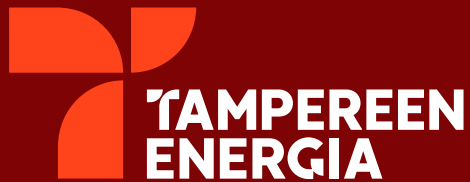


2025

SELVITYS POLTTOON PERUSTUMATTOMAAN JA HIILINEGATIIVISEEN KAUKOLÄMPÖÖN SIIRTYMISESTÄ

Jukka Joronen, Pinja Salhoja ja Juko Vähätiitto



3	Alkusanat	32	3.2.4 Viikon tehopulan ratkaisu polttamalla sähköjärjestelmässä	68	5.8 Aurinkolämpö
4	1 Johdanto	34	3.2.5 Viikon tehopulan ratkaisu polttamalla kaukolämpöjärjestelmässä	68	5.9 Hiilidioksidin talteenotto
5	1.1 Tiivistelmä polttoon perustumattomuudesta lämmityksessä	34	3.2.6 Fossiilittoman jouston tukemisen merkitys kaukolämmölle	69	5.10 Muut lämmöntuotantomuodot
5	1.2 Tiivistelmä hiilinegatiivisuudesta lämmityksessä	35	3.3 Sähkön siirto	69	5.10.1 Jätteenpolto
6	1.3 Tutkimuskysymykset	36	3.4 Sähkön jakelu	71	5.10.2 Biokaasu ja bioöljy
7	1.4 Selvityksen lähtöoletukset	37	3.5 Yhteenveto skenaariosta	72	5.11 Energian tuotanto ja kulutus rakennuksissa
9	2 Kaukolämpö osana energiajärjestelmää	40	4 Bioenergian kestävyys	73	5.12 Teknologioden yhdistäminen
9	2.1 Tamperelainen kaukolämpöjärjestelmä	40	4.1 Tilannekuva eri biojakeiden käytöstä energiantuotannossa	75	6 Tampereen Energian tuotantoskenaariot
10	2.1.1 Mitä on tehty vuoden 2023 selvityksen jälkeen	43	4.2 Tampereen Energian puun käyttö	77	6.1 Skenaario hukka
10	2.1.2 Tamperelaisen kaukolämpöjärjestelmän tukijalat vuonna 2027	43	4.3 Tekniset ja luonnolliset hiilinielut	80	6.2 Skenaario ydinkaukolämpö
13	2.2 Sähköjärjestelmä	43	4.3.1 Maankäyttösektorin päästöt	82	6.3 Skenaario miinus
16	2.2.1 Pohjoismainen sähkömarkkinamalli	45	4.3.2 Bioperäisen hiilidioksidin talteenotto	83	6.4 Skenaario BECCU
17	2.2.2 Hukkasähkön määrä tulevaisuudessa	49	4.3.3 Muita hiilidioksidin varastoinnin keinoja	85	6.5 Skenaario ilman kaukolämpöä
18	2.2.3 Polttovapaa sähköjärjestelmä	52	5 Teknologiat	89	6.6 Skenaarioiden kustannusvertailu
19	2.2.4 Sähkötehon riittävyys	54	5.1 Lämpövarastot	90	7 Suositukset päättäjille
22	3 Kaupunkien lämmittäminen sähköjärjestelmän kautta	57	5.2 Sähkökattila	94	8 Lyhyt yhteenveto
26	3.1 Investoinnit sähköntuotantoon	58	5.3 Hukkalämmöt	95	9 Liitteet
29	3.2 Fossiiliton jousto	61	5.4 Vety ja synteettiset polttoaineet	95	9.1 Pohjoismainen sähkömarkkinamalli
30	3.2.1 Viikon tehopulan ratkaisu sähköakuilla	62	5.5 Lämpöpumput	98	9.2 Sähkötehon EU-regulaatio
31	3.2.2 Viikon tehopulan ratkaisu pumppuvoimalalla	65	5.6 Geolämpö	99	9.3 Sähköllä lämmittämisen päästöt
31	3.2.3 Viikon tehopulan ratkaisu lämpövarastolla	65	5.7 Pienydinreaktori	101	10 Käytettyjä lyhenteitä



Alkusanat

Kiitämme seuraavia henkilöitä ja heidän taustaorganisaatioitaan käsikirjoituksen lukemisesta ja kommentoinnista: Eero Haapalehto (Energiakaupungit), Timo Heikkilä (Sweco), Jukka Jalovaara (Ramboll), Janne Kauppi (Energiateollisuus), Eetu Kinnunen (Energiakaupungit), Jouni Kivirinne (Ramboll), Aki Korpela (TAMK), Risto Kuusi (Fingrid), Erika Laajalahti (Bioenergia), Marko Lundström (AFRY), Riku Merikoski (AXPO), Lauri Muranen (Steady Energy), Matti Pentti (Steady Energy), Lauri Puro (Nordic Ren-Gas), Petri Pylsy (Kiinteistöliitto), Juho Rinta-Rahko (Sweco), Matti Sinisaari (Steady Energy), Sampo Soimakallio (SYKE), Jaakko Sorri (Ilmasto ja ympäristöyksikkö, Tampereen kaupunki), Leo Stranius (Third Rock), Jaakko Takala (Ramboll), Juha Teirilä (Energiavirasto), Henrik Tolvanen (Tampereen yliopisto), Hannes Tuohiniitty (Bioenergia), Oras Tynkkynen (Eduskunta), Esa Vakkilainen (LUT-yliopisto), Mikko Vuorenmaa (Energiateollisuus) sekä Tampereen Energian asiantuntijat.



1 Johdanto

Tässä selvityksessä tarkastellaan polttoon perustumatonta ja hiilinegatiivista kaupungin lämmittämistä Tampereen Energian näkökulmasta. Julkaisimme ensimmäisen vastaavan selvityksen 1.9.2021 ja sen päivityksen vuonna 2023. Alun perin selvitys tehtiin Tampereen kaupunginvaltuuston pyynnöstä. Työn alussa havaitsimme, että monitahoinen kysymys vaatii avaamista kokonaisuudessaan, jotta sillä olisi arvoa. Kansallisen tason vision muodostamiseen tarvittavia tietoja lämmittämisestä oli vain vähän julkisesti saatavilla. Toinen havaintomme oli, että kaukolämpö on ollut itsestään selvä ja toimiva osuus yhteiskunnan toimintaa Suomessa niin kauan, ettei sitä oikeastaan tunneta kovin hyvin.

Kysyimme työn alussa avoimesti, tarvitaanko kaukolämpöjärjestelmää vai onko olemassa uusi voittava teknologia lämmittämiseen Suomessa. Julkaisusarjaan muodostui tätä kautta harvinainen lähtökohta energiasysteemin kokonaisuuden analysointiin lämmittämisen näkökulmasta. Selvityksen lähtökohta ja tehtävänanto olivat pohjimmiltaan yleishyödyllisiä, vaikka asiaa katsotaan Tampereen Energian omasta toiminnasta kertyneen tiedon valossa. Selvitys soveltuu tutkimuksen ja perehtymisen tueksi erilaisissa organisaatioissa. Selvitys on uskoaksemme ja toivoaksemme osaltaan parantanut tietoisuutta Suomen vahvuuksista ja uusien teknologioiden soveltuvuudesta ja rajoitteista lämmittämisessä. Toisaalta toimintaympäristön nopea muutos edellyttää tietojen säännöllistä päivittämistä. Tämän selvityksen tavoitteena on päivityksen ohella syventää tietoa kaukolämpöjärjestelmän, sähköjärjestelmän ja maankäyttösektorin kytkeytymisestä toisiinsa.

Vuoteen 2027 mennessä Tampereen Energia vähentää fossiilisia päästöjään noin 90 % vuoden 2010 tasosta. Päästövähennykset jatkuvat, mutta jäljelle jäävien päästövähennystoimien vaikuttavuus pienenee vuosi vuodelta,

koska päästövähennyspotentialiaalia on vähemmän. Viimeisten tonniin osalta resurssien hukkaamisen ja osioiminnin vaara kasvaa. On siis ajankohtaista selvittää, millainen suunnitelma on kustannustehokas ja synnyttää todellisia nettopäästövähennyksiä projektin loppusuoralla.

Pohdimme kaukolämpöyhtiön roolia yhteiskunnan matkalla kohti vähähiilisyyttä Suomen suurimpien fossiilisten päästölähteiden ollessa jo energiantuotannon ulkopuolella. Päästövähennysten jälkeen liityntäpintaa ilmastopolitiikkaan kaukolämpöyhtiölle tuo kyky auttaa myös muita aloja, kuten liikennesektoria, niille asetettujen päästövähennystavoitteiden toteuttamisessa. Tässä puhutaan siis kaukolämpöjärjestelmän sektorikytkentäkyvykyydestä ja mahdollisuudesta positiiviseen hiilikädenjälkeen.

Vastaamme energia-alan perinteisen trilemmän eli kolmoisongelman mukaisesti energian ympäristövaikutuksista, edullisuudesta sekä huoltovarmuudesta. Vastuullinen kaupungin lämmittäminen on paitsi mahdollisimman haitatonta, myös sellaista, johon ihmisillä on varaa, ja jonka saatavuuteen voi luottaa kaikissa tilanteissa. Tämä selvitys on osa työtä, jolla etsitään parhaita ratkaisuja energia-alan trilemmaan vastaamiseksi sekä Tampereella että kansallisesti.

Lämmittämisen teknologiat kehittyvät ja myös kilpailu kiristyy. Suomessa ja Ruotsissa on useita kaupunkeja, joissa kaukolämpö on pärjännyt yllättäen heikosti kilpailutilanteessa. Taustalla ovat tyypillisesti myöhästyneet investoinnit uusiutuvaan energiaan sekä virheet kaukolämmön hinnoittelussa, kun kilpailutilannetta ei ole tunnistettu ajoissa. Kuitenkin sukupolvien aikana rakennetuilla kaukolämpöjärjestelmillä olisi aivan erityistä kyvykkyyttä tukea vihreää siirtymää. Pyrimme myös kuvaamaan, millaisia ainutlaatuisia mahdollisuuksia kaukolämpöjärjestelmät avaavat.

1.1 Tiivistelmä polttoon perustumattomuudesta lämmityksessä

Huippukulutustilanteen kattaminen on lämmityksen tärkein haaste. Nykyiset kaukolämmölle vaihtoehtoiset lämmitysjärjestelmät ratkaisevat huippukulutustilanteen nojautumalla sähköjärjestelmään. Siksi kysymys polttoon perustumattoman lämmitysjärjestelmän mielekkyydestä tiivistyy käytännössä paljolti siihen, miten huippukulutustilanteen hallinta eroaa sähköjärjestelmän ja kaukolämpöjärjestelmän välillä molempien ollessa jo hyvin vähäpäästöisiä. Tässä selvityksessä on välttämätöntä korostaa, että sähköstä tehty lämpö ei ole polttovapaata, jos sähkö on tehty polttamalla.

Monet hukkalämmöt ja maalämpö tarvitsevat lämmön talteenottoon lämpöpumpun, joka tekee niistä merkittävältä osin sähköä kuluttavaa ja siihen perustuvaa lämmitystä. Polttoon perustumattomia sähköntuotantomuotoja ovat vaihteleva sähköntuotanto (tuuli ja aurinko), geoterminen energia tuliperäisillä alueilla, vesivoima ja ydinvoima. Jos kannattamattomaksi osoittautuneita teknologioita tai prototyyppejä ei lasketa, mitään muuta polttovapaata sähköntuotantoa ei ole.

Kaikki polttoon perustumattomat sähköntuotantoteknologiat ovat hyvin pääomaintensiivisiä verrattuna polttamiseen. Lyhyen käyttöajan ja suuren sitoutuvan pääoman ongelma kärjistyy Suomessa, jossa lämmityksen kulutushuippu on hyvin korkea ja huippukulutustilanteessa on tyypillisesti vähätuulista ja auringotonta. Vesivoiman merkittävä lisärakentaminen ei ole Suomessa mahdollista, eikä ydinvoimaa ole mielekästä rakentaa muutaman viikon kulutushuippua varten. Vaihtoehtoja täysin polttovapaaseen sähkön huippukulutuksen hallintaan on niukasti.

Jäljelle jää energian varastointi. Varastoihin voidaan säilöä polttovapaata energiaa myöhempää käyttöä varten joko sähkönä, lämpönä tai energiakan-tajan, kuten vedyn, avulla. Jotta varastojen rakentaminen on järkevämpää kuin tuotannon rakentaminen, täytyy varaston rakentamisen olla edullista.

Vaikka sähkövarastojen hinnat ovat tulleet voimakkaasti alas, ne ovat edelleen erittäin kalliita suurien energiamäärien varastointiin. Pumppuvoimalat voisivat toimia Suomessa osaratkaisuna, mutta niidenkään kokoluokka ei yllä viikkovarastointia pidemmälle. Esimerkiksi Ailangantunturin pumppuvoimalaitoksen ylävaraston purku kestää noin 8 tuntia.¹ Energian varastointi lämpönä on onneksi merkittävästi edullisempaa. Kuten selvityksessä tul-laan toteamaan, suuret kaukolämpövarastot ovat polttovapaan energiasysteemin avainteknologia.

Oleellinen kysymys on myös se, halutaanko oikeasti polttoon perustumatta energiasysteemiä vai käytetäänkö tätä termiä synonyyminä järjestelmälle, jossa ei ole fossiilisten polttoaineiden eikä bioenergian käyttöä. Esimerkiksi vedyn käyttäminen polttoaineena olisi myös energiantuotannossa mahdollista. Lämpöpumput nähdään polttovapaana ratkaisuna, mutta ilman viikon kestävästä joustokykyä se vain ulkoistaa huipputuotannon polttamisen sähköjärjestelmään. Hiilidioksidin talteenotto kierrätyskelvottoman jätteen polttamisesta tai bioenergiasta mahdollistaa lämmitysjärjestelmän hiilinegatiivisuuden. Hiilinegatiivisuus on ilmastotyössä vaikuttavampaa ja myös edullisempi saavuttaa kuin polttoon perustumattomuus.

1.2 Tiivistelmä hiilinegatiivisuudesta lämmityksessä

Polttoon perustumattoman lämmitysjärjestelmän rakentaminen on kal-liimpaa kuin hiilinegatiivisen lämmitysjärjestelmän rakentaminen. Polttoon perustumattoman lämmitysjärjestelmän muiden ympäristöhyötyjen olisi siis oltava lisäkustannuksen ja suurempien nettopäästöjen arvoista.

Hiilinegatiivisuus saavutetaan, kun ilmakehästä poistetaan enemmän hiilidioksidia kuin sinne päästetään. Lämmittämisen kontekstissa tämä tarkoittaa teknologista hiilidioksidin talteenottoa bioenergiasta. Poistoja

¹ kemijoki-oy-yleisotilaisuus-kemijarvi-192025.pdf

tarvitaan, koska päästövähennyksistä huolimatta jäännöspäästöjä tulee jäämään jäljelle. Pelkkä nettonollan saavuttaminen ei riitä ilmaston lämmenemisen katastrofaalisilta vaikutuksilta välttymiseen, vaan laajamittaiset ja pitkäkestoiset poistot ovat ainoa keino tuoda lämpötilaa hiljalleen takaisin haluttuihin rajoihin.

Selvityksessä tarkastelemme realistista polkua tekniseen hiilensidontaan. Bioenergiaan liitetty hiilidioksidin talteenotto voisi olla Suomen kilpailuetu, mutta nykyinen politiikka ei tue tätä suuntaa. Hiilidioksidin hyötykäytön projektit etenevät varastointiprojekteja nopeammin selkeämmän liiketoimintamallin ansiosta. Teknologian läpimurto edellyttää kunnianhimoisia kansallisia tavoitteita, tukimekanismeja ja toimia infrastruktuurin rakentamiseksi. Näemme potentiaalia erityisesti hiilidioksidin hyötykäytön hankkeissa, koska niissä arvo syntyy luontevasti hukkalämpöjen hyödyntämisen kautta ja ydinliiketoimintaan kohdistuva poliittinen riski on pienempi.

Hiilidioksidin talteenotto tuottaa hiilinegatiivisuuden vain, jos talteenotettu hiili varastoidaan pysyvästi. Kaukolämpöyhtiön näkökulmasta se kasvattaa kaukolämpöjärjestelmän hiilikädenjälkeä, mikäli hiilidioksidi hyödynnetään tuotteissa jollain toisella sektorilla, esimerkiksi liikennepolttoaineena.

Hiilikädenjälki kuvaa aikaansaatuja positiivisia ilmastovaikutuksia. Tässä selvityksessä hiilidioksidin talteenotto kaukolämpöjärjestelmässä nähdään positiivisena ilmastotekona riippumatta siitä, meneekö hiili varastoitavaksi vai hyötykäyttöön.

Kestävyyssnäkökulmista selvityksessä tarkastellaan muun muassa bioenergian vaikutusta luonnollisiin hiilinieluihin sekä eri bioenergiajakeiden kestävyttä suhteessa toisiinsa. Näihin kestävyyskysymyksiin oikein vastaaminen on oleellista kokonaisuuden optimoinnissa. Jos bioenergian tuotannon lopettaminen ei tosiasiallisesti ole tehokas ympäristötoimi, päädymme ai-noastaan hidastamaan ilmastonmuutoksen torjuntaa ja nostamaan lämmittämisen hintaa.

Mikäli metsien hiilidioksidin kaappaamisen kyvykkyyttä ei ilmastotyössä hyödynnetä, menetetään tärkeä hiilinegatiivisuuden mahdollistaja. Hiilidioksidin talteenotolla bioenergiasta on hallitustenvälisen ilmastonmuutos-paneelin IPCC:n skenaarioiden perusteella keskeinen rooli Pariisin ilmastopimuksen tavoitteisiin pääsemiseksi. Se olisi myös Suomelle kansallinen erityisvahvuus ja kilpailuetu ilmastotyössä Euroopassa.

1.3 Tutkimuskysymykset

Alkuperäisen tehtävänannon mukaisesti on selvitettävä, millä polttoon perustumattomien ja hiilinegatiivisten ratkaisujen yhdistelmällä kaukolämpötuotanto voidaan toteuttaa kustannustehokkaimmin, huoltovarmimmin ja vähäpäästöisimmin. Tähän kysymykseen päästään kiinni seuraavien tutkimuskysymysten avulla:

- TK1: Voiko Suomen sähköjärjestelmä olla polttovapaa vuonna 2040?**
- TK2: Millaisia teknologioita polttovapaan ja hiilinegatiivisen lämmön tuotantoon on olemassa?**
- TK3: Millainen erilaisia teknologioita yhdistelevä lämmitysjärjestelmä minimoi päästöjä ja kustannuksia?**
- TK4: Millaisia johtopäätöksiä eri skenaarioiden tarkastelusta tulisi vetää kansalliseen ja EU:n laajuiseen regulaatio- ja markkina-ympäristöön?**

Tutkimuskysymykseen **1** vastataan luvuissa **2.2.** ja **3.** Tutkimuskysymykseen vastaamiseksi vastaamme ensin seuraaviin alikysymyksiin:

- Mikä on tehotasapaino vuonna 2040?
- Millaisia teknologioita on polttovapaaseen tehonhallintaan?
- Miten kaupunkien lämmittäminen sähköjärjestelmän kautta vaikuttaa Suomen sähköjärjestelmään?

Tutkimuskysymykseen **2** vastataan luvuissa **4** ja **5.** Tutkimuskysymykseen vastaamiseksi vastaamme ensin seuraaviin alikysymyksiin:

- Mikä tulisi olla bioenergian rooli energiajärjestelmässä?
- Mitkä ovat eri polttovapaiden ja hiilinegatiivisten teknologioiden haasteet ja mahdollisuudet?

Tutkimuskysymykseen **3** vastataan luvussa **6.**

Tutkimuskysymykseen **4** vastataan luvussa **7.**

1.4 Selvityksen lähtöoletukset

Tarkasteltavana mitoitustilanteena on viikon kylmä ja vähätuulinen jakso.

Lämmitysjärjestelmä rakentuu sen ympärille, kuinka saadaan varmistettua vuoden kylmimmän viikon lämmitys koko kaupunkiin. Tampereella on kaukolämmön teho-ongelman hallintaan toistakymmentä lämpökeskusta, joita tarvitaan ehkä vain viikon tai pari vuodessa, sillä tyypillisesti huippukuorimajakson kesto on yhtäjaksoisesti tätä kokoluokkaa. Laitokset pidetään toimintavalmiina, vaikka ne seisovat melkein aina. Kaukolämmön valmius kysyntä- ja hintapiikkeihin on rakenteellinen osa toimintaa, niin hankinta-sopimuksissa, päivystyksissä, varalaitoksissa kuin varastoinnissakin. Kirein pakkaskausi voi olla lyhyt, mutta se on lämmityshaasteen ydinkysymys, johon vastataan aina ensin.

Lämmön kysyntä pienenee, kun siirrytään kohti 2040-lukua. Tärkeimmät tekijät kysynnän muutoksessa ovat rakennusten energiatehokkuus, kaupungin väestönkasvu ja ilmastomuutos. Uudet asuinrakennukset ovat tuplasti energiatehokkaampia kuin 1990-luvulla. Tampereen väkiluku kasvaa kahden prosentin vuosivauhtia, mutta rakennuskannan energiatehokkuuden kehittyminen kompensoi kasvusta johtuvan energiankulutuksen nousun. Samalla lämpenevä ilmasto vähentää lämmityksen tarvetta. Esimerkiksi Tampereella lämmitystarveluku on laskenut 2000-luvun aikana noin 13°C vrk vuodessa. Tarvittava teho pienenee havaintojen perusteella hieman hitaammin kuin tarvittava energia. Näiden lisäksi kaukolämmön kysyntään vaikuttaa markkinaosuus, jos osa rakennuksista siirtyy talokohtaisiin ratkaisuihin. Pienempi kaukolämmityksen tarve on huomioitu skenaarioissa parhaiden ennusteiden mukaisesti.

Skenaarioiden tavoitevuosi on 2040. Tampereen kaupungilla on tavoite hiilineutraaliudesta vuodelle 2030, Suomella vuodelle 2035 ja EU:lla vuodelle 2050. Tampereen päästötavoitteen osalta osa jäännöspäästöistä on suunniteltu kompensoitaviksi, kun taas Suomen ja EU:n tavoitteet tarkoittavat koko alueen kasvihuonekaasujen nettonollaa hiilinielut huomioiden. EU:n komission heinäkuussa 2025 julkaisemassa ehdotuksessa eurooppalaisia nettopäästöjä on vähennettävä 90 % vuoden 1990 tasosta vuoteen 2040 mennessä välietappina ilmastoneutraalisuuden saavuttamisessa. Tällä hetkellä EU:n ilmastopolitiikka on laskenut prioriteetissa Unionin joutuesassa keskittymään kauppapolitiikkaan ja puolustukseen, ja osa EU-maista on viimeisimmissä huippukokouksessa kannattanut ilmastotavoitteiden keventämistä.² Oletamme kuitenkin, että 2030-luvulla poliittinen ohjaus johtaa investointeihin ja että 2040 on edelleen ajankohta, jolloin muuttunut toimintaympäristö tukee yhtiöiden asettamien ilmastotavoitteiden toteutumista.

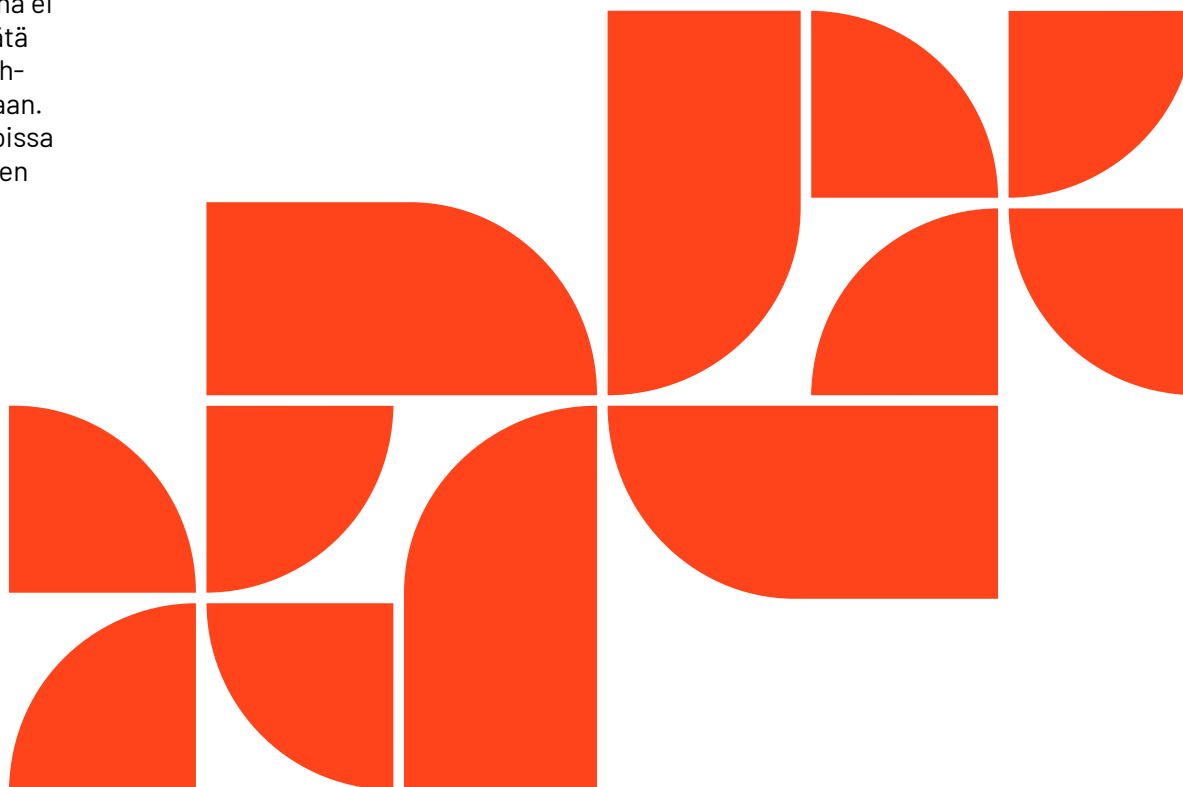
Energiantuotannon haittavaikutukset yksinkertaistetaan päästövaikutuksiin. Energiantuotannolla on monenlaisia vaikutuksia ympäristöön ja yhteiskuntaan. Fossiilisten polttoaineiden haitat – paitsi ilmastoon, mutta

² EU-johtajat asettivat uudelle ilmastotavoitteelle kolme ehtoa | HS.fi



myös biodiversiteettiin tai vaikkapa ihmisoikeuksiin – ovat suuremmat kuin kestävästi hankituilla uusiutuvilla polttoaineilla. Katsomme siksi, että keskittyminen päästövaikutuksiin ei vinouta liikaa kokonaiskuvaa haittavaikutuksista, mutta se parantaa selvityksen ymmärrettävyyttä oleellisesti. Muita tärkeitä vastuullisuusnäkökulmia otetaan rajatusti mukaan esimerkiksi maankäyttösektoria analysoitaessa. Lukija voi perehtyä muihin näkökulmiin kestävyysraportointidirektiiviä mukailevasta vastuullisuusraportoinnistamme.

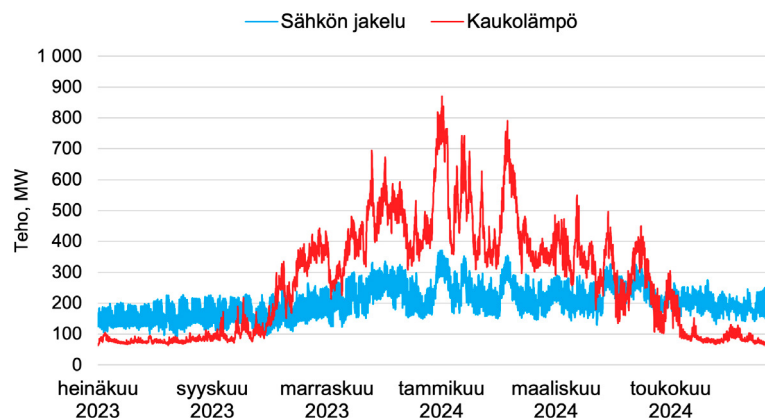
Skenaariot pohjautuvat nykyteknologiaan. Työn tavoitteena ei ole luoda optimoitua kehityspolkua vuoteen 2040, vaan lisätä lukijan ymmärrystä nykyisistä haasteista ja realistisista vaihtoehtoista siirtymälle tämänhetkisen parhaan tiedon mukaan. Liian spekulatiivisen teknologian hyödyntäminen skenaarioissa ei edesauttaisi tätä. Suunnitelmia päivitetään teknologioiden kehittyessä.



2 Kaukolämpö osana energiajärjestelmää

Kaukolämpöjärjestelmä on monin tavoin sidoksissa yhteiskuntaan. Energiatrimmemman näkökulmasta parhaiden ratkaisujen löytäminen on haastavaa, eikä energiapolitiikka aina helpota tehtävää. Ukrainan sota ja Donald Trumpin valtaannousu Yhdysvalloissa ovat vaikuttaneet ilmastopolitiikkaan turvallisuuden ja kilpailukyvyn teemojen korostuessa. Ilmastomuutos ja luontokato ovat kuitenkin edelleen pahenevia ongelmia. Poliittisessa riskiallokossa kokonaisvaltaisen järjestelmävision tärkeys korostuu.

Kaupunkien lämmittämisen suurin haaste on huippukulutustilanteen hallinta. Polttoon perustumatonta energiaa on yleensä hyvin tarjolla. Vuoden aikana tasainen kysyntä olisi helppo kattaa. Todellisuudessa lämmitystarve yli kymmenkertaistuu kesästä huippupakkaseen, kun taas sähkönkulutus ainoastaan kaksinkertaistuu (kuva 1). Näin ollen vuoden, kuukauden ja jopa vuorokauden sisäinen vaihtelu on keskeinen osa ongelmaa, ja erityisesti kaupunkien lämmittäminen huippupakkasilla on vaikea haaste sähköjärjestelmälle.



Kuva 1. Sähkön ja kaukolämmön kysyntä tuntitasolla Tampereella talvella 2023–2024.

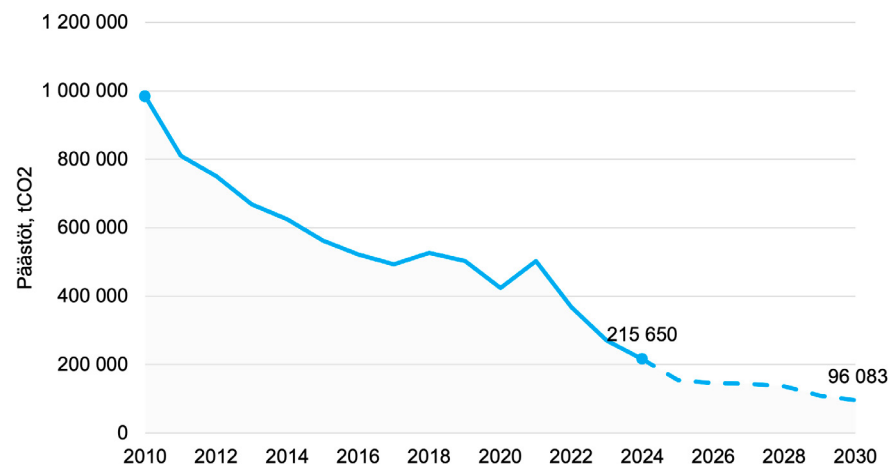
Kaukolämpöjärjestelmä rakentuu sen ympärille, kuinka saadaan varmistettua kylmimmän viikon lämmitys koko kaupunkiin. Kylmimmällä hetkellä kaupungin lämmityksen on toimittava ilman sähkökattiloita myös silloin, jos suurin voimalaitos vikaantuu. Sähköjärjestelmän ääritilanteen hallinta liittyy tähän oleellisesti, koska kaukolämmön kanssa kilpailevat lämmitysmuodot ottavat kovimmalla pakkasella vaaditun lisätehon lähes poikkeuksetta sähköjärjestelmästä. Polttoon perustumattomuutta ei pidä edistää osapitoiminnilla, ja sen välttäminen edellyttää sähkö- ja lämmitysjärjestelmien tarkastelua yhdessä vähintään tuntitasolla. Jos teho-ongelma siirretään sähköjärjestelmän ratkaistavaksi, lämmityksen päästöt ja kustannukset kasvavat ja toimintavarmuus heikkenee.

Kun tavoitteena on osallistua vaikuttavasti ja kustannustehokkaasti ilmastotoimiin, nettopäästövähennys ratkaisee. On pyrittävä ratkaisuihin, jotka johtavat koko energiajärjestelmän kannalta nettonollapäästöihin. Osaoptimoinnissa näin ei tapahdu. Jos rajalliset resurssit ja osaaminen kohdistetaan väärin, hidastetaan päästötavoitteeseen pääsemistä ja heikennetään Suomen kilpailukykyä ja menestymismahdollisuuksia.

2.1 Tamperelainen kaukolämpöjärjestelmä

Vuoteen 2027 mennessä tamperelaisen energiantuotannon fossiiliset päästöt ovat vähentyneet 90 % vuodesta 2010 (kuva 2). Vuodesta 2010 alkaen Tampereella on tehty määrätietoisesti investointeja fossiilisten päästöjen vähentämiseksi, ja lämmöntuotanto on muuttunut täysin. Nykyisellään tamperelainen lämmitysjärjestelmä nojaa kolmeen tukijalkaan: sähkökattiloihin, biopolttoaineisiin ja teollisuuden hukkalämpöihin. Huipputuotanto, jonka osuus lämmitykseen vuosittain kuluva energiasta on 5–10 prosenttia, tehdään fossiilisilla polttoaineilla ja biokaasulla. Vuonna 2025 lämmön-

tuotantoon käytetyistä kaasupolttoaineista 40 % tulee olemaan biokaasua. Biokaasun käyttö lämmöntuotannossa vaihtelee vuosittain markkinatilanteen ja biokaasun saatavuuden mukaan.



Kuva 2. Tampereen Energian energiantuotannon päästöjen toteuma ja ennuste.

2.1.1 Mitä on tehty vuoden 2023 selvityksen jälkeen

Edellisen selvityksemme jälkeen Olkiluoto 3 -voimalaitoksen tuotanto on vakiintunut ja tuulivoima on noussut vuotuisessa energiamäärässä mitattuna toiseksi suurimmaksi sähköntuotantomuodoksi Suomessa. Tampereella

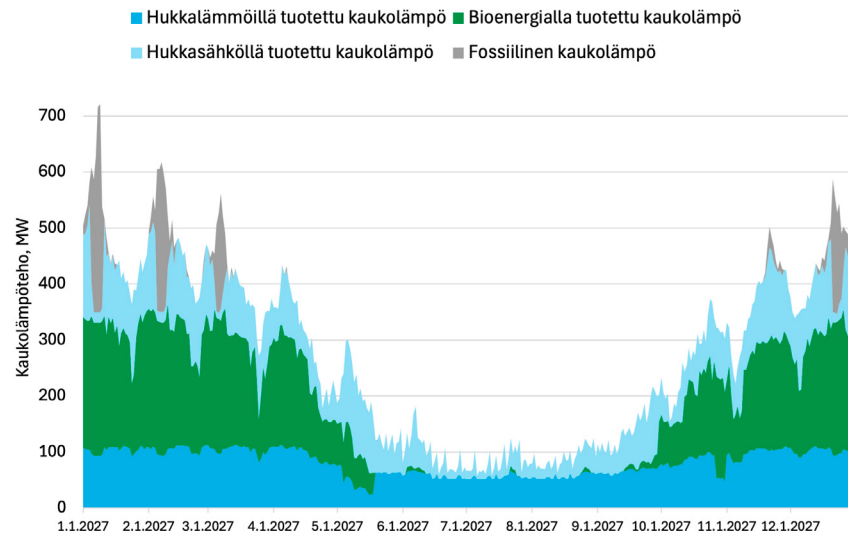
polttoon perustumattoman lämmöntuotannon kapasiteettia ovat lisänneet alkuvuonna 2025 teollisen kokoluokan lämpöpumppu Naistenlahdessa sekä syksyllä 2025 käyttöönotetut sähkökattilat ja kaukolämpövarasto.

Uusi lämpöpumppu hyödyntää voimalaitoksen savukaasujen ylimääräistä lämpöä ja sähkökattilat käyttävät tuulivoimapohjaista sähköä. Tämä pysytään varmistamaan yhtiön valvomoissa minuuttitasoisen optimointikyvykkyuden ansiosta. Tampereen Energia paitsi hankkii käyttämälleen sähkölle alkuperätakuuta, myös ajoittaa kulutustaan sähkömarkkinoilla niin, ettei sähköä kulu sellaisilla sähköhinnoilla, joilla sähköntuotannossa käytetään fossiilisia polttoaineita.

2.1.2 Tamperelaisen kaukolämpöjärjestelmän tukijalat vuonna 2027

Kaukolämmön suuri alueellinen markkinaosuus tarkoittaa, että keskittymisen vain johonkin tiettyyn asiakassegmenttiin (ympäristö-, hinta- tai laatu-tietoihin) ei toimi, koska se rajaa merkittävän osan nykyisistä asiakkaista pois. Kaukolämpöasiakkuudet ovat tyypillisesti pitkiä ja taloudellisesti merkittäviä. Keskitetyn lämmitysjärjestelmän pitää olla pidemmällä aikavälillä vaihtoehtoja parempi kaikilla tärkeimmillä osa-alueilla, jotta liiketoiminta ei kutistu. Tämä on luonnollisesti kova haaste, mutta kaukolämmön vahvuudet tekevät sen mahdolliseksi.

Kaukolämmön tuotanto on Suomessa jo vähäpäästöistä. Fossiiliset hiilidioksidipäästöt syntyvät lämmöntuotannossa lähes yksinomaan teho-ongelman ratkaisemisesta eli huipputuotannosta. Kuvassa 3 on esitetty yksinkertaistettu kaukolämmön tuotantokuvaaja vuonna 2027.



Kuva 3. Tampereen Energian kaukolämmön tuotantorakenne vuonna 2027 perustuu jo päätettyihin investointeihimme. Hukkalämmöllä tuotettuun kaukolämpöön kuuluvat tässä kuvaajassa jätteenpoltto, savukaasupesurit sekä teollisuuden hukkalämmönlähteet. Hukkasähköllä tuotettuun kaukolämpöön kuuluvat sähkökattilat ja lämpöpumput. Fossiilinen kaukolämpö puolestaan on maakaasua. Osa huipputuotannosta voidaan hankkia biokaasuna.

Tukijalka 1: Hukkalämmöt

Tähän liittyvä kaukolämmön erityisvahvuus: **sektorikytchentäkyvykyys**

Hukkalämpöjen suuri potentiaali kaukolämpöverkossa pohjautuu ennen kaikkea lisääntyvään vedyn tuotantoon ja datakeskuksiin. Mikäli edes murto-osa hankesuunnittelijoiden ajatuksista toteutuu kaukolämpöverkkojen yhteyteen, tulevat suomalaiset kaupungit lämmitetyiksi datan ja vedyn tuotannon ohessa. Tätä voi nimittää uuden ajan yhteistuotannoksi. Aiemmin isommat kaupungit Suomessa lämmitettiin sähkö ja lämmön yhteistuotannolla (CHP), jota voi myös kutsua sähköntuotannon hukkalämmöksi.

Tampereella ensimmäinen ympärivuotinen teollisuuden hukkalämpökohde oli Nokian datakeskus, jonka hukkalämpöä alettiin hyödyntää vuonna 2021. Talteen otettu hukkalämmön määrä kasvaa jatkuvasti. Pirkanmaalle on suunnitteilla useita muitakin datakeskushankkeita, joista olisi tulevaisuudessa mahdollista saada lämpöä talteen kaukolämpöverkkoon.

Myös vetyalan hankekehittäjät ovat erittäin aktiivisia Tampereella. Suunnitelmien mukaan Tammervoiman savukaasujen hiilidioksidia tullaan hyödyntämään synteettisen polttoaineen tuotannossa. Tämä synteettisen polttoaineen tuotantolaitoksen hukkalämpö saadaan kaukolämpöverkkoon nykyisen aikataulun mukaan vuodesta 2028 alkaen. Myös Naistenlahden hiilidioksidi herättää mielenkiintoa. Hukkalämmöistä on kerrottu tarkemmin luvussa 5.3.

Tukijalka 2: Tuulivoiman hukkasähkö

Tähän liittyvä kaukolämmön erityisvahvuus: **sähkön käytön tarkka minuuttioptimointi**

Suomen tuulivoimakapasiteetti on kasvanut nopeasti, mutta kulutus ei ole kasvanut vastaavasti. Tuulisten sääjaksojen aikaan sähkön markkinahinta painuu nolliin tai negatiiviseksi ja osa turbiineista joudutaan taloudellisista syistä pysäyttämään. Tätä hyödyntämätöntä tuulivoiman tuotantoa voidaan kutsua hukkasähköksi.

Sähkökattiloita käyttävillä kaukolämpöyhtiöillä on kyky hyödyntää hukkasähköä. Sähkökattilat tuottavat lämpöä joko suoraan kaukolämpöverkkoon tai varastoivat sitä kaukolämpöakkuun. Tämä on mahdollista, koska kaukolämpöjärjestelmään on kytketty useita eri uusiutuvia tuotantomuotoja, joita pystyy säätämään joustavasti sähköjärjestelmän tilanteen mukaan. Sähköjärjestelmän nykytilannetta käsitellään tarkemmin luvussa 2.2, sähkökattiloita luvussa 5.2 ja lämpövarastoja luvussa 5.1.

Tukijalka 3: Bioenergia

Tähän liittyvä kaukolämmön erityisvahvuus:
sääriippumattomuus ja hintavakaus

Biovoimalaitokset tasoittavat sääriippuvaisten energialähteiden vaihtelua. Toisin kuin tuuli- ja aurinkovoima, bioenergiaan perustuva tuotanto ei ole sään tai vuorokauden ajasta riippuvainen, vaan se on käytettävissä silloin, kun lämpöä tarvitaan eniten. Suomessa hyödynnetään biopolttoaineina ensisijaisesti metsäteollisuuden sivuvirtoja, kuten hakkuutähteitä, purua ja kuorta, sekä pieniläpimittaisesta puusta tuotettua metsähaketta, joka ei sovellu jatkojalostukseen.

Energiasysteemiä on tilanteita, jolloin bioenergian käyttö aiheuttaa vähemmän kielteisiä ympäristövaikutuksia kuin sähköön käyttö sekä päinvastoin. Pulatilanteissa sähköntuotanto voi olla hetkellisesti hyvin saatutavaa, vaikka keskimääräiset päästöt vuositasona ovat pienet. Tällöin on tärkeä välttää sähköön käyttöä ja hyödyntää biopolttoaineita. Sähköön käyttö lämmityksessä on parhaimmillaan tuulivoiman ylituotantotilanteissa. Ylituotantotilanne voi kestää päiviä tai vain tunteja. Keskitetty lämmitysjärjestelmä, joka kykenee yhdistämään joustavasti sähköä ja bioenergiaa sähköjärjestelmän tilan perusteella, minimoi molempien energialähteiden ympäristöhaittoja.

Bioenergialla on korvattu Tampereen Energian tuotantopaletissa turve, mikä on ollut nopein toteutettavissa oleva keino vähentää energiantuotannon fossiilisia päästöjä. Bioenergian kestävyyttä käsitellään tarkemmin luvussa 4.

Tukijalka 4: Lämmön huippukulutustilanteen hyvä hallinta

Tähän liittyvä kaukolämmön erityisvahvuus:
tehonhallinta ei tukeudu sähköjärjestelmään ja sillä on korkea hyötysuhde

Huippukulutuksen hallinnassa energiatilanteen kärkeen tasapainottaminen on tärkeimmillään. Vähäpäästöisyyden yhdistäminen kohtuulliseen hintaan ja huoltovarmuuteen on hyvin vaativaa tehotilanteen kiristytessä, kun toimitushäiriöillä on erityisen vakavia seurauksia ja energian hinta voi hetkellisesti karata käsistä.

Sähkön hinnan noustessa korkeaksi kaukolämpöjärjestelmässä huippu- ja varateho tuotetaan pääosin kaasulla. Tampereen vuosittaisesta lämmitysenergiasta se on noin 5–10 %. Suuret lämpövarastot ja uusiutuvat kaasut vähentävät fossiilisen kaasun tarvetta lämmityksen huipputehontarpeen kattamisessa asteittain. Vuonna 2025 fossiilista maakaasua on korvattu osittain biokaasulla. Biokaasusta on kerrottu lisää luvussa 5.11. Myös öljy on tärkeä varapolttoaine kaikkein äärimmäisten tilanteiden hallintaan varustoitavuutensa ansiosta, mikä esimerkiksi metsähakkeen osalta on haaste.

Varatehon ylläpidon mahdollistaa kaupunkiluokassa lämmitettävän kokonaisuuden mittakaava. Pienien kohteiden tehonhallinnan varmistaminen erilliskattiloilla on kallista, mikä ohjaa erillislämmitysratkaisuja turvautumaan sähköjärjestelmään huipputehontarpeen kattamisessa.

Energian varastointi on kaukolämpöjärjestelmän erityinen vahvuus teho-ongelman ratkaisemisessa. Energian varastointi lämpönä on jopa kymmeniä kertoja edullisempaa kuin sähköakuissa. Kaukolämpövarastoja rakennetaan nyt nopeasti ympäri Suomea.

Talven ankarimpina pakkasjaksoina sähköjärjestelmä turvautuu fossiilisiin lauhdesähkölaitoksiin, joiden hyötysuhde jää noin 40 prosenttiin, koska lauhdesähköntuotannosta muodostuvaa lämpöä ei ole mahdollista ottaa talteen. Kaukolämpöjärjestelmässä käytettävien sähkön ja lämmön yhteistuotannon sekä lämpökattiloiden vahvuus tehonhallinnassa on hyvin korkea hyötysuhde, noin 90 prosenttia.

Kaukolämpöjärjestelmän lämpökattilat tuottavat lämpöä juuri silloin, kun sähköjärjestelmä on kuormitetuimmillaan. Jos kaikki lämpöteho valmistettaisiin huippukulutustilanteessa sähköllä, sähkön siirtoverkko ja huippu-
tuotantokapasiteetti olisi mitoitettava erittäin suurille tehoille vain muutaman päivän vuosittaiseen tarpeeseen. Tämä nostaisi kustannusten lisäksi negatiivisia ympäristövaikutuksia rakentamisen elinkaaripäästöjen kautta.

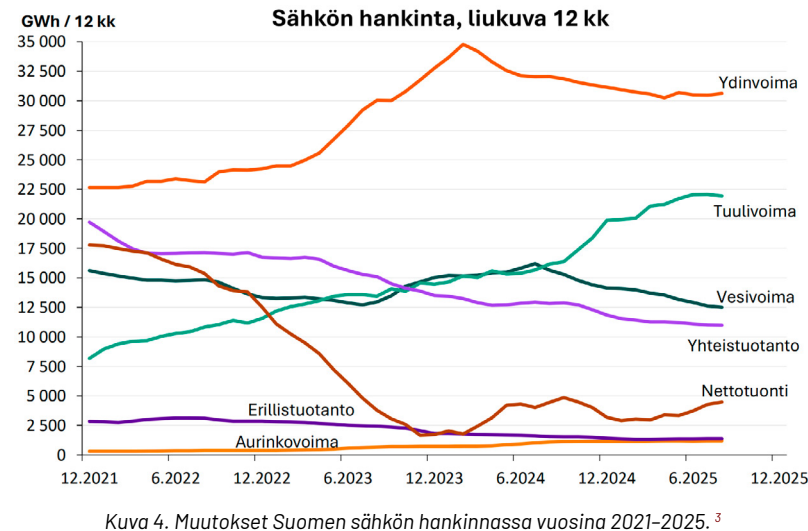
Huomattavaa on, että kaukolämpöjärjestelmän erityisvahvuudet ja vaikuttavuus ilmastotyössä perustuvat suuren lämmöntuotantovoimien muuttamiseen keskitetysti päästöttömäksi. Vahvuudet ovat osin vastakkaiset suhteessa rakennuksien energiankäytön kestävyyttä määrittelevään E-lukuun, jossa päästövähennyksiin pyritään ohjaamalla esimerkiksi talokohtaiseen tuotantoon. Toisaalta laskenta ei tunnista paikallisen kaukolämmön päästöttömyyttä eikä järjestelmätason tehohaastetta, mikäli huippukulutusta siirretään merkittävästi sähköjärjestelmään. E-lukulaskennan haasteista tarkemmin luvussa 5.11.

2.2 Sähköjärjestelmä

Tässä luvussa vastaamme tutkimuskysymykseen, **onko Suomen sähköjärjestelmä polttovapaa vuonna 2040**. Ensinnäkin tarkastelemme kahta alakysymystä: mikä on tehtasapaino vuonna 2040 ja millaisia teknologioita

on polttovapaaseen tehonhallintaan sähköjärjestelmässä. Analyysimme perusteella toteamme, että tyynellä vähätuulisella viikolla sähköjärjestelmä ei tule olemaan polttovapaa, joten polttovapaa lämmitysjärjestelmä ei voi nojata sähkön käyttöön kovilla pakkasilla.

Tuulivoiman moninkertaistuminen, Olkiluoto 3:n käynnistyminen, hiilivoiman alasajo ja Venäjän tuonnin loppuminen ovat muokanneet sähköjärjestelmän uuteen uskoon viimeisten viiden vuoden aikana. Siksi sähköjärjestelmän dynaamisia ilmiöitä on tärkeää tutkia lähimenneisyydestä. Viisi vuotta vanha data on auttamatta vanhentunutta. Kuvassa 4 on esitetty muutokset Suomen sähkön hankinnassa vuosina 2021–2025. Kasvaneen ydin- ja tuulivoiman ansiosta energiasta ei ole pulaa, vaan keskimäärin sähkötä on tarjolla jopa yli tarpeen. Suomen sähköjärjestelmässä tuotetun energian määrä on kasvanut ja samalla tuotannon joustokyky on vähentynyt.



³ Sähkön kuukausitilasto - Energiateollisuus

Vuodesta 2021 vuoteen 2026 sähkötehon saatavuus huippukulutustilanteessa on muuttunut seuraavasti:

• Venäjän tuonti	-1300 MW
• Polttoon perustuva sähköntuotanto	- 871 MW
• Olkiluoto 3	+1600 MW
• Aurora Line	+ 700 MW
• Tuulivoima	+ 397 MW
• Yhteensä	+ 526 MW

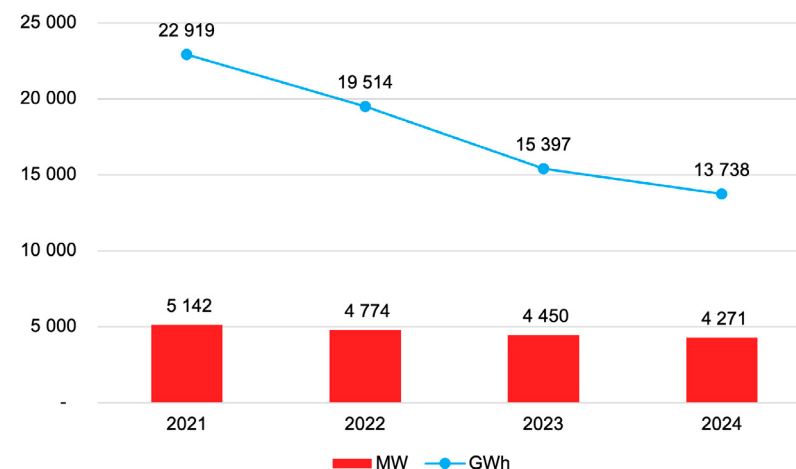
Yhteensä sähkötehon saatavuus on parantunut noin 526 MW verrattuna vuoteen 2021. Suurena rakenteellisenä muutoksena joustava tuotantoteho on pienentynyt ja korvaantunut ydinvoimalla ja tuulivoimalla. Tämä on kasvattanut hintavaihtelua.

Tuulivoiman nimellisteho on noussut 1.1.2021–9.7.2025 välisenä aikana 2 268 MW:sta 8 885 MW:iin. Tämä nostaa huippukulutustilanteessa laskennallista tuulivoimaa 397 MW, sillä tuulivoimalle käytetään laskennallista 6 % käytettävyyttä äärikulutustilanteesta. Ääripakkasilla on Suomessa tyypillisesti tyyntä. Kuuden prosentin mitoitusteho on varsin varovainen, mutta tätä pienempiäkin käytettävyyksiä esiintyy jatkuvasti. Talven 2024 kulutushuipussa käytettävissä oli noin 25 % nimellistehosta.

Polttoon perustuva sähköntuotanto on vähentynyt kiihtyvällä nopeudella vuodesta 2010. Erityisesti energiakriisin jälkeen vuosina 2023–2025 laitoksia on suljettu nopeasti ja pysyvästi, esimerkiksi Salmisaari⁴ ja Suomenoja⁵. Sähkömarkkinoilla olevan sähköntuotannon määrää olemme arvioineet tuntidatasta luetun toteutuneen maksimituotannon perusteella. Toteumaan perustuva päätely on herkkä kunkin vuoden poikkeuksellisille sähkömarkkinatilanteille, mutta ainakin se on tukevasti kiinni todellisuudessa. Toteuman perusteella polttoon perustuva sähköntuotanto on vähentynyt tarkastelujaksolla -871 MW. Näemme, että tulevaisuudessa laitosten alarajat tulevat jatkumaan.

