuu oman voimalan äkillisestä pysähtymisestä.



Kuva 6.4. Teollisuuskohteen C vuoden tehohuippu (15 min mittaus).

Jakeluverkkojen tarkastelujen perusteella voidaan todeta, että jakeluverkot poikkeavat toisistaan, mutta yleisesti ottaen niillä on kyky toteuttaa joustoratkaisuja ja siten pienentää ottotehoa kantaverkosta mm. seuraavin keinoin:

1. Optimoimalla ohjattavien kuormien asetuksia siten, että tehopiikit tasoittuvat – esimerkiksi porrastamalla yösähköhjausta ja lämminvesivaraajien käyttöä
2. Ohjaamalla tehomaksuilla omia asiakkaitaan tasaamaan kuormitusta
3. Tekemällä hetkellisesti tehoa rajoittavia sopimuksia esimerkiksi isojen sähkökäyttökohteiden tai aggregoitujen pienkäyttäjien kanssa
4. Käyttämällä energiavarastoja tehohuippujen leikkaamiseen esimerkiksi ostettuna palveluina

Koska jakeluverkkoyhtiöt itse eivät osallistu sähkömarkkinalle muutoin kuin häviösähköä ostamalla, sähkön markkinahinta ei ohjaa niitä samalla tavalla kuin esimerkiksi teollisuusasiakkaita. Täten jakeluverkkoyhtiöt voivat keskittyä ottotehon rajoittamiseen lähes riippumatta sähkön markkinahinnasta ja siten alentaa omia kustannuksiaan uudessa maksurakenteessa.

Todettakoon, että nykyisessä jakeluverkkojen hinnoittelun valvontamallissa yhtiöt itse eivät hyödy alemmista kantaverkon kustannuksista, vaan hyöty menee täysimääräisesti jakeluverkkojen asiakkaille. Jouston toteutuksesta syntyneet kustannukset voi kuitenkin vähentää (ainakin osittain) joustokannustimen perusteella, mutta suoranaista hyötyä jakeluverkkoyhtiöt eivät saa tästä. Joustojen toteutusta voitaisiin edistää nykytilaan verrattuna, mikäli jakeluverkkoyhtiöt voisivat myös itse hyötyä taloudellisesti joustojen toteutuksesta.

Teollisuuskohteet poikkeavat toisistaan jakeluverkkoja enemmän ja siten niiden kyky toteuttaa joustoratkaisuja poikkeaa toisistaan merkittävästi. Yleisellä tasolla joustoratkaisuja voi toteuttaa teollisuudessa mm. seuraavin keinoin

1. Optimoimalla omia prosessejaan ja ajoittamalla sähkönkulutus suotuisiin ajanhetkiin
2. Hyödyntämällä omia (liittymispisteen takaisia) energiavarastoja
3. Lisäämällä liittymispisteen takaista sähkön tuotantoa ja/tai toteuttamalla hybridiratkaisuja

Helenin Afrylla teettämän selvityksen mukaan valikoitujen energiaintensiivisten teollisuusalojen joustopotentiali on nykyisin 1,2 GW, mikä vastaa 18 % joustoa nykyisen kulutuksen mukaisesta huipputehosta. Huomattakoon, että teollisuudessa kannuste joustoon syntyy vaihtelevasta sähkön markkinahinnasta ja siten jouston toteutusta ohjaa ensisijassa sähköenergian hankintakustannusten optimointi. Toki samoja joustoratkaisuja voidaan käyttää sekä sähkön hankinnan että ottotehon optimoinnissa. Korkean sähkön markkinahinnan aikana voidaan saavuttaa hyötyjä molemmissa. Ristiriitatilanne voi puolestaan syntyä halvan markkinasähkön aikana, jolloin siitä saatava hyöty voi ylittää kuukauden ottotehomaksun korottumisesta aiheutuvan haitan.

Yhteenvetona voidaan todeta, että kantaverkon kulutusasiakkailta on kyky toteuttaa joustoja ja siten alentaa kantaverkossa siirrettävää tehoa. Maksurakenteen uudistaminen lisäisi todennäköisesti myös energiavarastojen ja älykkäiden ohjausjärjestelmien kysyntää sekä tehoa rajoittavia sopimuksia.

