Aalto-yliopisto
Aalto-universitetet
Aalto University

Kandidatprogrammet i energi- och maskinteknik

Kannibaliseringseffektens inverkan på framtida investeringar i vindkraft i Finland

Alexander Qvist

Kandidatarbete
2025

Copyright ©2025 Alexander Qvist

Aalto-yliopisto
Aalto-universitetet
Aalto University

Författare Alexander Qvist

Titel Kannibaliseringseffektens inverkan på framtida investeringar i vindkraft i Finland

Utbildningsprogram Högskolan för ingenjörsvetenskaper

Huvudämne Energi- och maskinteknik

Ansvarslärare Äldre universitetslektor Henrik Holmberg

Handledare Äldre universitetslektor Henrik Holmberg

Datum 04.09.2025 Sidantal 38 + 5 Språk Svenska

Sammandrag

Detta arbete undersöker hur den så kallade kannibaliseringseffekten, det vill säga hur ökad vindkraftsproduktion pressar ner elpriserna och därmed vindkraftens inkomster, påverkar framtida investeringar i vindkraft i Finland. Finland har sett en stor utökning av vindkraftskapaciteten under de senaste åren och därmed ämnar detta arbete undersöka vidare ifall det finns tillräckligt ekonomiskt incentiv att fortsätta investera i vindkraft i Finland. Arbetets fokus ligger på vindkraftsproduktion till lands och el som säljs rakt till dagen före-marknaden. Inledningsvis behandlas elmarknadens funktionssätt och vilken inverkan vindkraftsproduktion har i den. Det följs av en analys över hur vindkraftssektorn vuxit i Finland och vilken inverkan det haft på dess capture rate. Därefter behandlas vindkraftens korrelerande produktionsmönster utifrån var vindkraftverken är belägna samt dess inverkan på marknaden. Mot slutet genomförs en fallstudie med två olika scenarion som betonar en ökad vindkraftsandel i energimixen och en högre efterfrågan i framtiden. Studien genomförs på basis av en matematisk ekvation som beaktar meritorder- och kannibaliseringseffektens inverkan på vindkraftens försäljningspris. Ekvationen används för att bilda nya prisnivåer för vindkraft på en årlig basis genom att ändra på efterfrågan, vindkraftens andel, modellera framtida spotpriser och korrelation.

Fallstudiens resultat påvisar att vindkraftverken i Finland har dåliga ekonomiska utsikter och båda resultaten resulterar i negativa nettonuvärden. Detta beror på vindkraftens sjunkande inkomster kopplade till den fortsatt sjunkande capture rate som iakttagits. Däremot ger studien också en inblick över mängden osäkerhetsmoment och risker som finns i en möjlig vindkraftsinvestering utifrån fallstudien. Till exempel framgår det att hur en investerare ser på att efterfrågan ökar eller hur priserna utvecklas har en stor inverkan på resultatet. Resultaten från fallstudien tyder dessutom på att vindkraft kan få svårt att säkra finansiering och måste därmed exempelvis förlita sig på PPA-avtal för att få finansiering. Däremot är PPA-avtal inte heller skyddade från effekterna av kannibaliseringseffekten.

Nyckelord vindkraftverk, kannibaliseringseffekt, meritordereffekt, capture price, capture rate, PPA

Aalto-yliopisto
Aalto-universitetet
Aalto University

Author Alexander Qvist

Title of thesis The impact of the cannibalization effect on future investments in wind power in Finland

Programme School of Engineering

Major Energy- and Mechanical engineering

Thesis supervisor Senior University Lecturer Henrik Holmberg

Thesis advisor(s) Senior University Lecturer Henrik Holmberg

Date 04.09.2025 Number of pages 38 + 5 Language Swedish

Abstract

The following study examines the impact of the so-called cannibalization effect, which means that increased wind power production lower electricity prices and thereby reduces wind power's revenues, and how this phenomenon affects future investments in wind power in Finland. Finland has witnessed a significant increase of wind power capacity in recent years and this study investigates whether there are sufficient economic incentives to continue investing in wind power. The focus is on onshore wind power and electricity sold on the day-ahead market. The study begins with an overview of how the electricity market functions and to what extent wind power production hold influence over the market. This is followed by an analysis of how the wind power sector has grown in Finland and how this growth has affected its capture rate. The study then addresses correlated production patterns of wind power depending on geographical location, as well as its impact on the market. Towards the end, a case study is conducted with two different scenarios, emphasizing an increased share of wind power in the energy mix and higher demand in the future. The study is based on a mathematical equation that considers the effects of the merit order and the cannibalization effect on the price of wind power. The equation is used to establish new annual price levels for wind power by adjusting demand, the share of wind power, modeling future spot prices and correlations.

The results of this case study show that wind power plants in Finland face poor economic prospects, with both scenarios resulting in a negative net present value. This is due to declining revenues from wind power, tied to the continued decrease in the observed capture rate. However, the case study also provides insight into the number of uncertainties and risks involved in a potential wind power investment. For example, how an investor perceives increasing demand, or the development of prices has a significant impact on the outcome. The results of the case study also suggest that wind power may face difficulties securing financing and may therefore need to rely on PPA agreements to get funding, yet PPA agreements are not immune to the effects of the cannibalization effect either.

Keywords wind power, cannibalization effect, merit order effect, capture price, capture rate, PPA

Innehåll

Förord 6
Symboler och förkortningar 7
1 Inledning 8
2 Elmarknaden i Finland 9
2.1 Elmarknadens funktion 9
2.2 Vindkraftens roll på Finlands elmarknad 12
3 Vindkraftens tillväxt i Finland 15
3.1 Sjunkande inkomst per genererad energienhet 15
3.2 Vindkraftsbyggen och produktionsmönster 16
4 Metod och data 18
4.1 Datakällor och avgränsningar 18
4.2 Fallstudie 19
4.3 Inkomstberäkning 20
4.3.1 Kapacitetsfaktor och standardavvikelse 21
4.3.2 Meritorder kurvans lutning 22
4.3.3 Korrelation mellan vindkraftverkens produktionsmönster 25
4.4 Investeringsberäkning 28
5 Resultat och diskussion 31
5.1 Inkomsternas utveckling under kannibaliseringseffekt 31
5.2 Investeringens framtida lönsamhet 35
6 Slutsatser 38
Källor 39
Bilagor 43

Förord

Jag vill tacka min handledare, äldre universitetslektor Henrik Holmberg, för handledning, givande diskussioner och stöd under arbetets gång.

04.09.2025
Alexander Qvist

Symboler och förkortningar

Förkortningar	**Betydelse**
PPA	Power Purchase Agreement (*Sv: Elköpsavtal)*
CfD	Contracts for Difference (*Sv: Marginalkontrakt)*
NPV	Net Present Value (*Sv: Nettonuvärde)*
WACC	Weighted Average Cost of Capital (*Sv: Vägd genomsnittlig kapitalkostnad)*
FCF	Free Cash Flow (*Sv: Fria kassaflöden)*

Symbol	**Betydelse**
MWh	Megawattimme
TWh	Terawattimme
GW	Gigawatt
C_r	Capture rate
C_p	Capture price
S_{med}	Medeltal av spotpris
I_{med}	Medeltal av genererade inkomster
W_{med}	Medeltal av producerad elektricitet
C_{pmed}	Medeltal av capture price
ρ	Korrelation
m_t	Meritorder kurvans lutning
E	Efterfrågan
μ	Vindkraftens kapacitetsfaktor
σ	Kapacitetfaktorns standardavvikelse
w_t	Andelen vindkraft i energimixen
I	Intäkter per installerad megawatt
P_v	Pris per producerad megawattimme
L'(t)	Belastning
l'(t)	Normaliserad belastning
S(t)	Spotpris vid tidpunkt t
I_k	Investeringskostnad
VOM	Rörliga drift- & underhållskostnader
FOM	Fasta drift- & underhållskostnader
De	Degradering
T	Livscykel
K	Kapacitet
A	Avskrivningar
$T_å$	Timmar under ett år

1 Inledning

Investeringarna i vindkraft har ökat signifikant i Finland under de senaste åren i takt med behovet av att göra energisektorn koldioxidfri. Att göra energisektorn koldioxidfri är av yttersta vikt för att minska på konsekvenserna av klimatförändringen och skapa mera hållbara samhällen. Detta har lett till att samhällen och företag har riktat sitt fokus mot att göra energiproduktionen förnybar genom att bland annat investera i vindkraft. Vindkraft gör det möjligt att producera elektricitet billigare och miljövänligare än traditionella produktionsmedel som tidigare förlitat sig på andra energikällor. Däremot har en större produktionskapacitet av förnybar energiproduktion, speciellt vindenergi, också lett till en del utmaningar inom branschen. Följande arbete fördjupar sig i vindkraftens kannibaliseringseffekt. Kannibalisering är en term som används för att beskriva hur en hög marknadsandel av förnybar energiproduktion, i detta fall vindkraft, pressar ner sitt eget värde [1]. Detta fenomen beror på att marknadspriserna pressas ner när vindkraft producerar mycket elektricitet [1]. Vilket leder till att en ökad andel vindkraft i energimixen förstärker kannibaliseringseffekten ytterligare [2].

Syftet med detta arbete är att se hur kannibaliseringseffekten inverkar på investeringsklimatet inom vindkraft i Finland. Det är relevant eftersom det investerats stora mängder vindkraftskapacitet i Finland under de senaste tio åren. Det är även förväntat att investeringarna kommer att fortsätta eftersom vindkraft utgör en central roll med tanke på Finlands klimatmål [3]. Frågan leder till om det kommer finnas tillräckligt ekonomiskt incentiv att fortsätta investera i vindkraft trots en kraftigare kannibaliseringseffekt.

Arbetet fokuserar på vindkraft till lands och elproduktion som säljs rakt till dagen före-marknaden men kommer även att beakta andra avtalsformer för att möjliggöra en bred analys. Metoden för detta arbete bygger på en litteraturstudie där vetenskapliga artiklar och rapporter, energiproduktions- och prisdata ligger till grund med en del modifierade matematiska tillämpningar, grafer och beräkningar.

Arbetet inleds med en fördjupning i hur elmarknaden fungerar och vilken roll vindkraft har i den. Därefter fokuserar arbetet på hur vindkraften utvecklats i Finland och vilka iakttagelser man kunnat göra utav det. Mot slutet kommer arbetet att genomföra en fallstudie med två framtida scenarion för Finlands energiutveckling med fokus på hur en vindkraftsexpansion kan utspela sig.

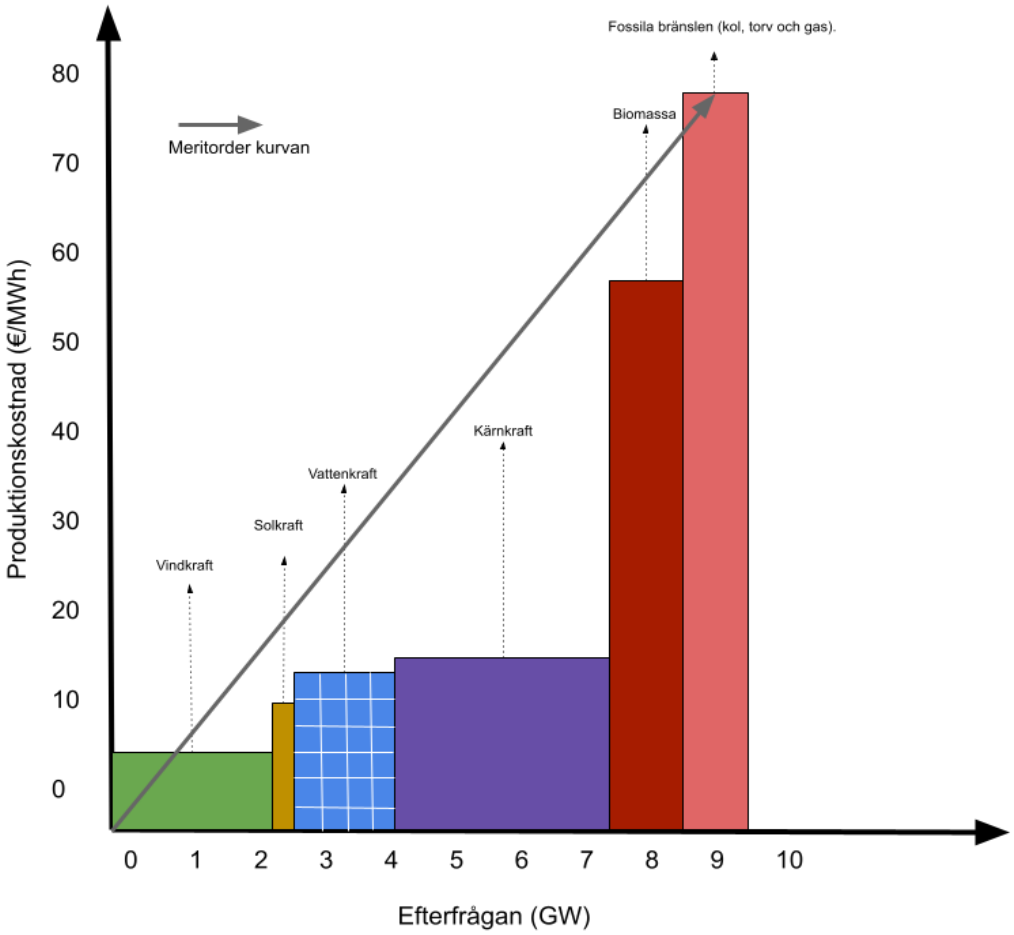
2 Elmarknaden i Finland

Elmarknaden är väsentlig för att förstå hur priser bildas och vilken roll olika produktionsteknologier har i ett elsystem. Genom att förstå vilka roller olika produktionsteknologier spelar kan man bygga en uppfattning över hur vindkraften inverkar på marknaden. Följande del presenterar hur elmarknaden fungerar och hur priser bildas på dagen före-marknaden samt hur vindkraftsproduktion inverkar på spotpriser.