⁴ Helenin viimeinen kivihiihtovoimala sammuu Salmisaarella päättäen hiilen aikakauden

⁵ Fortum lopettaa hiilen käytön kaukolämmöntuotannossa etuajassa

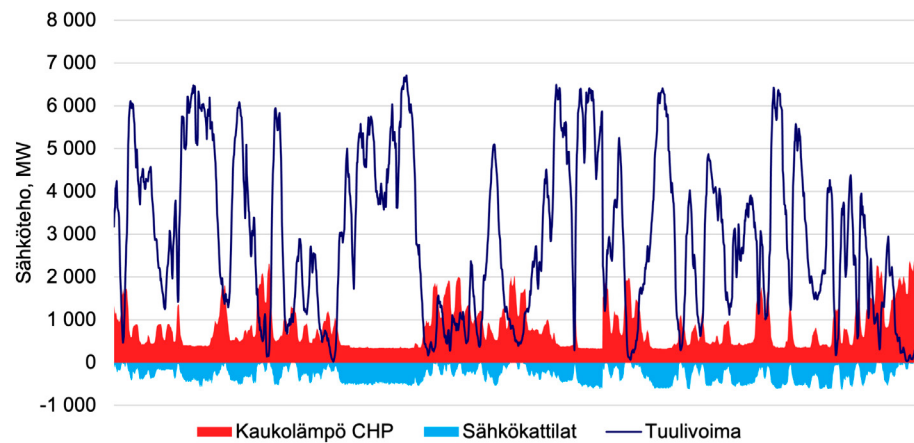


Kuva 5. Polttoon perustuvan sähköntuotannon yksittäisen tunnin huipputeho (MW) ja vuosituotanto (GWh) (teollisuus CHP + kaukolämpö CHP + lauhdetuotanto).⁶

Kaukolämpöjärjestelmät ovat kriittisiä huippu- ja varatehon lähteitä, erityisesti kun sähkön tuonnissa tai ydinvoimayksiköissä ilmenee häiriöitä. Lisäksi kaukolämpöyhtiöt tasaavat sähkön huippu- ja miinushintoja. Juha Teirilän analyysissä leutona talvena 2024–2025 muiden jousto jäi vähäiseksi. Kaukolämpöyhtiöt lisäävät nopeasti tuotantoaan, kun hinnat nousevat, tai käyttävät sähkökattiloita tuulivoiman ylituotantotilanteissa. Teollisuus ja kotitaloudet joustavat vielä heikosti.⁷ Kaukolämmön sähkönkulutuksen ja -tuotannon vuorottelu tuulisuuden mukaan on esitetty kuvassa 6.

⁶ Sähkön tuntidata - Energiateollisuus

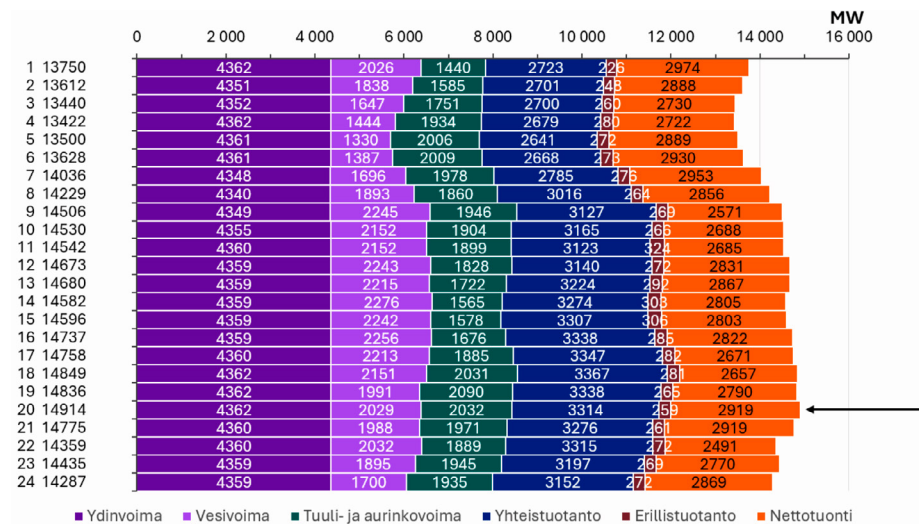
⁷ Sähkömarkkinan ääritilanteiden anatomia – kuka joustaa ja kuinka paljon? – Reilua Energiaa



Kuva 6. Sähkökattiloiden ja kaukolämpö CHP:n vuorottelua tuulisuuden mukaan 12/2024–02/2025.

Lähde: Energiatieteellisyys tuntidata ja Fingrid sähkökattiladata.

Edellinen sähköjärjestelmälle vaativa pakkasjakso oli tammikuussa 2024. Tilanteen tarkastelu tuo konkretiaa sähköjärjestelmän teho-ongelmaan. Kyseisellä ajanhetkellä säätökykyistä CHP-tuotantoa oli vielä käytössä noin 500 MW nykyistä enemmän. Sähköjärjestelmän tilanne kysyntähuippupäivänä on esitetty kuvassa 7.



Kuva 7. Sähkön hankinta tunneittain 3.1.2024. Palkkien summa on kulutus kyseisellä tunnilla.⁸

Jakso ei ollut tuuleton, mutta se oli vähätuulinen, mikä on tyypillistä pakkasjaksoille Suomessa. Kovilla pakkasilla ydinvoima ja teollisuuden sähköntuotanto käyvät täydellä teholla. Suomalainen vesivoima säätää päivän sisällä, mutta sen tuottama säätö ei riitä teho-ongelman hallitsemiseen. Tarvittavan muun säädön toteuttivat kaukolämmön yhteistuotantolaitokset sekä tuonnin lisääminen erityisesti Virossa.

Kun tarkastellaan sähkömarkkinoiden kehitystä ja sen vaikutuksia lämmitysjärjestelmiin, nousee esiin kaksi keskeistä havaintoa. Ensinnäkin suurimman osa vuodesta tuulivoiman ylituotantoa, eli hukkasähköä, on tarjolla ja sitä kannattaa hyödyntää joustavasti kaukolämmön tuotantoon. Toiseksi kylmät tuulettomat jaksot ovat ongelmallisia. Silloin kaukolämmön CHP-laitokset ovat oleellisessa roolissa sähköjärjestelmän tehotasapainon ylläpi-

⁸ Sähkötilastot - Energiatieteellisyys

dossa. Koska sähköstä on välillä pulaa ja välillä ylituotantoa, joustavuus on avainasemassa, kun hyödynnetään sähköä lämmitysjärjestelmissä. Yleistyneet täysin sähköistetyt lämmitysjärjestelmät kasvattavat sähkön joustamatonta kysyntää erityisesti talvella ja huoli sähkön riittävästä tyynellä pakkasjaksolla kasvaa Suomessa ja naapurimaissa.

2.2.1 Pohjoismainen sähkömarkkinamalli

Joustavan sähkötehon määrä sähköjärjestelmässä on vähentynyt ja poliittinen huoli tilanteesta on kasvanut. Ratkaisuksi on esitetty tukimekanismeja, joiden vahvuuksien ja heikkouksien arviointi edellyttää katsauksen tekemistä pohjoismaiseen energiamarkkinamalliin. Tässä on esitetty vain tiivistelmä ja tarkempi kuvaus löytyy liitteestä 9.1.

Pohjoismaisessa energy-only-sähkömarkkinamallissa maksetaan pelkästä toimitetusta energiasta. Energy-only-mallin vahvuutena on halpa sähkön kokonaiskustannus, kun asiakas ei joudu maksamaan muissa markkinamalleissa syntyvästä ylikapasiteetista. Energy-only-mallin päävaihtoehto olisi maksaa myös tehosta, jolloin puhuttaisiin kapasiteettimarkkinasta. Kapasiteettimarkkinassa voimalaitos saa tuotetun sähkön lisäksi maksun myös valmiudesta tuottaa sähköä. Kapasiteettimarkkinalla voidaan varmistaa keskusjohtoisesti riittävä sähkötehon saatavuus. Kapasiteettimarkkinan vahvuutena on siis mahdollisuus varmistaa korkea toimitusvarmuus myös poikkeusolosuhteissa. Kapasiteettimarkkinalla on kuitenkin keskusjohtoisesta järjestelmän heikkoudet. Keskussuunnittelija tyypillisesti hankkii sähkötehoa liikaa, jolloin vanhojen saastuttavimpien voimalaitosten käyttöikää jatketaan pidempään kuin todella olisi tarpeen. Lisäksi kapasiteettimaksuja pitää maksaa myös laitoksille, jotka olisivat pysyneet tuotannossa ilman kapasiteettimarkkinaakin. Tämä lisää sähkön keskimääräistä kustannusta. Tämän takia 90-luvun lopulta Suomessa käytössä ollut energy-only-mallia on pidetty pääosin muita vaihtoehtoja parempana.

Energy-only-mallin heikkoutena on siihen sisäänrakennettu taipumus kohti tehopulaa. Taipumus korjaantuu vain, jos järjestelmässä on paljon kysyntäjoustoa ja sähkön hinta on säännöllisesti tuhansissa euroissa per megawattitunti. Teoriassa malli on kansantaloudellisesti optimaalinen. Malli aktivoi sekä tuotanto- että kysyntäpuolen luovuuden, jotta harvinaisia kulutuspiikkejä varten ei tarvitse pitää kalliita sähköntuotantolaitoksia reservissä.

Tämä malli kuitenkin vaatii poliittisilta päättäjiltä rohkeutta sietää jaksoittain korkeita sähkön hintoja. Energiakriisi osoitti, että poliittinen sietokyky näille jaksottaisille korkeille sähkön hinnoille on alhainen. Päästötöntä energiantuotantoa rakentaneita tuottajia sakotettiin Windfall-verolla. Energiakriisissä huomattiin myös, että jos järjestelmä ajautuu tehopulaan, energiantuottajille ollaan valmiita jakamaan avokätisiä energiatukia, esimerkiksi Iberian hintakatto maakaasulle⁹ ja fossiilisten huippuvoimaloiden rakennuttaminen Irlantiin¹⁰.

Jos energiayhtiöllä on riski tulla sakotetuksi sähköpulaa ehkäisevästä investoinnista, ja toisaalta hätätilanteessa investoinneille jaetaan tukirahaa, on hyvin vaikea perustella sähköpulaa ehkäiseviä investointeja kannattavana liiketoimintana.

Huipputuotantoinvestointeihin liittyy siis liian suuria riskejä toimijoiden kannettaviksi. Valtion tukemia ratkaisuja riskin hallitsemiseksi ja investointien saamiseksi on haettu kapasiteettimarkkinaselvityksillä¹¹ ja viimeisimpänä työryhmäselvityksellä EU:n hyväksymästä fossiilittoman jouston tukimekanismista.¹² Kapasiteettimarkkina on hyvin haastavasti lakiin säädettävä kokonaisuus. Huomionarvoista on, että Irlannissa, jossa on ajautettu sähköpulaan, on käytössä kapasiteettimarkkina. Irlannin kokemus¹³ on osoittanut, että kapasiteettimarkkinan käyttöönotossa on mahdollista käyttää paljon rahaa ilman haluttuja vaikutuksia.

⁹ Price control in the Iberian Electricity Market (MIBEL)

¹¹ Kapasiteettiratkaisuiden arviointi sähköriittäväyyden varmistamiseksi Suomessa

¹³ Kapasiteettimarkkinan haasteet – kokemuksia Irlannista

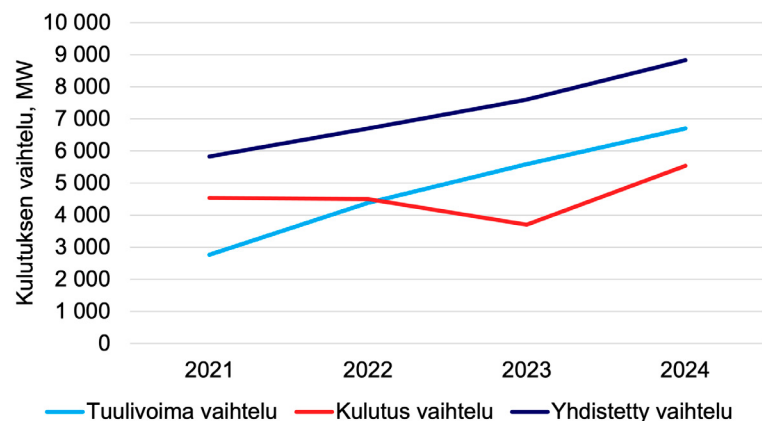
¹⁰ Temporary Emergency Generation

¹² Fossiilittoman jouston työryhmän loppuraportti

2.2.2 Hukkasähkön määrä tulevaisuudessa

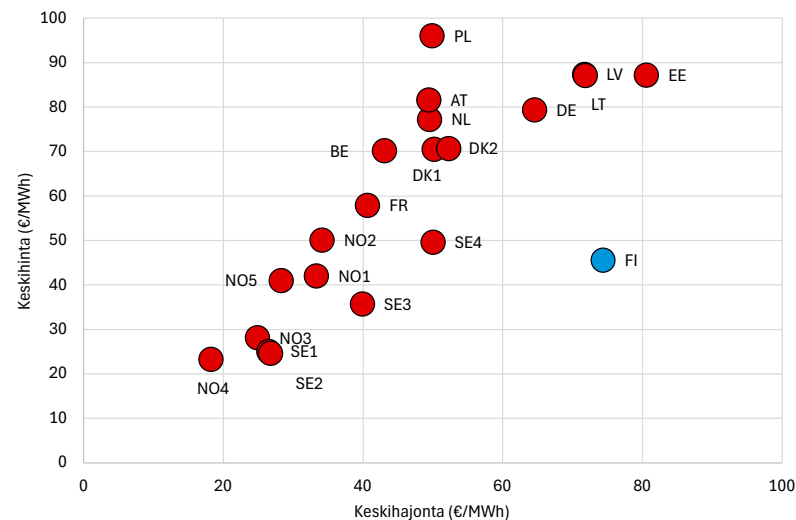
Sen lisäksi, että Suomen sähköjärjestelmän tehotasapainon muutokset tuovat haasteita tehonhallintaan, muutokset ovat vahvistaneet hintavaihtelua normaaliolosuhteissa ja tuoneet pidempiä erittäin halvan sähkön jaksoja Suomeen. Sähkönkulutus on vaihdellut aina, mutta nykyään se yhdistyy sähköntuotannon vaihteluun ja kasvattaa muun järjestelmän joustotarvetta.

Vuonna 2021 tuulivoiman viikkovaihtelu (kuva 8), eli ero sähköntuotannossa vähätuulisimman ja kovatuulisimman tunnin välillä, oli alle 3 000 MW viikossa. Samaan aikaan kulutuksen viikkovaihtelu oli suurimmillaan 4 500 MW viikossa. Nämä maksimit eivät esiinny yleensä samaan aikaan, vaan yhdistetty vaihtelu on pienempää kuin vaihtelut erikseen. Yhdistetty vaihtelu oli vuonna 2021 noin 6 000 MW viikossa. Vuonna 2024 taas yhdistettyä vaihtelua oli suurimmillaan jopa 9 000 MW viikossa. Muun sähköjärjestelmän joustotarve on siis kasvanut 3 000 MW kolmessa vuodessa.



Kuva 8. Tuulivoiman ja kulutuksen vaihtelun kehittyminen vuosittain. Yhdistetty vaihtelu on pienempää kuin kulutuksen ja tuulivoiman yhteenlaskettu vaihtelu. Sekin on kuitenkin kasvanut merkittävästi.

Joustotarve sähköjärjestelmässä on kasvanut 3 000 MW, mutta samalla joustava tuotanto on vähentynyt. Tämän seurauksena sähkö on Suomessa halpaa, mutta sähkön hintavaihtelu suurta. Kuvassa 9 näkyy Suomen sähkönhintojen sijoittuminen volatiliiteetti-keskihinta-akselilla.



Kuva 9. Muutaman eri tarjousalueen sähköhinnan keskihajonta ja keskihinta vuonna 2024. Suomen hinta-alue (FI) erottuu selkeästi muista.

Matala keskihinta ja korkea volatiliiteetti aiheuttavat sen, että samaan aikaan sähköpulan uhka kylmällä vähätuulisella viikolla kasvaa ja sähkö on liian halpaa, jotta investoinnit sähköntuotantoon kannattaisivat. Tuulivoiman tuottajat raportoivat jopa negatiivisesta liiketuloksesta.

Vuonna 2040 hukkasähköä pystytään hyödyntämään nykyistä paremmin. Samaan aikaan kuitenkin uusiutuvan energian tuotantokapasiteetin oletetaan jatkavan kasvua, vaikkakin aiempaa hillitymmiin. Tuulivoima on edelleen halvin tapa tuottaa energiaa Suomessa ja myös aurinkoenergian määrä

kasvaa. Ennakoimme siis, että hukkasähköä on tuulisella säällä tarjolla pitkälle tulevaisuuteen ja joustava sähkön kulutus tulee olemaan kannattavaa keskitetyn lämmitysjärjestelmän kautta.

2.2.3 Polttovapaa sähköjärjestelmä

Tässä luvussa tarkastellaan polttovapaan sähköjärjestelmän mahdollisuuksia. Ensin on kuitenkin syytä tarkastella, millaisia ratkaisuehdotuksia ei voi hyväksyä. Päästöttömien ja polttovapaiden energiarjestelmien skenaariotarkasteluissa päästöt ja kustannukset on mahdollista siirtää tarkasteltavan systeemin ulkopuolelle. Tässä muutamia yleisiä piilotettuja oletuksia, joita on helppo tehdä vahingossa, jos niitä ei erityisesti varo.

- **Sähköjärjestelmän tasapainottamisen tarve siirretään naapurimaille.** Mallinuksissa tuontia ja vientiä saa olla kuinka paljon tahansa ja koska tahansa. Todellisuudessa sääriippuva tuotanto korreloi voimakkaasti naapurimaiden kanssa. Jos kapasiteettia oletetaan aina olevan tarjolla, perustuu se oletukseen, että naapurimaat eivät aja omaa sääriippumatonta tuotantoaan alas. Jos nykyisessä sähköjärjestelmässä tuonti hyväksyttäisiin polttovapaaksi ääripakkasilla, se perustuisi oletukseen, että Ruotsin läpi Saksasta tuleva hiilivoima ja Viron palavankiven polttaminen lasketaan polttovapaaksi.
- **Riittävään sähkötehoon ei oteta kantaa.** Näin tapahtuu, jos mallinnus tehdään vuosi- tai vuodenaikatasolla, kuten esimerkiksi alkuperätakuujärjestelmässä. Mallinnukseen lisätään valtavasti tuuli- ja aurinkovoimaa niin, että vuoden aikana saadaan sähköä yli tarpeen. Todellisuudessa myös tuulettomuus ja lämmityksen kysyntäpiikit on katettava.
- **Käytetään epärealistisen paljon sähkön kysyntäjoustoa eikä perustella, mistä se tulee.** Sähköpörssin tarjouskäyriä analysoimalla nähdään, että kysyntäjoustoa on tarjolla ääripakkasilla enimmillään noin 2 500

MW. Tästä osa on lyhytaikaista joustoa, jota ei voida jatkaa koko viikkoa. Mallinuksissa kysyntäjoustoa näkee tuhansia megawatteja tuulivoiman tuotantoa seuraten, eli kysyntä joustaa jopa viikon kerrallaan. Mittakaavan hahmottamiseksi Tampereen sähkönkulutuksen nykyinen huippu on noin 400 MW. Useiden suurien kaupunkien kokoinen kysyntäjousto on epäuskottavaa, varsinkin skenaariossa, jossa lämmitys täysin sähköistetään. Lämmitysjärjestelmä, joka ei toimi ääripakkasilla, ei ole uskottava.

Polttovapaan sähkön tuonnin mahdollisuudet

Tällä hetkellä huippukulutustilanteessa Suomen sähkön tehontarpeesta osa katetaan maakaasu-CHP:lla ja Virossa tuodulla fossiililauhteella. Aurora Line vähentää tarvetta, mutta ei poista sitä kylmimpinä jaksoina. Jos sähkötehon tarve kovilla pakkasilla kasvaa nykyisestä, tarve katetaan kalleimmalla käytössä olevalla fossiilisella sähköllä eli Viron tuonnilla. Jotta tästä riippuvuudesta päästäisiin, pitäisi sähköntuotantoa Suomessa lisätä tai sähköntuotannon Virossa muuttua.

Virossa onkin suunnitelmissa ajaa alas öljyluskeen käyttö vuoteen 2035 mennessä. Suomen tehotasapainon hallintaa hankaloittaa kuitenkin se, että alasajo aiotaan tehdä samalla tavalla kuin Suomessa, eli vaihtelevia uusiutuvia tuotantomuotoja lisäämällä ja sähkön tuonnilla naapurimaista tehopulatilanteessa. Sama toistuu muissa Baltian maissa. Tuulivoimaa aiotaan lisätä ja tuulettomina hetkinä tukeudutaan nykyisiin laitoksiin ja tuontiin.

Ei siis ole kestävää ulkoistaa teho-ongelmaa naapurimaille, eikä sanoa tuontiin perustuvaa sähköjärjestelmää polttovapaaksi.

Polttovapaan sähkön tuonnin mahdollisuudet

Tällä hetkellä huippukulutustilanteessa Suomen sähkön tehontarpeesta osa katetaan maakaasu-CHP:lla ja Virossa tuodulla fossiililauhteella. Aurora Line vähentää tarvetta, mutta ei poista sitä kylmimpinä jaksoina. Jos sähkötehon tarve kovilla pakkasilla kasvaa nykyisestä, tarve katetaan kalleimmalla käytössä olevalla fossiilisella sähköllä eli Viron tuonnilla. Jotta tästä riippuvuudesta päästäisiin, pitäisi sähköntuotantoa Suomessa lisätä tai sähköntuotannon Virossa muuttua.

Virossa onkin suunnitelmissa ajaa alas öljyliuskeen käyttö vuoteen 2035 mennessä. Suomen tehtasapainon hallintaa hankaloittaa kuitenkin se, että alasajo aiotaan tehdä samalla tavalla kuin Suomessa, eli vaihtelevia uusiutuvia tuotantomuotoja lisäämällä ja sähkön tuonnilla naapurimaista tehopulatilanteessa. Sama toistuu muissa Baltian maissa. Tuulivoimaa aiotaan lisätä ja tuulettomina hetkinä tukeudutaan nykyisiin laitoksiin ja tuontiin.

Ei siis ole kestävää ulkoistaa teho-ongelmaa naapurimaille, eikä sanoa tuontiin perustuvaa sähköjärjestelmää polttovapaaksi.

Polttovapaan sähköntuotannon mahdollisuudet

Jos haluamme tuottaa sähkötehon itse, polttovapaita vaihtoehtoja on vähän. Koska tarvetta huipputuotannolle on harvoin, täytyisi ratkaisun olla pääomakustannuksiltaan edullinen. Käyttökustannusten merkitys on alhaisempi.

Polttovapaita sähköntuotantomuotoja ovat vaihteleva sähköntuotanto eli tuuli-, aurinko- ja vesivoima. Näiden lisäksi polttovapaata on geoterminen energia tuliperäisillä alueilla sekä ydinvoima. Jos kannattamattomiksi

osoittautuneita prototyypppejä ei lasketa, mitään muuta polttovapaata sähköntuotantoa ei ole. Kaikki luetellut teknologiat ovat pääomaintensiivisiä.

Polttovapaa sähköntuotanto ei ole kustannustehokas vastaus harvinaisen kulutushuipun kattamiseen.

Polttovapaan sähkön varastoinnin mahdollisuudet

Energiavarastot eivät tuota polttovapaata sähköä, mutta ne voivat siirtää polttovapaata tuotantoa ylituotantohetkeltä pulahetkelle. Sähköakut ja pumppuvoimalat siis mahdollistavat sähkön kulutushuippujen kattamisen osittain polttoon perustumattomalla sähköntuotannolla.

Sähkövarastoissa on tunnistettava päivän sisäisen ja viikon mittaisen tehopulan ero. Energianvarastointi sähköakuissa toimii päivätasolla ja sillä on mahdollista vähentää polttoa lyhyessä pulatilanteessa, mutta viikon mittaisen vähätuulisen jakson kattaminen sähkövarastoilla (luku 3.2.1) tai pumppuvoimaloilla (luku 3.2.2) olisi äärimmäisen kallista.

2.2.4 Sähkötehon riittävyys

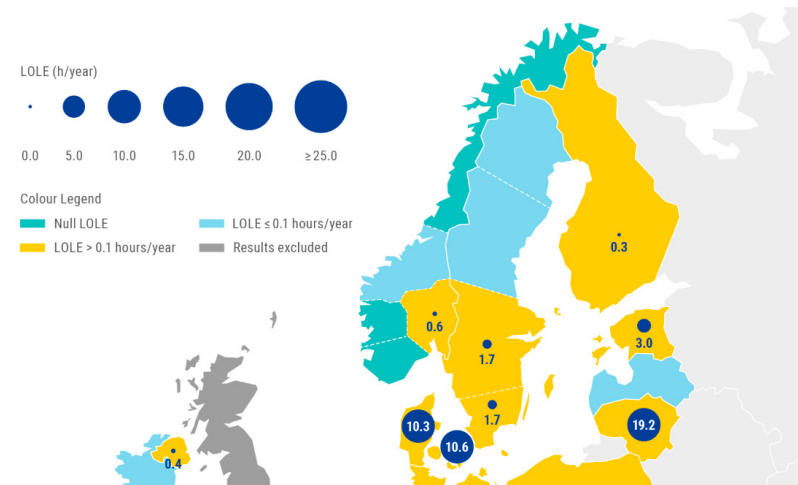
Edullisia polttovapaita huipputehon lähteitä ei ole, eikä hyvin harvinaisen sähköpulan välttämistä kannata maksaa mitä tahansa. Luotettavuussandardin VOLL-laskennoissa käytetään sähköpulan kustannuksena 8 000 €/MWh. Tämän enempää ei sähköpulan välttämistä kannata ikinä maksaa, vaan kiertävät sähkökatkot tulevat halvemmiksi.

- **VOLL** – *Value of Lost Load* → arvio siitä, kuinka suuri taloudellinen haitta aiheutuu kuluttajille toimittamatta jääneestä sähköstä (€/MWh).

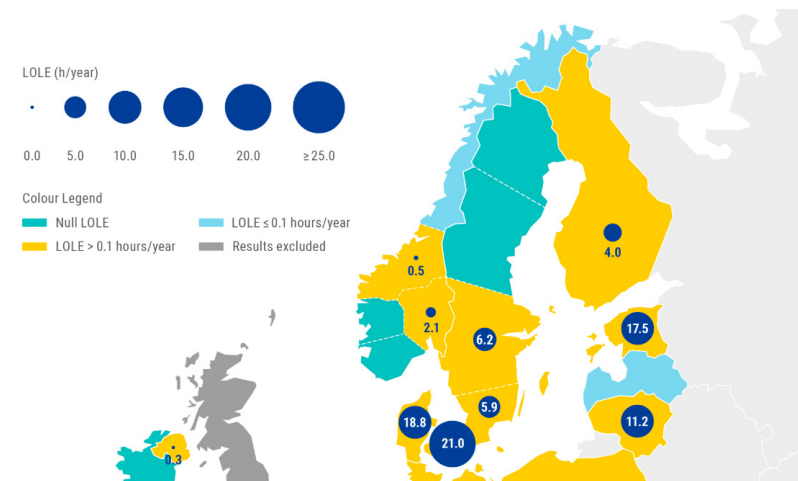
Poliittisesti on siis päätetty, että haluamme luotettavaa sähköä, mutta emme hinnalla millä hyvänsä. Hyväksyttävän luotettavuustason päättää valtioneuvosto. Suomessa valtioneuvoston vahvistama luotettavuusstandardi on LOLE 2,1 h/v ja EENS tavoite 1100 MWh/v.

- **LOLE** – *Loss of Load Expectation* → odotettu tuntimäärä vuodessa, jolloin kulutusta ei voida kattaa
- **EENS** – *Expected Energy Not Served* → arvio siitä, kuinka paljon energiaa jää vuosittain toimittamatta (MWh).

Sähkön riittävyttä seuraa eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhdistys ENTSO-E. Sen laskelmien mukaan Suomessa sähkö riittää vielä vuonna 2026 ja LOLE-arvo on 0,3 h/v. Tilanne heikkenee kuitenkin nopeasti. Vuonna 2028 LOLE on jo 4,0 h/v, mikä ylittää Suomessa hyväksytyn tason kaksinkertaisesti. Ilman lisätoimia pula pahenee edelleen, ja vuonna 2035 LOLE on jo 7,9 h/v. ENTSO-E-analysissä vaihtelevien uusiutuvien kasvu ja siitä seuraava fossiilisen tuotannon alasajo tarkoittaa, että häiriötilanteissa pulatilanteen hallintakeinot loppuvat kesken¹⁵.

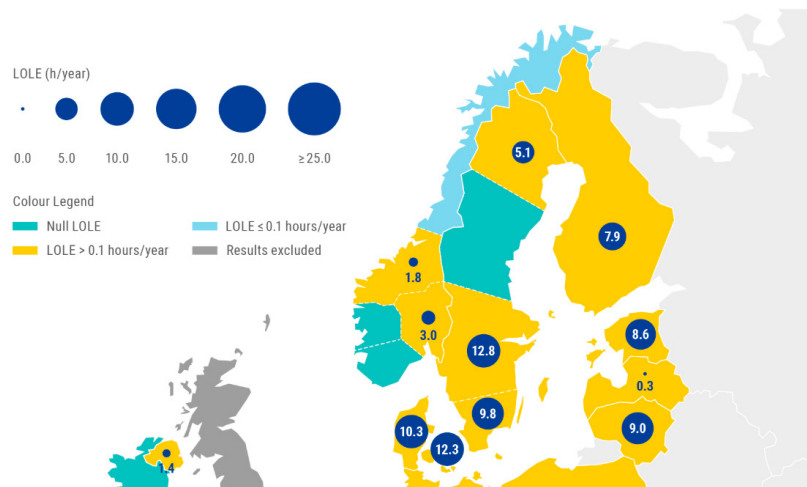


Kuva 10. Sähköpulatunnit vuonna 2026 ovat hyväksyttävällä tasolla.



Kuva 11. Sähköpulatunnit vuonna 2028 ovat yli hyväksytyn tason.

¹⁵ ERAA 2024 Edition



Kuva 12. Sähköpulatunnit ovat vuonna 2035 lähes nelinkertaisesti yli hyväksytyn tason.

LOLE on skenaariotarkastelun odotusarvo eli keskiarvo, joka peittää suuren vaihtelun vuosien välillä. Vuonna 2035 tehopula on siis 7,9 h/v, mutta skenaarioiden mediaanivuotena LOLE-arvo on 0. Tämä tarkoittaa, että yli puolessa skenaariovuosista sähköpulaa ei esiinny lainkaan, kun taas pahimpina vuosina pula on merkittävä. 5 % todennäköisyyden pulavuotena LOLE nousee 51 tuntiin vuodessa ja ENS 23 GWh:iin. Tämäkin arvo voi tuntua maltilliselta: noin kerran 20 vuodessa koetaan kahden vuorokauden mittainen sähköpula. Suomessa sähköpula osuu vähätuuliseen kylmään säähän, joka kestää useamman päivän, mahdollisesti yhdistettynä ydinvoimaloiden tai siirtolinjojen vikaantumiseen. Nämä yhdessä tarkoittavat, että äärimmäisen kylmällä viikolla on 51 tuntia, jolloin sähkön hinta on 4 000 €/MWh ja sen lisäksi syntyy sähkökatkoja.

Kysyntäjousto aktivoituu ENTSO-E-malleissa aina, jos sähkön hinta on liian korkea. Tämä ei ole harmitonta kysynnän siirtoa tunnilta toiselle, vaan

kysynnän leikkaamista, kuten esimerkiksi tehtaiden alasajoa. Jos sähkön hinta on koko päivän 2 000 €/MWh, mutta kiertäviä sähkökatkoja ei vapaaehtoisen kysynnän leikkaamisen takia ole, mallin mukaan meillä ei teknisesti ottaen ole pulaa sähköstä. Maalaisjärjellä tällaisella viikolla meillä on huutava pula sähköstä.

Yhteenvetona siis epäsuosiollinen sää, varsinkin yhdistettynä ydinvoimaloiden vikaantumiseen, aiheuttaisi väliaikaisesti erittäin suuria häiriöitä yhteiskunnalle. Kuvista 10–12 nähdään myös, että tilanne on sama lähes koko Euroopassa, myös naapurimaissamme. Toistaiseksi Suomen sähkötehon riittävyys perustuu tuontiin. Tuotavan sähkötehon saatavuus oletettavasti heikkenee lähivuosina.

ENTSO-E ehdottaa ratkaisuksi kysyntäjoustoa ja 2030 mennessä 680 MW uusia kaasuturbiineita. Tämän lisäksi Etelä-Ruotsiin hinta-alueille SE3 ja SE4 ehdotetaan rakennettavaksi 3500 MW kaasuturbiineita. ENTSO-E varoittaa, että markkinasignaalit eivät välttämättä riitä kapasiteetin syntymiseen markkinaehtoisesti, koska pulatilanteet ovat harvinaisia.

Suomen valtioneuvoston hyväksymä rajat ylittävä sähköpula on siis nurkan takana. Tämän selvityksemme tavoitteena on tunnistaa esteitä poltto- ja paaseen energiajärjestelmään siirtymiselle. Sähköjärjestelmän teho-ongelma on kehittymässä niin, että Euroopan tasolla esitetään ratkaisuna huonolla hyötysuhteella toimivia fossiilista kaasua käyttäviä kaasuturbiineita. Esteitä siirtymälle sähköjärjestelmässä riittää.



3 Kaupunkien lämmittäminen sähköjärjestelmän kautta

Tässä luvussa tarkastelemme skenaariota, jossa skenaarion ENTSO-E lisäksi kaukolämmöstä luovuttaisiin ja kaupungit Suomessa lämmitettäisiin sähköjärjestelmään nojautuvalla teknologialla. Analysoimme erityisesti, millaisia lisävaatimuksia se toisi sähköjärjestelmän tehonhallinnalle. Tarkastelemme myös, paljonko tehonhallinta maksaisi polttovapailla ja polttoon perustuvilla teknologioilla. Havaitsemme, että kaasuturbiineita rakentamalla tehopula sähköjärjestelmässä olisi ratkaistavissa, mutta polttovapailla teknologioilla ongelman ratkaiseminen on liian kallista.

Täysin polttovapaa energiarjestelmä on mahdollista laatia. Suomen sähkön ja lämmön yhteenlaskettu kulutushuippu on noin 30 000 MW. Jos esimerkiksi muutamme kaiken lämmityksen suoraksi sähkölämmitykseksi ja rakennamme 30 000 MW ydinvoimaa, josta suuri osa seisoo käyttämättömänä koko vuoden, on järjestelmä polttoon perustumaton. Argumenttimme ei siis ole, että siirtymä polttovapauteen sähköjärjestelmässä on mahdollista, mutta ratkaisu voi olla kustannustehoton. Yhteiskunnan rajallisilla resursseilla tällä on merkitystä. On tavoitteena polttovapaus tai hiilinegatiivinen yhteiskunta, kalliimpi siirtymä on hitaampi siirtymä.

Skenaariossamme sähkön käyttöön perustuva lämmitysjärjestelmä toteutetaan maalämmön avulla, mikä parantaa merkittävästi sähkön lämmityskäytön hyötysuhdetta verrattuna suoraan sähkölämmitykseen. Koko Suomen kattava, täysin maalämpöön perustuva tuotantoskenaario ei ole realistinen, mutta yksinkertaisuus tuo selkeyttä. Skenaarion tarkoituksena on havainnollistaa, miten sähkön perustuvien lämmitysjärjestelmien yleistyminen vaikuttaisi koko sähköjärjestelmään. Havaintoja voidaan soveltaa myös pienempiin siirtymiin kaukolämmöstä maalämpöön, sillä kustannusten kasvu on likimain lineaarista. Laskentatarkkuuden rajoissa skenaarion avulla voidaan arvioida vaikutuksia esimerkiksi 40 %:n siirtymässä, kuten luvussa 6.3 tehdään.

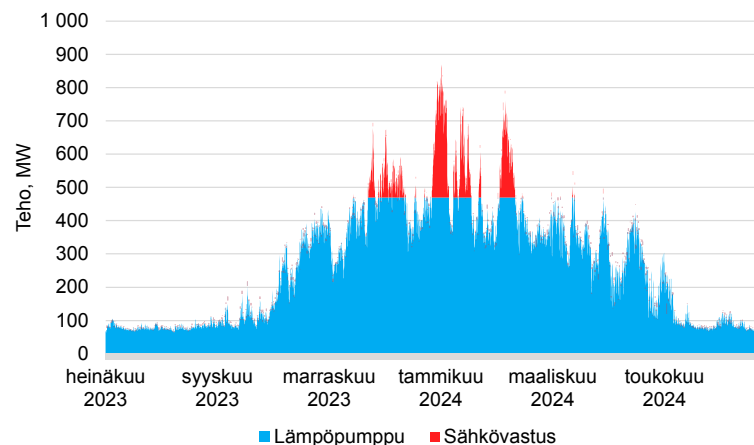
Skenaariossa syntyvä sähkön lisätehon tarve tulee lisätä ENTSO-E-ennusteisiin. Sähköpula on siis niiden mukaan jo tulossa, mutta laaja siirtymä maalämpöön pahentaisi tilannetta. Emme luonnollisesti mallinna ENTSO-E:n tarkkuudella, mutta pyrimme käyttämään selkeitä skenaarioita, joita on helppo herkkyyttää, jos lukija ei pidä niitä uskottavina. Lukija, joka ei ole kiinnostunut yksityiskohdista, voi hypätä lukuun 3.5 Yhteenvedo skenaarioista.

Mallinnettu sähköpohjainen lämmitysjärjestelmä koostuu kahdesta komponentista: maalämpöpumpusta ja sähkövastuksesta. Tässä työssä maalämpöpumpun COP (Coefficient of Performance) eli lämpökerroin on oletettu olevan 3. Lämmitystehon tarve on arvioitu kaukolämmön kysynnästä ja sovitettu tähän maalämpöpumppu kolmella erilaisella menetelmällä, jotta saadaan vaihteluväli tarvittavalle sähköteholle.

Malli 1, taloudellinen optimointi

Ensimmäinen malli on taloudellinen optimointi, jossa maalämpö on mitoitettu merkittävälle osateholle. Tämän järjestelmän sähkönkulutus kasvaa voimakkaasti pakkassäällä, koska tällöin tarvittava lisälämpö otetaan sähkövastuksesta. Pumppu on mitoitettu niin, että maalämpöpumpun energiateitto lämmityskaudella 2023–2024 olisi ollut 96 %. Tällöin tehopeitto olisi ollut 57 %. Energiapaitto tarkoittaa sitä, kuinka suuri osa vuoden aikana tuotetusta energiasta tuotetaan lämpöpumpulla, eli kuvassa 13 sinisen alueen osuutta koko pinta-alasta. Tehopeitto tarkoittaa sitä, että kuinka suuri kulutushuipputunnin tehosta tuotetaan lämpöpumpulla. Loput energiasta ja tehosta tuotetaan sähkövastuksella.

Huomattavaa on, että tammikuussa 2024 ei käyty aivan Tampereen mitoitustilassa. Mitoituslämpötilaolosuhteisiin ekstrapoloiden tehopeitto olisi ollut vielä muutaman prosenttiyksikön alaisempi, noin 54 %. Vaikka malli 1 onkin historiaan peilaten lähellä taloudellista optimia, riskit lämmön riittävyydestä ja sähkön hinnasta ääripakkasilla olisivat korkeat. Ymmärrettävästi tämä huolettaa maalämpöön investoijia. Näin pienelle tehopeitolle mitoitettuja kohteita on rakennettu, mutta tietääksemme melko vähän. Näin ollen malli toimii ennemmin ylärajana tehontarpeelle, ei ennusteena todennäköisestä kehityksestä.



Kuva 13. Vuoden lämmöntuotannon jakautuminen lämpöpumpun ja sähkökattilan välillä mallissa 1 ja Tampereen mittakaavassa.

Alla olevaan taulukkoon on kuvattu, millainen mallin 1 mukainen järjestelmä olisi sekä Tampereen että Suomen mittakaavassa.

Taulukko 1. Mallin 1 tehontarpeet.

	Tampereella	Suomessa
Lämmöntuotanto 2024	2,2 TWh	35,5 TWh
Siirtynyt lämpöteho	900 MW	14 500 MW
Kompressorien sähköteho	160 MW	2 600 MW
Sähkövastusten sähköteho	410 MW	6 700 MW
Sähköteho yhteensä	570 MW	9 300 MW

Malli 2, havaintoihin perustuva

Toinen malli on Mäki-Turjan diplomityössä käytetty toteumahavaintoihin perustuva menetelmä. Työssä havaittiin, että maalämpökohteet voidaan jakaa kolmeen eri kategoriaan.

1. Täystehomitoituksiin, joissa sähkön kulutus riippuu lineaarisesti ulkolämpötilasta,
2. Osatehomitoitettuihin lämpöpumppeihin, joiden sähkönkulutuksen kasvu kiihtyy kovilla pakkasilla, kun sähkövastus tuottaa lisälämmön ja
3. Vajaamitoitettuihin lämpöpumppeihin/hybrideihin, joiden sähkönkulutuksen kasvu lakkaa noin -15°C lämpötilassa, kun lämpöpumpun maksimiteho on saavutettu.

Kun nämä kolme eri havaittua arkkityyppiä yhdistetään, painotettuna toteutuneiden lukumäärien mukaan, saadaan tulos, että joukkona lämpöpumput käyttäytyvät kuin täystehomitoitettu maalämpö, joskin ehkä hieman alhai-

semmallalla COP-arvolla kuin jos todella kyseessä olisi täystehomitoitus. Malli 2 antaa siis vaihteluvälimme alalaidan tarvittavasta lisäsähkötehosta.

Kohteet, joiden sähkönkulutus ei enää kasva 15 pakkasastetta kylmemmässä, olivat yllättävän yleisiä. Tämä tarkoittaa, että niissä on jokin toinen lämmönlähde käytössä, tai ne ovat rajusti alimitoitettuja. Koska nyt tarkasteltava skenaario käsittelee 100 % siirtymää maalämpöön, kaukolämpöhybridit olisivat skenaariossa mahdottomia. Selvityksemme käsittelee polttovapaata lämmittämistä, ja puulämmitys tai vanha öljykattila eivät tietysti ole polttovapaita. Systemaattisesti vajaamitoitettut lämmitysjärjestelmät, jotka ääripakkasilla antaisivat rakennusten jäähtyä yli 10 astetta, eivät myöskään ole uskottavia. Siksi kategorian 3 hybridikohteet tulisi karsia havainnoista pois. Tällöin sähkötehon tarve kasvaisi noin 7 %. Emme kuitenkaan tässä selvityksessä sellaista korjausta tee, vaan Mäki-Turjan laskelmiin perustuva arvio toimii vaihteluvälin alarajana.

Työssä on arvioitu kerrostalokohteiden 50 % siirtymää kaukolämmöstä maalämpöön, ja päädytty 87 MW sähkötehon tarpeeseen. Noin 50 % lämmitystilavuudesta Tampereella on kerrostaloja. Tällöin 100 % siirtymä koko rakennuskannassa aiheuttaisi $87 \text{ MW} \cdot 2$ (ei pelkät kerrostalot) $\cdot 2$ (100 % siirtymä 50 % siirtymän sijaan) = 348 MW sähkötehon kasvun Tampereella. Tämä pitää sisällään sekä kompressorit että sähkövastukset, joten niitä ei ole eritelty taulukkoon. Tämä on karkea arvio. Vaikka Mäki-Turjan arvio perustuukin tarkkaan analyysiin, erityisesti skaalaus muihin rakennuksiin on kovin epätarkka.

Taulukko 2. Mallin 2 tehontarpeet.

	Tampereella	Suomessa
Lämmöntuotanto 2024	2,2 TWh	35,5 TWh
Siirtynyt lämpöteho	900 MW	14 500 MW
Kompressorien sähköteho		
Sähkövastusten sähköteho		
Sähköteho yhteensä	350 MW	5 600 MW

Malli 3: toteutuneisiin suunnitelmiin perustuva

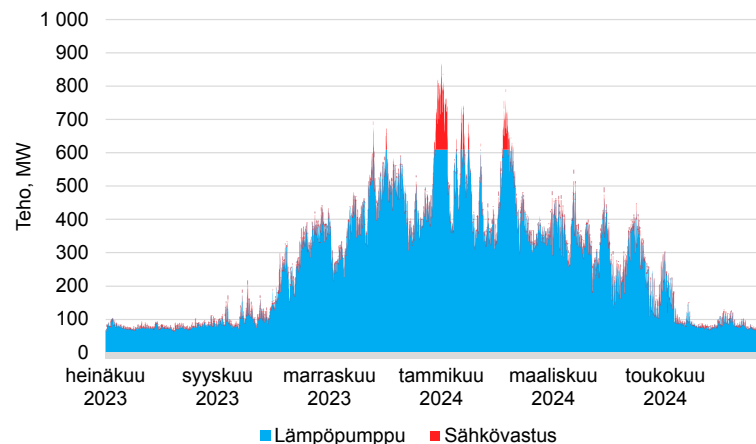
Kolmas malli perustuu kaukolämmöstä pois vaihtaneiden kohteiden tai sitä harkinneiden suunnitelmiin. Tämä on parhaan käsityksemme mukainen tyyppillinen mitoitus. Tyypillisesti energiapielit ovat olleet 98–99 %, ja tehopeitto noin 60–70 %. Mallinamme järjestelmän niin, että otamme 2023–2024 toteuman ja sovitamme siihen 70 % tehopeiton. Mitoitusolosuhteisiin suhteutettuna tehopeitto on tällöin 66 % (vuoden 2024 maksimiteho 870 MW, mitoitus-teho noin 900 MW). Tarkastelujaksolla energiapielitoksi tulee 98,6 %.

Taulukko 3. Mallin 3 tehontarpeet (mitoitusolosuhteista laskettuna)

	Tampereella	Suomessa
Siirtynyt lämpöteho	900 MW	14 500 MW
Kompressorien sähköteho	210 MW	3 400 MW
Sähkövastusten sähköteho	270 MW	4 400 MW
Sähköteho yhteensä	480 MW	7 800 MW

Taulukko 4. Mallin 3 tehontarpeet (toteumalla laskettuna, **tulevissa laskennoissa käytetty malli**)

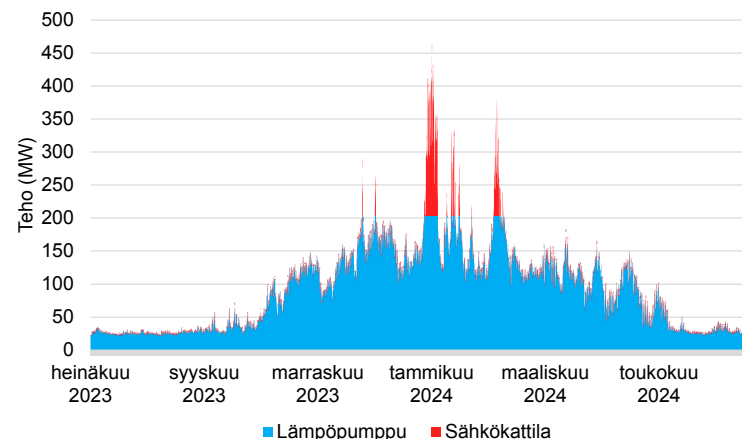
	Tampereella	Suomessa
Lämmöntuotanto 2024	2,2 TWh	35,5 TWh
Siirtynyt lämpöteho	870 MW	14 000 MW
Kompressorien sähköteho	203 MW	3 300 MW
Sähkövastusten sähköteho	261 MW	4 200 MW
Sähköteho yhteensä	464 MW	7 500 MW



Kuva 14. Vuoden lämmöntuotannon jakautuminen lämpöpumpun ja sähkökattilan välillä mallissa 3 ja Tampereen mittakaavassa.

Sähkökattilan tuottama lämmitysenergia on hyvin vähäinen kokonaisuudessa (kuva 14). Jos katsomme kulutusta mitoittavalla viikolla ja lämmöntuotannon sijaan sähkön kulutusta (kuva 15), sähkökattila korostuu aivan eri tavalla. Vaikka 99 % lämmitysenergiasta tulee lämpöpumpusta, sähkön-

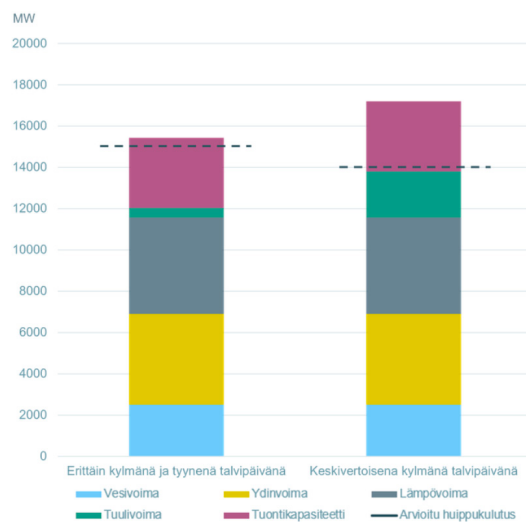
tehon tarpeesta yli 50 % tulee sähkökattilasta. Tämä 1 % on talokohtaisen lämmitysjärjestelmän suunnittelussa melko vähäinen yksityiskohta, mutta järjestelmätasolla tämä on se komponentti, joka voi romahduttaa koko sähköjärjestelmän.

Kuva 15. Vuoden **sähkönkulutuksen** jakautuminen lämpöpumpun ja sähkökattilan välillä mallissa 3 ja Tampereen mittakaavassa.

Erityisen viheliäisen tästä ominaisuudesta tekee se, että lauhana talvena järjestelmä näyttäytyy varsin vähän sähköjärjestelmää kuormittavana. Vasta kovimmilla pakkasilla kohteen sähkönkulutus kaksinkertaistuu. Taulukossa 4 on arvioitu 100 % siirtymässä sähkövastusten kulutukseksi 4 200 MW. Pienempikin siirtymä voi olla sähköjärjestelmälle vakava, jos se on nopea ja tapahtuu piilevästi leutojen talvien aikana. Siirtymän ollessa käynnissä saadaan leutoinkin vuosina lämpöpumppujen sähkötehosta mitausdataa, eikä se tule yllätyksenä. Sähkövastusten teho kuitenkin voi tulla yllätyksenä, koska leutoina vuosina niitä ei käytetä. Tällöin 10 % siirtymässä Suomen tasolla sähkönkulutus onkin kovimmalla pakkasella yhtäkkiä 420 MW suurempaa kuin on ennakoitu.

Yllättävästä sähkötehon kysynnän kasvusta on myös näyttöä. Syyskuussa 2023 Fingrid arvioi, että erittäin kylmänä ja tyynenä talvipäivänä huippukulutus olisi noin 14 300 MW. Tammikuun 2024 toteutunut kulutushuippu oli 14 993 MW, eli siis noin 700 MW odotettua suurempi. Tällöin onneksi tuulivoiman tuotanto oli mitoitusolosuhteisiin nähden parempaa ja sähköpulalta vältyttiin.

Talville 2024–2025 ennustettu kulutus oli 15 000 MW. Fingrid ei siis enustanut, että sähkönkulutus kasvaisi edellisestä talvesta, vaikka lämpöpumppujärjestelmiä myytiin noin 100 000 kappaletta¹⁷. Valtaosa näistä oli pieniä pumppuja ja vanhojen pumppujen korvauksia, mutta muista lähteistä tiedämme, että siirtyä kaukolämmöstä maalämpöön on jatkunut esimerkiksi Helsingissä. Talvi oli leuto, joten kulutushuippu jäi 13 300 MW tasolle. Vaikuttaa väistämättömältä, että seuraavan kerran sään ollessa 2024 tammikuun tasolla, huippukulutus on noussut. Varmuusmarginaalit ovat erittäin alhaiset, varsinkin jos sää on viimekertaista tyynempi (kuva 16).



Kuva 16. Sähkön riittävyys Suomessa talvikaudella 2024–2025.¹⁸

¹⁷ Lämpöpumppujen myynnissä pudotusta 14 %. Kasvu-uralle palaamisen merkit jo nähtävissä.

¹⁸ Sähkön riittävyys tulevana talvena edellyttää luotettavaa kotimaista tuotantoa ja tuontia

Sähköjärjestelmään nojaavan lämmittämisen hinta

Näiden kolmen menetelmän perusteella arvioimme, että sähkötehon tarve kasvaisi Tampereella 350–570 MW ja Suomessa 5600–9300 MW. Jatkoanalyseissä käytämme mallia 3 kuvaamaan muutoksia sähköjärjestelmässä. Käytämme järjestelmän mallinnuksessa talven 2023–2024 toteumaa, joka yltää lähelle, mutta ei aivan mitoitusolosuhteisiin. Mitoitusolosuhteista laskien Tampereella lämpöteho olisi 900 MW ja sähköteho maalämpöjärjestelmällä 480 MW. Toteumalla tarkastellen maksimilämpöteho on 870 MW ja sähköteho 464 MW. Suomeen skaalattuna tämä tarkoittaa 7 500 MW sähkötehon tarvetta.

Investointeja tarvittaisiin sähköntuotantoon (luku 3.2), sähkön siirtoon (luku 3.3), sähkön jakeluun (luku 3.4) ja tietysti maalämpöjärjestelmiin.

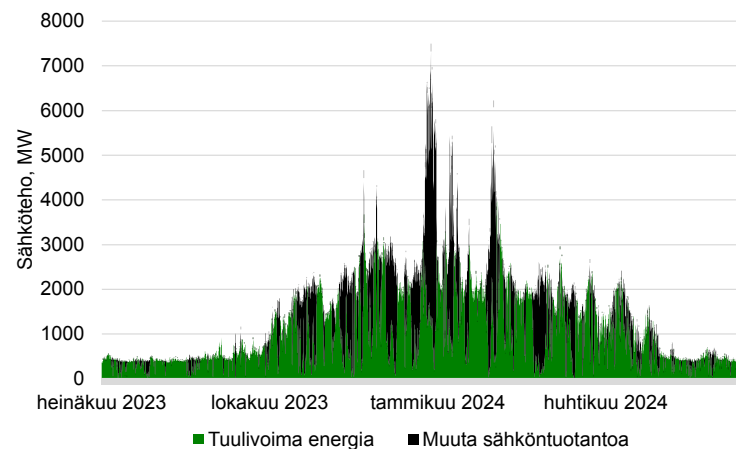
Tampereella arvioimme mukaan kaikkien kaukolämpökohteiden investointi maalämpöjärjestelmiin olisi yhteenlaskettuna noin 1,4 mrd. euroa. Koko Suomeen skaalattuna investointi olisi noin 22,6 mrd. euroa. Luvussa 3.5 on annettu yhteenveto kaikista näistä kustannuksista.

