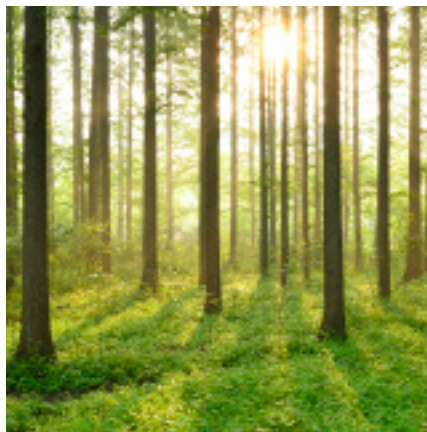


BERÄKNINGSVERKTYG FÖR OPTIMERING AV SOLCELLSPARKER

RAPPORT 2023-933



Beräkningsverktyg för optimering av solcellsparker

JOHAN LINDAHL, PIETRO ELIA CAMPANA OCH MARIE KOFOD HANSEN

ISBN 978-91-7673-933-4 | © Energiforsk mars 2023

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Det verktyg som tagits fram i det här projektet har en potential att öka den faktiska inkomsten för olika solcellsanläggningar över tid, och därmed lönsamheten för solkraften i Norden.

Det har länge saknats ett verktyg för solcellsparkprojektörer som tar hänsyn till lokala väderförhållanden, och framför allt till prissignalerna från elmarknaden och därmed i förlängningen till balansen mellan produktion och efterfrågan. I det här projektet har en beräkningsmodell tagits fram som gör det möjligt att optimera solcellsmodulernas vinkel och riktning (azimuth), utifrån både lokala väderförhållanden och spotprisvariationer över tid.

Projektet har genomförts med stöd av Åforsk av Johan Lindahl Bequerel Sweden, Pietro Elia Campana på Mälardalens universitet och Marie Kofod-Hansen, Energiforsk.

Styrgruppen har bestått av Johan Skördare, VD för EnergiEngagemang, Magnus Bergqvist, solcellsparkansvarig hos Svea Solar och Lars Hedström, Vice VD för Solkompaniet.

Marie Kofod-Hansen

Ansvarig för Industrinätverket solel på Energiforsk

Stockholm i mars 2023

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

I det här projektet har en beräkningsmodell, samt en prototyp till ett online-verktyg tagits fram, som utifrån geografiskt högupplöst väderdata och spotpriser optimerar orienteringen av solcellsmoduler.

Utifrån lokalt väderdata från SMHI, med en upplösning på 2,5×2,5 km, kan modellen simulera produktionen av el för alla potentiella vinklar och riktningar (azimut) hos en solcellsmodul för alla platser i Norden och Baltikum, och för alla timmar under tidsperioden 2018–2021. Den simulerade produktionen kan i beräkningsverktyget kombineras med dagen före-spot priserna från Nord Pool och med en optimeringsfunktion kan den optimala vinkeln respektive azimut beräknas utifrån antingen maximal energiproduktion eller maximal avkastning för enskilda år eller för hela tidsperioden. Att projektera solcellsparker, som är de solcellssystem som har störst frihetsgrad för själva utformningen, utifrån maximal avkastning istället för maximal energiproduktion skulle kunna leda till en större spridning i både vinklar och azimut hos de solcellsparker som kommer installeras framöver. Kan prissignalerna från elmarknaden i större utsträckning tas i beaktande redan vid projekteringen av solcellssystem skulle det vara bra för den nordiska kraftbalansen då spotpriset är en funktion av utbud och efterfrågan.

Fram tills idag har det inte funnits något verktyg för solcellsparkprojektörer som tar hänsyn till värdet av elen när den produceras under dygnet och under året, vilket den i det här projektet utvecklade prototypen till beräkningsverktyg kan göra.

I och med verktygets stora geografiska utbredning och de olika funktioner som finns att justera produktionen med så finns det en stor uppsjö potentiella optimeringsanalyser som kan utföras. Som ett exempel visades det för tre platser att det med en optimal orientering gått att få ut 0,2–1,7% mer energi, jämfört med den traditionella orienteringen där modulerna riktas rakt mot söder och med en lutning på 30°.

Vid en undersökning av samma platser så skulle avkastningen bli mellan 0,3% och upp till 2,3% högre totalt under tidsperioden 2018–2021 om en optimering av orienteringen sker med hänsyn till lokala vädermönster och spotprisvariationer jämfört med den traditionella orienteringen. Tar man en solcellspark på 10 MW_p som installeras i Köpenhamn med ett DC-till-AC ratio på 1,3 som ett exempel, så hade den ökade avkastningen motsvarat ca 105 000 kr/år.

Således har det här verktyget en potential att öka den faktiska inkomsten för olika solcellsanläggningar över tid, och därmed lönsamheten för solkraften i Norden. I förlängningen skulle det kunna accelerera utbyggnaden av förnybar klimat- och miljövänlig elproduktion i form av solkraft, vilket är en möjliggörare för den kommande elektrifieringen av samhället och att minska andelen fossil energi i Nordens och Europas energimix.

Nyckelord

Solceller, Solcellspark, Norden, Produktionsoptimering, Avkastningsoptimering, Simulering

Summary

In this project, a calculation model, as well as a prototype for an online tool, has been developed which, based on geographically high-resolution weather data and spot prices, optimizes the orientation of photovoltaic systems.

Based on local weather data from SMHI, with a resolution of 2.5×2.5 km, the model can simulate the production of electricity for all potential angles and azimuth of a photovoltaic (PV) module for all locations in the Nordic and Baltic countries, and for all hours during the period 2018–2021. In the online calculation tool, the simulated production can be combined with the day-ahead spot prices from the Nord Pool spot market and with an optimization function, the optimal angle or azimuth can be calculated based on either maximum energy production or maximum financial return. This can be done for individual years or for the entire time period.

Designing PV parks, which are the PV systems that have the greatest degree of freedom in the design, based on maximum return instead of maximum energy production could lead to a greater spread in both angles and direction (azimuth) of the PV parks that will be installed in the future, which would enable a smoother production of PV power at system level over both the hours of the day and seasons.

Until today, there has been no tool in the Nordics for solar park planners that considers the value of electricity when it is produced by hour and day. This calculation model makes it possible.

With the tool's large geographical spread and the various functions that are available to adjust the production with, there is a large number of potential optimization analyzes that can be performed. As an example, it was shown for three locations that with an optimal orientation it was possible to extract 0.2–1.7% more energy, compared to the traditional orientation where the modules are directed directly to the south and with an inclination of 30°.

In an examination of the same locations, the return would be between 0.3% and up to 2.3% higher in total during the time period 2018–2021 if an optimization of the orientation takes place with regard to local weather patterns and spot price variations compared to the traditional orientation. If you take a 10 MWp solar park installed in Copenhagen with a DC-to-AC ratio of 1.3 as an example, the increased return would have corresponded to about SEK 105,000/year.

If the price signals from the electricity market can be taken into account to a greater extent already in the design phase of PV systems, it would be good for the Nordic power balance as the spot price is a function of supply and demand.

This tool has the potential to increase the actual income for various PV systems over time, and thus the profitability of solar power in the Nordic and Baltic region. In the long run, it could accelerate the expansion of renewable climate- and environmentally friendly electricity production in the form of PV power, which is

an enabler for the coming electrification of society and to reduce the share of fossil energy in the Nordic and European energy mix.

Innehåll

1	Inledning	9
2	Bakgrund	11
2.1	Produktionsplanering för vinstmaximering	15
3	Modellen	16
3.1	Målfunktioner för modellen	16
3.2	Utveckling av den tidigare modellen	17
3.2.1	Skuggning av rader med solcellsmoduler	17
3.2.2	Passiv klippning genom DC-till-AC ratiot	18
3.2.3	Aktiv klippning genom DC-till-AC ratiot	18
3.3	Validering AV modellen	18
3.3.1	Beskrivning av referenssolcellsparken	18
3.3.2	Valideringsresultat	20
3.4	funktioner i onlineverktyget	23
3.4.1	Val av plats för solcellsparket	23
3.4.2	Val av inputparametrar för simuleringen	23
3.4.3	Resultat presentation	25
3.4.4	Estimering av kannibaliseringseffekten	26
3.4.5	Sammanfattning kring onlineverktyget	27
4	Optimeringsanalyser	28
4.1	Ökad produktion när lokala vädermönster beaktas	28
4.2	Ökad avkastning när lokala vädermönster och spotprisvariationer beaktas	30
5	Referenser	35

1 Inledning

Intresset för solcellsparker ökar kraftigt i hela världen. Trots två år av restriktioner, i och med COVID-10 pandemin, och dess påverkan på värdekedjor, har globalt minst 175 GW solcellskapacitet installerats under 2021. Total installerad solcellskapacitet vid slutet av 2021 uppnådde därmed minst 942 GW (IEA PVPS task 1 et al., 2022). Syftet med den här studien är att ta fram en vägledning för hur en centraliserad solcellspark kan designas i Norden och Baltikum.

Historiskt sett har den förväntade utvecklingen av solceller underskattats (Creutzig et al., 2017; Jaxa-Rozen & Trutnevyte, 2021; Victoria et al., 2021). I dag kommuniceras en annan bild, där den förväntade nivån når höjder vi aldrig sett förut. International Energy Agency (IEA) förutser att solkraften kommer bli det ledande energislaget i världen (IEA, 2020). Den europeiska kommissionen har genom EUs solelsstrategi målsättningen att över 320 GW kapacitet ska vara på plats till 2025 och nästan 600 GW till 2030, (European Commission, 2022). Vidare utlovade Kinas president, Xi Jinping, vid Förenade Nationernas (FN) klimatkonferens, att landets totala kapacitet från vind- och solkraft ska uppnå minst 1 200 GW till 2030 och USAs energidepartement menar att landet behöver fyrdubbla sin årliga solcellsinstallation för att uppnå målsättningen med 1 000 GW till 2035 (U.S. Department of Energy Solar Energy Technologies Office, 2021).

För producenter av solet som får betalt baserat på levererad volym, el från till exempel inmatningsariffer (eng. *feed-in tariffs*), anbud eller långsiktiga bilaterala elhandelsavtal (PPA), blir det naturligt att maximera sin vinst genom att maximera den totala produktionen. Det har lett till att optimeringen av solcellsparker hittills främst har fokuserats på att maximera årlig energiproduktion [1], vilket idag även är normen i de nordiska och baltiska länderna.