2.1 Elmarknadens funktion

Elmarknaden är en handelsplats där man kan köpa och sälja el och vars uppgift är att balansera utbud och efterfrågan [4]. Det finns flera olika typer av marknader där man kan köpa och sälja el i Finland som balansmarknad, intradagsmarknad, dagen före-marknad och derivatamarknad [4]. Den största skillnaden mellan dessa marknader är vilket tidsspann de fokuserar på. Dagen före-marknaden är 12–36 timmar innan elen distribueras och intradagsmarknaden är upp till en timme innan leverans [5]. Dagen föremarknaden är den mest relevanta marknaden för detta arbete eftersom den lägger marknadspriset för den följande dagen timvis och är även det man kallar för spotpris.

Priset på dagen före-marknaden bygger på EU:s gemensamma system som kallas pay-as-clear-marknad vilket betyder att alla elproducenter får samma pris för den el de säljer vid det tillfället [6]. Priset bestäms genom budgivning där elproducenter lämnar anbud till marknaden utifrån deras produktionskostnader och köpare lägger anbud från den billigaste till den dyraste energikällan [6]. Priset fastställs då all efterfrågan är uppfylld och priset läggs enligt den dyraste energikällans anbud till marknaden den timmen [6]. Det fastställda priset kallas även marginalpris och den dyraste produktionskostnaden som använts kallas marginalprissättare.

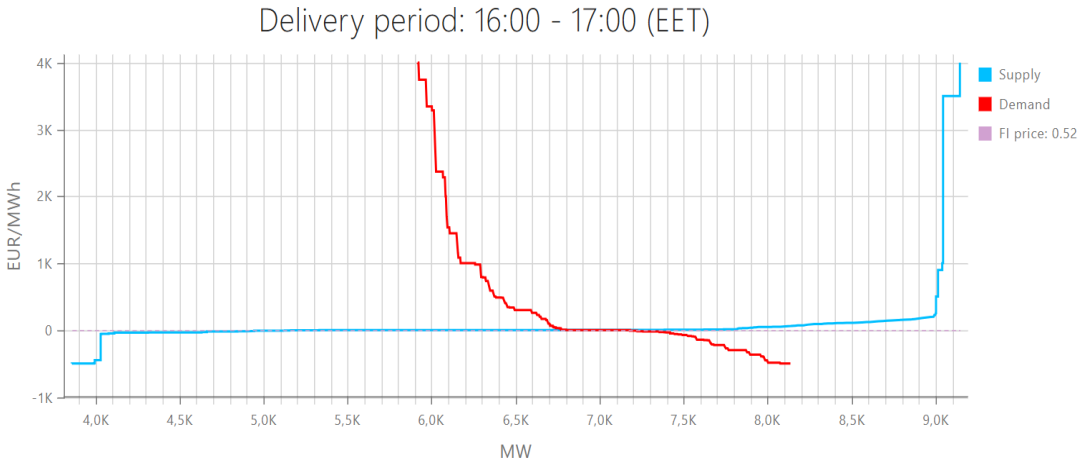


Figur 1. Produktionskostnader per produktionstyp i Finland samt deras medeleffekt under 2024 som beskrivs av boxarnas bredd. Produktionspriserna är från [7], medan priset på vattenkraft är från [1] och medeleffekt från [8].

Figur 1 är en illustration över elektricitetens efterfråga vid ett specifikt tillfälle och vilka produktionsmedel som krävdes för att fylla efterfrågan. X-axeln i figur 1 beskriver den totala efterfrågan medan boxarnas bredd beskriver hur mycket av respektive produktionstyp som krävdes för att fylla efterfrågan vid det tillfället. Produktionskostnaderna på y-axeln i figur 1 är riktgivande till dagens prisnivåer och är beräknade utifrån summan av kostnaderna för koldioxidutsläpp, bränslekostnader samt drift- och underhållskostnader [7]. Koldioxidkostnaden är beräknad enligt 60 euro per ton koldioxid [7]. Utifrån efterfrågan på cirka 9,5 GW i figur 1 kommer fossila bränslen att lägga marknadspriset eftersom den behövdes för att täcka efterfrågan. Det innebär att om efterfrågan sjunker eller billigare produktionsmedel som vind- eller solkraft ökar kommer marknadspriset vara billigare. Det beror på att en billigare produktionsteknologi längre till vänster kommer att vara den sista som behövs för att fylla efterfrågan. Billig elproduktion som förskjuter bort dyrare

alternativ från marknaden kallas för meritordereffekt och är relevant för att förstå kannibaliseringseffekten [2]. Skillnaden mellan meritordereffekt och kannibaliseringseffekten är att meritordereffekten beskriver inverkan på det allmänna marknadspriset, medan kannibaliseringseffekten är specifik inverkan på sin egen produktionstyp [9].

Genom att dra en linje från det vänstra hörnet till den dyraste produktionskostnaden får man meritorderkurvan som illustreras i figur 1 [1]. Genom att se på var meritorderkurvan och efterfrågan möts får man en indikativ bild över var marknadspriset ligger [1]. På samma sätt kommer meritorderkurvans lutning att förändras beroende på vilken produktionsteknologi som krävs för att täcka den dåvarande efterfrågan.



Figur 2. Budgivningskurvorna på Nord Pool den 15.08.2025 klockan 16 [10]. (Delivery period = Leveransperiod, Supply = Utbud, Demand = Efterfrågan, FI price = FI-pris och EET = östeuropeisk tid).

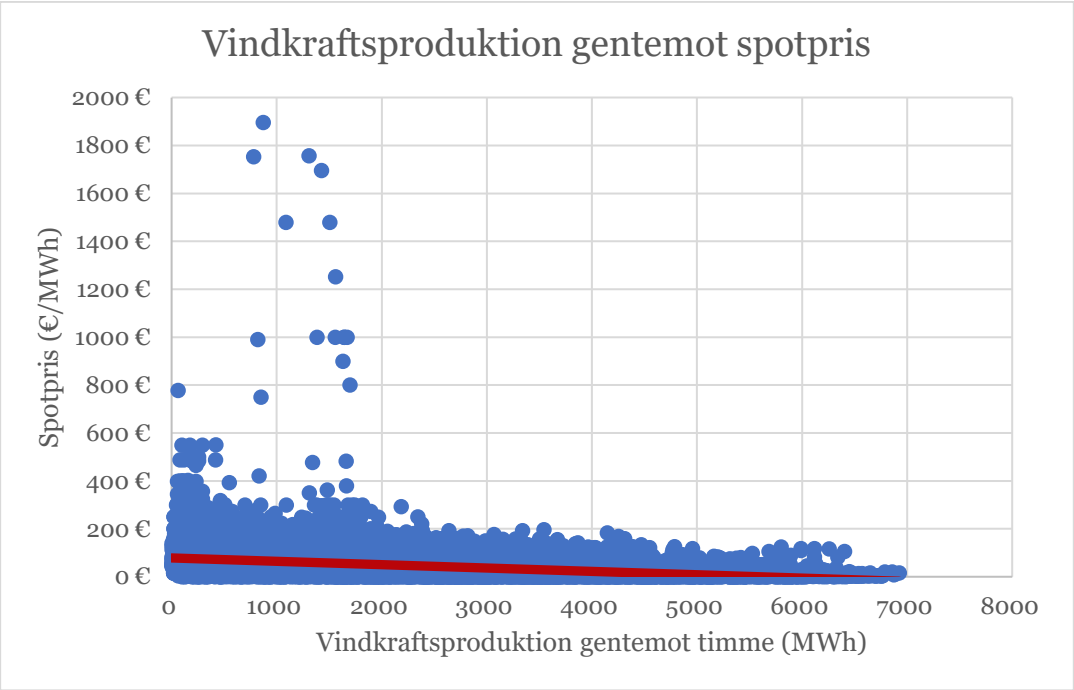
Figur 2 beskriver budgivningskurvona på dagen före-marknaden på Nord Pool som är en handelsplats för el. Den blåa kurvan beskriver vad producenter är villiga att sälja för och den röda vad konsumenter är beredda att betala för beroende på efterfrågan. Utifrån figur 2 kan man se att priserna är relativt platta fram till 7,8 GW, varav det sedan stiger förhållandevis snabbt fram till 9 GW för att sedan stiga vertikalt. För timmen som representeras i figur 2 så är priserna till exempel följande: 7,6 GW - 8 €/MWh, för 7,8 GW - 12 €/MWh, 8 GW - 50 €/MWh och 9 GW - mellan 1000 – 3500 €/MWh, vilket påvisar den förhållandevis snabba förändringen i priser [10]. Det betyder att för denna timme så kan 7,8 GW täckas av produktionstyper av relativt låg produktionskostnad som till exempel vindkraft. Men efter 7,8 GW måste produktionstyper med dyrare produktionskostnad tas i bruk för att täcka efterfrågan och vid 9 GW extremt dyra alternativ tas i bruk. Efter 9 GW kan man

se att utbudet inte kan stiga i horisontell riktning mera vilket betyder att det representerar den maximala mängden elektricitet som kan levereras den timmen [11].

Skillnaderna i marknadspriset mellan producenter med låg produktionskostnad och producenter med hög produktionskostnad kan vara stor som man ser i figur 2. Eftersom en relativt liten ändring i produktion kan leda till en högre prisnivå som man kan se i figur 2 är det olagligt att manipulera marknaden [12]. Att manipulera marknadspriset kan innebära att man antingen producerar mindre än man kan eller erbjuder produktionen till reservmarknaden i stället för dagen före-marknaden i syftet att höja priset på dagen föremarknaden [13]. På grund av att elmarknaden fungerar enligt pay-as-clear, är detta främst en risk om företaget äger flera typer av produktioner som till exempel vindkraft, vattenkraft och kärnkraft [13].

2.2 Vindkraftens roll på Finlands elmarknad

Som man kan se i figur 1 i kapitel 2.1 är produktionskostnaderna för sol- och vindkraft betydligt lägre än andra produktionstyper som används i Finland. Det beror på att största kostnaden som vindkraft har är kopplat till själva investeringen och inte till att hålla igång vindkraftverket [14, s. 190-200]. Investeringskostnaden består främst av själva turbinens kostnad och hyra eller köp av mark som ofta beräknas in i investeringskostnaden [14, s. 190-192]. Produktionskostnaden är främst relaterad till bland annat serviceavtal eller administrativa kostnader [14, s. 192-193]. Det betyder att då vindkraft kan täcka stora delar av efterfrågan så kommer marknadspriset att vara lägre, eftersom en billigare produktionsvariant kommer att vara marginalprissättaren. I figur 3 nedan kan man se hur vindkraftsproduktionen och spotpriset korrelerar.



Figur 3. Förhållandet mellan vindkraftsproduktion och spotpris. Prisdata från [15] och produktionsdata från [8].

Figur 3 är en uppdaterad version över hur spotpriset samverkar med vindkraftsproduktion inspirerad av [16]. Varje boll i figur 2 beskriver den timmes vindkraftsproduktion gentemot spotpriset för den timmen baserat på data under 2023 och 2024. Den röda linjen beskriver trenden mellan produktion och spotpris vilket tyder på att spotpriset tenderar att sjunka då vindkraftsproduktionen är hög. Fenomenet i figur 3 är ett resultat av meritordereffekten, vilket leder till en kannibaliseringseffekt för vindkraften vid tidpunkter med hög vindkraftsproduktion. Det beror på att den egna produktionsvarianten trycker ner sina egna inkomster.

För att skydda sig mot volatila inkomster som producent och priser som konsument, finns det andra typer av nämnvärda avtal som är relevanta för just vindkraft [17, 18]. Den första är PPA (Power Purchase Agreement) - avtal och den andra CfD (Contracts for Difference) - avtal [17]. PPA-avtal är ett fast pris för elen som producenten säljer medan CfD-avtal garanterar ett fast pris för den producerad elen som ett intäktsstöd för projekt av förnybar energi [17]. Det finns flera typer av PPA-avtal, men antingen bygger de på en fast volym elektricitet som producenten måste leverera eller så kan volymen variera [19]. Vad som inverkar på slutpriset i PPA-avtalet beror på om det är producenten eller konsumenten som bär risken [19]. Med risk menas det att om PPA-avtalet är enligt fast volym så hamnar producenten köpa el från

marknaden ifall den inte själv lyckas producera det som avtalats [19]. Medan i ett avtal utan någon fast volym så bär konsumenten risken eftersom den inte nödvändigtvis får tillräckligt elektricitet och måste köpa från marknaden [19]. På grund av det så tenderar PPA-avtal utan en fast volym att vara värda mindre än ett avtal med fast volym [19]. I dagens läge utgör PPA-avtal en mycket större andel än tidigare [17, 19]. Att hitta exakt hur stor andel av vindkraftsproduktionen som säljs rakt till marknaden är svårt. Men enligt OX2:s årsrapport 2024 så säljer de majoriteten av sin produktion via PPA- eller CfD- avtal [20]. Enligt Uusiutavalehti såldes åtminstone 26 % av all vindkraftsproduktion rakt till marknaden 2022 [21].

