

ASIAKASRAPORTTI

VTT-CR-00106-24



EU sähkömarkkinasäätelyn ja valtiontukien kilpailukykyvaikutukset

Kirjoittajat: Göran Koreneff
Jussi Ikäheimo
Jyri Rökman
Jean-Nicolas Louis
Tiina Koljonen
Juha Kiviluoma
Antti-Jussi Tahvanainen

Luottamuksellisuus: Luottamuksellinen

Versio: 29.3.2024



beyond the obvious



Raportin nimi	
EU sähkömarkkinasääntelyn ja valtiontukien kilpailukykyvaikutukset	
Asiakkaan nimi, yhteyshenkilö ja yhteystiedot	Asiakkaan viite
Teknoliogiateollisuus ry, Kemianteollisuus ry ja Metsäteollisuus ry	
Projektin nimi	Projektin numero/lyhytnimi
EU sähkömarkkinasääntelyn kilpailukykyvaikutukset	138006 Valtiontuet
Tiivistelmä	
<p>Selvityksessä hahmotetaan EU:n keventämän valtiontukiregulaation ja sähkömarkkinasääntelyn vaikutuksia teollisuuden maksamaan sähkön hankinnan hintaan Suomessa ja miten se vaikuttaa teollisuuden kilpailukykyyn. Sähkön hankintahinta koostuu energiasta, siirrosta ja erinäisistä veroista ja tuista. Näitä selvitetään esimerkkimaittain eli Saksan, Ranskan ja Ruotsin osalta ja verrataan Suomeen.</p> <p>Sähkön tulevaisuuden markkinahintaa ja markkinahinnan vaihteluita arvioidaan VTT:n sähkömarkkinamallin avulla. Suomen sähkön markkinahinta on ja pysyy hyvinkin kilpailukykyisenä Keski-Eurooppaan verrattuna 2025–2040 ja melko samalla tasolla Keski-Ruotsin kanssa. Pohjois-Ruotsi on kuitenkin edullisin markkinahinta-alue 2025–2030.</p> <p>Teollisuuden kilpailukykyä tarkasteltiin neljän tuotteen osalta olettaen identtinen valmistus kussakin maassa: vihreä ammoniakki, vihreä raakateräs, hienopaperi, LWC-paperi. Energiaintensiivisen teollisuuden maksama sähkön hankintahinta on Suomessa hyvin kilpailukykyinen Keski-Eurooppaan verrattuna, mutta kalliimpi kuin Pohjois-Ruotsissa. Teollisuudelle maksettava päästökaupan kompensointi on selkeästi suurempi Keski-Euroopassa kuin Suomessa, ja Ruotsissa sitä ei makseta, mikä tasoittaa kilpailutilannetta hieman vihreän ammoniakkin ja vihreän raakateräksen valmistuksessa ja merkittävästi paperin valmistuksessa. Jos tarkasteluun otetaan mukaan merikuljetus Keski-Eurooppaan, paperivalmistuksen kilpailutilanne on huono Saksaan ja Ranskaan verrattuna. Paljon sähköä käytävässä tuotannossa kilpailuetu pysyy päästökaupakompensaatiosta huolimatta, mutta vihreän siirtymän investointeihin liittyy hyvin suuria muita investointitukia, mitkä omalta osaltaan muuttavat kilpailuasetelmaa.</p> <p>Selvityksessä tarkasteltiin myös kapasiteettimekanismeja ja arvioitiin niiden vaikutuksia, hyötyjä ja kustannuksia. Suomen etuna on merkittävä lämmitystarpeen muodostama kysyntäjoustopotentiali, mitä tulisikin koettaa hyödyntää parhaalla mahdollisella tavalla. Lisäksi olisi varmistuttava, että tuleva vedyn tuotanto joustaa uuden uusiutuvan tuotannon tahdissa, jotta välttyttäisiin hyvin kalliilta kapasiteettimekanismeilta.</p>	
Espoo 29.3.2024	
Laatija	
Göran Koreneff Erikoistutkija	
Luottamuksellisuus	VTT Luottamuksellinen
VTT:n yhteystiedot	
PL 1000, 02044 VTT, Finland	
Jakelu (asiakkaat ja VTT)	
Sähköisenä, tilaaja ja VTT	
<p><i>VTT:n nimen käyttäminen mainonnassa tai tämän raportin osittainen julkaiseminen on sallittu vain Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy:ltä saadun kirjallisen luvan perusteella.</i></p>	



Hyväksyminen

TEKNOLOGIAN TUTKIMUSKESKUS VTT OY

Päivämäärä:

5.4.2024

Allekirjoitus:

DocuSigned by:
Tiina Koljonen
33CD049EDFB1414...

Nimi:

Tiina Koljonen

Asema:

Research team leader



Sisällysluettelo

Lyhenteet	5
1. Toimeksiannon kuvaus ja tavoitteet	6
1.1 Toimeksiannon tausta	6
1.2 Selvityksen tavoite	6
1.3 Rajaukset	6
1.4 Projektin organisaatio ja ohjaus	7
1.5 Tiivistelmä ja toimenpide-ehdotukset	7
2. Sähkömarkkinasäätelyt ja valtiontuet	11
2.1 EU:n tukipolitiikka	11
2.2 Sähköhankinnan tukimuodot	11
2.2.1 Sähköenergian hintaan vaikuttavat tukimuodot	11
2.2.2 Sähkön siirto- ja jakelutariffit	12
2.2.3 Verot ja muut veronluontoiset maksut	12
2.2.4 Veronpalautukset	12
2.3 Teollisuuden sähköistymisen tukimekanismit	13
2.4 Saksan, Ranskan, Ruotsin ja Suomen tukipolitiikat	13
2.4.1 Suomen sähkön hintatuet	14
2.4.2 Ruotsin sähkön hintatuet	14
2.4.3 Saksan sähkön hintatuet	15
2.4.4 Ranskan sähkön hintatuet	16
2.5 USA:n tukipolitiikka	17
2.6 Siirtotariffit ja verkkohinnoittelu	18
2.6.1 ENTSO-E tariffivertailu tyyppikuluttajalla	18
2.6.2 Siirtotariffivertailu vuoden 2024 tariffeilla	19
2.7 Yhteenveto tuista, alennuksista ja veroista	20
2.8 Sähkön nykyinen markkinahinta	21
2.8.1 Nykyinen hintataso	21
2.8.2 Vuosiforwardit vuodelle 2025	22
2.8.3 PPA-sopimusten hintatasot	22
3. Sähkön hinta tulevaisuudessa	23
3.1 Sähkön markkinahinnan kehittyminen Euroopassa	23
3.1.1 Tutkimusmenetelmä	23
3.1.2 Lähtödata	24
3.1.3 Tuloksena saadut markkinahinnat perusskenaariossa	31
3.1.4 Hinnat valtiontukiskenaarioissa	33
3.1.5 Hintojen ajallinen vaihtelu	34
3.1.6 Yhteenveto	35
3.2 Kapasiteettimekanismit ja niiden vaikutukset markkinahintaan	36
4. Case-tarkastelut	42
4.1 Yleistä	42



4.2	Ammoniakin valmistus teollisuuden raaka-aineeksi	46
4.2.1	Ammoniakin teknoekonominen malli.....	46
4.2.2	Katemallin tulokset	48
4.2.3	Herkkyystarkastelua	49
4.3	Vihreän raakateräksen valmistus.....	50
4.3.1	Katemallin tulokset	52
4.4	Olemassa olevan paperikoneen kilpailukyky	54
4.4.1	Katemallin tulokset hienopaperille.....	54
4.4.1	Katemallin tulokset LWC-paperille	55
4.5	Yhteenveto Case-tarkasteluista	56
5.	Vaikutusten systeeminen tarkastelu	57
5.1	Yritysten tärkeimmät sidosryhmät.....	57
5.2	Sähkömarkkinan ja teollisuustuotannon systeeminen tarkastelu	59
5.2.1	Sähkömarkkinat ja hinnat.....	60
5.2.2	Sähköntuotanto ja teknologia sekä kulutus	60
5.2.3	Säätely-ympäristön vaikutus investointeihin	61
6.	Johtopäätökset ja yhteenveto	62
6.1	Suomen teollisuuden kilpailukyky	63
6.2	Kapasiteettimekanismit ja joustokapasiteetti	64
6.3	Kansallinen liikkumavara	66
6.4	Toimenpide-ehdotukset	67
7.	Lähdeviitteet.....	67
	Liitteet	72
	Liite 1. Päästökaupan kompensaaion laskentasäännöt ja lähtöarvot eri tuotteille ja maille.....	73
	Liite 2. Katetaulukot	74
	Liite 3. Vedyn tuotantostategiat ja sähköjärjestelmä.....	76



Lyhenteet

AEC	Alkalielektrolyysi
CCS	Carbon Capture and Storage
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GW	Gigawatti
GW _e	Gigawatti (sähköä)
HDRI	Hydrogen Direct Reduction of Iron
IRA	Inflation Reduction Act
LWC	Light Weight Coated
MW	Megawatti
MWh	Megawattitunti
NECP	National Energy and Climate Plan
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaic
TCTF	Temporary Crisis and Transition Framework
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
TWh	Terawattitunti



1. Toimeksiannon kuvaus ja tavoitteet

1.1 Toimeksiannon tausta

Energiamarkkina on ollut viime vuosina kovassa muutospaineessa. Pariisin ilmastopimuksen tiukempi tavoitteenasetanta kiirehti ilmastomuutosta vastustavia toimia. EU:n päästövähennystavoitetta vuodelle 2030 päätettiin kiristää joulukuussa 2020, tuoden mukanaan tiukemmat tavoitteet muun muassa uusiutuvan energian osuudelle ja energian käytön tehostamiselle. Tämän lisäksi koronapandemiasta selviytymisen seurauksena kohonneet energiakulutukset nostivat markkinahintoja, mitä Venäjän toimet syksyllä 2021 pahensivat. Venäjän helmikuussa 2022 aloittaman hyökkäyssodan myötä Euroopassa koettu energia- ja energiahintakriisi on pakottanut Euroopan unionia järeisiin ja nopeisiin vastatoimiin. EU on keventämässä valtioneuvostokiregulaatiota vihreän siirtymän ja Venäjän hyökkäyssodan vastatoimien seurauksena. Tavoitteena on nopeuttaa puhtaan siirtymän etenemistä sekä irrottautua nopeammin fossiilisesta energiasta. Tämän lisäksi infrastruktuurien kehityshankkeet ovat hyvin usein julkisella rahoituksella tuettuja, esimerkkinä Yhdysvalloissa hyväksytty useiden satojen miljardien dollarien tukipaketti (Inflation Reduction Act). Euroopassa EU tukee myös kansallisten sähkö- ja maakaasuverkkojen ja -markkinoiden yhdistämisiä. Suomessakin on noussut esille tarpeita erilaisille tukimekanismeille. Hallitusohjelman kirjauksen mukaan Suomessa on tarpeen selvittää myös kapasiteettimekanismeja.

1.2 Selvityksen tavoite

Komission ehdotuksien ja jäsenmaiden toimien vaikutuksia kotimaiselle teollisuudelle ja erityisesti energiaintensiivisille vientialueille ei tunneta. Uudet tuet uhkaavat johtaa maiden väliseen tukikiilpailuun ja ei-tuetun maan teollisuuden kilpailuaseman merkittävään heikentymiseen.

Selvityksessä hahmotellaan valtiontukia ja sähkömarkkinasääntelyitä Saksassa, Ranskassa ja Ruotsissa ja verrataan niitä Suomeen. Tuet selvitetään erinäisten tietolähteiden, kirjallisuusselvityksen ja asiantuntijoiden avulla.

Julkisuudessa tuodaan usein esiin Suomen alhainen sähkön hinta merkittävänä kilpailuetuna. Tässä selvityksessä EU:n sähkömarkkinakehitystä mallinnetaan vuosille 2025, 2030 ja 2040 ENTSO-E:n arvioiman kapasiteettikehityksen avulla. Mallin tuloksena saadaan sähkömarkkinahinnan kehitys valituissa maissa. Tämän lisäksi tarkastellaan mm. siirtotariffeja, kapasiteettimekanismeja, sähköveroja ja muita edellä esitettyjen maiden sähkömarkkinoiden erityispiirteitä.

Selvityksessä hahmotetaan myös EU:n keventämän valtioneuvostokiregulaation ja sähkömarkkinasääntelyn vaikutuksia teollisuuden kilpailukykyyn Suomessa. Vaikutukset teollisuuteen ovat hyvin tapauskohtaiset. Kukin teollisuustuotanto on omalaisensa energian, ja raaka-aineiden, käytön ja tuotemarkkinoiden suhteen. Tästä syystä vaikutusten arviointi on pääosin kvalitatiivinen, mutta tämän lisäksi vaikutuksia tarkastellaan tarkemmin kolmen esimerkitapauksen kohdalla, joissa tarkastelut ovat yksityiskohtaisempia, kvantitatiivisia tarkasteluja.

1.3 Rajaukset

Selvitys keskittyy energiaan, ja ennen kaikkea sähköön liittyviin hinta- yms. tukiin ja kapasiteettimekanismien kaltaisiin markkinamuutoksiin.



Maantieteellisesti rajoitetaan EU:hun ja tilaajan kanssa valittuihin maihin, eli Saksaan, Ranska, Ruotsi ja Suomi. Osin tarkastellaan myös USA:n kehitystä ja ennen kaikkea USA:n Inflation Reduction Act:in (IRA) vaikutuksia kilpailukykyyn. USA:n moninaisia sähkömarkkinoita ei ole mallinnettu eikä analysoitu.

Yritysten tuotantotietoja tai -suunnitelmia ei yrityssalaisuuksista johtuen ole käytettävissä. Kustannusrakennehahmotelmat on muodostettu julkisen tiedon perusteella.

1.4 Projektin organisaatio ja ohjaus

VTT:stä projektiin osallistui Tiina Koljonen projektin omistajana ja Göran Koreneff projektipäällikkönä sekä Jussi Ikäheimo, Jyri Rökman, Jean-Nicolas Louis, Juha Kiviluoma ja Antti-Jussi Tahvanainen. VTT on hyödyntänyt projektissa myös oman Business Intelligence-tiimin tietolähteitä.

Toimeksiantajia edustavat projektin ohjausryhmässä Annukka Saari, Teknologiateollisuus ry, Tuomas Tikka, Kemianteollisuus ry, ja Heikki Vierimaa, Metsäteollisuus ry.

1.5 Tiivistelmä ja toimenpide-ehdotukset

Energiaintensiivisen teollisuuden sähköstä maksama nettohinta, päästökaupan kompensatio ja muut tuet vaihtelevat eri markkina-alueilla, ks. taulukko 1. Suomen kilpailukyky on vetytalouden osalta Keski-Eurooppaan verrattuna kohtuullisen hyvä, vaikka Ruotsi ja varsinkin Pohjois-Ruotsi ovat edellä, sillä sähkön hankintahinnalla on suuri merkitys. Olemassa olevan sähköintensiivisen teollisuuden osalta sähköistämistuki eli päästökaupan kompensatio Saksassa ja Ranskassa on niin suuri, että esimerkiksi Suomen paperiteollisuudelle on haastavaa kilpailla heidän kanssaan heidän maaperällänsä, kun otetaan huomioon viennin merikuljetuskustannukset Suomesta sinne.

Vetytalouden osalta USA on osoittautunut houkuttelevaksi kohteeksi. Muun muassa vihreälle vedylle annettava jopa 3 \$/kg veroetu tekee siitä erittäin kilpailukykyisen eurooppalaiseen vetyyn nähden.

Taulukko 1. Maan tai alueen houkuttelevuus energiantensiiviselle teollisuudelle liikennevalovärein ilmaistuna. Lukuarvot vuoden 2025 mukaisia case-esimerkkeihin pohjautuvia arvioita.

Houkuttelevuus- taulukko	Sähkön markkinahinta	Sähkö PPA-sopimus	Siirtotariffit	Sähkövero	Sähköistämis- tuki	Investointi- tuet	Energiavero- palautukset
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh		
Suomi	43,25	42	4,09	0,5	≤ 2.55...11,20 ¹ V. 2025 jälkeen	EU-pohjaiset tuet	Loppuu 2024
Ruotsi - (Tukholma)	37,65	39	2,59	0,5	ei	EU-pohjaiset tuet	Kyllä
Ruotsi - (pohjoinen)	25,5	39	-0,28	0,5	ei	EU-pohjaiset tuet	Kyllä
Saksa	91,3	58	3,1 / 6,8	0,5	9,83...41,36 ¹	Myös kansallisia tukia	Kyllä
Ranska	45 / 87,3	55	3,5 / 6,51	0,5 - 5,5	7,65...33,60 ¹	Myös kansallisia tukia	Kyllä
USA	44 - 49					Merkittävä tuk ² , mm. IRA	

¹ Ranskalla täysi päästökaupan kompensatio, Suomella korkeintaan 1/3 kompensatio ja Saksalla täysi kompensatio super cap- lisäkompensatiomahdollisuudella

² USA:n tuilla on eri muotoja, muun muassa suora investointituki tai verohyvytykset, esimerkiksi jopa 3 \$/kg vedylle

Sähkön markkinahinta on VTT:n tekemän sähkömarkkinamallinnuksen mukaan Suomessa hyvin kilpailukykyinen Keski-Euroopan kanssa nyt ja tulevaisuudessa. Markkinahinta on alle Keski-Ruotsin hintatason mutta korkeampi kuin Pohjois-Ruotsissa 2025–2030. Kun tarkastellaan teollisuuden mak samaa hankintahintaa veroineen, siirtoineen ja päästökaupan kompensatioineen, tilanne voikin olla



heikompi. Päästökaupan kompensatio on paperin valmistuksessa Saksassa ja Ranskassa selvästi Suomen maksamaa kompensatiota suurempi, mikä vähentää Suomen kilpailukyyn etumatkaa Saksaan ja häivyttää sen Ranskaan verrattuna. Koska Ruotsilla ei ole käytössä päästökaupan kompensatiota, Suomen kilpailukyky paranee Ruotsiin nähden. Kun tarkastellaan vihreän ammoniakkin tai vihreän teräksen valmistusta, päästökaupan kompensatio ei muuta kilpailukykyasetelmia. On toki muistettava, että varsinkin vetytalouden osalta tärkeiden tulevien PPA-sopimusten hintakehitys riippuu hyvin monesta tekijästä ja hintatasot ja hintaerot ovat siten vielä epävarmuuden alla. Investointituet nousevat myös esille vihreän siirtymän ratkaisuisissa. Vihreän teräksen tuotantolaitoksille on myönnetty investointituet jo esimerkiksi Espanjassa, Belgiassa, Ruotsissa, Ranskassa ja Saksassa. Lisäksi on muistettava, että eri maiden investointituet voivat poiketa toisistaan merkittävästikin. Esimerkiksi sekä Saksa että Ranska tukevat yleisemmin teollisuuttaan myös kansallisilla tuilla, eikä ainoastaan EU-tuin.

Keskeiset havainnot ja suositukset: Suomen teollisuuden kilpailukyky

- Kaikilla keskeisillä kilpailijamailla on käytössä merkittäviä puhtaan siirtymän tukimekanismeja kuten esimerkiksi investointitukia. Varsinkin USA:n tukimekanismit ovat erittäin vakuuttavat.
- Suomen vahvuudeksi voidaan lukea verrattain edullinen sähkön markkinahintahinta nyt ja tulevaisuudessakin Keski-Eurooppaan verrattuna.
- Teollisuuden sähkön hankintahinta on Pohjois-Ruotsissa erittäin kilpailukykyinen Suomeen verrattuna, joka puolestaan kilpailee tasaväkisesti Keski-Ruotsin kanssa.
- Keski-Euroopassa maksettava täysmääräinen päästökaupan kompensatio (sähköistämistuki) kaventaa Suomen kilpailuetua, tietyillä tuotteilla hyvinkin voimakkaasti.
- Nykyisen suomalaisen teollisuustuotannon kilpailukyyn turvaamiseksi kilpailukykyinen verotus ja sähköistämisen tuen jatkaminen tasatahtia kilpailijamaiden kanssa ovat perusteltuja.
- PPA-sopimusten hinnat ovat Suomessa olleet kilpailukykyiset muihin kuin Ruotsiin verrattuna, mutta tulevaisuutta on vaikeampi ennustaa muun muassa EU:n esille nostamien valtiointakausten myötä. Tällä on iso merkitys vihreän vedyn ja täten vihreiden vetyjohdannaisten investointien kannattavuuteen, sillä EU-lainsäädäntö vaatii vihreyden osoittamiseksi muun muassa PPA-sopimuksen.
- Markkinasähkön tuntihintavaihtelut tulevat olemaan paljon vähäisemmät Suomessa kuin Saksassa tai Ranskassa 2030 ja 2040, vaikka nollatunteja on yhtä paljon.
- Puhtaan siirtymän tukemiseksi on myös huolehdittava energainfrastruktuurin ja toimintaympäristön kehittämisestä kokonaisvaltaisesti.
- Pidemmällä aikavälillä Euroopan tulisi vastata muiden isojen talousalueiden juoksuun yhteinäisesti
 - Tarvitaan EU:n sisällä tasapuolisia ja teknologianeutraaleja tukiohjelmia, joiden avulla investoinnit suunnataan kilpailukykyisiin kohteisiin.
 - Varmistetaan huoltovarmuuden kannalta riittävä oma teollisuustuotanto liittolaismaissa, EU:ssa ja Suomessa.

Keskeiset havainnot ja suositukset: Kapasiteettimekanismit ja joustokapasiteetti

- Kapasiteettimekanismin tulee perustua avoimeen ja teknologianeutraaliin kilpailuun kuitenkin asettaen tukeen oikeutetun kapasiteetin päästöille ylärajan $550 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_e$.
- Suomella on erinomaiset mahdollisuudet hyödyntää muun muassa lämmityksen ja sähköjärjestelmän sektori-integraatiota kysyntäjouston välineenä
 - Hetkellisesti ylisuuri sähkön tuotanto on helpointa käyttää lämmön tuottamiseen.



- Lämmön varastointi maksaa vain murto-osan sähkön varastoinnista. Höyryn varastointi on kuitenkin haastavampaa ja kalliimpaa kuin lämpimän veden.
- Lämmön tuottajat/käyttäjät ovat usein myös aktiivisia sähkömarkkinoilla (kaukolämpöyhtiöt, suurteollisuus ja markkinahintaiset sähkölämmittäjät).
- Kysyntäjousto on osoittautunut jo toimivaksi energiakriisin aikana ja voisi olla merkittäväosa ratkaisua ainakin lähivuosina.
- 500 MW ja jopa 7–9 tunnin varastointikyvyn pumppuvoimalaitosmahdollisuuksia tutkitaan aktiivisesti.
- Vaikka tasainen sähkön hinta olisi houkutteleva, vaihteleva sähkön markkinahinta on hyvin tärkeä ohjaussignaali ja kannustin kulutusjoustoille.
- Edistetään informaatio-ohjauksen lisäämistä kulutuspuolella esimerkiksi sähköautojen latauksessa ja sähkölämmityksessä.
- Koetetaan saada uusi vihreän siirtymän sähkön kulutus seuramaan sään mukaan vaihtelevaa uusiutuvaa tuotantoa
 - Valjastetaan vihreän siirtymän tukimekanismit tukemaan tätä kulutusjoustoja.
 - Esimerkiksi elektrolyysin PPA-sopimuksilla hankittu sähkö kannattaa myydä pörssiin, kun hintaero kasvaa yli 50 €/MWh_e, jos vihreän vedyn käyttökate on noin 2 €/kg.
 - Joustamaton uusi tasainen kulutus vaatisi valtavasti uutta ja kallista säätövoimaa.
 - Vedyn tuotanto ei voi ilman merkittäviä haittavaikutuksia perustua tasaiselle, 8000 tuntia vuodessa pyörivälle tuotannolle, kun Suomen päästöttömän vedyn tuotantomäärää nostetaan tavoitteeseensa eli 1 Mt per vuosi vuonna 2030.
 - Esimerkiksi elektrolyysin uusiutuvan tuuli- ja aurinkovoimasähkön tasapainottaminen maakaasukombivoimalaitoksen CCS-sähköllä ei ole toimiva ratkaisu, koska energia- ja kustannustehokkaampi ratkaisu olisi muodostaa vastaava vetymäärä suoraan maakaasusta höyryreformoinnilla ja hiilidioksidin talteenotolla.
 - Säättö-sähkön hinta on helposti niin korkea verrattuna PPA-hintaan, että elektrolyysin tasaisen käytön hyöty menetetään hintaeroon.
- Kapasiteettimekanismin suunnittelussa on otettava huomioon Suomen hyvin kehittynyt markkinarakente, selkeät toimijaroolit ja peruseriaatteen
 - Sitten 90-luvun ja markkinoiden vapautumisen, tuottajan vastuu rajoittuu siihen, että tarjoaa markkinoille vapaasti käytettävissä olevaa kapasiteettiaan. Tuottajalla ei ole velvollisuutta tarjota aina yhtä paljon tehoa markkinoille.
 - Yksittäisellä tuottajalla tai tuottajataholla, kuten tuulivoimalla, ei ole eikä nykyisen kaltaisilla vapailla, pääosin pörssiin kautta toimivilla markkinoilla tulekaan olla vastuuta siitä, että osto- ja myyntitarjoukset kohtaavat markkinoilla.
 - Tuottaja ei tarvitse kapasiteettimekanismin kaltaista säätövoimaa.
 - Vetytalous tarvitsee mahdollisimman alhaista sähkön hintaa, jolloin olisi epäsuotavaa lisätä esimerkiksi tuulivoimatuottajille lisämaksuja kapasiteettimekanismeja varten.

Keskeiset havainnot ja suositukset: Kansallinen liikkumavara

- Sähköistämisen tuen jatko on perusteltu. Ilman sitä teollisuuden kilpailukyky kärsii merkittävästi.



- Merikuljetus Suomesta Keski-Eurooppaan syö esimerkiksi paperivalmistuksen Suomen matalammasta sähkön markkinahinnasta saaman edun kättelyssä.
- Puhtaan siirtymän investointien kannattavuusmittarina on usein vastaava fossiilienergiaan perustuva, usein jo olemassa oleva tuotanto, minkä takia investointitukiohjelmat ovat perusteltuja, jos ja kun muutosta halutaan ajaa eteenpäin.
- Kaikki suuret Euroopan maat ja USA tukevat merkittävästi, tai vielä enemmän, oman teollisuutensa puhdasta siirtymää.
- Panostus uuteen tuulivoimaan Suomessa valuu melkein 80-prosenttisesti myös Ruotsin markkinahintaan, muttei juuri enää Keski-Euroopan markkinahintaan. Panostus tuulivoimaan Saksassa valuu jopa 40-prosenttisesti Suomenkin markkinahinnan hyödyksi.
- EU-tason investointirahoitusvälineitä avuksi strategisesti tärkeimmille hankkeille.
- Vetyinvestointien suhteen EU-säännöt vedylle ovat oleellisen tärkeitä, mutta samoin sähkömarkkinan toimivuudelle ja kokonaiskustannukselle.
- Suomen on panostettava omiin vahvuuksiin
 - Hyvin kohdistetut ja harkitut tukiohjelmat, esimerkiksi energiatuki
 - Suuri ja eurooppalaisittain kohtuuhintainen tuulivoimapotentiaali
 - Vahva ydinvoimatuotanto ja osaaminen
 - Yhteistyö sektoreiden välillä
 - Markkinaehtoisesti toimiva sähkömarkkina
 - Sähkömarkkinoilla toimijoilla selkeät roolit ja vastuut
 - Sijainti Pohjoismaisilla markkinoilla lähellä Norjan ja Ruotsin säätökykyistä vesivoimaa

Toimenpide-ehdotukset:

- Muiden maiden tukiohjelmaa seurattava ja muutoksiin reagoitava
- Mahdollinen kapasiteettimekanismi ainoastaan väliaikaiseksi ratkaisuksi
- Kysyntäjouaston lisääminen tärkein säätövoimamahdollisuus
- Tarvitaan enemmän informaatio-ohjausta sähkömarkkinaosapuolille
- Sähköjärjestelmän kannalta olisi tärkeää, että vihreän vedyn tuotanto seuraa sään mukaan vaihtelevan uusiutuvan sähkön tuotantoa ja toimii tarvittaessa joustona
- Sähköistämisen tuen jatkaminen vuoden 2025 jälkeen
- Poliitiikan pitkäjänteisyyttä lisättävä investointien houkuttelemiseksi
- Puhtaan siirtymän investointitukiohjelmat ovat perusteltuja
- Puhtaan siirtymän tarvitseman energiainfrastruktuurin ja toimintaympäristön kehittäminen
- Pidemmällä aikavälillä Euroopan tulisi vastata muiden isojen talousalueiden juoksuun yhteinäisesti
- Tarvitaan EU-tasolla tasapuolisia tukiohjelmaa



2. Sähkömarkkinasääntelyt ja valtiontuet

2.1 EU:n tukipolitiikka

Komissio valvoo yrityksille annettavaa rahoitustukea (valtiontukea), jota EU:n jäsenmaat myöntävät. Tuet ovat sallittuja, jos ne eivät haittaa taloutta tai rehellistä ja tehokasta kilpailua EU-maihin sijoittuneiden yritysten välillä (EC 2023a).

Energiamarkkinahäiriöiden myötä EU asetti kehykset väliaikaiselle jäsenvaltioiden valtiontuelle, mitä sisällytettiin myöhemmin vihreän kehityksen teollisuussuunnitelmaan (Euroopan komissio 2023a). EU:n kilpailupolitiikka sallii EU:n jäsenvaltioiden tukevan teollisuuttaan vihreän siirtymän varmistamiseksi. Komission tiedonanto valtiontukitoimenpiteitä koskevia tilapäisiä kriisi- ja siirtymäpuitteita talouden tukemiseksi Venäjän hyökättyä Ukrainaan (Temporary Crisis and Transition Framework, TCTF; komission tiedonanto 2023/C 101/03) antaa tuille kehykset tuleville vuosille yksinkertaistaen valtiontuet kaikelle uusiutuvan energian teknologialle ja teollisuusprosessien dekarbonisaatiolle. Valtiontuki sähkön hinnalle päättynee vuoden 2024 aikana.

Euroopan komissio antoi 14.3.2023 ehdotuksensa sähkömarkkinasääntelyn uudistamiseksi (Euroopan komissio 2023b). Uudistuksen tavoitteena on muun muassa nopeuttaa ei-fossiilisen energian investointeja ja vähentää sähkön kuluttajahintojen heilahtelua. Uudistuksella halutaan myös parantaa toimintavalmiutta ja resilienssiä mahdollisten uusien, samanlaisten kriisien kohdalla. Komission ehdotus jättää kansallisesti päätettäväksi muun muassa uusien tukimekanismien soveltamisen sekä kriisiajan tukimekanismien toteutuksen.

Kesäkuussa 2023 julkistettuun pääministeri Petteri Orpon hallitusohjelmaan sisältyy useita energiajärjestelmää ja -markkinoita koskevia kehitysehdotuksia, muun muassa selvitys Suomeen luotavasta kapasiteettimekanismista tukemaan käytettävissä olevan sähkön määrää.

2.2 Sähköhankinnan tukimuodot

Teollisuuden sähkön käyttö on monesti merkittävässä asemassa kilpailukyvyn näkökulmasta. Ostetun sähkön hinta muodostuu ostoenergian hinnasta, siirto/jakelutariffista ja erinäisistä veroista ja maksuista ja mahdollisista tuista. Joskus teollisuus tuottaa sähkönsä itse, jolloin on katsottava sähkön tuotantoon kohdistuvia polttoainehintoja, veroja ja tukia.

2.2.1 Sähköenergian hintaan vaikuttavat tukimuodot

Ostoenergia voi olla sähkömarkkinoilta itse hankittua sähköä, jolloin sähkön markkinahinta muodostaa ostoenergian kustannuksen. Sähköä voidaan myös ostaa myyjän välityksellä, jolloin sähkön markkinahinta voi myös muodostaa ostoenergian hinnan perustan. Sähköä voidaan ostaa suoraan tuottajilta, esimerkiksi PPA (Power Purchase Agreement) -sopimuksilla, joissa sähköstä maksetaan yleensä kiinteä sovittu hinta, joka tyydyttää molempia osapuolia. PPA-sopimukset voivat olla eripituiset, esimerkiksi 10 vuodesta 20 vuoteen, erilaisilla preemioilla ja määräyksillä, minkä takia sopimuksia on vaikeata suoraan verrata keskenään.

Sähköenergian hinnan tuet voivat olla eksplisiittisiä, esimerkiksi rajoitetaan tai tuetaan teollisuuden maksamaa hintaa, tai implisiittisiä, joissa vaikutetaan itse markkinahintaan esimerkiksi tukemalla uutta, markkinahintaa alentavaa tuotantoa. Siltä osin kuin PPA:n taustalla oleva voimalaitos nauttii tukea, se näkyy PPA:n alempana hintatasona. Lisäksi voidaan tukea teollisuuden omaa sähkön tuotantoa erinäisin tavoin.



2.2.2 Sähkön siirto- ja jakelutariffit

Siirtotariffilla tarkoitetaan kantaverkkoon liittyneen kuluttajan maksamaa hintaa sähkön siirrosta ja jakelutariffilla vastaavasti jakeluverkkoon liittyneen kuluttajan maksamaa hintaa. Sähkön tuottaja joutuu useimmiten myös maksamaan siirtomaksua verkkoon syötetystä sähköstä ja usein myös tuottamastaan ja itse paikan päällä kuluttamastaan sähköstä.

Siirtomaksuja voidaan hinnoitella eri tavoin. Esimerkiksi jos teolliselle toimijalle on kantaverkossa eri hinnoittelu kuin muille asiakkaille, puhutaan tuesta. Yleensä suurimmat kuluttajat ovat teollisia toimijoita, joten jos ne maksavat selvästi halvempia jakelutariffeja kuin muut samalla jännitetasolla kytkeytyneet, voidaan puhua tuesta, ellei siihen liity muita näkökohtia. On luonnollista hinnoitella suuria siirtomääriä tai järjestelmän kannalta sopivalla hetkellä tapahtuvia siirtoja halvemmallalla kuin pieniä ja epäotolliseen aikaan tapahtuvia sähkön siirtoja. Esimerkkinä tästä suuremmille energiamäärille suunnatut tariffit, joissa tariffin perusosa tai tehomaksu on ehkä korkeampi mutta energiariippuvainen tariffiosa alhaisempi, tai joustoon suostuvat, esimerkiksi yö sähköä käyttävät kuluttajat kuten varaavan sähkölämmityksen omaavat rakennukset.

2.2.3 Verot ja muut veronluontoiset maksut

EU on asettanut sähköverolle minimitason, 0,5 €/MWh. Ylätasolle ei ole rajoitusta. Esimerkiksi Suomessa sähkövero on n. 22,4 €/MWh veroluokassa I, mutta 0,5 €/MWh veroluokassa II. Sähkön II-veroluokkaan oikeutetut toimijat ovat valtiontuen saajia (Verohallinto 2023). Sähköveron yhteyteen on Suomessa liitetty myös huoltovarmuusmaksu, joka on 0,13 €/MWh. Sähköveroluokkia voi olla useampiakin kuten Ranskassa, jossa teollisuudellekin on seitsemän eri luokkaa.

Monissa maissa voi olla lisämaksuja tai veroja, joita kerätään tiettyä käyttöä varten, esimerkiksi uusiutuvaan energiaan perustuvan sähkön tuotannon syöttötariffien kattamiseksi. Suomessa syöttötariffit maksetaan valtion budjetin kautta, sillä lainsäädäntömme mukaan verkkoyhtiöiden ei katsota voivan kerätä veronluontoisia maksuja. Esimerkiksi Saksa on mallina siitä, miten erilaiset tuotannot tuetaan erilaisten siirtotariffien lisämaksujen kautta kerättävillä tuloilla.

Jos teollisuus tai osa siitä on vapautettu näistä maksuista kokonaan tai osin, voidaan katsoa kyseessä olevan tuki.

2.2.4 Veronpalautukset

Energian valmisteverojen, mukaan lukien sähköveron palautukset energiaintensiiviselle teollisuudelle muodostaa merkittävän kilpailutekijän. Valtiovarainministeriön (2024) mukaan Suomen ”energiaintensiivisille yrityksille maksettavasta polttoaineiden energiaveron palautuksesta luovutaan vaiheittain vuosina 2021–2024 siten, että vuodelta 2025 yritykset eivät enää ole oikeutettuja palautukseen”. Palautustasot ovat arviolta 66 M€ vuonna 2022, 36 M€ 2023 ja 24 M€ 2024 (Valtiovarainministeriö 2023). Energiaintensiivisen teollisuuden matalan sähköveron myötä veronpalautusten absoluuttinen hyöty Ruotsissa, Ranskassa ja Saksassa on melko rajallinen sähkön hankinnassa, muttei toki muun energian hankinnassa.

