

SÄHKÖN HINNAN MÄÄRÄYTYMINEN SUOMESSA

**Jyväskylän yliopisto
Kauppakorkeakoulu**

Pro gradu -tutkielma

2023

**Tekijä: Emma Räikkönen
Oppiaine: Taloustiede
Ohjaaja: Juhani Raatikainen**



JYVÄSKYLÄN YLIOPISTO

TIIVISTELMÄ

<i>Tekijä</i> Emma Räikkönen	
<i>Työn nimi</i> Sähkön hinnan määräytyminen Suomessa	
<i>Oppiaine</i> Taloustiede	<i>Työn laji</i> Pro gradu -tutkielma
<i>Aika (pvm.)</i> 12.12.2023	<i>Sivumäärä</i> 49
<i>Tiivistelmä</i> <p>Sähkön hinta Suomessa määräytyy päivittäin vuonna 1996 perustetussa yhteismarkkina Nord Poolissa, jossa sähkön ostajien ja tuottajien tarjousten perusteella muodostuvien kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspiste määrittää sähkön hinnan seuraavan vuorokauden jokaiselle tunnille. Vuosia tasaisena pysynyt spot-hinta ja sen volatilitteetti alkoi kasvaa vuonna 2021, ja Venäjän hyökkäyssodan tarjontashokin seurauksena sähkön hinta nousi ennätyskorkeaksi kesällä 2022. Tutkielman tavoitteena on tarkastella, mitkä keskeisimmät tekijät vaikuttavat sähkön spot-hintaan Suomessa. Empiirisessä osiossa estimoidaan Suomen sähkön hintaa ja sen hintaeroa Nord Poolin systeemihintaan lineaarisilla regressiomalleilla kuukausiaineistolla vuosina 2010–2022 ja päiväaineistolla vuosina 2006–2023. Estimointi toteutetaan kuukausiaineistolla kahdella ja päiväaineistolla viidellä ajanjaksolla, joilla havainnollistetaan, mitkä tekijät määrittävät sähkön hintaa niin koronapandemian ja Ukrainan sodan aiheuttamien kriisien aikana kuin niitä ennen.</p> <p>Kuukausitason estimoinnin tulokset eivät havainnoi lähes ollenkaan tilastollisesti merkitseviä tuloksia, ja esittää maakaasun sähkön hintaa laskevana tekijänä vastoin aikaisempaa tutkimuskirjallisuutta. Päivätason estimointi osoittaa maakaasun hinnan nostavan sähkön hintaa jokaisella ajanjaksolla, ja kertoimen muuttuminen jokaisella ajanjaksolla esittää täysin uusia tutkimustuloksia maakaasun merkityksen lisääntymisenä sähkön hinnan määrittäjänä jo ennen Ukrainan sota. Lisäksi tuulimuuttujan kertoimen moninkertaistuminen havaitsee selkeästi tuulivoimatuotannon lisääntymisen vaikutuksen hintaa laskevana tekijänä. Tulokset osoittavat sääriippuvuuden kasvun ja maakaasun kasvavan vaikutuksen sähkön hinnassa.</p>	
<i>Asiasanat</i> Sähkömarkkinat, spot-hinta, Ukrainan sota, koronapandemia	
<i>Säilytyspaikka</i>	Jyväskylän yliopiston kirjasto

KUVIOT

Kuvio 1. Aluehinnan muodostuminen yli- ja alijäämäalueiden välillä (Nord Pool, 2023)

Kuvio 2. Nord Poolin systeemihinta ja Suomen aluehinta 2019–2022

Kuvio 3. Suomen sähköntuotanto ja kulutus vuosina 2010 – 2022

Kuvio 4. Pohjoismaiden ja Baltian siirtoyhteydet (MW) ja hinta-alueet (Entso-E, 2018)

Kuvio 5. Saksan sähkön spot-hinta ja maakaasun hinta 2017–2023

Kuvio 6. Spot-hinnan määräytyminen marginaalikustannuksen mukaan

Kuvio 7. Suomen sähkön spot-hinta ja maakaasun hinta 2017–2023

TAULUKOT

Taulukko 1. Yhteenveto aikaisemmasta tutkimuskirjallisuudesta

Taulukko 2. Lineaarisen regressiomallin tulokset kuukausiaineistolla

Taulukko 3. Lineaarisen regressiomallin tulokset Suomen sähkön hinnalle päiväaineistolla

Taulukko 4. Lineaarisen regressiomallin tulokset Suomen aluehinnan ja Nord Poolin systeemihinnan hintaerolle päiväaineistolla

SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	5
2	SUOMEN SÄHKÖMARKKINAT.....	8
2.1	Sähkömarkkinoiden muodostuminen ja rakenne.....	8
2.2	Sähkön tuotantomuodot ja tuonti	11
2.3	Euroopan sähkömarkkinat ja hintakehitys	15
3	KIRJALLISUUSKATSAUS.....	20
3.1	Sähkön hinnan ennustemallit	20
3.2	Fundamenttimallit	21
3.3	COVID-19 ja Ukrainan sota.....	30
4	DATA JA MENETELMÄ	35
4.1	Analyysi kuukausiaineistolla.....	35
4.1.1	Kuukausiaineisto ja menetelmä	35
4.1.2	Tulokset kuukausiaineistolla.....	36
4.2	Analyysi päiväaineistolla	38
4.2.1	Päiväaineisto ja menetelmä	38
4.2.2	Tulokset päiväaineistolla	39
5	JOHTOPÄÄTÖKSET	43
	LÄHTEET.....	45

1 JOHDANTO

Sähkön hinta, sähkömarkkinat ja laajasti uutisoitu mahdollinen sähköpula on noussut yhdeksi suosituimmaksi puheenaiheeksi parin edellisen vuoden aikana, sillä koronapandemian aiheuttama kysyntäshokki ja Venäjän hyökkäyssodan tarjontashokki muuttivat sähkömarkkinaa koko Euroopassa ja täten myös Suomessa. Vuosia tasaisena ja matalana pysytelleen sähkön hinnan käyttäytymisen muututtua tietoisuus niin yksityisten kuluttajilla kuin suuremmilla sähkökäyttäjillä on lisääntynyt ja sähkön käyttö muuttunut. Korkeaksi noussut hinta ja sähkömarkkinoiden tapahtumat laskivat sähkön kokonaiskulutusta 6 prosenttia vuonna 2022 edellisvuoteen verrattuna Suomessa (Tilastokeskus, 2023), vaikka yhteiskunnan sähköistyessä ja hiilineutraalisuustavoitteiden seurauksena sähkön kulutuksen ennustetaan nousevan jopa 25 prosenttia vuoteen 2050 mennessä (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2019). Kuluttajilla pörssisähkösopimusten osuus lisääntyi vuonna 2022 lähes 5 prosenttiyksikköä edellisvuoteen verrattuna (Energiavirasto, 2023), joka osoittaa hintatietoisuuden lisääntymisestä, sillä tunneittain vaihtuva, markkinoilla määräytyvä spot-hinta mahdollistaa kulutuksen optimointia edullisemmille tunneille.

Pro gradu -tutkielma käsittelee Suomen sähkömarkkinan rakennetta, hinnan muodostumista ja käyttäytymistä viime vuosina tapahtuneiden kriisien vaikutuksesta. Etenkin Ukrainan sodan vaikutus markkinaan on ollut merkittävä monista syistä. Edullisen maakaasun tuonnin päättyminen Venäjältä järjestytti koko Eurooppaa maakaasun ollessa merkittävä tuotannon tekijä teollisuudessa ja sähkön tuotannossa sekä lämmitysmuoto Euroopan kotitalouksissa. Maakaasun hinta alkoi käyttäytyä normaalista poikkeavalla tavalla jo vuonna 2021, kun ensimmäiset merkit Venäjän toimista johti markkinoilla epävarmuuteen ja volatiliteetin nousuun. Lopulta kesällä 2022 maakaasun hinta nousi korkeimmillaan lähes 350 euroon megawatilta, joka on yli 20-kertainen pitkään totuttuun 15 euron keskihintaan verrattuna. Kehitys heijastui samankaltaisesti sähkön hintaan, jonka käyttäytyminen alkoi Suomessa muuttumaan vuoden 2021 syksyllä. Suomen osalta Venäjän toimista huomattavin vaikutus oli kuitenkin sähköntuonnin loppuminen, sillä Venäjän tuonti on kattanut jopa 10 prosenttia Suomen sähkönkulutuksesta (Tilastokeskus, 2022). Tapahtumat pakottivat markkinoiden nopeaa sopeutumista uuteen toimintoympäristöön samalla, kun sähkömarkkinoiden rakenne kehittyi nopeasti uusiutuvien tuotantomuotojen lisääntyessä muokaten tuotantomuotojakaumaa.

Tutkielman tavoitteena on estimoida keskeisimpien Suomen sähkön hintaan vaikuttavien muuttujien vaikutuksia ja selittää, mitkä ovat merkittävimpiä tekijöitä Suomen sähkön hinnan muodostumisessa niin kriisiajanjaksojen kuin niitä edeltävänä ns. "normaalina" aikana. Tutkielman empiirinen osa on rajattu tutkimaan ainoastaan Suomen sähkön hintaa, mutta tekstissä sähkömarkkinoita käsitellään laajemmin Pohjoismaista ja koko Euroopasta, koska ne vaikuttavat myös Suomen markkinaan yhteismarkkinoiden seurauksena. Estimoinnit rajoittuvat ainoastaan sähkön vuorokausimarkkinoilla määräytyvään fyysisen sähkön spot-hintaa eikä ota huomioon saman päivän aikana käytävää päivän sisäistä kaupankäyntiä, säätösähkö- tai reservimarkkinoita. Sähkön finanssi- eli

johdannaismarkkinoihin sivutaan tekstissä, mutta johdannaisten hintakehitys rajataan pois. Näiden pohjalta päätutkimuskysymys tässä tutkielmassa on:

- Mitkä tekijät ovat vaikuttaneet sähkön hintaan Suomessa yleisesti, mutta etenkin koronapandemian ja Ukrainan sodan aiheuttamien kriisien seurauksena?

Aiheen ollessa yhä erittäin ajankohtainen varsinaista tutkimustietoa kriisien vaikutuksesta on vielä vähän. Aikaisempi tutkimuskirjallisuus käsittelee kuitenkin sähkön hinnan määräytymistä ja ennustamista laajasti monesta näkökulmasta, sillä tutkimuksessa käytettävät mallit pohjautuvat useiden tieteenalojen tutkimukseen eikä yhtä tiettyä sähkön hinnan muodostumisen tai ennustamisen mallia ole. Empiiristä tutkimusta on myös monelta eri sähkömarkkinalta ympäri maailmaa, jolloin tulosten vertaaminen Pohjoismaiden ja Suomen sähkömarkkinaan voi olla haastavaa tuotantorakenteiden ja markkinarakenteiden poikkeamien takia. Weron (2014) lajittelee ennustamismallit viiteen pääkategoriaan niiden luonteen ja estimointitavan mukaan, mistä yksi on fundamenttimallit, johon tämän tutkimuksen estimointitapa pohjautuu. Karakatsani ja Bunn (2008) käsittelevät fundamenttimalleja tutkimuksessaan hinnan muodostumisesta Iso-Britannian sähkömarkkinoilla, jossa tulokset osoittavat kysynnän lineaarisen käyttäytymisen tuotantolaitosten kustannusten kanssa eli kysynnän kasvaessa tuotantokustannuksetkin odotetusti nousevat. Tutkimusta, joka käsittelee ainoastaan Suomen sähkön hintaa, on vähän, mutta Pohjoismaisen yhteismarkkinan Nord Poolin systeemihinnasta, joka on Suomen hinnan toinen hintakomponenteista, tutkimusta on enemmän. Kristiansenin (2014) käyttämä regressiomalli osoittaa vesivarantojen ja -virtausten vaikutuksen sähkön hintaan Ruotsissa ja Norjassa sekä estimoii, kuinka hyvin malli pystyy ennustamaan hintaa toteutuneeseen hintaan verrattuna. Myös Vehviläinen ja Pyykkönen (2005) mallintavat Nord Poolin systeemihintaa samankaltaisesti, mutta tilastollisen ja fundamenttimallin tavoin, joka osoittaa, että ennustetarkkuus on hyvä lyhyellä aikavälillä, mutta tarkkuus heikkenee nopeasti aikavälin pidentyessä. Tutkimuskirjallisuutta koronapandemian ja Ukrainan sodan vaikutuksista sähkömarkkinaan on aiheen ajankohtaisuuden takia vähän, mutta varhaiset tulokset osoittavat shokkien vaikutuksen markkinaan olleen selkeä. Jääskeläinen, Huhta ja Syri (2022) toteavat hintakehityksen olevan seurausta samanaikaisesti realisoituneiden tekijöiden kerrannaisvaikutuksesta, johon vaikutti niin poliittinen tilanne kuin säämuuttujatkin. Maakaasun nousut hinta heijastui sähkön hintaan koko Euroopassa jo ennen sodan alkua, ja ilmiötä tutkineet Uribe, Mosquera-López ja Arenas (2022) havaitsivatkin, että Suomen sähkön hinta on yksi herkimmistä altistumaan maakaasun hintashokeille, vaikka maakaasun osuus tuotannossa ei ole Keski-Euroopan maihin verrattuna suurta. Tässä tutkielmassa seurailaan lähinnä Uriben ym. (2022) lähestymistapaa.

Tutkielma toteutetaan ekonometrisellä menetelmällä estimoimalla yksinkertaisilla lineaarisilla regressiomalleilla Suomen sähkön aluehintaa ja sen eroa Nord Poolin systeemihintaan kuukausiaineistolla vuodesta 2010 vuoteen 2022 ja päiväaineistolla vuodesta 2006 vuoteen 2023. Kuukausiaineisto estimoidaan kahdella ajanjaksolla, 2010–2020 ja 2010–2022, jotka havainnollistavat aikaa

ennen koronapandemiaa ja koko ajanjaksoa kriisit mukaan lukien. Markkinareaktiot ovat nopeita, ja ne ehtivät osin kadota tai voivat vääristyä kuukausitason aineistossa; maakaasumuuttujan kerroin jopa osoittaa, että maakaasu laskisi sähkön hintaa kaikesta tutkimuskirjallisuudesta poiketen. Tämän takia tutkimusta laajennetaan pidemmälle ajanjaksolle tarkemmalla aineistolla. Päiväaينهiston estimointi toteutetaan viidellä ajanjaksolla osoittamaan sähkön hintaan vaikuttavia tekijöitä erilaisissa markkinaympäristöissä, ja tulokset osoittavat mielenkiintoisia ja uusia tutkimustuloksia Suomen sähkön hinnan käyttäytymisestä. Tuulivoiman lisääntymisen vaikutus havaitaan selkeästi estimoinnista, sillä kertoimen moninkertaistuminen ajan kuluessa osoittaa tuulivoiman hintaa laskevana tekijänä tuulivoimakapasiteetin lisääntyessä. Samoin maakaasumuuttujan kertoimen kehitys vahvistaa merkittävän ja huomioitavan tuloksen jo ennen Ukrainan sodan alkamistakin, sillä maakaasun merkitys osoittautuu nousevan tasaisesti jo sotaa edeltävällä havaintojaksolla.

Työ etenee johdannon jälkeen käsittelemään Suomen sähkömarkkinoiden rakennetta, muodostumista ja tuotantoa. Toinen luku esittelee myös Suomea osana eurooppalaista sähkömarkkinaa ja sen hintakehitystä. Kolmas luku esittää aikaisempaa tutkimuskirjallisuutta sähkön hinnan muodostumisesta ja ennustamisesta sekä esittelee varhaisimpia tuloksia koronapandemian ja Ukrainan sodan vaikutuksista sähkömarkkinaan. Data ja menetelmä -luvussa estimoidaan lineaariset regressiomallit ja esitetään niiden tulokset. Lopuksi tulokset ja koko tutkielma kootaan yhteen viimeisen luvun johtopäätöksissä.

2 SUOMEN SÄHKÖMARKKINAT

Tässä kappaleessa esitetään yleiskuvaus pohjoismaisista sähkömarkkinoista, joihin myös Suomi kuuluu. Ensimmäinen alakappale kertoo nykyisen sähkömarkkinan muodostumisesta ja toiminnasta, hinnanmuodostumisesta sekä markkinarakenteesta, sillä markkinat jaetaan lyhyen aikavälin fyysisen sähkön markkinaan ja pidemmän aikavälin finanssimarkkinaan. Osio selittää myös tärkeimmän pohjoismaisen sähkön hinnan mittarin, spot-hinnan, määräytymisen ja vaikutuksen koko sähkömarkkinaan. Seuraavaksi käsitellään Suomen sähköntuotantoa, tuontia ja siirtoyhteyksiä sekä niiden mennyttä ja tulevaa kehitystä, joka on murrosvaiheessa uusiutuvien energianlähteiden merkittävän kasvun seurauksena. Viimeinen alakappale käsittelee, miten Suomi kytkeytyy pohjoismaisen sähkömarkkinan kautta koko Euroopan markkinaan, ja mitkä tekijät Euroopan markkinoilla ovat heijastaneet nykyiseen hintakehitykseen.

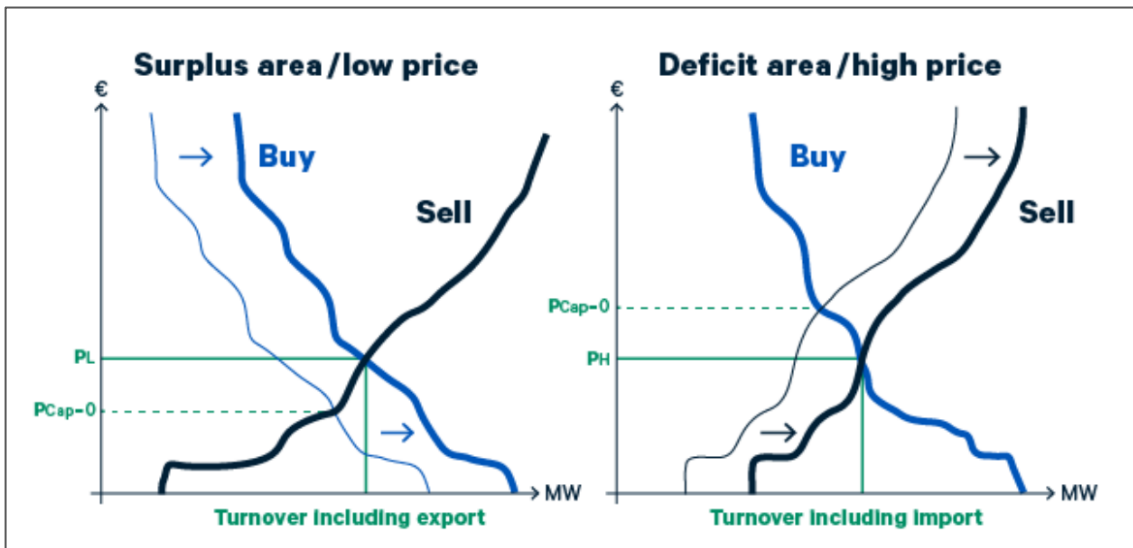
2.1 Sähkömarkkinoiden muodostuminen ja rakenne

Suomi on osa Pohjoismaisia sähkömarkkinoita, jotka muodostuivat Norjassa, jossa sähkömarkkinat ensimmäisenä avautuivat vapaalle kilpailulle vuonna 1991. Kun Ruotsin markkinat avautuivat vuonna 1996, ne muodostivat Norjan kanssa maailman ensimmäisen monikansallisen sähköpörssin, Nord Poolin (Flatabø, Doorman, Grande, Randen & Wangensteen, 2003). Suomessa uuden sähkömarkkinallain myötä vuonna 1995 sähkön myynti ja tuotanto avattiin kilpailulle asteittain, ensin suurkuluttajille ja lopulta pienemmille sähkön käyttäjille vuonna 1998, mikä mahdollisti sähkön hankinnan kilpailutuksen kotitalouksille. Tuolloin Suomi liittyi myös osaksi Nord Poolia, ja vuosituhaten alussa kaikki Pohjoismaat, lukuun ottamatta Islantia, olivat osa pohjoismaisia sähkömarkkinoita, kun viimeinenkin osa Tanskaa integroitui osaksi yhteismarkkinoita. (Nord Pool, 2004). Nykyään 16 Euroopan maata on osa Nord Poolin markkinoita; laajenevat yhtenäiset sähkömarkkinat lisäävät markkinoiden tehokkuutta ja kilpailua, minkä takia kuluttajahinnat ovat matalammat, kun sähkön tuotanto ei rajoitu vain kotimaiseen tuotantokapasiteettiin (Böckers, Haucap & Heimeshoff, 2013). Pohjoismaissa sähkömarkkinoiden toiminta on maiden siirtoverkonhaltijoiden yhteistyötä, ja myös Pohjoismaat kytkeytyvät Keski-Euroopan sähköjärjestelmiin rajasiirtoyhteyksien kautta. Suomen kantaverkkoyhtiönä toimii Fingrid, jolla on luonnollinen monopoliasema, sillä useiden kilpailevien sähköverkkojen rakentaminen ei olisi kannattavaa, vaan tehokkain tila syntyy yhdellä toimijalla.