¹ Helen, Joustava energian käyttö voi nostaa Suomen globaalin kilpailun kärkeen. Saatavissa: [Tiivistelmä selvityksestä](#), [viitattu 10.3.2026]

6.2 Uusien hankkeiden sijoittuminen

Uudessa maksurakenteessa on seuraavat tuotannon ja kulutuksen sijoittumiseen vaikuttavat kustannusvastaavuutta tukevat elementit:

1. Kulutukseen kohdistuva ottotehomaksu ja häviömaksu kannustavat kulutusta ja energiavarastoja sijoittumaan samaan liittymispisteeseen tuotannon kanssa. Tällöin ottoteho ja ottoenergia vähenevät.
2. Häviömaksu kannustaa tuotantoa sijoittumaan kulutuksen kanssa samaan liittymispisteeseen, jolloin antoenergia kantaverkkoon vähenee
3. Häviömaksun porrastuksella alueen mukaan voidaan vielä vahvemmin kannustaa tuotantoa sijoittumaan kulutus- tai tasapainoiselle alueelle ja kulutusta tuotanto- tai tasapainoiselle alueelle.
4. Tehomaksujen porrastuksella jännitetason mukaan voidaan kannustaa sekä tuotantoa että kulutusta liittymään 400 kV:n verkkoon.

Tarkastellaan ensin kantaverkon uusia kulutusasiakkaita, joita ovat muun muassa datakeskukset ja puhtaasti siirtymän teollisuuslaitokset (ml. vetylaitokset). Koska kulutuskohteiden maksuja dominoi kulutuksen ottotehomaksu, on sillä suurin kannustinvaikutus myös sijoittumiseen. Tämä tarkoittaa, että sijoittumisen kannalta suotuisinta on liittyä samaan liittymään tuotannon ja/tai energiavarastojen kanssa (=hybridiliittymä). Tässä tapauksessa olisi tarpeen, että tuotantomuoto/-muodot olisivat sellaisia, että tuotantoa olisi käytettävissä myös kulutushuippujen aikana, mitä esimerkiksi sääriippuvat tuuli- ja aurinkovoima ilman sähkön varastointia eivät takaa. Yksi mahdollisuus olisi joustavasti käytettävät moottorivoimalat.

Vaikka tuuli- ja aurinkovoima eivät välttämättä tuota kulutushuippujen aikana, hybridiliittymissä anto- ja ottoenergiat vähenevät ja säästöä syntyy pienemmän häviömaksun ansiosta. Mikäli häviömaksu porrastetaan alueen mukaan, saadaan hybridiliittymistä suurempi hyöty näillä alueilla

Mikäli jännitetason mukainen porrastus kulutuksen ottotehomaksussa toteutetaan edes kohtuullisella hintaerolla, kannustaa se ottamaan yhden 400 kV:n liittymän kahden 110 kV:n liittymän sijaan. Vaikka 400 kV:n liittymä tulee liittymismaksuissa kalliimmaksi (vuonna 2026: 400 kV liittymä 2,5 M€ ja 110 kV liittymä 1,0 M€), tulee hintaero kurottua umpeen lyhyessä ajassa paljon energiaa kuluttavissa kohteissa. Erityisesti suuret teollisuuskohteet ja datakeskukset sekä kaupungit voisivat hyötyä jännitetason mukaisesta porrastuksesta. Koska kulutuksen ottotehomaksulla on suurempi merkitys kuin häviömaksulla, tarkoittaisi tämä käytännössä sitä, että häviömaksun alueellisella porrastamisella olisi pienempi merkitys teollisuuskohteiden ja datakeskusten sijoittumisessa kuin ottotehomaksun jännitetason mukaisella porrastuksella.

Uusien tuotantohankkeiden sijoittuminen kulutus- ja tasapainoisille alueille olisi suotuisampaa, jos häviömaksu porrastettaisiin alueen mukaan. Mikäli häviömaksu olisi 50 % suurempi tuotantopainotteisella alueella kuin kulutus- ja tasapainoisella alueella, sillä olisi jo huomattava vaikutus tuottaja-asiakkaan kantaverkkomaksujen kokonaismäärään (ks. luku 4.6).

