

Eemil Kolu

# SÄHKÖN SIIRTOHINTOJEN VALVONTAMENETELMÄT SUOMESSA, NORJASSA JA PUOLASSA

Kandidaatintyö  
Sähkötekniikka  
Tarkastaja: Pertti Järventausta  
Huhtikuu 2021

# TIIVISTELMÄ

Eemil Kolu: Sähkön siirtohintojen valvontamenetelmät Suomessa, Norjassa ja Puolassa  
Engl. Regulation of electricity distribution costs in Finland, Norway and Poland  
kandidaatintyö  
Tampereen yliopisto  
Tieto- ja sähkötekniikan tekniikan kandidaatin tutkinto-ohjelma  
Huhtikuu 2021

---

Sähkön siirtohintojen valvonta on välttämätöntä, sillä sähkönverkojen liiketoiminta on luonnollisessa monopoliasemassa kilpailun puutteen vuoksi. Syynä on, että ei ole taloudellisesti kannattavaa ylläpitää kahta tai useampaa sähköverkkoa rinnakkain. Euroopan Unioni asettaa jäsenmailleen tavoitteidensa mukaisia direktiivejä, joita jäsenmaat käyttävät omassa lainsäädännössään ja käytännössään.

Sähkön siirtohintoja yleisesti tarkastellaan kohtuullisen tuoton, sekä suurimman sallitun tuoton analyyseillä. Jokaisella valtiolla on omat metodiikat arvojen määrittämiseksi, mutta ovat keskenään hyvin samankaltaisia. Verkonhaltijoita valvotaan yleisesti tietyn valvontajaksojen välein, joista saatuja arvoja käytetään laskuissa vertailemalla aikasempiin valvontajaksoihin ja samantyyppisiin kansallisiin verkkoyhtiöihin. Lisäksi hintatasoon vaikuttavat lainsäädännössä määritellyt laatu- ja kustannustehokkuuden vaatimukset, sekä yleiset syrjimättömyyttä ja selkeyttä tavoittelevat periaatteet.

Työssä käsitellään Suomen, Norjan ja Puolan sähkön siirtohintojen valvontamenetelmiä. Ensimmäinen käsitellään kansallisia ja EU-tason lainsäädäntöä, jonka jälkeen siirrytään yleisiin laskennan periaatteisiin. Lopulta tarkastellaan valtioiden kansallisia käytäntöjä.

Avaisanat: tariffi, sääntelyviranomainen, kohtuullinen tuotto, tuottovaatimus

# SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO .....	1
2. LAIT JA SÄÄDÖKSET .....	2
2.1 Euroopan unionin direktiivit ja asetukset .....	2
2.2 Suomen lainsäädäntö .....	3
2.3 Norjan lainsäädäntö .....	5
2.4 Puolan lainsäädäntö.....	6
3. SÄHKÖN SIIRTOHINTOJEN LASKENTAMENETELMÄT .....	8
3.1 Tunnusluvut ja laskentamenetelmät .....	8
3.2 Hinnoitteluperiaatteet .....	9
3.3 Hinnoittelumallit.....	10
3.4 Kuormituksen kustannusten arviointi .....	11
4. SÄHKÖN SIIRTOHINTOJEN VALVONTAMENETELMÄT .....	13
4.1 Energiaviraston valvontamenetelmät .....	13
4.1.1 Kohtuullisen tuoton arviointi .....	13
4.1.2 Valvontajaksot ja verkkojen kehitys.....	15
4.2 NVE:n valvontamenetelmät.....	16
4.2.1 Kohtuullisen tuoton ja tuottovaatimuksen määrittely .....	16
4.2.2 Kompensaatiot.....	17
4.3 URE:n valvontamenetelmät.....	18
4.3.1 Siirtotariffien valvonta.....	18
4.3.2 Tunnuslukujen määrittely .....	19
4.4 EU:n ja ACERin roolit valvonnassa .....	19
5. YHTEENVETO.....	21
LÄHTEET .....	23

# LYHENTEET JA MERKINNÄT

ACER	European Agency for the Cooperation of Energy Regulators
CAPM	Capital Asset Pricing Model
DEA	Data Envelopment Analysis
CEER	Council of European Energy Regulators
CENS	Cost of Energy Not Supplied
EFTA	European Free Trade Agreement
ERO	Energy Regulatory Office
EU	Euroopan unioni
EV	Energiavirasto
ETA	Euroopan talousalue
ICER	International Confederation of Energy Regulators
KAH	Keskeytyksestä Aiheutunut Kustannus
KOPEX	Kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
NVE	Norwegian Water Resources and Energy Directorate
OED	Ministry of Petroleum and Energy
RAB	Regulatory Asset Base
RC	Revenue Cap
RPI	Retail Price Index
SKOPEX	Kohtuulliset kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WACC	Weighted Average Cost of Capital

# 1. JOHDANTO

Sähköverkkojen liiketoiminta on yleistetysti maantieteellisesti jakautunutta monopoliasemassa olevaa liiketoimintaa. Tämä johtuu siitä, että ei ole taloudellisesti kannattavaa rakentaa alueelle rinnakkaisia sähköverkoja, vaan jakaa maantieteelliset vastuualueet yksittäisille verkonhaltijoille. Tästä syystä alalla ei ole luonnollista kilpailua muokkaamassa hintoja, jolloin niitä on valvottava liiketoiminnan ulkopuolelta. Sähköverkonhaltijat saavat voittoa sijoittamalleen pääomalleen sähkönsiirrosta perittäville maksuilla eli sähkön siirtotariffeilla. Euroopassa jokaisella maalla on vähintään yksi sääntelyviranomainen, joka valvoo muun muassa sähkön siirtohintojen kohtuullisuutta, hyväksyttävää tasoa ja syrjimätöntä kohtelua asiakasryhmästä riippumatta. Jokaisella maalla on erikseen lailla määritellyt käytännöt, mutta useimmiten ne ovat yhdenmukaisia ja yhteensopivia muiden maiden kanssa, jotta rajat ylittävät sähkömarkkinat olisivat mahdollista.

Tämän työn tarkoitus on perehtyä kolmen Euroopan maan sähkön siirtohintojen valvontamenetelmiin ja löytää niistä yhtäläisyyksiä universaalien toimintamallien löytämiseksi. Valitsin tutkittaviksi maiksi Suomen, Norjan ja Puolan. Halusin valita työhöni yhden EU:n ulkopuolisen maan, Norjan, yhden Keski-Euroopan maan, Puolan ja vertailukohteeksi Suomen. Työssä tarkastellaan vain sähkön jakeluverkkoja ja suurjännitteiset kantaverkot rajataan tutkimuksen ulkopuolelle.

Toinen luku käsittelee sähkön siirtohintoja koskevia EU-tason direktiivejä sekä maakohtaisia lakeja. Kolmannessa luvussa käydään läpi sähkön siirtohintojen muodostumista. Neljännessä luvussa syvennytään kansallisten sääntelyviranomaisten käyttämiin valvontamenetelmiin, sekä kommunikointiin EU-elinten kanssa. Lopuksi vielä verrataan tuloksia toisiinsa ja pyritään luomaan ymmärrys potentiaalisesta ja optimaalisesta järjestelmästä.

## 2. LAIT JA SÄÄDÖKSET

### 2.1 Euroopan unionin direktiivit ja asetukset

Sähkön siirtohintojen perustana on kansainväliset sopimukset ja säädökset, sekä maakohtaiset lainsäädännöt. EU-jäsenmaiden on seurattava Euroopan parlamentin ja neuvoston laatimia direktiivejä omassa lainsäädännössään. Vuonna 2019 uudistetun direktiivin keskeisenä tavoitteena sähkön siirron kannalta on toimitusvarmuus, tasapuolisuus sekä liittymismahdollisuudet, ja näin tehostaa reilua kilpailua sähkömarkkinoilla. EU määrittelee myös vaatimuksia verkonhaltijoiden valvontaan liittyvistä toimenpiteistä.[1]

EU rajoittaa sähköntoimituksen hinnoittelua seuraavasti: Hintojen on oltava taloudellisen edun mukaisia, mutta eivät saa ylittää tavoitellun edun tasoa. Hinnoittelun on oltava avointa, tasapuolista kaikille osapuolille sekä tarkkaan määriteltä. Tämä tarkoittaa julkaistuihin siirtotariffeihin perustuvaa laskutusjärjestelmää, joiden direktiivien mukaisesta hyväksymisestä jäsenvaltiot vastaavat. Asiakkailla on oltava myös mahdollisuus valita vapaasti käyttämänsä sähköenergian alkuperä, mikä tarkoittaa toimittajien esteetöntä ja syrjimätöntä mahdollisuutta liittyä jakeluverkkoon. Jäsenvaltioiden on myös varmistettava, että maakohtainen lainsäädäntö ei luo esteitä kansainväliselle sähkön kaupalle tai vaihtoehtoisten energian tuotantomuotojen käytölle.[1] Liittymismahdollisuuksien ja toimitusvarmuuden takaamisen vuoksi suoritettavat sähköverkkojen ylläpitoon ja kehitykseen kuluvat kustannukset nostavat hintatasoa omalta osaltaan.