Sähkömarkkinat jaetaan fyysiseen- ja finanssimarkkinaan. Fyysisen sähkön markkinoilla kaupankäynti johtaa sähköntoimitukseen, ja kaupankäynti on lyhyen aikavälin kauppaa, sillä sähköä ostetaan seuraavalle tai kuluvalle vuorokaudelle vuoden jokaisena päivänä. Vuorokausimarkkinoilla (engl. day-ahead market) eli Elspot-kaupankäynnissä markkinaosapuolet käyvät kauppaa seuraavan vuorokauden jokaiselle tunnille suljetussa huutokaupassa, jossa tuottajat ja ostajat antavat tarjouksensa sähkön hinnasta, jolla he ovat valmiita myymään tai

ostamaan sähköä. Tarjoukset jätetään klo 12 (CET) mennessä päivittäin. Huutokaupan päätyttyä kunkin tunnin kysyntä- ja tarjontakäyristä lasketaan seuraavan vuorokauden sähkön hinta eli spot-hinta, joka määrittyy tuntikohtaisten hintojen keskiarvosta käyrien leikkauspisteessä.

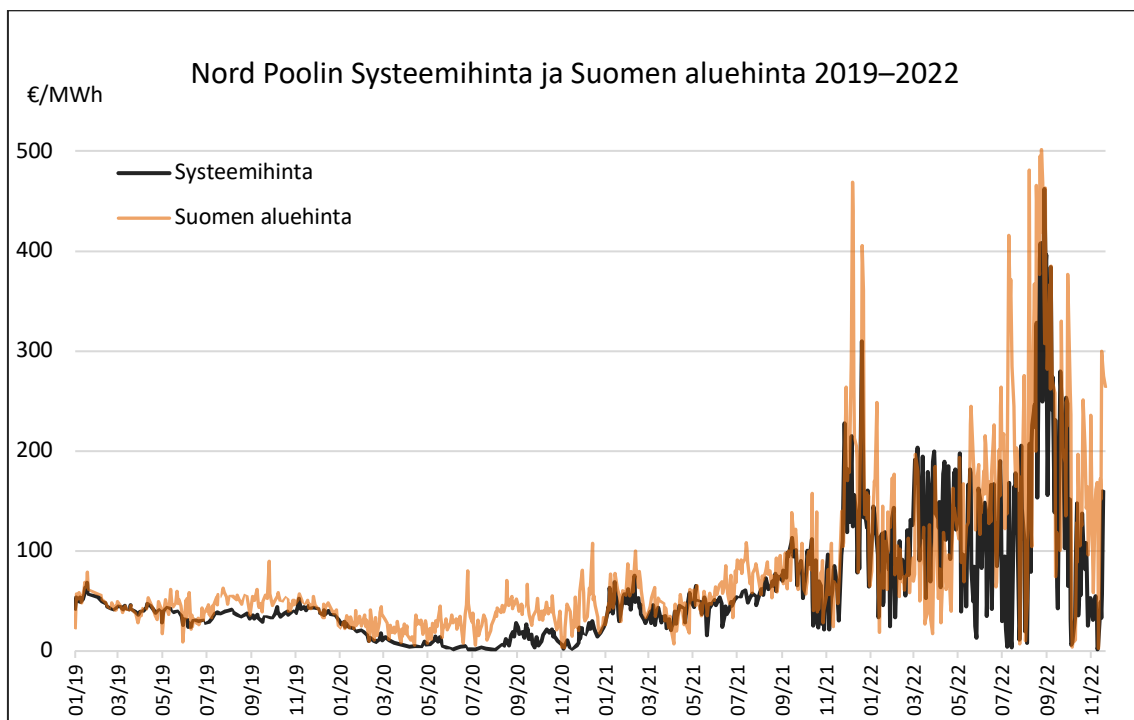
Spot-hinta määräytyy erikseen omaksi aluehinnakseen kullekin hinta-alueelle, jotka pääosin määräytyvät valtioiden rajoilla, mutta myös maiden sisäisinä alueina. Esimerkiksi Ruotsi on jaettu neljään ja Norja viiteen hinta-alueeseen, sillä maan sisäiset siirtoyhteydet eivät ole riittäviä tasaamaan maiden sisäistä kysyntää ja tarjontaa. Norjassa pääosa tuotannosta on maan pohjoisosissa, jossa vesivoimatuotantoa on runsaasti, mutta kulutus painottuu maan eteläosiin. Tämä aiheuttaa pohjoisille alueille usein sähkön ylitarjontaa, kun samaan aikaan etelässä tuotanto ei riitä kattamaan koko kulutusta. Sähköä siirretään ylitarjonta-alueilta alijäämäalueille, mutta siirtoyhteyksien rajallisuuden takia kaikkea ylimääräistä tuotantoa ei saada siirrettyä alueiden välillä rajattomasti. Siirtorajoitusten seurauksena spot-hinnat usein poikkeavat hinta-alueiden eli pääosin maiden välillä tai maan sisällä, jos alueita on useita. Suomessa hinta-alueita on vain yksi eli spot-hinta on koko maassa sama. Jos siirtoyhteydet olisivat rajattomat, markkina olisi täydellinen ja hinta jokaisella alueella olisi yhteneväinen. Kuviossa 1 leikkauspisteet P_L ja P_H kuvaavat tilannetta, jossa siirtoyhteyden kapasiteetti on riittävä siirtämään sähköä hinta-alueelta toiselle niin, että hinta muodostuu yli- ja alijäämäalueilla samaksi. Ylijäämäalueella, eli kuviossa vasemmalla, piste P_{Cap-0} osoittaa alueen runsaan tarjonnan ja matalamman hinnan, jos siirtoyhteydet ovat rajalliset. Vastaavasti alijäämäalueella kuvion oikealla puolella kyseinen piste kertoo alueen korkeammasta hinnasta ja pienemmästä tarjonnasta, kun ylijäämäalueelta ei pystytä siirtämään riittävästi sähköä.



Kuvio 1 Aluehinnan muodostuminen yli- ja alijäämäalueiden välillä (Nord Pool, 2023)

Oletuksella rajattomista siirtoyhteyksistä huomioiden Pohjoismaiden ja Euroopan väliset virrat lasketaan päivittäin myös yhteinen referenssi- eli systeemi-hinta, joka on yhteinen kaikille Pohjoismaille (Nord Pool, 2022). Systeemihintaa käytetään pääosin finanssimarkkinoiden referenssihintana, mutta se osoittaa myös sähkömarkkinoiden yleisen hintatason, sillä systeemi- ja aluehintojen

kuukausittaisia keskihintoja käytetään usein markkinoiden tilan seuraamiseen. Kunkin hinta-alueen spot-hinta koostuu siis yhteisestä systeemihinnasta sekä aluehinnan ja systeemihinnan erotuksesta eli aluehintaerosta. Aluehintaeron eli EPADin suuruus määräytyy edellä mainitusta alueen tuotannon määrästä, kysynnän ja tarjonnan sekä siirtoyhteyksien perusteella ollen erottava osa hinnasta hinta-alueiden välillä. Suomessa aluehintaerot ovat usein muita Pohjoismaita suurempia, sillä kysyntää on pääosin enemmän kuin sähkön tarjontaa. Jos kuitenkin ylitarjontaa esiintyy, voi sähkön aluehintaero painaa spot-hinnan hetkelisesti negatiiviseksi. Tällöin tuotantoa on liikaa kulutukseen nähden eivätkä siirtoyhteydet riitä siirtämään ylijäämäsähköä tarpeeksi tehokkaasti, mikä johtaa tilanteeseen, jossa sähköntuottaja joutuu maksamaan tuottamastaan sähköstä. Suomessa spot-hinta voi laskea negatiiviseksi, pääosin lähinnä yksittäisinä yötunteina, jolloin kulutus on päivätunteja matalampaa yhdistettynä normaalia runsaampaan tuulivoimatuotantoon ja lauhaan säätilaan.



Kuvio 2 Nord Poolin systeemihinta ja Suomen aluehinta 2019–2022

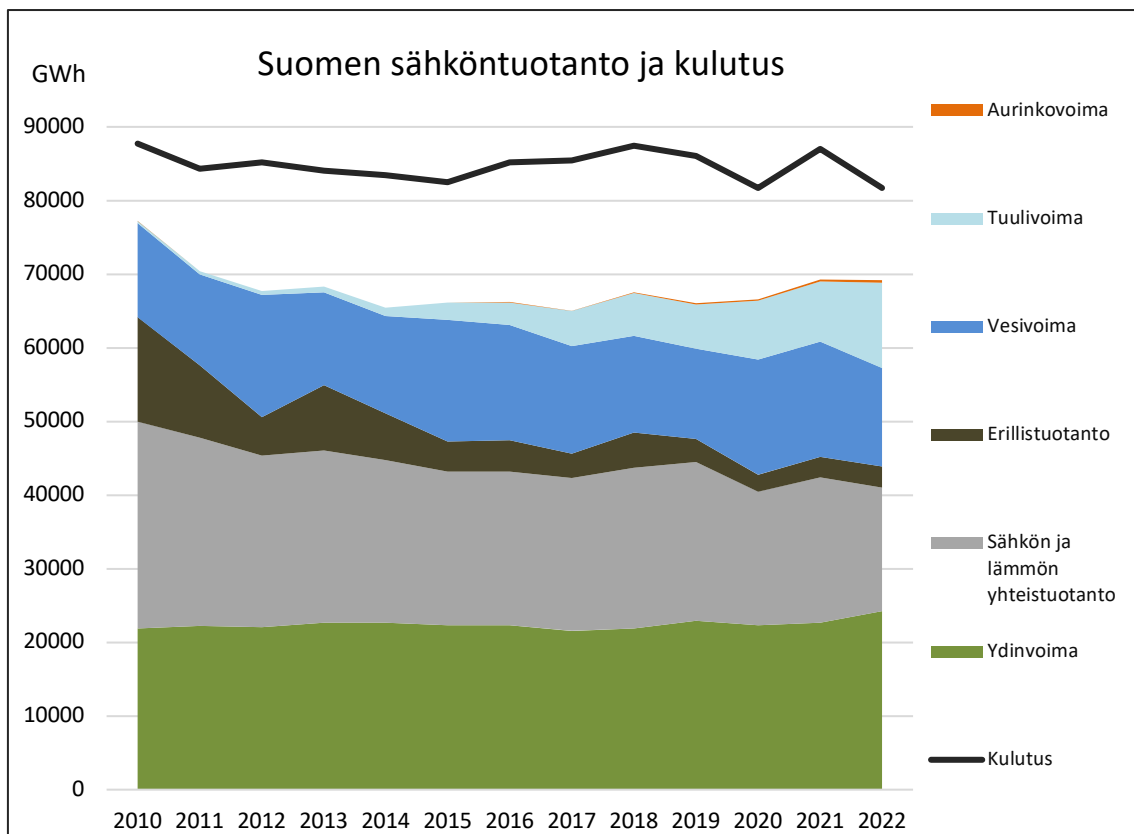
Fyysisillä sähkömarkkinoilla käydään kauppaa myös päivänsisäisillä markkinoilla (engl. intraday market), jonka tarkoituksena on auttaa tasapainottamaan päivänsisäisiä kysynnän ja tarjonnan muutoksia (Nord Pool, 2022). Tämä mahdollistaa kaupankäynnin fyysisellä sähköllä lähempänä sen toimitusta kuin vuorokausimarkkinoilla, jossa seuraavan päivän sähkön tarve tasapainotetaan jo vuorokautta ennen toimitusta. Päivänsisäiset markkinat toimivat vuorokausimarkkinoiden mukaan vuoden jokaisena päivänä, ja sulkeutuvat Suomen sisällä sähkön toimituksen alkaessa eli 0 minuuttia ennen toimitustuntia. Päivänsisäiset muutokset voivat aiheutua tarjonnan laskiessa esimerkiksi tuotantolaitoksen yllättävän häiriön vuoksi tai ennustettua kylmemmästä säästä, jolloin kysyntä lisääntyy. Vuorokausi- ja päivänsisäisten markkinoiden lisäksi kantaverkkoyhtiö

ylläpitää säätösähkö- ja reservimarkkinoita sekä taseselvitystä, mutta niiden tarkastelu jätetään tässä tutkimuksessa ulkopuolelle, sillä tutkimus keskittyy spot-hintojen tarkasteluun.

Fyysisen sähkön lisäksi sähköllä käydään kauppaa finanssimarkkinoilla. Sähkön finanssi- eli johdannaismarkkinat eivät pääosin johda sähkön fyysiseen toimitukseen, ja kauppaa käydään lähinnä futuurituotteilla sähköjohdannaispörssin kautta, mistä merkittävin Pohjoismaissa on Nasdaq Commodities -pörssi tai kahdenvälisesti eli OTC-kauppana. Sähköjohdannaisten tärkein tehtävä on sähkön myyjien ja tuottajien hinnan suojaaminen tulevaisuuteen tiettyyn ajankohtaan, jotta he pystyvät hallitsemaan hintariskiä mahdollisimman tehokkaasti ja täten omaa riskienhallintaansa spot-hinnan vaihtelua vastaan. Johdannaismarkkinoilla käytävä kauppa mahdollistaa tätä kautta kuluttajille myytävien määräaikaisten sopimusten tarjoamisen, kun myyjä voi suojata myytävän sähkön hintaa tietyksi ajanjaksoksi eteenpäin tulevaisuuteen. Pörssissä käydään kauppaa eri mittaisilla futuurituotteilla, jotka osoittavat hintasuojauksen ajanjakson, ja näistä yleisimpiä ovat kuukausi-, kvartaali- ja vuosituotteet. Hintaa suojataan erikseen systeemi hinnalle ja aluehintaerolle, sillä aluehintaeron tuote on markkinoilla vain kyseisellä hinta-alueella, jossa kauppaa käydään. EPAD-tuotteen ongelma finanssimarkkinoilla on tästä syystä kilpailun puute ja vähäinen tarjonta. Johdannaisten hinnat mukailevat spot-hintojen kehitystä, sillä systeemi-hinta on johdannaistuotteiden tärkein referenssi. Markkina hinnoittelee johdannaistuotteet sen hetkisillä markkinoiden odotuksilla, joiden voidaan odottaa nousevan tai laskevan hintaa kyseisen futuurituotteen toteutumisaikana. Hintaan vaikuttavia tekijöitä on esimerkiksi tarjontaa vähentävät muuttujat, kuten suurten ydinvoimaloiden katkokset ja normaalia matalampi hydrologinen balanssi tai toisaalta tarjontaa nostavat tekijät, kuten uuden tuotantolaitoksen valmistuminen, jolloin hintojen voidaan odottaa laskevan tiettyä ajankohtana.

2.2 Sähkön tuotantomuodot ja tuonti

Suomen sähköntuotanto koostuu useasta tuotantomuodosta ja poikkeaa täten muista Pohjoismaista, joissa tuotanto keskittyy pääosin vain yhteen tai muutamaan tuotantomuotoon, kuten Norjassa, jossa vesivoiman osuus kokonaistuotannosta on yli 90 prosenttia (Statista, 2022). Merkittävin yksittäinen tuotantomuoto Suomessa on ydinvoima, jonka osuus oli vuonna 2021 33 prosenttia kaikesta Suomessa tuotetusta sähköstä. Lähes kolmannes kokonaistuotannosta koostuu teollisuuden ja kaukolämmön yhteistuotannosta, jossa tuotetaan sähkön lisäksi lämpöenergiaa, jota voidaan hyödyntää kaukolämpönä tai teollisuudessa prosessilämpönä (Energiamailma, 2022.). Uusiutuvat energianlähteet eli vesi-, tuuli- ja aurinkovoima muodostavat yhdessä reilu kolmanneksen tuotannosta: vesivoiman osuus oli vuonna 2021 18 prosenttia, mutta tuulivoimakapasiteetin nopea kehitys on lisännyt tuulivoimatuotannon osuutta viimeisen 10 vuoden aikana moninkertaiseksi. Muutaman prosentin osuus tuotannosta syntyy erillistuotannosta, jolla tarkoitetaan sähkön tuottamista tuotantolaitoksissa, jotka ovat suunniteltu ainoastaan sähköntuotantoon.



Kuvio 3 Suomen sähköntuotanto ja kulutus vuosina 2010–2022.

Suomen tuotantorakenne on muuttunut viimeisen 20 vuoden aikana merkittävästi, sillä uusiutuvan energiatuotannon, etenkin tuulivoiman, määrä on kasvanut 100-kertaiseksi vuodesta 2000 (Tilastokeskus, 2022). Vielä vuonna 2010 tuulivoiman osuus kokonaistuotannosta kattoi vain 0,3 prosenttia, joten kasvu on etenkin lähivuosina ollut suurta, kuten kuviosta 3 voidaan nähdä. Vesivoiman osuus on pysynyt lähes samana, sillä merkittävimmät vesivoimakohteet ovat olleet jo pitkään pääosin rakennettu, eikä uusi lisärakentaminen ole todennäköistä niin kustannus- kuin ympäristötekijäsyistä (Motiva, 2021). Uusiutuvien tuotantomuotojen kasvua osoittaa se, että niiden yhteenlaskettu tuotantomäärä ohitti vuonna 2021 ydinvoimatuotannon, joka on pysynyt muuttumattomana viimeiset vuosikymmenet. Ydinvoimatuotanto nousi kuitenkin takaisin suurimmaksi tuotantomuodoksi keväällä 2023, kun uusi ydinvoimalaitos, Olkiluoto 3, tuottaa noin 15 prosenttia Suomessa kulutettavasta sähköstä ollen koko Pohjoismaiden suurin voimalaitosyksikkö 1600 megawatin tuotantoteholla. Laitoksen vaikutus Suomen sähköntuotantoon ja -markkinoihin on suuri, sillä kotimaisen tuotannon kasvamisen lisäksi omavaraisuus parantuu, tarjonta kasvaa sekä tuonti vähenee samalla kuin vienti etenkin Viroon lisääntyy. (Fingrid, 2022.) Tarjonnan kasvessa sähkön hinnan voidaan olettaa laskevan, mutta kulutuksen ollessa vaihtelevaa niin vuodenajan kuin lämpötilojen takia, suoraa pitkän aikavälin hintavaikutusta ei voi täysin ennustaa. Uusiutuvien energianlähteiden käytön lisäksi merkittävä muutos tuotantorakenteessa on tapahtunut erillistuotannossa, jonka määrä on laskenut paljon viimeisen 10 vuoden aikana EU:n ympäristö- ja

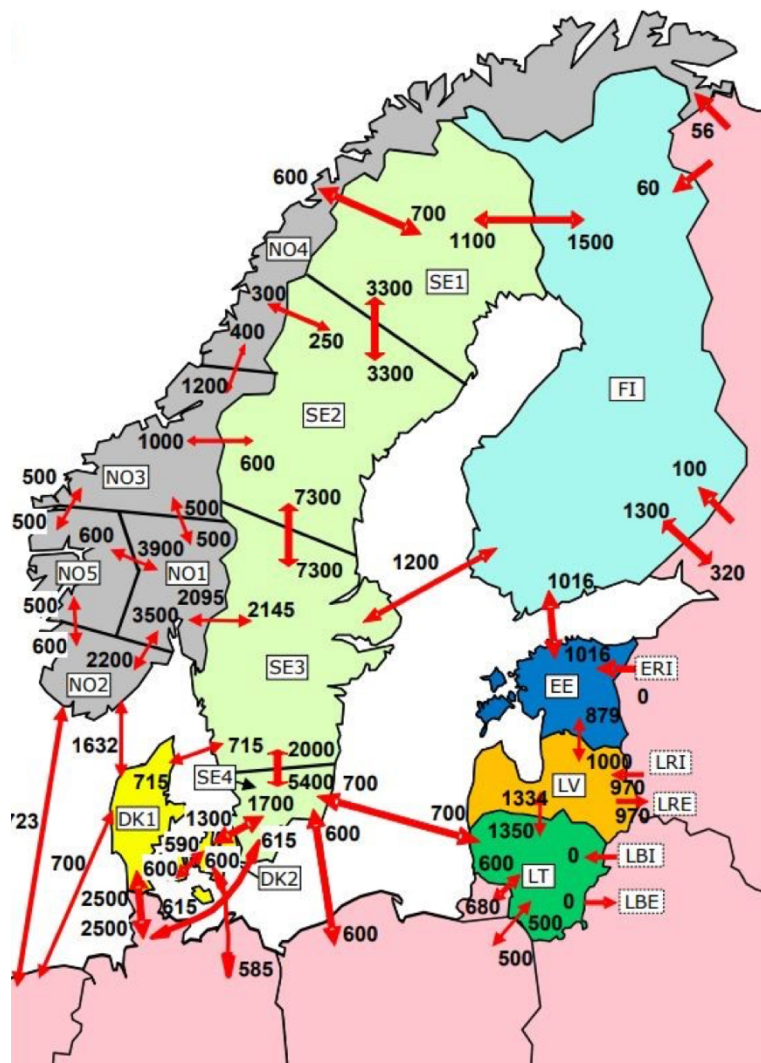
ilmastotavoitteiden seurauksena. Fossiilisten polttoaineiden eli öljyn, maakaasun ja kivihiilen sekä turpeen käyttö on vähentynyt selvästi, sillä ne aiheuttavat tuotantomuodoista eniten hiilidioksidipäästöjä (Vattenfall, 2018). Kivihiilituotannon aiheuttamat päästöt ovat suurimmat, ja EU:n mukaisten tavoitteiden takia kivihiilen käytön kieltäminen sähkön ja lämmön tuotannossa astuu voimaan Suomessa vuonna 2029 (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2019). Fossiilisten polttoaineiden käyttöä tuotannossa on vähentänyt myös päästöoikeuksien raju hinnannousu; hinta on kertaantunut vain kahdessa vuodessa nelinkertaiseksi ja on pahimmillaan noussut lähes 100 euroon vuoden 2022 aikana. Nousu on merkittävä, sillä päästöoikeuksien hinta on pysytellyt koko 2010-luvun alle 20 euron hinnassa vuoteen 2018 saakka. Tämä on vaikuttanut tuotannon kustannuksiin, joka ohjaa tuottajia vähäpäästöisempiin tuotantotapoihin ja fossiilisten polttoaineiden käytön vähentämiseen (Fronde, Schmidt & Vance, 2012).