Teollisuuden valmisteverojen (mukaan lukien sähköveron) veronpalautukset olivat keskimäärin 140 % vuonna 2018 EU:ssa eli palautusta saatiin enemmän kuin mitä maksettiin. Palautuksia annetaan pääasiassa teollisuudelle ja maataloudelle. Valmisteverojen palautusprosentti vuonna 2018 oli kokonaisuudessaan korkein Ruotsissa (45 %), kun Suomessa se oli vajaa 25 %, Ranskassa 22 % ja Saksassa reilu 17 %. (EC DGE 2020)



Saksan valmistavan teollisuuden lämmön polttoainekäyttö nauttii 90 % verovapauden, olettaen mm. eläkemaksujen ylittään tietyn kynnyksen ja tietyt energiatehokkuustoimenpiteet (Bundesfinanzministerium 2019)

2.3 Teollisuuden sähköistymisen tukimekanismit

Merkittävimpiä tukimuotoja ovat päästökaupan kompensatio kansainvälisen kilpailun alaiselle teollisuudelle eli Suomessa sähköistämistuki ja erilaiset investointiavustukset tai tuet.

Päästökaupan kompensointi kohdistuu teollisuuden sähkönkulutukseen implisiittisesti sisältyviin päästöoikeuskustannuksiin. Epäsuora päästökauppakustannus lasketaan arvioidun sähkönkulutuksen avulla, joka puolestaan saadaan joko EU:n antamien tuotteen yksikkösähkönkulutusten avulla, vastaavan polttoaineisiin perustuvan yksikköpäästön avulla tai, ellei vastinetta löydy, ottamalla 80 % sähkön kulutuksesta. Lisäksi sähkön kulutuksen oletetaan tehostuvan 1,09 % vuodessa vuodesta 2021 alkaen. Arvioidun sähkön kulutuksen epäsuora päästökauppakustannus saadaan päästöoikeuden hinnalla ja maakohtaisella päästökertoimella¹. Kompensatio on kuitenkin rajoitettu tuki-intensiteetillä, korkeintaan 75 % tästä summasta, tai jos valtio niin päättää, epäsuora päästökauppakustannus saa olla korkeintaan 1,5 % yrityksen bruttoarvonlisäyksestä. (EC 2020, 2021a,b)

Esimerkiksi Saksan tuki-intensiteetti on 75 % (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2022,) ja sähköintensiivisellä teollisuudella on lisäksi käytössä 1,5 % bruttoarvonlisäyksen supercap vielä viisi vuotta (Bundesregierung 2023). Suomessa tuki-intensiteetti on rajoitettu korkeintaan 25 %:iin tai sitä pienemmäksi, jotta kokonaistukimäärä 150 M€ per vuosi ei ylitä (Energiavirasto 2023).

Päästökaupan kompensatioon liittyy vaihtoehtoisia vaatimuksia, kuten vaatimus, että puolet tuesta on käytettävä tuotannon dekarbonointiin ja energiatehokkuustoimenpiteisiin. Ainakin Saksassa vuonna 2025 tämä osuus tuesta kasvaa 80 %:iin (EC 2023b).

Päästökaupan kompensointi riippuu päästöoikeuden todetusta hinnasta. Mitä korkeampi päästöoikeuden hintataso, sitä suurempi kompensatio voidaan maksaa.

Investointiavustukset liittyvät vihreään siirtymään, eli usein uudenlaisen teknologian pilotointiin tai esimerkiksi hiilen käytöstä luopumiseen tai sähköistykseen. Tuet voivat liittyä esimerkiksi teollisuusalan liittämiseen alennetun sähköveron veroluokkaan (ks. edellä).

Saksassa ja Ranskassa investointeja tuetaan vahvasti myös kansallisesti eikä vain EU-tuilla, kun Suomen tuet ovat pääasiassa erilaisia EU-tukia. Investointitukien maailma on monitahoinen maailma, jota ei käydä läpi tässä selvityksessä sen syvällisemmin. Erilaisiin EU:n investointitukiin ja valtiontukiin voi perehtyä paremmin muun muassa Raimo Luoman (2024) selvityksessä.

2.4 Saksan, Ranskan, Ruotsin ja Suomen tukipolitiikat

Valtiotukien kehitys eri maissa on selvitetty haastattelututkimuksen, VTT:llä käytettävissä olevien tietolähteiden ja kirjallisuuden avulla.

¹ Oletusarvoisesti Saksa 0,72 tCO₂/MWh, Suomi ja Ruotsi 0,58 tCO₂/MWh ja Ranska 0,44 tCO₂/MWh. Ranska on ilmoittanut markkinapohjaiseksi arvoksi 0,51 tCO₂/MWh (EC 2022).



2.4.1 Suomen sähkön hintatuet

Teollisuuden maksamaa sähkön hintaa ei tueta Suomessa. Pääkomponentti sähkön hinnassa muodostaa hankitun energian hinta, joka peilautuu sähkön markkinahintaan. Energiaintensiivinen teollisuus ostaa sähkönsä markkinoilta tai kahdenkeskin sopimuksin tuottajilta tai tuottaa sähkönsä itse joko omissa voimalaitoksissa tai Mankala-periaatteen mukaisissa yhteisomisteisissä voimalaitoksissa. Sähkön tuotannon tukea maksetaan syöttötariffin alaiselle sähkölle, erityisesti tuulivoimalle (suljettu uusilta laitoksilta). Syöttötariffin alainen tuulivoimakapasiteetti on noin 2 000 MW tuulivoiman kokonaiskapasiteetin ollessa noin 6 900 MW. Pienten vesivoimalaitosten ja metsäenergiaan pohjautuvan sähkön tuotantotuki on riippuvainen päästökaupan hinnasta ja viime vuosien korkealla päästökaupan tasolla tukea ei makseta.

Siirtotariffi on Euroopan tasolla verrattuna alhainen (ks. kuva 1. Lisääntynyt tuulivoimakapasiteetti vaatii lisää siirtokapasiteettia ja säätöreservejä, mikä nostattanee tariffeja. Siirtotariffi on alhainen verrattuna sähkön markkinahintaan vuosikeskihinnoin tarkasteltuna. Fingrid pyrkii pitämään Suomen yhtenä markkina-alueena, mikä tuo tietynlaisen markkinahintaturvan eteläpuoleisen-Suomen kuluttajille ja nykyisille teollisuuslaitoksille. Pohjoispuolisko on tuotannolta selvästi ylijäämäinen. Markkinahinta olisi todennäköisesti alhaisempi pohjoispuoliskolla, jos Suomi jaettaisiin kahteen markkina-alueeseen.

Energiaintensiivisen teollisuuden sähkövero (sähköveroluokka II) on Suomessa EU:n minimitasolla, 0,5 €/MWh. Samassa yhteydessä laskutetaan huoltovarmuusmaksu 0,13 €/MWh. Muita veronkaltaisia komponentteja ei ole. Esimerkiksi syöttötariffeihin tarvittava raha haetaan valtion budjetista.

Päästökaupan kompensatiota, eli sähköistämistukea, maksetaan 16 eri teollisuuden toimialalle. Edellytyksenä on laitoksilla tehty energiakatselmus. Tuettavien laitosten yhteenlasketusta sähkönkulutuksesta vähintään 30 prosenttia tulee olla hiilettömillä lähteillä tuotettua sähköä. Intressiorganisaation arvion mukaan tukitaso rajoittuu noin 6–8 €/oon/MWh nykykulutuksella, kun tuen budjettikatto on 150 M€. Vihreän siirtymän tuoman sähkön kulutuksen kasvun myötä tuki leikkautuisi tästä vielä lisää. Sähköistämistukea maksetaan Suomessa vuosien 2021–2025 sähkön käytölle (Energiavirasto 2023).

2.4.2 Ruotsin sähkön hintatuet

Ruotsin sähkömarkkina on hyvin samankaltainen Suomen kanssa. Ruotsissa on tosin viisi markkina-alueetta, joiden markkinahinnat eroavat toisistaan merkittävästi. Ruotsin markkinasähkön hinta on ollut Suomen hintaa alhaisempi, mutta Olkiluoto 3:n ja vahvan tuulivoiman lisääntymisen myötä Suomen markkinahinta on ollut alhaisempi kuin eteläisen Ruotsin hinta. Pohjois-Ruotsissa on paljon sekä vesivoimaa että tuulivoimaa, ja markkinahinta onkin usein ollut Suomen markkinahintaa alhaisempi. Esimerkiksi SE2-hinta-alueen hinta on ollut keskimäärin 2 Suomen aluehintaa halvempi viimeiset kymmenen vuotta. Uudet siirtoyhteydet Pohjois-Ruotsin ja Suomen välillä, kuten Aurora-linja, pyrkivät tasoittamaan hintaeroja.

Ruotsin sähkövero on vuoden 2021 alusta ollut EU:n minimitasolla 0,5 €/MWh.

Ruotsissa ei ole käytössä päästökaupan kompensatiota erona muihin maihin. Maan oma sähkön tuotanto on kutakuinkin päästötöntä, mutta päästökauppa vaikuttaa yhteiseurooppalaisen markkina-alueen myötä Ruotsissakin markkinahintaa nostavasti.



2.4.3 Saksan sähkön hintatuet

Helsingin Sanomien artikkelissa 25.6.2023 nostettiin esiin Saksan tukisuunnitelmia ja suomalaisen teollisuuden näihin esittämiä huolia:

- ”Saksan kaavailema tuki teollisuudelle sähkönhintojen kompensoimiseksi herättää huolta EU:n sisäisen tuk kilpailun kiihtymisestä, joka pahimmillaan voi rapauttaa suomalaisen teollisuuden kilpailukykyä. Uutistoimisto Reuters kertoi toukokuussa, että Saksa aikoo varata vuosittain noin neljä miljardia euroa tukeakseen sähkön hintaa energiaintensiivisille teollisuudenaloille, tukeakseen teollisuuden siirtymistä pois fossiilisista polttoaineista ja estääkseen yrityksiä siirtymästä pois maasta. Tuella sähkön hinta voitaisiin rajoittaa kuuteen senttiin kilowattitunnilta, mikä Reutersin mukaan kattaisi 80 prosenttia teollisuusyritysten kulutuksesta. Suunnitelman mukaan tukea voitaisiin jakaa vuoteen 2030 asti.”

Saksan hallitus suunnittelee teollisuuden maksaman sähkön hinnan rajoittamista tai tukemista voimakkaasti seuraavina viitenä vuotena. Odotuksissa on, että uusi aurinko- ja tuulivoima alentaa sähkön markkinahintaa sinä aikana merkittävästi. Sähkön markkinahinta on Saksassa ollut keskimäärin selvästi korkeampi kuin Pohjoismaissa. Saksassa teollisuuden maksama hinta energiasta ei ole kilpailukykyinen kilpailijamaihin, kuten USA:han ja Kiinaan verrattuna, minkä pelätään johtavan teollisuuden poistumiseen maasta (CLEW 2023). Saksan talousministeriö ehdotti keväällä 2023 60 €/MWh ”siltahintaa” vuoteen 2030 asti energiaintensiiviselle teollisuudelle. Siltahinnan tehtävänä olisi ollut tukea teollisuutta, kunnes Saksan investoinnit uusiutuvan sähkön tuotantoon saa markkinahinnan putoamaan kilpailukykyiseksi, mutta marraskuussa (Bundesregierung 2023) tehty päätös korvaa tämän (ks. Jäljempänä).

Sähkönsiirto Saksan kantaverkoissa (50Hertz, Amprion, TenneT ja TransnetBW) on kalliimpaa kuin Suomessa, esimerkiksi keskimääräinen muuttuva kustannus vuonna 2024 on n. 34 €/MWh 3000 tunnin huipunkäyttöajalla toimivalla teollisuudella. Energiaintensiivinen teollisuus voi kuitenkin saada merkittävän alennuksen, kun huipunkäyttöaika ylittää 7000 tuntia (alennus 80 %), ja huipunkäyttöajan ylittäessä 8000 tuntia alennus on jopa 90 % (StromNEV 2023). Alennusta voi myös saada, jos osallistuu korkean kysynnän varttitunteina (esimerkiksi syksyllä ja talvella) verkon auttamiseen tuotannon merkittävällä vähentämisellä tai jopa lopettamisella.

Saksassa on verkkomaksuihin liittyviä muita veronluontoisia maksuja, joilla verkkokäyttäjät rahoittavat muiden toimijoiden tukemista (KWKG [Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, 2,75 €/MWh yhteistuotannolle ja lämpö- ja kylmäverkoille ja -varastoille maksettavan tuki], ONU [Offshore Netzumlage, 6,56 €/MWh 2024, offshore-tuulivoimapuistojen liityntöjen tukemiseen], StromNEV [6,43 €/MWh, §19 etuoikeutettujen kuluttajien hinnanalennusten maksamiseen], Konzessionsabgabe [paikallishallinnolle maksettava veronkaltainen maksu]). Näiden eri maksujen summa on noin 15 €/MWh, mutta valmistava teollisuus voi saada merkittävän osuuden poistettua². Vedyn tuotanto on vapautettu hinnoista, jos vety käytetään sähkön tuotantoon. Muulloin vapautus koskee vain StromNEV-lisää. Saksa on päättänyt poistaa näitä uusiutuvan energian tukeen liittyviä maksukomponentteja. Uusiutuvan energian (tuuli, aurinko, bio) syöttötariffeja rahoitettiin aiemmin samalla tavalla verkkomaksujen kautta (EEG-umlage), mutta energiakriisin myötä rahoitus siirrettiin kesästä 2022³ lähtien valtion budjettiin Suomen tapaan.

Sähkövero on Saksan teollisuudessa 15,4 €/MWh, mutta energiaintensiivinen teollisuus saa merkittävän, jopa 90 % alennuksen. Saksassa teollisuuden sähköveroa on marraskuussa 2023 päätetty

² ONU+KWKG on vuonna 2024 ensimmäisen GWh:n osalta 9,31 €/MWh ja sen jälkeen valmistavalle teollisuudelle 1,40 €/MWh kuitenkin siten, ettei kokonaissumma ylitä 0,5 % yrityksen bruttojalostusarvosta. StromNEV-lisä on ensimmäisen GWh:n osalta 6,43 €/MWh ja sen jälkeen 0,5 €/MWh tai sähköintensiivisille yrityksille (>4 % liikevaihdosta) 0,25 €/MWh.

³ <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Entlastungen/schnelle-spuerbare-entlastungen.html>



laskea tasolle 0,5 €/MWh vuodesta 2024 alkaen. Lisäksi jatketaan EU:n sallimissa puitteissa maksimaalista päästökauppakompensaatiota kansainvälisen kilpailun alaiselle teollisuudelle vielä viisi vuotta, ja saajajoukkoa lavennetaan. Samoin tämän päälle tuleva sähköintensiiviselle teollisuudelle maksettava Super-Cap lavennetaan poistamalla "1 GWh omavastuuosuus" samalla kun sitäkin jatketaan viisi vuotta. (Bundesregierung 2023)

Saksan päästökauppakompensaatio vuonna 2022 oli 38,92 €/MWh.

2.4.4 Ranskan sähkön hintatuet

Ranskassa on paljon ydinvoimaa, mutta erinäisten ongelmien takia (jäähdytysveden puuttuminen, todetut materiaaliheikentymisriskit ja tarkastukset) ydinvoimatuotanto on ollut viime vuosina selvästi alhaisempaa kuin aiemmin, mikä on lisännyt maakaasusähkön tuotantotarvetta korkean maakaasuhinnan aikana ja siten samalla Ranskan markkinahintaa.

Ranskassa EDF on velvoitettu myymään 100 TWh/a ydinvoimaa hintaan 42 €/MWh vuoteen 2026 asti nykyisen ARENH-sopimuksen alla (liittyy kilpailun vapautukseen ja monopoliaseman hajottamiseen) sähkön toimittajille. Vuodelle 2024 102 sähkön toimittajaa on esittänyt toiveensa yhteensä 130 TWh:sta, ja CRE (Ranskan energiaregulaatiokomissio) on tämän perusteella allokoanut myönnettävät määrät (CRE 2023).

ARENH-sopimuksesta ollaan luopumassa (Ranskan energia- ja ilmastokanslia 2023) vuonna 2026. EDF tahtoo hinnoitella omakustannehintansa eli keskimääriset tulonsa 70 €/MWh:iin uuteen sopimukseen valtion kanssa. Lisäksi valtio verottaisi ydinvoiman tuottoja progressiivisesti. Yli 78 €/MWh menevä osuus ydinvoiman myyntihinnasta verotettaisiin 50-prosenttisesti ja yli 110 €/MWh ylittävä osuus verotettaisiin 90-prosenttisesti. Kertyneitä varoja jaettaisiin takaisin asiakkaille. Ranska ja EDF ovat nyt päässeet sopimukseen, jonka mukaan EDF velvoitetaan myymään pitkäaikaisia (esimerkiksi 4/5 vuotta) sopimuksia ja solmimaan kahdenkeskisiä sopimuksia teollisuusasiakkaiden kanssa. EDF myy myös nykyisellään keskipitkän aikavälin sopimuksia. Sähkötoimitus vuonna 2027 tarjotaan esimerkiksi hintaan noin 83 €/MWh ja toimitus vuonna 2028 hintaan 77 €/MWh. Lisäksi EDF:llä on jo vuodesta 2000 lähtien sopimus energiaintensiivisten yritysten yhteenliittymän Exeltiumin kanssa. Olemassa olevan sopimus päättyy 2034. Hintataso ei ole julkinen, mutta oletettavasti varsin kohtuullinen ja ARENH-hintatason lähellä, esimerkiksi juuri alle jälleenmyyjien 10 % katteen eli noin 45 €/MWh.

Ranskassa korkean sähkön ja kaasun hintojen vaikutusten vaimennustoimet päättyvät 2023. Ranska suunnittelee lämmitykseen käytetyn maakaasun tuen jatkamista vuoteen 2027, kuitenkin rajoittaen sitä pieniin ja keskisuuriin yrityksiin ja palvelusektoriin. Linjassa EU:n vihreän energiasiihtymän ja RePowerEU-regulaatioiden kanssa Ranska aikoo panostaa 800 M€ teollisuuden puhtaan tuotannon kehittämiseen ja lämmön talteenottoon, kiertotalouden tukemiseen ja uusiutuvan energian käyttöönottoon.

Ranska myös jatkaa päästökaupan vaikutusten kompensaatiota niille toimialoille, jotka ovat alttiita todelliselle hiilivuodon riskille välillisten päästökustannusten vuoksi EU:n komission tiettyjä päästökauppajärjestelmään liittyviä valtiontukitoimenpiteitä koskevien suuntaviivojen mukaisesti (EC 2020/C 317/04 Annex 1) ja nostaa tuen 1,1 mrd euroon osana kansallista suunnitelmaa uudelleen teollistaa maata. Tukea maksetaan täysmääräisesti EU:n sallimissa rajoissa.

Tukea annetaan teollisuudelle myös alennetun sähköveron muodossa. Ranskan teollisuuden maksama sähkövero riippuu teollisuussektorista, sähköintensiivisistä suhteessa liikevaihtoon ja hiilivuotoriskistä, ks. taulukko 2. Vientiteollisuuden sähkövero on EU:n minimissä, jos altistus kansainväliselle kilpailulle ylittää 25 % ja sähkön kulutus ylittää 6 kWh arvonlisäeuroa kohti.



Taulukko 2. Ranskan teollisuuden sähköveroportaati (datalähde: Ranskan ekologiaministeriö 2022)

Sähkön kulutus	Minimisähkö-intensiteetti ⁴ [kWh/€ AL]	Sovellusalue	Sähkövero [€/MWh]
Teollisuus-laitokset	<1,5	Energian tuotanto, konversio ja jakelu, vesi- ja jätehallinta	7,5
	1,5...3		5
	>3		2
Hiilivuodolle alttiit teollisuussektorit	<1,5	Mm. rautamalmi, terästeoll., metallinjalostus, kemianteoll., tyyppituotteet, paperin, kartongin ja massan valmistus	5,5
	1,5...3		2,5
	>3		1
	13,5	Altistus kansainväl. kilpailulle yli 25 %	0,5

2.5 USA:n tukipolitiikka

Yhdysvaltojen sähkön hintataso on viime vuosikymmenellä ollut kilpailukykyinen Saksaan verrattuna, mutta energiakriisin seurauksena ja päästöoikeuksien kallistumisen myötä ero on selvästi kasvanut. Energiaintensiivisen suurteollisuuden (kulutus yli 500 GWh) maksama nettohinta Saksassa oli vuonna 2019 arviolta 38–42 €/MWh, kun USA⁵:ssa hintataso oli 30–39 €/MWh. 2023 hintataso Saksassa jatkoi nousuaan edellisestä vuodesta ja oli 101–114 €/MWh samalla kun USA:n hintataso aleni lähemmäksi energiakriisin edeltävää aika ja oli 44–49 €/MWh. (AFRY 2023a)

USA:n alhainen sähkön hintataso perustuu halpaan (liuske)kaasuun. Onkin ilmeistä, ettei Saksan hintataso tule lähestymään USA:n hintatasoa lähivuosina, sillä Saksan maakaasun hintataso perustuu pitkälti maakaasun markkinahintaan, jota tuodaan Eurooppaan muun muassa USA:sta.

USA hyväksyi valtavan ja laaja-alaisen ilmastopakettin vuonna 2022, eli Inflation Reduction Act:in (IRA). IRA:an kuuluu muun muassa puhtaan energian tuet ja päästöjen vähentäminen, sähköistyminen ja vetytalous. IRA:n sähköntuotannon teknologianeutraalia tukea eli verohyvityksiä on tarkoitus jatkaa vuoden 2032 jälkeenkin kunnes sähköntuotannon päästöt saadaan neljäsosaan vuoden 2022 päästöistä. Eri mallitarkastelujen analyysit arvioivat sähköntuotannon päästöjen alenevan 47–83 % (ka. 68 %) vuoteen 2030 mennessä vuoden 2005 lähtötasosta, kun referenssiskenaarion päästövähennelmä on 40–60 % (ka. 51 %). (Bistline et al. 2023)

IRA:aan kuuluu puhtaan sähkön tuotantoon liittyen investointien (30 %) ja tuotannon (27,5 \$/MWh, 10 vuotta) verohyvityksiä, mutta myös verohyvityksiä ydinvoimaloiden ylläpitoon, hiilidioksidin talteenottoon, energiavarastoihin ja jo olemassa olevien verohyvitysten (tuuli, aurinko) jatkamista. Mallianalyysit estimoivat kaksinkertaista eli 58 GW vuosikasvua tuuli- ja aurinkovoimalle vuosien 2021 ja 2035 välille. Päästöjen talteenoton ja varastoinnin verohyvitys kasvaa tasosta 50 \$/t_{CO2} tasolle 85 \$/t_{CO2}. IRA:n odotetaan myös katalysoivan vety-, biopolttoaine- ja kestävien lentopolttoaineiden markkinoita. IRA:n kokonaistukipaketti tulee olemaan keskimäärin 550 miljardia dollaria vuoteen 2030 mennessä. (Bistline et al. 2023)

⁴ Sähköintensiteetti = sähkön kulutus per arvonlisä (AL). Esitetään myös vaihtoehtoisesti sähkökustannukset/bruttoarvonlisä. 0,5 % vastaa <1,5 kWh_e/€_{AL}, 3,375 % vastaa 1,5...3 kWh_e/€_{AL}, 6,75 % vastaa > 3 kWh_e/€_{AL} ja 13,5 % vastaa >6 kWh_e/€_{AL}.

⁵ Texas ja Pennsylvania



IRA:n 45V Puhtaan vedyn tuotannon verohyvitys kattaa alhaisimmillaan 40 % ja parhaimmillaan 90 % vedyn tuotantokustannuksista. Vedyn pääasiallinen käyttö olisi sähkön tuotannossa ja maakaasuverkkoon syötettynä. Low carbon resources iniciativen White paper analysoi vetytalouden vaikutuksia riippuen siitä, vaaditaanko vedyn tuotannolta, että se seuraa tuntitasolla uusiutuvan sähkön tuotantoa, perustuu uuteen uusiutuvan energian tuotantokapasiteettiin ja/tai on paikallista tuotantoa. Analyysi arvioi verohyvityksen kokonaiskustannukseksi 386–756 miljardia dollaria, joskin vain 13–25 % kustannuksista toteutuu seuraavan 10 vuoden aikana, vuoteen 2032 asti. Mikäli kaikki kolme tuotantoehtoa toteutuvat, päästövähennyksen kustannukset voivat nousta yli 750 \$/tCO₂. On huomioitava, että verohyvitykset eivät kohdistu pelkästään vedyn tuotantoon, vaan niillä halutaan myös kannustaa kokemuksen hankkimiseen vetytaloudesta kuten kuljetuksesta, varastoinnista ja käytöstä odotellessa nettonollatavoitteen lähestymistä. (LCRI 2023)

Puhtaan vedyn tuotantokustannus on noin 4–6 €/kg, kun maakaasusta tuotettuna kustannus on vain 1–2 €/kg. IRA tukee tukea vihreän vedyn tuotantoa parhaimmillaan 3 \$:lla/kg. (Nordea 2023)

USA:ssa on muitakin tukipaketteja kuten esimerkiksi Bipartisan Infrastructure Law vuodelta 2021, millä muun muassa sähkösiirtoverkon parannuksia tuetaan 65 miljardilla dollarilla, Building a Better Grid-aloite pitkän matkan siirtolinjojen rakentamiseen verkon kestävyuden vahvistamiseen 20 miljardilla dollarilla, ja erinäiset vetyhankkeet. (Peljo 2023)

USA:n teollisuuspolitiikan tavoitteena on vähentää riippuvuutta Kiinasta ja kannustaa kotimaiseen puhtaan teknologian valmistukseen ja kotimaisiin toimitusketjuihin. Samalla USA houkuttelee ulkomaisten yritysten investointeja ja tietotaitoa maahansa voimakkaalla tukipolitiikalla. Epävarmuutta toimijoiden keskuudessa aiheuttaa tulevat vaalit. Republikaanivoitto voi hyvin johtaa IRA:n peruuttamiseen ainakin joltain osin. (Ponczek, C. 2023)

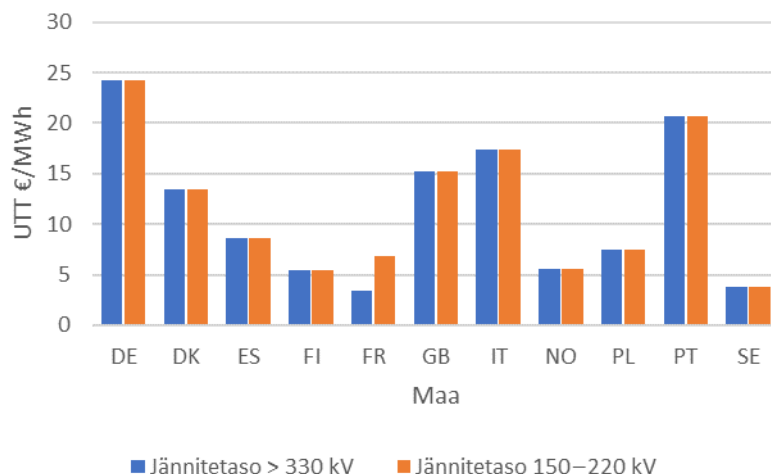
2.6 Siirtotariffit ja verkkohinnoittelu

2.6.1 ENTSO-E tariffivertailu tyyppikuluttajalla

Siirtotariffit määritellään eri tavoin eri maissa. Niissä saattaa olla esimerkiksi energiaperusteisia, tehoperusteisia ja kiinteitä komponentteja. ENTSO-E (2020) on vertaillut sähkön siirtotariffeja Euroopan maissa. Tariffeja ei vertailla suoraan niiden moninaisuudesta johtuen, vaan tietyille tyyppikuluttajalle lasketaan vertailuarvo (UTT, Unit Transmission Tariff), joka voidaan ilmaista tariffina kulutusta kohti yksikössä €/MWh. Tyyppikuluttajalle on oletettu seuraavat ominaisuudet:

- liittymän jännitetaso on 400 kV jos ei muuta mainita,
- huipputeho on 400 kV verkossa 40 MW, muutoin 10 MW,
- huipunkäyttöaika on 5000 h/a.

Tariffeihin on laskettu varsinaisten verkkoyhtiön maksujen lisäksi myös eräät muut siirron mukaan laskutettavat maksut kuten uusiutuvan tuotannon tukimaksut ja huoltovarmuusmaksu. Kuva 1 näyttää vertailuarvot eräillä maille kahdella eri jännitetasolla. Näistä korkeampi jännitetaso on relevantti vain aivan suurimmille kuluttajille, mutta kuluttajan valitsemaan jännitetasoon vaikuttaa tietysti myös sen saatavuus kulutuspaikan lähellä. Jännitetaso ei useimmissa maissa vaikuttanut tariffiin, poikkeuksena Ranska.



Kuva 1. Siirtotariffien vertailuarvot eräissä Euroopan maissa 2020.

Ruotsissa, Norjassa ja Iso-Britanniassa siirtotariffi riippuu paikasta. Ruotsissa siirtotariffi riippuu suoraan liittymäpisteen leveysasteesta siten, että pohjoisessa se on alempi (vastaavasti tuotantolaitokselle korkeampi). Korkein tariffi oli v. 2020 n. 6,5 €/MWh ja alin noin -1 €/MWh (ENTSO-E 2020), eli tariffi voi olla alimmillaan negatiivinen. Ruotsissa on käytössä sekä energiaperusteinen että tehotariffi, joista ensimmäinen voi olla negatiivinen Pohjois-Ruotsissa (Thema 2019, Svenska Kraftnät 2023). Nämä komponentit myös korreloivat keskenään. Iso-Britanniassa toimii sama ilmiö, eli pohjoisen ylituotantoalueella tariffi on alhaisin ja etelässä korkein. Se ei kuitenkaan laske nollian alapuolelle vaan vaihteli v. 2020 välillä 6–23 €/MWh edellä mainitulle tyyppikuluttajalle. Norjassa siirtotariffit vaihtelevat viikoittain eri liittymäpisteissä. Paikasta riippuen niiden taso oli v. 2020 noin välillä 4–7 €/MWh (ENTSO-E 2020).

Tariffin vertailuarvoon vaikuttaa myös vuosittainen huipunkäyttöaika. Lähes jatkuvasti käyville laitoksille Ruotsin ja Norjan tariffimalli on edullisempi, kun taas vähän käyttötunteja omaavalle laitokselle Suomen energiaperusteinen malli on edullisempi.

Suomen kantaverkkotariffien voidaan edellä esitetyn perusteella sanoa olevan kilpailukykyiset useimpiin Euroopan maihin verrattuna. Pohjois-Ruotsissa tariffit ovat kuitenkin selvästi alempia ja osissa Norjaa hieman alempia. Ranskassa 400 kV:n verkossa tariffit ovat myös hieman Suomea alempia.

2.6.2 Siirtotariffivertailu vuoden 2024 tariffeilla

Kulutuspuolelta ollessa kytkettynä muuhun kuin kantaverkkoon, maksetaan alue- tai jakeluverkon mukainen tariffi, johon kantaverkon tariffi on tavalla tai toisella sulautettu. Tällöin vertailu monimutkaistuu entisestään, koska eri jakeluverkoilla on erilaiset asiakaskunnat, tariffirakenteet ja tariffit. Tässä selvityksessä ei tarkastella jakeluverkoja.

Selvityksessä tarkastellaan kantaverkkoon liittyntä suurkuluttajaa, jonka huipunkäyttöaika on 7000 tai 8000 tuntia vuodessa. Oletetaan lisäksi, että 8000 tunnin kuluttaja on liittynyt 400 kV verkkoon ja 7000 tunnin kuluttaja astetta alempaan suurjänniteverkkoon.

Saksan neljän kantaverkon verkkotariffit yhtenäistettiin vuodesta 2023 alkaen, mikä helpottaa vertailua. Suurkuluttajalla (huipunkäyttöaika yli 2500 tuntia) energiapohjainen maksukomponentti on vuonna 2024 11,2 €/MWh ja tehokomponentti 158 980 €/MW,a (Netztransparenz.de, 2023). Mitä suurempi huipunkäyttöaika, sitä pienemmäksi tehokomponentti konvertoituu per MWh laskettuna.



Esimerkiksi 20 MW liittymä 7000 tunnin huipunkäyttöajalla maksaisi bruttona 33,91 €/MWh ja 80 % alennuksella nettona 6,78 €/MWh, kun 8000 tunnin huipunkäyttöajalla bruttoverkkomaksu olisi 31,07 €/MWh ja 90 % alennuksella 3,11 €/MWh. Veronkaltaisia maksukomponentteja kertyisi bruttona 1,40–1,90 €/MWh, mutta jalostusarvosta ja sähköintensiivisistä sekä sähkön käyttötarkoituksesta riippuen nekin lienevät paljonkin alhaisemmat energiaintensiivisessä teollisuudessa.

Ranskassa 400 kV kantaverkkoon liittynyt energiaintensiivinen teollisuuslaitos maksaa pelkästään 3,5 €/MWh siirrosta (RTE 2023a). Astetta alemmalle jännitetasolle liittynyt teollisuuslaitos maksaa aikariippuvan energiakomponentin lisäksi aikariippuvaista tehokomponenttia, ja aika-astelehtien ryhmään (RTE 2023b). Tehokomponentti olisi 20 MW liittymällä 7000 tasaisen tunnin huipunkäyttöajalla karkeasti arvioiden 1,61 €/MWh ja energiakomponentti luokkaa 4,90, eli yhteensä siirrosta maksettaisiin 6,51 €/MWh.

Ruotsin kantaverkkotariffi on, kuten aiemmin todettiin, paikkariippuvainen, aikariippuvainen ja huomioi häviösähkön kustannukset. Tehokomponentti on paikkakuntakohtainen, karkeasti keskimäärin 40 SEK/kW,a pohjoisessa ja 50 SEK/kW,a Tukholman hinta-alueella. Energiakomponentti lasketaan Kaavalla 1:

$$(P_{t,e} + r) \cdot F \quad (1)$$

missä r on tehotasapainon riskitekijä, 13 SEK/MWh, $P_{t,e}$ on kyseisen hinta-alueen spothinta kyseisellä tunnilla ja F on paikkakuntainen häviökerroin, pohjoisessa (SE1 ja SE2) negatiivinen (karkea arvio keskimäärin -0,03) ja Tukholman hinta-alueella (SE3) pääosin positiivinen (karkea arvio keskimäärin 0,05). (Svenska kraftnät 2023)

Esimerkiksi 20 MW liittymä 7000 tunnin huipunkäyttöajalla *ansaitsisi* karkeasti arvioiden 0,42 €/MWh kulutuksesta pohjoisessa ja maksaisi 2,71 €/MWh siitä Tukholman alueella.

Suomen kantaverkkotariffi on täysin energiapohjainen, mutta sisältää aikakomponentin. Kulutusmaksu talviarvipäivinä klo 7–21 on 8,96 €/MWh ja muina aikoina 2,55 €/MWh. Kulutusmaksu maksetaan kaikesta kulutuksesta, vaikka kulutuspaikalla olisi oma tuotantoa, jos tuotantokapasiteetti on yli 1 MW. Kulutusmaksun lisäksi maksetaan kantaverkon ottomaksua 0,92 €/MWh, joka koskee vain nettokulutusta. (Fingrid 2023a)

Jos teollisuuslaitoksen kulutus oletetaan olevan tasainen vuoden ympäri ja laitospaikalla ei ole omaa sähkön tuotantoa, kantaverkkomaksu vuoden 2024 kalenterilla olisi keskimäärin 4,09 €/MWh.

2.7 Yhteenveto tuista, alennuksista ja veroista

Erilaiset tuet ovat monesti tapauskohtaisia. Taulukossa 3 on yhteenvetona pääpiirteittäin eri maiden tuet, alennukset ja verot teollisuuden sähkön hankinnalle.



