

Kasper Keskinen

SÄHKÖENERGIAN TUONTI JA VIENTI – TEKNISET RAJOITUKSET JA TULEVAI- SUUDENNÄKYMÄT

Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta

TIIVISTELMÄ

Kasper Keskinen: Sähköenergian tuonti ja vienti – tekniset rajoitukset ja tulevaisuudennäkymät
Kandidaatintyö
Tampereen yliopisto
Tieto- ja sähkötekniikan TkK-tutkinto-ohjelma
Pääaine: Sähkövoimatekniikka
Tarkastaja: Pertti Järventausta
5 2019

Kandidaatintyössä tarkastellaan sähköenergian tuontia ja vientiä sähkömarkkinoiden ja teknisten rajoitusten näkökulmasta. Lisäksi kandidaatintyössä tarkastellaan sähköenergian tuonnin ja viennin tulevaisuudennäkymiä sekä uusia haasteita etenkin uusiutuvien energiamuotojen lisääntymisen takia.

Sähköenergia tuotetaan hajautetusti ja keskitetysti, mutta sähköenergian käyttäjät eivät ole välttämättä sähköntuotannon läheisyydessä. Sähkön kuluttajien sijainti vaatii kattavaa sähköverkkoa hyvän sähkölaadun ja toimitusvarmuuden takaamiseksi jokaiselle käyttäjälle, joten sähkönsiirron rooli korostuu. Sähköenergian tuotanto voi olla paikallisesti pienempää kuin kulutus, jolloin sähköenergiaa täytyy hankkia kauempaa, mahdollisesti maan ulkopuolisilta toimittajilta. Ulkopuolinen tuotanto täytyy kuljettaa sähköverkkoa pitkin, jolloin sähköenergian siirto voi kohdata teknisiä ja laadullisia ongelmia, kuten pullonkauloja tai liian suuren jännitteenaleneman. Etenkin tulevaisuudessa ajan suhteen vaihtelevan tuotannon lisääntyminen tarkoittaa, että sähköenergiaa pitää varastoida paikallisesti, jotta yhteinen sähkömarkkina voi toimia jatkossakin ja näin taata edullisen sekä joustavan sähköenergian tuottamisen.

Sähkömarkkinat mahdollistavat sähköenergian tuonnin ja viennin toiminnan markkinaehtoisesti, minkä takia Euroopan laajuista sähkömarkkinaa ollaan muodostamassa. Sähkön tuonnin ja viennin, sekä sähkömarkkinoiden toiminnan rajoitteena toimii liian vähäinen siirtokapasiteetti, minkä takia sähkön hinta vaihtelee alueellisesti ja energiatarpeen tyydyttäminen vaikeutuu. Siirtolinjojen määrän lisäksi rajoitteena toimivat myös vaihtovirtajärjestelmän luomat loisteho-ongelmat, joiden mukaan sähkövoimajärjestelmää pitää säätää. Sähköenergian tuonnin ja viennin vaikeutuessa stabiiliusongelmat toimivat rajoittavana tekijänä, koska liian suuri jännitteen muutos tai taajuuspoikkeama voi estää sähkönsiirron. Stabiiliuden lisäksi sähköverkon viat ja sähköturvallisuus luovat haasteita sähkönsiirrolle. Uudet tasavirtayhteydet tarjoavat toisaalta myös uusia mahdollisuuksia järjestelmän hallinnalle. Tulevaisuudennäkymä sähköenergian tuonnille ja viennille on uusiutuvien energiamuotojen lisääntyminen, minkä takia taajuusongelmat ja sähkön hinnan volatiteetti kasvavat. Akkujen ja muiden energiavarastojen tarve kasvaa, jotta tuotantomuotojen tuotantovaihteluihin voitaisiin varautua ilman täydellistä sähköenergian tuontiin ja vientiin nojautumista. Erilaiset tulevaisuuden ennustetut skenaariot johtavat siihen, että nykyistä sähköverkkoa täytyy vahvistaa, jotta kasvava sähköenergian siirtotarve saadaan katettua ympäristöystävällisin menetelmin. Suomen osalta haasteeseen vastataan rakentamalla uusi siirtoyhteys Ruotsiin ja kehittämällä taseselvitystä tarkemmaksi.

Avainsanat: häviöt, loisteho, stabiilius, sähköenergiajärjestelmä, sähköenergian tuonti ja vienti, sähkömarkkinat, sähköturvallisuus, tasasähköyhteydet, tulevaisuudennäkymät

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ALKUSANAT

Kandidaatintyön aiheen valitsin ehdotetuista aiheista oman mielenkiintoni mukaan. Minulla oli opintojen takia ymmärrystä aiheen eri osa-alueista, mutta kokonaiskuva oli kuitenkin muodostamatta. Halusin muodostaa tarpeeksi selvän kokonaisuuden laajasta aiheesta siten, että työhön sai sovellettua matemaattisia yhtälöitä ja yleistajuisempaa ajankohtaista tietoa. Aiheen laajuuden takia minun piti miettiä mitä kaikkea sisällytän ja kuinka tarkasti mistäkin aiheesta kerron.

Työn kirjoittaminen oli mielestäni mielenkiintoista ja työlästä, koska lähteitä ja näkökulmia työhön löytyi todella paljon, joten haasteita tuotti luotettavien lähteiden löytäminen ja selvän tekstin kirjoittaminen. Haluankin kiittää työnohjaajaa Pertti Järventaustaa neuvoista ja aihealueen rajaamisesta. Suuren kiitoksen omistan myös perheenjäsenille, ystäville sekä opiskelukavereille tuesta ja tekstin muokausehdotuksista.

Tampereella, 7.5.2019

Kasper Keskinen

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. SÄHKÖENERGIAN TUONTI JA VIENTI SEKÄ SÄHKÖMARKKINAT	3
2.1 Suomen sähköenergian tuonti ja vienti	3
2.2 Suomen siirtokapasiteetti	6
2.3 Sähkömarkkinat	7
2.3.1 Sähkön hinnan muodostuminen sähkömarkkinoilla	8
2.3.2 Aluehinnat	10
2.3.3 Pitkän aikavälin siirto-oikeudet	13
3. SÄHKÖN TUONNIN JA VIENNIN TEKNISET RAJOITTEET	14
3.1 Teoreettinen perusta	14
3.2 Sähkönsiirtoon tarvittavien komponenttien sijaiskytkennät ja tärkeimmät ominaisuudet	17
3.3 Siirtohäviöt ja loistehon kompensointi	22
3.4 Stabiilius	26
3.4.1 Kulmastabiilius	27
3.4.2 Jännitestabiilius	29
3.4.3 Taajuusstabiilius	30
3.5 Sähkönsiirron viat ja sähköturvallisuus	31
3.5.1 Oikosulku	32
3.5.2 Maasulku	33
3.5.3 Sähköturvallisuus	34
3.6 Korkean jännitteen tasasähköyhteys	35
3.6.1 HVDC-järjestelmän toiminta	36
3.6.2 HVDC- järjestelmän hyödyt, haitat ja rajoitteet	37
4. TULEVAISUUDENNÄKYMÄT	40
4.1 Sähköenergian tuonnin ja viennin rooli tulevaisuudessa	40
4.2 Akustot ja muut energiavarastot	44
4.3 Sähköyhteyksien tulevaisuudenkuva	46
4.4 Suomessa meneillään olevat hankkeet	48
4.4.1 Uusi 400 kV AC-yhteys Ruotsiin	50
4.4.2 Varttitase ja Datahub	51
5. YHTEENVETO	53
LÄHTEET	55
LIITE A: ENERGIAMUOTOJEN KEHITYSENNUSTEET SUOMESSA	

LYHENTEET JA MERKINNÄT

AC	Alternating Current, vaihtovirta
AJK	Aikajälleenkytkentä
BE	Best Estimate, paras arvio
CHP	Combined Heat and Power, sähkön ja lämmön yhteistuotanto
DC	Direct Current, tasavirta
DG	Distributed Generation, hajautettu energiantuotanto
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, EU:n kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöelin
EPAD	Electricity Price Area Differentials, johdannaisopimus aluehinnan ja systeemihinnan erotukselta suojautumiseksi
FTR	Financial Transmission Rights, taloudellinen siirto-oikeus
GCA	Global Climate Action, maailmanlaajuinen ilmastomuutoskennario
HVAC	High Voltage Alternating Current, korkean jännitteen vaihtosähköyhteys
HVDC	High Voltage Direct Current, korkean jännitteen tasasähköyhteys
IoT	Internet of Things, asioiden Internet
NTC	Net Transfer Capacity, nettosiirtokapasiteetti
OTC	Over The Counter, kahdenvälinen kauppa
P2G	Power to Gas, tehosta kaasuksi -teknologia
P2H	Power to Hydrogen, tehosta vedyksi -teknologia
PJK	Pikajälleenkytkentä
PTR	Physical Transmission Rights, fyysinen siirto-oikeus
SSSC	Static Synchronous Series Compensator, staattinen synkronisarjakompensaattori
ST	Sustainable Transition, kestävä siirtyminen
STATCOM	Static Synchronous Compensator, staattinen synkronikompensaattori
SVC	Static Var Compensator, staattinen Var-kompensaattori
TCSC	Thyristor Controlled Series Compensator, tyristoriohjattu sarjakompensaattori
TRM	Transmission Reliability Margin, siirron turvallisuusmarginaali
TTC	Total Transfer Capacity, siirtokapasiteetti yhteensä
TYNDP	Ten Year Network Development Plan, kymmenen vuoden sähköverkon kehityssuunnitelma
UIOLI	Use It or Lose It, siirto-oikeuden käyttöperiaate
UIOSI	Use It or Sell It, siirto-oikeuden käyttöperiaate
V2G	Vehicle to Grid, sähköautojen hyödyntäminen sähköverkossa
C	Kapasitanssi, yksikkö faradi [F]
G	Konduktanssi, yksikkö siemens [S]
I	Virta, yksikkö ampeeri [A]
L	Induktanssi, yksikkö henry [H]
P	Päätöteho, yksikkö watti [W]
Q	Loisteho, yksikkö vari [var]
R	Resistanssi, yksikkö ohmi [Ω]
S	Näennäisteho, yksikkö voltiampeeri [VA]
U, V	Jännite, yksikkö voltti [V]
X	Reaktanssi yksikkö ohmi [Ω].
Y	Admittanssi, yksikkö siemens [S]
Z	Impedanssi, yksikkö ohmi [Ω]

1. JOHDANTO

Sähköenergian tuonti ja vienti ovat mahdollistaneet maiden välisen sähkön kaupankäynnin, joka on puolestaan luonut maille mahdollisuuden tyydyttää energiatarpeensa paremmin kuin ennen. Lisäksi sähköenergian tuominen muista maista mahdollistaa eri energiamuotojen käytön tuotantokustannusten mukaan, koska kaikilla mailla ei välttämättä ole mahdollisuuksia tuottaa sähköenergiaa tarpeeksi ympäristöystävällisin menetelmin taloudellisesti järkevällä tavalla. Norja on hyvä esimerkki maasta, jolla on paljon vesivoimaa, jota kannattaa viedä muihin maihin sen edullisuuden ja ympäristöystävällisyyden takia [1]. Suomi puolestaan toimii esimerkkinä maasta, joka on riippuvainen sähkön tuonnista, koska Suomen omat energialähteet eivät kykene tyydyttämään kulutushuippujen energiatarvetta.

Tässä työssä käsitellään sähköenergian tuonnin ja viennin tarvetta, teknisiä rajoitteita ja tulevaisuudennäkymiä. Keskeisimmät tutkimusongelmat ovat sähköenergian tuonnin ja viennin tarpeen selvittäminen Suomen kannalta, teknisten rajoitteiden mallintaminen ja tulevaisuudennäkymien selvittäminen tarpeeksi kattavasti. Tekniset rajoitteet kuvataan matemaattisin mallein, mutta käytännön laskuesimerkkejä työssä ei esitellä, koska käytännön sähköenergiajärjestelmät ovat riippuvaisia monesta muustakin asiasta, kuin mitä tässä työssä esitellään. Tulevaisuudennäkymät on rajattu koskemaan hieman laajempaa aihealuetta kuin vain sähköenergian tuontia ja vientiä, jotta lukijalle muodostuu kokonaiskuva siitä, miten eri ajankohtaiset asiat muodostavat kokonaisuuden ja vaikuttavat tuontiin ja vientiin. Työssä useat asiat esitellään Suomen näkökulmasta, jotta aiheesta saa konkreettisia näkökulmia, mutta itse asia on kuitenkin hyvin yleistettävissä muihinkin maihin.

Luvussa 2 esitellään sähkön tuonnin ja viennin tarve sekä sähkömarkkinoiden toiminta sähkön tuonnin ja viennin tukena. Luvussa 3 tarkastellaan sähköenergian tuonnin ja viennin teknisiä rajoituksia sekä esitellään ratkaisuja, joilla rajoituksia voidaan lieventää. Tärkeimpinä teknisinä rajoituksina ovat johtimien termiset rajoitukset ja sähkövoimajärjestelmän stabiilius. Kolmannessa luvussa esitellään myös tasasähköyhteydet ja niiden toiminta. Luvussa 4 esitellään sähköenergian tuonnin ja viennin tulevaisuudennäkymiä ja käydään läpi muutama tällä hetkellä Suomessa käynnissä oleva projekti, kuten uusi

rajayhteys Ruotsiin ja varttitaseen toiminta. Edellä kuvattujen lukujen tieto kootaan yhteen yhteenvetoluvussa, jossa esitellään myös kehitysehdotuksia kandidaatintyölle.

2. SÄHKÖENERGIAN TUONTI JA VIENTI SEKÄ SÄHKÖMARKKINAT

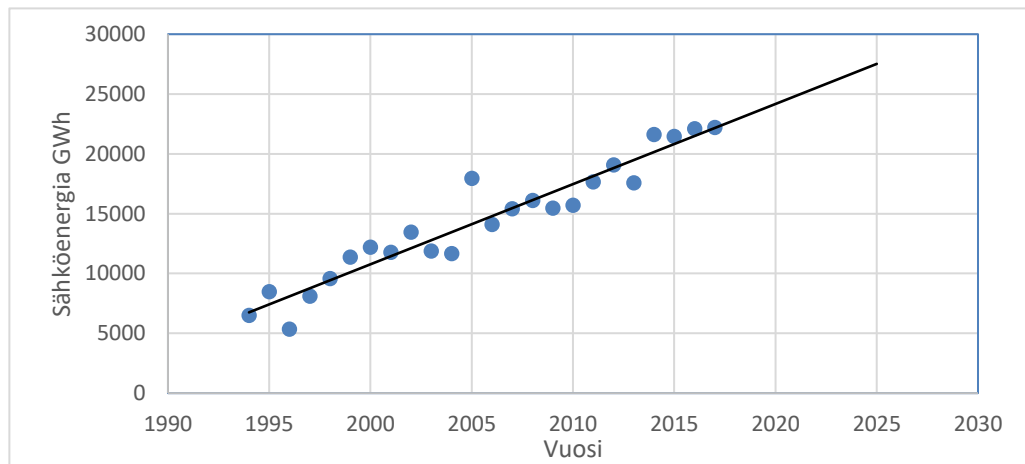
Sähkön tuonnilla tarkoitetaan sähköenergian kuljettamista tietylle alueelle toiselta alueelta. Sähköenergian tuonti on erityisen tärkeää niille maille ja alueille, joiden oma sähköenergian tuotanto ei riitä tyydyttämään sähköenergian kulutusta. Sähköenergian viennillä puolestaan tarkoitetaan sähköenergian kuljettamista tietyn alueen ulkopuolelle. Sähköenergian vienti on kätevä tapa myydä sähköenergiaa niille maille, jotka eivät kykene itse tuottamaan riittävästi sähköenergiaa. Sähkön tuonti ja vienti perustuvat markkinaehtoisuuteen.

Sähkömarkkinoilla eri maat määrittelevät oman sähkönkulutuksensa, jota pyritään tyydyttämään kustannustehokkaimmilla sähköenergian tuotantomuodoilla siten, että tuotantopaikka ei rajoita sähkön kulutusta [1]. Sähkön tuonti ja vienti tarjoavat mahdollisuuden yhteiselle sähköenergiajärjestelmälle, jonka avulla maiden väliset järjestelmät saadaan yhdenmukaistettua. Sähkön tuotannon ja kulutuksen jatkuva tasapaino voidaan taata kahdella tavalla, jotka ovat sähköenergian varastointi ja maiden välinen yhteistoiminta. Toistaiseksi yhteistoiminnan avulla tasapainosta on pystytty pitämään maiden välillä huolta, mutta tulevaisuuden energiantuotantomuodot vaativat enemmän energian varastointia.

2.1 Suomen sähköenergian tuonti ja vienti

Suomen oma sähköntuotanto ei vuoden aikana riitä vastaamaan kulutusta, minkä takia Suomi on hyvä tarkastelukohde sähköenergian tuonnin ja viennin kannalta. Tilastotietoa sähköenergian tuonnista ja viennistä kerää ja ylläpitää ENTSO-E (European Network for Transmission System Operators for Electricity), minkä lisäksi ENTSO-E:n vastuulla on myös sähkömarkkinoiden sääntöjen muovaaminen siten, että sähkömarkkinoista tulisi yhdenmukaisempia. Ennen tilastotietoa tuotti Nordel, pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö, mutta vuonna 2009 se lakkautettiin ENTSO-E:n toiminnan alkaessa. [1] Vuonna 2017 Suomeen tuotu sähköenergia oli 22 590 GWh, Suomesta viety sähköenergia oli 2 147 GWh, ja näiden erotus eli nettotuonti oli 20 443 GWh [2]. Vuosi 2017 ei ollut poikkeuksellinen vuosi, sillä Suomi on yleisesti hyvin riippuvainen sähkö-

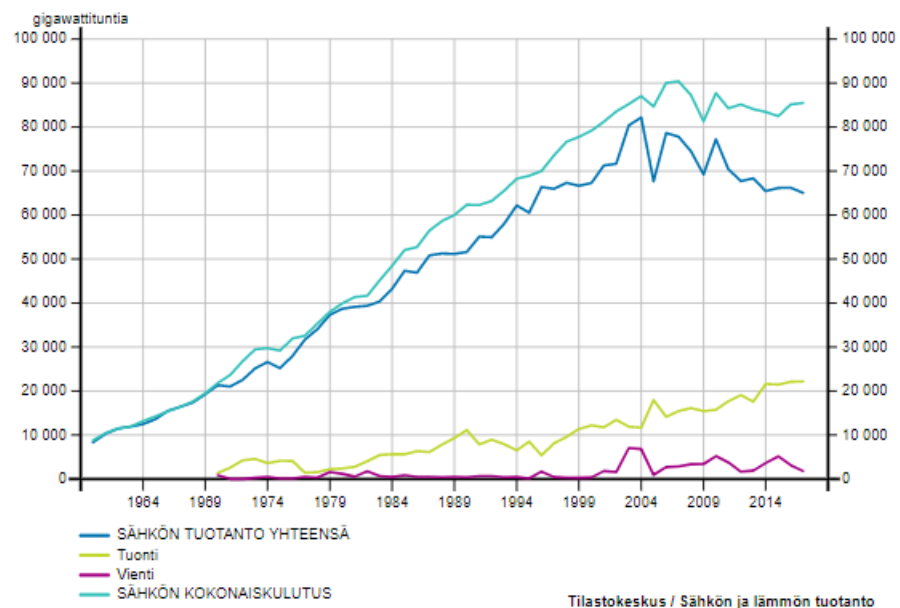
energian tuonnista. Vuodesta 1970 alkaen Suomen sähköenergian tuonnin tarve on kasvanut lähes tasaisesti, kuten kuvasta 1 nähdään. Kuvaan 1 on sisällytetty mittaustietoa vuodesta 1994 vuoteen 2018 asti.



Kuva 1. Suomen sähköenergian tuonti mukailen lähteestä [3]. Musta viiva on trendiviiva.

Trendiviivan avulla voidaan ennustaa sähköenergian tuonnin kasvamista, mutta muutoksia tulevaisuudessa on kuitenkin vaikea ennustaa. Tuonnin kasvaessa myös vienti on kasvanut, mutta yleisesti vienti on ollut vain noin 17 % tuonnin suuruudesta Suomessa [3].

Sähköenergian tuonnin lisäksi on tärkeää tarkastella yleisemmin koko sähköenergiakäyttötymisen muutosta Suomessa. Suomen sähköenergian kulutus, tuotanto, tuonti ja vienti on koottu yhteen kuvassa 2.



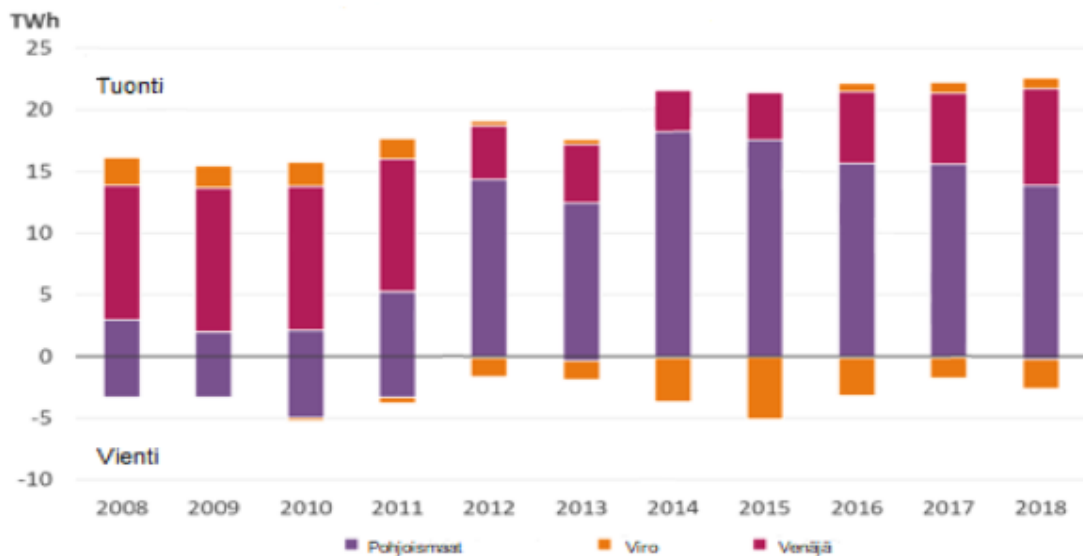
Kuva 2. Suomen sähkön hankinta ja kokonaiskulutus vuosina 1960-2017 [4].

Kuvasta 2 havaitaan, että sähkön kokonaiskulutus tasoittuu ja sähkön tuonti lisääntyy. Vienti on ollut Suomessa aina vähäistä, mutta tulevaisuudessa vienti tulee kasvamaan

uusiutuvien energiamuotojen ja sähköenergiajärjestelmien integroitumisen myötä. Kuvasta 2 nähdään myös sähkön tuotannon väheneminen, mikä johtaa kulutuksen tasoittumisen myötä siihen, että sähköenergiaa täytyy jatkossa joko hankkia maan ulkopuolelta tai tuottaa uudella tuotantomuodolla. Tuonnin nousua viime vuosina selittää sähkön alhaiset tukkumarkkinahinnat. Aiemmin mainittujen sähkön tuonnin hyötyjen lisäksi sähkön tuonnilla on myös haittoja, kuten Suomen voimalaitosten väheneminen ja siitä seuraava sähkön omavaraisuusasteen heikkeneminen ja huoltovarmuusriskin kasvaminen. [5] Kuvasta 2 huomataan myös tuonnin olevan yleisesti noin 15–20 % kulutuksesta.

Suomen tavoitteena on ollut parantaa energian omavaraisuutta ja ilmasto- ja energiastrategian mukaan kattaa huippukulutustilanteen sähkönkulutus omalla tuotantokapasiteetilla [6]. Tavoite on jäänyt toteutumatta, mutta huippukulutustilanteista on selvitty sähkön tuonnin ja tehoreservikapasiteetin avulla. Esimerkiksi 28.2.2018 huippukulutustunnilta kulutus oli noin 14 000 MW, minkä takia sähkön hinta nousi voimakkaasti. Sähkötehoa tuotiin Ruotsista ja Virossa noin 3 400 MW sekä hieman Venäjältä, eikä näiden lisäksi 700 MW:n tehoreservejä enää tarvittu. [7] Ongelmat tuonnissa ja omassa tuotannossa voivat aiheuttaa suuria ongelmia etenkin sen takia, että Ruotsi ja Venäjä ovat ajoittain rajoittaneet sähköenergian vientiään Suomeen.