Trots att solceller är en variabel energiteknologi, och ofta kategoriseras som ej planerbar, så kan produktionsprofilen för solet anpassas över tid, primärt via tre olika metoder [2]:

- Genom att implementera olika lutningar och azimutvinklar för modulerna vid installation
- Genom att inskränka likströmsproduktion från modulerna via en lägre kapacitet hos växelriktaren (eng. *curtailment*)
- Genom att använda en- eller två-axel-solföljare.

Den tredje metoden är inte inkluderad i denna studie på grund av att vinstfördelarna för solföljare inte överväger ökade kostnader för spårningssystem i nordliga regioner [2]. Då denna studie behandlar länder i den norra hemisfären inkluderas därför endast statiska solcellsinstallationer med en fast vinkel och en fast riktning.

På grund av den variabilitet i energiproduktionen som man får via solceller så blir produktionen per automatik mer koncentrerad i tid vilket gör soletproducenter

mer känsliga för variationer i priset på spotmarknaden än producenter av planerbar kraft som kan anpassa sin produktion efter marknadspriset [3] - [5]. På senaste tid har solcellsparker byggts i Sverige och Danmark. Bakgrunden är att kostnaderna för solcellsparker blivit så låga att det numera går att få lönsamhet i projekt utan statligt stöd eller andra subventioner [6]. Vid årsskiftet 2020/2021 fanns det 74,1 MW solcellskapacitet fördelat på 24 solcellsparker i Sverige. Under 2021 är de preliminära uppgifterna att ytterligare 23,0 MW installerades och det finns konkreta kommunicerade planer på 101,8 MW under 2022. Därutöver finns det projektportföljer på upp mot 2 GW som skulle kunna driftsättas under de kommande 2–5 åren, vilket motsvarar ett elproduktionstillskott på ca 2 TWh. Alla dessa projekt kanske inte blir av och andra kanske tillkommer, men det är tydligt att intresset och aktiviteten är stor. Var i Sverige solcellsparkerna kommer att installeras och hur de utformas kommer påverka effektbalansen. Det har byggts många och stora solcellsparker i Danmark på omkring ca 400 MW solcellskapacitet per år de senaste åren. Dessa realiserar dels via statliga auktioner [6] men främst genom osubventionerade bilaterala avtal med slutkunder som ingår så kallade "Power-Purchase Agreements" (PPA). Fram till 2030 förutspår Energistyrelsen att 3,75 GW i form av solcellsparker kommer att byggas i Danmark [7]. Den senaste utvecklingen är att fler och fler solcellsparker byggs med avsikt att sälja sin el direkt mot spotmarknaden [8] vilket gör att elprisets utveckling blir en viktig aspekt i planeringen.

Det här projektet utvärderar hur designen av solcellsparker i Norden och Baltikum kan optimeras utifrån lokala vädermönster, prisvariationer på spotmarknaden för el, 'curtailment' och eventuella framtida kannibaliseringseffekter.

2 Bakgrund

Det varierande priset på spotmarknaden måste beaktas i kostnads-nytt- eller lönsamhetsanalyser av olika kraftverk. För solcellsanläggningar, där produktionen är mer koncentrerad i tid på grund av sitt väderberoende, är analys av spotprisfluktuationerna av större betydelse än för planerabara kraftslag som kan justera produktionen som en reaktion på priserna [3]–[5]. En metod för att bestämma det faktiska värdet av elkraft från ett visst kraftslag eller enskilt kraftverk på en skiftande spotmarknad är att beräkna marknadsvärdet över en viss period [12]–[15].

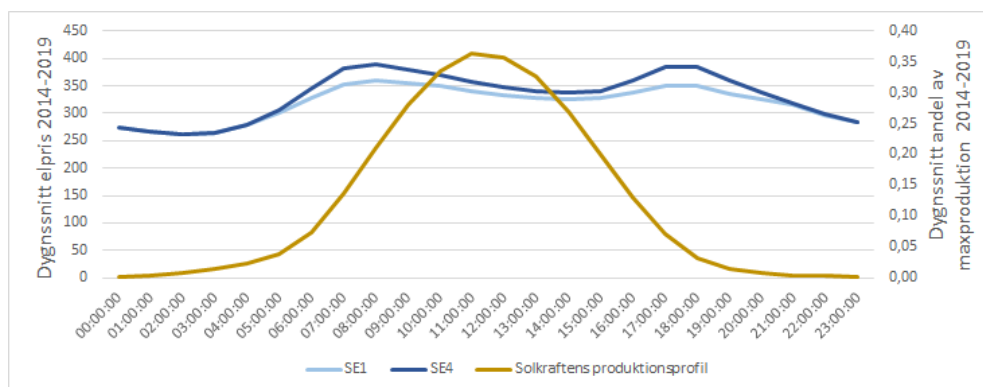
Energiforsk har tidigare, tillsammans med Becquerel Sweden AB, inom två projekt tagit fram ett analysverktyg som utifrån historiska produktionsvärden och spotpriser per timme beräknar korrelationen över tid mellan olika kraftslags produktionsprofiler samt värdefaktorn för kraftslagen [11], [13]–[15]. Ett kraftslags värdefaktor (eng. value factor) beräknas som marknadsvärdet för en viss produktion relativt genomsnittspriset på marknaden [9]–[12]. En värdefaktor större än ett, indikerar att elproduktionens värde överstiger det genomsnittliga spotpriset för en viss tidsperiod (typiskt ett år), och omvänt för värdefaktorer under ett. En värdefaktor över ett för ett kraftslag tyder på att elmarknaden efterfrågar elproduktion som överensstämmer med det kraftslagets produktionsprofil [16].

Som Tabell 1 visar så har solkraften de senaste åren oftast haft en värdefaktor över ett, vilket visar att solkraftens produktionsprofil har en positiv korrelation med spotprisvariationerna i Sverige. Den huvudsakliga förklaringen till att solkraften generellt har en värdefaktor över ett är att den har en god matchning med spotprisvariationen över dygnet, vilket Figur 1 illustrerar.

Som Figur 1 visar skulle matchningen mellan solkraftens produktionsprofil och spotprisvariationerna över dygnet bli ännu bättre om solkraften skulle producera relativt sett mer på mornar respektive kvällar. Trots att solkraften är ett variabelt icke-planerbart energislag kan solkraftens produktionsprofil över tid justeras genom att vid installationen välja olika vinklar och azimuth på modulerna. Moduler som installeras mot väst eller öst kommer producera mer el på kvällar respektive mornar, och högre vinklar på modulerna innebär att de kommer producera relativt mer på våren och hösten när solen står lägre.

Tabell 1. Sammanställning över marknadsvärdet och värdefaktorer för olika kraftslag per elprisområde och år.

El område	År	Sol-kraft	Vattnkraft	Vindkraft	Kraftvärme	Kärnkraft	Sol-kraft	Vattnkraft	Vindkraft	Kraftvärme	Kärnkraft
		Marknadsvärde [Kr/MWh]					Värdefaktor				
SE1	2014	305,3	299,9	279,2	280,3	-	1,068	1,049	0,976	0,980	-
	2015	188,4	211,4	201,9	224,1	-	0,951	1,068	1,020	1,132	-
	2016	279,6	288,5	268,0	272,7	-	1,016	1,049	0,974	0,991	-
	2017	308,1	314,4	290,0	295,7	-	1,037	1,058	0,976	0,995	-
	2018	489,7	473,6	443,8	444,1	-	1,077	1,042	0,976	0,977	-
	2019	389,7	433,7	386,6	417,5	-	0,972	1,082	0,964	1,041	-
	2020	151,8	161,6	135,6	161,0	-	1,010	1,075	0,902	1,071	-
	2021	443,6	477,9	361,4	438,7	-	1,026	1,106	0,836	1,015	-
	Medel		319,5	332,6	295,8	316,8	-	1,020	1,066	0,953	1,025
SE2	2014	303,1	291,6	277,2	281,0	-	1,060	1,020	0,969	0,982	-
	2015	191,3	201,1	196,6	226,9	-	0,965	1,015	0,993	1,145	-
	2016	281,8	282,3	265,5	278,8	-	1,024	1,026	0,965	1,013	-
	2017	310,1	310,2	284,1	301,0	-	1,044	1,044	0,956	1,013	-
	2018	483,5	455,8	433,8	447,3	-	1,064	1,003	0,954	0,984	-
	2019	391,6	415,5	387,7	415,1	-	0,976	1,036	0,967	1,035	-
	2020	147,3	156,1	132,1	163,3	-	0,980	1,038	0,879	1,086	-
	2021	439,3	451,4	343,2	460,2	-	1,015	1,043	0,793	1,063	-
	Medel		318,5	320,5	290,0	321,7	-	1,016	1,028	0,934	1,040
SE3	2014	305,7	286,8	272,6	284,4	284,7	1,062	0,996	0,947	0,988	0,989
	2015	202,8	211,6	200,9	236,2	211,1	0,985	1,028	0,976	1,147	1,025
	2016	283,6	275,5	272,9	295,6	275,1	1,021	0,992	0,982	1,064	0,990
	2017	315,9	315,4	285,6	305,0	298,3	1,050	1,048	0,949	1,014	0,991
	2018	481,0	439,4	434,9	450,6	452,4	1,051	0,960	0,950	0,984	0,988
	2019	394,0	410,7	391,6	439,5	407,2	0,972	1,013	0,966	1,084	1,004
	2020	248,5	239,3	176,4	244,9	214,0	1,124	1,083	0,798	1,108	0,968
	2021	592,0	707,0	593,7	815,7	683,1	0,881	1,053	0,884	1,215	1,017
	Medel		352,9	360,7	328,6	384,0	353,2	1,018	1,022	0,932	1,076
SE4	2014	307,3	290,4	277,3	294,7	-	1,058	1,000	0,955	1,015	-
	2015	217,6	235,1	200,1	247,8	-	1,015	1,097	0,934	1,157	-
	2016	287,1	257,2	269,4	280,6	-	1,023	0,917	0,960	1,000	-
	2017	320,9	322,2	288,8	315,4	-	1,035	1,039	0,932	1,017	-
	2018	508,5	430,9	445,2	462,2	-	1,067	0,904	0,934	0,970	-
	2019	413,1	433,5	402,5	446,5	-	0,982	1,030	0,956	1,061	-
	2020	290,2	265,1	208,7	280,6	-	1,076	0,983	0,774	1,041	-
	2021	718,4	880,5	703,2	991,9	-	0,877	1,075	0,859	1,212	-
	Medel		382,9	389,3	349,4	415,0	-	1,017	1,006	0,913	1,059

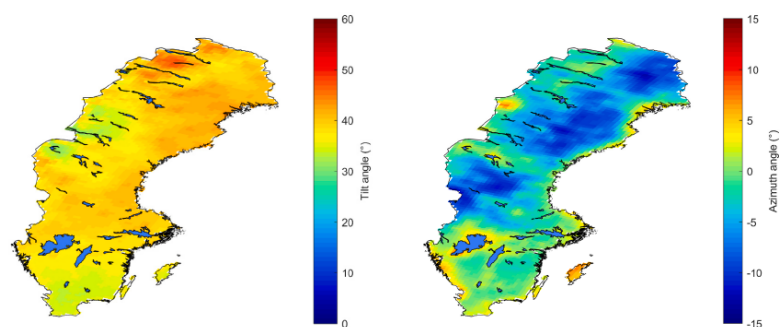


Figur 1: Figuren visar dels spotprisernas medel över dygnet för alla timmar under perioden 2014–2019 och dels solkraftens produktionsprofil i snitt över dygnet. Solkraftens produktionsprofil har skapats genom att ta solkraftens produktion varje timme under ett år, delat med den maximala uppmätta solkraftsproduktionen för en specifik timme samma år. Därefter har det tagits ett medelvärde för varje sådan andel av maxproduktion för varje respektive timme för åren 2014–2019.