Ongelmana uusiutuvien energialähteiden käytössä tuotannossa on niiden herkkyys sääolosuhteiden vaihteluille, kuten esimerkiksi tuulivoimassa, jossa tuotannon suuruus voi poiketa päivätasolla suuresti. Vähätuulisimpina tunteina tuotantoa voi pudota jopa lähelle nolaa, kun huipputunteina tuotanto nousee lähelle maksimikapasiteettia, joka on noussut 1500 megawattilla yli 5000 megawattiin vuoden 2022 aikana. Näin tapahtui hetkellisesti esimerkiksi lokakuussa 2022, jolloin 90 prosenttia kokonaiskapasiteetista tuotti sähköä. Kapasiteetti nousee edelleen tulevina vuosina, sillä tämänhetkisten ennusteiden ja hankkeiden perusteella tuulivoimakapasiteetti kasvaa nopeasti, jonka seurauksena tuulivoiman odotetaan kattavan lähes 30 prosenttia koko Suomen sähkön kulutuksesta vuonna 2025 (Tuulivoimayhdistys, 2022.). Lisääntyvä tuotanto edellyttää kuitenkin kantaverkon riittävyttä ja toimivuutta, sillä nousevan tuulivoimakapasiteetin aiheuttama mahdollinen sähkön ylitarjonta on lähivuosien aikana mahdollista. Sähköverkon ylikuormituksen estäminen vaatiikin niin siirtoyhteyksien parantamista Suomesta kuin Suomen sisäisen kantaverkon vahvistamista (Fingrid, 2022).

Suomi ei ole täysin omavarainen sähköntuotannossa, vaan loput käytetystä sähköstä katetaan tuonnilla. Tuotettu sähkö ei riitä kattamaan kokonaiskulutusta, joka on keskimäärin 85 TWh vuosittain, ja tuonti onkin kattanut viimeisen 20 vuoden aikana keskimäärin 17 prosenttia kokonaiskulutuksesta (Tilastokeskus, 2022). Sähköä tuodaan kaikista Suomen naapurimaista, mutta Viron ja Norjan yhteenlaskettu osuus on vain muutamia prosentteja. Tuonti onkin painottunut viime vuosina lähes täysin Ruotsiin ja Venäjään, joista Ruotsin osuus kokonaisuutonnista on ollut keskimäärin 70 prosenttia eli noin 15 TWh. Vienti Suomesta painottuu lähes täysin Viroon, johon sähköä vietiin vuonna 2021 lähes 7 TWh (Tilastokeskus, 2022). Siirtoyhteydet Suomen ja naapurimaiden välillä ovat siirtokapasiteetiltaan eri kokoisia, mikä vaikuttaa tuonin ja viennin suuruuksiin. Suurimmat 2700 MW:n siirtoyhteydet Suomella ovat Ruotsin kanssa, joiden kautta sähköä voidaan tuoda niin Etelä- kuin Pohjois-Ruotsista. Ruotsin ja Suomen väliset siirtoyhteydet ovat vaihtosähköyhteyksiä, joiden avulla maiden kantaverkot ovat suoraan yhteydessä toisiinsa. Suomella on vaihtosähköyhteys myös Norjan kanssa, mutta kapasiteetti on huomattavasti pienempi kuin Ruotsiin, sillä se on siirtokyvyltään ainoastaan 100 megawattia. Näiden yhteyksien kautta Suomen sähköjärjestelmä on liittynyt Pohjoismaiden yhteiseen

sähköjärjestelmään, johon kuuluu Ruotsin ja Norjan lisäksi Itä-Tanskan sähköverkko. (Fingrid, 16.11.2022).

Siirtoyhteydet Venäjän ja Viron kanssa poikkeavat edellä mainituista, sillä kyseisten maiden verkot eivät ole yhteydessä Suomen ja täten pohjoismaiseen verkkoon, vaan ovat niin kutsuttuja tasasähköyhteyksiä (Stek, 2022). Suomen ja Viron välinen tasasähköyhteys on siirtokapasiteetiltaan 1000 MW muodostaen merkittävän maiden välisen yhteyden, sillä Viro on riippuvainen tuontisähköstä ja suuri osa maan tuonnista on Suomesta. Venäjän siirtoyhteys Suomeen on yhteensä 1460 MW:n suuruinen, mutta Venäjän hyökättyä Ukrainaan kaikki tuonti Suomeen päättyi toukokuussa 2022 asetettujen pakotteiden seurauksena (Fingrid, 2022). Viimeisien vuosien aikana Venäjältä tullut sähkö on kattanut suuren osuuden Suomen sähkön kulutuksesta: vielä vuonna 2021 Venäjän tuonnin osuus oli yli 10 prosenttia kokonaiskulutuksesta (Tilastokeskus, 2022). Suomi ei kuitenkaan ole riippuvainen Venäjältä tuodusta sähköstä, vaan tuonnin korvaava osuus saadaan katettua Ruotsin tuontisähköllä sekä Suomen oman lisääntyneen tuotannon avulla.



Kuvio 4 Pohjoismaiden ja Baltian siirtoyhteydet (MW) ja hinta-alueet (Entso-E, 2018)

Siirtoyhteydet ovat tulevina vuosina parantumassa, sillä Suomen ja Viron välille on suunnitteilla uusi tasasähköyhteys, jonka ansiosta siirtokapasiteetti maiden välillä jopa tuplaantuu. Myös Suomen ja Ruotsin väliseen siirtokapasiteettiin tulee lisääntymään, kun uusi Aurora Line -yhteys Pohjois-Ruotsista Suomeen lisää kapasiteettia 900 megawatilla vuodesta 2025 alkaen. Kumpikin yhteys valmistuessaan tulevat parantamaan ja tehostamaan niin Suomen omaa sähkön toimitusvarmuutta kuin Itämeren alueen sähkömarkkinoiden integraatiota ja hintaerojen tasaamista hinta-alueiden välillä. (Fingrid, 2022.)

2.3 Euroopan sähkömarkkinat ja hintakehitys

Suomi on Pohjoismaiden yhteismarkkinoiden myötä myös osa eurooppalaista sähkömarkkinaa, jonka muodostuminen pohjautuu Euroopan Unionin direktiiviin unionin yhteisistä sisämarkkinoista. Integroituvat yhteismarkkinat edistävät kustannustehokkaimmin sähkön toimintavarmuutta, lisäävät kilpailua ja joustavuutta markkinoilla toimia maarajojen yli. Myös EU:n yhteiset ilmastotavoitteet vaikuttavat maiden sähkömarkkinoihin, sillä unionin tavoite hiilineutraalisuudesta vuoteen 2050 koskee myös energiatuotannon sopeuttamista tavoitteeseen. (Euroopan komissio, 2023).

Suomi kytkeytyy osaksi eurooppalaisia sähkömarkkinoita siirtoyhteyksien avulla. Tasasähköyhteydet Viroon ja Venäjälle yhdistävät Suomen Baltiaan ja sitä kautta Keski-Eurooppaan. Venäjän yhteyden jatkuvuus on epävarmaa sen sulkeuduttua toukokuussa 2022, mutta ajankohtaan asti Suomen ja Venäjän välinen yhteys on ollut merkittävä linkki Suomesta itäiseen Eurooppaan. (Fingrid, 2023.) Länsi-Eurooppaan pohjoismainen sähköverkko on liitettyä tasasähköyhteyksiin Etelä-Ruotsista ja Norjasta, kuten kuvioista 4 näkee.

Pohjoismaiden sähköntuotannon tärkein muoto on vesivoima, sillä lähes puolet koko Pohjoismaiden omasta tuotannosta on tuotettu vesivoimalla (Kristiansen, 2014). Tuotantomuodon vahvuutena on veden varastoimisen mahdollisuus, jonka avulla tuotantoa voidaan ajoittaa kysynnän mukaan tarvittavalle ajalle eli toisin sanoen vesivoiman säätövoimakapasiteetti on erinomainen. Korkean kysynnän aikana vesivoimaa ajetaan sähköntuotantoon enemmän, sillä kysynnän nostaessa hintaa myös tuottajat hyötyvät korkeammasta hinnasta, joka lisää vesivoiman kannattavuutta. Kun kysyntä on vähäisempää ja hinta on matala eli kysyntää vastaava määrä tuotantoa syntyy riittävästi muillakin tuotantomuodoilla, vesivoiman osuus kokonaistuotannosta on pienempi, sillä säätövoiman ansiosta vesivoiman tuotannon suuruuteen on helppo vaikuttaa. Tuotantomuoto on kuitenkin sääriippuvaista, sillä vesivarantojen suuruuteen vaikuttaa vahvasti talven lumikertymä ja siitä seuraava kevään sulamisvesien määrä. Vesivarannot ovat hyödyllisiä etenkin kesäisin, jolloin säätila on kuivempi ja lämpötila korkeampi, mutta jos edeltävä talvi on ollut vähäluminen ja sulamisvesien määrä vähäisempi, vesivarantojen suuruus voi olla heikompi, mikä voi vaikuttaa hintatasoon niin lyhyellä kuin pitkälläkin aikavälillä. (Uniper, 2023.)

Pohjoismaisen pääosin vesivoimalla tuotetun sähkön vieminen Keski-Eurooppaan merkittävä linkki yhteismarkkinan toimimiseen ja

ympäristötavoitteiden saavuttamiseen, sillä Keski-Euroopan suurten energian kuluttajamaiden sähköntuotanto pohjautuu edelleen vahvasti uusiutumattomiin energianlähteisiin. Näin on esimerkiksi Saksassa, jossa yli puolet sähköntuotannosta tuotetaan yhä uusiutumattomilla energianlähteillä, josta hiilivoiman osuus on suurin, sillä se muodostaa yli kolmanneksen maan omasta sähköntuotannosta (Destatis, 2023). Saksa ylläpitää Euroopan suurinta sähkömarkkinaa ja on maan osan suurin sähkön kuluttajamaa kulutuksen ollessa 511 TWh vuonna 2021 (Statista, 2023). Japanissa vuonna 2011 tapahtuneen Fukushima-ydinvoimaonnettomuuden seurauksena Saksan energiapolitiikka muuttui ratkaisevasti, kun maan hallitus päätti aloittaa luopumisen ydinvoimasta kokonaan. Vuonna 2022 alle 10 prosenttia maan tuotannosta tuotettiin ydinvoimalla ja tavoitteena oli sulkea viimeisetkin reaktorit vuoden loppuun mennessä, mutta kolmen käytössä olevan ydinvoimalan sulkemista lykättiin alas ajettaviksi vasta huhtikuussa 2023 sähkön riittävyuden turvaamiseksi talven yli (BASE, 2023). Ydinvoimatuotannon korvaajaksi on investoitu uusiutuvaan energiantuotantoon, etenkin tuuli- ja aurinkovoimaan, mutta varsinkaan tuulivoimatuotannon kasvu ei nykyisellään ole riittävää korvaamaan käytöstä poistuvia ydinvoimaloita. Yleisestikään uusiutuvan energiatuotannon kasvu Saksassa ei ole ollut tasaista, vaan uusiutumattomien tuotantomuotojen käyttö jopa lisääntyi vuonna 2021, kun tuulivoiman osuus laski jopa 4 prosenttiyksikköä edellisvuoteen verrattuna, mikä ei tue maan tavoitetta täysin uusiutuvasta sähköntuotannosta vuoteen 2035 mennessä. (International Trade Administration, 2022.)

Uusiutumattomien energialähteiden runsas käyttö Saksan sähköntuotannossa on johtanut merkittävään riippuvuuteen raaka-aineiden, öljyn, hiilen ja etenkin maakaasun tuonnista. Vuonna 2020 lähes 64 prosenttia maan energiatuotannon raaka-aineista katettiin tuonnilla, etenkin Venäjältä, sillä Venäjän tuonnin osuus Saksaan on hiilen ja maakaasun osalta kattanut lähes puolet kokonaistuonnista. (Appunn, Haas & Wettengel, 2022.) Riippuvuus Venäjän laajoista öljy- ja maailman suurimmista maakaasuvarannoista siis ollut merkittävä maan sähköntuotannon toimimiseen. Venäjä on kuitenkin ollut tärkeä ja ehdottomasti suurin yksittäinen tuontimaa myös koko EU:ssa: maakaasun tuonnista 40 prosenttia ja öljyn tuonnista neljännes oli peräisin Venäjältä vielä vuonna 2021 (Wettengel, 2023). Saksan osuus koko EU:n Venäjän tuonnista on ollut 25 prosenttia, mikä osoittaa syyn maan venäjämönteiseen suhtautumiseen energiatuotannon turvaamiseksi. Vuonna 2015 maakaasun tuonnin lisääminen Saksaan ja täten koko EU:hun otti askeleen eteenpäin, kun uuden maakaasuputken, Nord Stream 2:n, rakentaminen yhdessä Venäjän valtionomisteisen yhtiön Gazpromin kanssa Itämeren läpi hyväksyttiin huolimatta geopoliittisesta vastustuksesta ja lisääntyvästä Euroopan energiariippuvuudesta Venäjään. Putken puolesta argumentoidut hyödyt olivat lähinnä taloudellisia, sillä lisääntyvän halvan maakaasun virtaamisen EU:hun Saksan kautta nähtiin alentavan niin tuotantokustannuksia kuin loppukuluttajien maakaasukustannuksia jopa 25 prosenttia eikä riskiä Venäjän maakaasuvirtojen rajoittamisesta EU:hun poliittisista syistä pidetty lähes lainkaan todennäköisenä skenaariona. (Euroopan Unioni, 2021). Kesällä 2022 Venäjä alkoi kuitenkin rajoittamaan Nord Stream 1 putken kautta virtaavaa maakaasua Saksaan vedoten korjaus- ja kunnostustöihin teknisten ongelmien vuoksi. Virtoja vähennettiin asteittain kesän ajan, ja lopulta tuonti keskeytyi kokonaan

syyskuun ensimmäisenä päivänä. Myös Nord Stream 2:n viimeistelytyöt ja sertioidinnit keskeytettiin helmikuussa 2022 Venäjän hyökättyä Ukrainaan, jolloin epätodennäköisenä pidetyt skenaariot kävivät toteen eikä investoinnin tulevaisuudesta ole varmuutta. (Marsh & Chambers, 2023.)

Sotatoimet ja lopulta maakaasuvirtojen sulkeutuminen Venäjältä johti suureen epävarmuuteen kaasun riittävydestä ja energiatuotannon turvaamisesta, mihin markkinat reagoivat nopeasti. Ensimmäiset merkit Venäjän toimista syksyllä 2021 aloittivat markkinan kasvavan epävarmuuden, joka ilmenee kuviossa 5 ensimmäisenä selkeänä hintapiikkinä maakaasun keskeisessä eurooppalaisessa viitehinnassa (TTF). (IEA, 2022.) Vuosia tasaisena pysytellyt hinta reagoi vahvasti Venäjän toimiin, ja volatiliteetti kasvoi merkittävästi, sillä päiväkohtainen hintavaihtelu nousi pahimmillaan kymmeneen euroihin megawatilta totuttujen senttimuutosten sijaan. Putkikaasun tarjonnan supistuminen johti nesteytetyn maakaasun (LNG) kysynnän nousuun, millä saatiin korvattua Venäjän tuonnin osuutta kaasutarpeesta. Kuitenkin myös LNG:n tarjonnassa ja Norjan kaasun tuonnissa ilmeni kesän 2022 aikana häiriöitä, mikä lisäsi markkinoiden hermostuneisuutta ja epävarmuutta. Samaan aikaan pitkään jatkunut kuuma ja kuiva sää heikensi hydrobalanssia Euroopassa ja ydinvoimatuotanto oli normaalia alhaisempaa, mikä lisäsi sähkön hintojen nousupainetta. Etenkin Ranskassa ydinvoimatuotanto oli reilusti normaalia alhaisempaa, sillä tuotanto putosi yli kolmanneksen vuoden 2021 tuotannon tasosta historiallisen matalaksi heinäkuussa 2022 voimaloiden vuosihuoltojen ja suunnittelemttomien katkosten takia. Jopa yli puolet 56 reaktorista oli pois käytöstä samanaikaisesti, minkä seurauksena Ranskan aluehinta nousi Euroopan korkeimpiin lukemiin ja pakotti Ranskan tuomaan maahan sähköä normaalin viennin sijaan. (Euroopan Komissio, 2023.) Ranskassa ydinvoima on merkittävin tuotantomuoto, sillä noin 70 prosenttia tuotannosta on ydinvoimaa (World Nuclear Association, 2023), joten tuotantokapasiteetin laajat puutokset vaikuttavat tarjontaan ja sitä kautta hintaan herkästi, kun korvaavia tuotantomuotoja ei ole laajalti saatavilla. Myös Ruotsin ydinvoimaloiden pitkittyneet ja odottamattomat huoltotarpeet ja vikaseisokit vähensivät tarjontaa myös Suomen tuontisähkössä kesän aikana, mikä ajoittain vaikutti aluehinnan nousuun, etenkin, kun Venäjän sähköntuonti oli jo täysin päättynyt. Maakaasun hinnannousu heijastui selvästi Saksan sähkön hintaan, kuten kuviosta 5 voi tulkita. Jokainen maakaasun hintapiikki johti merkittävään sähkön hinnan nousuun hetkellisesti kuitenkin laskien kaasun hintashokin elpymisen tavoin. Tämä osoittaa Saksan selkeän maakaasuriippuvuuden ja tärkeimmän hintaohjurin maan sähkön tuotannossa.



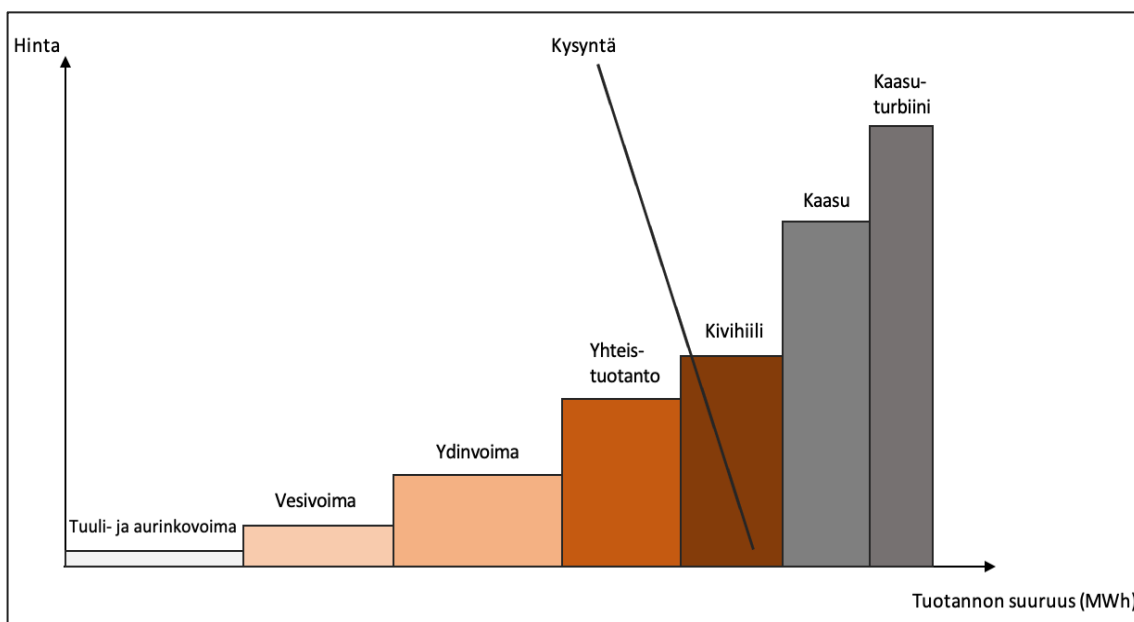
Kuvio 5 Saksan sähkön spot-hinta ja maakaasun hinta 2017–2023

Maakaasun raju hinnannousu ja tarjonnan pienentyminen pakotti hiilivoiman käytön lisääntymiseen sähkön tuotannossa, vaikka muiden energiatuotannon raaka-aineiden tavoin myös hiilen hinta nousi merkittävästi. Hiilen käytön lisääntyminen tuotannossa lisää kasvihuonepäästöjä, joka heijastuu päästöoikeuksien kysynnän nousuun. Päästöoikeuksien hinta lähti tasaisesti nousuun jo alkuvuodesta 2021, kun koronapandemian jälkeinen kysyntä alkoi palautua ja nousta, mutta loppuvuodesta nähty kaasun hinnannousu heijastui oikeuksien hintaan, joka nousi pahimmillaan lähes kolminkertaiseksi vuoden takaisesta hintatasosta. Normaalissa tilanteessa päästöoikeuksien kallistuminen johtaisi siirtymisen vähäpäästöisempiin tuotantomuotoihin, kuten maakaasuun, mutta oikeuksien hintataso ei kohonnut riittävän korkeaksi maakaasun hintaan verrattuna sen ollakseen kannattavaa. (Euroopan Komissio, 2022.) Korkeimmillaan päästöoikeuden hinta nousi lähes 100 euroon, kun vuoden 2021 alkuun asti hinta pysytteli alle 30 eurossa.