Koska sähkönsiirto on yleisesti ottaen monopoliasemassa, on ulkopuolisten tahojen valvottava verkonhaltijoiden toimintaa [2]. Tästä syystä EU-jäsenmailla on oltava vähintään yksi puolueettomasti toimiva sääntelyviranomaisella, jolla on toimeenpano- ja sääntelyvaltuudet sähköverkkojen osalta. Kullakin sääntelyviranomaisella on edustaja Euroopan unionin energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyöviraston (ACERin) sääntelyneuvostossa.[1] ACER on EU-tason elin, jonka tehtävänä on antaa lausuntoja ja suosituksia sääntelyviranomaisille, Euroopan parlamentille, neuvostolle ja komissiolle, sekä valvoa yhdessä sääntelyviranomaisten kanssa energiamarkkinoita. Kansallisten sääntelyviranomaisten on annettava pyynnöstä ACERille sen tarvitsemia tietoja tehtäviensä hoitamiseksi. Varsinaisia sitovia päätöksiä ACER pystyy tekemään vain valtioiden rajoja ylittävissä ja turvallisuutta vaarantavissa tapauksissa.[3]

CEER (Council of European Energy Regulators) on Belgian lain alaisuudessa oleva voittoa tavoittelematon organisaatio, joka koostuu kansallisista EU-jäsenmaiden, Norjan ja Islannin sääntelyviranomaisista. Organisaation sisällä jäsenet pystyvät yhdessä jakamaan ja ratkaisemaan alueellisia ongelmiaan. CEER julkaisee raportteja ja artikkeleja Euroopan alueen sääntelyä koskevista asioista. CEER on ACERia tukeva elin Euroopan laajuisessa energiaverkostossa.[2]

ACERin rooliin palataan tarkemmin sähkön siirtohintojen valvontamenetelmien yhteydessä luvussa 4.

## 2.2 Suomen lainsäädäntö

Suomen sähkömarkkinoiden perustana on Sähkömarkkinalaki vuodelta 2013. Laissa on erikseen nimetty Suomelle aiemmin määritelty sääntelyviranomaisen Energiavirasto (EV), joka on entiseltä nimeltään Energiamarkkinavirasto. Sähköverkko voi harjoittaa liiketoimintaa ainoastaan, kun se on saanut sähköverkkoluvan EV:ltä. Luvan saamisen kriteereinä on tekniset, taloudelliset ja organisatoriset tekijät. Jakeluverkonhaltijoiden osalta sähköverkkoluvassa erikseen määritellään maantieteellinen vastuualue luvan saaneelle.[4] Sähkömarkkinalaissa ei anneta erikseen sähkön siirtohinnoittelulle käytettävää laskentamenetelmää tai yksityiskohtaisia vaatimuksia, mutta hinnoittelun on oltava selkeästi perusteltua.

Sähköverkkoluvan saamiseksi hakijan on oltava yhteisö tai laitos, jolla on riittävä määrä henkilöstöä vastaamaan verkkotoiminnan laajuutta. Palveluksessa on oltava myös sähköturvallisuuden kelpoisuusvaatimukset täyttävä käytön johtaja, sekä tarvittaessa sähkötoiden johtaja. Hakijan taloudellinen tilanne on oltava vakaalla pohjalla kannattavan sähköverkkotoiminnan takaamiseksi ja sillä on oltava päätösvalta liiketoiminnan harjoittamista koskevien varojen käytöstä. Jos hakija harjoittaa kyseisen sähköverkkotoiminnan oheella muuta liiketoimintaa, on ne eriytytettävä toisistaan, mikä tarkoittaa tilikausittain erillisten tuloslaskelmien ja taseiden laatimista eri liiketoiminnoille.[4]

Samoin kuin EU:n linja, on Sähkömarkkinalaissa painotettu sähköverkkopalveluiden tasapuolisuutta ja syrjimättömyyttä. Tämä näkyy laissa suoraan hintaa rajoittavissa osioissa. Verkkopalveluiden myyntihintojen ja ehtojen on oltava tasapuolisia riippumatta asiakkaasta tai sen maantieteellisestä sijainnista vastuualueella, sekä myyntiehdot on esitettävä selkeästi. Hinnoittelussa voi kuitenkin olla eroja vastuualueen eri osissa mahdollisen EV:n myöntämisen poikkeuksen mukaan. Ehdot eivät saa estää

sähkökaupan kilpailua tai sähkönkulutuksen joustoa. Hinnoittelussa on tarkasteltava kokonaiskustannuksia, joihin sisällytetään myös järjestelmän toimintavarmuuden ja tehokkuuden takaaminen, sekä asiakkaalle tuotettu hyöty verkkoon liittymisestä. Verkkopalveluiden hintataso on oltava kustannuksiinsa nähden kohtuullista. Sähkön tuotannolta veloittavan jakelumaksun on katettava suhteellisesti pienempi osa kustannuksista kuin sähkön käyttäjien maksaman jakelumaksun.[4]

Verkonhaltijoilla on siirtovelvollisuus korvausta vastaan sähköverkkotoiminnan osapuolille verkon siirtokyvyn rajoittamassa määrin. Sähköverkkoon on myös liitettävä pyynnöstä sen toiminta-alueella teknisten vaatimusten mukaiset sähkönkäyttöpaikat ja voimalaitokset. Nämä tekniset vaatimukset ja käsittelyaika on julkaistava verkonhaltijan toimesta, sekä oltava valmiina toimittamaan liittyjille yksityiskohtainen arvio liittymiskustannuksista ja toimitusajasta. Paikallisessa sähköverkossa on oltava liittymispiste, josta käsin asiakkaalla on pääsy koko Suomen rajojen sisällä olevaan sähköverkkoon.[4] Liittymispiste varmistaa, että sähkön siirtohinnoittelu ei riipu sen siirtoreitistä tai asiakkaan maantieteellisestä sijainnista [5].

Sähkön siirtohinnoitteluun vaikuttavia kustannuksia nostaa Sähkömarkkinalaissa mainitut verkkoa koskevat velvollisuudet. Laissa erikseen vaaditut kehittämisvelvollisuuteen liittyvät toimitusvarmuusvaatimukset ovat seuraavat: Myrskystä tai lumikuormasta ei aiheudu verkon käyttäjille yli 6 tunnin keskeytystä sähkönjakelussa, eikä asemakaava-alueen ulkopuolella yli 36 tunnin kestävää keskeytystä. Verkonhaltijoilla on kehittämisvelvollisuus, jolla varmistetaan verkon tekninen laatu ja yhteensopivuus muiden sähköjärjestelmän osien kanssa.[4] Sähköverkkojen on myös toimittava luotettavasti valmiuslaissa esitettyjen sotilaallisten tai taloudellisten uhkien aikana [4,6]. Jakeluverkonhaltioiden on tehtävä kehittämissuunnitelma, jossa on kahden vuoden jaksoina kirjattu toimenpiteet, joilla pyritään parantamaan verkon toimintavarmuutta. Suunnitelmassa on erityisesti kiinnitettävä huomiota yhteiskunnan johtamisen, turvallisuuden ja elinkeinoelämän varmistaviin sähkönkäyttöpaikkojen sähkönsaantiin.[4] Toimitusvarmuuteen investoiminen synnyttää luonnollisesti nousupainetta sähkön siirtohinnoille. Esimerkiksi ympäristötekijöiltä suojaava verkon maakaapelointi nostaa merkittävästi siirtohintojen tasoa. Sähkömarkkinalain uudistuksen aikaan 2013 korotuksen arvioitiin olevan 8-10 % uusien vaatimusten aikaansaamiseksi [7]. Verkonhaltija saa laillisesti korottaa sähkön siirtohintoja enintään 15 %:a 12 kuukauden takaiseen hintatasoon verrattuna [4].

Verkonhaltijan on järjestettävä asianmukainen taseselvityksen ja laskutuksen perustana oleva verkkotoiminnan kuormituksen mittaus. Mittauksen voi hoitaa organisaation sisällä



tai hankkia ulkopuolisena palveluna.[4] Mittattavien arvojen vaatimuksiin ja EV:n toimintaan palataan valvontamenetelmiä käsittelevässä luvussa 4.

