



CHALMERS



Optimering av solcellsanläggningar genom konditionsbaserat underhåll

Framtagande av förslag på konceptuella lösningar

Examensarbete inom högskoleingenjörsprogrammet Elektroteknik

ALEXANDRA SCHULTZ
SIMON JACQUET

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2025
www.chalmers.se

EXAMENSARBETE 2025

Optimering av solcellsanläggningar genom konditionsbaserat underhåll

Framtagande av förslag på konceptuella lösningar

ALEXANDRA SCHULTZ
SIMON JACQUET



CHALMERS

Institutionen för Elektroteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg 2025

Optimering av solcellsanläggningar genom konditionsbaserat underhåll
Framtagande av förslag på konceptuella lösningar
ALEXANDRA SCHULTZ
SIMON JACQUET

© ALEXANDRA SCHULTZ, 2025.
© SIMON JACQUET, 2025.

Handledare: Johan Åhlund, Stena Fastigheter Göteborg AB
Examinator: Thomas Hammarström, Institutionen för Elektroteknik

Examensarbete 2025
Institutionen för Elektroteknik
Chalmers tekniska högskola
SE-412 96 Göteborg
Telefon +46 31 772 1000

Omslagsbild: Bild som illustrerar en solcellsmodul monterad på tak i stadsmiljö.
(Skapad med ChatGPT, 2025)

Skriven i L^AT_EX
Göteborg, Sverige 2025

Optimering av solcellsanläggningar genom konditionsbaserat underhåll
Framtagande av förslag på konceptuella lösningar
ALEXANDRA SCHULTZ
SIMON JACQUET
Institutionen för Elektroteknik
Chalmers tekniska högskola

Sammanfattning

Solcellsanläggningars viktiga bidrag inom omställningen till hållbara energisystem och den snabba expansionen av solenergi som energikälla innebär ett växande behov av effektiva och tillförlitliga underhållsstrategier. Idag sker en stor del av solcellsanläggningars underhåll i förebyggande syfte. Det är en strategi som ofta innebär schemalagda inspektioner och åtgärder oavsett anläggningens faktiska skick, vilket riskerar att leda till onödiga kostnader, driftsstopp samt ineffektiv resursanvändning. Följaktligen har det här arbetet syftat till att undersöka hur tillståndsovervakning kan användas för att optimera driften av solcellsanläggningar genom konditionsbaserat underhåll, där underhållsåtgärder initieras baserat på anläggningens faktiska skick snarare än efter förutbestämda tidsintervall. Arbetet har utförts i samverkan med Stena Fastigheter Göteborg AB.

Förslag på konceptuella lösningar för tillståndsovervakning har tagits fram med huvudsakligt fokus på tillgängliga mätdata från växelriktare såsom ström, effekt och temperatur. Arbetet har inriktats på tillståndsbedömning på strängnivå, systemnivå samt för växelriktare. Därutöver har även tillvägagångssätt för att bedöma solcellsmodulers uppfyllande av effektgarantier undersökts. De framtagna konceptuella metoderna baseras på grunder innefattande avvikelseidentifiering med hjälp av LOF-algoritmen (Local Outlier Factor) som bygger på jämförelse av lokala datamönster; väletablerade prestandaindikatorer såsom prestandakvot och omvandlingseffektivitet; inklusive statistiska metoder som medelvärde och standardavvikelse. Simuleringar för ett urval av metoderna har genomförts i MATLAB och Python i syfte att exemplifiera hur metoderna kan användas för befintliga anläggningar samt hur resultaten kan analyseras och visualiseras.

En central och viktig insikt som arbetet resulterat i är att ett konditionsbaserat underhåll med fördel bör baseras på mer än enbart tillgängliga parametrar från växelriktare för att säkerställa högre tillförlitlighet. För att uppnå förbättrad noggrannhet behövs kompletterande sensorer för mätning av exempelvis solinstrålning och modultemperatur.

Denna rapport bör ses som vägledande i ett inledande skede mot implementering av konditionsbaserat underhåll genom att presentera metoder som, utifrån begränsad mätdata, kan utgöra förslag på lösningar för att möjliggöra tillståndsovervakning av solcellsanläggningar. Vidare studier krävs för att validera metoderna i praktiken.

Abstract

The significant contribution of solar PV systems to the transition toward sustainable energy systems, combined with the rapid expansion of solar energy as an energy source, implies a growing need for efficient and reliable maintenance strategies. Today, a large portion of maintenance in solar PV systems is carried out as preventive maintenance. This strategy often involves scheduled inspections and actions regardless of the system's actual condition, which may lead to unnecessary costs, downtime, and inefficient use of resources. Consequently, this thesis has aimed to investigate how condition-based maintenance can be supported through condition monitoring to optimize the operation of solar PV systems, where maintenance activities are initiated based on the actual system condition rather than on predetermined time intervals. The study has been carried out in collaboration with Stena Fastigheter Göteborg AB.

Conceptual approaches for condition monitoring have been developed, with a primary focus on available inverter data, such as current, power, and temperature. The study has focused on condition assessment at the string level, system level, and for inverters. In addition, approaches for evaluating whether solar modules meet their performance warranties have been examined. The proposed conceptual methods are based on principles including anomaly detection using the LOF algorithm (Local Outlier Factor), which identifies deviations by comparing local data patterns; established performance indicators such as performance ratio and conversion efficiency; as well as statistical methods such as mean and standard deviation. To illustrate the application of the proposed methods in practice, simulations for a selected subset of them have been conducted using MATLAB and Python, showing how they can be applied to existing systems and how the results can be analyzed and visualized.