Kysynnän elpyminen koronapandemian jäljiltä alkoi palautua normaalimaksi keväällä 2022, mutta kesän aikana noussut korkea inflaatio ja energian hinnat supistivat kysyntää etenkin energiaintensiivisillä teollisuuden sektoreilla (Euroopan Komissio, 2023). Myös EU:n asettamat sähkön ja kaasun säästötavoitteet hillitsivät kysynnän kiihtymistä, minkä tavoitteina oli tasata energian hintojen nousua edelleen ja etenkin turvata sähkön tuotannon jatkuvuus talvella kaasuvarastojen säästötavoitteella (Abnett, 2022). Kaasuvarastot onnistuttiin täyttämään asetettuun 80 prosentin tavoitetasoon jo ennen määrättyä tavoiteaikaa ja sähkön kulutus laski kysynnän hillitsemisellä, mikä johti markkinoiden shokin stabilisoitumiseen, jonka seurauksena maakaasun hinta lähti laskuun syksyn 2022 aikana. Myös normaalia lauhemmat lämpötilat sekä LNG:n tuonnin kasvu

ja vakiintuminen edesauttoivat markkinoiden epävarmuuden ja hermostuneisuuden vähenemisessä. (IEA, 2023.)

Syy fossiilisten polttoaineiden ja päästöoikeuksien hinnannousun heijastumiseen sähkön spot-hintoihin myös Pohjoismaissa pohjautuu hinnan laskenta-kaavaan. Spot-hinta määräytyy kalleimman tuotantomuodon marginaalikustannuksen (merit-order) mukaan, joka on korkein fossiilisia polttoaineita käyttävillä voimalaitoksilla. Pienin marginaalikustannus on uusiutuvilla tuotantomuodoilla ja ydinvoimatuotannolla, mutta uusiutuvan tuotannon sääriippuvuus on suurta, jolloin on turvauduttava marginaalikustannuksiltaan kalliiseen uusiutumattomaan energiantuotantoon. Korkea sähkön hinta on siis pääosin seurausta riittämättömästä uusiutuvasta sähköntuotannosta, sillä korkeat maakaasun ja päästöoikeuden hinnat heijastuvat suoraan sähkön spot-hintaan. Kun tuulivoimaa on runsaasti tai vesivarannot ovat korkealla, fossiilista tuotantoa ei tarvita vastaamaan kysyntään, jolloin hinta jää alhaiseksi uusiutumattoman tuotannon alhaisen marginaalikustannuksen takia. (Forsman, Närhi, Uimonen, Semkin, Miittinen & Toivola, 2021.) Tästä syystä Euroopan hintakehitys ja kriisin seuraukset näkyvät myös Pohjoismaissa, sillä markkinat eivät ole vain kansallisia, vaan ulottuvat siirtoyhteyksien ja kaupankäynnin kautta myös Suomeen.



Kuvio 6 Spot-hinnan määräytyminen marginaalikustannuksen mukaan

3 KIRJALLISUUSKATSAUS

Kirjallisuuskatsauksen osio esittelee sähkön hinnan määräytymisen ja ennustamisen aikaisempaa tutkimusta, tutkimusmalleja ja tärkeimpiä tuloksia. Ensin käsitellään hinnan ennustamismalleja ja niiden jaottelua sekä selitetään, mihin kategoriaan tämä työ tulee keskittymään. Seuraavaksi esitetään tutkimuskirjallisuuden pohjalta spot-hintaa ennustava regressiomalli ja sen tärkeimpiä tuloksia, jonka jälkeen siirrytään muun kirjallisuuden tuloksien vertailuun eri markkina-alueiden havainnoilla. Viimeinen kappale tuo esiin ensimmäisiä tutkimuskirjallisuuden havaintoja koronapandemian ja Ukrainan sodan aiheuttamista shokeista ja vaikutuksista Euroopan sähkömarkkinaan ja hintaan.

3.1 Sähkön hinnan ennustemallit

Sähkön hinnan määräytymistä selittävien tai ennustavien mallien kirjo on laaja ja mallit pohjautuvat laajalti useiden tieteenalojen tutkimukseen. Useat mallien lähestymistavat ennustavat lyhyellä eli lähinnä tunti- tai päivätason ennustushorisontilla, sillä keskipitkän tai pitkän aikavälin ennustaminen voi olla haastavaa etenkin tuntitasolla, jolla sähkön hinta vaihtelee. Keskipitkän aikavälin ennustaminen voidaan katsoa olevan kuukausitasolta yhteen vuoteen, ja pitkällä aikavälillä viitataan vuoden tai sitä pidemmän ajan ennustamiseen. Sähkön hinnan muodostumisen ja ennustamisen tutkimus on myös verrattain uutta, sillä markkina on muuttunut 20 vuodessa paljon markkinoiden avautumisen ja tuotantorakenteen uudistumisen myötä. (Ziel & Steinert, 2018.) Sähkömarkkina poikkeaa muista hyödykkeistä sen erityislaatuisuudellaan: kysyntä on vahvasti sääriippuvaista ja kausiluonteista eikä odottamattomien hintapiikkien ennustaminen ole välttämättä mahdollista (Weron, 2014). Weron (2014) määrittelee lyhyen aikavälin ennustehorisontin ulottuvan minuuttitasolta aina muutamien päivien periodiin, jolloin viikko- ja kuukausitason mallinnus tulkitaan keskipitkäksi aikaväliksi. Pitkällä aikavälillä viitataan kvartaali- tai vuositason ennustamiseen, joka poikkeaa lyhyemmistä ennustemalleista laajasti (Weron, 2014). Tämä osoittaa markkinan ja tutkimuskirjallisuuden erityispiirteen, sillä standardoituja aikarajameja ei varsinaisesti ole määritetty, joten ne voivat vaihdella tutkimusten välillä.

Weron (2014) esittelee hinnan ennustamismalleja jaottelemalla ne viiteen pääkategoriaan mallien luonteen mukaisesti. Pääkategorioiden alle kuuluu monia yksittäisiä ennustusmalleja, jotka poikkeavat toisistaan esimerkiksi estimointitavan tai tietyn ilmiön tarkastelun perusteella. Multiagenttimallit perustuvat peliteoreettiseen ideaan, jossa useiden toimijoiden eli agenttien vuorovaikutusta simuloidaan kysynnän ja tarjonnan mukaan optimaalisen hinnan saavuttamiseksi toimijoiden rajoitteiden mukaan. Redusoidut ja tilastolliset mallit ovat matemaattisempia ja teknisempiä luonteeltaan. Redusoidut mallit tosin ennustavat nimensä mukaisesti hintaa pelkistetyksi vain päivätasolla siihen vaikuttavia ominaisuuksia seuraamalla ja ovat hyödyllisiä esimerkiksi riskienhallinnan kontrollointiin, jolloin tiedon tulkittavuus on tärkeää. Tilastollisissa malleissa

käytetyt tekniikat ovat laajempia ja analyysin pohjana käytetään historiallista hintadataa ja eksogeenisten muuttujien muutoksia ennustamaan tulevaa hintakehitystä, jota voidaan käyttää myös sähköverkon kuormituksen mallintamiseen. Laskennallisen älykkyyden mallit viittaavat tapoihin mallintaa keinoihin, joihin muut mallit eivät täysin kykene, sillä laskennallisen älykkyyden tekniikoissa yhdistetään monimutkaisia, jopa tekoälyn kaltaisia, keinoja, kuten algoritmeja hinnan ennustamiseen. Tekoälyä hyödyntävien syväoppimismallien tehokkuutta ja ennustustarkkuutta on tutkittu lähivuosina yhä enemmän tekoälyn yleistyessä. Lago, De Ridder ja De Schutter (2018) havainnollistavat ja estimoivat neljää syväoppimismallia hyödyntäen Weronin (2014) mallijaoittelua. Tekoälyä hyödyntävien mallien tulokset ennustetarkkuus osoittautuu tarkimmiksi tilastollisiin malleihin verrattuna (Lago ym., 2018). Viimeisempänä mallina on fundamenttimallit, joissa sähkön hintaa ohjaavien muuttujien, esimerkiksi lämpötilan tai tuulen nopeuden vaikutusta mallinnetaan usein keskipitkän aikavälin ennustamiseen. Mallien jaottelu voi kuitenkin olla häilyvää ja eri tekniikoita voidaan yhdistellä ja hyödyntää, joten useimmat käytetyistä malleista ovatkin niin kutsuttuja hybridimalleja. (Weron, 2014.) Lagon ym. (2018) mukaan hybridimenetelmät eivät kuitenkaan suoriudu paremmin kuin vain yhtä menetelmää käyttävät mallit. Todennäköisyysennustamisen käyttäminen sähkön hinnan kontekstissa on harvinaisempaa ja tutkimusta on rajatusti, mutta yleistymässä, ja Nowotarski ja Weron (2018) esittää sen käytön hyödyllisyyden, sillä edellä mainittujen pisteennusteiden käytössä ilmenee osin rajoitteita. Todennäköisyysennustaminen osoitetaan toimivaksi ennustemalliksi mallintamaan esimerkiksi tuuli- tai aurinkovoimaa tarkasti vielä lyhyemmän aikavälin ennustetarkkuudella kuin muissa malleissa ja on hyödynnettävissä sähkön hinnan lisäksi myös muuhun energiamarkkinan ennustukseen. (Nowotarski & Weron, 2018.)

Weronin (2014) mallijaottelusta poiketen Aggarwal, Saini ja Kumar (2009) jaottelee ennustusmallit kolmeen pääkategoriaan: peliteoria-, aikasarja ja simulaatiomalleihin. Aikasarjamalli jakautuu useisiin alakategorioihin, kuten tekoälyyn pohjautuviin ja regressiomalleihin. Jaottelu on yksinkertaistetumpi ja laajempi kuin Weronin (2014), mutta Aggarwalin ym. (2009) esittelemät mallit on tarkoitettu erityisesti lyhyen aikavälin ennustamiseen, mikä voi vaikuttaa supistetumpaan ja erilaiseen jaottelutapaan. Tämä työ tulee keskittymään Weroninkin (2014) esittelemään fundamentteihin perustuvaan ekonometriseen lähestymistapaan, joka seurailee Karakatsani & Bunnin (2008) artikkelin lähestymistapaa, jota käsitellään seuraavassa alaluvussa.

3.2 Fundamenttimallit

Karakatsani ja Bunn (2008) tarjoaa erinomaisen esityksen fundamenttimalleista yhdistäessään keskeiset piirteet useasta erityyppisestä mallista. Karakatsani ja Bunn (2008) mallintavat lineaarisella regressiomallilla spot-hinnan muodostumista vuorokausimarkkinoilla käyttämällä dataa volyymipainotetuista keskiarvoista spot-hinnoissa Iso-Britannian sähkömarkkinoilla kesäkuusta 2001 huhtikuuhun 2002. Iso-Britannian markkinoilla spot-hinnan kaupankäyntiperiodi oli

tuolloin 30 minuuttia eli spot-hinta vaihteli puolen tunnin välein nykyisen tunnin sijaan. Mallissa selittäviä muuttujia eli hintaan vaikuttavia tekijöitä on useita. Tärkein yksittäinen muuttuja on kysyntä, sillä hinta muodostuu kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteeseen jokaiselle tarkastelujaksolle. Kysyntää kuvataan mallissa kahdella muuttujalla, lineaarisella ja neliökomponenteilla kollineaarisuuden ratkaisemiseksi. Kysynnän suuruuden lisäksi mallissa huomioidaan kysyntäkäyrän jyrkkyys ja kaarevuus, sillä ne voivat auttaa selittämään kysynnän vaihtelua etenkin korkean kysynnän aikana, mutta myös optimoimaan tuotannon säästökykyä. (Karakatsani & Bunn, 2008.)

Volatiilisuutta estimoidaan mallissa kahdella muuttujalla: kysynnän ja hinnan volatilitteetillä. Kysynnän volatiilisuus on tärkeä mittari, koska kysynnän vaihtelu lämpötilan, sään ja kulutustottumusten takia heijastuvat lopulta sähköverkon tasapainotuskustannuksiin. Molemmat volatilitteetin mittarit kuvataan variaatiokertoimina edellisen seitsemän päivän ajanjaksolta. Vaikka volatiilisuutta mitataan jo edellä mainituilla muuttujilla, kausiluonteisuus lisätään malliin vielä omana muuttujanaan. Ylituotantokapasiteetin muuttujia on kaksi, marginaalimuuttuja ja sen päivän viivästetty muuttuja. Ylituotantokapasiteettia pidetään niukkuuden indikaattorina, ja sen odotetaan vaikuttavan sähkön hintaan negatiivisesti. Myös varsinainen niukkuus lisätään malliin selitettäväksi muuttujaksi marginaalimuuttujan vaikutuksen tasoittamiseksi. Viimeiset kolme muuttujaa ovat hintakäyttäytymisen oppimisen, spreadin ja lineaarisen aikatrendin muuttujat.

Karakatsani ja Bunn (2008) estimoivat selittävien muuttujien vaikutusta sähkön hintaan vuorokausimarkkinoilla regressiomallilla

$$(1) \quad (P_{jt} = X'_{jt} \beta_j + \varepsilon_{jt}, \varepsilon_{jt} \sim N(0, \sigma_j^2),$$

jossa selittävät muuttujat X'_{jt} ja regressiokertoimet β_j kuvataan 16×1 vektoreina. Sähkön spot-hinnan muuttuja P_{jt} ilmaisee spot-hintaa päivänä t ajanjaksolla j , jossa $t = 1, 2, \dots, T$ (T =otoskoko eli $T=300$) ja $j=1, 2, \dots, 48$, koska vuorokausimarkkina toimii puolitunneittain. Karakatsani & Bunn (2008) tulokset osoittavat i) sähkön hinnan reagoinnin kysynnän muutoksiin sekä lineaarisesti että epälineaarisesti (kvadraattisesti) tavalla, joka perustuu kustannusfunktion muotoon, ii) huomattavaa autokorrelaatiota, mikä indikoi kaupankäynnin tehottomuutta, ja iii) sen kuinka taloudelliset riskit heijastuvat sähkön hintaan. Taloudelliset riskit mitataan esimerkiksi hinnan ja kysynnän volatilitteetilla, mitkä osoittavatkin muiden havaintojen lisäksi, että sähkömarkkinat reagoivat myös muihin taloudellisiin tekijöihin ja tuotannon rajoitteisiin. (Karakatsani & Bunn, 2008.)

Lineaarista mallia tarkennetaan muodostamalla pelkistettyjä malleja ajassa muuttuvilla kertoimilla eliminoimalla muuttujia erilaisten muuttujaprofiilien saamiseksi. Tulokset eroavat ensimmäisen mallin tuloksista, sillä pelkistetyn mallin estimaattien mukaan edellisen viikon ja päivien hintavaikutus nykyhetken hintaan pienenee ajan kuluessa, kysynnän vaikutus hintaan osoittautuu epäjohdonmukaisemmaksi eri ajanjaksoilla ja historiallinen spot-hintojen volatilitteetti nousee merkittävämmäksi tekijäksi hintakehityksessä etenkin talvella korkeiden kysyntäpiikkien aikana. Menneisyyden hintasignaalien heikkeneminen on seurausta markkinan tukeutumisesta muihin fundamenttimuuttujiin, kun

lähestytään toimitushetkeä. Volatiliteetin merkittävyyden lisääntyminen johtaa riskin suojaamisen muuttumisen kalliimmaksi vuorokausimarkkinalla odottamattomien riskien ja luottoriskin takia. Kolmantena mallina Karakatsani ja Bunn (2008) estimoivat ei-lineaarisen Markov switching -mallin, joka muotoutuu ensimmäisestä esitetystä lineaarisesta mallista. Markov switching -mallin tarkoituksena on tässä yhteydessä estimoida, miten ja kuinka laajasti markkinan agentit reagoivat esimerkiksi tuotantolaitosten katkoksiin tai kysynnän odottamattomaan muutokseen, ja miten nämä shokit muokkaavat hintaa. Tuloksista ilmenee, että agenttikäyttäytyminen muuttuu valikoivaksi, kun ajallisia epäsäännöllisyyksiä ilmenee, jolloin hinnanmuodostumiseen aiheutuu selkeitä epäjatkuvuuksia. Mallin ennustuskyky havaitaan myös muita heikommaksi. (Karakatsani & Bunn, 2008.) Saman päätelmän esittävät Misiorek, Trueck ja Weron (2006), joiden mukaan Markov switching -malli systemaattisesti aliarvioi seuraavan päivän spot-hinnan hintahaarukkaa ja johtaa heidän esittelemistään malleista huonoimpiin ennustustuloksiin. Tutkittavat markkina-alueet tosin poikkeavat tutkimusten välillä, sillä Misiorek ym. (2006) estimoivat hintahavaintoja vuosina 1999–2000 Kalifornian sähkömarkkinalta, joten eri markkina-alueiden tulokset ei välttämättä ole täysin rinnastettavissa toisiinsa. Mallin on kuitenkin todettu myös lisäävän estimointitarkkuutta. Cifterin (2013) mukaan Markov switching -malli parantaa volatilitteettimallien suorituskykyä niin lyhyellä kuin pitkälläkin aikavälillä, mikä on tärkeää, sillä tulokset osoittavat Nord Poolin spot-hinnan olevan erittäin volatiili. Cifter (2013) ei tosin hyödyntänyt mallia hinnan, vaan volatilitteetin ennustamiseen, joten on mahdollista, että sen soveltuvuus ja hyödyllisyys poikkeaa eri tarkoituksissa.

Spot-hintojen muodostumista ja hintaennustamista on tutkittu Nord Poolin markkina-alueella, johon Suomikin kuuluu. Kristiansen (2014) estimoivat Nord Poolin viikkotason keskiarvosysteemi-hinnan muodostumista kolmella erilaisella mallilla vuoden 1999 viikosta 44 vuoden 2010 loppuun. Ensimmäinen on regressiomalli, jossa seuraavan viikon keskiarvohintaa ennustetaan edellisviikon keskiarvohinnan, Ruotsin ja Norjan vesivirtauksien ja vesivarantojen muutoksen luonnollisten logaritmien muuttujilla. Malli osoittaa vahvan korrelaation edellisen ja kuluvan viikon keskihintojen välillä. Vesivirtauksien ja -varantojen ja spot-hinnan välillä havaitaan molemmissa heikko negatiivinen korrelaatio, joka osoittaa niiden vaikutuksen hintakehitykseen. Suuremmat virtaukset lisäävät tarjontaa ja nostavat vesivarantojen määrää, joka laskee hintaa. Pienempi virtausmäärä taas nostaa hintaa tarjonnan supistumisen takia, kuten vesivarantojenkin heikkeneminen. Toinen malli käyttää selittävänä muuttujana kuluvan viikon hintaa seuraavan viikon hinnan ennustamiseen, ja kolmas malli finanssimarkkinoiden futuurien päätöskursseja edellisviikolta. Varsinaisten tuloksien mittaamiseen ja havainnollistamiseen käytetään keskimääräistä absoluuttista prosenttivirhettä (mean absolute percentage error, MAPE), joka selittää keskiarvoeron todellisen sähkön toteutuneen ja ennustetun hinnan välille jaettuna toteutuneella hinnalla. Kahden ensimmäisen mallin tulokset ovat samoja; toteutuneen ja ennustetun hinnan välinen prosenttivirhe on 7,5 prosenttia, mutta regressiomallin ennuste on alle toteutuneen hinnan 1,4 NOK/MWh, kun toinen malli yliennustaa hintaa 0,9 NOK/MWh. Parhaiten toteutunutta hintaa ennustaa futuurimalli, sillä prosenttivirhe on vain 5,3 prosenttia, mutta hinnan poikkeavuus on suurin, 4,3

NOK/MWh. Tämä kuitenkin selittyy osin vuoden 2002 loppupuolella tapahtuneista suurista liikkeistä markkinalla. (Kristiansen, 2014.) Futuurihintojen malli siis antaa ennustumalleista tarkimman tuloksen eli futuurihinnat ennustavat hyvin spot-hintojen kehitystä.