## 2.3 Norjan lainsäädäntö

Norjan sähkömarkkinat nojautuvat vuonna 1991 voimaan tulleeseen Energialakiin (Norwegian Energy Act), jossa energian myynti ja siirto erotettiin toisistaan. Sähkömarkkinat avautuivat vapaalle kilpailulle, jolloin markkinoiden osapuolet pystyvät vapaasti ostamaan ja myymään sähköä maantieteellisestä sijainnista huolimatta. Sähköverkot pitävät luonnollisen monopoliasemansa ja laissa nimetään erikseen niitä valvova valtiollinen taho Norwegian Water Resources and Energy administration (NVE).[8] Norjan sähkömarkkina-järjestelmä on siis hyvin samankaltainen Suomen kanssa.

Hallituksen päätavoitteet lain pohjalla olivat sähkönjakelun tasapuolisuus käyttäjien kesken, energian konservatiivinen käyttäminen sekä kannustaminen kustannustehokkaaseen toimintaan. Kuitenkin kustannustehokkaasta lähtökohdasta katsottuna harvemmin asutetuilla alueilla sähkön siirtomaksut nousisivat kohtuuttoman korkealle tasolle, jolloin kompromisseja on tehtävä näiden kahden tavoitteen välillä. Myöskään kustannustehokkaan liiketoiminnan aikaansaaminen ei saa tapahtua palvelun laadun kustannuksella. Yksi tapa ratkaista tämä ongelma on sulauttaa jakeluyhtiötä toisiinsa kulujen leikkaamiseksi ja järkevän maantieteellisen jakelualueen aikaansaamiseksi. Hallitus on myös valmis antamaan taloudellista tukea alueille, joissa kustannustehokas sähkönjakelu on haastavaa.[8] Kansalaisten perustarpeen täyttäminen on Norjan kannalta ensimmäinen prioriteetti.

Sähköverkkojen rakentaminen, käyttäminen ja laajentaminen vaativat lisenssin Norjan maaöljy ja energia ministeriöltä (Ministry of Petroleum and Energy, OED). NVE on OED:n alaisuudessa toimiva direktoraatti.[9,10] Lisenssin saaneilla on velvollisuus toimittaa sähköä sen määrittelemän maantieteellisen alueen asiakkaille. Lisenssin vaatimukset ovat riippuvaisia muun muassa alueen energian tai sähkölaitoksen infrastruktuurin tarpeesta, lisenssiä hakevasta organisaatiosta, sekä vaikutuksista ympäristöön ja kulttuurillisiin perintökohteisiin. NVE määrittelee kuinka korkea jännitetaso verkossa voi olla, sekä pystyy määräämään tiettyjä kohteita liitettäväksi verkkoon.[9] Verkonhaltijalta vaadittavat ehdot ovat tapauskohtaisia ja yksiselitteistä määritelmää ei ole. NVE:n päätöksestä pystyy valittamaan, jolloin OED:lla on viimeinen päätäntävalta lisenssin ehdoista ja hyväksynnästä [10].

Norja on mukana monessa kansainvälisessä toiminnassa, joista tämän tutkielman kannalta oleellinen on yhteistyö Euroopan Unionin kanssa. Vaikka Norja ei ole EU-jäsenmaa, on NVE silti osana ACERia ja CEERiä. Tämä tarkoittaa samalla myös EU-direktiivien mukaista lainsäädäntöä kansallisella tasolla energiapolitiikan osalta.[10] Tekemällä yhteistyötä EU-elinten kanssa, helpottaa se rajoja ylittävää sähkön vientiä ja tuontia. NVE:n toimintaan palataan luvussa 4 käsiteltäessä valvontamenetelmiä.

## 2.4 Puolan lainsäädäntö

Sähkönsiirron kannalta oleellinen laki on vuonna 1997 säädetty energialaki (Energy Law Act). Lain valvovana sääntelyviranomaisena on itse laissa nimetty URE (Urząd Regulacji Energetyki), tai englanniksi ERO (Energy Regulatory Office). UREN puheenjohtaja toimii Puolan valtionjohdon hallintovirkamiehenä ja on vastuussa energialain toteutumisesta. [2, 11, 12] Puolan pääministeri nimeää UREN puheenjohtajan viideksi vuodeksi kerrallaan ja pystyy päättämään toimintakauden pätevistä syistä. Näitä syitä ovat työnoitamista estävä jatkuva sairaus, toimivallan väärinkäyttö, tuomittu rikos tai itse puheenjohtajan irtisanoutuminen.[12] Käytetään tässä työssä lyhennettä URE ja viitataan sillä nimenomaan UREN puheenjohtajan velvollisuuksiin.

Lain tarkoituksena on luoda edellytykset kestäväälle kehitykselle Puolan energiamarkkinoilla. Tämän tutkimuksen kannalta tärkein tavoite on luonnollisten monopolien eli paikallisten verkonhaltijoiden negatiivisten vaikutusten ehkäiseminen. EU:n linjan mukaan myös Puolan energialaissa painotetaan energian siirtämisen verkonhaltijan toiminta-alueella olevan syrjimätöntä osapuolen identiteetin ja maantieteellisen sijainnin perusteella. Verkonhaltijoilla on kuitenkin oikeus olla liittämättä osapuolta verkkoon, jolloin verkonhaltijan on toimitettava kyseiselle osapuolelle riittävä määrä informaatiota suoritettavista toimenpiteistä hyväksytyn sopimuksen aikaansaamiseksi. URE pystyy erillisestä hakemuksesta väliaikaisesti poistamaan verkonhaltijan velvollisuuden liittää kyseinen osapuoli verkkoon. URE puuttuu valituksesta myös sähkönsiirron sopimusprosessiin, jos verkonhaltija ei saa sopimusta päätökseen ajallaan. Tällöin URE voi määrätä sähkön siirrettäväksi kohteeseen, kunnes sopimus on saatu päätökseen. [12]

Sähköverkonhaltijat tarvitsevat linsenssin URElta sähköverkon toimintaa varten. Lisenssi määrittelee hakijan toiminnan laajuuden ja maantieteellisen vastuualueen. Energialaissa on määritelty seuraavat vaatimukset linsenssin hakijoille:

- Hakijan vakituinen sijainti tai yrityksen pääasiallinen toimialue on EU:n tai EFTAn (European Free Trade Agreement) jäsenmaiden rajojen sisällä
- Verkonhaltijalla on käytössään taloudelliset resurssit vaaditun toimintalaajuuden ylläpitämiseksi tai kykenee dokumentoimaan kyvyn hankkia kyseiset resurssit
- Omaa tekniset vaatimukset toiminnan laadulle
- Kykenee vakuuttamaan asianmukaisen ja ammattitaitoisen työvoiman käytön toimituksessaan.
- Jos verkon infrastruktuuri ei ole valmiina, tarvitaan päätökset rakennusluvista kyseisille alueille.
- Ei ole tuomittu rikoksesta koskien lakisääteistä yritystoimintaa

Lisenssin saaneet verkkonhaltijat maksavat vuosittaisen Puolan ministereiden neuvoston määrittelemän maksun URElle valvonnan kulujen kattamiseksi.[12]

Laissa on määritelty verkkonhaltijoiden määrittelemien sähkön siirtotariffien perusteet: Kohdistetut sähkönsiirron ja operaattorin toiminnan kulut, perusteltu sijoitetun pääoman tuotto sekä asiakkaiden turvaaminen kohtuuttomilta hinnan korotuksilta. Sähkönsiirron kuluihin otetaan huomioon myös ympäristön suojelusta ja sähkötehokkuudesta syntyvät kustannukset. Sähkön siirtohinnat saavat verkkonhaltijan eri asiakasryhmillä poiketa toisistaan vain oikeutetuilla kohdistetuilla kuluilla. Sähkön siirtomaksujen kiinteä osa ei saa myöskään ylittää UREn määrittelemää kynnyksarvoa.

UREn toimintaan palataan tarkemmin luvussa 4.