A key insight from the study is that condition-based maintenance should rely on more than just available inverter parameters to ensure higher reliability. For more accurate assessments, additional sensors are required for measuring parameters such as solar irradiance and module temperature.

This report is intended as guidance in the initial stages of implementing condition-based maintenance by presenting methods that, based on limited measurement data, may serve as proposed solutions to enable condition monitoring of existing solar PV systems. Further studies are needed to validate the proposed methods in practice.

Förord

Detta examensarbete har genomförts vid Chalmers tekniska högskola inom programmet Elektroteknik, högskoleingenjör 180 hp. Arbetet omfattar 15 högskolepoäng och har utförts i samarbete med Stena Fastigheter Göteborg AB.

Vi vill rikta ett stort tack till vår handledare Johan Åhlund inklusive Martin Willforss på Stena Fastigheter för deras stöd och värdefulla medverkan i arbetet. Därutöver vill vi även tacka vår examinator Thomas Hammarström för den hjälp och feedback vi har fått under arbetets gång.

Alexandra Schultz och Simon Jacquet, Göteborg, juni 2025

Innehåll

Beteckningar	1
1 Inledning	2
1.1 Bakgrund	2
1.2 Syfte och mål	3
1.3 Avgränsningar	3
1.4 Precisering av projektet	3
2 Teknisk bakgrund	4
2.1 Grundläggande funktion och uppbyggnad av solceller och solcellspaneler	4
2.2 Solcellsanläggningar	5
2.2.1 Solcellspaneler i strängar och fält	5
2.2.2 MPPT och optimerare	5
2.2.3 Växelriktare	5
2.2.4 Bypassdioder	6
2.2.5 Förekomst av fel i solcellsanläggningar	6
2.3 Underhållsstrategier för solcellsanläggningar	6
2.3.1 Förebyggande underhåll	6
2.3.2 Korrigering underhåll	7
2.3.3 Konditionsbaserat underhåll	7
2.3.4 Prediktivt underhåll	8
2.4 Faktorer som påverkar solcellspanelers livslängd och prestanda	8
2.4.1 Geografisk plats	8
2.4.2 Skuggning	9
2.4.3 Typiska fel och degraderingseffekter	9
2.4.3.1 Smuts- och dammansamling	10
2.4.3.2 Temperatur	10
2.4.3.3 Kabelfel	10
2.4.3.4 Hot spots	10
2.4.3.5 Korrosion av anslutningar	10
2.4.3.6 Sprickor i cellerna	10
2.4.3.7 Potentialinducerad nedbrytning	11
2.4.3.8 Överström	11
2.5 Artificiell intelligens, maskininlärning, djupinlärning och neurala nätverk	12

2.6	Tillståndsovervakning och analys utifrån växelriktare	14
2.6.1	Inmatningsström för n:te strängen samt ström per MPPT- ingång	14
2.6.2	Omvandlingseffektivitet	14
2.6.3	Invändig temperatur i växelriktare	14
2.6.4	Typiska fel för växelriktare	15
2.7	Översikt av ett urval teoretiska grunder för tillståndsbedömning i solcellssystem	16
2.7.1	Local Outlier Factor	16
2.7.2	Ström- och spänningsövervakning: I–V-kurvor	18
2.7.2.1	Viktiga parametrar från I–V-kurvor	18
2.7.3	Prestandakvot	19
2.8	Effektgarantier kopplade till solcellssystem	20
2.8.1	Innebörd av effektgarantier	20
2.8.2	Bedömning av degradering	20
3	Metod	22
3.1	Teoretisk referensram	22
3.2	Praktisk förankring - platsbesök och intervju	22
3.3	Anpassning och begränsningar	23
3.4	Identifiering av nyckelparametrar och strategier	23
3.5	Konceptframtagning	23
3.6	Simulering och modellering	23
4	Resultat och diskussion	26
4.1	Konceptförslag för tillståndsovervakning och feldetektering i solcells- system	26
4.1.1	Feldetektering baserat på relativa mätningar mellan strängar med LOF-algoritm	26
4.1.1.1	Fördelar och begränsningar	29
4.1.2	Tillståndsbedömning baserat på prestandakvot	29
4.2	Konceptförslag för tillståndsovervakning och analys av växelriktare . .	31
4.2.1	Tillståndsbedömning baserat på temperatur och effekt	31
4.2.2	Jämförelse mellan växelriktare med liknande förutsättningar genom användning av LOF-algoritm	32
4.2.3	Användning av omvandlingseffektivitet som kompletterande indikator vid tillståndsbedömning och jämförelse	35
4.2.4	Tillståndsbedömning baserat på standbyförbrukning	37
4.3	Utvärdering av effektgarantier kopplade till solcellssystem	39
4.4	Ytterligare analys kopplad till några av konceptförslagen	39
4.4.1	Användning av korrigerad prestandakvot som indikator för tillståndsbedömning	39
4.4.2	Alternativt temperaturrelaterat mått för tillståndsbedömning av växelriktare	40
4.4.3	Serieresistans och fyllnadsfaktor som indikatorer i förhållande till effektgarantier	41