Vehviläinen ja Pyykkönen (2005) mallintavat Nord Poolin systeemihintaa hybridimallilla, johon sisältyy sekä tilastollisen- että fundamenttimallin piirteitä. Aineisto on kerätty vuosilta 1996–2000, joka nähdään ns. ex ante -ajanjaksona. Mallin parametrit estimoidaan kyseiseltä ajanjaksolta, minkä lisäksi vuosi 2001 kuvataan ex post -aikana, jossa käytetään realisoitunutta dataa. Malli nähdään soveltuvan keskipitkän aikavälin ennustamiseen, jota käytetään esimerkiksi riskienhallinnan tai johdannaishinnoittelun pohjana. Kysyntään vaikuttavina fundamenttimuuttujina mallissa käytetään kiinteää kysyntämuuttujaa, jonka suuruus oletetaan kiinteänä teollisuuskysyntänä ja lämpötilamuuttujaa historiallisella datalla, sillä lämpötilan vaikutus kysyntään on suuri. Tarjontapuolen muuttujina käytetään vesivirtojen ja -varantojen suuruuksia sekä matalan marginaalikustannuksen peruskuorman (base load) tuotannon suuruutta eli ydinvoiman ja teollisuuden yhteistuotannon, joilla tuotannon taso on usein tasaista ja sen nostaminen tai laskeminen kallista. Myös peruskuorman muuttujassa on mukana vesivoimatuotanto, säätelämättömänä veden sisäänvirtausten muodostamana ja säänneltynä tuotantona. Estimoitujen tuloksien mukaan toteutunut systeemihinta poikkesi mallin tuloksista 4,4 EUR/MWh vuonna 2001, kun estimoidut tulokset ovat neliöllisiä keskiarvoja. (Vehviläinen & Pyykkönen, 2005). Kun malliin lisätään termiinikäyrän (forward-käyrä) kunkin kuukauden lopun markkinanoteeraukset, tulos poikkeaa toteutuneesta hinnasta ainoastaan 2,6 EUR/MWh. Tulos osoittaa termiinihintojen ennustuskyvyn spot-hintaan olevan tarkka, mutta tosin vain lyhyemmällä aikavälillä, koska pidemmällä aikavälillä ennustustarkkuus heikkenee nopeasti. (Vehviläinen & Pyykkönen, 2005). Tulokset ovat samankaltaisia Kristiansenin (2014) tulosten kanssa, mikä osoittaa finanssimarkkinoiden johdannaistuotteiden hintakehityksen heijastumisen selkeästi myös spot-hintoihin. Johdannaistuotteet ennustavat siis hyvin spot-hintaa.

Kuitenkin johdannaistuotteidenkin hinnoittelu finanssimarkkinoilla voi olla harhaista ja tehotonta. Suomen aluehintaeron käyttäytymistä sähkön johdannaismarkkinoilla on tutkinut Junttila, Myllymäki ja Raatikainen (2018) selvittämällä, kuinka tehokkaasti tai harhaisesti aluehintaerofutuurit ennustavat toteutunutta Suomen aluehinnan ja Nord Poolin systeemihinnan erotusta vuosina 2006–2016. Estimoidut OLS-regressiomallit osoittavat, että Suomen aluehintaeromarkkinat (=EPAD-markkinat) eivät välttämättä ole tehokkaat, sillä johdannaismarkkinoiden preemio on positiivinen ja merkitsevä. Kun tuloksia tarkennetaan VAR-analyysillä, havaitaan, että futuurien hinnoittelu on mahdollisesti ainakin osin tehotonta, sillä edellisen kuun spot-hinta vaikuttaa markkinoiden odotuksiin tulevan kuun futuurituotteiden hintoihin. Kuitenkaan kaikki muutokset markkinoilla eivät estimoitujen tulosten mukaan vaikuttaneet futuurien hinnoitteluun, vaikka muutoksia kysynnässä ja tarjonnassa tapahtui selvästi. Erityisen kylmä talvi vuosina 2009–2010 johti spot-hinnan nousuun, mutta säätilan muutos ei heijastunut futuurien hintaan nousevasti. Venäjän vähentynyt tuonti vuonna 2012 toisaalta todetaan selkeästi merkitseväksi ja hintaa nostavaksi tekijäksi niin futuuri- kuin spot-markkinoilla. (Junttila ym., 2018.) Säätilan tilapäinen

poikkeama keskiarvosta ei siis näytä heilauttavan pitkän aikavälin finanssimarkkinaa, mutta tuonnin vähenemisen aiheuttama shokki ja siitä aiheutuva pysyvämpi vaikutus tarjonnan pienenemiseen vaikuttaa myös futuurien hinnoitteluun pidemmällä aikavälillä. Futuuri- ja spot-hintojen välillä Suomen markkinoilla havaitaan kuitenkin selkeä kaksisuuntainen kausaaliyhteys (Junttila ym., 2018), joka tukee hyvin Kristiansenin (2014) tuloksia johdannaishintojen ennustuskvyyvystä spot-hintojen kehityksessä. Jos kuitenkin futuurien hinnoittelu on osin harhaista tai tehotonta, heijastuu vääristynyt hinnoittelu tätä kautta spot-hintoihin. Vastaavia havaintoja futuuri- ja spot-hintojen korkeasta korrelaatiosta osoittaa Botterud, Kristiansen ja Ilicin (2010) estimoidut tulokset Nord Poolin alueelta. Futuurihinnat seuraavat spot-hinnan liikkeitä selkeästi, mutta markkinat hinnoittelevat futuurihinnat selkeästi toteutuneita spot-hintoja korkeammalle vuosina 1996–2006. Finanssi- ja fyysisen markkinan hintaeron havaitaan selittyvän selkeästi kysynnän, vesivarantojen ja sisäänvirtausten perusteella, mitkä ovat etenkin Pohjoismaissa tärkeimpiä tekijöitä hinnan määräytymisessä. (Botterud ym., 2010.) Tulokset ovat kuitenkin verrattain vanhoja, sillä aineisto on ajanjaksolta, jolloin pohjoismainen sähkömarkkina oli vasta muodostumassa nykyiseen muotoonsa, vaikkakin vesivoiman vahva asema tuotannossa on jatkunut lähes muuttumattomana muiden tuotantomuotojen kehityksen rinnalla.

Nord Poolin spot-hinnan muodostumisesta on tutkittu myös ilman ennustamisen näkökulmaa. Mosquera-López, Uribe ja Manotas-Duque (2017) esittävät ei-lineaarisen hinnoittelumallin, jossa fundamenttisäämuuttujien ja muiden markkinamuuttujien vaikutusta sähkön spot-hintaan mallinnetaan Nord Poolin alueella. Säätilan vaikutus hintaan on väistämätöntä, etenkin lisääntyvän uusiutuvan sähköntuotannon takia, jolloin sääriippuvuus kasvaa entisestään ja hintavaihtelut voivat lisääntyä, mutta vaikutusta ohjaa myös kysynnän sääriippuvuus (Mosquera-López ym., 2017). Malli ei varsinaisesti pyri ennustamaan tulevaa sähkön spot-hintaa, vaan enemmänkin selittämään, kuinka paljon ja mitkä tekijät erityisesti vaikuttavat sähkön lopulliseen spot-hintaan. Malli esittää myös, miten säämuuttujat vaikuttavat hinnan käyttäytymiseen kvantiileilla eli jakauman alaja yläosissa eli erityisen matalan ja korkean hinnan tilanteissa. Selittävinä säämuuttujina mallissa ovat lämpötila, tuulen nopeus, sademäärä ja auringon säteilyn voimakkuus. Selitettävän sähkön hinnan muuttuja koostuu kaikkien Nord Poolin 16 hinta-alueen vuorokausimarkkinan (day-ahead) päivittäisestä hinnasta vuosina 2013–2016. Markkinamuuttujina mallissa käytetään kokonaiskulutusta, maakaasun ja hiilen hintaa ja rahtikustannuksia. Estimoidun mallin tulokset osoittavat, tuulen nopeus 83 prosentin merkitsevyydellä ja lämpötila 71 prosentin merkitsevyydellä ovat selkeästi merkittävimmät tekijät sähkön hinnan selittäjinä Nord Poolin markkina-alueella. (Mosquera-López ym., 2017.) Tulos on odotettu, sillä etenkin uusiutuvan tuotannon lisääntyminen johtaa yhä suurempaan sääriippuvuuteen. Tulokset kuitenkin poikkeavat kvantiilien alaja yläosissa tietyillä hinta-alueilla. Suomen, Tanskan ja Viron aluehinnat näyttävät käyttäytyvän lähes täysin samanlaisesti alakvantiililla ja ovat erityisen herkkiä tuulen nopeudelle, mutta lämpötilan muutos ei vaikuta hintaan lähes ollenkaan, vaikka muilla Nord Poolin hinta-alueilla lämpötilan vaikutus alakvantiililla on herkkä. Yläkvantiililla tuulen nopeus ja lämpötila vaikuttavat hinnan herkkyyteen kaikilla hinta-alueilla, mutta hajonta alueiden välillä on laajempaa ja

hintaherkkyys suurempaa kuin alakvantiililla. Erityistä tuloksissa on Suomen, Tanskan ja Viron hintakäyttäytymisen samankaltaisuus lähes kaikilla kvanttiileilla, ja myös markkinamuuttujien heikko merkitsevyys hintaan, sillä niiden ei nähdä vaikuttavan läheskään yhtä vahvasti säämuuttujiin verrattuna. (Mosquera-López ym., 2017.)

Havaintoja hinnan määräytymisestä on saatu myös Nord Poolin markkina-alueen ulkopuolelta. Uusiutuvan sähkön tuotannon vaikutusta hintaan on tutkittu Saksassa, jossa uusiutuvan tuotannon määrä on kasvanut ja tulee kasvamaan runsaasti asetettujen ilmastotavoitteiden ja energiapolitiikan seurauksena. Mosquera-López ja Nursimulu (2019) analysoivat uusiutuvan tuotannon hintavaikutusta Saksan spot-hintaan tammikuusta 2010 vuoden 2017 syyskuuhun kahdella OLS-mallilla valituilla muuttujilla, kuten tuuli- ja aurinkovoiman suuruuksilla sekä maakaasun, kivihiilen ja päästöoikeuksien hinnoilla. Mallilla arvioidaan myös, eroaako uusiutuvien tuotantomuotojen vaikutus hintaan eri tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon tasoilla. Perinteinen OLS-malli osoittaa yhden lisägigawattitunnin tuulivoimatuotannon laskevan spot-hintaa 1,2 EUR/MWh ja aurinkotuotannon 2,1 EUR/MWh. Toisessa käytetyssä OLS-regressiossa mallin aikajakso pillkotaan viiteen eri ajanjaksoon, jolloin muuttujien vaikutus estimoidaan jokaiselle ajanjaksolle erikseen. Tällöin tuulivoiman vaikutus hintaan on yhä jokaisella ajanjaksolla negatiivinen vaihdellen -0,67 EUR/MWh ja -1,53 EUR/MWh välillä jokaista lisätuotettua gigawattituntia kohden. Aurinkovoiman tuotannon lisäys on myös hintaa alentava, mutta ensimmäisellä ajanjaksolla lisägigawattitunti tuotantoa kuitenkin nosti hintaa 3,25 EUR/MWh. Muilla ajanjaksoilla hinta laskee -0,71 EUR/MWh ja -2,15 EUR/MWh välillä. Hintaa nostava vaikutus johtuu ajanjakson alussa matalasta saatavilla olevasta aurinkovoimatuotantokapasiteetista. (Mosquera-López & Nursimulu, 2019.) Mallin tulokset osoittavat tuulivoiman huomattavan hintaa laskevan vaikutuksen, joten lisääntyvällä tuulivoimatuotannolla voidaan odottaa spot-hinnan kehityksen olevan negatiivinen. Verratessa tuloksia Nord Poolin markkina-alueeseen Mosquera-Lópezin ym. (2017) estimaateista havaitaan, että niin Saksassa kuin Pohjoismaissa nimenomaan tuulivoima on merkittävin yksittäinen tarjonnan hintaohjuri. Nord Poolin alueella aurinkovoima ei kuitenkaan näyttäytyä mallien estimoinnissa merkitsevänä muuttujana, joka osoittaa eron Keski-Euroopan tuotantoon, jossa aurinkovoimapotentiali on suurempi korkeamman säteilyvoimakkuuden ja pidempijaksoisen säteilyn takia. Säätilan ja sen muutosten vaikutus hintaan on kuitenkin kiistaton, sillä sään vaihtelu vaikuttaa merkittävimmin sähkön kulutukseen lyhyellä aikavälillä (Zachariadis & Pashouridou, 2007). Tämä havaitaan Kyproksen sähkömarkkinoilla vuosina 1960–2004, josta Zachariadis ja Pashouridou (2007) estimoivat tulojen, hintojen ja säätilan vaikutusta sähkön kulutukseen. Itse hinnalla ei tuloksien mukaan ole vaikutusta kulutukseen lyhyen aikavälin tarkastelussa, mutta pidemmällä ajanjaksolla myös sähkön hinta vähentää sen kulutusta. Tuloksista havaitaan myös ero yksityisen ja kaupallisen kulutuksen välillä, sillä kaupallisen sektorin toimijat ovat joustamattomampia muuttamaan kulutustaan, vaikka tulot, hinnat tai säätila vaihtuisi, ja lisäksi ne palautuvat yksittäisistä shokeista muuttujiin nopeammin kuin yksityisten kuluttajien sektori. (Zachariadis & Pashouridou, 2007.) Tämä osoittaa esimerkiksi teollisuuden kulutuksen joustamattomuuden, sillä sen on vaikeampi säädellä

tuotantoon sähkön hinnan vaihtelun takia, mikä takia teollisuustuotannon vaikutus kulutukseen ja sitä kautta sähkön hintaan on suuri.

Taulukko 1 Yhteenvedo aikaisemmasta tutkimuskirjallisuudesta

Tutkimus	Kohdemaat/-alue	Ajanjakso	Estimointikohde	Malli	Tärkeimmät tulokset
Karakatsani & Bunn (2008)	Iso-Britannia	06/2001-04/2002	Spot-hinnan muodostuminen	Lineaarinen regressiomalli	Hinta reagoi kysynnän muutoksiin sekä lineaarisesti että epälineaarisesti kustannusfunktion perusteella
Karakatsani & Bunn (2008)	Iso-Britannia	06/2001-04/2002	Agenttien reagointi shokkeihin markkinalla	Markov switching -malli	Hinnanmuodostumiseen kohdistuu epäjatkuvuutta agenttien valikoivan käyttäytymisen takia
Misiorek, Truek & Weron (2006)	Kalifornia, Yhdysvallat	1999–2000	Spot-hinnan muodostuminen	Markov switching -malli	Malli aliestimoi seuraavan päivän spot-hintaa
Cifter (2013)	Nord Pool	2008–2011	Hinnan volatiliiteetti	Markov switching -malli	- Nord Poolin spot-hinta on erittäin volatiili - Malli parantaa estimointitarkkuutta
Kristiansen (2014)	Nord Pool	1999–2010	Systeemihinnan muodostuminen	Regressiomalli	- Vesivarantojen suuruus vaikuttaa hintaan selkeästi - Futuurimalli ennustaa parhaiten spot-hintaa
Vehviläinen & Pyykkönen (2005)	Nord Pool	1996–2000	Systeemihinnan ennustaminen	Hybridimalli	Futuurimalli ennustaa parhaiten spot-hintaa, tulos poikkeaa 2,6 EUR/MWh toteutuneesta hinnasta

Junttila, Myllymäki & Raatikainen (2018)	Suomi ja Nord Pool	2006–2016	Suomen aluehintaeron hinta finanssimarkkinoilla	OLS-malli VAR-malli	- Futuurien hinnoittelu osin tehotonta - Futuuri- ja spot-hintojen välillä kaksisuuntainen kausaaliyhteys
Botterud, Kristiansen & Ilic (2010)	Nord Pool	1996–2006	Futuuri- ja spot-hinnoittelu	Regressiomalli	Kysyntä ja vesivarannot selittävät futuurien ja spot-hintojen hintaeroa
Mosquera-López, Uribe & Manotas-Duque (2017)	Nord Pool	2013–2016	Spot-hinnan muodostuminen	Ei-lineaarinen hinnoittelumalli	Tuulen nopeus ja lämpötila selittävät eniten spot-hinnan muodostumista
Mosquera-López & Nursimulu (2019)	Saksa	2010–2017	Uusiutuvan tuotannon vaikutus hintaan	OLS-malli	- Yksi MWH:n lisäys tuulivoimatuotantoa laskee hintaa 1,2 EUR ja aurinkovoima 2,1 EUR
Zachariadis & Pashouridou (2007)	Kypros	1960–2004	Muuttujien vaikutus sähkön kulutukseen	Vektorimalli	Säätilalla suurin vaikutus sähkön kulutukseen lyhyellä aikavälillä

3.3 COVID-19 ja Ukrainan sota

Tutkimusta koronapandemian ja Ukrainan sodan kriiseistä ja niiden vaikutuksista sähkömarkkinaan on vielä vähän. Etenkään Ukrainan sodan vaikutuksia ei edes vielä täysin tiedetä, sillä tilanne jatkuu yhä kriittisenä eikä ratkaisua konfliktiin ole saatu. Molempien kriisien vaikutus koko Euroopan sähkömarkkinaan on ollut selkeä ja voimakas niin kysynnän kuin tarjonnan shokkien kautta. Ensimmäisiä varhaisia tutkimuspapereita on kuitenkin jo saatavilla, mutta pidemmän aikavälin seurauksia on vielä mahdoton tarkastella.

Maaliskuussa 2020 alkaneet koronapandemian maailmanlaajuiset rajoitustoimet johtivat selkeään laskuun sähkön kysynnässä. Rajoituksista aiheutunut eksogeeninen kysyntäshokki vaikutti eniten Euroopassa, jossa esimerkiksi Italian sähkön kysyntä laski jopa 25 prosenttia normaalista tiukimpien rajoitustoimien aikana (Santiago, Moreno-Munoz, Quintero-Jiménez, Garcia-Torres & Gonzalez-Redondo, 2021). Espanjassa rajoitustoimien alettua maaliskuun puolivälissä 2020 sähkön kulutus laski 13,49 prosenttia edellisen viiden vuoden keskiarvosta huhtikuun loppuun tarkasteltaessa. Myös Iso-Britanniassa yhteiskunnan sulkeutuminen ja lisääntynyt etätyöskentely vähensi kysyntää ensimmäisellä rajoiteviikolla maaliskuussa 25 prosenttia verrattuna maaliskuun alkuun, jolloin rajoitetoimia ei ollut vielä aloitettu (Kirli, Parzen & Kiprakis, 2020). Sähkön kulutus ei kuitenkaan vähentynyt Ruotsissa, jossa rajoitustoimia ei asetettu muiden maiden tapaan, ja yhteiskunta pysyi avoinna lähes normaalisti. Kysynnän lasku heijastui hyödykkeiden, kuten maakaasun ja öljyn hintoihin, jolloin esimerkiksi Yhdysvaltojen öljymarkkinan benchmark (WTI) painui ensimmäistä kertaa historiansaan negatiiviseksi. Myös sähkön hinta laski monella Euroopan hinta-alueella negatiiviseksi ennätysuseasti vuoden 2020 aikana; esimerkiksi Saksassa spot-hinta oli negatiivinen lähes 250 tuntina tammi-elokuun aikana, kun aikaisemmin negatiivisia tunteja on enimmillään ollut vuoden aikana 211. (Halbrügge, Schott, Weibelzahl, Buhl, Fridgen & Schöpf, 2021.) Vaikka matala sähkön hinta johtui osin kysynnän rajusta laskusta ja tuotantohyödykkeiden hinnanlaskusta, tuotantorakenteen muutoksella selitetään olevan merkittävä vaikutus tapahtuneeseen. Halbrügge ym. (2021) havaitsivat kysynnän laskun johtaneen korkeampaan uusiutuvan tuotannon määrään suhteessa kokonaistuotantoon ensimmäisellä vuosipuoliskolla 2020 verrattuna edellisvuoteen Saksassa. Uusiutuvan tuotannon määrä vastasi 55 prosenttia kokonaistuotannosta havaintojaksolla, mikä osoittaa 8 prosenttiyksikön nousun vuodesta 2019. Lisääntynyt alhaisen marginaalikustannuksen uusiutuva tuotanto ja alhainen maakaasun hinta johti spot-hinnan määräävän tuotannon marginaalikustannuksen (merit-order) laskuun, sillä kalliin kustannuksen hiilivoimaloita ei tarvittu kattamaan laskenutta kokonaiskysyntää. Myös maakaasun matala hinta laski tuotantokustannuksia kaasua käyttävissä voimaloissa, joka heijastuu suoraan spot-hintaan etenkin Saksassa. Näiden tekijöiden takia vuoden 2020 sähkön keskihinnan havaitaan poikkeavan 0,1 prosentin merkitsevyystasolla selkeästi verrattuna 3 edeltävään vuoteen.

(Halbrügge ym., 2021.) Vastaavia syitä hinnanlaskusta havaitaan Espanjasta, jossa kysynnän laskun seurauksena kalliiden marginaalikustannusten hiilivoimaloiden tuotantoa ajettiin alas, kun muilla tuotantomuodoilla saatiin katettua tarvittava tuotantomäärä. Tuloksista huomataan myös, että taloudellisella toiminnalla ja työvoimalla on säätilan lisäksi suora vaikutus sähkön kysyntään. (Santiago ym., 2021.) Kuitenkin niin Saksassa kuin Espanjassa erityisen halvat ja jopa negatiiviset tuntihinnat osoittavat tuotannon joustamattomuuden, sillä tuotannon säätövoima on heikkoa etenkin lyhyellä aikavälillä suurien shokkien aiheuttamissa kysynnän muutoksissa. Joustavammalla tuotannolla välttäisi negatiivisilta tuntihinnoilta, jolloin tuottajat eivät joutuisi maksamaan tuottamastaan energiasta sähköverkkoon ja kuluttajat maksaisivat käyttämästään sähköstä, kuten normaalisti tasapainossa. Etenkin lisääntyvä uusiutuvan tuotannon osuus edellyttäisi yhä suurempaa sähköverkon joustokykyä (Kirli, Parzen & Kiprakis, 2021), sillä vahvasti sääriippuvaista uusiutuvaa tuotannon suuruutta on pidemmällä aikavälillä vaikea ennustaa.