## 3. SÄHKÖN SIIRTOHINTOJEN LASKENTAMENETELMÄT

### 3.1 Tunnusluvut ja laskentamenetelmät

Regulatory Asset Base (RAB) on yleisesti käytetty termi, jonka avulla valvova organisaatio määrittelee verkonhaltijan sallitun tuoton sähkönsiirron liiketoiminnasta. RABin määrittelylle ei ole yksiselitteistä kaavaa, vaan se on maakohtaisesti määritelty arvo.[2] RAB pitää sisällään valvovan organisaation määrittelemät kohteen suorituskykyyn vaikuttavat tekijät, eli arvostaa aikaisemmat sijoitukset verkon toiminnassa [13]. Yleisesti RAB pitää sisällään historialliset ja uudet sijoitukset jättäen yrityksen saamat tuet pääomaan termin ulkopuolelle. RAB voidaan myös määritellä historiallisten hintojen, indeksillä korjattujen hintojen tai jälleenhankintahintojen mukaan.[2]

Oleellinen osa valvottavan kohteen sallitun tuoton laskennassa on pääoman keskimääräinen kustannus (WACC, Weighted Average Cost of Capital), joka saadaan laskettua kaavan 1 avulla. Kaavaa ei yleensä käytetä tässä muodossa, vaan eri valtiot muokkaavat kaavaa haluamillaan kertoimilla. [2]

$$WACC = \frac{E}{E+D} CE + \frac{D}{E+D} CD \quad , \quad (1)$$

missä  $E$  on oma pääoma (Equity),  $D$  on velka (Debt),  $CE$  on oman pääoman hinta (Cost of Equity) ja  $CD$  on velan hinta (Cost of Debt). WACC:in termejä voidaan RABin lailla arvostaa eri ajanhetkiltä katsottuna, mutta metodit molemmilla termeillä on oltava samat yhteensopiakseen. Lisäksi valvovasta organisaatiosta riippuen WACC voidaan laskea ennen veroja tai niiden jälkeen. Yleinen tapa laskea sallittu tuotto valvottavalle verkonhaltijalle on kertoa RAB ja WACC keskenään. [2]

Iso-Britannialainen professori Stephen Littlechild on kehittänyt luonnollisten monopolien valvonnan avuksi matemaattisen mallin [14]:

$$P_t = P_{t-1}(1 + RPI - X)\eta \pm Z \quad , \quad (2)$$

missä  $P_t$  on sähkönsiirron hintataso valvontajaksolla  $t$ ,  $P_{t-1}$  on sähkönsiirron hintataso edellisellä valvontajaksolla,  $RPI$  (Retail Price Index) on vuosittainen sallittu hinnan korotus,  $X$  on valvovan organisaation antama tehottomuutta kuvaava vähennysindeksi ja  $Z$  on ulkoisten vaikutusten termi, jolla voidaan perustellusti vaikuttaa hintatasoon. Termi  $\eta$  on palvelun laatua kuvaava termi, jonka matemaattinen määrittely ei ole

täysin yksiselitteistä. Kaavan keskeinen osa on termi  $RPI - X$ , joka määrää kertoimen uudelle hinnalle. Jos termin tulos on negatiivinen, tarkoittaa se arvon  $P_t$  pienentämistä edelliseen valvontajaksoon nähden. [14] Kuten termeistä huomataan, kaava on hyvin suuntaa antava ja antaa pelivaraa niin sääntelyviranomaisille, kuin verkonhaltijalle. Termit  $P_t$  ja  $P_{t-1}$  voidaan määrittää seuraavilla kaavoilla [14]:

$$R = VC + RB \quad (3)$$

$$P_0 = \frac{R}{Q} \quad (4)$$

Kaavassa 3  $VC$  (Variable Costs) on toiminnan muuttuvat kustannukset,  $RB$  (Rate Base) on sallittu tuotto sijoitetulle pääomalle ja  $R$  on liikevaihto [14]. Yksi tapa esittää  $RB$  on aikaisemmin todettu  $RAB \cdot WACC$ . Kaavassa 4  $P_0$  on  $P$ :n lähtöarvo ja  $Q$  on myydyn energian määrä [14]. Tällöin yksiköksi saadaan rahamäärä per energia. RPI-X termin mukainen valvottavan hinnan ylärajan määrittäminen ja RAB ovat monessa maassa sulautettu toisiinsa [13].

Sijoituskohteen tuoton odotusarvoa voidaan kuvata Capital Asset Pricing – mallin (CAPM) mukaan kaavalla [15]:

$$r_E = r_f + \beta_E(r_m - r_f) \quad , \quad (5)$$

missä  $r_E$  on oman pääoman tuottovaatimus,  $r_f$  on riskittömän sijoituskohteen tuotto ja  $r_m$  on odotettu markkinatuotto.  $\beta_E$  on osakkeen systemaattinen riski, joka kuvaa yrityksen riskiä suhteessa kaikkien sijoituskohteiden keskimääräiseen riskiin. Termiä  $\beta_E(r_m - r_f)$  kutsutaan riskilisäksi ja sen kerrointa  $(r_m - r_f)$  markkinatuoton riskilisäksi. Riskittömän sijoituskohteen tuoton arvioinnissa voidaan esimerkiksi käyttää valtion viiden tai kymmenen vuoden obligaation korkoa. Kaava 5 on käytännöllinen työkalu sähköverkkoyhtiöiden toiminnan valvonnassa. [15]

## 3.2 Hinnoitteluperiaatteet

Verkonhaltijoilla on käytössään erilaisia hinnoitteluperiaatteita, joilla he voivat määrittellä hintatasonsa perustellusti. Siirtotariffien suunnittelussa on usein syytä tarkastella useampaa hinnoitteluperiaatetta optimaalisen ratkaisun saavuttamiseksi.

Aiheuttamisperiaatteella tarkoitetaan kustannuksen kohdistamista juuri sille suoritteelle, joka sen on aiheuttanut [5]. Kiinteiden kustannusten osalta voidaan kokonaiskustannus jakaa halutuun perusteisiin eri komponenteille. Esimerkiksi yksi tapa on ajatella jokaisen liiketoiminnan komponentin luovan yhtäsuuren osan kustannuksesta ja näin kohdistaa

kustannus tasan. Optimaalisessa tilanteessa jokainen asiakas maksaisi aiheuttamansa kustannukset, mutta tämä on ristiriidassa hinnoittelun syrjimättömyyden kanssa [5,15].

Asiakkaiden ja valvovien organisaatioiden on helposti ymmärrettävä, mistä siirtotariffin rakenne koostuu. Tästä syystä hinnoittelussa käytetään apuna usein yksinkertaisuusperiaatetta. [5] Periaatteella pyritään varmistamaan ratkaisun yksinkertainen todettavuus ja ymmärrettävyys, jolloin hallinta ja mahdollisten muutostoimenpiteiden suorittaminen helpottuvat [16].

Kolmantena keskeisenä periaatteena on markkinahintaperiaate. Vaikka sähköverkkojen liiketoiminnalla ei ole suoraa kilpailua, voidaan niiden hintatasoa verrata muihin samankaltaisiin verkonhaltijoihin. Tällä voidaan varmistaa laaditun siirtotariffin tasapuolisuus maan laajuisesti, sekä tarkastaa hintatason olevan sallittujen rajojen sisällä. [5]

Useimmiten siirtotariffi koostuu kiinteästä ja energian kulutuksen mukaan määräytyvästä hintakomponentista. Seurauksena hinnoittelu voidaan laatia kiinteämaksupainotteisesti tai energiamaksupainotteisesti. Kiinteää siirtotariffin komponenttia painottaessa verkonhaltija pyrkii painottamaan kustannusvastaavuutta, kun taas energian kulutusta vastaava painotus parantaa tariffin yksinkertaisuutta ja sähkön käytön ohjausta. [16] Käytännössä siirtotariffeilla on aina molemmat komponentit sisällytettynä, mutta niiden painotus on yhtiökohtainen päätös. Komponenttien osuudet kokonaishinnasta riippuvat alueellisen verkon kustannusrakenteesta ja toimintavarmuudesta taloudellisella tasolla [16]. Lisäksi uusilta asiakkailta voidaan periä liittymismaksu, jolla katetaan verkon uusien sähköliittymien rakentaminen [15, 16].

### 3.3 Hinnoittelumallit

Aikaisemmin määritellyn WACC:in avulla voidaan määritellä karkea arvio hinnoittelulle, sillä WACC:in arvo vastaa koko pääoman painotettua keskimääräistä tuottovaatimusta. Kun kaavan 3 mukainen liikevaihto jaetaan vuotuisella toimitetulla energiamäärällä, saadaan tulokseksi keskimääräinen siirtotariffin yksikköhinta. [15] Kyseistä keskimääräishinnoittelua ei suoranaisesti käytetä, mutta se antaa arvion tulojen riittävydestä, sekä perustelun siirtotariffien kohtuullisuudesta [16].

Keskikustannuslaskenta antaa luotettavan tuloksen silloin, kun kustannuspaikkojen kustannukset eivät vaihtelee laajasti vuosittain. Keskikustannuslaskennalla tarkoitetaan kustannusten kohdistamista aiheuttamisperiaatteen mukaan yksittäisen vuoden tietojen perusteella. [5] Koska käytännössä kustannukset eivät pysy vakiona vuosittain, on rajakustannushinnoittelu käytännöllisempi työkalu tariffihinnoittelun perusteena.