4.5	Neurala nätverk och digitala tvillingar inom tillståndsövervakning, optimering och underhåll av solcellsanläggningar	41
4.5.1	Artificial Neural Networks (ANN)	41
4.5.2	Convolutional Neural Networks (CNN)	42
4.5.3	Recurrent Neural Network (RNN) samt Long Short-Term Memory (LSTM)	42
4.5.4	Digitala tvillingar	43
4.6	Ekonomiska, ekologiska och etiska aspekter	43
4.7	Utmaningar och begränsningar vid implementering av konditionsbaserat underhåll	44
4.7.1	Implementeringsutmaningar i solcellsanläggningar	44
4.7.2	Påverkan av yttre förhållanden och anpassning av tröskelvärden	45
4.7.3	Risker kopplade till AI-baserade metoder	45
4.7.4	Behov av kompletterande underhållsstrategier	45
4.7.5	Tekniska hinder	46
4.8	Förslag på vidareutveckling av de framtagna metoderna	46
5	Slutsatser	47
5.1	Sammanfattning av arbetets huvudsakliga och viktiga insikter	47
5.2	Bedömning av i vilken utsträckning syfte och mål uppnåtts	48
5.3	Implementerings- och anpassningsaspekter för de framtagna metoderna	48
5.4	Möjligheter till vidareutveckling	49
	Litteraturförteckning	50

Beteckningar

Nedan listas förkortningar, i alfabetisk ordning, som används i rapporten:

AI	Artificial Intelligence
ANN	Artificial Neural Network
CBM	Condition-Based Maintenance
CNN	Convolutional Neural Network
DL	Deep Learning
LOF	Local Outlier Factor
LSTM	Long Short-Term Memory
ML	Machine Learning
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NN	Neural Network
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaic
RNN	Recurrent Neural Network
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
STC	Standard Test Conditions

1

Inledning

1.1 Bakgrund

Solenergi har under det senaste decenniet blivit en alltmer central del i den svenska elproduktionen där det exempelvis installerades omkring 100 000 nya nätanslutna solcellsanläggningar år 2023, vilket ökade det totala antalet till cirka 250 000 anläggningar med en sammanlagd installerad effekt på 4000 MW [1]. Den snabba expansionen speglar inte enbart ett ökat intresse för förnybar energi utan också ett ökat behov av effektiviserade underhållsstrategier.

Trots att solcellsanläggningar kräver relativt lite underhåll jämfört med andra kraftslag, finns det fortfarande underhållsbehov för upprätthållande av förväntad prestanda [2]. Idag utförs ofta underhåll på solcellsanläggningar i förebyggande syfte eller när ett fel väl har inträffat. Dessa underhållsstrategier riskerar att inte vara särskilt resurseffektiva och kan leda till onödiga kostnader och driftstopp [3].

För att möta dessa utmaningar har intresset för konditionsbaserat underhåll av solcellsanläggningar ökat. Konditionsbaserat underhåll bygger på att anläggningens aktuella drifttillstånd övervakas kontinuerligt för att upptäcka avvikelser eller prestandaförsämringar och därigenom optimera underhållsinsatser. Ett väl implementerat konditionsbaserat underhåll kan leda till minskade underhållskostnader genom att minimera antalet onödiga servicebesök samt förlänga livslängden på komponenter [4].

Med det långsiktiga målet att bli självförsörjande på el genom förnybara energikällor genomför Stena Fastigheter AB stora satsningar på bland annat solceller, vilket i slutet av 2023 fanns på drygt 150 av deras byggnader [5]. I avsaknad av aktiva underhållsstrategier för sina solcellsanläggningar, utöver grundläggande åtgärder, ser Stena Fastigheter möjligheter att förbättra effektiviteten och förlänga livslängden hos solcellspaneler genom kontinuerlig övervakning och optimering av underhållsprocesser. Med anpassade åtgärder vid lämpliga tidpunkter kan även underhållskostnader minskas. Av nämnda anledningar efterfrågas framtagande av konceptuella lösningar för implementering av konditionsbaserat underhåll för solcellsanläggningar.

1.2 Syfte och mål

Projektet syftar till att undersöka och ta fram förslag på konceptuella lösningar för konditionsbaserat underhåll av solcellsanläggningar. Målet är att bidra till ökad effektivitet och livslängd för anläggningarna och deras ingående komponenter samt mer hållbar och kostnadseffektiv drift. Ett ytterligare syfte med projektet är att föreslå en metodik för att kontrollera och verifiera att solcellsmoduler uppfyller sina effektgarantier över tid. Detta kan ingå som en del i tillståndsbedömningen, men också bidra till förbättrad kundnöjdhet och stärkt förtroende.

1.3 Avgränsningar

- Analys baseras i huvudsak på befintlig teori, tillgängliga data och tidigare studier.
- Undersökning samt implementeringsrelaterade aspekter och rekommendationer kommer att vara av mer generell karaktär och inte kopplas till specifik anläggning, produkt eller företag.
- Arbetet omfattar inte praktiska underhållsaspekter i form av exempelvis specifika rekommendationer kring val och utförande av underhållsåtgärder.
- Ingående och utförliga ekonomiska analyser kommer inte att genomföras.
- Underhållsstrategier för energilagringssystem i form av batterier är ett relevant och relaterat område, men omfattas inte av detta arbete.