3 Vindkraftens tillväxt i Finland

Finland har sett en avsevärd ökning av vindkraftsproduktion under de senaste åren. Finlands totala vindkraftsproduktion var 19,86 TWh 2024 gentemot 2,33 TWh 2015 [8]. Vindkraftens andel har gått från att utgöra några procent av Finlands totala produktion 2015 till att utgöra cirka 24 % 2024 [8]. År 2015 var den installerade kapacitet cirka 1000 MW gentemot cirka 9000 MW som Finland har idag år 2025 [22]. Idag har Finland 1920 aktiva vindkraftsverk och av dessa finns 99 % av kapaciteten till lands och endast 1 % till havs [22, 23]. I denna del presenteras två relevanta observationer kopplade till vindkraftens tillväxt i Finland, nämligen sjunkande capture rate och ett kraftigare korrelerande produktionsmönster.

3.1 Sjunkande inkomst per genererad energienhet

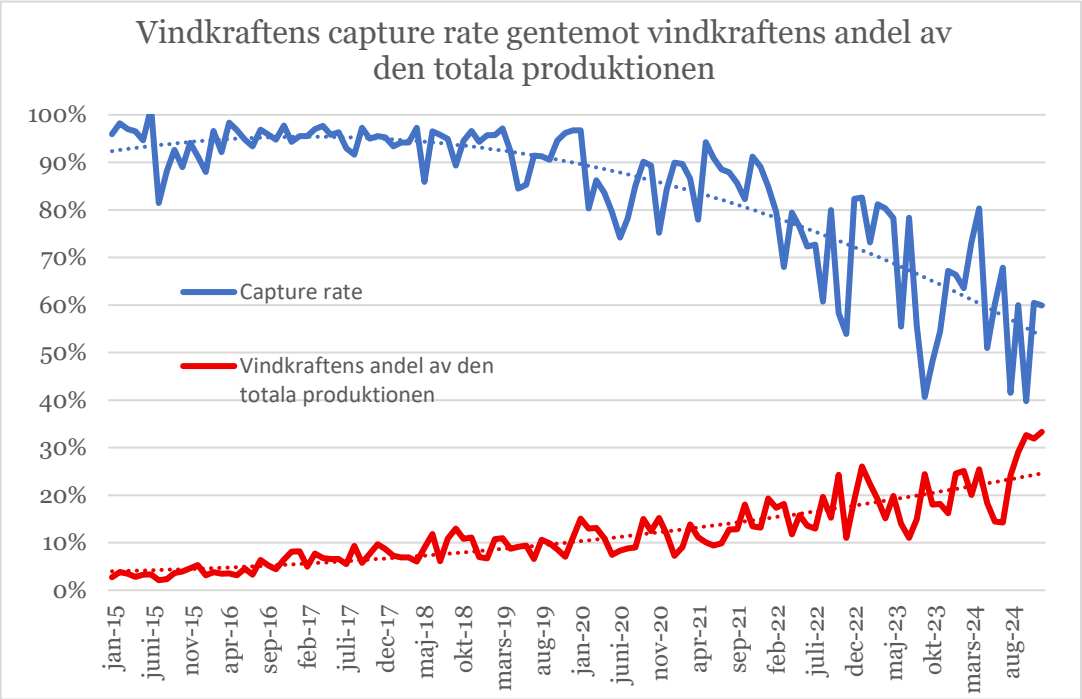
Ökningen i vindkraftsproduktion som skett mellan 2015–2024 har redan lett till synliga följder i elmarknaden. Dessa följder kan man se genom att titta på vindkraftens capture rate. Capture rate är ett mått för att se hur en produktionstyps inkomster förhåller sig till marknadspriset [9]. För att beräkna capture rate måste man först beräkna capture price som beskriver vindkraftens verkliga inkomster [9]. Capture price kan beräknas enligt

$$C_p = \frac{I_{med}}{W_{med}}, \tag{1}$$

varav inkomsterna (I_{med}) från vindkraftsproduktion (i detta fall månatligen) delas med dess totala produktion (W_{med}) den månaden [9]. Inkomsterna beräknas med att multiplicera det dåvarande spotpriset med dåvarande vindkraftsproduktionen. Capture rate kan sedan beräknas enligt

$$C_r = \frac{Cp_{med}}{S_{med}}, \tag{2}$$

varav man delar ett medeltal av capture price (C_{pmed}) över ett medeltal av spotpriset (S_{med}) [9]. Nedan i figur 4 kan man se hur vindkraftens capture rate utvecklats sedan 2015 fram till 2024.



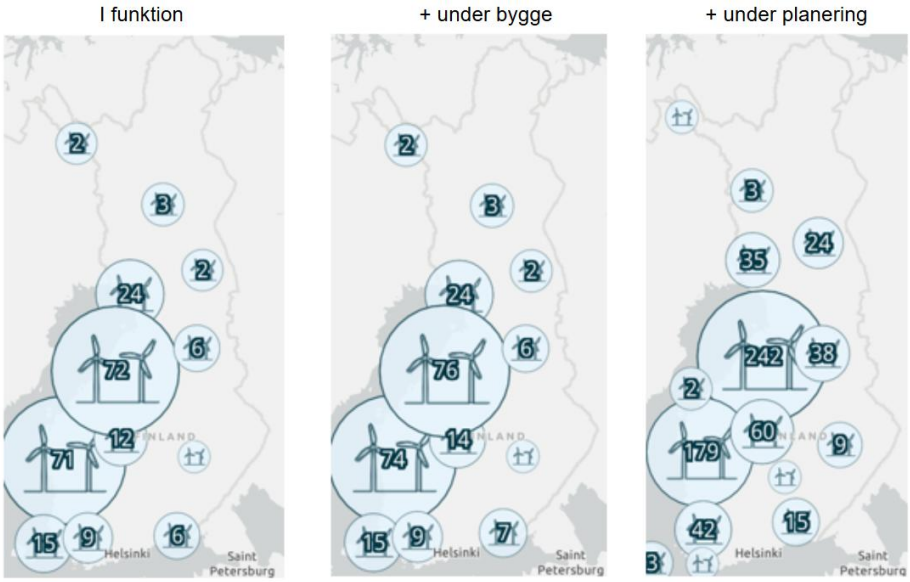
Figur 4. Vindkraftens capture rate gentemot vindkraftens procentuella andel av den totala produktionen. Prisdata från [15] och produktionsdata från [8].

Figur 4 visar hur vindkraftens capture rate har minskat desto större vindkraftens andel blivit av Finlands totala energiproduktion. I figur 4 visar den blåa linjen vindkraftens capture rate medan den röda visar vindkraftens andel av den totala produktionen. Som man ser i figur 4 har capture rate sjunkit från runt 90 % till närmare 60 % vilket tyder på att vindkraften inte genererar lika mycket pengar i dag per energienhet som den i snitt gjorde 2015 i förhållande till marknaden. Den sjunkande capture raten som syns i figur 4 kan ses som ett resultat av att kannibaliseringseffekten i vindkraft ökar.

3.2 Vindkraftsbyggen och produktionsmönster

Vindkraftens produktionsmönster tenderar att korrelera vilket är kopplat till hur nära vindkraften är belägna gentemot varandra [24]. Följderna av att vindkraftsproduktionen korrelerar är att då vindförhållandena är goda så produceras stundvis mycket elektricitet medan då det inte blåser så produceras nästan inget. Detta kan skapa en volatil elmarknad, speciellt om ens vindkraftsproduktion har kraftig negativ korrelation med priset. Genom att analysera produktionsdata från [8], kan man se att standardavvikelsen från vindkraftsproduktionen ökade från 330 MWh mellan 2015-2017 till 1390 MWh mellan 2022-2024. Det tyder på att dalarna och topparna är betydligt större idag än de var tidigare i samband med en större vindkraftsproduktion. Vindkraftens volatila produktionsmönster är också en delorsak som gör Finland till en av de mest volatila elmarknaderna i Europa [25]. Det beror på att vindkraftsproduktion och spotpriser har en negativ korrelation i Finland, vilket man kan se i figur 3 i kapitel 2.2. Det betyder att när det kommer in mera vindkraft i elsystemet som korrelerar med befintliga produktionen stärker

det den negativa korrelationen som finns mellan spotpriser och vindkraftsproduktion [24].



Figur 5. Placeringen av Finlands vindkraftsparker och var ytterligare vindkraftsparker planeras att byggas [26].

Figur 5 visar var Finlands vindkraftsparker är byggda, var nya byggen genomförs och var det görs undersökningar för eventuella nybyggen. I Finland är vindkraftsparkerna främst koncentrerade kring den västra kusten som man kan se i figur 5. Även projekt som inte är byggda än visar ett fortsatt intresse kring Finlands västra kust. Orsakerna till att Finlands västkust är ett populärt investeringsområde för vindkraft beror på att den erbjuder goda vindförhållanden, som såväl ekonomiska fördelar med fastighetsskatter och mindre motstånd från Försvarsmakten som tidigare motsatt sig vissa byggprojekt på andra delar i landet [16].

Men att främst koncentrera all vindkraftsproduktion till den västra kusten kan också leda till att hela Finlands vindkraftssystem korrelerar kraftigare, eftersom vindkraftverken då är närmare belägna. Om man däremot skulle sprida ut vindkraften över ett större geografiskt område skulle korrelationen minska [24]. Om nya vindkraftsbyggen främst fokuserar kring västkusten så är det troligt att avstånden mellan vindkraftverken kommer att minska. Det skulle i sin tur troligtvis resultera i en kraftigare korrelation över hela vindkraftssystemet och orsaka ytterligare kannibalisering mellan vindkraftsverken.

4 Metod och data

Denna del av arbetet presenterar en fallstudie samt data, avgränsningar och metoder som används för att genomföra studien. Orsaken till fallstudien är av att vindkraftsandelen ökat kraftigt under de senaste åren och många av de nuvarande vindkraftsverken är endast inne på sina först år i livscykeln. Det innebär att det är svårt att blicka bakåt för att se de ekonomiska resultaten av vindkraft och är tvungen att blicka framåt. Syftet med fallstudien är att undersöka hur mycket ekonomiskt incentiv det kan finnas att fortsätta vindkraftsinvesteringar och vilken roll kannibaliseringseffekten spelar i det.

4.1 Datakällor och avgränsningar

Följande del presenterar vilka datakällor och avgränsningar som studien använder. I tabell 1 nedan presenteras de mest centrala källorna för denna studie, varav Energiateollisuus har data över timvis produktion från de senaste 14 åren. Dagen före-marknadens priser fås av Nord Pool som har data över spotpriser de senaste 25 åren. Vindkraftslägen fås via Renewables Finlands karttjänst och deras respektive koordinater från Google Earth. Prognosen över Finlands energimix fås av Energiateollisuus prognos över en framtida energimix och vindkraftens produktionsmönster av Renewables Ninja.

Tabell 1. Datakällor för uppskattningarna.

Typ	Källa
Historiska produktionsdata	Energiateollisuus [8]
Elektricitet spotpriser i Finland	Nord Pool [27]
Vindkraftslägen och koordinater	Renewables Finland [26] & Google Earth [28]
Prognos över Finlands framtida energimix	Energiateollisuus [29]
Vindkraftens produktionsmönster	Renewables Ninja [30]

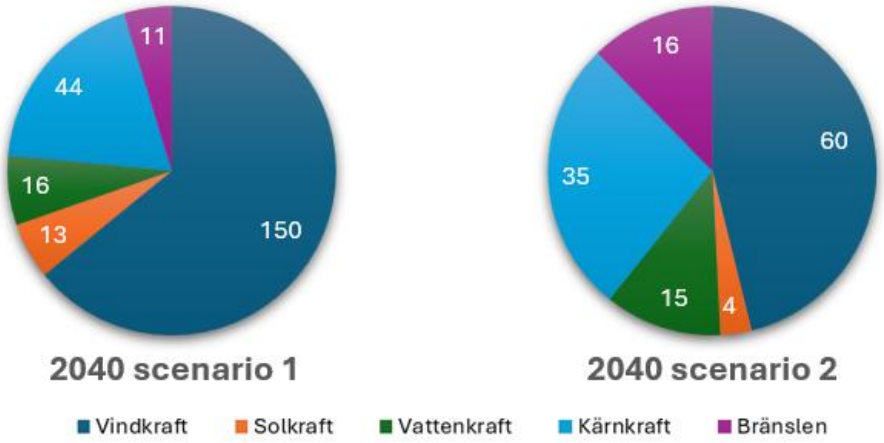
Produktionsmönstren för vindkraft som studien använder är gjorda med Renewables Ninja [30]. Renewables Ninja bygger på historisk väderdata från NASA MERRA reanalysis och CM-SAF's SARAH data som omvandlar vindhastigheten till elproduktion genom en virtuell vindkraftsparkmodell [30]. Genom Renewables Ninja kan man göra simulationer över hur sol- eller vindkraftens produktionsmönster sett ut. Vindkraftsmodellen som arbetet räknar med är av modellen Vestas V164 8000 på 140 meters höjd – i enighet med en tidigare undersökning om vindkraft [31]. Analysen baserar sig också endast på vindkraft till lands.

I studien beaktas varken import, export eller säsongsvariationer vilket kan ha en inverkan då det gäller spotpris eller produktion. Stor del av beräkningarna baserar sig också på hur produktionsmönstret såg ut 2024 vilket inte beaktar hur produktionsförhållandena kan se ut andra år. I uträkningarna utgår även studien från ett medeltal som representerar hela Finland. Det betyder att lokala skillnader som kan finnas i kapacitetsfaktor, standardavvikelse eller korrelation inte tas i beaktande. Uppskattningarna beräknas också enligt samma vinkdraftmodell på samma höjd vilket lägger vissa restriktioner då olika vindkraftsmodeller har olika prestanda [16].

Stor del av de erhållna värdena i denna uträkning beräknas stiga linjärt fram till 2040. Det betyder att de inte beaktar skillnader som kan ske enstaka år utan endast presenterar trenden. Största delen av värdena kommer också stanna på den nivå de är 2040. Vilket sätter vissa restriktioner i uträkningen då det inte beaktar hela vindkraftens livscykel. Denna studie genomförs också genom att räkna med ett entimmes intervall på dagen före-marknaden trots att den övergår till 15-minuters intervall under 2025 [32].