Idag använder sig installatörer vanligen av kommersiella programvaror, så som PVsyst®, PVSOL® eller Polysun® vid planering av centraliserade solcellsparker för att optimera produktionen. Dessa programvarorna bygger på meteorologiska och klimatologiska data från Meteonorm®. Meteonorm® 7.2 består av mer än 8 000 meteorologiska stationer världen över, fem geostationära satelliter och klimatdata över inkommande solstrålning inom perioden 1991–2010 och temperaturmätningar för perioden 2000–2009 som är kalibrerade i förhållande aerosolklimatologi (Meteonorm, 2019). För Sveriges areal, på omkring 450 000 km², finns däremot endast data över inkommande strålning tillgängliga från tolv stationer och från en geostationär satellit som täcker ungefär en tredjedel av landets yta. Avsaknaden av verktyg med hög rumslig upplösning som tar hänsyn till lokala vädermönster i dessa program resulterar oftast i att solcellsparker i Sverige är orienterade i direkt söderläge (azimutvinkel 180°) med en lutning på omkring 30° [8].

För att adressera behovet av bättre planeringsverktyg, för nordiska och baltiska förhållanden, har Mälardalens Högskola utvecklat en ny modell [17] som använder rumsliga och temporala klimatologiska data från Sveriges Meteorologiska och Hydrologiska Institutet (SMHI), och närmare bestämt SMHI-modellerna STRÅNG och MESAN. STRÅNG-modellen genererar data om globalstrålning, direkt strålning, fotosyntetisk aktiv strålning och CIE-vägd UV-strålning som täcker större delen av Skandinavien [18]. Modellerna STRÅNG och MESAN genererar kontinuerligt data för hela den nordiska och baltiska regionen med en spatiell upplösning på 2,5×2,5 km och en tidsupplösning per timme, medan kommersiella programvaror, så som PVGIS baseras på antingen på interpolerade data (version 4) eller genom att analysera om redan existerande data och analyser (version 5).

Resultaten från den nya modellen tyder på att den optimala lutningen och azimutvinkeln för maximerad årlig produktion varierar beroende på plats, men att en azimutvinkel som, generellt, pekar lätt mot väst (azimutvinkel 185–190°) är att föredra längs Sveriges kuster medan en azimutvinkel mot öst (azimutvinkel 165–180°) är att föredra i inlandet [17], se Figur 2. Vid sådana installationer i mer västlig eller östlig riktning, kommer mer elektricitet produceras under kvällar respektive mornar.



Figur 2. Optimala orienterade ytor för maximal solinstrålning i Sverige utifrån lokala väderförhållanden.

Ingen av de kommersiellt tillgängliga verktygen (PVGis, PVsyst och Polysun) tar i dag hänsyn till skillnader i de lokala väderförhållandena eller spotprisvariationerna över dygnet. För de aktörer som bygger solcellsparker finns det en möjlighet att ta hänsyn till dessa parametrar, eftersom man vid projektering av sådana har större frihet att rikta modulerna som man vill jämfört med när solceller installeras på befintliga tak.

2.1 PRODUKTIONSPLANERING FÖR VINSTMAXIMERING

Om producentens affärsmodell är baserad på handel på grossistmarknaden för el, eller en PPA modell som innefattar någon slags marknadskoppling kan säsongsbaserade och dagliga variationer i spotpriset vara av intresse för att kunna ta hänsyn till lokala vädersituationer [1] - [2].

Att bestämma värdet av elektricitet utifrån en viss teknologi på en fluktuerande spotmarknad under en viss period görs oftast genom att kalkylera *marknadsvärdet* [3], [8], [10]-[11]. Därefter tas en *värdefaktor* fram som representerar ett *marknadsvärde* för ett specifikt produktionsslag, vilket i sin tur tas fram i relation till medelprisvärdet på marknaden under samma period [3], [8], [10]-[11]. Vid låga andelar sol i systemet, är *värdefaktorn* för sol oftast högre än ett på grund av den positiva korrelationen mellan den dygnsvarierande produktions- och lastprofilen i de flesta länder, så även i de nordiska och baltiska länderna vilket illustreras i Tabell 2.

Trots detta leder solelproduktionens låga marginalkostnader, på nära noll [8], till en nedgång i priset på marknaden på grund av merit-order-effekten [3], [11], [10]. Detta fenomen, när en energiteknologi underminerar sitt eget marknadsvärde på spotmarknaden på grund av merit-order-effekten, kallas ofta för kannibalisering. En i litteraturen väldokumenterad effekt i regioner med höga andelar solelproduktion [2], [10], [19]-[20]. Alltså, när andelen sol i energimixen ökar faller oftast *värdefaktorn* under ett [10]-[11], [12], främst på grund av att solceller tenderar att reducera systemets marginalkostnader under timmarna mitt på dagen [2], [21].

För att illustrera detta kan ett exempel från Tyskland ges där *värdefaktorn* uppskattades gå ner från 1.3, vid noll andelar solceller, till 0.6 vid 15% sol i energimixen [11]. *Värdefaktorn* sänktes även i Kalifornien, från 1.06 vid 2.5% penetrering till ett värde på 0.86 vid 11.2% solcellspenetrering [10]. Beräkningar på spotpriser, mellan 2014 till 2016, har visat att ytterligare 1 GW solceller kan sänka priset med 0.73 €/MWh under perioder med låga priser (oftast under natten) och med 0.96 €/MWh under perioder med höga priser (oftast under dagen) [20].

I takt med att mängden solceller ökar, ökar alltså påverkan på elmarknaden och energisystemet men även på elnäten. Dock så har kannibaliseringseffekten för solceller ännu inte kvantifierats i de nordiska länderna och en direkt applicering av analyser på marknadsutveckling i andra länder och regioner är ej befogad då olika marknader är mer eller mindre kapabla att inkorporera stora andelar variabla energislag [19]. Förändringar i elproduktion i ett nordiskt eller baltiskt prisområde påverkar spotmarknaden för el i angränsande områden med stor variation och utsträckning [22].

3 Modellen

3.1 MÅLFUNKTIONER FÖR MODELLEN

Projektets huvudsakliga mål har varit att kombinera tidigare arbeten så att den optimala lutningen och riktningen för moduler kan beräknas utifrån lokala väderförhållanden i kombination med spotprisvariationerna för olika platser i Norden.

Specifika mål för modellen och prototypen för online-verktyget var ursprungligen:

1. Modellen ska både kunna beräkna optimal vinkel och azimut för att maximera produktionen över ett år per installerad kapacitet utifrån historiska väderdata, med en upplösning på 2,5×2,5 km över hela Norden och Baltikum¹.
2. Modellen ska kunna väga den optimala vinkeln och azimut för maximal total produktion per installerad kapacitet mot värdet av elproduktionen över både dygn och säsong i det prisområde som det aktuella området på 2,5 x 2,5 km befinner sig. Det ska resultera i en beräkning av optimal vinkel och azimut för att få största möjliga värde av elproduktionen på årsbasis, istället för enbart maximal produktion.
3. Modellen ska till användaren kunna leverera uppskattad årlig produktion och värde på produktionen om andra vinklar och azimut anges. Detta för att ge projekt där friheten att välja vinkel och azimut är begränsad, som vid installationer på platta tak där t.ex. vindlaster, skuggeffekter från närliggande kan innebära en begränsning.
4. Modellen ska kunna hantera framtida elprisscenarier där den nordiska elmixen ser annorlunda ut än den historiska. Detta för att kunna ge projektörer en möjlighet att ta höjd för den väldokumenterade kannibaliseringseffekten.

Under projektets gång har ytterligare önskemål om funktioner inkommit från referensgruppen som består av tre solcellsparkprojektörer. Dessa har varit:

5. En möjlighet att ladda ner optimeringsresultaten i form av ett Excel-blad för att möjliggöra interna beräkningar.
6. En funktion för användaren att ladda upp egna justerade spotpriser för att på så vis kunna analysera olika framtida scenarier för elprisutvecklingen.

Både de ovanstående ursprungliga målen och önskemålen från referensgruppen har beaktats i projektet.

¹ Det är i Norden och de baltiska länder som vi har tillgång till både spotprisdata på timbasis (från Nordpool) samt högupplöst timdata gällande väderförhållanden (från SMHI).

3.2 UTVECKLING AV DEN TIDIGARE MODELLEN

Den initiala spatiala upplösningen för STRÅNG's strålningsdata var 22×22 km, vilket mellan juni 2006 och mars 2017 uppdaterades till 11×11 km. Men sedan 2018 är den horisontella upplösningen 2,5×2,5 km. Mälardalens Högskolas rutnätsmodell har därför i detta projekt uppdaterats för den nya upplösningen, och i detta projekt har den senaste spatiala högupplösta datan för åren 2018–2021 använts.

Modellen i projektet har vidareutvecklats och en databas har byggts upp, som möjliggör att för varje ruta i rutnätet (2,5×2,5 km) kan man hämta klimatdata och koppla dem till de spotpriser som gäller i det prisområde som koordinaten befinner sig inom. Avkastningen för olika orienterade solcellsmoduler beräknas som produktionen [kWh] gånger spot priset [Euro/kWh] vid varje given timme och presenteras som en summering över årets alla timmar.