1.4 Preciserings av projektet

Projektets delmål

- Identifiera nyckelparametrar, tröskelvärden och strategier som kan användas för tillståndsövervakning genom förstudie baserad på relaterad litteratur, teorier, tekniska standarder och tidigare studier samt analys av befintliga data.
- Föreslå metodik och utveckla systemtänk för att bedöma såväl solcellspanelers som växelriktares skick och prestanda med hjälp av lämpliga mätmetoder och kontinuerlig övervakning.
- Väga in ekonomiska och hållbarhetsmässiga aspekter av konditionsbaserat underhåll.

En central begränsning i projektet med betydande inverkan på utformningen, inriktningen och utförandet är kopplad till tillgången på mätutrustning och mätdata. Arbetet utgår från användning av enbart befintlig utrustning i anläggningarna för datainsamling, vilket innefattar växelriktare, externa elmätare samt eventuella givare för utomhustemperaturer.

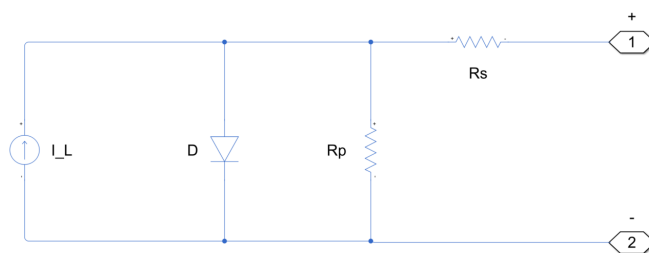
2

Teknisk bakgrund

2.1 Grundläggande funktion och uppbyggnad av solceller och solcellspaneler

En typisk solcell är gjord av en tunn bricka kisel på några tiondels millimeter [6]. På cellens sida som är i kontakt med solljuset finns ett mönstrat metallskikt som är i elektrisk kontakt med cellen. På baksidan av cellen finns ytterligare ett metallskikt som täcker den större delen av ytan. När cellen utsätts för solljus skapas en elektrisk spänning mellan båda skikten. Detta möjliggör att cellen kan nyttjas som ett batteri så länge det finns solinstrålning. En solcellspanel, även kallad solcellsmodul, utgörs av sammankopplade och inkapslade solceller. På framsidan av solcellsmodulen finns ett lager av härdat glas som skyddar cellerna mot utomhusmiljön där de vanligtvis placeras. En typisk livslängd för en solcellspanel är upp till 25 år, beroende på tillverkare.

För att matematiskt modellera en solcell finns det ett flertal olika metoder. Den vanligaste metoden är one-diode-modellen (*one-diode model*) med ett ekvivalent kretsschema enligt figur 2.1 [7]. Fotoströmmen I_L är strömmen som genereras av huvudsakligen solinstrålningen som infaller på cellens yta. Dioden D beskriver cellens halvledaregenskaper, då cellen kräver en viss mängd energi för att leda ström. Serieresistansen R_s är ett samlingsnamn som innefattar olika resistiva förluster i cellen, däribland lödpunkter, strömskenor samt resistansen i själva halvledarmaterialet [8]. Shuntresistansen R_p motsvarar parallella ledande vägar i solcellen, ofta belägna kring cellens kanter eller i övergångsområdet mellan p- och n-skikten. Dessa shuntar uppstår vanligtvis på grund av kristallskador, tillverkningsdefekter eller föroreningar. En låg shuntresistans innebär att ström kan läcka genom dessa alternativa vägar, vilket leder till ökade effektförluster [9].



Figur 2.1: Ekvivalent kretsschema för en solcell enligt one-diode-modellen. [9]

2.2 Solcellsanläggningar

En solcellsanläggning består av ett flertal samverkande komponenter. Utöver solcellspaneler ingår även vanligtvis växelriktare, skydds- och säkerhetskomponenter, montagesystem, kablage samt elektriska anslutningar. Beroende på anläggningens utformning kan även system för övervakning och optimering vara inkluderade. Nedan följer en beskrivning av huvudsakliga komponenter som ingår i en typisk solcellsanläggning och som är av relevans för det här arbetet.

2.2.1 Solcellspaneler i strängar och fält

Solcellssträngar utgörs av en eller flera seriekopplade solcellspaneler, där seriekopplingen möjliggör högre effektnivåer [10]. Vid parallellkoppling av flera strängar kan ännu högre effekter uppnås. En sammanhängande struktur av flera strängar kallas för ett solcellsfält [11].

2.2.2 MPPT och optimerare

Maximum Power Point Tracking (MPPT) är en reglermetod som använder algoritmer för att variera belastningen på solcellspaneler så att de arbetar vid maximal effekt [10]. Den maximala effekten för en solcellspanel eller en hel sträng illustreras vanligen i en graf med kurvor över ström och spänning (så kallade I-V-kurvor) vid olika temperaturer och solinstrålning, se avsnitt 2.7.2 för mer information om I-V-kurvor och figur 2.5 för ett exempel på graf.