6.3 Jakeluverkkojen kyky viedä tehomaksut omille asiakkailleen

Jakeluverkkojen kyky siirtää kantaverkon tehomaksut omille asiakkailleen riippuu asiakkaiden jännitetasosta, sillä kantaverkkomaksujen osuus kokonaismaksuista on eri jännitetasoilla hyvin eri suuruinen. Suurjännitteisten asiakkaiden maksuista kantaverkkomaksut muodostavat valtaosan, kun pien- ja keskijänniteasiakkailla kantaverkkomaksujen merkitys on selkeästi vähäisempi.

Tarkastellaan ensin suurjännitteisten jakeluverkkojen asiakkaita ja voimassa olevaa 8 % hinnankorotuskaton merkitystä heidän hinnoitteluunsa. Energiavirasto käyttää suurjännitteisen jakeluverkon korotuskaton valvonnassa sähkömarkkinalain 26 a pykälän mukaista kirjausta, jonka mukaan korotuksen hyväksyttävä enimmäismäärä lasketaan kunkin verkon käyttäjän 12 kuukauden pituisen tarkastelujakson keskimääräisen kokonaismaksun perusteella.¹ Täten on hyvinkin mahdollista, että uuden maksurakenteen mukaisten maksujen vieminen yksittäiselle suurjänniteasiakkaille ei onnistu 8 % korotuskaton vuoksi kerralla. Erityisesti ongelmia saattaa olla ottotehomaksun viemisessä kulutusasiakkaille, joilla on suuret ottotehot suhteessa energiankulutukseen ja joiden maksut ovat aiemmin perustuneet jakeluverkon maksurakenteeseen, joka on jäljitelty Fingridin nykyistä energiapainotteista maksurakennetta. Mikäli kulutusasiakas on lisäksi kulutuspainotteisella alueella ja uudessa maksurakenteessa sovelletaan korotettua häviömaksua kulutuspainotteisen alueen kulutukselle, tilanne on vieläkin haastavampi. Käytännössä maksurakenne saadaan kuitenkin vietyä läpi myös tällaisille asiakkaille, mutta se tapahtuu useamman kuin yhden vuoden aikana.

¹ Sähkömarkkinalaki, [Sähkömarkkinalaki | 588/2013 | Lainsäädäntö | Finlex](#) [viitattu 20.4.2026]

Kantaverkon ottotehomaksun vieminen suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyneille energiavarastoille vaatii useimmissa suurjännitteisissä jakeluverkoissa useamman vuoden, sillä uuden maksurakenteen mukainen ottotehomaksu nostaisi energiavarastojen maksuja merkittävästi (ks. luku 4.5). Samoin suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyneen tuotannon osalta hintojen korottaminen pitäisi tehdä tyypillisesti usean vuoden aikana, jotta tuottajilta saataisiin perittyä kantaverkon järjestelmämaksun kustannukset täysimääräisesti. Karkeasti kantaverkon järjestelmämaksu nostaa tuottajien kustannuksia kantaverkossa noin 30 %, ja vaikka suurjännitteisen jakeluverkon hinnoittelu olisikin kantaverkkoa kalliimpaa, 8 % vuotuinen korotuskatto tulee useimmissa tapauksissa vastaan.

Pien- ja keskijänniteverkon kulutusasiakkaiden kohdalla korotuskatto ei muodosta yhtä isoa ongelmaa, sillä kantaverkkomaksujen osuus pien- ja keskijänniteverkon siirron kokonaishinnasta on selvästi pienempi. Erityisesti pienjänniteverkossa kanta- ja alueverkkomaksujen osuus pienjänniteasiakkaiden siirron verollisesta kokonaishinnasta jää tyypillisesti alle 10 % tasolle. Täten esimerkiksi niissä harvoissa jakeluverkoissa, joissa kantaverkkomaksut nousisivat jopa 20 % (ks. luku 4.4), jäisi vaikutus pienjänniteasiakkaiden osalta parin prosentin tasolle.