Den tidigare modellkoden som var utvecklad i MatLab har också översatts till programmeringsspråket Python för att möjliggöra utvecklandet av ett online program som utomstående användare kan utnyttja. Programprototypen finns idag som ett online-verktyg på hemsidan: <https://www.alfrodull.se/>, och där uppdateras prototypen succesivt allt eftersom nya funktioner är klara.

3.2.1 Skuggning av rader med solcellsmoduler

Jämfört med studien som genomfördes i [15] som fokuserad på småskaliga solcellssystem, fokuserar detta projekt på centraliserade solcellsparkar där ömsesidiga rader av solcellsmoduler kastar skuggor på bakomvarande rader när solen står lågt, vilket påverkar kraftproduktionen. Därav adderades en skuggningsfunktion till den tidigare modellen i detta projekt. Skuggningsmodellen som användes i denna studie för att beräkna förlusterna som uppstår på grund av skuggning har utvecklats av [23]. Solpositionalgoritmen är från [24]. Den resulterande kraftproduktionen, $P_{p,sh,t}$, mätt i W, vid tidssteg t beräknas enligt följande:

$$P_{p,sh,t} = \left(\sum_{n=1}^{N-1} \left(\frac{\overbrace{A \times GTI_{f,sh,t} \times \eta_t \times (1 - SL)}^{\text{Front side of row}} + \overbrace{b \times A \times GTI_{r,sh,t} \times \eta_t}^{\text{Back side of row}}}{\text{Production of one shaded row}} \right) + \frac{\overbrace{A \times GTI_{f,t} \times \eta_t \times (1 - SL)}^{\text{Front side of row}} + \overbrace{b \times A \times GTI_{r,t} \times \eta_t}^{\text{Back side of row}}}{\text{Production of the unshaded first row}} \right) \times \eta_{inv,t} \quad (1)$$

där, N är antalet rader av moduler i solcellsparken, A är arean av den n :te raden i solcellsparken [m^2], $GTI_{f,t}$ är den lutande globalstrålningen på framsidan av modulen vid tidssteget t [W/m^2], η_t är verkningsgraden hos modulen vid tidssteget t [%], SL är snöförlusterna [%], b är bifacialitetsfaktorn [%], $GTI_{r,t}$ är den globala lutande irradiansen på baksidan av modulerna vid tidssteget t [W/m^2], nedsänkningen sh på GTI hänvisar till de rader av moduler som är skuggade och $\eta_{inv,t}$ är växelriktarens verkningsgrad vid tidssteget t .

3.2.2 Passiv klippning genom DC-till-AC-ratiot

Den resulterande kraftproduktionen från en solcellspark vid varje timme, tidssteg t , kan också påverkas av förhållandet mellan kapaciteten hos alla moduler, som producerar likström (DC), och den maximala kapaciteten hos växelriktarna, som omvandlar likströmmen till växelström (AC). Detta förhållanden mellan modul- och växelströmskapaciteten benämns ofta som DC-till-AC-ratiot. DC-till-AC-ratiot i en solcellspark är en ekonomisk avvägning mellan högre kostnader för växelriktarna för att matcha kapaciteten hos modulerna jämfört med värdet på energin som blir "klipp" eller "spilld" när växelriktarna begränsar parkens totala produktion de timmar när modulerna producerar nära sin maximala kapacitet. I Sverige varierade DC-till-AC-ratiot mellan de centraliserade solcellsparkerna med en kapacitet över 0,5 MW som driftsatts före slutet av 2020 mellan 1,0 till 1,57, med i genomsnitt 1,2 [8]. För att ta hänsyn till denna viktiga aspekt som sker vid byggnationen av solcellsparkar adderades en möjlighet att simulera produktionen utifrån DC-till-AC-ratiot till den tidigare simuleringsmodellen i detta projekt. Den funktion som klipper produktionen när växelriktarens kapacitet är begränsande ser ut som följande;

$$P_{p,t,sh,clipp} = \min_t \left(P_{p,t,sh}, \frac{A \times \eta_t \times 1000}{DC-to-AC \text{ ratio}} \right) \quad (2)$$

där $P_{p,t,sh,clipp}$ är den resulterande kraftproduktion efter klippning.

3.2.3 Aktiv klippning genom DC-till-AC-ratiot

Utöver klippförlusterna av likström som beror av DC-till-AC-ratiot har en operatör också möjligheten att aktivt minska kraftproduktionen från en solcellspark. Det kan vara attraktivt, i en affärsmodell där produktionen säljs mot spotmarknaden, vid timmar med negativa spotpriser. En solcellspark kan vanligtvis rampa upp eller rampa ner kraftproduktionen mycket snabbt, det vill säga flera MW per sekund [25]. Därför adderades i projektet en funktion till modellen, som om den aktiveras av användaren, ansätter produktion till noll (utan någon tidsfördröjning) för timmar med negativa spotpriser på el.

3.3 VALIDERING AV MODELLEN

3.3.1 Beskrivning av referenssolcellsparken

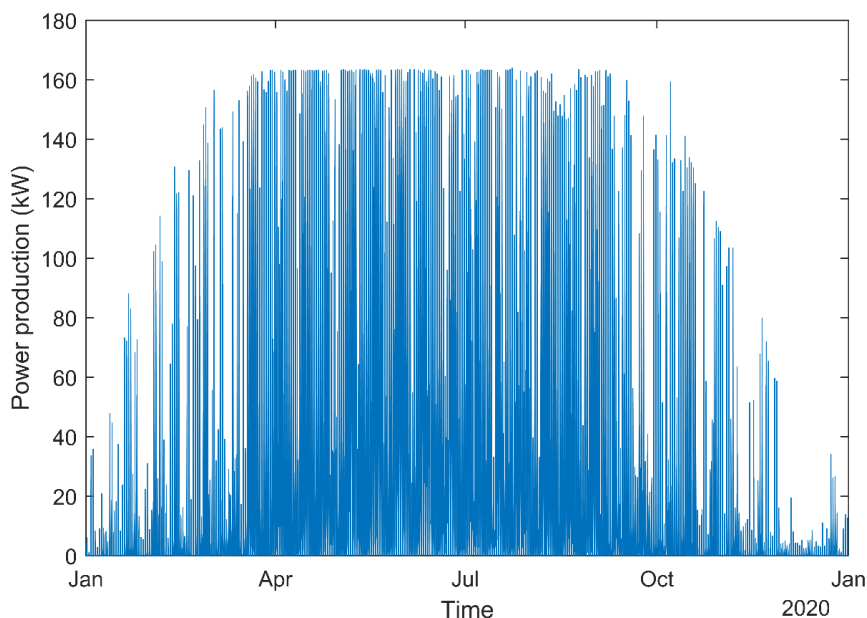
Simuleringsmodellen som presenteras i avsnitt 3.2 har validerats med hjälp av verkliga kraftproduktionsmätningar utförda i en markbaserad solcellspark belägen i närheten av Uddevalla, i Västra Götalands län, Sverige (58.30505°N, 11.85797°E). Den här solcellsparkens effekttopp är 253 kW_p, vilket är kopplad till åtta växelriktare på 27 kW. Solcellsmodulerna är från Trina Solar (TSM275P14) med en märkeffekt på 275 W_p, medan växelriktarna är av modellen Fronius International ECO 27.0-3-S. Solcellsparken är anordnad i 4 rader med solcellsmoduler med ett mellanrum på 16 meter mellan varje rad. Varje rad har en lutning på 30° och en azimutvinkel på 175°. Tillgänglig uppmätt produktion och globalstrålning i modulplanet från denna solcellspark fanns att tillgå för projektet för perioden 2019–2021, och dessa mätvärden har loggats vid ett tidssteg på 5 min. För

valideringen användes endast datan från 2020. Mätningarna av två av åtta växelriktare exkluderades från valideringsprocessen av eftersom motsvarande rad påverkades av skuggningar skapade av en reklamskylt, se Figur 3



Figur 3. Referensparken i närheten av Uddevalla, där det är tydligt att en reklamskylt skuggar den tredje raden med solcellsmoduler.

Den faktiska uppmätta kraftproduktionen för de undersökta tre raderna ges i Figur 4 där originaldatan med en upplösning på 5 minuter har ändrats till 1-timmets tidssteg för att stämma överens med optimeringsmodellens tidssteg. Det kan i Figur 4 tydligt ses att solkraftproduktionen klipps av växelriktaren vid strax över 160 kW. DC-till-AC-ratior för referensparken är 1,17, vilket är i linje med rapporterade värden från andra solcellsparker [8].

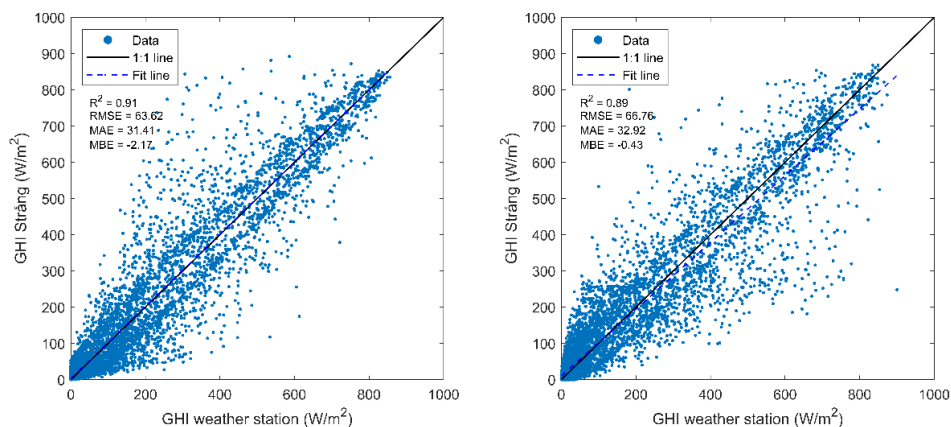


Figur 4. Uppmätt kraftproduktion under 2020 från referensparken i närheten av Uddevalla.