3.1 Investoinnit sähköntuotantoon

Alla on kuvattu aiemmassa luvussa kuvatun mallin 3 mukainen maalämpöjärjestelmä skaalattuna koko Suomeen lämmityskaudella 2023–2024. Mallissa oletetaan, että siirtymän tukemiseksi sähköjärjestelmään rakennetaan tuulivoimaa yhtä suurella vuosienenergialla kattamaan sähkönkulutuksen kasvu. Tämä ei ole ennuste, vaan tarkoituksena on havainnollistaa tehonhallinnan haasteen mittakaavaa. Perusvoima voitaisiin kattaa myös esimerkiksi ydinvoimalla, mutta sen mitoituksessa olisi omat haasteensa, koska sähkötehon tarve 20-kertaistuu kesän ja huippupakkasen välillä. Suomessa talvella tuulee enemmän kuin kesällä, joten vuodenaikojen tasolla tuulivoi-

ma seuraa lämmitystarvetta paremmin ja lieenee kustannustehokkaampi ratkaisu. Mallissa ei ole huomioitu kaukolämmöstä luopumisen myötä poistuvan CHP-tehon lisätarvetta.

Kuvassa 17 esitetään, miten tuulivoima kattaa lämpöpumppujärjestelmän sähkön tarpeen. Mallissa on toteuman mukaisesti kylmimmän viikon aikana melko hyvin tuulivoimaa käytettävissä, noin 25 % huipputehosta. Silti kylmän viikon aiheuttama lisätehon tarve on huomattava. Tuulivoiman määrää kasvattamalla muun tehon tarvetta voitaisiin vähentää. Kuitenkin koska tuulivoiman käytettävyys mitoittavalla viikolla on melko alhainen, tuulivoiman lisärakentaminen olisi kustannustehoton ratkaisu huipputehon tarpeeseen.



Kuva 17. Mallinnettu sähkönkulutus talvella 2023–2024. Vihreällä merkitty sähkö saadaan tuulivoimasta, mustalla merkitty sähkö tarvitaan jostain muusta lähteestä. Tuulivoiman tuotanto on hetkittäin suurempaa kuin kulutus, mikä ei näy kuvassa

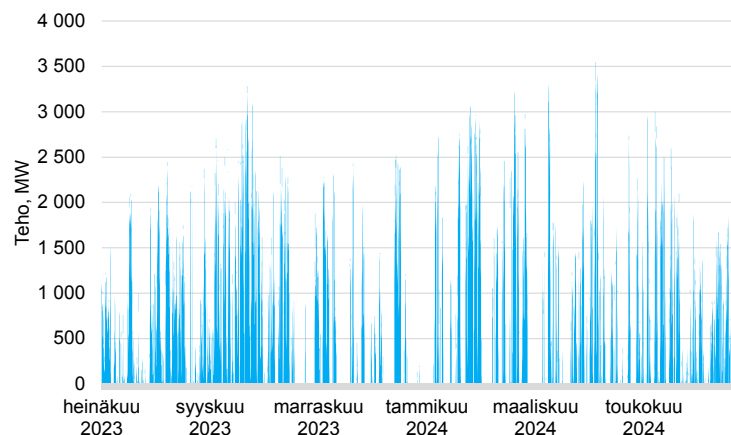
Tuulivoiman investointikustannus on noin 1,4 M€/MW^{19 20}. Tehdyillä oletuksilla tuulivoimaa tarvitaan hieman yli 0,65 MW per sähkönkulutuksen MW. Tampereen mittakaavassa tarvittava tuulivoiman määrä olisi 320 MW ja Suomen tasolla 5 100 MW. Investointi olisi Tampereen mittakaavassa 0,45 mrd. € ja Suomen tasolla 7,1 mrd. €.

Toteumaan perustuvassa mallissamme 5 100 MW tuulivoimaa tuottaa 13,1 TWh sähköä eli huipunkäyttöaika on 29 %. Tämä on alhaisempi kuin tuulivoimaloiden suunnitelmissa tyypillisesti ennustetaan. Osa tästä johtunee tuuliolosuhteista lämmityskaudella 2023–2024, mutta osa johtuu myös siitä, että nykyään kovan tuulen aikaan sähkön hinta kääntyy negatiiviseksi. Tällöin tuulivoiman tuottajien ei kannata tuottaa ilmaista sähköä. Alhainen huipunkäyttöaika ei onneksi sotke analyysiämme, sillä olemme kiinnostuneita lähinnä yhdestä kylmästä viikosta, emme energian käytöstä ympäri vuoden.

Mallinnetusta 13,1 TWh tuulivoiman tuotannosta maalämpöjärjestelmässä saadaan hyödynnettyä vain osa. Hyödynnettävän tuulivoiman määrä on 8,4 TWh (kuva 17, vihreällä). Loput 4,7 TWh on hukkasähköä, jota syntyy silloin, kun lämmitystarve on pieni ja Suomessa tuulee paljon. Itse asiassa ei ole yhtäkään tuntia, jolloin koko tuulivoiman tuotanto saataisiin hyödynnettyä. Suurin teho, joka tuulivoimasta saadaan hyödynnettyä, on noin 4 000 MW. Ilman kaukolämpöverkkoja on epäselvää, mihin käyttötarkoitukseen tämä hukkasähkö voitaisiin hyödyntää, varsinkin kun huomioidaan, että tämä ylituotanto tulisi jo nyt toteutuvan ylituotannon lisäksi.

¹⁹ Swedish firm OX2 to spend €700m on two wind farms in Finland (luvuista johdettu 1,48 €/MW)

²⁰ Investoinnit – Suomen uusiutuvat ry



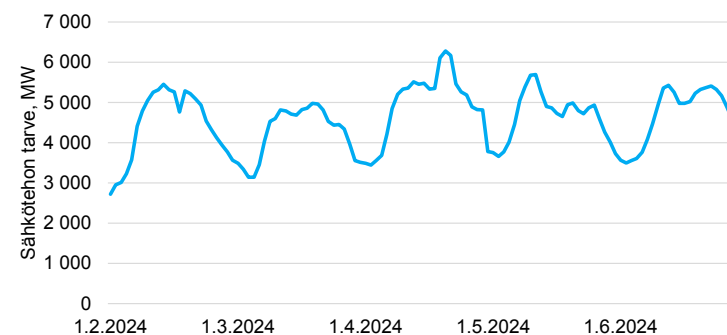
Kuva 18. Mallissa hyödyntämättä jäävä tuulivoiman tuotanto eli hukkasähkö.

Suurin hetkellinen muun sähköntuotannon tarve olisi 6 300 MW. Tuulivoima leikkaa siis mallissamme huipputehon tarpeesta 1 200 MW eli 16 %. Voitaan olettaa, että sähkön lyhytaikainen tarve saataisiin katettua vesivoiman säädöllä, sähkövarastoilla ja kysyntäjoustolla. Emme siis tarvitsisi 6 300 MW edestä säätövoimaa. Hetkellisestä lyhyestä piikistä selviäisimme kyllä. Ongelmaksi jää kuitenkin edelleen kylmä vähätuulinen viikko, kuten mallissa tammikuun ensimmäinen viikko. Suurin seitsemän päivän aikainen energiantarve on 680 GWh. Kuten luvussa 2.2.3 todettiin, sähköjärjestelmässä käytettävissä olevat polttovapaat vaihtoehdot ovat erittäin kalliita ja energiavarastot ovat kustannustehokkain polttovapaa vaihtoehto. Energiavarastoissa kapasiteetti on kalliimpaa kuin teho, joten viikon energiantarve tulee olemaan kustannuslaskelmamme perusta.

Mallimme on suuri yksinkertaistus. Mallissa ei ole kysyntäjoustoa, nykyisen vesivoiman säätöä tai muita tarpeen mukaan vaihtelevia komponentteja. Tämä on silti perusteltu valinta. Kuten luvussa 2.2.4 toteamme, sähköjärjestelmä on jo etenemässä kohti tehopulaa, vaikka laajaa siirtymää sähköön

nojaavaan lämmitykseen ei tapahtuisi. ENTSO-E-malleissa on kysyntäjoustoa tuhansia megawatteja ja silti järjestelmä ajautuu sähköpulaan. Tässä skenaariossa kasvatamme sähkötehon tarvetta sähköisellä lämmityksellä. Sen tehontarpeen jyrkkä huippu on juuri silloin, kun sähköjärjestelmä on muutoinkin tehopulassa. Järjestelmässä ei siksi olisi tässä mallintamattomia vapaita joustoja merkittävästi tarjolla. Tarkoituksemme ei ole löytää optimaalista polkua polttovapauteen, vaan lisätä ymmärrystä sen vaatimuksista. Seuraavat yksinkertaistetut laskelmat palvelevat tätä tarkoitusta.

On perusteltua olettaa, että ”muu sähköntuotanto” kylmällä vähätuulisella viikolla on oltava uutta tuotantoa, varsinkin jos haluamme sen olevan polttovapaata. Oletetaan kuitenkin, että lämmitysjärjestelmien jousto itsensä lievittäisi tarvetta lisätuotannolle. Tämän huomioimiseksi valitaan seitsemän päivän mitoituksen sijaan mitoittavaksi jaksoksi viisi päivää. Suurin viiden päivän energiantarve, eli mitoittavan kylmän vähätuulisen viikon energiantarve, on tällöin 550 GWh. Kun mitoituksissa tarvitaan tehoa, käytämme keskitehoa noin 4 600 MW. Tampereelle skaalattuna tämä vastaa 35 GWh energiavarastoa ja 280 MW keskitehoa.



Kuva 19. Tuulivoiman lisäksi tarvittava energiantarve Suomessa mitoittavan viiden päivän aikana, yhteensä noin 550 GWh.

Näin kylmiä viikkoja ei esiinny joka vuosi. Vuoden 2024 alku oli kylmin viikko 20 vuoteen Tampereella. Lähes yhtä kylmiä viikkoja on kuitenkin noin joka viides vuosi. Otamme laskentoihin oletukseksi, että kylmiä tuulettomia viikkoja esiintyy kerran viidessä vuodessa. Seuraavassa luvussa tarkastelemme, miten tämä lisäteho voitaisiin tuottaa.

3.2 Fossiiliton jousto

Fossiilittoman jouston tukimekanismi on Suomessa pohdinnassa oleva tukijärjestelmä, jonka tavoitteena on vahvistaa sähkön toimitusvarmuutta tukemalla joustavaa, fossiilitonta sähkön tuotantokapasiteettia. TEM:n fossiilittoman jouston työryhmän loppuraportissa esitetyn tukimekanismin toteutusmuotona on tarjouskilpailuun pohjautuva investointituki, jolla tuetaan sähkövarastoja, kulutusjoustoja tai joustavia tuotantomuotoja, jotka eivät perustu fossiilisiin polttoaineisiin. Tukea voitaisiin antaa sekä uusille investoinneille että olemassa olevien kapasiteettien käyttöä pidentämiselle. Mekanismi pohjautuu EU:n sähkömarkkina-asetukseen (artiklat 19e–19g), joka edellyttää, että jäsenvaltiot määrittelevät fossiilitonta joustoa koskevan tavoitteen ja laativat tukijärjestelmän, jos markkinapohjaiset ratkaisut eivät riitä toimitusvarmuudelle asetettujen tavoitteiden saavuttamiseksi (luku 2.2.4).

Mekanismia valmistelemissa työryhmissä on ollut erilaisia näkemyksiä siitä, mihin haasteeseen uudella kapasiteetilla ensisijaisesti vastattaisiin. Haetaanko kapasiteettia kylmän tuulettoman viikon varalle vai hintapiikkeihin ympäri vuoden? Esetäänkö sähkökatkot vai pyritäänkö vähentämään sähkön hintaheilahtelua?

Ratkaistavan ongelman tulisi olla kylmä vähätuulinen viikko.

Sähkön hintavaihtelu ei ole Suomen sähköjärjestelmässä virhe, vaan ominaisuus. Tuulivoima on edullisin sähköntuotantomuoto Suomessa ja sen tuotanto vaihtelee. Keskimäärin sähkö on halpaa, joten harvoin korkeaksi nouseva sähkön hinta ei ole ongelma. Sähkömarkkinoilla tarjonta päivän sisäisestä säädöstä kasvaa markkinaehtoisesti. Day-Ahead ja Intraday joustavuuden lisäämiseen on siis toimiva markkinamalli, eikä se edellytä julkista tukea. Markkinaehtoinen kehitys tulee osaltaan tasaamaan hintavaihtelua. Lisäksi kuluttajat pystyvät halutessaan suojautumaan hintavaihteluilta sähkösopimuksilla. **Jos fossiilittoman jouston tuki kohdistetaan näille markkinaehtoisesti kehittyville markkinoille, vääristetään kilpailua ja haaskataan verorahoja.**

Sitä vastoin tilanne, jossa sähkön tehopula uhkaa useana peräkkäisenä päivänä kylmän ja tuulettoman sään seurauksena, ei ratkea nykysäännöillä markkinaehtoisesti, kuten luvussa 2.2.1 todettiin. Jos tukimekanismilla hankitaan varatehoa vain pahinta kylmää tuuletonta viikkoa varten, sen arvo olisi nolla normaalitilanteessa mahdollisesti vuosien ajan. Kriisitilanteessa, kun se väistämättä saapuu, arvo olisi hyvin suuri. Tällaisia omistuksia valtiolla on entuudestaan, esimerkiksi F-35 hävittäjät tai Huoltovarmuuskeskuksen polttoaineiden varmuusvarastot. Tällaisen julkishyödykkeen tarjoaminen sopii valtion ydintehtäviin.

Sähkötalon loppuessa kesken on meillä tähän ikävä, mutta välttämätön hallintakeino eli kiertävät sähkökatkot. Sähkötalon välttämistä ei siis kannata maksaa mitä tahansa. Luotettavuusstandardin laskennoissa käytetään sähkötalon kustannuksena 8 000 €/MWh.²¹ Jos sähkötalon välttämisen maksaa enemmän kuin tämä, on yhteiskunnan kokonaisedun mukaista hyväksyä sähkötalon silloin tällöin. Hyvin suunnitellussa sähköjärjestelmässä pulatilanne on hyvin harvinainen.

²¹ Energiaviraston päivitetty ehdotus valtioneuvostolle luotettavuusstandardista

Ongelma fossiilittoman jouston tukemisessa millä tahansa mekanismilla on siitä väistämättä seuraava markkinoiden vääristyminen ja siitä kansantaloudelle aiheutuvat merkittävät kustannukset. Osin tästä syystä EU:lta tulee tiukat raamit sähköjärjestelmän tukijärjestelyille.

Suuren fossiilittoman jouston voi käytännössä toteuttaa sähköjärjestelmässä uusiutuvilla polttoaineilla, energian varastoinnilla tai kysynnän leikkaamisella. Kaukolämpöjärjestelmässä tehohuipun tuottaminen on merkittävästi edullisempaa kuin sähköjärjestelmässä. Polttovapaassa järjestelmässä se hoidetaan kaukolämpövarastoilla. Jos polttaminen hyväksytään ratkaisuna, myös se olisi huomattavasti energia- ja kustannustehokkaampaa kaukolämpöjärjestelmässä kuin sähköjärjestelmässä. Näitä vaihtoehtoja on tarkasteltu seuraavissa luvuissa.

Todellinen ratkaisu tulee olemaan yhdistelmä markkinaehtoisesti syntyviä osaratkaisuita ja yhteiskunnan tukemaa tai uuden markkinamekanismin synnyttämää varatehoa. Seuraavat esimerkkilaskelmat vertailevat teknologioita tilanteessa, jossa ratkaisuun investoitaisiin vain kylmän viikon ongelman ratkaisemiseksi. Markkinalle vapaasti osallistuvat sähköakut, kysyntäjoustoratkaisut ja pumppuvoimalat osaltaan auttavat tehopulan ratkaisussa, mikä on hienoa. Mitä enemmän markkinaehtoisia joustoratkaisuita syntyy, sitä vähemmän tarvitaan yhteiskunnan tukia. Tämä ei ole kuitenkaan syy tukea sähköakkuja, kun tarkoituksena on ratkaista jäljelle jäävä tehopula. Jos tuettujen sähköakkujen annetaan osallistua vapaasti sähkömarkkinalle, vääristetään voimakkaasti markkinaa ja syrjäytetään mm. markkinaehtoiset sähköakut ja haaskataan verovaroja. Jos taas akkujen ei anneta osallistua vapaasti markkinalle, päästään seuraavissa luvuissa tarkasteltavaan tilanteeseen, ja hyötyä todella saadaan vaan harvinaisessa pulatilanteessa.

3.2.1 Viikon tehopulan ratkaisu sähköakuilla

Sähköakustot soveltuvat päivän sisäiseen säätöön erinomaisesti, mutta viikon tehovajeeseen sovellettuna niistä tulee erittäin kalliita. Seuraavan esimerkin tarkoituksena on osoittaa, että sähköakut eivät toimi kustannustehokkaana ratkaisuna tehopulaan. Tukemalla akkuja päädytään vääristämään lyhyen aikavälin markkinoita ilman, että kuitenkaan ratkaistaan tehopulaa.

Jotta 100 % varastointiin perustuva ratkaisu tehopulaan toimii, varastossa täytyy tietysti olla energiaa. Sähkövarastoissa on tyypillisesti hyvin korkea purkuteho suhteessa energiavaraston kokoon. Varaston omistajan intressi olisi purkaa varasto markkinoilla toteutuvaan hintapiikkiin heti ensimmäisenä päivänä. Erityisesti tehopulassa sähkön hinta vaihtelisi voimakkaasti, joten varastoa kannattaa ladata ja purkaa usein. Tällöin voi kuitenkin käydä niin, että viikon loppupuolella varastot ovat tyhjiä, eikä hyvää tilaisuutta lataamiseen ole. Seuraavassa on oletettu, että akut on varattu vain varatehoksi, joten akut mitoitetaan vähätuulisen viikon energiatarpeen mukaan.

Esimerkki: Teho-ongelman ratkaiseminen sähköakulla

Luvussa 2.3.1 on laskettu, että varastointikapasiteetin tarve Suomessa on 550 GWh. Tuoreen investointipäätöksen perusteella Oulun Energialla sähköakun yksikköhinna muodostui 0,28 M€/MWh²². Tällä hinnalla laskettuna teho-ongelman ratkaisemisen investointikustannus olisi noin 154 mrd. €.

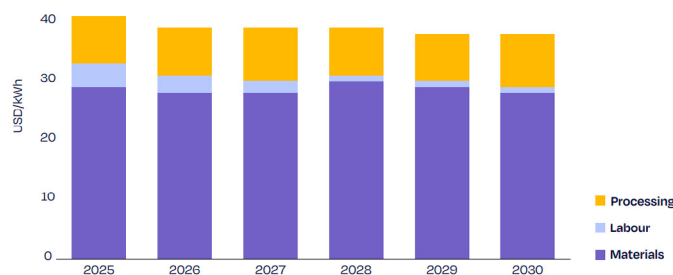
Akkuteknologian hintataso on laskenut nopeasti, mutta akuissa on monia komponentteja, joiden kustannukset eivät laske. Tällaisia ovat esimerkiksi suunnittelu, sähköliittymä, paloturvallisuus ja asennus. Oletetaan erittäin optimistisesti, että sähköakkujen hintataso voisi

²² Oulun Energia panostaa sähköjärjestelmän joustokykyyn ja rakentaa Toppilaan suuren sähkön akkuvaramon

laskea vielä kolmasosaan nykyisestä, eli tasolle 0,1 M€/MWh. Tällöin tarvittavan varaston hinta olisi noin 55 mrd. €. Lisäksi oletetaan, että akut voitaisiin ladata täyteen ilmaisella sähköllä.

ENTSO-E käyttämien lukujen mukaan taloudellinen käyttöikä akustoilla on 8 vuotta. Koska akkuja käytetään vain harvoin, oletetaan että akustot kestävätkin 16 vuotta. Oletuksemme mukaan mitoittava pakkastilanne esiintyy joka viides vuosi, joten akusto estäisi elinkaarensa aikana 3,2 sähköpulaa, eli yhteensä $550 \text{ GWh} \cdot 3,2 = 1760 \text{ GWh}$. Akustojen kiinteä kustannus olisi siis 31 000–88 000 euroa per vältetty sähköpula MWh.

Luvussa 3.2 todettiin vältetyn sähköpulan arvoksi korkeintaan 8 000 €/MWh. Yhteiskunnan kokonaisedun kannalta olisi siis edullisempaa valita kiertävät sähkökatkot kuin tehopulan ratkaisu tuetuilla sähköakuilla, vaikka sähkö ladattaisiin ilmaiseksi. Sähköpulan ratkaisuun on olemassa yli 10-kertaisesti edullisempia vaihtoehtoja. Kustannukset laskevat, mutta hidastuminen on jo havaittavissa. SolarPower Europe ennakoii akkukennojen hankintakustannuksen laskevan noin 10 % vuoteen 2030 mennessä²³. Itse kennot ovat vain osa projektin kokonaiskustannusta, ja on vaikea nähdä, että suunnittelu, sähköliittymä tai muut projektikustannukset pienenisivät kokonaisuutena rajusti.



Kuva 20. SolarPower Europe ennakoii akkukennojen halpenevan edelleen, mutta hitaasti. Kuvassa keskimääräinen reaalihinta LFP-akkukenoille.

Esimerkkimme osoittaa siis, että jos (ja mielestämme kun) sähköjärjestelmässä ainoa ratkaistava ongelma on riittävän sähkötehon turvaaminen vähätuulisella kylmällä viikolla, akkuja ei tule tukea yhteiskunnan varoilla. Markkinaehtoisesti akkuja varmasti tulee vielä lisää, ja niillä tulee olemaan tärkeä rooli tulevaisuuden sähköjärjestelmässä. Hopealuoti tehopulaan ne eivät kuitenkaan ole.

3.2.2 Viikon tehopulan ratkaisu pumppuvoimalalla

Julkisuudessa esiintyneistä projekteista edullisin pumppuvoimala on Kemijoen Ailangantunturin hanke. Hankkeen YVA-aineisto ilmoittaa yläaltaan maksimitilavuudeksi 13 miljoonaa m³ ja putouskorkeudeksi ~200 m. Potentiaalienergia $E \approx \rho \cdot g \cdot h \cdot V \cdot \eta$ antaa ~5,7 GWh olettaen hyötysuhteen $\eta = 80\%$. Laskettu arvo on suuruusluokka-arvio; lopullinen riippuu mm. käyttörajoituksista ja hyötysuhteesta. Kemijoki on ilmoittanut investointikustannushaarukaksi 600–800 M€²⁴. Tämä antaisi energian varastointikustannukseksi halvimmissaan noin 0,1 M€/MWh. Käyttöikä pumppuvoimalalla on kuitenkin huomattavasti suurempi kuin sähköakuilla, oletamme käyttöikäksi 40 vuotta. Jos tämä Suomen edullisin projekti oletettaisiin skaalautuvan 100-kertaiseksi kustannusten nousematta, päästäisiin hintaan 12 400 euroa per vältetty sähköpula MWh. Pumppuvoimala on siis parempi ratkaisu kuin sähköakku, mutta ei pelkästään tämän ongelman ratkaisuun riittävän kustannustehokas.

3.2.3 Viikon tehopulan ratkaisu lämpövarastolla

Skenaariossamme kaukolämpöverkot on ajettu alas. Ymmärryksen lisäämiseksi otamme kuitenkin vertailuun muutaman tehonhallintakeinon, jotka ovat mahdollisia kaukolämpöverkossa. Lämpöakkuun energian varastointi on erittäin halpaa verrattuna sähköakkuun. Tämän takia niissä tyypillisesti

²³ European Market Outlook for Battery Storage 2025-2029

²⁴ Jokiyltiö kaavailee pumppuvoimalaa tunturin sisään – hallitus näyttää vihreää valoa

varastointikapasiteetti on suuri verrattuna purkutehoon. Esimerkiksi Oulun sähköakkuratkaisussa purkuteho on 20 MW ja varaston kapasiteetti 40 MWh. Verrattuna tähän, Vantaan Varanto-ratkaisussa purkuteho on 200 MW ja varaston kapasiteetti 90 000 MWh. Jos lämpöakun purkuteho olisi samassa suhteessa kapasiteettiin kuin sähköakussa, purkuteho olisi 45 000 MW, mikä on kolminkertaisesti enemmän kuin koko Suomen kaukolämmön huipputeho olisi. Purkutehon kasvattaminen suhteessa kapasiteettiin ei olisi kallista, joten purkutehoa rajoittaakin enemmän tarve kuin hinta.

Vantaan Varanto on projektin aikana nousseista kustannuksista huolimatta varsin kustannustehokas. Noin 220 M€ hintaan saadaan 90 GWh energiavarasto. Kustannuksessa on myös sähkökattiloita mukana, joten ratkaisu on vertailukelpoinen sähkövaraston kanssa. Kaukolämpöverkossa energia varastoidaan sähköä käyttäen ja puretaan lämpönä. Varaston hinta on Varannon tapauksessa noin 2,4 M€/GWh. Kaikkiin kaukolämpöverkkoihin ei kuitenkaan sovellu Vantaan Varannon kaltainen mammutti. Toisena verrokina toimii Tampereen kaukolämpöakku- ja sähkökattilaprojekti. Siinä rakennetaan 100 MW sähkökattiloita ja kahteen akkuun yhteensä 800 MWh varastokapasiteettia. Projektin kustannus on noin 20 M€. Tällöin varaston ominaiskustannus on 20 M€ / 0,8 GWh = 25 M€/GWh ja lataus- ja purkutehotkin ovat täysin riittävät esimerkkimme tarpeisiin. Suurimmat viisi kaukolämpöverkkoa kattavat noin 40 % kaukolämmön kulutuksesta. Näihin kaukolämpöverkkoihin voimme olettaa, että maahan louhittu kausivarasto voisi olla mittakaavaltaan toteutuskelpoinen. Muihin verkkoihin on mahdollista rakentaa pienempiä kaukolämpöakkuja.

Esimerkki: Teho-ongelman ratkaiseminen lämpövarastolla

Varaston tarve Suomessa on 550 GWh. Varannon kaltaisia akkuja tarvittaisiin noin viisi. Sen ominaiskustannuksella laskettuna kustannus olisi 1,3 mrd. €. Tampereen referenssin kaukolämpöakkuja tarvittaisiin yhteensä 1375 kpl ja niiden yhteyteen tulisi sähkökattiloita 69 000

MW eli paljon enemmän kuin tarvittaisiin. Kustannus, noin 13,8 mrd. €, toimii siis epävarmuusvaihtelun ylärajana, koska lämpövarastoissa mittakaavan kasvaessa kustannussäästö on huomattava, kuten Varannon ja Tampereen Lielahden projektien vertailusta nähdään.

Samoin kuin sähköakkuja, kaukolämpöakkuja voi käyttää muuhunkin kuin sähköpulan välttämiseen. Lasketaan kuitenkin samalla tavalla kuin sähköakkuiesimerkissä, että ne olisi rakennettu pelkästään sähköpulan välttämistä varten. Kuten sähköakkuiesimerkissä, oletetaan, että akku saadaan täytettyä ilmaisella sähköllä. Kaukolämpövarasto on teknisesti paljon sähköakkuja pitkäikäisempi. Käytetään sille 40 vuoden poistoaikaa.

Kustannus olisi 300–3100 euroa per vältetty sähköpula MWh.

3.2.4 Viikon tehokkaan ratkaisu polttamalla sähköjärjestelmässä

Maakaasun polttaminen ei ole polttovapaata eikä fossiilitonta energiantuotantoa. Biokaasu ja uusiutuvilla tuotettu vety ovat uusiutuvia, mutta eivät polttovapaita. Käsittelemme näitä kuitenkin vaihtoehtona, jotta selvityksen tavoite ”lisätä ymmärrystä siirtymän haasteista” toteutuu. Polttavien ratkaisujen tapauksessa mitoittavana periaatteena ei toimi energian tarve, vaan tarvittava teho. Toisin kuin energiavarastossa, jos riittävä teho on rakennettu, käyttöä voidaan jatkaa tarpeen mukaan kuinka pitkään tahansa.

Liitteessä 9.1 käsitellään Irlannin kokemuksia sähköpulan ratkaisemisesta moottorivoimaloilla. 650 MW hankinta viideksi vuodeksi maksoi arviolta 337 M€/vuosi. Irlannin kustannus sisältää investoinnin lisäksi kaikki käyttö- ja kunnossapitokustannukset. Summa on silti erittäin korkea. Tässä merkittävänä osatekijänä on EU-lainsäädäntö, joka pakottaa hankinnan väliaikai-

seksi, ja estää varakapasiteetin osallistumista sähkömarkkinoille. Irlannin kokemuksesta saadaan siis yläraja kustannukselle. Irlannissa varavoiman polttoaineina ovat maakaasu ja diesel.

Esimerkki: teho-ongelman ratkaisu Irlannin mallilla

Tehon tarve mitoittavalla viikolla Suomessa olisi keskimäärin 4 600 MW, energiantarve viikolla 550 GWh ja pulaviikkoja on kerran viidessä vuodessa. Oletamme, että akku- ja muut joustoratkaisut tasaisivat tehontarpeen tähän keskiarvoon. Jos oletetaan Irlannin 337 M€/vuosi per 650 MW kustannustaso, eli 0,52 M€/MW/vuosi, olisi skenaariomme kustannus Suomen tapauksessa 2,4 mrd/vuosi.

Tällä hinnalla vältetyn sähköpula MWh hinta olisi 22 000 €/MWh. Tämä ei siis ole järkevä ratkaisu.

Jos pidempää poistoaikaa ei sallita, ei sähkön tehopulaa kannata ratkaista, vaan kiertävät sähkökatkot tulevat edullisemmiksi. Jos taas meillä on näkemys siitä, että pula sähkötehosta on pysyvä ja laitoksia tarvitaan 30 vuotta, eikä kaiken mullistavaa halpaa teknologiaa harvinaisen tehopulan ratkaisuun keksitä, tehopulan voisi ratkaista seuraavasti:

Esimerkki: teho-ongelman ratkaisu investoimalla varavomakoneisiin

Oletetaan, että tehosta puolet on kaasuturbiineita ominaiskustannuksella 800 €/kW ja puolet moottorivoimaloita ominaiskustannuksella 1 800 €/kW. ENTSO-E käyttämien lukujen mukaan taloudellinen käyttöikä kaasuturbiineilla on 30 vuotta. Tällöin investointi olisi Suomen tapauksessa 6,0 mrd. € ja investoinnin osuus 1 800 euroa per vältetty sähköpula MWh.

Jos lasketaan hyötysuhteella 40 %, ja polttoaineen kustannuksella 200 €/MWh (puolet kaasua, puolet öljyä), olisi muuttuvien kustannusten osuus 500 €/MWh.

Tähän pitäisi vielä lisätä muita käyttö- ja kunnossapitokustannuksia, jotta oltaisiin Irlannin mallin kanssa vertailukelpoisissa luvuissa. Oletetaan kustannukseksi 3 % investointikustannuksesta vuosittain. Tällöin vuotuinen kustannus olisi 180 M€. Tämän osuus olisi 1 600 € per vältetty sähköpula MWh. Emme tunne varavomakoneiden kunnossapitokustannuksia hyvin, mutta kustannus on arvioitu konservatiivisesti useammasta lähteestä.

Nykyteknologialla kaasun polttamisesta syntyisi päästöjä. 550 GWh sähköpula viiden vuoden välein tarkoittaisi hyötysuhde huomioiden 275 GWh maakaasun kulutusta ja 55 000 tonnin vuotuisia päästöjä. Päästöjä on mahdollista vähentää käyttämällä uusiutuvia tai synteettisiä kaasuja ja öljyä. Päästöoikeuden kustannus on jo huomioitu muuttuvissa kustannuksissa.

Näillä luvuilla laskettuna vältetyn sähköpulan hinta olisi 3 900 €/MWh.

Tässä kohdassa täytyy miettiä, miten tällainen huippusähkötehon olemassaolo muuttaisi sähkömarkkinoita. Jos huipputuotanto saa osallistua vapaasti sähkömarkkinoille, asettaisi se käytännössä tehdyillä oletuksilla muuttuvien kustannusten mukaisen 500 €/MWh hintakaton sähkön hinnalle. Tämä karsisi sähkömarkkinalta paljon kysyntäjoustoja pois, liitteen 9.1 tilanteessa noin 1000 MW. Jos siis huipputuotantoa rakennetaan julkisella rahalla kilpailulle markkinalle, emme koskaan näe, kuinka paljon investointeja olisimme voineet välttää kysyntäjoustoja hyödyntämällä. ENTSO-E-laskennoissa kysyntäjoustoja oli Suomeen oletettu vähintään 2 000 MW. Jos kysyntäjoustoista osa karsiutuisi pois, tarvitaan vastaavasti lisää sähkön tuotantoa. EU:lla on hyvä syy olla tarkkana, miten sähköntuotantoinvestointeja tuetaan. Siksi markkinalle osallistumisen raja tulisi olla vähintään Day-Ahead markkinan hintakatto, tällä hetkellä 4 000 €/MWh.

Jos tehopulaa ratkaistaan rakentamalla valtionrahoitteisesti uutta kaasupohjaista tuotantokapasiteettia, on tärkeää aloittaa riittävän pienestä. Pienikin reservi antaa kriisitilanteessa aikaa toimia harkitusti. Irlannin tapaus on varoittava esimerkki siitä, kuinka kalliiksi käy toimia kiireessä. Jokainen ylimääräinen varavoimamegawatti on valtavan kallis hukkainvestointi.

Suuriin datakeskuksiin rakennetaan usein varavoimakoneita. Jos nämä saataisiin valjastettua sähköjärjestelmän varatehoksi, kustannusta yhteiskunnalle voitaisiin pienentää oleellisesti. Sähköpulasessa sähkön hinta olisi 4 000 €/MWh tai päivän sisäisellä markkinalla enemmänkin, joten insentiivit kapasiteetin hyödyntämiselle pulatilanteessa olisivat kyllä olemassa. Jos toimijat saadaan tarjoamaan etukäteen joustokykyään markkinalle, heillä myös on tosiasiallinen kyky käyttää varavoimakoneita pulatilanteessa. Varavoimakoneiden käyttöä rajoittavat esimerkiksi ympäristöluvut. Varavoimakoneiden jatkuva käyttö vakavassa tehopulassa tulisi regulaatiossa sallia. Käyttö olisi vähäistä, mutta näiden jo asennettujen tuotantoratkaisujen hyödyntäminen säästäisi yhteiskunnan kuluja merkittävästi.

3.2.5 Viikon tehopulan ratkaisu polttamalla kaukolämpöjärjestelmässä

Kaasun polttaminen kaukolämpöjärjestelmässä ei ole sen polttovapaampaa kuin sähköjärjestelmässäkään, mutta ainakin se tehdään paremmalla hyötysuhteella. Jos sähköntuotannossa hyötysuhde on 30–50 %, lämmön- tuotannossa hyötysuhde on vanhallakin laitoksella 90 %.

Esimerkki: Teho-ongelman ratkaisu kaasulla

Tehon tarve mitoittavalla viikolla Suomessa olisi keskimäärin 4 600 MW. Pessimistisesti arvioituna lämpökattilan ominaisinvestointi olisi 300 €/kW ja kokonaisinvestointi olisi 1,4 mrd. €. Pääoman tarvetta pienentää merkittävästi olemassa oleva vanha kapasiteetti. Käyte-

tään investoinnille 30 vuoden poistoaikaa. Tästä saadaan kiinteäksi kustannukseksi 590 €/MWh.

Jos oletetaan polttoaineen hinnaksi 150 €/MWh veroineen ja päästöoikeusmaksuineen, olisi 90 % hyötysuhde huomioiden muuttuvien kustannusten osuus 167 €/MWh.

Etäkäytettävien, pelkkää lämpöä tuottavien lämpökeskusten käyttö ja kunnossapito on merkittävästi edullisempaa kuin monimutkaisempien sähköä tuottavien laitosten. Käytetään samaa 3 % investointikustannuksesta arviota. Tällöin vuotuinen kustannus olisi 41 M€. Tämän osuus olisi 380 € per vältetty sähköpula MWh.

Kaasun polttamisesta syntyisi päästöjä. 550 GWh sähköpula viiden vuoden välein tarkoittaisi hyötysuhde huomioiden 122 GWh maa- kaasun kulutusta ja 24 000 tonnin vuotuisia päästöjä. Päästöoikeuden kustannus on jo huomioitu muuttuvissa kustannuksissa.

Näillä luvuilla laskettuna vältetyn sähköpulan hinta olisi noin 1 100 €/MWh.

Kaasukattilan käyttö aiheuttaisi päästöjä. Koska huippukuormalaitos käy vain tyynellä huippupakkassäällä, vuosittaiset käyttötunnit ja päästöt olisivat kuitenkin pienet. Päästöjä voidaan pienentää käyttämällä uusiutuvia kaasuja tai öljyä.

3.2.6 Fossiilittoman jouston tukemisen merkitys kaukolämmölle

Kaukolämmölle sähköjärjestelmän orastava teho-ongelma on sekä uhka että mahdollisuus. Esimerkkimme osoittavat, että oli ratkaisu sitten polttovapaa tai polttoon perustuva, lämmittämisen teho-ongelman ratkaisu kaukolämpöjärjestelmässä on merkittävästi edullisempaa. Kaukolämpöjär-

jestelmä tukee tuulivoimaan perustuvaa sähköjärjestelmää poikkeuksellisen hyvin. Sähkökattilat hyödyntävät muille kelpaamatonta hukkasähköä ja CHP-tuotanto tuottaa sähköä lähellä kulutusta, juuri kun pula sähköntuotannosta ja -siirrosta on pahimmillaan.

Teho-ongelman mahdollinen ratkaisu julkisin tuin tarkoittaa kuitenkin arvaamattomuutta toimintaympäristössä ja kilpailuolosuhteiden tasapuolisuudessa. Mikäli sähkön tehonhallinnan ongelmat ratkaistaan esimerkiksi hankkimalla kaasuturbiineita verovaroin, se on tulonsiirto kaukolämmön kanssa kilpaileville vaihtoehtoisille lämmitysjärjestelmille, jotka nojaavat pulahetkellä sähköjärjestelmään huipputehon saamiseksi. Sähköjärjestelmän tehonhallinnan tukimekanismien kustannusten jakamisessa on päästävä aiheuttamisperiaatteeseen, jotta tuki ei vääristäisi sähkömarkkinoiden lisäksi myös lämmitysmarkkinoita.

Sähkön hinta on laskenut niin alas, että markkinatilanne ohjaa joustavaa tehoa tuottavat CHP-laitokset pois käytöstä. Markkinasignaali siis on, että tuotantoa on liikaa ja sitä pitäisi vähentää. Fossiilittoman jouston tukimekanismin tarkoitus on synnyttää uutta tuotantoa. Tuettu uusi kapasiteetti ajaisi markkinoille tullessaan vanhoja laitoksia pois käytöstä kiihtyvällä tahdilla. Tämä voi pahimmassa tapauksessa johtaa kierteeseen, jossa kaikelle tuotannolle maksetaan jonkinlaista tukea. Riski tälle on erityisen suuri, jos tavoitellaan sähkön hintapiikkien leikkaamista, eikä vähätuulisen kylmän jakson tehopulan ratkaisua.

3.3 Sähkön siirto

Sähkön kulku jaetaan sähkön siirtoon kantaverkossa ja sähkön jakeluun jakeluverkoissa. Kantaverkkoa hallinnoivan Fingridin mitoittavina periaatteina on, että sähköä siirtyy riittävästi ääripakkasten kuormitushuipussa ja verkko kestää minkä tahansa yksittäisen laitoksen vikaantumisen (N-1-periaate) ilman kulutuksen tai tuotannon keskeytystä. Fingrid pyrkii N-2-tasoon

silloin, kun kustannus ei ole kohtuuton.

Kantaverkon vahvistamisen tarve on syntynyt siitä, että pääsääntöisesti sähköntuotanto kasvaa pohjoisessa ja -kulutus etelässä. Joustavan tuotannon pieneneminen on myös painottunut etelään. Fingrid arvioi, että 1 GW:n uusi kulutus Etelä-Suomessa edellyttää käytännössä uutta 400 kV -linjaa, jonka investointiluokka on 300–500 M€. ²⁵ Tämä sisältää kantaverkon puolen sähköasemat ja kompensointiratkaisut. Joissain avainkohdissa tarvitaan 400 kV -maakaapelia. Kaupunkiympäristön maakaapelointi maksoi noin 100 M€ Helsingin esimerkkitapauksessa. ²⁶ Oletetaan, että näitä projekteja tarvitaan yksi per 1500 MW kulutuksen lisäystä.

Luvun 3 mukaisesti sähköjärjestelmän vahvistamisen tarve on 7 500 MW. Siirtojärjestelmän vahvistamisen tarve ei skenaariossa välttämättä olisi näin suuri. Osa kulutuksesta sijoittuu lähelle tuulituotantoa. Mitoitustilanteessa tarvittava huipputuotanto voidaan myös sijoittaa lähelle kulutusta, jolloin siirtoverkon vahvistamisen tarve vähenee. Toisaalta, kun lämmitysjärjestelmäkin siirretään tuulivoimasähkön varaan, N-1-periaate ja inertia ja muun tasapainottamisen tarve kasvattavat vahvistamisen tarvetta huomattavasti. Meillä ei ole mallinnuskykyä selvittää, mikä olisi todellinen tarve. Käytämme laskennassa 7 500 MW tasoa. Kun käytetään karkeita nyrkkisääntöjä suurilla muutoksilla järjestelmässä, syntyy kustannusarvioihin merkittävää epävarmuutta. Olemme parhaamme mukaan kuitenkin pyrkineet siihen, että arvio kuvaisi investoinnin kokoluokkaa oikein.

Taulukko 5. Kustannusarvio kantaverkon vahvistamisesta.

Kustannuserä	Kustannusolettama	Kokonaisarvio 7,5 GW osalta
400 kV pohjois-etelä-siirto	300–500 M€/GW	2,2–3,8 mrd. €
Kaupunkikaapelointi	100 M€ per hanke	0,5 mrd. €
Yhteensä		2,7–4,3 mrd. €

²⁵ [Impact Assessment of the Connection Fee Reform of Finnish Main Grid](#)

²⁶ [The Helsinki 400 kilovolt power cable connection](#)

Kantaverkon vahvistaminen maksaisi siis arviomme puolivälistä 3,5 mrd per 7,5 GW, eli noin 0,47 M€/MW.

Viime vuosina voimakkaasti kasvanut länsirannikolle painottunut tuuli-voimatuotanto ja etelään painottunut hukkasähkön kulutus kuormittavat verkkoa voimakkaasti myös tuulisina leutoina päivinä. Se on aiheuttanut tarpeita tuulivoiman tuotannon rajoittamiselle. Tämä haastaa Fingridin perinteisiä investointiperiaatteita. Kannattaako kantaverkkoa rakentaa myös mahdollistamaan hukkasähkön kulutus milloin tahansa? Jos ei, miten hallitaan tuulivoiman ylituotantotilanne, jossa tuotanto ja kulutus olisivat tasapainossa, mutta sähkön siirtokapasiteetti loppuu kesken?

Hukkasähkön kulutus perustuu sen halpaan hintaan. Äärimmilleen viety-nä periaate, jossa kantaverkon ei anneta rajoittaa sähkön kulkua missään tilanteissa, voisi edellyttää, että rakennettaisiin uusia kantaverkkoyhteyksiä vain tämän hukkasähkön hyödyntämistä varten.

On haastavaa ja tärkeää löytää näihin tilanteisiin kustannusperusteinen hinnoittelu. Sähköverkossa kulutus ei aiheuta juuri muita muuttuvia kustannuksia kuin häviöt, jotka ovat noin 2 % Suomen sähkönkulutuksesta²⁷. Investoinnit ja vaatimukset toimitusvarmuudelle ovat kuitenkin korkeat. Kun sähköverkon komponenttien kapasiteetti tulee vastaan, pieni kulutuksen lisäys aiheuttaa suuren investointitarpeen. Jos mitoittavia tehotilanteita on useampi, esimerkiksi kylmä talviarkipäivä ja tuulinen lauha talvipäivä, yksinkertainen tehoerusteinen hinnoittelu ei toimi. Pakkasella sähköteho perustuu tarpeeseen, jota ei voi helposti välttää. Tuulisena päivänä sähköteho ei perustu tarpeeseen, vaan mahdollisuuteen hyödyntää hukkasähköä.

Fingrid on kehittämässä siirtojenhallinnan markkinapaikkaa vastaamaan haasteisiin kantaverkon siirron hallinnassa. Kehityshankkeessa vuosina 2025–2027 sekä kanta- että jakeluverkon siirtojenhallinnan joustonhankintaa toteutetaan yhteisen markkinapaikan kautta yhteistyössä Helen Sähköverkon kanssa. Markkinapaikalla käydään kauppaa joustokapasiteetista ja

joustoenergiasta.²⁸ Hankkeessa on tarkoitus kehittää taloudellisia ohjauskeinoja siirtojen hallintaan.

Kaukolämmössä kaupungin lämmityksen huipputehoja ei voi laskea sähkön varaan. Jos huipputeho tehtäisiin sähkökattiloilla, se tarkoittaisi fossiilista huippusähköntuotantoa ja investointeja sähkön siirtolinjoihin, joita tarvittaisiin ehkä vain muutaman päivän vuodessa. Kaukolämpötoimijoiden joustavuus ja sähkön perustumaton tuotantokapasiteetti mahdollistavat osaltaan sen, että Fingrid voi optimoida siirtolinjainvestointeja järkevän huipunkäyttöajan mukaisesti. Lämmöntuotannon vaihtoehdot parantavat toimitusvarmuutta kaukolämmössä ja myös muille sähköasiakkaille. Järjestelmän tukeminen toteutuu esimerkiksi sopimuksilla sähkökattilakäytön leikkaamisesta häiriötilanteissa. Tällöin varalla olevaan siirtokapasiteettiin ei tarvitse investoida niin paljon.

3.4 Sähkön jakelu

Jakeluverkossakin hukkasähköä hyödyntävät uudet komponentit haastavat toimintamalleja. Kaukolämmön tuotantoon on nopeasti rakennettu paljon sähkökattiloita. Näiden lisäksi kaupunkeihin tulee lisää datakeskuksia ja elektrolyysereitä vedyntuotantoon. Pienjännitetasolla sähköautot ja kotitalouksien akut kuormittavat yksittäisiä muuntopiirejä. Sähkönkulutus Suomessa ei ole kasvanut 20 vuoteen. Nyt yhtäkkiä sähköteho kasvaa nopeasti uudenaikaisilla pistemäisillä kulutuskohteilla.

Mäki-Turjan diplomityössä tuloksena saatiin, että 87 MW huipputehon lisäys aiheuttaisi noin 28,1 M€ investointitarpeen. Arvioitu epävarmuusväli on 18–34 M€. Käytetään yksikköhintana $28,1 \text{ M€} / 87 \text{ MW} = 0,32 \text{ M€/MW}$. Tästä saadaan, että Tampereella 464 MW tehontarpeen lisäys aiheuttaisi 150 M€ investointitarpeen ja Suomessa 7 500 MW tehontarpeen lisäys aiheuttaisi 2,4 mrd. € investointitarpeen.

²⁷ Häviösähkö

²⁸ Siirtojenhallinnan markkinapaikka käyttöön

Taulukko 6. Jakeluverkkoon rakennettavat verkkokomponentit ja niiden investointikustannukset.²⁹

PJ-verkko	AX185 / AX300 keskimäärin	14 099 m	26 € /m	366 375 €
	Kaivuukeskusta	937 m	150 € /m	140 550 €
	Kaivutaajama	6 704 m	120 € /m	804 443 €
	Jakokaappi	723 kpl	10 000 € /kpl	7 230 000 €
Muuntamot	Muuntamot ja muuntajat keskimäärin	145 kpl	33 170 € /kpl	4 809 700 €
KJ-verkko	KJ-kaapeli	12 346 m	40 € /m	493 840 €
	Kaivuukeskusta	0	150 € /m	- €
	Kaivutaajama	4 445 m	120 € /m	533 400 €
	KJ-lähdön kenttä	8 kpl	40 000 € /kpl	320 000 €
Sähkö- asemat	Päämuuntaja	2 kpl	2 000 000 € /kpl	4 000 000 €
SJ-verkko	Verkon vahvistaminen			9 410 000 €
Yhteensä				28 108 308 €

Tämä simulointien avulla saatu kustannusarvio on varsin edullinen suhteessa verkkojen jälleenhankinta-arvoon. Sähkön kulutushuippu jakeluverkoissa vuonna 2024 oli 10 500 MW³⁰. Vuonna 2021 jakeluverkkojen jälleenhankinta-arvo oli 19 mrd. €³¹. Tästä saadaan, että jälleenhankinta-arvo on kokoluokassa 1,8 M€/MW. Jos verkon vahvistaminen maksaisi yhtä paljon kuin

uudelleen rakentaminen, 7 500 MW tehontarpeen lisäys aiheuttaisi 13,5 mrd. € investointitarpeen. Tämä on yli viisinkertainen Mäki-Turjan analyysiin perustuvaan arvioon nähden. Tampereen kaltaisella tiiviillä verkkoalueella sähköllä on monia reittejä kulkea, ja verkon heikon kohdan vahvistaminen hyödyntää tehokkaasti ympäröivien johtojen vapaata kapasiteettia. Koska kaukolämpöverkot keskittyvät kaupunkialueille, oletamme että Mäki-Turjan diplomityö kuvaa kustannustasoa paremmin kuin sähköverkkojen jälleenhankinta-arvo. Sähköverkon vahvistaminen on moninkertaisesti edullisempää kuin kokonaan uuden rakentaminen.

Edellisessä selvityksessämme käytimme luvussa 3.1 esitetyn mallin 1 mukaista korkeamman tehontarpeen arviota. Silloin myös arvioimme maalämpösiirtymän yksikköhinnan jakeluverkossa noin 22 % nykytietämystä suuremmaksi. Silloin arvioimme kustannukseksi Tampereella noin 280 M€. Nyt päivitettyillä luvuilla kustannus Tampereella on noin 150 M€.

Kaukolämmön tuotannon loppuessa aiemmin sähkökattiloiden käyttämä sähköteho vapautuisi muulle sähkön siirrolle. Tämä ei juurikaan vähentäisi kustannuksia, sillä mitoittavana periaatteena käytetään siirtotarvetta sähköpulasissa. Tässä mitoituslanteessa sähkökattilat eivät ole käytössä. Tampereelle sijoittuvat datakeskukset ja vedyntuotantolaitoksetkin kuluttaisivat maalämpösiirtymän jälkeen sähköä lähes yhtä paljon kuin ennenkin. Niiden hukkalämpöä ei vain hyödynnettäisi.

3.5 Yhteenveto skenaariosta

Kokonaisen energiajärjestelmän ennustaminen vuoteen 2040 on markkinadynamiikoiltaan ja poliittisesti niin kompleksinen haaste, että emme esitä tarkkoja ennusteita vuoteen 2040. Analyysimme ei ota kantaa siihen, voiko sähköjärjestelmä olla polttovapaa, jos kaukolämpöjärjestelmät säilytetään. Teemme kuitenkin skenaariosta havainnon, että jos kaukolämmöstä

²⁹ Siiri Mäki-Turja, Maalämpökerrostalojen vaikutukset sähkönjakeluverkkoon, diplomityö, Tampereen yliopisto, Automaatiotekniikan DI-ohjelma, 2025.

³⁰ <https://data.fingrid.fi/data?datasets=363>

³¹ Sähkön jakeluverkonhaltijoiden rakennetietojen raportointi Energiavirastolle

luovutaan, nykyteknologioilla polttovapaa maalämpöjärjestelmä ei vaikuta uskottavalta.

Alla taulukossa on kerättyinä luvun 3 tulokset. Siirtymä kaukolämmöstä maalämpöön maksaisi noin 42 miljardia euroa, jos huipputeho tuotetaan kaasuturbiineilla. Polttovapaa järjestelmä maksaisi vähintään 91 miljardia euroa. Akkujen 55 miljardin investointikustannus edellyttäisi, että nykyisen kustannustason tulisi pudota kolmasosaan. Nykyisellä kustannustasolla investointi olisi siis 154 miljardia euroa pelkkiin akkuihin.

Taulukko 7. Investointikustannukset sähköpohjaiseen lämmitysjärjestelmään siirtymisestä Suomessa. Taulukossa on annettu vain investointikustannus, mikä vääristää vertailua hieman polttamisen eduksi.

	Teho	Investointi
Maalämpöjärjestelmät	14 500 MWth 7 500 MWe	22,6 mrd. €
Tuulivoima	5 100 MWe	7,1 mrd. €
Huipputuotanto	4 600 MWe 550 GWh	Sähköakku 55–154 mrd. € TAI Kaasuturbiinit 6 mrd. €
Sähkön siirto	7 500 MWe	3,5 mrd. €
Sähkön jakelu	7 500 MWe	2,4 mrd. €
Yhteensä		42–189 mrd. €

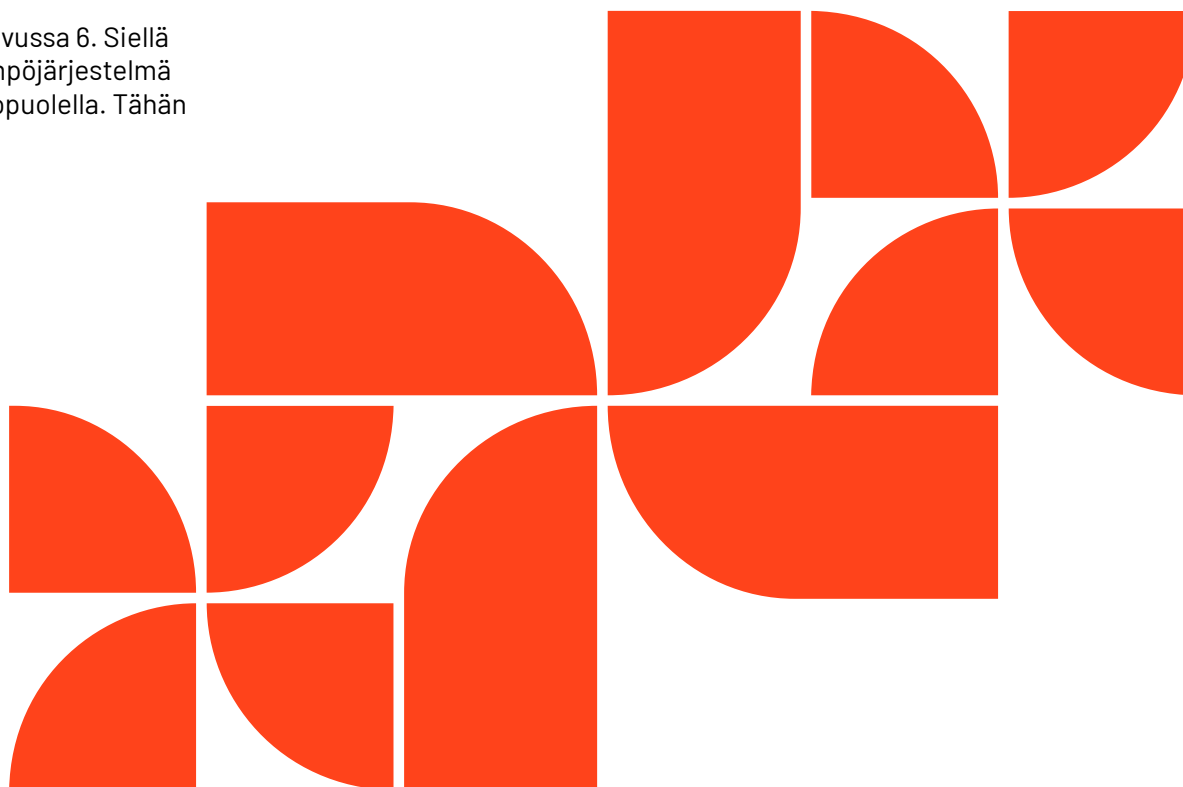
Taulukko 8. Investointikustannukset sähköpohjaiseen lämmitysjärjestelmään siirtymisestä Tampereella.