Kysynnän vähenemistä ja profiilia, tuotantorakenteen ja hintojen muutosta pandemian vaikutuksesta on tutkittu Iso-Britanniassa, jossa muun Euroopan tapaan rajoitustoimet vaikuttivat muuttujiin selkeästi. Ensimmäisen rajoitusviikon jälkeen kysyntä putosi jopa 25 prosenttia normaalista, jolloin uusiutuvan tuotannon osuus kokonaistuotannosta nousi samalla ajanjaksolla 8 prosenttia (Kirli ym., 2021). Vaikka säätilan vaikutus Iso-Britanniassa on yleisesti merkittävin hinnan määrittäjä, Kirli ym. (2021) toteavat kysynnän laskun johtuvan tässä tapauksessa nimenomaan rajoitustoimien vaikutuksesta eikä säämuuttujien muutoksesta. Kysynnän pienenemisen lisäksi kulutuksen päiväkohtaisen profiilin huomataan tasaantuvan, sillä samankaltaisia kulutushuippuja ei rajoitustoimien aikana havaittu ihmisten liikkuvuuden ja taloudellisen aktiviteetin muututtua. Pidemmällä aikavälillä tasaisempi kulutusprofiili tasaisi hintapiikkejä ja helpottaisi kysynnän ja tarjonnan tasapainon saavuttamista, sillä pandemiaa edeltävästä päiväkohtaisesta datasta voi havaita selkeät kulutushuiput aamu- ja iltatunteina. Kuten Saksassa ja Espanjassa, myös Iso-Britanniassa sähkön spot-hinta laski selvästi edellä mainittujen tekijöiden seurauksena. Lisääntynyt uusiutuva tuotanto laski hintaa negatiiviseksi yli 70 hintajaksona, eli 35 tuntina, sillä hinta määräytyy maassa puolitunneittain. (Kirli ym., 2021.) Koronapandemian jyrkimät rajoitukset osoittavat selkeän ja samankaltaisen vaikutuksen sähkömarkkinaa Euroopassa kaikilla kolmella esitetyllä markkina-alueella.

Spot-hinnat pysyivät matalina läpi vuoden 2020 etenkin Pohjoismaissa, sillä laskeneen kulutuksen seurauksena vesivarannot olivat täyttyneet runsaasti, jolloin Norjassa keskihinta painui kesäkuukausina lähelle nollaa. Nord Poolin systeemihintakin pysyi normaalimpaa selvästi alhaisempaan läpi vuoden Norjan ylituotannon vaikutuksesta, mutta Suomessa hinnat eivät laskeneet läheskään yhtä mataliksi, vaan pysyttelivät vain hieman alle keskiarvossa. Hintakehitys jatkui samankaltaisena aina loppusyksyyn 2021 asti, jolloin spot-hinnat nousivat ensimmäistä kertaa ennätyskorkeiksi varsinkin Suomessa sekä Norjan ja Ruotsin eteläisimmillä hinta-alueilla, joissa Keski-Euroopan hinta heijastuu eniten siirtoyhteyksien vaikutuksesta. Vaikka spot-hinnat nousivat korkeiksi vasta loppuvuodesta, niihin vaikuttavissa tekijöissä tapahtui jo aikaisemmin vuoden aikana selkeitä muutoksia, jotka johtivat merkittävään hintaliikkeeseen. Jyrkimmän

kysyntäshokin tasaantuminen johti kysynnän palautumiseen vuonna 2021, jolloin uusiutuvan tuotannon osuus laskee kokonaistuotannossa, sillä se ei riittänyt enää kattamaan nousutta kysyntää. Hiiltä ja kaasua tarvittiin siis enemmän tuotantoon, joka nosti päästöoikeuksien hintaa. Myös säätila oli talvella kylmempi ja kesällä kuivempi ja vähätuulisempi kuin 2020, mikä vaikutti sähkön kysynnän nousun lisäksi kaasuväyrysten täyttöasteeseen sekä LNG:n saatavuuteen negatiivisesti. Kuten jo aikaisemmin on mainittu, päästöoikeuden hinta nousi hiilen ja maakaasun käytön lisääntymisen seurauksena lähes kolminkertaiseksi vuoden aikana, mikä näkyy lyhyen aikavälin marginaalikustannuksen kautta sähkön hinnassa. (Jääskeläinen, Huhta & Syri, 2022.)

Jääskeläinen ym. (2022) kertaavat artikkelissaan vuoden 2021 markkinapahtumien ja hinnan nousun syitä Euroopassa käyttämällä Suomea case-esimerkkinä. Tutkiessa joulukuun 2021 korkeimpia hintapiikkejä, jolloin hinta kohosi Suomessa korkeimmalla tunnilla yli 1000 euroon megawattitunnilta, huomataan, että Suomen oma sähköjärjestelmä ei selitä ennätyskorkeaa hintaa. Kaikki tarjonnan fundamentit, kuten ydinvoiman saatavuus, tuulivoiman ja vesivoimien suuruus sekä tuonti oli normaalilla tasolla, ja yhteistuotanto nousi jopa keskimääräistä korkeammaksi. Vaikka sää oli vuodenaikaan nähden erityisen kylmä, kysyntäpiikki ei noussut normaalia talven pakkaspäivää korkeammaksi, joten säätilan vaikutukseen ei selitä täysin, miksi hinta Suomessa nousi niin paljon. Ainut selkeä selittävä tekijä hintapiikille analyysissä havaitaan vientistä Viroon eli Suomen erityisen korkean hinta määrätymisen pohjautui laajasti Viron hintaan. Viron oma tuotanto ei riittänyt vastaamaan kysyntää tiettyyn pisteeseen, vaan maahan tuotiin sähköä Suomen lisäksi myös Latviasta. Tilanteen joustamattomuutta indikoi laskelma, jonka mukaan vain 50 megawatin lisäys tuotantoon tai kysynnän joustavuuteen olisi estänyt hintapiikin kokonaan. (Jääskeläinen ym., 2022.) Tämä kuitenkin osoittaa naapurimaiden siirtoyhteyksien, yhteismarkkinoiden toiminnan ja rakenteen vaikutuksen koko Suomen sähkömarkkinaan. Jääskeläinen ym. (2022) tuovat esiin myös Saksan merkittävyyden myös Suomen markkinassa; vaikka maiden välillä ei suoria siirtoyhteyksiä ole, hinnoissa on silti havaittu korrelaatiota pitkällä aikavälillä. Pohjoismaiden vähäisempi riippumattomuus Venäjän maakaasutuonnista verrattuna Keski-Eurooppaan vähentää Suomessa riskiä maakaasun tarjonnan heilunnassa, mutta vaikutus Euroopasta heijastuu kuitenkin myös Pohjoismaiden hintoihin. Kokonaisuudessaan sähkön hintakäyttäytymisen voidaan katsoa olevan seurausta niin lukuisien säämuuttujien kuin poliittisten ja taloudellisten tekijöiden kerrannaisvaikutuksesta, mitkä realisoituivat samanaikaisesti. (Jääskeläinen ym., 2022.)

Maakaasun hinnan jyrkkä nousu alkoi vuoden 2021 kesällä, mutta varsinainen hintashokki nähtiin maaliskuussa 2022 Venäjän hyökkäyssodan alkamisen jälkeen, jolloin Euroopan benchmark-hinta (TTF) nousi ensimmäistä kertaa historiassaan yli 300 EUR/MWh lukemiin. Uribe, Mosquera-López ja Arenas (2022) tutkivat sähkömarkkinoiden herkkyyttä maakaasun hinnan vaihtelulle Euroopassa vuodesta 2015 maaliskuun 2022 puoleen väliin eli aikaan, jolloin Ukrainan sotatilanne oli kestänyt noin kolme viikkoa. Maakaasun hinta ei ainoastaan noussut merkittävästi, vaan myös sen volatilitetti kasvoi kuusinkertaiseksi puolen vuoden aikana maaliskuuhun 2022. Malliin valikoituneiden 21 Euroopan maan sähkön hintaa estimoidaan tärkeimmillä säämuuttujilla eli tuulen

nopeudella, lämpötilalla, sademäärällä ja säteilyllä ja maakaasun benchmarkhinnoilla (TTF ja NBP eli Iso-Britannian benchmark). Malli estimoidaan Pohjoismaista, Baltiasta, Länsi-Euroopan ja Etelä-Euroopan maista, ja tuloksista osoittavat selkeän hintapiikin sähkön hinnassa samanaikaisesti maakaasun hinnan noustessa. Maakaasun hintavaikutus on myös selkeästi suurempi kuin säämuutustujen. Mallia tarkastellaan Mosquera-Lópezin ym. (2017) tapaan ala- ja yläkvanttiileilla eli tilanteissa, joissa sähkön hinta on erityisen korkea tai matala. Kvanttilitason tarkastelussa havaitaan, että maakaasun vaikutus hintaan on aina suurempi ylä- kuin alakvanttiileilla eli maakaasun hinnan volatilitateetti siirtyy sähkön hintaan selkeästi enemmän silloin, kun hinta on korkea. Alakvanttiileilla säätilan vaikutus on merkittävämpi tekijä hinnan määräytyjänä. Maakohtaisia havaintoja tarkastellessa erityisen huomioitavaa on, että Suomen ja Tanskan korkeat kertoimet yläkvanttiililla. Tulos osoittaa, että Suomi ja Tanska ovat tutkituista maista kaikista herkimpiä maakaasushokeille. (Uribe ym., 2022.) Havainto on yllättävä, sillä kumpikaan maista ei ole suoraan riippuvainen maakaasusta sähkön tuotannossa, mutta vaikutus hintaan on silti suurinta. Vaikka Saksa on suuresti maakaasuriippuvainen tuotannossaan, herkkyyden indikaattori on puolet pienempi kuin Tanskan. Vähiten haavoittuvassa asemassa ovat esimerkiksi Portugali, Espanja ja Norja. Uriben ym. (2022) mukaan tulos kuitenkin osoittaa, että sähkön tuotantorakenne ei määritä maiden sietokykyä ulkoisille shokeille, vaan tulos on jopa päinvastainen, sillä mitä suurempi maakaasun osuus tuotannossa on, sitä pienempi herkkyys sähkön hintaan on. Tämä on seurausta markkinarakenteesta ja -dynamikasta, sillä maat, jotka ovat jo tottuneet maakaasuhintojen heilahteluun aikaisemmin, pystyvät varautumaan ja reagoimaan shokkeihin tehokkaammin, kuin maat, jotka eivät aikaisemmin ole niitä kokenut. (Uribe ym., 2022.)

Samankaltaisia havaintoja Euroopan maakaasuriippuvuudesta ja sen vaikutuksista sähkömarkkinaan on tutkinut Zakeri, Staffell, Dodds, Grubb, Ekins, Jääskeläinen, Cross, Helin ja Gisey (2022) estimoimalla, miten siirtyminen uusiutuvaan tuotantoon on vaikuttanut hintoihin vuosina 2015–2021 Euroopan Unionin maissa, Iso-Britanniassa ja Norjassa. Vaikka fossiilisen tuotannon määrä on laskenut 34 prosenttiin kokonaistuotannosta Euroopan alueella, vuoden 2021 aikana 58 prosenttia ajasta sähkön hinta määräytyi fossiilisen tuotannon mukaan. Hiilituotannon osuus on pienentynyt kokonaistuotannossa maakaasun lisääntyessä, ja sen hinnan nousun seurauksena maakaasulla toimivat voimalaitokset määräisivät sähkön hinnan 39 prosenttia ajasta vuonna 2021 Euroopassa. Tarkastellessa Saksaa, huomataan, että fossiilisten tuotantomuotojen osuus hinnan määrääjänä on pudonnut 92 prosentista 72 prosenttiin vuodesta 2015 uusiutuvan tuotannon lisääntyessä. (Zakeri ym., 2022.) Maakaasulla on siis vahva asema Saksan hinnoissa, mikä selittää myös, että uusiutuva tuotanto nykyisessä laajuudessaan ei riitä suurimpana osana ajasta kattamaan kysyntää. Tämän takia sähkön hinta nousi vuonna 2021 niin suureksi maakaasun hinnan noustessa. Zakeri ym. (2022) nostavat esiin myös maakaasun osana geopoliittista riskiä ja epävarmuutta. Euroopan oma kaasutarjonta ei riitä vastaamaan sen kysyntää, ja suurin osa tuonnista tuodaankin EU:n ulkopuolelta, mikä lisää geopoliittista riskiä. Sähkön tuotantokaan ei täten ole Euroopassa omavaraista, jolloin riski energiantuotantovarmuuteen heikkenee. Ukrainan sodan aiheuttamat poliittiset jännitteet ja maakaasuvirtojen loppuminen Venäjältä on esimerkki toteutuneesta

geopoliittisesta riskistä, kun energian tuotantoa Euroopassa pyritään Venäjältä heikentämään kiristämisen keinoilla. Geopolitiikan merkityksen vähentämiseksi, omavaraisuuden lisäämiseksi ja EU:n ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi riippuvuutta fossiilisten polttoaineiden tuonnista ja käytöstä tuotannossa pyritäänkin vähentämään lisäämällä uusiutuvaa tuotantoa. Lisääntyvä uusiutuva tuotanto lisää kuitenkin hinnan volatiilisuutta, jota on jo havaittu esimerkiksi Tanskassa, jossa uusiutuvan tuotannon osuus on kasvanut vuodesta 2015. (Zakeri ym., 2022.) Toisaalta myös kansainvälinen maakaasun hinnan volatilitteetti heijastuu sähkön hintaan Euroopassa, joten volatilitteetti voidaan nähdä haasteena etenkin kriisien seurauksena ilman uusiutuvan tuotannon lisääntymistäkin. Kuitenkin uusiutuva tuotanto on Nourozin, Rubensin, Choupanpieshehin ja Enevoldsenin (2020) mukaan juuri kriisitilanteissa luotettavampi tuotantomuoto kuin perinteisemmät energialähteet, sillä niiden toimintavarmuus ei perustu vain tiettyyn tapaan, vaan tuotantomuodot ovat enemmän hajautettuja. Perinteisemmät tuotantotavat ovat myös joustamattomampia kriiseissä ilman tehokkuuden menetystä ja epäluotettavia, jos kriisi kohdistuisi esimerkiksi öljyä tai kaasua tarjoaviin valtioihin, jolloin sähkön tuotanto voisi lakkautua täysin ilman uusiutuvaa tuotantoa (Nourozi ym., 2020). Nämä havainnot perustuvat tuloksiin Kiinasta, jossa Nourozi ym. (2020) analysoivat koronapandemian vaikutusta sähkön ja polttoaineiden kysyntään maassa.

Vaikka Ukrainan sodan pidemmän aikavälin vaikutuksista sähkömarkkinaan ei varsinaisesti ole vielä tutkimuskirjallisuutta tilanteen jatkumisen takia, voidaan edellä käsiteltyjen tulosten pohjalta sanoa shokin laajuuden markkinaan olevan koronapandemian kaltainen. Koronapandemian aiheuttama shokki pohjautui kysynnän heikentymiseen, mutta sodan vaikutus näyttäytyy selkeästi tarjontapuolen shokkina. Kriisien tapahtumat realisoituivat osin myös samanaikaisesti, jolloin ne ovat vaikuttaneet yhdessä tilanteen kulkuun. Samalla finanssi-markkinoilla rahamarkkinoiden kiristyminen vaikuttaa kokonaisuudessaan koko taloudelliseen aktiviteettiin, myös sähkömarkkinoihin.

4 DATA JA MENETELMÄ

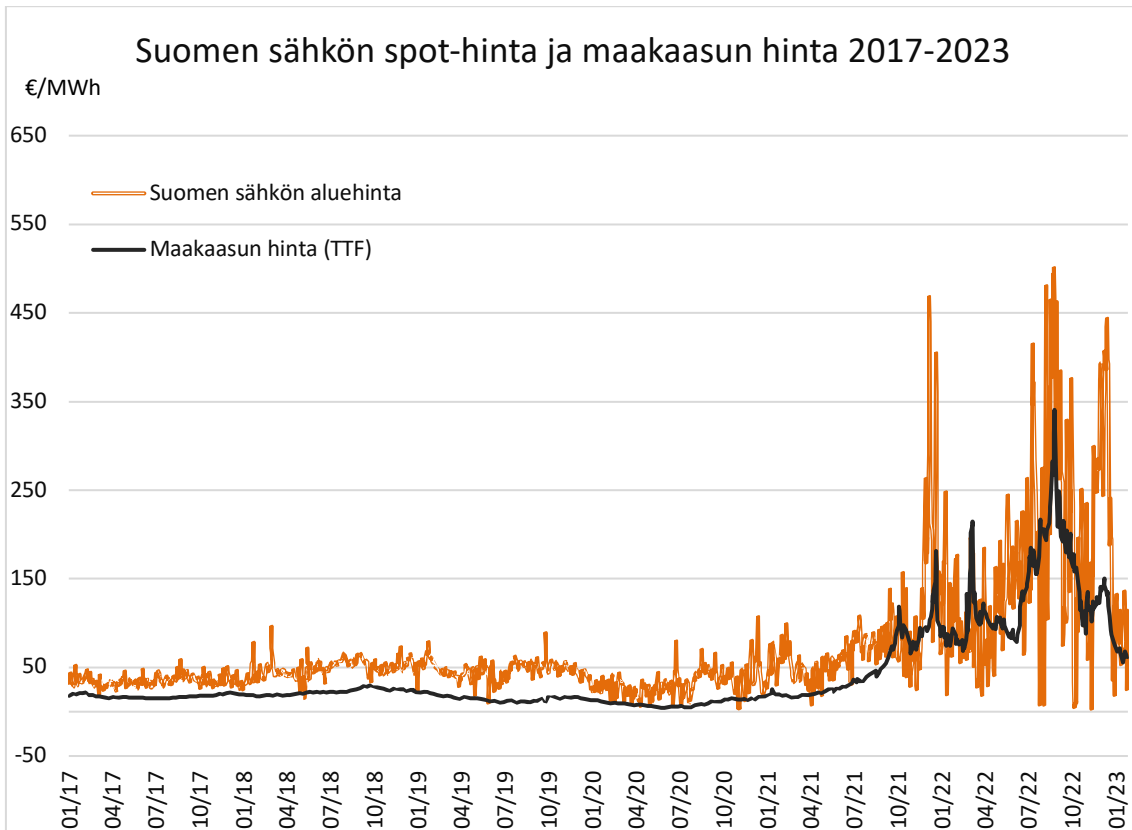
Tässä alaluvussa esitetään ensimmäiseksi kuukausiaineistolla estimoitu lineaarinen regressiomalli, siihen käytetty aineisto, menetelmä ja tulokset. Sen jälkeen syvennetään tutkimusta päiväkohtaisen aineiston lineaarisella regressiomallilla, joka tarkentaa kuukausiaineiston pohjalta tehtyjä tuloksia.

4.1 Analyysi kuukausiaineistolla

4.1.1 Kuukausiaineisto ja menetelmä

Suomen sähkön aluehintaa, Nord Poolin systeemihintaa ja näiden logaritmista muutosta estimoidaan lineaarisilla regressiomalleilla tammikuusta 2010 lokaan 2022 loppuun useilla selittävillä muuttujilla. Aineistona käytetään kuukausitason dataa, joka on kerätty Refinitiv Datastream -palvelusta. Selittäviä muuttujia valikoitui malliin 11 aikaisemman tutkimuskirjallisuuden havaintojen ja nykytilanteen arvioinnin pohjalta. Kysyntäpuolen muuttujia mallissa on viisi: Suomen teollisuustuotanto ja lämpötila sekä Euroopan Unionin, Ruotsin ja Norjan teollisuustuotantojen erotus Suomen vastaavasta. Teollisuustuotanto mittaa hyvin taloudellista aktiiviteettia, koska suhdannevaihtelut heijastuvat nousevasti tai laskevasti tuotannon suuruuteen, mikä vaikuttaa sähkön kysyntään merkittävästi. Teollisuus on myös suurin yksittäinen sähkön loppukäyttäjä, sillä esimerkiksi vuonna 2020 sen osuus oli 45 prosenttia koko Suomen sähkön kulutuksesta (Motiva, 2022). Teollisuustuotantojen muuttujat EU:sta, Ruotsista ja Norjasta ovat mallissa erotuksena Suomen teollisuustuotannon suuruudesta, sillä ilman niiden logaritmista muutosta ne korreloisivat keskenään liian vahvasti. Lämpötila on aikaisemman tutkimuskirjallisuudenkin mukaan yksi merkittävin kysyntään vaikuttava tekijä (Mosquera-López ym., 2017 & Zachariadis & Pashouridou, 2007), minkä takia Suomen kuukausittainen keskilämpötila on selittävä muuttujana mallissa. Tarjontaa kuvaavia tekijöitä malliin valikoitui Suomen, Ruotsin ja Norjan vesivarannot ja maakaasun spot-hinnan (TTF) muuttuja. Vesivoiman vallitessa Pohjoismaiden tuotantorakennetta, etenkin Norjassa, jossa vesivoiman osuus kokonaistuotannosta on yli 90 prosenttia (Statista, 2022), sen vaikutus tarjonnassa on suuri. Vehviläisen ja Pyykkösen (2005) tapaan vesivarannot valikoituvat täten malliin, sillä vesivarantojen suuruus määrittelee vesivoimatuotannon suuruuden yhdessä säätilan vaikutuksen kanssa. Maakaasu tärkeänä tuotantomuotona ja sen hinnan merkitys hintaohjurina etenkin edeltävien vuosien aikana on ollut suuri, kuten aikaisemmin esiteltyt tutkimuksetkin osoittavat. Sähkön hinta on mukailut maakaasun hintakehitystä, tosin pienellä viiveellä. Uriben ym. (2022) mukaan Suomi on erityisen herkkä maakaasun vaikutukselle yläkvanttililla, jonka takia maakaasun hintamuuttuja valikoituu malliin. Viimeiset kaksi selittävää muuttujaa pyrkivät havainnollistamaan kriisien vaikutusta sähkön hintaan. EUCovid-muuttuja kuvaa koronatartuntamääriä Euroopassa vuodesta 2020 eteenpäin kumulatiivisena tartuntamääränä. Hypoteettisesti

tartuntamäärät voisivat heijastua sähkön kysyntään ja sitä kautta hintaan, ja kuten Santiago ym. (2021) totesi, Italiassa rajoitustoimet vähensivät vuonna 2020 kysyntää jopa 25 prosenttia eli vaikutus hintaan kysynnän laskun takia olisi mahdollista. Geopoliittisen riskin muuttuja GPREDU kuvaa nimensä mukaisesti geopoliittista riskiä riski-indeksillä, jonka Dario & Iacoviello (2022) ovat muodostaneet kuvaamaan ja mittaamaan jännitteitä, taloudellisia vaikutuksia ja muita maailmanpolitiikan tapahtumia.