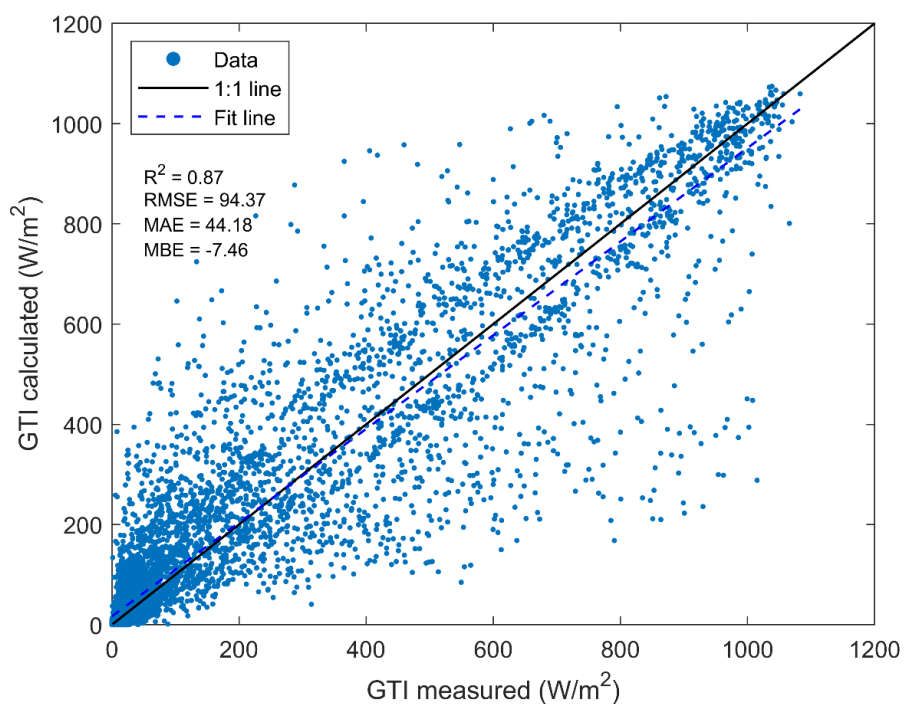
3.3.2 Valideringsresultat

Först validerades noggrannheten hos den av STRÅNG beräknade horisontella globalinstrålningen jämfört med SMHIs två närmaste väderstationer till solcellsparken (d.v.s. Nordkoster Sol, 58.8920°N, 11.0039°E, och Gothenburg Sol, 57.6879°N, 11.9796°E). Resultatet från modelljämförelsen för respektive station visas i Figur 5 tillsammans med några standardmått för statistiska jämförelser; determinationskoefficienten (R^2), medelvärde av standardavvikelserna (eng: *Root Mean Square Error*)(RMSE), genomsnittligt absolut fel (eng: *Mean Absolute Error*)(MAE) och medelfel (eng: *Mean Bias Error*)(MBE). Liknande resultat i termer av felmått presenterade i [15] för andra platser i Sverige.

Spridningsdiagrammet mellan den lutande globalastrålningen uppmätt vid solcellsparken och den lutande globalastrålningen beräknad och baserad på STRÅNG-data visas i Figur 6. Den beräknade determinationskoefficienten R^2 på 0,87 visar att transponeringsmodellen har en god noggrannhet, givet att STRÅNG-data som ingång har ett R^2 på cirka 0,9 jämfört med markbaserade solinstrålningsmätningar (Figur 5).

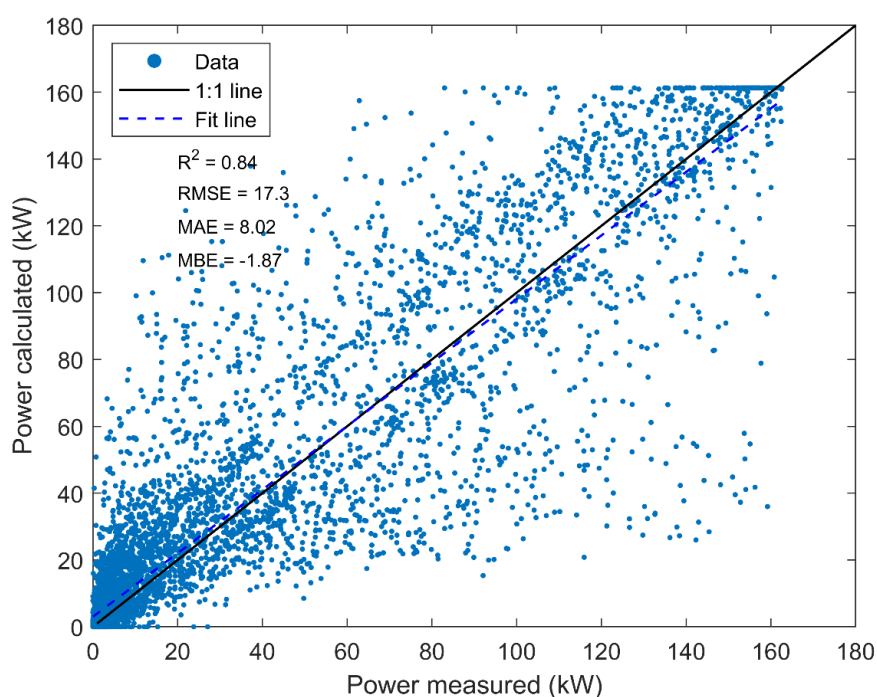


Figur 5. Modellvalidering för STRÅNG jämfört med SMHI-stationerna Nordkoster Sol (58.8920°N, 11.0039°E) (vänster) och Göteborg Sol (57.6879°N, 11.9796°E) (höger) närmast referenssolparken som används i denna studie för validering.



Figur 6. Noggrannheten hos den beräknade lutande globalstrålningen (i modulplanet) på timbasis, med horisontell globalstrålning och diffus horisontell strålning från STRÅNG som input för transponeringsmodellen, i jämförelse med den uppmätta lutade globalstrålningen (i modulplanet).

Slutligen presenteras spridningsdiagrammet mellan uppmätt och beräknad solkraftproduktion i Figur 7, där det uppmätta R^2 -värdet på 0,84 visar på en god noggrannhet hos transponeringsmodellen. Den årliga simulerade elproduktionen blev 222 MWh för 2020, vilket jämfört mot de 205 MWh som uppmättes är en avvikelse på +8,5%. Detta kan förklaras eftersom även om simuleringsmodellen som används i denna studie tar hänsyn till snöförluster, fanns inga snömätningar tillgängliga på platsen och de måste hämtas från mesoskalemodellen MESAN. Såsom undersökts i [26] för 89 platser kan de årliga snöförlusterna stå för upp till 20%, medan det i medel som varierar mellan 1,5–6,2%, jämfört med snöfria simuleringar.



Figur 7. Noggrannhet av den beräknade kraftproduktionen per tim, med STRÅNGs globala horisontella instrålning och diffus horisontell instrålning som indata för transponeringsmodellen, mot uppmätt kraftproduktion.


Analysresultaten i detta avsnitt visar modellens robusthet. En stor begränsning för valideringen har varit bristen på uppmätta instrålningsvärden och snödjupvärden som kan visa högre modellnoggrannhet.

3.4 FUNKTIONER I ONLINEVERKTYGET

Onlineverktyget finns som en pototyp på sidan <https://www.alfrodull.se/>.

3.4.1 Val av plats för solcellsparken

I dagsläget kan en användare av programmet välja valfri plats i Norge, Danmark, Sverige, Finland, Estland, Lettland eller Litauen, för simulering genom att antingen klicka i en interaktiv karta som går att zooma, eller genom att fylla i de exakta koordinaterna, se Figur 8, och programmet väljer därefter automatisk den rutnätspunkten som är närmast koordinaten som antingen klickades i via kartan eller fylldes i. Användaren sparar därefter denna plats med en eget namn för att kunna utföra olika simuleringar på denna plats.



If you want to enter the coordinate by hand, use the form below.

Latitude

Longitude

[Find closest grid point](#)

Figur 8. Programprototypen möjliggör val av plats för simuleringen genom antingen en interaktiv karta eller genom att fylla i koordinater.

3.4.2 Val av inputparametrar för simuleringen

När användaren har valt en, eller flera platser, kan sedan optimeringssimuleringen genomföras per plats. Användaren behöver först välja vilka år simuleringen ska genomföras för inom perioden 2020–2021, se Figur 9. Därefter behöver användaren

bestämna om optimeringen av orienteringen av solcellspanelerna på den specifika platsen ska göras utifrån att maximera energiproduktionen [kWh] eller avkastningen [Euro]. Användaren måste även välja vilken DC-till-AC-ratio som den tilltänkt parken kommer att ha. Sedan får användaren välja vilken upplösning på det genererade resultatet som önskas, där en högre upplösning innebär att fler vinklar och azimut måste beräknas, vilket gör att simuleringen tar längre tid (upp mot en halvtimme).

- Kalix (65.87, 23.19)
- Västerås (59.60, 16.54)
- Stockholm (59.32, 18.05)

Simulate from

2018

Simulate until

2021

Optimization type

Revenue

Dc ac ratio

1.5

Heatmap step size

Default (5°) - Fast

Custom price dataset (Use this only if you want to simulate using other prices than the standard ones).

Full curtailment on negative price

Use shading

Create optimization

Figur 9. Val av optimeringsparametrar inför simuleringen.

Nästa val gäller om de faktiska spotpriserna för det prisområde som koordinaten för den tilltänka solcellsparken ska användas, eller om användaren vill använda sig av en modifierad spotprisfil, vilket kan vara av intresse för att ta hänsyn till kommande kannibaliseringseffekter. Se avsnitt 3.4.4 för mer information om en i projektet utvecklad prisdata som tagit hänsyn till större installerad solcellseffekt i Sverige.

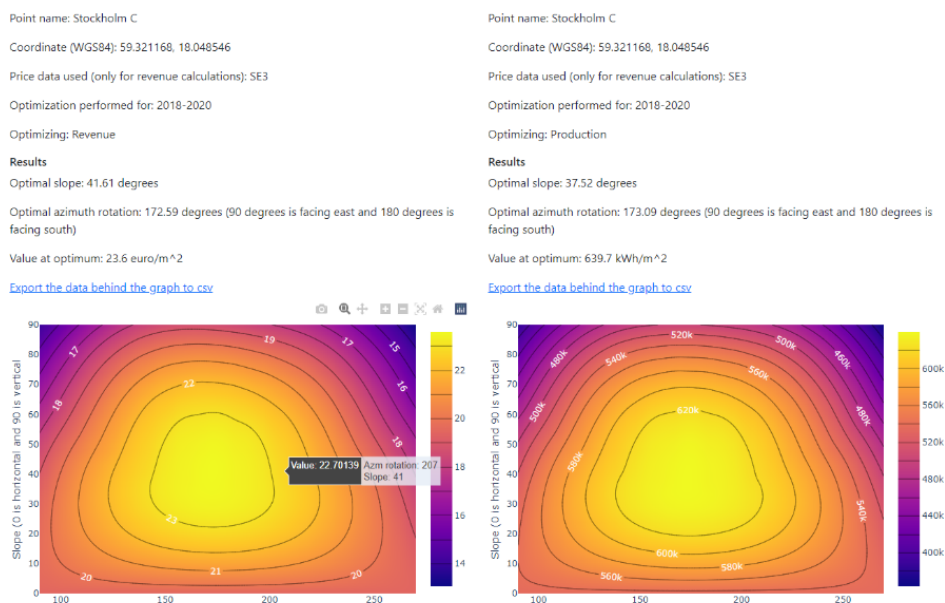
Därefter får användaren välja om klippning ska ske vid negativa elpriser och om man vill inkludera skuggningsförluster från framförvarande rader med moduler i

solcellsparken. Väljs att inkludera skuggningsförluster, måste användaren ange; (1) höjden på raden med moduler från dess lägsta punkt till dess högsta, (2) höjden hos den lägsta delen av modulraden, (3) antalet rader i parken, och (4) avståndet mellan början av varje rad.