Taulukko 3. Eri maiden siirtotariffit, sähköverot ja muut veronluontoiset maksut sekä tuet

	Suomi	Ruotsi	Saksa	Ranska
Kantaverkon siirtotariffi	Koko maassa yhtenäinen	Paikkakunta-kohtainen, suurimmaksi osaksi negatiivinen pohjoisessa	-80 % (>7000 h) -90 % (>8000 h) -tai kysyntäjoustoon osallistuminen	Kantaverkko-liittymän jännitetasosta riippuva
Sähkövero	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh – 5,5 €/MWh teollisuusalasta ja sähköinten-siivisyydestä riippuen
Muita veronluontoisia maksuja	0,13 €/MWh	-	≤1,90 €/MWh, alennusta mikäli maksu ylittää 0,5 % bruttojaloitusarvosta ja/tai sähkökustannus ≥ 4 % liikevaihto	-
Polttoaineiden ja sähkön energia-veron palautukset	Ei enää vuodesta 2025 alkaen	Kyllä	Kyllä	Kyllä
Päästökaupan kompensointi	Tuki-intensiteetti ≤25 % (tukeen käytettävissä max 150 M€/a), tuki loppuu 2025		Tuki-intensiteetti 75 %, tosin rajoittaen epäsuoran päästö-kauppakustannuksen 1,5 %:iin yrityksen bruttoarvonlisästä	Tuki-intensiteetti 75 %
Investointituet	Kyllä	Kyllä	Kyllä	Kyllä

2.8 Sähkön nykyinen markkinahinta

2.8.1 Nykyinen hintataso

Taulukko 4 esittelee Ruotsin hinta-alueiden, Suomen, Ranskan ja Saksan viimeaikaiset markkinahinnat. Sähkön toteutuneet markkinahinnat olivat viime vuosikymmenen jälkipuoliskolla, 2016–2020, melko tasaiset eri tarkastelluilla Euroopan markkinahinta-alueilla. Esimerkiksi Ruotsin aluehinnat olivat kauttaaltaan Suomen hintaa selvästi halvempia ja Saksankin sähkön hinta oli keskimäärin melkein 2 €/MWh halvempi.

Sähkön markkinahinnan nykyhintatasoa painaa edelleen koronasta palautumisen aiheuttama energiakriisi, jota tuki kesän 2021 jälkeen alkaneet Venäjän maakaasumarkkinatoimet ja joka pahentui Venäjän hyökkäyssodan alettua helmikuussa 2022. Pohjoismaiden ja Keski-Euroopan hintaeroa on nostanut maakaasun erittäin korkea hinta vuoden 2021 syksystä alkaen, pahimmillaan reilusti kymmenkertainen vuoteen 2020 verrattuna, mikä etupäässä on iskenyt marginaalissaan maakaasua käyttäviin maihin kuten Saksaan ja Ranskaan. Maakaasun hinta on vuonna 2024 –ainakin tilapäisesti– palautunut samalle tasolle kuin ennen energiakriisiä



Taulukko 4. Sähkön keskimääräiset markkinahinnat keskiarvona välillä 2016–2020 ja markkinahinnat vuosina 2021–2023 Ranskassa, Saksassa, Suomessa ja Ruotsin eri hinta-alueilla. (datalähde: Nord Pool 2024, paitsi vuodet 2016–2020 ja 2023: Saksa ja Ranska (Smark 2024) ja SE1, SE2 ja SE4 (Elbruk 2024, valuuttakonversio SE3 avulla)).

€/MWh	Suomi	Ruotsi/SE1 Luulaja	Ruotsi/SE2 Sundsvall	Ruotsi/SE3 Tukholma	Ruotsi/SE4 Malmö	Ranska	Saksa
Keskiarvo 2016–2020	36,90	31,27	31,27	32,91	34,75	40,71	35,16
2021	72,34	42,49	42,55	66,00	72,34	109,17	96,85
2022	154,04	59,06	61,95	129,21	154,04	275,88	235,45
2023	56,47	39,97	39,98	51,70	65,02	96,86	95,18

Pohjoismaihin on tällä vuosikymmenellä tullut merkittäviä määriä uutta hiilivapaata ja muuttuvilta marginaalikustannuksiltaan halpaa voimalaitoskapasiteettia samalla kun esimerkiksi Saksassa ydinvoimaa on ajettu alas ja Ranskan ydinvoimalla on ollut laajemminkin tuotanto-ongelmia viime vuodet, mikä näkyy korkeiden polttoaine- ja päästöoikeuden hintojen avittamana taulukon 4 suurissa hintaeroissa vuosien 2021–2023 kohdalla. Vuonna 2023 Olkiluoto 3:n ja voimakkaan tuulivoimalisäyksen avulla Suomen hintataso on jo taas lähempänä Tukholman hinta-alueen tasoa kuin 2021–2022, mutta Pohjois-Ruotsin hintataso on edelleen selvästi alhaisempi. Ranskaan ja Saksaan verrattuna hintaero on selvästi Suomen eduksi vuonna 2023, noin 40 €/MWh.

Nopeista hinta- ja hintaeromuutoksista 2016–2023 nähdään, ettei historia suoraan kuvasta tulevaisuutta, vaan tulevaisuuden markkinahintaa on arvioitava ottaen huomioon markkinaympäristössä tapahtuvat muutokset, ks. luvut 2.8.2 ja eritoten 3.

2.8.2 Vuosiforwardit vuodelle 2025

Tulevien vuosien sähkömarkkinahintatasoa arvioidaan nykyhetkellä vuosiforwardilla eli termiiniso-pimuksilla, joilla sähkömarkkinoilla toimija voi lyödä lukkoon tasaisen kulutuksen hintatasonsa. Pohjoismaisen systeemihinta vuodelle 2025 noteerattiin Nasdaq OMX:ssä (2023) hintaan 44,60 €/MWh (1.12.2023) ja hiukan myöhemmin hintaan 41,50 (15.12.2023, kun Ranskan ja Saksan hintatasot pyörivät 100 €/MWh ympärillä, ks. taulukko 5. Systeemihinta kuvastaa pullonkaulatonta ihannetilannetta Pohjoismaissa, mutta todellisuudessa pullonkauloja esiintyy ja eri markkina-alueille muodostuu omat hinnat. Aluehintaeronoteerauksia saadaan samasta lähteestä ja niiden avulla voidaan muodostaa hinta-arviot eri hinta-alueille.

Taulukko 5. Sähkön markkinahinnan hintanoteeraukset [€/MWh] vuodelle 2025 eri hinta-alueilla (datalähde: Nasdaq OMX:ssä 2023)

€/MWh	Suomi	Pohjois-Ruotsi/ SE1 ja SE2	Ruotsi/SE3 Tukholma	Ruotsi/SE4 Malmö	Ranska	Saksa
Forwardi 1.12.2023	45,85	23,92	41,10	61,50	102,60	104,30
Forwardi 15.12.2023	43,25	25,50	37,65	50,50	87,30	91,30

2.8.3 PPA-sopimusten hintatasot

EU pyrkii lisäämään pidempikestoisia sähkönmyyntisopimuksia kuin myös suoria kahdenvälisiä PPA-sopimuksia tuottajien ja käyttäjien välillä.



Vihreän vedyn tuotanto edellyttää siihen käytetyn sähkön pohjautuvan uusiutuvaan energiaan. Uusiutuvuuden varmistamiseksi EU on asettanut useampia polkuja markkina-alueen sähkön uusiutuvuudesta ja puhtaudesta riippuen, mutta pääpaino on PPA-sopimuksissa, minkä takia niiden hintatasolla on korostunut merkitys.

Tuulivoiman PPA-sopimushinnat olivat Ruotsissa BloombergNEF:n (2022) selvityksen mukaan vuonna 2022 Euroopan Ruotsin alhaisimpia ja tarkastellun 10 maan joukossa alhaisin 34,5 €/MWh:n tasollaan. Suomi on tässä tarkastelussa hyvänä kakkosena noin 36 €/MWh:n hintatasolla Ranskan hintatason ollessa noin 55 €/MWh ja Saksan 57 €/MWh. Aurinkovoiman PPA-sopimusten hinta oli Espanjassa keskimäärin 37 €/MWh, Ruotsissa noin 42 €/MWh, Suomessa noin 46 €/MWh, Ranskassa 56 €/MWh ja Saksassa noin 60 €/MWh.

Vaikka Suomi häviää hieman Ruotsille kilpailukyvyssä, etu Keski-Eurooppaan on noin 20 €/MWh tuulivoimalla ja 10–15 €/MWh aurinkovoimalla.

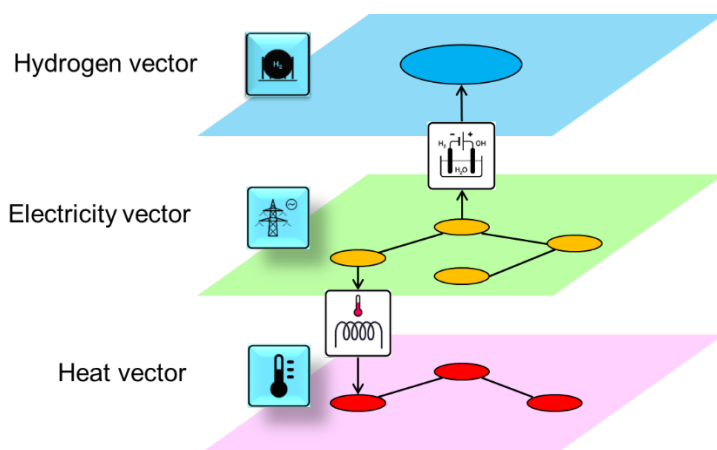
EU:n uuden suunnitellun Energy Market Designin mahdollistamat valtion takaamat PPA-sopimukset saattavat tasoittaa sähkön hintaeroja (EC 2023c). Lisäksi on muistettava, että vuoden 2022 alun PPA-hintaselvityksen hintatasoja muuttaa viime vuosina nähty energiahintakriisin tuoma valmistuskustannustason muutos ja selkeästi noussut korkokanta, jolla on suuri painoarvo hintatasoon ja johon valtion takauksilla voi olla suurtakin merkitystä. Voidaan myös olettaa, että markkina-alueen sähkön hintataso sekä sen odotettu kehitys vaikuttavat selvästi PPA-sopimusten hintoihin erityisesti kysynnän ollessa alueella suurempi kuin tarjonta.

3. Sähkön hinta tulevaisuudessa

3.1 Sähkön markkinahinnan kehittyminen Euroopassa

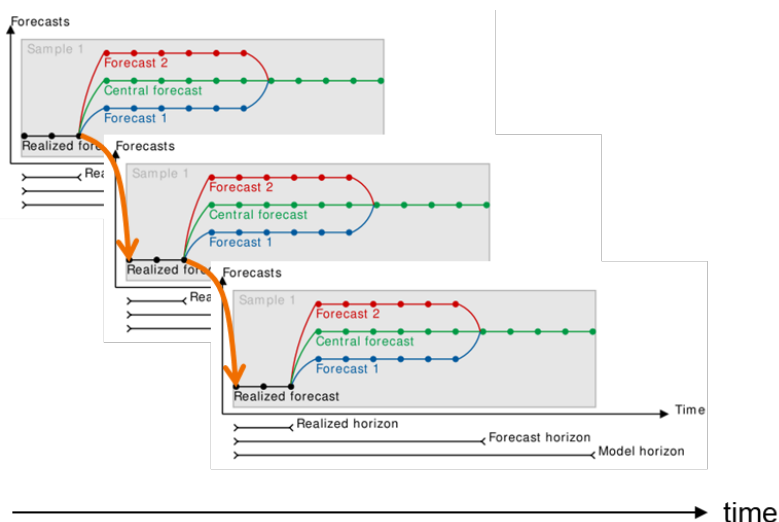
3.1.1 Tutkimusmenetelmä

Euroopan tulevaisuuden sähkömarkkinoita simuloitiin avoimen lähdekoodin Backbone-mallilla (Helistö et al. 2018). Malli perustuu sosiaalisen ylijäämän maksimointiin, eli se jäljittelee täydellisesti kilpailtuja markkinoita yrittämällä minimoida tuotantokustannukset. Tapa on laajoissa energiajärjestelmämalleissa erittäin yleinen. Muitakin tavoitefunktioita voidaan määritellä, esimerkiksi päästöjen minimointi. Backbone ei ole rajoitettu sähkömarkkinoihin vaan se voi samanaikaisesti simuloida myös kaukolämmön tuotantoa, vedyn tuotantoa tai muita energiavektoreita. Tätä ominaisuutta hyödynnettiin myös tässä projektissa ja sitä havainnollistetaan kuvassa 2.



Kuva 2. Backbone-malli voi sisältää useita energiavektoreita kuten esimerkiksi sähkö, lämpö ja vesivarastot. (Helistö et al. 2018). Niiden välille voidaan määrittellä konversiolaitoksia, kuten elektrolyysi, joka muuntaa sähköä vedyksi tai sähkökattila, joka muuttaa sähköä kaukolämmöksi.

Mallissa on mahdollista määrittellä erilaisia simuloinnin aikarakenteita. Tässä työssä käytettiin askeltavaa simulointia, jossa jäljitellään todellista markkinoiden toimintaa. Kukin päivä simuloidaan kerrallaan, mutta simuloinnissa otetaan huomioon kyseisen päivän lisäksi myös pitkäaikainen aikajakso sen jälkeistä aikaa, koska sitä tarvitaan voimalaitosten ja muiden laitosten ajon suunnitteluun (ks. kuva 3).



Kuva 3. Backbone-mallissa voidaan määrittellä erilaisia simuloinnin aikarakenteita, kuten tässä näytetty askeltava aikahorisontti. Tietty aikajakso ("realized horizon") simuloidaan kerrallaan, jonka jälkeen aika-askel hypähtää eteenpäin. Mallin huomioima aikahorisontti voi olla huomattavasti pitempi.

3.1.2 Lähtödata

Backbone on oikeastaan vain mallialusta, johon täytyy tuoda eri tuotantolaitosten määritelmät, kysyntädata jne. Nämä tiedot sisältyvät VTT:n tekemään pohjoiseurooppalaiseen energiamalliin (Ikäheimo et al. 2023). Mallin maantieteellinen laajuus on kuvattu kuvassa 4. Pohjolassa maantieteellinen tarkkuus vastaa sähköpörssin tarjousaluejakoa. Malli sisältää määritelmiä kolmelle eri skenaariorvuodelle 2025, 2030 ja 2040. Voimalaitosten ja niiden kapasiteetit pohjautuvat ENTSO-E:n (European Network of Transmission System Operators for Electricity) verkkoskenarioihin (Ten-Year

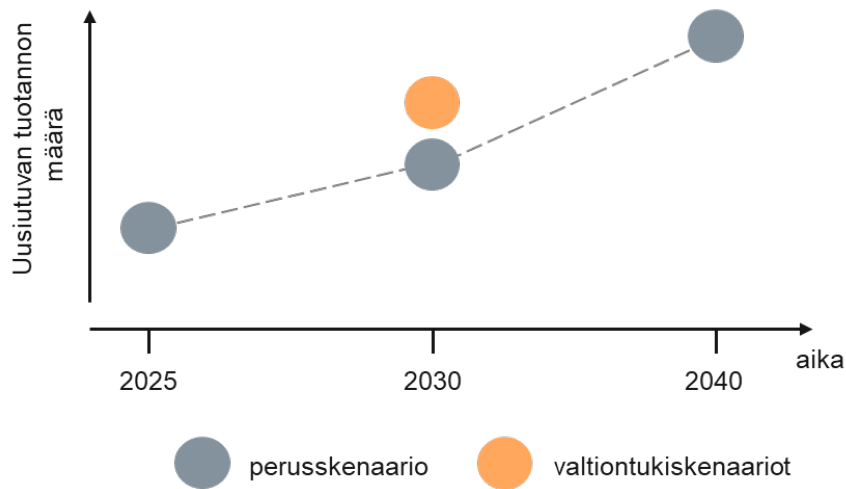
Network Development Plan, TYNDP) vuodelta 2020 (ENTSO-E 2020c). Tässä ENTSO-E:n skenaariotarkastelussa on määritelty kolme eri skenaariota: National Trends, Global Ambition ja Distributed energy. Näistä National Trends perustuu kansallisiin energia- ja ilmastosuunnitelmiin (NECP), eli se on rakennettu alhaalta ylöspäin. Muut kaksi skenaariota on rakennettu ylhäältä alaspäin. Ne ovat yhteensopivia Pariisin sopimuksen 1,5 °C keskilämpötilan nousun kanssa ja pyrkivät 100 %:n päästövähennykseen sähköntuotannossa vuoteen 2050 mennessä. National Trends -skenaariossa päästövähennys on pienempi. Skenaarioissa Global Ambition ja Distributed energy on painotuseroja eri teknologioille. Global ambition painottaa keskitettyjä ratkaisuja kuten merituulivoimaa ja energian tuontia, kun taas Distributed Energy painottaa nimensä mukaisesti hajautettua tuotantoa, johon tässä luetaan aurinkovoima, maatuulivoima ja energiavarastot.

Huomioiden mm. akkujen ja aurinkovoiman edullinen kustannuskehitys näistä jälkimmäinen oli laitospäiväselvitykseltään selvästi lähempänä VTT:n arviota tulevaisuuden kehityksestä, joten työssä pohjaksi valittiin Distributed Energy -skenaario. TYNDP 2020 on jo muutaman vuoden ikäinen, joten malliin on tehty korjauksia ja lisäyksiä, huomioiden mm. viime vuosien huomattavan lisäyksen uusiutuvan energian tuotantoon Pohjolassa. Tältä osin lähteenä on käytetty Svenska Kraftnätin markkina-analyysia (Svenska Kraftnät 2022). Myös tulevaisuuden uusiutuvien määrää on korjattu ylöspäin. Malliin on myös lisätty kaukolämpösektori, joka puuttuu ENTSO-E:n skenaarioista.

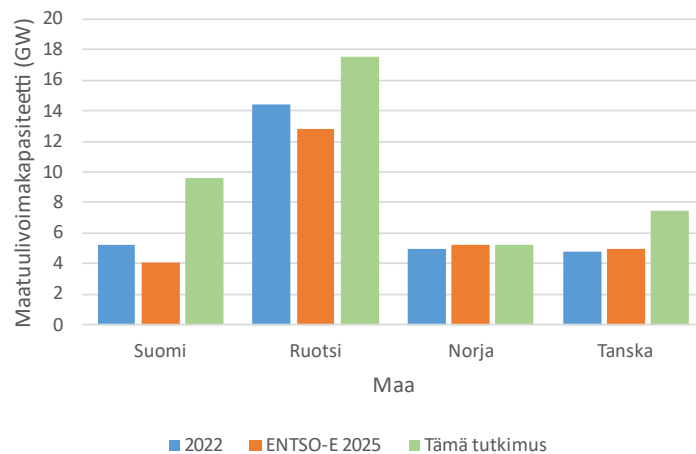


Kuva 4. Pohjoiseurooppalainen Backbone-malli ulottuu 14 eri maan alueelle.

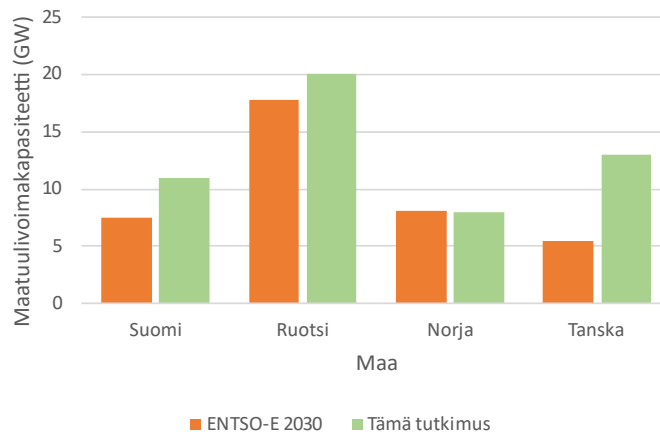
Seuraavassa esitellään muutamia mallin oletuksia. Laskentaan valittiin yksi perusskenaario, jossa huomioitiin vuodet 2025, 2030 ja 2040. Vuodelle 2030 laskettiin myös kaksi poikkeavaa valtiointukiskenaariota. Vuoden 2025 laitospäiväselvitykset perustuvat paitsi ENTSO-E:n oletuksiin, myös nykytilanteeseen. Vuonna 2025 maatuulivoiman odotetaan olevan voimakkaassa kasvussa Pohjolassa (kuva 6) ja ENTSO-E:n oletus kapasiteetistä ylittyy selvästi. Keski-Euroopassa ENTSO-E:n oletukset osuvat paremmin kohdalleen, esimerkiksi Saksassa 71 GW. Kasvun oletetaan hidastuvan ennen vuotta 2030, koska markkina täyttyy tuulivoimasta (kuva 7). Myös kustannusten ja korkojen nousu vaikuttavat. Saksan tuulivoimakapasiteetti nousee tässä tutkimuksessa 2030 85 gigawattiin. 2030-luvulla tuulivoiman kehitystä ohjaa Pohjolassa (kuva 8) erityisesti vetytalous. Käytetyssä skenaariossa oletetaan vetytalouden maltillinen kasvu, jolloin myös tuotantokapasiteetin kasvu on maltillinen. Kasvu jatkuu kuitenkin kohtuullisen voimakkaana sekä Pohjolassa että manner-Euroopassa. Saksa ja Ranska noudattavat ENTSO-E:n oletuksia, ja kapasiteetit nousevat 109 ja 90 gigawattiin.



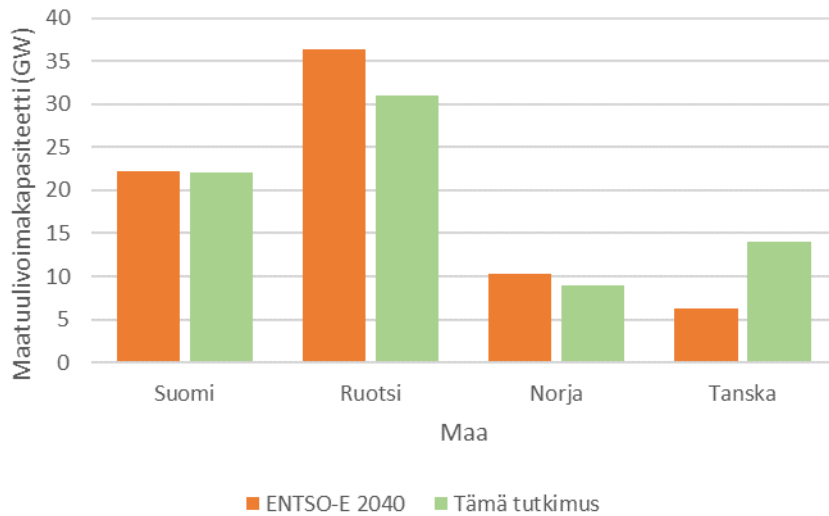
Kuva 5. Mallinnetut skenaariot vuosille 2025–2040. Valtiontukiskenaarioissa (2 kpl) uusiutuvan energian kapasiteetti oli suurempi kuin 2030 perusskenaariossa.



Kuva 6. Maatuuivoimakapasiteetti vuonna 2025 ENTSO-E:n skenaarioissa (ENTSO-E 2020c) sekä tässä tutkimuksessa. Kuvassa on esitetty myös nykyinen (2022) kapasiteetti.



Kuva 7. Maatuuivoimakapasiteetti vuonna 2030 ENTSO-E:n skenaarioissa sekä tässä tutkimuksessa.



Kuva 8. Maatuulivoimakapasiteetti vuonna 2040 ENTSO-E:n skenaarioissa sekä tässä tutkimuksessa.

Taulukko 6. Oletettu maatuulivoiman kapasiteetin kehitys eräissä maissa.

Maa	Kapasiteetti GW		
	2025	2030	2040
Suomi	9,6	11	22
Ruotsi	18	20	31
Norja	5	8	9
Tanska	8	13	14
Saksa	71	85	110
Ranska	27	35	90

Merituulivoima on useimmiten selvästi maatuulivoimaa kalliimpaa ja sen takia se tulee malliin myöhemmin ja pienemmällä kapasiteetillä. Se on kuitenkin merkittävä tuotantomuoto esim. Tanskassa ja Iso-Britanniassa jo 2030 ja useimmissa Pohjois-Euroopan maissa 2040 (taulukko 7). Aurinkovoimalle tehtiin korjauksia huomioiden viime vuosien voimakas kehitys. Esimerkiksi Suomessa oletettiin 9 GW ja Saksassa 180 GW vuonna 2040 (taulukko 8). Aurinkovoiman kapasiteetille on tosin esitetty tätäkin suurempia arvioita (esim. ENTSO-E 2023). Aurinkovoima ei ole Pohjois-Euroopassa energiamielessä yhtä merkittävä kuin tuulivoima, vaikka sen kapasiteetti olisi suuri. Koko mallialueella aurinkovoiman kapasiteetti kolminkertaistui nykyiseen verrattuna 2040 mennessä (kuva 9).

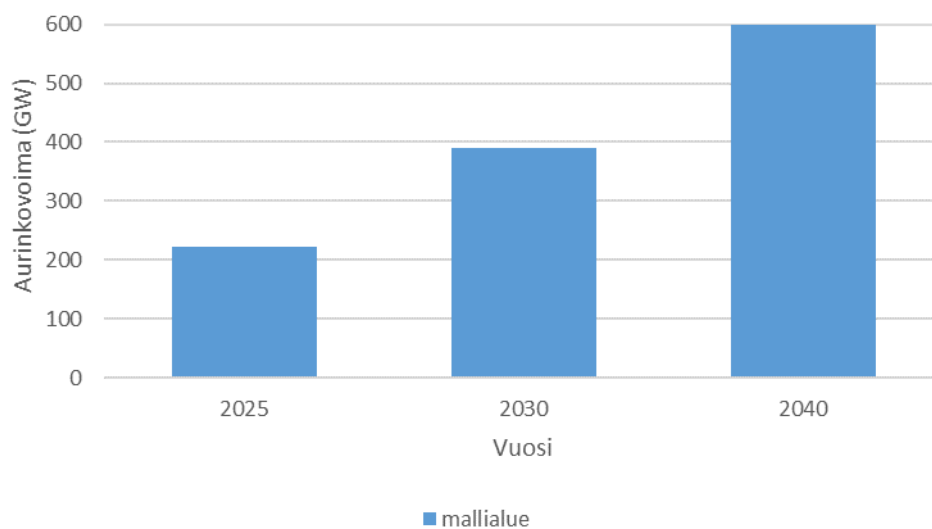


Taulukko 7. Oletettu merituulivoiman kapasiteetin kehitys eräissä maissa.

Maa	Kapasiteetti GW		
	2025	2030	2040
Suomi	0	1	7
Ruotsi	0,4	2	8
Norja	0	2	9
Tanska	2	6	10
Saksa	10	17	28
Ranska	3	3	5
Iso-Britannia	18	25	35

Taulukko 8. Oletettu aurinkovoiman (PV) kapasiteetin kehitys eräissä maissa.

Maa	Kapasiteetti GW		
	2025	2030	2040
Suomi	1.6	4	9
Ruotsi	4	8	12
Norja	0.4	2	5
Tanska	5	7	11
Saksa	89	147	180
Ranska	29	45	78
Espanja	23	50	83



Kuva 9. Aurinkovoimakapasiteetti koko mallialueella vuosina 2025–2040 tässä tutkimuksessa.



Vedyn tuotannon elektrolyysikapasiteetti kasvaa käytetyssä skenaariossa nopeasti vuoden 2030 jälkeen. Vuonna 2030 asti kasvun oletetaan olevan verkkaisempaa kuin ENTSO-E:n analyysissä (ENTSO-E 2023), jossa esim. Saksassa kapasiteetti 2030 on jo 13 GW.

Taulukko 9. Oletettu elektrolyysikapasiteetin kehitys eräissä maissa.

Maa	Elektrolyysikapasiteetti GW _e		
	2025	2030	2040
Suomi	0.5	1.2	8.7
Ruotsi	1.2	2.2	13
Norja	1.3	1.3	6
Saksa	0.9	6.5	26.7
Ranska	0	3	20

Sähkön siirtokapasiteetit pohjautuivat ENTSO-E:n skenaarioihin (ENTSO-E 2020c, ENTSO-E 2022). Nämä eivät kuitenkaan anna tarkkoja kehityspolkuja eri siirtoyhteisille. Osalle yhteyksistä on siksi lisätty arviot niiden kapasiteetin kehityksestä. Näistä mainittakoon esim. Suomi–Ruotsi ja Suomi–Viro -yhteydet, joissa on huomioitu Aurora Line 2 ja Estlink 3 -siirtolinjat (Fingrid 2023b). Venäjän tuonnin oletetaan olevan edelleen pysähdyksissä.

Taulukko 10. Eräiden siirtoyhteisien kapasiteetin kehitys.

Siirtoyhteys	Siirtokapasiteetti MW		
	2025	2030	2040
Suomi–Viro	1000	1000	1700
Suomi–Ruotsi	2950	3200	4100
Norja–Iso-Britannia	1400	2800	2800
Tanska–Iso-Britannia	1400	1400	1400
Saksa–Iso-Britannia	0	1400	1400
Ruotsi–Saksa	615	1315	1315
Ranska–Saksa	3000	3000	4500
Espanja– Ranska	2800	5000	6500

Polttoaineiden hinnat lähestyvät 2040 ENTSO-E:n skenaarioiden arvoja, mutta 2025 ja 2030 kaasun hinnassa näkyy energiakriisin korottava vaikutus. ENTSO-E:n skenaarioissa (ENTSO-E 2020c) hiilen hinta on nousussa 2025–2040, kun taas kaasu on suhteessa edullista. Uudemmassa analyysissä (ENTSO-E 2023) taas sekä kaasu että hiili halpenevat voimakkaasti vuoden 2025 jälkeen. Päästöoikeuden hinnan oletettiin lähtevän arvosta 105 €/t vuonna 2025 ja olevan jatkuvassa nousussa (ks. taulukko 12).

Sähkön kysynnän osalta malli tarvitsee lähtötietona ns. klassisen sähkön kysynnän, johon ei sisälly uudet teknologiat kuten vedyn valmistus elektrolyysillä, kaukolämmön lämpöpumput ja sähköautot. Niiden sähkön kysyntä lasketaan mallissa sisäisesti. Energiakriisiä seurannut sähkön kysynnän lasku näkyi useiden maiden kulutuksessa vielä 2025 tilanteessa. Kysynnän oletettiin siitä lähtien nousevan vuoteen 2040 asti kaikissa maissa. Suomessa ja Ruotsissa kysynnän nousun vuonna



2040 oletettiin olevan 20 % vuosien 2011–2020 keskimääräistä verrattuna. Keski-Euroopassa kysynnän nousun oletettiin olevan hillitympää sähkön korkeamman hinnan vuoksi. Saksassa ja Ranskassa kysynnän nousun vuonna 2040 oletettiin olevan 5 % vuosien 2011–2020 keskimääräistä verrattuna (taulukko 13).

Taulukko 11. Oletettu tärkeimpien polttoaineiden hintojen kehitys.

Polttoaine	hinta €/MWh		
	2025	2030	2040
kivihiili	16	16	24
ruskahiili	4	4	5
maakaasu	45	44	35

Taulukko 12. Oletettu päästöoikeuden hintojen kehitys.

Päästöoikeus	hinta €/t		
	2025	2030	2040
CO ₂	105	120	140

Taulukko 13. Oletettu sähkön kysynnän kehitys eräissä maissa. Luvut eivät sisällä sähköautojen, elektrolyysin ja kaukolämpösektorin kulutusta.

Maa	Sähkön kysyntä TWh/a		
	2025	2030	2040
Suomi	85	93	102
Ruotsi	165	180	191
Norja	160	166	171
Tanska	44	46	49
Saksa	519	530	550
Ranska	501	524	537

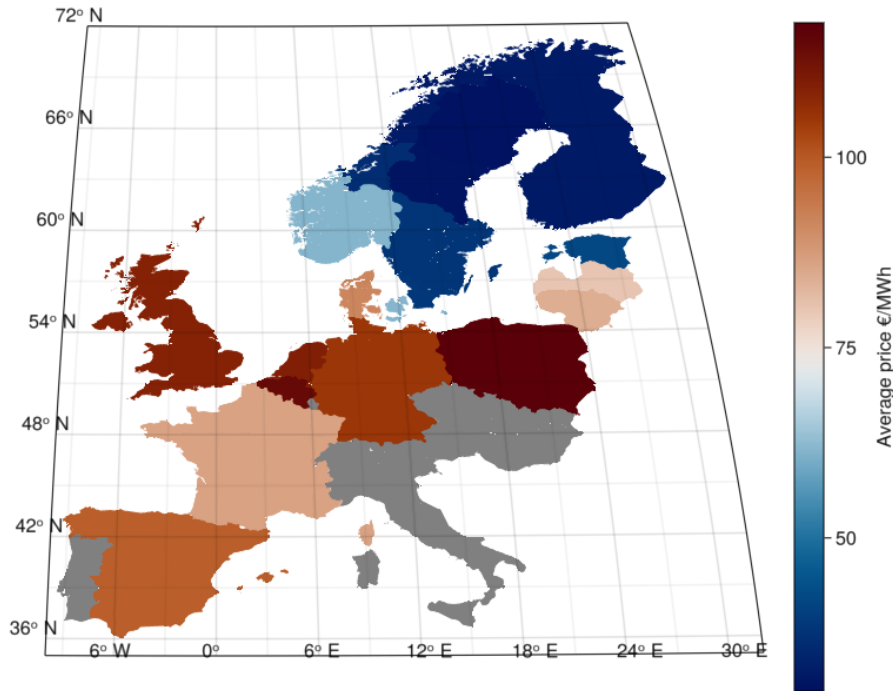
Perusskenaarioiden lisäksi työssä laskettiin kaksi valtiontukiskenaariota, joissa uusiutuvan energian kapasiteetti muuttui. Skenaariot pohjautuvat vuoden 2030 perusskenaarioon, kuten kuva 5 esittää. Toisessa skenaariossa tuki kohdistettiin Saksan tuulivoimalle, toisessa Suomen tuulivoimalle. Suomessa tuetun tuulivoiman määrä oli pienempi, koska Suomen sähkömarkkina on kooltaan pienempi. Näissä skenaarioissa siis tuotannon määrä kasvoi, mutta kysyntäpuolella ei syntynyt vastaavaa muutosta.

Taulukko 14. Valtiontukiskenaarioiden kapasiteettimuutokset.

Tuettu maa	muutos
Saksa	tuulivoima +10 GW
Suomi	tuulivoima +1,6 GW

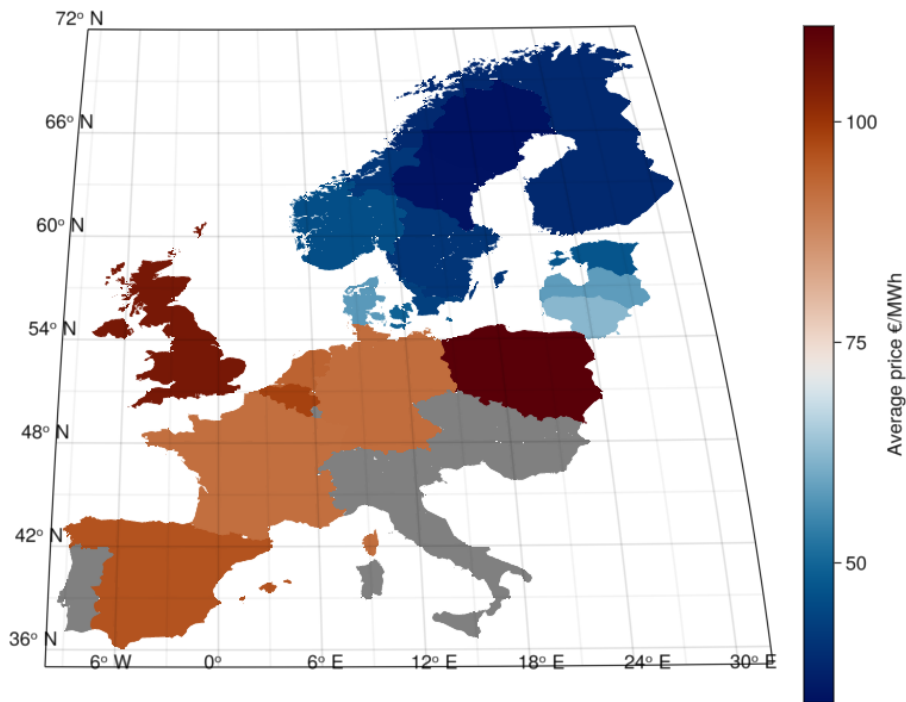
3.1.3 Tuloksena saadut markkinahinnat perusskenaariossa

Kuvassa 10 esitetään tuloksena saadut keskimääräiset sähkön hinnat mallialueella vuoden 2025 skenaariossa. Havaitaan, että Pohjolassa sähkön hinta on merkittävästi manner-Eurooppaa alhaisempi, mikä on havaittu myös todellisuudessa viime vuosina. Suomessa keskihinta oli 32 €/MWh. Pohjois-Ruotsissa keskihinta oli muutaman euron alempi, kun taas Etelä-Ruotsissa se oli Suomea korkeampi. Saksassa keskihinta oli 106 €/MWh ja Ranskassa 95 €/MWh. Esitetyjä hintoja ei tule pitää tarkkoina ennusteina vaan suuntaa antavina lukuina. Niihin vaikuttaa mm. kunkin vuoden kysyntä-, vesivoima- ja tuulisuusilanne sekä tietenkin polttoaineiden hinnat.