Optimerare för solceller är elektroniska komponenter som optimerar effektivitet och effektuttag för solcellspaneler [12]. Varje effektoptimerare innehåller en MPPT samt en DC-DC-omvandlare. När optimerare placeras bakom varje modul möjliggörs maximalt utnyttjande av respektive modul samt individuell övervakning [10]. Dessutom kan det minska påverkan från skuggning, smuts, defekter eller varierande orientering och lutning hos enskilda moduler, eftersom de inte i samma utsträckning begränsar övriga moduler i strängen [12]. Däremot leder det till ökad total strömförbrukning och kan medföra kraftigt ökat underhållsbehov till följd av optimerarnas höga fel-frekvens och risk att gå sönder, vilket lyftes under en intervju med försäljnings- och kontoansvarig samt projektledare vid solenergiföretaget Raymond Solar AB (11 mars 2025). I intervjun förklarades det också att underhållsarbetet dessutom försvåras av att optimerarna ofta sitter placerade på svåråtkomliga ställen.

2.2.3 Växelriktare

Växelriktare utgör en central och kritisk komponent i solcellsanläggningar [13]. De omformar likspänning och likström från solcellspanelerna till växelspänning och växelström som är anpassad till elnätet som anläggningen är ansluten till [10]. För optimalt utnyttjande av den tillgängliga energin från solcellspaneler används MPPT-teknik i växelriktare [14]. Den vanligaste metoden för att leda energin från strängar till växelriktaren är genom att varje strängkabel kopplas till en av flera DC-ingångar i

växelriktaren [10]. Genom att växelriktaren då är utrustad med flera MPPT-moduler kan den hantera skillnader i spänningsnivåer från strängarna. Detta möjliggör att strängarna kan bestå av olika antal solcellspaneler. Flera optimerare i växelriktaren ökar också anläggningens effektivitet och flexibilitet, särskilt vid ojämn fördelning av solinstrålning till följd av exempelvis moduler som är skuggade eller monterade i olika väderstreck.

2.2.4 Bypassdioder

I solcellsanläggningar används bypassdioder för att motverka lokala överhettningar som kan uppstå vid skuggning eller defekter i paneler, vilket annars kan leda till permanent skada till följd av att strömflödet i panelerna begränsas [15]. Bypassdioder är vanligtvis kopplade över grupper av celler, snarare än över varje enskild cell. När skuggning uppstår blir bypassdioden framspänd, vilket gör att strömmen kan ledas förbi det påverkade området. Eftersom skuggning av en enskild modul kan ha inverkan på hela strängens prestanda, kan bypassdioder kopplas över moduler för att mildra dessa effekter. Det gör att strömmen kan ledas förbi hela modulen vid skuggning utan att begränsa strömflödet i resten av systemet.

2.2.5 Förekomst av fel i solcellsanläggningar

Påfrestningar som anläggningen utsätts för kan resultera i underhållsbehov. De huvudsakliga typerna av fel som uppträder i solcellsanläggningar, listade i fallande ordning av förekomst [10], är relaterade till:

- Växelriktare och kraftelektronik
- Kontakter och anslutningar
- Kopplingslådor
- Solcellspaneler
- AC och DC frånskiljare
- Kablar
- Säkringar

2.3 Underhållsstrategier för solcellsanläggningar

Underhållsstrategier för solcellsanläggningar kan delas in i tre huvudkategorier: förebyggande, korrigerande och prediktivt underhåll [3], [16]. Det konditionsbaserade underhållet ingår då som en del av det prediktiva, men särskiljs i denna rapport för ökad tydlighet. Nedan följer en genomgång av respektive kategori.

2.3.1 Förebyggande underhåll

Förebyggande underhåll syftar till att förhindra fel och defekter på komponenter genom att hantera felaktigheter i tidigt skede [3], [17]. I underhållet inkluderas exempelvis rutinmässiga inspektioner samt service utefter schemalagda intervall utifrån fastställd underhållsplan [16], [17]. Schemalagning och frekvens av underhållsutförandet avgörs av driften och påverkas av faktorer såsom lokala miljöförhållanden

samt typ av utrustning. Underhållsplaneringen baseras ofta även på tillverkarens rekommendationer och villkor kopplade till utrustningens garanti [18].

Denna underhållsstrategi medför dock risk för ökat produktionsbortfall, framför allt när schemalagda insatser genomförs utan att ett faktiskt behov föreligger, eftersom elproduktionen tillfälligt avbryts vid underhåll. Därtill kan strategin leda till ökade produktionskostnader och högre underhållsutgifter, särskilt i större system med geografiskt avlägsen placering där ineffektiva eller onödiga servicebesök blir än mer kostsamma [3], [19].

2.3.2 Korrigerande underhåll

Korrigerande underhåll utförs efter att problem såsom system-, funktions- eller komponentfel inträffat och upptäckts [18]. Det är ett oplanerat underhåll som bland annat innefattar reparation av skador samt byte av komponenter [3], [18]. Felen upptäcks genom exempelvis rutininspektioner eller fjärrövervakningsmetoder [16], [17]. Vid allvarigare typer av brister utförs korrigerande underhåll direkt, men om bristerna är av mindre brådskande karaktär kan åtgärderna samordnas med schemalagt förebyggande underhåll [18].

Korrigerande underhåll kan förbättra underhållsplanens effektivitet och sänka kostnader genom att minska antalet onödiga underhållsbesök och inspektioner av anläggningen [3], [16]. Underhållsmetoden kan däremot orsaka ökat produktionsbortfall, vara kostsam till följd av kritiska reparationer och oförutsedda driftavbrott samt leda till att komponenter tar skada i större utsträckning. För större solcellsanläggningar med fler komponenter och därmed högre felfrekvens har det visats vara ineffektivt och ofördelaktigt att tillämpa korrigerande underhåll som enda underhållsmetod [3].