Lisäksi on huomattava, että pien- ja keskijänniteverkossa korotuskaton arviointi tehdään eri tyyppikuluttajien perusteella eikä yksittäisten asiakkaiden perusteella. Tällöin tehonhallinnan kannalta kysymys on pikemminkin siitä, miten jakeluverkot onnistuvat laatimaan asiakkailleen sellaiset tehomaksutuotteet, että heidän pien- ja keskijänniteasiakkaansa valitsevat nimenomaan tehomaksun sisältävän tuotteen.

² Energiavirasto, Sähkönjakelupalvelutuotteiden maksukomponenttien määräytymisperusteiden tarkentava soveltamisohje, 14.4.2026, Dnro 2340/000002/2025

Energiaviraston linjauksen mukaan enintään 63 A pääsulakkeen käyttöpaikalle pitää tarjota myös tehomaksuton vaihtoehto¹. Käytännössä tämä tarkoittaa, että jakeluverkkojen on pystyttävä muodostamaan tehomaksutuotteensa siten, että ne ovat yli 8 kW:n kynnystehon kuluttaville asiakkaille edullisempi vaihtoehto kuin tehomaksuton tuote (esim. yleissähkötuote) ja pystyttävä myös osoittamaan asiakkailleen, että heidän kannattaa valita tehomaksutuote.

Pien- ja keskijänniteverkon tuottajien ja energiavarastojen osalta Energiavirasto ei ole ainakaan toistaiseksi julkaissut näitä kuvaavia tyyppikuluttajia, joiden perusteella korotuskattoa valvottaisiin. Tämän vuoksi ei voi varmuudella arvioida, miten pien- ja keskijännitteiseen jakeluverkkoon liittyville energiavarastoille ja yli 1 MW:n tuottajille uudet kantaverkkomaksut saataisiin vietyä.

Yhteenvetona voidaan todeta, että nykyinen siirtomaksujen korotuskattosäätely hidastaa kustannusvastaavuutta parantavien maksumuutosten tekemistä. Jos kustannuksia ei pystytä kohdistamaan kustannusvastaavasti, niin osa jakeluyhtiön asiakkaista joutuu maksamaan muiden aiheuttamia kustannuksia. Jos esimerkiksi muutoksia ei saa vietyä suurjännitteisen jakeluverkon asiakkaille, vaarana on, että maksurasite kaatuu saman yhtiön pien- ja keskijänniteverkon asiakkaiden maksettavaksi.

¹ Energiavirasto, Sähkönjakelupalvelutuotteiden maksukomponenttien määräytymisperusteiden tarkentava soveltamisohje, 14.4.2026, Dnro 2340/000002/2025

7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Fingrid tavoittelee kantaverkkopalvelumaksurakenteen uudistuksella kustannusvastaavaa maksurakennetta, jossa maksut kohdistuvat asiakkaille aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Uudistuksella pyritään hillitsemään kantaverkosta otettavan ja kantaverkkoon annettavan tehon kasvua, jotta vältytään tarpeettoman suurilta kantaverkkoinvestoinneilta. Lisäksi uudistus kannustaa uusia liittyjiä sijoittumaan kantaverkon kannalta suotuisiin paikkoihin, mikä vähentää kantaverkossa siirrettävää energiamäärää ja siten myös verkostohäviöitä.

Maksurakenneuudistus muuttaa asiakasryhmien välistä kustannusten jakoa. Vuoden 2024 datalla tehtyjen laskelmien perusteella tuottaja-asiakkaiden maksuosuus kasvaa uudistuksen seurauksena 13 %:sta 17 %:iin. Vastaavasti teollisuusasiakkaiden osuus laskee 21 %:sta 19 %:iin ja jakeluverkkoasiakkaiden ja muiden kulutusasiakkaiden osuus 67 %:sta 63 %:iin. Koska teollisuuskohteissa ja jakeluverkoissa on myös voimalaitoksia, jotka maksavat voimalaitosten tehomaksua, lyhyen käyttöajan energiamaksua sekä häviömaksua verkkoon annosta ja järjestelmämaksua nettotuotannosta, tuotannon kokonaisuus nousee uudessa maksurakenteessa 26 %:iin vuoden 2024 tiedoilla laskettuna. Nykyisessä maksurakenteessa tuotannon osuus on 19 %.