3.4.3 Resultat presentation

När simuleringen är klar presenteras resultaten enligt Figur 5. Användaren får dels information om de ingående parametrarna, dvs. (1) koordinaten för platsen hen har valt, (2) vilket prisområde platsen tillhör, (3) vilken tidperiod med timdata som simuleringen gjorts över och (4) om optimeringen gjorts utifrån att maximera energiproduktionen eller avkastningen.

Utöver det skrivs den optimala vinkeln och azimuth för solcellsmodulerna ut, samt den total genererade energiproduktionen eller avkastningen över hela den simulerade perioden (I exemplet i Figur 10) således en summa för åren 2018, 2019 och 2020). I exemplet i Figur 10 går det att se att den optimala vinkeln ändrades från $37,5^\circ$ till $41,61^\circ$ (alltså lite mer vertikalt), och azimuth från $173,1^\circ$ till $172,6^\circ$ (något lite mer åt öst) när optimeringen tog hänsyn till även spotprisernas variation över hela tidsperioden.



Figur 10. Resultaten från en simulering baserad på maximal avkastning (till vänster) som jämförs med resultaten från en simulering för maximal elproduktion för en koordinat som motsvarar Gamla stan i Stockholm.

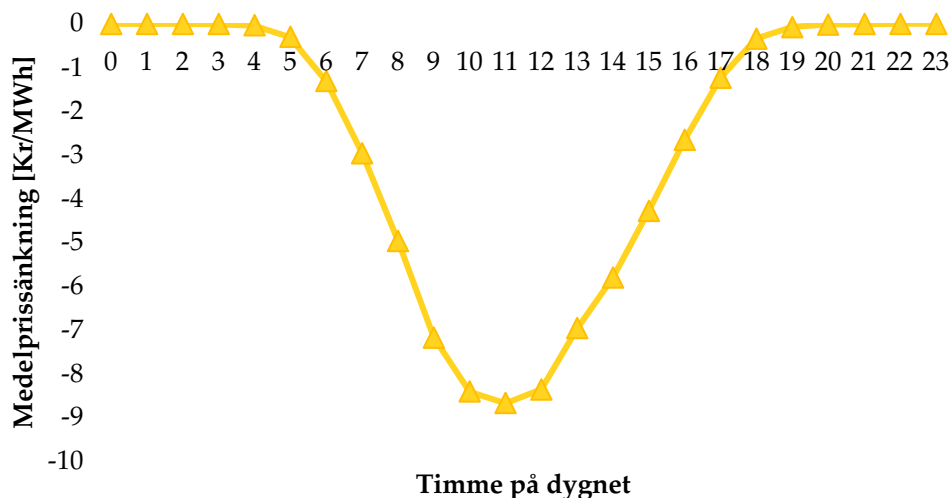
Utöver den utskrivna optimala vinkeln och azimuth kan användaren i värmekartan (eng: *heat map*) se hur antingen avkastningen eller energiproduktionen ändras om vinkeln och/eller azimuth ändras. Dessa värden går att läsa av genom att flytta muspekaren över värmekartan, vilket Figur 10 illustrerar. Datan bakom de genererade värmekartorna går också att ladda ner i form av en csv-fil, och

användaren kan på så vis få antingen den simulerade energiproduktionen eller avkastningen för alla vinklar och azimut för den plats hen har valt.

3.4.4 Estimering av kannibaliseringseffekten

Som en del av det här forskningsprojektet utfördes ett examensarbete [27] med syfte att avgränsa prispåverkan från solkraftproduktionen och uppskatta kannibaliseringseffekten en ökad mängd solkraft i elsystemet. I denna avhandling används en Markov Regime Switching (RS)-modell som gör det möjligt att fånga olika egenskaper i en tidsserie, genom att dela upp data i två eller flera regimer. Den introducerades av [28] och många forskare har använt och förbättrat modellen sedan dess. Elpriserna är generellt mycket volatila, vilket indikerar att en RS-modell är ett lämpligt val för en sådan uppskattning.

För en detaljerad beskrivning av den matematiska modellen och resultaten hänvisas läsaren till avhandlingen [29] men sammanfattningsvis så visade studien att en ökande andel solkraft har en prisnedgångspåverkan på det dagliga prismönstret i både SE3 och SE4, där Figur 11 visar den generella effekten av 1 GW mer hypotetisk solcellskapacitet i elområde 3 på medeldygnspriserna. Dock var en nackdel i analysens att solkraften fortfarande bidrar till en relativt liten del av elproduktionen i Sverige, vilket komplicerar arbetet med att göra bra modeller och analyser av resultaten. Som en följd av detta gick det inte att undersöka alla prisområden i examensarbetet.



Figur 11. Beräknad priseffekt av en 1 GW hypotetisk större installerad solcellskapacitet i elområde 3 på de historiska dygsmedel-spotpriserna för 2018–2020.

Dock finns Markov Regime Switching (RS)-modellens justerade spotpriser-filer för SE3 och SE4 att tillgå i beräkningsvertyget för perioden 2018–2020 utifrån (1) antagandet om det funnits 1 GW mer solcellskapacitet under hela tidsperioden i elprismrådet, eller (2) om solcellskapaciteten hade varit 50% högre än den faktiska under varje år.

3.4.5 Sammanfattning kring onlineverktyget

I dagsläget uppfyller prototyp-programmet alltså alla listade målfunktioner i stycke 3.1. Dock skulle prototypen behöva stärkas upp med olika analysfunktioner för de genererade simuleringsresultaten, samt kompletteras med ett användarvänligare gränssnitt, för att verktyget ska bli attraktivt att använda av en kommersiell projektör. Dock har målsättningen för forskningsprojektet uppfyllts, vilket var att ta fram en prototyp och validera dess beräkningar.

4 Optimeringsanalyser

Forskningsprojektets huvudmål var att ta fram en prototyp till ett beräkningsverktyg där koordinaterna för ett potentiellt solcellsparkprojekt kan matas in och de lokala optimala vinklarna och azimuth generas utifrån utformningen och egenskaper hos solcellsparken. Ett beräkningsverktyg finns nu med alla de funktionerna som listades som önskvärda, se avsnitt 3.4, och kan producera simuleringar med god robusthet, se avsnitt 3.3.2.

I och med verktygets stora geografiska utbredning och de olika funktioner som finns att justera produktionen med, som t.ex. DC-till-AC-ratiot, aktiv klippning av produktionen vid negativa priser, samt radavståndens (och storleken på raderna med moduler) inverkan på skuggförluster, så finns det en stor uppsjö potentiella optimeringsanalyser som kan utföras. Grundliga analyser utifrån alla de olika parametrarnas inverkar ligger dock utanför detta forskningsprojekt. Men vi presenterar i följande avsnitt exempel på lönsamhetsanalyser som går att genomföra.

4.1 ÖKAD PRODUKTION NÄR LOKALA VÄDERMÖSTER BEAKTAS

En första grundläggande analys som beräkningsverktyget möjliggör är att undersöka hur produktionen ändras om hänsyn kan tas till lokala vädermönster på olika platser i Norden. I **Fel! Hittar inte referenskölla.** har simuleringar utförts för tre platser i olika delar av Norden och Baltikum, närmare bestämt för en koordinat i Vilnius, en koordinat i Köpenhamn och en koordinat i Luleå. Dels har simuleringarna utförts utifrån antagandet att modulerna installeras rakt mot söder (azimuth 180°) och med en lutning på 30° och dels har verktyget optimerat orienteringen för att maximera produktionen. Detta har även gjorts för sju olika DC-till-AC-rationer.

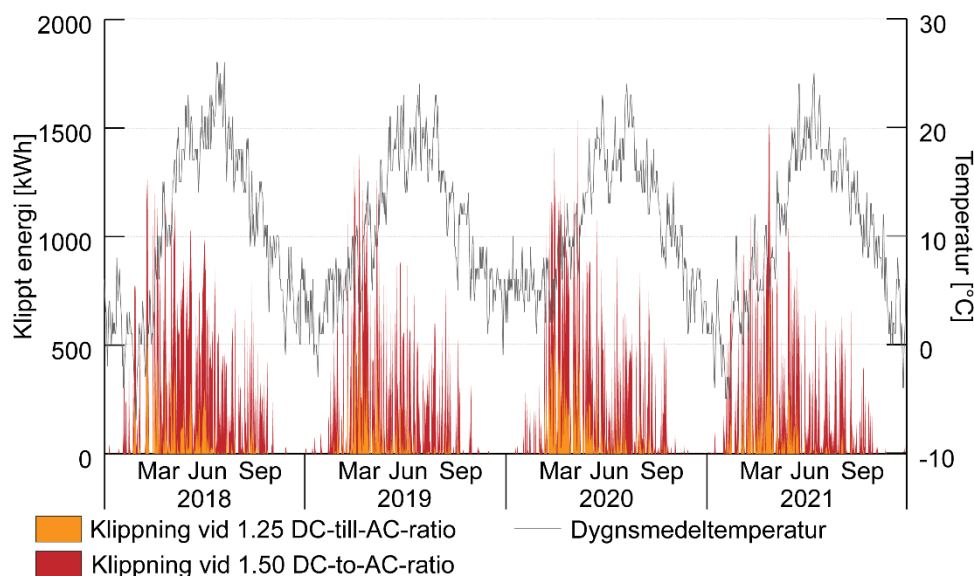
Som det går att utläsa ur **Fel! Hittar inte referenskölla.** så hade det med en optimal orientering gått att få ut 0,2–1,7% mer energi, jämfört med den traditionella orienteringen, under tidsperioden 2018–2021, beroende av plats och DC-till-AC-ratiot. Gällande riktningen på modulerna så är påverkan av DC-till-AC-ratiot lågt, och en solcellspark som installerats 10–15° mer mot öst i Vilnius, 5–6° mer mot väst i Köpenhamn och 2–3° mer mot öst i Luleå, hade producerat mer energi jämfört med en som vetter rakt mot söder. Detta tyder på att det på dygnsbasis finns vissa vädermönster som gör att det är lite soligare under förmiddagar respektive kvällar på dessa platser, och att dessa vädermönster är starkast i Vilnius. Gällande lutningen så beror optimum i stor utsträckning på vilket DC-till-AC-ratio som antas.