2.3.3 Konditionsbaserat underhåll

Konditionsbaserat underhåll bygger på bedömning av systemets tillstånd baserat på realtidsinformation från sensorer och insamlad driftdata [17]. Med denna data och utifrån anläggningens aktuella status avser metoden att förebygga och optimera underhållsåtgärder samt avgöra om och när de bör vidtas så att utförande sker vid lämplig tidpunkt innan ett betydande fel inträffar [3], [17], [18]. Genom kontinuerlig övervakning kan potentiella fel identifieras i ett tidigt skede eller även innan de inträffar, vilket minskar risken för störningar, komponentskador, driftstopp och kostsamma reparationer. Detta möjliggör en optimerad underhållsstrategi med färre ingrepp, lägre underhållskostnader och minskad påverkan på driften [18].

Undersökningsmetoder kan exempelvis inkludera utvärdering av elektriska parametrar, bildbehandling och statistisk analys [3]. Inom avancerade och automatiserade övervakningssystem för felidentifiering och analys kan verktyg som SCADA-system (Supervisory Control and Data Acquisition) användas. Algoritmer baserade på artificiell intelligens (AI) lämpar sig särskilt väl för att analysera stora datamängder och upptäcka avvikelser i realtid. Dessa algoritmer möjliggör att förutse och detektera

potentiella fel i tidigt skede, optimera prestanda, förbättra effektiviteten och minska tiden som systemet är ur drift. Däremot medför behovet av ytterligare komponenter, hårdvaruinstallationer samt ökade resurs- och effektbehov högre kostnader för underhållsmetoden.

2.3.4 Prediktivt underhåll

Det prediktiva underhållet avser att förutse potentiella utrustningsfel innan de inträffar, baserat på analyser, avvikelседetektering, feldiagnostik och historisk prestandadata [3], [20]. Genom att identifiera försämringstrender och uppskatta komponenters återstående livslängd möjliggörs ett mer behovsanpassat och kostnadseffektivt genomförande av underhåll [3], [19]. Därutöver kan prediktivt underhåll minska systemavbrott och förbättra utrustningens livslängd, effektivitet och tillförlitlighet [19], [20].

Inom prediktivt underhåll används prognosmodeller och prognosbaserade analys-tekniker vid exempelvis planering av systemdrift och underhållsscheman [3]. Genom att förutse perioder med hög elproduktion kan underhåll planeras därefter och således minska produktionspåverkan. Användning av miljödata och förutsägande av säsongeffekter kan bidra ytterligare till optimerad planering av underhåll. Därutöver kan modeller utföra jämförelser med förväntad produktion för att upptäcka avvikelser [19]. Utmaningar med det prediktiva underhållet innefattar bland annat kostnaderna för utrustning och dess underhåll, systemens komplexitet samt behovet av stor mängd data för modellträning.

2.4 Faktorer som påverkar solcellspanelers livslängd och prestanda

2.4.1 Geografisk plats

Geografisk placering av solcellsanläggningar har en betydande inverkan på anläggningens prestanda. Faktorer som solinstrålning, antal soltimmar per år, skuggning från omgivande objekt samt lokala miljöförhållanden påverkar anläggningens produktion. I södra Sverige uppgår den genomsnittliga solinstrålningen till mellan 900 och 1000 kWh/m² per år, medan den är något lägre i norra Sverige [21].

Förutom geografisk placering påverkas anläggningar av lokala miljöfaktorer. Exempelvis kan närhet till vegetation eller byggnader leda till periodvisa skuggningar, vilket kan leda till effektförluster [22]. Vidare har temperatur en bidragande effekt på solcellernas effektivitet där lägre temperaturer kan bidra till en ökad verkningsgrad [23]. Detta kan då leda till att anläggningar i nordligare klimat kan bidra med högre elproduktion trots färre soltimmar.

Nedsmutsning av paneler från damm, pollen eller luftburna partiklar påverkas också av den geografiska placeringen [22]. I torrare klimat eller vid närhet till vägar och

industrier kan regelbunden rengöring vara avgörande för att bibehålla produktionsnivån. I Sverige förekommer det tillräckligt med nederbörd för att nedsmutsning inte anses ha en bidragande effekt på elproduktionen.

Panelernas lutning påverkar den årliga produktionen av energi. En optimal lutning för solcellspaneler är mellan 30°-50°, men en avvikelse på $\pm 10^\circ$ ger enbart en minskning på 1–2 % av årsproduktionen i förhållande till den optimala lutningen [24].

Orienteringen av modulerna spelar också en avgörande roll för elproduktionen. Paneler på det norra halvklotet, riktade mot söder, ger den högsta årliga energiproduktionen enligt figur 2.2 [25]. Orienteringar som avviker mot öst eller väst innebär å ena sidan en minskning i total årlig produktion, men å andra sidan ger det en jämnare fördelning av elproduktionen över dagen. Detta kan vara fördelaktigt om syftet är att maximera egenanvändning av producerad el eftersom toppeffekten sprids ut jämnare från morgon till kväll.