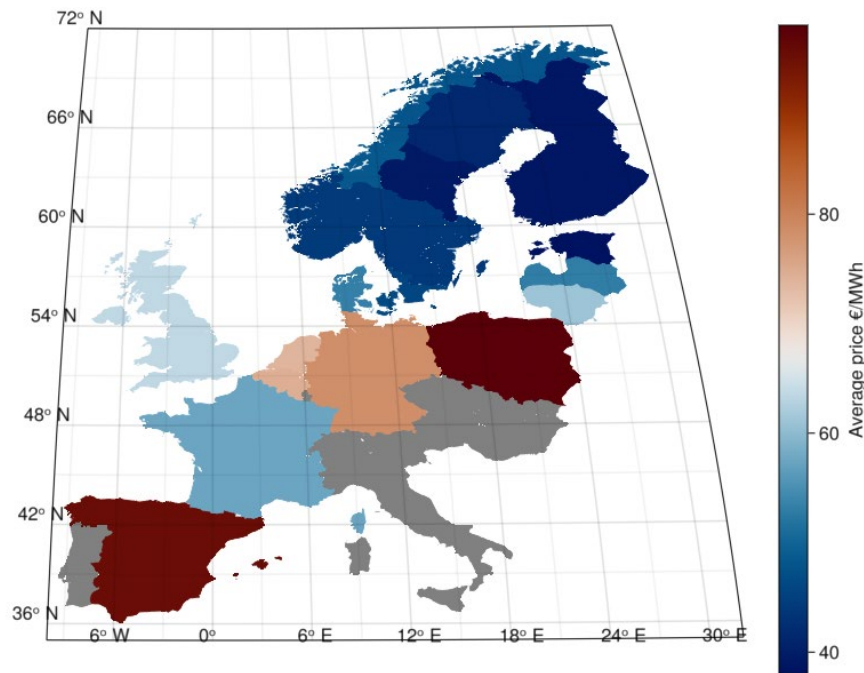
Kuva 10. Keskimääräiset sähkömarkkinahinnat alueittain vuonna 2025. Harmaat alueet eivät kuuluneet simulaatioon.

Vuoteen 2030 tultaessa kysynnän lisääntyminen nostaa hintoja jonkin verran, mutta toisaalta lisääntyvä uusiutuvien kapasiteetti tasapainottaa niitä (kuva 11). Pohjolan markkinahintataso oli edelleen selvästi alempi kuin manner-Euroopassa. Suomessa keskihinta oli 39 €/MWh ja Pohjois-Ruotsissa muutaman euron alempi. Etelä-Ruotsissa hintaa nosti manner-Euroopan kysynnän välittyminen sinne. Saksassa keskihinta oli 93 €/MWh ja Ranskassa 92 €/MWh. Tuloksissa Puola kärsi korkeasta fossiilisten osuudesta tuotantoportfoliossa, mikä johti hyvin korkeisiin hintoihin.



Kuva 11. Keskimääräiset sähkömarkkinahinnat alueittain vuonna 2030. Harmaat alueet eivät kuuluneet simulaatioon.

Vuoteen 2040 tultaessa uusiutuvan tuotannon määrä oli kasvanut selvästi, mikä alensi hintatasoa useimmissa maissa. Kuitenkin tässäkin tapauksessa keskimääräinen markkinahinta oli alhaisin Pohjolassa (kuva 12). Suomessa keskihinta oli 39 €/MWh. Pohjois-Ruotsissa keskihinta oli suurin piirtein sama, Etelä-Ruotsissa taas korkeampi. Pohjolassa vahva kysynnän kasvu nosti hintoja 2030 verrattuna 2025. Euroopassa markkinahinta oli selvästi korkeampi. Saksassa keskihinta oli 79 €/MWh ja Ranskassa 57 €/MWh. Ranskan, Saksan ja Iso-Britannian keskihinta kuitenkin laski selvästi vuoteen 2030 verrattuna. Syynä tähän on Saksassa uusiutuvien vahva kasvu, Ranskassa uusiutuvien ja ydinvoiman vahva yhdistelmä ja Iso-Britanniassa tuulivoiman määrä ja hyvä kapasiteettikerroin.



Kuva 12. Keskimääräiset sähkömarkkinahinnat alueittain vuonna 2040.

Edellä esitetyt keskihinnat on vielä taulukoitu Suomen, Ruotsin, Saksan ja Ranskan osalta taulukkoon 15. Mallitulokset vuodelle 2025 vastaavat melko hyvin forward-hintojen vaihteluväliä (ks. taulukko 5), joskin sekä Suomelle että tarjousalueelle SE04 laskettu keskihinta on reilu 10 €/MWh alhaisempi.

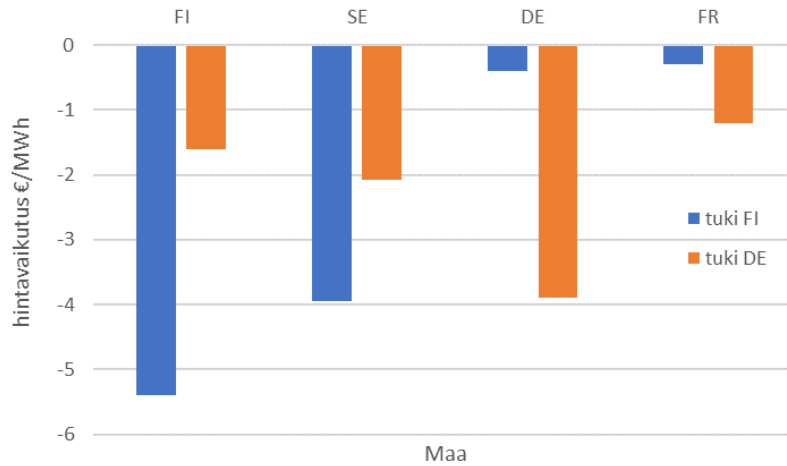
Taulukko 15. Keskihinnat eräillä tarjousalueilla perusskenaariossa. Ruotsi on jaettu neljään tarjousalueeseen, joista SE01 on pohjoisin.

Alue	keskihinta €/MWh		
	2025	2030	2040
DE	106,3	92,5	78,5
FI	32,5	38,5	38,7
FR	94,7	92,2	57,3
SE01	30,0	34,1	41,2
SE02	30,5	34,4	39,0
SE03	40,6	40,8	43,7
SE04	41,4	43,1	45,7

3.1.4 Hinnat valtiontukiskenaarioissa

Valtiontukiskenaarioissa Saksan tuki sähkön tuotannolle vaikutti paitsi Saksassa itsessään, myös laskevasti naapurimaiden ja Suomen hintoihin (kuva 13). Saksan hintataso laski n. 4 €/MWh ja Suomen n. 1,5 €/MWh. Suomen tuulivoimaa tuettaessa hintataso Suomessa laski n. 5 €/MWh ja Ruotsissa 4 €/MWh. Saksassa ja Ranskassa tämän tuen vaikutus oli erittäin pieni. Toisin sanoen uusiutuvan energian tuki Saksassa vaikuttaa laajasti Euroopassa, mutta Suomessa, joka on pieni reuna-

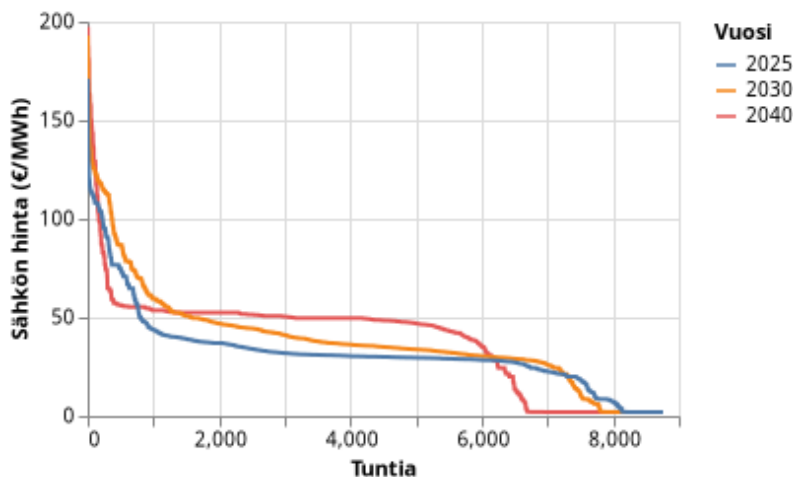
alue, tuki vaikuttaa Suomen ulkopuolella vain Ruotsiin. Verrattuna Suomen ja Saksan keskihintojen eroon (n. 50 €/MWh) tuen vaikutus oli pieni.



Kuva 13. Valtiontukien vaikutus keskimääräisiin sähkömarkkinahintoihin.

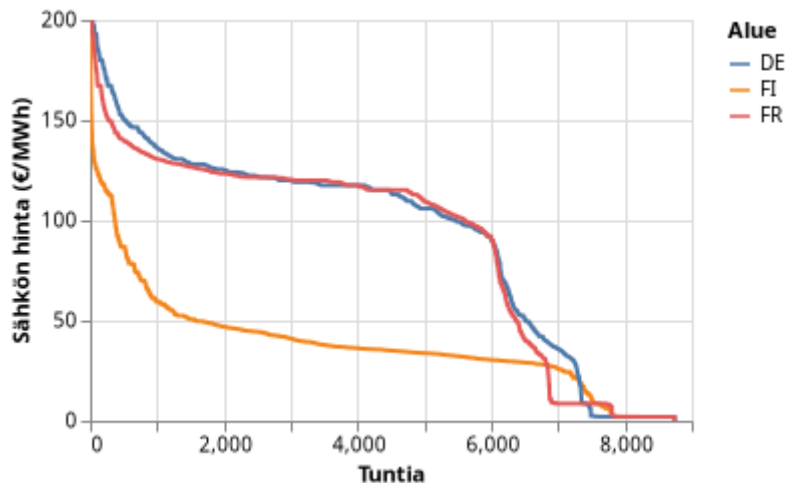
3.1.5 Hintojen ajallinen vaihtelu

Pohjoiseurooppalainen energiajärjestelmämalli toimii tunnin aikaresoluutiolla, joten voidaan tutkia myös hintojen ajallista vaihtelua. Kuva 14 näyttää Suomen tarjousalueelle simuloitut pysyvyyskäyrät perusskenaarioissa. Uusiutuvien määrän lisääntyessä nollahintaisten (tai negatiivisten hintojen) tuntien määrä lisääntyy. Vedyn tuotannon lisääntyminen näkyi hintakäyrien nousuna noin 50 €/MWh tuntumaan vuonna 2040.



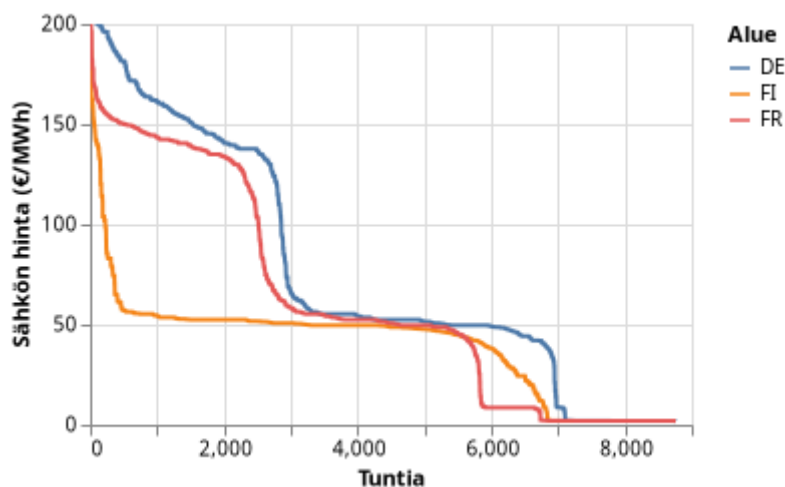
Kuva 14. Sähkömarkkinahintojen pysyvyyskäyrä Suomessa vuosina 2025–2040.

Kuva 15 vertailee Saksan, Ranskan ja Suomen hintojen pysyvyyskäyriä vuonna 2030. Nollahintaisia tunteja oli kaikissa maissa suunnilleen saman verran, mutta Ranskassa ja Saksassa oli paljon vähemmän keskihintaisia tunteja kuin Suomessa.



Kuva 15. Sähkömarkkinahintojen pysyvyyskäyrä alueittain (Saksa, Suomi, Ranska) vuonna 2030.

Vuonna 2040 vetysektorin nousu muutti markkinaa perusteellisesti. Vetysektorin vaikutus oli selkeä kaikissa maissa. Uusiutuvien määrä oli huomattavasti suurempi, mikä johti Suomessa ja Ranskassa nollihintaisten tuntien lisääntymiseen. Erityisesti Ranskassa nollihintaisia tunteja oli paljon, jolloin kannuste rakentaa lisää niitä hyödyntävää tuotantoa on suuri. Edelleen Ranskassa ja Saksassa oli vähemmän keskihintaisia tunteja kuin Suomessa ja vastaavasti enemmän kalliita tunteja. Saksassa hintataso pysyi vielä muita maita korkeampana.



Kuva 16. Sähkömarkkinahintojen pysyvyyskäyrä alueittain (Saksa, Suomi, Ranska) vuonna 2040.

3.1.6 Yhteenveto

Edellä simuloitiin Pohjois-Euroopan sähkömarkkinan kehitystä vuoteen 2040 asti tietyillä kapasiteettioletuksilla. Hintatasossa ei ilmennyt Suomessa ja Ruotsissa suurta muutosta tällä aikavälillä. Manner-Euroopassa ja Isossa-Britanniassa hintatason kehitys oli selkeästi laskeva.

Verrattaessa eri alueita Pohjola pysyi keskihinnaltaan alhaisimpana kaikkina vuosina. Tähän vaikutti tuulivoiman lisäksi ydinvoiman ja vesivoiman suuri määrä. Hintaero kuitenkin selvästi kapeni vuoteen 2040 tullessa. Manner-Euroopan korkeampi hintataso heijastui Etelä-Ruotsiin. Pohjois-Ruotsi ja Suomi olivat suurin piirtein samassa hintatasossa. Markkinahintoihin kauempana tulevaisuudessa vaikuttaa suuresti vetysektorin kehitys samoin kuin kapasiteetin kehitys yleisemmin. Pohjolassa



tämä tarkoittaa mm. sitä millä aikataululla uusiutuvia sähköpoltoaineita ja vetypelkistettyä terästä aletaan tuottaa. Esimerkiksi Sundén (2024) on laskenut, että LKAB:n vetypelkistyslaitosten kulutuksella on selkeästi nostava vaikutus Pohjois-Ruotsin ja Suomen sähkön markkinahintaan. Näyttäisi hyvin mahdolliselta, että markkinat reagoivat nopeasti edullisiin tunteihin. On jo havaittavissa, että esimerkiksi sähkökattilainvestointeja ja –suunnitelmia on jo lähtenyt käyntiin.

Myös polttoaineiden hintojen taso vaikuttaa. Esimerkiksi ENTSO-E (2023) on käyttänyt alempia hintoja tulevaisuudessa. Vuoden 2040 tilanteessa siis epävarmuus sähkön markkinahinnoista on varsin suuri. Epävarmuutta olisi mahdollista haarukoida tarkastelemalla useampia perusskenaarioita.

3.2 Kapasiteettimekanismit ja niiden vaikutukset markkinahintaan

Onko meillä Suomessa riittävä sähköntuotanto- ja tuontikapasiteetti sähköjärjestelmän ja -markkinoiden kannalta? Kapasiteettikysymys samoin kuin siihen liittyvä säätötarve on moniulotteinen kysymys.

Pääministeri Petteri Orpon hallitusohjelmassa (Valtioneuvosto 2023) todetaan seuraavaa:

Huolehditaan, että Suomessa riittää sähköä kohtuulliseen hintaan myös tuulettomien pakkasjaksojen aikana. Perusvoimatuotannossa tulee pyrkiä tasoon, jossa sähköä riittää kotitalouksien ja elinkeinoelämän perustarpeisiin myös huippukulutustunteina, kun kaikki kulutuksen säätömahdollisuudet on käytetty. Sähköntuotannon investoinneissa edistetään toimitusvarmuuden ja järjestelmän kokonaiskustannusten kannalta hyvää tasapainoa sääriippuvaisen tuotannon sekä säätövoiman ja perusvoiman välillä. Luodaan selvityksen perusteella kustannustehokas kapasiteettimekanismi (esim. huutokauppa tai vastaava), joka tulee aina käytettävissä olevan sähkön riittävää määrää. Luodaan sääriippuvaiselle sähköntuotannolle kannusteet osallistua kapasiteettimekanismiin tai muulla tavalla turvataan tarvittava säätövoima.

Pohjoismaat muodostavat yhtenäisen synkronialueen, jossa syöttö verkkoon ja otto verkosta pitää olla joka hetki tasapainossa. Järjestelmävastaavana Fingrid on vastuussa Suomen sähköjärjestelmän teknisestä toimivuudesta ja käyttövarmuudesta ja vastaa sähköntuotannon ja -kulutuksen välisen tasapainon ylläpitämisestä hetki hetkeltä. (Fingrid 2024)

Sähkömarkkinatoimijat koettavat ylläpitää oman taseensa markkinaehtoisesti tuottamalla, ostamalla, kuluttamalla ja myymällä sähköä. Suurin osa Suomessa kulutetusta sähköstä ostetaan ja myydään sähköpörssin kautta, esimerkiksi edellisenä päivänä käytävässä spot-huutokaupassa, mutta joka tapauksessa tase lyödään lukkoon ennen käyttötuntia. Siitä syystä tase pohjautuu ennusteisiin sekä tuotannosta ja kulutuksesta, mikä aiheuttaa tasepoikkeamaa. Fingrid huolehtii käyttötunnin sisäisestä järjestelmätasapainosta erilaisten taajuusreservien avulla, noin sekunnissa reagoivasta nopeasta taajuusreservistä (Fast Frequency Reserve, FFR) aina vartin sisään aktivoituvan reserviin pohjoismaisella säätösähkömarkkinalla (mFRR, manual Frequency Restoration Reserve). Säätösähkömarkkinat muodostavat rajapinnan teknisen sähköjärjestelmän ja kaupallisen sähkömarkkinan välissä. Säätömarkkinoilta saadaan tasepoikkeamien tarvitseman sähkön hinta.

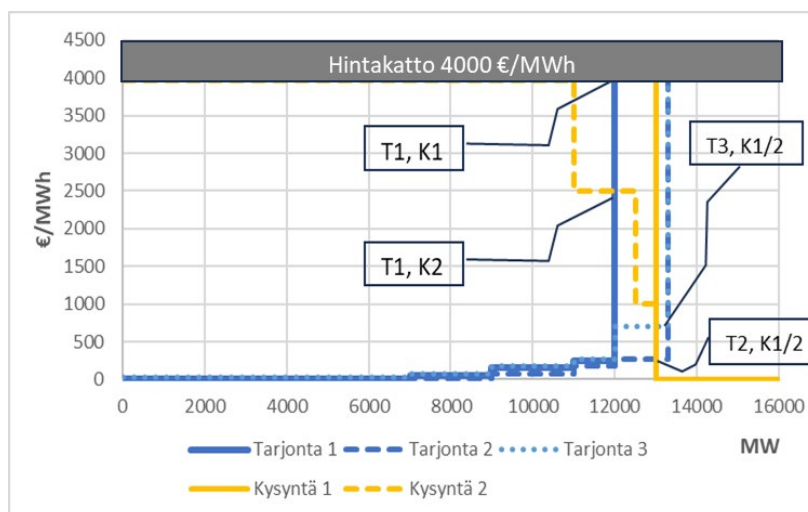
Fingrid huolehtii siis itse eri reservimarkkinoiden ja omien varavoimalaitosten avulla tarvitsemansa teknisen taajuudenhallintareservin riittävydestä, eikä sitä käsitellä tässä enemmän. Tässä tarkastellaan sähkömarkkinoilla olevan kapasiteetin riittävyttä, sillä halutaan välttää sitä, että markkinoilla ostoa yrittävät eivät löydä sähkön myyjiä. Ongelma kasvaa tuuli- ja aurinkovoiman voimakkaan lisääntymisen myötä, koska voi olla pahimmillaan viikkokin, ettei niillä tuoteta juuri sähköä.

Kapasiteettimekanismien toteutusta ajatellen on hyvä miettiä hyötyjiä ja vastuita. Koska suurin osa tuotetusta sähköstä kulkee pörssin kautta, tuotanto on selkeästi erotettu kulutuksesta. Yksittäistä tuotantoa ei tällaisessa markkinarakenteessa voida pitää vastuullisena tietystä kulutuksesta tai sen

tarvitsemasta säätövoimasta. Ja toisaalta, jos tietyllä tuotannolle ei löydy ostajaa, ei sähköä tuoteta. Kulutuspuoli on se osapuoli, jolle säätövoimaa tarvitaan. Pörssin ulkopuolella esimerkiksi tuuli- ja aurinkovoiman PPA-sopimuksissa tuotanto yleensä menee suoraan tuotannon ostajalle, jolla on kaikki säätövastuu, ellei muuta sovita.

3.2.1 Sähkön markkinahinnan muodostuminen

Spotmarkkinoilla markkinahinta muodostuu kysynnän ja tarjonnan risteyspisteessä. Risteyspistettä voidaan muuttaa muuttamalla tarjontaa tai kysyntää, ks. kuva 17. Kun tarjonta ja kysyntä eivät kohtaa, hintakatto muodostaa hinnan, kuvassa T1, K1. Suomessa vuoteen 2023 käytössä ollut tehoreservi aktivoituu vasta tällaisessa tilanteessa ja markkinahinnan hintakatossa, minkä takia tehoreservillä on vaikutusta sähköjärjestelmän toimitusvarmuuteen muttei alenna markkinahintaa tehoreservilaitoksen muuttuvien kustannusten tasolle. Sähkömarkkinoiden toimivuuden kannalta tämä on oikea ratkaisu, jolla markkinatoimijoiden kannusteet pysyvät kohdillaan. Hintakattoa alempi hinta löytyy esimerkiksi lisäämällä muuttuvilta kustannuksiltaan halpaa tuotantoa (T2) ja tuomalla markkinoille uutta kallista säätövoimaa (T3). Pohjoismaisilla ”Energy only” -markkinoilla korvaus maksetaan ainoastaan tuotetusta energiasta, jolloin kiinteiden kustannusten kattaminen onnistuu ainoastaan, jos markkinahinta on välillä korkeampi kuin omat muuttuvat kustannukset. Marginaalituottajalla (tuottaja, jonka mukaan markkinahinta muodostuu) näin ei tapahdu, ellei välillä ole korkeampia markkinahintoja. Kuvasta nähdään, miten tämä toteutuu kysyntäjousto avulla (T1, K2).



Kuva 17. Esimerkkikuva spothinnan muodostumisesta tarjonnan ja kysynnän risteyspisteessä.

Kysyntäjoustoa siis tarvitaan, ja energiakriisin seurauksena kysyntäjoustoa onkin ollut markkinoilla aikaisempaa enemmän. Markkinaehtoisesti kysyntäjoustoa saadaan liikkeelle, kun hintasignaali kulkee kuluttajalle asti. Teollisuus on jo tähänkin asti muodostanut merkittävän kysyntäjoustopuolen, ja sähköistymisen myötä merkitys kasvaa, ellei keinoitekoisesti koeteta tasata sähkön markkinahintaa eli poistaa hintasignaalia. Teollisuudella on usein vaihtoehtoinen lämmöntuotantomahdollisuus, josta saadaan sähkökattilalle tai lämpöpumpulle marginaalihinta. Lämpövarasto on yksi vaihtoehtoinen lämmön ja siten sähkönkäytön joustavuuden lähde. Lämpövarastojen koot ja hinnat ovat aivan eri luokkaa ja paljon alhaisempia kuin mitä sähkövarastojen, jolloin joustokustannuskin on paljon alhaisempi. Pienkuluttajat, erityisesti sähkölämmittäjät, mutta tulevaisuudessa toivottavasti myös sähköautojen lataukset joustavat hinnan mukana.



3.2.2 Kapasiteettimekanismit

Kapasiteettimekanismit voivat mahdollisesti vastata sähkön riittävyyteen liittyviin haasteisiin, joiden kanssa perinteisellä "energy only" -sähkömarkkinalla voi olla ongelmia. Kapasiteettimekanismit voisivat tukea uuden säädettävän tuotantokapasiteetin tai kysyntäjouston lisäämistä tai nopeuttaa sen markkinoille tuloa. Kaikkien markkinoiden toimintaan vaikuttavien toimenpiteiden kanssa tulee olla varovainen. Nykyinen sähkömarkkinarakenne yhdessä päästökaupan kanssa on yksinkertainen ja markkinaehtoinen ratkaisu, ja kaikki ylimääräiset säätelyt voivat heikentää sen toimintaa. Jos tuetaan yhtä liiketoimintamallia, voidaan poistaa jonkun toisen, olemassa olevan ja edullisemmän liiketoimintamallin toimintaedellytyksiä, millä voi olla kalliit seuraukset. (Pahkala 2023)

EU:n sähkömarkkina-asetus 2019/943 (Euroopan unioni 2019) rajoittaa kapasiteettimekanismien käyttöä. Kapasiteettimekanismien tulisi olla viimeinen mahdollisuus, ja silloinkin käytetään vain väliaikaisesti, aiheuttamatta perusteettomia kilpailuvääristymiä. Kapasiteetin tulisi olla käytettävissä tehon niukkuustilanteissa ja kapasiteettimekanismissa onkin huolehdittava siitä, että toimimattomuudesta sakotetaan. Mekanismien pitää olla teknologianeutraaleja, mutta vuoden 2025 jälkeen maksimipäästörajana on 0,550 t_{CO2}/MWh tai vaihtoehtoisesti 350 t_{CO2}/MW vuodessa.

Joulukuun 2023 trilogianeuvotteluissa (Euroopan neuvosto 2023) päätettiin poistaa väliaikaisuutta koskeva pykälä sähkömarkkina-asetuksesta.

Scott et al. (2023) antaa hyvän tiiviin yhteenvedon erilaisia kapasiteettimekanismeista:

1. Keskitetty kapasiteettihuutokauppa

Viranomainen päättää huutokaupassa ostettavasta kapasiteetista yleensä tai tietyn tyyppisestä kapasiteetista. Tuotannon osallistuminen markkinoille kulutushuipun aikaan voidaan varmistaa sakkomaksuilla niille, jotka eivät osallistu, ja kysyntäjouston osallistumista keräämällä vähittäismyyjiltä maksut tehoniukkuuden aikaisen kulutuksen mukaan, jotta he edistäisivät asiakkaitensa osallistumista kulutusjoustoan kulutushuippujen aikaan. Käytössä Isonsa-Britanniassa ja Puolassa, harkinnassa Espanjassa, Kreikassa ja Liettuassa. T

2. Keskitetty luotettavuusoptio

Kuten 1, mutta siten, että tuottaja joutuu palauttamaan tietyn etukäteen sovitun hintatason ylittävän osan tuloistaan tehoniukkuuden aikana. Tällä rajataan tuottajien mahdollisesti saamia ylisuuria tuloja, ja kertyneitä varoja voidaan ohjata kuluttajapuolen ko. sovitun hintatason mukaiseen hintakattoon tehoniukkuuden aikoihin. Käytössä Irlannissa, Belgiassa ja Italiassa.

3. Kapasiteettivelvollisuus

Tässä delegoidaan vähittäismyyjälle velvollisuus hankkia sopiva määrä kapasiteettia kattamaan kulutushuiput, esimerkiksi joko systeemioperaattorin järjestämistä huutokaupoista tai itsenäisesti. Käytössä Ranskassa (ja Australiassa). Riittämättömästä hankinnasta sakotetaan.

4. Kapasiteettimaksu

Tuottajalle korvataan vuoden yli jäänyt tulovaje eli varmistetaan, että voimalaitoksen kaikki kustannukset ja sopiva kate tule katettua huomioiden markkinoilta saadut tulot Käytössä Irlannissa vuoteen 2018 asti ja Portugalissa. Koska tässä ei ole mitään kilpailua takana, menetelmä on "poistumassa valikoimasta". Menetelmä ei myöskään kannusta kustannustehokkuuteen tai joustavuuteen, koska pöytä on valmiiksi katettu ja leivällä voita.



5. Hallinnollinen reserviniukkuuden hinnoittelu

Päivä etukäteen ja päivänsisäisillä spotmarkkinoilla tukkuhinnan päälle tuleva hintalisä, joka reflektoi lisätuotannon arvoa reservien niukkuuden aikana ja auttaa tuottajia kattamaan kiinteitäkin kustannuksia. Käytössä Texasissa, ja jossain laajuudessa Irlannissa, Isossa-Britanniassa ja Italiassa ja Euroopan komission vaatimuksesta harkinnassa Belgiassa, Ruotsissa ja Puolassa ehtona kapasiteettimarkkinoista. Kapasiteettihuolien kohdatessa EU vaatii, että jäsenvaltiot ainakin harkitsevat tätä. Nostaa energiapiikkien hintaa, mitä teollisuus koettaa välttää.

6. Strateginen reservi

Tyypillisesti poistuvan kapasiteetin pitämistä hengissä, mutta reservikapasiteetti toimii markkinoiden ulkopuolella, hätätilanteiden varalta. Käytössä Suomessa, Ruotsissa ja Saksassa. Otetaan käyttöön, kun kysyntä- ja tarjontakäyrät eivät kohtaa, ja markkinahinnaksi tulee kattohintaa, nykyisin 4000 €/MWh. Reservituottaja ei kuitenkaan saa kattohintaa vaan etukäteen reservisopimuksessa sovittua, muuttuvien kustannusten mukaista korvausta.

Muistiossa käydään eri mekanismien etuja ja haittoja läpi ja tuodaan esiin erilaisia menetelmiä, joilla haittoja pystyttäisiin vähentämään. Kapasiteettimekanismit ovat usein epäonnistuneet tavoitteiden toteutumisessa. Lisäksi kustannus voi helposti karata käsistä. Esimerkiksi Britannian energiaregulaattori Ofgem arvioi, että jos kapasiteettihuutokaupassa olisi hankittu noin 3 % enemmän, vastaten 1,5 GW, bruttokustannukset olisivat kaksinkertaistuneet 375 miljoonalla punnalla. Kapasiteettimekanismien suunnittelussa olisikin hyvä ottaa opiksi menneistä erheistä, riskeistä ja epäonnistumisista. Toisaalta sekä kapasiteettimekanismit että niiden analyysi perustuu ainakin osittain jossain määrin vanhentuneisiin markkinatoimijarooleihin ja markkinaympäristöön näin pohjoismaisesta vinkkelistä katsottuna. Täällä sähkölämmön joustokyky on valtava ja säätyvää vesivoimaa riittää, lauhdetuotantoa ei juuri enää ole, markkinaroolit ovat selkeät ja ennen kaikkea eriytyt, tasesähkön hinnoittelu on kohtuullista ja kuluttajista merkittävä osa on jo siirtynyt pörssisähköön. Muistion lopussa todetaankin, että ideaaliratkaisuna voi olla kapasiteettimarkkinoiden välttäminen kokonaan.

Fingrid (Heikkilä 2023) on yhdessä AFRY:n (2023b) kanssa arvioinut kapasiteetin riittävyttä vuoden 2030 asti ja tarkastellut erilaisia kapasiteettimekanismeja ja arvioinut niiden kustannusvaikutuksia. Merkittävässä vikatilanteissa riski tehovajeesta kasvaa vuosikymmenen loppupuolella, varsinkin jos joustoja rajoitetaan. Perusskenaariossa tehovaje on alle 2 tuntia vuodessa vuonna 2030, mutta kasvaa 29 tuntiin, mikäli Olkiluoto 3 ei ole käytettävissä, ja 62 tuntiin, jos teollisuuden ja vedyntuotannon joustoa rajoitetaan.

Kapasiteettimekanismit on jaettu kahteen joukkoon eli väliaikaisiin ratkaisuihin ja kestäviin ratkaisuihin. Väliaikaiset ratkaisut olisivat nopeasti käyttöönotettavia, olemassa oleviin resursseihin perustuvia. Kestävät ratkaisut kohdistuisivat tulevaisuuden tarpeisiin.

Fingrid keräsi palautetta asiakkailtaan. Mikään viidestä esitetystä mallista ei saa varauksetonta tukea tai nouse palautteen perusteella toisten edelle. Asiakkaat tukevat nykyisen tehoreservijärjestelmän lakkauttamista tehottomana, mutta samalla nousi esille huoli yhteistuotantokapasiteetin sulkeemisesta. Kustannukset tulisi kohdistaa aiheuttajaperusteisesti ja kuluttajille.

Väliaikaiset ratkaisut:

1. Kulutuksen huipuntasaustuote: Lisäkulutusjoustopäivän kannustaminen esimerkiksi day-ahead-markkinalle varsinkin kulutushuipun aikoihin. Karkea kustannusarvio 10 M€ vuodessa (0,1 €/MWh). Sidosryhmien mukaan voi toimia lyhyen ajan ratkaisuna, muttei kannusta investointeihin.



2. Rajoitetut verkonkäyttöoikeudet: Markkinaperusteinen ja vapaaehtoisuuteen perustuva työkalu, jolla leikataan nopeasti ja keskitetysti kulutusta. Karkea kustannusarvio 10 M€ vuodessa (0,1 €/MWh). Sidosryhmien mukaan kiinnostava, muttei sovellu ainoaksi ratkaisuksi, ja kulutusjoustolla on hankala vastata pidempikestoisiin tehovajeisiin.
3. Kriisireservi: Markkinoiden ulkopuolinen toimitusvarma ja joustava reservi sähkön riittävyyden turvaamiseksi määritellyissä poikkeusoloissa. Karkea kustannusarvio 15–30 M€ vuodessa (0,15–0,30 €/MWh). Sidosryhmien mukaan toimiva ratkaisu, jos aktivoinnin hinnoittelua saisi järjeistettyä nykyisestä kattohinnasta.

Pidemmän aikavälin kestävämmät ratkaisut:

4. Kohdennetut ratkaisut uusien investointien tukemiseksi: tukimekanismi huutokauppaperusteisille kapasiteettikorvauksille, joilla kannustetaan uuteen toimitusvarmaan ja joustavaan tuotantoon, kulutusjoustoan, tai nykyisten laitteistojen päivityksiin. Karkea kustannusarvio 50 M€ vuodessa (0,5 €/MWh). Sidosryhmät vastustivat kohdennettuja tukia uudelle kapasiteetille vedoten kustannuksiin, tehottomuuteen ja epäreiluuteen, jollei olemassa olevia joustoja hyödynnetä.
5. Markkinanlaajuinen ratkaisu: turvataan sähkön riittävyyttä varmistamalla toimitusvarmaa kapasiteettia olemassa olevan kapasiteetin ja uusien investointien yhdistelmänä. Markkinalaajuiseen ratkaisuun voidaan hyödyntää toimitusvarmuusoptiota, joilla kannustetaan markkinaperusteisesti kapasiteetintarjoajia olemaan käytettävissä järjestelmän sitä vaatiessa ja suojaamaan kuluttajia hintapiikeiltä. Karkea kustannusarvio 500–1000 M€ vuodessa (5–10 €/MWh). Osa sidosryhmästä katsoi toimivaksi, osa vastusti vedoten kustannuksiin ja pitkään käyttöönottoaikaan.

3.2.3 Mitä halutaan saada kapasiteettimekanismilla?

Kapasiteetista puhuttaessa on muistettava, että Suomi on ollut viimeiset vuosikymmenet energiaalijäämäinen, nettotuonin ollessa kymmeniä terawattitunteja vuodessa. Oma tuotantokapasiteetti ei olisi riittänyt huippukulutuksen aikoihin millään, vaan järjestelmä on pysynyt pystyssä tuontiyhteyksien avulla. Mitä kapasiteettia halutaan saada, entä mitä oikeasti tarvitaan? Kysymys kuuluukin, mitä on edes tarjolla?