	Teho	Investointi
Maalämpöjärjestelmät	900 MWth	1,4 mrd. €
	466 MWe	
Tuulivoima Huipputuotanto	317 MWe 286 MWe 34 GWh	0,4 mrd. € Sähköakku 3,4–9,6 mrd. € TAI Kaasuturbiinit 0,4 mrd. €
Sähkön siirto	466 MWe	0,2 mrd. €
Sähkön jakelu	466 MWe	0,15 mrd. €
Yhteensä		2,6–11,7 mrd. €

Ellei toimintaympäristö muutu kymmenessä vuodessa erittäin merkittävästi, kylmän vähätuulisen viikon sähkötehon tarve hoidettaisiin kaasuturbiineilla. Tämän päästövaikutus olisi kuitenkin maltillinen. Päästöt fossiilisen kaasun polttamisesta varavoimakoneissa olisivat arviolta 55 000 tonnia Suomessa per vuosi. Tampereelle skaalattuna tämä olisi 3 400 tonnia. Päästöjä olisi mahdollista vähentää entisestään käyttämällä uusiutuvia ja synteettisiä kaasuja. Täysin haitatonta energiantuotantoa ei ole. Maalämpöjärjestelmässä suuri osa päästöistä syntyisi reikien poraamisesta, pumpujärjestelmien valmistamisesta, sähkön siirtoverkon alta kaadettavasta metsästä jne. Vastaavia elinkaaripäästöjä syntyy myös kaukolämpöjärjestelmissä.

Vertailumme kaukolämpö- ja maalämpöjärjestelmien välillä ei perustukaan ensisijaisesti päästöihin, vaan kustannuksiin ja hiilidioksidin talteenoton menetettyihin mahdollisuuksiin. Luvun 3 skenaariotarkasteluista havaitaan alustavasti, että jos polttamista energiajärjestelmässä ei sallita, kaukolämpöjärjestelmässä huipputehon tuottaminen on edullisempaa. Jos polttaminen sallitaan, silloinkin tehonhallinta on kaukolämpöjärjestelmässä edullisempaa. Sähkölämmitys on parempi vaihtoehto ainoastaan liikkuvien maalitolppien vaihtoehdossa, jossa polttaminen sähköjärjestelmässä sallitaan, mutta kaukolämpöjärjestelmässä kielletään.

Tarkempi vertailu lämmitysjärjestelmien välillä esitetään luvussa 6. Siellä havaitaan, että halvempien kustannuksien lisäksi kaukolämpöjärjestelmä mahdollistaa päästöjen vähentämisen energiasektorin ulkopuolella. Tähän mahdollisuuteen syvennytään seuraavassa luvussa.



4 Bioenergian kestävyys

Kun puhutaan hiilinegatiivisesta kaukolämmöstä eli bioperäisen hiilidioksidin talteenotosta, keskusteluun nousevat väistämättä bioenergian ympäristövaikutukset. Bioenergian kestävyysnäkökulmat liittyvät vahvasti metsien käyttöön, vaikkakin suurin osa bioenergiasta tulee metsäteollisuuden sivuvirroista. Seuraavaksi tarkastelemme eri biojakeiden arvottamista ympäristönäkökulmista sekä bioenergian roolia maankäyttösektorin päästötaseessa ennen kuin siirrymme teknisten nielujen tarkasteluun.

Bioenergia yhdistettynä hiilidioksidin talteenottoon nähdään keskeisenä IPCC:n ilmastomuutoksen torjunnan skenaarioissa sekä IEA:n nettolaskenaarioissa. Näemme, että bioenergian käytössä ei ole tarpeen päästänollaan, mutta sen ympäristövaikutuksia on tarkasteltava kriittisesti. Jotta bioenergian käyttö on kestävä, riskit hiilinielun ja luonnon monimuotoisuuden heikkenemiselle minimoidaan. Tämä asettaa yhtiöille vaatimuksen kestävästä toimintamalleista puun hankinnassa ja lähteiden raportoinnista. Ideaalitulanteessa käytetään ainoastaan puuta, jolle ei ole muuta käyttöä ja jonka keräämisen luonto- ja ilmastovaikutus on vähäinen.

Mikäli bioenergiaa halutaan korvata polttoon perustumattomalla tuotannolla, on tiedettävä, miten bioenergian käytön lopettaminen johtaisi ympäristön tilan tai metsien päästötaseen paranemiseen olettaen, että metsäteollisuuden toimintaympäristö pysyy muuten samana. Energiantuotannon ja hiilensidontateknologioiden vaihtoehtoja vertailtaessa tulee punnita puun materiaallinen ja ekologinen arvo sekä hiilensidonnan arvo suhteessa korvaavien vaihtoehtojen päästöihin, kustannuksiin ja huoltovarmuuteen.

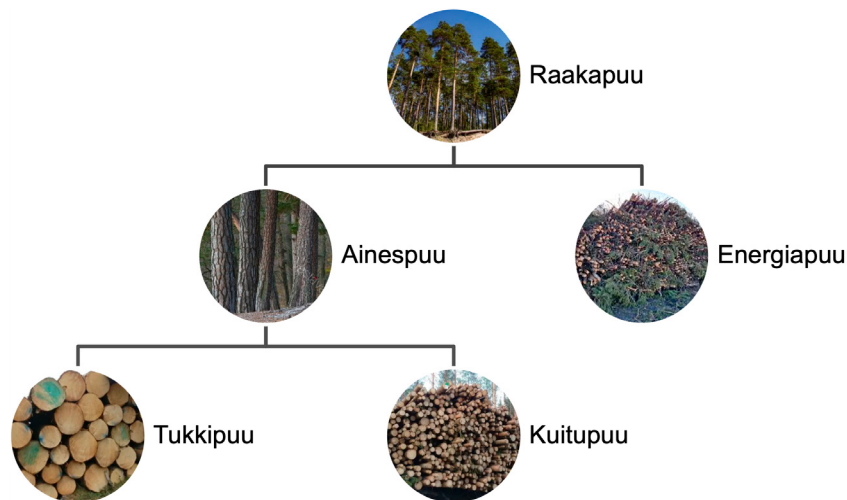
Eri biomassajakeissa on eroja niin ilmasto- kuin luontomielessä. Metsäteollisuuden sivuvirrat, kuten sahanpuru ja kuori, tai jalostuskelvoton puu aiheuttavat esimerkiksi tukki- ja kuitupuun polttoa pienemmät negatiiviset vaikutukset luontoon ja päästöihin. Oleellista eri luonto- ja ilmastovaikutus-

ten tarkastelussa on käytetty metodi, kuten tarkasteluun otettu aikajänne. Arviointiin ei ole yhtä parhaaksi todettua metodologiaa, mikä tekee eri jakeiden arvottamisesta yksiselitteisesti haastavaa. Metsähakkeen osalta kiinnostavia tutkimuskysymyksiä ovat, miten polttoon perustumattoman tuotannon luontovaikutukset vertautuvat muiden tuotantovaihtoehtojen luontovaikutuksiin sekä miten energiasektorilla voi optimoida tehokkaimmin luonnon monimuotoisuutta ja päästövaikutusta yhdessä.

4.1 Tilannekuva eri biojakeiden käytöstä energiantuotannossa

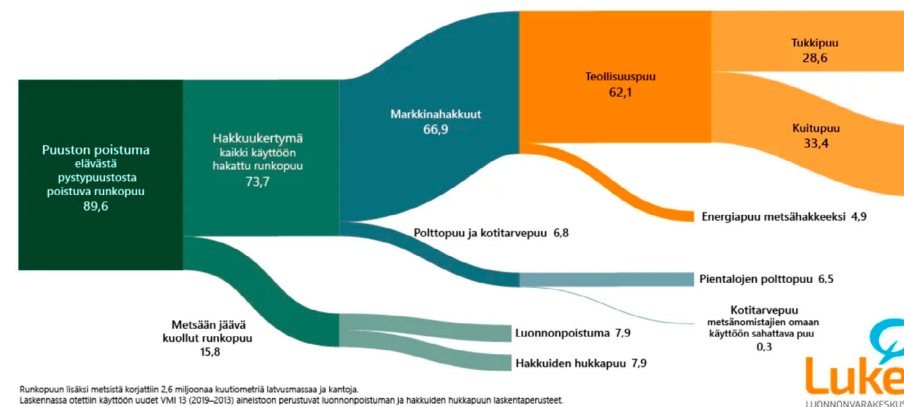
Pohjoismaissa puuta käytetään metsäteollisuuden lisäksi yhdistetyssä sähkön ja lämmön tuotannossa sekä lämpövoimalaitoksissa. Bioenergia ei ole ratkaisu Euroopan vihreään siirtymään, mutta sillä on paikallisesti merkitystä.

Kestävyyttä tukevat puun kaskadikäytön mahdollistava kestävä metsäteollisuus ja kaukolämpöverkot. Kaskadikäyttö tarkoittaa sitä, että puu otetaan aina mahdollisimman arvonnaisaa luovaan käyttöön. Tukkipuun tulisi mennä sahatavaran valmistukseen ja kuitupuusta tulisi valmistaa sellua. Energia-puulle ei ole toistaiseksi muuta kaupallista käyttötarkoitusta kuin energia, joten kun sitä syntyy metsänhoidon sivutuotteena, se kannattaa taloudellisesti hyödyntää lämmöntuotannossa. Tulevaisuudessa energiapuun hyödyntäminen esimerkiksi kuivikkeena tai piharakentamisessa voi laajentua, mutta näiden käyttökohteiden kokoluokka on pieni. On myös huomioitava, että raja energiapuun ja kuitupuun välillä on häilyvä, joten osa tällä hetkellä energiapuuksi menevästä puusta voisi olla kelvollista raaka-ainetta myös paperi- ja selluteollisuuteen.



Kuva 21. Raakapuun jaottelu.

Tilastoja tulkittaessa on tärkeä huomioida, että puun korjuu ja käyttö ovat kaksi eri asiaa. Vuosien välillä varastojen muutos voi olla tilastoissa merkittävän suurta. Vuonna 2024 metsistä korjattiin energiapuuta metsähakkeeksi 4,9 milj.m³ (kuva 22). Tuontihaketta tuotiin 0,8 milj.m³. Koska kokonaisuudessaan runko- ja kokopuuhaketta käytettiin 7,6 milj.m³, oli varastojen muutos plus kuitupuun käyttö nettona 1,9 milj.m³. Kokopuu- ja rankahakkeen lisäksi energiantuotannossa käytettiin metsien harvennuk- sen sivutuotteita, hakkuutähteitä 2,7 milj.m³ ja kantoja 0,2 milj.m³. Energi- antuotannossa käytettiin myös metsäteollisuuden sivutuotteita, pellettejä ja kierrätyspuuta yhteensä 11,5 milj.m³.³²



Kuva 22. Puuston poistuman ja hakkuiden runkopuu Suomessa 2024 (milj. m³).³³

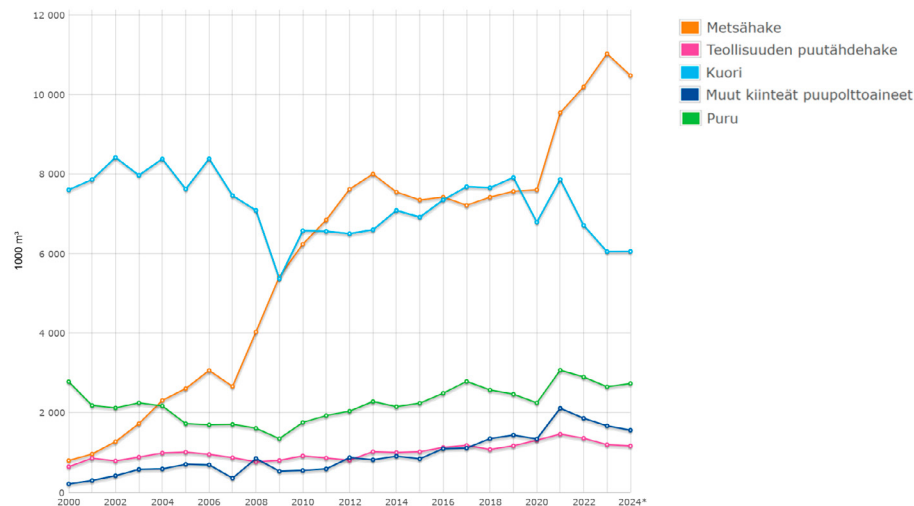
Yhteensä kiinteän puupolttoaineen käyttö oli 22,0 milj.m³. Tästä kuitupuun ja kantojen poltto ei ole kannatettavaa puun käyttöä. Näiden osuus oli siis noin 10 %. Joitain poikkeuksia on, milloin järeämpääkin puuta tai kantoja kannattaa polttaa. Esimerkiksi, kun rakentamisen alta kaadetaan pieni määrä vaihtelevan kokoisia puita ja kantoja, tai laatuvirheen takia puu ei kelpaa jatkojalostukseen. Jos oletamme, että bioenergiaksi käytettäväl- le puulle ei ole muuta taloudellisesti kannattavaa käyttöä, energiapuun käyttöä pitäisi vähentää tai kestävää tuontia lisätä karkealla tasolla reilut 2 milj.m³, jotta energiakäyttö voidaan kattaa jalostukseen kelpaamattomilla jakeilla.

Venäjän hyökkäyssodan aiheuttaman energiakriisin aikana käytettiin Suo- messa poikkeuksellisen paljon jalostuskelpoista puuta kaupunkien lämmi- tyksessä. Tähän vaikutti sekä turpeen käytön väheneminen että venäläisen puun tuonnin loppuminen. Turpeen käytön merkittävä väheneminen on ollut oikea päätös ympäristönäkökulmasta, mutta se ei ole tukenut energiatri- lemman muita kärkiä eli huoltovarmuutta ja hintavakautta. Näemme tilan-

³² Puupolttoaineet Suomen energian tuotannossa

³³ Hakkuukertymä ja puuston poistuma alueittain 2024

teen kuitenkin normalisoituvan nopeasti. Talveksi 2025–2026 valmistuu runsaasti uutta sähköistä lämmityskapasiteettia, mikä parantaa kestävien bioenergiajakeiden riittävyyttä lämmöntuotannossa.



Kuva 23. Kiinteiden puupolttoaineiden käyttö lämpö- ja voimalaitoksissa puupolttoaineittain.³⁴

Kuvan 23 mukaan metsähakkeen käytön määrä on kasvanut vuodesta 2020 vuoteen 2024 noin 3 Mm³, eli 6 TWh. Samalla turpeen käyttö on vähentynyt 5,5 TWh. Vaikka jalostuskelpoisen puun ja kantojen käytöstä täytyykin päästä eroon, on myös huomattava, että lyhyellä aikavälillä sille vaihtoehtoina olisivat olleet turve tai fossiiliset polttoaineet. Näiden päästövaikutukset ovat bioenergiaa suuremmat, kunhan bioenergia ei perustu lisähakkuihin ja tukkipuun polttoon.³⁵

Kun Tampereen Energia siirtyi GHG-protokollan mukaiseen päästölaskentaan vuonna 2024, tutkimme tarkemmin puun energiakäytön elinkaaripäästöjä³⁶ (Kallio, 2025). Elinkaaripäästöjen tietolähteet ovat tarpeeseemme puutteellisia ja keskenään ristiriitaisia. Lähteet ovat samaa mieltä siitä, että sekundäärisen puun, eli teollisuuden sivutuotteiden, päästöt ovat alhaiset. Lähteet ovat myös yksimielisiä siitä, että tukkipuun päästöt ovat korkeat. Pelloilla kasvatetun bioenergian päästöt puolestaan riippuvat kasvatusmenetelmistä. Lähteet eivät kuitenkaan ole selkeitä siitä, mikä tulisi olla metsähakkeen päästökerroin. Riippuen päästökertoimien tietolähteestä ja valitusta polttoaineiden ryhmittelystä, elinkaaripäästöille saadaan hyvin erilainen arvio. Vaihteluväli kaikkien polttoaineiden elinkaaripäästöille vuonna 2023 oli 35 000–60 000 tonnia hiilidioksidia. Varovaisuusperiaatteella olemme ensimmäisissä laskennoissamme käyttäneet vaihteluvälin korkeampia arvoja, mutta lisätutkimusta tarvitaan.

Biomassan monimuotoisuusvaikutukset riippuvat ratkaisevasti raaka-aineesta ja hankintatavoista. Sivuvirtoihin perustuva ja pieniläpimittainen harvennuspuu aiheuttaa huomattavasti pienemmän luontovaikutuksen kuin hakkuita kasvattava ja esimerkiksi lahoppuustoa vähentävä biomassan käyttö. Turvetuotanto taas heikentää soiden ekosysteemejä ja lajistoa voimakkaasti. Hakkuutavoista avuhakkuut aiheuttavat merkittävää ilmasto- ja vesistökuormitusta, varsinkin jos niitä tehdään suometsissä. Suometsissä maanpinnan rikkomista tulisi minimoida, kun taas kivennäismailta harvennettu puu ei aiheuta vastaavasti heikennystä maaperän hiilivarastoihin.³⁷

Luontovaikutuksia vertaillen ei siis ole suoraa yksiselitteistä vastausta, mikä bioperäinen tuotantomuoto on luonnon monimuotoisuuden kannalta parempi. Oleellista on pyrkiä löytämään ratkaisuja, joiden avulla haitalliset biodiversiteettivaikutukset vähenevät valitulla polulla ja käytännön tekemisessä.

³⁴ Puun energiakäyttö 2023 | Luonnonvarakeskus

³⁵ Environmental sustainability – Bioenergy Review 2023

³⁶ Euroopan Unionin kestävyysraportointidirektiivin mukainen kasvihuonekaasupäästöjen laskenta: Soveltaminen suomalaiseen energiayhtiöön

³⁷ Näitä metsiä ei pitäisi avohakata – silti niin tehdään

4.2 Tampereen Energian puun käyttö

Tampereen Energialla on siirrytty kaukolämmön tuotannossa maakaasusta ja turpeesta sähköön, hukkalämpöihin ja bioenergiaan. Naistenlahti 3 -biovoimalaitoksen uusinnan myötä turpeen käyttö on päättynyt. Bioenergian käyttö on tällä hetkellä samalla tasolla kuin yhtiön turpeen ja puun käyttö olivat yhteensä ennen tehtyjä investointeja. Naistenlahdessa tuotetaan sekä sähköä että lämpöä lokakuusta toukokuulle. Lisäksi biotuotantokapasiteettia löytyy Hervannan hakelämpölaitoksesta ja Sarankulman pellettilämpölaitoksesta, joita ajetaan tarpeen mukaan.

Biopolttoaineiden tarve on laskeva. Huippukäyttövuodeksi näyttäisi jäävän toteutuman ja ennusteen perusteella 2023. Bioenergiaa on korvattu enimmäkseen sähköllä. Vuoden 2025 loppuun mennessä sähkökattilakapasiteetti kolminkertaistuu, mikä vähentää bioenergian tarvetta. Vaikka bioenergian käyttö vähenee, sillä on tärkeä rooli lämmittämisen hinnan vakauttamisessa, huoltovarmuudessa ja sähkön huipputuotannon päästöjen vähentämisessä.

Energiapuu on tyypillisesti pieniläpimittaista jaetta. Energiantuotantoon päätyy kuitenkin lisäksi muita laadukkaamman oloisia puunrunkoja, joita ei syystä tai toisesta pystytäkään hyödyntämään muualla. Nämä voivat olla esimerkiksi kirjanpainajan tuhoamia kuusia tai kasvuvikaista puuta. Tällaisen energiapuun lisäksi Tampereella hyödynnetään energiantuotannossa myös metsäteollisuuden sivuvirtoja, kuten sahanpurua, kuorta, pellettejä ja kierätyspuuta.

Kuitupuun energiakäyttö oli poikkeuksellisen suurta vuosina 2022–2024 myös Tampereella turpeen käytön lopettamisen sekä Venäjän tuonnin loppumisen aiheuttaman puumarkkinahäiriön myötä. Nyt tehdyt investoinnit kuitenkin vähentävät biopolttoaineiden tarvetta ja tuovat hankintaan joustoa. Tampereen Energian vastuullisuusohjelmassa on uusia toimenpiteitä biopolttoaineiden seurantaan, raportointiin, sertifiointiin, luontovaiku-

tusten tunnistamiseen ja kaskadikäytön tukemiseen liittyen. Tällä hetkellä emme tavoittele bioenergian käytössä nollaa, vaan sen rooli energiasektorilla bioperäisen hiilidioksidin talteenoton mahdollistajana ja sähkön käyttöä vakauttavana tekijänä säilyy, mutta aiempaa pienemmillä volyymeilla.

4.3 Tekniset ja luonnolliset hiilinielut

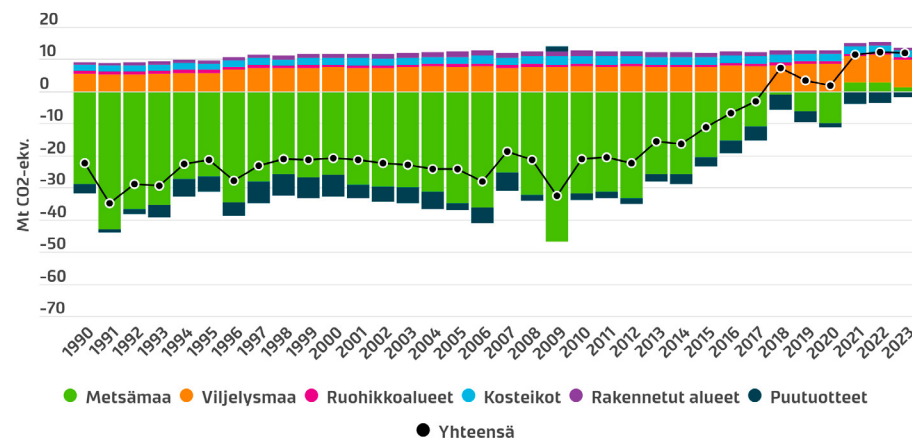
Ilmakehän hiilidioksidipitoisuuden nousu on ilmastonmuutoksen keskeinen ajuri. Kokonaisuutena maapallon metsät ja maaperät sitovat noin kolmanneksen ihmisen vuosittaisista hiilidioksidipäästöistä, kun taas meret ottavat vastaan runsaan neljäsosan päästöistä. Euroopassa poikkeuksellisen kuuma sää ja laajat metsäpalot ovat heikentäneet maaperän ja kasvillisuuden nielut lähes olemattomiksi. Suomessakin maankäyttösektori on nyt kääntynyt päästölähteeksi.

Luonnolliset nielut tarjoavat välttämättömän, mutta haavoittuvan puskurin ilmastonmuutoksen torjunnassa. Siksi teknisten nielujen rooli nousee tulevaisuudessa. On selvää, että ensisijaisesti pitää varmistaa regulaatio, joka pitää fossiilisen hiilen maassa, ja sitten panostaa ilmakehässä kiertävän hiilen pysyvään varastointiin. Mikäli ilmastotavoitteet halutaan saavuttaa tehokkaasti, on näitä asioita edistettävä kuitenkin yhtäaikaaisesti.

4.3.1 Maankäyttösektorin päästöt

Maankäyttösektori (LULUCF) sisältyy Suomen viralliseen kasvihuonekaasuinventaarioon erillisenä sektorina. Sektori kattaa metsät, viljelymaat, rakennetun maan ja maankäytön muutokset. Toistaiseksi Suomen kansallisisissa tavoitteissa LULUCF-sektorin päästöt ja nielut otetaan huomioon omana kokonaisuutenaan, mutta osana kokonaisilmastotavoitetta. EU:n vuoden 2030 tavoitteessa Suomelle on asetettu velvoite, että maankäyttösektori sitoo enemmän hiiltä kuin päästää.

Maankäyttösektorin muutos nielusta päästölähteeksi (kuva 24) on monen asian summa. Metsien kasvussa näkyy, että 1960- ja 1970-luvuilla voimakkaasti uudistettujen metsien nopean kasvun aika alkaa olla ohi. Menneinä vuosikymmeninä Suomessa oli paljon nuorta metsää korkean kasvun vaiheessa, mutta nyt metsien kasvu on hidastunut. Lisäksi etenevä ilmastomuutos heikentää nieluja puuston nettokasvun hiipuessä. Kansallisen metsien inventoinnin mukaan puuston keskimääräinen vuotuinen kasvu laski 2010 luvun huippuarvosta noin 10 % kaudella 2019–2023.³⁸ Kasvun hidastumiseen ovat vaikuttaneet myös pidemmät kuivuusjaksot, lämpimät kesät, myrskyt ja kirjanpainajatuhot. Ojitettujen turvemaiden päästöt ovat kaksinkertaistuneet viimeisen kymmenen vuoden aikana, ja pian niistä on nousemassa yksi Suomen merkittävimmistä yksittäisistä päästölähteistä. Ilmaston lämpenemisen myötä nämä päästöt kasvavat.³⁹



Kuva 24. LULUCF-sektorin päästöt ja poistumat maankäyttöluokittain. Positiivinen luku on päästöä ja negatiivinen poistumaa.⁴⁰

Metsien kasvun hidastumisen lisäksi merkittävä syy hiilinielun pienentymiseen on ollut hakkuiden lisääntyminen. Korkeat hakkuumäärät heikentävät metsien hiilinielua. Taloushakkuut nousivat ennätyslukemiin vuonna 2018 (76 Mm³) ja pysyivät keskimääräistä korkeampina vuosina 2021–2023 (keskimäärin 73 Mm³). Nieluja on mahdollista kasvattaa lyhyellä aikavälillä rajoittamalla hakkuita. Esimerkiksi noin kymmenen prosentin hakkuumäärän vähennys edesauttaisi merkittävästi vuoden 2030 nielutavoitteissa.⁴¹

Luken ja Ilmastopaneelin mukaan hakkuiden rajoittaminen olisi nopein keino nielun kasvattamiseksi, vaikkakin hakkuut ovat vain osa maankäyttösektorin päästöjen tarinaa. Maaperän päästöt ja puuston kasvun hidastuminen ovat merkittäviä tekijöitä, mutta näihin purevia toimenpiteitä on harmillisen vähän tarjolla. Ilman hakkuumäärän hallintaa metsänhoitotoimet ja turvesoiden päästövähennykset eivät riitä. Toisaalta ilmaston lämpeneminen uhkaa metsien hiilinielua, vaikka hakkuut laskisivat, ja siksi ilmastotavoitteet edellyttävät monipuolisia toimia. Maankäyttösektorin kompensointikyky ei voi luottaa.

Maankäyttösektorin nielun laskentaan on tehty myös huomattavia menetelmämuutoksia. Luke raportoi tammikuussa 2025, että pelkkä laskennan uudelleenkalibrointi lisäsi vuoden 2022 nettopäästöihin 7,6 Mt.⁴² Inventaariolaskennassa tarkennettiin maaperän päästökertoimia sekä laskentamallia. Vaikutus ei muuttanut todellista ilmakehään päätynyttä määrää, mutta paljasti aiemmin aliarvioituja päästöjä.

Vuoden 2023 kasvihuonekaasuinventaarion tiedot paljastivat, että mikäli laskentamenetelmän korjaus tehdään myös vertailulukuihin, vuoteen 2015 verrattuna noin 20 % muutoksesta on puuston kasvun hidastumisen aiheuttamaa, 40 % tulee hakkuiden kasvusta ja loput 40 % maaperän päästöjen kasvusta.⁴³

³⁸ [Metsien rooli ilmastotavoitteiden saavuttamisessa](#)

³⁹ [Ojitetuista turvemetsistä tulossa pian selvästi suurin ilmastopäästölähde](#)

⁴⁰ [Kasvihuonekaasuinventaario 2023: maataloussektorin ja maankäyttösektorin lopulliset tulokset hyvin lähellä ennakkotuloksia](#)

⁴¹ [Ilmastotavoitteiden saavuttaminen vaatii nopeita korjaavia toimia maankäyttösektorilla](#)

⁴² [Forest land has turned into an emission source because the carbon sink of trees no longer cover emissions from forest soil](#)

⁴³ [Metsät ovat kääntyneet päästölähteeksi, koska puuston nielu ei enää riitä kattamaan metsien maaperän päästöjä](#)

Maankäyttösektorin kääntyminen päästölähteeksi on siis seurausta ennen kaikkea puiden kasvun hidastumisesta (puuston ikärakenne, kuivuus ja helteet), korkeasta hakkuutasosta, maaperän päästöistä ja laskentamenetelmän korjauksesta. Palauttaminen vaatii samanaikaisesti ilmastokestävää metsänhoitoa, luotettavaa seuranta ja hakkuiden vähentämistä. Markkinamekanismi on osoittautunut hyväksi ohjauskeinoksi. Korkea puun hinta laskee kysyntää ja hakkuita. Mutta myös kannustimet esimerkiksi hiilen varastointiin eläviin metsiin vapaaehtoisen hiilenpoistojen markkinan kautta voi tuoda hyödyllisen vaihtoehdon siitä kiinnostuneille metsänomistajalle.

Hiilensidonnan maksimointi voi olla ristiriidassa luonnon monimuotoisuuden maksimoinnin kanssa. Fokusoituminen vain toiseen johtaa osapitoimintoihin. Esimerkiksi nopeakasvuiset puulajit maksimoivat biomassan tuotantoa lyhyellä aikavälillä, mutta köyhdyttävät lajistoa ja elinympäristöjen rakenteellista vaihtelua verrattuna luonnonmetsiin. IPCC:n analyysin mukaan biomassavaraston nopeaan kasvattamiseen tähtäävillä strategioilla voi olla haitallisia sivuvaikutuksia biodiversiteetille.⁴⁴ Sikäli kun kansallista hiilinielua halutaan maksimoida, on kannattava edistää myös teknisen nielun rakentamista, jota mitoitetaan tasapainottamalla maankäyttösektorin nielua ja negatiivista luontovaikutusta.

4.3.2 Bioperäisen hiilidioksidin talteenotto

Ilmastotavoitteiden saavuttaminen edellyttää hiilidioksidin talteenottoa joko hyötykäyttöön tai pysyvästi varastoitavaksi eli CCUS-teknologioita (Carbon Capture and Utilization or Storage). Nämä eivät ole toisiaan poisulkevia vaihtoehtoja, vaan täydentäviä ilmastomuutoksen torjunnan ratkaisuja. Kaukolämpöjärjestelmällä tulee olemaan Suomessa merkittävä rooli hiilidioksidin talteenoton teknologioiden mahdollistajana, kunhan nykyisen markkina- ja regulaatioympäristön esteitä saadaan ratkottua. Bioenergia on metsäteollisuuden lisäksi yksi Suomen potentiaalisimmista

bioperäisen hiilidioksidin talteenoton käyttöönottokohteista. Suomen tämänhetkinen poliittinen tahtotila ei kuitenkaan tue tätä linjaa. Hiilidioksidin talteenottokapasiteetin luomiseksi tarvitaan neljä käynnistävää toimenpidettä:

1. Kansallinen tavoite erikseen hiilidioksidin talteenotolle, joka selkeyttää tarpeen yli vaalikauden.
2. Signaali vakaammasta regulaatioympäristöstä, jossa ongelmia ovat tällä hetkellä puun käytön legitimitetti ja monimutkaiset hiilidioksidin talteenoton ja hyötykäytön raportointisäännöt.
3. Infrastruktuuri eli strategiset putki- ja terminaali-investoinnit.
4. Toimenpiteet kannattavuuden parantamiseksi, kuten kansalliset tukimekanismit ja varastoidun hiilen arvon luominen.

Syyskuun budjettiriihen tuloksena hallitus alensi Puhtaan Energian Suomi-kärkihankkeen valtuuksia siten, että määräraha vähenee vuonna 2027 yhteensä 90 miljoonalla eurolla. Leikkauksesta 40 miljoonaa kohdistuu suurten puhtaan siirtymän investointien tukeen ja 50 miljoonaa hiilidioksidin talteenoton tukeen, jättäen hiilidioksidin talteenoton tukimäärän tasolle 90 miljoonaa euroa. Leikkauksen yhteydessä hallitus toi esiin puhtaan siirtymän verohyvityksen laajentamisen koskemaan hiilidioksidin talteenoton hankkeita, mutta toimen aikataulusta tai muista yksityiskohdista ei ole vielä tarkempia tietoja. Samanaikaisesti keskipitkän aikavälin energia- ja ilmastostrategian luonnoksen skenaarioissa esitetään erittäin merkittäviä talteenottokapasiteetteja ilman riittäviä toimia kannattavuuden vahvistamiseksi.

Suomessa teknologian hidasta käynnistymistä on selitetty EU-tason sääntelyn puutteilla, vaikka hankkeet ovat samaan aikaan edenneet suunnittelussa pidemmälle muualla Pohjoismaissa. Suomen strategialinjauksissa todetaan, että mikäli regulaatioviitekehys ei etene, tulisi arvioida teknologian edistämistä myös normiohjauksella. Käytännössä kilpailemme

⁴⁴ Agriculture, Forestry, and Other Land Uses (AFOLU)

talteenottoinvestoinneista sellaista valtioiden kanssa, joissa teknologiaa tuetaan merkittävästi kansallisilla tuilla. Toistaiseksi taloudelliset panokset Ruotsissa ovat yli 15 kertaa suuremmat ja Tanskassa yli 25 kertaa suuremmat kuin Suomessa suunnitellut tuet, vaikka Ruotsissa ja Tanskassa hiilineutraaliustavoitteeksi on asetettu vuosi 2045, Suomessa 2035. Jos jo valmiiksi epäedullista kilpailuasetelmaa heikennetään entisestään, uuden liiketoiminnan synty Suomeen vaikeutuu. Vahva normiohjaus tai hiilidioksidin talteenoton puutteesta verottaminen ei ohjaa teknologian käyttöön-ottoon, vaan vaarantaa yhtiöiden taloudellisen kestävyys ja vääristää lämmitysmarkkinaa.

Suomen kilpailuetuina ovat halpa sähkö, pistemäiset bioperäisen hiilidioksidin lähteet ja kaukolämpöverkkojen tuomat hukkalämpöjen hyödyntämis-mahdollisuudet. Haasteena puolestaan on vähäinen poliittinen paine, tukirahojen puute, hiilidioksidivirtojen kausiluonteisuus kaukolämpöverkoissa sekä CO₂-infrastruktuurin ja pysyväisvarastojen puute. Metsäteollisuudessa ei ole samaa haastetta kausiluonteisuuden kanssa, joten Suomessa metsäteollisuuden rooli teknisessä hiilidioksidin talteenotossa tulee tulevaisuudessa olemaan merkittävä. Toisaalta metsäteollisuuden suuret pistelähteet tuovat omat ongelmansa talteenottoteknologian ja markkinoiden skaalautuvuuden kanssa.

Tällä hetkellä markkinat ovat epäkypsät ja kustannukset korkeita. Hiilidioksidin talteenottoratkaisut tarvitsevat riskinottoa ja julkista tukirahaa. Hankkeet odottavat poliittista ohjausta, joka synnyttäisi tuotteille pitkän aikavälin kysyntää ja korkean arvon. EU:n tavoittelema satojen miljoonien tonnien vuosittainen hiilidioksidin tekninen nielu edellyttäisi koordinoitua toimintaa ja arvoketjun nopeaa skaalaamista.

Tampereen Energia näkee hiilidioksidin talteenoton potentiaalin tällä hetkellä erityisesti CCU-hankkeissa, koska tällöin arvo muodostuu kaukolämpöyhtiölle luonnollisen toiminnon, hukkalämpöjen hyödyntämisen kautta ja hankkeesta ydinliiketoimintaan kohdistuva poliittinen riski on siksi oleellisesti pienempi.

Haasteista ja epäselvyyksistä huolimatta Tampereella on pitkälle edennyt CCU-hanke Tarastenjärven hyötyvoimalaitokselle ja toinen on suunnitella Naistenlahden biovoimalaitokselle. Tarastenjärven hanke on edennyt ensin, koska laitoksen käyntiaika on Naistenlahtea pidempi ja tonttitilaa on paremmin saatavilla. Naistenlahdessa etenemistä rajoittavat toistaiseksi laitoksen pitkä kausihuolto sekä sijainti tiiviin asutuksen keskellä.

Hiilidioksidin varastoinnin hankkeissa olemme odottavalla kannalla, sillä infrastruktuuri on vielä puutteellinen ja hiilenpoistojen sertifikaattien kysyntä vasta muotoutumassa. Vaikka Tampereen Energiassa on passiivinen kanta CCS:ään juuri tällä hetkellä, ei se tarkoita, etteikö vuonna 2040 hiilineläitiivisuus olisi kaukolämpöverkossa mahdollista esimerkiksi päästöoikeuksien hinnan kasvaessa, mikäli tekniset hiilenpoistot sisällytettäisiin päästökauppaan. Teknologioiden käyttöönotossa sitoudutaan tiettyyn hiilidioksidin käyttökohteeseen projektien alkuun saattamiseksi, mutta pitkällä aikavälillä talteenottolaitteistot mahdollistavat myös toisenlaisen hiilidioksidin arvoketjun joko varastointiin tai hyötykäyttöön.

Hankkeiden kannattavuus ja kysyntä

Hiilidioksidin varastointi tai hyötykäyttö ei ole tekninen ongelma, vaan taloudellinen. Tukimekanismit eivät yksin riitä, vaan pitkällä aikavälillä tarvitaan toimivat EU-tason markkinat. Hiilidioksidin varastointi ei tuota lähtökohtaisesti mitään arvoa, paitsi ratkaisee ilmastomuutosta. Näin ollen hankkeet eivät ole kannattavia, ellei regulaatio pakota markkinoita syntymään. Sama koskee myös hiilidioksidin hyötykäytön hankkeita. Tämä vaatii hankekehittäjältä uskoa. Mikäli ilmastotavoitteista tingitään, hankkeiden toteutuminen on epätodennäköistä.

Euroopassa on ollut jo pitkään ympäristöpolitiikan peruspilarina saastuttaja maksaa -periaate, jota toteutetaan ennen kaikkea EU:n päästökauppajärjestelmän kautta. Mikäli päästökaupan alaisia päästöjä otetaan talteen ja

varastoidaan pysyvästi, välttää toimija näiden osalta päästöoikeusmaksut. Päästökauppajärjestelmän tuottoja ohjataan lopulta vihreän siirtymän investointeihin Innovaatorahaston kautta, jolloin suuremman riskin investoinnit, kuten CCS, saavat rahoitusta päästöjen tuottamisesta kerätyllä rahalla ilman yleisverovaroja. Matkalla nettonollaan tulee väistämättä hetki, jolloin osa päästöistä on teknisesti tai taloudellisesti vaikea välttää, ja hiilidioksidin talteenotto sekä varastointi nousevat välttämättömäksi osaksi teollista hiilenhallintaa. Tähän tullaan tarvitsemaan sektorirajat ylittävää, riskejä ja kustannuksia jakavaa politiikkaa. Esimerkiksi Norjan Longship-projekti on rakennettu merkittävällä valtion tuella nimenomaan avoimeksi eurooppalaiseksi hiilen kuljetus- ja varastointipalveluksi, ei yhden saastuttajan yksityishankkeeksi.

Tampereen Energian selvitysten mukaan täyden kokoluokan hiilidioksidin talteenottolaitteiston investointi Naistenlahden biovoimalaitokseen on noussut tasolle 400 M€. Investointi olisi kannattamaton markkinoiden puuttuessa, vaikka hiilidioksidin talteenotto bioenergiasta (BECCS) onkin edullisimpia ratkaisuja teknisen nielun toteuttamiseen.

Tampereen Energialla mallinnettiin Naistenlahden biovoimalaitoksen hiilidioksidin talteenoton liittämisen vaikutuksia voimalaitoksen energiataseeseen (Paananen, 2025).⁴⁵ Hiilidioksidin talteenoton operointikustannuksissa sähkönkulutus on suurin kuluerä, sillä hiilidioksidin talteenotto ja paineistus kuluttaa noin 17–18 % laitoksen polttoainetehosta. Laitoksen nettosähköntuotanto ilman talteenottoa on noin 22 % polttoainetehosta, kun taas talteenoton kanssa se olisi vain noin 2 %. Vaikka sähkön kulutus on suurta, talteenottolaitteiston hukkalämpöjen talteenotto kasvattaa merkittävästi kaukolämmöntuotantoa ja parantaa laitoksen polttoainetehosta laskettua kokonaishyötysuhdetta sekä kannattavuutta. Kannattavuuden avainasemassa on sähkön kulutuksen optimointikyvykyys, jotta hankkeet eivät heikennä sähköjärjestelmän tilaa huippukulutustilanteissa.

Tampereella Hiilineutraali Tampere 2030 -tiekartan mukaan kaupungin hii-

lineutraaliustavoite saavutetaan vähentämällä 80 % ja kompensoimalla 20 % päästöistä. Tampereella Naistenlahti 3 -biovoimalaitoksen hiilidioksidin talteenottopotentiaali on noin 0,4 Mt, mikä on yli asetetun kompensointitavoitteen. Kaupungin ilmastotavoitteiden saavuttaminen on siis mahdollista BECCS-teknologialla. Lisäksi teknologian käyttöönotto toisi positiivisia vaikutuksia aluetalouteen. Nykyhintatasolla CDR:ien (Carbon Dioxide Removal) hankinta kuitenkin rasittaisi kaupungin taloutta vuositasona kymmeniä miljoonia, mitä on vaikea perustella tiukassa taloustilanteessa.

Projektien heikon kannattavuuden suhteen on ristiriitaista, että EU:n päästötavoitteessa tarve bioperäiselle hiilidioksidille on valtava, pelkästään liikennesektorilla noin 20–30 Mt vuonna 2030 ja yli 400 Mt vuonna 2050. CDR:ien kysyntäennusteet vaihtelevat, mutta ovat selkeästi yli 100 Mt vuonna 2030. Nämä määrät eivät ole realistisia huomioiden bioperäisen hiilidioksidin saatavuus Euroopassa. Pistemäisestä lähteestä saadaan Suomessa bioperäistä hiilidioksidia noin 25 Mt ja Euroopassa noin 200 Mt.⁴⁷ Vaikka odotettavissa on kasvua pienempiin, esimerkiksi biokaasulaitosten hiilidioksidilähteisiin, on niistäkin arvioitu maksimipotentiaali riittämätön, noin 89 Mt vuonna 2040.⁴⁸ Ilmastotavoitteesta johdettu hiilidioksidin tarve on karkeasti nelinkertainen bioperäisen hiilidioksidin saatavuuteen nähden, joten muita teknologioita tarvitaan lisäksi paljon.

Silti projektit, joilla edes osa päästötavoitteen edellyttämistä hiilidioksiditonneista saataisiin talteen, eivät etene. Tilanne on seurausta siitä, että näiden tuotteiden hinta on korkea ja kysyntä luodaan velvoittavalla lainsäädännöllä, jonka pysyvyyteen ei voi luottaa. CCU:n kysyntä kasvaa synteettisen polttoaineen jakeluvelvoitteiden kautta. Suomen korkea tavoite Euroopan vihreän vedyn tuotannosta (10 %) lisää potentiaalia, mutta toisaalta jakeluvelvoitteen synteettisen polttoaineiden vähimmäisvelvoitetta on laskettu, mikä heikentää kysyntänäkymiä. CCS:n kysyntä puolestaan kasvaa niin, että hiilineutraaliustavoitteet luovat kysyntää hiilenpoistojen sertifiikaateille. Päästötavoitteet kyllä löytyvät, mutta niiden saavuttamiseksi tarvittavalle tekniselle hiilenpoistolalle ei ole sellaista lainsäädäntöä tai toimivaa

⁴⁵ [Hiilidioksidin talteenottolaitteiston lämmöntalteenoton vaikutus voimalaitoksen toimintaan](#)

⁴⁶ [Why an e-fuel mandate for ships?](#)

⁴⁷ [Assessment of carbon dioxide removal potential via BECCS in a carbon-neutral Europe](#)

⁴⁸ [Biogenic CO₂ from biogases: key to Europe's carbon strategy](#)

markkinaa, joka saisi yritykset investoimaan. EU:n pitäisi itse luoda investointitarve energiankäyttäjiä ja teollisuutta rasittavalla regulaatiolla, joka ei ole kaikissa jäsenmaissa suosittua. Todennäköisin CCS:n kysyntää kasvattava toimenpide EU:ssa tulee olemaan teknisten nielujen sisällyttäminen päästökauppaan. Päästöoikeuden hinnan tulisi kuitenkin kolminkertaistua nykyisestä, jotta tämä toimenpide toisi hankkeet kannattaviksi.

Toki marraskuussa 2024 hyväksytty EU:n Carbon Removal Certification Framework (CRCF) luo vapaaehtoisin, EU:n laajuisen standardin pysyville teknisille nieluille. Hiilidioksidin hyötykäytön regulaatiossa keskeinen säädös on puolestaan RFNBO-direktiivi. Hankekehittäjät eivät voi kuitenkaan luottaa siihen, että nämä regulaatioviitekehykset johtaisivat suoraan taloudellisiin kannustimiin tai pitkäaikaiseen kysyntään, vaikkakin helpottavat teknologioiden laatutarkastelussa. Toisaalta tiukat laatutarkastelut monimutkaistavat regulaatiota ja lisäävät hankkeiden kustannuksia. Näiden säädösten lisäksi hiilidioksidin talteenoton toimintaedellytyksiä tulee parantamaan EU:ssa kehitteillä oleva hiilidioksidi-infrastruktuurin regulaatiopaketti.

Nykyisessä geopoliittisessa ja taloudellisessa tilanteessa EU tasapainottelee sen välillä, pannaanko päästötavoitteiden saavuttamiseksi tarvittava sääntely täytöntöön, mikä voi heikentää kilpailukykyä, vai lievennetäänkö tavoitteita. Muissa maanosissa, erityisesti Aasiassa, on nähty positiivista edistystä hiilidioksidin talteenoton lainsäädännössä ja rahoituksessa. Amerikassa puolestaan hankkeiden edistystä ovat vauhdittaneet erityisesti maakaasun käsittelyyn ja öljyntuotannon tehostamiseen kytkeytyneet hankkeet, missä hankkeiden kannattavuus ja motivaatio ovat osittain erilaiset kuin Euroopan hankkeissa.

Hiilidioksidin talteenoton päästökirjanpito

Hiilidioksidin talteenoton hankkeita hidastaa myös epävarmuus päästövähennysten käyttöoikeuksissa ja raportointisäännöissä. Kaksoislaskennan eli sen, ettei useampi taho raportoi samaa päästövähennystä omanaan, estäminen on tärkeää, mutta on myös tunnustettava, etteivät hankkeet käynnisty, elleivät kaikki hankkeeseen investoineet osapuolet saa siitä hyötyä. Ensimmäisissä hankkeissa yhdistyvät sekä kansalliset tuet että edelläkävi-jäyritysten riskienottokyky, mikä pitää pystyä huomioimaan päästölaskennassa sekä valtion että yrityksen hyväksi.

Bioperäisen hiilidioksidin hyötykäytön synnyttämät päästövähennykset näkyvät Suomen kansallisena päästövähennyksenä, mikäli hiilidioksidista valmistettu tuote, esimerkiksi synteettinen polttoaine, käytetään Suomessa korvaamaan fossiilisia polttoaineita. Hiilidioksidi kuitenkin katsotaan sen tuottaneen voimalaitoksen ja energiayhtiön päästöksi, vaikka hiilidioksidi on otettu talteen ja päästetään ilmaan vasta liikennesektorilla. Kaukolämpöyhtiö ei siis saa päästövähennyshyötyä hiilidioksidin talteenotosta ja hankkeen järkevyys on hukkalämpöjen hyödyntämisen varassa.

Hiilidioksidin pysyväisvarastoinnin päästölaskennassa vallitseva toimintatapa on, että hiilidioksidin varastointi kirjataan sen valtion kansalliseen päästötaseeseen, jonka alueella poisto tapahtuu. Mikäli poisto halutaan siirtää toisen valtion päästövähennykseksi, on käytettävä Pariisin sopimuksen artiklan 6 mekanismia. Tällöin poistot tehneen maan tulee lisätä vastaava kirjaus omaan taseeseensa.

Vapaaehtoisilla hiilikompensaatiomarkkinoilla solmitut sertifiointisopimukset tehdään tyypillisesti ilman tätä artikla 6 valtuutusta. Tällöin poisto jää lähtömaan taseeseen, mutta ostava yritys voi kirjata poistot omaan nettollalaskentaansa. Tätä päällekkäistä kirjausta ei tule pitää kaksoislaskentana, koska valtiolliset ja yritystason inventaariot ovat eri järjestelmiä. Kai-

kissa Euroopan rakenteille olevissa hankkeissa on käytössä tämä käytäntö ja Euroopan komissio on mm. Tukholman hankkeen osalta pitänyt hyvänä asiana sitä, että rahoitus koostuu julkisen ja yksityisen sektorin yhteispelinä eikä kaksoisväittämiä täten nähdä ongelmallisina.

Osa standardeista (esim. SBTi) hyväksyy tämän käytännön. Jotkin järjestöt ja jäsenmaat ovat kuitenkin esittäneet huolta ilmastotoimien vaikuttavuuden arvioinnin hämärtymisestä. Joidenkin toimijoiden mukaan lisäisyys ei toteudu, mikäli poisto näkyy kahdessa paikassa (valtiolla ja yrityksellä), mikä kritiikin mukaan vaarantaa EU:n ilmastojohtajuuden. Todennäköisemmin ilmastojohtajuuden estävät kuitenkin liian heikot ja sekavat kannustimet, varsinkin kun poistojen laatuun on jo puututtu EU:n sertifiointiviitekehysten myötä.

Ilmastomuutoksen torjunta Euroopassa edellyttää CCUS-ratkaisuja, joissa kaukolämpö on keskeinen mahdollistaja. Suomessa CCU etenee selkeän liiketoimintamallin ansiosta CCS:ää nopeammin, ja teknologioiden läpimurto tulee vaatimaan mm. kansalliset tavoitteet, investointituet ja toimenpiteitä hiilidioksidi-infrastruktuurin rakentamiseksi.

4.3.3 Muita hiilidioksidin varastoinnin keinoja

BECCS:n lisäksi on kehitteillä monia muita hiilidioksidin talteenottoon ja sidontaan tähtäviä teknologioita eri kypsyysasteilla. Pistemäisen talteenoton rinnalla myös suoraan ilmasta tapahtuva talteenotto (DACCS) on edennyt, ja maailmalla on useita toimivia laitoksia. Alhaisempi teknologinen kypsyysaste on taas esimerkiksi mineralisaatiolla, jossa hiilidioksidi sidotaan kalsium- tai magnesiumkarbonaateiksi. Tässä hyötynä on varaston pysyvyys ja pienet vuotoriskit, mutta haasteena suuri energian tarve. Useiden vertailujen mukaan BECCS on suureen kokoluokkaan skaalautuvista hiilensidontan teknologioista kustannustehokkain^{49,50}, joten näemme näiden alhaisen

kypsyysasteen teknologioiden tutkimisen liian spekulatiivisena otettavaksi laajemmin mukaan tähän selvitykseen.

Kiinteän biomassan varastointi

Teknisen hiilinielun kehittämiseen vertailtava teknologia on myös kiinteän biomassan varastointi, joka poistaa niin ikään kierrossa olevaa hiiltä ilmakehästä. Hiilen pitkäaikainen varastointi kiinteään biomassaan voi olla kaasumaista varastointia edullisempaa. Oikein toteutettuna se on pysyvää ja skaalautuvaa. Tärkeimmät kiinteän varastoinnin tekniikat ovat elävän puuston varastointi metsissä, biohiilen valmistus, puun varastointi esimerkiksi suohon sekä pitkäikäiset puutuotteet.

Metsä hiilivarastona

Metsän hiilivarasto tarkoittaa kaikkea metsään sitoutunutta hiiltä, jota löytyy puiden rungoista, oksista, lehdistä, juurista sekä maaperästä ja karikkeesta. Se toimii metsän ”hiilipankkina”, joka kasvaa metsän kasvaessa ja säilyy vakaana, ellei metsän tila merkittävästi muutu. Hiilinielu puolestaan kuvaa sitä, kuinka metsä sitoo yhteyttämisessä ilmakehän hiilidioksidia ja kasvattaa hiilivarastoaan. Kasvava metsä on tehokas hiilinielu, mutta vanhempi, hitaammin kasvava metsä on ennemmin hiilivarasto.

Puuston kasvu, ja siten hiilen sidonta, on suurinta oikea-aikaisesti hoidetuissa metsissä. Metsien hoidon seurauksena puut lisäävät kasvuaan lyhyellä aikavälillä ja järeytyvät, mutta toki eri puulajit reagoivat harvennukseen eri voimakkuuksilla. Hakkuiden yhteydessä metsän hiilensidontanopeus heikkenee hetkeksi, kunnes metsä saavuttaa nopean kasvun vaiheen. Lopulta kasvu taas hidastuu metsien vanhentuessa. Metsien harvennaminen suositusten mukaisesti ylläpitää puuston elinvoimaa, mutta hakkuiden

⁴⁹ [The role of Direct Air Capture technologies in the EU's decarbonisation effort](#)

⁵⁰ [Expert insights into future trajectories: assessing cost reductions and scalability of carbon dioxide removal technologies](#)

määrä voisi olla pienempikin (kts. luku 4.3.1). Vanhoilla ja luonnontilaisilla metsillä on merkittävä rooli hiilivarastoina ja luonnon monimuotoisuuden turvaajina.⁵¹

Mikäli metsään perustettua hiilivarastoa lähdetäisiin kaupallistamaan, eteen tulee haasteita esimerkiksi sen suhteen, miten metsäpaloja tai metsätuhoja käsitellään. Onko metsään varastoitu hiili pysyvää? Joutuuko metsänomistaja maksamaan päästöoikeusmaksut tulipalon vapauttamasta hiilidioksidista? Metsäpalot ja muut metsätuhot ovat luonnollinen osa metsän kiertoa. Niissä hiiltä vapautuu ilmakehään samalla tavalla kuin ihmisen hyödyntämisen seurauksena.