Suomen sähköenergian tuontia ja vientiä voidaan tarkastella tarkemmin kuvan 3 avulla. Pohjoismaista tuotu energiamäärä on kasvanut viime vuosina tasaisesti, eikä ole syytä olettaa sen muuttuvan lähitulevaisuudessa.



Kuva 3. Suomen sähköenergian tuonti ja vienti vuosittain. Muokattu lähteestä [8].

Kuvasta 3 huomataan, että Suomen tuonti tulee pääosin Pohjoismaista, etenkin Ruotsista. Viro puolestaan on ollut Suomelle suurin vientikohde jo pitkään. Suomen ja Viron

välinen sähköenergiansiirto on ollut viime vuosina pääasiallisesti vientiä Suomesta Viroon, vaikka hetkellisiä tuontitunteja on muodostunut Suomeenkin päin. Suuri tuontimäärä edellyttää hyviä ja luotettavia sähköyhteyksiä maiden välille, minkä takia kantaverkkoyhtiön täytyy uudistaa ja kehittää rajayhteyksiään jatkuvasti. Tulevaisuudessa sähköön tuonti ja vienti kasvavat uusien sähköenergiamuotojen takia, sillä ne vaativat nopeammin reagoivaa ja pienihäviöisempää siirtotekniikkaa.

2.2 Suomen siirtokapasiteetti

Ideaalisessa sähkömarkkinatilanteessa maiden välisen sähkönsiirron rajoitteena olisi vain kysynnän ja tuotannon ennustamisen vaikeus, mutta käytännössä maiden välillä on fyysiset siirtolinjat, jotka rajoittavat sähkömarkkinoiden toimimista samalla hintatasolla. Suomen tapauksessa kantaverkkoyhtiönä toimii Fingrid Oyj, joka vastaa siirtolinjoista Venäjälle, Ruotsiin ja Viroon. Pohjoisin liittymä jakautuu Venäjän ja Norjan haaraan. Suomen kantaverkossa siirtokapasiteetin pullonkauloina toimivat sähköenergian siirto Pohjois-Suomen ja Etelä-Suomen, sekä Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välillä [9]. Tekninen siirtokapasiteetti TTC (Total Transfer Capacity) määritetään laskennallisesti käyttämällä N-1-sääntöä, jonka mukaan sähköverkko pitää mitoittaa kestämään suurta yksittäistä vikatilannetta. Tällainen voi olla esimerkiksi suuren sähkölaitoksen irtoaminen tai sähkölinjan tuhoutuminen [1][9]. Kaikkea käytössä olevaa kapasiteettia ei voida varata normaalia sähkönsiirtotoimintaa varten, vaan osa kapasiteetista varataan varmuusmarginaaliksi, jolla katetaan seuraavat tekijät: kulutuksen ja tuotannon tasapainottaminen automaattisesti aktivoituvilla reserveilla, sähköön kulutuksen ja tuotannon ennakoimattomasta vaihtelusta johtuvat muutokset siirrossa sekä tehojen mittaamisen ja tietojen siirtämisen epätarkkuudet [9].

Siirtokapasiteetti, joka jää sähkömarkkinoiden käyttöön saadaan laskettua kaavalla [9]

$$NTC = TTC - TRM, \quad (1)$$

jossa *NTC* on kaupallinen siirtokapasiteetti (Net Transfer Capacity) ja *TRM* on varmuusmarginaali (Transmission Reliability Margin).

Suomen ja Ruotsin välisten pohjoisten vaihtosähköyhteyksien TRM on 100 MW, kun taas Fenno-Skan tasasähköyhteyksillä varmuusmarginaalia ei ole. Siirtokapasiteettilaskelmat päivitetään eri vuoden- ja vuorokaudenajoille huippukulutustilanteen mukaan. [9] Kuvaan 4 on merkitty tämänhetkisten siirtoyhteyksien kapasiteetit.



Kuva 4. Suomen siirtokapasiteetti [9].

Siirtokapasiteettia määrittäessä tulee ottaa huomioon seuraavat asiat: jännite, vaimennus, kuormitettavuus ja taajuus. Edellä mainittuja rajoitteita tarkastellaan luvussa 3. Jännitteen vaatimuksena on pysyä hyväksyttävissä rajoissa vian jälkeen, eikä jännitteen alenema tai jännitekuoppa saa aiheuttaa voimalaitosten irtoamista. Jännitteenaleneman laskiessa alle 90 % nimellisjännitteestä puhutaan jännitekuopista. Vaimennuksen pitää olla sellaista, että teho- ja jänniteheilahtelut vaimenevat tarpeeksi nopeasti. Kuormitettavuuden pitää pysyä halutuissa rajoissa, eikä ylikuormittumista saa tapahtua. Taajuuden pitää pysyä sellaisena, että siirtoverkon osajärjestelmien taajuudet ovat hyväksyttävissä rajoissa. [9]

2.3 Sähkömarkkinat

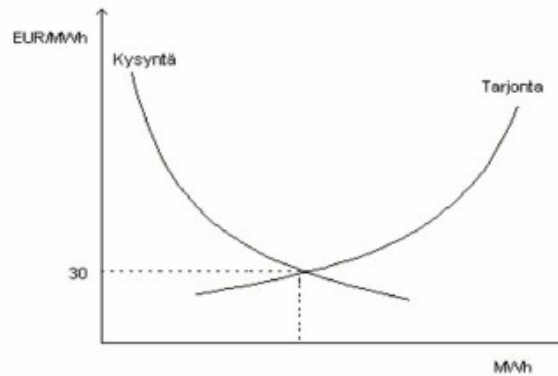
Sähkömarkkinoiden tarve syntyi 1990-luvulla pystysuuntaisen integraation estämiseksi, jossa sähköyhtiö hallitsi koko sähköntuotanto-, -siirto- ja -jakeluprosessia. Pystysuuntaisen integraation takia asiakkailta ei ollut varmuutta toiminnan läpinäkyvyydestä eikä kustannusten reiluuudesta. Toinen tarve sähkömarkkinoille syntyi tuotannon ja kulutuksen

hetkellisen tasapainon säilyttämisestä. Pohjoismainen sähköverkko ja tahdistetut sähkökoneet toimivat 50 Hz taajuudella, josta poikkeaminen aiheuttaa sähköjärjestelmän häiriintymistä ja pahimmillaan sähköjärjestelmän romahduksen, jolloin sähköntuotantolaitteisto täytyy palauttaa sähköverkkoon hitaan prosessin avulla. [1] Sähkömarkkinat mahdollistavat joustavan sähkönkäytön ja vakaan sähkönhinnan siinä tapauksessa, että sähkömarkkinat ovat likvidit. Rajoittava tekijä sähkömarkkinoiden toiminnassa on maiden välinen siirtokapasiteetti, josta kerrottiin jo aiemmin. Pohjoismaiset sähkömarkkinat ovat hyvin riippuvaisia Norjan vesivarannoista, minkä takia markkinahinnat vaihtelevat rajusti olosuhteiden mukaan [10]. Tämän työn kannalta sähkömarkkinoiden tarkastelu on välttämätöntä, koska sähkönhinta ja ilmastolliset olosuhteet ohjaavat osaltaan sähkön vientiä ja tuontia. Lisäksi maidenvälinen sähkönsiirto on lisääntynyt sähkömarkkinoiden avulla ja tämä tuottaa mahdollisuuksia sekä rajoitteita sähkömarkkinoilla toimiville osapuolille.

2.3.1 Sähkön hinnan muodostuminen sähkömarkkinoilla

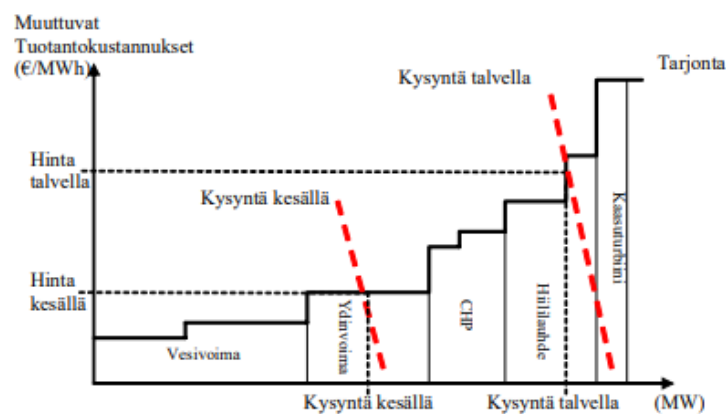
Sähkönhinta muodostetaan käymällä sähkön tukkukauppaa sähköpörssissä, jolloin saadaan joka ajanhetkelle määritettyä sähkön kysyntä ja tarjonta. Pohjoismaissa sähköpörssinä toimii Nord Pool, jossa käydään kauppaa ELSPOT- ja ELBAS-tuotteilla. ELSPOT- ja ELBAS-markkinat ovat fyysistä sähköpörssikauppaa, joiden lisäksi on olemassa sähköjohdannaisia, sekä tase- ja säätösähkökauppaa. Sähköjohdannaisia ylläpitää NASDAQ Commodities ja säätösähkömarkkinoita ylläpitää Fingrid Oyj Suomessa. Nord Pool -sähköpörssin omistavat pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt [10]. Sähkökauppaa voidaan käydä myös kahdenvälisillä OTC-markkinoilla (Over The Counter), jolloin toimijat voivat tehdä monimutkaisempia tarjouksia ja sopimuksia.

Spot-markkinoilla määritetään hinta seuraavan päivän jokaiselle tunnille markkinaosapuolien tarjoamien osto- ja myyntitarjousten avulla. Osto- ja myyntikäyrien leikkauskohdassa on systeemihinta, jonka avulla määritetään kannattavat tuotantomuodot tuotannon muuttuvien kustannusten mukaisesti [1][10]. Systeemihinnan muodostuminen on havainnollistettu kuvassa 5.



Kuva 5. *Systemihinnan muodostuminen kysynnän ja tarjonnan mukaan [10].*

Tarjousten risteyskohtaa kutsutaan myös marginaalihinnaksi, koska sitä kalliimmat muuttuvat kustannukset omaavan tuotantomuodon on kannattamatonta toimia sen hetken Spot-markkinoilla [10]. Tasaiset tuotantomuodot, kuten ydinvoima, joiden muuttuvat kustannukset ovat marginaalihinnan alapuolella, ovat kilpailukykyisiä energiantuotantomuotoja sähkömarkkinoilla. Kuitenkin päästörajoitteet ja päästökauppa ovat saaneet uusiutuvat energiamuodot kilpailukykyisemmiksi. Kuvassa 6 on havainnollistettu sähkön tuotantomenetelmien kannattavuutta sähkön kysynnän suhteen.



Kuva 6. *Sähkötuotantomuotojen taloudellisuus määritetyn sähkön kysynnän perusteella [10].*

Elspot-markkinoilla tarjoukset voidaan tehdä tuntitarjouksina hinta- ja volyymiyhdistelmänä, tai suurempana usean tunnin blokkitarjouksena. Spot-markkinoiden osapuolilla täytyy olla yhteys sähköverkkoon, jotta energiamäärä voidaan toimittaa. Spot-markkinoilla määritetty hinta ei ota huomioon mahdollisia siirtorajoitteita, jolloin määritetty hinta on systemihinta. [10]

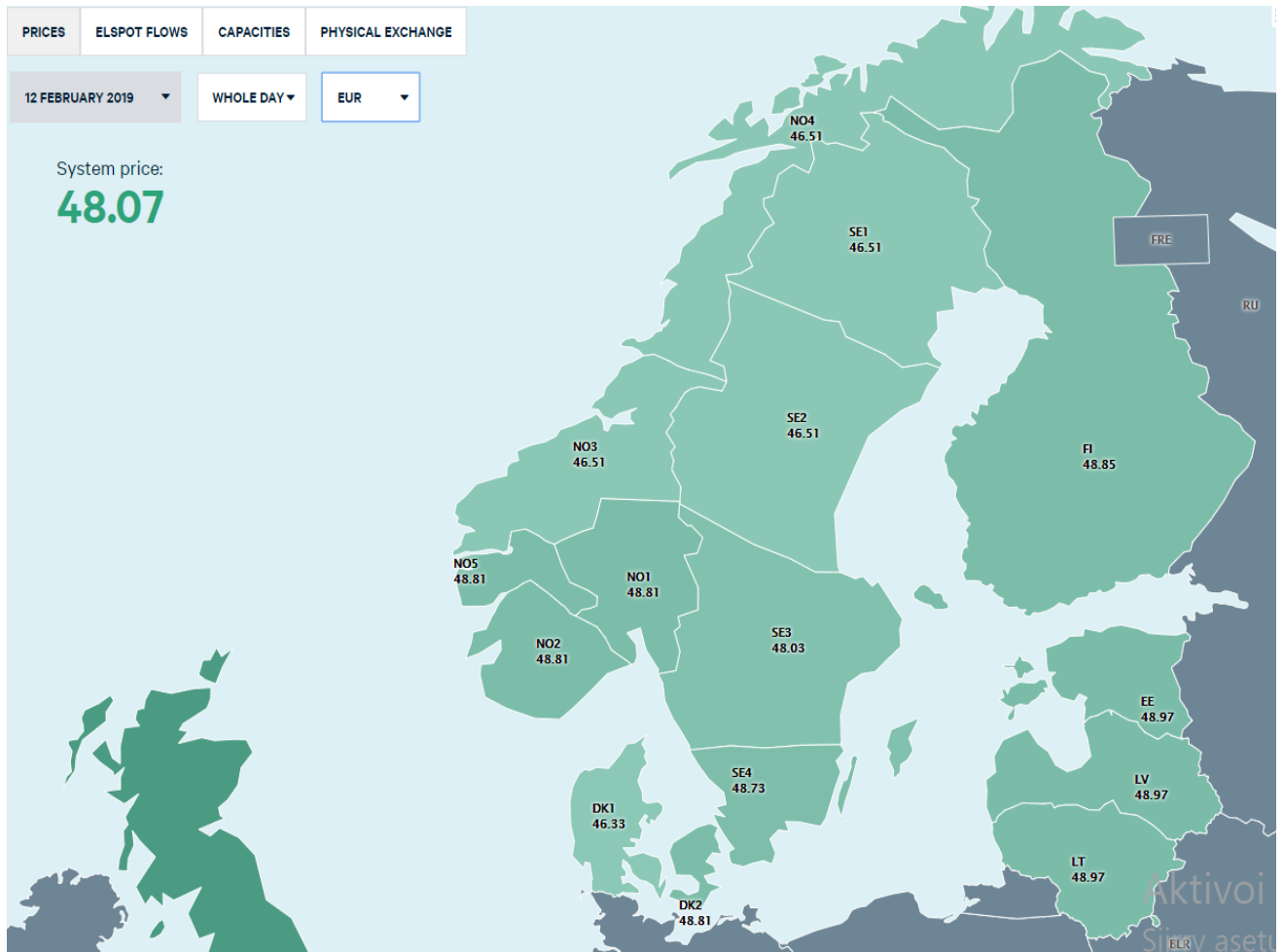
Elspot-markkinat sulkeutuvat fyysistä toimitusta edeltävänä päivänä Suomessa kello 13.00, jonka jälkeen päivän sisäistä kauppaa käydään Elbas-markkinoilla kysynnän ja tarjonnan tarkemman tasapainottamisen takia. Elbas-markkinat toimivat jälkimarkkinoina Elspotille ja Elbas-markkinoilla kauppaa käydään fyysistä sähköenergian siirtoa edeltävään tuntiin saakka. Mahdollisia kaupankäyntimuotoja ovat rajoitettu tarjous, käyttäjämääritely blokkitarjous, valmis blokkitarjous, jäävuoritarjous, Fill-or-Kill-tarjous ja Immediate-or-Cancel-tarjous. [11]

Suojaus tukkusähkönhinnan vaihtelua vastaan tehdään systeemihintaan perustuvilla sähköjohdannaisilla, joita ovat futuurit ja forwardit. Johdannaiskauppaa käydään pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla Nasdaq Commodities -finanssimarkkinoilla. Futuurit ja forwardit ovat osapuolien välinen sopimus ostaa tai myydä ennalta sovittu määrä sähköä sovitulla hinnalla [10][12]. Ero futuurin ja forwardin välillä on tilityspituudessa ja sopimusperiodin pituudessa [10].

2.3.2 Aluehinnat

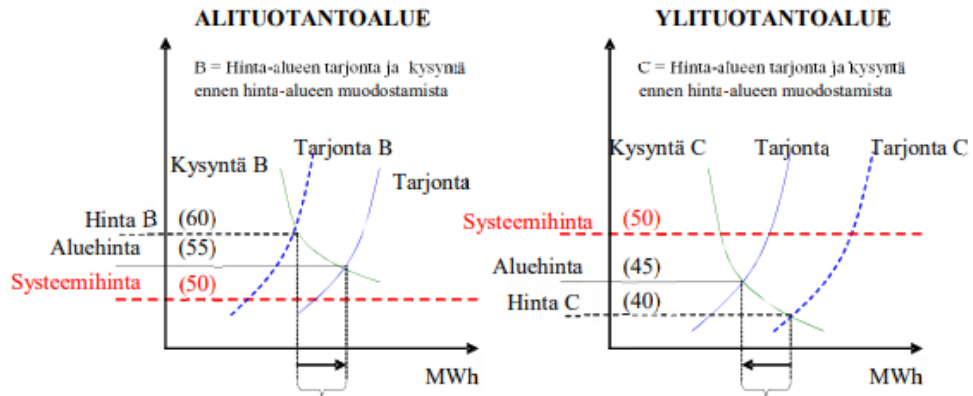
Siirtokapasiteettirajoitusten takia muodostuu aluehintoja, jotka poikkeavat systeemihinnasta. Aluehinnat voidaan jakaa alituotantoalueeseen ja ylituotantoalueeseen sen mukaan, onko alueen sisällä enemmän vai vähemmän kysyntää tarjontaan nähden. [10]

Sähköverkon rakentaminen siten, ettei aluehintoja muodostavia pullonkauloja ole, on taloudellisesti kannattamatonta ja siksi pullonkaulat ovat ongelma myös tulevaisuudessa. Tosin Suomen osalta siirtokapasiteettia on pyritty lisäämään uusien energiamuotojen lisääntyttä, kuten luvussa 4 todetaan tarkemmin. Tavoitteena on, että markkinatoimijoilla on mahdollisuus suojautua pullonkaulojen aikaansaamilta aluehintariskeiltä [13]. Kuvassa 7 on esitetty aluehintoja pohjoismaisella Nord Pool Spot -alueella. Kuvasta huomataan, että kyseisenä päivänä Suomen aluehinta on eronnut systeemihinnasta ole-malla 0,78 euroa korkeampi.



Kuva 7. Aluehinnat Pohjoismaissa Nord Pool Spot -alueella [14].

Alituotantoalueella sähkönhinta nousee systeemi hintaan nähden ja ylituotantoalueella sähkönhinta puolestaan laskee. Kysyntä- ja tarjontakäyrissä aluehinnat huomioidaan siten, että alitarjonta-alueella kysyntä- ja tarjontakäyrät muodostetaan alueen osto- ja myyntitarjousten perusteella, jonka jälkeen alkuperäistä tarjontakäyrää siirretään olemassa olevan siirtokapasiteetin verran oikealle. Ylitarjonta-alueella toimitaan samoin, mutta käyrää siirretään vasemmalle siirtokapasiteetin verran. [10] Aluehintojen määrittämistä alituotantoalueelle ja ylituotantoalueelle on havainnollistettu kuvassa 8.



Kuva 8. Aluehintojen muodostuminen siirtokapasiteetin avulla [10].

Aluehinta asettaa markkinatoimijalle riskin, koska fyysinen sähkö täytyy kuitenkin myydä ja hankkia aluehinnan mukaan, eikä systeemihinnan mukaan, johon markkinatoimijat ovat varautuneet. Aluehinnan aiheuttamaa riskiä voidaan pienentää aluehintatuotteilla eli EPAD-tuotteilla (Electricity Price Area Differentials) tarjousaluekohtaisesti. Aluehinnan ollessa systeemihintaa korkeampi EPAD-tuotteen ostaja saa hintojen erotuksen suuruisen summan myyjältä ja hintaeron ollessa negatiivinen ostaja joutuu maksamaan hintaeron suuruisen summan myyjälle. [13]

Tarjousalueiden yhtenäisyyttä voidaan tutkia prosentiosuutena vuoden tunneista, jolloin alueella on ollut yhtenäinen tukkumarkkinahinta. Tiedot päivittyvät vuosittain Fingrid Oyj:n nettisivuille. Vuodesta 2015 alkaen Suomen ja Ruotsin välinen yhteinen tukkumarkkinahinta vuoden kaikista päivistä on kasvanut eli siirtokapasiteetti rajoitteita ei ole ollut yhtä paljon. Vuotuinen kehitys on ollut noin 9 %, mutta viime vuosina kehitys on hidastunut. Tällä hetkellä yhtenäisyysprosentti on 76 %. Koko Pohjoismaiden välinen tarjousalueiden yhtenäisyys samoilla kriteereillä Baltian maiden lisäyksen jälkeen on ollut noin 9 % vuodessa, mutta kehitys on ollut suurta viime vuosina. [15]

Aluehintojen muodostuminen johtaa pullonkaulatuottoihin, jotka ohjautuvat sähköpörsseille. Pullonkaulatuotot voidaan laskea kaavalla [16]

$$pkt = vms \cdot ahe, \quad (2)$$

missä pkt on pullonkaulatuotot yksikkönä e/h, vms on vuorokausimarkkinoiden siirto yksikkönä MW ja ahe on aluehintaero yksikkönä e/MWh.

Pullonkaulatuottoja kertyy, koska alhaisemmalla hinta-alueella toimiva myyjä saa sähköstään alhaisemman hinnan kuin mitä korkeamman hinta-alueen ostaja sähköstään maksaa. Pullonkaulatuotot jaetaan pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden kesken ja Suomessa tuotot on käytetty pitkälti läntisen ja eteläisen rajakapasiteetin lisäämiseen. [16]

2.3.3 Pitkän aikavälin siirto-oikeudet

Pullonkaulojen aiheuttamien maiden välisten hintaerojen takia on kehitetty siirtokapasiteettimarkkinat, jossa siirtokapasiteettia tai vuorokausimarkkinoiden pullonkaulatuloja kaupataan siirto-oikeuksina. Pitkän aikavälin siirto-oikeuksia tarvitaan sähkömarkkinoilla maantieteellisiä rajoja ylittävässä kaupankäynnissä ja sähkönsiirrossa, jotta markkina-toimijoiden riski pienenesi. Pitkän aikavälin siirto-oikeudet voidaan jakaa kahteen osaan, jotka ovat fyysiset siirto-oikeudet PTR (Physical Transmission Rights) ja finanssiirto-oikeudet FTR (Financial Transmission Rights). [13][17]

Fyysinen siirto-oikeus antaa omistajalleen oikeuden fyysiseen sähkönmäärän siirtoon tietyllä aikaikkunalla kahden tarjousvyöhykkeen välillä yhteen suuntaan siirtoyhteyden avulla [17]. Yleisin tapa toteuttaa fyysinen siirto-oikeus on käyttää optiota, jolloin option haltijalla on valta päättää käyttääkö hän siirto-oikeutta vai ei [13]. Fyysisten siirto-oikeuksien turha varaaminen ja käyttämättä jättäminen on varmistettu UIOLI- (use-it-or-lose-it), sekä UIOSI (use-it-or-sell-it) periaatteella, jolloin käyttämättä jäänyt kapasiteetti joko myydään vuorokausimarkkinoille tai menetetään kokonaan [13][17].

Finanssiirto-oikeudet oikeuttavat omistajalleen rahallisen aluehintaeron suuruisen korvauksen kahden tarjousalueen välillä tietyn aikaikkunan ajan hankkimallaan megawattimäärällä [17]. Finanssiirto-oikeudet jaetaan optioihin ja obligaatioihin, joiden ero on, että option ostaja saa tietyn aikaikkunan ajan hintaeron mukaisen kompensaaion, kun hintaero on positiivinen, mutta negatiivisesta hintaerosta ostaja ei joudu maksamaan. Obligaation ostaja puolestaan joutuu negatiivisen hintaeron tapauksessa maksamaan myyjälle hintaeron verran [18].

Siirto-oikeuksien määrän määrittävät kantaverkkoyhtiöt N-1-kriteerin mukaan, jotta varmuuskapasiteettia jäisi tarpeeksi käyttöön. Siirto-oikeudet voidaan jakaa aikavälin ja kuorman mukaan erilaisiin sopimuksiin. [13] Siirto-oikeuksien kauppa käydään syrjimättömällä ja markkinaperusteisella huutokauppaperiaatteella.