Hiiliyhteistuotantolaitoksen päästöt ovat 0,39 t_{CO2}/MWh_e, viimeisen päälle rakennetun kaasukombivoimalaitoksen 0,33 t_{CO2}/MWh_e ja kaasuturbiinin 0,60 t_{CO2}/MWh_e. Kaasuturbiini ylittää vuoden sisällä kapasiteettimekanismilla tuettavan laitoksen päästöintensiteettimaksimin, ellei käyttöaika vuodessa jää joihinkin satoihin tunteihin. Ilmaston kannalta ei ole mitään järkeä sulkea hiiliyhteistuotantolaitoksia yhteiskunnan tuella ja samalla tukea uusien, melkein yhtä päästöisten kaasukombivoimalaitosten tai enemmän kasvihuonekaasuja aiheuttavien kaasuturbiinien rakentamista.

Kun kapasiteettimekanismien kohdalla mietitään mahdollisia ei-fossiilisia verkkoon syötön toteutuskeinoja, tuotantopuolen ratkaisuksi nousee sähköakkujen ja pumppuvoimalaitosten lisäksi lämpövoimalaitokset, joissa käytetään biopohjaisia energioita tai sähköpolttoaineita, mukaan lukien vety. Sähköakkujen joustokyky sopii tällä hetkellä vielä pääasiassa sähköjärjestelmän reservimarkkinoille, ei sähkömarkkinoille. Akut ovat energiasisältönsä nähden hyvin kalliita, ellei investointia rahoiteta esimerkiksi toisen sektorin kautta, kuten sähköautojen tapauksessa. Sähköautot itsessään ovat enemmän kysyntäjoustoa, sillä pääpaino joustosta tulisi älykkäästä latauksesta, ei sähkön syöttämisestä takaisin verkkoon. Suomessa pumppuvesivoimalaitoksille ei ole erityisen hyviä maantieteellisiä olosuhteita, mutta viime aikoina on kerrottu useista Kemijärveen liittyvistä suunnitelmista, muun muassa Pohjolan Voiman 500 MW Mömmövaaraan aiottu pumppuvesivoimala ja Kemijoki Oy Ailangantunturin 550 MW ja 7-9 tunnin pumppuvoimalaitoksesta (Tekniikka & Talous 2023). Bioenergian saatavuus tulee olemaan rajattua, ja kilpailu esimerkiksi biokaasusta kovaa, joten kovinkaan paljon



uutta kapasiteettia ei kannattane laskea sen varaan. Esimerkiksi Espoossa ja Helsingissä kaukolämpöyhtiöt ovat rakentaneet biolämpökattiloita, ei voimaloita, korvaamaan poistuvia, hiiltä käyttäviä yhteistuotantolaitoksia. Suurta osaa uudesta lämmöntuotannosta saataneen hukkalämmöistä, sähkökattiloista ja lämpöpumpuista. Jos vihreän vedyn tuotantokustannus on 4–6 €/kg (Nordea 2023), eli 133–200 €/MWh, sillä tuotetun sähkön muuttuvat tuotantokustannukset nousevat jo 220–500 €/oon/MWh, vetyvaraston ja voimalaitoksen kiinteistä kustannuksista puhumattakaan. Vaikea nähdä, että vedystä saataisiin suuren mittaluokan säätövoimaa vielä edes 2030-luvulla, mutta vedyn tuotannosta kylläkin. Liitteessä 3 tarkastellaan tarkemmin Suomen tavoitetta tuottaa 1 Mt päästö-
töntä vetyä ja erilaisia strategioita siihen. Kokonaisuuden kannalta esille nousee tuotantostrategia A, missä vedyn tuotanto seuraa tuuli- ja aurinkovoiman tuotantoa tai vaihtoehtoisesti tuotanto hyödyntää tasaista ydinvoiman tuotantoa. Vedyn tarvitseman säätövoiman kustannus voi helposti tehdä vedyn tuotannosta kannattamatonta verrattuna strategian A:han, jossa sähkön hintana on koko ajan tuuli- ja aurinkovoiman PPA-hinta.

Kysyntäjousto on erittäin merkittävä lyhytaikaisessa säädössä. Kysyntäjouaston pääomakustannukset ovat monesti olemattomat tai alhaiset. Esimerkiksi teollisuudessa ja kaukolämpöyhtiöissä on jo nyt paljon sähkökattiloita ja lämpöpumppeja, jotka toimivat spot-markkinoilla kysyntäjoustoelementteinä. Joustoa avittaa lämpövarastot, sillä lämpövaraston kustannus on murto-osa sähköakun hinnasta. Talvella 2023–2024 nähtiin jo, kuinka kysyntä jousti korkeilla hinnoilla jopa ennakoitua enemmän. Joustot tulevat lisääntymään kuluttajien siirtyessä spot-hintaisiin sopimuksiin. Sähköjärjestelmän kokonaiskustannuksen kannalta on sen parempi, mitä enemmän kysyntäjoustoa saadaan liikkeelle, muun muassa spothintaisten sopimusten tukemana. Pitkässä juoksussa tasahintainen sähkön hankintasopimus tulee aina olemaan kuluttajalle kalliimpi vaihtoehto kuin spohintainen sopimus, sillä tasahintaisuuden toteuttaminen tuo lisäkustannuksia ja riskejä myyjälle. Esimerkiksi sähköautojen järjestelmävaikutuksia miettinyt raportti (Ruska et al. 2010) tuli siihen johtopäätökseen, että sähköautojen lataus pitäisi säätää lailla älykkääksi. Karvahattuäly olisi esimerkiksi, että latausta siirrettäisiin pois korkean kulutuksen iltapäivistä ja illoista kohti aamuyön rauhallisempia tunteja, kuitenkin niin, että omistaja voi halutessaan sivuttaa tämän älylataussuunnitelman. Tietyt latausasemat mahdollistavat jo nykyisin kysyntäjouaston pörssisähkön hinnan mukaan. Sähkölämmittäjillä on jo pitkä kokemus kulutuksen ohjauksesta yösähköön, ja tulevaisuudessa tätä joustoa on koetettava saada dynaamisemmaksi lisäämällä automaation älykkyyttä. Sähkön käyttö teollisuudessa, rakennuksissa ja liikenteessä tarvitsee lisää informaatio-ohjausta, ja tätä on tuettava erinäisin keinoin.

3.2.4 Yhteenveto ja tarkastelu teollisuuden kilpailukyvyyn kannalta

Ne maat, jotka ratkaisevat sähkön riittävyyteen liittyvät haasteet tehokkaimmin ovat vahvoilla kilpailtaessa vihreän siirtymän investoinneista. Pohjoismaissa on paljon uusiutuvaa tuotantoa jo nyt, ja vihreän vedyn tuotantoon voidaan EU:n säännösten mukaan käyttää PPA-sopimuksilla myös olemassa olevien, muiden kuin bioenergiaa käyttävien, uusiutuvan sähkön voimalaitosten tuotantoa, eli muun muassa vesivoimaloiden tuotantoa, jos markkina-alueen päästöt ovat alle 18 kg/MJ. Yhtenevillä markkina-alueilla sallitaan ostot myös naapurimarkkina-alueelta, jos oman alueen markkina-hinta on korkeampi. Suomessa ja Etelä-Ruotsissa voidaan siis käyttää Pohjois-Ruotsin tuotantoa. Tekninen toteutus Pohjoismaissa lienee ratkaistavissa, sillä nykyään ei voi myydä sähköä markkinahinta-alueelta toiselle.

Tasaista ympärivuotista kohtuuhintaista sähköä tarvitsevat toimijat voivat parhaiten hyödyntää pörssihinnan suojauksia spohinta-forwardien ja aluehintaerosopimusten avulla. Näin he halutessaan voivat pitää hinnan tasaisena ja välttävät tuntihintavaihteluiden aiheuttamia häiriöitä. Tasaista sähköä käyttävät kuluttajat eivät myöskään ole kovinkaan alttiita tasepoikkeamille, ja tasepoikkeamien lisäkustannus on Pohjoismaissa muutenkin erittäin kohtuullinen.



Kapasiteettimekanismin kustannukset siirtyisivät myös teollisuudelle, ellei sääntöihin otettaisi Saksan tapaa vyöryttää kustannuksia muille kuluttajille. Sähkötöiden suhteellisen toimivaa nykyrakennetta selkeine rooleineen arvostavan näkökulmasta kapasiteettimekanismien kanssa tulisi olla hyvin varovainen ja antaa kysyntäjoustolle mahdollisuus. Hyvin suunniteltuna kapasiteettimekanismi vähentää hintavaihtelua, parantaa toimitusvarmuutta ja aiheuttaa sähköjärjestelmän osapuolille mahdollisimman vähän lisäkustannuksia. Esimerkiksi kapasiteettimarkkinan toiminta perustuu ajatukselle, että sähköjärjestelmä tarvitsee paitsi energiaa myös joustokykyä ja että aivan kuten energiamarkkinan suhteen, myös joustojen varmistamiseksi markkinamekanismi on paras tapa. Vaikka energiamarkkina itsessään kannustaa joustoihin, voidaan pelätä, että se johtaa välillä niin korkeisiin hintoihin, ettei yhteiskunta koe sitä enää hyväksyttävänä. Tätä pelkoa voidaan vähentää tarkastelemalla vedyn tuotantoa. Vedyn tuotantokustannus reflektoi suoraan sähkön hintaa, ja hyvin nopeasti vedyn tuotanto ei enää kannata, vaan toimijan kannattaa myydä sähkönsä markkinoille. Vastaavaa nähdään esimerkiksi Norjan alumiinituotannossa. Kapasiteettimekanismikeskustelun myötä voi tulla tilanne, jossa investointeja energiamarkkinapohjaisiin joustoihin ei synny, koska markkinatoimijat odottavat kapasiteettimekanismin perustamista. Kysyntäjoustopuolella investointikustannukset ovat toisaalta alhaiset tai olemattomat, jonka takia kysyntäjoustopuolella onkin energy-only-markkinoilla toimiva markkinaehtoinen kapasiteettiratkaisu. Kapasiteettimekanismien kanssa on myös varottava, etteivät ne tuhoa markkinatoimijoiden jo olemassa olevia investointien kannattavuuksia ja liiketoimintamalleja. Jos lähdetään tukemaan tietyn toimijan kapasiteettia ja markkinoilla oloa, ja tuen kautta markkinahinta alenee ja toiselta tuottajalta jää tuotto saamatta, ei sitä voi pitää hyväksyttävänä. Parhaimmillaan markkinamekanismit siis varmistavat, että hintapiikit pysäytetään kohtuulliselle. Nykyinen tuhansien eurojen kattohintaa voikin olla kohtuuttoman korkea, mutta hintapiikin pitää antaa nousta esimerkiksi jonkin verran korkeammalle kuin vihreällä vedyllä valmistetun sähkön hinta olisi, jottei vetysähkötöiden tuhoaisi heti kättelyssä.

Sähkötöiden toiminnan kannalta olisi muutenkin hyvä, jos nykyisiä joustovaroja ei varattaisi esimerkiksi korkean huipunkäyttöajan vedyn tuotantoon, vaan annettaisiin vedyn tuotannon seurata tuuli- ja aurinkovoiman tuotantoa. Toimijoiden, jotka tarvitsevat tasaisen vedyn saannin, kannattaneen rakentaa itselleen vetyvarasto, tai odottaa vetyverkoston ja/tai -markkinoiden syntymistä. Uudet teolliset investoinnit tulevat toivottavasti olemaan tulevaisuudessa joustavia investointeja, joissa investoitaessa huomioidaan jo vety-, sähkö- ja lämpövarastot ja mahdollisuuksien mukaan sektori-integraatio. Jos jotain halutaan tukea, voisi harkita, että tuetaan vetyvarastoja ja vetyverkostoja, kuten myös tutkimusta, kehitystä ja innovaatioita, ja annetaan sähkötöiden olla markkinavoimien ohjauksessa.

Toisaalta olisi tärkeää taata etenkin näin alkuvaiheessa vetytaloudelle mahdollisimman hyvät olosuhteet ja hinnaltaan kilpailukykyinen, mielellään mahdollisimmantasainen sähkö, kunhan muut sähkömarkkinatoimijat eivät joudu maksajiksi.

4. Case-tarkastelut

4.1 Yleistä

Tarkastellaan kolmea teollisuustuotantoa: paperin valmistus, vihreän ammoniakkin valmistus ja vihreän raakateräksen valmistus. Sähkön vuosikulutus oletetaan kaikilla olevan merkittävä ja sähkönsiirron tapahtuvan kantaverkon kautta.

Tarkastelussa keskitytään arvioimaan sähköstä maksetun kokonaishinnan vaikutusta tuotannon kilpailukykyyn katteen kautta, ks. taulukko 16. Oleellinen lähtötieto on arvio siitä, kuinka suuren osuuden sähkön kustannus muodostaa kokonaiskustannuksesta. Tämän arvioimiseksi jouduttiin raken-



tamaan teräksen ja ammoniakkin tuotantokustannusmallit. Vetylaitoksen kustannuksen osuus kokonaiskustannuksista esitetään myös ammoniakkin ja teräksen osalta, jotta voidaan arvioida, miten esimerkiksi vetyinvestointituet vaikuttaisivat kokonaiskustannuksiin. Paperin osalta tarkastelua on edelleen yksinkertaistettu vertaamalla sähkön kustannusosuutta suoraan tuotteen arvioituun keskimääräiseen markkinahintaan. Sähkön kustannus saadaan laskettua sähkön hinnalla ja asiantuntija-arvoina annettujen sähkön yksikkökulutusten avulla.

Taulukko 16. Sähkön hinnan muutoksen vaikutus katteeseen ja sitä kautta kilpailukykyyn.

	Perustaso €/MWh	Osuus kok. kustannuksista	Vertailutaso €/MWh	Uusi kate, kun kate aiemmin oli		
				15 %	10 %	5 %
Vetylaitos		15 %				
Sähkö	50	66 %	60	2 %	-3 %	-7 %

Sähkön hinta pitää sisällään energiasta maksettavan markkinahinnan, siirtohinnan, sähköveron sekä Saksan tapauksessa erilaiset veronkaltaiset maksut ja Suomessa huoltovarmuusmaksu. Lisäksi tarkastellaan, miten teollisuudelle päästökaupasta maksettava kompensatio (Suomessa sähköistämistuki) muuttaa kilpailuasetelmaa. Vihreän teräksen ja vihreän ammoniakkin tuotannossa markkinahintana olisi käytettävä PPA-hintaa. Koska nykyinen ja tuleva hintataso ei ole tiedossa, mutta voidaan arvioida, että hintataso tulee olemaan lähempänä spothintaa kuin selkeästi sen alle varsinkin markkina-alueilla, missä PPA-sopimusten tarjonta oletettavasti on kysyntää alhaisempi. Tämän takia vihreän teräksen ja vihreän ammoniakkin tarkasteluissa on oletettu, että PPA-hinta vastaa markkinahintaa. Tilanne muuttuu, mikäli eri maat lähtevät tukemaan PPA-sopimuksia, mutta siitä ei ole antaa arvioita tässä vaiheessa.

Monet hintakomponentit riippuvat huipunkäyttöajasta, verkkoliitynnästä (paikka, jännitetaso), tuotteen/tehtaan sähköintensiteetistä ja/tai arvonlisäyksestä, ja ne on arvioitu tietyille tasolle. Taulukko 17 esittää käytetyt sähkön hintakomponentit 20 MW kulutuskohteille. Tarkastelussa on käytetty yhtenäistä kokoluokkaa eli 20 MW tarkastelun yhdenmukaistamiseksi. Huipunkäyttöajat ovat 7000 (ammoniakki) tai 8000 tuntia (teräs, paperi).



Taulukko 17. Case-tarkasteluissa käytetyt hintakomponentit. "Malli" tarkoittaa edellisen luvun energijärjestelmämallin antamia sähkön keskihintoja eri vuosille. Vuoden 2025 kokonaishinta-arvio pohjautuu forward-sopimusten hinnalle ja 2030 mallin antamalle markkinahinnalle.

	Markkinahinta (€/MWh)				Siirto ja verot (€/MWh)			Yhteensä	
	Forward 2025	Malli 2025	Malli 2030	Malli 2040	Tariffi	Lisät	Sähkövero	2025	2030 ²
Suomi	43,25	32,5	38,5	38,7	4,09	0,13	0,50	47,97	43,22
Ruotsi		0,50
Pohjoinen	25,50	30,25	34,25	41,2	-0,28			25,72	34,47
SE3	37,65	40,6	40,8	43,7	2,59			40,74	43,89
Saksa	91,30	106,30	92,50	78,5	0,50
Ammoniakki					6,8	0,11		98,71	99,91
Teräs					3,1	0,08		94,98	96,18
Hienopaperi					3,1	1,90		96,80	98,00
LWC					3,1	1,08		95,98	97,18
Ranska		94,7	92,2	57,3
Ammoniakki	87,30				3,5		0,5	91,30	96,20
Teräs	87,30				3,5		0,5	91,30	96,20
Hienopaperi	45 ¹				6,51		5,5	57,01	57,01
LWC	45 ¹				6,51		1,0	52,51	52,51

¹ Oletetaan, että Ranskassa vanhalla sähköntensiivisellä teollisuudella on pitkäaikainen ARENH-hintaa lähellä oleva hankintasopimus Exeltiumin kautta vuoteen 2034 asti.

² Siirto ja verot pysyvät 2030-laskelmassa samana kuin 2025-arviossa, vaikkei näin tule tapahtumaan.

Ruotsin siirtohintaa vaihtelee markkinahinnan mukaan, mitä on otettu huomioon.

Bruttoarvonlisät vaikuttavat moneen hintakomponenttiin. Eri tuotantojen arvonlisät on arvioitu hyvin karkeasti perusmallilla (sähkön hinta 50 €/MWh). Esimerkiksi sähkön muodostaessa yksinään noin 65 % kokonaiskustannuksista, hirveästi ei jää enää arvonlisäykselle tilaa. Arvonlisäarvioita ei ole varioitu eri maissa ja eri hinnoilla. Todellisuudessa, mitä kalliimpi sähkön hinta, sitä pienemmäksi jäisi bruttoarvonlisäys, mikä puolestaan voisi nostaa yhtä sähkön hintakomponenttia ja laskea toista, jolloin bruttoarvonlisäys voisi taas muuttua.

Siirtohinnat, verot, lisät ja tuet muuttuvat ja/tai poistuvat vuosien myötä. Tarkastelussa on kuitenkin oletettu, että verot, lisät ja siirtohinnat pysyvät vuodelle 2025 määritetyssä tasossa. Tarkastelussa vuoden 2040 tuloksia tulisikin arvioida markkinahinnan kehittymisen kautta.

Päästökaupan kompensaaion vaikutusta tarkastellaan erikseen joka tapauksessa, ja kompensaaion väheneminen vuoteen 2030 mentäessä, 1,09 % vuositahtia, otetaan tarkastelussa huomioon. Suomessa päästökaupan kompensointi eli sähköistymistuki päättyy vuonna 2025, mutta tarkastelussa on mukana vaihtoehto, että se jatkuu vuoteen 2030 asti nykyisen kaltaisena. Päästökaupan hintana käytetään 75 €/t_{CO2}. Päästökaupan kompensointia ei ole mukana enää vuonna 2040.

Vuoden 2025 sähkön markkinahintana käytetään pääasiassa forward-hintoja ja vuosien 2030 ja 2040 markkinahintoina VTT:n mallin antamia arvioita keskimääräiselle markkinahinnalle. Tässä ei siis huomioida tuotannon mahdollisuutta joustaa silloin kun hinta on erityisen korkea tai matala. Kattomallitarkastelussa asetetaan Suomen kate 10 %:iin vuonna 2025 ja verrataan muiden maiden ja



vuosien katteita siihen. Tulokset esitetään tässä luvussa graafisesti, mutta tarkemmat katearvotaulukot löytyvät liitteestä 2.

Teollisuuden maksamat sähkön forward-hintoihin pohjautuvat kokonaishankintahinnat 2025 eri markkinahinta-alueilla ja käytetyillä oletuksilla esitellään taulukossa 18. Päästökaupan kompensaa-tion vaikutus tulee erityisen selkeästi esille muun kuin vihreän siirtymän paljon sähköä käyttävässä teollisuudessa.

Taulukko 18. Arvio teollisuuden maksamasta sähkön forward-pohjaisesta kokonaishankintahinnasta eri maissa vuonna 2025 päästökaupan kompensatioineen.

€/MWh	Vihreä ammoniakki			Vihreä raakateräs			Hienopaperi			LWC		
	Hank. hinta	ETS komp.	Yht.	Hank. hinta	ETS komp.	Yht.	Hank. hinta	ETS komp.	Yht.	Hank. hinta	ETS komp.	Yht.
Suomi	47,97	2,55	45,42	47,97	5,29	42,68	47,97	11,20	36,77	47,97	8,33	39,64
Pohjois-Ruotsi	25,72	...	25,72	25,72		25,72	25,72		25,72	25,72		25,72
Keski-Ruotsi (SE3)	40,74	...	40,74	40,74		40,74	40,74		40,74	40,74		40,74
Saksa	98,71	9,83	88,88	94,98	20,81	74,17	96,80	41,36	55,44	95,98	39,04	56,94
Ranska	91,30	7,65	83,65	91,30	15,86	75,44	57,01	33,60	23,41	52,51	27,46	25,05

Teollisuuden sähkön PPA-hankintaan (PPA-hintataso tosin vuodelta 2022) pohjautuvat kokonaishankintahinnat 2025 eri markkinahinta-alueilla ja käytetyillä oletuksilla esitellään taulukossa 19. Päästökaupan kompensaa-tion vaikutus tulee erityisen selkeästi esille Saksan alhaisissa kokonaishinnoissa ja erityisesti paperin valmistuksessa. On toki muistettava, että käytetyt PPA-hinnat ovat vuodelta 2022, ja tuuli- ja aurinkovoiman investointikustannukset ja korkokanta ovat siitä nousseet siinä missä sähkön markkinahinnatkin, eli PPA-sopimusten todelliset hintatasot lienevät paljon lähempänä taulukon 18 arvoja. Lisäksi tuuli- ja aurinkovoima ei riitä 7000 tai 8000 tunnin huipunkäyt-töaikaan, vaan se jäisi noin puoleen tai alle. Siitä huolimatta nähdään, että varsinkin Saksan likainen sähköjärjestelmä yhdessä täysmääräisen päästökaupan kompensatiolla ja vieläpä super-CAP-li-säkompensaatiomahdollisuudella voisi muuttaa kilpailuasetelmaa pääläelleen.

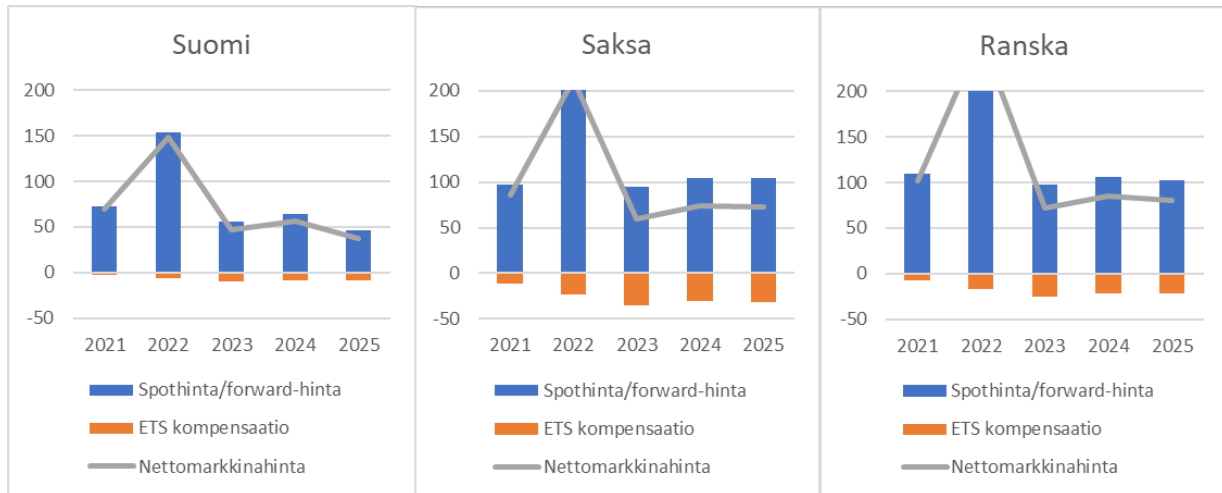
Taulukko 19. Arvio teollisuuden maksamasta PPA-sähkön kokonaishankintahinnasta eri maissa vuonna 2025 päästökaupan kompensatioineen.

€/MWh	Vihreä ammoniakki			Vihreä raakateräs			Hienopaperi			LWC		
	Hank. hinta	ETS komp.	Yht.	Hank. hinta	ETS komp.	Yht.	Hank. hinta	ETS komp.	Yht.	Hank. hinta	ETS komp.	Yht.
Suomi	46,72	2,55	44,17	46,72	5,29	41,43	46,72	11,20	35,52	46,72	8,33	38,39
Pohjois-Ruotsi	39,22	...	39,22	39,22		39,22	39,22		39,22	39,22		39,22
Keski-Ruotsi (SE3)	42,09	...	42,09	42,09		42,09	42,09		42,09	42,09		42,09
Saksa	65,41	9,83	55,58	61,68	20,81	40,87	63,50	41,36	22,14	62,68	39,04	23,64
Ranska	59,00	7,65	51,35	59,00	15,86	43,14	67,01	33,60	33,41	62,51	27,46	35,05

Päästökaupan kompensaa-tion suhdetta spothintaan esitetään kuvassa 18. Vuodet 2021–2023 perustuvat oikeisiin kompensatioissa käytettäviin päästöoikeuksien hintatasoihin ja vuodelle 2024 on käytetty joulukuu 2023 -tuotteen ⁶ päästöoikeuden hintaa 1.12.2023 ja vuodelle 2025 käytetty joulukuu 2024 päästöoikeuden hintaa noteerattuna 1.12.2023. Päästointensiteettinä on käytetty fallback-

⁶ Vuoden 2024 sähkön kulutukselle laskettava päästökaupan kompensatio lasketaan vuoden 2023 keskimääräisen päästöoikeuden hinnan mukaan. Yksinkertaistuksen vuoksi tässä on käytetty joulukuu 2023 -tuotteen hintaa kuvastamaan koko vuoden 2023 keskimääräistä päästöoikeuden hintaa.

arvoa⁷ 80 % 2021 vuotuisella 1,09 % vähennyksellä. Vuosien 2024 ja 2025 forward-hinnat ovat 1.12.2023 noteerauksen mukaan.



Kuva 18. Päästökaupan kompensaaion suhdetta spothintaan ja sähkön nettomarkkinahinta Suomessa, Saksassa ja Ranskassa 2021–2025.

Suomen sähköistämistuki loppuu vuonna 2025, mutta case-tarkasteluissa on vertailun vuoksi mukana vaihtoehto, että tuki myönnettäisiin vuoteen 2030 asti kuten Saksassa ja Ranskassa.

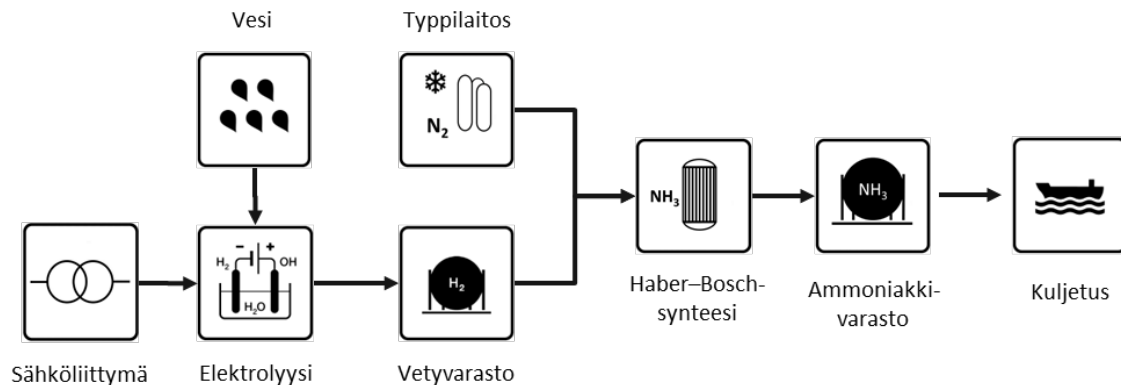
4.2 Ammoniakin valmistus teollisuuden raaka-aineeksi

Suomessa suurin ammoniakin käyttäjä on Yara Suomi Oy, jonka tarpeisiin maahantuodaan vuotuisesti noin 500 000 tonnia ammoniakkia. Kaikki ammoniakki on tähän asti ollut tuontitavaraa mm. Venäjältä. Ammoniakin yksi raaka-aine on vety. RED III -direktiivin (Euroopan unioni 2023) mukaan teollisuuden vedynkäyttöä tulee ohjata vihreään vetyyn. Vuonna 2030 42 % teollisuuden vedynkäytöstä tulisi olla peräisin uusiutuvista ei-biologista alkuperää olevien polttoaineista, jotka sisältävät myös vihreän vedyn. Vihreällä ammoniakilla tarkoitetaan vihreästä vedystä valmistettua ammoniakkia. Perinteinen ”ruskea” ammoniakki, korvautunee vähitellen Euroopassa vihreällä ammoniakilla sekä mahdollisesti sinisellä ammoniakilla, jolla tarkoitetaan maakaasusta tehtyä ammoniakkia, jonka tuotannossa syntyneet CO₂-päästöt on otettu talteen ja varastoitu pysyvästi. Pohjolassa on suunnitteilla useita vihreän ammoniakin laitosprojekteja, joista mainittakoon Green Wolverine Pohjois-Ruotsissa, Green North Energy Naantalissa ja Flexens-yhtiön suunnitelma Kokkolassa. Kokkolaan suunnittelee tuotantoa myös Plug Power. Siirtymää nopeuttaa nykyisten eurooppalaisten ammoniakki-tehtaiden korkea ikä.

4.2.1 Ammoniakin teknoekonominen malli

Tässä työssä käytettiin vihreän ammoniakin teknoekonomista mallia, jonka komponentit on esitetty kuvassa 19. Malli tarvitsee syötteenä käytetyn sähkön keskihinnan.

⁷ Fallback-arvoa käytetään sellaisille tuotteille, joille ei ole erikseen määritetty päästöintensiteettiä. Fallback-arvo 80 % tarkoittaa, että 80 % tuotannossa käytetystä sähköstä kuuluu kompensaaion piiriin.



Kuva 19. Ammoniakin valmistukselle käytetty prosessimalli.

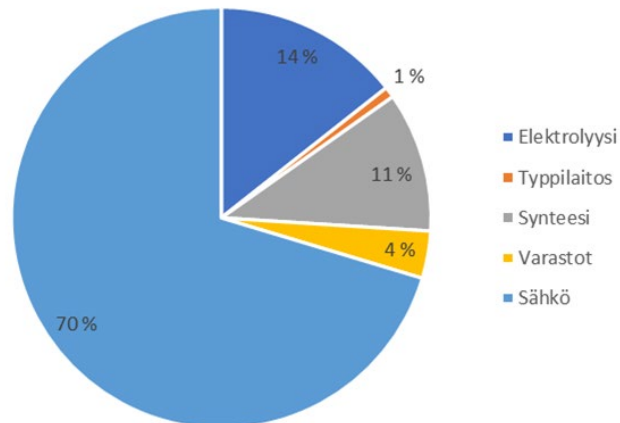
Mallin syöttötietoina käytettiin taulukon 20 mukaisia oletuksia. Referenssihintana sähkölle käytettiin 50 €/MWh, mutta tämä ei rajoita mallin käyttämistä muillakin sähkön hinnoilla, jota ominaisuutta alempana on käytettykin.

Taulukko 20. Ammoniakkimallissa käytetyt oletukset

Suure	Yksikkö
Sähkön hinta	50 €/MWh
Laitoksen käyttöaika	7000 h/a
NH ₃ tuotanto	200 000 t/a
Hyötysuhde, AEC ⁸ (mid-life)	60 % %-LHV
Vetyvarasto	4 d
Referenssi-investointi, 100 MW AEC	1100 €/kWe
Ref. Investointi, synteesi (300 t NH ₃ /d)	6000 €/(kgNH ₃ /h)
Tarkasteluaika	22 a
WACC	7,0 %

Mallin kustannusrakenne näkyy kuvassa 20. Laskelmien mukaan sähkön osuus ammoniakin kokonaiskustannuksista on 70 % ja elektrolyyseri-investoinnin 14 %.

⁸ alkalielektrolyysi

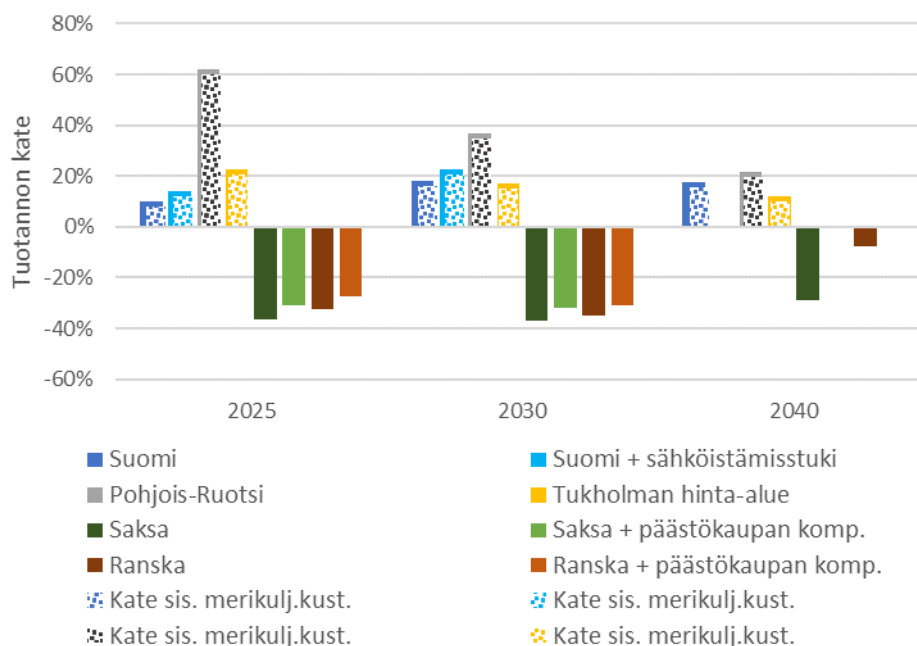


Kuva 20. Vihreän ammoniakkin valmistuksen kustannusjaottelu sähkön referenssihinnalla 50 €/MWh.

4.2.2 Katemallin tulokset

Vihreän ammoniakkin bruttoarvonlisäyksenä käytetään arviota 30 %. Päästökaupan kompensatiotuki olisi Saksassa arviolta 9,83 €/MWh vuonna 2025 ja 9,28 €/MWh vuonna 2030, Ranskassa vastaavasti 7,65 €/MWh ja 7,24 €/MWh ja Suomessa vastaavasti korkeintaan 2,55 ja 2,41.

Katemallin tulokset esitellään kuvassa 21. Suomen, Saksan ja Ranskan katteet esitellään ilman päästökaupan kompensatiota ja sen kanssa, Ruotsilla kompensatiota ei ole. Suomen ja Ruotsin osalta nähdään kate ilman merikuljetuskustannuksia Keski-Eurooppaan (kokovärisenä) ja niiden kanssa (kuvassa pilkullisena). Merikuljetuskustannusten aiheuttama kate-ero on melko pieni verrattuna Suomen ja Ruotsin kate-eroon keski-Eurooppaan.



Kuva 21. Vihreän ammoniakin tuotannon katteet eri maissa, kun Suomen kate on 10 % vuonna 2025. Pilkkuiset pylväsosat kertovat merikuljetuskustannukset mukaan ottavasta katteesta, sen takana näkyvä kokoväriäinen kate, jossa ne eivät ole mukana.