4.2 Fallstudie

Hur Finlands energimix ser ut 2040 är väldigt svårt att förutspå. Men denna studie utgår från tre centrala trender man sett. För det första kommer inte Finland att använda fossila bränslen till sin elproduktion i linje med klimatmålen [33]. För det andra förväntas efterfrågan att stiga rejält [34, 35]. Till sist antar man att vindkraftens andel kommer fortsätta stiga som den gjort tills nu. Utifrån dessa tre centrala trender kommer studien att genomföras.



Figur 6. Energiateollisuus två scenarion över hur energimixen kan se ut i en energiomställning 2040. Data för cirkeldiagrammen samlad från [29].

Studiens beräkningar baserar sig på två olika scenarion över hur Finlands energimix kan se ut 2040. Dessa scenarion är presenterade i figur 6. Cirkeldiagrammen i figur 6 är baserade på Energiateollisuus två scenarion över hur energimixen i en energiomställning kan se ut 2040 [29]. I dessa scenarion avser bränslen hållbara bränslen som till exempel biobränslen eller vätebaseradebränslen [29]. Bägge scenarion har ett fokus att utöka vindkraften vilket gör dem relevanta för detta arbete. Båda scenarion är även i linje med hur till exempel Fingrids prognos från 2024 förutspår att Finlands energimix kommer att utvecklas [35]. I scenario 1 är Finlands totala produktion 234 TWh och vindkraften utgör 64 % av den totala produktionen. I scenario 2 är Finlands totala energiproduktion 130 TWh och vindkraften utgör 46 % av den totala produktionen. Prognosen nämner inte något om konsumtionen vilket betyder att denna studie antar att den totala produktionen motsvarar även konsumtionen för scenario 1 och scenario 2. I studien kommer man även att anta att energimixen ökar linjärt till siffrorna de är 2040 i prognosen varav det efter 2040 kommer att stanna på 2040:s nivå.

Hur lönsam en vindkraftsinvestering kommer att vara är kopplat till hur stor efterfrågan är och hur mycket vindkraftsproduktion som redan finns i systemet, vilket kommer att komma upp senare i studien. Därför erbjuder Energiateollisuus prognoser en intressant utgångssituation eftersom de skiljer sig i både vindkraftsandel och efterfrågan. Hädanefter kommer scenario 1 hänvisas till (S1) och scenario 2 till (S2).

Studien inleds med att se på en inkomstberäkning som inkluderar kannibaliseringseffekten och hur den påverkas då man ökar vindkraftsproduktionen och efterfrågans andel till S1 och S2. Inkomstberäkningen används sedan för en investeringsanalys för att se om det är lönsamt att investera i vindkraft om man ser på hur S1 och S2 utspelar sig.

4.3 Inkomstberäkning

Inkomstberäkningen görs på basis av en formel som är framställd av Reichenberg, Ekholm och Boomsma [1]. Den matematiska formen av ekvationen är följande:

$$I = m_t E\mu - m_t w_t \mu^2 - m_t w_t \rho\sigma^2. \qquad (3)$$

Ekvationen beskriver intäkter per installerad megawatt (I) [1]. I ekvation (3) står m_t för meritorder kurvans lutning, E för efterfrågan, μ för vindkraftens

kapacitetsfaktor, w_t för andelen vindkraft i energimixen, ρ för vindkraftens korrelation i produktionsmönster och σ för vindkraftens standardavvikelse i kapacitetsfaktor [1]. Följande kapitel (4.3.1 – 4.3.3) går igenom hur dessa termer beräknas och utvecklas i studien.

Ekvation (3) ger intäkter per installerad megawatt och genom att ytterligare dela ekvation (3) med vindkraftens kapacitetsfaktor (μ) så får man pris per producerad megawattimme (P_v). P_v är priset som det beräknas med i denna studie. Ekvation (3) är härledd från en väntevärdesberäkning där marknadspriset multipliceras med vindkraftens kapacitetsfaktor [1]. Marknadspriset är beräknat utav meritorderkurvans lutning (m_t) och differensen mellan efterfrågan (E) och förnybar energiproduktion (w_t) [1]. Vilket resulterar i ekvation (3) där marknadspriset beskrivs som första termen, andra termen som meritordereffekten och den sista som kannibaliseringseffekten [1]. För enkelhetens skull kommer båda subtraherande termerna i ekvation (3) hädanefter benämnas kannibaliseringseffekten eftersom de är ett resultat av samma fenomen – ökande vindkraftsandel i produktionen.

I Reichenberg, Ekholm och Boomsmas studie använde de ekvation (3) i syftet att visa effekterna av kannibaliseringseffekten på inkomsterna i korttidsmarknad [1]. Det innebär att ekvation (3) kan ha vissa restriktioner då denna analys sträcker sig över en längre tid. Det innebär att vissa modifikationer och tillvägagångssätt kommer att skilja sig från hur de utgjorde studien i syftet med att försöka simulera Finlands marknadssituation på bästa sätt. I denna studie kommer varje år representera en ny korttidsmarknad med nya värden för att närmare avbilda inkomstmöjligheterna som ett vindkraft kan generera det året baserat på ekvation (3). I Reichenberg, Ekholm och Boomsmas studie betraktar de två parametrar som kommer att ändra över en vindkrafts livstid – meritorder kurvans lutning (m_t) och vindkraftens andel (w_t) [1]. Denna studie kommer däremot betrakta fyra parametrar som kommer att ändra i framtiden – meritorder kurvans lutning (m_t), vindkraftens andel (w_t), efterfrågan (E) och korrelation (ρ). Dessa uträkningar kommer inte heller att inkludera solkraft vilket de gör i [1], eftersom den utgör en så liten del av Finlands energimix. Resten av detta avsnitt kommer att gå in på hur parametrarna i ekvation (3) beräknas och utvecklas.

4.3.1 Kapacitetsfaktor och standardavvikelse

Kapacitetsfaktorn (μ) för ett vindkraft beskrivs som elproduktionen som ett vindkraft producerar delat med vad den teoretisk skulle kunna producera om den var konstant igång under full effekt [36, s. 63]. Standardavvikelsen (σ)

är beräknat utifrån hur mycket kapacitetsfaktorn avviker från sitt medeltal. Beräkningarna för kapacitetsfaktorn och standardavvikelse skiljer sig därmed inte desto mer än hur de gjorde i [1]. Vindkraftens kapacitetsfaktor beräknas genom att använda Renewables Ninjas simulering [30]. I denna studie beräknas μ och σ genom ett medeltal av de 20 kraftverken som syns i figur 8 som hittas under kapitel 4.3.3. Resultaten kan man se i tabell 2.

Tabell 2. Medelvärde av kapacitetsfaktor och standardavvikelse.

Typ	Värde
Kapacitetsfaktor (μ)	38 %
Standardavvikelse (σ)	24 %

4.3.2 Meritorder kurvans lutning

Studien beräknar meritorder kurvans lutning (m_t) genom att ta medeltalet av spotpriset över ett år och dela det med årlig efterfrågan. Årlig efterfrågan får man genom att dela summan av hela årets konsumtion med antalet timmar under ett år (8760). I studien av Reichenberg, Ekholm och Boomsma [1], beräknar de m_t genom att dela den dyraste marginalprissättaren med efterfrågebehov. Detta skulle orsaka en oproportionell kraftig m_t i dessa uträkningar jämfört med [1] och i många situationer inte fånga fenomenet man kan se i figur 2 i kapitel 2.1. Dessutom producerar vindkraftsverken elektricitet i Finland främst när priset ligger under marknadens medelpris som visades med capture rate. Vilket betyder att beräkna m_t gentemot spot medelpris kan visa sig vara en alternativ metod för att analysera vindkraft i Finland.

För att avbilda elmarknadens beteende och simulera framtida spotpriser tillämpas i studien en dubbel exponentiell funktion framställd av He et al. [37], vilken kan uttryckas som:

$$S(t) = \frac{e^{\frac{l'(t)-a}{b}} - e^{\frac{l'(t)-c}{d}}}{2} + h. \qquad (4)$$

Ekvation (4) beräknar spotpriset vid tidpunkt (t) genom l'(t) och parametrarna a, b, c, d och h [37]. Parametrarna i ekvation (4) beräknas på Excel genom en solve-funktion, varav man minimerar skillnaden i kvadrerade värdena från ekvation (4) med de verkliga spotpriserna år 2024. Resultaten på

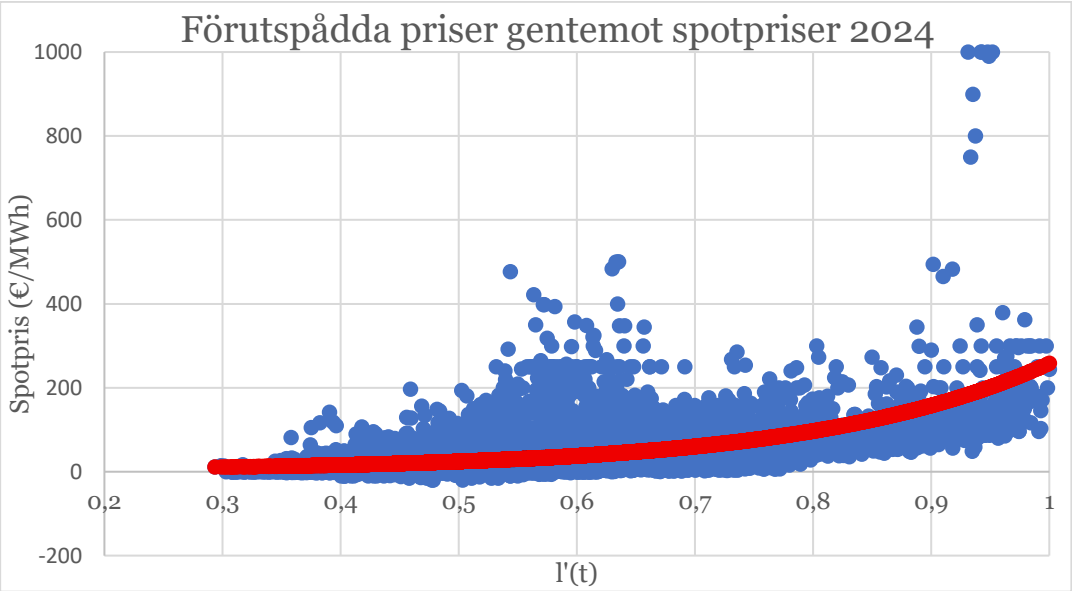
parametrarna kan ses i tabell 3. I ekvation (4) står l'(t) står för normaliserad belastning skalad mellan noll till ett och beräknas enligt

$$l'(t) = \frac{L'(t)}{L'max}. \tag{5}$$

I ekvation (5) beräknas L'(t) (last) genom att addera kärnkraftsproduktion och subtrahera vind- och solkraft från konsumtionen [37]. Man adderar kärnkraftsproduktionen för att justera analysen, eftersom ett bortfall av kärnkraft skulle från marknadens perspektiv se ut som om man höjer efterfrågan med dess bortfall [37]. Eftersom denna studie inte beaktar export eller import så motsvarar transmissionsnätets last den vertikala lasten [37]. Vertikala lasten är väldigt nära residuallasten vilket definieras enligt konsumtionen subtraherat med vind- och solkraft [37], vilket är orsaken till att man subtraherar vind- och solkraft från L'(t). I ekvation (5) beräknas L'max utav det högsta värdet L'(T) under respektive år [37]. I uträkningarna av [37], inkluderas även export och vitt brus med normalfördelning i ekvation (4) och (5) vilka inte beaktas i dessa uträkningar. Ekvation (5) är gjord på basis av Tysklands marknad vilket eventuellt kan orsaka att den inte fångar Finlands marknad lika precist. Men uträkningarna i [37] inkluderar kärnkraft, vind- och solkraft i sin beräkning, vilket motsvarar en liknande marknad som Finlands. För att få parametrarna i ekvation (4) görs första beräkningen på basis av Finlands produktionsdata 2024.

Tabell 3. Värdet på uträknande parametrarna i ekvation (4).

a	b	c	d	h
-0,242	0,199	1,184	0,139	3,795



Figur 7. Förutspådda priser gentemot spotpriser 2024. Röda kurvan representerar värden av ekvation (4) och blåa bollarna marknadens verkliga spotpris 2024. Produktionsdata från [8] och spotpriser från [27].

Figur 7 visar hur det bildade priset från ekvation (4) förhåller sig till riktiga spotpriserna år 2024. De blåa bollarna beskriver de verkliga spotpriserna medan den röda linjen beskriver prisnivåerna man uppnår med hjälp av ekvation (4). Ekvation (4) fungerar bra för att ge en indikation för prisnivåer men gör sämre uppskattningar vid extremt höga eller låga priser vilket man kan se i figur 7. För att beräkna framtida spotmarknadens medelpris så replikerar arbetet produktionsmönstret från år 2024 och multiplicerar varje timme med respektive procentuella förändring från S1 och S2. De nya spotpriserna beräknas utav ekvation (4) varav parametrarna hålls de samma medan l'(t) kommer ändras beroende på nya energimixen det året. I tabell 4 kan man se resultaten av beräkningarna för spotpriser och m_t kommande 10 åren.

Tabell 4. Uppskattade medelpris och m_t kommande 10 åren.