3. SÄHKÖN TUONNIN JA VIENNIN TEKNISET RAJOITTEET

Suomen sähkön tuonnin ja viennin hetkellisen tilanteen näkee Fingrid Oyj:n verkkosivuilta. Yleisesti ottaen Suomi on hyvin riippuvainen sähkön tuonnista, koska Suomen oma tuotanto ei riitä aina vastaamaan sähkön kysyntään. Suomessa käytettyjä sähkön tuotantomuotoja ovat: vesivoima, ydinvoima, yhteistuotanto, tuulivoima, aurinkovoima, muu tuotanto ja tehoreservit [19]. Sähkön tuonti ja vienti tapahtuvat markkinaehtoisesti, kuten sähkömarkkinat luvussa kuvattiin, mutta sähkönsiirrolla on myös teknisiä ja taloudellisia rajoitteita.

Tekniset ja taloudelliset rajoitteet syntyvät siitä, että sähköteho on saatava asiakkaalle tuotantopaikasta riippumatta, jolloin sähköverkon rakenteen täytyy olla tarpeeksi vahva ja teknisen mitoituksen tarpeeksi laaja [20]. Tekninen rajoite sähkönsiirrolle on myös siirtolinjojen määrä, jotta tarpeeksi sähköenergiaa voidaan kuljettaa, mutta tässä luvussa ollaan kiinnostuneita yksittäisen siirtolinjan teknisistä rajoitteista, eikä sen takia mietitä siirtolinjojen määrää tai niiden taloudellista toteuttamista. Suurena ongelmana on siirtohäviöiden määrä, minkä takia käytetty jännitetaso täytyy miettiä tarkkaan. Sähköverkon siirtokapasiteetti on määrätty kulutushuippujen mukaan, jonka takia osa siirtokyvystä jää suurimmaksi osaksi ajasta hyödyntämättä. [20] Tässä luvussa tutustutaan tärkeimpiin teknisiin rajoitteisiin vaihtovirtayhteyksien osalta ja tarkastellaan myös tasavirtayhteyksiä ja niiden rajoitteita. Aluksi tarkastellaan sähköverkon mallia ja teoreettista perustaa, jonka päälle luvut 3.2-3.4 perustuvat. Sähkön tuotantoa ei tarkastella tässä luvussa, mutta sähkökoneiden yhtälöitä tarvitaan kuitenkin stabiiliustarkastelussa.

3.1 Teoreettinen perusta

Sähköverkkoa voidaan mallintaa käyttämällä sähköverkon komponentteja kuvaavia yhtälöitä siirtojohtojen, muuntajien ja sähkökoneiden osalta. Kuormitus on myös tärkeä osa sähkönsiirtoa tarkastellessa, jotta tuotanto osataan säätää sopivaan tasoon. Vaihtovirtajärjestelmän hyötyjä ovat jännitteensäätö, jolloin siirtohäviöitä voidaan pienentää, ja vaihtovirralla luotavan magneettikentän käyttö vaihtosähkömoottoreissa [20]. Suurin ongelma vaihtosähköyhteyksissä on loistehon kanssa toimiminen, koska esimerkiksi sähkökoneet tarvitsevat toimiakseen loistehoa magneettikenttiinsä, mutta toisaalta loistehon turha siirtäminen luo häviöitä johtimissa ja muuntajissa, minkä takia loistehon siirtoa pyritään välttämään [1][20].

Suomen kantaverkko on toteutettu silmukoidulla rakenteella, jolloin verkon kuormitukset saavat sähköä useammasta reitistä. Silmukoidun verkon hyötyjä ovat parempi käyttövarmuus, pienemmät tehohäviöt ja pienempi jännitteenalenema. Haittoja ovat suuret oikosulkuvirrat ja haastavampi suojausten toteutus. [1]

Vaihtosähköjärjestelmässä generoitua jännitettä ja virtaa voidaan kuvata hetkellisarvoilla, joiden matemaattinen muotoilu on jännitteelle [20]

$$u = U_{max} \sin(\omega t + \varphi_u), \quad (3)$$

missä U_{max} on jännitteen huippuarvo, $\omega = 2\pi f$ on kulmataajuus, t on aika ja φ_u on jännitteen vaihesiirtokulma. Taajuuden f oletusarvo tässä työssä on 50 Hz.

Vastaava yhtälö virralle on [20]

$$i = I_{max} \sin(\omega t + \varphi_i), \quad (4)$$

missä I_{max} on jännitteen huippuarvo ja φ_i on virran vaihesiirtokulma.

Yleensä on kuitenkin kätevää puhua tehollisarvosta, joka saadaan jännitteelle yhtälöstä [20]

$$U_{rms} = \frac{U_{max}}{\sqrt{2}}. \quad (5)$$

Osoitinsuurena esimerkkiosoitin \underline{A} voidaan lausua muodossa [20]

$$\underline{A} = x + jy = A \angle \alpha, \quad (6)$$

missä $x = A \cos \alpha$ on reaaliosa ja $y = A \sin \alpha$ on imaginaariosa, j on imaginaariyksikkö ja α on kulma.

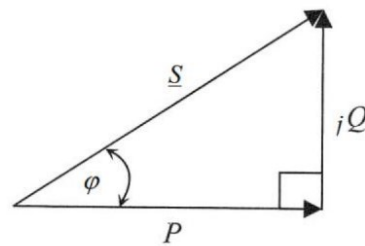
Osoitinlaskennan avulla esimerkiksi impedanssia, joka kuvaa jännitteen ja virran amplitudin suhdetta, voidaan merkitä yhtälöllä [20]

$$\underline{Z} = R + jX, \quad (7)$$

missä X on impedanssin reaktiivinen osa, joka on kerrottu imaginääriyksiköllä, eli se on kääntynyt 90° vastapäivään tai myötäpäivään reaktanssin kapasitiivisuudesta tai induktiivisuudesta johtuen resistanssiin nähden.

Reaktanssi voidaan jakaa kahteen osaan, jotka ovat kapasitiivinen osa $\underline{X}_C = \frac{1}{\omega C}$ ja induktiivinen osa $\underline{X}_L = \omega L$. C on kapasitanssi ja se kuvaa systeemiin varastoituneen sähkövarauksen suhteen systeemin potentiaalieroon. L on induktanssi, joka kuvaa johdinsilmukan kykyä vastustaa sen läpi kulkevan sähkövirran muutosta. [20]

Vaihtosähkön teho kuvaa vaihtojännitteen ja vaihtovirran tehollisarvojen tuloa kerrottuna niiden välisellä vaihekulmalla. Vaihtosähköpiirissä teho jakautuu kolmeen komponenttiin, jotka ovat pätöteho, näennäisteho ja loisteho. Näennäisteho koostuu reaalista kuluttajalaitteissa käytettävästä pätötehosta ja imaginaarisesta verkossa edestakaisin heiluvasta loistehosta. [20] Kuvassa 9 on esitetty tehokomponentit graafisesti.



Kuva 9. Tehon osoitinpiirros [20].

Kolmivaihejärjestelmän kannalta on tärkeää tietää pätö- ja loistehon suuruudet, jotta verkko voidaan suunnitella halutunlaiseksi. Kolmivaiheinen pätöteho saadaan laskettua yhtälöllä [20]

$$P = \sqrt{3}|U||I|\cos\varphi \quad (8)$$

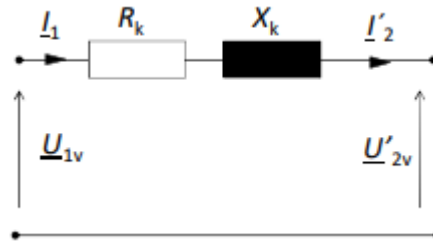
Kolmivaiheinen loisteho saadaan laskettua yhtälöllä [20]

$$Q = \sqrt{3}|U||I|\sin\varphi. \quad (9)$$

Yhtälöistä 8 ja 9 nähdään kolmivaiheisen sähkövoimajärjestelmän yksi suurimmista haasteista, joka koskee häviöitä. Suuria tehoja siirtäessä jännitteen täytyy olla suuri, jotta häviöitä aiheuttava virta voitaisiin asettaa pieneksi. Virran pitäminen alhaisena mahdollistaa pienemmät häviöt, koska pätötehohäviöt ovat verrannolliset virran neliöön. Jännitteen nostaminen johtaa korkeampiin rakennuskustannuksiin, minkä takia sähkövoimajärjestelmän suunnittelu on optimointia käytetyn jännitetason, siirrettävän tehon ja johtopituuden välillä [1].

3.2 Sähkönsiirtoon tarvittavien komponenttien sijaiskytkennät ja tärkeimmät ominaisuudet

Generaattoreiden ja moottoreiden yksinkertaiset sijaiskytkennät ovat tarpeeksi kattavia laskennallista tarkastelua varten ja ne ovat suhteellisen helppo muodostaa. Sijaiskytkennän muodostamiseksi tarvitsee tietää jatkuvan tilan komponenttien arvot sekä alku- ja muutostilan reaktanssiarvot. [1][21][22] Kolmivaiheisen muuntajan yksinkertaistettu sijaiskytkentä on esitetty kuvassa 10.



Kuva 10. Muuntajan yksinkertaistettu sijaiskytkentä [22].

Kolmivaiheisen muuntajan sijaiskytkennäksi saadaan resistanssin osalta yhtälö [1]

$$R_k = u_r \frac{U_R^2}{S_R}, \quad (10)$$

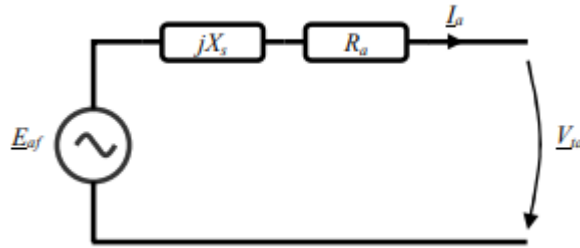
missä u_r on resistiivisen osan suhteellisarvo, U_R on mitoitusjännite ja S_R on mitoitus-teho.

Reaktanssin osalta yhtälö on [1]

$$X_k = u_x \frac{U_R^2}{S_R}, \quad (11)$$

missä u_x on reaktiivisen osan suhteellisarvo.

Generaattoreille voidaan muodostaa sijaiskytkentä tasaisessa tilassa umpinapaiselle ja avonapaiselle generaattorille erikseen, mutta tässä työssä tarkastellaan tilannetta vain umpinapaisen tahtigeneraattorin kautta. Kuvassa 11 on havainnollistettu tahtikoneen sisäistä impedanssia, joka koostuu reaali-osasta R_a ja imaginaariosasta X_s . Kuvan \underline{E}_{af} on sähkömotorisen jännitteen tehollisarvon osoitin [23].



Kuva 11. Umpinapaisen tahtigeneraattorin sijaiskytkentä [23].

Reaktanssin X_s arvo saadaan laskemalla [1]

$$X_s = x_s \frac{U_R^2}{S_R}, \quad (12)$$

missä x_s on suhteellinen tahtireaktanssi, S_R on koneen mitoitusteho ja U_R on koneen mitoitusjännite.

Umpinapakoneen kolmivaiheisen pätötehon yhtälöksi saadaan [23]

$$P = \frac{UE_{af}}{X_s} \sin\delta, \quad (13)$$

missä U on pääjännite ja δ on tehokulma.

Umpinapainen tahtikone putoaa tahdistä, jos teho ylittää maksimaalisen arvon, joka saavutetaan, kun $\delta = 90^\circ$. Loistehoyhtälö saadaan lausekkeesta [23]

$$Q = \frac{UE_{af}}{X_s} \cos\delta - \frac{U^2}{X_s}. \quad (14)$$

Käytännössä generaattorin pätö- ja loistehotuotantoa rajoittaa turbiinin tehoraja, magne-
tointivirtaraja ja roottorin sekä staattorin virtarajat. Virtarajat riippuvat suoraan generaattorin reaktanssin suuruudesta. Pätö- ja loistehorajoitteet voidaan ilmaista selkeästi PQ-

$$Q = Q_0 \left(\frac{f}{f_0}\right)^n = Q_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{qu}, \quad (16)$$

missä P_0 on pätötehon nimellisarvo, Q_0 on loistehon nimellisarvo, f_0 on nimellistaajuus, m ja n kuvaavat kuorman taajuusriippuvuutta ja pu sekä qu kuvaavat kuorman jännite-riippuvuutta. Esimerkiksi vakiotehokuormalla eksponentti on 0 ja vakiovirtakuormalla 1.

Tehonjakolaskennassa käytetään usein myös vakioimpedanssikuormaa, jota voidaan mallintaa yhtälöllä [25]

$$Z = \frac{U}{I} = \frac{UU^*}{P-jQ} = \frac{|U|^2}{P-jQ} = \frac{1}{Y}, \quad (17)$$

missä U^* on jännitteen kompleksikonjugaatti ja Y on admittanssi eli impedanssin käänteisluku.

Viimeisenä tarkastellaan pitkän siirtojohtoon sijaiskytkentää, joka voidaan mallintaa π - tai T -sijaiskytkennällä. Sähköjohtoilla on neljää eri ominaisuutta, jotka ovat: resistanssi r , induktanssi l , kapasitanssi c ja konduktanssi g . Johtimen pituuden mukaan ominaisuudet voidaan ajatella keskittyneeksi tai tasaisesti jakautuneeksi. Yleisesti yli 200 km pituisilla johdoilla joudutaan käyttämään jakautuneita johtovakioita. Kuvassa 13 on esitetty π - ja T -sijaiskytkennän malli alle 200 km:n pituiselle johdolle. [1][22]



Kuva 13. π - ja T -sijaiskytkennän malli [22].

Kuvan impedanssi Z voidaan laskea yhtälöstä [1][22]

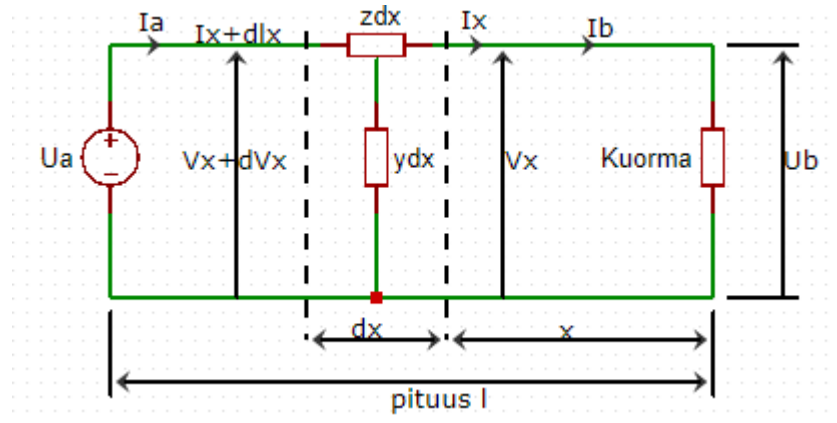
$$Z = (r + j\omega l) \cdot s, \quad (18)$$

missä s on johtopituus.

Admittanssi saadaan laskettua yhtälöllä [1][22]

$$Y = (g + j\omega c) \cdot s. \quad (19)$$

Pitkän siirtojohdon mallin luonnissa voidaan käyttää apuna kuvan 14 mukaista piirrosmallia. Kulkiessaan matkan dx sähkömagneettinen aalto kohtaa resistanssin $r \cdot dx$, induktanssin $l \cdot dx$, konduktanssin $g \cdot dx$ ja kapasitanssin $c \cdot dx$. Seuraavassa tarkastelussa tulee huomioida, että johdon loppupäässä b eristyskoordinaatti saa arvon $x=0$, ja arvon $x=s$ johdon alkupäässä a .



Kuva 14. Pitkän siirtolinjan malli. Kuvassa V_x on jännite, jonka amplitudi ja vaihekulma muuttuvat paikan suhteen. Mukailten lähteestä [25].

Johdon varrella sijaitsevassa pisteessä x johdon jännite ja virta ovat [1][25]

$$\underline{U}(x) = \underline{U}_b \cosh \underline{\gamma} x + \underline{Z}_s \underline{I}_b \sinh \underline{\gamma} x \quad (20)$$

$$\underline{I}(x) = \frac{\underline{U}_b}{\underline{Z}_s} \sinh \underline{\gamma} x + \underline{I}_b \cosh \underline{\gamma} x. \quad (21)$$

Johdon alkupäässä jännite ja virta saadaan laskemalla [1][25]

$$\underline{U}_a = \underline{U}_b \cosh \underline{\gamma} s + \underline{Z}_s \underline{I}_b \sinh \underline{\gamma} s \quad (22)$$

$$\underline{I}_a = \frac{\underline{U}_b}{\underline{Z}_s} \sinh \underline{\gamma} s + \underline{I}_b \cosh \underline{\gamma} s. \quad (23)$$

Kaavoissa 20-23 termi $\underline{\gamma}$ voidaan laskea [1]

$$\underline{\gamma} = \sqrt{(r + j\omega l)(g + j\omega c)} = \alpha + j\beta, \quad (24)$$

missä α on vaimennuskerroin ja kuvaa virran sekä jännitteen amplitudin pienenemistä johdon varrella. Termi β on vaihekerroin ja kuvaa vaihekulman muutosta kuljetulla matkalla.

Termi Z_s , joka tunnetaan myös aaltoimpedanssina, voidaan laskea kaavalla [1]

$$Z_s = \sqrt{\frac{(r+j\omega l)}{(g+j\omega c)}} \quad (25)$$

Yhtälöiden 24 ja 25 avulla π -sijaiskytkennälle saadaan impedanssin yhtälöksi [1]

$$\underline{Z} = \underline{Z}_s \sinh \underline{y}_s = (r + j\omega l) \cdot s \cdot \frac{\sinh \sqrt{(r+j\omega l) \cdot s \cdot (g+j\omega c)} \cdot s}{\sqrt{(r+j\omega l) \cdot s \cdot (g+j\omega c)} \cdot s}. \quad (26)$$

π -sijaiskytkennän jakautuneille admittansseille saadaan [1]

$$\frac{\underline{Y}}{2} = \frac{1}{Z_s} \cdot \frac{\sinh \beta s}{1 + \cosh \beta s} = \frac{(g+j\omega c) \cdot s}{2} \cdot \frac{\tanh\left(\frac{1}{2} \sqrt{(r+j\omega l) \cdot s \cdot (g+j\omega c)} \cdot s\right)}{\frac{1}{2} \sqrt{(r+j\omega l) \cdot s \cdot (g+j\omega c)} \cdot s}. \quad (27)$$

Useissa maiden välisissä siirtotilanteissa siirtojohdot ovat alle 200 km pitkiä, minkä takia sijaiskytkennän voi mallintaa keskittynein johtovakioin. Maiden välisessä vedenalaisessa tai hyvin pitkässä ilmajohtosiirtotilanteessa pitkien johtojen mallintaminen jakautunein johtovakioin on usein kuitenkin tarpeen. Esimerkiksi Suomen ja Ruotsin välinen Fenno-Skan 2 -yhteys on noin 200 km pitkä, mutta se on toteutettu tasasähkökaapelilla.

3.3 Siirtohäviöt ja loistehon kompensointi

Siirtohäviöt, jotka voidaan jakaa virtalämpöhäviöihin ja koronahäviöihin, johtuvat käyte-tyistä johtimista, muuntajista ja jännitetasoista. Häviöihin pyritään vaikuttamaan jännite-tason valinnalla. Liian suuri jännite aiheuttaa paljon koronahäviöitä ja liian alhainen jän-nite aiheuttaa paljon pätötehohäviöitä ja jännitestabiiliusongelmia.

Koronahäviöt ovat johtimen pinnassa tapahtuvia osittaispurkauksia, jotka voivat maksi-missaan olla virtalämpöhäviöiden suuruisia. Koronahäviöitä voidaan mallintaa π -si-jaiskytkennän avulla johtokonduktanssin rinnakkaisella lisäkonduktanssilla. Koronan muodostuminen on sääriippuvaista ja vaikeasti ennustettavaa, minkä takia koronahävi-öitä pyritään pienentämään jännitteensäädöllä tapauskohtaisesti. [26]

Taulukossa 1 on esitetty eri johtimien ominaisarvoja 110 kV, 400 kV, 750 kV ja 1 100 kV jännitetasoilla.

Taulukko 1. Ominaisarvot yleisimmille suurjännitejohdoille. Mukailen lähteestä [1].

U/kV	Johtimen nimi	$r/\Omega/km$	$x/\Omega/km$	$g/\mu S/km$	$b/\mu S/km$
110	Ostrich	0,188	0,410	0	2,840
110	Duck	0,096	0,409	0	2,808
110	2-Duck	0,048	0,300	0	3,788
400	2-Finch	0,026	0,330	0,023	3,570
400	3-Finch	0,0171	0,291	0,020	4,040
750	4-Finch	0,0130	0,280	0,030	4,200
1 100	6-Finch	0,0086	0,302	-	3,901

Taulukosta 1 huomataan, että suuremmilla jännitteillä resistanssi on mitättömän pieni verrattuna reaktanssiin, mikä johtuu siitä, että reaktanssi ei muutu paljon jänniteportaiden välillä, mutta resistanssi pienenee. Suurjännitejohdon häviöt muodostuvatkin suurimmaksi osaksi reaktanssista. 2-Duck-johtimen resistanssi on pienempi kuin esimerkiksi Duck-johtimella, koska 2-Duck-johtimessa on kaksi osajohdinta. Kaapeleilla kapasitanssi on huomattavasti suurempi kuin avojohdoilla, jolloin kaapelit tuottavat myös paljon enemmän loistehoa. Loistehon runsaus rajoittaa kaapeleiden käyttöä pitkillä siirtoetäisyyksillä, ellei loistehoa kyetä kompensoimaan. [1]

Siirtojohtojen kyky tuottaa ja kuluttaa loistehoa aiheuttaa ongelmia, mutta jos johdin kuluttaa ja tuottaa yhtä paljon loistehoa, sanotaan johtimen toimivan luonnollisella teholla. Luonnollisella teholla toimiessa kuormituksen impedanssi on siirtojohdon aaltoimpedanssin suuruinen. Käytännössä avojohdoilla teho kannattaa mitoittaa termisen kestävyuden mukaan, mikä johtaa siihen, että johtoja käytetään yliluonnollisella teholla ja siten ne kuluttavat loistehoa enemmän kuin tuottavat. [1] Kolmivaihejohtimilla vaihejohtimien sijainnista johtuvaa induktanssien ja kapasitanssien epäsymmetriaa pyritään tasoittamaan hyödyntämällä vuorottelua, jolloin yksittäinen vaihejohdin on yhtä kauan jokaisessa mahdollisessa sijainnissa siirtomatalla [25].

Häviöt johtuvat johtimien loistehokäyttäytymisestä ja lämpenemisestä. Lämpeneminen, joka tarkoittaa johtimen ja ympäristön lämpötilan eroa, saadaan normaalissa käytössä laskettua yhtälöstä [21]

$$\vartheta = \vartheta_{\infty}(1 - e^{-t/\tau}), \quad (28)$$

missä ϑ_{∞} on ääretön lämpeneminen, t on aika ja τ on aikavakio, joka riippuu johtolajista.

Jäähtymistä voidaan mallintaa yhtälöllä [21]

$$\vartheta = \vartheta_0 e^{-t/\tau}. \quad (29)$$

Häviöitä voidaan pienentää jännitteen säädöllä, jolloin virrat ja jännitteet pyritään saamaan joka paikassa mahdollisimman saman vaiheisiksi. Säätö toteutetaan loistehoa tuottavilla tai kuluttavilla komponenteilla, joita ovat generaattoreiden magnetointi, reaktoreiden käyttö, kondensaattoreiden käyttö ja muuntajien muuntosuhteen säätäminen. [27]

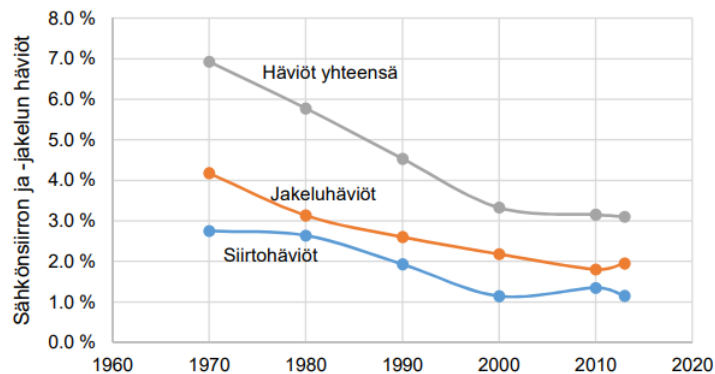
Johdon päättehohäviöt voidaan laskea vaihtovirtasiirrossa kaavalla [28]

$$\Delta P = 3I^2R = \frac{S^2}{U^2}R = \frac{P^2}{U^2}R + \frac{Q^2}{U^2}R. \quad (30)$$

Johdon loistehohäviöt voidaan laskea kaavalla [28]

$$\Delta Q = 3I^2X = \frac{Q^2}{U^2}R = \frac{S^2 - P^2}{U^2}R = \frac{P^2}{U^2}R \left(\frac{1}{\cos^2\varphi} - 1 \right). \quad (31)$$

Siirtoverkon osuus koko energiajärjestelmän häviöistä on hyvin pieni, noin 1,5 % siirretystä energiasta. Käytännössä suuri ongelma häviöiden osalta on maiden välisen yhteiskäytön ongelmat, koska naapurimaiden kehittämissuunnitelman tulee olla samalla tasolla. [29] Kuvassa 15 on esitetty sähköverkon häviöiden kehitys.