Tuottaja-asiakkaiden maksut nousevat yhteenlaskettuna 33 %. Euromääräisesti tämä tarkoittaa n. 0,4 €/MWh lisäkustannusta. Valtaosalla tuottaja-asiakkaista maksujen nousu asettuu 20 % - 45 %:n välille. Uusi järjestelmämaksu on energiaperustainen, joten se rasittaa eri tuotantomuotoja yhtä paljon tuotettua energiayksikköä kohti. Samalla se tarkoittaa sitä, että järjestelmämaksua kerätään rahamääräisesti suhteellisesti enemmän voimalaitoksilta, joiden huipunkäyttöaika on suuri.

Teollisuusasiakkaiden yhteenlasketut maksut alenevat 7 %. Suurimmalla osalla maksut alenevat 0 – 20 %. Kaikkiaan maksut alentuvat noin 70 %:lla teollisuusasiakkaista. Maksut nousevat niillä asiakkailla, joilla on suuri ottoteho suhteessa energiankulutukseen eli toisin sanoen pieni ottotehon huipunkäyttöaika. Muutamalla asiakkaalla, joilla on suuret tehopiikit suhteessa kulutukseen, maksut nousevat merkittävästi – jopa yli kaksinkertaiseksi.

Jakeluverkkojen ja muiden luokittelemattomien kulutusasiakkaiden yhteenlasketut maksut alenevat 5 %. Maksut laskevat noin puolella ja vastaavasti nousevat myös puolella asiakkaista. Yhtä jakeluverkkoa lukuun ottamatta jakeluverkkojen muutokset asettuvat -20 %:n ja +20 %:n väliin. Uudistuksesta hyötyvät asiakkaat, joilla on suuri ottotehon huipunkäyttöaika ja tuotantoa liittymispisteen takana eli esim. sellaiset kaupunkien jakeluverkot, joissa on merkittävästi sähkön- ja lämmön yhteistuotantoa. Hyötyjiä löytyy myös haja-asutusalueiden jakeluverkoista, joissa on merkittävästi tuotantoa. Maksut puolestaan nousevat jakeluverkoissa, joissa ottotehon huipunkäyttöaika jää alhaiseksi esim. sähkölämmitysasiakkaiden suuren osuuden, sähkökattiloiden tehohuippujen ja tuotannon vähäisyyden vuoksi.

Energiavarastojen osalta merkittävin muutos on energiavarastojen tehomaksun korvautuminen kulutuksen ottotehomaksulla. Toistaiseksi energiavarastoilta ei ole peritty kulutusmaksua eivätkä ne siten ole osallistuneet täysimääräisesti verkkoinfrastruktuurin kustannusten maksamiseen. Koska kulutuksen ottotehomaksu on noin 8-kertainen voimalaitosten tehomaksuun verrattuna, tarkoittaa tämä merkittävästi nykyistä suurempia maksuja energiavarastoille. Mikäli energiavarasto rajoittaa lataustehoaan tai sijoittuu tuotannon yhteyteen, se voi pienentää merkittävästi kustannuksiaan.

Tässä vaikutustenarvioinnissa tehdyt laskelmat perustuvat vuoden 2024 dataan ja tilanteeseen. Sen jälkeen on tapahtunut paljon muutoksia niin sähköjärjestelmässä kuin asiakaskunnassakin. Kun uusi maksurakenne otetaan käyttöön (alustavasti 1.1.2029), tilanne poikkeaa huomattavasti vuoden 2024 tilanteesta ja muutosten arvioidaan jatkuvan merkittävänä vielä 2030-luvun alkupuolelle.

Fingrid on arvioinut, että 2030-luvun alkuun mennessä sähkön tuotanto ja kulutus kasvavat suotuisalla kehityksellä n. 80 TWh/v tasolta n. 120 TWh/v tasolle eli kasvu on n. 50 %. Kulutushuipun arvioidaan kasvavan n. 15 GW:n tasolta n. 23 GW:n tasolle eli hieman yli 50 %. Voimalaitostehon arvioidaan puolestaan nousevan n. 20 GW:n tasolta n. 33 GW:n tasolle eli 65 %. Samaan aikaan kantaverkosta otettavan tehon määrän arvioidaan kasvava suhteessa hieman enemmän kuin järjestelmän kulutushuipun. Myös kantaverkosta otettavan energian ja kantaverkkoon annettavan energian määrän arvioidaan kasvavan suhteellisesti tuotantoa ja kulutusta nopeammin. Tämä tarkoittaa, että kantaverkon käyttö sähköjärjestelmässä lisääntyy myös suhteellisesti.