Kuvio 7 Suomen sähkön spot-hinta ja maakaasun hinta 2017–2023

Edellä mainittuja selitettäviä muuttujia estimoidaan kolmella lineaarisella regressiomallilla erikseen Suomen aluehinnalle ja Nord Poolin systeemihinnalle ja niiden logaritmiselle muutokselle. Jokainen malli estimoidaan kahdella ajanjaksolla: vuosina 2010–2020 eli aikana ennen kriisien alkua ja koko aikaperiodilla eli tammikuusta 2010 lokakuuhun 2022. Aineisto pohjautuu kuukausitason dataan, ja muut mallin muuttujat estimoidaan kyseisen kuun havainnoilla, paitsi maakaasumuuttuja, joka on kuukaudella viivästetty.

4.1.2 Tulokset kuukausiaineistolla

Muuttuneen markkinaympäristön havainnollistamiseksi ja sähkön hinnan selittämiseksi estimoidut lineaariset regressiomallit kahdelta ajanjaksolta osoittavat mielenkiintoisia ja jopa yllättäviä tuloksia, kuten taulukosta 2 nähdään. Mielenkiintoisin tulos havaitaan viivästetyn maakaasumuuttujan kertoimesta. Vastoin jokaista aikaisemmin esiteltyä tutkimuskirjallisuutta, maakaasun kertoimen etumerkki on negatiivinen eli päinvastainen kirjallisuuteen verrattuna koko

havaintoperiodilla, sillä kirjallisuus estimoii maakaasun vaikuttavan sähkön hintaan nimenomaan positiivisella kertoimella. Nyt estimoitu tulos kertoo, että maakaasu laskisi sähkön hintaa niin Suomessa kuin koko Nord Poolin alueella, mikä on vastoin logiikkaa, millä sähkömarkkina yleisesti asian havainnoi. Suomen ja Nord Poolin alueella kertoimet ovat tilastollisesti merkitseviä 1 prosentin merkitsevyytasolla; Nord Poolin alueella kerroin -0.810 osoittaa vielä suuremman hintaa laskevan vaikutuksen kuin Suomessa (-0.671). Maakaasumuuttujan kertoimet eivät kuitenkaan ensimmäisellä aikaperiodilla ole merkitseviä, joka osoittaa, että vaikutus sähkön hintaan havaitaan merkitsevästi vasta vuoden 2020 jälkeen. Negatiivista etumerkkiä selittää kuitenkin osittain kaasun hinnanmuutoksen negatiivinen autokorrelaatio. Autokorrelaation tulos ei kuitenkaan ole tilastollisesti merkitsevä, mutta todennäköisesti selittää ainakin osin, miksi etumerkki on negatiivinen. Toinen selittävä tekijä yllättävälle tulokselle on, että viivästetty kaasumuuttuja selittää jälkimmäisellä periodilla teollisuustuotannon muutosta positiivisesti, jolloin kaasun hinnan noustessa teollisuustuotanto supistuu, joka täten selittäisi kaasun hinnan negatiivista vaikutusta sähkön hintaan. Pelkkä estimoitu lineaarinen malli ei kuitenkaan riitä selittämään ja tarkentamaan lopullista syytä ja taustaa erikoiselle tulokselle, vaan siihen vaadittaisiin tarkempi ja monimutkaisempi estimointimenetelmä.

Taulukko 2. Lineaarisen regressiomallin tulokset kuukausiaineistolla

	Suomen hinta		Nord Pool		Suomen ja Nord Poolin hintaero	
	2010-2020	2010-2022	2010-2020	2010-2022	2010-2020	2010-2022
(Intercept)	-0.150	-0.117	-0.254 (.)	-0.266 (.)	-0.140 (.)	-0.180
L(NaGAS, 1)	-0.431	-0.671 (*)	-0.437	-0.810 (*)	-0.201	0.104
FINindustr	3.763 (.)	3.846 (*)	2.333	4.951	0.245	2.445
IndFINEU	1.516	0.497	2.061 (.)	1.856 (*)	0.085	-1.799
IndFINSWE	-2.220 (.)	-2.074 (*)	-1.975	-3.183	-0.457	-1.068
IndFINNO	-1.004	-1.196	-1.186	-1.936	-0.278	-0.054
RsvrNOR	0.002	-0.002	0.008	0.003	-0.001	0.008
RsvrSWE	-0.002	0.002	-0.005	0.002	0.0004	-0.007
RsvrFIN	0.001	0.002	0.0001	-0.001	0.005 (*)	0.005
FINtemp	0.006	0.006	0.006	0.005	0.003	0.013 (*)
GPREU	-0.067	-0.034	-0.066	0.056	-0.006	0.057
EUCovid		-0.020		-0.169 (*)		0.283 (.)

Tuloksen merkitsevyytasoo 0% (***) , 0,1% (**), 1% (*), 5% (.), 10% ()

4.2 Analyysi päiväaineistolla

4.2.1 Päiväaineisto ja menetelmä

Kuukausitason aineisto ei näytä havainnoivan sähkön hintaan vaikuttavia tekijöitä kovin tarkasti: kuukausi on havaintojaksona pitkä ja kuukauden sisäinen vaihtelu esimerkiksi säämuuttujilla voi olla suurta. Tämän takia tutkimusta laajennetaan estimoimaan sähkön hinnan määräytymistä päiväkohtaisella aineistolla pidemmältä ajanjaksolta. Suomen sähkön aluehintaa sekä aluehinnan ja Nord Poolin systeemihinnan välistä hintaeroa eli Suomen aluehintaeroa estimoidaan lineaarisella regressiomallilla, kuten kuukausitason estimoinnissa, mutta osittain erilaisilla muuttujilla. Ajanjakso laajenee alkamaan heinäkuusta 2006 käsittäen päiväkohtaiset arvot vuoden 2023 elokuun puoleen väliin. Aineiston hintamuuttujat on kerätty Refinitiv Datastream -palvelusta ja säämuuttujat Ilmatieteenlaitoksen web-palvelusta tuntiaineistona, josta on laskettu keskiarvo kullekin päivälle. Valitut muuttujat ja estimointimenetelmä seurailevat aiemmin esiteltyä Uriben ym. (2022) tutkimusta, jossa lineaarisella regressiomallilla estimoidaan sähkön hintaa päivän viivästetyillä muuttujilla. Uriben ym. (2022) estimoinnissa muuttujiksi on valikoitunut säämuuttujina lämpötila, tuulen nopeus, sademäärä ja auringon säteilyteho, joiden lisäksi mukana on kaksi kaasumuuttujaa, Euroopan ja Iso-Britannian kaasun viitehinnat TTF ja NBP. Aineisto on päiväkohtaista ja on kerätty vuoden 2022 alusta maaliskuun 2022 puoliväliin. Tämän pohjalta tämän tutkimuksen päiväkohtaisen aineiston muuttujat on valikoitunut, sillä regressiomallissa käytetään Uriben ym. (2022) tapaan säämuuttujina lämpötilaa ja tuulen nopeutta. Lämpötilamuuttujia on mallissa neljä ja ne ovat kaikki Helsingin havaintopisteeltä: HelsinkiPlus ja HelsinkiMiinus kuvaavat arvoja nollapisteen eri puolilta, minkä lisäksi näille muuttujille ovat erilliset, päivän viivästetyt muuttujat. Jako erilliseksi plus- ja miinusmuuttujiksi pohjautuu sähkön hinnan erilaiseen käyttäytymiseen nollapisteen eri puolilla; korkeiden pakkasasteiden odotetaan nostavan sähkön hintaa enemmän kuin korkeat lämpöasteet, sillä lämmitystarve on usein suurempaa kuin viilennystarve etenkin Suomessa. HelsinkiPlus muuttuja saa siis arvokseen positiivisia, nollan yläpuolella olevia lämpöasteita ja HelsinkiMiinus negatiivisia, nollan alapuolella olevia pakkasasteita. Malliin valikoitui vain yksi lämpötilamuuttuja, sillä toisen kaupungin lämpötilan ottaminen mukaan malliin korreloi niin vahvasti Helsingin havaintojen kanssa, että se karsiutui pois estimoinnista. Tuulihavaintoja on kuitenkin kahdelta eri mittauspisteeltä, Tankarista ja Harmajasta, mitkä valikoituivat havaintokohteiksi, sillä ne sijaitsevat eri puolilla Suomea ja alueilla esiintyy runsaasti tuulivoimatuotantoa. Säämuuttujien lisäksi Uriben ym. (2022) tutkimustakin mukaillen muuttujana on kaasun spot-viitehinta TTF, joka otetaan malliin päivän viivästettynä arvona, jolloin sähkön hinta myös määräytyy seuraavalle vuorokaudelle. Tämän tutkimuksen erona Uriben ym. (2022) käyttämään estimointimenetelmään on tulosten havainnointi jakauman eri pisteiltä, sillä Uribe ym. (2022) käyttävät kvantiiliregressiota lineaarisen regressiomallin sijaan eli he estimoivat tuloksia jakauman eri pisteistä eikä ainoastaan jakauman keskipisteestä, kuten lineaarisessa estimointimenetelmässä. Sähkön hintaa estimoidaan ensin

Suomen aluehinnalle ja sitten Suomen aluehinnan ja Nord Poolin systeemihinnan hintaerolle viidellä eri ajanjaksolla, jotka valikoituivat malliin seuraavasti:

- 17.7.2006–31.12.2016 kuvastaa ajanjaksoa, jolloin tuulivoimaa ei ollut Suomen sähkön tuotannossa vielä juurikaan käytössä, vaan tuotanto pohjautui laajemmin uusiutumattomiin ja muihin tuotantomuotoihin.
- 1.1.2017–31.12.2019 on ajanjakso ennen koronapandemian aiheuttaman kysyntäshokin alkua. Tuulivoimatuotanto oli jo yleistynyt, joten ajanjakso kuvaa paremmin Suomen sähkömarkkinan nykyistä rakennetta kuin edellinen aikaväli.
- 1.1.2020–23.3.2022 kuvaa koronapandemian aikaa Ukrainan sodan alkamispäivään asti.
- 24.2.2022–15.8.2023 on viimeinen ajanjakso Ukrainan sodan alkamisesta estimointiaineiston loppuun.
- 17.7.2006–15.8.2023 on koko estimointiaineiston ajanjakso, joka estimoidaan havainnollistamaan yleisesti sähkön hintaan vaikuttavia tekijöitä Suomessa.

Nord Poolin systeemihinta on mallissa eksogeeninen muuttuja.

4.2.2 Tulokset päiväaineistolla

Suomen sähkön hinnan estimointi osoittaa mielenkiintoisia ja merkittäviä tuloksia kaikilla havaintoaineiston ajanjaksoilla. Kuukausitason estimoinnista poiketen viivästetty maakaasumuuttuja näyttää päiväaineiston estimoinnissa havainnoivan maakaasun hinnan vaikutuksen sähkön hintaan tutkimuskirjallisuuden mukaisesti oikein osoittaen maakaasun hinnan nostavan sähkön hintaa jokaisella aikaperiodilla 0 prosentin merkitsevyytasolla. Erityistä on kuitenkin kertoimen kasvu jokaisella ajanjaksolla, joka osoittaa, että maakaasun hinta määrittää ajan kuluessa yhä enemmän sähkön hintaa. Huomioitavaa on kertoimen selkeä kasvu jo ennen Ukrainan sodan alkamista koronapandemian aikana, mutta vielä suurempi sodan alettua viimeisellä havaintojaksolla. Maakaasu siis määrittää Suomen sähkön hintaa, vaikka sen merkitys Suomen sähkön tuotannossa ei ole suuri. Tulos on yhtäläinen Uriben ym. (2022) käyttämän mallin tuloksiin. Vaikka Uribe ym. (2022) keskittyi estimoimaan sähkön hintaa ala- ja yläkvantiileilla, Suomen osalta on tulokset ovat havaittavissa graafista jakauman kaikilta pisteiltä. Maakaasun kerroin osoittautuu olevan jakauman keskipisteessä 0.5, joka on hyvin lähellä päiväaineiston viimeisen ja koko havaintojakson tulosten kanssa. Vaikka tämän tutkimuksen kerroin on hieman pienempi, keskeistä on kertoimen kehitys jokaisella ajanjaksolla. Myös Mosquera-López ym. (2017) estimoinnista kvantiiliregressiolla maakaasun positiivinen vaikutus havaitaan lähes jokaisella kvantiililla systeemihinnan osalta ja voimistuu etenkin jakauman keskipisteen jälkeen ylemmillä kvantiileilla.

Säätilamuuttujista niin lämpötila- kuin tuulimuuttujat osoittavat odotettuja tuloksia. Pakkasasteet vaikuttavat negatiivisesti sähkön hintaan eli talven kylmät ilmat nostavat sähkön hintaa selkeästi: HelsinkiMiinus-muuttujan kerroin koko

havaintojaksolla kertoo pakkasasteiden nostavan sähkön hintaa yleisesti 1.157 €/MWh. Kerroin esiintyy alla olevassa taulukossa molemmille miinusmuuttujille negatiivisena, vaikka tulos on hintaa nostava tekijä, koska muuttujien arvot ovat aikasarjassa ainoastaan negatiivisia, sillä nollan yläpuoliset arvot ovat ainoastaan plusmuuttujissa. Niiden vaikutus on vähäisempää eikä HelsinkiPlus-muuttujan kertoimet ole mallissa merkitseviä ollenkaan. Ainoastaan päivän viivästetty HelsinkiPlus-muuttuja saa merkitseviä arvoja kahdella ensimmäisellä ja koko havaintojaksolla eli edellisen päivän lämpötilalla on pieni mutta merkitsevä vaikutus sähkön spot-hintaan. Tuulimuuttujat kuitenkin osoittavat suuremman vaikutuksen hinnan muodostumisessa, sillä tuulen nopeus näyttää laskevan hintaa lähes jokaisella ajanjaksolla merkitsevästi. Kertoimien kehitys ja nouseva trendi osoittaa tuulivoiman lisääntymisen vaikutuksen, koska kertoimien merkitsevyys esiintyy vasta vuodesta 2017, jota ennen tuulivoimakapasiteetti oli Suomessa vielä vähäistä. Huomattavin ja suurin negatiivinen vaikutus hintaan nähdään Tankarin muuttujassa viimeisellä havaintojaksolla, jolloin kertoimen suuruus nousee edelliseltä jaksolta liki kahdeksankertaiseiksi. Tämä osoittaa tuulivoimakapasiteetin ja sitä kautta tuotannon erityisen nopean kasvun ajanjaksojen välillä, sillä se on noussut vuodesta 2020 lähes kolminkertaiseksi aineiston loppuun verrattuna. Samankaltaista kehitystä havaitaan HelsinkiMiinus-muuttujalla, jonka kerroin nousee kahdella viimeisellä aikajaksolla merkittävästi. Mahdollinen hypoteesi kertoimen kasvuun voi olla tuotantorakenteen muutos, sillä uusiutuvan tuotannon eli tässä yhteydessä tuulivoiman kasvu lisää tuotannon herkkyyttä säätilan vaihteluille, ja etenkin kylmemmillä pakkasasteilla tuulen voimakkuus on pienempää, jolloin myös tuulivoimatuotantoa on vähemmän. Tällöin kulutus on suurempaa ja tuotannon vastaamiseksi kysyntään vaaditaan kalliimpia tuotantomuotoja kuin edullinen tuulivoimatuotanto, mikä nostaa hintaa.

Vastaavia tuloksia tuulimuuttujien vaikutuksesta hintaan on saanut Mosquera-López ym. (2017) Nord Poolin systeemihinnan osalta. Tuulen nopeuden kerroin -1.0 on lähellä Tankarin tuulennopeuden kerrointa -1.126 eli tuulivoima ei ainoastaan laske hintaa Suomessa vaan myös koko Nord Poolin alueella. Laskeva vaikutus näyttää olevan Tankarin muuttujaa pienempää ja Harmajan muuttujaa suurempaa, mutta tulos on kuitenkin osin vaikeasti verrattavissa, sillä Mosquera-Lópezin ym. (2017) havaintojakso on vuodesta 2013 vuoteen 2016, joten se ei huomio lähivuosien tuulivoimatuotannon merkittävää lisääntymistä. Täten parhaiten verrattava kerroin olisi ensimmäisen ajanjakson kertoimet, jotka eivät ole tässä tutkimuksessa lainkaan merkitseviä. Tuulivoima on siis laskenut systeemihintaa jo ennen kuin se on vaikuttanut merkitsevästi Suomen aluehinnan kehitykseen.

Taulukko 3. Lineaarisen regressiomallin tulokset Suomen sähkön hinnalle päiväaineistolla

	Suomen sähkön hinta				
	17.07.2006– 31.12.2016	01.01.2017– 31.12.2019	01.01.2020– 23.02.2022	24.02.2022– 15.08.2023	17.07.2006– 15.08.2023
(Intercept)	26.208 ***	30.693 ***	36.681 ***	28.608	18.454 ***
L(NaturalGas, 1)	0.254 ***	0.264 ***	0.344 ***	0.551 ***	0.468 ***
HelsinkiPlus	- 0.057	0.099	- 0.158	0.523	0.047
HelsinkiMiinus	- 0.681 *	- 0.583 *	- 4.983 ***	- 8.947 *	- 1.517 ***
L(HelsinkiPlus, 1)	0.277 **	0.359 *	0.861	2.038	0.520 *
L(HelsinkiMiinus, 1)	- 1.363	- 0.500 *	- 1.767 .	- 5.126	- 1.202 **
TankarWind	- 0.383	- 0.635 ***	- 1.187 *	- 9.261 ***	- 1.126 ***
HarmajaWind	- 0.206	- 0.299 .	- 1.548 **	- 2.757	- 0.660 **
L(TankarWind, 1)	- 0.258	- 0.195	0.582	0.277	- 0.066
L(HarmajaWind, 1)	0.331	0.200	-0.902	1.048	0.183

Tuloksen merkitsevyytaso 0% (***), 0,1% (**), 1% (*), 5% (.), 10% ()

Suomen aluehinnan ja Nord Poolin systeemihinnan hintaeron eli aluehintaeron tulokset esittävät osittain samankaltaisia havaintoja kuin Suomen hinnan estimoinnissa. Maakaasumuuttuja on jokaisella muulla havaintojaksolla paitsi koronapandemian aikana merkitsevä 0 prosentin merkitsevyytastolla eli maakaasulla on positiivinen vaikutus myös aluehintaeroon. Kertoimen etumerkki on kuitenkin muuttunut ajan kuluessa, sillä havaintojaksolla ennen koronapandemiaa kerroin on negatiivinen, koronan aikana positiivinen, mutta ei merkitsevä, jonka jälkeen kerroin kääntyy positiiviseksi. Tämä osoittaa Suomen hinnan estimoinnin tavoin kertoimen kehittymistä suuremmaksi vuodesta 2017 eteenpäin.

Lämpötilamuuttujat eivät selitä aluehintaeroa kovin laajasti. HelsinkiMiinus-muuttuja on kasvava ja merkitsevä toisella, neljännellä ja koko havaintojaksolla, mutta toisella jaksolla vain 1 ja kahdella muulla vain 5 prosentin merkitsevyytastolla. Myöskään plusasteiden muuttujat eivät osoita suurta vaikutusta hintaan, vaikka viivästetty muuttuja havaitseekin pienen noustavan vaikutuksen aluehintaerolle. Tuulimuuttujat kuitenkin näyttävät selittävän aluehintaeroa selkeämmin. Tankarin ei-viivästetty tuulimuuttuja osoittaa selkeän ja merkitsevän negatiivisen vaikutuksen aluehintaeroon vuodesta 2017 eteenpäin. Tulos on yhtäläinen, kuten maakaasumuuttuja Suomen aluehinnan tuloksiin verrattuna, sillä muuttuja kehittyy samankaltaisesti ajan kuluessa. Viimeisellä havaintojaksolla kerroin -7.267 osoittaa jo tuulivoiman huomattavan suuren vaikutuksen aluehintaeroa laskevana tekijänä.