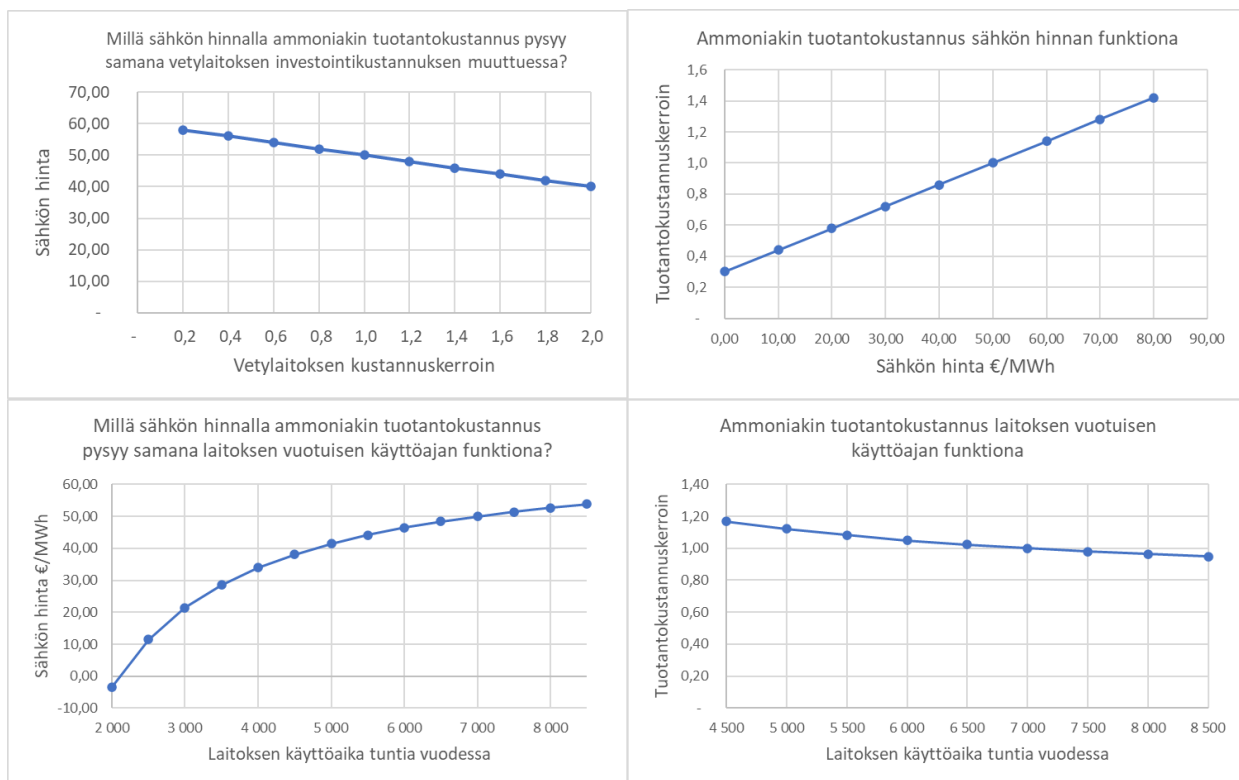
Tuloksista nähdään, että vihreän ammoniakin valmistus on kaikkein kannattavinta Pohjois-Ruotsissa. Tuloksista nähdään myös, että Suomi kilpailee menestyksekkäästi Etelä-Ruotsin kanssa 2030-luvulla, ilman tukiakin. Ranskan ja Saksan sähkön hintatasot eivät ole lähelläkään kilpailukykyiset ilman hyvin merkittäviä lisätukia. Ammoniakin vienti Pohjolasta Rotterdamiin pienentäisi kateetta noin 2 prosenttiyksiköllä. Merikuljetuskustannukset⁹ eivät siis merkittävästi heikentäisi Pohjolan vihreän ammoniakkituotannon viennin kilpailukykyä Keski-Euroopassa.

Vihreän vedyn ja ammoniakin kannattavuus on lähtökohtaisesti huono, kun verrataan maakaasusta valmistettavaan vetyyn, joten edullinen sähkö ja alueen investointi- ja muut tuet vaikuttavat luultavasti merkittävästi investointipäätökseen. Tässä mallinnuksessa Pohjois-Ruotsi näyttäisi houkuttelevimmalta, jonka jälkeen joko Suomi, mikäli sähköistämisen tukea jatketaan, tai Tukholman alue. Mallinnuksessa ei ollut mukana Pohjois-Amerikkaa, mutta selvityksen kohdan 2.5 perusteella voidaan kuitenkin olettaa, että Pohjois-Amerikasta löytyy hyvin edullisia hinta-alueita, jonka lisäksi IRA:n kautta on tarjolla merkittävää tukea investoinneille.

4.2.3 Herkkyystarkastelua

Case-tarkastelu tehtiin yksillä olettamilla. Seuraavassa tarkastellaan eri muuttujien merkitystä kokonaisuuden kannalta (kuva 22).

⁹ Merikuljetuskustannukset arvioitu tasolle 18 €/t.

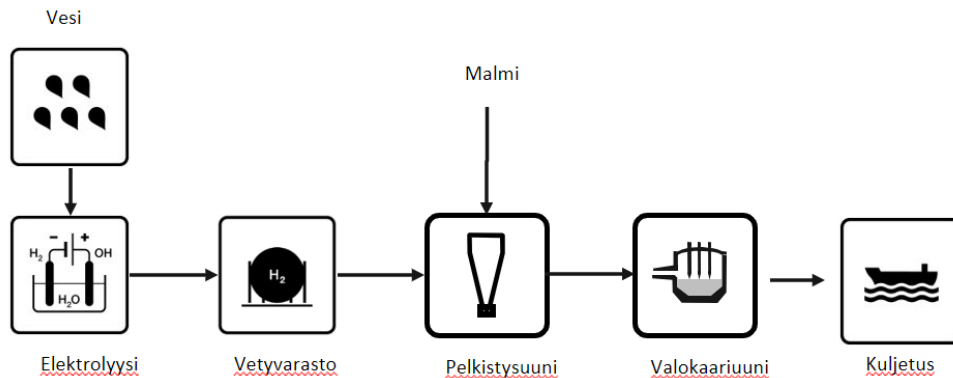


Kuva 22. Vihreän ammoniakkin tuotantokustannuksen herkkyytarkastelua eri muuttujien suhteen.

Vihreän ammoniakkin tuotantokustannus on hyvin riippuvainen sähkön hinnasta. Vetylaitoksen investointikustannuksen isokin muutos, esimerkiksi kaksinkertaistuminen, tasoittuu sähkön hinnan alentamisella 20 %. Kuvasta nähdään myös, miten sähkön hinnan alentamisella voidaan kompensoida vuotuisen käyttöajan lyhentymistä. Jos sähköä saa nollassa hintaan, ei laitosta tarvitse ajaa kuin 2500 tuntia, jotta yksikkötuotantokustannus pysyy samana kuin 7000 tuntia pyörivä laitos. Ja jos käyttöaika lyhenee puolella, ei yksikkötuotantokustannus nouse kuin 25 %.

4.3 Vihreän raakateräksen valmistus

Teräksen valmistus tuottaa maailmanlaajuisesti noin 7 % ilmastopäästöistä. Päästöjen vähentämiseksi on eri keinoja, kuten CCS, mutta viime aikoina vetytelkistys (H2RI) on saanut suurimman huomion. Prosessi perustuu sähkön avulla tuotetun vedyn käyttöön rautamalmin pelkistämisessä. VTT on tutkinut tämän prosessin optimointia sähkömarkkinoilla (Weiss & Ikäheimo 2023). Tässä työssä käytettiin vetytelkistetylle teräkselle kustannusmallia, jonka komponentit on esitetty kuvassa 23.



Kuva 23. Vihreän teräksen valmistukselle käytetty kustannusmalli.

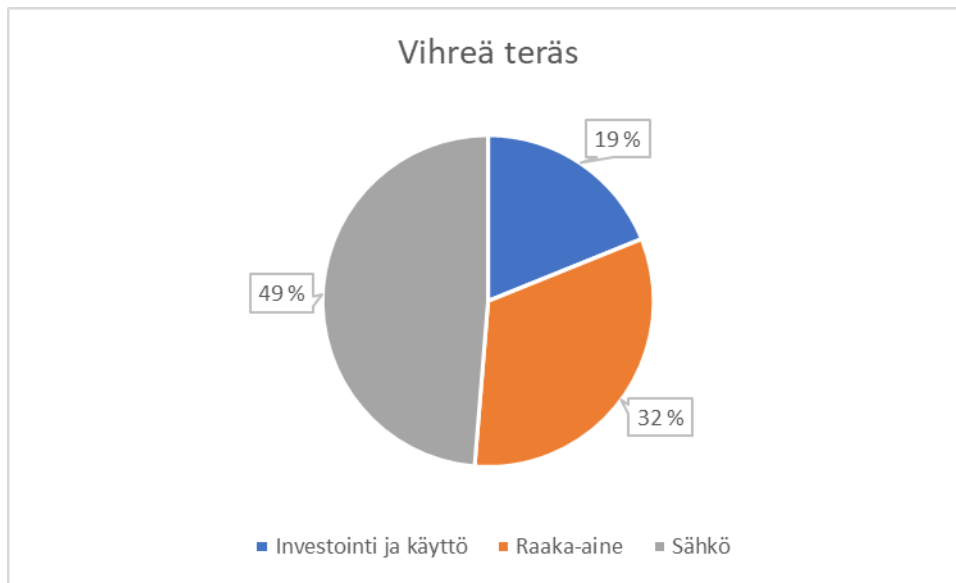
Mallin syöttötietoina käytettiin taulukon 21 mukaisia oletuksia.

Taulukko 21. Vetypelkistetyn teräksen kustannusmallissa käytetyt oletukset.

Suure	Yksikkö	Lähde
Sähkön hinta	50 €/MWh	
Rautamalmi	100 €/t	
Laitoksen kapasiteetti	1000000 t/a	
Käyttöaika	8400 h/a	
Vedyn tarve	68 kg/tHBI ¹	Rechberger et al. 2020
Sähkö valokaariuuni	0,75 MWh _e /t steel	Vogl et al. 2018
Sähkö (elektrolyysi)	55 kWh/kgH ₂	
Rautamalmi	1,5 t/t steel	
Elektrolyysin koko	120 %	
Vetyvaraston koko	2 d	
Korko	5 %	
DR pelkistysuunin investointi	230 €/(t/a)	Toktarova et al. 2021
EAF investointi	184 €/(t/a)	Toktarova et al. 2021
Elektrolyysin investointi	1600 €/(kgH ₂ /d)	Weiss & Ikäheimo 2023
Vetyvaraston investointi	80 €/kgH ₂	

¹ HBI = hot briquetted iron

Mallin kustannusrakenne näkyy kuvassa 24. Laskelmien mukaan sähkön osuus vihreän raakateräksen kokonaiskustannuksista on 49 % ja elektrolyyseri-investoinnin 10 %.

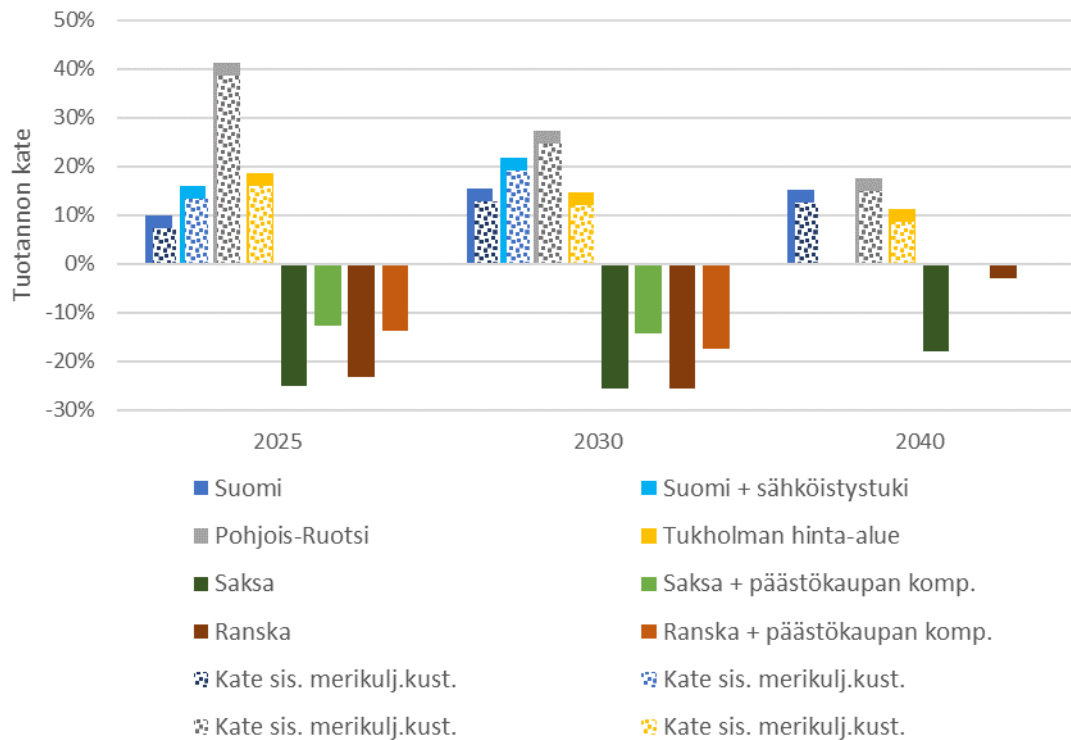


Kuva 24. Vihreän raakateräksen valmistuksen kustannusjaottelu.

4.3.1 Katemallin tulokset

Vihreän raakateräksen bruttoarvonlisäyksenä käytetään arviota 20 %. Päästökaupan kompensatiotuki olisi Saksassa arviolta 20,81 €/MWh vuonna 2025 ja 19,68 €/MWh vuonna 2030, Ranskassa vastaavasti 15,86 €/MWh ja 15,02 €/MWh ja Suomessa vastaavasti korkeintaan 5,29 ja 5,01.

Katemallin tulokset esitellään vihreän raakateräksen osalta kuvassa 25. Suomen, Saksan ja Ranskan katteet esitellään ilman päästökaupan kompensatiota ja sen kanssa, Ruotsilla kompensatiota ei ole. Suomen ja Ruotsin osalta nähdään kate ilman merikuljetuskustannuksia Keski-Eurooppaan (kokovärisenä) ja niiden kanssa (kuvassa pilkullisena).



Kuva 25. Vihreän raakateräksen tuotannon katteet eri maissa, kun Suomen kate on 10 % vuonna 2025. Pilkkulliset pylväsosat kertovat merikuljetuskustannukset mukaan ottavasta katteesta, sen takana näkyy kokovärisen kate, jossa ne eivät ole mukana.

Tuloksista nähdään, että vihreän raakateräksen valmistus on kaikkein kannattavinta Pohjois-Ruotsissa. Tuloksista nähdään myös, että Suomi kilpailee menestyksekkäästi Etelä-Ruotsin kanssa 2030-luvulla ilman tukiakin. Ranskan ja Saksan sähkön hintatasot eivät ole lähelläkään kilpailukykyiset ilman hyvin merkittäviä lisätukia. Raakateräksen vienti Pohjolasta Rotterdamiin pienentäisi katetta noin 2,6 prosenttiyksiköllä. Merikuljetuskustannukset¹⁰ eivät siis merkittävästi heikentäisi Pohjolan vihreän raakateräksen kilpailukykyä Keski-Euroopassa.

USA:n ja Kiinan panostusten myötä muun muassa Saksa ja Ranska tukevat EU:n hyväksynnällä voimakkaasti vihreän teräksen tuotantoa. Esimerkiksi Saksa tukee ThyssenKruppin Duisburgiin suunnittelemaa teräksen masuunituotannon konvertointia vetypelkistykseen 550 miljoonalla eurolla ja ehdollisella 1,45 miljardin operointituella, mikäli vety tuotetaan vihreällä sähköllä maakaasun sijaan (EC 2023d).

Ranska tukee 850 miljoonalla eurolla ArcelorMittalın pyrkimyksiä konvertoida Dunkirkin kolmesta masuunista kahta vetypelkistysuuneiksi, joissa aluksi käytetään maakaasua ja ajan myötä siirrytään vähähiiliseen vetyyn ja biokaasuun, ja kahta happipolttuunia muutetaan sähköuuneiksi (EC 2023e). ArcelorMittalın Euroopan johtaja Geert van Poelvoorde kuitenkin kertoo tuoreessa haastattelussa (Hydrogeninsight 2024), että myönnettyistä tuista huolimatta ei ole lainkaan varmaa, että vetypelkistysuuneissa käytettäisiin ikinä vihreää vetyä maakaasusta saatavan vedyn sijaan, koska se ei vain olisi kilpailukykyistä. Ranskan lisäksi heidän vihreän teräksen tuotantolaitoksille on myönnetty tukia Espanjassa, Belgiassa ja Saksassa, muodostaen kaikkinsa noin 1,65 miljardia tukisumman. Vedyn hinnan pitäisi alentua lähemmäksi 2 €/kg, jotta sen käyttäminen olisi kilpailukykyistä, nykyhintatason ollessa Euroopan elektrolyysereissä noin 6-7 €/kg, josta ehkä vielä päästään optimoimalla 5 €/kg. Kuljetuskustannukset Afrikastakin, missä tuotanto olisi halvempaa, olisivat jo 1,5 €/kg.

¹⁰ Arvioitu kuljetuskustannus 12 €/t.



Myös Ruotsi tukee 3,1 miljardilla kruunulla HYBRIT:n fossiilitoman raakateräksen tuotannon demonstraatiohanketta Jällivaarassa (HYBRIT 2023). Tukea tarvitaan ennen kaikkea vihreän transition varmistamiseksi kilpailussa fossiilisen raakateräksen kanssa, mutta myös varmistamaan, että investointi tehdään omaan maahan eikä muualle. Nationalistisella katsantokannalla on ollut kasvava merkitys viime vuosina. Ensin maailmantalouden covidista toipuminen nosti esiin saatavuusongelman ja riippuvuuden muualla sijaitsevista toimittajista, minkä kasvaneet geopoliittiset jännitteet ja jakolinjat edelleen vahvistivat.

Rautaruukin konvertointi vetypelkistykseen vaatii huomattavia sähkömääriä. 10 TWh uutta kulutusta muodostaisi 10 % Suomen sähkön kulutuksesta. Merkitys sähköjärjestelmään olisi kieltämättä suuri, kun vastaavasti Saksassa kyse olisi vain hyvin hallittavissa olevasta 2 % lisäyksestä.

4.4 Olemassa olevan paperikoneen kilpailukyky

Case-tarkasteluun valitaan kaksi eri paperitehdasta ja paperilaatua:

Hienopaperi valmistetaan sellusta

- Sähkönkäyttö 0,5 MWh/t keskimäärin
- Myyntihinta 800 €/t
- Sähkön osuus myyntihinnasta 3,1 %
- Arvonlisäys 60 %

Light Weight Coated eli LWC-paperi valmistetaan mekaanisesta massasta ja sellusta. Mekaanisen massan valmistus kuluttaa selvästi enemmän sähköä

- Sähkönkäyttö 2 MWh/t keskimäärin
- Myyntihinta 700 €/t
- Sähkön osuus myyntihinnasta 14,3 %
- Arvonlisäys 40 %

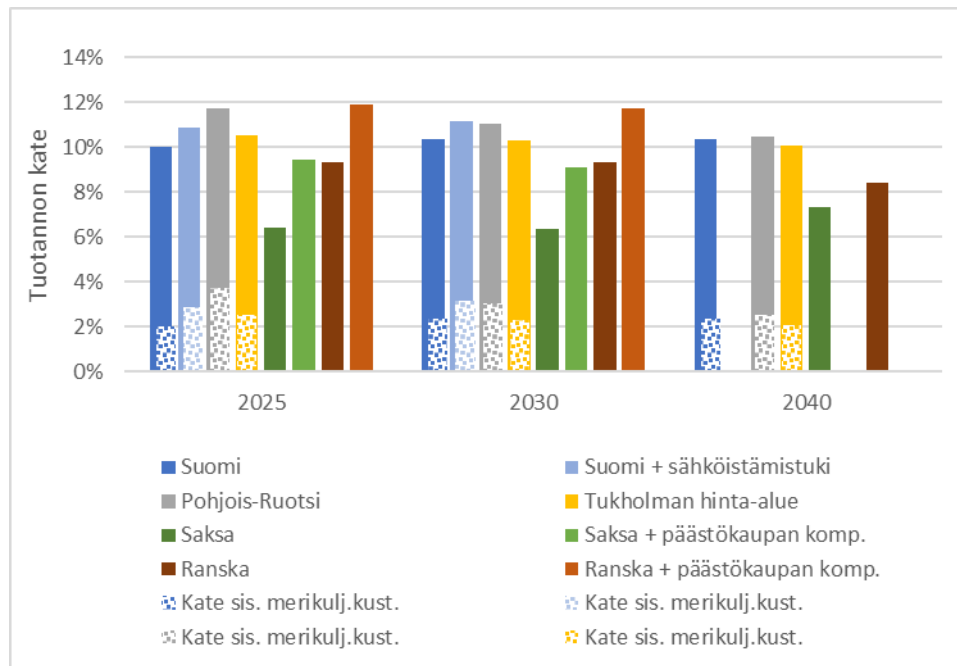
Paperin markkinahinnat ovat vaihdelleet parina viime vuonna melkoisesti, josta syystä hintatasot on valittu pidemmän aikavälin ja nykyhintatasojen väliltä. Myyntihinnat ovat hintatasoarvioita, joiden absoluuttinen taso ei ole viimeisen päälle tärkeä. Niiden avulla kate-erot saadaan konkretisoitua.

Arvonlisäeroihin liittyy eri sähkön käyttö kuin myös oletus, että hienopaperissa käytetään osaltaan halvempia kierrätyskuituja.

4.4.1 Katemallin tulokset hienopaperille

Päästökaupan kompensaatiotuki olisi Saksassa hienopaperilla arviolta 41,36 €/MWh vuonna 2025 ja 38,39 €/MWh vuonna 2030, Ranskassa vastaavasti 33,60 €/MWh ja 31,81 €/MWh ja Suomessa vastaavasti korkeintaan 11,20 ja 10,60.

Katemallin tulokset esitellään hienopaperin osalta kuvassa 26. Suomen, Saksan ja Ranskan katteet esitellään ilman päästökaupan kompensatiota ja sen kanssa, Ruotsilla kompensatiota ei ole. Suomen ja Ruotsin osalta nähdään kate ilman merikuljetuskustannuksia Keski-Eurooppaan (kokovärisenä) ja niiden kanssa (kuvassa pilkullisena).



Kuva 26. Hienopaperin tuotannon katteet eri maissa, kun Suomen kate on 10 % vuonna 2025. Pilkkulliset pylväsosat kertovat merikuljetuskustannukset mukaan ottavasta katteesta, sen takana näkyy kokoväriäinen kate, jossa ne eivät ole mukana.

Tuloksista nähdään, että hienopaperin kate ei ole niin riippuva sähköstä maksettavasta hinnasta. Ilman tukia Suomi kilpailee lähinnä Tukholman sähkömarkkinahinta-alueella olevien toimijoiden kanssa. Tukien kanssa Suomelle tulee pieni etulyöntiasema Tukholmaan verrattuna, ja 2030 myös Pohjois-Ruotsiin verrattuna. Ranskan kannattavuus on ilman tukia melko lähellä Suomen tasoa ja selvästi parempi kuin Saksalla.

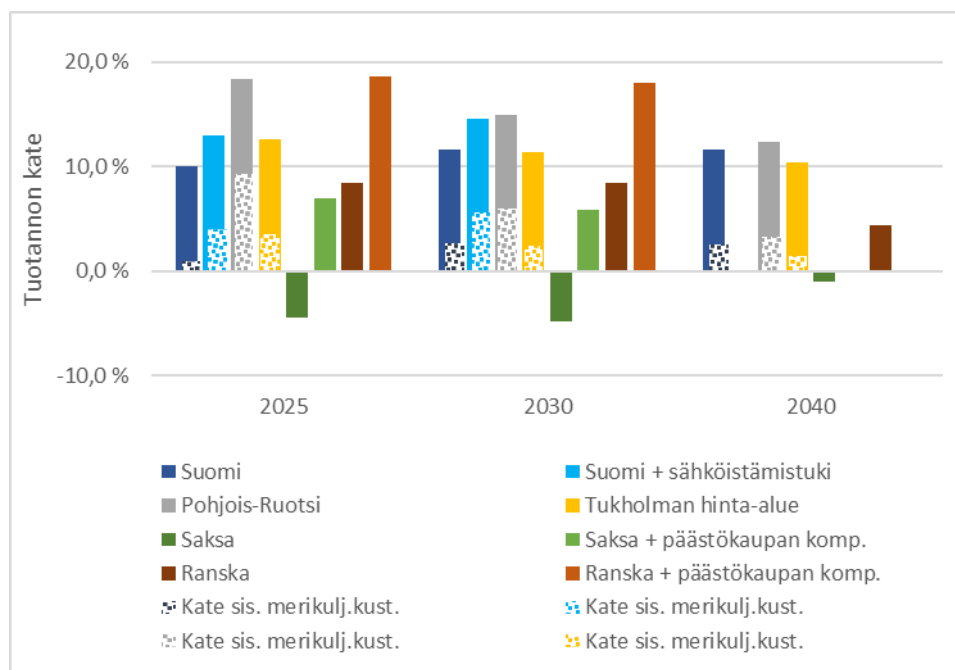
Päästökaupan kompensatio eli sähköistämistuki muodostaa merkittävän vaa'ankielen. Saksasta tulee melkein kilpailukykyinen sen avulla. Ranskan energiaintensiivisen teollisuuden pitkäaikaiset sähkön hankintasopimukset yhdessä päästökaupan kompensatian kanssa lyö laudalta kaikki kilpailijamaat. Kilpailutilanne on varsin tiukka Suomelle, ottaen huomioon, että merikuljetuskustannukset Suomesta Keski-Eurooppaan ovat 9 prosentin luokkaa¹¹. Merikuljetuskustannusten mukaanoton jälkeen kate on enää parin prosentin tasolla eikä ole kovinkaan lähellä Keski-Euroopan tuotannon katetta.

4.4.1 Katemallin tulokset LWC-paperille

LWC-paperin kompensatiotuki on laskettu sähkönkulutuksen kautta. Päästökaupan kompensatiotuki olisi Saksassa LWC-paperilla arviolta 39,04 €/MWh vuonna 2025 ja 36,83 €/MWh vuonna 2030, Ranskassa vastaavasti 27,46 €/MWh ja 25,99 €/MWh ja Suomessa vastaavasti korkeintaan 8,33 €/MWh ja 7,88 €/MWh.

Katemallin tulokset esitellään LWC-paperin osalta kuvassa 27. Suomen, Saksan ja Ranskan katteet esitellään ilman päästökaupan kompensatiota ja sen kanssa, Ruotsilla kompensatiota ei ole. Suomen ja Ruotsin osalta nähdään kate ilman merikuljetuskustannuksia Keski-Eurooppaan (kokoväriäinen) ja niiden kanssa (kuvassa pilkkullisena).

¹¹ Kuljetuskustannus Suomesta Keski-Eurooppaan on noin 90 €/t, josta merirahti muodostaa noin 60 % eli 54 €/t. Hinnan nousu meriliikenteen päästökaupan ja FuelEU Maritime johdosta on noin 7 % eli 6 €/t. (AFRY 2022)



Kuva 27. LWC-paperin tuotannon katteet eri maissa, kun Suomen kate on 10 % vuonna 2025. Pilkkulliset pylväsosat kertovat merikuljetuskustannukset mukaan ottavasta katteesta, sen takana näkyy kokoväriäinen kate, jossa ne eivät ole mukana.

LWC-paperin kate on melko riippuva sähköstä maksettavasta hinnasta. Ilman tukia Suomi kilpailee lähinnä Tukholman sähkömarkkinahinta-alueella olevien toimijoiden kanssa, mutta lyö Keski-Euroopan maita. Tukien kanssa Suomelle tulee pieni etulyöntiasema Tukholmaan verrattuna, ja kate on 2030 melkein Pohjois-Ruotsin tasolla. Päästökaupakompensoitu Ranska on on kaikkein kannattavin. Ilman tukia Saksassa olevien LWC-paperitehtaiden kannattavuus olisi negatiivinen. Tukien kanssakin Suomen LWC-paperin vienti jopa Saksaan on haasteellista merikuljetuskustannusten syödessä 8 prosentin katteesta.

Päästökaupan kompensatio eli sähköistämistuki muodostaa merkittävän vaa'ankielen Keski-Euroopalle, varsinkin kun vastaan asetetaan merikuljetusten kalleus Pohjolasta Keski-Eurooppaan.

4.5 Yhteenveto Case-tarkasteluista

Pohjois-Ruotsi on markkinajohtaja sähkön laajempaan käyttöön perustuvassa kilpailukyvyssä eli vihreän ammoniakkin tai vihreän raakateräksen valmistuksessa. Suomi ja Keski-Ruotsi käyvät tasaista kilpailua, ja Suomi saa hienoisen yliotteen sähköistämistuen kautta vuonna 2030. Sähkön hinnat ovat korkeat Keski-Euroopassa, eikä päästökaupan kompensatiotuet kuro umpeen hintaeroa Pohjoismaihin kuin hyvin pieneltä osin. Vetytalouden osalta Keski-Euroopan takamatka on vielä pitempi kuin raakateräksen.

Koska 66 % vihreän ammoniakkin ja 49 % vihreän raakateräksen kustannuksista tulee sähköstä, sähkön hintatasolla on erittäin painava rooli. Päästökaupan kompensatiotuki on myös suhteellisen alhainen näiden osalta Saksassa ja Ranskassa. Molemmat seikat auttavat pitämään Pohjois-Eurooppaa kilpailukykyisenä.

Paperin valmistuksessa sähkön rooli on paljon pienempi, vaikka toki LWC:ssä moninkertainen hienopaperiin verrattuna, ja kompensatiotuki Keski-Euroopassa melko reipas eli noin 25–45 €/MWh päästöoikeuden tasolla 75 €/t_{CO2}. Suomen sähköistämistuki on 8–11 €/MWh tasolla. Tukiero pien-



tää merkittävästi Suomen matalan sähkön hinnan kilpailuetua. Ranskassa oletetaan lisäksi, että periteollisuudella on pitkäaikaiset edulliset sähkönhankintasopimukset. Tämä tekee sen, että Ranskan tuotanto on erittäin kilpailukykyistä jopa Ruotsiin verrattuna, ja Suomi ja Saksa taistelevat jumbosijasta, kun merikuljetuksen lisäkustannus Pohjolasta Keski-Eurooppaan otetaan huomioon.

Teollisuuden maksama sähkön hinta Suomessa on melko kilpailukykyinen SE3-alueen eli Keski-Ruotsin kanssa, mutta Pohjois-Ruotsilla on merkittävä etulyöntiasema. Saksan ja Ranskan hinnan nykytaso ja ennustettu tulevaisuuden taso eivät pärjää Suomelle, Pohjois-Ruotsista puhumattakaan. Toki malliskenaarioita suuremmat muutokset, esimerkiksi hyvin voimakas vetytuotannon lisäys Pohjois-Ruotsissa ja/tai Suomessa ilman vastaavaa uutta uusiutuvaa tuotantoa kaventaa eroa. Fossiilinen lauhdetuotanto tulee määrittämään Saksan hintatason vielä pitkään. Kuten todettiin, sähkön hinnalla on ratkaiseva merkitys siirryttäessä kohti vetytaloutta, mutta muun teollisuuden kohdalla sähkön hintaan perustuva kilpailuetu häviää helposti tukiin, sähkön rajoitettuun painoarvoon kokonauskustannuksissa ja kuljetuskustannuksiin. Mikäli halutaan ylläpitää kilpailuetua, sähkön tuet eivät saa olla merkittävästi heikommät kuin Keski-Euroopassa.

Vetypohjaiset ratkaisut tulevat tarvitsemaan PPA-sopimuksia. Sekä tuuli- että aurinkovoiman PPA-hinnat ovat Ruotsissa ja Suomessa alhaiset Keski-Eurooppaan verrattuna. Vuoteen 2030 asti vihreän vedyn tuotannon ja kulutuksen tasausjärjestelmä on kuukausipohjainen, mikä alkuunsa helpottaa pidempien huipunkäyttöaikojen toteuttamista tuuli- ja aurinkovoimakombinaatioilla, ellei niissä Pohjoismaissa hyödynnä kokonaan tai osittain vesivoimaa. Vihreän transition ratkaisuihin valtion investointi- ja/tai käyttötuotet tulevat kuitenkin olemaan tärkeässä asemassa, sillä esimerkiksi vihreä ammoniakki ja vihreä raakateräs kilpailevat ensisijaisesti halvempaa fossiilipohjaista tuotantoa vastaan. Pohjoismaiden parempi kilpailukyky tarkoittaa sitä, että jos tuotantoa halutaan tänne, täällä tarvitaan vähemmän tukea, mutta tarvitaan kuitenkin.

5. Vaikutusten systeeminen tarkastelu

Case-tarkasteluiden lisäksi edunvalvontajärjestöjen avulla osallistettiin kemian-, teräs- ja metsäteollisuuden yrityksiä työpajoihin sen selvittämiseksi, mitkä ovat yritysten tärkeimpiä sidosryhmiä tilannekuvan ja näkemyksen luomiseksi energia- ja sähkömarkkinoihin liittyen liiketoimintapäätösten tueksi. Lisäksi luotiin laadullinen systeemimallinnus yritysten ja edunvalvontajärjestöjen näkemyksistä sähkömarkkinan ja yritysten toiminnan vuorovaikutussuhteista.

Laadullisella systeemimallinnuksella luodaan ryhmämallinnusmenetelmin pehmeää systeemimetodologiaa ja systeemidynaamisen mallinnuksen syy-seuraus-kaavioiden avulla visuaalinen kokonaiskuva tutkimuksen tuloksista ja linkitetään tunnistetut energiamarkkinan muutokseen vaikuttavat tekijät valittujen teollisuudenalojen investointipäätöksentekoon vaikuttaviin tekijöihin. Tavoitteena on luoda muiden työvaiheiden tuotoksien avulla kompleksisen ongelman kuvaus siten, että eri sidosryhmät hahmottavat kokonaisuuden ja vaikutusmekanismit ja asiakkaalle syntyy helpommin edelleen kommunikoituva yhteenveto kokonaisuudesta.

5.1 Yritysten tärkeimmät sidosryhmät

Yritysten sidosryhmiä kartoitettiin kolmella tasolla: Kansallinen ja kansainvälinen taso, paikallinen taso ja yrityksen sisäiset sidosryhmät. Tarkastelussa mukana olleet yritykset keräävät näkemystä ja pyrkivät kommunikoimaan omia tavoitteitaan hyvin monipuolisissa verkostoissa kansainvälisesti.

Kaikkien toimialojen yritykset pitivät sekä suoria henkilökontakteja että kansainvälisiä verkostoja informaation ja raporttien välittäjänä relevantteina. Suorien kontaktien rooli korostui erityisesti siitä näkökulmasta, että yritykset pyrkivät ottamaan proaktiivisesti selvää esimerkiksi EU-lainsäädännön täytäntöönpanon eroista paikallisella tasolla, missä koettiin olevan huomattavia eroavaisuuksia.



Yritysten voi nähdä muodostavan hyvin monipuolisen informaatioverkoston, jonka avulla ne pyrkivät muodostamaan viimeisimpään tietoon perustuvan näkemyksen sähkömarkkinoiden paikallisista eroista ja kansainvälisistä yhtäläisyyksistä, jotta ne voivat arvioida joko olemassa olevan tai suunnitellun tuotannon kannattavuutta tulevaisuudessa.

Yhteisiä sidosryhmiä jokaiselle teollisuudenalalle on sähkömarkkinatilannekuvan muodostamiseksi selvityksen perusteella seuraavat viisi tahoa:

- 1) Kiinteä yhteys kansallisiin ja kansainvälisiin edunvalvontajärjestöihin,
- 2) Yhteydenpito ja yhteistyö virkamiehistön kanssa,
- 3) Fingrid,
- 4) Paikalliset sähköverkkoyhtiöt, sekä
- 5) Yrityksen ylin johto tiedon hyödyntäjänä viimekädessä

Kattava listaus yritysten edustajien tunnistamista sidosryhmistä on esitetty oheisessa taulukossa.

Yritysten edustajat nostivat myös muita tärkeitä tietotarpeita ja analysoitavia seikkoja sähkömarkkinoiden toiminnan ja siihen suoraan liittyvän sääntelyn lisäksi. Erityisesti globaalisti toimivat yritykset pyrkivät luomaan tilannekuvaa maanosien välisestä kilpailusta, liiketoimintayksiköiden välisestä kilpailusta ja toimintaedellytyksistä paikallisessa toimintaympäristössä, muiden tuotanto-olosuhteiden ja infran laadusta, sekä paikallisista pullonkaloista ja kustannuskilpailukyvyistä yleensä.

Taulukko 22. Kemian-, teknologia- ja metsäteollisuuden yritysten tärkeimmät sidosryhmät sähkömarkkinoiden ja siihen olennaisesti liittyvän toimintaympäristön ennakoinnissa.