Kantaverkon ottotehomaksun määrittävien verkkoinfrastruktuurin kustannusten arvioidaan kasvavat suurin piirtein samaan tahtiin ottotehon kasvun kanssa, joten ottotehomaksun yksikkökustannuksen voi arvioida pysyvän suurin piirtein samalla tasolla. Voimalaitostehon puolestaan arvioidaan kasvavan ottotehoa nopeammin, jolloin voimalaitosten tehomaksulla kerättävä osuus kantaverkkopalvelumaksuista kasvaa jonkin verran, tai vaihtoehtoisesti voimalaitosten tehomaksun yksikköhintaa voidaan laskea, jos voimalaitosten tehomaksun maksuosuus kokonaismaksuista pidetään samana.

Fingrid on arvioinut, että kantaverkon häviöt kasvavat selvästi, kun tuotanto ja kulutus eriytyvät maantieteellisesti. Vaikka kantaverkosta otettavan energian ja kantaverkkoon annettavan energian oletetaan kasvavan yli 50 %, häviömaksun yksikkökustannus voi nousta tulevaisuudessa. Järjestelmäkustannusten osalta Fingrid on arvioinut niiden kasvavan 2030-luvun alkupuolelle mennessä suhteellisen maltillisesti. Jos saamaan aikaan tuotanto ja kulutus kasvavat suotuisan ennusteen mukaan 50 %, järjestelmämaksun yksikkökustannus voi tällä kehityskululla laskea.

Kun tarkastellaan eri asiakasryhmien keskinäistä kehitystä 2030-luvun alkupuolelle, voidaan esille nostaa seuraavat merkittävät muutokset:

- Tuuli- ja aurinkovoiman osuus voimalaitosten tehomaksujen maksajista kasvaa.
- Energiavarastojen lisääntyminen sähköjärjestelmässä ja ottotehomaksun kohdistaminen energiavarastoille tarkoittaa, että ne osallistuvat tulevaisuudessa kantaverkkopalvelumaksujen maksamiseen nykyistä suuremmalla osuudella.
- Kulutuksen kasvun painottuessa teollisuuteen ja datakeskuksiin, joissa ottotehon huipunkäyttöaika on suuri, niiden maksurasite energiayksikköä kohti on pienempi kuin nykyisillä kulutusasiakkailla keskimäärin. Ne kuitenkin osallistuvat jakamaan myös vanhan verkkoinfrastruktuurin kustannuksia.
- Jakeluverkoissa, jossa kaukolämmön yhteistuotanto korvautuu sähkökattiloilla ja joissa sähköinen liikenne kasvaa nopeasti, kantaverkkomaksut nousevat kulutuksen ja kantaverkosta oton lisääntyessä. Ottotehomaksun kehitykseen vaikuttaa, miten hyvin jakeluverkot saavat kannustettua omat asiakkaansa rajoittamaan ottotehoaan ja siten alentamaan jakeluverkojen ottotehoa.

Kulutuksen ottotehomaksu luo kulutusasiakkaille selkeän kannusteen pienentää kantaverkosta otettavaa tehoa. Jakeluverkot voivat pyrkiä pienentämään ottotehoa esimerkiksi

- optimoimalla ohjattavien kuormien asetuksia siten, että tehopiikit tasoittuvat – esimerkiksi porrastamalla yösähköhjausta ja lämminvesivaraajien käyttöä,
- ohjaamalla tehomaksuilla omia asiakkaitaan tasaamaan kuormitusta,
- tekemällä hetkellisesti tehoa rajoittavia sopimuksia esimerkiksi isojen sähkökäyttökohteiden tai aggregoitujen pienkäyttäjien kanssa,
- käyttämällä energiavarastoja tehohuippujen leikkaamiseen esimerkiksi ostettuna palveluina.