Taulukko 4. Lineaarisen regressiomallin tulokset Suomen aluehinnan ja Nord Poolin systeemi-
hinnan hintaerolle päiväaineistolla

**Suomen aluehinnan ja Nord Poolin systeemi-
hinnan hintaero**

	17.07.2006– 31.12.2016	01.01.2017– 31.12.2019	01.01.2020– 23.02.2022	24.02.2022– 15.08.2023	17.07.2006– 15.08.2023
(Intercept)	-0.143	12.308 ***	22.824 ***	6.170	-0.198
L(NaturalGas, 1)	0.029 *	-0.114 ***	0.0101	0.137 ***	0.077 ***
HelsinkiPlus	0.046	-0.035	-0.029	1.075	0.140
HelsinkiMiinus	-0.090	-0.148 *	-1.807	-3.876 .	-0.463 .
L(HelsinkiPlus, 1)	0.305 ***	0.286 **	0.686	1.506	0.484 *
L(HelsinkiMiinus, 1)	-0.584 .	-0.105	-2.144 *	-2.315	-0.673 *
TankarWind	-0.021	-0.343 ***	-1.083 *	-7.267 ***	-0.688 ***
HarmajaWind	-0.239 *	-0.200 *	-0.598	-0.688	-0.212
L(TankarWind, 1)	0.052	-0.047	-0.484	-2.608	-0.182
L(HarmajaWind, 1)	0.210	0.104	-0.030	2.267	0.414 *

Tuloksen merkitsevyytaso 0% (***), 0,1% (**), 1% (*), 5% (.), 10% ()

5 JOHTOPÄÄTÖKSET

Sähkön hinnan radikaali nousu ja sähkömarkkinoiden epätavallinen käyttäytyminen ensimmäistä kertaa pohjoismaalaisilla sähkömarkkinoilla on noussut kahden edeltävän vuoden aikana ajankohtaisimmaksi ja suureksi puheenaiheeksi. Koronapandemian ja Venäjän hyökkäyssodan aiheuttamat shokit markkinoilla vaikuttivat merkittävästi sähkömarkkinoihin koko Euroopassa, sillä pandemian aiheuttama kysynnän lasku ja sen jälkeinen sodan aiheuttama tarjontashokki aiheutti odottamattomia ja historiallisen suuria liikkeitä markkinoilla, joihin ei pystynyt edes varautua. Samaan aikaan sähkön tuotantorakenne on muuttunut huomattavasti, sillä uusiutuvan tuotannon lisääntyessä myös hinnan määräytyminen ja kehitys muuttuu entistä enemmän sääriippuvaiseksi. Tutkimusta ei samankaltaisista tapahtumista tämän takia ole, jonka pohjalta tutkimuksen aihe syntyi. Tutkielma käsittelee shokkien vaikutusta Suomen sähkömarkkinaan ja sähkön hintaan, sillä Suomi on osa pohjoismaalaisia ja sitä kautta eurooppalaisia yhteismarkkinoita. Vaikutusta Suomen sähkön aluehintaan, Nord Poolin systeemihintaan ja näiden väliseen hintaeroon eli Suomen aluehintaeroon estimoidaan ensin kuukausiaineistolla kahdella ajanjaksolla lukuisilla muuttujilla Pohjoismaista, Suomesta ja Euroopasta vuosina 2010–2022. Sen jälkeen estimointia tarkennetaan päiväaineistolla tutkimaan, mitkä tekijät ovat vaikuttaneet Suomen aluehintaan ja aluehintaeroon vuodesta 2006 vuoteen 2023 neljällä eri havaintojaksolla sekä koko havaintojaksolla maakaasu- ja Suomen säämuuttujilla. Molemmat estimoinnit ovat lineaarisia regressiomalleja eli tulokset tulkitaan ja kauman keskipisteestä.

Kuukausi havaitaan havaintojaksona liian pitkäksi eikä kuukausitason aineistolla saatavista tuloksista saada tarpeeksi luotettavia ja juuri lainkaan tilastollisesti merkitseviä tuloksia. Myös maakaasumuuttujan kerroin osoittautuu väääräsuuntaiseksi tutkimuskirjallisuuteen ja yleiseen oletukseen verrattuna, sillä maakaasu nostaa sähkön hintaa eikä toisin päin, kuten kuukausiaineiston tulokset estimoivat. Tarkemmat päiväaineistolla estimoidut regressiomallit antavat mielenkiintoisia tuloksia hintakehityksestä. Maakaasu havaitaan tilastollisesti merkitsevästi Suomen sähkön hintaa nostavaksi tekijäksi jokaisella ajanjaksolla, kuten esimerkiksi Uribe ym. (2022) ja Mosquera-López ym. (2017) havaitsevat tutkimuskirjallisuudessa. Erityistä on kuitenkin kertoimen muuttuminen jokaisella ajanjaksolla; maakaasun merkitys sähkön hinnan määräytymisessä näyttää nousevan tasaisesti, mutta erityisesti ennen Ukrainan sotaa ja yhä enemmän sodan alettua. Tulos on täysin uusi ja mielenkiintoinen tutkimuskirjallisuudessa, sillä kriisien vaikutuksia ei juurikaan ole vielä tutkittu, joten uuden havainnon löytäminen auttaa ymmärtämään, kuinka laaja vaikutus tapahtumilla on ollut. Tämä on tärkeää myös tulevaisuuden kannalta, jotta jatkossa samankaltaisiin poikkeaviin tilanteisiin markkinalla osataan reagoida tarvittavalla tavalla tai jopa ennaltaehkäistä yhtä voimakkaita markkinareaktioita.

Myös säämuuttujat osoittavat päiväaineiston estimoinnissa selkeitä tuloksia. Huomioitavaa on tuulimuuttujan kehitys maakaasumuuttujan kaltaisesti, mutta hintaa laskevana tekijänä. Kertoimen nouseva kehitys osoittaa vahvasti tuulivoimakapasiteetin lisääntymisen vaikutuksen Suomessa, sillä etenkin

viimeisellä ajanjaksolla moninkertaiseksi noussut kerroin vahvistaa hypoteesin tuulivoimatuotannon hintaa selkeästi laskevana tekijänä. Estimointia olisi ollut mielenkiintoista tarkentaa yhä useammalla säämuuttujalla muista Pohjoismaista, mutta päiväaineiston saatavuus etenkin pitkällä ajanjaksolla on rajoitettua. Lisäksi kysyntäpuolen muuttujilla olisi voinut havainnoida lisää mielenkiintoisia tekijöitä, mutta myös niiden kerääminen päivätasolla on haastavaa. Saadut tulokset osoittavat kuitenkin jo nyt, että Suomen sähkön tuotantorakenne ja sitä kautta hinta on kehittynyt selvästi sääriippuvaiseksi, eikä Suomen sähkömarkkina säily koskemattomana ulkoisille shokeille yhteismarkkinoiden seurauksena, vaikka maakaasun painotus Suomen omassa sähköntuotannossa on vähäistä.

Vahvasti ajan kuluessa nousevat kertoimet nostavat esiin kysymyksen tulevasta hintakehityksestä: mitkä tekijät nousevat kriisin jälkeen hintaa määrääviksi? Volatileetti on noussut niin maakaasun kuin sähkön hinnassa merkittävästi etenkin verrattuna kriisejä edeltävään aikaan, ja maakaasun hinta ei ole laskenut hintahuippujen jälkeenkään yhtä matalaksi kuin ennen, vaan jäänyt aikaisempaa normaalia korkeammalle tasolle. Uusiutuvan tuotannon määrittäessä hintaa yhä useammin voidaan hintaliikeddinnän odottaa jatkuvan suurena, mutta myös markkinan yhä kansainvälistyessä ja epävakaisen maailmanpoliittisen tilanteen jatkuessa tulevan hintakehityksen ennustaminen ja arvioiminen on haastavaa. Venäjältä tulleet ja Suomen sähkömarkkinaan merkittävästi vaikuttaneet edulliset maakaasuvirrat ja sähkön siirtoyhteydet ovat nykyisessä maailman tilanteessa täysin poikki, eikä niiden jatkuvuudesta ole varmuutta. Jos yhteydet kuitenkin vielä palautuisivat, olisi Suomen sähkömarkkinat taas uudessa tilanteessa, sillä vaikka Venäjältä saatu tarjonta on saatu korvattua lisääntyneellä omalla tuotannolla ja maakaasun osalta LNG:n tuonnilla, voisi lisätarjonta tasata suurimpia tuotantovajavaisuuksia ja hintapiikkejä.

Tarvetta aiheen lisätutkimukselle on selvästi, mutta epävakaisen tilanteen ja Ukrainan sodan yhä jatkuessa on mahdotonta täysin tutkia, mikä vaikutus kriiseillä on pidemmällä aikavälillä sähkömarkkinaan. Lisäksi estimointia voisi laajentaa kattamaan kysyntämuuttujia tarkemmalla kuin kuukausiaineistolla esimerkiksi viikkotasolla, jotta kysynnässä tapahtuneet muutokset voisivat tarjota lisänäkemyksiä hintakehitykselle etenkin koronapandemian aikana.

LÄHTEET

75. (ei pvm.). *Germany – Energy*. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/germany-energy>
- Aggarwal, S., Saini, L. & Kumar, A. (2009). Electricity price forecasting in deregulated markets: A review and evaluation. *Electrical Power and Energy Systems*, 31, 13–22. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2008.09.003>
- Alkousaa, R., (11.12.2022). Germany's 2022 renewable power production rises but still behind 2030 target. *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/energy/germanys-2022-renewable-power-production-rises-still-behind-2030-target-2022-12-11/>
- Appunn, K., Haas, Y. & Wettengel, J. (2023). *Germany's energy consumption and power mix in charts*. (18.4.2023). Clean Energy Wire. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts>
- Botterud, A., Kristiansen, T. & Ilic, M. (2010). The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market. *Energy Economics*, 32, 967–978. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.11.009>
- Cifter, A. (2013). Forecasting electricity price volatility with the Markov-switching GARCH model: Evidence from the Nordic electric power market. *Electric Power Systems Research*, 102, 61–67. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.04.007>
- Electricity: Imports vs exports Germany 2021*. (ei pvm.). Statista. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.statista.com/statistics/1331853/electricity-imports-exports-germany/>
- Electricity production in the 3rd quarter of 2022: Coal-generated electricity up 13.3% on the same period a year earlier*. (ei pvm.). Federal Statistical Office. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta https://www.destatis.de/EN/Press/2022/12/PE22_518_433.html
- EU imports of energy products – Recent developments*. (ei pvm.). Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_imports_of_energy_products_-_recent_developments
- European Parliament. Directorate General for Internal Policies of the Union. & University of Düsseldorf (DICE). (2013). *Cost of non-Europe in the Single Market for energy :annex IV : benefits of an integrated European electricity market: The role of competition*. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2861/19914>
- e.V, B. W. (ei pvm.). *Statistics Germany* BWE e.V. BWE e.V. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.wind-energie.de/english/statistics/statistics-germany/>
- Flatabo, N., Doorman, G., Grande, O., Randen, H., & Wangensteen, I. (2003). Experience with the Nord Pool design and implementation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18, 541–547. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.810694>
- Forsman, J., Närhi, J., Uimonen, H., Semkin, N., Miettinen, V., & Toivola, S. (ei pvm.-a). *Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään*.

- Forsman, J., Närhi, J., Uimonen, H., Semkin, N., Miettinen, V., & Toivola, S. (ei pv.m.-b). *Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään*.
- Gas Market Report Q4 2021 including Global Gas Security Review 2021*. (2021).
- Gas Market Report Q4 2022 including Global Gas Security Review 2022*. (2022).
- Germany: Electricity net consumption 2021*. (ei pv.m.). Statista. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.statista.com/statistics/383650/consumption-of-electricity-in-germany/>
- Germany, EU remain heavily dependent on imported fossil fuels*. (10.1.2023). Clean Energy Wire. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-dependence-imported-fossil-fuels>
- Gross electricity production in Germany*. (ei pv.m.). Federal Statistical Office. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.destatis.de/EN/Themes/Economic-Sectors-Enterprises/Energy/Production/Tables/gross-electricity-production.html>
- Halbrügge, S. Schott, P., Weibelzahl, M., Buhl, H. Fridgen, G. & Schöpf, M. (2021). How did the German and other European electricity systems react to the COVID-19 pandemic? *Applied Energy*, 285, 116370. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116370>
- Hydropower | Uniper*. (ei pv.m.). Haettu 24. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.uniper.energy/sweden/about-uniper-sweden/advantages-hydropower/facts-about-hydropower>
- International Energy Agency. (2021). *Gas Market Report, Q1-2021*. OECD. <https://doi.org/10.1787/c49341fc-en>
- Johdanto sähkömarkkinoihin*. (2019). Fingrid. <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/johdanto-sahkomarkkinoihin/>
- Junttila, J., Myllymäki, V. & Raatikainen, J. (2018). Pricing of electricity futures based on locational price differences: The case of Finland. *Energy Economics*, 71, 222–237. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.02.018>
- Jääskeläinen, J., Huhta, K. & Syri, S. (2022). The Anatomy of Unaffordable Electricity in Northern Europe in 2021. *Energies*, 15(20), 7504. <https://doi.org/10.3390/en15207504>
- Lago, J., De Ridder, F. & De Schutter, B. (2018). Forecasting spot electricity prices: Deep learning approaches and empirical comparison of traditional algorithms. *Applied Energy*, 221, 386–405. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.069>
- Karakatsani, N. & Bunn, D. (2008). Forecasting electricity prices: The impact of fundamentals and time-varying coefficients. *International Journal of Forecasting*, 24, 4, 764–785. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2008.09.008>
- Kirli, D., Parzen, M. & Kiprakis, A. (2021). Impact of the COVID-19 Lockdown on the Electricity System of Great Britain: A Study on Energy Demand, Generation, Pricing and Grid Stability. *Energies*, 14, 635. <https://doi.org/10.3390/en14030635>
- Kristiansen, T. (2014). A time series spot price forecast model for the Nord Pool market. *Electrical Power and Energy Systems*, 61, 20–26. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.03.007>

- Markets divided into bidding areas.* (ei pvm.). Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Bidding-areas/>
- Misiorek, A., Trueck, S. & Weron, R. (2006) Point and Interval Forecasting of Spot Electricity Prices: Linear vs. Non-Linear Time Series Models. *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*, 10, 3. <https://doi.org/10.2202/1558-3708.1362>
- Mosquera-López, S. & Nursimulu, A. (2019). Drivers of electricity price dynamics: Comparative analysis of spot and futures markets. *Energy Policy*, 126, 76–87. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.020>
- Mosquera-López, S., Uribe, M. & Manotas-Duque, D. (2017). Nonlinear empirical pricing in electricity markets using fundamental weather factors. *Energy*, 139, 594–605. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.181>
- Chambers, M., & Marsh, S. (22.2.2022). Germany freezes Nord Stream 2 gas project as Ukraine crisis deepens. *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/energy/germanys-scholz-halts-nord-stream-2-certification-2022-02-22/>
- Nord Stream 1: Russia shuts major gas pipeline to Europe. (31.8.2022). *BBC News*. <https://www.bbc.com/news/world-europe-62732835>
- Norouzi, N., Zarazua de Rubens, G., Choupanpiesheh, S., & Enevoldsen, P. (2020). When pandemics impact economies and climate change: Exploring the impacts of COVID-19 on oil and electricity demand in China. *Energy Research & Social Science*, 68, 101654. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101654>
- Nowotarski, J. & Weron, R. (2018). Recent advances in electricity price forecasting: A review of probabilistic forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1548–1568. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.234>
- Nuclear Power in France | French Nuclear Energy – World Nuclear Association.* (ei pvm.). Haettu 23. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>
- Nycander, E., Söder, L., Olauson, J., & Eriksson, R. (2020). Curtailment analysis for the Nordic power system considering transmission capacity, inertia limits and generation flexibility. *Renewable Energy*, 152, 942–960. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.059>
- Olkiluoto 3 ja sähkömarkkinat.* (8.6.2021 Fingrid. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/olkiluoto-3-kantaverkkoon/olkiluoto-3-ja-sahko-markkinat/>
- Oltermann, P. (2022, heinäkuuta 21). How reliant is Germany – and the rest of Europe – on Russian gas? *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/world/2022/jul/21/how-reliant-is-germany-and-europe-russian-gas-nord-stream>
- Operating times and electricity volumes of German nuclear power plants.* (ei pvm.). BASE. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.base.bund.de/EN/ns/ni-germany/npp/operating-times/operating-times.html>
- Pohjoismainen sähköjärjestelmä ja liittynät muihin järjestelmiin.* (2017). Fingrid. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/pohjoismainen-sahkojarjestelma-ja-liittynnat-muihin-jarjestelmiin/>

- Reuters. (6.1.2023). German 2022 gas imports dropped 12.3%, Norway helped replace Russia – Regulator. *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/energy/german-2022-gas-imports-dropped-123-norway-helped-replace-russia-regulator-2023-01-06/>
- Santiago, I., Moreno-Munoz, A., Quintero-Jiménez, P., Garcia-Torres, F., & Gonzalez-Redondo, M. J. (2021). Electricity demand during pandemic times: The case of the COVID-19 in Spain. *Energy Policy*, 148, 111964. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111964>
- Setting the power price: The merit order effect*. (9.1.2015). Clean Energy Wire. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/setting-power-price-merit-order-effect>
- Suomen ja Ruotsin välisen uuden sähkönsiirtoyhteyden, Aurora Linen, rakentaminen alkaa. (20.6.2022). Fingrid. <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/suomen-ja-ruotsin-valisen-uuden-sahkonsiirtoyhteyden-aurora-linen-rakentaminen-alkaa/>
- Suomi toi 34 % energiastaan Venäjältä vuonna 2021 – maakaasussa arvioitu osuus 92 % | Tilastokeskus. (ei pvm.). Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.sttinfo.fi/tiedote/suomi-toi-34-energiastaan-venajalta-vuonna-2021-maakaasussa-arvioitu-osuus-92-?publisherId=69818838&releaseId=69940400>
- System price and Area price calculations*. (ei pvm.). Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>
- Sähkön kulutus laski 6% ja tuulivoiman tuotanto nousi uuteen ennätykseen vuonna 2022. (17.4.2023). Tilastokeskus. <https://www.stat.fi/julkaisu/cl8lmyfcdqgc70dukvv6dsrdd>
- Sähkön tuotanto ja kokonaiskulutus muuttujina Vuosi, Sähkön tuotanto ja kulutus, GWh ja Tiedot*. (ei pvm.). PxWeb. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta https://pxdata.stat.fi:443/PxWebPxWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_sala_tuo/statfin_salatuo_pxt_12b4.px/
- Sähköntuotannon skenaariolaskelmat vuoteen 2050*. (22.2.2019). Työ- ja elinkeinoministeriö. <https://tem.fi/documents/1410877/2132100/Sähköntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+-+selvitys+22.2.2019/8d83651e-9f66-07e5-4755-a2cb70585262/Sähköntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+-+selvitys+22.2.2019.pdf>
- Sähköntuotanto ja -käyttö*. (ei pvm.). Energiateollisuus. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta https://energia.fi/tilastot/sahkotilastot/sahkontuotanto_ja_kaytto
- Säätövoiman tarve*. (ei pvm.). Suomen Tuulivoimayhdistys. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoimatuotanto/saatovoiman-tarve>
- Tilastokeskus. (ei pvm.). *Tilastokeskus*. Tilastokeskus. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta https://www.stat.fi/tup/suoluk/suoluk_energia.html

- Tuulivoimabuumi haastaa kantaverkon siirtokykyä länsirannikolla.* (12.7.2022). Fingrid. <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/tuulivoimabuumi-haastaa-kantaverkon-siirtokyky-lansirannikolla/>
- Tuulivoiman vaikutukset sähköverkkoon.* (ei pvm.). Suomen Tuulivoimayhdistys. Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoiman-vaikutukset/tuulivoiman-vaikutukset-sahkoverkkoon>
- Understand how the power market works.* (ei pvm.). Haettu 17. huhtikuuta 2023, osoitteesta <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/>
- Uribe, J., Mosquera-López, S. & Arenas, O. (2022). Assessing the relationship between electricity and natural gas prices in European markets in times of distress. *Energy Policy*, 166, 113018. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113018>
- Vehviläinen, I. & Pyykkönen, T. (2005). Stochastic factor model for electricity spot price—the case of the Nordic market. *Energy Economics*, 27, 351–367. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2005.01.002>
- Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, 30, 1030–1081. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008>
- Zachariadis, T. & Pashourtidou, N. (2007). An empirical analysis of electricity consumption in Cyprus. *Energy Economics*, 29, 183–198. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.05.002>
- Zakeri, B., Staffell, I., Dodds, P., Grubb, M., Ekins, P., Jääskeläinen, J., Cross, S., Helin, K. & Gisse, G. (2022). Role of Natural Gas in Electricity Prices in Europe. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4170906>
- Ziel, F. & Steinert, R. (2018). Probabilistic mid- and long-term electricity price forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 251–266. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.038>