Kuva 15. Siirto- ja jakeluverkon häviöt vuosina 1970-2013 Suomessa [29].

Johtimien lisäksi virtalämpöhäviöt voidaan laskea kolmikäämitysmuuntajan mille tahansa kuormitukselle yhtälöllä [27]

$$P_k = \left(\frac{S_1}{S}\right)^2 P_{k1S} + \left(\frac{S_2}{S}\right)^2 P_{k2S} + \left(\frac{S_3}{S}\right)^2 P_{k3S}, \quad (32)$$

missä S on kuormitusteho, S_i ($i=1-3$) on käämissä i kulkeva teho kokonaisteholla S ja P_{kiS} on käämissä i tapahtuvia häviöitä kuormituksen ollessa S , kun kolmas käämi on avoinna.

Termit P_{kiS} ($i=1-3$) saadaan laskettua kaavalla [27]

$$P_{k1S} = \frac{1}{2}(P_{k12S} + P_{k13S} + P_{k23S}) \quad (33)$$

$$P_{k2S} = \frac{1}{2}(P_{k12S} + P_{k23S} + P_{k13S}) \quad (34)$$

$$P_{k3S} = \frac{1}{2}(P_{k13S} + P_{k23S} + P_{k12S}), \quad (35)$$

missä P_{kijS} on käämeissä i ja j tapahtuvia häviöitä kuormituksella S kolmannen käämin ollessa avoinna.

Silmukoidussa verkossa jännitteenalenema ei ole suuri ongelma yleisessä käytössä, koska sähkönsiirto voidaan tehdä useampaa reittiä pitkin. Kuitenkin loistehon siirto ja sen liiallinen kompensointi vaikuttavat jännitteeseen joko nostamalla tai laskemalla sitä. Jännitteenalenema tulee suuremmaksi ongelmaksi vasta jakeluverkossa, koska pienemmillä jännitetasoilla verkko on säteittäinen.

Fingrid on vuoden 2019 alusta nostanut loistehohintoja verkon siirtokyvyn ohjauksen takia. Hintojen nostamisella on kannustettu kantaverkkoyhtiön asiakkaiden osallistumista parempaan loistehosäätelyyn, koska tulevaisuudessa uusien tuotantomuotojen takia loisteho tuottaa suurempia ongelmia. Loistehorajojen ylittävästä tehon otosta tai annosta peritään maksua 1 000 €/MVA_r kuukaudessa ja lisäksi loisenergiamaksua 5 €/MVA_rh. [30]

Loistehon kompensointimenetelmät voidaan jakaa sarja- ja rinnankompensointiin. Rinnankompensoinnin menetelmiä ovat staattinen Var- ja staattinen synkroni-kompensointi eli SVC- ja STATCOM-menetelmät. Sarjakompensointi voidaan toteuttaa kondensaattorikompensoinnilla, tyristoriohjatulla sarjakompensoinnilla TCSC tai staattisella synkroni-sarjakompensoinnilla SSSC. [25] Suomessa käytetään kompensointikondensaattoreita ja rinnakkaiskuristimia, mutta myös muita vähemmän käytettyjä vaihtoehtoja on olemassa. Siirto johdon sarjakompensoinnilla mahdollistetaan siirtokapasiteetin lisäys pienentämällä reaktanssia, minkä takia luvussa 3.4 esiteltävät kulma- ja jännitestabiiliudet paranevat. [27] [31]

Yleinen periaate on se, että kompensointia ei kannata toteuttaa, jos siirtotarve on pysyvästi suurempi kuin nykyisen johtimen kapasiteetti. Tällaisessa tilanteessa on järkevämpää rakentaa uusi siirtojohto. Sarjakondensaattorikompensoinnissa kompensoinnin nyrkkisääntönä voidaan pitää 30-70 % johdon reaktanssista. Tahtigeneraattorinkin

avulla voidaan halutessa lisätä tai vähentää loistehoa ylimagnetoimalla tai alimagnetoimalla generaattori tyristorin avulla.[25][27][31]

Kompensoinnin suurimmat hyödyt ovat pätötehohäviöiden pienentäminen, siirtokapasiteetin kasvattaminen ja jännitteenaleneman pienentäminen. Haittoja ovat mahdolliset ylijännitteiden syntyminen, sarja- ja rinnakkaisresonanssipiirien syntyminen, ylikompensoimiset, laitevahingot häiriötilanteissa, rinnakkaiskompensoinnin loistehon tuotannon neliöllinen riippuvuus jännitteestä ja ohjaussignaalien vaimentumiset. [27][28][31]

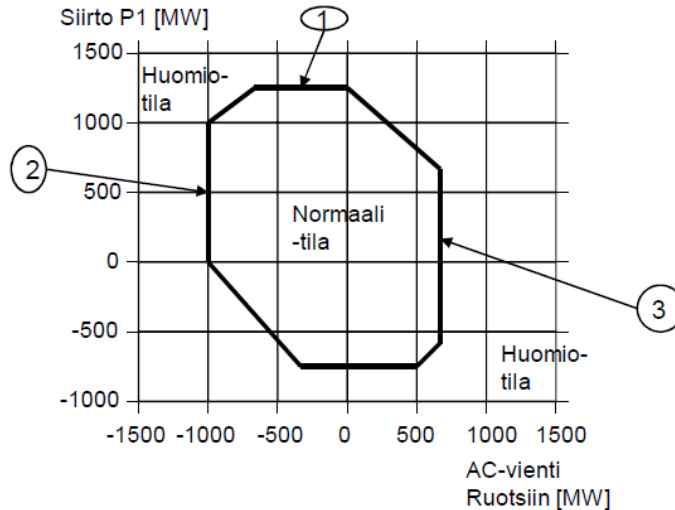
Häviöenergian määrä kantaverkossa on noin 1,2-1,4 TWh/vuosi, mikä vastaa noin 50 miljoonaa euroa/vuosi markkinahinnasta riippuen. Häviösähköenergia täytyy ostaa sähköpörssistä vuorokausimarkkinoilta, minkä jälkeen häviösätkötasetta tarkennetaan ennen käyttötuntia ostamalla tai myymällä sähköä päivänsisäisellä markkinalla ennusteiden ja toteuman perusteella. Häviösätkön hintariskeiltä voidaan suojautua etukäteen käyttämällä hinta- ja aluehintasuojauksia. Aluehintasuojaus tehdään käyttämällä luvussa 2.3 esiteltyjä EPAD-tuotteita ja hintasuojaus toteutetaan futuurituotteilla tai OTC-tuotteilla. [32]

3.4 Stabiilius

Pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestön Nordellin verkon suunnittelussa stabiilius on suurin yksittäinen tekninen reunaehto sähkönsiirrolle. Sähkön tuonnin ja viennin yhteiskäyttö tulee mahdottomaksi, jos mitoitusvikoja tarkastellessa huippukuormitustilanteessa tai suurien tehojen siirrossa siirtojärjestelmä joutuu epästabiiliin tilaan. Rajoitusten johtaessa tilaan, jossa siirtomahdollisuudet eivät riitä, on verkkoa vahvistettava stabiiliuden mukaisesti. Mitoitusvikoja ovat kolmivaiheinen oikosulku, yksivaiheinen maasulku ja kokoojakiskon kolmivaiheinen oikosulku. [33] Vikatilanteista kerrotaan lisää luvussa 3.5.

Stabiiliudella tarkoitetaan sähkövoimajärjestelmän kykyä palautua häiriön jälkeen tasapainotilaan. Stabiiliutta vaarantavia tekijöitä ovat verkon vikatilanteet ja tuotannon viikaantuminen sekä pieni muutos tai virhe verkon tilassa. Stabiiliuden pysyminen halutuissa rajoissa mahdollistaa sähköverkon taajuuden pysymisen sallituissa rajoissa, koneiden normaalin toiminnan, jännitteen pitämisen halutussa tasossa ja asiakkaan sähkötarpeen täyttämisen. Stabiilius voidaan jakaa kolmeen osa-alueeseen, jotka ovat kulma-, jännite- ja taajuusstabiilius. Yleensä jännitestabiilius on kuormiin yhdistetty ongelma, mutta tulevaisuudessa tuulivoiman lisääntytyä Suomessa jännitestabiilius voi

nousta suuremmaksi ongelmaksi epätahtikoneiden lisääntymisen myötä myös tuotannossa. [1][33] Toinen tapa jaotella stabiilius on jaotella muutosten suuruudet piensignaalistabiiliuteen ja suursignaalistabiiliuteen [1]. Stabiiliutta Suomen kantaverkossa voidaan havainnollistaa kuvalla 16.



Kuva 16. Kantaverkon yhteyksiä rajoittava stabiilius. Numerot edustavat reunaehdoja [33].

Kuvassa 12 on kuvattu pohjois-eteläsuuntaista siirtoa Suomen sisällä ja AC-vientiä Ruotsiin. Kuvaan on merkitty eri tehoilla rajoittavat tekijät, jotka on numeroitu siten, että 1 kuvastaa jännitestabiiliutta, 2 transienttistabiiliutta, eli stabiiliutta suurten muutosten suhteen siten, että generaattori pysyy tahdissa, ja 3 dynaamista stabiiliutta, eli tahtikoneen kykyä pysyä tahdissa siten, että heilahtelut alkavat vaimentua. [33]

Sähkönsiirron jatkuvan toiminnan ja paremman siirtokapasiteetin sekä käyttövarmuuden kannalta stabiiliuden mallintaminen ja laskeminen on tärkeää, minkä jälkeen käytännön systeemiä pitää testata. Käytännön järjestelmissä stabiiliutta voidaan parantaa rakentamalla rinnakkaisjohtoja ja käyttämällä sarjakondensaattoreita, jolloin reaktanssia saadaan pienennettyä. Tulevaisuuden ratkaisuja ovat nopeamman ohjauksen toteuttaminen ja tasavirtalinkkien käyttö. Etenkin tasavirtalinkkien yleistyminen ja kehittäminen on kannattavaa, koska stabiilius ei ole tasavirtasiirroilla yhtä suuri ongelma kuin vaihtovirtasiirroilla. [1][33]

3.4.1 Kulmastabiilius

Kulmastabiiliuden tarkoitus on pitää sähköverkon ja generaattoreiden väliset vaihekulmat sellaisina, että generaattori pysyy tahdissa eikä lähde vaihe-eron takia heilahtelemaan tai putoa tahdistä. Toinen syy tahdistä putoamiselle voi olla generaattorin liiallinen alimagnetointi, jolloin generaattorin lähdejännite eroaa liikaa verkon jännitteestä. [34]

Siirto johdoille voidaan muodostaa tehokulmayhtälö johdon päiden näennäis-, pätö- ja loistehon avulla. Johdolla siirtyvä pätöteho on [1]

$$P = \frac{U_1 U_2}{X} \sin \delta, \quad (36)$$

missä U_1 ja U_2 ovat päiden väliset jännitteet, X on reaktanssi ja δ kulmaero.

Johdon muusta verkosta ottama loisteho voidaan laskea kaavasta

$$Q = \frac{U_1^2}{X} + \frac{U_2^2}{X} - \frac{2U_1 U_2 \cos \delta}{X}. \quad (37)$$

Maksimi kulmastabiiliuden sallima teho saadaan, kun kulmaero on 90° , mutta käytännössä maksimi kulmaero on noin 30° [1].

Generaattorin verkkoon syöttämä teho saadaan laskettua kaavalla 13, kun generaattorin sisäiseen reaktanssiin lisätään johtojen ja muuntajien reaktanssit. Generaattorin sisäisen jännitteen ja jäykän verkon välinen kulmaero kasvaa, jos verkon tehoa nostetaan, koska generaattorin pyörimisnopeus ei voi nousta tahtikäynnin takia. [1]

Stabiiliuden laajempaa tarkastelua varten on johdettu ideaalisen tilanteen heilahteluyhtälö, joka kertoo, kuinka kulmaero muuttuu generaattorin pyörivän mekaanisen momentin ja sähköisen momentin suhteen. Mekaaninen momentti aiheutuu roottorin kineettisestä energiasta. Heilahteluyhtälöksi saadaan [1][25] [33]

$$\frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2HS_R} [P_m(t) - P_e(t)], \quad (38)$$

missä ω_s on tahtikulmanopeus kerrottuna napapariluvulla, H on hitausvakio eli koneen liike-energia, jolla voitaisiin syöttää mitoitus-tehon suuruista kuormaa sekunnin ajan, S_R on mitoitus-teho, P_m on mekaaninen teho ja P_e on verkkoon syötetty sähköteho.

Etenkin generaattorin stabiiliuden tarkastelussa heilahteluyhtälö on kätevä työkalu. Kulmastabiilius voidaan muutostilanteissa laskea generaattorille pinta-alakriteerin avulla, jolloin tarkastellaan tehon muutosta kulman suhteen. Esimerkiksi oikosulkutilanteessa kulmastabiilius saadaan vertaamalla niin sanottua kiihdyttävää pinta-alaa ja hidastavaa pinta-alaa toisiinsa, kun teho ilmoitetaan kulmaeron suhteen. Kiihdyttävä pinta-ala käsittää mekaanisen ja sähköisen tehon erotuksen integraalin vianaikaisen kulmaeron suhteen. Hidastava pinta-ala käsittää puolestaan integraalin sähköisen ja mekaanisen tehon erotuksesta kulmavälillä vianaikaisesta kulmasta maksimikulmaan. Eli kiihdyttävän pinta-alan aikana vika saa mekaanisen tehon suuremmaksi, jolloin generaattori kiihtyy,

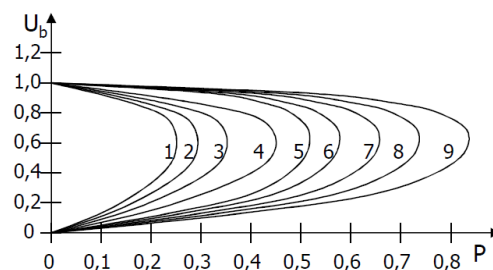
kun taas hidastavan pinta-alan aikana sähköinen teho on suurempi ja generaattori hidastuu. Generaattori on kulmaltaan stabiili, jos hidastava pinta-ala on suurempi kuin kiihdyttävä pinta-ala. [1]

3.4.2 Jännitestabiilius

Jännitestabiilius kuvaa verkon kykyä pitää jännite normaaliarvossa jatkuvassa tilassa ja häiriötilanteessa. Jännitestabiilius on siirtokapasiteetin suurin rajoittava tekijä tilanteessa, jossa sähkötehoa siirretään paljon alueelle, missä ei itsessään ole montaa tahti-generaattoria. Suomessa jännitestabiilius on suurin siirtoa rajoittava tekijä. [1][33][34] Yhtälöillä 36 ja 37 voidaan tutkia myös jännitestabiiliutta, kun kapasitanssien tuottama loisteho jätetään huomioimatta. Yhtälöiden 36 ja 37 avulla voidaan johtaa johdon loppupään kuorman jännite siirretyn tehon funktiona, kun kuorman loistehoa muutetaan. Loppupään jännitteen yhtälöksi saadaan [1][25][33]

$$U_2 = \sqrt{\frac{E_{af}^2 - 2QX \pm \sqrt{(2QX - E_{af})^2 - 4X^2(P^2 + Q^2)}}{2}}. \quad (39)$$

Yhtälön 39 avulla saadaan piirrettyä teho-kulmakäyrä, josta voidaan päätellä suurin johdolla siirrettävä teho. Kuva 17 on esimerkki teho-kulmakäyrästä eri tehokertoimilla.



Kuva 17. Teho-kulmakäyrä [33].

Jännitestabiilius menetetään, jos johdolla siirto saavuttaa tehokulmakäyrän suurimman tehoarvon. Käytännössä siirto pyritään tekemään suurimman tehonsiirron läheisyydessä käyttämällä pientä varmuusmarginaalia kuorman ja tuotannon muutosten varalta. [1]

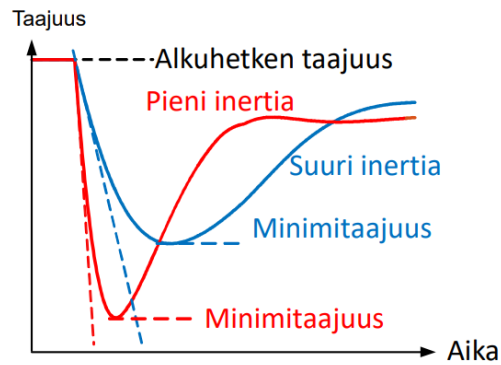
Edellä esitelty tulkinta soveltuu vain staattisiin tilanteisiin, kun kuorma, jännite ja verkon reaktanssi ei muutu. Dynaamisia tilanteita varten tarvitaan monimutkaisempaa tarkastelua, joka riippuu muutoksen suuruudesta.

3.4.3 Taajuusstabiilius

Taajuusstabiilius tarkoittaa verkon kuorman ja tuotannon välistä tasapainoa ja sen säilyttämistä. Pohjoismaisen ja Euroopan laajuisen sähkösiirron perustaajuutena on 50 Hz, josta poikkeaminen 47 Hz:iin voi pahimmassa tapauksessa aiheuttaa taajuusromahduksen. Fingrid on asettanut taajuusrajoitteeksi ylikulutustilanteessa 49,9 Hz ja yliuotantotilanteessa 50,1 Hz. Taajuuden liiallinen nousu johtaa generaattoreiden irrottamiseen verkosta ja taajuuden liiallinen lasku pahimmillaan kuormien irrottamiseen verkosta. Kantaverkkoyhtiöiden vastuulla on pitää huolta tarpeeksi suurista tehoreserveistä, joilla reagoidaan taajuuden muutokseen. [1][34][35]

Taajuuden vakiointia kutsutaan myös tehotasapainon ylläpitämiseksi ja se voidaan toteuttaa primääri- ja sekundäärisäädöllä. Primäärisäätö on automaattisesti aktivoituvaa taajuudensäätöreserviä, joka aktivoituu taajuuden poiketessa 0,1 Hz nimellisarvostaan. Primäärisäätöä varten pohjoismaisilla kantaverkkoyhtiöillä on käytössään 600 MW reservitehoa. Sekundäärisäätö on manuaalista taajuuden nostamista tai laskemista, joka toteutetaan säätösähkömarkkinoiden avulla. Säätösähkömarkkinoille voi antaa tarjouksia sellaisista resursseista, jotka voivat muuttaa tehoa 10 MW 15 minuutin sisällä. Säätötarjoukset tilataan tarpeen mukaan hintajärjestyksessä. [10] Reservitehotuotteet jaotellaan kolmeen ryhmään, joita ovat taajuuden vakautusreservi, taajuuden palautusreservi ja korvaava reservi. Jaottelu on toteutettu sen mukaan kuinka nopeasti eri reservit voivat aktivoitua ja kuinka suuren korjauksen ne pystyvät tekemään.

Taajuuden nopeaan muutokseen pystytään myös vaikuttamaan tasasähköyhteyksien avulla, jotka on kytketty vaihtosähköjärjestelmiin, ja pyörivän reservin avulla. Pyörivä reservi on verkkoon kytkettyjen generaattoreiden vapaa tehokapasiteetti, joka pystyy vastaamaan nopeasti nousevaan kuormaan vapauttamalla energiaa pyörivästä massasta. [1] [36] Generaattorin irtoamisen jälkeen pyörivän reservin korvaava teho nostaa pätötehon määrää, mikä kasvattaa loistehon kulutusta ja alentaa jännitettä. Tulevaisuudessa pyörivän reservin väheneminen tuottaa ongelmia taajuusstabiiliuden kannalta. Kuvassa 18 on havainnollistettu inertian merkitystä taajuuteen.



Kuva 18. Liike-energian merkitys taajuuden hallinnassa häiriötilanteissa [36].

Ratkaisuehdotuksia liike-energian vähenemisen kompensoimiseksi on kuitenkin kehitetty, kuten nopeiden reservien lisäys, kuorman irrottaminen, akkujen hyödyntäminen, tahtigeneraattoreiden hyödyntäminen minimiteholla, suurimman tuotantotehon rajoittaminen ja synteettisen inertian hyödyntäminen [37].

3.5 Sähkönsiirron viat ja sähköturvallisuus

Sähkön tuontia ja vientiä rajoittavat sähkönsiirron vikatilanteet, jotka aiheuttavat kustannuksia toimittamattoman energian takia. Verkon rakennetta ei ole kuitenkaan järkevää suunnitella kestäväksi kaikkia vikoja kustannusten takia, vaan koitetaan löytää tilastollisesti järkevä käyttövarmuustaso, jotta suurilta vikatilanteilta vältyttäisiin. Lisäksi vikatilanteissa on tärkeä muistaa sähköturvallisuus, jotta sähköenergian siirto ja vikatilanteissa korjaustyöt tapahtuvat turvallisesti. Yleisin tapa vikatilanteiden syntymiseksi on ympäristön kohdistamat vaikutukset sähköverkkoon, minkä takia koko sähköenergiajärjestelmä voi vaurioitua. Esimerkiksi salamanisku voi aiheuttaa muuntajavaurioita tai maasulun, jotka voivat puolestaan vaikuttaa generaattoreihin, stabiiliuteen ja sähköturvallisuuteen. Tässä luvussa keskitytään tarkastelemaan sähkönsiirron vikatilanteita, jotka rajoittavat sähkön tuontia ja vientiä eniten. Merkittävimmät viat, kuten maasulut ja oikosulut, voivat johtaa häiriöön, vaikka myös muita vikoja on olemassa. Muita vikoja ovat esimerkiksi johdon tuhoutuminen, kuorman äkillinen poiskytketyminen ja ylijännitteet [27]. Etenkin oikosulkuvirtojen suuruudet vaikuttavat pitkälti verkon suunnitteluun ja siirtokapasiteettiin. Vikojen vaikutuksia voidaan hallita verkkoa vahvistamalla, verkon käyttöä rajoittamalla, suunnittelemalla säätöä paremmaksi, releitä säätämällä ja katkaisijoita paremmin valitsemalla [1]. Kaapeloidussa verkossa vikatilanteet eivät yleensä ole niin vaarallisia, koska vaarajännitteiden koskeminen on hankalampaa, mutta toisaalta kaapelointi ei ole käytännöllistä pitkillä siirtomatkoilla, minkä takia tässä luvussa kaapeliverkkoja ei käsitellä. Ilmajohdoverkkojen perussuojaus on asettaa vaihejohtimet tarpeeksi korkealle, etteivät ihmiset tai eläimet pysty koskemaan jännitteisiin osiin.

Viat voidaan jakaa symmetrisiin ja epäsymmetrisiin vikoihin sen mukaan, kuinka vika käyttäytyy AC-järjestelmän eri vaiheiden suhteen. Esimerkki epäsymmetrisestä viasta on 2-vaiheinen maasulku, jossa kaksi vaihetta yhdistyvät maahan. Yleisimpiä vikatilanteita maiden välisessä sähkönsiirrossa ovat 1-vaiheinen ja 2-vaiheinen maasulku [1].