Rajakustannushinnoittelun tavoitteena on arvioida uuden sähköenergian loppukäyttäjän aiheuttamat lisäkustannukset verkolle aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Kyseiset kustannukset voivat vaihdella vahvasti ajankohdan, paikan tai jännitetason mukaan, jolloin lopullinen hinta on yksilökohtaisesti räätälöityä. [16] Hinnoittelua voidaan käyttää hyväksi useimiten vain tietyn asiakasryhmän tariffilaskennassa, sillä yksittäisten asiakkaiden tapauksessa on hinnoitteluperiaate luonteensa vuoksi syrjivää. Käytännön laskenta tapahtuu sovittamalla suora peräkkäisten vuosien kustannusten välille, jolloin suoran kulmakerroin kuvaa rajakustannusten suuruutta. Aikaisempien ja ennustettavien vuosien kustannusten rahallinen arvo on muutettava laskentavuoden arvoon. Jos suora ei leikkaa kustannusakselia nollassa, kutsutaan ylijäävää osuutta jäännöskustannukseksi. Jäännöskustannuksen arvo voidaan kattaa kohdistamalla se organisaation haluamalla tavalla siirtomaksuihin. Rajakustannuslaskennassa yleensä tarkastellaan pitkiä aikavälejä, sillä lyhyen aikavälin tarkastelussa yksittäiset suuret investoinnit korostuvat ja vääristävät tulosta. Jos tarkasteltava aikaväli ei ole tarpeeksi pitkä tai kustannuksista ei ole riittävää määrää dataa, ei rajakustannuslaskenta anna keskimääräishinnoittelua tarkempaa tulosta. [5]

Keskimääräis- ja rajakustannushinnoittelua voidaan käyttää asiakkaan etäisyyden pohjalta tai pistetariffimenetelmällä. Jos hinnoittelussa on mukana etäisyyskomponentti, nostaa se maantieteellisesti sähköntuotannosta kaukana olevien asiakkaiden sähkön siirtohintoja kohtuuttomasti. Tästä syystä Euroopassa on yleisesti käytössä pistetariffimenetelmä, jolloin hinta perustuu liittymispisteen sijaintiin, johon asiakas liitetään. Tällöin sähkön siirtohintaa ei ole riippuvainen asiakkaan käyttämästä sähkön siirtotiestä. Pisteen kautta asiakas on suoraan yhteydessä kantaverkkoon ja koko valtakunnalliseen sähköverkkoon, jolloin sähkönsiirron hinta ei ole riippuvainen toimittajasta. [16]

### 3.4 Kuormituksen kustannusten arviointi

Asiakasryhmän verkkoon kohdistamia kuormituksia voidaan arvioida tilastoihin perustuvalla tyyppikäyttäjien analyysillä. Esimerkiksi Suomessa tilastot perustuvat 1980- ja 1990-luvuilla mitattuun dataan 1200:sta mittauskohteesta ja 42:n sähkölaitoksen toimesta. Seurauksena saatiin mallinnettua erilaisten loppukäyttäjien tyypilliset kuormitukset verkolle eri ajan hetkillä. Suurin kuormituksen määrään vaikuttava tekijä on lämpötilaolosuhteet. [5] Eri tyyppikäyttäjien tuntitehoja voidaan mallintaa kaavalla [5]:

$$\bar{P}_{it} = \frac{E_i}{E_{ref}} m_{it} \quad , \quad (6)$$

missä  $\bar{P}_{it}$  on tyyppikäyttäjäryhmän  $i$  käyttämä teho tuntina  $t$ ,  $E_i$  on tyyppikäyttäjäryhmän yhteenlaskettu vuosienergia,  $E_{ref}$  on ryhmän referenssivuosienergia ja  $m_{it}$  on tehon odotusarvo ryhmällä  $i$  tuntina  $t$ .

Kaavan 6 mukainen tarkastelu ei kuitenkaan riitä, sillä sähköverkossa on oltava riittävästi kapasiteettia myös satunnaisten suurempien kuormituspiikkien kestämiseksi. Tällöin pelkästään tyyppikäyttäjien tehonkäytön odotusarvo ei anna tarpeeksi tarkkaa tulosta kuormitusvaihteluista [5]. Tällöin voidaan käyttää kaavaa [5]:

$$P_{max} = n_i \bar{P}_{it} + z_\alpha \sqrt{n_i \sigma_{it}} \quad , \quad (7)$$

missä  $P_{max}$  on asiakasryhmän tunnin  $t$  huipputeho,  $n_i$  on ryhmän sähkökäyttäjien lukumäärä,  $z_\alpha$  on normaalijakauman varmuuskerroin, joka vastaa valittua alitustodennäköisyyttä, sekä  $\sigma_{it}$  on ryhmän tehon hajonta tuntina  $t$ . Ei ole syytä varautua pahimpaan mahdolliseen kuormitustilanteeseen, vaan valita haluamansa todennäköisyys vastaamaan  $z_\alpha$ :n arvoa. Jos verkko rakennettaisiin kattamaan jokaisen asiakasryhmän samanaikaiset huippukuormitukset, nostaisi se investointikustannukset tarpeettoman suuriksi. Tämä puolestaan heijastuisi tarpeettoman suuriksi sähkön siirtomaksuiksi. Kun verkossa on erilaisia tyyppikäyttäjien ryhmiä, voidaan käyttää summan kaavaa (8). [5]

$$P_{max} = \sum_{i=1}^l (n_i \bar{P}_{it}) + z_\alpha \sqrt{\sum_{i=1}^l (n_i \sigma_{it}^2)} \quad , \quad (8)$$

missä  $l$  on tyyppikäyttäjäryhmien lukumäärä. Kuormituksen mallintaminen toimii myös sähkön siirtohintojen kohtuullisuuden perusteena.



## 4. SÄHKÖN SIIRTOHINTOJEN VALVONTAMENETELMÄT

### 4.1 Energiaviraston valvontamenetelmät

#### 4.1.1 Kohtuullisen tuoton arviointi

Suomessa ei ole standartoitua laskentamenetelmää sähkön siirtotariffeille, vaan sähköverkon haltijat määrittelevät ne itse kohtuullisuutta ja perusteellisuutta hyväksi käyttäen. Tavanomaisesti siirtotariffi koostuu kiinteästä kuukausimaksusta, kulutetun energian määrittelemästä komponentista ja tehomaksusta. Sähköverkko mitoitetaan huipputehon perusteella ja tehomaksulla pyritään tasoittamaan asiakkaiden tehuhippuja. Tämä vähentää tarvetta verkon vahvistamiselle. [15] Kohtuullisen tuoton ja muiden valvonnassa käytettyjen termien laskemiseksi on verkonhaltijan toimitettava EV:lle sen tarvitsemat tiedot luvussa 2 käsitellyn sähkömarkkinalain vaatimusten mukaisesti.

EV arvioi sitoutuneen pääoman tuoton kohtuullisuutta WACC:in avulla. EV:n käyttämä WACC-malli on kaavan 9 mukainen. [16]

$$WACC = \frac{E}{E+D} CE + (1 - t) \frac{D}{E+D} CD \quad , \quad (9)$$

missä kaavaan lisätyn kertoimen arvo  $t$  on tarkasteluhetken yhteisöverokanta, mikä koskee vain yhteisöverovelvollisia yhtiöitä. WACC:in avulla EV määrittelee tuottoprosentin maksimiarvon koko sähköverkkotoiminnan pääomalle. [15] EV on määritellyt käytännöt, joilla WACC-yhtälöön saadaan määriteltyä kertoimet  $CE$  ja  $CD$  [17].

Yrityksen oman pääoman kohtuullisen kustannuksen arvioinnissa EV käyttää CAPM-mallia. EV on määritellyt kaavaan 5 riskilisän  $(r_m - r_f)$  arvoksi 5%, missä  $r_f$  määräytyy Suomen valtion kymmenen vuoden obligaation koron mukaan. [15] Toimialakohtainen velallinen  $\beta_E$  on nykyisellä valvontajaksolla määritetty arvoon 0,828 ja velaton  $\beta_E$  arvoon 0,54. EV:n käyttämässä CAPM-mallista käytetään velallista  $\beta_E$  arvoa, jolloin velaton on korjattava kaavalla 10. [17]

$$\beta_{velallinen} = \beta_{velaton} \left( 1 + (1 - t) \frac{D}{E} \right) \quad , \quad (10)$$

missä  $\frac{D}{E}$  on pääomarakenne ja kuvaa korollisten velkojen ja oman pääoman suhdetta. EV myös summaa CAPM-mallin  $r_E$ :n arvoon likvidittömyyspreemion LP, joka kuvaa sijoituksen epälikvidiyyttä eli vaikeuttaa muuttaa sijoitusta rahaksi. LP:n arvoksi on määritetty toimialalla 0,6 %. [17]

Vieraan pääoman kohtuulliset kustannukset saadaan arvioitua kaavalla [17]:

$$CD = r_f + DP \quad , \quad (11)$$

missä  $DP$  on vieraan pääoman riskipreemio, joka kuvaa kustannusta vieraasta pääomasta, mikä tulee riskittömän koron päälle [17]. EV on määritellyt arvon  $DP$  olleen vuodesta 2020 alkaen 1,26 % [18].