	Efterfrågan (GW)	Medelpris (€/MWh)	m_t (€/MWh/MW)
2024	9,4	45,57	0,00482
2025	10,5	39,88	0,00379
2026	11,6	35,97	0,00310
2027	12,7	33,13	0,00262
2028	13,7	30,99	0,00225
2029	14,8	29,31	0,00198
2030	15,9	27,97	0,00176
2031	17,0	26,87	0,00158
2032	18,0	25,95	0,00144
2033	19,1	25,18	0,00132
2034	20,2	24,52	0,00121

Scenario 1

	Efterfrågan (GW)	Medelpris (€/MWh)	m_t (€/MWh/MW)
2024	9,4	45,57	0,00482
2025	9,8	43,61	0,00446
2026	10,1	41,89	0,00414
2027	10,4	40,37	0,00386
2028	10,8	39,02	0,00362
2029	11,1	37,80	0,00340
2030	11,5	36,71	0,00321
2031	11,8	35,72	0,00303
2032	12,1	34,82	0,00287
2033	12,5	34,00	0,00273
2034	12,8	33,25	0,00260

Scenario 2

I studien görs antagandet att m_t inte ändrar efter 2034 och åren efter 2034 beräknar m_t enligt det värdet. Orsaken till att arbetet beaktar endast tio år beror på mängden osäkerhetsfaktorer som spelar in på prisbildningen desto längre horisonten blir. Medelpriserna och m_t i tabell 4 ser en sjunkande trend. Det beror på att i både S1 och S2 så utgör billiga produktionsmedel en större andel av energimixen trots en högre efterfrågan. Högre andel billiga produktionsmedel som vindkraft i energimixen trycker ner medelpriset på grund av meritordereffekten. En annan studie som använder flera olika modeller för att estimera dagen före-marknadens prisnivåer ser även sjunkande priser då vindkraftens andel stiger och att priserna stiger med högre efterfrågan [11]. Överlag ser studien en sjunkande trend i prisnivåerna från dagens nivåer, studien gjordes 2023 [11]. Men studien understryker också hur olika prisnivåerna kan se ut beroende på modellen man använder för prognosen [11]. Vilket betyder att prisutvecklingen i tabell 4 kan även se annorlunda ut om den beräknas enligt en annan metod.

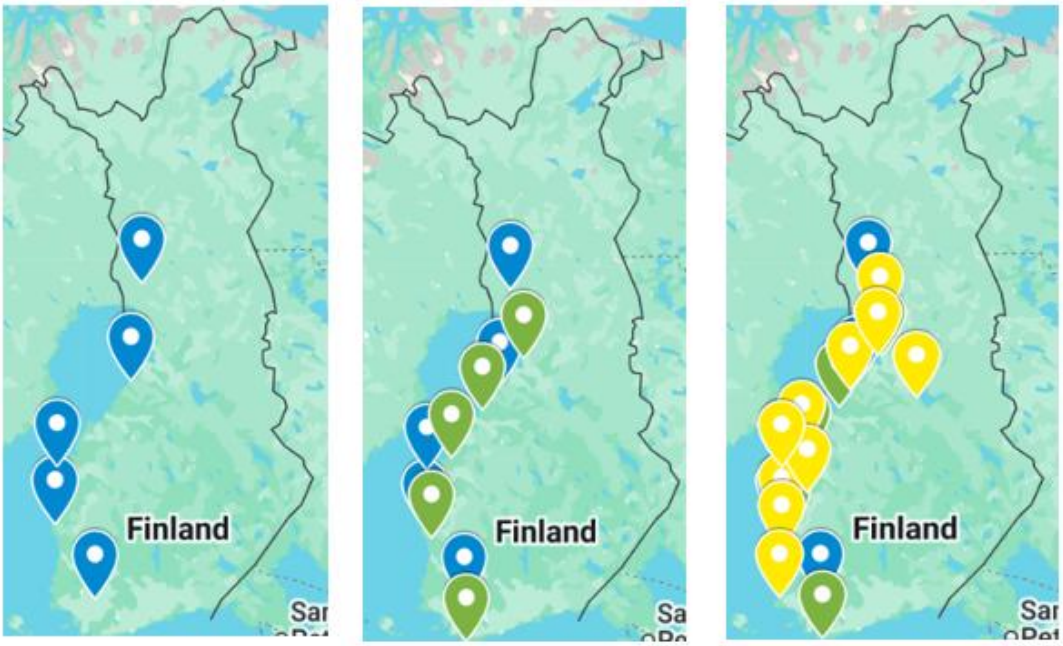
4.3.3 Korrelation mellan vindkraftverkens produktionsmönster

I ekvation (3) beräknar Reichenberg, Ekholm och Boomsma [1], korrelationen (ρ) genom att se på hur investeringens produktionsmönster korrelerar med befintliga marknaden. För att fånga hur nybyggen kan inverka på hela systemets korrelation så räknar denna studie genom en annan metod.

Därmed fokuserar denna studie på hur en investering förhåller sig till Finland som en helhet och beaktar inte hur själva investeringen förhåller sig till lokala skillnader i korrelationen. Eftersom vindkraftverkens produktionsmönster tenderar att korrelera kraftigare desto kortare distans de har emellan sig [24]. Så antar denna studie att systemets korrelation kommer att öka i samband med fler vindkraftverk som byggs i Finland. Det beror på att nya planer på vindkraftsbyggen är främst fokuserade kring västkusten som visades i figur 5 i kapitel 3.2. Desto tätare det byggs kring västkusten desto mer krymper medelavståndet mellan vindkraftverken. För att beräkna hur vindkraftverkens avstånd förhåller sig till korrelationen så kommer studien använda sig enligt följande exponentiell funktion

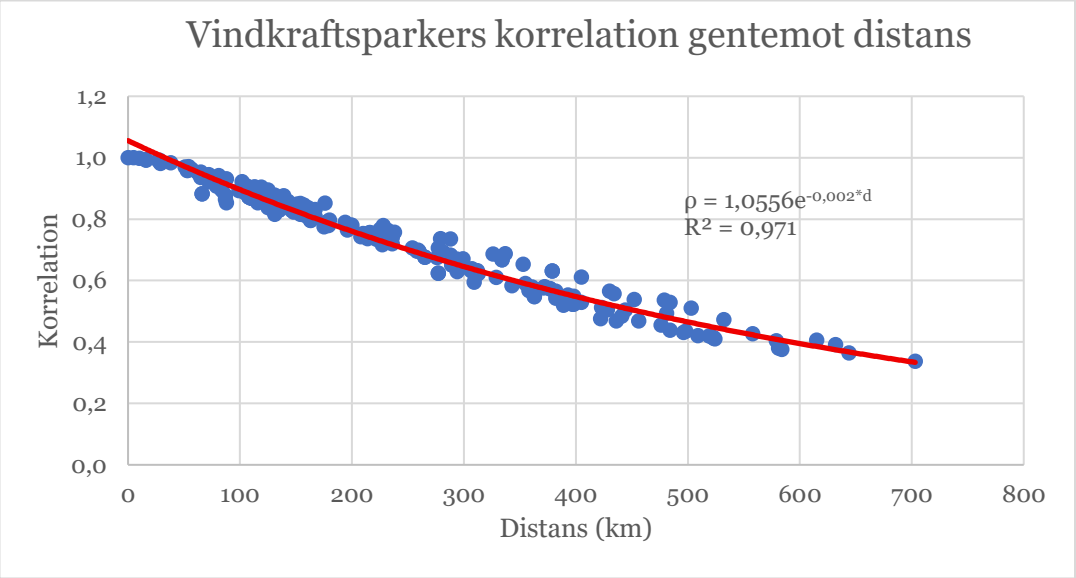
$$\rho = \alpha * e^{-d/D} \tag{6}$$

hämtad från [24]. Ekvation (6) beskriver hur korrelationen (ρ) minskar genom koefficienterna (α), (D) och distansen mellan vindkraftsverken (d) [24]. I arbetet beräknas korrelationen genom att placera ut 20 vindkraftverk kring den västra kusten enligt byggtrenden i figur 5 i kapitel 3.2.



Figur 8. Vindkraftverkens placering som används i uträkningarna. Figuren gjord med hjälp med Google Earth [28]. De olika färgerna på kartan är för att visuellt stöda hur Finlands vindkraftsutökning ser ut i stil med figur 5 i kapitel 3.2.

Figur 8 visar var vindkraftverken som studien beräknar med är utplacerade i Finland. Koordinaterna för vindkraftsverken i figur 8 hittas som en tabell under bilagor som bilaga 1.



Figur 9. Vindkraftens korrelation genom distans. Distansdata från [28] och produktionsmönster beräknat med data från [30].

Figur 9 visar vindkraftsverkens korrelation gentemot deras respektive distans. Tabell över vindkraftparkernas respektive korrelation som användes för att bilda figur 9 hittas under bilagor som bilaga 2. Även en tabell över vindkraftparkernas respektive distans som användas för att bilda figur 9 hitttas under bilagor som bilaga 3. Utifrån figur 9 kan man se hur korrelationen ökar med en kortare distans. Från figur 7 får man koeffecienterna till ekvation (6) genom den röda trendlinjen som beskriver en exponentiell funktion, där α = 1,0556 och D = 2000. För de 20 kraftverken i figur 8 hade systemet ett medelavstånd på 229 kilometer. Men eftersom Finland har betydligt fler än 20 aktiva vindkraftverk så antas det i studien att medelavståndet idag motsvarar 200 kilometer. I S1 är det beräknat att Finland har 7,5 gånger mera vindkraftsproduktion än idag och i S2 cirka tre gånger mer än idag. I studien antas det att byggtrenden fortsätter längs Finlands västkust med någon avvikelse vilket resulterar i antagandet att S1 har ett medelavstånd på 40 kilometer och S2 ett medelavstånd på 80 kilometer. Medelavståndet i S1 motsvarar cirka fem gånger kortare än idag och S2 dubbelt medelavståndet i S1 eftersom S2 har lite under hälften av vindkraftsproduktionen i förhållande till S1.

Tabell 5. Beräknad korrelation idag och samt i S1 och S2 enligt ekvation (6).

	Idag	2040 S1	2040 S2
Medeldistans (km)	200	40	80
Korrelation (ρ)	0,71	0,98	0,90

Tabell 5 beskriver hur vindkraftsystemets korrelation ser ut idag och hur den kan se ut 2040 i scenario 1 och 2. Korrelationen är ett estimerat medeltal över hela landet och arbetet räknar med att korrelationen stiger linjärt fram till 2040 varav efter den stannar på det värdet.

4.4 Investeringsberäkning

Från att ha analyserat det genererade priset för vindkraft kommer denna del gå in på själva investeringsberäkningen. Denna del kommer att presentera vindkraftens kostnader och NPV (Nettonuvärde) -modellen som studien använder för att analysera investeringens lönsamhet. Arbetet utgår från allmänna prisnivåer för ett vindkraft som hittas i tabell 6. Studien kommer att beräkna NPV enligt

$$\mathrm{NPV} = \sum_{t=1}^{T} \frac{\mathrm{FCF}}{(1+\mathrm{WACC})^{t}} - \mathrm{I_k} \qquad (7)$$

från [38, s. 306-307]. NPV- modellen beräknar skillnaden mellan nuvärdet av kassainflöden och nuvärdet av kassautflöden [38, s. 252]. Om NPV är positivt betyder det att investeringen är lönsam och om den är negativ så är det inte lönsamt [38, s. 252-254].

Tabell 6. Information om vindkraftsverket

Typ	Värde	Enhet
Investeringskostnad (I_k) [14]	1,320	(M€/MW)
Rörliga drift- och underhållskostnader (VOM) [14] (år 1)	2,475	(€/MWh)
Fasta drift- och underhållskostnader (FOM) [14] (år 1)	19 479	(€/MW/år)
WACC [31]	7,1 %	
Degradering (De)[39]	0,64 %	
Livscykel (T) [14]	30	År
Kapacitet (K)	5,6	MW
Skatteprocent (τ) [40]	20 %	
Avskrivning (A)	246 400	€/år
Timmar under ett år ($T_å$)	8760	h
Kapacitetsfaktor (μ)	38 %	
Vindkraftens försäljningspris (P_v)	Okänd	€/MWh

Tabell 6 beskriver kostnaderna och annan väsentlig information för vindkraftsverket som denna studie beaktar för investeringen. Vindkraftskostnaderna och dess livslängd från [14, s. 199-205]. Framtida vindkraft kan vara funktionsdugliga i 30 år på grund av pågående tekniska framsteg [14, s. 205], och denna studie kommer att göra antagandet att dessa vindkraftverk har en livslängd på 30 år. Avskrivningarna sker under hela livscykeln eftersom man enligt Finlands regelverk får avskriva högst 20 % av tornets investeringar per år och högst 25 % av delar som rotorn eller växellådan [41, s. 55]. Detta arbete räknar med en WACC (vägd genomsnittlig kapitalkostnad) på 7,1 % som även tidigare studier beräknat med i vindkraftsinvesteringar [31]. Degradering avser den årliga minskningen i produktionen för ett vindkraft vilket studien antar är 0,64 % enligt [39]. Arbetet räknar med att vindkraftverken som byggs har en nominell effekt på 5,6 MW vilket är medeltalet av alla installerade kraftverk mellan 2020 – 2025 i Finland [23]. I uträkningarna beräknas det att de rörliga- och fasta drift och underhållskostnaderna samt inkomsterna (I_n) stiger med inflationen, det vill säga 2 % varje år [42].