Lutning	Väst (%)	Sydväst (%)	Syd (%)	Sydost (%)	Öst (%)	Nordost (%)	Norr (%)	Nordväst (%)
90	47	67	75	67	48	27	16	26
80	54	76	84	76	54	32	20	31
70	60	82	91	83	61	37	24	36
60	66	88	97	88	66	42	28	41
50	70	91	99	91	70	47	33	47
40	73	92	100	92	73	52	41	52
30	76	92	99	92	76	58	50	58
20	78	89	94	89	78	62	60	62
10	79	85	88	85	79	73	70	73
0	80	80	80	80	80	80	80	80

Figur 2.2: Årlig relativ solelproduktion (%) beroende på solcellspanelers lutning (grader) och orientering i Göteborg. Produktionen anges som procentuell andel av maximal möjlig årsproduktion. [25]

2.4.2 Skuggning

I och med att solcellspaneler är seriekopplade så kan hela systemets prestanda påverkas av enskilda paneler. Detta gör att skuggning från exempelvis träd, byggnader eller andra objekt kan leda till effektförluster [10]. Den lägre arbetsspänningen till följd av skuggning av moduler kan på längre sikt leda till kortare livslängd och minskad total energieffektivitet av anläggningen. Om en modul skuggas så hindras strömmen genom de påverkade cellerna och, till följd av seriekopplingen, även genom de övriga cellerna i slingan. Ett möjligt tillvägagångssätt för att minska detta problem, särskilt för större solcellspaneler, är användning av bypassdioder i panelen, genom vilka strömmen kan gå vid skuggning.

2.4.3 Typiska fel och degraderingseffekter

Fel i solcellspaneler innebär felaktigheter som kan orsaka effektförluster i modulerna eller skapa säkerhetsrisker [26]. I denna del kommer typiska fel förklaras och därefter presenteras tabell 2.1 som sammanfattar de vanligaste felen i solcellsanläggningar.

2.4.3.1 Smuts- och dammansamling

Smuts såsom exempelvis damm, pollen, saltavlagringar, luftföroreningar, fågelspillning och löv hindrar solljuset och minskar panelernas effektivitet [27]. Utan regelbunden rengöring eller vid bristfällig rengöring kan smuts fastna på solcellspanelernas yta och orsaka skada. Dessutom kan det leda till ojämn uppvärmning, ökad degradering och prestandaförluster.

2.4.3.2 Temperatur

På längre sikt kan upprepad exponering för höga temperaturer påskynda degraderingen av materiallagren i moduler, genom exempelvis mikrosprickor, delaminering eller försämring av skyddshöljet, vilket ytterligare bidrar till effektförluster och förkortad livslängd [23].

2.4.3.3 Kabelfel

Kabelfel är ovanliga men kan leda till allvarliga konsekvenser för systemets drift [29]. I en solcellsanläggning utsätts kablar för stora påfrestningar från utomhusmiljön. Det kan innefatta degradering till följd av hög solinstrålning, höga temperaturer, vattenskador eller mekanisk stress. Detta gör kablar känsliga för nedbrytning av isolationsmaterialet.

2.4.3.4 Hot spots

Hot spots kan vara en följd av att ett antal celler i solcellssträngen har olika I–V-kurvor, det vill säga att det finns variationer i egenskaperna hos PV-modulerna [26]. Dessa variationer kan bero på tillverkningsfel, såsom hög serieresistans eller kalla lödpunkter. Hot spots kan även uppstå till följd av yttre faktorer, såsom smuts- eller dammansamling, vilket leder till partiell skuggning och därmed förändrade elektriska egenskaper hos modulerna över tid.

2.4.3.5 Korrosion av anslutningar

För att enskilda celler ska producera en spänning som går att nyttja krävs det att flera celler kopplas ihop till en modul. På cellerna finns så kallade silverfingrar som täcker cellerna [26], [30]. När lödpunkterna på cellerna utsätts för den hårda utomhusmiljön leder det till korrosion av kontakten mellan cellerna. En följd av degraderingen är ökning av serieresistansen R_s i PV-modulerna, vilket har direkt påverkan på den tillgängliga effekten.

2.4.3.6 Sprickor i cellerna

Sprickor i solceller bidrar till snabbare degradering och sämre prestanda eftersom modulen då i större utsträckning utsätts för utomhusmiljön [26]. Sprickor i celler uppstår oftast till följd av transportskador.

2.4.3.7 Potentialinducerad nedbrytning

Potentialinducerad nedbrytning är ett vanligt fel i solcellspaneler som kan orsaka effektförluster upp till 30 % [31]. Felet uppstår när det finns en hög potentialskillnad mellan solcellerna och den jordade modulramen.

2.4.3.8 Överström

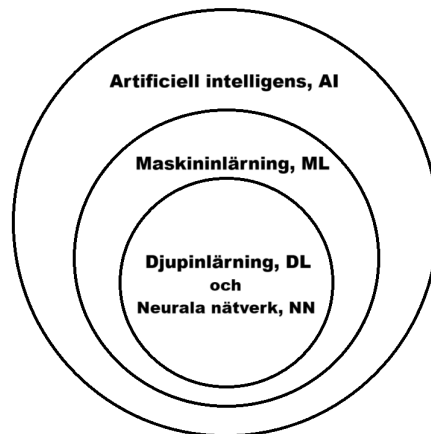
Överström i solcellsanläggningar kan uppstå till följd av fel i kablage eller felaktiga anslutningar [29]. När strömmen överstiger komponenternas nominella värden leder detta till överhettning, vilket i sin tur kan orsaka nedbrytning av isolationsmaterial i kablar och komponenter. Denna typ av termisk stress påskyndar åldringsprocessen hos både ledningar och skyddsutrustning, vilket ökar risken för driftstopp och säkerhetsrisker.