Kun  $CD$ :n arvo ja CAPM-mallista saatu  $CE$ :n arvoa vastaava  $r_E$  sijoitetaan kaavaan 9, saadaan laskettua kohtuullinen tuottoaste valvottavalle verkonhaltijalle. Käytettävä WACC on laskettu ennen veroja, jolloin menetelmä kohtelee jokaista yhtiömuotoa tasavertaisesti. Ennen veroja oleva WACC saadaan laskettua jakamalla yhtälöstä 9 saatu verojen jälkeinen WACC arvolla  $(1 - t)$ . [17]

Varsinainen kohtuullisen tuoton rahallinen arvo saadaan kertomalla ennen veroja saadun WACC:in kohtuullisen tuottoasteen arvo RAB:illa. EV on määritellyt RAB:n verkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun oman pääomalla ja oikaistun korollisen vieraan pääoman summana. Kohtuullisen tuoton arvoa ei ole määritetty korottomalle vieraalle pääomalle, koska sillä ei ole tuottovaatimusta. RAB:ssa käytetyt arvot ovat oikaistuja nykykäyttöarvoja oikaistusta sähköverkon jälleenhankinta-arvosta laskettuna. Inflaatiota ei oteta huomioon jälleenhankinta-arvon määrittelemisessä, sillä se on jo huomioitu WACC:in laskennassa. Saatuja tukia Suomen valtiolta, Euroopan Unionilta ja toiselta EU- tai ETA-valtiolta ei sisällytetä kohtuullisen tuoton laskentaan. Tästä syystä valvottavan verkonhaltijan on toimitettava EV:lle selvitys saaduista tuista ja kompensatioista. [17]

Sähköverkon omaisuudeksi lasketaan toisiinsa liitetyt sähköjohdot, sähköasemat sekä sähköverkkopalveluiden sähkölaitteet, -laitteistot, järjestelmät ja ohjelmistot. Verkkotoimintaan ei katsota kuuluvan seuraavia ehtoja täyttäviä komponentteja:

- Komponentit ovat verkonhaltijan käytössä, mutta ei hallinnassa
- Komponentit eivät ole kehittämisvelvollisuuden piirissä tai verkkoluvan mukaista
- Komponentit eivät ole tarpeellisia verkkotoiminnalle
- Komponentit ovat vapaan kilpailun piirin komponentteja, kuten asiakkaan rakentamia liittymisjohtoja

- Komponentit ovat 1.9.2013 jälkeen rakennettuja vain tuotannon sähkönkulutusta palvelevia osia

Komponenttien nykykäyttöarvoa laskettaessa käytetään hyväksi pitoaikoja, jotka verkonhaltija on määritellyt EV:lle komponenttien keskimääräisen teknistaloudellisen pitoajan perusteella. Saman tyyppisille komponenteille lasketaan keski-ikä, jota sovelletaan nykykäyttöarvon laskennassa. Jos uuden komponentin todellista ikää ei voida määrittellä, käytetään ikänä 0,5 vuotta. Muille määrittelemättömille tai pitoaikaa vanhemmille komponenteille ikänä käytetään 100% pitoajan arvosta. Oikaistu nykykäyttöarvo saadaan laskettua kaavalla 12 ja 13. [17]

$$NKA_i = \left(1 - \frac{ki_i}{pa_i}\right) (yh_i mr_i) \quad (12)$$

$$NKA = \sum_{i=1}^n NKA_i \quad (13)$$

Kaava 12 antaa komponenttikohtaisen nykykäyttöarvon tuloksen  $NKA_i$ , missä  $ki_i$  on komponenttien  $i$  keski-ikä,  $pa_i$  on niiden pitoaika,  $yh_i$  on yksikköhinta komponentille ja  $mr_i$  on komponenttien määrä. Kaava 13 puolestaan antaa koko sähköverkkomaisuudelle oikaistun nykykäyttöarvon NKA.[17]

RAB:n oikaistun korollisen vieraan pääoman osuus saadaan suoraan eriytetystä taseesta. Korolliseksi vieraaksi pääomaksi katsotaan pitkäaikaiset vieraan pääoman lainat, sekä niiden lyhennyserät lyhytaikaisista vieraista pääomista. Korollisen konserniavustusvelan oman pääoman osuutta ei oteta huomioon. [17]

#### 4.1.2 Valvontajaksot ja verkkojen kehitys

EV:n valvontamalli perustuu neljän vuoden mittaisiin valvontajaksoihin vuodesta 2008 lähtien. Tätä aikaisemmin ensimmäinen valvontajakso kesti kolme vuotta vuodesta 2005 vuoden 2007 loppuun. Valvontajaksojen tavoitteena on kohtuullisen tuoton arvioinnin lisäksi asettaa valvottaville verkonhaltijoille verkon tehostamistavoitteita ja laatukannustimia. Siirtohintojen kohtuullisuutta arvioidaan valvontajaksoilta jälkikäteisesti. [5] Verkonhaltijoiden on toimitettava EV:lle kaikki valvontaan tarvittava informaatio vuosittain [17].

Koska sähköverkkotoiminta on monopoliasemassa, ei ole kilpailua antamassa painetta verkon tehostamiselle tai laadun tasolle. Tästä syystä EV:n on annettava erilaisia vaatimuksia ja tavoitteita valvottaville jakeluverkkoyhtiöille. [17]. Laadulliset ja kustannustehokkuuden vaatimukset ovat oleellinen osa siirtohintojen arviointia, sillä jokaisella investoinnilla ja kustannusrakenteen muutoksella on vaikutusta niihin.

Tehokkuusmittausten perusteella yleinen tehostamistavoite on kahden prosentin nousu kustannustehokkuudessa vuosittain. Kuitenkin poikkeuksellisesti neljännen ja viidennen valvontajakson eli vuosien 2016-2019 ja 2020-2023 yleinen tehostamistavoite on 0 %. Yrityskohtaista tehostamista arvioidaan tehostamispotentiaalilla, joka saadaan vertaamalla verkonhaltijan toteutuneita kontrolloitavissa olevia operatiivisia kustannuksia (KOPEX) edellisten vuosien toteutuneiden kustannusten perusteella laskettuun vertailutasoon (SKOPEX). SKOPEX on yrityksen kohtuulliset kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset, missä otetaan huomioon inflaatio. Valvontajakson ensimmäisenä vuotena käytetään vertailuun aikaisemman valvontajakson SKOPEX:n keskiarvoa, minkä jälkeen käytetään kyseisen valvontajakson aikaisempien vuosien KOPEX:ia.[17]

Laatukannustimella pyritään saavuttamaan vähintään sähkömarkkinalain määrämä toimitusvarmuuden taso. Kannustimen laskennassa käytetään hyväksi liittymispistekohtaista keskeytyksestä aiheutuvaa haittaa (KAH). KAH:n määrittämiseksi verkonhaltijan on toimitettava EV:lle tiedot keskeytyksistä ja niiden aiheuttamista kustannuksista. KAH:iin vaikuttavat tekijät ovat keskeytysten lukumäärä, ajankohta, kestot, keskeytyvä teho ja yksikköhinnat. Jakeluverkkoyhtiön KAH-arvo määräytyy keskeytyksen vaikutuksen alaisena olevien asiakasryhmien osuuksista yksikköhintojen mukaan. Valvontamallissa käytetään kaikille asiakkaille yhteisiä keskimääräisiä KAH-parametreja. Toteutuneiden keskeytyskustannusten vertailussa käytetään vertailutasona kahden edellisen valvontajakson keskeytyskustannusten keskiarvoa. [17]

## 4.2 NVE:n valvontamenetelmät

### 4.2.1 Kohtuullisen tuoton ja tuottovaatimuksen määrittely

NVE:n verkonhaltijoiden valvontajaksot ovat yhden vuoden mittaisia ja laskentamenetelmiin määriteltäviä lukuarvoja tarkastellaan viiden vuoden välein. Norjassa on käytössä NVE:n määrittelemä laskukaava, jolla sallitun kohtuullisen tuoton arviointi saadaan laskettua. Norjan verkonhaltijat asettavat sähkön siirtotariffit käyttäen hyväksi kyseistä kaavaa 14. [2]

$$AR_t = RC_t + PT_t + TC_t + R\&D_t - CENS_t + TL_t, \quad (14)$$

missä AR sallitun kohtuullisen tuoton arvo valvontajaksolla t, RC on NVE:n määrittelemä tuottojen hintakatto, PT on kiinteistöveron osuus, TC on muiden sähköverkkoyhtiöiden tariffimaksujen hinta, R&D on kehitystyöstä (Research and Development) koituvat kustannukset, CENS on jakelemattoman energian hinta ja TL on sijoitusten aikaviiveen

komponentti, joka määrittellään sijoitusten alkuperäisen hinnan ja niiden pääomakustannusten erotuksena. CENS:in tarkoituksena on ylläpitää sähköverkostojen laatua ja varmistaa tarvittavien investointien tekemistä, jotta katkoksista energian jakelussa vältyttäisiin. Kun NVE tekee uuden päätöksen RC:n arvosta, on verkonhaltijan tariffimuutoksilla saatava tuoton yli- ja alijäämä tasattua nolnaan. Tätä kutsutaan tuoton tasapainoksi, joka lasketaan todellisten tuottojen ja sallittujen tuottojen erotuksella. NVE voi halutessaan tarjota metodiikan, kuinka tämä tasapaino saavutetaan. [2]