Jos kasvava metsä saa sidotusta hiilestä kassavirtaa, onko kannatettavaa metsittää peltoja puuvarastoksi, ja miten tämä puolestaan vaikuttaa kansalliseen ruokahuoltoon? Tässä tapauksessa kysymys kuuluu, mikä on hiilensidonnan arvo metsässä verrattuna eri puujakeiden arvoon teollisuudessa.

Biohiili

Biohiili valmistetaan kuumentamalla biomassaa hapettomissa oloissa, jolloin syntyy hiiltä, joka hajoaa luonnossa erittäin hitaasti. Biohiilen sisältämä hiili säilyy maaperässä jopa tuhansia vuosia. Biohiiltä voidaan käyttää esimerkiksi parantamaan maan kykyä sitoa ravinteita ja vettä, mikä tehostaa maanviljelyä ja ehkäisee eroosiota, tai rakennustuotteissa, kuten betonissa ja asfaltissa. Biohiiltä voidaan valmistaa samasta raaka-aineesta, jota tällä hetkellä käytetään bioenergiaksi. Negatiivisena puolena jalostusprosessi vaatii kalliita investointeja.

Biohiilen ja sen sivutuotteiden (esim. lämmön) tuottamien kassavirtojen on riittävä investointikustannusten kattamiseen, jotta biohiilen integrointi

metsien hyötykäytön arvoketjuun on perusteltua. Toistaiseksi biohiilen kysyntää tuotteena rajoittaa sen melko korkea hinta ja tarpeen kausiluonteisuus. Yksi vaihtoehto on pyrkiä tukemaan biohiilen tuotannon lisäämistä aluksi lämmöntuotannon ja hiilensidonnan näkökulmasta ja ottaa riskiä hiilen kysynnän nousun suhteen.

Biohiili on yksi lupaavimmista ja toteutuskelpoisimmista teknologisista hiilinieluratkaisuista. Biohiili täyttää EU:n hiilenpoistojen sertifiointikehikon mukaiset vaatimukset, ja se tunnustetaan virallisesti osaksi teknologisia hiilinieluja. Suomessa on tällä hetkellä kuusi biohiiltä tuottavaa laitosta ja kasvavaa kiinnostusta uusiin laitoksiin. Biohiilen etuna ovat alhaisemmat kustannukset, mutta sen skaalautuvuus suurelle volyymille on täysin riittämätön. Haasteena on lisäksi biohiilen loppuvarastoinnin regulaatio. Biohiiltä olisi kannattavaa lisätä esimerkiksi maatalousmaahan, jossa sen kosteusvarastointi ja mikrobialustana toimiminen lisää kasvua, mutta hiilen pysyvyyden valvominen on vielä ratkaisematta.

Puun varastointi

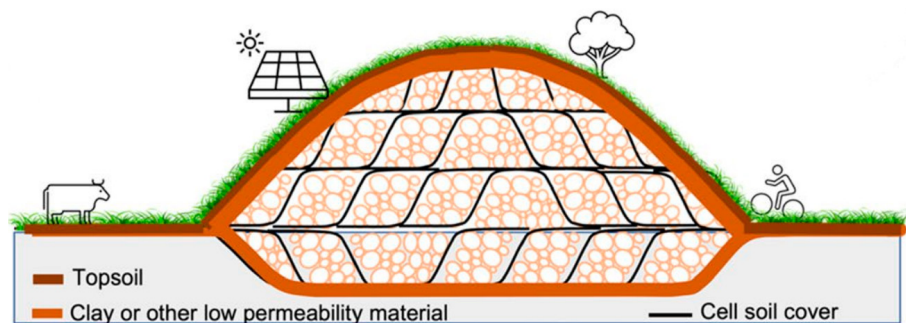
Yksi spekulatiivisemmista kiinteän biomassan varastointitekniikoista on puun varastointi maan alle, jota tutkitaan myös nimellä Wood Harvesting and Storage (WHS). Siinä kaadettu tai kaatunut puu kerätään, ja varastoidaan hapettomiin olosuhteisiin, jotta se ei hajoa ja hiili varastoituu. Teknologia ei kuitenkaan ole juurikaan globaalisti käytössä toisin kuin muut yllä mainitut teknologiat. Tämän osion tavoitteena on nostaa esille nykyiseen energiajärjestelmään huonommin suoraa soveltuva hiilensidonnan ratkaisu, sillä pitkällä aikavälillä tulevaisuudessa voimme joutua miettimään myös luovempia tapoja poistaa hiilidioksidia ilmakehästä.

Puun säilyvyys hapettomissa olosuhteissa on hyvä. Arkeologisissa kaivauksissa on löydetty jopa miljoonia vuosia säilynyttä puuta. Säilyvyyteen

⁵¹ [The role of Direct Air Capture technologies in the EU's decarbonisation effort](#)

vaikuttaa kuitenkin ilmasto-olosuhteet, mitkä voivat Suomen tapauksessa tulla haasteeksi. Puun varastoinnin teknologiaa on kehitetty kuiviin ympäristöihin, joissa biomassa ei hajoa niin helposti kuin suomalaisessa kosteammassa maastossa.

Zeng ja Hausmann esittävät seitsemän erilaista puuvaraston tyyppiä, joista yksinkertaisimmin Suomessa toteutettava on yhden hehtaarin 5 metriä syvä ja 20 metriä korkea puuvarasto, johon voidaan varastoida 100 000 m³ puuta (kuva 25).⁵²

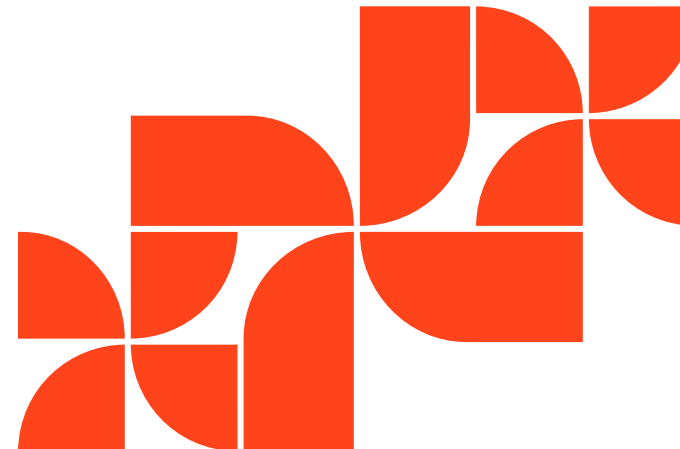


Kuva 25. Periaatekuva puuvarastosta.

Varaston tilantarve ja kustannus ovat maltilliset. Teoreettinen potentiaali hiilidioksidin sitomiselle Suomessa, jos kaikki kuitupuu ja sitä pienempi biomassa varastoitaisiin, olisi noin 51 Mt CO₂ vuodessa. Tällöin tilantarve olisi 0,17 % Suomen pinta-alasta sadassa vuodessa, ja pinta-alaa voitaisiin käyttää edelleen moneen käyttötarkoitukseen. Kustannus olisi nykyisillä puun hinnoilla reilu 100 €/t, BECCS varastoinnin hintareferenssin ollessa noin kaksinkertaisia (>200 €/t). Teoreettisessa maksimimäärässä huomattavia lisäkustannuksia syntyisi metsäteollisuuden tulonmenetyksistä.

Puun hautaamisesta ei ole muuta hyötyä kuin ilmastonmuutoksen hidastaminen. Niin kauan kuin esimerkiksi kivihiiltä louhitaan, on hiilen tai hiilidioksidin varastointi vain kallis tapa kompensoida kivihiilen käyttöä muualla. Matkalla kohti nettonollaa on kuitenkin tarpeen edistää eri hiilensidonnan teknologioita samanaikaisesti fossiilisten polttoaineiden käytön alasajon kanssa siirtymän nopeuttamiseksi ja kansallisten ilmastositoumusten saavuttamiseksi.

Ilmastotoimenpiteille löytyisi suhteellisen helposti johdonmukainen järjestys kustannusten perusteella, jos käytössä olisi globaali järjestelmä hiilen kiertokulun hallintaan. Järkevä suunnittelija haluaisi ensin regulaation, jolla kivihiili jää maan alle, jonka jälkeen seuraava kehitysaskel olisivat toimet ilmakehässä kiertävän hiilen varastoinniksi. Näin ei kuitenkaan ole, mikä korostaa nykyisen kansainvälisen yhteistyön haasteita.



⁵² Wood Vault: remove atmospheric CO₂ with trees, store wood for carbon sequestration for now and as biomass, bioenergy and carbon reserve for the future

5 Teknologiat

Tässä selvityksessä arvioidaan eri polttoon perustumattomia tai hiilinegatiivisia lämmöntuotannon teknologioita kolmesta näkökulmasta: potentiaali, kustannus ja saatavuus. Tämän jaottelun tavoitteena on ensisijaisesti avata teknologioiden ”hyvyyden” ulottuvuuksia, jotta niihin voidaan jatkokeskusteluissa pureutua. On eri asia kritisoida teknologian päästövähennyspotentiaalia tai hintaa. Hieman korkea kustannus ei ole ylittämätön este, päästövähennyksillä on aina jokin hinta.

Luvuissa on pyritty objektiivisuuteen, mutta näin monimutkaisessa aiheessa realistisesti ne kertovat enemmän Tampereen Energian nykyisestä tilannekuvasta, jonka pohjalta teemme päätöksiä. Näistä arvioista saa mielellään tulla kirjoittajia haastamaan.

Päästövähennyspotentiaalilla tarkoitetaan teknologian päästövaikutusta, mikäli teknologia otettaisiin laajasti käyttöön. Esimerkiksi kaupungin kokoinen energiavarasto ei itsessään vähennä päästöjä lainkaan, mutta mahdollistaa muiden teknologioiden tehokkaamman käytön. Niin ikään, jos teknologiasta saadaan lämpöä vain kesällä, sen päästövähennyspotentiaali on pieni. Kaupungin lämmittäminen päästöttömästi kesällä ei ole vaikeaa.

Päästövähennyspotentiaali:

- 4 = voisi yksinään ratkaista hiilineutraalin lämmityksen ongelman
- 3 = suuri
- 2 = kohtalainen
- 1 = pieni

Kustannuksilla tarkoitetaan investointi- ja käyttökustannuksia yhteensä. Arvion tekeminen on haastavaa, koska tämänhetkiset kustannukset ja kus-

tannukset kymmenen vuoden päästä ovat erilaiset. Selvityksen tavoitteena on lisätä ymmärrystä hiilinegatiiviseen yhteiskuntaan siirtymisen esteistä tänään. Kustannustaso tänään on oleellisempi vertailutaso kuin spekulatiivinen kustannustaso tulevaisuudessa. Joitain spekulatiivisia teknologioita työssä on tarkasteltu, kun on tärkeää selvittää, miksi ratkaisu ei voi perustua siihen nykyisen tiedon valossa.

Kustannus:

- 4 = mahdollistaa kaukolämmön hinnan laskemisen
- 3 = mahdollistaa kaukolämmön hinnan pitämisen ennallaan
- 2 = pakottaa nostamaan kaukolämmön hintaa
- 1 = merkittävästi kalliimpi kuin asiakkaiden vaihtoehtoiset lämmitysmuodot

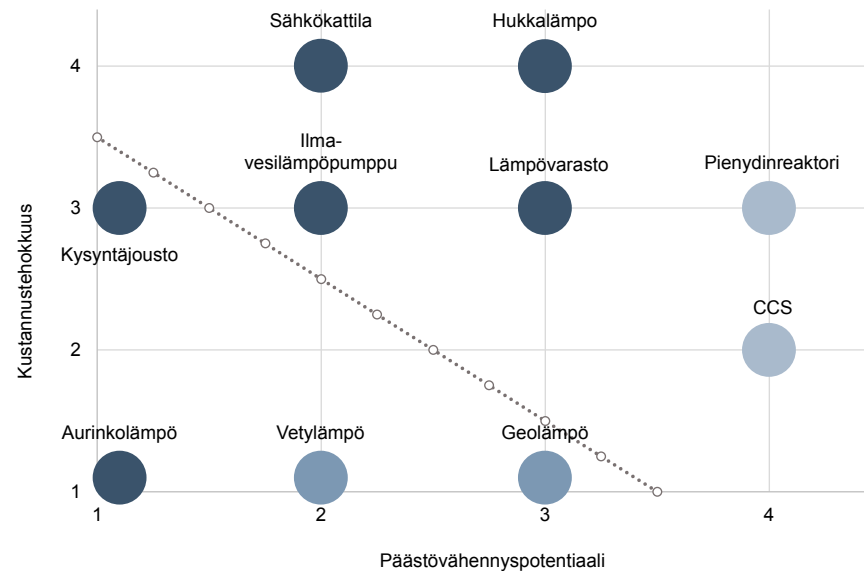
Saatavuudella tarkoitetaan Tampereen Energian kykyä vaikuttaa teknologian käyttöönottoon. Jos ratkaisua ei voi hankkia mistään, eikä Tampereen Energia voi omalla toiminnallaan merkittävästi teknologian käyttöönottoa edistää, se saa saatavuudesta arvosanan 1. Mikäli teknologia saa mistä tahansa kategoriasta arvosanan 1, sitä ei lähtökohtaisesti tarkastella tässä selvityksessä. Jatkamme erilaisten teknologioiden tarkkailua ja päivitämme arviotamme vaihtoehtojen kypsytydestä jatkuvasti.

Saatavuus:

- 4 = Tampereen Energia voi omalla päätöksellään hankkia
- 3 = tarvitaan yhteistyökumppanin hyväksyntä
- 2 = tarvitaan useamman sidosryhmän hyväksyntä
- 1 = idean asteella

Taulukko 9 Teknologioiden kypsyydstarastelu

Teknologia	Päästövähennys-potentiaali	Kustannus-tehokkuus	Saatavuus
Lämpövarasto	3	3	4
Sähkökattila	2	4	4
Hukkalämpö	3	4	4
Vetylämpö	2	1	2
Ilma-vesilämpö-pumppu	2	3	4
Geolämpö	3	1	2
Pienydinreaktori	4	3	2
Aurinkolämpö	1	1	4
Kysyntäjousto	1	3	4
Hiilidioksidin talteenotto (CCS)	4	2	2



Kuva 26. Yhteenveto teknologioiden potentiaalista, kustannustehokkuudesta ja saatavuudesta. Mitä himmeämpi pallo on, sitä huonompi sen saatavuus on. Kiinnostavia teknologioita ovat pallot oikeassa yläkulmassa. Kuvaajaan on merkitty katkoviivalla raja, jonka alapuolella olevat teknologiat eivät ole riittävän kiinnostavia tarkasteltavaksi skenaarioissa.

5.1 Lämpövarastot

- **Päästövähennyspotentiaali = 3**
- **Kustannustehokkuus = 3**
- **Saatavuus = 4**

Lämpövarasto ei itsessään tuota energiaa tai tehoa, mutta mahdollistaa muiden ratkaisujen liittämisen lämmitysjärjestelmään ja sähkön varastoinnin lämmöksi. Lämpövarastoja on kokoluokan mukaan kolmeen eri käyttötarkoitukseen: päivänsisäiseen käyttöön, viikkotason käyttöön ja kausivaraustointiin. Lisäksi kysyntäjousto toimii käytännössä kuten päivänsisäinen lämpövarasto.

Varasto on erityisen houkutteleva vaihtoehto, kun tehdään sähköstä lämpöä. Sähkön hinta vaihtelee hyvinkin paljon, joten tuotannon siirtäminen päivän tai viikon sisällä on kannattavaa. Sähkömarkkinoilla hinta on myös hyvä indikaatio päästöttömyydestä. Koska nykyään korkea päästöoikeuksien hinta nostaa fossiilisen sähkön tuotantokustannusta, voidaan sanoa, että kun sähkön markkinahinta sähköpörssissä on alhainen, on se myös erittäin vähäpäästöistä.

Päivän sisäiseen varastointiin hyvä ratkaisu on perinteinen eristetty terästäiliö, jossa lämpö varastoidaan veteen. Tässä ratkaisussa lämpöhäviöt ovat mitättömät ja säilyvyys hyvä, jolloin pienehköstäkin varastosta saadaan paljon hyötyä. Erityisesti hyötyä saadaan keväällä ja syksyllä, kun yön ja päivän välinen lämpötilaero on suuri. Lämpövarastojen koko on Tampereen tapauksessa välillä 100–2 000 MWh. Näiden kustannustehokkuus on suuri, mutta maksimipotentiaali pieni kylmän viikon jakson kattamiseen. Tampereelle valmistui sähkökattiloidemme yhteyteen noin 800 MWh lämpövarasto vuoden 2025 aikana.

Lämmön kysyntäjousto

Myös kysyntäjousto toimii päivän sisäisessä säädössä. Lämmön kysyntäjoustolla tarkoitetaan tässä kontekstissa kulutuksen siirtoa tunnilta toiselle, ei energiansäästöä. Kysyntäjoustopa jätetään rakennuksia lämmittämättä hetkellisesti, ja siirretään lämmitystarve hetkeen, jolloin lämmitys voidaan tehdä edullisemmin ja pienemmillä päästöillä. Rakennusta ei voi jättää kuitenkaan moneksi päiväksi kylmäksi, vaan rakennuksen lämpötila pitää palauttaa normaaliksi suhteellisen nopeasti. Ruoholan selvityksen (2021) mukaan erään kaukolämpöyhtiön asiakkaiden lämmityksen joustoaika on 100 % lämmitystehon joustolla noin 5–12 tuntia.⁵³ Toki lämmön kysyntäjoustopa voi toteuttaa tätä pidempään tiloissa, jotka eivät ole asuinkäytössä, kuten varastoissa, mutta näitä on määrällisesti niin vähän, että kaupungin lämmittämisen mittakaavassa tällaisten ratkaisujen vaikuttavuus on häviävän pieni.

Jos kaukolämpöjärjestelmässä on jo kaukolämpöakku, saadaan kysyntäjoustopa vain pientä hyötyä päivän sisäisessä säädössä. Kaukolämpöakku pienentää kysyntäjoustopa vuotuista kustannussäästöä noin 90 % verrattuna järjestelmään, jossa olisi kysyntäjousto, mutta ei kaukolämpöakkua. Kaukolämpöakku riittää jo tasaamaan päivän sisäiset piikit, minkä jälkeen kysyntäjoustopa luomasta lyhyestä joustopa on vain hyvin harvoin hyötyä. Kustannus säätölaitteiden asentamisesta tuhansiin kiinteistöihin olisi myös huomattava kustannus. Samoin niiden ohjaaminen tietoturvalisesti ja niin, että rakennuksen sisäolosuhteet eivät heikkene liikaa suhteessa pieneen saavutettuun kustannussäästöön, on vaikeasti ratkaistava haaste. Varavoimapa toimivan lämpökeskuksen käynnistyskustannus on vain satoja euroja, joten ylimääräisten käynnistysten kustannussäästö olisi vain senttejä per asiakas.

Kysyntäjoustopa potentiaali päästövähennemiin on siis joissain verkoissa hyvä, mutta Tampereen tapauksessa hyvin pieni. Älykkäiden lämmitys-

⁵³ Lämpöyhtiön kysyntäjoustopa pohjautuvan energiatehokkuustuotteen ja sen kannattavuuden arviointi Lämpöyhtiön kysyntäjoustopa pohjautuvan energiatehokkuustuotteen ja sen kannattavuuden arviointi

ratkaisujen suuri päästövähennyspotentialiaali onkin siinä, että ne antavat työkalun laskea sisälämpötilaa hallitusti, mikä vaikuttaa suoraan rakennuksen energiankulutukseen. Sisälämpötilan säätäminen ylös-alas on energiansäästöön nähden paljon vähemmän merkityksellistä sekä asiakkaan energialaskussa että kaukolämpöverkon päästöissä. Kysynnän vaihtelu kannattaa tasata kaukolämpöverkossa ennemmin keskitetysti, eikä kaikkien asiakkaiden olosuhteita heikentämällä, koska tehonhallinta kaukolämpöverkossa on edullista. Lämpövarastot ja kysyntäjousto ovat yhdessä vyö ja henkselit -tyylinen ratkaisu, toisesta ei ole enää hyötyä.

Lämmön kausivarastointi

Viikkotason varastointiin tarvitaan huomattavasti kookkaampi varasto, Tampereella 10 GWh tai enemmän. Tällaisia on rakennettu esimerkiksi Ouluun (Laanila, 1999, 8 GWh) Helsinkiin (Mustikkamaa, 2021, 12 GWh) ja Vaasaan (Vaskiluoto, 2020, 11 GWh). 10 GWh lämpövarastosta voidaan ottaa lämpöä esimerkiksi viikon verran noin 60 MW teholla. 60 MW vastaa talvella lämpiminäkin hetkinä korkeintaan 20 % Tampereen kaukolämmön hetkellisestä tarpeesta, joten kausivarastosta ei voida puhua. Kaikki tähän mennessä rakennetut viikkotason varastot on rakennettu vanhoihin öljyluoliin. Tämän mittakaavan ratkaisuisissa lämpöhäviöt muodostavat merkittävän kustannuksen, koska lämpövarastoa ei ole taloudellista eristää.

Suomen kaukolämpöakut ovat eurooppalaisessakin vertailussa suuri energiavarasto. Sähköakkuja on asennettu koko Eurooppaan vuoden 2024 loppuun mennessä 61 GWh⁵⁴. Kaukolämpöakkuja oli vuoden 2023 loppuun mennessä asennettu Suomeen 39 GWh⁵⁵.

Tampereen Energian öljyvarastoon on teknisesti mahdollista rakentaa arviolta 10–16 GWh paineeton tai vähäpaineinen lämpövarasto. Tällaisen varaston kustannustehokkuus kappaleen johdannosta löytyvän määritel-

män mukaan riippuu järjestelmässä olevan sähköistyksen määrästä. Täysin sähköistyneessä järjestelmässä viikkovaraston kustannustehokkuus on asteikolla 1–4 joko 3 tai 4, nykyisessä järjestelmässä ennemmin 2 tai 3, sillä lämpövaraston kannattavuus perustuu sitä lataavan energiantuotantomuodon saatavuuteen ja hintaan.

Näiden perinteisten lämpövarastojen rinnalle on tulossa myös uudenlaisia ratkaisuja. Hyvinkään Kulomäen lämpökuoppa olisi toteutuessaan laatuaan Suomen ensimmäinen: entinen sorakuoppa vuorataan muovikalvolla, täytetään vedellä ja peitetään kelluvalla, eristetyllä kannella; se pystyy varastoimaan yhdellä latauksella noin 20 GWh 90 °C lämpöä, ja hankkeen kustannusarvio on noin 20 M€. Teknisesti kuoppa toimii ilmanpaineessa maanpinnan tasolla, joten sen rakentaminen on lähinnä maa- ja eristystöitä, kun taas perinteiset öljyluolista muunnetut kalliovarastot sijaitsevat kymmenien metrien syvyydessä, vaativat kallion louhintaa ja paineistetun vesipiirin.



Kuva 27. Lämpövarastot Hyvinkäällä.⁵⁶

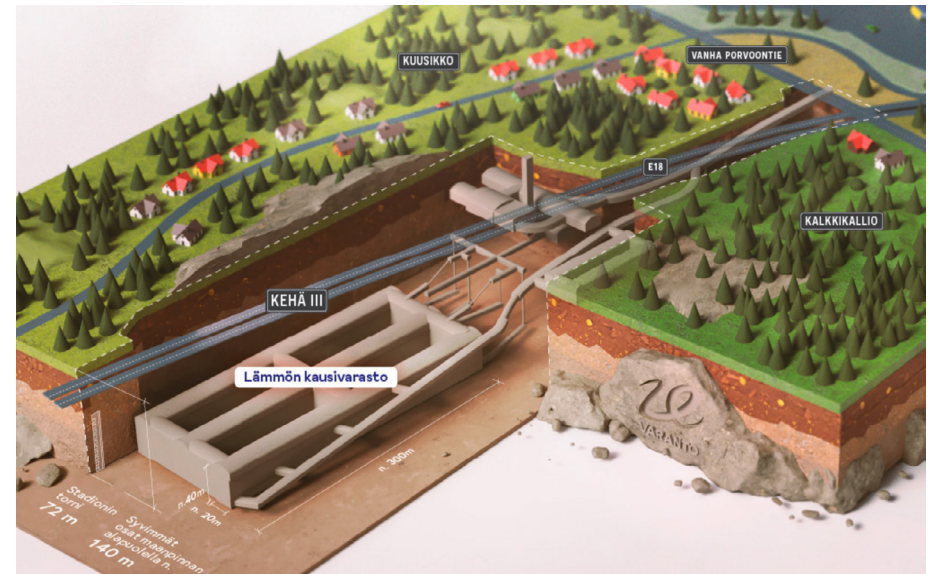
⁵⁴ [European Market Outlook for Battery Storage 2025-2029](#)

⁵⁵ [Kaukolämpötilasto](#). Kaukolämpötilasto 2023, lisätyt Helen Mustikkamaa 12 GWh

⁵⁶ [Näin lämpökuoppa varastoi syksyn energiaa talven varalle](#)

Vaasan lämpövaraston laajennus perustuu myös uuteen tekniikkaan, eli lämpötilatason nostamiseen nykyisissä luolissa. Tämä mahdollistaisi merkittävästi suuremman energiamäärän varastoimisen samoihin tiloihin. Jos projekti menee sujuvasti, tämä kasvattaisi suurien lämpövarastojen kustannustehokkuutta keskeisesti. Tampereen Energian tilaamassa Iso-Mustajärven tutkimuksessa⁵⁷ arvioitiin, että teknologia voisi jopa kaksinkertaistaa varastointikapasiteetin. Ei ole kuitenkaan selvää, että tekniikka soveltuu esimerkiksi Tampereelle. Paineistetussa akussa lämpötilataso olisi noin 140 astetta, mikä aiheuttaa höyryräjähdys vaaran. Höyryräjähdys liittyy siihen, että kuuma ja paineistettu vesi pysyy nestemäisenä vain, jos paine akussa säilyy. Jos paine katoaa äkillisesti, vesi kiehuu hetkessä höyryksi ja laajenee voimakkaasti. Tämä voi aiheuttaa räjähdysmäisen paineaallon. Luolaan sijoitetussa lämpövarastossa riski on erityinen, koska kyse on suurista vesimääristä ja energiamääristä suljetussa tilassa.

Kausivarastoksi Tampereella soveltuu noin 100 GWh:n varasto. Vantaalla on rakenteilla 90 GWh:n lämpövarasto. Vuonna 2021 sen kustannusarvio oli 75 M€. Vuonna 2023 sen kustannusarvio oli 100 M€. Vuonna 2025 uusimpien arvioiden mukaan investointi on yli 200 M€. Tämä on hyvä esimerkki siitä, kuinka vaikea uusien teknologioiden kustannuksia on arvioida. Saatavilla olevan hukkalämmön määrä vaihtelee kaupungeittain, joten kannattavuus yhdessä kaupungissa ei välttämättä tarkoita hyvää kannattavuutta muualla. Hyvinkäällä ja Vantaalla kausivarastot voivat olla hyvin kannattavia, koska niissä syntyy kaupungin kokoon nähden paljon hukkalämpöä jätteenpolton sivutuotteena.



Kuva 28. Vantaan Energian Varanto.⁵⁸

Tampereella 100 GWh riittäisi kattamaan vajaat 5 % koko vuoden lämmön tarpeesta. Kausivarastot ovat teknisesti toteutettavissa ja täysin polttova-paassa järjestelmässä niitä tarvitaan vähävuolisen pakkasjakson lämmön-tuotantoon. Ne onkin valittu kaikissa vuoden 2025 skenaarioissa keinoksi turvata kylmien hetkien lämmönsaanti.

Tamperelainen Polar Night Energy on kehittänyt lämmön varastointiin hiekkaan perustuvan ratkaisun. Kun perinteisessä kaukolämpöakussa veden lämpötila vaihtelee noin 45 °C ja 95 °C välillä, hiekassa lämpötila on 400 °C. Hiekka lämmitetään sähkövastuksilla. Kaukolämmön tuotannossa tällä teknologialla on hyviä ja huonoja puolia verrattuna veden lämmittämiseen. Merkittävin etu on kyky tarjota lämpöä korkeassa lämpötilassa ilman polttamista. Tämä tekee teknologian houkuttelevaksi vaihtoehdoksi

⁵⁷ [Lämpöenergian varastointi Tampereen Energiolla](#)

⁵⁸ [Varannon mediapankki - Vantaan Energia](#)

esimerkiksi lämpöpumppujen yhteyteen. Lämpöpumput eivät tuota kaukolämmön tarpeisiin tarpeeksi kuumaa vettä ilman sähkövastuksen käyttöä tai tarpeeksi korkealämpöistä lämmönlähdettä. Sähkövastuksen ja hiekka-varaston yhdistelmällä voitaisiin akku ladata halvimpina tunteina, ja purkaa kuumaa lämpöä tarvittaessa lämpöpumpun tarpeisiin.

Merkittäviä huonoja puolia on kolme. Ensimmäinen on se, että hiekkaan perustuvaa akkua voi ladata kaukolämpöverkossa vain sähköllä. Perinteistä kaukolämpöakkaa voidaan ladata sähköllä, bioenergialla tai hukkalämmöllä ja näin huolehtia kaukolämpöverkon säädöstä ja estää tarve ajaa ylimääräiset lämmöt järveen. Toinen huono puoli on hinta. Jos hiekka-akku ei ole sovelluksessa, jossa korkeasta lämpötilasta hyödytään, on se kalliimpi vaihtoehto kuin rakentaa elektrodisähkökattila ja perinteinen kaukolämpöakku erikseen. Kolmas huono puoli on alaiset purkutehot. Käynnissä olevien projektien perusteella hiekka-akku säätyy noin kymmenkertaisesti pienemmillä tehoilla kuin esimerkiksi vesitäytteiset teräsakut suhteessa varastointikapasiteettiin.

5.2 Sähkökattila

- **Päästövähennyspotentiaali = 2**
- **Kustannustehokkuus = 4**
- **Saatavuus = 4**

Sähkökattila on käytännössä jättimäinen vedenkeitin. Sisään menee sähköä ja kylmää vettä, ulos tulee lämmintä vettä. Yksinkertaisen tekniikkansa ansiosta kattilat mahtuvat pieneen tilaan ja ovat edullisia. Ne myös säätyvät nolasta täyteen tehoon minuuteissa. Kesästä 2022 alkaen sähkövero sähkökattiloille kaukolämpöverkossa on lähes poistettu, mikä on parantanut niiden kannattavuutta oleellisesti. Niitä rakennetaan tällä hetkellä Suomeen kovaa vauhtia. Tampereella ensimmäinen 45 MW sähkökattilam-

me valmistui keväällä 2023 Lielahteen. Toiset kaksi sähkökattilaa käyttöön otetaan syksyllä 2025.

Tässä selvityksessä esitetyssä polttovapaassa skenaariossa sähkökattilateho on 145–195 MW. Tampereen sähkönkulutus ääripakkasilla ilman sähkökattiloita on noin 400 MW. Sähkökattilat ovat siis periaatteessa lähes 50 % lisäys Tampereen Sähköverkon sähkön jakelutehoon. Tämä on kuitenkin pienempi ongelma kuin miltä se kuulostaa, koska sähkökattiloille on olemassa aina jokin varavaihtoehto, jos sähköstä tai sähkön siirrosta uhkaa tulla pulaa.

Avainlämmityksen sähköistämiseen sähkökattiloilla on joustava käyttö. Kasvavissa määrin sähköenergiaa on välillä liikaa ja välillä siitä on pulaa. Lisäksi sähköverkossa vapaa siirtokapasiteetti vaihtelee muun kysynnän ja huoltojen mukaan. Ei ole järkevää suunnitella sähkön tuotanto ja sähköverkko niin, että sähkökattiloiden oletetaan olevan vuorokauden ympäri tilanteesta riippumatta. Sähkökattilat ovat edullisia, joten ne voidaan rakentaa vaihtoehtoisen tehon rinnalle. Sähkökattila voi osallistua lähes kaikille säätömarkkinoille ja näin helpottaa kantaverkon tasapainottamisessa. Jos yllättäen tuuli tyyntyy, korkeat säätöhinnat ohjaavat ajamaan kattilan alas ja käynnistämään vaihtoehtoista tehoa. Tämä on paljon kustannus- ja ilmastototeutukseltaan toimivampi kuin käynnistää kaasuturbiineita sähkön tehopulan välttämiseksi. Samaan tapaan, jos uusiutuvaa sähköä onkin yhtäkkiä ylimäärin tarjolla, sähkökattilat voidaan käynnistää nopeasti helpottamaan tilannetta.

Sähkökattiloiden oikeanlainen sääntely siirtomaksuilla on keskeistä. Sähköenergian hinta ohjaa sähkökattiloita niille tunneille, kun uusiutuvaa halpaa sähköä on tarjolla. Sähkön markkinahinta ei ota kuitenkaan sähkön siirron pullonkauloja huomioon. Toisaalta sähkökattila ei myöskään rasita siirron pullonkaulaa, jos niin sovitaan. Ohjaussignaalin pitää olla riittävän vahva. Säättötarjouksia voidaan aktivoida maantieteellisesti oikeasta paikasta

helpottamaan maan sisälle syntynyttä pullonkaulaa. Näkyvyys siirtokapasiteetin riittävyyteen tuntia pidemmälle tulevaisuuteen on hyvä kehityskohde.

Kaupungin lämmitys ei ole polttovapaa pelkän sähkölämmityksen varassa, koska sähkön huipputuotanto perustuu edelleen polttamiseen. Sähkökattiloiden käyttö tuulettomalla ääripakkasella olisi kallista ja vastuutonta, kun sähköjärjestelmä on muutoinkin tiukoilla. Sähkökattiloiden rinnalla tulee ylläpitää bioenergiaan tai fossiilisiin perustuvat varalämmönlähteet. Jos fossiilisia käytetään vain silloin, kun sähköntuotannossakin joudutaan turvautumaan fossiilisiin polttoaineisiin, ilmastovaikutus on pieni, mutta varalämmönlähde parantaa toimitus- ja huoltovarmuutta aivan keskeisesti verrattuna jäykkään sähköriippuvuuteen.

Sähköveron alentuminen

Siirtymää polttoon perustumattomaan kaukolämpöön kiihdytti 1.7.2022 voimaan astunut sähköveron alennus. Muutoksen myötä yli 0,5 MW tehoiset lämpöpumput, sähkökattilat sekä datakeskukset kuuluvat alempaan sähköveroluokkaan. Tämä muutos paransi merkittävästi sähkökattiloiden kannattavuutta ja vuosien 2022–2025 aikana Suomessa onkin investoitu runsaasti sähkökattilakapasiteettiin.

Sähköveroluokan muutos edellytti kansallista poikkeuslupaa EU:sta. Komissio hyväksyi Suomen esittämän verotason ajanjaksolle 1.1.2022–31.12.2027. Sähkökattiloille alemman sähköverotason jatko vuoden 2027 jälkeen edellyttää sitä, että Suomi hakee jatkolupaa. Mikäli jatkolupaa ei haeta, sähköveroluokka siirtyisi takaisin korkeampaan veroluokkaan I:een. Veroriskiä lisää myös EU:n uusi energiaverodirektiivi, jonka neuvottelut ovat vielä kesken. Vielä ei voida sanoa, salliiiko energiaverodirektiivi edeltäjänsä lailla alhaisemman sähköveron vähäpäästöisille lämmitysratkaisuille vai ei. Toistaiseksi pidetään todennäköisenä, että sallii.

Nykyisten ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi on tarpeellista, että lämpöpumpuille ja sähkökattiloille turvataan jatkossakin edullinen sähkövero joko kansallisella jatkoluvalle tai suoraan uudessa energiaverodirektiivissä. Suomessa vaikuttaisi siltä, että verotuspäätöksiä tehdään nyt tiheään hallituksen taloustavoitteiden takia. Vuonna 2026 pidetään istuvan hallituksen viimeinen kehysriihi, jonka jälkeen puolueet alkavat julkaista seuraavan kauden vaaliohjelmiaan. Näissä nähdään, miten suuri poliittinen tahtotila on verotuksellisesti kannustaa vähäpäästöisiin ja polttoon perustumattomiin lämmitysratkaisuihin.

5.3 Hukkalämmöt

- **Päästövähennyspotentialiaali = 3**
- **Kustannustehokkuus = 4**
- **Saatavuus = 4**

Tampereella on pyritty aktiivisesti tunnistamaan erilaisia hukkalämmönlähteitä. Selvityksen ensimmäisen version jälkeen on osoittautunut, että osa aiemmin tunnistetuista hukkalämmönlähteistä ei ole toteutumassa Tampereella lähitulevaisuudessa. Toisaalta samaan aikaan on muodostunut myös uusia hukkalämmön lähteitä. Hukkalämmön saatavuus riippuu kyseisen teollisen toiminnan investoinneista Tampereelle. Tämä tarkoittaa, että Tampereen Energialla on vain rajalliset mahdollisuudet rakentaa polttovapaata skenaariotaan hukkalämmön varaan.

Mikäli järjestelmään haluttaisiin lisätä hukkalämmöntuotantoa, on hyödynnettävissä olevia lämmönlähteitä siis löydettävä joko merkittävästi lisää tai nykyisiä kasvatettava. Pienen kokoluokan lämmönlähteitä olisivat esimerkiksi jäähallit ja kauppojen kylmäjärjestelmät. Kokoluokka näissä on kuitenkin sen verran pieni, että ne voidaan usein käyttää rakennuksen oman lämmöntarpeen pienentämiseen. Esimerkiksi Nokia-areenalla otetaan talteen

jäähdytyksen lämmöt, jotka parhaimmillaankin kattavat joitain kymmeniä prosentteja kyseisen areenan omasta lämmöntarpeesta.

Tällä hetkellä näyttää siltä, että potentiaalisimmat hukkalämpöjen lähteet Tampereella olisivat vedyntuotannon ja datakeskusten hukkalämmöt. Näissä molemmissa hukkalämpötehot ovat merkittävät ja lämmön talteenotto parantaa hankkeiden kannattavuuksia. Muita mahdollisia suuremman kokoluokan hukkalämmönlähteitä olisivat jätevedenpuhdistamon lämmöt sekä biohiilentuotannon lämmöt.

Sulkavuoren keskuspuhdistamon hukkalämpöjen hyödyntämistä on selvitetty perusteellisesti. Monissa muissa kaupungeissa jäteveden lämpö otetaan jo talteen. Sellaisissa kaupungeissa olosuhteet ovat kuitenkin suotuisammat kuin Tampereella. Tampereella jätevedenpuhdistamo sijaitsee kaukolämpöverkkoon nähden huonossa paikassa, pullonkaulojen väärällä puolella ja kaukana priimaavista (veden lämpötilaa nostavista) laitoksista. Mikäli Tampere tulevaisuudessa laajenee enemmän etelän suuntaan ja kysyntä lähempänä keskuspuhdistamoa kasvaa, kasvaa sen lämmön hyödyntämisen kannattavuuskin.

Biohiilen tuotannossa syntyy merkittävä määrä tasaista lämpöä. Muutama vuosi sitten pidettiin vielä mahdollisena, että biohiilentuotantoa tulisi Tampereen kaukolämpöverkon varrelle. Vuosina 2019–2022 Tampereella tuotettiin biohiiltä ja siitä saatiin keskimäärin 0,5 MW teholla hukkalämpöä kaukolämpöverkkoon. Ainakin lyhyellä aikavälillä nyt näyttää siltä, ettei biohiililaitoksia ole tulossa Tampereelle eli hukkalämpöä ei ole näistä saatavilla.

Hukkalämmön talteenottoa suunniteltaessa on otettava huomioon se hukkalämmön ostajan kannalta ikävä tosiasia, että jos varsinainen tuotantoprosessi loppuu tai muuttuu energiatehokkaammaksi, loppuu myös hukkalämmön saanti. Lisäksi hukkalämpöjen saatavuus ei ole ympäri vuoden tasainen, vaan riippuu esimerkiksi sähkön hinnasta ja säästä, mikä tuo riskejä toimitus- ja huoltovarmuuteen.

Tampereen Energia on erittäin kiinnostunut kuulemaan kaikista uusista hukkalämmön hyödyntämisen mahdollisuuksista.

Datan ja lämmön yhteistuotanto

Datakeskukset ovat tasainen ympäri vuoden saatavilla oleva hukkalämmön lähde, mutta niiden määrä on tällä hetkellä Suomessa rajallinen. Datakeskusten hukkalämpöjen talteenoton mahdollisuuksissa oleellista on niiden sijainti kaukolämpöverkon varrella. Datakeskusten sijoittuminen syrjäseuduille tarkoittaa, että arvokas hukkalämpö jää hyödyntämättä. Esimerkiksi Googlen datakeskus Haminassa ei ole aiemmin tuottanut lämpöä kaukolämpöverkkoon sen verkon kannalta epäoptimaalisen sijainnin takia, mutta syksyllä 2025 sielläkin on tarkoitus aloittaa lämmön talteenotto kaukolämpöverkkoon. Noin 5 MW talteenottolaitos riittää kattamaan 80 % energiantarpeesta⁵⁹. Datakeskuksen kokonaisteho on noin 200 MW, joten jatkossakin suuri osa hukkalämmöstä jää hyödyntämättä.

Vuonna 2024 aloitettiin Suomen suurimman datakeskushankkeen rakennustyöt. Tämä Espoon Microsoftin hanke kattaa jopa 40 % alueen kaukolämmön tarpeesta. Fortumin mukaan kyseessä on maailman suurin datakeskusten hukkalämmön talteenottoprojekti ja tietävästi Suomen historian suurimpia yksittäisiä ICT-investointeja. Hankkeessa Espooseen on tulossa kaksi saman tehoista datakeskusta, toinen Hepokorpeen ja toinen Kirkkonummelle.

Tällä hetkellä Tampereella on yksi datakeskus, josta hukkalämpöä on saatavilla. Kyseessä on Nokian datakeskus Hatanpään valtatiellä. Datakeskuksen hukkalämpöä alettiin ottaa talteen keväällä 2022. Lämmön talteenottokapasiteetti on kasvanut sen jälkeen huomattavasti ja talteenottoa on tarkoitus kasvattaa myös tulevina vuosina.

Keväällä 2025 datakeskuksista on käyty kiivasta keskustelua niin sähkön riittävytyteen, verotukseen kuin turvallisuushkiinkin liittyen, kun useita

⁵⁹ Googlen datakeskuksen lämpöä alkaa virrata Haminan kaukolämpöverkossa vuoden 2025 aikana

hankkeita on julkistettu. Pirkanmaalla esimerkiksi Nokian Kolmenkulmaan on valmistelussa yksi 30 MW datakeskushanke, joka olisi toteutuessaan usean sadan miljoonan euron investointi.

Keväällä 2025 lausunnolle tuli hallituksen esitys datakeskusten sähköveron nostamisesta. Sitten hallitus kuitenkin toi uuden esityksen lausunkierrokselle, jossa vain kaivostoiminnassa käytettävän sähkön vero siirrettiisiin alemmasta sähköveroluokasta yleiseen sähköveroluokkaan. Samalla valtiovarainministeri kommentoi kuitenkin, että valmistelussa on lisäksi toinen malli datakeskusten sähköverolain muutoksesta erikseen huomioimaan paremmin erilaiset datakeskukset.⁶⁰ Lopulta kuitenkin hallitus päätti siirtää kaikki datakeskukset ylempään sähköveroluokkaan ja varautuu tarvittaessa luomaan jonkin uuden tukijärjestelmän datakeskusinvestoinneille⁶¹.

Datakeskusten sähköveron korotus heikentäisi Tampereen Energian mahdollisuuksia hyödyntää hukkalämpöä kaukolämmön tuotannossa. Datakeskusten kasvava tarve on globaali megatrendi, joten verouudistus vaikuttaa lähinnä siihen, voivatko datakeskukset lämmittää samalla myös suomalaisia kaupunkeja. Datakeskusten sijoittuminen ulkomaille tarkoittaa, että suomalainen vähäpäästöinen sähkö jää hyödyntämättä.

Sopivan sähköverotason lisäksi keskustelua on ollut sähkön siirtotehon riittävydestä datakeskuksille. Fingrid antoi 30.1.2025 sekä 24.9.2025 julkilausumat, joissa se kertoi rajoittavansa vuosina 2025–2027 uusia yli 10 MW kulutuskohteita Uudellamaalla, Varsinais-Suomessa, Kanta-Hämeessä ja Pirkanmaalla, kunnes isot voimajohtoinvestoinnit valmistuvat. Siirron pullonkaulan ovat aiheuttaneet Venäjän tuonnin loppuminen ja CHP-tuotannon nopea alasajo Etelä-Suomessa, yhdistettynä suureen määrään lyhyessä ajassa tehtyjä liittymäsopimuksia kulutushankkeille ja sähkövarastoille. Sähköä datakeskuksille siis riittänee, kunhan siirtojohdot valmistuvat.

Vetyteollisuuden startti yskii

Vuoden 2023 alkupuolella Suomen hallitus julkisti periaatepäätöksen Suomen nostamisesta Euroopan johtavaan asemaan vetytaloudessa. Tavoitteena on saavuttaa 10 prosentin osuus Euroopan päästöttömän vedyn tuotannosta vuonna 2030. Tämä tarkoittaisi vedyn vuosituotannon kasvua miljoonaan tonniin vuoteen 2030 mennessä.

Fingridin visioskenaariossa ”vedystä valtavirtaa” oletetaan elektrolyysereiden sähkönkulutukseksi Euroopassa 1050 TWh vuonna 2040. Skenaariossa Suomen markkinaosuus on 10 % vuonna 2023 asetetun tavoitteen mukaan. Tässä skenaariossa teollisuuden sähkönkäyttö yli viisinkertaistuu vuoteen 2040 mennessä, kasvaen +158 TWh⁶². Nämä hukkalämmöt lämmittäisivät helposti kaikki kaupungit, joiden läheisyyteen tehtaat sijoittuisivat.

Vuoden 2023 alkupuolella Ylen arvion mukaan Suomessa oli vetyyn liittyviä investointeja käynnissä jopa 15 miljardin euron edestä, yhteensä 26 hanketta. Iso osa hankkeista on kuitenkin vielä suunnitteluvaiheessa, ja osa hankkeista on ilmoittanut vetäytyvänsä investoinneista. Esimerkiksi Nesteen Porvoon jalostamolle suunniteltu uusiutuvan vedyn tuotantolaitosinvestointi peruttiin vuoden 2024 puolella, vaikka hanke sai sekä EU:n Innovaatorahaston investointitukea että TEM:n energiatukea. Perusteluina käytettiin taloudellisia syitä sekä kysynnän laskua jakeluvetoilainsäädännön muuttamisen takia. Uusiutuvien polttoaineiden kysyntä ei ole kasvanut niin nopeasti kuin ensimmäiset liikkeelle lähtijät olettivat. Nesteen päätös kuvastaa hyvin sitä, kuinka haastavat markkinaolosuhteet vetyhankkeilla tällä hetkellä on.

Suuressa osassa suunnitteilla olevista hankkeista on tarkoituksena tuottaa puhtaasta vedystä jatkojalosteita, ei pelkästään vetyä. Suomi on kuitenkin lisäksi mukana Itämeren alueen yli 5 000 kilometrin vetyputkiverkoston ke-

⁶⁰ Datakeskusten ja kaivosten verotukea ehdotetaan poistettavaksi

⁶¹ Datatalouden tiekartta ja datakeskusten verotuki

⁶² Fingridin sähköjärjestelmävisio 2040: Suomi kohti kilpailukykyistä ja sähköistynyttä tulevaisuutta

hittämisessä, joten tavoitteena on kuljettaa suuri määrä vetyä myös sellaisenaan Pohjois-Ruotsiin, Baltiaan sekä Keski-Eurooppaan.

Vedyn ja synteettisten polttoaineiden tuotannossa on merkittävä hukkalämpöpotentiaali. Esimerkiksi nyt edistymään lähtenyt Nordic Ren-Gasin synteettisen polttoaineen tuotantolaitos tuo Tampereen kaukolämpöverkkoon merkittävästi ympäri vuoden saatavilla olevaa hukkalämpöä. Nordic Ren-Gas Oy tulee tuottamaan laitoksessaan vedystä synteettistä metaania liikennekäyttöön. Ensimmäisessä vaiheessa vuoteen 2028 mennessä hukkalämpöä saadaan kaukolämpöverkkoon keskimäärin 20 MW, mutta tuotantotehon noustessa on hukkalämpöä mahdollista saada jopa kolminkertaisesti tähän nähden.

Vedyntuotanto kaukolämpöverkkojen yhteydessä on energiatehokasta. Hyötysuhde vedyntuotannossa on 50 % paikkeilla. Jos hukkalämmöt otetaan talteen, pomppaa hyötysuhde noin 90 prosenttiin. Vedyntuotantoa voi verrata sähkön ja lämmön yhteistuotantoon, jonka hyödyntämiseen kaukolämpöverkot alun perin perustettiin. CHP-tuotannossa päätuote on sähkö ja hukkalämmöt otetaan talteen kaukolämpöverkkoon. Ehkä tulevaisuudessa vedyntuotanto ottaa sähköntuotannon roolin tarjoamalla energiatehokasta hukkalämpöä kaukolämpöverkkojen asiakkaille. Vedyntuotantoa on mallinnettu selvityksessä esitettyihin skenaarioihin huomattava määrä.

5.4 Vety ja synteettiset polttoaineet

- **Päästövähennyspotentiaali = 2**
- **Kustannustehokkuus = 1**
- **Saatavuus = 2**

Selkeyden vuoksi todettakoon, että tässä luvussa puhutaan vedyn polttamisesta lämmöksi, ei vedyntuotannon hukkalämmöistä. Vety tulee olemaan nopeasti kasvavassa roolissa Euroopan pyrkiessä eroon venäläisestä maakaasusta. Ensimmäinen vetyä tuottava laitos aloittanee Tampereella jo vuoteen 2028 mennessä. Nordic Ren-Gas Oy tulee tuottamaan laitoksessaan vedystä synteettistä metaania liikennekäyttöön. Tampereen Energia hyödyntää samalla syntyvät hukkalämmöt kaupungin lämmittämisessä mielellään.

Eurooppalainen energiasysteemi nojaa Suomea paljon enemmän kaasuinfraan. Eurooppalaisen energiasysteemin hiilineutraalisuus edellyttää valtavia määriä vetyä. Mittakaava on verrannollinen nykyiseen fossiiliteollisuuteen. Vuonna 2021 EU:ssa käytettiin maakaasua noin 4 100 TWh. Maakaasua ei korvata yksi yhteen vedyllä, vaan mahdollisimman suuri osa suoraan sähköllä ja energiatehokkuuden kasvattamisella. Kuten luvussa 5.3 todetaan, tästä pienenkin osuuden korvaaminen Suomessa tuotetulla vedyllä voisi moninkertaistaa Suomen sähkönkulutuksen.

Energiakriisi on tuonut korostetusti esiin, että Suomessa sähkö on muuta Eurooppaa edullisempaa ja puhtaampaa. Lisäksi EU:n regulaatio ohjaa tuottamaan vetyä nimenomaan tuulivoiman tuotannon mukaisesti. Maailmanmarkkinoilla uusiutuva vety kilpailee edullisemman maakaasusta tehdyn vedyn kanssa, eikä ole kilpailukykyinen, jos hiilidioksidipäästöistä ei joudu maksamaan. Regulaatio on siis vetyteollisuuden alkuvaiheessa merkittävin alaa muovaava voima.

Vetyteknologia tuo kaksi sovellusta lämmittämisessä: vedyn valmistuksessa syntyvän hukkalämmön hyödyntäminen tai vedyn käyttö suoraan lämmöksi. Vety palaa hapen kanssa puhtaaksi vedeksi, joten se on täysin hiilineutraalia, olettaen, että vedyn tuotanto on ollut hiilineutraalia. Tämän luvun alussa esitetyt päästövähennyspotentiaali, kustannustehokkuus ja saatavuus viittaavat vedyn polttamiseen lämmöksi.

Vetyä ei toistaiseksi kannata polttaa lämmöksi. Vedystä tulee olemaan pulaa ja sen tuotanto on varsin kallista. Toisaalta vedyn kuljetus ja varastointi on haastavaa. Ei ole mitenkään mahdotonta, että pääosin muuhun tarpeeseen rakennetussa vetylaitoksessa vedyn käyttö samalla tontilla korkean sähkön hinnan aikaan CHP-prosessissa osoittautuu kannattavaksi. Pääosin energiateollisuudessa on kuitenkin resurssitehokkaampia hiilineutraaleja investointivaihtoehtoja tarjolla. Hiilineutraalin vedyn parhaat käyttökohteet löytynevät teollisuudesta ja raskaasta liikenteestä, jossa päästövähennyksiä on muuten vaikea toteuttaa. Toistaiseksi emme ole mallintaneet skenaarioihin vedyn polttoa energiaksi.

5.5 Lämpöpumput

- **Päästövähennyspotentiali = 2**
- **Kustannustehokkuus = 3**
- **Saatavuus = 4**

Lämpöpumpputeknologiat voi jakaa eri kategorioihin riippuen käytetystä lämmönlähteestä. Kerros- ja pientalojen kokoluokassa käytetyt lämpöpumput ovat joko maalämpö-, ilma-vesi- (IVLP) tai poistoilmalämpöpumppuja (PILP). Erityisesti omakotitaloissa ja mökeillä myös ilma-ilma-lämpöpumput ovat yleisiä. Kaukolämmön tuotannossa voidaan teollisen kokoluokan lämpöpumpulla hyödyntää keskitettyjä hukkalämmönlähteitä, kuten jätevesiä ja teollisuuden prosesseja.