För att beräkna NPV i ekvation (7) måste man börja med att beräkna fria kassaflöden (FCF) för respektive år. Det gör man genom att först beräkna inkomsten enligt

$$\text{Inkomst } (I_n) = K * \mu * T_å * P_v * (1 - De)^{t-1}. \qquad (8)$$

Inkomstberäkningen beskriver den årliga produktionen multiplicerat med priset och den årliga degraderingen. Sedan beräknar man FCF enligt

$$\mathrm{FCF} = (\mathrm{I_n} - \mathrm{VOM} - \mathrm{FOM} - \mathrm{A}) * (1 - \tau) + \mathrm{A}. \qquad (9)$$

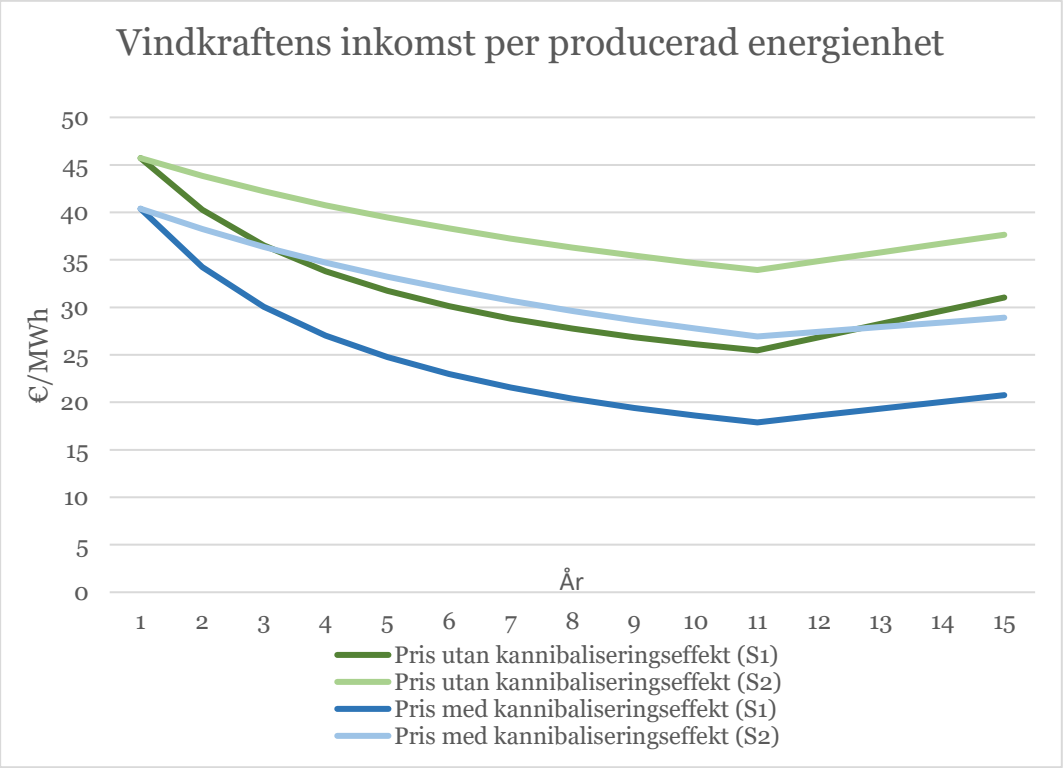
FCF beräknas enligt intäkterna subtraherat med årliga kostnader och avskrivningar, justerat till skatt och därefter adderas avskrivningarna tillbaka. Ekvation (9) är från [38, s. 295-300] vilken även inkluderar förändringen i driftskapital i ekvation (9), medan denna studie antar att det är noll och inkluderar det därmed inte i ekvation (9).

5 Resultat och diskussion

Denna del av arbetet presenterar resultaten av fallstudien som presenterades i kapitel 4. Fallstudier innebär en risk för subjektivitet, eftersom resultaten påverkas av val av data och beräkningsmetoder, även om målet är att vara objektiv. Detta bör beaktas i tolkningen av resultaten. Först ser denna del på hur vindkraftens inkomster utvecklas med kannibaliseringseffekten för att sedan titta på själva investeringens lönsamhet.

5.1 Inkomsternas utveckling under kannibaliseringseffekt

Analysen kommer att göras på basis av de första 15 åren av vindkraftens livscykel eftersom en längre tidshorisont skulle innebära osäkerheter i sådan omfattning att det i praktiken endast blir spekulativt.

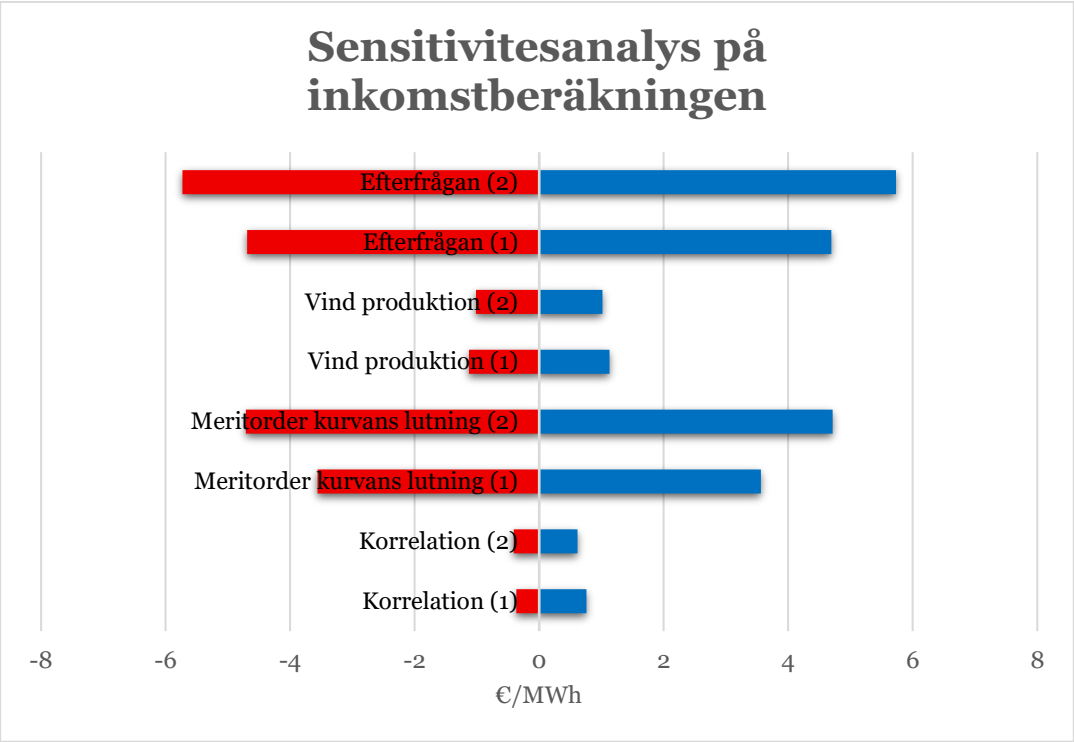


Figur 10. Vindkraftens inkomst per producerad energienhet med och utan kannibaliseringseffekten.

Figur 10 presenterar en graf över pris med kannibaliseringseffekten och utan för vindkraftens 15 första år i bruk ifall investeringen skedde nu. I figur 10 kan man tänka sig att priset utan kannibaliseringseffekt motsvarar spotpriset, medan priset med kannibaliseringseffekten motsvarar vindkraftens

capture price. Som man kan se i figur 10 så är priserna lägre i S1 både med och utan kannibaliseringseffekten. Det finns två grundläggande orsaker till att priserna i S1 är lägre. Den första är den alltjämt lägre prisnivån man kan se i tabell 4 i kapitel 4.3.2 och att kannibaliseringseffekten har en större inverkan som man kan se i figur 10. Att priserna är lägre och att kannibaliseringseffekten är större är båda resultat av en större vindkraftsandel i energimixen. Fastän efterfrågan är högre i S1 och S2 så är det inte tillräckligt gentemot kannibaliseringseffekten att trycka ner priserna. Som man kan se i figur 10 sjunker priserna mycket kraftigare i början än vad de gör närmare år tio. Det beror på att vindkraftens andel stiger procentuellt mycket kraftigare i början av den totala produktionen än vad den gör senare. Efter år tio så antas det att meritorderkurvans lutning inte ändras mera vilket orsakar att priserna börjar stiga igen eftersom meritorderkurvans lutning har fram till detta år sjunkit. I figur 10 kan man även se att klyftorna mellan pris utan- och pris med kannibaliseringseffekten blir större. Den växande klyftan mellan priserna tyder på en fortsatt sjunkande capture rate för vindkraft.

Enligt Renewables Finland så är det svårt att få finansiering för ett vindkraftverk som säljer el rakt till marknaden och omöjligt om priserna är väldigt låga [18]. Till låga priser räknar de 30–35 €/MWh och i figur 10 framgår att capture price i bägge scenarier ligger under detta intervall merparten av tiden. Det betyder att under dessa omständigheter skulle vindkraftsprojekten troligtvis inte få finansiering om de sålde elen rakt till dagen före-marknaden utifrån Renewables Finlands prisnivåer. För att lyckas få finansiering kan det innebära att vindkraftsprojekt är tvungna att satsa på andra avtalsmetoder som till exempel PPA- eller CfD-avtal.



Figur 11. Sensitivitetsanalys på genererat pris med kannibaliseringseffekten. Siffrorna inom parentes hänvisar till vilket scenario det är frågan om, det vill säga (1) är scenario 1 och (2) scenario 2.

Figur 11 är en illustration över hur de olika parametrarna inverkar på priset. Sensitivitetsanalysen är gjord genom att justera värdena i ekvation (3). Korrelationen är justerad till antingen 50 % eller 100 % under hela vindkraftens livscykel. De andra talen är justera enligt +15 % eller – 15 % enligt sina dåvarande värden. Värdena är beräknade över ett medeltal på 15 år. Som man ser i figur 11 så har efterfrågan och meritorder kurvans lutning störst inverkan på priset både negativt och positivt medan korrelationen och vindkraftsproduktionen har mindre. I verkligheten så har antagligen vindkraftens andel och korrelationen en större inverkan. Men på grund av att sensitivitesanalysen är endast justerad till ekvation (3) och inte spotprisprognoserna i tabell 4 i kapitel 4.3.2 visar de sig ha en mindre inverkan. Eftersom både vindkraftens andel och hur produktionen korrelerar har troligen en större inverkan på meritorderkurvans lutning än själva ekvationen (3).

Eftersom efterfrågan utgör en väldigt stor inverkan på priset medför det också en stor osäkerhet i prisbildningen. Efterfrågan har historiskt varit på relativt samma nivå i Finland under en längre tid [34, s. 69-70], vilket skulle gjort det lättare att estimera vad det är om några år. Men på grund av att samhället nu går igenom stora förändringar i flera sektorer som är väldigt

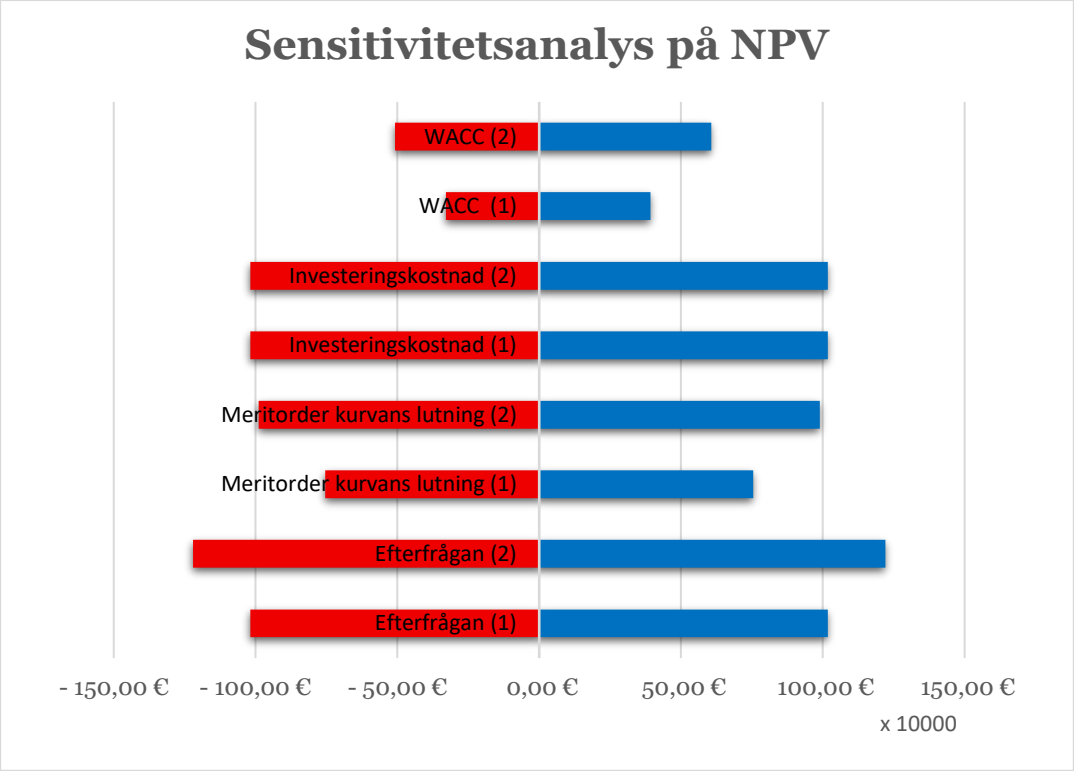
elektricitetintensiva kan det vara svårt att exakt estimera vad det är om några år. De sektorer som kommer att utgöra betydligt större efterfrågan än idag är trafiksektorn, tjänstesektorn, kemikalieindustrin och energisektorn [34, s. 69-70]. Till dessa hör bland annat byggandet av datacenters, väteproduktion, nya typer av bränsleraffinering och elpannor för fjärrvärmen [34, s. 69-70]. Det är svårt att förutspå exakt hur mycket efterfrågan kommer att vara i framtiden. Enligt VTT:s prognos från 2025 så kommer konsumtionen vara runt 120 TWh 2040 och mellan 130–140 TWh 2050 medan Fingrids prognos från 2024 förutspår att konsumtionen kommer vara runt 130 TWh 2030 och kan stiga över 200 TWh [34, 35]. I S1 beräknades det med en efterfrågan på 234 TWh och i S2 med en efterfrågan på 130 TWh år 2040, vilket tyder på att S2 är närmare i linje med övriga estimationer. Det innebär också att priserna till och med kan vara något lägre för S1 om efterfrågan förväntas vara lägre.