3.5.1 Oikosulku

Oikosululla tarkoitetaan vikaa, jossa kaksi sähköjohdinta koskettaa toisiaan välittömästi muodostaen vikapiirin, jossa kulkee huomattavan suuri virta pienen impedanssin kautta. Oikosulkutilanne aiheuttaa johtimien äkillisen kuumenemisen ja mahdollisen laitevaurion sekä hengenvaaran, jos virtaa ei saada katkaistua nopeasti. Oikosulku voi olla symmetrinen tilanteessa, jossa oikosulku koskee kaikkia vaihteita tasaisesti tai epäsymmetrinen esimerkiksi kahden vaihejohtimen kontaktissa. Oikosulkutilanteen lämpenemistä voidaan mallintaa kaavalla [21]

$$\vartheta = \frac{I^2 r}{mc} t, \quad (40)$$

missä I on virta, r on resistanssi, m on massa, t on aika ja c on ominaislämpökapasiteetti.

Vika aiheuttaa muutosilmiön, joka vaimenee aikavakion mukaisesti pois, jonka jälkeen seuraa staattinen tila. 3-vaiheisessa oikosulussa oikosulkuvirta voi olla 10-40-kertainen kuormitusvirtaan nähden, jolloin se asettaa kestävyysrajat laitteiden kestolle ja johtimelle siksi ajaksi, kun vika vaikuttaa. [1] Johdin alkaa oikosulussa lämpiämään kaavan 40 mukaan, minkä lisäksi oikosulkuvirta vaikuttaa myös voimajärjestelmän stabiiliuteen. Suurin sallittu oikosulkuvirta voidaan laskea kaavalla [38]

$$I_{kt} = \frac{I_{k1s}}{\sqrt{t}}, \quad (41)$$

missä I_{k1s} on johtimen oikosulkuvirran suuruus, jonka johdin kestää 1 sekunnin ajan ja t on vika-aika.

Induktiivisessa oikosulkupiirissä oikosulkuvirta koostuu tasavirtakomponentista, joka vaimenee ajan myötä pois ja vaihtovirtakomponentista, joka voidaan jakaa edelleen alkua ja muutosoikosulkuvirtaan. Tasavirtakomponentti tekee oikosulkuvirran epäsymmetriseksi ja sen suuruus riippuu jännitteen hetkellisarvosta vikatilanteen syntymishetkellä. Oikosulkuvirran muutosilmiöihin vaikuttaa pyörivien sähkökoneiden käyttäytyminen, koska niiden käämityksiin indusoituvat virrat ja muuttuvat reaktanssit ohjaavat vikavirto-

jen vaimenemista. Oikosulun etäisyyden kasvu pyörivistä koneista vähentää oikosulkuvirtojen komponenttien eroa ja täten vaimentaa oikosulun vaikutusta sähkökoneisiin. [1][25] Oikosulkuvirran maksimiarvo on sysäyoikosulkuvirta, joka tapahtuu tasavirta-komponentin huippuarvolla ja määrittää mekaanisten rakenteiden keston. Muita oikosulkuvirran virtakomponentteja ovat muutos- ja pysyväoikosulkuvirta, joista etenkin viimeinen on tärkeässä roolissa johtimien ja muiden laitteiden lämpenemisen mitoituksessa, vaikka siirtoverkoissa suojaus poistaakin jatkuvan oikosulkuvirran nopeasti. Muutostilan oikosulkuvirta määrittää rajat johtimien oikosulkukestoisuudelle, vikavirtasuojien asettelulle ja katkaisijoiden katkaisukyvyille. [1]

Epäsymmetrisissä vikatilanteissa, esimerkiksi 1-vaiheisessa oikosulussa, tilanteen tarkastelu helpottuu laskiessa vikavirtoja symmetristen komponenttien avulla. Symmetriset komponentit mahdollistavat epäsymmetristen kolmivaihejännitteiden kuvaamisen nolla-, myötä- ja vastajärjestelmän avulla. Nollajärjestelmässä vaiheiden osoittimet ovat yhtä suuret ja samansuuntaiset keskenään sekä osoittimet pyörivät myötäjärjestelmän suuntaan. Myötäjärjestelmässä vaiheiden välillä on 120° vaihe-ero ja vaihejärjestys on $R-S-T$ tai $a_1-a_2-a_3$ riippuen merkintätavasta, jonka avulla voidaan merkitä jännitteiksi $\underline{U}_{R1} = \underline{U}_1$, $\underline{U}_{S1} = \underline{a}^2 \underline{U}_1$ ja $\underline{U}_{T1} = \underline{a} \underline{U}_1$, missä a on $1 \angle 120^\circ$. Vastajärjestelmässä vaihejärjestys on käänteinen eli $R-T-S$, josta seuraa, että jännitteet ovat $\underline{U}_{R2} = \underline{U}_2$, $\underline{U}_{S2} = \underline{a} \underline{U}_2$ ja $\underline{U}_{T2} = \underline{a}^2 \underline{U}_2$. [1] Silmukoidussa verkossa oikosulkuvirtojen laskemiseksi täytyy muodostaa Theveninin impedanssimatriisi, jossa jännitteet voidaan olettaa symmetrisiksi impedanssien kanssa, mutta virrat voivat olla epäsymmetrisiä kuormituksen vaihtelun takia [1][22].

Oikosuluilta suojautuminen toteutetaan releillä, jotka havaitsevat vian ja ohjaavat katkaisijoita. Yleinen rele silmukoidussa verkossa on distanssirele, koska se kykenee havaitsemaan vian suunnan [39]. Usein ilmajohtoverkon vikatilanne saadaan poistettua nopealla jännitteen katkaisulla, minkä takia pikajälleenkykentä (PJK) ja aikajälleenkykentä (AJK) ovat osoittautuneet hyödyllisiksi. Fingrid on ilmoittanut ilmajohdoissaan olevan noin 250 häiriötä vuodessa, joista 90 % saadaan hoidettua PJK:n ja AJK:n avulla [40].

3.5.2 Maasulku

Maasulku on vikatilanne, jossa jännitteinen johdin on yhteydessä maahan. Maasulun vikavirran suuruuteen vaikuttaa sähköverkon maadoitustapa, ja Suomessa siirtoverkko on muuntajien tähtipisteestä maadoitettu virtaa rajoittavien kuristimien kautta. Kuristimien haittapuolena on se, että ne suurentavat terveisiin vaiheisiin syntyviä ylijännitteitä maasulussa. Siirtoverkkotasolla sähköturvallisuusseikat määrittellään maasulun mukaan,

sillä se aiheuttaa suuria kosketeltavia jännitteitä. Maasulkutilanteessa, kuten myös oikosulkutilanteessa, suojauksen halutaan olevan selektiivinen, jotta koko silmukoidun verkon toiminta ei häiriinny. Tämän takia maasulusta tarvitaan tarpeeksi selvä ilmaisu, joka mahdollistetaan maadoittamalla osa tähtipisteistä edellä mainitun kuristimen avulla. [1] Maasulkutilanteessa terveiden vaiheiden jännitteen nousua voidaan kuvata maasulkukertoimella k , joka voidaan laskea 1-vaiheisessa maasulussa kaavalla [1]

$$k = \sqrt{3} \frac{\sqrt{X_0^2 + X_0 X_1 + X_1^2}}{X_0 + 2X_1}, \quad (42)$$

missä $X_0 = X + 3X_N$, joka koostuu vaiheen reaktanssista ja muun verkon nolhareaktanssista. $X_1 = X_2 = X$ on myötäverkon reaktanssi, joka on yhtä suuri kuin vastaverkon reaktanssi.

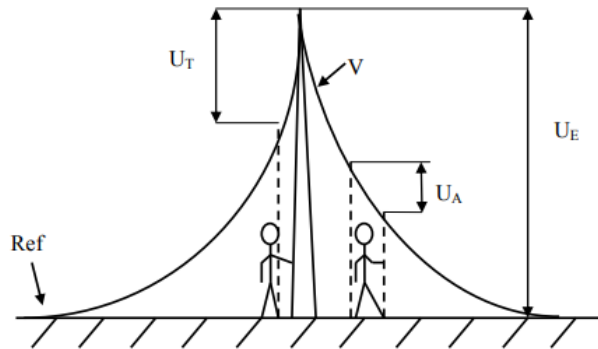
Siirtoverkon maadoitetussa osuudessa tavoitteena on pitää maasulkukerroin arvossa $k = 1,4$, jolloin verkkoa kutsutaan tehollisesti maadoitetuksi. Maasulkukertoimen vaatimus asettaa teknisen rajoituksen verkon kuristimen reaktanssille, jonka pitää olla 400 ja 220 kV:n verkossa rajoissa $X_0/X_1 < 4,5$. [1]

3.5.3 Sähköturvallisuus

Sähköturvallisuus perustuu ihmisen kykyyn sietää vaarallisten jännitteiden aiheuttamaa kehon läpikulkemaa virtaa. Liian suuri virta aiheuttaa hengenvaaran etenkin sydänkammiövärinän takia. Sydänkammiövärinän riski riippuu virran suuruudesta, kehon resistanssista ja virran vaikutusajasta, joiden avulla voidaan määrittää suurimmat kosketusjännitteet. Esimerkiksi standardissa SFS 6001 asetetaan 100 ms ajalle maksimi kosketusjännitteeksi 650 V [22].

Jo aiemmin mainittu maadoitus on tullut entistä suuremmaksi tekniseksi rajoitukseksi, koska voimansiirtoverkkojen laajentuminen on lisännyt maadoitusvaatimuksia moitteetoman verkon ja tietoliikenneyhteyksien toimimisen takaamiseksi. Lisäksi suurentuneet maasulku-, oikosulku- ja muut häiriötilannevirrat ovat lisänneet maadoitusvaatimuksia, jotka Suomessa voi olla hankala toteuttaa maaperän takia. [27] Turvallisuutta tarkasteltaessa maadoitus- ja kosketusjännitteet ovat avainasemassa. SFS 6001 -standardin mu-

kaan kosketusjännite yli 1 000 V:n järjestelmässä on oltava käyttöjännitteestä riippumattomien raja-arvojen sisällä. Kuvassa 19 on esitetty sähkönsiirtotilanteen aikaiset vaarajännitteet.



Kuva 19. Siirtoverkon vaarajännitteet. V on maan pinnan potentiaali, U_a on askeljännite, U_E on maadoitusjännite, U_T on kosketusjännite ja Ref on referenssimaa. [41]

Maadoitus- ja kosketusjännitteen pienentämiseen pyritään pienentämällä maadoitusresistanssia, mutta aina se ei onnistu kustannusten takia, jolloin sähköturvallisuus pitää taata releiden laukaisuaikoja lyhentämällä [27]. Maadoituksen pitää täyttää seuraavat vaatimukset: sen pitää omata tarpeeksi suuri mekaaninen lujuus ja korroosiokestävyys, varmistaa johdolle luotettavuustaso, taata henkilöturvallisuus maasulun aikana, estää omaisuus- ja laitevahingot sekä kestää suurimman vikavirran termiset vaikutukset [27].

3.6 Korkean jännitteen tasasähköyhteys

Tasasähkön käytön rooli on ollut avainasemassa sähköenergian tuonnin ja viennin kehityksessä maiden välillä. Etenkin suurjännitteinen tasasähkö HVDC (High Voltage Direct Current) on tullut avainrooliin maiden välisten pitkän matkan sähkön tuonnin ja viennin mahdollistamisessa. HVDC-järjestelmän käyttö on mahdollistanut osan korkeajännitteisen kolmivaihesähkön HVAC (High Voltage Alternative Current) teknisten rajoitusten välttämisestä etenkin stabiiliuden ja loisteho-ongelmien kannalta. HVDC-teknologialla on kuitenkin selviä rajoitteita, joiden takia HVAC-järjestelmiä tarvitaan jatkossakin, vaikka HVDC-järjestelmien määrä kasvaakin tulevaisuudessa. Sähkömarkkinoiden kannalta HVDC-siirto lisää siirtokapasiteettia sekä pienentää aluehintojen suuruutta ja mahdollisesti poistaa ne kokonaan.

Tällä hetkellä Suomen HVDC-yhteydet liittyvät Venäjälle, Ruotsiin ja Viroon. Venäjän siirtoyhteys on mielenkiintoinen, koska alun perin sen avulla sähköä voitiin siirtää vain Suomeen. Myöhemmin Venäjän yhteydestä on tehty osittain kaksisuuntainen. Ruotsin

ja Suomen välisiä tasasähköyhteyksiä kutsutaan nimellä Fenno-Skan 1 ja Fenno-Skan 2. Ne ovat rakenteeltaan kaksisuuntaisia sähkönsiirtojärjestelmiä, vaikka Fenno-Skan 1 -yhteyden siirtosuunta täytyykin vaihtaa polariteetin avulla. Suomen ja Ruotsin väliset tasasähköyhteydet ovat vahvistaneet siirtokykyä paljon, ja tulevaisuuden suunnitelmana on rakentaa maiden välille uusi vaihtosähköyhteys, joka esitellään tarkemmin luvussa 4.3. Suomen ja Viron väliset Estlink 1 ja Estlink 2 -yhteydet ovat siirtokapasiteeteiltaan 350 MW ja 650 MW. Estlink 1 -yhteys on toteutettu jännitelähdesuuntaajan avulla, mikä mahdollistaa Viron päässä jännitteenannon sähköttömään verkkoon. [1]

3.6.1 HVDC-järjestelmän toiminta

HVDC-järjestelmä toteutetaan yhdessä AC-järjestelmän kanssa, minkä takia DC-johdon kummassakin päässä täytyy olla tyristorisilta. Tyristori on komponentti, jossa on kolme terminaalialia, joiden avulla virtaa voidaan ohjata. Kolme terminaalialia ovat anodi, katodi ja kanta. Tyristori johtaa, kun anodi on positiivisessa potentiaalissa katodiin nähden ja kantaa liipaistaan. Anodin ja katodin ollessa vastakkaisessa polariteetissa, tyristori ei johda sähköä, vaikka kantaa liipaistaisiin. Johtavuuden alettua kantaa liipaisemalla johtavuutta ei voida lopettaa, vaan johtavuus loppuu vasta kun anodi ja katodi palaavat epäjohtavaan tilaan. [25]

Liittämällä kaksi 6-pulssisiltaa suuntamuuntajiin saadaan 12-pulssisilta, jolla voidaan muuntaa vaihtosähköstä tasasähköä tarpeeksi tarkasti ilman liiallisia yliaaltoja. Tärkeitä termejä tyristorimuuntamisessa ovat sytytyskulma, jossa liipaisu tapahtuu ja kommutointikulma, joka kertoo kommutoinnin pituuden. Ohjauskulmaa muuttamalla tyristorisilta saadaan toimimaan joko tasasuuntaajana tai vaihtosuuntaajana. Tyristorin toimintatavan takia tuotettu vaihtosähkö ei ole täysin sinimuotoista, minkä takia tasoituskuristinta käytetään yliaaltojen minimoimiseen ja tasavirran sykkeisyyden pienentämiseen. Kommutointihäiriö voi tapahtua, jos tyristori ei saa tarpeeksi aikaa olla johtamatta virtaa. Tarpeellisen ajan puuttuminen aiheuttaa varausten kertymisen tyristoriin, mikä voi aiheuttaa johtamisen ilman kannan liipaisua jännitteen muuttuessa. [1][25]

Muita HVDC-järjestelmän komponentteja ovat vaihtosähkökisko, vaihtosähkösuodattimet, tasasähkökaapeli, tasasähkösuodatin ja elektrodi. Tasavirtajärjestelmän säätäminen on yksinkertaista, koska virran suuruutta voidaan muuttaa säätämällä johdon päiden jännitettä halutuksi ja virran suuntaa voidaan muuttaa napaisuutta vaihtamalla. Muuntajan tehtävä on säätää tyristorisillalle menevää jännitettä käämikytkimen avulla. Loistehon

minimoimisen takia säätö toteutetaan yleensä mieluummin käämikytkimellä kuin ohjauskulman muutoksella. [1]

DC-linkkejä voi olla kolmea tyyppiä, jotka ovat monopolaarinen, bipolaarinen ja homopolaarinen linkki. Monopolaarinen linkki sisältää vain yhden johtimen ja käyttää maata tai merta paluureittinään. Bipolaarisessa linkissä on kaksi johdinta, joista toinen on negatiivisessa potentiaalissa ja toinen positiivisessa potentiaalissa. Tämä mahdollistaa DC-linkin käytön tilanteessa, jossa virtaa ei saa kulkea maassa. Homopolaarinen linkki sisältää usean johtimen, jotka ovat kaikki samassa potentiaalissa. Polariteetti on usein negatiivinen, koska koronahäviöt ovat tällöin pienemmät. [1][25]

Tasavirtalinkit vaativat loistehoa, jota voidaan tuottaa luvun 3.3 lopussa esitetyillä tavoilla. Edullisin vaihtoehto on käyttää rinnankompensointia, mutta nopean jännitesäädön ja heikon AC-verkon tapauksessa muut menetöt ovat parempia. [25]

HVDC-järjestelmiä voidaan käyttää hyödyksi kahden saman taajuisen alueen yhdistämiseksi ja keskittyneiden voimalaitosten tehon siirtämiseksi pitkien matkojen päähän kulutuskeskittyymiin. Lisäksi HVDC-järjestelmiä voidaan käyttää usean sähkövoimajärjestelmän tai markkina-alueen yhdistämiseksi siten, että jännite- ja taajuusmuutokset eivät ole liiallisia, suurjännitteiseen tehonsiirtoon maan alla ja vaihtosähköjärjestelmän vahvistamiseksi. Tulevaisuudessa tärkeimmät käyttökohteet ovat hinta-alueiden rajoittaminen ja olemassa olevien AC-järjestelmien tukeminen kulutushuippuja varten. [1][25]

Joskus voi olla tilanne, että ei haluta käyttää edellä esiteltyä verkkokommutoivaa tasasähköyhteyttä, jossa tasasuuntaus tehdään tyrstoreilla, vaan halutaan käyttää jännitelähdesuuntaajaa. Jännitelähdesuuntaajan puolijohdekytkimenä toimii transistori, jonka rinnalla on toiseen suuntaan johtava diodi. Jännitelähdesuuntaajan etuna on sen liitettävyyden heikkoon verkkoon, loistehon syöttömahdollisuus, transistorin sytyttämisen ja sammuttamisen helppous, mahdollisuus antaa jännitettä jännitteettömään verkkoon sekä pätö- ja loistehon riippumaton säätö. Haittana on pienempi tehoalue, noin 400-500 MW, ja häviöiden suuruus verrattuna verkkokommutoituun vaihtoehtoon. [1]

3.6.2 HVDC- järjestelmän hyödyt, haitat ja rajoitteet

HVDC-järjestelmää kannattaa käyttää, jos se parantaa verkon toimintaa ja on taloudellisesti järkevää. Tilanteessa, jossa tasa- ja vaihtovirtayhteydellä siirretään yhtä suuri teho, tasavirtasiirto on halvempi toteuttaa pitkällä siirtomatalla, koska se tarvitsee vain kaksi johtoa verrattuna AC-järjestelmän kolmeen johtimeen. Johtimien kustannukset ovat DC-

järjestelmällä edullisemmat, mutta tasasähköaseman kustannukset ovat tehoelektronikan takia suuremmat. Pidemmällä siirtomatkalla tasasähköaseman suhteelliset kustannukset pienenevät ja tasasähkönsiirto tulee lopulta taloudellisemmaksi vaihtoehdoksi. Yleinen etäisyys, jolla korkean jännitteen tasavirtajärjestelmää tulee taloudellisesti kannattavaksi, on yli 600 km. Yleinen etäisyys ei päde kaikkiin tapauksiin, vaan pitää ottaa huomioon myös teho, johtolaji, tasavirtayhteyden tyyppi ja pylväiden rakenne. [1][25] Taloudellisessa tarkastelussa pitää ottaa lisäksi huomioon sähkönlaatu, siirtohäviöt ja soveltuvuus, minkä takia valinta pitää tehdä aina tilannekohtaisesti.

HVDC-yhteyden ilmeisin hyöty on jännite- ja kulmastabiiliusongelmien puuttuminen. AC-järjestelmän siirtokapasiteetti on hyvin riippuvainen reaktanssista ja loistehosta, minkä takia kompensoimaton järjestelmä ei kannata pitkällä siirtoetäisyydellä, kun taas HVDC-järjestelmällä loistehoa ei siirry ja jännitteenalenema ei ole suuri. HVDC-järjestelmän muita hyötyjä ovat maapaluun hyödyntäminen, helppo siirtosuunnan muuttaminen ja hallinta, pienempi eristyskoordinaatio vaihtovirtajärjestelmään verrattuna, pienempi rakennuslaajuus, johdinkompensoinnin tarpeettomuus ja AC-järjestelmän oskilloinnin rajoittaminen. Sähkön tuonnin ja viennin turvaamiseksi maiden välillä tasavirtayhteyksiä käytetään usein taajuudensäädössä ehkäisemään vakavimpien häiriöiden synty ja nopeuttamaan sähkömekaanisten heilahteluiden vaimenemista. [1][25]

Tasasähkökaapeli mitoitetaan suurimman käyttöjännitteen mukaan kuten vaihtovirtakaapelikin, mutta vaihtovirtakaapelin normaali kuormitus on kuitenkin tehollisarvon suuruinen, minkä takia kaapelilla voidaan siirtää suurempi teho tasajännitteellä kuin vaihtojännitteellä. Tasajännitettä käyttämällä johdin rasittuu paljon vähemmän napaisuutta vaihtaessa, koska varaukset eivät pakkaudu johtimen tiettyihin kohtiin kuten vaihtojännitteellä. Tasavirtakaapelin etuna on myös eristyskoordinaatio, koska tasavirtakaapelin siirtokyky on 147 % parempi ja siirtohäviöt 68 % pienemmät tilanteessa, jossa eristyskertoimia on vertailtu laskemalla ne kaavalla

$$k_{AC} = \frac{AC_e}{U_{AC}}, \quad (43)$$

$$k_{DC} = \frac{DC_e}{U_{DC}}, \quad (44)$$

missä AC_e on vaihtojännitteen eristystaso, U_{AC} on nimellisjännite vaihtojännitteelle, DC_e on tasajännitteen eristystaso ja U_{DC} on nimellistasajännite tasajännitteelle. [42]

HVDC-järjestelmä ei ole järkevä vaihtoehto kaikkiin tarpeisiin, koska lyhyellä matkalla tasavirta-asemien kustannukset ovat korkeat ja tyristorit tarvitsevat paljon loistehoa toimiakseen. HVDC-järjestelmän tyristorit luovat myös haitallisia yliaaltoja, joita täytyy rajoittaa. Järjestelmän loisteho täytyy tuottaa lähellä tasavirta-asemaa, minkä takia aseman kustannukset nousevat ja vaatimukset AC-järjestelmän tasosta kiristyvät. HVDC-järjestelmällä silmukoidun verkon rakentaminen on osoittautunut ongelmaksi, minkä takia suurjännitteisten tasavirtayhteyksien rooli on ollut tukea AC-verkkoa tai siirtää sähköä pitkiä matkoja, minkä jälkeen siirto ja jakelu jatkuvat AC-verkossa ja pienemmällä jännitteellä tasavirtana. Viime vuosina on alettu kiinnittää huomiota tasavirtayhteyksien ympäristövaikutuksiin, koska anodi ja katodi aiheuttavat hajuhaittoja ja tasavirtakaapelien paluureitit vedessä ja maalla aiheuttavat korroosiota. Rajayhteyksien kehittämisessä on huomattu olevan ongelmia HVDC-yhteyksien luotettavuuden ja käytettävyyden kanssa, jonka takia kaikkia rajajohtoja ei toteuteta DC-yhteyksinä vaan perinteisinä AC-yhteyksinä. Tulevaisuuden kehitystarpeita ovat paremmat muovijohtimet ja katkaisijat, joiden avulla HVDC-järjestelmiä voitaisiin soveltaa useampaan siirto- ja jakelutilanteeseen. [1][25][27][43]

4. TULEVAISUUDENNÄKYMÄT

Sähkön tuonnin ja viennin tulevaisuudennäkymät riippuvat vahvasti sähkön tuotannon ja kulutuksen kehityksestä sekä energiapolitiikasta. Uusiutuvat energialähteet ovat säästä riippuvaisia ja siten teholtaan hyvin vaihtelevia, mikä puolestaan aiheuttaa ongelmia sähköenergiajärjestelmän tehotasapainolle. Sähköverkon haasteina ovatkin energian varastointi, energian kulutuksen seuraaminen, häviöiden pienentäminen, stabiiliuden säilyttäminen ja kaksisuuntaisen tehonsiirron hyödyntäminen eri jännitetasoilla [27]. Muutos sähkön tuotannossa vaikuttaa myös kuluttajiin, koska kaikelta tehonvaihtelulta ei pystytä suojautumaan, joten kuluttajien täytyy seurata sähkönhintaa tarkemmin ja ajoittaa kulutus siten, että suurilta kulutushuipuilta vältyttäisiin. Sähköverkon osalta mahdollisia ratkaisuja ovat HVDC-yhteyksien laajempi käyttö ja multiterminaalien rakentaminen, mikroverkkojen käyttö ja olemassa olevan verkon vahvistaminen [27]. Mikroverkot koostuvat pienjännitteisestä yhteisöstä, joka tuottaa ja mahdollisesti jakaa energiaa. Sähkömarkkinoiden osalta ongelmiin pyritään vastaamaan muun muassa tarkemmalla sähkötaselaskelmalla eli varttitaseella sekä kulutuskäyttäytymisen ohjaamisella.