Sidosryhmätaso	Kemianteollisuus	Teknolohiateollisuus	Metsäteollisuus
Kansalliset ja kansainväliset	Euroopan Unioni IRA COP28 Virkamiehistö (kansallinen) Poliitikot Kemianteollisuus Business Finland Fingrid Energiavirasto Energiaoyhtiöt ELY-keskukset Aluehallintovirasto Gasgrid NGO:t: greenpeace, WWF Maankäyttö- ja lupaviranomaiset	OPEC Ilmastopimukset Eurofer Metallinjalostajat (Suomessa) Elfi SKGS (Ruotsi) Virkamiessuhteet Fingrid (asiakastoimikunnat) Kaukolämpöyhtiöt ja verkko Raahen lämpö Hämeenlinnan lämpö	Metsäteollisuus ry Poliitikot Tutkimuslaitokset Euroopan paperijärjestö (CEPI) Maakohtaiset paperiliitot EU Virkamiehet Maakohtaiset MEPit Fingrid
Paikalliset	Kilpilahden voimalaitos Paikalliset sähköverkkoyhtiöt	Kantaverkko Sähkönsiirtoinfra Maanomistajat	Verkkoyhtiöt ja muut infraan liittyvät toimijat
Yrityksen sisäiset	Yritysjärjestelyt Liiketoimintayksiköt Vihreän siirtymän sidosryhmät CEO office Media Energiaosto	Markkinaseurannan palvelut Liiketoimintadivisioonat Hallitus Konsernin johdon suhteet ja lobbarit	Konsernin globaali yhteiskuntasuhdetiimi Liiketoimintakohtainen sääntelyseuranta Energiamarkkina-analyysi



Mallin tulkinta ja työpajatulosten yhteenveto on jäsennelty kolmeen osioon: Sähkömarkkinat ja hinnat, Sähköntuotanto, teknologia ja kulutus, sekä sääntely-ympäristön vaikutus investointeihin.

5.2.1 Sähkömarkkinat ja hinnat

Yritysten edustajat ennakoivat sähkön hinnan vaihtelun pysyvän suurena tai kasvavan. Lisäksi sähkön keskihinnan odotetaan olevan pitkällä aikavälillä nousujohteisessa trendissä saavuttaen yleiseurooppalaisen tason ennemmin tai myöhemmin. Sähkömarkkina koettiin verrokkimaita (esim. muut EU-maat) markkinaehtoisemmin toimivampana, eli Suomessa ei puututa sähkön hinnanmuodostukseen yhtä voimakkaasti kuin muualla. Tästä voi seurata yrityksille kannustin siirtyä enenevissä määrin esimerkiksi PPA sopimukseen ja kärsivän lisäksi hinnan vaihtelulta suojaavien instrumenttien hintojen noususta. Toisaalta pienemmillä yrityksillä ei välttämättä nähdä olevan samanlaista kykyä suojautua vaihtelevilta hinnoilta kuin suuryrityksillä.

Sähkömarkkinoiden osittaisen paikallisen luonteen ja toisaalta yritysten loppumarkkinoiden globaalin luonteen välillä koettiin olevan ristiriita. Yritysnäkökulmasta Suomen sähkömarkkinoiden volatiliiteetti aiheuttaa haasteita globaalisti tarkasteltavaan kilpailukykyyn eri yritysten ja myös yritysten sisäisesti eri yksiköiden kilpailukyvyssä ja sen arvioinnissa.

Sähkömarkkinan ja hinnan osalta tukimekanismiksi tunnistettiin sähkön hintakatto, joka toisaalta leikkaa sähkön äärimmäisiä hintahuippuja, mutta mahdollisesti myös heikentää säätö- ja huippuvoimaan investoimisen houkuttelevuutta.

Sähkömarkkinoihin ja hintoihin vaikuttaviksi tukimuodoiksi ja niiden vaikutuksiksi tunnistettiin:

- Hintakatto
 - Tulkittiin alentavan säätö-/huippuvoimainvestointien houkuttelevuutta
 - Tulkittiin rajoittavan sähkön hinnan vaihteluväliä (leikkaa vain äärimmäiset huiput)
- Kapasiteettimekanismi
 - Tulkittiin tasapainottavan tai kasvattavan säätövoimainvestointien houkuttelevuutta

5.2.2 Sähköntuotanto ja teknologia sekä kulutus

Sähköntuotannon ja teollisuustuotannon tuotanto- ja kulutusprofiilien erot aiheuttavat huolta yrityksissä. Kaikki yritykset eivät pysty osallistumaan reserviin kysyntäjouston muodossa, vaan niiden on varauduttava sähkön saatavuuden ja hinnan vaihteluun täysimääräisesti. Investoinnit uusiutuvaan energiaan (tuuli- ja aurinkovoima) lisäävät tarvetta säätövoimalle. Säätövoiman ja reservimarkkinan kustannusvaikutukset ja kustannusten jakautuminen sähkön tuottajien ja kuluttajien, sekä valtion kesken ovat yhä epäselviä yrityksille. Uusia investointeja ajatellen myös sähköverkon kapasiteetin kehityksen viiveet nähdään huomionarvoisen seikkana.

Sähköntuotantoon, tuotantoteknologiaan ja kulutukseen suoraan tai epäsuorasti liittyvinä tukimekanismeina tunnistettiin sähköistämistuki, investointituet uusiutuvaan sähköön, sekä kapasiteettimekanismit. Sähköistämistuki vaikuttaa sekä kulutuspuolella yritysten energiatehokkuusinvestointeihin, että sähköntuotantopuolella kannustaa investoimaan uusiutuvaan sähköön, kuten myös suorat investointituet. Kapasiteettimekanismin nähtiin vaikuttavan positiivisesti säätövoimainvestointeihin, vaikkakin sen vaikutusmekanismit olivat tukimekanismien epäselvimmästä päästä yritysten edustajille.



Sähköntuotantoon ja teknologiaan vaikuttaviksi tukimuodoiksi ja niiden vaikutuksiksi tunnistettiin:

- Sähköistämistuki
 - Tulkittiin kasvattavan suoria investointeja uusiutuvan energian tuotantoon
 - Tulkittiin kasvattavan yritysten panostuksia energiatehokkuuteen
- Investointituki
 - Tulkittiin, että tarjolla on tukimuotoja, joilla tuetaan suoria investointeja uusiutuvan energian kapasiteetin rakentamiseen

5.2.3 Sääntely-ympäristön vaikutus investointeihin

Osallistuneiden yritysten edustajien näkökulmasta Suomen regulaatioympäristö koettiin verrokkimaita heikommaksi. Nykyisellään sääntelyn, tai sen puutteen paikoitellen, nähtiin kasvattavan sähkön hinnan vaihtelua. Myös yleinen luottamus sähkömarkkinoiden toimintaan ja mahdollisten investointitukien jatkuvuuteen oli heikkoa.

Yritysten päätöksentekoon vaikuttaa vahvasti niiden kansainväliset verkostot ja käytännön kokemukset eri maiden regulaatiosta. Näkemys oli, että suomalaisilla poliitikoilla ei ole riittävää ymmärrystä esimerkiksi muiden EU-maiden tukitoimista yrityksille. Samalla Suomessa koetaan sovellettavan ja tulkittavan EU-lainsäädäntöä verrokkimaista tiukimmin. Verrokkimaiden poliittista reagointikykyä energiamarkkinoiden muutoksiin keuhuttiin Suomea paremmaksi, mitä tulee teollisuuden tarpeiden huomioimiseen. Lisäksi esimerkiksi sähköverkkojen valvontamalliuudistuksen koetaan heikentävän investointeja sähköntuotantoon ja sähkönsiirron infraan.

Sääntely-ympäristöön liittyy paljon sekä laadullista että ajallista epävarmuutta. Sääntelyn tarkkuus ja monimutkaisuus, sekä viiveet päätöksenteossa ja tulkinnoissa aiheuttavat epävarmuutta yritysten päätöksentekoon. Käytännön esimerkkeinä edunvalvontajärjestöjen puolelta lainsäädännön laadullisista epävarmuuksista mainittiin kestävyyskriteerit, ydinvoiman hyödyntäminen vedyntuotantoon ja ydinvoiman hyväksyttävyyys, vihreän vedyn laatutavoitteet ja yleinen reagointikyky, sekä viiveet tukimekanismien rakentamisessa.

Yritysten tehdessä jatkuvaa tunnustelua regulaatioympäristön muutoksista toimintamaissaan, on Suomessa sijaitsevan nykyisen ja mahdollisen tulevan tuotannon kilpailukyky jatkuvasti huomaamatta suurennuslasin alla.

Sääntely-ympäristöön yleensä, sekä yritysten tuotantokapasiteetti-investointeihin liittyen tunnistettiin:

- Teollisuuden investointituet
 - Suorat investointituet tuotantokapasiteettiin
- Regulaatioympäristön ennakoitavuus ja laatu
 - Sääntelyn määrällä, tarkkuudella, oikea-aikaisuudella, sekä ennakoitavissa olevalla oletetulla jatkuvuudella nähtiin olevan merkittävä vaikutus siihen, miten hyödyllisiksi muut tukimekanismit koetaan yritysten näkökulmasta



6. Johtopäätökset ja yhteenveto

Kilpailukyky on vaikeasti hahmotettava kokonaisuus. Yksittäisen tuotteen, yrityksen tai tuotantolinjan kilpailukyky voidaan laskennallisesti määrittää suhteessa kilpailijoiden tuotantokustannuksiin tai markkinahintaan, mutta ylemmän tason tarkastelussa, teollisuusaloittain tai maittain, arviointi on pakostaankin suuripiirteisempi ja kokonaisuudessaan enemmän kvalitatiivinen kuin kvantitatiivinen muulta osin kuin yksittäisten tukien vertailun osalta.

Energiaintensiivisen teollisuuden sähköstä maksama nettohinta vaihtelee eri markkina-alueilla ja Suomen kilpailukyky on vetytalouden osalta Keski-Eurooppaan verrattuna kohtuullisen hyvä, vaikka Ruotsi ja varsinkin Pohjois-Ruotsi ovat edellä, ks. taulukko 23. Olemassa olevan sähköintensiivisen teollisuuden osalta sähköistämistuki eli päästökaupan kompensatio Saksassa ja Ranskassa on niin suuri, että esimerkiksi Suomen paperiteollisuuden on haastavaa kilpailla heidän kanssaan heidän maaperälläään, kun otetaan huomioon viennin merikuljetuskustannukset Suomesta sinne.

Taulukko 23. Energiaintensiivisen teollisuuden kokema eri maiden houkuttelevuus sähkön käytön ja eri tukien kannalta arvioituna ja liikennevalovärein ilmaistuna. Lukuarvot vuoden 2025 mukaisia case-esimerkkeihin pohjautuvia arvioita.

Houkuttelevuus- taulukko	Sähkön markkinahinta	Sähkö PPA-sopimus	Siirtotariffit	Sähkövero	Sähköistämis- tuki	Investointi- tuet	Energiaverop- alautukset
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh		
Suomi	43,25	42	4,09	0,5	≤ 2.55...11,20 ¹ V. 2025 jälkeen	EU-pohjaiset tuet	Loppuu 2024
Ruotsi - (Tukholma)	37,65	39	2,59	0,5	ei	EU-pohjaiset tuet	Kyllä
Ruotsi - (pohjoinen)	25,5	39	-0,28	0,5	ei	EU-pohjaiset tuet	Kyllä
Saksa	91,3	58	3,1 / 6,8	0,5	9,83...41,36 ¹	Myös kansallisia tukia	Kyllä
Ranska	45 / 87,3	55	3,5 / 6,51	0,5 - 5,5	7,65...33,60 ¹	Myös kansallisia tukia	Kyllä
USA	44 - 49					Merkittävä tuk ² , mm. IRA	

¹ Ranskalla täysi päästökaupan kompensatio, Suomella korkeintaan 1/3 kompensatio ja Saksalla täysi kompensatio super cap- lisäkompensatiomahdollisuudella

² USA:n tuilla on eri muotoja, muun muassa suora investointituki tai verohyvytykset, esimerkiksi jopa 3 \$/kg vedylle

Veropolitiikka-analyseissa eri verotasojen tehokkuutta on voitu tarkastella ainoastaan yrityksen kokonaiskannattavuuden kautta. EU ei salli kannattamattomien yritysten tukemista, jolloin tukien elinehtonakin on jo kannattavuus ilman tukia. Lisäksi on ymmärrettävä, että yrityksillä voi olla monta tuotetta tai tuotantolaitosta, jolloin kannattavuutta ja kilpailukykyä on tarkastettava tuotteittain ja tuotantolaitoksittain. Yrityksen tehtävänä ei ole toimia sosiaalisena tukimekanismina maakunnille tai työllisyydelle, päinvastoin. Teollisuuteen liittyvän veropolitiikan tärkein tehtävä on tasoittaa kilpailua verrattuna kilpailijamaihin ja erityisesti verrattuna kilpailijamaiden tukiin. Vaikka tuen puuttuminen aiheuttaa katteessa vain prosenttiyksikön tai kahden alenemisen, kilpailuasetelma voi muuttua eri tuotantolaitosten kesken yrityksen sisällä ja markkinoilla yleisemmin. Alentunut kate ei ehkä enää kata tuottotavoitetta ko. riskitasolla¹², tai markkinoiden yli tuotantolaitos voi siirtyä alas ajettavien kärkeen, tai investointia suunniteltaessa, toisen maan kilpailukyky voi näyttää paremmalta.

Suorat ja epäsuorat tuet vaikuttavat kilpailukykyyn. Ideaalimaailmassa ei olisi mitään tukia, ja vähähiilisyys siirtymisen kannustimena toimisi kuluttajien maksamat preemiot. Koska maailma askeltaa eri vauhtia, jonkun maan kovemmat muutostavoitteet ja -pakotteet voivat aiheuttaa esimerkiksi

¹² Yritykset tavoittelevat korkeampaa korkoa kuin mitä riskittömille valtionobligaatioille maksetaan. Kasvava tuote- tai tuotantoriski lisää vastaavasti katepreemiotavoitetta.



hiili- ja investointivuotoa löyhemmän tavoitteen maihin. Teollisuuden transitiossa tukea tarvitaan ensisijaisesti kilpailussa fossiilienergiaan perustuvan tuotannon kanssa. Toisaalla tuet voivat taas olla niin suuret, kuten monesti mainitaan USA:n Inflation Reduction Actin yhteydessä, että teollisuus siirtyy sinne. Tästä syystä EU tukee transitiota ja koettaa luoda Eurooppaan hyvät kilpailuasetelmat muuhun maailmaan verrattuna. Tämä on pienelle maalle tärkeää, koska mitä isompi markkina-alue, sen parempi yritykselle. EU:n sisällä löyhempi tukisäännöstely antaa tosin mahdollisuuden yksittäisille maille koettaa ylisuurilla tuilla houkutelua teollisuutta naapurimaitensa nenän edestä vaurauden, työllisyyden, veromarkkojen jne. toivossa, mikä ei ole suotavaa. Toisaalta viime vuosina on havahduttu kansainväliseen kauppaan liittyviin toimitusepävarmuuksiin kriisitilanteissa ja tätä huolta vahvistaviin kasvaviin geopoliittisiin jännitteisiin. Suuret maat kuten Saksa ja Ranska tukevat esimerkiksi terästeollisuuden osalta olemassa olevan teollisuutensa transitiota. Ei kuitenkaan ole varmaa, onko edes niiden nykyinen tukitaso itsessään riittävä, jotta vähähiilisestä tuotannosta tulisi kilpailukykyistä. Lisäksi on myös otettava huomioon, että varsinkin vähähiilisen teollisuuden kilpailukykyyn voi vaikuttaa myös muut seikat kuin sähköstä maksettava hinta ja investointikustannukset tukineen. Teollisuus voi esimerkiksi hyötyä laajemmasta vedyn toimintaympäristöstä useine tuotantopisteineen, siirtoverkkoineen, varastointeineen, markkinoineen ja moninaisine käyttökohteineen. Puhdasta siirtymää ei toteuteta pelkästään aina yhtä teollisuuslaitosta kerrallaan, vaan muuttamalla koko energia- ja toimintajärjestelmää. Siihen USA valmistautuu, ja siihen EU valmistautuu.

6.1 Suomen teollisuuden kilpailukyky

Vaikka Eurooppa muodostaa yhtenäisen sähkön markkina-alueen, pullonkaulat tuovat edelleen eroja eri alueille. Pohjoismaissa on tällä hetkellä varsin hyvät säätöresurssit, muun muassa Ruotsin ja Norjan vesialtaiden muodossa, mutta myös lämmitystarpeen tyydyttämisen sähköistymisen kautta. CHP-tuotannon runsaus Suomessa, Ruotsissa ja Tanskassa Keski-Eurooppaan verrattuna tuo vielä lisäjoustoa sähkömarkkinoille. Sähkömarkkinoiden hintataso pysyy simulointitulosten mukaan Pohjolassa merkittävästi manner-Eurooppaa alhaisempana 2025–2040. Pohjoismaissa on tällä hetkellä runsaasti muuttuvilta kustannuksiltaan edullista perusvoimaa, kun taas Saksassa muuttuvilta kustannuksiltaan kalliimpi fossiilinen tuotanto hallitsee vielä noin 40 % tuotanto-osuudella. Ranskassa mallitulosten hintataso oli Saksaa alhaisempi johtuen muuttuvilta kustannuksiltaan huokean ydinvoiman suuresta määrästä. On toki muistettava, että jos kysyntä tai tuotantokapasiteetti muuttuu merkittävästi oletetusta, myös tulokset tulevat muuttumaan. Sikäli kun teollisuus siirtyy entistä enemmän hyödyntämään (valtion tukemia) PPA-sopimuksia, vertailukohtaksi tulee niiden hintataso. PPA-sopimusten hintatasoon vaikuttaa sekä paikallinen tuotantokustannus että myönnettävät tuet ja sopimusten kysynnän ja tarjonnan tasapaino.

Kokonaisuudessaan Pohjoismaissa sähköjärjestelmän säätökyky on merkittävästi ilmeikkäämpi Keski-Eurooppaan verrattuna, minkä takia sähkön hintavaihtelu tulee olemaan Suomessakin maltillisempaa. Esimerkiksi vuonna 2040 Saksassa ja Ranskassa nähdään jopa kolmiportainen markkinahinnan pysyvyyssäyrä. Ruotsin tilanne on kaksijakoinen: pohjoisessa on sekä uusiutuvaa sähkön tuotantoa että kohtalaiset vesialtaat, mikä luo toimintavarman ympäristön ja tasaisemman hinnan. Tarpeeseen nähden heikohkon pohjois-etelä-siirtoyhteyden takia eteläisemmässä Ruotsissa on pohjoista heikompi toimintaympäristö.

Case-tarkasteluissa nähdään, että jos investointitukiohjelmia ei olisi olemassa, niin uudet, paljon sähköä käyttävät teollisuuskohteet kuten vihreän ammoniakkin tuotantolaitos tai uusiutuvaan sähkөөn pohjautuva raakaterästuotanto ovat selkeästi menestyksekkäämpiä Pohjolassa kuin Keski-Euroopassa. Saksan ja Ranskan kovemmat teollisuuden tuet eivät riitä muuttaman kilpailuasetelmia. Pohjolan sisällä Pohjois-Ruotsi johtaa joukkoja Keski-Ruotsin ja Suomen mittaillessa varsin tasapäisesti voimiaan. Myös USA vaikuttaa sähköhintatasonsa ja tukiohjelmiansa perusteella hyvin kilpailukykyiseltä.



Energiaintensiiviseen teollisuuteen kuuluu laaja spektri teollisuussektoreita. Näiden osalta kilpailuti- lannetta Suomen ja Keski-Euroopan välillä hankaloittaa varsin suuret merikuljetuskustannukset, jotka meriliikenteen päästökaupan ja FuelEU Maritimen myötä syövät katteesta esimerkiksi paperi- teollisuuden osalta 8–9 prosenttiyksikköä. Keski-Euroopassa saatavat selvästi korkeammat päästö- oikeuden kompensaatit ja merikuljetuksista suomalaisten tehtaiden vientituotteille aiheutuvat lisä- kustannukset antavat Keski-Euroopan paperitehtaille kilpailullista etua. Tilanne on Suomen teolli- suuden kilpailukyvyllä vieläkin huonompi, mikäli ei edes nykytasosta sähköistämistukea jatketa vuo- den 2025 jälkeen Saksan ja Ranskan tavoin.

Keskeiset havainnot ja suositukset:

- Kaikilla keskeisillä kilpailijamailla on käytössä merkittäviä puhtaan siirtymän tukimekanismeja kuten esimerkiksi investointitukia. Varsinkin USA:n tukimekanismit ovat erittäin vakuuttavat.
- Suomen vahvuudeksi voidaan lukea verrattain edullinen sähkön markkinahintahinta nyt ja tulevaisuudessakin Keski-Eurooppaan verrattuna.
- Teollisuuden sähkön hankintahinta on Pohjois-Ruotsissa erittäin kilpailukykyinen Suomeen verrattuna, joka puolestaan kilpailee tasaväkisesti Keski-Ruotsin kanssa.
- Keski-Euroopassa maksettava täysmääräinen päästökaupan kompensatio (sähköistämis- tuki) kaventaa Suomen kilpailuetua, tietyillä tuotteilla hyvinkin voimakkaasti.
- Nykyisen suomalaisen teollisuustuotannon kilpailukyvyyn turvaamiseksi kilpailukykyinen ve- rotus ja sähköistämisen tuen jatkaminen tasatahtia kilpailijamaiden kanssa ovat perusteltuja.
- PPA-sopimusten hinnat ovat Suomessa olleet kilpailukykyiset muihin kuin Ruotsiin verrat- tuna, mutta tulevaisuutta on vaikeampi ennustaa muun muassa EU:n esille nostamien valti- ontakausten myötä. Tällä on iso merkitys vihreän vedyn ja täten vihreiden vetyjohdannaisten investointien kannattavuuteen, sillä EU-lainsäädäntö vaatii vihreyden osoittamiseksi muun muassa PPA-sopimuksen.
- Markkinasähkön tuntihintavaihtelut tulevat olemaan paljon vähäisemmät Suomessa kuin Saksassa tai Ranskassa 2030 ja 2040, vaikka nollatunteja on yhtä paljon.
- Puhtaan siirtymän tukemiseksi on myös huolehdittava energianinfrastruktuurin ja toimintaym- päristön kehittämisestä kokonaisvaltaisesti.
- Pidemmällä aikavälillä Euroopan tulisi vastata muiden isojen talousalueiden juoksuun yhte- näisesti
 - Tarvitaan EU:n sisällä tasapuolisia ja teknologianeutraaleja tukiohjelmia, joiden avulla investoinnit suunnataan kilpailukykyisiin kohteisiin.
 - Varmistetaan huoltovarmuuden kannalta riittävä oma teollisuustuotanto liittolais- maissa, EU:ssa ja Suomessa.

6.2 Kapasiteettimekanismit ja joustokapasiteetti

Kapasiteettimekanismien kanssa tulee olla varovainen, ettei luoda ylisuurta, teknologiaspesifiä ja kallista politiikkainstrumenttia, jonka hyödyt valuvat järjestelmän sijasta yksittäisille toimijoille. Ensi- sijaisesti kapasiteettimekanismeilla voitaisiin kannustaa investointeja uusiin joustokohteisiin joka puolella sähköjärjestelmää – sekä tuotannossa, varastoinnissa että kulutuksessa. Avoimeen, tekno- logianeutraaliin kilpailuun perustuva kapasiteettimekanismi voi parantaa sähköjärjestelmän jous- tavuutta ja sitä kautta toimitusvarmuutta merkittävästi hilliten korkeita hintoja. Markkinoiden ulkopuoli- nen tehoreservi lisäsi toimitusvarmuutta, mutta ei hillinnyt korkeita hintoja, minkä takia se koettiin yleisesti melko hyödyttömäksi. Kapasiteettimekanismiehtoiset parannukset joustavuuteen voivat syntyä pienissä, yllättävissäkin paikoissa, kuten teollisuuden olemassa olevissa prosesseissa, tai



puolestaan kannustaa suuriin, pumppuvoimaloiden kaltaisiin uusiin investointeihin. Pahimmillaan kapasiteettimekanismilla tuetaan kaikkia olemassa olevia, voimalaitoksia tai kysyntäjoustoja nostoen sähkön hankintahintaa jopa 10 €/MWh, siten rasittaen teollisuuden kilpailukykyä, tuomatta edes markkinoille juurikaan uutta joustokapasiteettia. Tätä tulee välttää ja sen sijaan tähdätä tasaiseen pelikenttään, tavoitteena parantaa Suomen sähköjärjestelmän toimitusvarmuutta tehokkaasti jakaen kustannukset kaikkien sähköjärjestelmän osallisten kanssa.

Keskeiset havainnot ja suositukset:

- Kapasiteettimekanismin tulee perustua avoimeen ja teknologianeutraaliin kilpailuun kuitenkin asettaen tukeen oikeutetun kapasiteetin päästöille ylärajan $550 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_e$.
- Suomella on erinomaiset mahdollisuudet hyödyntää muun muassa lämmityksen ja sähköjärjestelmän sektori-integraatiota kysyntäjoustopuolella
 - Hetkellisesti ylisuuri sähkön tuotanto on helpointa käyttää lämmön tuottamiseen.
 - Lämmön varastointi maksaa vain murto-osan sähkön varastoinnista. Höyryn varastointi on kuitenkin haastavampaa ja kalliimpaa kuin lämpimän veden.
 - Lämmön tuottajat/käyttäjät ovat usein myös aktiivisia sähkömarkkinoilla (kaukolämpöyhtiöt, suurteollisuus ja markkinahintaiset sähkölämmittäjät).
- Kysyntäjousto on osoittautunut jo toimivaksi energiakriisin aikana ja voisi olla merkittäväosa ratkaisua ainakin lähivuosina.
- Vaikka tasainen sähkön hinta olisi houkutteleva, vaihteleva sähkön markkinahinta on hyvin tärkeä ohjaussignaali ja kannustin kulutusjoustoille.
- Edistetään informaatio-ohjauksen lisäämistä kulutuspuolella esimerkiksi sähköautojen latauksessa ja sähkölämmityksessä.
- Koetetaan saada uusi vihreän siirtymän sähkön kulutus seuramaan sään mukaan vaihtelevaa uusiutuvaa tuotantoa
 - Valjastetaan vihreän siirtymän tukimekanismit tukemaan tätä kulutusjoustoja.
 - Esimerkiksi elektrolyysin PPA-sopimuksilla hankittu sähkö kannattaa myydä pörssiin, kun hintaero kasvaa yli 50 €/MWh_e , jos vihreän vedyn käyttökate on noin 2 €/kg .
 - Joustamaton uusi tasainen kulutus vaatisi valtavasti uutta ja kallista säätövoimaa.
 - Vedyn tuotanto ei voi ilman merkittäviä haittavaikutuksia perustua tasaiselle, 8000 tuntia vuodessa pyörivälle tuotannolle, kun Suomen päästöttömän vedyn tuotantomäärää nostetaan tavoitteeseensa eli 1 Mt per vuosi vuonna 2030.
 - Esimerkiksi elektrolyysin uusiutuvan tuuli- ja aurinkovoimasähkön tasapainottaminen maakaasukombivoimalaitoksen CCS-sähköllä ei ole toimiva ratkaisu, koska energia- ja kustannustehokkaampi ratkaisu olisi muodostaa vastaava vetymäärä suoraan maakaasusta höyryreformoinnilla ja hiilidioksidin talteenotolla.
 - Säätösähkön hinta on helposti niin korkea verrattuna PPA-hintaan, että elektrolyysin tasaisen käytön hyöty menetetään hintaeroon.
- Kapasiteettimekanismin suunnittelussa on otettava huomioon Suomen hyvin kehittynyt markkinarakente, selkeät toimijaroolit ja peruseriaatteet
 - Sitten 90-luvun ja markkinoiden vapautumisen, tuottajan vastuu rajoittuu siihen, että tarjoaa markkinoille vapaasti käytettävissä olevaa kapasiteettiaan. Tuottajalla ei ole mitään velvollisuutta tarjota aina yhtä paljon tehoa markkinoille.



- Yksittäisellä tuottajalla tai tuottajataholla, kuten tuulivoimalla, ei ole eikä nykyisen kaltaisilla vapailla, pääosin pörssin kautta toimivilla markkinoilla tulekaan olla vastuuta siitä, että osto- ja myyntitarjoukset kohtaavat markkinoilla.
- Tuottaja ei tarvitse kapasiteettimekanismin kaltaista säätövoimaa.
- Vetytalous tarvitsee mahdollisimman alhaista sähkön hintaa, jolloin olisi epäsuotavaa lisätä esimerkiksi tuulivoimatuottajille lisämaksuja kapasiteettimekanismeja varten.

6.3 Kansallinen liikkumavara

Kansallisen tukipolitiikan liikkumavaraa rajoittaa EU:n tukisäännöstö, jota tosin on lyhennetty energia(hinta)kriisin taltuttamiseksi ja nopeutetun vihreän siirtymän tukemiseksi. Siinä missä toisilla mailla voi olla enemmän tukiresursseja käytössä, Suomessa taloudellinen ahdinko ja budjettialajäämä rajoittaa luonnostaan tukiin käytettäviä resursseja. Onkin tärkeätä, että tuet kohdistuvat oikein, eli turvataan teollisuuden kilpailukyky sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä kuitenkin siten, ettei anneta turhaan tekohengitystä kannattamattomalle teollisuustuotannolle kuten innokkaimmin tukea jakavissa maissa tehdään. Tästä huolimatta, on varmistettava kotimaiselle teollisuudelle tasapuolinen pelikenttä. Päästökaupan kompensatio EU:n salliman 75 % maksimin mukaan Saksassa ja Ranskassa syö Suomen nauttimaa alhaisen sähkön markkinahinnan tuomaa kilpailuetua Suomen kompensatation ollessa vain alle 25 %.

Varsinkin USA:n voimakas panostus vihreään siirtymään pakottaa EU:ta kokonaisuutena kuin myös yksittäisiä jäsenvaltioita panostamaan omaan kilpailukykyyn. Pienenä valtiona Suomen on käytettävä tukieuronsa viisaasti, muttei kitsaasti. Esimerkiksi maakaasuvoimalaitokset toimivat Euroopassa lisääntyvän uusiutuvan tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon tarvitsemana säätövoimana ainakin lähivuosisikymmenen tai -kymmenten siirtymäaikaana, ennen kuin kysyntäjousteiden, kuten erilaisten energiavarastojen ja vetytuotannon tuoma säätökyky on riittävä. Suomessa on monia muita maita enemmän kysyntäjoustopotentiaalia, lämpöenergiavarastoja kasvaa kuin sienä sateella ja sähkömarkkinarakenteet ovat hyvin kehittyneitä ja toimivia, eikä yhteen hiileen puhaltaminen kauhistuttaa. Voisi olla hyvä, jos näitä vahvuuksia pystyttäisiin hyödyntämään ja niiden kautta kehittämään toimivia, kustannustehokkaita säätövoimaratkaisuja. Yksittäisen tehtaan transition tuomat muutokset vaikuttavat voimakkaammin pienessä sähköjärjestelmässä kuin suuressa. Esimerkiksi vihreän raakateräksen valmistuksen vaatima 10 TWh lisäkysyntä asettaa suurempia paineita Suomen kooiselle 90 TWh:n järjestelmälle kuin Saksan 500 TWh:n tai Ranskan 430 TWh:n sähköjärjestelmille. Investointien kannalta on myös tärkeää, että politiikka on riittävän pitkäjänteistä.

Keskeiset havainnot ja suositukset:

- Sähköistämisen tuen jatko on perusteltua. Ilman sitä teollisuuden kilpailukyky kärsii merkittävästi.
- Merikuljetus Suomesta Keski-Eurooppaan syö esimerkiksi paperivalmistuksen Suomen matalammasta sähkön markkinahinnasta saaman edun kättelyssä.
- Puhtaan siirtymän investointien kannattavuusmittarina on usein vastaava fossiilienergiaan perustuva, usein jo olemassa oleva tuotanto, minkä takia investointitukiohjelmat ovat perusteltuja, jos ja kun muutosta halutaan ajaa eteenpäin.
- Kaikki suuret Euroopan maat ja USA tukevat merkittävästi, tai vielä enemmän, oman terästeollisuutensa puhdasta siirtymää.
- Panostus uuteen tuulivoimaan Suomessa valuu melkein 80-prosenttisesti myös Ruotsin markkinahintaan, muttei juuri enää Keski-Euroopan markkinahintaan. Panostus tuulivoimaan Saksassa valuu jopa 40-prosenttisesti Suomenkin markkinahinnan hyödyksi.
- EU-tason investointirahoitusvälineitä avuksi strategisesti tärkeimmille hankkeille.