Meritorder kurvans lutning som bildas från medelspotpris delat med efterfrågan utgör en variabel med stor inverkan på prisbildningen enligt figur 11. Sättet som denna studie framställer meritorder kurvans lutning gör många förenklingar som inte kan med säkerhet fånga den verkliga marknadsdynamiken. Meritorder kurvans lutning är något som borde vara flexibelt och ändra varje timme medan detta arbete endast beaktar den över ett år för att fånga en övergående trend. Finland har historiskt sett också haft den mest volatila spotmarknaden i Europa de senaste åren [25], vilket skapar ytterligare osäkerheter då man försöker göra framtida spotprisprognoser.

Energilagringen skulle eventuellt öppna möjligheten för att lagra energi då det blåser mycket och sälja den då det blåser mindre vilket skulle minska effekterna av vindkraftens volatila produktionsmönster och kannibaliseringseffekten. Finland har som mål att utöka sin energilagring vilket kan hjälpa att integrera vindkraften effektivare till marknaden [43]. I Finland finns det för tillfället planer på bland annat litiumjonbatterier, termiska energilagringar och förnybart väte som kan hjälpa att minska på volatiliteten i vindkraftsproduktionen [43]. Energilagringens inverkan är inte något som har behandlats i denna studie men kommer säkert spela en roll i framtiden i hur vindkraftverk kan göra inkomster. Däremot är energilagringssystem vanligtvis dyra, vilket gör det intressant om vindkraftens höjda inkomster är tillräckliga för att täcka kostnaderna av lagringen.

5.2 Investeringens framtida lönsamhet

I NPV beräkningen resulterade både S1 och S2 i en förlust. S1 kommer göra en förlust på cirka 3,6 miljoner euro medan S2 gör en förlust på cirka 2,1 miljoner euro. Att vindkraftsinvesteringarna i Finland resulterar i en förlust då de säljer all produktion till dagen före-marknaden var även resultatet i en annan liknande studie trots andra beräkningsmetoder [31]. Resultaten tyder på att en större vindkraftsandel leder till en större kannibaliseringseffekt som sänker priserna mer än vad efterfrågan pressar upp dem. Eftersom S1 gjorde en större förlust gentemot S2 tyder det också på att prisnivåerna sjunker mera i samband med mera vindkraft, trots större efterfrågan.



Figur 12. Sensitivitetsanalys på NPV. Siffrorna inom parentes hänvisar till vilket scenario det är frågan om, det vill säga (1) är scenario 1 och (2) scenario 2.

Figur 12 visar en sensitivitetsanalys på NPV där alla parametrar är justerade med -15 % eller +15 %. Som man ser i figur 12 så inkluderas även efterfrågan och meritorder kurvans lutning här som den gjorde i figur 11 på grund av deras stora inverkan på prisbildningen. Som man ser i figur 11 så utgör alla delar nästan lika stor inverkan förutom WACC. Men efterfrågan och investeringskostnaden gör störst skillnad. Enligt uppskattningar så är det möjligt att

investeringskostnaderna kan sjunka från nivåerna de är 2025 vilket skulle kunna resultera i mera positiva resultat för NPV [14, s. 195-200].

Tabell 7. Siffror som skulle resultera i nollpunkt NPV.

Metod	Scenario 1	Scenario 2
Efterfrågan	Öka med 81 %	Öka med 41 %
Pris (€/MWh)	41,28	41,28
Investeringskostnad	Sjunka med 53 %	Sjunka med 30 %

Tabell 7 presenterar värden som skulle göra nollpunkt NPV för S1 och S2. Nollpunkt NPV innebär att projekten resulterar i en NPV på noll. S1 skulle antingen behöva efterfrågan att stiga med 81 % från sin nuvarande nivå eller att investeringskostnaden sjunker med 53 % från sin nuvarande nivå för att inte göra förlust. S1 har redan en överestimerad efterfrågan och att priserna skulle sjunka med 53 % från nuvarande nivåer är osannolikt. Däremot kräver S2 att efterfrågan ökar med 41 % eller att investeringskostnaden sjunker med 30 % för att inte göra förlust. Därmed har S2 lite bättre utsikter för att inte göra förlust än vad S1 har.

Utifrån tabell 7 skulle ett fast avtal på 41,28 €/MWh vara tillräckligt för att projekten inte skulle göra förlust. I Finland ligger ett PPA-avtal utan krav på volym för vindkraft kring 45 €/MWh för Q2 2025 [44]. Denna prisnivå är beräknad enligt den 25:e percentilen vilket kan ses som de mest konkurrenskraftiga avtalen var flest avtal kommer ske, men enskilda avtal kan också vara lägre [44]. Enligt nuvarande PPA-prisnivåer skulle denna investering göra vinst. Men i en annan studie gjorde vindkraften förlust fastän de hade PPA-avtal med en prisnivå på 50 €/MWh [31]. I den studien gjorde alla vindkraftsverk i Finland förlust som hade PPA-avtal med fast volym och två av tre förlust med PPA-avtal utan fast volym [31]. Det innebär att inte ens PPA-avtalen nödvändigtvis resulterar i positiva ekonomiska utsikter för vindkraft i Finland.

I denna studie gjordes beräkningarna med samma PPA-avtal över hela livscykeln fast avtalen oftast sträcker sig mellan 10 - 15 år [19], vilket betyder att avtalspriserna också kan ändra. Risken finns att priserna på PPA-avtal sjunker eftersom de har sjunkit sedan 2023 [44]. Kannibaliseringseffekten påverkar även situationen för den part som bär risken i ett PPA-avtal, eftersom denna kan tvingas köpa el från marknaden [31]. Vilket leder till att PPA-avtal kan vara svårare att göra beroende på hur producenten eller konsumenten ser på risken med kannibaliseringseffekten. Om PPA-avtal är avgörande för ett vindkraftsprojekt att få finansiering kan det också leda till att branschen

kommer se sjunkande andel nya vindkraftsprojekt i Finland. Eftersom en investerare knappast kommer satsa på ett nytt projekt om prisnivåerna på PPA-avtal inte resulterar i positiv NPV. Även konsumenten kan vara tveksam på att gå upp mycket i pris i sitt PPA-avtal om de får billigare elektricitet på elmarknaden.

Viktigt att tillägga är att vindkraft utgör en viktig del för att Finland ska kunna nå sina klimatmål [3]. Men situationen kan se dålig ut om nya vindkraftsinvesteringar har svårt att få finansiering på grund av osäkra inkomstutsikter. Det kan innebära att staten måste hitta medel för att göra vindkraftsinvesteringar till mera attraktiva investeringsmål. Finland slopade ekonomiska stöd till vindkraft 2017 [45], men kan denna utveckling eventuellt betyda att stöden blir aktuella igen.

6 Slutsatser

Detta arbete har behandlat hur kannibaliseringseffekten inverkar på framtida investeringar i vindkraft i Finland. Elmarknadens funktionssätt har varit en central del av arbetet för att förstå vilken roll vindkraft spelar i det. Arbetets fokus har legat på el som säljs rakt till dagen före-marknaden men även andra typer av avtal som är relevanta för vindkraft har behandlats. Fokuset i arbetet har legat på ytterligare ökning av vindkraftsandelen i Finlands energimix eftersom stora mängder investeringar har skett under de senaste åren. Resultatet av en kraftig vindkraftsökning har man kunnat se i vindkraftens sjunkande capture rate och ett kraftigare volatilt produktionsmönster.

I arbetet genomfördes en fallstudie som försöker förutspå vindkraftens investeringsmöjlighet på en marknad med allt mera vindkraft och högre efterfrågan. Fallstudien gjordes på basis av två scenarion vilka båda resulterade i negativa nettonuvärden då elen säljs rakt till dagen före-marknaden, vilket tyder på att vindkraft inte är en lönsam investering i Finland. Utifrån fallstudien får man däremot också en idé över mängden osäkerhetsmoment och risker som finns i en möjlig vindkraftsinvestering. Till exempel hur en investerare ser på att efterfrågan ökar eller hur priserna utvecklas har en stor inverkan på resultatet.

På grund av dagen före-marknadens dåliga ekonomiska förutsättningar kan det enda sättet för ett vindkraftsprojekt att få finansiering vara via PPA-avtal, vilka nödvändigtvis inte heller erbjuder positiva ekonomiska förutsättningar. Detta kan leda till att investeringarna inom vindkraftssektorn avtar i jämförelse med tidigare investeringstakt. Detta beror på att PPA-avtalen inte heller undgår påverkan av kannibaliseringseffekten. Däremot har Finland som mål att göra satsningar inom energilagringen vilket kan resultera i positiva utsikter för vindkraften eftersom den kan reducera kannibaliseringseffekten. Hur stor positiv effekt energilagringen kan ha återstår dock att se. Trots sina dåliga ekonomiska utsikter utgör vindkraft en central roll med tanke på Finlands klimatmål, vilket gör det till ett intressant forskningsobjekt för att se hur man kunde gör det till ett attraktivt investeringsmål igen.

Sammanfattningsvis befinner sig Finland i en snabbt förändrande elbransch med tanke på hur efterfrågan estimeras att växa och energimixen ändrar. I framtida studier skulle det vara intressant att se hur mycket av kannibaliseringseffekten som kan reduceras med hjälp av energilagring.

Källor

[1] L. Reichenberg, T. Ekholm och T. Boomsma, “Revenue and risk of variable renewable electricity investment: The cannibalization effect under high market penetration,” *Energy*, vol. 284, 2023, Art. nr 128419, doi: 10.1016/j.energy.2023.128419.

[2] J.L. Prol, K.W. Steininger och D. Zilberman, “The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market,” *Energy Economics*, vol. 85, 2020, Art. nr 104552, doi: 10.1016/j.eneco.2019.104552.

[3] Miljöministeriet, ”Utbyggnad av vindkraft [webbkälla],” Miljöministeriet. Hämtad 14.08.2025. Tillgänglig: https://ym.fi/sv/utbyggnad-av-vindkraft.

[4] Fingrid, ”Yleistietoa sähkömarkkinoista [webbkälla],” Fingrid. Hämtad 23.06.2025. Tillgänglig: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/yleistietoa-sahkomarkkinoista/?tag=3462&pageSize=5&page=1&language=fi.

[5] Svenska Kraftnät, ”Om elmarknaden [webbkälla],” Svenska Kraftnät. Hämtad 24.06.2025. Tillgänglig: https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/.

[6] European Comission, “Electricity market design [webbkälla],” European Comission. Hämtad 24.06.2025. Tillgänglig: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/electricity-market-design_en.

[7] E. Vakkilainen och A. Kivistö, ”Sähkön tuotantokustannusvertailu,” Lappenranta, Finland: LUT Scientific and Expertise Publications/Tutkimusraportit–Research Reports, 2017. 28 s. ISBN 978-952-335-124-0.

[8] Energiateollisuus, “Sähkön tuntidata [webbkälla],” Energiateollisuus. Hämtad 10.06.2025. Tillgänglig: https://energia.fi/tilastot/sahkotilastot/sahkon-tuntidata/.

[9] E. Blume-Werry, et al., “Value Factors, Capture Prices and Cannibalism: nightmares for renewable energy decision-makers,” *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 14, nr. 4, s. 231-247, 2021, doi: 10.1093/jwelb/jwab027.

[10] Nord Pool, “Aggregated Bidding Curves [webbkälla],” Nord Pool. Hämtad 15.08.2025. Tillgänlig: https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/aggregated-bid-curves?deliveryDate=latest&bidCurveArea=FI.

[11] S. Lampela, “Long-term Electricity Price Forecasting in Finland,” Masterexamen, Masterprogram i miljö- och energiteknik, Fakulteten för teknik och naturvetenskaper, Tammerfors-universitetet, Tammerfors, 2023. 121 s. Tillgänglig: https://urn.fi/URN:NBN:fi:tuni-202311099543.