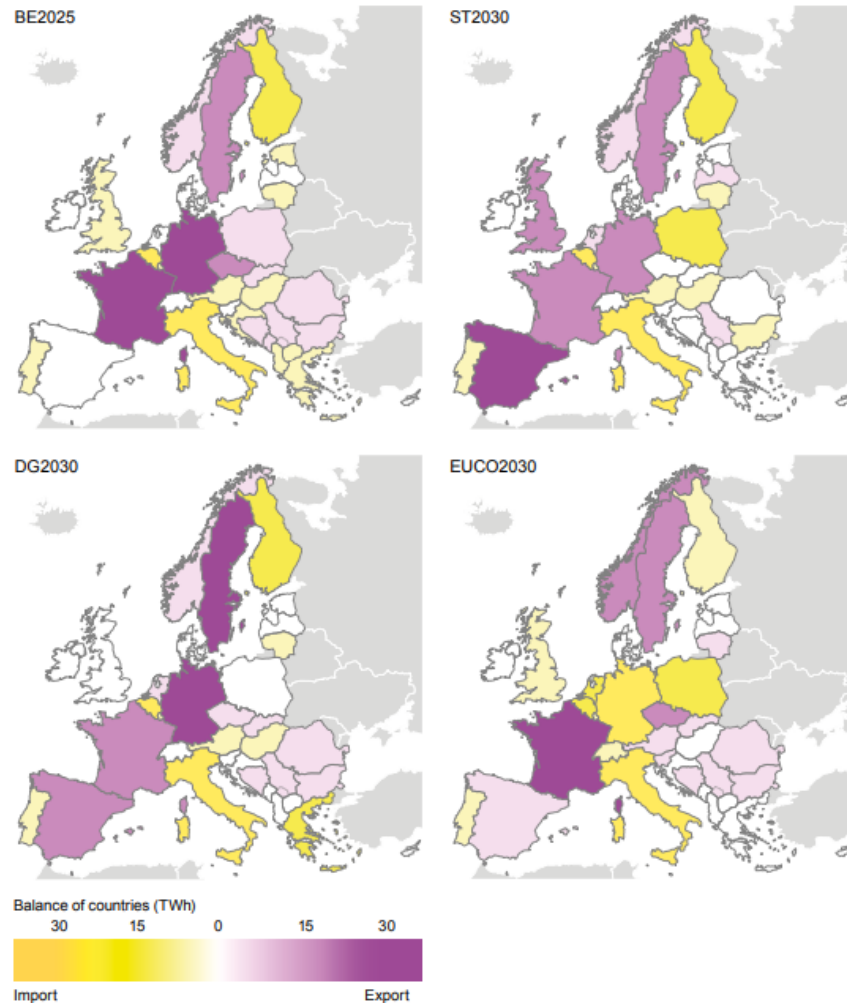
Edellä mainituilla ratkaisuilla pyritään siihen, että sähkönkulutus saataisiin katettua vähäpäästöisesti siten, että maa-alueiden väliset hintaerot jäisivät pieniksi. Sähkömarkkinoiden yhteistoiminnan täytyy olla ketterää ja kapasiteetiltaan mahdollisimman rajoittamatonta. Tavoitetilalla kattaa myös maidenvälisen tuonnin sekä viennin parantamisen ja siirtokapasiteettirajoitteiden poistamisen, jotta ilmastosta riippuvaisilla tuotantomuodoilla voidaan kattaa kaikkien yhteisverkossa olevien maiden energiatarve. Tulevaisuudennäkymänä on Euroopan laajuinen sähkömarkkina, johon on liitettyä nykyiset Baltian maat ja Iso-Britannia. Hiilipohjaisen tuotannon vähentymistä korvataan tulevaisuudessa lisääntyvällä uusiutuvalla energiantuotannolla ja kaasuteknologialla, kuten P2G-tekniikalla (Power To Gas). [27][44] Eniten lisääntyvät uusiutuvat energiamuodot ovat aurinkosähkö ja tuulivoima, koska vesivoiman hyödyntämismahdollisuudet ovat lähes täysin jo käytössä.

4.1 Sähköenergian tuonnin ja viennin rooli tulevaisuudessa

ENTSO-E on luonut TYNDP-suunnitelman (Ten Year Network Development Plan), joka pyrkii vastaamaan Euroopan kunnianhimoiseen tavoitteeseen hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi. Tavoitetilana on vuosi 2030, johon mennessä 48-58 % energian tarpeesta

tuotetaan uusiutuvilla energiamuodoilla. Tulevaisuudessa sähköenergian kulutus kasvaa hieman etenkin uudenlaisen kulutuksen ja kulutuksen alueellisen keskittymisen takia. Alueellinen sähkökulutuksen keskittyminen esimerkiksi kaupunkeihin aiheuttaa haasteita sähköverkon kestolle ja energiavarmuudelle. [44][45] Euroopassa suurimpia haasteita tulevaisuudessa ovat sähköverkon vahvistaminen ja yhteen liittäminen siten, että pohjoismainen järjestelmä, Baltian maat ja Manner-Eurooppa saadaan toimimaan yhteisessä sähkömarkkinassa. Tällä hetkellä sähköenergian virtaamisen rajoitteena Euroopan laajuisessa järjestelmässä toimivat pohjoismaisen järjestelmän ja Manner-Euroopan välisen energiajärjestelmän rajayhteydet. Tärkeimmät Pohjoismaiden ja Keski-Euroopan kehityskohteet ovat Saksan ja Puolan, Suomen ja Ruotsin, Norjan ja Tanskan, Ruotsin/Tanskan ja Saksan sekä Baltian maiden välisten siirtokapasiteettien lisääminen. [46]

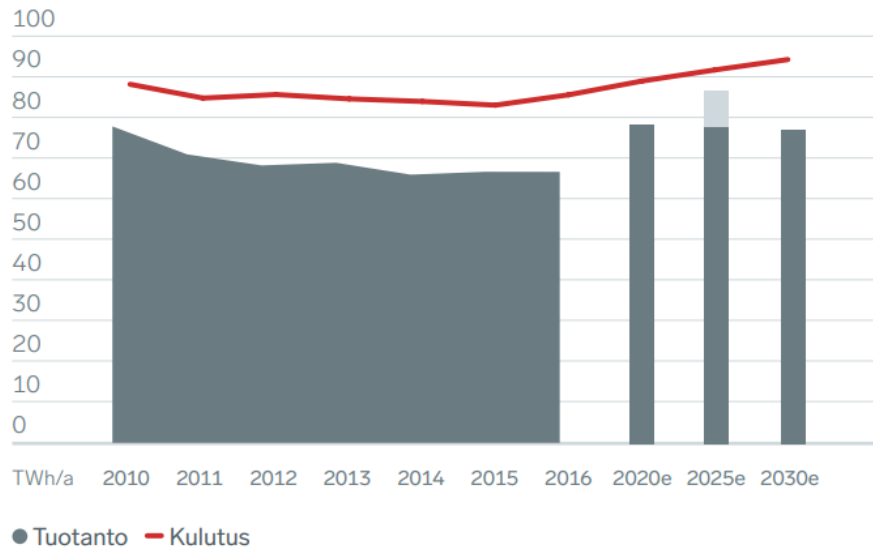
Uusiutuvan energiatuotannon aikariippuvuus johtaa siihen, että ajoittain energiaa tuotetaan ylimääräistä ilman, että sitä voidaan käyttää, jolloin energian varastointi ja siirto korostuu. Tuonnin ja viennin kapasiteetin täytyy olla entistäkin suurempaa ja paremmin hallittua, jotta ennustamattomissa tuotannon ja kulutuksen vaihteluissa sähköenergiajärjestelmä kykenee toimimaan ja takaamaan joustavan sähkökaupan. Uusiutuvan energian hetkellinen yli- tai alituotanto voi johtaa liian heikoissa siirtokapasiteettitilanteissa korkeisiin aluehintoihin ja toimitusvarmuusriskiin. Edellä esitetyt siirtokapasiteettikehitykset ovat siis välttämättömiä, joiden lisäksi tarvitaan ennusteita siitä, kuinka paljon nykyinen tuotantotilanne ja sähkösiirtoriippuvuus muuttuu tulevaisuudessa. TYNDP ennustaa tulevaisuudennäkymiä muutaman todennäköisen skenaarion avulla. Kaikissa skenariorissa Suomi nähdään tulevaisuudessakin hyvin tuontiriippuvaisena maana, mutta myös muun Euroopan toiminta muuttuu riippuvaisemmaksi sähkön tuonnista ja viennistä. Vaikka maiden välinen sähköenergian tuonti ja vienti korostuu, voi maa olla silti omavarainen uusiutuvan energian tuotannoltaan hyvän säätilan vallitessa. [44][45][46] Kuvassa 20 esitetään maakohtainen sähköenergian tuonnin ja viennin suuntautuneisuus eri tulevaisuudennäkymissä.



Kuva 20. Euroopan sähköenergian tuonnin ja viennin jakautuminen maakohtaisesti eri skenaarioissa [44].

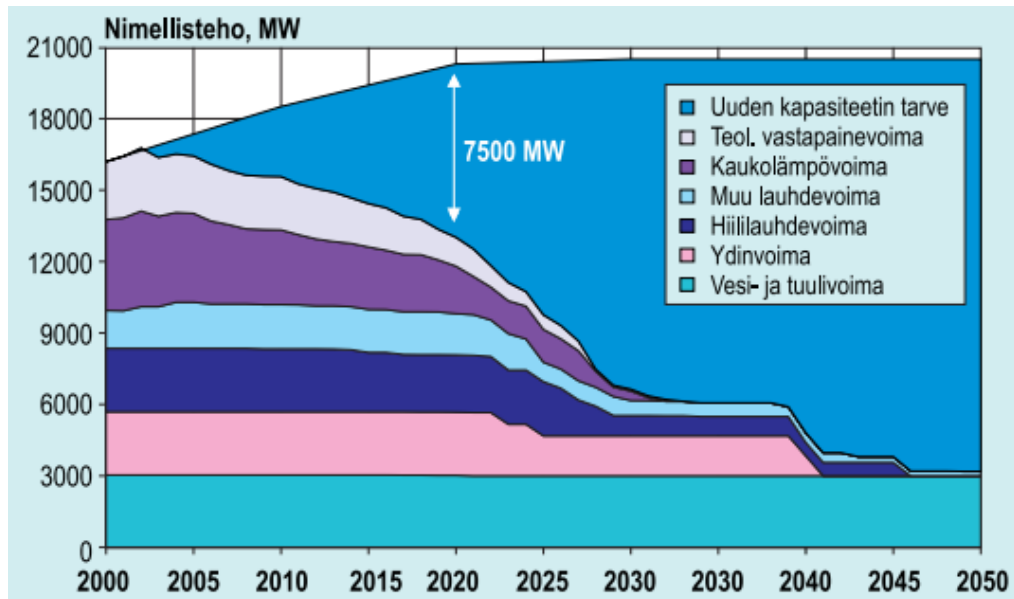
Eri tulevaisuuden ennustetut skenaariot ovat ST (Sustainable Transition), DG (Distributed Generation), GCA (Global Climate Action) ja EUCO. ST:n mukaan tavoitearvoihin päästään maiden omalla regulaatiolla, päästökauppajärjestelmällä ja tuilla sekä olemassa olevan infrastruktuurin käytöllä. DG:n perusideana on, että kuluttajana ja tuottajana toimiva toimihenkilö, eli prosumer, on tulevaisuudessa suuremmissa merkityksessä. DG-skenaario painottaakin pientuotantoa, akkuja ja uusiutuvia energiamuotoja hyödyntävää yhteiskuntaa. GCA-skenaariossa hiilipäästöt lopetetaan ja uusiutuvat energiamuodot ja kaasusektori kasvavat nopeasti. EUCO-skenaario puolestaan tähtää Euroopan komission asettaman energiatehokkuustavoitteeseen ilman uusimpia teknisiä ja poliittisia kehityksiä. Esiteltyjen skenaarioiden lisäksi lähitulevaisuuden eli vuosien 2020 ja 2025 ennustuksia kutsutaan BE-skenaarioiksi (Best Estimate), koska ne ovat tarkemmin ennustettavissa. [44][46]

Suomessa sähköenergian kulutuksen ja tuotannon ennustetaan muuttuvan kuvan 21 mukaisesti. Kuvan mukaisesti energian kulutus kasvaa hieman siten, että tuotanto on jatkossakin kulutusta vähäisempää.



Kuva 21. Suomen sähkön tuotannon ja kulutuksen toteuma sekä ennuste [47].

Suomen ennustettu muutos voimalaitoskapasiteetissa aiheuttaa ongelmia energiatarpeen kattamisessa sähkökulutuksen pysyessä lähes samana kuin tälläkin hetkellä, minkä takia uutta tuotantoteknologiaa tarvitaan. Suomen tapauksessa sähköenergian tuonti ei kata kaikkea energiatarvetta tulevaisuuden ennusteissa, mutta silti ennustettu tuonnin kasvaminen täytyy varmistaa paremmilla siirtoyhteyksillä. Kuvassa 22 on esitetty uuden kapasiteetin tarvetta tulevaisuudessa.



Kuva 22. Ennustettu voimalaitoskapasiteetin muutos ja sitä korvaavan kapasiteetin tarve [48].

Liite A sisältää Fingrid Oyj:n ja Energiategollisuus ry:n kuvaa 22 tarkemman ennusteen eri sähköntuotantomuotojen tulevaisuuden kehityksistä. Etenkin tuulivoima lisääntyy paljon ja tällä hetkellä onkin käynnissä suuria tuulivoimaprojekteja Lapissa, jotka ovat taloudellisesti kannattavia ilman valtion energiatukea [49].

Tulevaisuuden uusina kilpailukykyisinä tuotantomuotoina jo käytössä olevan teknologian lisäksi nähdään etenkin mikroturbiinit, Stirling-koneet ja polttokennot [48]. Kaikkien edellä esitettyjen tuotantomuotojen tuottama teho on kuitenkin todella pieni verrattuna kaasu- ja höyryturbiineihin, jolloin tuotanto tulee olemaan isolla mittakaavalla hajautettua ja vaatimuksiltaan tarkemmin säädeltä. Pientuotannon hyödyntäminen vaatii lisääntyvää automaatiota ja ohjausta perinteisen sähköverkkotoiminnan rinnalle. Kaikki edellä esitetyt muutokset ja pyörivän reservin vähentyminen johtavat siihen, että koko sähköenergiajärjestelmä muuttuu herkemäksi häiriölle, jonka takia sähköverkon vahvistukset ja muutokset ovat välttämättömiä. Sähköenergiajärjestelmän herkkyys nähdään myös sähkömarkkinoilla, koska sähkönhinnan vaihtelevuus eli volatilitteetti kasvaa [43].

4.2 Akustot ja muut energiavarastot

Tulevaisuudessa sähköenergian varastointi on suuremmassa roolissa kuin tällä hetkellä, mikä näkyy ENTSO-E:n tavoitteessa, jonka mukaan vuoteen 2030 mennessä rakennettaisiin 15 energiavarastoprojektia, joista 12 olisi vesipumppuvarastoja. [44] Varastoille on tarvetta myös pienkuluttajatasolla ja jakelutasolla, jotta kulutushuippuja ja päivittäisiä

vaihteluja voitaisiin tasapainottaa ilman sähkön tuontiin ja vientiin nojautumista. Varastojen tavoitteena on lisätä joustavuutta, tuotannon kompensatiota ja toimintavarmuutta sekä pienentää voimajärjestelmän kustannuksia. [44]

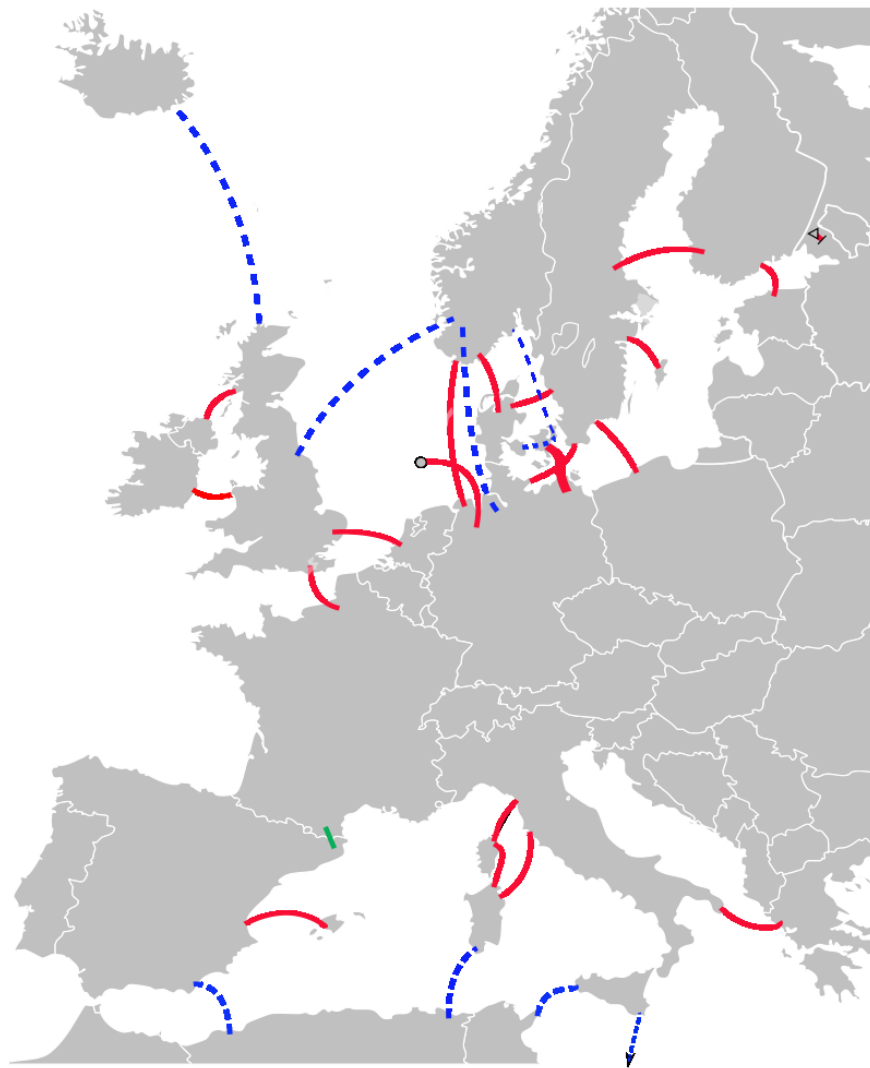
Akustoja voidaan vertailla monilla eri mittareilla, mutta tärkeimmät ovat energiatiheys, tehotiheys, syklimäärä, lataus-purkusyklin hyötysuhde ja C-rate eli lataus ja purkunopeus [50]. Akkuteknologioita on muun muassa lyijy-, nikkeli- ja litiumpohjaisia, joista kaikki ovat nykyisellä hintatasollaan liian kalliita useimpiin sovellutuksiin. Tulevaisuudessa varastointihinnan ollessa 200 €/kWh akkujen laajamittaisesta hyödyntämisestä tulee järkevämpää [29]. Yritykset, kuten Tesla, kauppaavat nykyisellä hintatasolla ratkaisuja pienten järjestelmien tasapainottamiseen ja taajuuden säätelyyn. Tesla on kehittänyt akkujärjestelmän, jolla voi vaikuttaa nopeasti taajuuden vaihteluihin syöttämällä verkkoa taajuuden laskiessa tai lataamalla itseään liian korkean taajuuden tapauksessa. Akkujärjestelmät sopivat hyvin tuulivoimaloiden läheisyyteen, jolloin tuulivoimalalla voidaan tasapainottaa verkkoa ja vähentää tuulivoimalan energian syöttövaihtelua. [51] Sähköautojen yleistyminen tuo mukanaan V2G (Vehicle to Grid) mahdollisuuden, jolloin sähköautojen akkuja voidaan käyttää pieninä sähkön käytön vaihteluja tasapainottavina yksikköinä [29].

Suomessa Fingrid Oyj on asettanut akustoille teknisiä vaatimuksia niitä käytettäessä taajuusohjattuina reserveinä. Akuston ja muun rajallisen aktivointikohteen pitää kyetä aktivoitumaan vähintään 30 minuuttia ja tyhjentyksen jälkeen uusi aktivointikyky pitää saavuttaa viimeistään 2 tunnin kuluessa latauksen aloittamisesta. [52] Etenkin varttitase luo akkuteknologialle paremman osallistumismahdollisuuden tulevaisuuden sähkömarkkinoille [53].

Muita energiavarastoja ovat esimerkiksi lämminvesivaraajat, pumppuvoimalaitokset, paineilmaparastot, polttoaineet ja vauhtipyörät. Tällä hetkellä P2G-teknologiat ovat taloudellisesti kannattamattomia, mutta tulevaisuudessa ne voivat olla hyvinkin houkuttelevia pitkäaikaisen energian varastoinnin kannalta. P2G -ja P2H (Power to Hydrogen) -teknologiat hyödyntävät mahdollisuuden tuottaa kaasumaista polttoainetta uusiutuvista energialähteistä ylituotannon tai alhaisen kulutuksen aikana, joka voidaan muuttaa myöhemmin tarpeen mukaan takaisin sähköksi [47]. Suomen yleisin energiavarasto on lämminvesivaraaja, kun taas Euroopassa suositaan pumppuvoimalaitoksia. Euroopan suosimat pumppuvoimalaitokset muuttavat veden potentiaalienergian sähköksi. [29] Pumppuvoimalaitoksien nähdään olevan järkevin varastointimuoto isolle energiamäärälle, mutta pumppuvoimalaitoksia rajoittavat rakentamismahdollisuudet [44].

4.3 Sähköyhteyksien tulevaisuudenkuva

Vuoteen 2025 mennessä tasasähköyhteydet muodostavat yli puolet Itämeren alueen välisestä siirtokapasiteetista. Tasasähköyhteyksien suurimpina hyötyinä toimivat mahdollisuus siirtää sähköä keskitetyiltä voimaloilta kulutuskeskitymiin sekä tasasähköyhteyksien kyky tasapainottaa maidenvälistä sähkön hintaeroa ja yhdistää eritaajuiset sähkömarkkina-alueet toisiinsa. Tasasähköyhteyksien yleistyminen tuo mukanaan ongelmia, koska toistaiseksi tasasähköyhteyksien luotettavuus, joka on tulevaisuudessa yhä suuremmissa roolissa sähkön tuonnissa ja viennissä, on ollut vaihtosähköyhteyksien luotettavuutta huonompi. [43] Kuvassa 23 on esitelty rakennetut, rakennuksessa olevat ja suunnitellut tasasähköyhteydet Euroopassa vuonna 2008.



Kuva 23. Eurooppaan rakennetut tasasähköyhteydet punaisella, rakennuksessa olevat vihreällä ja suunnitellut sinisellä [54].

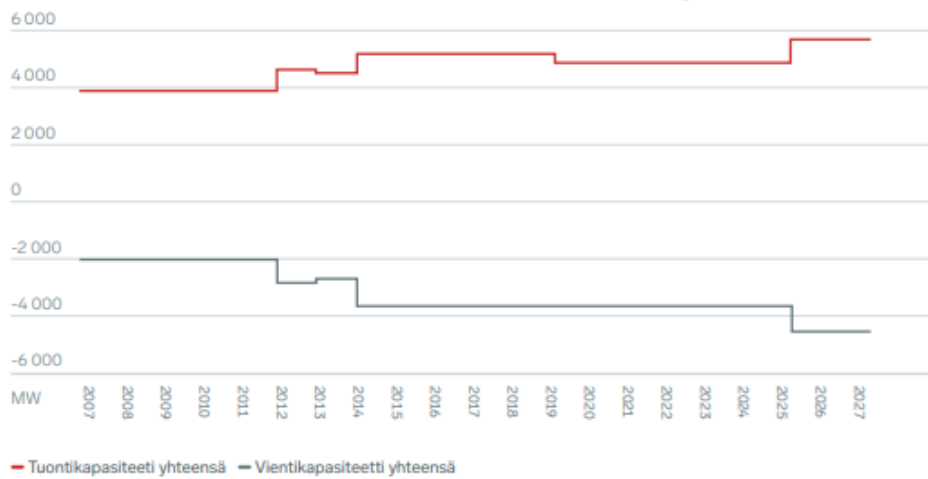
Vuoden 2008 jälkeen uusia tasasähköyhteyksiä on suunniteltu ja rakennettu toteuttamaan luvussa 4.1 mainittu tavoite Euroopan sähkömarkkinoiden yhdistämiseksi. Suun-

nitellut yhteydet keskittyvätkin Iso-Britannian, Tanskan, Saksan ja Norjan välille. Merkittävimmät edellä mainittujen maiden väliset HVDC-projektit ovat nimeltään ja teholtaan Cobra 700 MW, Kriegers Flak Combined Grid Solutions 400 MW, Nord Link 1 400 MW ja North Sea Link 1 400 MW [46].