Den generella trenden för alla de här tre platserna är att den optimala lutningen sänks med högre DC-till-AC ration. Denna trend går att förklara utifrån en tröghet i utomhustemperaturen i jämförelse med solinstrålningen.

Tabell 2. Simuleringsresultat för Vilnius, Köpenhamn och Luleå där beräkningsverktyget optimerat vinkel och azimuth utifrån att maximera produktionen. Dessa simuleringar baseras på sju olika DC-till-AC-rationer för varje plats och jämförs med simulerad produktion utifrån den traditionella orienteringen hos solcellsparker, d.v.s. azimuth 180° och lutning 30°.

	DC-till-AC ratio	Optimal Azimuth [°]	Optimal lutning [°]	Årlig produktion vid optimal orientering [MWh/MW _p /år]	Production			
					Total produktion 2018-2021 vid optimal orientering [MWh/MW _p]	Total produktion 2018-2021 vid 30° lutning och 180° azimuth [MWh/MW _p]	Ökad produktion vid optimal orientering under 2018-2021 jämfört med 30° lutning och 180° azimuth [MWh/MW _p]	Ökad produktion under optimal orientering under 2018-2021 jämfört med 30° lutning och 180° azimuth [%]
Vilnius Koordinater (WGS84): 54.6927, 25.3036 Prisområde: LT	1,0	165,92	39,58	1047	4187	4178	9	0,2%
	1,1	165,71	39,12	1046	4185	4178	7	0,2%
	1,2	168,68	28,28	1043	4170	4164	6	0,2%
	1,3	168,86	27,34	1034	4135	4127	8	0,2%
	1,4	169,86	26,25	1020	4079	4068	11	0,3%
	1,5	169,86	25,19	1003	4012	3996	16	0,4%
	1,6	170,82	23,93	984	3938	3917	20	0,5%
Köpenhamn Koordinater (WGS84): 55.6819, 12.5763 Prisområde: DK2	1,0	184,35	43,78	1288	5151	5090	61	1,2%
	1,1	184,39	43,72	1287	5148	5089	59	1,2%
	1,2	184,17	43,24	1281	5122	5070	52	1,0%
	1,3	184,51	42,32	1265	5058	5017	41	0,8%
	1,4	184,58	41,15	1240	4961	4932	29	0,6%
	1,5	183,89	39,58	1212	4848	4831	16	0,3%
	1,6	184,46	37,52	1183	4730	4720	10	0,2%
Luleå Koordinater (WGS84): 65.5976, 22.1317 Prisområde: SE1	1,0	178,11	45,93	1048	4193	4122	71	1,7%
	1,1	178,10	45,48	1048	4193	4122	71	1,7%
	1,2	177,83	42,80	1044	4178	4116	62	1,5%
	1,3	178,07	40,55	1033	4131	4084	47	1,1%
	1,4	177,62	38,59	1015	4060	4027	33	0,8%
	1,5	177,25	36,95	994	3975	3954	21	0,5%
	1,6	178,88	35,44	972	3887	3874	13	0,3%

När våren kommer på våra nordliga breddgrader så ökar solinstrålningen, men det tar ett tag innan denna har hunnit värma upp våra land- och vattenmassor, vilket gör att det är kallare under våren jämfört med på hösten relativt den mängd solinstrålning som finns under respektive period. Det gör att det generellt i mars och april är relativt hög solinstrålning, men samtidigt relativt kallt. Eftersom alla solcellsmoduler har en temperaturkoefficient som innebär att verkningsgraden går ner något med högre temperatur kommer alla solcellsanläggningar ha fler och högre effekttoppar under kalla och soliga vårdagar. Det gör att när DC-till-AC-ratior ökar så kommer det spillas relativt mer DC-ström under april, maj och juni, än under de generellt varmare sommarmånaderna, juli, augusti och september, vilket illustreras i Figur 12.



Figur 12. Mängden klippt DC-energi per dygn (vänstra axeln) under perioden 2018–2021 från en solcellspark i Köpenhamn med en kapacitet på 1 MW_p, med dels ett DC-till-AC-ratio på 1,25 och dels med DC-till-AC-ratio på 1,5, samt dygnsmedeltemperaturen (högra axeln).

En högre lutning på modulerna är bra för att fånga upp den potentiella höga produktionen under kalla och soliga vårdagar när solen står relativt lägre. Men om det ändå är så att dessa potentiellt höga DC-effektoppar klipps av växelriktaren (vid ett högt DC-till-AC-ratio), blir det mer optimalt att försöka omvandla den högre solinstrålningen under sommarmånaderna när solen står högre, trots att temperaturen då är högre och effektiviteten hos modulerna därmed är lägre. Detta är förklaringen till att den optimala lutningen succesivt går ner ju högre DC-till-AC-ratio som antas, vilket också gör att den procentuella skillnaden mellan en optimerad orientering och den traditionella, också minskar.

4.2 ÖKAD AVKASTNING NÄR LOKALA VÄDERMÖNSTER OCH SPOTPRISVARIATIONER BEAKTAS

En annan grundläggande analys som beräkningsverktyget möjliggör är att undersöka hur avkastningen ändras om hänsyn kan tas till både lokala vädermönster på olika platser i Norden och spotprisvariationerna i elområdena för dessa platser. I Tabell 3 har simuleringar utförts för samma platser som i avsnitt 4.1, d.v.s. Vilinis, Köpenhamn i Luleå. Dels så har simuleringarna utförts utifrån antagandet att modulerna installeras rakt mot söder (azimuth 180°) och en lutning på 30° och dels har verktyget optimerat orienteringen för att maximera avkastningen för potentiella solcellsparker på dessa platser från spotprismarknaden. Detta har precis som i Tabell 2 gjorts för sju olika DC-till-AC-ratio.

Tabell 3. Simuleringsresultat för Vilnius, Köpenhamn och Luleå där beräkningsverktyget optimerat vinkel och azimuth utifrån att maximera avkastningen. Dessa simuleringar baseras på sju olika DC-till-AC-rationen för varje plats och jämförs med simulerad avkastning utifrån den traditionella orienteringen hos solcellsparker, d.v.s. azimuth 180° och lutning 30°.

	DC-till-AC ratio	Optimal Azimuth [°]	Optimal lutning [°]	Årlig avkastning vid optimal orientering [Kr/kW _p /år]	Total avkastning vid optimal orientering [Kr/kW _p]	Total avkastning 2018–2021 vid 30° lutning och 180° azimuth [Kr/kW _p]	Ökad avkastning vid optimal orientering under 2018–2021 jämfört med 30° lutning och 180° azimuth [%]	Ökad avkastning under optimal orientering under 2018–2021 jämfört med 30° lutning och 180° azimuth [%]
Vilnius Koordinater (WGS84): 54.6927, 25.3036 Prisområde: LT	1,0	166,17	44,15	719,3	2877,3	2844,5	32,9	1,2%
	1,1	166,10	43,98	719,3	2876,2	2844,1	32,0	1,1%
	1,2	166,08	43,51	716,0	2863,9	2836,8	27,2	1,0%
	1,3	165,78	42,35	708,2	2834,9	2815,0	19,9	0,7%
	1,4	165,52	40,44	697,0	2788,0	2777,3	10,7	0,4%
	1,5	167,28	27,99	684,7	2737,7	2729,3	8,4	0,3%
	1,6	168,60	26,70	671,3	2684,1	2676,3	7,8	0,3%
Köpenhamn Koordinater (WGS84): 55.6819, 12.5763 Prisområde: DK2	1,0	180,35	45,39	711,5	2847,2	2794,7	52,4	1,9%
	1,1	180,37	45,35	711,5	2846,0	2794,4	51,7	1,8%
	1,2	180,31	45,11	709,3	2836,0	2788,2	47,8	1,7%
	1,3	180,38	45,51	701,5	2808,1	2766,1	42,0	1,5%
	1,4	181,16	43,87	690,3	2761,1	2726,8	34,3	1,3%
	1,5	180,49	42,89	675,8	2704,2	2677,8	26,4	1,0%
	1,6	180,55	41,67	661,2	2642,8	2622,9	19,9	0,8%
Luleå Koordinater (WGS84): 65.5976, 22.1317 Prisområde: SE1	1,0	176,80	48,32	425,6	1703,4	1665,7	37,7	2,3%
	1,1	176,79	48,14	425,6	1703,4	1665,7	37,7	2,3%
	1,2	176,56	46,75	424,4	1696,7	1663,4	33,2	2,0%
	1,3	176,67	43,39	420,0	1677,7	1651,7	26,0	1,6%
	1,4	176,22	40,81	412,2	1648,6	1629,4	19,3	1,2%
	1,5	175,78	38,85	403,2	1612,9	1599,8	13,1	0,8%
	1,6	177,26	37,06	394,3	1576,0	1567,2	8,9	0,6%

Jämförs Tabell 3 med Tabell 2 med ser man att inkluderandet av spotprisvariationerna flyttar den optimala azimuth $\sim 0\text{--}4^\circ$ ytterligare mer åt öst i Vilnius (förstärker det lokala vädermönstret), $\sim 4^\circ$ mer åt öst i Danmark (motverkar det lokala vädermönstret) och $\sim 1,5^\circ$ mer mot öst i Luleå (förstärker det lokala vädermönstret). Att det är åt samma håll för alla platser beror på det dagliga spotprismönstret där priserna är något högre på förmiddagen än eftermiddagen generellt, se Figur 1.

Vidare går det att utläsa att den optimala lutningen också ökar på alla platser och för alla DC-till-AC-ration med mellan $2\text{--}5^\circ$, förutom för Vilnius och DC-till-AC-rationen 1,2–1,4 där den optimala lutningen ökar med hela 15° när spotprisvariationerna inkluderas i optimeringen. Att den optimala lutningen ökar beror naturligtvis på att spotpriserna under tidsperioden 2018–2021 generellt var

något högre på vår och höst, när solen står längre än mitt i sommaren, när solen står högre, och då industrisemestern infaller.