Vastaavasti teollisuuskohteissa ottotehoa voi pyrkiä pienentämään esimerkiksi

- optimoimalla omia prosessejaan ja ajoittamalla sähkönkulutus suotuisiin ajanhetkiin
- hyödyntämällä omia (liittymispisteen takaisia) energiavarastoja
- lisäämällä liittymispisteen takaista sähkön tuotantoa ja/tai toteuttamalla hybridiratkaisuja.

Energiavarastot voivat puolestaan säästää merkittävästi ottotehomaksussa, mikäli ne lataavat nimellistehoa alemmalla teholla tai sijoittuvat tuotannon yhteyteen ja lataavat tuotannon aikana.


Kokonaisuudessaan sähköjärjestelmässä on joustomahdollisuuksia sen verran, että niillä voidaan hillitä kantaverkkoinvestointeja ja maksujen kasvua. Asiakkaiden kyky toteuttaa joustoratkaisuja vaihtelee kuitenkin huomattavasti.

Uudessa maksurakenteessa on seuraavat uuden tuotannon ja kulutuksen sijoittumiseen vaikuttavat kustannusvastaavuutta tukevat elementit

1. Kulutukseen kohdistuva ottotehomaksu ja häviömaksu kannustavat kulutusta ja energiavarastoja sijoittumaan samaan liittymispisteeseen tuotannon kanssa. Tällöin ottoteho ja ottoenergia vähenevät.
2. Häviömaksu kannustaa tuotantoa sijoittumaan samaan liittymispisteeseen kulutuksen kanssa, jolloin antoenergia kantaverkkoon vähenee
3. Häviömaksun porrastuksella alueen mukaan voidaan vielä vahvemmin kannustaa tuotantoa sijoittumaan kulutus- tai tasapainoiselle alueelle ja kulutusta tuotanto- tai tasapainoiselle alueelle.
4. Tehomaksujen porrastuksella jännitetason mukaan voidaan kannustaa sekä tuotantoa että kulutusta liittymään 400 kV:n verkkoon.

Jotta jakeluverkkoyhtiöt voisivat tehokkaasti vaikuttaa omaan ottotehoonsa kantaverkosta, pitää niiden pystyä viemään uuden maksurakenteen mukaiset kustannukset asiakkailleen ja luomaan samalla kannusteet tehon pienentämiseksi. Tämä tarkoittaa nykyisten tehosiirtoasiakkaiden maksujen tarkistamista sekä tehomaksujen ulottamista sulakeasiakkaille.

Uuden maksurakenteen mukaisten tehomaksujen vieminen suurjännitteisten jakeluverkkojen joillekin asiakkaille täytyy tehdä 8 % korotuskaton vuoksi vaiheittain useamman vuoden aikana. Erityisesti tuotannon ja energiavarastojen maksuihin kohdistuu useassa tapauksessa korotuskaton ylittävä korotustarve.



Keskijänniteverkossa saattaa myös tulla joissain tapauksia rajoitteita korotuskaton vuoksi. Pienjänniteverkossa ja etenkin kuluttajien osalta kyse on pikemminkin siitä, miten jakeluverkot onnistuvat laatimaan asiakkailleen sellaiset tehomaksutuotteet, että heidän asiakkaansa valitsevat nimenomaan tehomaksun sisältävän tuotteen. Energiaviraston linjauksen mukaan enintään 63 A pääsulakkeen käyttöpaikalle pitää tarjota myös tehomaksuton vaihtoehto. Käytännössä tämä tarkoittaa, että jakeluverkkojen on pystyttävä muodostamaan tehomaksutuotteensa siten, että ne ovat yli 8 kW:n kynnystehon kuluttaville asiakkaille edullisempi vaihtoehto kuin tehomaksuton tuote (esim. yleissähkötuote) ja pystyttävä myös osoittamaan asiakkailleen, että heidän kannattaa valita tehomaksutuote. Samalla on myös huolehdittava, että mahdollinen hinnankorotus on kokonaisuudessa korotuskaton alapuolelle eri asiakasryhmiä kuvaavilla tyyppikuluttajilla laskettuna.