Tasasähköyhteyksien lisäksi sähköyhteyksien kehityksessä voidaan alkaa soveltamaan erikoisempiakin ratkaisuja, kuten suprajohavuuden hyödyntämistä sähkönsiirrossa, jolloin siirtohäviöitä saataisiin pienennettyä. Suprajohavat kaapelit ovat siirtokyvyltään kolme-viisi kertaa parempia ja ne eivät synnytä lähes lainkaan häiritseviä sähkömagneettisia kenttiä ympärilleen, mutta suprajohvimien hinta, jäähdytyskustannukset ja asennuskustannukset ovat korkeita. Lisäksi suprajohvimien käyttöjännite täytyy rajata pienemmäksi kuin kuparikaapelilla. Suprajohvimia voidaan hyödyntää tulevaisuudessa etenkin Saharan aurinkoenergian siirrossa Eurooppaan. [55] Muita suprajohavuuden mahdollistamia käyttökohteita ovat sähkömagneettinen energiavarasto, sähkömoottori ja vauhtipyörä. Etenkin vauhtipyörien lisääntyminen tasoittaisi sähkönsiirron vaihtelua ja suprajohavuuden avulla vauhtipyörän kitkahäviöitä pystyttäisiin vähentämään [56].

Tasasähköyhteyksien lisääntymisen lisäksi sähköverkon toimintavarmuuden ja joustamiskyvyn täytyy parantua, minkä takia älyverkkoja kehitetään. Älyverkon tärkein tarkoitus on tarkkailla sähkön virtaamista sekä optimoida kulutus- ja tuottotilannetta hetkellisesti. Älyverkot vaativat toimiakseen paljon automaatiota ja digitalisaatiota, jotta esimerkiksi IoT (Internet of Things) -laitteita voidaan hyödyntää. Tällä hetkellä Fingrid on mukana tutkimuksissa ja pilottihankkeissa, joissa on tutkittu älyverkkojen teknistä toteutusta ja sähkömarkkinavaikutuksia [57].

Suomen sähköyhteyksien tulevaisuudennäkymät voidaan jakaa maiden välisiin siirtoyhteyksiin ja Suomen sisäiseen kantaverkkoon. Suomessa rajayhteyksien vanheneminen tuottaa ongelmia sähköenergian siirrossa naapurimaihin. Fenno-Skan 1 -yhteyden vikaherkkyys on kasvanut ja yhteys tuleekin suunnitellun elinikänsä päähän 2020-luvun lopulla. Olkiluoto 3 aiheuttaa käyttönotossaan pohjoisessa siirtoyhteydessä Ruotsiin 300 MW kapasiteetin aleneman. Ruotsin ja Suomen välille ollaan rakentamassa uutta vaihtosähköyhteyttä, joka esitellään tarkemmin luvussa 4.4.1. Suomen ja Norjan yhdistävää pohjoista yhteyttä on suunniteltu kasvatettavan kapasiteetiltaan, mutta toistaiseksi projekti on vasta konseptitasolla. Venäjän ja Suomen tasasähköasemaa kehitetään modernisoimalla teknisiä ratkaisuja siten, että siirtokapasiteetti kasvaa ja rajakauppa helpottuu. [47] Suomen tuonti- ja vientikapasiteetin suunniteltu kasvu on esitetty kuvassa 24.



Kuva 24. Tuonti- ja vientikapasiteetin suunniteltu kehittyminen Suomen ja naapurimaiden välillä [47].

Suomessa kantaverkon tulevaisuudennäkymät koostuvat vanhan verkon uusimisesta ja korjaamisesta. Suomessa suurjännitesiiirrosta kaapeleita ei nähdä järkevänä vaihtoehtona avojohdolle. Tasasähköyhteyksien soveltuvuutta kantaverkkoon ei nähdä toislaiseksi kannattavana, mutta tasasähköyhteyksien kunnonhallintaa kehitetään jatkuvasti, jotta HVDC-sähkönsiirto olisi jatkossa luotettavampaa ja helpommin toteutettavaa. Tulevaisuuden jännitestabiilisuus ongelmia ja tehoheilahteluja vältetään käyttämällä loistehon kompensointi- ja tehoheilahtelujärjestelmiä. [47]

4.4 Suomessa meneillään olevat hankkeet

Suomessa meneillään olevat hankkeet pyrkivät parantamaan etenkin sähköenergian tuonnin mahdollisuutta, jotta tulevaisuudessa tehoriittävyys paranee. Parannusten myötä Suomen riski jäädä saarekkeeksi pienenee ja uusiutuvien energialähteiden integroiminen helpottuu. Suurimmat hankkeet voidaan jakaa sähköverkon ja sähkömarkkinoiden kesken, joista kumpiakin tarvitaan. Sähköverkon parantaminen toteutetaan kantaverkon kehittämissuunnitelman mukaan ja sähkömarkkinoita kehitetään Euroopan laajuisten ehdotusten mukaisesti. [47] Vihreä sähköjärjestelmä luo haasteita, koska vanhat tuotantomuodot poistuvat ennen kuin uusien järjestelmien varastointitekniologia tai muut ratkaisut tulevat kaupallisesti saataviksi [43].

Suomen tilanne on hieman erilainen kuin muualla Euroopassa, koska Suomessa ydinvoima lisääntyy etenkin Olkiluoto 3 -ydinvoimalan ja Fennovoiman käyttöönoton myötä liitteen A kuvan 25 mukaisesti. Kummankin projektin on tarkoitus parantaa Suomen energian omavaraisuusastetta ja huoltovarmuutta. Yhdessä ydinvoimahankkeet tuottavat tulevaisuudessa noin 25 % Suomen sähköntarpeesta ja vähentävät sähköenergian tuontiriippuvuutta. Ydinvoimaloiden käyttöönotolla on haittavaikutuksia, koska Olkiluoto 3 heikentää sähköntuontikapasiteettia Ruotsista ja kumpikin voimalaitos asettaa N-1-kriteerille korkeat vaatimukset, jotta tuotantoyksiköiden irtoamiset eivät kaada koko sähköverkkoa. Olkiluoto 3 tarvitsee järjestelmäsuojan, koska tuotantolaitoksen kokonaisteho

on 1 600 MW, joka vikaantuessa vaarantaa pohjoismaisen sähköjärjestelmän. Itse vikaantumisen lisäksi ongelmaksi muodostuu suuren tehon korvaamisen aktivointihitaus. Vikatilanteen, jossa koko teho menetetään, rajoittaa Ruotsin sähköntuontia Suomeen, koska vikaantuessa korvaavan tehon on mahdollista siirtymään Suomeen. Järjestelmän suojausten avulla 1300 MW:n tehonmuutos ei aiheuta edellä kuvattuja ongelmia, jonka lisäksi tuotantolaitosta voidaan ajaa täysteholla, jos Ruotsin tuontikapasiteettiä rajoitetaan pysyvästi pohjoisilla yhdysjohdoilla. [58][59][60][61]

Fingrid on asettanut yleiset voimalaitosten järjestelmätekniset rajoitukset koskemaan myös uusia voimalaitoksia, minkä takia niiden tulisi kestää jännite- ja taajuusvaihtelut sekä tukea sähköjärjestelmää häiriötilanteessa. Vikatilanteessa voimalaitoksen irtoaminen kompensoidaan hetkellisesti taajuusohjatuilla reserveilla, säätösähkömarkkinoilla, varavoimalaitoksilla ja voimalaitosten omilla järjestelmäsuojilla. [24]

Tällä hetkellä käynnissä on uudenlaisen siirtokapasiteetilaskelman toimintaan ottaminen. Siirtokapasiteetilaskelmat hoidetaan vuodesta 2020 alkaen Flow-Based-laskentamenetelmällä, joka takaa tarkemman, luotettavamman ja läpinäkyvän laskentatoiminnan yhteismarkkinoille [43]. Laskentamenetelmän käyttöönotto tarkoittaisi sitä, että laskennasta vastaisi yksittäinen yhteistyöorganisaatio, jonka tavoitteena olisi laajentaa toiminta koskemaan koko Itämeren aluetta. Aluksi laskentamenetelmä tulee koskemaan vain vuorokausimarkkinoita, mutta myöhemmin menetelmä otetaan käyttöön myös päivän- sisäisille markkinoille.

Kysynnän joustolla tarkoitetaan sähkönkäytön kulutuksen ohjaamista edullisempaan ajankohtaan, jotta tehotasapaino ei häiriintyisi huippukulutustilanteessa joustamattoman tuotannon takia. Joustamatonta tuotantoa ovat esimerkiksi uusiutuva energia ja ydinvoima. Kysynnän joustolla turvataan siis sähkömarkkinoiden toiminta ja sähköjärjestelmän stabiilius. Kysynnän jouston nähtäviä vaikutuksia tulevaisuudessa ovat aggregaattoreiden eli pienkulutus- tai pientuotantokokonaisuuksien osallistuminen sähkömarkkinoille. Tällä hetkellä kysynnän jousto on kehitysasteella, mutta testiprojekteja on jo testattu käytännössä. Lupaavimmat projektit käsittävät sähkölämmityksen hyödyntämisen sähkömarkkinoilla ja varavoimakoneiden käyttämisen häiriöreservinä ja osana säätösähkömarkkinoita. [62][63] Sähköenergian tuonnin ja viennin kannalta kysynnän jousto luo kantaverkkoyhtiölle mahdollisuuksia tarkempaan tehotasapainon hallintaan, taajuuden säätöön ja joustavampaan tehopulan hallintaan ilman täydellistä riippuvaisuutta maan ulkopuolisesta tarjonnasta. [64]

4.4.1 Uusi 400 kV AC-yhteys Ruotsiin

Siirtokapasiteetin parantamiseksi, sähkön riittävyyden takaamiseksi ja hinta-alueiden muodostumisen vähentämiseksi Suomi on sopinut Svenska Kraftnätin kanssa uudesta yhdysjohdosta Keminmaan kautta Messaureen [65]. Sopimuksen ajurina ovat Energia- viraston asettaman sähkömarkkinalain sähköjärjestelmän järjestelmävastuu sekä kehittämis- ja liittämiselvellykset. Projekti sovittiin toteutettavaksi 23.8.2017 ja tavoite valmistumisajalle on vuosi 2025. Projekti sisältää voimajohdon rakentamisen lisäksi asemalaa- jennuksia ja sarjakompensointiaseman rakentamisen kumpaankin maahan. Uusi yhteys lisää siirtokapasiteettiä Ruotsista Suomeen 800 MW ja Suomesta Ruotsiin 900 MW, eli noin 30 % lisää nykyiseen kapasiteettiin [66][67].

Projektissa vertailtiin eri jännitetasoja ja yhteysmuotoja, joiden valintaan vaikuttivat lämpörajoitteet, dynaamiset reunaehdot sekä ympäristö ja taloudelliset tekijät. [68] Vaihtoehtoisia toteutustapoja oli neljä: 400 kV AC-ilmajohto alueelle SE1-FI, 220 kV AC-kaapeli alueelle SE2-FI, 800 MW HVDC-yhteys alueelle SE2-FI ja 800 MW HVDC-yhteys SE3-FI-alueelle. Ruotsin aluejako seuraa kuvan 7 aluehintajakoa.

Sähköverkon kannalta SE1-FI 400 kV AC-ilmajohtoyhteys lisää kapasiteettia vähintään 800 MW. Ratkaisun rajoitukset riippuvat sähkön siirtosuunnasta, koska Suomesta Ruotsiin siirtäessä rajoitteeksi muodostuu sähkömekaanisen oskilloinnin vaimentuminen ja toiseen suuntaan siirtäessä rajoitteena toimivat lämpörajoitteet ja verkon vahvistusvaatimus Suomen puolella. Toinen AC-vaihtoehto 220 kV jännitetasolla kaapelilla toteutettuna hylättiin huonon käyttöasteen ja tehovirtauksen perusteella. Tutkitut HVDC-vaihtoehdot vaativat toimiakseen vahvistuksia Suomen tai Ruotsin sähköverkkoon liitoskohdasta riippuen. [68]

Markkinoiden näkökulmasta vaihtoehtoja vertailtiin taloudellisuuden mukaan eri vaihtoehtotilanteissa. Sosioekonomisen tutkimuksen tuloksena SE1-FI-vaihtoehto on paras, koska sen rakentaminen on helppoa ja edullista sekä AC-linjan elinikä on pidempi kuin HVDC-yhteyden. [68]

400 kV AC-yhteyden hyötyjä ovat sen sosioekonomisuus, elinikä, mahdollisuus kapasiteetin lisäämiseen myöhemmässä vaiheessa, korkea saatavuus, helpompi tekninen toteutus ja sitä kautta pienempi sijoitusriski. Heikkouksia AC-yhteydellä ei ole, kun taas HVDC-yhteyden kannalta toteutustavasta riippuen häviöt ovat suurempia tai tekninen toteutus haastavampaa. Hyötyjen ja haittojen perusteella vaihtoehdot voidaan järjestää parhaimmasta vaihtoehdosta huonoimpaan seuraavasti: SE1-FI 400 kV AC-yhteys,

SE2-FI 800 MW HVDC-yhteys, SE3-FI 800 MW HVDC-yhteys ja SE2-FI 220 kV AC-yhteys. [68]

4.4.2 Varttitase ja Datahub

Sähköenergian tuonti ja vienti kohtaavat muutoksen myös sähkömarkkinoiden kautta, koska sähkömarkkinoiden toiminta tarkentuu ja muuttaa rakennettaan. Uusiutuvien energiamuotojen lisääntyminen alentaa päivää ennen käytävän sähkömarkkinan sähkön hintaa, mikä johtaa Suomessa siihen, että lauhdevoimalla tuotettu energia ei pärjää. Suomen ja Euroopan CHP (Combined Heat and Power) ja ydinvoima ovat TYNDP:n mukaan jatkossa vähemmän kannattavia energiantuotantomuotoja, minkä takia sähköenergian tuonti on tulevaisuudessa entistäkin suuremmassa roolissa Suomessa oman tuotannon kannattavuuden heikentyessä. [44][68] Uusiutuvien energiamuotojen tuotantovaihteluiden takia on tärkeää päivittää tuotannon ja kulutuksen hetkellistä tasapainoa jatkuvasti, jotta suurilta epätarkkuuksilta vältyttäisiin ja tuonti osattaisiin mitoittaa oikein. Sähkön tuonnin ja viennin kasvavan tarpeellisuuden takia tarkempi tase on välttämättömyys uudessa sähkömarkkinarakenteessa. Tarkempaan taseeseen päästään avoimella tiedonvaihdolla sekä tarkemmalla tuotannon ja kulutuksen laskennalla [43].

Tällä hetkellä taseselvitys tehdään tunnin jaksoissa, jolloin tasepoikkeamat aiheuttavat ongelmia kustannusten jakamisessa ja kohdistamisessa markkinatoimijoiden kesken. Lisäksi Euroopan sisällä on käytössä eri taseselvitysaikoja, joiden takia rajakauppa on vaikeaa. [69] Varttitaseen tarkoituksena on parantaa rajakapasiteetin käyttöä, kaupankäynnin joustavuutta naapurimaiden kanssa sekä taajuuden laatua. Tällä hetkellä on mahdollista, että tunnin sisällä muodostuu sellainen tasepoikkeama, joka netottuu, eli tasevastaavan ylijäämä ja alijäämä ovat yhtä suuria. Netottumisen takia tasepoikkeama jää huomioimatta ja kustannukset kohdentamatta. Varttitaseen avulla edellä kuvatut netottuvat tasepoikkeamat saadaan nostettua esiin ja sähköjärjestelmää voidaan tasapainottaa paremmin [70]. Varttitase vaikuttaa tulevaisuudessa taloudellisesti noin 20 milj. eurolla vuosittain [69]. Varttitase koskee projektin alkuvaiheessa ainoastaan taseselvityksen pituutta, päivänsisäisiä markkinoita ja säätösähkömarkkinoita, eikä esimerkiksi päivää edeltäviä markkinoita. Fingrid on ottanut tavoitteekseen muuttaa nykyisen taseselvityksen varttitaseeseen pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden kanssa samaan aikaan vuoden 2020 loppuun mennessä [71]. Varttitase mahdollistaa lisäksi kulutusjouston osallistumisen uudella tavalla säätösähkömarkkinoille [69].

Datahub toteutetaan varhain huomioon ottaen ja se mahdollistaa tarkemman sekä sujuvamman tiedonvaihdon vähittäismarkkinoilla. Datahub kerää paljon tietoa sähköverkko toiminnasta keskitettyyn paikkaan, josta oikeutettu toimija saa tiedon helposti käyttöönsä. Datahub kerää tietoa esimerkiksi myyjän vaihdosta, sähkösopimuksen muutosta, kuluttajan muutosta ja tarjoaa uuden alustan jakeluverkon taseselvityksen tekemiselle. Tiedon keskittäminen luo myös uusia mahdollisuuksia tiedon analysointiin ja sen hyödyntämiseen asiakkaiden avuksi. Tärkein asiakkaalle näkyvä toiminto on kysynnän jouston mahdollistaminen ilman asiakkaan omaa osallistumista kulutushuippuseurantaan. Datahub-projektin oletetaan olevan valmis vuoden 2021 alussa. [72][73][74]

5. YHTEENVETO

Sähköenergian tuonti ja vienti ovat tärkeitä komponentteja sähköenergiajärjestelmän käytössä. Sähköenergian hetkellisen tasapainon ylläpito riippuukin tuonnista ja viennistä merkittävästi etenkin Suomessa. Suurimmat rajoitteet tuonnin ja viennin toimimiselle ovat siirtokapasiteettirajoitteet ja sähkömarkkinoiden toiminta. Ideaalissa tilanteessa sähköä voidaan tuoda tai viedä mielivaltaisen määrä, mutta käytännössä sähköjohtimien määrä tai tekninen toteutus rajoittavat tuontia ja vientiä.

Tuonnin ja viennin tekniset rajoitteet koostuvat vaihtosähköjärjestelmän periaatteellisista rajoitteista. Sähkön perinteiset tuotantomuodot johtavat kolmivaihejärjestelmään, jonka heikkouksia ovat tehohäviöt, stabiilius ja turvallisuus. Lisäksi tasavirtayhteyksien käytöllä on myös heikkoutensa. Maiden välisten rajayhteyksien määrä ja niiden kehittäminen ovat suuria tekijöitä sähköenergian tuonnin ja viennin kannalta. Maiden väliset siirtoyhteydet ovat kriittisiä, jotta sähkönsiirto olisi luonnollista käyttötarpeen ja tuotannon suhteen siten, että sähkön kuluttajan maksama sähkön hinta olisi kohtuullinen. Maiden kehittämissuunnitelmat ohjaavat sähkönlaatua ja sähköverkon kehittymistä kohti tulevaisuudennäkymiä, mutta ilman tasapuolista panostusta ja yhtäläistä kiinnostusta, voi yksittäisen maan olla vaikea muovata sähköenergian tuonnin ja viennin kehitystä. Kehittämissuunnitelmien yhtäläistymisen takia maista riippumaton toimija laatii Euroopassa yhteiset suuntaviivat.

Tulevaisuudessa sähköenergian tuonti ja vienti muodostavat tärkeämmän kokonaisuuden kuin tällä hetkellä. Sähkön tuotantomuotojen muutos vaikuttaa koko sähköenergiajärjestelmään siten, että pienet vikatilanteet voivat aiheuttaa suuria ongelmia herkemmin kuin ennen. Sähköenergiajärjestelmän herkkyyden lisääntyminen vaatii paremmin toimivaa sähköenergian tuontia ja vientiä, jotta hetkellisiä ali- ja ylituotantotilanteita vastaan pystytään varautumaan. Euroopassa on otettu suuria askelia ilmastonmuutoksen ehkäisemisessä, mikä näkyy sähköenergian tuonnin ja viennin lisääntymisenä. Tekniset toteutustavat siirtyvät tulevaisuudessa kohti tasasähköyhteyksiä ja tarkempaa kulutuksen seurantaa sekä käyttöön vaikuttamista. Suomen merkittävin kehityshanke siirtokapasiteetin lisäämiseksi on uusi vaihtosähköyhteys Ruotsiin, jotta Suomen joutumista saarekkeeksi voidaan ehkäistä ja näin pienentää aluehintaeroja.

Työn jatkotutkimuskohteina ovat lähes kaikki esitellyt tekniset rajoitteet ja tulevaisuudennäkymät tarkemmalla mittakaavalla. Kandidaatintyön laajuus ei mahdollista niin tarkkaa asioiden selvittämistä kuin mitä olisin itse halunnut, minkä takia jotkin asiat on kerrottu

hyvin pintapuolisesti. Koen kuitenkin, että kaikki esitellyt aiheet ovat tärkeitä työn kokonaiskuvan kannalta.