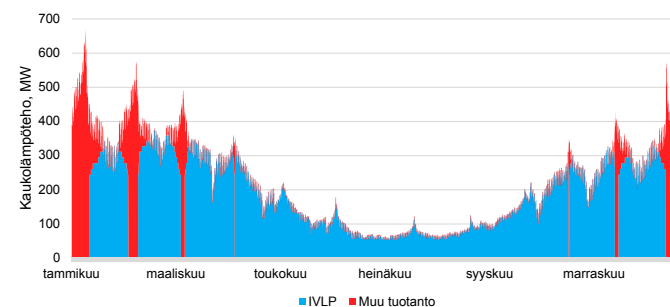
Ilma-vesilämpöpumput

Ilma-vesilämpöpumpuissa lämpö siirretään ulkoilmasta vesikiertoiseen lämmitysjärjestelmään. Ilma-vesilämpöpumpun etuna on se, että sitä voidaan rakentaa isossa mittakaavassa ilman erillistä lämmönlähdettä. Lämpöpumpun sijoittaminen vaatii jonkin verran suunnittelua, sillä laitoksista

tulee melua sekä kylmää ilmaa ulos, mikä voi vaikuttaa negatiivisesti alueen muuhun käyttöön.

Laitoksia on rakennettu Suomeen muutama, erityisesti olosuhteisiin, joissa ne voivat tuottaa sekä lämmitystä että jäähdytystä. Kesällä 2023 käynnistyi esimerkiksi Fortumin 11 MW laitos Vermoon ja vuonna 2025 Helenille Salmisaareen 14 MW laitos. Molemmat tuottavat sekä lämmitystä että jäähdytystä. Molemmat saivat investointitukea. Salmisaaren laitos maksoi noin 13,5 M€, eli kustannus on noin 1 M€/MW.

Ilma-vesilämpöpumppuun perustuvaa järjestelmää on visualisoitu alla. Teknologian ongelmana on se, että saatavuus on käänteinen suhteessa tarpeeseen. Mitä enemmän ulkoilma on pakkasella, sitä vaikeampaa ilmastasta on saada lämpöä, ja toisaalta sitä suurempi lämmön tarve kaupungissa on. Tätä problematiikkaa on havainnollistettu lämpöpumpun nollateholla pakkashuipussa. Tampereella ei ole investoitu ilma-vesilämpöpumppuihin, sillä fossiilittomasta lämmöstä ei ole pulaa lämpimämpään vuoden aikaan ja talvella käyttökustannuksiltaan samaa kokoluokkaa oleva sähkökattila on investointikustannuksiltaan halvempi. Ilma-vesilämpöpumput ovat hyvä vaihtoehto, jos tarvitaan lisää lämpöpumppuihin perustuvaa lämmöntuotantoa lämpimään ja viileään aikaan vuodesta.



Kuva 29. Ilma-vesilämpöpumppuun perustuva lämmitysjärjestelmä tarvitsee rinnalleen toisen lämmitysjärjestelmän kylmiä päiviä varten.

Selvityksessä esitettyyn täysin polttovapaaseen skenaarioon (skenaario hukka) IVLP:n tuotantoa on lisätty. Jos muita lämmön lähteitä ei ole tarjolla, on IVLP sähkökattilaa energiatehokkaampi vaihtoehto jatkuvassa tuotannossa. IVLP:n lisääminen skenaarioihin lisäsi investointikustannusta huomattavasti, koska se ei kuitenkaan vähentänyt tarvittavien sähkökattiloiden määrää. Lämpöjärjestelmä pitää mitoittaa kovimmille pakkaskeleille, joten lämmöntuotantomuodot, jotka eivät tuota silloin lämpöä, ovat ongelmallisia.

Järvilämpö

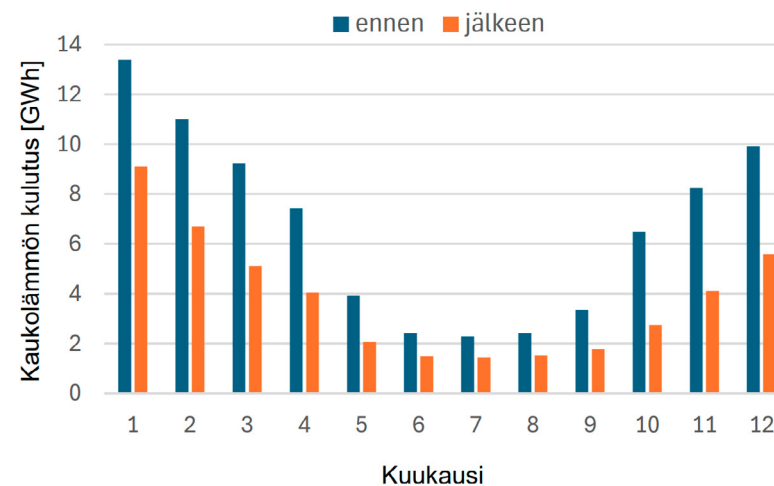
Näsijärveä lämmönlähteenä hyödyntävää lämpöpumppua on Tampereella esitetty esimerkiksi Hiedanrannan lämmityksen vaihtoehdoksi. Helsingin lämmitykseen on myös tutkittu merivesilämpöpumppua. Esimerkiksi Tukholmassahan tällainen merivesilämpöpumppu jo on, mutta siellä merenpohjan muoto ja merivirtaukset mahdollistavat teknologian kannattavuuden. Helsingin tapauksessa matala merivesi tekee vaihtoehdosta huomattavasti Tukholmaa kalliimman toteuttaa. Helsingissä hankkeesta onkin luovuttu vähin äänin. Tampereella nämä ongelmat olisivat vielä oleellisesti suuremmat.

Energiayhtiö Helen on tutkinut meriveden soveltuvuutta lämpöpumppujen lämmönlähteeksi. Yhtiön selvityksessä sanotaan, että käytännössä tarvitaan 3-asteista vettä lämpöpumpun toiminnan varmistamiseksi ja todennäköisyys talvella näin lämpimän veden esiintymiselle 35 metrin syvyydessä on alle 10–25 %.⁶³ Jos oletetaan, että Näsijärven pohja on yhtä kylmä kuin merenpohja Helsingin edustalla, saadaan tulokseksi, että järvivesi ei sovellu talvella lämpöä tuottavan lämpöpumpun lämmönlähteeksi. Näsijärvestä löytyy vain muutama kohta, jossa syvyys on yli 35 metriä ja näissäkkin kohdissa jatkuvan lämpötehon saamiseen liittyy merkittäviä epävarmuuksia.

Lämpöpumppu – kaukolämpöhybridit

Kaukolämpöhybridi tarkoittaa sitä, että kiinteistössä kaukolämmön rinnalle lisätään lämpöpumppu. Pumppu voi olla maalämpölämpöpumppu, PILP tai IVLP, joka tuottaa vain osan rakennuksen lämmitystarpeesta. Muu lämmitystarve toimitetaan kaukolämpöverkosta. Toimitusvarma kaukolämpö takaa myös lämmön saatavuuden, jos lämpöpumppu vikaantuu.

Weijo on tutkinut lämpöpumppu-kaukolämpöhybrideitä lopputyössään⁶⁴. Tyypillistä hybridiä oli vaikea löytää. PILP oli lukumäärällisesti yleisin, mutta niitäkin oli keskenään hyvin erilaisia. Keskimääräinen vaikutus kaukolämmön tarpeeseen on kuvattu kuvassa 30.



Kuva 30. Kaukolämmön tarve ennen ja jälkeen PILP-asennuksen.

⁶³ Merivesilämpöpumput kiinnostava mahdollisuus myös Helsingissä

⁶⁴ Henriikka Weijo, Kaukolämpöasiakkaiden hybridiratkaisut, diplomityö, Tampereen yliopisto, Ympäristö- ja energiatekniikan tutkinto-ohjelma, 2025.

Kaukolämpöhybrideissä kannattavuutta haetaan talokohtaisesti säästöillä lämmitysmaksuissa, mutta samalla sähkönkulutus kiinteistössä nousee. Tutkimuksessa löytyi myös kohteita, joissa selvästikään lämpöpumput eivät toimi suunnitellusti. Tämä tukee myös Kiinteistöliiton tilaaman tutkimuksen⁶⁵ havaintoja ja johtopäätöstä. Vain noin puolet tutkimuksen taloyhtiöistä kertoi käyttäneensä erillistä energia- tai talotekniikka-asiantuntijaa hankesuunnittelun tekemisessä. Lisäksi jopa joka kolmas kertoi, ettei hankesuunnittelua tehty laisinkaan. Kiinteistöliiton Petri Pylsyn mukaan⁶⁶ puolueettoman asiantuntijan hyödyntäminen on oleellinen osa onnistunutta maalämpöhanketta. Tutkimuksessa havaittiin myös, että noin puolet vastaajista kertoi, että lämpöpumppujen toimintaa ei seurata mitenkään. Weijon tutkimuksessa löydetty huonosti toimivat hybridiratkaisut vahvistavat, että lämpöpumppuja hankkivan taloyhtiön tulee myös seurata laitteiston toimintaa. Säästäminen laitteiston suunnittelussa, käyttöönnotossa ja seurannassa voi tulla hyvin kalliiksi.

Hybridit tyypillisesti suunnitellaan tuottamaan rakennuksen tarvitsemaa lämpötilaa, joka on alhaisempi kuin kaukolämpöverkon lämpötila. Tällöin hybridi ei voi olla kaksisuuntainen eli syöttää energiaa takaisin kaukolämpöverkkoon. Liian kylmä vesi häiritsisi naapureiden lämmönoimitusta. Joka tapauksessa rakennuksessa olisi ylimääräistä energiaa lähinnä kesällä. Lämmitysjärjestelmän ongelma ei ole kesällä lämmittäminen, joten kaksisuuntaisuuden hyöty ei itse asiassa olisi kovin suuri.

Matalalämpöverkko

Tampereen Energian tavoite on rakentaa Hiedanrantaan edistysellinen lämmitysjärjestelmä, joka perustuu uudenlaiseen matalalämpöiseen kaukolämpöverkkoon. Verkossa kiertävä vesi on noin 70-asteista, kun normaalisti kaukolämpöverkossa kiertää ilman lämpötilasta riippuen 80–120 °C vesi. Kuten tavallinenkin kaukolämpö, ratkaisu on kahdensuuntainen, eli asiakas voi

sekä ostaa verkosta lämpöä että myydä verkkoon lämpöä. Tavallista matalalämpötila mahdollistaa sen, että Hiedanrannan alueella hukkalämmön ja lämpöpumppujen liittäminen verkkoon on helpompaa. Kaukolämpöjärjestelmä on osa Hiedanrannan kiertotalouteen perustuvaa energiaekosysteemiä, johon kuuluu myös polttoon perustumatonta lämmöntuotantoa.

Savukaasupesurit

Voimalaitosten hyötysuhdetta on mahdollista parantaa savukaasupesureilla ja lämpöpumpuilla. Voimalaitoksessa, jossa ei ole savukaasupesureita, on savukaasut pakko päästää piippuun yli sata-asteisina. Savukaasuissa on aineita, jotka syövyttävät savupiipun, jos vesihöyry pääsee tiivistymään piipussa. Savukaasun pitää siis olla niin kuumaa, että vesihöyry varmasti myös pysyy vesihöyrynä. Tämä aiheuttaa suuren lämpöhäviön, koska vesihöyryyn on sitoutunut suuri määrä energiaa.

Savukaasupesuri mahdollistaa tämän lämmön talteenoton. Savukaasupesurissa savukaasut jäädytetään kaukolämmön paluulämpötilaan (noin 45–55 °C), jolloin vesi tiivistyy ja valtaosa hukkalämmöstä saadaan talteen. Savukaasut poistuvat piippuun noin +50-asteisina. Tämä hukkalämpö on liian haaleaa hyödynnettäväksi kaukolämmöksi suoraan, mutta se on erinomainen lämmönlähde lämpöpumpuille. Tampereella savukaasupesurit ovat käytössä Naistenlahti 3 -voimalaitoksessa, Tammervoiman hyötyvoimalaitoksessa sekä Hervannan hakelämpölaitoksessa.

Kun pesurin jälkeen asennetaan lämpöpumppu, saadaan savukaasut jäädytettyä jopa 10-asteisiksi ja savukaasussa jäljellä oleva kosteus otettua talteen. Tällainen lämpöpumppu voi toimia korkealla COP:illa riippuen talteen otetun lämmön määrästä välillä 3–5. Sähkö lämpöpumpulle saadaan suoraan voimalaitokselta, joten kokonaisuus on erittäin tehokas tapa tuottaa lämpöä. Kokonaisratkaisu, voimalaitos mukaan lukien, ei siis ole varsi-

⁶⁵ Uusiutuvat energialähteet asuntoyhtiöissä

⁶⁶ Puolueeton hankesuunnittelu avainasemassa taloyhtiöiden lämmitysremonteissa

naisesti polttovapaa, eikä lämpöpumpun tuottama lämpö ole tiukan määritelmän (Komission tiedonanto C/2025/2238) mukaan hukkalämpöä, koska prosessin yksi päätuotteista on lämpö jo nyt.⁶⁷ Tällä hetkellä lämpö menisi ilman lämmön talteenottoa savupiipun kautta hukkaan, joten arkikielisempien määritelmien sekä Energiategollisuuden tilastointitavan mukaan tällainen investointi voidaan nähdä polttovapaana hukkalämpönä. Naistenlahti 3 -voimalaitoksella käyttöön otettiin vuonna 2025 tällainen lämpöpumppu.

5.6 Geolämpö

- **Päästövähennyspotentiaali = 3**
- **Kustannustehokkuus = 2**
- **Saatavuus = 1**

Geolämmön toimintaperiaate on yksinkertainen. Porataan kallioon reikä, jonka läpi kierrätetään kylmää vettä. Vesi lämpenee ja kallio kylmenee. Pinnalla lämpö otetaan talteen ja vesi palautetaan uudelleen kiertoon.

Geolämmön kustannustehokkuus riippuu paljon siitä, kuinka tuliperäisellä alueella ollaan, tarkemmin sanottuna, kuinka nopeasti kallio lämpenee alaspäin poratessa. Suomi on yksi vähiten tuliperäisiä alueita maailmassa, joten kallio lämpenee hyvin hitaasti. Tämä tarkoittaa, että porattavan reiän täytyy olla hyvin syvä. Tuliperäisellä alueella, kuten Islannissa, riittää, että porataan matala reikä ja reiästä saadaan tulikuumaa höyryä. Suomessa joudumme poraamaan syvälle kovaan peruskallioon, jotta saadaan edes haaleaa vettä. Teoriassa maaperän lämmöllä voidaan lämmittää koko Suomi. Käytännössä tämä lienee toteutettavissa huomattavasti kustannustehokkaammin ja yhtä vähäpäästöisesti jollain toisella tavalla.

Kaukolämmitykseen käytettävää geolämpöä on kahta peruslaatua, syvä ja keskisyvä geolämpö. Syvässä geolämmössä porataan reikä niin syväälle, että ylös saadaan noin 100-asteista vettä. Teoriassa se kelpaa suoraan kauko-

lämmitykseen. Suomen kylmässä kalliossa käytännön haasteita on monta, kuten veden jäähtyminen matkalla takaisin ylös. Keskisyvässä geolämmössä säästetään porauskustannuksissa ja porataan vain niin syväälle kuin helposti päästään. Tällöin reiästä saadaan vain haaleaa vettä. Haalea vesi lämmitetään lämpöpumpulla kuumaksi ja kylmä vesi palautetaan kiertoon. Keskisyvässä siis säästetään porauskustannuksissa, mutta joudutaan maksamaan lämpöpumpusta ja pumpun käyttämästä sähköstä.

Vuoden 2022 keväällä päätettiin syvän geolämmön pilotointiprojekti Tampereen Tarastenjärvellä. Neljäntoista muun suomalaisen kaupunkienergia-yhtiön yhteisessä hankkeessa oli tarkoitus porata noin kolmen kilometrin syvyinen geolämpökaivo ja kerätä kokemuksia vesivarsateknologiasta sekä geolämmön potentiaalista suomalaisessa maaperässä.

Kaivon syvyydeksi saatiin 2 230 metriä. Kaivosta on saatavilla jatkuvaa tehoa arviolta 0,5 MW. Porauksen hintaluokaksi tuli 1,5 M€. Ylös tulevan veden lämpötila on reilut 20 astetta, joten lämmönlähteenä se vaatii lämpöpumpun ja priimauksen.

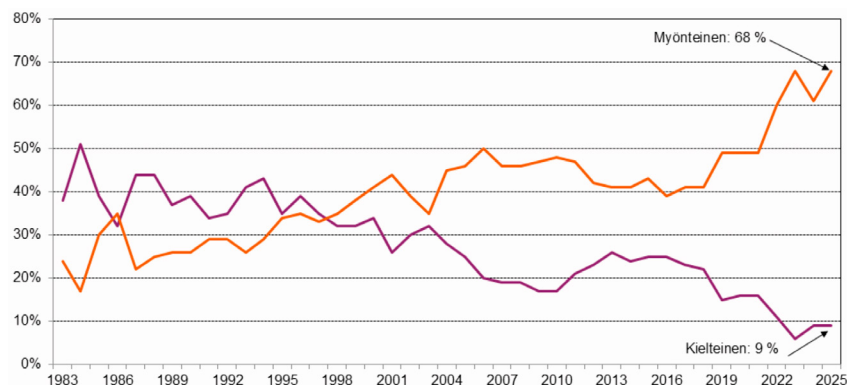
Merkittävimmät epävarmuudet liittyvät geolämmön porauskustannuksiin. Keskisyvän geolämmön tapauksessa kustannukset ja lämpötilatasot ovat varsin hyvin tiedossa, eivätkä ne näytä edullisilta suhteessa muihin vaihtoehtoihin. Syvän geolämmön tapauksessa tuntemattomia muuttujia on enemmän. Nykytiedon valossa vaikuttaa epätodennäköiseltä, että syvä geolämpö Suomessa olisi halvempaa kuin muut lämmitysmuodot.

5.7 Pienydinreaktori

- **Päästövähennyspotentiaali = 4**
- **Kustannustehokkuus = 3**
- **Saatavuus = 2**

⁶⁷ EUR-Lex - 52025XC02238 - EN - EUR-Lex

Ydinvoimasta voidaan saada polttovapaata ja hiilineutraalia lämpöä. Sitä on myös rakennettavissa tiiviiseen tilaan niin paljon kuin sitä tarvitaan. Sen päästövähennyspotentiaali on siis suuri. Ydinkaukolämmön kehitys jatkuu. Projektit vievät paljon aikaa, mutta konkreettisia kehitysaskelaita on kahden viime vuoden aikana ollut paljon. Ydinvoiman kannatus on jatkunut korkeana.



Kuva 31. Ydinvoiman kannatuksen kehittyminen 1983–2025, yleissuhtautuminen ydinvoimaan energialähteenä.⁶⁸

SMR (Small Modular Reactor) on laaja käsite, jolla viitataan hyvin erilaisiin ydinreaktoreihin. Niiden reaktoritehot voivat vaihdella kymmenistä jopa yli tuhanteen megawattiin. Toiset SMR-mallit on suunniteltu pelkästään lämmöntuotantoon kaukolämpöverkkoja varten, jotkut tuottavat sekä lämpöä että sähköä, ja suurin osa on perinteisiä lauhdevoimalaitoksia. Nämä erot tekevät SMR-termin käytöstä hankalaa: se ei kerro laitoksen todellisesta koosta, ominaisuuksista tai siitä, onko ensisijaisena tuotantomuotona sähkö vai lämpö. Tämän takia pyrimme välttämään SMR-termin käyttöä ylipääntään ja myös tässä raportissa.

Kansainvälisiä konsepteja on useita, niistä pisimmällä ovat NuScale (USA), GE-Hitachi (USA-Japani) ja Rolls-Royce (UK). Nämä ”pienet” modulaariset reaktorit ovat kuitenkin kovin suuria suomalaisille kaukolämpöverkoille ja ne on suunniteltu sähköntuotanto edellä. Niistä pienin on 280 MWe (neljän moduulin NuScale), GE-Hitachin BWRX-300 on 300 MWe ja Rolls-Roycen UK SMR on 470 MWe. MWe merkintä tarkoittaa megawattia sähköntuotantoa. Karkeasti voi laskea, että kun laitos tuottaa yhden megawatin sähköä, se tuottaa samalla kaksi megawattia lämpöä. Esimerkiksi BWRX-300 tuottaisi siis sähkön lisäksi noin 600 MW kaukolämpöä.

Tampereen kaukolämpöverkko on Helsingin jälkeen toiseksi suurin kaukolämpöverkko, käytännössä tasoissa Fortumin Espoon verkon kanssa. Esimerkiksi Tampereelle oikea kokoluokka olisi 50–100 MWe eli 100–200 MW lämpöä. Pieninkin kansainvälinen konsepti on noin kolme kertaa liian suuri. Näitä kansainvälisiä sekä sähköä että lämpöä tuottavia projekteja Suomeen mahtuu korkeintaan yksi, pääkaupunkiseudulle.

Pienemmän kokoluokan konseptejakin on. Steady Energy kehittää 50 MWth kokoista ja Calogena 30 MWth kokoista pelkkää lämpöä tuottavaa reaktoria. Yksi tällainen on siis noin sadasosa Olkiluoto 3 koosta. Molemmat hyödyntävät mahdollisimman paljon perinteistä, esimerkiksi ydinjäänmurtajissa koeteltua tekniikkaa. Ydinvoimaloita on rakennettu Eurooppaan viime vuosikymmeninä varsin vähän ja kaukolämpökäyttöön Suomessa ei koskaan, joten luvitus on merkittävä riski ensimmäiselle laitokselle. Myöhemmissä projekteissa valitsemalla koeteltua tekniikkaa voidaan minimoida teknologista riskiä ja tehdä luvituksesta helpompaa. Pelkkää lämpöä tuottava reaktori on helpompi suunnitella turvallisesti myös sähköä tuottavia laitoksia alempien lämpötila- ja painetasojen ansiosta.

Ydinkaukolämmön kustannuksista on esitetty monia erilaisia arvioita, mutta ne ovat kohtuullisia verrattuna muihin saman potentiaalinen vaihtoehtoihin. Käytännössä projekteja ei kuitenkaan ole rakennettu, joten kustan-

⁶⁸ Ydinvoiman suosio huippulukemissa - Energiategollisuus

nustehokkuus perustuu arvioon. Sähköntuotannon puolella projektien hinta on kehitysvaiheessa usein moninkertaistunut. Ydinkaukolämmön puolella voi uskottavasti perustella, miksi näin ei tulisi käymään. Komponentteja on vähemmän, järjestelmät ovat yksinkertaisempia ja laitoksen pohjautuessa koeteltuun tekniikkaan kustannusarvioiden epävarmuus on alhaisempi. Joka tapauksessa kannattavuusarvionamme kuvaa käsitystämme siitä, mikä kustannustaso voisi olla, jos projektit etenevät ydinkaukolämmön toimittajien näkökulmasta suotuisasti. Tämän kustannustason toteutuminen ei ole siis ennuste, vaan edellytys sille, että ydinkaukolämmöllä tulee olemaan merkittävä rooli Suomessa.

Pisimmällä ydinkaukolämmön hankinnassa Suomessa ovat Helsinki ja Kuopio. Helenin tavoitteena on saada ydinkaukolämpöä Helsinkiin 2030-luvun alkupuolella⁶⁹. Kuopion Energia valmistelee Haapaniemen voimalaitoksensa korvaamista vuonna 2035. Pienydinvoima on yksi aktiivisesti tutkittavista vaihtoehtoista, ja tällä hetkellä käynnissä on YVA-menettely⁷⁰. Tämän nopean kehityksen ansiosta olemme nostaneet arviotamme teknologian kypsydestä edellisestä selvityksestä.

Tampereella syksyllä 2022 neljä eri puolueiden valtuutettua laativat aloitteen, että Tampereella pitää selvittää sijaintia ydinvoimalalle. Aloitteen seurauksena yleiskaavoitus laati tästä selvityksen. Ydinkaukolämpölaitoksen lähellä ei saa sijaita vaikeasti evakuoitavia tai yhteiskunnan toiminnalle kriittisiä toimintoja, joskin Olkiluoto 3 -voimalaitokselle ja pienlämpölaitokselle ”lähellä” tarkoittaa eri asiaa. Tiheitä asuinalueita tulee välttää yleisen hyväksyttävyydenkin takia. Lämpöä ei kuitenkaan voi kuljettaa kovin pitkiä matkoja. Hieman syrjäinen, valmiiksi teollisuuskäytössä oleva alue lienee toimivin sijainti. Selvityksessä arvioitiin hyvin alustavasti Kolmenkulman, Hankkion, Naistenlahden ja Ruskon alueiden soveltuvuutta mahdollisiksi sijoituspaikoiksi. Mikään näistä ei olisi ongelmaton, joten jatkoselvityksiä tarvitaan.

Ydinkaukolämmön saaminen suunnittelupöydältä todellisuuteen vaatii monen tahon yhteisponnistelua. Tarvitaan poliittinen hyväksyntä, sääntelykehys, luvat, teknologia, toimitusketju, kaupallinen tarve lopputuotteelle, pääoma riskisijoitukseen ja riskiä ottava toimittava yritys. Tarvitaan myös organisaatio, joka pystyy turvallisesti ja kustannustehokkaasti operoimaan laitosta. Periaatteessa kaikki toimijat haluaisivat turhan työn välttämiseksi, että muut osatekijät ovat paikoillaan ennen omien resurssiensa sijoittamista. Valtion rooli on ydinkaukolämmön kehityksessä siksi keskeinen. Valtio voi yhteiskunnallisen hyväksynnän löytyessä tarjota toteutuskelpoisen regulaation ja vähentää taloudellisia riskejä toimijoille.

Ydinkaukolämmön rakentaminen ja operointi sopii huonosti kaukolämpötoimijoiden oman liiketoiminnan osaksi. Jotta laitoksesta saadaan turvallinen, ydinenergian osajat suunnittelevat, luvittavat ja rakentavat voimalaitoksen. Myös ydinkaukolämpölaitoksen operointi, huolto ja ydinpolttoaineen käsittely vaativat erikoistunutta huippuosaamista. Turvallisuuden varmistamiseksi ja jatkuvaksi kehittämiseksi edellytyksenä pitää olla, että huolloista päättävällä taholla on oikeus tarvittaessa ajaa laitos alas huoltoon. Organisaatorakenteet tulee miettiä tarkkaan, jotta vastuu laitoksen turvallisuudesta on yksiselitteinen ja vastaavalla taholla on käytännön edellytykset huolehtia turvallisuudesta.

EcoSMR-projektissa esitettiin, että tarvittaisiin vähintään kolme pienydinvoimalaa, jotta huoltojen ja operaattoripalveluiden tarjoaminen palveluna olisi kannattavaa liiketoimintaa. Tämäkin korostaa tarvetta kansalliselle pienydinvoimastrategialle, jossa toimintaa skaalataan riittävän suurelle tasolle, jotta markkinaehtoinen toiminta alkaa kannattaa kaikissa toimitusketjun osissa. Energiainvestoinneissa paradoksaaliselta kuulostavat väitteet, että tuotanto on kannattavaa, ja että se tarvitsee tukia, voivat samaan aikaan olla totta. Koko toimitusketjun käynnistäminen on energiantuotannossa valtavan kallista. Kaikissa energiateknologioissa kautta ai-

⁶⁹ Helen etenee kohti polttamattomuutta käynnistämällä ydinenergiaohjelman

⁷⁰ kuopionenergia.fi/vastuullisuus/pienydinvoima

kojen toiminnan käynnistäminen on edellyttänyt julkista panostusta, minkä jälkeen markkinavoimat voivat ylläpitää kannattavaa toimintaa. Ensimmäiset toteutukset tarvitsevat tukia, sen jälkeen toiminta kannattaa markkinaehtoisesti. Näin kävi tuulivoiman kanssa.

Tampereella seuraava askel kohti ydinvoimaa olisi tarkempi sijaintipaikkojen kartoitus. Tämän jälkeen voitaisiin laatia YVA ja kaavat. Jos näin tehdään, vie kaavan laatiminen ja hyväksyminen valituskierrokseen arviolta viisi vuotta. Tämä olisi myös merkittävä investointi. Esimerkiksi Fennovoiman YVA-selostuksessa on 425 sivua. Ihan näin laajaa selvitystä ei ydinkaukolämpölaitokselle tarvita, mutta kustannus on silti satojatuhansia euroja.

5.8 Aurinkolämpö

- **Päästövähennyspotentialiaali = 1**
- **Kustannustehokkuus = 1**
- **Saatavuus = 4**

Teknisesti ei ole ongelma lisätä aurinkolämpöä järjestelmään jopa satoja megawatteja, kunhan sen tuotto tasataan riittävän isolla lämpövarastolla. Ongelma tulee tuotannon käänteisestä saatavuudesta tarpeeseen nähden. Kesällä lämmittäminen on muutenkin helppoa ja kausivarastointi on kallista ja hukkaa merkittävän osan varastoidusta lämmöstä vuoden aikana.

Maa kaukolämpöverkon varrella on arvokasta, siksi aurinkolämpökenttiä varten tarvittaisiin joko erikseen lisää verkkoa tai peltoasennuksia kalliimpia ratkaisuja. Kattoasennuksissa puolestaan aurinkolämpö kilpailee aurinkosähkön kanssa ja nykysuunta näyttää siltä, että kattopaikat vie ennemmin aurinkosähkö. Ison mittakaavan aurinkolämpö ei tuo järjestelmään mitään, mitä ei jollain toisella tuotantomuodolla hoidettaisi yhtä vähäpäästöisesti, mutta kustannustehokkaammin. Tätä on tarkasteltu tarkemmin selvityksen aiemmissa versioissa.

5.9 Hiilidioksidin talteenotto

- **Päästövähennyspotentialiaali = 4**
- **Kustannustehokkuus = 2**
- **Saatavuus = 2**

Hiilidioksidin talteenotto ei itsessään ole varsinaisesti lämmöntuotantomuoto, vaan tässä esitetyt mittarit kuvaavat juuri bioenergiaan liitettyä hiilidioksidin talteenottoa ja hyötykäyttöä tai varastointia (BECCUS).

Talteenotossa hiilidioksidi erotetaan voimalaitoksen polttoprosessista syntyvästä savukaasusta. Absorptio on erotusteknologioista kypsä. Siinä hiilidioksidi erotetaan savukaasuvirrasta liuottamalla se absorbanttiin, minkä jälkeen hiilidioksidi vapautetaan puhtaaksi kaasuvirraksi prosessin toisessa osassa. Samalla absorbantti regeneroituu ja se voidaan kierrättää takaisin prosessin alkuun. Absorptio kuluttaa lämpöä ja sähköä.

Hiilidioksidin talteenoton jälkeen se voidaan hyödyntää raaka-aineena tai varastoida. Hiilidioksidia hyödynnetään esimerkiksi synteettisen metaanin ja metanolin tuottamisessa tai biopolyesterituotteissa. Hiilidioksidia on mahdollista myös jalostaa sulasuolaelektrolyysillä kiinteiksi hiilituotteiksi, kuten hiilinanoputkeksi ja hiilikuiduksi. Näitä hiilituotteita voi hyödyntää esimerkiksi akkuteollisuudessa ja betonintuotannossa.

Teknisestä näkökulmasta hiilidioksidin talteenotolle ei ole ylitsepääsemättömiä esteitä. Oleellimmat hidasteet käyttöönotossa tulevat taloudellisten kannustimien ja hiilidioksidin kuljetusinfrastruktuurin puutteista. Suomessa ei ole saatavilla hiilidioksidin varastointiin soveltuvia geologisia muodostumia, vaan hiilidioksidi on kuljetettava esimerkiksi Norjan tai Tanskan vanhoihin öljy- ja maakaasuesiintymiin tai käytettävä tuotteisiin.

Vaihtoehtona hiilidioksidin geologiselle varastoinnille on hiilidioksidin varastointi mineraaleihin. Tähän tarkoitukseen soveltuva mineraali on esimerkiksi serpentiini, johon hiilidioksidin varastointipotentiaali Suomen maaperällä olisi teoreettisesti jopa 20–30 Mt vuodessa. Teoriassa hiilidioksidia voi varastoida myös kaivosjätteisiin, kuten magnesium- ja kalsiumsilikaatteihin, mutta niiden saavutettavuus on Suomessa haastavampi. Hiilidioksidin mineralisaation teknologinen kypsyyssaste ei ole yhtä korkea kuin hiilidioksidin geologisen varastoinnin.

Tampereen Energia näkee hiilidioksidin talteenotossa potentiaalia ja on valmis etenemään heti, kun se on taloudellisesti ja poliittisesti mahdollista. Vuosien 2022–2025 aikana Tampereen Energia on toteuttanut useita selvityksiä hiilidioksidin talteenoton tekniseen toteutukseen liittyen sekä Tammervoiman hyötyvoimalaitoksen että Naistenlahden biovoimalaitoksen osalta. Hiilidioksidin talteenotosta on kerrottu lisää luvussa 4.3.

5.10 Muut lämmöntuotantomuodot

Kohti polttovapaata ja hiilinegatiivista järjestelmää on tarpeen tarkastella myös seuraavaa kahta teknologiaa, joilla tulee todennäköisesti olemaan jonkinlainen rooli tulevaisuuden lämmitysjärjestelmässä. Tässä luvussa ei ole annettu näille tuotantomuodoille pisteytystä aiemmin esitettyjen teknologioiden tapaan, sillä nämä teknologiat eivät ole polttoon perustumattomia tai hiilinegatiivisia. Näiden käsittely nähdään kuitenkin oleellisena kansallisen energijärjestelmän kokonaisuuden ymmärtämisessä.

5.10.1 Jätteenpoltto

Suomessa poltetaan yli puolet yhdyskuntajätteestä, koska energiahyödyntäminen on orgaanisen jätteen kaatopaikkakiellon vuoksi pakollista.

Jätteenpolttolaitoksiin kohdistuvat taloudelliset ohjauskeinot eivät tule tehokkaasti nostamaan kierrätysastetta, vaan resursseja pitää kohdistaa kotitalouksien lajittelun helpottamiseksi ja siirtää jätteenpolton päästöt sektorille, jossa ohjaus saadaan osumaan oikeaan kohtaan todellisten päästövähenemien tuottamiseksi.

2000-luvun alussa jätteen loppusijoitusta kaatopaikoille alettiin vähentää ensin kaatopaikkaveron nostolla, kunnes vuonna 2016 astui voimaan orgaanisen yhdyskuntajätteen kaatopaikkakielto. Vuoden 2010 molemmin puolin käynnistyi Suomessa useita jätteenpolttolaitoksia, ja vuoden 2017 paikkeilla energiahyödyntämisen osuus vakioitui noin 60 % tasolle yhdyskuntajätteen kokonaismäärästä.

Myös muuta jätettä kuin yhdyskuntajätettä hyödynnetään energiantuotannossa. Muuta polttokelpoista jätettä on esimerkiksi osa teollisuuden ja rakentamisen orgaanisesta jätevirrasta. Jätteenpolttolaitoksiksi luokiteltavista voimalaitoksista noin 75 % kapasiteetista on varattu yhdyskuntajätteelle ja loput teollisuuden jätevirroille.

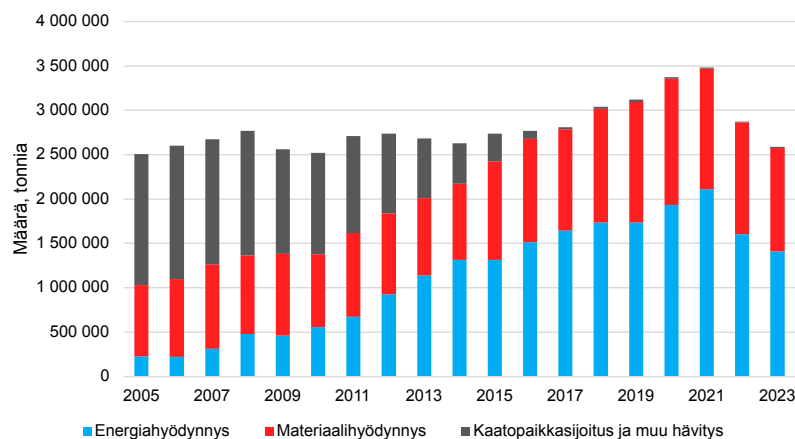
Koska yhdyskuntajäte kattaa suurimman osan suomalaisesta jätteenpolttokapasiteetista ja sillä on potentiaalia toteuttaa nykyistä vahvemmin jätehierarkiaa, keskitytään tässä luvussa yhdyskuntajätteen energiahyödyntämisen tarkasteluun.

Yhdyskuntajätteen synty on syklistä, se supistuu taantumissa ja kasvaa noususuhdanteessa. Yhdyskuntajätteen määrä seuraa ennen kaikkea kotitalouksien ostovoimaa ja yhdyskuntajätteeseen luokitellaan niin asumisessa kuin myös palveluissa syntyvät jätteet. LUT-yliopiston selvityksessä on todettu, että tyypillisesti 1 % BKT:n lisäys kasvattaa jätteitä keskimäärin 0,4–0,5 %.⁷¹

Vuonna 2023 yhdyskuntajätteen määrä laski edellisvuodesta (kuva 32), mutta jätteen synty henkilöä kohden on edelleen EU:n keskiarvoa korkeam-

⁷¹ Sustainability of Waste Management System: Waste Generation and Collection

pi. Yhdyskuntajätteen määrän laskuun vuodesta 2022 alkaen on vaikuttanut jätetietojen tilastointimenetelmien tarkentuminen. EU:n raportointisäännöt ja kansallinen jätetietojärjestelmä uudistuivat vuonna 2022, mikä muutti yhdyskuntajätteeksi luokiteltavien jätevirtojen rajausta. Tämä kirjanpidollinen muutos selittää suurimman osan tilastoissa näkyvästä äkillisestä pudotuksesta. Samalla se katkaisee vertailukelpoisuuden aiempiin vuosiin. Tilastointitavan muutokset sekä vuosien 2020–2023 eri kriisien aiheuttamat talousheilahtelut hämärtävät pitkän aikavälin kehityksen arviointia.



Kuva 32. Yhdyskuntajätteen määrä käsittelytavoittain.^{72 73}

Suomessa käsitellään tällä hetkellä myös ulkomailta tuotavaa jätettä. Vuonna 2023 tuontijäte muodosti noin 7 % kaikesta energiaksi hyödynnetystä jätteestä.⁷⁴ Taustalla on Pohjoismaiden suhteellisen korkea jätteenpolttokapasiteetti verrattuna muuhun Eurooppaan, jossa yhdyskuntajätettä

viedään yhä merkittävässä määrin kaatopaikoille. Suomen rooli osana eu-rooppalaista jätteenkäsittelyä tulee riippumaan muiden maiden kierrätysasteiden kehityksestä sekä siitä, miten jätteenpolttokapasiteetti kehittyy EU:n alueella. Tampereella ei ole poltettu tuontijätettä, vaan tuontijätteiden energiahyödyntäminen on painottunut lähemmäs rannikkoterminaaleja.

Yhdyskuntajätteen kierrätysaste Suomessa on pysynyt viime vuosikymmenen ajan melko vakaana, noin 40 prosentin tasolla. Suomi on muiden EU-maiden tavoin sitoutunut kierrättämään yhdyskuntajätteistä 60 prosenttia vuoteen 2030 mennessä ja 65 prosenttia vuoteen 2035 mennessä. Vuonna 2023 kaikesta yhdyskuntajätteestä hyödynnettiin kierrättämällä yhteensä enemmän kuin aikaisemmin, noin 44,6 %.⁷⁵

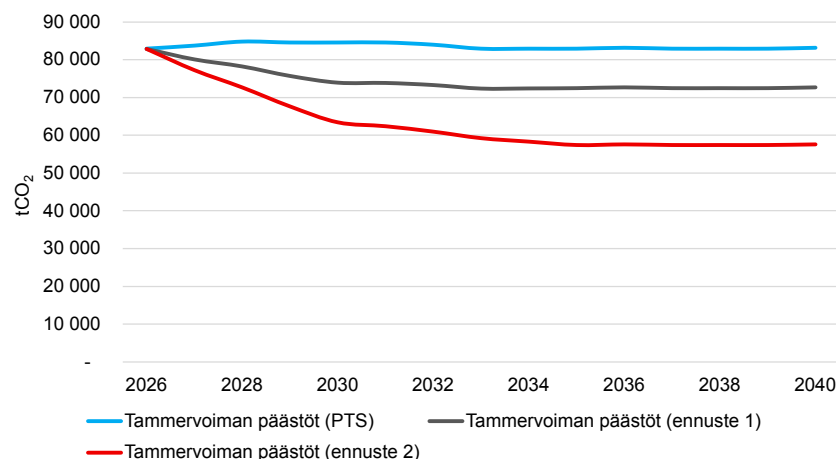
Tampereella yhdyskuntajätteen energiahyödyntämisestä syntyvät päästöt ovat seuraavan kuvaajan mukaiset. Ylin käyrä kuvastaa nykyisen suunnitelman mukaisia päästöjä, joissa oletetaan sekä jätteen hankinta-alueen että koostumuksen pysyvän lähes vakiona. Keskimäinen käyrä kuvastaa sitä, jos valtakunnalliset kierrätystavoitteet toteutuvat niin, että erityisesti biojätteen kierrätys yleistyy (ennuste 1). Viimeisin käyrä kuvastaa puolestaan sitä, jos yhdyskuntajätteen kierrätystavoitteet toteutuvat jätteen koostumuksen pysyessä vakiona (ennuste 2), eli että myös muovin kierrätys yleistyy merkittävästi biojätteen kierrätyksen ohella. Oletettavasti Tampereella tapahtuvan jätteen energiahyödyntämisen fossiiliset päästöt jäävät tasolle 60–80 ktCO₂ vuodessa. Vertailuna vuodelle 2027 arvioitu Tampereen Energian kokonaispäästöennuste on 144 ktCO₂ (markkinaperusteinen scope 1).

⁷² Yhdyskuntajätteet käsittelytavoittain vuosina, 2002–2023

⁷³ Yhdyskuntajätteet

⁷⁴ Jätteiden tuonti Suomeen kasvoi vuonna 2023

⁷⁵ Yhdyskuntajätteiden määrä väheni vuonna 2023



Kuva 33. Tammervoiman fossiilisten päästöjen ennusteet.

Jos asetettu vuoden 2030 kierrätystavoite saavutetaan olettaen syntyvän jätteen kokonaismäärän pysyvän vakiona, energiahyödyntämiseen tulee ohjautumaan noin 40 % yhdyskuntajätteestä. Tämä tarkoittaa, että nykyinen kapasiteetti (60 % jätevirrasta) jää osin vajaalle käytölle. Mikäli yhdyskuntajätteen energiahyödyntämiseen ohjautuva määrä Suomessa pienenee, myös tuotantomäärät pienenevät. Näemme kuitenkin, että Tampereen laitos ei tule olemaan ensimmäisiä alas ajettavia jätteenpolttolaitoksista Suomessa sen keskeisen sijainnin sekä pitkälle edenneen hiilidioksidin talteenottoprojektin takia.

Toki jos jätteenpoltto on kannattavaa, voidaan jätettä tuoda polttoon myös muualta Euroopasta. Tämä kuitenkin tapahtuisi todennäköisimmin rannikkoseudulla, ja olisi tarvittaessa estettävissä erillisellä regulaatiolla.

Jätteen energiahyödyntämisen ohjauskeinot

EU:n päästökauppajärjestelmän laajentuminen jätteenpoltoon vuonna 2028 on merkittävä ohjausmekanismi, jolla tulee olemaan suoria taloudellisia vaikutuksia jätehuoltoon. Jätteiden sisällyttäminen päästökauppaan tarkoittaa, että jätteenpolttolaitokset joutuvat ostamaan päästöoikeuksia fossiilipohjaisista komponenteista, joita jätevirrassa on mukana.

Keskustelu jätteenpolton verottamisesta kansallisesti on noussut esiin jo ennen päästökaupanlaajennusta. EU:n päästökauppa on markkinaehtoinen ohjauskeino, johon verrattuna kansallinen jätevero olisi jäykkä. Ympäristöministeriön selvitys on todennut, että kansallinen vero on tehoton päälekkäinen ohjausmuoto. Veron vaikutus kierrätysasteeseen olisi marginaalinen, koska suurin haaste on lajittelun toteutuksessa, ei hintasignaalin puutteessa.⁷⁶

Kaksoislaskennan välttämiseksi Suomessa on tehty linjaus, että jätteen energiahyödyntämisen päästöt lasketaan energiasektorilla, ei jätehuoltosektorilla. Taustalla ovat IPCC:n kasvihuonekaasuinventaarion ohjeet, joissa näin on aikanaan linjattu.⁷⁷ Päästöjen laskenta energiasektorilla hämärtää päästöjen syntymekanismia. Kierrättämättömän yhdyskuntajätteen hyödyntäminen energiana on pakollinen toimenpide, kun kaatopaikoille sijoittamista on vältettävä. Nyt päästöjen huomioiminen osana kaukolämmöntuotantoa ohjaa lämmitystapavalinnassa, mikä ei vaikuta todellisiin päästöihin. Vaikka kaukolämmön kulutus pienenee, on jätteet joka tapauksessa käsiteltävä.

5.10.2 Biokaasu ja bioöljy

Biokaasun ja -öljyn hyödyntäminen energiantuotannossa on teknologisessa mielessä helppoa, sillä niitä voidaan tyypillisesti käyttää samoissa laitok-

⁷⁶ Selvityksessä etsittiin keinoja edistää jätteenpolton kiertotalous- ja ilmastotavoitteita

⁷⁷ Incineration and open burning of waste

sisä, jotka hyödyntävät myös kyseisten polttoaineiden fossiilisia muotoja. Bioöljyn hyödyntäminen voi vaatia olemassa oleviin laitoksiin joitain lisäinvestointeja riippuen öljyn laadusta. Biolähtöiset vaihtoehdot eivät kuitenkaan ole polttoon perustumattomia eivätkä usein myöskään hiilineutraaleja teknologioita. Ne ovat kaikesta huolimatta tärkeitä uusiutuvaan energiaan perustuvia keinoja lämmitysjärjestelmän tehonhallinnassa.

Biokaasun ja -öljyn hintataso on tyypillisesti selvästi fossiilista maakaasua korkeampi johtuen kalliimmista raaka-ainelähteistä, hajautetusta pienimittakaavaisesta tuotannosta sekä kalliimmasta jalostus- ja jakeluprosessista. Uusiutuvilla polttoaineilla on saavutettavissa ympäristöhyötyjä ja niiden tuotanto lisää Euroopan alueen energiaomavaraisuutta. Esimerkiksi REPowerEU-ohjelman tavoitteena on lisätä eurooppalaisen biokaasun tuotantoa jopa 350 TWh vuositasolle vuoteen 2030 mennessä, mikä tarkoittaisi merkittävää noin 15 % osuutta alueen koko kaasunkäytöstä. Biokaasusektorin kehittymistä edesautetaan erilaisilla julkisen tuen mekanismeilla, kuten syöttötariffeilla, jakeluvetoilla sekä vero- ja investointituilla.

Osana vapaata sisämarkkinaa Suomessa käytetään sekä kotimaista biokaasua että yhteisen eurooppalaisen kaasuverkon kautta jaeltua biokaasua. Päästökaupassa biokaasu on määritetty päästöttömäksi, koska se täyttää komission tarkkailuasetuksen ja uusiutuvan energian direktiivin kriteerit. Biokaasuerä voidaan käyttää kulutukseen vain kerran. Tämä ostokirjanpidollinen ja sisältöön liittyvä seuranta on toteutettu biokaasulle myönnettävällä alkuperätakuulla ja niihin liittyvillä kestävyystodistuksilla. Järjestelmä on Euroopan laajuinen ja perustuu uusiutuvan energian direktiiviin sekä paikalliseen lainsäädäntöön. Toisin sanoen biokaasua voidaan käyttää Euroopan laajuisesti, kunhan kaasun syöttöpiste ja kulutuskohde ovat saman kaasuverkon piirissä.

Biometaanilla on lukuisia osin päällekkäisiä markkinoita, esimerkiksi liikenteen jakeluveto-markkina, päästökauppaan kytkeytyvä markkina, sähköntuotannon syöttötariffit, kaasulämmityksen markkina ja erilaiset vapaaehtoiset kompensatit perustuvat ratkaisut. Kun nämä yhdistetään

paikalliseen lainsäädäntöön, tukimekanismeihin ja vaihteleviin kestävyystodistuksiin, tuloksena on tilkkutäkki, jonka läpinäkyvyys on toisinaan erittäin huono.

Biokaasu ja bioöljy on tämän selvityksen mallinnuksissa jätetty tarkastelujen ulkopuolelle, sillä polttoaineenaan niitä hyödyntäviin laitoksiin ei näytä järkevältä asentaa hiilidioksidin talteenottolaitteistoa, eivätkä ne täten edesauta hiilinegatiivisuutta. Tarvittaessa niitä voidaan ottaa käyttöön suhteellisen pienillä investoinneilla ja nopealla aikataululla turvaamaan huippukulutuksen lämmönsaanti vähäpäästöisesti. Tampereella on käytetty sekä biokaasua että bioöljyä ajoittain fossiilisten polttoaineiden korvaamiseen saatavuuden mukaan.

5.11 Energian tuotanto ja kulutus rakennuksissa

Energiatohokkuus ensin -periaate tarkoittaa, että kaikissa energiaan liittyvissä päätöksissä ja investoinneissa pyritään ensin vähentämään energiankulutusta ja parantamaan energiatohokkuutta ennen investointeja uuteen energiantuotantoon. Tavoitteena on varmistaa, että käytettävä energia hyödynnetään mahdollisimman viisaasti ja kestävällä tavalla. Rakennuksia suunniteltaessa rakentajalla on kannuste rakentaa hieman energiatohotomampaa halvemmalla, sillä uuden rakennuksen ostajan on hyvin vaikea päällepäin arvioida rakennuksen energiatohokkuutta, mutta tietysti helppo arvioida hintaa. Tämän takia rakentamisen energiatohokkuutta säädelään. Periaatteen tasolla tämä on kannatettavaa, mutta kiristynyt ja monimutkainen sääntely on tuonut joitain epätoivottuja sivuvaikutuksia.

E-luku ja energiankulutus rakennuksissa

Energiatohokkuutta mitataan EU-regulaation mukaisesti E-luvulla. Energiantodistus, jossa E-luku on keskeinen, on tarkoitettu antamaan tietoa raken-

nuksen energiatehokkuudesta erityisesti myynti- ja vuokrautilanteissa, ja sitä vaaditaan myös uudisrakennuksen lupavaiheessa. E-luvulla säännellään energiatehokkuuden minimitasoa, joka uusien rakennuksien tulee saavuttaa. Näin ollen laskentatavan yksityiskohdat vaikuttavat lämmitysmarkkinan kilpailutilanteeseen. Suurimmat vääristymien lähteet ovat

1. E-luvulla mitataan ostoenergiaa ja laskennan taserajana on yksittäinen rakennus. Jos lämpöpumppu on kiinteistön sisällä, sitä käsitellään eri tavalla, kuin jos sama lämpöpumppu olisi esimerkiksi kaukolämpöverkossa.
2. Energiamuotojen kertoimet ovat kansalliset ja samaa kerrointa käytetään jokaiselle ajanhetkelle. Laskenta ei ota huomioon, hyödyntääkö rakennus hukkasähköä vai fossiililla tuotettua sähköä. Samoin laskenta ei ota huomioon paikallisen kaukolämmön ominaisuuksia.

Nykyiset kertoimet, sähkölle 1,2 ja kaukolämmölle 0,5 (suhde 2,4), suosivat rakennuksessa olevia lämpöpumppuja, joiden COP-arvona on energiatodistuksissa Tampereella käytetty noin 3,5. Tämä antaa lämpöpumpuille merkittävän laskennallisen edun. Niin pitkään kun E-lukua käytetään vertailemaan esimerkiksi maalämpötaloja keskenään ja kaukolämpötaloja keskenään, tämä ei ole ongelma. Nykyään tämä rakentamisen sääntely ohjaa lämmitystapavalintoja kilpailevien vähäpäästöisten teknologioiden kesken. Se alkaa siis ohjata energiapolitiikkaa ilman konkreettista linkkiä ilmastovaikutuksiin. Tästä lisää luvussa 7.

Vaikka E-luku ei otakaan rakennuksen todellista energiankulutusta mitenkään huomioon, sisälämpötilan hallinta on keskeinen osa tosielämän viisasta energian käyttöä. Tähän löytyy monia ratkaisuja sekä hajautetuista että keskitetyistä lämmitysratkaisuista, kuten Tampereen Energian SmartNRG Lämmönohjaus⁷⁸.

Energian tuotanto rakennuksissa

Kaukolämpöverkon vahvuus on siinä, että se mahdollistaa keskitetyt ja tehokkaat toimenpiteet. Tämä poistaa tarpeen monelta rakennuskohtaiselta ratkaisulta. Mitä suurempi lämpövarasto, sitä edullisempi se on. Talokohtaisille lämminvesivaraajille ei ole mitään tarvetta, kun lämmitysenergiaa varastoidaan suurissa lämpövarastoissa. Sama pätee sähkövastukseen. Keskitetty toteutus hyötyy mittakaavaedun lisäksi energiayhtiön minuuttitason optimointikyvystä.

Rakennuksissa on tehtävissä monenlaista energiankäytön optimointia, josta emme tiedä. Energiaratkaisuja voi arvioida Tampereella kaukolämmön hinnoittelua vasten, joka perustuu kustannusvastaavuuteen keskitetysti tuotetulle lämmölle. Jos esimerkiksi hybridiratkaisu osoittautuu kannattavaksi, se on todennäköisesti järkevä myös koko järjestelmän näkökulmasta – ja jos ei ole, siihen investoiminen ei todennäköisesti ole perusteltua. Kustannusvastaavan hinnoittelun voima on siinä, että rakentajat ja suunnittelijat voivat etsiä luovia, energiatehokkaita ratkaisuja todellisen kustannusrakenteen ohjaamana.

5.12 Teknologioiden yhdistäminen

Jotkut teknologiat toimivat huonosti yksin, mutta hyvin yhdistettynä toisen teknologian kanssa. Esimerkiksi lämpöpumput toimivat sitä paremmalla hyötysuhteella, mitä haaleampaa vettä ne tuottavat tai mitä korkeampaa lämmönlähdettä ne käyttävät. Toiset laitokset tuottavat automaattisesti kuumempaa vettä kuin kaukolämpöverkko edellyttää. Yhdistelmäratkaisu lienee käyttökelpoisin vaihtoehto siirtymävaiheessa täysin polttovapaaseen lämmitykseen tai järjestelmässä, jossa on hiilidioksidin talteenotolla varustettua polttamista.