NVE määrittelee RC:n arvon vuosittain vertailemalla jakeluverkonhaltijaa DEA:n (Data Envelopment Analysis) mukaisiin malleihin [2]. RC:n arvo saadaan laskettua kaavalla [19]:

$$RC_t = C_t + \lambda(C_t^* - C_t) \quad , \quad (15)$$

missä  $C_t$  on yrityksen todelliset kustannukset vuonna  $t$ ,  $C_t^*$  on vertailuanalyysillä saadut normaalikustannukset ja  $\lambda$  on kannustimien kerroin, joka kuvaa NVE:n määrittelemää arviota  $C_t$ :n ja  $C_t^*$ :n optimaalisesta suhteesta. NVE käyttää kertoimen laskussa kustannusten osuuksina  $C_t = 40\%$  ja  $C_t^* = 60\%$ , jolloin kerroin  $\lambda$  on 0,6. Tämä kannustaa yrityksiä mahdollisimman kustannustehokkaaseen ratkaisuun. [19] Laskut suoritetaan datalla, joka on kaksi vuotta vanhaa [2].

NVE käyttää normaalikustannuksen vertailuarvon määrittämiseen ympäristökijää Z-muuttujaa. Paikallisen sähköverkon jakelun tapauksessa arvoon vaikuttavia tekijöitä on listattuna vuoristo- ja rannikkoympäristöt, kylmyys, sekä kaupunki- ja metsäolosuhteet. [2]

NVE käyttää veroja ennen laskettua WACC:in arvoa määrittääkseen yrityksen tuottovaatimuksen. WACC:in yksityiskohtaista määrittystä tarkastellaan viiden vuoden välein. RAB:in määrittelyssä mukaan luetaan tilinpäätöksen kirjanpidolliset omaisuudet, joista käyttöpääoman arvoa nostetaan 1 %:n käyttöpääomapreemiolla. Rakenteilla olevia vastaavia ja rahoitusomaisuutta ei oteta huomioon. [2]

#### 4.2.2 Kompensaatiot

Sähkön siirtohintojen kannalta on tärkeää tarkastella sähköverkoille asetettuja vaatimuksia ja kannustimia. Jotta tavoitteet saavutettaisiin sulavasti ja vältettäisiin siirtohintojen kohtuutonta nousua, antaa NVE verkonhaltijoille kompensatioavustuksia.

NVE:n laskentamenetelmien mukaan tehokkuudeltaan keskimääräinen yritys saavuttaa tuottovaatimuksen tuotoillaan [2]. Kuitenkaan tämä ei välttämättä riitä, sillä Norjan lainsäädännössä määriteltujen laadullisten vaatimusten ja liittämiselvöllisyyden vuoksi verkot tarvitsevat suuria investointeja. Tämän vuoksi sähköverkkoliiketoiminnassa vähimmäistuotto investoinnille on 2 %, sillä tämän arvon alittavat yritykset saavat kompensatiokorvausta valvontajakson loputtua. [19]

NVE pyrkii tukemaan verkkoyhtiöitä yhdistymään, jos DEA:n perusteella saatu kustannustehokkuuden analyysi osoittaa siitä olevan hyötyä pitkällä aikavälillä. Suurimmassa osassa yhdistymisistä tämä kustannustehokkuuden arvo huononee lyhyemmällä aikavälillä alkuperäiseen verrattuna. Kun seurauksena kustannukset nousevat normaalikustannusten tasolle, ei moni yritys näe yhdistymistä järkevänä ratkaisuna. Tämän vuoksi NVE tukee yhdistymistä kompensatioilla, jotka ovat määrältään osa yhdistymisestä syntyvää analyysin perusteella saatua hyötyä. Korvaus saadaan kertamaksuna, joka vastaa arvioitua diskontattun hyödyn arvon osaa 30 tulevan vuoden ajalta. [20]

### **4.3 URE:n valvontamenetelmät**

#### **4.3.1 Siirtotariffien valvonta**

Puolassa ei ole käytössä standardoitua tapaa sähkön siirtohintojen määrittelemiseksi. Verkkoyhtiöt hakevat hyväksyntää siirtotariffeilleen ja URE:n tehtävänä on hyväksyä tai hylätä hakemus. URE ei saa kuitenkaan määritellä, mitä hakemuksen tulee sisältää. URE voi kuitenkin halutessaan vaatia muutoksia hakemuksen tariffilaskentaan tai sen perusteluihin, jos seurauksena hintataso saadaan laskemaan. On kuitenkin otettava huomioon, että jos tariffit säädellään liian mataliksi, ei potentiaalisia uusia toimijoita saada alalle, kun uusille alueille tarvitaan sähköverkoja. Tällöin energian tuottajilla ei välttämättä ole tasa-arvoista mahdollisuutta tavoittaa asiakkaita. Hyväksynnän hakija anoo myös käyttöajan pituutta, jonka aikana kyseinen tariffi on voimassa. Yleensä tämä ajanjakso ei ole kolmea vuotta pidempi. Jos sähköverkon liiketoimintaa jatketaan hylätystä päätöksestä huolimatta tai käytetään muita kuin hyväksytyjä tariffeja, rankaistaan toimijaa hallinnollisilla sakoilla. Puolan korkein oikeus päätti heinäkuussa 2004, että taloudelliset sanktiot voidaan asettaa myös yksittäisille henkilöille, jotka ovat vastuussa kyseisten tariffien toimeenpanemisesta. [21]

Viiden suurimman jakeluverkonhaltijan valvontajaksot ovat viiden vuoden mittaisia, joista viimeisin päättyi vuoden 2020 lopussa. Kuitenkin näiden yritysten siirtotariffeja tarkastellaan URE:n toimesta vuosittain hyväksytyn tason osoittamiseksi.[2]

Verkonhaltijoiden on suunniteltava verkon kehittämissuunnitelma kolmeksi vuodeksi kerrallaan, jotta nykyinen ja tulevaisuuden sähkön tarve saadaan tyydytettyä. Suunnitelman tarkoituksena on varmistaa pitkän aikavälin kustannustehokkuus ja minimoida tulevaisuuden tuomat kulut verkkoyhtiölle. Tämä estää kohtuutonta siirtohintojen nousua ja varmistaa verkon jatkuvuuden, luotettavuuden ja laatuvaatimukset. [2]

### 4.3.2 Tunnuslukujen määrittäminen

URE määrittelee tuottojen maksimiarvon RC WACC:in ja RAB:in avulla. WACC:in arvo lasketaan ennen veroja, missä käytettävät oman ja vieraan pääoman osuudet ovat molemmilla 50 %. URE julkaisee WACC:issa käytetyt parametrit jokaisen vuoden neljänneksen alussa. Suoranaista WACC:in arvoa ei ole saatavissa, mutta kaikki tiedot sen laskemiseksi on käytössä. [2]

URE määrittelee RAB:in laskettavaksi nykykäyttöarvona samalla periaatteella kuin Suomen tapauksessa. RAB:iin sisällytettävät komponentit ovat käyttöomaisuus, rakennusvaiheessa olevat vastaavat sekä aineettomat hyödykkeet. RAB:in kokonaisuutta arvioideen uudelleen vuosittain. Kertomalla WACC ja RAB keskenään, saadaan RC:n arvo määriteltävä. [2]

Tuottovaatimuksen osuus sijoitetusta pääomasta saadaan jakamalla kaavan 5 tulos termillä  $(1 - t)$ , missä  $t$  on yritysvero. Laskentakaavan arvot ovat  $t = 19\%$ ,  $\beta_E = 0,724$  ja  $(r_m - r_f) = 4,2\%$ . Arvon  $r_f$  määrittämisessä voidaan tilanteesta riippuen käyttää joko arvoa  $r_f = 3,213\%$  tai  $r_f = 3,116\%$ . Seurauksena tuottovaatimuksen määrä on joko  $7,721\%$  tai  $7,601\%$ . [2]

## 4.4 EU:n ja ACERin roolit valvonnassa

EU:n sisäisiä kansallisia sääntelyviranomaisia ja verkkonhaltijoita koordinoidaan ACER:in avulla. ACER:in ja EU:n valvonnan toiminta perustuu ihmisoikeuksien, oikeudenmukaisuuden ja reiluuden periaatteille. ACER toimii Euroopan Komission ja kansallisten sääntelyviranomaisten välikätenä antaen ohjeistuksia koordinoinnista, valvonnasta ja päätöksistä teknisellä tasolla. Poliittiset päätökset eivät kuulu ACER:in

toimenkuvaan. ACER:in pohjimmaisena tarkoituksena on varmistaa, että kansalliset tavoitteet vastaavat EU-tason päätöksiä. [22]