LÄHTEET

- [1] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot 1: Järjestelmätekniikka ja sähköverkon las-
kenta, Otatieto, 2011, 520 s.
- [2] Entso-e, Statistical factsheet 2017, 2017, 9 p. Saatavissa (viitattu 18.3.2019):
https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs_2017.pdf
- [3] Findikaattori, Sähkön hankinta ja kulutus, 2019. Saatavissa (viitattu 18.3.2019):
<https://findikaattori.fi/fi/table/21>
- [4] Findikaattori, Sähkön hankinta ja kulutus, 2019. Saatavissa (viitattu 18.3.2019):
<https://findikaattori.fi/fi/21>
- [5] Energiateollisuus, Energiavuosi 2016 SÄHKÖ: Sähkönkäyttö kääntyi nousuun,
2017. Saatavissa (viitattu 18.3.2019): https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/energiavuosi_2016_sahko_sahkonkaytto_kaantyi_nousuun.html
- [6] Työ- ja elinkeinoministeriö, Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja
ilmastostrategiasta vuoteen 2030, 2017, 68 s. Saatavissa (viitattu 19.3.2019):
<https://tem.fi/documents/1410877/2148188/Kansallinen+energia-+ja+ilmastostrategia+vuoteen+2030+24+11+2016+lopull.pdf/a07ba219-f4ef-47f7-ba39-70c9261d2a63>
- [7] Fingrid Oyj, Suomen sähkönkulutus nousi kuluvaan talven ennätyslukemaan noin
14000 megawattiin 28.2.2018. Saatavissa (viitattu 19.3.2019): <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2018/suomen-sahkonkulutus-nousi-kuluvaan-talven-ennatyslukemaan-noin-14-000-megawattiin-28.2.2018/>
- [8] Finnish Energy, Energy year 2018 Electricity. Saatavissa (viitattu 18.3.2019):
https://energia.fi/en/news_and_publications/publications/energy_year_2018_-_electricity.html
- [9] Fingrid Oyj, Siirtokapasiteetti Suomessa. Saatavissa (viitattu 11.2.2019):
<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/rajakapasiteetit-ja--siirrot/siirtokapasiteetin-maarittaminen/>
- [10] Partanen, J., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Salovaara, K., Annala, S.
& Makkonen, M. (2017). Sähkömarkkinat - opetusmoniste, Lappeenranta Uni-
versity of Technology, School of Energy Systems, Lappeenranta, 79 s.
- [11] Nord Pool Group, Elbas-markkinat. Saatavissa (viitattu 11.2.2019):
<https://www.nordpoolgroup.com/trading/intraday-trading/order-types/>
- [12] Energia.fi, Sähköpörssin ammattisanasto. Saatavissa (viitattu 20.3.2019):
https://energia.fi/files/1149/Sahkoporssin_ammattisanasto.pdf
- [13] H. Uimonen, Tarjousalueiden välisten pitkän aikavälin sähkönsiirto-oikeuksien
vaikutukset Fingrid Oyj:lle, 2015. Saatavissa (viitattu 11.2.2019):
<https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/22782/uimonen.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- [14] Nord Pool Group, Aluehinnat, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 11.2.2019): <https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic>
- [15] Fingrid Oyj, Tarjousalueiden yhtenäisyys. Saatavissa (viitattu 18.3.2019): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/tarjousalueiden-yhtenaisyyys/#2012>
- [16] Fingrid Oyj, Pullonkaulatutot. Saatavissa (viitattu 18.3.2019): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/pullonkaulatutot/>
- [17] Emissions-European Union Emission Trading Scheme, Long-Term Transmission Rights. Saatavissa (viitattu 20.2.2019): <https://www.emissions-euets.com/-long-term-transmission-right->
- [18] Emissions-European Union Emission Trading Scheme, Financial Transmission Rights Obligation. Saatavissa (viitattu 20.3.2019): <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/552-financial-transmission-rights-obligation>
- [19] Fingrid Oyj, Sähköjärjestelmän tila. Saatavissa (viitattu 20.3.2019): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkojarjestelman-tila/>
- [20] K. Nousiainen, Sähköenergiajärjestelmät opetusmoniste. Tampereen teknillinen yliopisto, 2016, 228 s. Saatavissa (vaatii kirjautumisen moodle2 opintoalustalle): https://moodle2.tut.fi/pluginfile.php/460910/mod_resource/content/4/DEE11010_Moniste2016.pdf
- [21] E. Lakervi, J. Partanen, Sähkönjakelutekniikka, Otatiето, 2008, 294 s
- [22] J. Bastman, Sähköverkkotekniikka, luentomateriaali, 2018. Saatavissa (viitattu 10.3.2019, vaatii kirjautumisen moodle2 alustalle): [file:///C:/Users/Kasper/Downloads/L6_Maad_Suojaus%20\(8\).pdf](file:///C:/Users/Kasper/Downloads/L6_Maad_Suojaus%20(8).pdf)
- [23] J. Bastman, Sähkötelineet opintomoniste, 2018, 172 s. Saatavissa (vaatii kirjautumisen moodle2 alustalle): [file:///C:/Users/Kasper/Downloads/Sahkokoneet_Opmon%20\(11\).pdf](file:///C:/Users/Kasper/Downloads/Sahkokoneet_Opmon%20(11).pdf)
- [24] Fingrid Oyj, Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset VJV2018, 2018, 117 s. Saatavissa (viitattu 20.3.2019): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/vjv2018.pdf>
- [25] D. P. Kothari, I. J. Nagrath, Modern Power System Analysis, Tata McGraw Hill Education Private Limited, 2011, 776 p.
- [26] L. Haarla, Sähkösiirojärjestelmät 1 jännitteensäätö, 2016, 24 s. Saatavissa (viitattu 20.3.2019): <https://docplayer.fi/46739222-Elec-e8419-syksylla-2016-sahkonsiirtojarjestelmat-1.html>
- [27] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot 2: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet, Otatiето, 2011, 551 s.
- [28] W. Wysocki, M. Szlosek, Compensation of reactive power as a method for reducing energy losses, 2012, 5 p. Saatavissa (viitattu 20.3.2019): <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6128904>

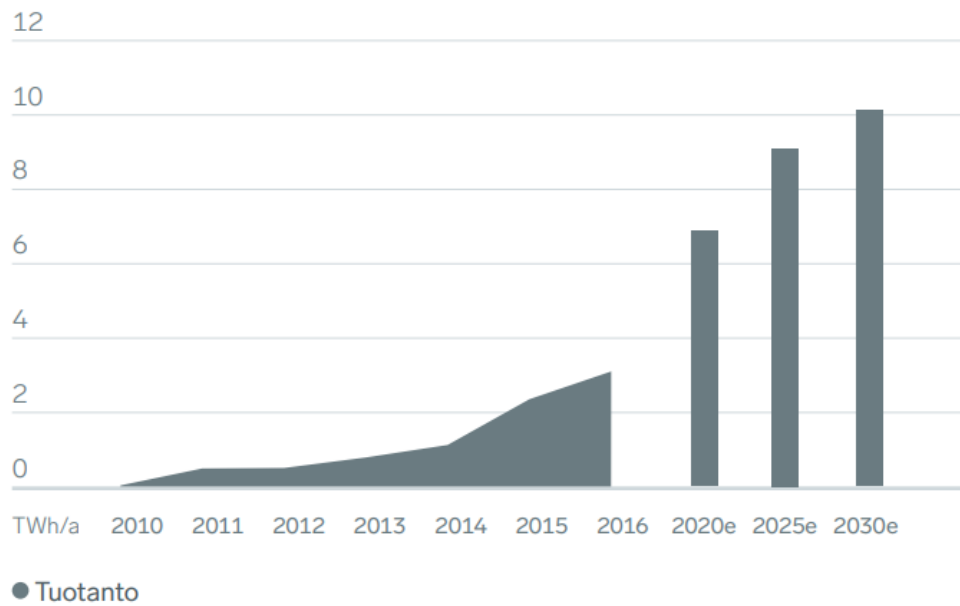
- [29] S. Konkapuro, J. Partanen, J. Haakana, S. Annala, J. Lassila, Selvitys sähkö- ja kaasuinfrastruktuurin energiatehokkuuden parantamismahdollisuuksista, Lappeenranta University of Technology, 2015, 32 s. Saatavissa (viitattu 1.3.2019): https://energia.fi/files/1224/Selvitys_sahko- ja_maakaasuinfrastruktuurin_energiatehokkuuden_parantamismahdollisuuksista_2015.pdf
- [30] Fingrid Oyj, Loissähkön käyttö ja loistehoreservin ylläpito. Saatavissa (viitattu 1.3.2019): <https://www.fingrid.fi/palvelut/sahkonsiirto/liitynta-kantaverkkoon/lois-sahkon-kaytto-ja-loistehoreservin-yllapito/>
- [31] P. Väisänen, Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä, Tampereen teknillinen yliopisto, 2012, 106 s. Saatavissa (viitattu 4.3.2019): <https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/21284/Vaisanen.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [32] Fingrid Oyj, Häviösähkö. Saatavissa (viitattu 4.3.2019): <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/sahkon-siirtovarmuus/haviosahko/>
- [33] J. Partanen, Sähkösäätötekniikka, Lappeenranta teknillinen yliopisto, 2012, 70 s. Saatavissa (viitattu 4.3.2019): <https://docplayer.fi/11131158-BI20a0600-sahkonsiirtotekniikka-stabiilisuus-jarmo-partanen.html>
- [34] H. Nortamo, E. Bergman, A. Mäkinen, ELEC-A8001 Sähköntuotannon ja kulutuksen tasapaino ja verkon stabiilisuus, 2017, 10 s. Saatavissa (viitattu 4.3.2019): <https://docplayer.fi/113586820-Elec-a8001-sahkontuotannon-ja-kulutuksen-tasapaino-ja-verkon-stabiilisuus.html>
- [35] Fingrid Oyj, Kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpito. Saatavissa (viitattu 9.3.2019): <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/kulutuksen-ja-tuotannon-tasapainon-yllapito/>
- [36] Fingrid Oyj, Sähköjärjestelmän matalan inertian hallinta, 2018, 10 s. Saatavissa (viitattu 9.3.2019): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/180612-sahkojarjestelman-matalan-inertian-hallinta.pdf>
- [37] L. Haarla, Muuttuva voimajärjestelmä-taajuus ja liike-energia, Fingrid Oyj, 2017, 12 s. Saatavissa (viitattu 9.3.2019): <https://docplayer.fi/64635282-Liisa-haarla-fingrid-oyj-muuttuva-voimajarjestelma-taajuus-ja-likeenergia.html>
- [38] J. Partanen, BL20A0500 Sähkönjakelutekniikka, Lappeenranta University of Technology, 19 s. Saatavissa (viitattu 11.3.2019): <https://docplayer.fi/18470070-BI20a0500-sahkonjakelutekniikka.html>
- [39] L. Haarla, Sähkösäätöjärjestelmät 1, 2015, 41 s. Saatavissa: (viitattu 13.3.2019, vaatii kirjautumisen Aalto yliopiston sivustolle): file:///C:/Users/Kasper/Downloads/Luento_suojaus_2015.pdf
- [40] Fingrid Oyj, Mitä tarkoittavat PJK ja AJK? Saatavissa (viitattu 13.3.2019): <https://www.fingridlehti.fi/mita-tarkoittavat-pjk-ja-ajk/>
- [41] A. Lapinkorpi, 110 kV:n suurjännitelinjan pylväsmadoitukset ja vaarajännitteet, 2011, 77 s. Saatavissa (viitattu 14.3.2019): https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/31384/Lapinkorpi_Ari.pdf?sequence=1

- [42] A. Kalair, N. Abas, N. Khan, Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems, ScienceDirect, 2016, 8 p. Saatavissa (viitattu 10.3.2019): <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016718>
- [43] Fingrid Oyj, Johtokatu – tiekartta vihreään sähköjärjestelmään, 2017, 28 s. Saatavissa (viitattu 15.3.2019): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/kehityshankkeet/fingrid-tiekartta-vihreaan-sahkojarjestelmaan-2017-web.pdf>
- [44] ENTSO-E, TYNDP 2018 Executive Report Connecting Europe: Electricity, 2018, 30 p. Saatavissa (viitattu 26.3.2019): https://tyndp.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/consultation/Main%20Report/TYNDP2018_Executive%20Report.pdf
- [45] Fingrid Oyj, Nordic Grid Development Plan 2017, Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska Kraftnät, 2017, 23 p. Saatavissa (viitattu 10.4.2019): <file:///C:/Users/Kasper/Downloads/Nordic%20Grid%20Development%20Plan%202017.pdf>
- [46] Entso-e, TYNDP 2018 Regional Insight Report: Focus on the Nordic and Baltic Sea, 2018, 39 p. Saatavissa (viitattu 2.4.2019): https://tyndp.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/consultation/PCI%20Region/ENTSO_TYNDP_2018_Nordic_Baltic_Sea.pdf
- [47] Fingrid Oyj, Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2017-2027, 60 s. Saatavissa (viitattu 7.4.2019): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/kantaverkon-kehittamissuunnitelma-2017-2027.pdf>
- [48] VTT, Suomen energiavisio 2030, 32 s. Saatavissa (viitattu 8.4.2019): https://www.vtt.fi/files/projects/energy_book_series/ev_2030_tiivistelma.pdf
- [49] A. Kallio, Lappiin suunnitteilla 100 uutta tuulivoimalaa – 700 miljoonan investointi lupaillee alueelle satoja työpaikkoja ja 3,7 miljoonan verotuloja vuodessa, tekniikka & talous, 2018. Saatavissa (viitattu 18.4.2019): <https://www.tekniikkatalous.fi/tekniikka/energia/lappiin-suunnitteilla-100-uutta-tuulivoimalaa-700-miljoonan-investointi-lupailee-alueelle-satoja-tyopaikkoja-ja-3-7-miljoonan-verotuloja-vuodessa-6731944>
- [50] A, Leinonen, Ketterät akustot tasapainottavat verkon taajuutta, 2017. Saatavissa (viitattu 4.4.2019): <https://eu.landisgyr.com/blog-fi/ketterat-akustot-tasapainottavat-verkon-taajuutta>
- [51] M. Geuss, Tesla's new battery in Belgium shows value is in dispatch speed, ArsTechnica, 2018. Saatavissa (viitattu 28.3.2019): <https://arstechnica.com/information-technology/2018/05/teslas-new-battery-in-belgium-shows-value-is-in-dispatch-speed/>
- [52] Fingrid Oyj, Taajuusohjattujen reservien tekniset rajoitukset 2019, 2018, 9 s. Saatavissa (viitattu 28.3.2019): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/ajankohtaista-tapahtumat/reservipaiva-2018-taajuusohjattujen-reservien-tekniset-vaatimukset-2019.pdf>
- [53] Fingrid Oyj, Akkuvarastot reservimarkkinoilla – missä mennään, 2017, 6 s. Saatavissa (viitattu 28.3.2019): <https://www.slideshare.net/Fingrid/akkuvarastot-reservimarkkinoilla-miss-mennn>

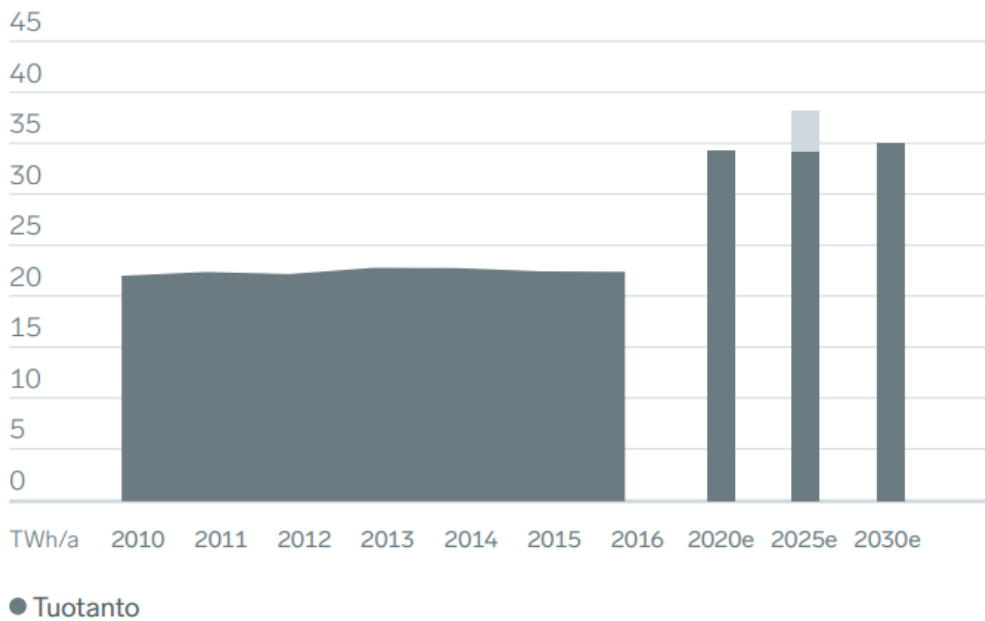
- [54] J. JMesserly, High-voltage direct current, Wikipedia. Saatavissa (viitattu 3.5.2019): https://en.wikipedia.org/wiki/High-voltage_direct_current
- [55] M. Korteila, Supra sukeltaa viimein sähköverkkoon, 2011, Tiede.fi. Saatavissa (viitattu 9.4.2019): https://www.tiede.fi/artikkeli/jutut/artikkelit/supra_sukeltaa_viimein_sahkoverkkoon
- [56] R. Mikkonen, DEE-54010 Suprajohtavuus sähköverkossa luentomoniste, 2014, 109 s. Saatavissa (vaatii kirjautumisen kurssin moodle2 alustalle): <https://moodle2.tut.fi/course/view.php?id=12257>
- [57] Fingrid Oyj, Älyverkot. Saatavissa (viitattu 7.4.2019): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkomarkkinoiden-tulevaisuus/kehityshankkeet/alyverkot/>
- [58] Fingrid Oyj, Olkiluoto 3 verkkoon, 15 s. Saatavissa (viitattu 9.4.2019): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/ol3-verkkoon---kayttoonotto-kantaverkon-nakokulmasta---verkkotoimikunta-....pdf>
- [59] Fennovoima, Turbiini-generaattori. Saatavissa (viitattu 9.4.2019): <https://www.fennovoima.fi/hanhikivi-1/tietoa-hanhikivi-1-hankkeesta/turbiini-generaattori>
- [60] V. Hukkanen, Fennovoima ja voimalan toimittaja RAOS kertovat, miksi Pyhäjoen voimala on 10 vuotta myöhässä – ”Kesällä mietittiin, jatketaanko vaiko ei”, Yle. Saatavissa (viitattu 9.4.2019): <https://yle.fi/uutiset/3-10589282>
- [61] P. Parviainen, Olkiluoto 3 järjestelmäsuoja, Fingrid.fi, 2018, 5 s. Saatavissa (viitattu 17.4.2019): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/olkiluoto-3-jarjestelmasuoja.pdf>
- [62] Fingrid Oyj, Kysyntäjousto. Saatavissa (viitattu 18.4.2019): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/kysyntajousto/>
- [63] Fingrid Oyj, Kysyntäjouston projektit. Saatavissa (viitattu 18.4.2019): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/kysyntajousto/kysyntajouston-projektit/>
- [64] Järventausta, P, Repo, S, Trygg, P, Rautiainen, A, Mutanen, A, Lummi, K, Supponen, A, Heljo, J, Sorri, J, Harsia, P, Honkiniemi, M, Kallioharju, K, Piikkilä, V, Luoma, J, Partanen, J, Honkapuro, S, Valtonen, P, Tuunanen, J & Belonogova, N, Kysynnän jousto - Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli): Loppuraportti, Tampereen teknillinen yliopisto, 2015, 362 s. Saatavissa (viitattu 19.4.2019): [https://tutcris.tut.fi/portal/fi/publications/kysynnän-jousto--suomeen-soveltuvat-kaytannoen-ratkaisut-ja-vaikutukset-verkko-yhtioeille-dr-pooli\(d8a7e38d-6533-417e-974c-8399326a55c6\).html](https://tutcris.tut.fi/portal/fi/publications/kysynnän-jousto--suomeen-soveltuvat-kaytannoen-ratkaisut-ja-vaikutukset-verkko-yhtioeille-dr-pooli(d8a7e38d-6533-417e-974c-8399326a55c6).html)
- [65] Fingrid Oyj, Kolmas 400 kV AC-yhdysjohto Ruotsiin. Saatavissa (viitattu 27.3.2019): <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suunnittelu-ja-rakentaminen/rajayhteydet/kolmas-400-kv-ac-yhdysjohto-ruotsiin/>
- [66] Fingrid Oyj, EU-komissio on myöntänyt PCI-statusen (Project of Common Interest) kolmannelle Ruotsin ja Suomen väliselle vaihtosähköyhteydelle, 2017. Saatavissa (viitattu 27.3.2019): <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2017/eu-komissio-on-myontanyt-pci-statusen-projects-of-common-interest-kolmannelle-ruotsin-ja-suomen-valiselle-vaihtosahkoyhteydelle/>

- [67] Fingrid Oyj, Suomen ja Ruotsin kantaverkkoyhtiöt etenevät uuden siirtoyhteyden rakentamisessa – tavoitteena saada yhteys käyttöön vuoteen 2025 mennessä, 2016. Saatavissa (viitattu 27.3.2018): <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankoh-taista/tiedotteet/2016/suomen-ja-ruotsin-kantaverkkoyhtiöt-etenevat-uuden-siir-toyhteyden-rakentamisessa--tavoitteena-saada-yhteys-kayttoon-vuoteen-2025-mennessa/>
- [68] Fingrid Oyj, Cross-border capacity study between Finland and Sweden, 98 p. Saatavissa (viitattu 27.3.2019): <https://www.fingrid.fi/content-tassets/dfd68fb2392145a2b6d0549a773902c0/cross-border-capacity-study-btw-finland-and-sweden.pdf>
- [69] M. Hansen, B. Lumby, H. Næss-Schmidt, R. Beune, B. Özalay, Finer time resolution in Nordic power markets: A Cost Benefit Analysis. 2017, 70 p. Saatavissa (viitattu 2.4.2019): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/varttitase/finer-time-resolution-cba-report--final-id-152439.pdf>
- [70] Fingrid Oyj, Varttitaseen askelmerkit. Saatavissa (viitattu 2.4.2019): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkomarkkinoiden-tulevaisuus/askelmerkit-sahkomarkkinamurrokseen/varttitase/#sahkontuottajat-ja-kuluttajat>
- [71] Fingrid Oyj, Varttitase eli 15 minuutin taseselvitysjakso. Saatavissa (viitattu 2.4.2019): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkomarkkinoiden-tulevaisuus/varttitase/#webinaarit-ja-esitykset>
- [72] EDIEL.fi, Datahub – kohti keskitettyä tiedonvaihtoa. Saatavissa (viitattu 2.4.2019): <https://www.ediel.fi/datahub>
- [73] Fingrid Oyj, Datahubin askelmerkit. Saatavissa (viitattu 2.4.2019): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkomarkkinoiden-tulevaisuus/askelmerkit-sahkomarkkinamurrokseen/datahubin-askelmerkit/>
- [74] Fingrid Oyj, Datahub. Saatavissa (viitattu 2.4.2019): <https://www.fingrid.fi/palvelut/vahittaismarkkinoiden-tiedonvaihto/datahub/>

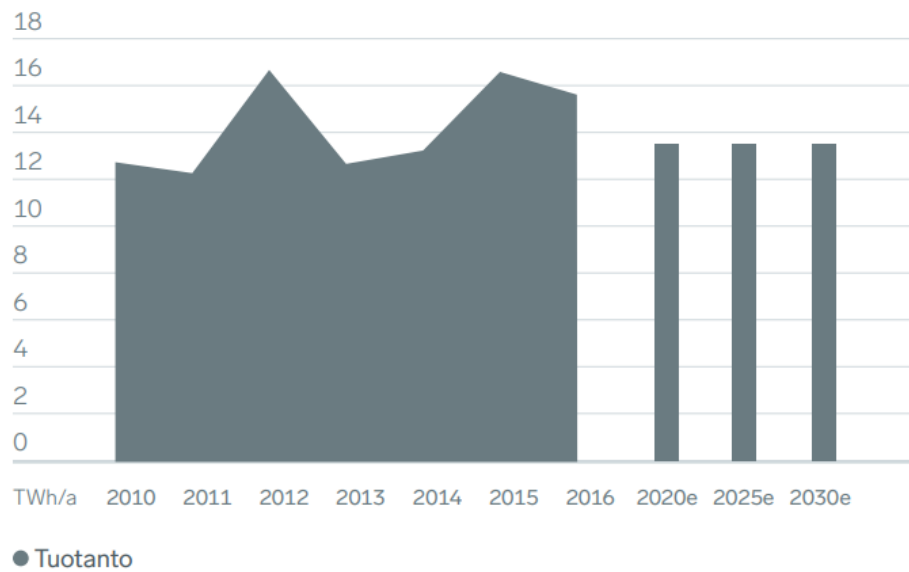
LIITE A: ENERGIAMUOTOJEN KEHITYSENNUSTEET SUOMESSA



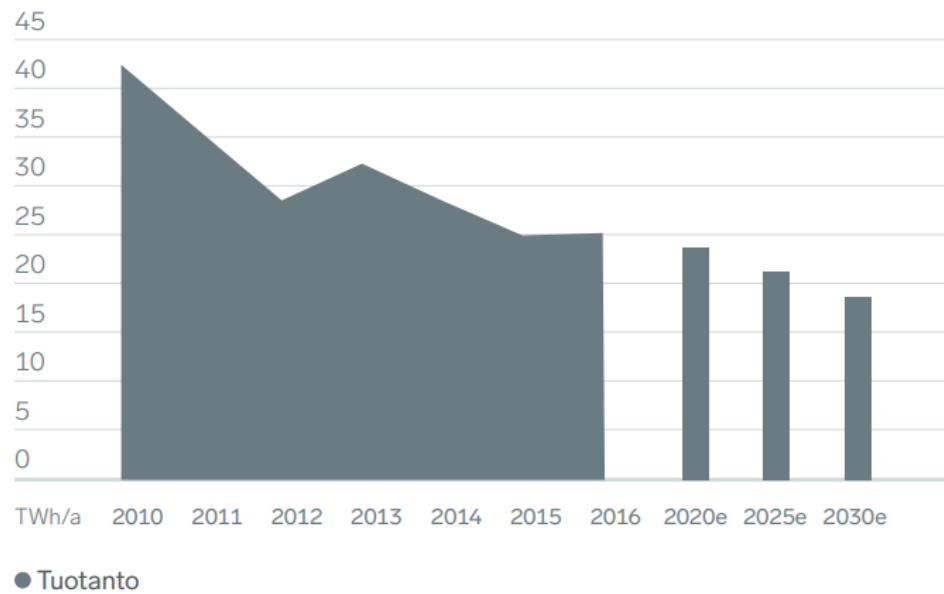
Kuva 25. Tuuli- ja aurinkosähkön toteutunut ja ennustettu tuotanto [47].



Kuva 26. Ydinsähkön toteutunut ja ennustettu kehitys [47].



Kuva 27. Vesisähkönkehitys toteutunut ja ennustettu tuotanto [47].



Kuva 28. CHP- ja lauhdesähkön toteutunut ja ennustettu tuotanto [47].