⁷⁸ tampereenergia.fi/energiaratkaisut/lammonohjaus/



Geolämpö-, aurinkolämpö-, järvilämpö- ja ilma-vesilämpöpumppuratkaisut voivat toimia käytännössä vain muiden lämpölaitosten yhteydessä tai osana matalalämpöverkkoa. Myös lämpöpumpuilla talteen otetut hukkalämmöt ovat niin haaleita, että ne vaativat lämpötilan nostamista kaukolämpöverkon vaatimaan lämpötilatasoon eli priimaamista. Riittävän lämmintä vettä tuottavat ratkaisut ovat sähkökattila ja polttoon perustuvat lämmitysmuodot.

Yhdisteleminen ei ole ongelmaton, koska matalampaa lämpötilaa tuottava laitos on riippuvainen priimaavasta laitoksesta. Tämä on haaste erityisesti, jos priimaamiseen halutaan käyttää sähkökattilaa, koska sitä ei haluttaisi käyttää korkeiden sähkönhintojen aikaan. Yhdistelmäratkaisu on luonnollisesti monimutkaisempi vaihtoehto. Teknologioiden yhdisteleminen on kuitenkin oleellista, kun eri tuotantomuotojen rajoitteita ja haittoja minimoidaan.



6 Tampereen Energian tuotantoskenaariot

Tässä luvussa esitellään Tampereen kaukolämmöntuotannon sähköistymiseen perustuva polttovapaa tuotantomalli (Hukka-skenaario) sekä hiilidioksidin talteenoton vaihtoehto (BECCU-skenaario) vuodelle 2040. Näiden kahden pääskenaarion lisäksi on otettu tarkasteluun muutama muu vaihtoehtoinen skenaario. Nämä Tampereen lämmittämisen vaihtoehtoiset skenaariot ottavat huomioon aiemmin selvityksessä löydetty reunaehdot sähköjärjestelmän hyödyntämiselle lämmityksessä. Yhteenvedossa pääsemme vertailemaan kaukolämpöjärjestelmää täysin sähköiseen lämmittämiseen.

Skenaarioiden tarkastelussa on huomioitu jokaisen tuotantoskenaarion toteutumisen kannalta välttämättömät sisäiset oletukset. Oletuksien auki kirjoittamisen tavoitteena on esitellä, millaisia muutoksia toimintaympäristössä tarvitaan.

Skenaarioissa tärkeää on, että päästöjä ei ulkoisteta tarkastelurajan ulkopuolelle, vaan koko energiasysteemi on toimiva ja vähäpäästöinen. Skenaarioiden tavoitteena on:

- päästä vertailemaan vaihtoehtoja järjestelmätasolla. Ratkaisu voi vaikuttaa kokonaisuudessaan epäuskottavalta, mutta skenaario on sisäisesti looginen.
- ymmärtää, mitä julkisia panostuksia tulokseen pääseminen vaatii.
- visualisoida ehdotettujen teknologioiden mittakaavaa, jotta eri teknologioiden vahvuudet ja lämmön kysynnän vaihtelun tuomat haasteet olisi helpompi ymmärtää.

Yksityiskohtaiset kannattavuuslaskennat pitkälle tulevaisuuteen eivät palvele selvityksen tavoitetta lisätä ymmärrystä tuotannon haasteista. Skenaarioiden edullisuus riippuu käytetyistä hintaoletuksista, joihin vai-

kuttaa muun muassa sähkön käytön ja puun energiakäytön verottaminen. Mikäli näille asetetaan vero, ei sähkön käyttäminen lämmöntuotannossa tai hiilidioksidin talteenotto bioenergiasta ole houkuttelevaa. Koska sähköä käytetään kaikissa skenaarioissa, on oletettu, että ajoittain on sähkön ylituotantoa eli syntyy hukkasähköä, mikä tekee sähkön hyödyntämisestä lämmityksessä kannattavaa.

Tulevaisuuden lämmitysratkaisujen valinnassa energiapolitiikalla on keskeinen merkitys.

Epävarmuutta laskentoihin tuo myös sähkön hintaennuste. Sähköistyminen ja tuulivoiman lisääntyminen ovat tuoneet hintoihin korkeita piikkejä sekä nollahintoja. Arviot hintapiikkien kokoluokasta ja nollatuntien määrästä vaihtelevat eri toimijoiden ennusteissa. Korkeissa hintapiikeissä sähkön tarve katetaan polttamalla fossiilisia polttoaineita huonolla hyötysuhteella sähköksi, joko naapurimaissa tai Suomessa. Tällöin puun ja joissain tapauksissa jopa fossiilisten polttaminen hetkellisesti lämmöksi korkealla hyötysuhteella on parempi vaihtoehto kuin sähkön käyttö.

Tulevaisuuden epävarmuuksista huolimatta voimme esitellä investointikustannuksia eri skenaarioille. Jos laitoksen käyttö lopetetaan, se ei tarvitse ylläpitoinvestointeja. Näitä kustannuksia ei ole pyritty tässä työssä arvioimaan, joten investointikustannuksia voi käyttää vain karkeiden kokoluokkien arviointiin. Yksityiskohtaiset kannattavuuslaskelmat tehdään aina tapauskohtaisesti. Investointikustannuksen tarkastelu ei pelkästään riitä, mutta se antaa kuitenkin hyödyllisen näkökulman haasteeseen. Kalliimpi siirtymä on hitaampi siirtymä.

Vuoden 2025 päivityksessä skenaarioita on tuotantorakenteeltaan yksinkertaistettu, jotta jokainen skenaario syventäisi ymmärrystä juuri tietynlaisen toimintaympäristön haasteista ja mahdollisuuksista. Lisäksi skenaariot ottavat aiempaa paremmin huomioon sen, että sähköjärjestelmästä ei ole kovilla pakkasilla polttovapaata energiaa saatavissa.

Taulukko 10. Skenaarioiden yleiskuvaus ja mitä tarkoitusta skenaario palvelee.

Skenaario	Miksi on selvityksessä?
Hukka	Kuvaa hukkalämmön ja hukkasähkön maksimipotentiaalia kaukolämpöverkossa.
Ydinkaukolämpö	Kuvaa vaihtoehtoa, jossa hukkalämpöjä ei ole saatavilla, mutta lämmitysjärjestelmässä ei ole myöskään polttamista.
Miinus	Kuvaa tilannetta, jossa hukkalämpöjä on syntynyt vain vähän ja kaukolämmön kysyntä on pudonnut -40 %.
BECCU	Kuvaa hiilidioksidin talteenoton kautta syntyvää hukkalämmönlähdettä.
Ilman kaukolämpöä	Kuvaa lämmitysjärjestelmää, jossa kaukolämmöstä luovutaan kokonaan.

Skenaarioissa on lähtökohtaisesti pidetty Tammervoima mukana yhtenä lämmöntuotantomuotona. Kierrätyskelvottoman jätteen polttamiselle ainoa vaihtoehto olisi läjittää se kaatopaikoille. Tästä näkökulmasta jätteenpoltoista syntyvä lämpö voidaan ajatella hukkalämpönä. Jätteenpoltoa on tarkasteltu tarkemmin luvussa 5.10.1. Jos kierrätys voimakkaasti lisään-

tyy tai poliittisesti niin päätetään, Tammervoiman lämpö on korvattavissa muilla teknologioilla. Tätä vaihtoehtoa tarkastellaan Ydinkaukolämpö-skenaariossa.

Skenaarioiden haaste on luonnollisesti talven korkea lämmönkulutus, jolloin osa polttoon perustumattomista teknologioista ei ole saatavissa. Sähköllä lämmittäminen ei ole polttovapaata, ellei sähköntuotanto ole sillä hetkellä polttovapaata. Kuten tarkastelemme luvussa 2.2, emme pidä uskottavana, että Suomen sähköntuotanto on polttovapaata huippukulutustilanteessa vuonna 2040. Sähkövastukset eivät kelpaa polttovapaaksi tehoksi pakkasilla. Siksi skenaarioihin on huipputehon tuotantoon lisätty lämmön kausivarasto.

Skenaarioiden hukkalämmöt käyttävät sähköä tasaisesti tai eivät ollenkaan. Mallinuksissamme hukkalämmöt ovat käytössä myös mitoituslaitteissa. Tämä on mallinuksen yksinkertaistus. Tilanteen tarkka hallinta riippuisi siitä, millaisia hukkalämpöjä käytettävissä on. Pulatilanteessa datakeskukset todennäköisemmin käynnistävät varavoimakoneita kuin sammuttavat datakeskuksen. Tässä tapauksessa hukkalämpöjä on saatavilla. Vedyntuotannon prosessi saatettaisiin hyvinkin sammuttaa sähköjärjestelmän pulatilanteessa. Tämä voitaisiin hallita kaukolämpöakun käytöllä. Mallinnetun kaltainen tasainen sähkönkulutus on myös hyvin erilaista kuin luvun 3 sähkön kulutus. Tässä tilanteessa, kun kaukolämpöskenaario ei synnytä sähkön kysyntäpiikkejä, on mielestämme perusteltua sanoa hukkalämpöjä polttovapaaksi lämmöksi myös kovilla pakkasilla. Kaikkein pisimmässä ja syvimässä tehopolussa voitaisiin hyödyntää myös kaukolämmön polttavaa varakapasiteettia, jos sähköjärjestelmässä tarvittaisiin enemmän polttoa.

Selvityksessä esitetyt kaukolämpöskenaariot on mallinnettu Energy Optima 3 -optimointityökalulla. Laskennan taustaoletuksissa on käytetty Tampereen Energian kehittämiä sähkön hintakäyriä sekä ennustettua kaukolämmön kysyntäkäyrää.

6.1 Skenaario: Hukka

Pohjatuotantona Hukka-skenaariossa on Tammervoima ja hukkalämmöt. Tässä skenaariossa hukkalämmöt sisältävät hiilidioksidin talteenoton Tammervoimasta, datasaleja ja mahdollisesti biohiilen tuotantoa. Tässä skenaariossa vetyteollisuutta siis on, mutta hiilidioksidin talteenotto biomassan polttamisesta ei ole osoittautunut Tampereella kannattavaksi. Kaupunkiin on kuitenkin sijoittunut merkittävä määrä datasaleja, joiden hukkalämpö hyödynnetään kaukolämmöksi. Tämän skenaarion keskeinen oletus on, että vuonna 2040 talvella on edelleen säännöllisesti käytettävissä hukkasähköä sähkökattiloita varten.

Kilpailuetuna skenaariossa on hukkalämmön ja hukkasähkön hyödyntäminen. Keskitetyssä järjestelmässä pystytään lämmöntuotantoa optimoimaan taloudellisesti reaaliajassa. Tämä mahdollistaa sähkön käytön välttämisen silloin, kun siitä on pulaa, mikä edesauttaa sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitoa verrattuna hajautettuun sähkölämmitykseen. Kesäajalla ylijäävä hukkalämpö voi myös avata mahdollisuuksia kasvustrategialle – myös Tampereen Energian kaukokylmäjärjestelmässä absorptiolämpöpumppuja soveltamalla.

Suunnitelmassa on ylläpidetty polttoon perustuvasta tuotannosta kolmasosaa nykyisestä tehosta. Energiasta nämä tuottavat skenaariossa kuitenkin 0 %. Sähköjärjestelmän puhtauden mukaan toteuma olisi jotain 0–5 % väliltä. Polttoa lämpöjärjestelmässä tarvitaan vain, mikäli sitä tarvittaisiin sähköjärjestelmässä enemmän. Näin voidaan estää esimerkiksi sähköverkon häiriön eskaloituminen. Mikäli polttovapaita laitosinvestointeja lisätään tähän suunnitelmaan nähden, kustannukset nousevat, mutta poltto ei vähenä. Tämä tarve ylläpitää laitoksia varalla toimitus- ja huoltovarmuuden takia kuvaa hyvin tehonhallinnan teknis-taloudellista haastetta.

Yhteensä tehoa on mitoitettu 680 MW + varateho ja investointikustannukset ovat noin 509 M€. Ilma-vesilämpöpumput on mitoitettu niin, että ne eivät toimi alle -8 °C lämpötiloissa, eikä niiden siksi voi laskea kasvattavan tuotantotehoa. Koska tavoitteena on polttovapaa järjestelmä, eikä sähköjärjestelmä ole huippupakkasilla polttovapaa, ei sähkökattiloitakaan lasketa tehoon mukaan. Hukkalämmön talteenottoon tarvittavat lämpöpumput on laskettu tähän investointina mukaan.

Hiilidioksidin talteenotto palvelee muita sektoreita kuin lämmöntuotantoa ja sähköntuotantoa, ja siksi investointia siihen ei ole laskettu tähän mukaan energiasektorin investoinniksi. Talteen otettu hiilidioksidi ei myöskään kohdistu päästölaskennassa negatiivisina päästöinä lämmöntuotannolle, vaan päästövähennyksenä esimerkiksi liikennesektorille.

Tampereen Energian aiemmin tekemien selvitysten mukaan hiilidioksidin talteenottolaitteiston investointi Naistenlahden voimalaitokseen olisi noin 1,18 M€ / ktCO₂ sisältäen hiilidioksidin nesteytyksen. Tätä arviota skaalaten Tammervoiman täyden kapasiteetin talteenottolaitteisto maksaisi siis noin 212 M€. Hiilidioksidin saatavuus ja hukkalämpöjen talteenoton mahdollisuus samalla tontilla tekevät kuitenkin prosessista merkittävästi tehokkaamman kuin hiilidioksidin talteenotto jossain muussa kohteessa. Halvempi siirtymä on nopeampi siirtymä. Hiilidioksidin talteenoton kustannukset on jätetty pois alla olevasta taulukosta, sillä se sisältää vain varsinaiseen lämmityssektorin siirtymään liittyvät investoinnit.

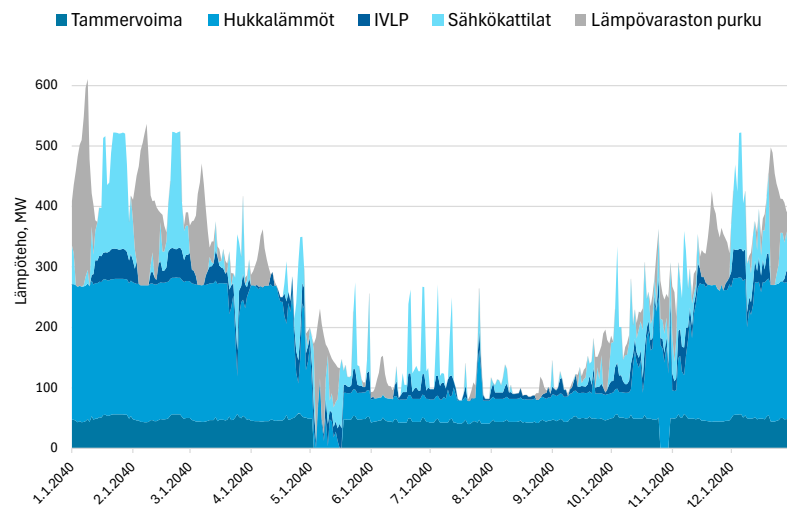
Tuotantolaitos	Teho	Investointi
Tammervoima	56 MW	0
Hukkalämpö	224 MW	224 M€
Ilma-vesilämpöpumppu	50 MW, 0 % tehoon mukaan	50 M€
Lämpövarasto	400 MW	230 M€
Sähkökattila	192 MW, 0 % tehoon mukaan	5 M€
Varateho	300 MW	0
Yhteensä	680+300 MW	509 M€ + CCU
Lämpövarastoja yhteensä	91 GWh	
Hiilidioksidin talteenotto Tammervoima	180 000 t/v	
Hiilidioksidin talteenotto Naistenlahti 3	0 t/v	

Taulukko 11. Hukka-skenaarion tuotantotehot ja investointikustannukset.

Skenaarion oletukset

- Kaukolämmölle on kysyntää eli se on kilpailukykyistä talokohtaisia lämpöpumppuja vastaan. Tämä toteutuu, mikäli hukkalämpöjen saataavuus on hyvä ja hinta riittävän edullinen, eikä kilpailevia ratkaisuja tueta voimakkaasti.
- Hukkalämpöjen saatavilla oleva määrä kasvaa voimakkaasti.
- Lämmitysratkaisut, jotka perustuvat sähkölämmitykseen sähköpulan hetkellä, joutuvat maksamaan sähköjärjestelmälle aiheuttamansa kustannukset aiheuttamisperiaatteella.
- Lämpöpumput ja sähkökattilat yhdistettyinä kausivarastoon ovat kilpailukykyisempi tapa tuottaa kaukolämpöä kuin Naistenlahti 3 -biovoimalaitos ja siihen mahdollisesti liitettävä hiilidioksidin talteenotto. Tähän voi vaikuttaa esimerkiksi synteettisten polttoaineiden kysyntä tai hiilidioksidin talteenoton kustannus tai regulaatio.
- Kierrättämätöntä jätettä muodostuu ja sen polttaminen on hyväksyttävää yhdistettynä hiilidioksidin talteenoton teknologioihin.
- Hiilidioksidin talteenottoon perustuva synteettisen metaanin valmistaminen jätteenpolton savukaasuista on kannattavaa liiketoimintaa. Elektrolyysistä vapautuvaa lämpöä voidaan hyödyntää hukkalämpönä.
- Teollisen luokan ilma-vesilämpöpumpuille löytyy soveltuvia sijainteja kaupungista ja teknologia osoittautuu luotettavaksi tavaksi tuottaa lämpöä lämpiminä sekä viileinä vuodenaikoina.
- Hukkasähköä sähkökattiloille on saatavilla.

9. Sähkökattiloilla ja lämpöpumpuilla ei ole sähköveroa tai sähkövero on EU:n vähimmäisverotaso. Sähkön siirtohinta sähkökattiloille on kohtuullinen.
10. Sähkön siirtoverkko kestää sähkönkulutuksen kasvun tuulisena talvipäivänä. Jos hukkasähköä on tarjolla, mutta sitä ei saada siirrettyä Tampereelle, ei sähkökattiloiden simuloitu käyttö ole realistista.
11. Fingrid rakentaa uuden kantaverkkoyhteyden Nokialle, jotta hukkalämpöjen, lämpöpumppujen ja sähkökattiloiden käyttöä varten saadaan siirrettyä tarvittava sähkö.
12. Tampereelta löytyy riittävä tila lämmön kausivarastoinnille.



Kuva 34. Tuotantorakenne skenaariossa Hukka. Kuvassa x-akselilla on aika (yksi vuosi päiväresoluutiolla) ja y-akselilla kaukolämmön tarve vuorokauden keskitehona.

Tiekartta skenaarioon pääsemiseksi

Jotta Hukka-skenaario voitaisiin saavuttaa, täytyy suurin osa nykyisestä tuotannosta korvata jollain uudella. Osa investoinneista on helposti ja nopeasti toteutettavissa, toiset vaativat pidemmän tähtäimen tekemistä. Mahdollinen tiekartta Hukka-skenaarioon vuonna 2040 pääsemiseksi:

1. Nokialle on tulossa uusi Fingridin kantaverkkoyhteys vuonna 2028, josta rakennetaan yhteys Tampereelle arviolta vuonna 2029.
2. Uuden sähkökattilan asentaminen on yksinkertaista ja voidaan tehdä nopeasti, todennäköisesti lämpövaraston yhteyteen.
3. Suurien luola-akkujen käyttöönotto kannattaa sitoa hukkalämpöjen saatavuuteen ja polttoon perustuvan lämmöntuotannon alasajoon. Niin pitkään kuin polttoon perustuvaa CHP:ta tarvitaan sähkömarkkinoilla, kannattaa sähkötehon hallinta tehdä sähkön tuotantoa ja sähkön käyttöä vuorottelemalla. Kun polttaminen lopetetaan, tämä ei ole enää vaihtoehto, ja suuri lämpövarasto on välttämätön sähkön saatavuuden ja hintavaihtelun hallitsemiseksi.
4. Skenaariossa hukkalämpö perustuu erityisesti datakeskuksiin ja pienemmässä määrin biohiileen. Tällä hetkellä kiinnostus datakeskusten rakentamiseen on korkealla. Varjon tämän buumin ylle on asettanut yllättävä aikomus korottaa datakeskusten sähköveroa. Biohiilen tuottamisen kannattavuus määrittää tämän hukkalämmönlähteen kannattavuuden. Kun tämä ratkeaa, toimintaa voidaan laajentaa nopeasti. Hukkalämmön määrä siis kasvanee portaittain vuotta 2040 lähestyttäessä. Hukkalämmön saatavuus on keskeinen epävarmuus tämän skenaarion toteutumiselle.
5. Ilma-vesilämpöpumppuja voidaan suunnitella ja asentaa tarpeen mukaan, kun kannattavuus näyttää hyvältä.

6.2 Skenaario: Ydinkaukolämpö

Jos bioenergialla ei ole roolia tulevaisuuden energiajärjestelmässä tai teknisen hiilidioksidin talteenoton toteuttamisessa, ja samalla hukkalämpöjen kasvu toteutuu huonosti odotuksiin nähden, jää tärkeäksi varasuunnitelmaksi ydinkaukolämpö. Sillä on edellytyksiä nousta erillisjärjestelmiä paremmaksi ratkaisuksi energian kolmoisongelmaan lämmittämisessä. Tämän skenaario havainnollistaa, miten polttovapaaseen skenaarioon voidaan päästä ilman hukkalämpöjä. Kallis investointi ja pienet käyttökulut tarkoittavat, että ydinkaukolämpö toimii pohja- ja keski kuormana. Skenaariossa loput kysynnästä tuotetaan muilla polttoon perustumattomilla vaihtoehdoilla.

Ydinkaukolämmön hyötyinä ovat suuri saatavilla olevat teho, tasainen tuotanto ja päästöttömyys. Varsinkin yhdistettyinä kaukolämpöakkuihin ydinkaukolämpö kykenee myös säätämään tuotantoa tarpeen mukaan. Ydinkaukolämmön esteinä ovat korkeat investointikustannukset ja se, ettei rakentamiskokemusta vielä ole. Tästä seuraa regulaation, osaamisen ja erityisesti käytäntöjen puutteet. Emme epäile, etteikö Suomesta löytyisi teoreettinen osaaminen turvallisen laitoksen rakentamiseen. Toistojen määrä kuitenkin kaikessa ihmistoiminnassa selkeyttää tekemistä ja laskee kustannuksia. Ensimmäinen laitos on aina vaikein.

Koska skenaariossa hukkalämpöä ei ole, ydinvoimaa on mallinnettu siihen 250 MW. Koska monet ydinvoiman kustannuksista realisoituvat jo, kun ensimmäinen megawatti ydinvoimaa rakennetaan, 200 MW ydinvoimaa on

Tampereella realistisempi määrä kuin esimerkiksi edellisen selvityksen 50 MW. Kun jokainen lisäyksikkö on suhteessa edullisempi kuin edellinen, uskomme, että ydinkaukolämpö voi olla kilpailukykyistä esitetyllä huipun käyttöajalla. Lämmöntuotanto kesällä järjestyy helposti joka tapauksessa, joten kannattavuus ei ole kiinni siitä, voiko ydinvoima korvata muuta halpaa lämmöntuotantoa kesällä. Ratkaisevaa on, minkä hintaista lämmöntuotantoa se korvaa talvella.

Skenaarioiden investointikustannukset perustuvat pääsääntöisesti toteutuneisiin investointipäätöksiin. Ydinvoima tekee tästä merkittävän poikkeuksen. Yhtäkään ydinkaukolämpölaitosta ei ole rakennettu, joten kustannustaso on spekulatiivisempi. Alan esityksissä 50 MW laitoksen investointikustannukseksi on arvioitu 100 M€. Tämä on noin kaksinkertainen kustannus teollisiin lämpöpumppeihin nähden ja kalliimpi investointikustannuksiltaan kuin maalämpöjärjestelmä asiakkaalle. Käyttökustannukset ovat toki alhaisemmat ja käyttöikä on pitkä, mutta tämä indikoi, että tässä esitettyä kalliimpia ydinvoimalat eivät voi olla tai ne eivät ole kilpailukykyisiä.

Kuten alta taulukosta ja kuvaajasta nähdään, toimivaan energiajärjestelmään tarvitaan paljon muitakin kuin pelkät ydinvoimalat, kuten säätyvää lämmöntuotantoa sähkökattiloiden ja lämpövarastojen kautta. Tämän kokonaisuuden täytyy olla kokonaiskustannuksiltaan edullisempi kuin maalämpöjärjestelmä on asiakkaalle. Liian kallis järjestelmä on järjestelmä, jolla ei ole asiakkaita.

Tuotantolaitos	Teho	Investointi
Ydinvoima	250 MW	500 M€
Hukkalämpö	0 MW	
Ilma-vesilämpöpumppu	50 MW, 0 % tehoon mukaan	50 M€
Lämpövarasto	400 MW	230 M€
Sähkökattila	192 MW, 0 % tehoon mukaan	5 M€
Varateho	300 MW	
Yhteensä	700+300 MW	785 M€
Lämpövarastoja yhteensä	91 GWh	
Hiilidioksidin talteenotto Tammervoima	0 t/v	
Hiilidioksidin talteenotto Naistenlahti 3	0 t/v	

Taulukko 12. Ydinkaukolämpö-skenaarion tuotantotehot ja investointikustannukset

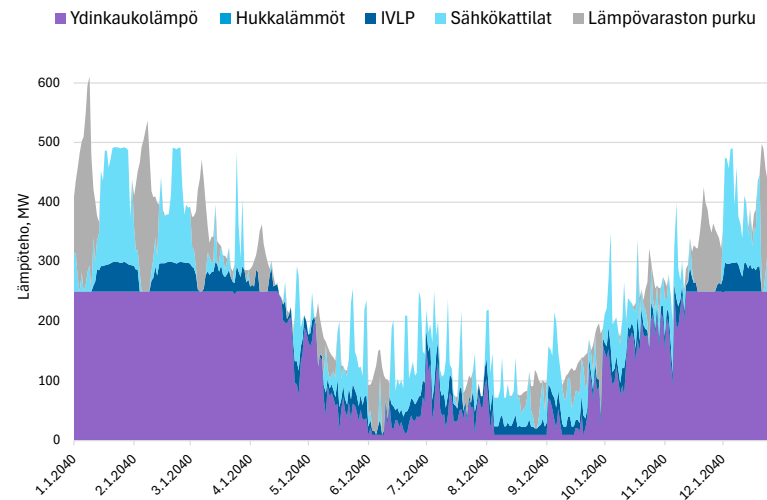
Skenaarion oletukset

Erona polttovapaaseen Hukka-skenaarioon oletetaan, että

1. kaikki polttaminen on erittäin kallista, joten nykyisten laitosten käyttöä ei kannata jatkaa. Kaukolämmön varatehoa kuitenkin ylläpidetään samoin kuin muissakin skenaarioissa.
2. hukkalämpöä ei ole saatavilla Tampereella lainkaan.

Lisäksi oletetaan, että

1. ydinkaukolämpöä voi rakentaa Tampereelle turvallisesti.
2. ydinkaukolämmölle on selvä poliittinen hyväksyntä ja toteutuksen mahdollistava regulaatio.



Kuva 35. Tuotantorakenne Ydinkaukolämpö-skenaariossa.

6.3 Skenaario: Miinus

Viimeinen polttovapaista skenaarioista käsittelee tilannetta, jossa kaukolämpöverkko pienenee eli lämmöntuotanto siirtyy keskitetystä talokoh-
tisiin ratkaisuihin. Tämän toteutuminen edellyttää, että kaukolämpö on
menettänyt kilpailukykynsä pitkäksi aikaa nykyhetken ja tarkasteluvuoden
välillä. Kaukolämmön kysyntä on skenaariossa pienentynyt 40 % verrattuna
skenaarioon Hukka.

Tämä tarkoittaa, että nykyiset kaukolämmön tuotantolaitokset ja siirtoverk-
ko jäävät vajaakäytölle ja kaupunkien omistamien energiayhtiöiden liike-
vaihto pienenee. Tämä johtaa siihen, että verotulot ja osingot laskevat sekä
kaupungin omaisuuden arvo pienenee. Tampereen Energia on Tampereen
kaupungin suurin osinkojen maksaja. Esimerkiksi vuonna 2023 Tampereen
Energia maksoi Tampereen kaupungille 20 miljoonaa euroa osinkoa, mikä
oli 76 % kaikista kaupungin osinkotuloista.⁷⁹

Siirtyminen talokohtaisiin ratkaisuihin kasvattaa lämpöasiakkaiden omia
investointitarpeita sekä nostaa sähkön tehonhallinnan ja sähköverkon
ylläpidon kustannuksia. Miinus-skenaariossa häviäjiä ovat sekä kaupungit
että lämpöasiakkaat. Voittajia ovat laitevalmistajat ja suunnittelutoimistot.
Luvussa 3.5 on arvioitu, että 100 % siirtymä maalämpöön aiheuttaisi 2,6
mrd. euron investointitarpeen. Tämä tarkoittaa, että tässä skenaariossa
tarkasteltu 40 % siirtymä aiheuttaisi sähköjärjestelmässä 1,0 mrd. euron in-
vestointitarpeen. Sähköjärjestelmän huippujen hallinnan kautta tulee myös
jonkin verran polttamisen tarvetta. Tätä on käsitelty luvussa 6.5 ja vaikutus
tähän skenaarioon on kerätty yhteenvetotaulukkoon luvussa 6.6.

Skenaariossa oletetaan hukkalämpöjä tulevan vähemmän ja myöhemmin.
Sähköjärjestelmään siirtyneen kysynnän myötä puolet pienempi lämpöva-
rasto riittää kattamaan kylmän jakson. Purkutehosta on vähennetty 100 MW.
Hiilidioksidin talteenoton Tammervoimasta oletetaan toteutuvan.

Tuotantolaitos	Teho	Investointi
Tammervoima	56 MW	0
Hukkalämpö	72 MW	72 M€
Ilma-vesilämpöpumppu	50 MW, 0 % tehoon mukaan	50 M€
Lämpövarasto	300 MW	115 M€
Sähkökattila	142 MW, 0 % tehoon mukaan	5 M€
Varateho	300 MW	0
Yhteensä	428+300 MW	237 M€ + CCU + 1 000 M€ sähköjärjestelmään
Lämpövarastoja yhteensä	46 GWh	
Hiilidioksidin talteenotto Tammervoima	90 000 t/v	
Hiilidioksidin talteenotto Naistenlahti 3	0 t/v	

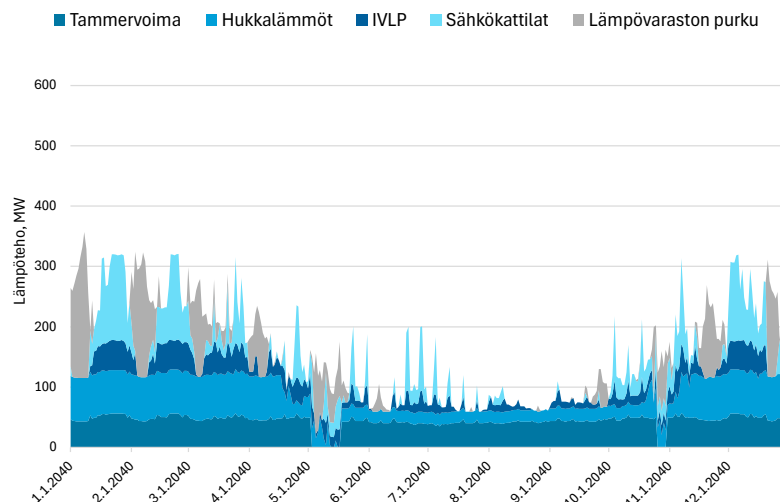
Taulukko 13. Miinus-skenaariot tuotantotehot ja investointikustannukset.

⁷⁹ Raportti Tampereen kaupungin tytäryhtiöiden toiminnasta vuodelta 2023

Skenaarion oletukset

Erona polttovapaaseen Hukka-skenaarioon oletetaan, että

1. kaukolämpö on menettänyt kilpailukykynsä pitkäksi aikaa nykyhetken ja tarkasteluvuoden välillä. Kaukolämmön kysyntä on pienentynyt 40 %.
2. hukkalämpöjen saatavuus on ollut alhainen tai se on realisoitunut myöhään, jota odottaessa kaukolämmön hinta on ollut korkea ja asiakaskato on ollut merkittävää.



Kuva 36. Tuotantorakenne Miinus-skenaariossa.

6.4 Skenaario: BECCU

Tässä skenaariossa on lisätty Tammervoimaan ja Naistenlahteen hiilidioksidin talteenottojärjestelmät. Skenaario kuvaa tilannetta, jossa synteettistä polttoainetta valmistetaan Tampereella suuria määriä. Tämä vaatii uusi-

tuvista lähteistä peräisin olevaa hiilidioksidia ja tuottaa merkittävät hukkalämpömäärät. Talteen otetun hiilidioksidin määrä on niin suuri, että osa siitä voidaan ohjata myös pysyväisvarastointiin infrastruktuurin ja markkinoiden kehittyessä. Kuitenkin tämä skenaario kuvaa hiilidioksidin hyötykäytön takia ennemminkin kaukolämmön positiivista hiilikädenjälkeä kuin systeemistä hiilinegatiivisuutta, vaikkakin tulevaisuuden mahdollisuuksia on myös varastointiin liittyen.

Skenaariossa energiajärjestelmään tarvitaan vain pienet investoinnit, koska voidaan hyödyntää nykyisiä laitteita ja investointirahat tulevat energiasektorin ulkopuolelta. Tässä skenaariossa siis kaukolämpöjärjestelmä mahdollistaa liikennesektorin päästövähennemät.

Pohjakuormana toimivat Tammervoiman hyötyvoimalaitos ja Naistenlahti 3 -biovoimalaitos hiilidioksidin talteenotoilla ja loput kysynnästä tuotetaan lämpöpumpuilla ja sähköllä. Skenaariossa mukana olevat teknologiat ovat lämpövarastot, synteettisen polttoaineen hukkalämpö, datakeskusten hukkalämmöt sekä sähkökattilat. Sähköön perustuvia lämmöntuotantomuotoja tarvitaan vähemmän kuin yllä olevissa polttovapaissa skenaarioissa.

BECCU-skenaarion hyötyinä ovat kaukolämmön suuri positiivinen ilmasto-vaikutus muihin sektoreihin ja suurempi tuki sähköjärjestelmälle. Naistenlahti 3 ja Tammervoima molemmat tuottavat sekä sähköä että lämpöä, mikä nostaa järjestelmän hyötysuhdetta ja parantaa säädettävyyttä. Naistenlahden voimalaitoksen käyttö myös vähentää tarvetta varateholle ja tekee siihen tukeutumisen tarpeesta harvinaisempaa.

Hiilidioksidin talteenoton vaatima laitteisto on niin kallis, ettei se voi seisoa puolet vuodesta. Sen vuoksi laitokset toimivat pohjakuormina. Tampereen Energian investointeihin on lisätty vain suoraan energiantuotantoon liittyvät investoinnit. Tampereen Energian aiemmin tekemien selvitysten mukaan hiilidioksidin talteenottolaitteisto Naistenlahden voimalaitokseen olisi noin 1,18 M€ / ktCO₂ sisältäen hiilidioksidin nesteytyksen. Tätä arviota

skaalaten, Tammervoiman ja Naistenlahden voimalaitosten täyden kapasiteetin talteenottolaitteisto maksaisi siis noin 566 M€.

Hiilidioksidin talteenoton toteutuminen riippuu siitä, onko se kannattavaa liiketoimintaa. Investoinnit liikennesektoriin olisivat tässä huomattavat, sillä synteettisten polttoaineiden tuotantolaitosten (elektrolyysit, metanointiysiköt, nesteytysyksiköt, tankkausasemat jne.) rakentaminen vaatisi merkittäviä pääomia, mutta niitä investointikustannuksia ei tule lisätä vertailuun energiasysteemin kustannuksiksi. Kaukolämpö toimii skenaariossa mahdollistajana. Ei voi olla niin, että kaukolämpöasiakkaat maksaisivat liikennesektorin päästövähennykset.

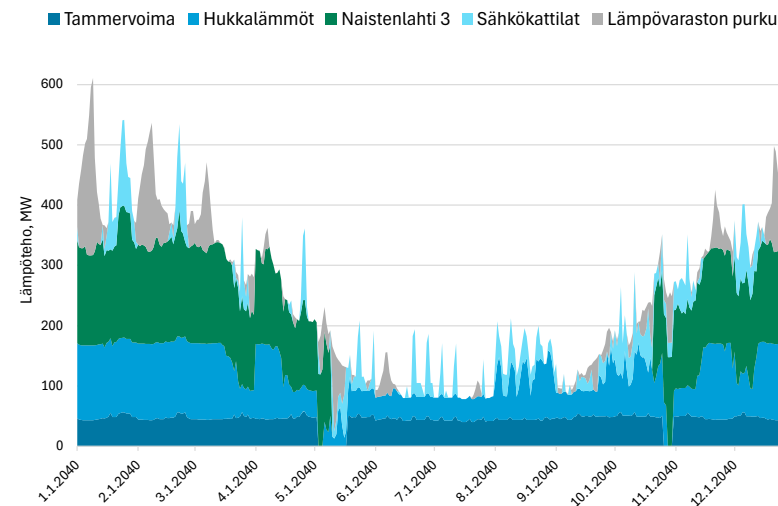
Tuotantolaitos	Teho	Investointi
Tammervoima	56 MW	
Naistenlahti 3	230 MW	
Hukkalämmöt	124 MW	124 M€
Lämpövarasto	400 MW	230 M€
Sähkökattila	142 MW, 0 % tehoon mukaan	
Varateho	200 MW	
Yhteensä	710+200 MW	372 M€ + CCUS
Lämpövarastoja yhteensä	91 GWh	
Hiilidioksidin talteenotto Tammervoima	180 000 t/v	
Hiilidioksidin talteenotto Naistenlahti 3	300 000 t/v	

Taulukko 14. BECCU-skenaariot tuotantotehot ja investointikustannukset.

Skenaariot BECCU oletukset

Erona polttovapaaseen Hukka-skenaarioon oletetaan, että

- hukkalämpö perustuu voimakkaasti hiilidioksidin talteenottoon ja hyödyntämiseen. Hiilidioksidin talteenoton regulaatio ja markkinamekanismi rakennetaan onnistuneesti, jotta liiketoiminnasta tulee kannattavaa. Liiketoimintaa sijoituu Tampereelle.
- käytetty bioenergia on aidosti kestävä, jolloin yhdistettynä hiilidioksidin talteenottoon sillä on poliittinen hyväksyntä.
- lämpöpumput eivät osoittaudu sähkökattiloita ja hiilidioksidin talteenottoon yhdistettyä tuotantoa kannattavammiksi, jolloin niihin ei tehdä Tampereella investointeja.



Kuva 37. Tuotantorakenne BECCU-skenaariossa.

Tiekartta BECCU-skenaarioon pääsemiseksi

Osa investoinneista on helposti ja nopeasti toteutettavissa, toiset taas vaativat pidemmän tähtäimen tekemistä. Tässä on nimetty tuotantokuvasta pohjalta ylöspäin edeten yksi mahdollinen tiekartta BECCU-skenaarioon pääsemiseksi.

1. Nokialle on tulossa uusi Fingridin kantaverkkoyhteys vuonna 2028, josta rakennetaan yhteys Tampereelle arviolta vuonna 2029.
2. Tammervoiman hyötyvoimalaitos ja Naistenlahti 3 eivät vaadi muita toimenpiteitä kuin hiilidioksidin talteenottolaitteiston ja kuljetuslogistiikan rakentamisen. Tämä voidaan tehdä sopimuksineen ja suunniteluineen noin viidessä vuodessa, kunhan hiilidioksidin talteenotto on kannattavaa.
3. Suurien kaukolämpöakkujen tai luolavaraston käyttöönotto kannattaa sitoa hukkalämpöjen käyttöönottoon ja hiilidioksidin talteenottoa hyödyntämättömän polttoon perustuvan lämmöntuotannon alasajoon.

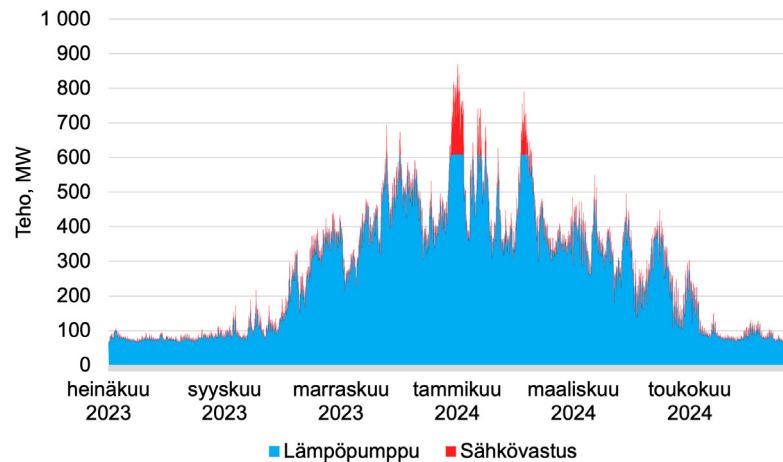
6.5 Skenaario: Ilman kaukolämpöä

Siirtymää maalämpöjärjestelmään käsiteltiin jo luvussa 3. Tässä luvussa tarkennetaan, miten järjestelmä toimisi. Tämän skenaarion tarkoituksena on havainnollistaa, minkälaisia haasteita syntyisi, jos lämmitysjärjestelmä rakentuisi pelkästään sähköisen lämmityksen varaan. Jotta voimme hyödyntää luvun 3 tuloksia, skenaario on mallinnettu eri tavalla kuin kaukolämpöverkon skenaariot. Skenaario perustuu toteumaan 2023–2024, kun

taas muut skenaariot perustuvat simuloituun tulevaisuuteen. Tämän työn tarkoituksena ei ole luoda huippuunsa viritettyjen energiasysteemien yksityiskohtaista vertailua, vaan havainnollistaa ilmiötä, jotka tulee ottaa huomioon lämmitysjärjestelmien ja niihin liittyvän energiapolitiikan suunnittelussa.

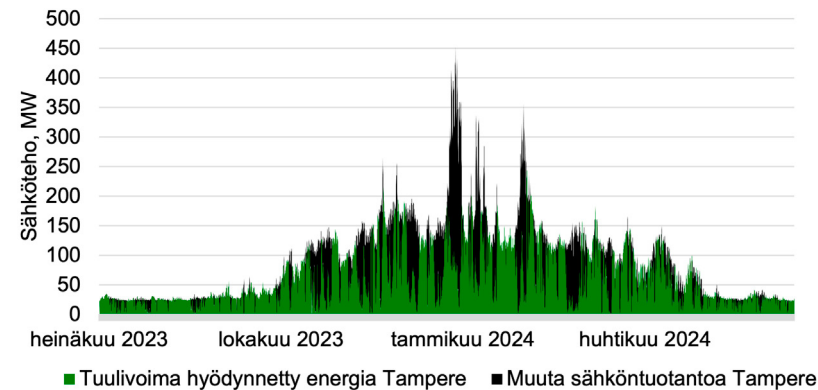
Mikäli tehtäväksi todellisuudessa tulisi suunnitella ja toteuttaa täysin lämpöpumppuihin perustuva lämmitysjärjestelmä Tampereelle, olisi kannattavaa tarkastella myös pienempiä alueverkkoja ja energiayhteisöjä. Olemme tietoisesti jättäneet nämä huomioimatta. Tällä hetkellä siirtymä pois kaukolämmöstä ei tapahdu näin keskitetysti, vaan yksittäin. Täten näemme, että tämä aavistuksen epäoptimaalinen maalämpöjärjestelmä kuvaa nykyistä kehityskulkua parhaiten. Olemme pyrkineet tekemään oletuksemme niin, että skenaario on vertailukelpoinen kaukolämpöjärjestelmään ja aiempiin skenaariomallinnuksiin.

Lämmityskausi 2023–2024 sisälsi pitkästä ajasta oikein kylmiä jaksoja. Aivan mitoituslämpötiloissa ei käyty, mutta jakso oli useamman päivän pituinen, joten siitä voidaan käyttää hyvänä esimerkkinä tyynestä, erittäin kylmästä pakkasjaksosta. Käytämme luvussa 3 kuvattua mallin 3 mukaista lämpöpumppujärjestelmää, jonka lämmön kulutus skaalataan vastaamaan kaukolämmön kulutusta Tampereella. Maalämpöpumpulla pystytään tuottamaan suurin osa vuosittaisesta energiasta. Kuitenkin, kun lämpötila laskee lähelle mitoituslämpötilaa, tuotetaan osa lämmöstä suoraan sähkövastuksilla alla olevan kuvan mukaisesti.



Kuva 38. Tampereen lämmöntuotanto rakennuskohtaisilla lämpöpumpuilla ja sähkövastuksilla.

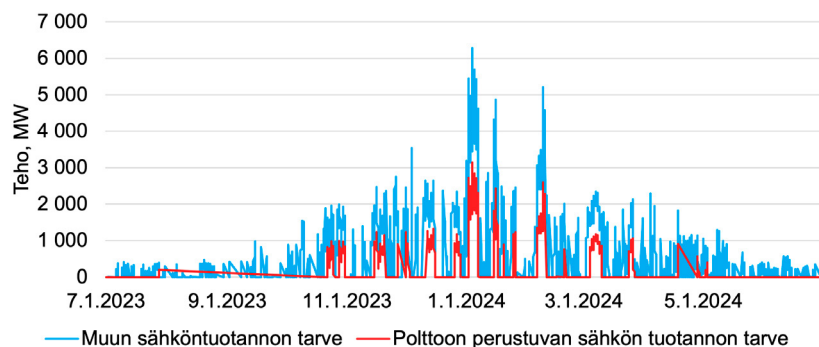
Luvussa 3 tarkasteltiin järjestelmän tehon tuoton ongelmaa huippupakka- silla. Kuvassa 39 on tilanne skaalattuna Tampereen mittakaavaan. Kuvaa- jasta nähdään, että vuoden aikana on useita 1–2 viikon jaksoja, jolloin tuuli- voiman tuotanto on pientä. Jotta skenaariosta saadaan vertailukelpoinen kaukolämmön skenaarioihin, täytyy meidän nyt ottaa kantaa siihen, miten tämä puuttuva energia tuotetaan.



Kuva 39. Ilman kaukolämpöä -skenaariot sähkönhankinta.

Skenaariomme on Tampereen mittakaavassa vertailtavuuden vuoksi, mutta kuvaa tilannetta, jossa kaukolämmöstä luovuttaisiin koko Suomessa. Tam- pereen tehonhallinnan ongelmat olisi helppo ratkaista, jos käytössä olisi koko Suomen joustokyky. Tämä ei kuitenkaan olisi skenaariomme mukaista. Siksi siirrymme taas hetkeksi Suomen sähköjärjestelmän mittakaavaan.

Kokonaisuudessaan muun sähköntuotannon tarve Suomen mittakaavassa on 4,8 TWh (musta alue kuvassa 39). Valtaosa energiasta saataneen katet- tua vesivoimalla, energiavarastoilla ja kysyntäjoustolla. Pisimmillä jaksoilla tämä ei kuitenkaan ole uskottava oletus. Alla on kuvattu mallimme mukai- nen muun sähköntuotannon tarve. Oletamme, että ensimmäiset 48 tuntia sähköpula saadaan hoidettua järjestelmässä olevalla polttovapaalla jous- tokyvillä. Senkin jälkeen oletamme, että puolet tarpeesta saadaan katettua esimerkiksi vesivoimalla ja kysynnän leikkaamisella. Tämän jälkeen jäljelle jää vielä 1,2 TWh sähköntuotannon tarvetta (kuva 40).



Kuva 40. Sinisellä on tuulivoiman lisäksi tarvittava sähköntuotanto Suomessa, jos kaukolämmöstä luovutaan. Punaisella on siitä osuus, joka tarvitaan polttoon perustuvista energialähteistä.

Luvussa 2.2.5 totesimme, että tällaiseen harvinaiseen sähköntuotantoon polttovapaat ratkaisut ovat äärimmäisen kalliita. Skenaariossamme kaikki kaukolämpö on korvattu maalämmöllä, joten kaukolämpö-CHP ei ole vaihtoehto. Jäljelle jäävät polttoon perustuva teollisuus-CHP ja lauhdetuotanto. Näiden ylläpitäminen voi olla kannattavaa, koska mallissamme nojataan hyvin voimakkaasti kysyntäjoustoon, joten sisäinen logiikka vaatii, että sähkön hinta pulatilanteissa on korkea.

Kuvaajasta nähdään, että noin 1 000 MW riittäisi kattamaan valtaosan polttoon perustuvasta energiasta. Oletetaan, että tämä hoidettaisiin bioenergiaa käyttävällä teollisuus-CHP:lla ja loput luvussa 3.2.4 kuvatuilla maakaasua polttavilla varavoimakoneilla. Tästä saadaan puusähkön määräksi 0,93 TWh ja fossiilisähkön määräksi 0,28 TWh.

Vuonna 2022 tuotettiin puusta sähköä 11,4 TWh ja siihen käytettiin polttoaineita 60,6 TJ eli 16,8 TWh.⁸⁰ Tästä saadaan sähköntuotannon hyötysuhdeeksi 67 %. Tämä hyötysuhde on korkea, koska Tilastokeskuksen laskenta allokoii suuren osan polttoaineesta lämmöntuotannolle. Skenaariossa puuta

kuluu sähköntuotantoon siis yhteensä $0,93 \text{ TWh} / 0,67 = 1,4 \text{ TWh}$. Luvun 3.2.4 varavoimakoneet käyttäisivät maakaasua $0,28 \text{ TWh} / 0,4 = 0,7 \text{ TWh}$. Maakaasun päästöt olisivat 141 000 tonnia CO₂ vuodessa.

Nyt meidän täytyy palata taas Tampereen energiankäytön mittakaavaan, jotta voimme vertailla lukuja kaukolämpöskenaarioihin. Tampereen mittakaavaan skaalattuna puuta kuluisi 87 GWh, maakaasua 43 GWh ja fossiiliset päästöt olisivat 8 800 tonnia CO₂ vuodessa.

Ilman kaukolämpöä -skenaarion oletukset

1. Kaukolämpö ei ole kilpailukykyistä maalämpöä vastaan, vaan asiakkaille maalämpö on kustannustehokkain lämmitysratkaisu ja se on saatavilla ja asennettu kaikkiin kohteisiin.
2. Oletetaan, että se koostuu maalämpöpumpusta, jonka COP on 3, ja sähkövastuksesta.
3. Mitoitetaan pumppu niin, että maalämpöpumpun tehopeitto lämmityskaudella 2023–2024 olisi ollut 70 %. Tällöin energiapeitto olisi ollut 98,6 %. Huomattavaa on, että tammikuussa 2024 ei käyty Tampereen mitoituslämpötilassa. Mitoituslämpötilaolosuhteisiin ekstrapoloiden tehopeitto olisi ollut muutaman prosenttiyksikön alhaisempi, noin 66 %. Korkeampi tehopeitto olisi teknisesti tietysti mahdollinen, mutta taloudellisesti vähemmän optimaalinen, joten se rikkoisi oletusta 1.
4. Oletetaan, että sähköjärjestelmään rakennetaan tuulivoimaa yhtä suurella vuosienenergialla kattamaan lisääntyneen sähkönkulutuksen. Tämä ei ole ennuste, vaan tarkoituksena on havainnollistaa, että vaikka vuodenaikojen tasolla tuulivoima ja maalämmön sähkönkulutus korreloivat hienosti, tuntitasen tarkastelussa syntyy suuria lisätuotannon tarpeita.

⁸⁰ Energian kokonaiskulutus -taulukot, taulukko 3.3

5. Tuulivoimalla pystytään tuottamaan myös suuri osa järjestelmän sähkön tarpeesta. Tuulettomina hetkinä, ja erityisesti kovilla pakkasilla, järjestelmä joutuu käyttämään myös muuta sähköntuotantoa.
6. Siirtymä ei tapahdu pelkästään Tampereella, vaan kaikkialla Suomessa.

Kustannukset

Maalämpöinvestointi sisältää investoinnin maalämpöpumppuun, kaivojen porauksen, oheislaitteet (kuten sähkövastus), putkistot sekä työn. Arvioitu kokonaiskustannus kaikille asiakkaillemme olisi noin 1,4 miljardia euroa. Kaivojen jäähtyessä porausinvestointi tulee uusia tai siirtyä toiseen lämmitysjärjestelmään. Lisäksi lämpöpumppujärjestelmä vaatii noin kymmenen vuoden välein joko uuden kompressorin tai koko pumpun vaihdon. Investoinnit sähköntuotantoon on arvioitu luvussa 3.5. Investointi tuulivoimaan olisi 0,4 mrd. € ja kaasuturbiineihin 0,4 mrd. €.

Mitoitustehon kasvaessa 400 MW:sta 1 000 MW:iin tarvitaan investointeja päämuuntajiin, suurjännitteiseen jakeluverkkoon, sähköasemiin, jakelu-
muuntajiin, keskijännitekaapeleihin, pienjännitekaapeleihin ja jakokaappeihin. Luvun 3.3 mukaisesti skaalattuna Tampereen kokoluokkaan arvioimme sähköverkon vahvistamisen kustannukseksi 0,15 mrd. €. Siirtoverkon vahvistamisen kustannukseksi arvioimme luvun 3.4 mukaisesti 0,2 mrd. €.

Yhteensä investointikustannus siirtymälle pieneltä osin polttoon perustuvaan maalämpöön Tampereella olisi 2,6 mrd. €.

	Teho	Investointi
Maalämpöjärjestelmät	900 MW _{th} 466 MWe	1,4 mrd. €
Tuulivoima	317 MWe	0,4 mrd. €
Huipputuotanto	286 MWe 34 GWh	Sähköakku 3,4–9,6 mrd. € TAI Kaasuturbiinit 0,4 mrd. €
Sähkön siirto	466 MWe	0,2 mrd. €
Sähkön jakelu	466 MWe	0,15 mrd. €
Yhteensä		2,6–11,7 mrd. €

Taulukko 15. Kaukolämmöstä irtautumisen kustannus Tampereella ja siihen tarvittavat investoinnit sähköjärjestelmässä.

Havainnot Ilman kaukolämpöä -skenaariosta

1. Maalämpöjärjestelmä kuluttaa paljon sähkötehoa silloin, kun sähkön-
tuotanto perustuu fossiilisten polttamiseen. Maalämpöjärjestelmä ei
siksi ole fossiiliton eikä polttovapaa.
2. Sähkötehon tarve Tampereella kasvaisi noin 466 MW. Tämä edellyttäisi
nykyisen sähkön jakeluverkon yli kaksinkertaistamista.
3. Sähkön kysyntä Suomessa nousisi voimakkaasti, erityisesti pakkaske-
leillä. Tämä vaatisi mittavia investointeja tyynten pakkaspäivien säh-
köntuotantoon. Luvun 2.2 mukaisesti tämä uusi sähköntuotanto olisi
vuonna 2040 fossiilisten polttamista.