EU:n vastuuvollisuudet ovat jaoteltu seuraavasti: EU-tason ylin elin on Euroopan Komissio, joka kontrolloi, hyväksyy ja ohjaa ACER:in toimintaa. Vastavuoroisesti ACER raportoi tuloksistaan takaisin Euroopan Komissiolle. ACER pystyy myös antamaan omia lausuntojaan Komissiolle, joita voidaan huomioida päätöksenteossa. Samaan tapaan ACER valvoo, neuvoo ja koordinoi kansallisia sääntelyviranomaisia, mutta sillä ei ole oikeuksia tehdä varsinaisia päätöksiä koskien niiden toimintaa. Vastaavasti sääntelyviranomaiset raportoivat takaisin ACER:ille. Raportoinnilla ei kuitenkaan ole samanlaisia valvontajaksoja kuin kansallisella tasolla, vaan tiedot jaetaan ACER:ille sen niitä pyytäessä. Lisäksi kansalliset sääntelyviranomaiset voivat pyytää lausuntoja ACER:ilta niitä halutessaan. CEER toimii ACER:in rinnalla toimialalla kansainvälisellä tasolla, mutta sillä ei ole toimintavaltaa tai velvollisuutta vastata millekään organisaatiolle. CEER toimiikin ACER:ia tukevana elimenä, joka voi antaa omia näkemyksiään alan aiheista. [22]



## 5. YHTEENVETO

Suomen, Norjan ja Puolan sähkön siirtohintojen valvontamenetelmät ovat siis hyvin samankaltaiset. Suurena tekijänä tässä on EU:n laatimat direktiivit, jotka ohjaavat EU-jäsenmaiden, eli tässä tapauksessa Suomen ja Puolan, lainsäädäntöä sekä kansallisten sääntelyviranomaisten toimintaa. Vaikka Norja ei ole osa EU:ta, on NVE:n järkevää käyttää samankaltaisia käytäntöjä toiminnassaan kansainvälisen toiminnan vuoksi. ACER ja CEER toimivat kansallisten sääntelyviranomaisten tukena niiden toiminnan ohjauksessa ja ongelmatilanteiden ratkomisessa.

Kaikki kolme tarkasteltua valtiota tukeutuvat vahvasti WACC:in ja RAB:in arvoihin kohtuullisen tuottotason määrittämisessä. Vaikka jokaisen valtion WACC:in parametrit vaihtelevat toisistaan, käyttävät kaikki kolme WACC:in arvoa ennen veroja. Suurimmat erot termien käytössä on RAB:in määrittelyssä. Myös toimintavaltuuksien jakaminen sääntelyviranomaisilla on samankaltainen, sillä EV, NVE ja URE jakavat lisenssit kansallisille jakeluverkonhaltijoille määrittelemillään perusteilla.

Johtopäätöksenä todetaan, että potentiaalisen optimaalisen mallin löytäminen on vain ajan kysymys, sillä EU:n ja globalisaatio yleisesti luovat paineita yhtenäisen mallin kehittämiseksi. Poikkeuksena voidaan pitää ääriolosuhteita, jolloin kustannukset nousevat poikkeuksellisen suuriksi, mikä tarkoittaa lopulta sähkön siirtohintojen tasojen olevan keskimääräistä tasoa korkeammat. Hyvänä ratkaisuna tähän ongelmaan toimii Norjan Z-muuttujan käyttö, jolloin samat käytännöt toimivat myös poikkeusalueille. Lisäksi Norjan käytännöistä voidaan soveltaa kompensatioita: Jos ympäristö on ongelmallinen tai esimerkiksi alue on hyvin harvaan asutettua, voidaan kustannuksia kompensoida, jolloin siirtohinnat eivät nouse liian kohtuuttomalle tasolle.

Kustannustason ongelmana voidaan pitää myös lainsäädäntöjen laatu- ja kustannustehokkuustavoitteita. Esimerkiksi alueellinen kaapelointi tarvitsee suuren määrän investointeja, mikä nostaa alueellista siirtohinnan tasoa. Tasavertaisuuden vuoksi tämä on ongelma, joka pitäisi ratkaista. Yksi ratkaisu olisi kohdistaa kustannukset tasa-puolisesti koko valtakunnallisen verkon tasolla. Ongelma on kuitenkin kaksi puolinen: Toisaalta sähkön siirtohintojen pitäisi olla osapuolille tasa-arvoista, mutta kustannuksia ei ole oikeutettua kohdistaa ryhmälle, jota se ei koske.

Lopuksi voidaan todeta, että sääntelyviranomaisilla on hallussaan perustellut ratkaisut verkonhaltijan kohtuulliselle tuotolle ja näin ollen myös sopivalle sähkön siirtohintojen tasolle. Syrjimättömyyden periaatteella ja liittymispisteen menetelmällä varmistetaan,

että asiakasryhmien hintatasot eivät eroa toisistaan saman yrityksen verkossa. Myös markkinahintaperiaatteen pohjalta voidaan varmistaa, että samankaltaiset verkkoympäristöt kansallisella tasolla ovat suurinpiirtein samat maantieteellisestä sijainnista riippumatta.

# LÄHTEET

- [1] Direktiivi 2019/944/EU: Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi. Euroopan unionin virallinen lehti 14.6.2019. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>. Viitattu 5.3.2021.
- [2] CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019. Julkaistu 28.1.2020. Ref: C19-IRB-48-03.
- [3] Asetus 2019/942/EU: Asetus Euroopan unionin energia-alan säätelyviranomaisten yhteistyöviraston perustamisesta. Euroopan unionin virallinen lehti 14.6.2019. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/?uri=celex%3A32019R0943> . Viitattu 6.3.2021.
- [4] Sähkömarkkinalaki 9.8.2013/558/Eduskunta
- [5] Lummi K. Sähkön siirtohinnoittelu ja kuormitusmallien käyttö tariffisuunnittelussa. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2013.
- [6] Valmiuslaki 29.12.2011/1552/Eduskunta
- [7] Talus K, Huhta K, Aalto P, Järventausta P, Holttinen H. Miten sähkön siirtohinnoittelu voidaan korottaa? Kansainvälisen investointioikeuden näkökulma. EL-TRAN analyysi, 2/2016.
- [8] Moen J, Hamrin J. Regulation and competition without privatization: Norway's experience. The Electricity journal, 1996;9(2)37-45.
- [9] Norwegian Energy Act 29.6.1990/50/Ministry of Petroleum and Energy
- [10] NVE kotisivut. <https://www.nve.no/english/> . Viitattu 11.3.2021.
- [11] UREn kotisivut. <https://www.ure.gov.pl/en>. Viitattu 12.3.2021.
- [12] The Energy Law 10.4.1997/54/The Office of Sejm
- [13] Makovsek D, Veryard D. The Regulatory Asset Base and Project Finance Models: An Analysis of Incentives for Efficiency. Discussion papers (International Transport Forum). 2016.
- [14] Z. Liang, T. Zhang, Z. Xu. Research on the Optimal Regulation Model of Electricity Transmission and Distribution Price. - 2008 International Conference on Risk Management & Engineering Management; 2008.
- [15] Valkama J. Sähköverkkotoiminta ja sen kohtuullinen hinnoittelu. Pro gradu -tutkielma, Tampereen yliopisto, 2014.
- [16] Rainakari O. Sähkön myynnin ja siirron hinnoittelu sekä ristisubvention ehkäisy. Pro gradu -tutkielma, Tampereen yliopisto, 2005.
- [17] Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla. Energiavirasto, Liite 2, 8.11.2018.

- [18] WACC-parametrit-2020. <https://energiavirasto.fi/documents/WACC-parametrit-2020>. Viitattu 26.4.2020.
- [19] Poudineh R, Jamasb T. Determinants of investment under incentive regulation: The case of the Norwegian electricity distribution networks. *Energy Econ.* 2016;53:193-202.
- [20] Saastamoinen A, Bjørndal E, Bjørndal M. Specification of merger gains in the Norwegian electricity distribution industry. *Energy Policy.* 2017;102:96-107.
- [21] Czarnecka M, Ogłódek T. The Energy Tariff System and Development of Competition in the Scope of Polish Energy Law. *Yearbook of Antitrust and Regulatory Studies (YARS); Yearbook of Antitrust and Regulatory Studies (YARS).* 2011;4(4):151-67.
- [22] Maher I, Stefan O. Delegation of powers and the rule of law: Energy justice in EU energy regulation. *Energy Policy.* 2019;128:84-93.