[12] European Union, "Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency (Text with EEA relevance)

[webbkälla]," European Union. Hämtad 07.07.2025. Tillgänglig: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2011/1227/oj/eng.
[13] P. Lindholm och H. Eskonen, ”Professorit: Energiayhtiöt voisivat manipuloida sähkön hintaa Suomessa eivätkä jäisi siitä kiinni [webbkälla],” YLE. Hämtad 07.07.2025. Tillgänglig: https://yle.fi/a/74-20071102.
[14] The Danish Energy Agency, “Technology Data Catalogue for Electricity and District Heating Production - Updated May 2025 [webbkälla],” The Danish Energy Agency. Hämtad 25.06.2025. Tillgänglig: https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating.
[15] EMBER, “European Wholesale Electricity Price Data [webbkälla],” EMBER. Hämtad 10.06.2025. Tillgänlig: https://ember-energy.org/data/european-wholesale-electricity-price-data/.
[16] S. Paaso och A. Khosravi, ”Wind power revenue potential: Simulation for Finland,” *Energy Engineering: Journal of the Association of Energy Engineering*, vol. 118, nr. 4, s. 1111-1133, 2021, doi: 10.32604/EE.2021.014949.
[17] T. Wallyn, “Power Purchase Agreements and Contracts for Differences: unraveling the complexity! [webbkälla],” PWC Belgium. Hämtad 24.07.2025. Tillgänglig: https://news.pwc.be/power-purchase-agreements-and-contracts-for-differences-unraveling-the-complexity/.
[18] Suomen uusiuituvat, ”Vastauksia tuulivoimasta (Tuki ja tuotantokustannukset) [webbkälla],” Suomen uusiuituvat. Hämtad 06.08.2025. Tillgänglig: https://suomenuusiutuvat.fi/usein-kysyttya/tuulivoimasta/tuki-ja-tuotantokustanukset/.
[19] D. Brunnberg och J. Johnsen, “Power purchase agreements: a European outlook [webbkälla],” Aquila Capital. Hämtad 15.08.2025. Tillgänglig: https://www.aquila-capital.de/fileadmin/user_upload/PDF_Files_Whitepaper-Insights/2019-11-15_Whitepaper_PPA_EN.pdf.
[20] OX2, “OX2 Annual Statement 2024 [webbkälla],” OX2. Hämtad 24.07.2025. Tillgänglig: https://www.ox2.com/files/Financial_reports/OX2_Annual_Statement_2024.pdf.
[21] A. Mikkonen, ”Marginaalista energiakriisin ratkaisijaksi [webbkälla],” Uusiutuva lehti. Hämtad: 22.07.2025. Tillgänglig: https://www.uusiutuvatlehti.fi/marginaalista-energiakriisin-ratkaisijaksi/.
[22] Suomen uusiutuvat, ”Wind power in Finland, mid 2025 [webbkälla],” Suomen uusiutuvat. Hämtad 31.07.2025. Tillgänglig: https://suomenuusiutuvat.fi/media/wind-power-stats-fin-6_2025.pdf.
[23] Renewables Finland, “Wind power statistics 06/2025 [webbkälla],” Renewables Finland. Hämtad 31.07.2025. Tillgänglig: https://suomenuusiutuvat.fi/en/wind-power-statistics-06-2025/.

[24] J. Olauson och M. Bergkvist, “Correlation between wind power generation in the European countries”, *Energy*, vol. 114, s. 663-670, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.036.

[25] P. Shinde, “Finland: Europe’s most volatile short-term electricity market [webbkälla],” Montel. Hämtad 12.08.2025. Tillgänglig: https://montel.energy/commentary/finland-europes-most-volatile-short-term-electricity-market?utm_term=&utm_campaign=PMAX+-+Montel+Product+-+Analytics+-+Europe&utm_source=adwords&utm_medium=ppc&hsa_acc=5286789703&hsa_cam=21293085542&hsa_grp=&hsa_ad=&hsa_src=x&hsa_tgt=&hsa_kw=&hsa_mt=&hsa_net=adwords&hsa_ver=3&gad_source=1&gad_campaignid=22872068570&gbraid=0AAAAABbCIORZslo2bcv8T8aZ-L9PeXVrQ&gclid=Cj0KCQjwzOvEBhDVARIsADHfJJTmbWDu8IxNmpb-AmDmjh88fJ3MQ5TKnmmCQOh6cr2j74tszNBKQosaAnrwEALw_wcB.

[26] Renewables Finland, “Project Map of Renewable Energy Forms [webbkälla],” Renewables Finland. Hämtad 10.06.2025. Tillgänglig: https://suomenuusiutuvat.fi/en/wind-power/projects-and-wind-turbines-in-finland/wind-power-map/.

[27] Nord Pool, Hämtad från Nord Pool. Hämtad 13.06.2025.

[28] Google Earth, Hämtad från Google Earth [webbkälla]. Google Earth. Hämtad 15.07.2025. Tillgänglig: https://earth.google.com/web.

[29] Energiateollisuus, ”Visio menestyvän Suomen energiatulevaisuudesta [webbkälla],” Energiateollisuus. Hämtad 22.07.2025. Tillgänglig: https://energia.fi/meista/visio/visio-menestyvan-suomen-energiatulevaisuudesta/.

[30] Renewables Ninja, “Renewables.ninja [webbkälla],” Renewables Ninja. Hämtad 11.06.2025. Tillgänglig: https://www.renewables.ninja/.

[31] S. Seppälä och S. Syri, “Wind, PV, and Hybrid Power Plant Operation in Competitive Nordic Electricity Market With High Profit Cannibalization,” *International Journal of Energy Research*, vol. 2025, nr. 1, 2025, Art. nr 8850556, doi: 10.1155/er/8850556.

[32] Nord Pool, “Transition to 15-minute Market Time Unit (MTU) [webbkälla],” Nord Pool. Hämtad 12.08.2025. Tillgänglig: https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/transition-to-15-minute-market-time-unit-mtu/.

[33] Miljöministeriet, ”Finlands nationell klimatpolitik [webbkälla],” Miljöministeriet. Hämtad 31.07.2025. Tillgänglig: https://ym.fi/sv/finlands-nationell-klimatpolitik.

[34] T. Koljonen, et al., ”Kansallisen energia- ja ilmastopolitiikan uudet toimet ja skenaariot (KEITO) – keskipitkän aikavälin vaikutusarviot,” *VTT Technical Research Centre of Finland*, 2025, s. 254, ISSN 2242-1211.

[35] Fingrid, “Prospects for future electricity production and consumption [webbkälla],” Fingrid. Hämtad 12.08.2025. Tillgänglig: https://www.fingrid.fi/en/grid/development/prospects-for-future-electricity-production-and-consumption-q3-2024/.

[36] J.F Manwell, J.G. McGowan och A.L. Rogers, *Wind energy explained: theory, design and application*, 2:a uppl. West Sussex, United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2009. 704 s. ISBN 0-47-068628-6.

[37] Y. He, et al., “Modeling the merit order curve of the European energy exchange power market in Germany,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nr. 3, s. 3155-3164, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2242497.

[38] J. Berk, P. DeMarzo och J. Harford, *Fundamentals of corporate finance*, 3:e uppl. Essex, England: Pearson Education Ltd, 2015. 784 s. ISBN 1-292-01840-2.

[39] M.S.K. Mathew, S.T.O. Kandukuri och C.W.P. Omlin, “Estimation of wind turbine performance degradation with deep neural networks,” i: *European Conference of the PHM Society 2022*, Turin, Italy, 6.-8.7.2022, vol. 7, nr. 1, s. 351–359. ISBN 978-1-936263-36-3.

[40] Verohallinto, “Yritysverotus Suomessa [webbkälla],” Verohallinto. Hämtad 23.07.2025. Tillgänglig: https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/yritystoiminta/ulkomainen-yritys-suomessa/yritysverotus-suomessa/.

[41] KPMG Law, “A New Golden Age for Renewable Energy

Taxation of wind power – 2023 A country overview [webbkälla],” KPMG. Hämtad 05.07.2025. Tillgänglig: https://kpmg.com/be/en/home/insights/2023/04/eng-a-new-golden-age-for-renewable-energy.html.

[42] A. O'Neill, “Average inflation rate in Finland from 1980 to 2030 [webbkälla],” Statista. Hämtad 08.08.2025. Tillgänglig: https://www.statista.com/statistics/328324/inflation-rate-in-finland/.

[43] S. Lieskoski, et al., “A review of the current status of energy storage in Finland and future development prospects,” *Journal of Energy Storage*, vol. 93, 2024, Art. nr 112327, doi: 10.1016/j.est.2024.112327.

[44] LevelTen Energy, “PPA Price Index Executive Summary Q2 2025 Europe [webbkälla],”. LevelTen Energy. Hämtad 13.08.2025. Tillgänglig: https://www.leveltenenergy.com/ppa.

[45] Energiavirasto, ”Tuotantotuki [webbkälla],” Energiavirasto. Hämtad 12.07.2025. Tillgänglig: https://energiavirasto.fi/tuotantotuki.

Bilagor

Bilaga 1. Tabell över namn och koordinater för vindkraftsparkerna i figur 8. Vindkraftsparkerna och dess respektive koordinater från [26, 28].

Plats	Koordinater
Jäneskeidas	61°50'34"N 21°42'14"E
Västervik	62°03'26"N 21°29'09"E
Verhonkulma	60°40'22"N 23°01'05"E
Sundom	63°03'23"N 21°33'13"E
Sarvakangas	64°32'00"N 24°23'39"E
Vihreäsaari	65°00'30"N 25°24'34"E
Tervola	66°07'58"N 24°54'30"E
Torvenkylä	64°08'49"N 23°43'39"E
Metsälä	62°05'17"N 21°33'47"E
Storbacken	63°17'55"N 22°27'59"E
Isokangas	65°34'16"N 25°18'37"E
Kröpuln	63°25'42"N 22°19'00"E
Santavuori	62°39'09"N 22°29'33"E
Hyötytuuli	61°35'48"N 21°30'08"E
Muntila	60°40'40"N 21°25'18"E
Sandö	59°52'54"N 23°06'02"E
Paltusmäki	64°25'28"N 24°10'09"E
Vaasa tuul.	63°03'22"N 21°33'12"E
Riutunkari	65°00'30"N 25°11'49"E
Metsälammin	64°15'58"N 26°43'28"E

Bilaga 2. Tabell över vindkraftparkernas korrelation som används för att göra figur 9. Korrelationen beräknat utifrån produktionsmönster av [30].

	Jäneskeidas	Västervik	Verhonkulma	Sundom	Sarvakangas	Vihreäsaari	Tervola	Torvenkylä	Metsälä	Storbacken	Isokangas	Kröpuln	Santavuori	Hyötytuuli	Muntila	Sandö	Paltusmäki	Vaasa tuul.	Riutunkari	Metsälammin
Jäneskeidas	1	0,99	0,82	0,83	0,61	0,55	0,51	0,67	0,99	0,81	0,54	0,78	0,89	0,98	0,88	0,73	0,62	0,83	0,55	0,58
Västervik		1	0,77	0,87	0,63	0,57	0,53	0,70	1,00	0,84	0,56	0,81	0,89	0,97	0,85	0,70	0,65	0,87	0,57	0,58
Verhonkulma			1	0,62	0,47	0,43	0,41	0,52	0,78	0,63	0,43	0,59	0,73	0,81	0,86	0,85	0,48	0,62	0,43	0,50
Vaasa tul.				1	0,76	0,68	0,63	0,83	0,87	0,96	0,67	0,96	0,88	0,79	0,68	0,55	0,78	1,00	0,69	0,65
Sarvakangas					1	0,94	0,80	0,97	0,64	0,83	0,89	0,83	0,73	0,57	0,47	0,41	0,99	0,76	0,95	0,85
Vihreäsaari						1	0,84	0,89	0,57	0,76	0,95	0,76	0,67	0,50	0,41	0,38	0,93	0,68	1,00	0,89
Tervola							1	0,78	0,54	0,69	0,94	0,69	0,61	0,47	0,39	0,34	0,79	0,63	0,84	0,75
Torvenkylä								1	0,71	0,90	0,85	0,91	0,79	0,63	0,53	0,45	0,98	0,83	0,90	0,83
Metsälä									1	0,84	0,56	0,82	0,91	0,97	0,85	0,69	0,65	0,87	0,58	0,59
Storbacken										1	0,74	0,99	0,92	0,76	0,65	0,54	0,85	0,96	0,76	0,74
Isokangas											1	0,74	0,65	0,49	0,40	0,36	0,88	0,67	0,95	0,84
Kröpuln												1	0,88	0,74	0,63	0,52	0,86	0,96	0,77	0,72
Santavuori													1	0,83	0,72	0,61	0,74	0,88	0,67	0,71
Hyötytuuli														1	0,92	0,75	0,58	0,79	0,51	0,52
Muntila															1	0,85	0,48	0,68	0,42	0,44
Sandö																1	0,42	0,55	0,38	0,41
Paltusmäki																	1	0,78	0,94	0,84
Vaasa tuuli 2																		1	0,69	0,65
Riutunkari																			1	0,87
Metsälammin																				1

Bilaga 3. Tabell över vindkraftparkernas distans gentemot varandra som användes för att göra figur 9. Distansen beräknad med hjälp av [26, 28].

	Jäneskeidas	Västervik	Verhonkulma	Sundom	Sarvakangas	Vihreäsaari	Tervola	Torvenkylä	Metsälä	Storbacken	Isokangas	Kröpuln	Santavuori	Hyötytuuli	Muntila	Sandö	Paltusmäki	Vaasa tuul.	Riutunkari	Metsälammin
Jäneskeidas	0	27	148	135	329	398	503	276	28	167	452	179	99	29	131	231	313	135	393	371
Västervik		0	175	111	312	382	484	259	5	147	434	159	84	51	154	258	296	111	377	361
Verhonkulma			0	277	436	498	615	389	176	294	558	309	222	131	87	88	422	277	496	444
Vaasa tul.				0	216	288	379	163	108	53	334	56	66	163	265	363	199	0,02	281	289
Sarvakangas					0	72	180	54	307	167	123	160	230	358	456	523	16	216	65	116
Vihreäsaari						0	128	125	377	238	63	231	299	428	523	584	88	288	10	104
Tervola							0	228	479	337	65	326	405	532	632	703	194	379	126	225
Torvenkylä								0	254	113	176	106	178	306	405	476	38	163	119	146
Metsälä									0	143	430	154	79	55	157	260	291	108	372	355
Storbacken										0	288	16	72	196	297	382	151	53	232	236
Isokangas											0	279	353	481	579	644	139	334	63	160
Kröpuln												0	87	208	310	397	143	57	225	236
Santavuori													0	129	227	310	214	66	294	277
Hyötytuuli														0	102	210	343	163	423	398
Muntila															0	128	441	265	519	484
Sandö																0	509	363	581	524
Paltusmäki																	0	200	81	125
Vaasa tuuli 2																		0	281	289
Riutunkari																			0	110
Metsälammin																				0