4. Talokohtaiset maalämpöjärjestelmät vaativat huomattavasti enemmän pinta-alaa keskitettyyn lämmöntuotantoon verrattuna. Vaikka keruupiirit ovatkin maan alla, kaupungin keskusta-alueilla näin suuren pinta-alan poraamisesta syntyisi ongelmia. Laajamittainen poraaminen rajoittaa kaupunkikehitystä, eikä poraaminen ole kaikkialla mahdollista. Kaivot myös jäähtyvät ja edellyttävät rakennuksen elinkaaren aikana merkittäviä uusinvestointeja tai rakenteellisia muutoksia.
5. Yhteen teknologiaan perustuvassa lämmitysjärjestelmässä sähkön hintojen nousu on vaikeammin hallittava riski kuin järjestelmässä, jossa on mahdollista käyttää useita tuotantomuotoja.
6. Yhteen teknologiaan nojaavassa lämmitysjärjestelmässä huolto- ja toimitusvarmuus ovat heikompia kuin järjestelmässä, joka pystyy tuottamaan lämpöä eri teknologioilla.

6.6 Skenaarioiden kustannusvertailu

Taulukossa 15 on vertailu skenaarioiden investointikustannuksista ja päästöistä. Tässä selvityksessä tarkastelluista kaukolämpöskenaarioista kaikki ovat erittäin vähäpäästöisiä ja sähkön käyttö kaukolämmön tuotannossa on ajoitettu niin, että siitä ei aiheudu rasitetta sähköjärjestelmään.

Skenaario	Päästöt	Investoinnit yhteensä*	Bioenergian käyttö**	CO ₂ -taltteenotto-investointi	Talteen otettu CO ₂
Hukka	0 ktCO ₂	509 M€	0 GWh	212 M€	180 ktCO ₂
Ydinkaukolämpö	0 ktCO ₂	785 M€	0 GWh	0 M€	0 ktCO ₂
Miinus	5 ktCO ₂	1237 M€	35 GWh	106 M€	90 ktCO ₂
BECCU	0 ktCO ₂	372 M€	800 GWh	566 M€	480 ktCO ₂
Ilman kaukolämpöä	9 ktCO ₂	2600 M€	87 GWh	0 M€	0 ktCO ₂

Taulukko 16 Skenaarioiden yhteenvedo.

* Vertailussa on vain varsinaiseen siirtymään liittyvä investointi. Jo tehtyjä investointeja ei ole huomioitu. Lisäksi jokaiseen skenaarioon liittyy merkittäviä ylläpitoinvestointeja, mutta niiden ajatellaan olevan karkeasti samat kaikissa skenaarioissa. Nykyiseen rakenteeseen joudutaan luonnollisesti investoimaan laitojen käyttöajan päätyessä. Investointiluvut ovat hyvin yksinkertaistavat ja esimerkiksi investointien ajoitus vaikuttaa kunkin skenaarion kannattavuuteen keskeisesti. Taulukkoon otetut investointieurot ovat aiemmissa luvuissa esitettyjen vaihteluvälien alarajasta.

** Bioenergian käyttö skenaarioissa Miinus ja Ilman kaukolämpöä tulevat sähköjärjestelmän polton tarpeesta, kun suuri osa kaukolämpöverkoissa aiemmin olevasta lämmön kulutuksesta siirtyy sähköverkon kulutuksen puolelle.

Kysymykseen siitä, mikä on paras tapa tuottaa lämpöä seuraavat 50 vuotta, tämä luku ei pyri eikä pysty vastaamaan. Hiilinegatiivisten ja polttovapaiden skenaarioiden markkinaehtoinen toteutuminen vaatii vielä merkittäviä muutoksia toimintaympäristössä.

Oleellista on kaukolämmön kilpailukyky talokohtaisiin ratkaisuihin nähden investointien jälkeen, koska muuten lopputuloksena on polttoon perustamaton lämmitysjärjestelmä ilman asiakkaita. Vaihtoehtoiset talokohtaiset järjestelmät toimivat samassa toimintaympäristössä. Tarkastelumme perusteella kaukolämpö vaikuttaa hyvin kilpailukykyiseltä erillislämmitysratkaisuihin nähden kaikissa esitetyissä skenaarioissa.

7 Suositukset päättäjille

Sähköä ei tule käyttää lämmittämiseen huippukulutustilanteessa

Lämmitysjärjestelmän ja Suomen sähköjärjestelmän mitoitustilanne on kylmä ja vähätuulinen viikko, joka esiintyy harvoin, mutta toistuvasti. Julkista tukea ei pidä käyttää sähkön hintapiikkien tasaamiseen, sillä hintavaihtelu on tärkeää järjestelmän toiminnalle ja siihen reagoidaan jo markkinaehtoisesti.

Monipäiväinen kylmä ja vähätuulinen jakso voidaan kustannustehokkaasti kattaa lämpövarastoilla kaukolämpöjärjestelmässä tai polttoon perustuvilla ratkaisuilla sähköjärjestelmässä. Joustot eivät riitä kattamaan mitoittavan viikon kokonaisenergiatarvetta. Sähköjärjestelmässä todennäköisin tekninen ratkaisu ovat kaasuturbiinit, koska tuulivoiman mittakaavassa skaalautuva polttovapaa huipputeho olisi kohtuuttoman kallis. Jos lämmityksen huippu siirretään kaukolämpöjärjestelmästä sähköjärjestelmään, seuraa nykyistä heikompi päästö-, hinta- ja toimitusvarmuusprofiili, eli huonompi energiarjestelmä.

Polttovapaa-termin käyttö ohjaa katseen teknologiaan, vaikka ratkaisevaa on nettopäästövähennys. Esimerkiksi vedyn tai biokaasun poltto ei ole polttovapaata, vaikka se on uusiutuvaa ja vähäpäästöistä. Toisaalta sähkölämmitys näyttää polttovapaalta huippukulutustilanteessakin, vaikka sähkö tuotetaan silloin polttamalla. Sähköön perustuva ”polttovapaa” leiman todenmukaisuus muuttuu ajankohdan mukaan. Usein kun puhutaan polttovapaudesta, halutaan puhua bioenergian vaihtoehtoista. Keskustelua selkeyttää, jos tällöin aihetta voi käsitellä ilman kiertoilmauksia.

Ratkaistavana on sähkön huippukulutustilanne, joten tehomaksut ja mahdolliset tukitoimenpiteet tulee kohdistaa tämän hetken kulutuksen pienentämiseen ja tuotannon kasvattamiseen.

Sähköjärjestelmän regulaatiossa on oleellista huomioida joustokyky

Suomen sähköjärjestelmä rakentuu tasaisesta ydinvoimasta, vaihtelevasta tuulivoimasta sekä vesivoiman säästökyvystä. Suomen kilpailuetu on edullinen tuulivoima. Kilpailuedun maksimoimiseksi tarvitaan kulutuskohteita, jotka voivat joustaa. Kaukolämmön sähkökattilat hyödyntävät tuulivoiman ylituotantoa ja reagoivat nopeasti sähköverkon tarpeisiin. Datakeskukset ja vedyntuotanto kuluttavat sähköä tasaisemmin, joustuen kuitenkin niukuustilanteissa.

Kaukolämmön, vedyn tuotannon ja datakeskusten muodostama joustava sähkön kysyntä tuo sähköjärjestelmään tasapainoa ja myös mahdollistaa uudet tuulivoimainvestoinnit Suomeen. Joustava kysyntä aktivoituu, kun hinta on alhainen ja luo sähkölle tärkeän pohjahinnan. Mitä enemmän joustavaa kysyntää saadaan sijoittumaan Suomeen, sitä paremmin Suomen energiarjestelmä toimii. Kun sitä sijoitetaan kaukolämpöverkkojen varrelle, tulevat Suomen kaupungit samalla lämmitetyiksi minimaalisin ympäristöhaitoin.

Datakeskukset yleensä varustetaan varavoimakoneilla sähkökatkojen varalta. Se voi tarkoittaa tuhansia megawatteja varatehoa. Ympäristöluvis- sa koneiden käyttöä kuitenkin usein rajataan sähkömarkkinoilla. Pääosin käyttämätön kapasiteetti kannattaa valjastaa tehonhallintaan. Käyttö olisi edelleen vähäistä, mutta näiden jo asennettujen laitteiden hyödyntäminen säästäisi kuluja merkittävästi.

Sähkökattiloiden, vedyntuotannon ja datakeskusten joustomahdollisuudet tulee turvata.

Sähkötalon riittävyys kannattaa varmistaa kaukolämpöjärjestelmien avustamana

Selvitysten perusteella (ENTSO-E) sähkötalo on loppumassa mitoitus-tilanteessa ja se vaatii reagoitua. Lämmittämisen tehonpula pahentavalla tai ehkäisevällä vaikutuksella on merkitystä. Jollei riittävää sähkötaloa saada varmistettua markkinaehtoisesti, tarvitaan jokin kustannustehokas tukimekanismi, kuten strateginen reservi, niukkuushinnoittelu tai kapasiteetti-markkina, joka on teknologianeutraali, kilpailullinen ja CO₂-rajoihin sidottu. Tehopulatilanteen sähkön hintavaihtelun voimistaminen niukkuushinnoittelulla on EU:ssa sallittua ja toivottu ratkaisumalli. Hinnalla on yläraja, jolloin kiertävät sähkökatkot tulevat kansantaloudellisesti edullisemmiksi ja se on 8 000 €/MWh. Tätä selvästi kalliimpia mekanismeja ei siis tulisi rakentaa.

Tämän kustannusrajan alittavia luotettavia tehontuottajia olemme tunnistaneet lauhdekaasuturbiinien ja -moottorien ohella vain vähän. Yksi harvinainen tällainen on jäljellä oleva kaasun- ja bioenergiapohjainen CHP-tuotanto ja yksinkertaisimmillaan sen purkamisen pysäyttäminen on kustannustehokas toimi tehotilanteen heikkenemisen hidastamiseksi. Suora CHP:n tukeminen EU:n sääntöjen puitteissa on haastavaa. Silti Saksassa puhutaan miljardien eurojen panostuksesta kaukolämpöön. Vuoteen 2028 mennessä Saksassa on korvamerkitty 3,5 mrd. euroa kaukolämpöverkkojen laajentamiseen.⁸¹ Taustamotiivina on kaasunkäytön vähentäminen, kaukolämmön mahdollistama tuki sähköjärjestelmälle sekä hukkalämpöjen hyödyntämismahdollisuus.

Tehon tuottamiseen kykenevien teknologioiden listaamisesta havaitaan, että mitoitus-tilanteessa huippu- ja varatehon kattaminen niin sähkö- kuin lämpöjärjestelmässäkin on mahdollittoman kallista ilman kaasujärjestelmää. Kaasun käyttö Suomessa on vähentynyt, mutta tehona sen merkitys on kriittisen suuri. Kaasujärjestelmästä kannattaa pitää hyvää huolta, vaikka kulutus on laskeva. Maltillinen kokonaisvolyymi ja uusiutuvien kaasujen tulo

markkinoille tarkoittavat, että päästövaikutus kaasun käytöllä huippukulutustilanteissa on pieni. Kaasut mahdollistavat suuren tuulivoimamäärän hyödyntämisen.

Bioenergia tukee sähkön kulutuksen joustavuutta kaukolämpöjärjestelmässä. Bioenergian käyttö kaukolämmössä pienenee tällä hetkellä hukkalämpöjen ja sähkön osuuden kasvaessa markkinaehtoisesti, mikä edesauttaa bioenergian kestävyttä. Bioenergialla on edelleen suuri merkitys lämmityksessä sähkön käytön joustavuuden mahdollistajana. Bioenergia tukee fossiilisista polttoaineista luopumista sekä mahdollistaa tulevaisuudessa hiilidioksidin talteenoton.

Jos riittävän sähkötalon varmistaminen edellyttää julkisia tukia, tulee kaukolämmön kyky tukea sähköjärjestelmää tunnistaa ja hyödyntää kustannusten minimoimiseksi.

Rahat tehonhallintaan pitää kerätä aiheuttamisperusteisesti

Tehopulan ratkaisemisesta syntyy kustannusta. Laskua ei kannata maksattaa hukkasähköä hyödyntävillä sähkökattiloilla tai joustokykyisellä teollisuudella, kuten varavoimakoneen omaavilla datakeskuksilla ja vedyntuotannolla. Tällainen aiheuttamisperiaatteen vastainen sähkön kulutuksen epäsuora tukeminen ohjaa väärään suuntaan sekä sähkö- että lämmitysmarkkinaa. Joustamattoman sähkönkulutuksen tukemista ei myöskään tulisi hyväksyä.

Sähköisillä erillislämmitysratkaisuilla sähkön kulutushuiput ajoittuvat huippupakkasiin. Kaukolämmön sähkökattiloiden tarvitsema sähkötalo ajoittuu puolestaan tuulivoiman ylituotantotilanteisiin. Sähkötalon hallinnassa syntyvien kustannusten kattamisessa on tunnistettava investointitarpeen aiheuttavat ratkaisut ja saatava ohjaus pureutumaan näihin. Aiheuttamisperusteisen hinnoittelun tulee siis perustua todelliseen kulutukseen

⁸¹ Germany needs €43.5 bln district heating investment by 2030 to meet climate goals - report

huippupakkasilla, ei halvan sähkön hyödyntämiseen.

Sähkön siirrolle on kaksi eri mitoitustilannetta, kulutus huippupakkasilla ja hukkasähkön hyödyntäminen tuulisella säällä. On tärkeää, että molemmat tapaukset tunnistetaan ja pidetään erillisinä tehomaksuja suunniteltaessa. Tuulisähkön siirron rajoittaminen lauhan sään aikana on sääntömuutoksilla ja markkinamekanismilla hoidettavissa, mutta tehon loppuminen huippupakkasella ei. Joustavaa lämmityssektoria voidaan hyödyntää sopimusrusteisesti siirtokapasiteetin varallaolon vähentämiseksi. Sähköverkkoa ei kannata kehittää niin vahvaksi, että kaikkia sähkökattiloita voisi ajaa kaikissa tilanteissa.

Rahat tehopulan ratkaisuun tulee kerätä huippukulutustilanteessa joustamattomalta kulutukselta.

Rakentaminen ei saa ohjata energiapolitiikkaa

Rakentamisen sääntely kiristyy energiatehokkuuden ja vähähiilisyyden nimissä, mikä on hyvä tavoite. Mutta rakentamisen sääntelyssä käytetyt välineet ovat väistämättä liian karkeita: ne lukitsevat virheellisiä oletuksia ja vääristävät lämmitysmarkkinoita. Suurimmat vääristäjät tällä hetkellä ovat E-luku ja energiatehokkuusdirektiivin toimeenpano.

E-luvun tarkoituksena on ollut tarjota lisätietoa rakennuksen ostajalle, ja asettaa minimitaso uuden rakentamisen energiatehokkuudelle. E-luku ei kuvaa toteutuneita päästöjä eikä todellista kulutusta, vaan vakioidulla käytöllä laskettua, kertoimilla painotettua ostoenergiaa. Nykyään sallitaan rakentaminen B- tai A- luokkaan. E-luvun rooli on kasvanut alkuperäistä lainsäädäntöä suuremmaksi, koska vastuullisuustyötä ja vihreiden lainojen ehtoja on alettu sitoa siihen⁸². E-luvun laskenta vaikuttaa siis konkreettisesti lämmitysmuotojen väliseen kilpailuun. Toisena lainsäädännön

ulkopuolisena regulaatioesimerkinä Tampere edellyttää yhtiömuotoisten kerrostalotonttien luovutuksessa A-energialuokkaa⁸³.

Nykyinen E-luvun laskentatapa on epäsuora tuki joustamattomalle sähkön käytölle, sillä se ohjaa vahvasti talokohtaisiin lämpöpumppuinvestointeihin. Tärkeimpiä periaatteita energiapolitiittisten tavoitteiden, kuten päästövähennysten, saavuttamiseksi ovat teknologianeutraalisuus ja kilpailullisuus. Nykyinen järjestelmä kannustaa optimoimaan energialuokkaa, mutta sääntely ohjaa itse asiassa lämmitysratkaisujen valintaa ilman todellista vaikuttavuutta päästöihin. Laskennassa käytettävät kertoimet eivät huomioi kaukolämmön alueellisia eroja tai erillislämmityksen sähkön käytön tuntitason vaihtelua ja sen haitallista painottumista kulutushuippuihin.

Asetuksia (mm. energiamuodon kertoimet ja vaatimustaso) ollaan päivittämässä rakennusten energiatehokkuusdirektiivin (EPBD) uudistuksen toimeenpanossa. E-lukua tulisi kehittää kuvaamaan rakennuksen teknistä energiatehokkuutta ja asettamaan eri lämmitysmuodot keskenään tasaverlaiseen asemaan.

- EED (Energy Efficiency Directive, 2023/1791/EU): EU:n direktiivi, joka asettaa jäsenmaille sitovat tavoitteet ja velvoitteet energiatehokkuuden parantamiseksi, mm. määrittäen kriteerit ”tehokkaalle” kaukolämmölle ja -kylmälle.
- EPBD (Energy Performance of Buildings Directive, 2024/1275/EU): EU:n direktiivi, joka säätelee rakennusten energiatehokkuutta ja edellyttää, että uudet ja merkittävästi korjatut rakennukset ovat nollapäästöisiä tietyin energialähde-ehdoin.

Rakennusten energiatehokkuutta sääntelevä EPBD voi estää rakennusten liittämissä kaukolämpöön, jos verkko luokitellaan ”tehottomaksi” EED-di-

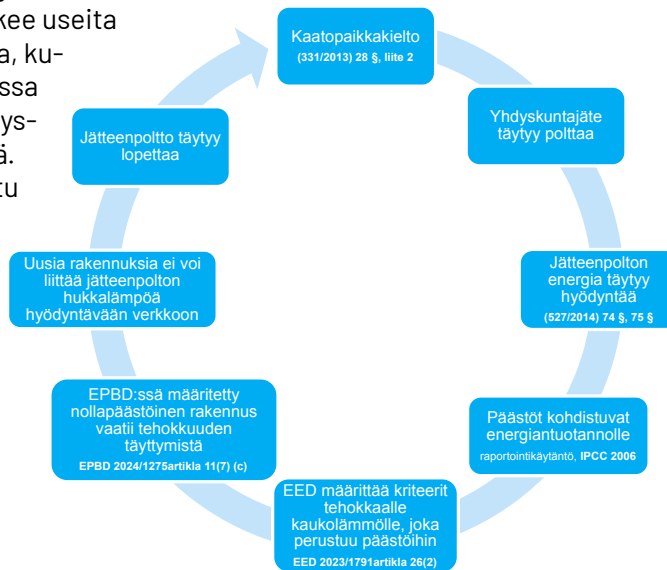
⁸² Aktia toi markkinoille vihreän asuntolainan

⁸³ Tampereen kaupungin asunto- ja maapolitiikan linjaukset 2022–2025

rektiivin mukaisesti. Tehokkuus ollaan aikeissa määritellä askeleittain kiristävän päästökertoimen perusteella, mikä on sinänsä hyvä, mutta kertoimen laskenta nojaa virheellisiin lähtökohtiin. Kaukolämmön fossiilipäästöistä suuri osa, tulevaisuudessa lähes kaikki, syntyy jätteenpoltoista, joka on käytännössä lain velvoittamaa (luku 5.10.1).

Energiatehokkuusdirektiiviä koskeva komission tulkintaohje⁸⁴ korostaa hukkalämmön hyödyntämisen tärkeyttä. Jos jätteenpolton tulkintaa ei muuteta, direktiivin toimeenpano voi kuitenkin estää asiakkaiden liittymisen niihin kaukolämpöverkkoihin, jotka hyödyntävät tätä hukkalämpöä. Ongelma korostuu Vantaalla, missä poltetaan suuri osa pääkaupunkiseudun jätteistä. Kuntatason päästölaskennassa päästöjä ei allokoida jätteen tuottajalle, vaan ne jäävät rasittamaan jätteitä käsittelevää kuntaa. Täten esimerkiksi Helsingissä ja Espoossa ei tarvitsisi tehdä toimenpiteitä kierrätyksen parantamiseksi, sillä jätteiden käsittelyn ongelma näkyy vain Vantaalla.

Sama ongelma koskee useita Suomen kaupunkeja, kuten Tamperetta, joissa käsitellään keskitetysti yhdyskuntajätettä. Ristiriitaa on kuvattu alla.



Kuva 41. Jätteenpolton ristiriitainen regulaatio.

Kuvassa 41 kuvattu ristiriita on vielä lainsäädännössä työn alla. Tämä ristiriita on korjattava toimeenpanossa. Saksassa jätteenpoltoa käsitellään hukkalämpönä, ja samaa lähestymistapaa tulee soveltaa myös Suomessa. Asiakkailta on tarve raportoida vastuullisuustyössään laskevia päästöjä. Nykyisellään, kun jätteenpolton päästöt vyörytetään kaukolämpöä käyttäville asiakkaille, kannustaa tämä yrityksiä irtautumaan hukkalämpöä hyödyntävästä kaukolämmöstä. Jätteenpolto ei tästä vähene, mutta hukkalämmöt jäävät hyödyntämättä. Vaikka kansallista päästölaskentaa ei muutettaisiakaan, vähintään kaukolämpöasiakkaan tulee voida raportoida jätteenpolton hukkalämpö päästöttömänä. Tähän ensimmäisenä askeleena olisi alkupe-
rätakuulain muuttaminen niin, että laitos, joka polttaa kierrätyskelvotonta jätettä, voisi saada tuottamalleen lämmölle hukkalämmön alkuperätakuut.

Päästöjen vähentämiseen energiasektorilla on olemassa tehokkaita työkaluja, kuten päästökauppa ja valmisteverotus, jotka mahdollistavat joustavan ja tarkasti kohdennetun ohjauksen. Rakentamisen sääntelyn tehtävä on varmistaa rakennusten tekninen energiatehokkuus ja elinkaarikestävyys, ei ohjata koko energiarjestelmän suuntaa.

Rakentamisen sääntelyllä ei saa aikaan hyvää energiapolitiikkaa – tavoitteet kääntyvät itseään vastaan.



⁸⁴ eur-lex.europa.eu/eli/reco/2024/2395/oj/eng/pdf

8 Lyhyt yhteenveto

Energiajärjestelmän kannalta polttavin kysymys on, kuinka sähköjärjestelmään kehittyvä tehonhallinnan tarpeen kasvu ratkaistaan mahdollisimman vähäpäästöisesti ja kustannustehokkaasti. Alkuperäiseen tehtävänantoon – kuinka voidaan rakentaa polttoon perustumaton lämmitysjärjestelmä – vastaaminen edellyttää aluksi vastausta siihen, kuinka ratkaistaan teho-ongelma sähköjärjestelmässä, johon polttoon perustumattomuus lämmityksessä nojaa. Tämän kysymyksen ratkaiseminen voi sekoittaa sekä sähkö- että lämpömarkkinat Suomessa.

Sähkөөn huippupakkasilla nojaava lämmitysjärjestelmä ei johda polttoon perustumattomuuteen. Sähkön kulutuspiikit eivät ole polttovapaita, vaikka valtaosan vuodesta sähkö on vähäpäästöistä. Puhtaan sähkön tehokas hyödyntäminen vaatii paljon joustavuutta, ja juuri sitä kaukolämpöjärjestelmä tarjoaa minuuttitason säätökyvyn ja olemassa olevan varatehon ansiosta. Tuulivoiman varastointi suuriin kaukolämpöakkuihin on kustannustehokain tapa muuttaa energiaa tehoksi.

Sähköjärjestelmän teho-ongelman ratkaisemiseen soveltuvia siedettävän hintaisia teknologioita on vain kourallinen, mutta kaukolämpöjärjestelmät pystyvät alentamaan kustannuksia, mikä on erityinen vahvuus Suomelle tuulivoiman tehoasteen hallinnassa. Kaukolämpö nivoutuu sähköjärjestelmän vihreän siirtymän tuottamaan uuteen rakenteeseen sekä tuotannon että kulutuksen kautta. Kaukolämpöjärjestelmä auttaa sekä tukemaan että hyödyntämään uutta sään mukaan vaihtelevaa sähköntuotantoa.

Mitä lähemmäs hiilineutraalisuutta siirrytään, sitä kalliimpaa päästövähennysten toteuttaminen on. Viimeisten hiilidioksiditonniin poistamisen haastetta ei ole mahdollista ratkaista suoraviivaisesti sähköön nojautuen edes maalämmön lämmityskertoimella. Kaupunkimittakaavassa lämmittämisen hinta ja päästöt harppaisivat väkisin ylöspäin teho-ongelman vuoksi.

Viimeisten tonniin ongelman kanssa painimisen sijaan seuraavassa vaiheessa tulisi keskittyä teollisen tason hiilidioksidin teknisiin poistoihin, jolloin voidaan pitää kiinni päästövähennystoimien olennaisuudesta ja aidosti vaikuttavasta mittakaavasta.

Tämä vaiheen käynnistyminen on sidoksissa kansainväliseen ilmastopoliittikaan. EU on jo menettänyt teollisuutta matalampien energiakustannusten maihin, ja sen edellytykset asettaa uusia velvoitteita, joilla hiilidioksidin talteenotolle luodaan liiketoimintamalli, riippuu äänestäjistä. Bioperäisen hiilidioksidin talteenotolla on Suomessa joka tapauksessa suuri päästövähennyspotentialiaali. Sen avulla toteutettu hiilinegatiivisuus on vielä kallista, mutta silti kansallisen ja kansainvälisen tahtotilan löytyessä selvästi edullisempi saavuttaa ja ilmastotyössä vaikuttavampi kuin täysi polttoon perustumattomuus.



9 Liitteet

9.1 Pohjoismainen sähkömarkkinamalli

Joustavan sähkön tuotantoteknologia määrä sähköjärjestelmässä on vähentynyt, ja poliittinen huoli tilanteesta on kasvanut. Ratkaisuksi on esitetty erilaisia tukimekanismeja, joiden vahvuuksien ja heikkouksien arviointi edellyttää katsauksen tekemistä pohjoismaiseen energiamarkkinamalliin. Pohjoismaisessa energy-only-sähkömarkkinamallissa maksetaan pelkästä toimitetusta energiasta. Energy-only-mallin vahvuutena on halpa sähkön kokonaiskustannus, kun asiakas ei joudu maksamaan turhasta ylikapasiteetista. Energy-only-mallin vaihtoehto olisi maksaa myös tehosta, jolloin puhuttaisiin kapasiteettimarkkinasta. Kapasiteettimarkkinassa voimalaitos saa maksun valmiudesta tuottaa sähköä, tuotetun sähkön lisäksi. Kapasiteettimarkkinalla voidaan varmistaa keskusjohtoisesti riittävän sähkötehon saatavuus. Kapasiteettimarkkinan vahvuutena on siis korkea toimitusvarmuus myös poikkeusolosuhteissa. Kapasiteettimarkkinalla on kuitenkin keskusjohtoisen järjestelmän heikkoudet. Keskussuunnittelija tyypillisesti hankkii sähkötehoa liikaa, jolloin vanhojen saastuttavimpien voimalaitoksen käyttöikää jatketaan pidempään kuin todella olisi ollut tarpeen. Tämä lisää sähkön keskimääräisiä kustannuksia. Tämän takia 90-luvun lopulta Suomessa käytössä ollut energy-only-malli on pidetty pääosin vaihtoehtoja parempana.

Energy-only-mallilla on kuitenkin heikkoutensa. Akateemisessa kirjallisuudessa on osoitettu, että teoreettisessa tilanteessa, jos kysyntä on joustamatonta ja tuotanto asettaa aina sähkön hinnan, energy-only-markkinamalli johtaa sähköpulaan. Koska vain toimitetusta energiasta maksetaan, sähkön hinta voi olla korkeintaan kalleimman tuotantomuodon hintaista. Energy-only-markkinalla tarjoukset pitää hinnoitella muuttuvien tuotantokustannusten mukaan, toki sisältäen riskipreemion esimerkiksi laitosten käynnistämisestä ja kulumisesta. Tässä yksinkertaistetussa tilanteessa

kalleimman tuotantomuodon omistaja ei siis saa koskaan riittävää katetta, jolla voitaisiin maksaa investointi. Tämä aiheuttaa sen, että huipputuotantoa ajetaan alas. Jos markkinamallia ei muuteta, tämä johtaa tilanteeseen, että sähkö loppuu toistuvasti kesken.

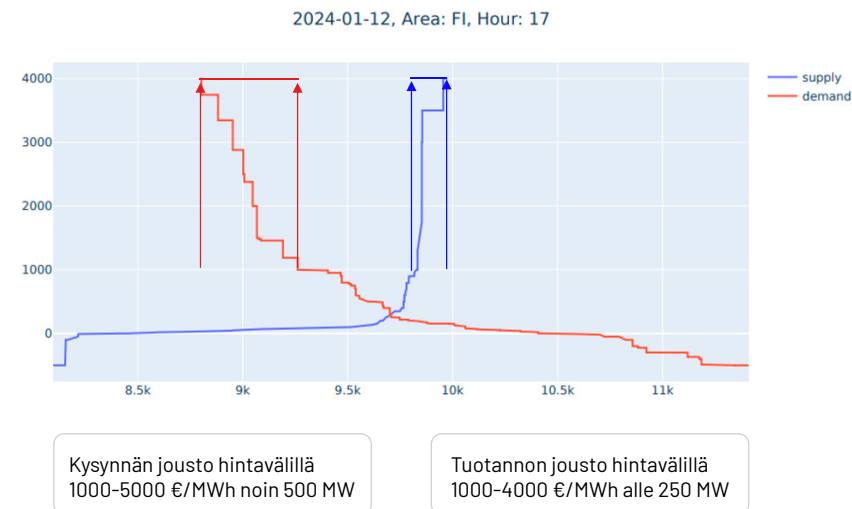
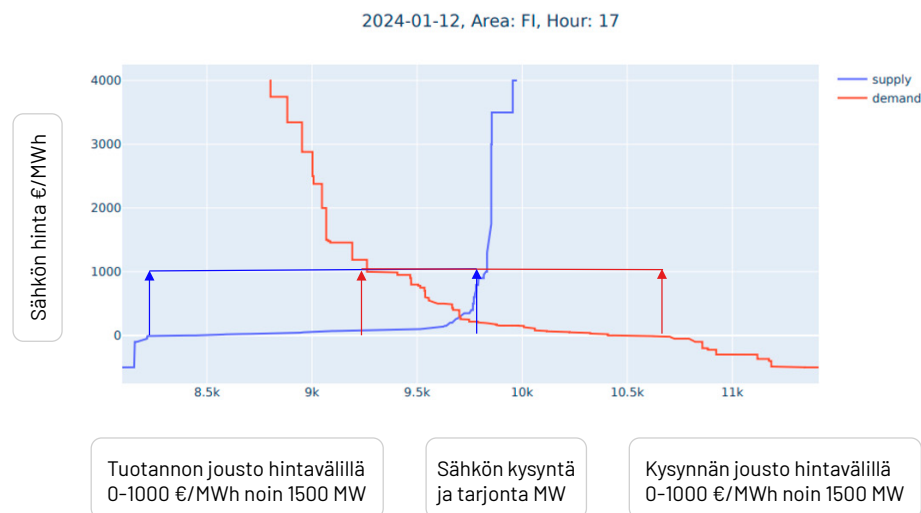
Erittäin yksinkertaistettuna esimerkkinä kuvitellaan sähköjärjestelmä, jossa on kahdenlaisia voimalaitoksia. Oletetaan ydinvoimalaitoksia, joiden tuotantokustannus on 10 €/MWh ja kaasuturbiinilaitoksia, joiden tuotantokustannus on 100 €/MWh. Sähkön hinta on siis tässä yksinkertaisessa mallissa aina joko 10 €/MWh tai 100 €/MWh. Tässä mallissa kaasuturbiinin omistaja ei saa koskaan katetta. Silloin kun kaasuturbiini on käynnissä, hän saa kyllä tuottamastaan sähköstä rahaa, mutta se kaikki menee polttoaineen hankintaan ja muihin muuttuviin kustannuksiin, kuten veroihin. Lopulta kaasuturbiinilaitosten omistajilta loppuvat rahat kesken ja laitokset suljetaan. Tämän jälkeen aina kun ydinvoimaloiden sähköntuotanto ei riitä, sähkö yksinkertaisesti loppuu kesken⁸⁵.

Todellisessa järjestelmässä hintaportaita on paljon enemmän, ja tuotantomuotojen keskinäinen kannattavuus vaihtelee ajan yli. Hintojen muuttuessa, poliittisten väliintulojen takia ja teknologian kehittyessä uutta tuotantoa rakennetaan lisää, joten tehopulaan päätyminen ei ole yhtä ilmeistä kuin yksinkertaisessa esimerkissämme. Tällainen muuttuva tilanne on ollut Pohjoismaissa edellisinä vuosikymmeninä. Energy-only-markkinan alkaessa ylimääräistä sähköntuotantokapasiteettia on ollut melko paljon. Tuulivoiman rakentamista on ensin tuettu ja sen jälkeen sitä on rakentunut markkinaehtoisesti suuret määrät. Todellisuuden monimutkaisuus kuitenkin ainoastaan kätkee taipumuksen kohti tehopulaa, ei poista sitä. Taipumus kohti tehopulaa on energy-only-mallin sisäänrakennettu ominaisuus, jos kysyntä ei joustaa.

⁸⁵ Laissa (REMIT) sanotaan, että myyntitarjouksen tulee perustua aitoihin kustannuksiin, mutta sitä ei rajata muuttuviin kustannuksiin. Periaatteessa toimijan voisi siis olla mahdollista sisällyttää kiinteitä kustannuksia tarjouksiinsa. Tässä liikuttaisiin kuitenkin vaarallisella alueella, jossa helposti voisi tehdä tulkinnan markkinamanipulaatiosta. Nykyään Suomen sähkömarkkinalla on niin paljon kysyntä- ja tarjontapuolen toimijoita, että tämä ”yksi toimija asettaa hinnan” -skenaario ei ole relevantti, joten jätämme käsittelyn tähän.

Energiakriisissä merkittävästi voimistunut kysyntäpuolen jousto rikkoikin kuitenkin oletuksen joustamattomasta kysynnästä. Jos kysyntä joustaa, kirjallisuudessa on todettu, että energy-only-markkina kykenee tarjoamaan riittävästi sähkötehoa, ainakin teoriassa. Tutkitaan tätä tarkemmin syventämällä esimerkkiämme.

Oletetaan, että sähköntuotannon lisäksi kulutus joustaa. Jos sähkön hinta on yli 1 000 €/MWh, osa tehtaista seisauttaa tuotantoaan. Kun alkuperäisessä esimerkissämme kaasuturbiineita ajetaan alas ja sähkö alkaa loppua kesken, käykin niin, että sähkön hinta nousee silloin tällöin tasolle 1 000 €/MWh, mutta sähkö ei lopu hallitsemattomasti kesken. Näinä hetkinä kaasuturbiinien omistajat saavat katetta. Kaasuturbiineja ajetaan sen verran alas, että 1 000 €/MWh tunteja on riittävästi kattamaan myös kaasuturbiinien kiinteät kustannukset. Haittapuolena tehtaas eivät voi toimia aina täydellä teholla.



Kuva 42. Kysyntä- ja tarjontakäyrät 12.1.2024.

Teoriassa tällainen malli on kansantaloudellisesti optimaalinen. Malli aktivoi sekä tuotanto- että kysyntäpuolen luovuuden, jotta harvinaisia kulutuspiikkejä varten ei tarvitse pitää kalliita sähköntuotantolaitoksia reservissä. Tämä malli kuitenkin vaatii poliittisilta päättäjiltä rohkeutta. Sähkön hintojen pitää kirjallisuuden mukaan nousta säännöllisesti hyvin korkealle, harvinaisissa tapauksissa jopa kokoluokkaan 10 000 €/MWh. Usein arkipuheessa kysyntäjoustolla tarkoitetaan pientä kulutuksen siirtoa tunnilta toiselle, mistä ei ole juurikaan haittaa kenellekään. Kuten esimerkissämme, näillä vaadituilla äärihinnoilla päätään nostaa kysyntäjouston rumempi puoli, eli kysynnän leikkaaminen.

Energiakriisi osoitti, että jos sähkön hinta nousee pitkäksi aikaa korkeaksi, niin että kuluttajat tai teollisuus alkavat valittaa, poliittinen sietokyky tälle on pieni. Energy-only-malli on teoriassa yhteiskunnalle optimaalinen. Malliin kuitenkin kuuluu suuri hintojen vaihtelu, sekä vartti- että vuositasolla. Jos järjestelmään puututaan tuilla ja veroilla toistuvasti, järjestelmä ajautuu kauemmas ja kauemmas optimista. Jotta riittäviin investointeihin päästäisiin markkinaehtoisesti, tarvitaan riittävän korkea sähkön hinta. Pohjoismaissa sähkön hinta on hyvin sääriippuvainen. Vaikka sähköntuotannosta ääritilanteessa olisikin pulaa, kaikki voi mennä hyvin vuosia, mikäli sää on otollinen. Hintasignaalin uuden sähköntuotantokapasiteetin tarpeelle toisi todennäköisesti esiin kylmä ja kuiva vuosi. Sen jälkeen kun lisätarve on tunnistettu, sähkön hinta voisi huonolla tuurilla olla korkealla useamman vuoden ajan, kun uutta kapasiteettia rakennetaan.

Hintapiikeissä houkutus poliittiselle väliintulolle kasvaa. Energiantuottajan sakottaminen "ansaitsemattomista tuloista" on poliittisesti helppoa. Vuonna 2023 energiakriisissä säädettiin Windfall-vero, kun fossiilisesta energiasta tuli pulaa ja sähkön markkinahinta nousi jyrkästi. Vesivoimaa, ydinvoimaa ja tuulivoimaa rakentaneiden yhtiöiden katsottiin hyötynvän ansiotta siitä, että ne olivat rakentaneet päästötöntä energiantuotantoa. Fossiilisiin polttoaineisiin nojaavat voimalat jäivät suurelta osin veron ulkopuolelle, koska niiden kustannukset nousivat samanaikaisesti. Kun sähkön hinta on energiakriisin jälkeen nopeasti laskenut, ja esimerkiksi tuulivoiman tuotanto on tappiollista, ei tämä ole noussut ongelmana poliittiselle agendalle.

Energiakriisissä huomattiin myös, että jos järjestelmä ajautuu tehopulaan, energiantuottajille ollaan valmiita jakamaan avokätisiä investointitukia. Energiakriisissä EU muutti valtiontukisääntöjä, mikä mahdollisti nopeat investointituet. Esimerkiksi Belgiassa neljän miljardin ohjelmassa hankitaan lisää sähköntuotantokapasiteettia. Vuoden 2023 huutokauppaan sisältyi uusia kaasuturbiinilaitoksia, joiden yhteenlaskettu sähköteho on noin 2 000

MW ja kustannus yli miljardi euroa. Vuonna 2022 Irlannissa annettiin viranomaisille toimeksianto hankkia 650 MW tilapäistä tuotantokapasiteettia⁸⁶. Tämän tilapäisen fossiilisilla toimivan sähköntuotannon rakentamisessa annettiin lupa jättää ympäristövaikutusten arviointi tekemättä (Huntstown). Irlannin tehopula syntyi usean tekijän yhtäaikaisesta vaikutuksesta. Kapasiteettimarkkinalla hankittu uusi kapasiteetti (513 MW) jäi rakentamatta, kysyntä (erityisesti datakeskukset) kasvoi ennakoitua nopeammin, vanhojen tuotantolaitosten käytettävyyks heikkeni nopeasti ja vanhaa kapasiteettia oli poistumassa. Paikallisesti Dublin korostui rajoitealueena, mikä johti hätäkapasiteetin hankintaan ja käyttövalmiuteen.

Koska EU:n lainsäädäntö vaatii, että tuet ovat väliaikaisia, täytyi tukien olla suuria, jotta hankkeet saatiin liikkeelle. Esimerkiksi kokonaiskustannus teholtaan 193 MW North Wall -hankkeelle on noin 500 M€ viideltä vuodelta. Jos muiden hankkeiden kustannus on yhtä suuri, tarkoittaisi se siis 337 M€ vuotuista kustannusta. Vuonna 2024 Irlannin sähkönkulutus oli noin 32 TWh, eli alle puolet Suomen sähkön kulutuksesta. Varavoiman kustannus jyvitettyinä kaikelle sähkönkulutukselle oli siis arviolta 10,5 €/MWh. Kantaverkkoyhtiö painottaa, että se yrittää olla käyttämättä näitä varavoimakoneita, ja ne eivät saa osallistua esimerkiksi reservimarkkinoille. Kustannukset varavoimasta peritään sähkön siirtolaskuissa. Käyttöänoton jälkeen ensimmäisenä vuotena kantaverkkoyhtiö varoitti viisi kertaa tiukasta tehotilanteesta. Yhdessäkään näistä ei kuitenkaan varavoimakoneita käynnistetty. Kerran varavoimaa on käynnistetty hallitsemaan paikallista sähkönsiirron pullonkaulaa.

Jos energiayhtiöllä on riski tulla sakotetuksi sähköpula ehkäisevästä investoinnista, ja toisaalta hätätilanteessa investoinneille jaetaan tukirahaa, on hyvin vaikea perustella investointeja sähköntuotantoon kannattavana liiketoimintana.

⁸⁶ [Temporary Emergency Generation](#)

⁸⁷ [Kapasiteettiratkaisuiden arviointi sähkönriittävyyden varmistamiseksi Suomessa](#)

⁸⁸ [Fossiilittoman jouston työryhmän loppuraportti](#)

⁸⁹ [Kapasiteettimarkkinan haasteet – kokemuksia Irlannista](#)

Huipputuotantoinvestointeihin liittyy siis liian suuria riskejä toimijoiden kannettavaksi. Valtion tukemia ratkaisuja riskin hallitsemiseksi ja investointien saamiseksi on haettu kapasiteettimarkkinaselvityksillä⁸⁷ ja viimeimpänä työryhmäselvityksellä EU:n hyväksymästä fossiilittoman jouston tukimekanismista.⁸⁸ Kapasiteettimarkkina on hyvin haastavasti lakiin säädetty kokonaisuus. Huomionarvoista on, että Irlannissa, jossa on ajautettu sähköpulaan, on käytössä kapasiteettimarkkina. Irlannin kokemus⁸⁹ on osoittanut, että kapasiteettimarkkinan käyttöönotossa on mahdollista käyttää paljon rahaa ilman haluttuja vaikutuksia.

9.2 Sähkötehon EU-regulaatio

EU sallii muutamia keinoja turvata sähkötehon saatavuus kylmän ja vähätuulisen viikon kaltaisissa tilanteissa. Päävaihtoehdot ovat

- markkinapohjaiset ratkaisut (esim. niukkuushinnoittelu, kysyntäjousto ja varastot) sekä
- kapasiteettimekanismit (esim. kapasiteettimarkkina, strateginen reservi ja toimitusvarmuusoptiot).

Kaikki tukimekanismit on perusteltava resurssivarmuuden arvioinnilla, olta-
va kilpailullisia, teknologianeutraaleja, rajat ylittävälle osallistujille avoimia
ja noudatettava CO₂-rajoja. Vuonna 2024 uudistettu sähkömarkkinasääntely
selkeytti tätä kehikkoa ja toi rajattuja poikkeusmahdollisuuksia olemassa
oleville järjestelmille.

Kantaverkko-yhtiön omistamat varavoimakoneet

Suoraan Fingridin omistamia voimalaitoksia ei lähtökohtaisesti sallita. Sähkömarkkinadirektiivin (2019/944) omistuseriyttämissäännöt kieltävät TSO:ta (Transmission System Operator, kantaverkon haltija) omistamasta tai kontrolloimasta tuotantoa. Tämä selittää, miksi Irlannissa on päädytty valitsemaan niin valtavan kallis varatehon hankintamalli. EU-säännöt eivät salli pragmaattisempaa varavoiman hankintamallia. Fingridin vastuulla on Suomessa sähköjärjestelmän operatiivinen tasapainottaminen, ja sitä varten Fingrid voi hankkia kapasiteettia sopimuksilla, esimerkiksi strategisen reservin kautta, joka tehdään kilpailutuksella markkinaosapuolilta (tuotanto, kysyntäjousto, varastot). Strateginen reservi pidetään markkinan ulkopuolella ja sitä käytetään vain poikkeustilanteissa.

Fingrid ei vastaa sähkötehon riittävydestä Suomessa, eikä yhtiöllä ole keinovalikoimaa sähkötehon riittävyden parantamiseksi. Sähkön toimitusvarmuuden tavoitetasosta päättää Suomessa Valtioneuvosto Energiaviraston esityksen perusteella. Tehoreservin määrästä päättää ja kapasiteetin hankkii siis Energiavirasto. EU hyväksyi suomalaisen tehoreservimallin valtioneuvoston mukaisena ja se on voimassa vuoteen 2032 saakka. Tehoreservin aktivoimisen säännöt ovat hyvin tiukat. Kuten luvussa 2.2.4 todetaan, akuuttia tehopulaa ei ole, joten Energiavirasto ei ole nähnyt tehoreservin hankintaa tarpeellisena. Kiertävät sähkökatkot on katsottu edullisemmaksi tehopulan hallintakeinoksi.

Kapasiteettimekanismit

EU-tasolla kapasiteettimekanismeja ohjaavat sähkömarkkina-asetus (2019/943) ja valtioneuvoston päätöksen CEEAG-periaatteet. Näiden mukaan

mekanismi on perusteltava todetulla riittävyysongelmalla, sen on oltava väliaikainen, kilpailutettu, teknologianeutraali ja rajat ylittävää osallistumista mahdollistava sekä noudatettava päästörajoja.

Vuonna 2024 EU:ssa uudistettiin sähkömarkkinasuunnittelun sääntelyä, ja julkaistiin direktiivi 2024/1711 ja siihen liittyvä asetus 2024/1747. Uudistus linjasi, ettei kapasiteettimekanismeja enää pidetä viimeisen keinon toimina. Samalla se rajoitti komission enimmäishyväksymisrajan valtiontukipäästöille kymmeneen vuoteen. Keskeiset ehdot olivat kilpailullinen hankinta, avoimuus myös rajat ylittävälle osallistumiselle ja CO₂-päästörajat (550 gCO₂/kWh sekä 350 kgCO₂/kW_v vanhoille yksiköille 1.7.2025 jälkeen).

Toteuttamispolku kansalliselle kapasiteettimekanismille:

- i. Ensin tulee osoittaa talviviikkojen tehovaje eurooppalaisella resursien riittävyysarvioinnilla (European Resource Adequacy Assessment, ERAA).
- ii. Sitten tulee esittää toteutussuunnitelma markkinavääristymien poistoon (niukkuushinnoittelu, kysyntäjousto ym.).
- iii. Seuraavaksi toteutetaan kapasiteettimallin suunnittelu (keskitetty huutokauppa, velvoitemalli tai toimitusvarmuusoptio).
- iv. Sitten avataan osallistuminen myös naapurialueiden kapasiteetille.
- v. Lopuksi haetaan komission valtiontukihyväksyntä (CEEAG 2022).

Huomio polttoaineesta: Uudet fossiilisella dieselillä toimivat varavoimakoneet eivät voi saada kapasiteettikorvausta CO₂-rajan (550 g/kWh) takia. Kaasumoottorit/OCGT:t voivat alittaa rajan, mutta nekin on kilpailutettava ja rajat ylittävälle osallistumiselle on oltava puitteet.

Niukkuushinnoittelu

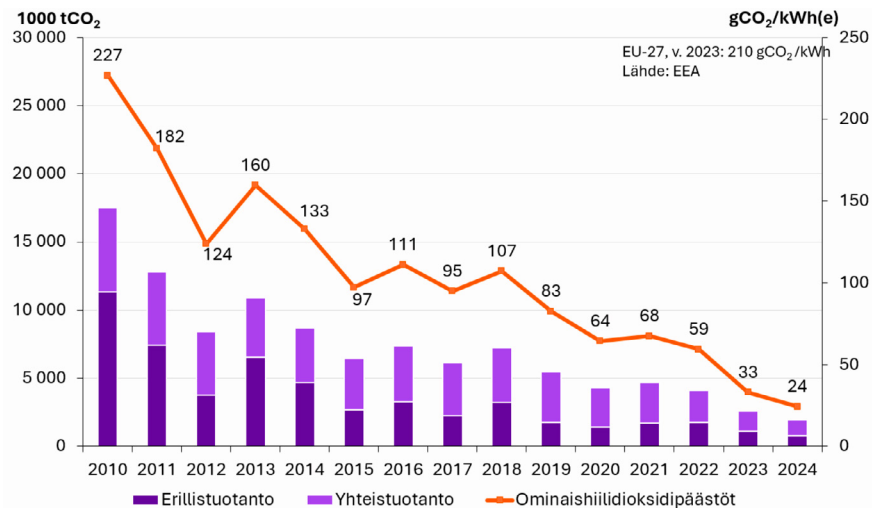
Niukkuushinnoittelu on Texasin tyylinen energy-only-markkina, jossa niukkuustuntien lisähinnalla voimistetaan day-ahead-hinnanvaihtelua. EU sallii periaatteessa tämän lähestymistavan, jopa kannustaa niukkuushinnoittelun käyttöönottoon.

Asetus 2019/943 edellyttää jäsenmailta mm. shortage-pricing-funktion mahdollistamista tasapainotusmarkkinoilla ja ylipäättään niukkuuden näkyvyyttä hinnoissa (VOLL-viite). EU:ssa on lisäksi harmonisoidut päivä-/sisäpäivä-markkinoiden hintakatot (esim. SDAC:n +5 000 €/MWh), jotka on kytketty VOLL-metodologiaan. Erona Texasiin EU edellyttää tiivistä rajat ylittävää markkinaintegraatiota (markkinakytkentä, siirtokapasiteetin laskenta ja allokointi).

9.3 Sähköllä lämmittämisen päästöt

Suomessa sähkön päästökerroin vuonna 2024 oli 24 g/kWh. Sähkön käyttö Suomessa on siis keskimäärin jo lähes päästötöntä. Kuten kaukolämmösäkin, sähkössä viimeiset päästöt liittyvät kylmiin tuulettomiin hetkiin tai esimerkiksi ydinvoimaloiden vikatilanteisiin. Tuntitason tarkastelussa ja kulutuksella painotetulla käytöllä maalämpöjärjestelmän päästökerroin on kuitenkin merkittävästi suurempi.

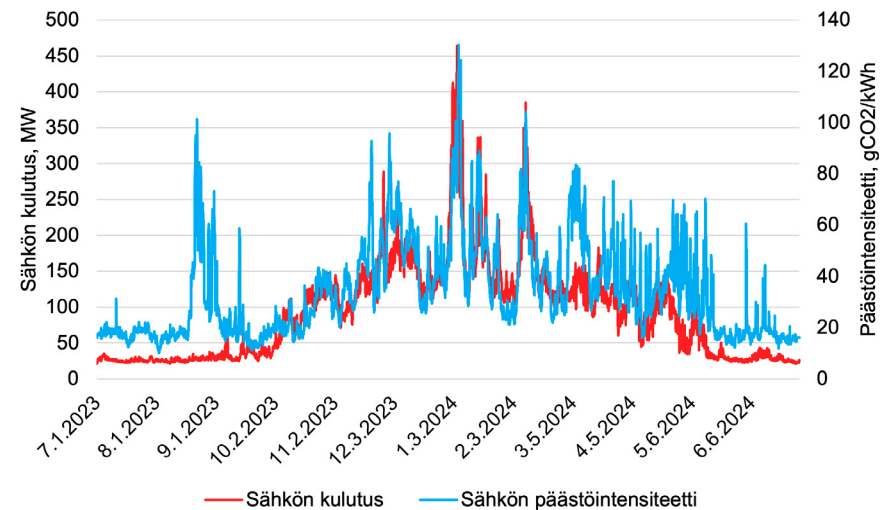
⁹⁰ Sähkötilastot - Energiateollisuus



Kuva 43. Sähköntuotannon päästöt.⁹⁰

Toteumapäästöjä

Elo-syyskuun ydinvoiman vikatilannetta lukuun ottamatta sähkön tuntitason päästökerroin korreloi tarkastelujaksolla voimakkaasti lämmitystarpeen kanssa. Sähkön päästökerroin korreloi myös voimakkaasti sähkön hinnan kanssa. Kun sähkö on kallista, sen päästöt ovat korkeat. Täten kun lasketaan maalämmön kulutuksella painotettu päästökerroin, päästään 30 % suurempaan lukemaan kuin on päästökertoimen keskiarvo samalla jaksolla. Myös sähkön painotettu keskihinta on 40 % korkeampi kuin painotamaton keskiarvo.



Kuva 44. Sähkön päästöintensiteetti ja maalämpöjärjestelmän sähkönkulutus Tampereella.



10 Käytettyjä lyhenteitä

BECCS	bioenergian hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (Bio Energy Carbon Capture and Storage)
BECCU	bioenergian hiilidioksidin talteenotto ja hyötykäyttö (Bio Energy Carbon Capture and Utilisation)
CCS	hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (Carbon Capture and Storage)
CCU	hiilidioksidin talteenotto ja käyttö (Carbon Capture and Utilisation)
CDR	hiilenpoistot (Carbon Dioxide Removal)
CHP	sähkön ja lämmön yhteistuotanto (Combined Heat and Power)
COP	hyötykerroin (Coefficient of Performance)
EED	energiatohokkuusdirektiivi (Energy Efficiency Directive)
EPBD	rakennusten energiatohokkuusdirektiivi (Energy Performance of Buildings Directive)
IEA	kansainvälinen energiasysteemi (International Energy Agency)
IPCC	hallitustenvälinen ilmastomuutospaneeli (Intergovernmental Panel on Climate Change)
IVLP	ilma-vesilämpöpumppu
LULUCF	maankäyttösektori (Land Use, Land Use Change and Forest)
PILP	poistoilmalämpöpumppu
PTS	pitkän tähtäimen suunnitelma
SMR	pieni modulaarinen ydinreaktori
TAVO	Tammervoiman hyötyvoimalaitos
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö



Selvitys polttoon
perustumattomaan ja
hiilinegatiiviseen
kaukolämpöön siirtymisestä

Jukka Joronen, Pinja Salhoja ja Juko Vähätiitto