Slutligen, och kanske den viktigaste slutsatsen från hela projektet, är att avkastningen för hypotetiska solcellsparkar på dessa platser hade varit mellan 0,3% och upp till 2,3% högre totalt under tidsperioden 2018–2021 om en optimering av orienteringen sker med hänsyn till lokala vädermönster och spotprisvariationer jämfört med den traditionella orienteringen. Tar man en solcellspark på 10 MW_p som installeras i Köpenhamn med ett DC-till-AC ratio på 1,3 som ett exempel, så hade den ökade avkastningen motsvarat ca 105 000 kr/år. En sådan extra årlig intäkt är inte försumbar.

Dock ska det noteras att de högre lutningar som detta förutsätter kommer medföra högre kostnader vid byggnationen av parken, då en lutning på modulerna på 45° ökar vindfånget och därmed belastningen på monteringsmaterialet, samt de potentiella markarrendekostnaderna, då det krävs större radavstånd mellan moduleraderna för att undvika skuggning. Sådana projektinterna avvägningar mellan byggnations-, driftkostnader jämfört med högre avkastning ligger dock utanför detta projekts omfattning.

Tabell 4. Simuleringsresultat för tre platser in Norden där beräkningsverktyget optimerat vinkel och azimuth utifrån att maximera produktionen. Dessa simuleringar baseras på sju olika DC-till-AC-rationen för varje plats och jämförs med simulerad produktion utifrån den traditionella orienteringen hos solcellsparker i Norden idag, nämligen rakt mot söder (azimuth 180°) och lutning på 30°.

	DC-till-AC ratio	Optimal Azimuth [°]	Optimal lutning [°]	Årlig produktion vid optimal orientering [MWh/MW _p /år]	Production			
					Total produktion 2018-2021 vid optimal orientering [MWh/MW _p]	Total produktion 2018-2021 vid 30° lutning och 180° azimuth [MWh/MW _p]	Ökad produktion vid optimal orientering under 2018-2021 jämfört med 30° lutning och 180° azimuth [%]	Ökad produktion under optimal orientering under 2018-2021 jämfört med 30° lutning och 180° azimuth [%]
Vilnius Koordinater (WGS84): 54.6927, 25.3036 Prisområde: LT	1,0	165,92	39,58	1047	4187	4178	9	0,2%
	1,1	165,71	39,12	1046	4185	4178	7	0,2%
	1,2	168,68	28,28	1043	4170	4164	6	0,2%
	1,3	168,86	27,34	1034	4135	4127	8	0,2%
	1,4	169,86	26,25	1020	4079	4068	11	0,3%
	1,5	169,86	25,19	1003	4012	3996	16	0,4%
	1,6	170,82	23,93	984	3938	3917	20	0,5%
Köpenhamn Koordinater (WGS84): 55.6819, 12.5763 Prisområde: DK2	1,0	184,35	43,78	1288	5151	5090	61	1,2%
	1,1	184,39	43,72	1287	5148	5089	59	1,2%
	1,2	184,17	43,24	1281	5122	5070	52	1,0%
	1,3	184,51	42,32	1265	5058	5017	41	0,8%
	1,4	184,58	41,15	1240	4961	4932	29	0,6%
	1,5	183,89	39,58	1212	4848	4831	16	0,3%
	1,6	184,46	37,52	1183	4730	4720	10	0,2%
Luleå Koordinater (WGS84): 65.5976, 22.1317 Prisområde: SE1	1,0	178,11	45,93	1048	4193	4122	71	1,7%
	1,1	178,10	45,48	1048	4193	4122	71	1,7%
	1,2	177,83	42,80	1044	4178	4116	62	1,5%
	1,3	178,07	40,55	1033	4131	4084	47	1,1%
	1,4	177,62	38,59	1015	4060	4027	33	0,8%
	1,5	177,25	36,95	994	3975	3954	21	0,5%
	1,6	178,88	35,44	972	3887	3874	13	0,3%

5 Referenser

- [1] M. Hummon, P. Denholm, and R. Margolis, "Impact of photovoltaic orientation on its relative economic value in wholesale energy markets," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, pp. 1531–1540, 2013, doi: 10.1002/pip.
- [2] Brown, P. R., & O'Sullivan, F. M. (2019). Shaping photovoltaic array output to align with changing wholesale electricity price profiles. *Applied Energy*, 256(August), 113734. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113734>
- [3] Hirth, L. (2015). Market value of solar power: Is photovoltaics costcompetitive? *IET Renewable Power Generation*, 9(1), 37–45. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0101>
- [4] A. Lamont, "Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies," *Energy Econ.*, vol. 30, no. 3, pp. 1208–1231, 2008, doi: 10.1016/j.eneco.2007.02.007.
- [5] P. Joskow, "Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies," *Am. Econ. Rev.*, vol. 101, no. 3, pp. 238–241, 2011, doi: 10.1257/aer.101.3.238.
- [6] Danish Energy Agency, "Fact sheet on the result of the technology neutral tender 2018," 2018.
- [7] Danish Energy Agency, "Denmark's Energy and Climate Outlook 2019: Baseline Scenario Projection Towards 2030 with Existing Measures (Frozen Policy)," 2019.
- [8] Lindahl, J., Lingfors, D., Elmqvist, Å., & Mignon, I. (2022). Economic analysis of the early market of centralized photovoltaic parks in Sweden. *Renewable Energy*, 185, 1192–1208. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.081>
- [9] L. Hirth, "Market value of solar power: Is photovoltaics costcompetitive?," in *IET Renewable Power Generation*, 2015, vol. 9, no. 1, pp. 37–45, doi: 10.1049/iet-rpg.2014.0101.
- [10] J. López Prol, K. W. Steininger, and D. Zilberman, "The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market," *Energy Econ.*, vol. 85, p. 104552, 2020, doi: 10.1016/j.eneco.2019.104552.
- [11] L. Hirth, "The market value of variable renewables — The effect of solar wind power variability on their relative price," *Energy Econ.*, vol. 38, no. 2013, pp. 218–236, 2013, doi: 10.1016/j.eneco.2013.02.004.
- [12] Å. G. Tveten, J. G. Kirkerud, and T. F. Bolkesjø, "Integrating variable renewables: the benefits of interconnecting thermal and hydropower regions," *Int. J. Energy Sect. Manag.*, vol. 10, no. 3, pp. 474–506, 2016, doi: 10.1108/IJESM-08-2014-0006.

- [13] A. Bråve, N. Ekström, S. Särnblad, and K. Vanky, "The Value of Value Factors — Time-Dependent Development of Value Factors on the Swedish Electricity Market," 2020.
- [14] E. Sjöström, "Study of value factors as a metric for Swedish electricity," 2021.
- [15] Å. Elmqvist, M. Wondollek, and M. Kofod-Hansen, "El från nya anläggningar," 2021.
- [16] Riksrevisionen, "Det samlade stödet till solet — RIR 2017:29," Stockholm, 2017.
- [17] P. E. Campana *et al.*, "A gridded optimization model for photovoltaic applications," *Sol. Energy*, vol. 202, no. March, pp. 465–484, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.03.076.
- [18] STRÅNG - a mesoscale model for solar radiation. Available at: <https://strang.smhi.se/>. Accessed 17th March 2023
- [19] M. Welisch, A. Ortner, and G. Resch, "Assessment of RES technology market values and the merit-order effect — An econometric multi-country analysis," *Energy Environ.*, vol. 27, no. 1, pp. 105–121, 2016, doi: 10.1177/0958305X16638574.
- [20] de Lagarde, C. M., & Lantz, F. (2018). How renewable production depresses electricity prices: Evidence from the German market. *Energy Policy*, 117(March), 263–277. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.02.048>
- [21] Bernards, R., Morren, J., & Slootweg, H. (2018). Development and Implementation of Statistical Models for Estimating Diversified Adoption of Energy Transition Technologies. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(4), 1540–1554. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2794579>
- [22] Unger, E. A., Ulfarsson, G. F., Gardarsson, S. M., & Matthiasson, T. (2017). A long-term analysis studying the effect of changes in the Nordic electricity supply on Danish and Finnish electricity prices. *Economic Analysis and Policy*, 56, 37–50. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2017.06.001>
- [23] Appelbaum, J., & Bany, J. (1979). Shadow effect of adjacent solar collectors in large scale systems. *Solar Energy*, 23(6), 497-507. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0038092X79900732>
- [24] Koblick. D.C. (2009). SolarAzEl.m: Solar azimuth and elevation, computer software. Available at: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/mlc-downloads/downloads/submissions/23190/versions/1/previews/SPOT/SolarAzEl.m/index.html>. Accessed 4th March 2022
- [25] chrome extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67799.pdf>

- [26] van Noord, M., Landelius, T., & Andersson, S. (2021). Snow-induced PV loss modeling using production-data inferred PV system models. *Energies*, 14(6), 1574. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/6/1574>
- [27] <http://liu.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1664828&dswid=9482>
- [28] Hamilton, James D. (1989). A New Approach to the Economic Analysis of Nonstationary Time Series and the Business Cycle. *Econometrica*, 57(2), 357–384.
- [29] <http://liu.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1664828&dswid=9482>

BERÄKNINGSVERKTYG FÖR OPTIMERING AV SOLCELLSPARKER

Det har hittills saknats ett verktyg för solcellsparkprojektörer som tar hänsyn till lokala väderförhållanden, och framför allt till prissignalerna från elmarknaden och därmed i förlängningen till balansen mellan produktion och efterfrågan. I det här projektet har en beräkningsmodell tagits fram som gör det möjligt att optimera solcellsmodulernas vinkel och riktning (azimuth), utifrån både lokala väderförhållanden och spotprisvariationer över tid.

Med hjälp av beräkningsverktyget kan solcellsparkerna utformas, så att de i större utsträckning producerar när värdet på elen är som störst och inte bara för att maximera den totala energiproduktionen på årsbasis. Det skulle kunna leda till en potentiell ökning av lönsamheten i många solcellsparker. En större spridning i både vinklar och riktning (azimuth) skulle också innebära en större fördelning av solkraftsproduktionen över dygnets timmar, men även över säsong, vilket skulle vara en fördel för den svenska kraftbalansen.

Vi gör energivärlden smartare!

Genom samarbete och dialog bedriver vi energiforskning så att ny kunskap skapar värde för näringsliv, kunder och samhället i stort. Vi är det naturliga navet i energiforskningen – en opartisk aktör till nytta för framtidens energisystem.