- Vetyinvestointien suhteen EU-säännöt vedylle ovat oleellisen tärkeitä, mutta samoin sähkömarkkinan toimivuudelle ja kokonaiskustannukselle.
- Suomen on panostettava omiin vahvuuksiin
 - Hyvin kohdistetut ja harkitut tukiohjelmat, esimerkiksi energiatuki
 - Suuri ja eurooppalaisittain kohtuuhintainen tuulivoimapotentiaali
 - Vahva ydinvoimatuotanto ja osaaminen
 - Yhteistyö sektoreiden välillä
 - Markkinaehtoisesti toimiva sähkömarkkina
 - Sähkömarkkinoilla toimijoilla selkeät roolit ja vastuut
 - Sijainti Pohjoismaisilla markkinoilla lähellä Norjan ja Ruotsin säätökykyistä vesivoimaa

6.4 Toimenpide-ehdotukset

- Muiden maiden tukiohjelmia seurattava ja muutoksiin reagoitava
- Mahdollinen kapasiteettimekanismi ainoastaan väliaikaiseksi ratkaisuksi
- Kysyntäjouston lisääminen tärkein säätövoimamahdollisuus
- Tarvitaan enemmän informaatio-ohjausta sähkömarkkinaosapuolille
- Sähköjärjestelmän kannalta olisi tärkeää, että vihreän vedyn tuotanto seuraa sään mukaan vaihtelevan uusiutuvan sähkön tuotantoa ja toimii tarvittaessa joustona
- Sähköistämisen tuen jatkaminen vuoden 2025 jälkeen
- Poliitiikan pitkäjänteisyyttä lisäävä investointien houkuttelemiseksi
- Puhtaan siirtymän investointitukiohjelmat ovat perusteltuja
- Puhtaan siirtymän tarvitseman energiainfrastruktuurin ja toimintaympäristön kehittäminen
- Pidemmällä aikavälillä Euroopan tulisi vastata muiden isojen talousalueiden juoksuun yhteinäisesti
- Tarvitaan EU-tasolla tasapuolisia tukiohjelmia

7. Lähdeviitteet

AFRY.2022. Liikenteen päästöohjauksen vaikutus Suomen vientiteollisuudelle 2030. https://assets-global.website-files.com/5f44f62ce4d302179b465b3a/62569baa20ffd685ea18b9b8_20220317_Vientiliitot_Liikenteen%20p%C3%A4st%C3%A4st%C3%B6hjauksen%20vaikutus%20Suomen%20vientiteollisuudelle%202030.pdf

AFRY. 2023a. AFRY Management Consulting GmbH. Kurzstudie: Internationaler Vergleich von Strompreisen für die Industrie. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-25_IND_Industriestrompreis/Agora_Internationale_Strompreisstudie_AFRY.pdf



- AFRY. 2023b. Kapasiteettiratkaisujen arviointi sähkönnriittävyuden varmistamiseksi Suomessa. https://afry.com/sites/default/files/2023-06/kapasiteettiratkaisujen_arviointi_sahkonriittavyyden_varmistamiseksi_suomessa.pdf
- BloombergNEF. 2022. BloombergNEF blogikirjoitus 28.4.2022. Wind and Solar Corporate PPA Prices Rise Up To 16.7% Across Europe. <https://about.bnef.com/blog/wind-and-solar-corporate-ppa-prices-rise-up-to-16-7-across-europe/>
- Bundesfinanzministerium. 2019. Energy Duty Act. <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/EN/Gesetze/Laws/2019-07-01-energy-duty-act.html>
- CRE. 2023. Délibération de la CRE du 30 novembre 2023 portant décision relative à l'allocation des volumes d'ARENH dans le cadre du guichet s'étant clos le 21 novembre 2023. <https://www.cre.fr/documents/Deliberations/Decision/allocation-des-volumes-d-arenh-dans-le-cadre-du-guichet-s-etant-clos-le-21-novembre-2023>
- DEHSt. 2023. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt. Nettisivut, päivitys 9.2.2023. Strompreiskompensation verstehen. https://www.dehst.de/DE/Strompreiskompensation/SPK_verstehen/spk-verstehen_node.html
- EC. 2020. Komission tiedonanto (2020/C 317/04). Suuntaviivat tietyistä päästökauppajärjestelmään liittyvistä valtiontukitoimenpiteistä vuoden 2021 jälkeen. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925(01))
- EC. 2021a. (2021/C 528/01). Communication from the Commission supplementing the Guidelines on certain State aid measures in the context of the system for greenhouse gas emission allowance trading post-2021. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021XC1230\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021XC1230(01))
- EC. 2021b. Komission täytäntöönpanoasetus (EU) 2021/447. Commission Implementing Regulation (EU) 2021/447 of 12 March 2021 determining revised benchmark values for free allocation of emission allowances for the period from 2021 to 2025 pursuant to Article 10a(2) of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council. https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2021/447
- EC. 2022. Euroopan komissio, lehdistötiedote 1.12.2022. State aid: Commission approves €13.5 billion French scheme. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_7235
- EC. 2023a. European Commission. Kilpailupolitiikka. Euroopan komission nettisivut, viimeksi tarkasteltu 21.12.2023. https://competition-policy.ec.europa.eu/about/what-competition-policy/what-competition-policy-brief-definitions_fi
- EC. 2023b. Europäische Kommission, Vertretung in Deutschland. Lehdistötiedote 10.8.2023. Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt 6,5 Milliarden Euro für deutsche energieintensive Unternehmen. https://germany.representation.ec.europa.eu/news/staatliche-beihilfen-kommission-genehmigt-65-milliarden-euro-fur-deutsche-energieintensive-2023-08-10_de
- EC. 2023c. Lehdistötiedote 14.12.2023: Komissio tyytyväinen yhteisymmärrykseen sähkömarkkina-uudistuksesta. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fi/ip_23_6602
- EC. 2023d. Lehdistötiedote 20.7.2023. State aid: Commission approves German €550 million direct grant and conditional payment mechanism of up to €1.45 billion to support ThyssenKrupp Steel Europe in decarbonising its steel production and accelerating renewable hydrogen uptake. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_3928



- EC. 2023e. Lehdistöiedote 20.7.2023. State aid: Commission approves €850 million French measure to support ArcelorMittal decarbonise its steel production. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_3925
- EC DGE. 2020. European Commission, Directorate-General for Energy, Rademaekers, K., Smith, M., Gorenstein Dedecca, J. et al., Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments – Final report, summary, Publications Office, 2020, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/827631>
- Elbruk. 2024. Nettisivusto: <https://www.elbruk.se/>
- Energiavirasto 2023. Nettisivut: Teollisuuden sähköistämistuki. Viimeksi luettu 5.2.2024. <https://energiavirasto.fi/teollisuuden-sahkoistamistuki>.
- ENTSO-E. 2020a. Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2020
- ENTSO-E. 2020b. TYNDP 2020 scenario building guidelines, 2020
- ENTSO-E. 2020c. TYNDP 2020 scenarios data. <https://tyndp.entsoe.eu/resources>
- ENTSO-E 2022. TYNDP 2022 Scenarios – Electricity modelling results
- ENTSO-E 2023. European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition. <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>
- Euractive. 2023. Nettiartikkeli 9.11.2023. Berlin settles spat over preferential power tariff for industry. <https://www.euractiv.com/section/electricity/news/berlin-settles-spat-over-preferential-power-tariff-for-industry/>
- Euroopan komissio. 2023a. Regulation 62/2023: A Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. February 1, 2023. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023DC0062>
- Euroopan komissio. 2023b. COM/2023/148 final. Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design, European Commission. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023PC0148>.
- Euroopan komissio. 2023c. Komission delegoitu asetus (EU) 2023/1184. Muuta kuin biologista alkuperää olevien uusiutuvien nestemäisten ja kaasumaisten liikenteen polttoaineiden tuotantoa koskevat yksityiskohtaiset säännöt. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>
- Euroopan neuvosto. 2023. Euroopan neuvoston 16964/23 . Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16964-2023-INIT/en/pdf>
- Euroopan unioni. 2019. Euroopan parlamentin ja neuvoston asetus (EU) 2019/943 sähkön sisämarkkinoista. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/ALL/?uri=CELEX%3A32019R0943>



- Euroopan unioni 2023. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2023/2413, annettu 18 päivänä lokakuuta 2023, direktiivin (EU) 2018/2001, asetuksen (EU) 2018/1999 ja direktiivin 98/70/EY muuttamisesta uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisen osalta sekä neuvoston direktiivin (EU) 2015/652 kumoamisesta
- Fingrid. 2023a. Kantaverkkosopimus ja kantaverkkopalvelumaksut. Viimeksi katsottu 29.12.2023. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/kantaverkkosopimus-ja--palvelu-maksut/#kantaverkkopalvelumaksut>
- Fingrid. 2023b. Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2024–2033. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kehittaminen/kehittamissuunnitelma/>
- Fingrid. 2024. Nettisivut/ Suomen sähköjärjestelmä. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kehittaminen/suomen-sahkojarjestelma/>
- Heikkilä. 2023. Fingridin ja AFRYn selvitys sähkötehon riittävyyden kehittymisestä ja riittävyyttä tukevista ratkaisuksista. WEC Finland – Hallitusohjelma webinaari 30.10.2023.
- Helistö, N.; Kiviluoma, J.; Ikäheimo, J.; Rasku, T.; Rinne, E.; O'Dwyer, C.; Li, R.; Flynn, D. Backbone—An Adaptable Energy Systems Modelling Framework. *Energies* **2019**, *12*, 3388. <https://doi.org/10.3390/en12173388>
- HYBRIT. 2023. Nettitiedote 14.12.2023. Positivt besked om stöd till LKAB och HYBRIT. <https://www.hybritdevelopment.se/positivt-besked-om-stod-till-lkab-och-hybrit/>
- Hydrogeninsight. 2024. Lehtihaastattelu 21.2.2024, G. van Poelvoorde, CEO, ArcelorMittal Europe: 'Green hydrogen is too expensive to use in our EU steel mills, even though we've secured billions in subsidies'. <https://www.hydrogeninsight.com/industrial/green-hydrogen-is-too-expensive-to-use-in-our-eu-steel-mills-even-though-weve-secured-billions-in-subsidies/2-1-1601199>
- Ikäheimo, J., Lindroos, T.J., Purhonen A., Harrison E., Rämä M 2023. North European energy system model. <https://doi.org/10.5281/zenodo.10410078>
- LCRI. 2023. Low carbon resources initiative. White paper: Impacts of IRA's 45 V Clean Hydrogen Production Tax Credit. <https://www.epri.com/research/products/000000003002028407>
- Luoma, R. 2024. Analyysi EU:n valtiontuista - eväitä Suomen isoihin valintoihin. Elinkeinoelämän keskusliitto. www.ek.fi/valtioneu
- Nasdaq OMX 2023. Nasdaq OMX sähkömarkkinanoteeraukset 1.12.2023. <https://nasdaqomx.com/commodities/market-prices>
- Netztransparenz.de. 2023. Saksan siirtoverkkoyhtiöiden harmonisointiyhteenliittymän nettisivut. Netzentgelte [Saksaksi; Siirtotariffit]. <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cberuns/Netzentgelte>
- Nord Pool. 2023. Nord Poolin spot-hinnat. <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table>
- Nordea 2023. 8.3.2023. Nettiartikkeli: Vetytalous. <https://corporate.nordea.com/article/80926/vetytalous>
- Pahkala, T. 2023. Sähkömarkkinoiden kapasiteettimekanismin prosessin eteneminen. Esitys WEC Finlandin hallitusohjelmawebinaarissa 30.10.2023.



- Peljo. 2023. EK Markkina-analyysi. Kansainväliset Cleantech-markkinat. 8+1 maan avainfaktat. https://ek.fi/wp-content/uploads/2023/11/Cleantech-markkina-analyysi-2023_final.pdf
- Ponczek, C. 2023. US-EU Climate Change Industrial Policy. FIIA Briefing paper 368. <https://www.fiaa.fi/en/publication/us-eu-climate-change-industrial-policy>
- Ranskan ekologiaministeriö. 2022. Ministère de la transition Écologique, Ranska. Guide 2023 sur la fiscalité des énergies. <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/guide%20fiscalité%20energie%202021.pdf>
- Ranskan energia- ja ilmastokanslia. 2023. Direction générale de l'énergie et du climat. 'Projet de dispositif de protection des consommateurs d'électricité à partir du 1er janvier 2026. Document de consultation', 21 November 2023, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Consultation_publicue_NRN_vf.pdf?v=1700652491
- Rechberger, K., Spanlang, A., Sasiain Conde, A., Wolfmeir, H., & Harris, C. 2020. Green Hydrogen-Based Direct Reduction for Low-Carbon Steelmaking. Steel Research International, 91(11), 1–10. <https://doi.org/10.1002/srin.202000110>
- RTE. 2023a. Turpe 6, fiches tarifaires. HTB3 : Dispositions applicables* à tous les clients HTB3 (400 kV) 1.8.2023. https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/documents-Library/Tariff_Lists_TURPE_6_HV_B3_4839_en
- RTE. 2023b. Turpe 6, fiches tarifaires. HTB2 : Dispositions applicables* à tous les clients HTB2 (225-150 kV) 1.8.2023. https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/documents-Library/Tariff_Lists_TURPE_6_HV_B2_1026_en
- Ruska, M., Kiviluoma, J., Koreneff, G. 2010. Sähköautojen laajan käyttöönoton skenaarioita ja vaikutuksia sähköjärjestelmään. VTT Working Papers 155. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2010/W155.pdf>
- Scott, D., Claeys, B., Pató, Z. 2023. Capacity markets — six mitigations for six drawbacks. A RAP Power System Blueprint Deep Dive, nettiraportti. Viimeksi katsottu 4.12.2023. <https://blueprint.raponline.org/deep-dive/capacity-remuneration-mechanisms/>
- Smard. 2024. Nettisivusto: Bundesnetzagentur | SMARD.de. <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/>
- StromNEV. 2023. Saksan verkkotariffilaki, § 19. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV). § 19 Sonderformen der Netznutzung. https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/_19.html
- Sundén, D. 2024, "Till vilket elpris som helst? Bedömning av effekterna på den nordiska elmarknaden av satsningarna på fossilfritt stål i Norrland". Skandinaviska Policyinstitutet. <https://policyinstitutet.se/wp-content/uploads/2024/01/Policyinstitutet-Till-vilket-elpris-som-helst-1.pdf>
- Svenska kraftnät.2022. Kortsiktig marknadsanalys 2022
- Svenska kraftnät. 2023. Prislista 2024 för transmissionsnätet.
- Tekniikka&Talous. 2023. Pohjolan Voima aikoo rakentaa 500 MW pumppuvoimalan Kemijärvellä – Louhitaan vaaran sisään, putouskorkeus jopa 140 metriä. <https://www.tekniikkatalous.fi/uutiset/pohjolan-voima-aikoo-rakentaa-500mw-pumppuvoimalan-kemijarvella-louhitaan-vaaran-sisaan-putouskorkeus-jopa-140-metria/f89c23f0-0f02-4f8a-a8f1-3e028f63e21b>



- TEM. 2023. Valtioneuvoston periaatepäätös TEM/2023/14. Valtioneuvoston periaatepäätös vedystä. <https://tem.fi/paatos?decisionId=0900908f8080db83>
- Thema. 2019. Review of the Swedish transmission grid tariff model. THEMA Report 2019-04
- Toktarova, A., Göransson, L., & Johnsson, F. 2021. Design of clean steel production with hydrogen: Impact of electricity system composition. *Energies*, 14(24). <https://doi.org/10.3390/en14248349>
- Valtioneuvosto. 2023. Vahva ja välittävä Suomi; Pääministeri Petteri Orpon hallituksen ohjelma. Valtioneuvoston julkaisu 2023:58. <https://valtioneuvosto.fi/hallitukset/hallitusohjelma#/7/1>
- Valtiovarainministeriö. 2023. Verotuet 2022-2024*. Muistio 4.10.2023. <https://vm.fi/documents/10623/15806635/Verotuet+2022+-+2024.pdf>
- Valtiovarainministeriö. 2024. Verkkosivut: Energiaverotus. <https://vm.fi/energiaverotus>
- Verohallinto. 2023. Verohallinnon nettisivut/ Sähkövero. <https://www.vero.fi/yriytykset-ja-yhteisot/verot-ja-maksut/valmisteverotus/sahkovero/>
- Weiss R., Ikäheimo J. 2023. Flexible Industrial Power-to-X Production as Virtual Hydrogen Storage enabling Large Scale Wind Power Integration: A Case Study of future Hydrogen Direct Reduction Iron Production in Finland. (Article in review)"
- Vogl, V., Åhman, M., & Nilsson, L. J. 2018. Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. *Journal of Cleaner Production*, 203, 736–745. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.279>

Liitteet



Liite 1. Päästökaupan kompensaaion laskentasäännöt ja lähtöarvot eri tuotteille ja maille

Päästökaupan kompensaaionissa kompensoidaan päästökaupan aiheuttamaa lisäkustannusta teollisuuden maksamaan sähkön hintaan.

Tuotannon mukainen energiatehokas benchmark-sähkönkulutukselle saadaan joko tuotekohtaisen spesifisen sähkön yksikkökulutuksen avulla [MWh/ton¹³] tai, mikäli tuotteelle ei ole spesifioitu omaa tuotekohtaista yksikkökulutusta, todellisen sähkön kulutuksen avulla:

Kompensoitava sähkön määrä =
 Tuotantotoni * tuotekohtainen spesifinen sähkön yksikkökulutus [ton * MWh/ton]
 tai
 Todettu sähkönkulutus * 0,8.

Kompensaaio on tällöin
 Kompensoitava sähkön määrä [MWh]
 *
 Päästövähennemäkerroin [(1 - 1,09 %) Vuosi-2021]
 *
 Alueellinen sähkön päästöintensiteetti [tCO₂/MWh]
 *
 Edellisvuoden päästöoikeuden hinta [€/tCO₂]
 *
 Kompensaatiotaso [%]

Kompensaatiotaso saa olla korkeintaan 75 %. Saksassa ja Ranskassa kompensoidaan tämän mukaan, Suomessa kompensaatiotaso on 25 %, tai alle, mikäli kompensaatiotuki muuten ylittäisi allokoitun vuosibudjetin.

Alueellinen päästöintensiteetti on Ranskassa 0,51 tCO₂/MWh, Suomessa 0,58 tCO₂/MWh ja Saksassa 0,72 tCO₂/MWh.

Hienopaperilla spesifinen sähkön yksikkökulutus on 0,538 MWh/ton. LWC-paperille kompensaaio on laskettu todellisen kulutuksen mukaan 2 MWh/ton.

Vihreän siirtymän tuotteissa eli vihreässä ammoniakissa ja vihreässä teräksessä kompensaaio verrataan fossiilisten polttoaineiden avulla tuotettuun tuotteeseen, jonka valmistukselle annetaan ilmaisia päästöoikeuksia. Päästökaupan kompensaaio lasketaan spesifisten yksikköpäästöjen avulla. Kompensaaio on

Kompensoitava päästöoikeuden määrä [tCO₂/ton]
 *
 Edellisvuoden päästöoikeuden hinta [€/tCO₂]
 *
 Päästövähennemäkerroin [(1 - 1,09 %) Vuosi-2021]
 *
 Kompensaatiotaso [%]

Vihreälle ammoniakille kompensoitava päästöoikeuden määrä on 1,57 ja vihreälle raakateräkselle 1,328 tCO₂/ton.

¹³ Tässä käytetään "ton" ilmaisemaan selkeämmin, että kyseessä on tuotetoni.



Liite 2. Katetaulukot

Taulukko L2.1. Vihreän ammoniakkin tuotannon katteet eri maissa, kun Suomen kate on 10 % vuonna 2025.

Vihreä ammoniakki	2025	2030	2040
Suomi	10,0 %	18,1 %	17,7 %
Suomi + sähköistystuki	14,2 %	22,7 %	-
Pohjois-Ruotsi	61,9 %	36,9 %	21,5 %
Tukholman hinta-alue	22,8 %	16,9 %	11,9 %
Saksa	-36,5 %	-37,1 %	-28,9 %
Saksa + päästökaupan komp.	-30,8 %	-31,9 %	-
Ranska	-32,3 %	-35,1 %	-7,7 %
Ranska + päästökaupan komp.	-27,4 %	-30,8 %	-

Merikuljetukset Pohjolasta Keski-Eurooppaan noin 2 %.

Taulukko L2.2. Vihreän raakateräksen tuotannon katteet eri maissa, kun Suomen kate on 10 % vuonna 2025.

Vihreä raakateräs	2025	2030	2040
Suomi	10,0 %	15,4 %	15,2 %
Suomi + sähköistystuki	16,1 %	21,8 %	-
Pohjois-Ruotsi	41,2 %	27,3 %	17,7 %
Tukholman hinta-alue	18,5 %	14,6 %	11,3 %
Saksa	-25,0 %	-25,6 %	-17,9 %
Saksa + päästökaupan komp.	-12,7 %	-14,3 %	-
Ranska	-23,1 %	-25,6 %	-2,9 %
Ranska + päästökaupan komp.	-13,6 %	-17,3 %	

Merikuljetukset Pohjolasta Keski-Eurooppaan noin 2,6 %.



Taulukko L2.3. Hienopaperin tuotannon katteet eri maissa, kun Suomen kate on 10 % vuonna 2025.

Hienopaperi	2025	2030	2040
Suomi	10,0 %	10,4 %	10,3 %
Suomi + sähköistämistuki	10,9 %	11,2 %	-
Pohjois-Ruotsi	11,7 %	11,0 %	10,5 %
Tukholman hinta-alue	10,6 %	10,3 %	10,1 %
Saksa	6,4 %	6,3 %	7,3 %
Saksa + päästökaupan komp.	9,4 %	9,1 %	-
Ranska	9,3 %	9,3 %	8,4 %
Ranska + päästökaupan komp.	11,9 %	11,8 %	-

Merikuljetukset Pohjolasta Keski-Eurooppaan noin 8 %.

Taulukko L2.4. LWC-paperin tuotannon katteet eri maissa, kun Suomen kate on 10 % vuonna 2025.

Hienopaperi	2025	2030	2040
Suomi	10,0 %	11,7 %	11,6 %
Suomi + sähköistämistuki	13,0 %	14,6 %	-
Pohjois-Ruotsi	18,3 %	15,0 %	12,3 %
Tukholman hinta-alue	12,6 %	11,4 %	10,4 %
Saksa	-4,5 %	-4,8 %	-1,0 %
Saksa + päästökaupan komp.	7,0 %	5,9 %	-
Ranska	8,4 %	8,4 %	4,4 %
Ranska+ päästökaupan komp.	18,6 %	18,0 %	-

Merikuljetukset Pohjolasta Keski-Eurooppaan noin 9 %.

Liite 3. Vedyn tuotantostrategiat ja sähköjärjestelmä

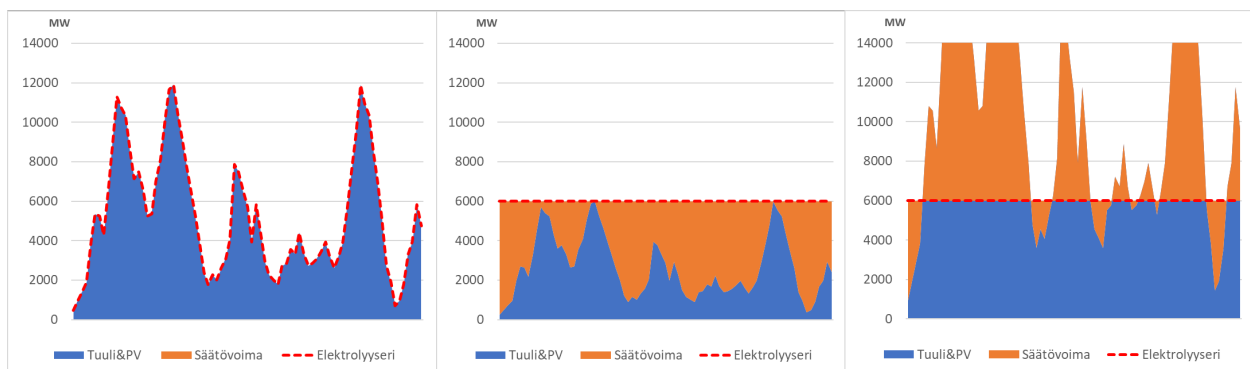
Suomen vetytuotantotavoite

Nykyään vetyä tuotetaan melkein kokonaan suoraan fossiilisesta polttoaineesta, pääosin maakaasusta ja jonkin verran hiilestä. Fossiilienergialla tuotettua vetyä kutsutaan harmaaksi vedyksi, joskin kivihiilestä tuotettua vetyä voidaan kutsua myös mustaksi vedyksi ja ruskohiilestä tuotettua ruskeaksi vedyksi. Suomen tavoitteena (TEM 2023) on tuottaa 10 % EU:n päästöttömästä vedystä vuonna 2030 eli noin 1 Mt¹⁴ vetyä eli 33 TWh vetyä. Päästötöntä vetyä voi tuottaa eri tavoin, esimerkiksi uusiutuvalla tuuli-, vesi- ja aurinkosähköllä¹⁵ (vihreä vety), biomassasta (EU:ssa vihreä vety rajattu ei-biologista alkuperää olevaan uusiutuvaan vetyyn) ja ydinvoimalla (vaaleanpunainen, purppura tai punainen vety, riippuen menetelmästä). Vähähiilistä vetyä voidaan tuottaa esimerkiksi maakaasusta ottamalla talteen ja varastoimalla syntyvä hiilidioksidi (sininen vety) tai pyrolyysissä ottamalla puhdas hiili talteen (turkoosi vety). EU:n kantana on, että ainoastaan vihreä vety on puhdasta vetyä.

Sähköllä tuotettuun vetyyn tarvitaan noin 48 TWh sähköä. Vedyn tuotannon on seurattava uusiutuvan, muulla kuin biomassalla tuotetun sähkön tuotantoa tuntitasolla vuoden 2030 jälkeen, jotta tuotettu vety olisi vihreää. Sitä ennen riittää kuukausitason seurantarckuus Tarkastellaan tuntitason tilannetta, koska se tulee olemaan Suomen tavoitteleman vetyinvestointimäärän kannalta pääasemassa.

Vetytuotannon strategiat

Vetyä voidaan tuottaa eri strategioin. Tarkastellaan vihreän vedyn tuotannon ääri vaihtoehtoja. Vaihtoehdossa A vedyn tuotanto seuraa melko tarkkaan tuuli- ja aurinkovoiman tuotantokäyrää. Vaihtoehdossa B elektrolyyserikapasiteetti pyritään pitämään mahdollisemman täydessä käytössä säätövoiman avulla. Vaihtoehdossa C tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto on kaksinkertainen, jonka johdosta elektrolyyseri on täysillä suurimmaksi osaksi aikaa.



Kuva L3.1. Vedyn tuotannon strategioita: A (vasemmalla) seurataan tuuli- ja vesivoimaa, B (keskellä) tasainen tuotanto hyödyntämällä säätövoimaa ja C (oikealla) massiivinen uusiutuvien tuotanto.

Strategian A etuna on, että kaikki uusi tuuli- ja aurinkovoima tulee kokonaisuudessaan hyödynnettyä eikä säätövoimalle ole tarvetta, joten sähkön hankintahinta on siten edullista, esimerkiksi 40 €/MWh,

¹⁴ EU:n tavoite periaatepäätöksen aikaan oli 10 Mt puhdasta vetyä, mutta EU nosti tavoitettaan RePowerEU:n myötä myöhemmin keväällä 2023 20 Mt:iin.

¹⁵ Euroopan komission (2023c) säädöksessä muuta kuin biologista alkuperää olevien uusiutuvien nestemäisten ja kaasuisten liikenteen polttoaineiden tuotantoon käytetyn sähkön uusiutuvuudesta biomassalla tuotettua sähköä ei hyväksytä.



eikä sähköjärjestelmä säätökyvyille tule ylimääräistä rasitetta. Huonona puolena on, että elektrolyyserin huipunkäyttöaika on vain 4000 tunnin luokkaa, eli tarvittava elektrolyyserikapasiteetti nousee 12 000 MW:iin.

Vaihtoehto B perustuu elektrolyyserin mahdollisimman suurelle käyttöasteelle ja tuuli- ja aurinkovoiman hyödyntämiselle kokonaisuudessaan. Huonona puolena on säätövoiman suuri tarve sekä teholtaan (5500 MW) että energialtaan 24 TWh. Uusiutuvaa säätövoimaa ei ole saatavilla tämän vertaa, jos tavoitellaan vihreän vedyn tuotantoa. Säätövoimana tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto korreloisi liian hyvin elektrolyyserille hankitun tuuli- ja aurinkotuotannon kanssa, eli siitä ei suoraan saisi apua. Voidaan tietenkin ajatella, että muulla tuuli- ja aurinkovoimalla tehtäisiin vihreää vetyä, jota varastoitaisiin, ja jonka avulla tuotetaan sähköä säätövoimaksi. Ylimääräinen silmukka tarkoittaisi, että 24 TWh:n uuden säätösähkötuotannon sijaan tarvittaisiinkin noin 75 TWh uutta sähkön tuotantoa kattamaan säätötarve. Sama vety saataisiin suoraan silmukan alkuvaiheen vetytuotannosta sekä kustannustehokkaammin että huomattavasti energiatehokkaammin (eli näkymä kokonaisuudessaan olisi strategia A:n mukainen). Nykyinen vesivoiman tuotanto on noin 14 TWh, joten sen säätökykyään ei riitä lähellekään, ja jos vesivoiman säätökykyä käytettäisiin elektrolyyserisäätöön, muun sähköjärjestelmän vaatima säätökyky olisi puolestaan hankittava kalliilla, esimerkiksi maakaasun avulla.

Vastaavasti elektrolyyserin 24 TWh säätövoimatarvetta voitaisiin tyydyttää maakaasukombivoimalaitoksilla, mutta silloin siitä saatava osuus vedyn tuotannosta ei olisi päästötöntä, vaan harmaata vetyä. Päästöjä kertyisi noin 9 miljoonaa tonnia vuodessa, ja säätösähkön pelkästään muuttuvat kustannukset olisivat 75 €/MWh¹⁶, mikä nostaisi sähkön keskimääräistä hankintahintaa lähes puolella 58 €/MWh¹⁷, investointikustannuslisistä puhumattakaan. Maakaasun hiilidioksidi voidaan toki ottaa talteen, mutta silloin sähkön tuotannon hyötysuhde heikkenee. Jos maakaasua käytetään säätövoiman tuotantoon, herää kysymys, eikö olisi parempi ratkaisu tuottaa vety (sininen tai harmaa) suoraan maakaasusta, jolloin maakaasuenergiaa tarvittaisiin vain puolet.

Säätövoimana voisi toki käyttää myös ydinvoimaa, mutta silloin herää puolestaan kysymys, eikö uutta ydinvoimaa itsessään kannattaisi käyttää täydellä teholla koko ajan? Ydinvoiman kustannus on hyvin investointipainoinen eli energian ja sähkön tuotannon muuttuva kustannus on hyvin alhainen. Jos uutta ydinvoimalaitosta käytetään säätövoimana, tuotetun ydinsähkön kustannus nousee suorassa suhteessa tuottamattomiin tunteihin, mikä tekisi ydinsähkön tuotannosta melkein kahta kertaa kalliimpaa. Ylimääräisen ydinsähkön myynti markkinoille ei auttaisi kovinkaan paljon, sillä silloin tuuli- ja aurinkovoimatuotanto olisi hyvällä tasolla ja markkinahinta muutenkin alhainen. Vanhan perusydinvoiman käyttö nimellisesti vedyntuotannon säätöön aiheuttaa vastaavan ammottavan aukon perussähkön tuotantoon. Aukkoa voi tukkia esimerkiksi maakaasukombivoimalla, kuten oli jo aiemmin esillä, mikä aiheuttaa valtavan päästölisäyksen Suomelle. Tämä on päinvastaista kuin mitä vetytaloudella koetetaan saada aikaan. Aukkoa voisi myös tukkia uudella ydinvoimalla tai sillä, että vedyn tuotanto edelleen joustaisi markkinahinnan mukaan. Voidaan olettaa, että aukkojen täytön myötä sähkön markkinahinta tulee kohoamaan, mikä vie muulta teollisuudelta matalan sähkön markkinahinnan tuoman kilpailuedun.

Strategiassa C tuuli- ja aurinkovoimaa on niin paljon, 96 TWh, että 6000 MW elektrolyyserikapasiteettia pystytään ajamaan noin 8000 tunnin huipunkäyttöajalla. Ongelmana tietenkin on, mitä tehdä lopulle 48 TWh uusiutuvan sähkön tuotannolle, koska elektrolyyseriin tarvitaan ainoastaan 48 TWh. Muu kulutus voi hyödyntää ylijäämää jonkin verran, jos ja kun sen hinta on melko alhainen tai jopa nolla. Tämä tarkoittaa toisaalta, että jotta tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetti pystyisi rahoittamaan

¹⁶ Oletus: maakaasun hinta 30 €/MWh, kaasukombivoimalaitoksen hyötysuhde 60 % ja päästöoikeuden hinta 75 €/tCO₂.

¹⁷ Esimerkkioletus, tuuli- ja aurinkosähkön PPA-hinta on keskimäärin 40 €/MWh.



itsensä, elektrolyysereille toimitettavan sähkön hinnan pitäisi olla melko lähellä 80 €/MWh korvataksaan kaikki nollahintatunnit. Ylijäämän voi toki käyttää alhaisehkon huipunkäyttöajan elektrolyysereissä, jolloin kokonaiskuva on jälleen strategia A:n mukainen.

Vetykäytön tarpeet

Parhaimman kokonaiskuvan saamiseksi meidän pitää ymmärtää myös vedyn käyttäjän tarpeet. Vedyn käyttötarkoituksia lienee aika monta. Vetyä voidaan tuottaa paikallisiin vetylaaksoihin tai -verkostoihin, vetytankkausasemiin, varalla oleville vetymootoreille varastoon, vientiin tai raaka-aineeksi esimerkiksi teräs- ja kemianteollisuudelle.

Kaiken vedyn tuotannon ei tarvitse siis olla yhtäjaksoista, vaan esimerkiksi 4000 huipunkäyttöaika kelpaa suoraan moneen käyttötarkoitukseen. Toisaalta esimerkiksi vihreän raakateräksen tai vihreän ammoniakkin tuotanto voi vaatia, että vetyä on saatavilla yhtäjaksoisesti. Tähän voidaan hyödyntää lyhytaikaisia vetyvarastoja. Esimerkiksi Ruotsin Hybritin vihreän raakateräksen tuotantolaitoksen yhteyteen on tulossa neljän päivän vetyvarastoluola. Teollisuuslaitos voi myös tasoittaa vetytarpeensa muualta, tuontina, kuljetuksena tai vetyverkosta saatavalla vedyllä.

Jos vety menee vientiin, onko mieltä, että täällä tuettaisiin vientiin menevän vedyn tuotantokustannusta esimerkiksi tukemalla tarvittavaa säätövoimaa B strategian mukaisesti tai uusiutuvan sähkön ylituotantoa C-strategian mukaisesti? Jos vedyn vienti ei ole kannattavaa itsessään, kannattaako siihen kilpailuun lähteä mukaan? Suomen kapeita voimavaroja voisi laittaa parempaan käyttöön, esimerkiksi nostamaan vetypohjaisten vientituotteiden jalostusastetta.

Vetytuottaja voi saada vetytuotannon käyttökate paremman tuoton myymällä PPA-sopimuksella hankittua sähköä markkinoille korkean sähköhinnan aikoihin. Jos käyttökate on esimerkiksi 2 €/kg_{H2}, sähkön markkinahinnan ei tarvitse olla kuin 48 €/MWh korkeampi kuin PPA-sähkön hankintahinta, jotta PPA-sähkö kannattaa myydä markkinoille. Tämä olisikin merkittävä ylössääntö Suomessa sähköjärjestelmälle ja siltä osin olisi toivottavaa, ettei tätä säätökannustinta poistettaisi tähän sopimatomilla tuilla tai kannustimilla vedyn tuottajalle.

Yhteenveto

Todellisuudessa eri strategioita voidaan myös yhdistää ja optimi löytynee jostain niiden välistä, riippuen eri osien kustannustasoista, vedyn käyttötarkoituksesta ja tuista. Koska sähkön hinta on vedyn tuotannossa niin määrävissä asemassa, strategia A:n pohjalta lähtevät ratkaisut lienevät kaikkein kustannustehokkaimmat investoijalle. Ja koska strategia A on hyvin suoraviivainen, myös tukiratkaisut helpottuvat, ja on pienempi riski päätyä toteuttaa toimimattomia tai liian kalliita tukiratkaisuja. Mikäli vanhaa ydinvoimaa tai vesivoimaa käytetään PPA-pohjalta vetytuotannon säätöön, muun teollisuuden sähkön hankinnan kustannukset nousisivat vastaavasti. Olisikin sähkömarkkinoiden toiminnan ja hintatason sekä muun teollisuuden kannalta parasta, että vihreän tai päästöttömän vedyn tuotannon tukitoimissa varottaisiin aiheuttamasta markkinahäiriöitä nimenomaan tukien kautta.

Strategiassa A on se hyvä puoli, että ainoastaan se vedyn tuotanto, joka liittyy tasaiseen vedyn käyttöön, tarvitsee vedyn välivarastoja tai ulkopuolelta ostoa, mikä lisää kustannustehokkuutta ja auttaa kohdistamaan varastoille annettavia tukia. Alkuvaiheessa toki ensimmäiset vedyn tuottajat pystyvät myös, ainakin jonkin aikaa, hyödyntämään sähköjärjestelmän nykyistä joustoa, mutta niidenkin toimintasuunnitelmassa on otettava huomioon, ettei kohtuuhintaista uusiutuvaa, päästöttömää tai muutakaan markkinajoustoa välttämättä tule olemaan saatavilla koko toiminnan ajan, ellei muut vedyn tuottajat itse muodosta tätä markkinajoustoa.

Certificate Of Completion

Envelope Id: F8C3AC5D7E1846F1B1A9B8159CBCCDC7	Status: Completed
Subject: Complete with DocuSign: VTT-CR-00106-24	
Source Envelope:	
Document Pages: 79	Signatures: 1
Certificate Pages: 1	Initials: 0
AutoNav: Enabled	Envelope Originator:
Envelopeld Stamping: Enabled	Christina Vähävaara
Time Zone: (UTC+02:00) Helsinki, Kyiv, Riga, Sofia, Tallinn, Vilnius	Tekniikantie 21, Espoo
	.., . P.O Box1000, FI-0204
	Christina.Vahavaara@vtt.fi
	IP Address: 130.188.17.16

Record Tracking

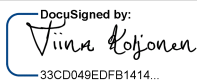
Status: Original	Holder: Christina Vähävaara	Location: DocuSign
05 April 2024 13:30	Christina.Vahavaara@vtt.fi	

Signer Events

Tiina Koljonen
Tiina.Koljonen@vtt.fi
Research team leader

Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy
Security Level: Email, Account Authentication (None), Authentication

Signature

DocuSigned by:

33CD049EDFB1414...

Signature Adoption: Pre-selected Style
Using IP Address: 130.188.17.16

Timestamp

Sent: 05 April 2024 | 13:34
Viewed: 05 April 2024 | 17:20
Signed: 05 April 2024 | 17:22

Authentication Details**SMS Auth:**

Transaction: 36ee8ffa-0985-4022-8efc-75bbf6c05cb8
Result: passed
Vendor ID: TeleSign
Type: SMSAuth
Performed: 05 April 2024 | 17:20
Phone: +358 50 3599549

Electronic Record and Signature Disclosure:

Not Offered via DocuSign

In Person Signer Events**Signature****Timestamp****Editor Delivery Events****Status****Timestamp****Agent Delivery Events****Status****Timestamp****Intermediary Delivery Events****Status****Timestamp****Certified Delivery Events****Status****Timestamp****Carbon Copy Events****Status****Timestamp****Witness Events****Signature****Timestamp****Notary Events****Signature****Timestamp****Envelope Summary Events****Status****Timestamps**

Envelope Sent	Hashed/Encrypted	05 April 2024 13:34
Certified Delivered	Security Checked	05 April 2024 17:20
Signing Complete	Security Checked	05 April 2024 17:22
Completed	Security Checked	05 April 2024 17:22

Payment Events**Status****Timestamps**