Tabell 2.1: Vanliga fel i solcellsanläggningar och deras effekter.

Komponent	Vanliga fel	Effekter
PV-moduler	Sprickor i solceller	Minskad verkningsgrad, bildning av hot spots och accelererad degradering.
	Delaminering	Inträngning av fukt, korrosion och lägre prestanda.
	Hot spots (orsakade av skuggning eller I–V-skillnader)	Lokal uppvärmning, risk för permanenta skador och effektförluster.
	Potentialinducerad nedbrytning	Progressiv effektminskning och lägre systemeffektivitet.
	Trasigt glas eller hölje	Miljöpåverkan och ökad degraderingstakt.
	Fel på bypassdioder	Sämre funktion vid skuggning och risk för hot spots.
Strängar	Jordfel	Säkerhetsrisk, systemavbrott och reducerad produktion.
	Variationer mellan celler	Ineffektiv drift, risk för hot spots och minskad total effekt.
Kringutrustning	Kabelskador	Mekaniskt slitage eller isolationsfel → kortslutningar och produktionsbortfall.
	Bristfälliga kontakter	Ökade resistiva förluster, spänningsfall och ojämn produktion.
Miljö- och omgivningsfaktorer	Smuts- och dammansamling	Minskad ljusabsorption → lägre energiproduktion.
	Höga drifttemperaturer	Minskad effektivitet och förkortad livslängd.

2.5 Artificiell intelligens, maskininlärning, djupinlärning och neurala nätverk

Detta avsnitt ger en översikt över begreppen artificiell intelligens, maskininlärning (ML), djupinlärning (DL) och neurala nätverk (NN), samt förklarar hur dessa tekniker förhåller sig till varandra, vilket illustreras i figur 2.3.



Figur 2.3: *Neurala nätverk och djupinläring betraktas som en delmängd av maskininläring, som i sin tur faller under paraplybegreppet artificiell intelligens. [32]*

Även om det saknas en allmänt accepterad och universell definition av begreppet artificiell intelligens, kan AI på ett mer övergripande plan syfta på datorsystem som kan utföra uppgifter vanligtvis associerade med intelligenta varelser [33]. Ofta innefattar det intellektuella processer som är utmärkande för människan såsom resonemangsförmåga, uppfattningsförmåga, inläring, generalisering eller förmågan att dra lärdom av tidigare erfarenheter [34], [35]. Med både hög hastighet och noggrannhet analyserar systemen stora datamängder, känner igen mönster samt utför förutsägelser och beslutsfattande [35].

Maskininläring är en central del av AI och möjliggör analys av stora datamängder, mönsterigenkänning samt beslutsfattande utan explicit programmering [35]. Indelning kan ske i tre huvudtyper: övervakad inläring, oövervakad inläring och förstärkningsinläring.

Djupinläring är en underkategori av maskininläring som möjliggör analys av högre komplexitet och bygger på användning av flerskiktade avancerade neurala nätverk för att bearbeta stora mängder datapunkter [35]. Detta gör det möjligt för systemen att gradvis optimera sin funktion och lära sig känna igen avancerade mönster. Djupinlärningsalgoritmer är särskilt kraftfulla inom avancerade AI-applikationer såsom bildigenkänning, men kräver omfattande datamängder, träning och beräkningskraft.

Neurala nätverk utgör den centrala strukturen i djupinlärningsalgoritmer [36]. De är inspirerade av den mänskliga hjärnan och består av flerskiktade strukturer av sammankopplade noder som bearbetar information för att identifiera mönster samt modellera samband och beroenden i data [35].

2.6 Tillståndsövervakning och analys utifrån växelriktare

Nedan presenteras ett urval av parametrar, direkt tillgängliga från växelriktare eller härledda från dessa, som är av betydelse för tillståndsövervakning inom ramen för detta arbete. Avsnittet inkluderar även en översikt av typiska fel kopplade till växelriktare.

2.6.1 Inmatningsström för n:te strängen samt ström per MPPT-ingång

Avvikelser i mätvärden för ström kan bero på flera faktorer, såsom fel i kontakter, kablage eller kopplingsdosor samt modulrelaterade orsaker som nedsmutsning, skuggning eller degradering [37], [38], [39], [40]. Onormalt låg eller obefintlig ström trots förekomst av solinstrålning kan indikera fel i paneler eller kopplingskomponenter. En lägre strömnivå jämfört med andra strängar eller MPPT-ingångar kan signalera problem i en eller flera strängar och därmed behov av tillsyn och eventuellt underhåll.

2.6.2 Omvandlingseffektivitet

Växelriktarens omvandlingseffektivitet beskriver hur stor andel av den inkommande likströmseffekten (DC) från solcellspaneler som omvandlas till användbar växelströmseffekt (AC) för elnätet eller lokal användning [41]. Den uttrycks enligt:

$$\eta_{\text{inv}} = \frac{P_{\text{AC}}}{P_{\text{DC}}} \quad (2.1)$$

där:

η_{inv} anger omvandlingseffektivitet
 P_{AC} anger utgångseffekt (växelström)
 P_{DC} anger ingångseffekt (likström)

Omvandlingseffektivitet är en användbar parameter vid analys av växelriktares funktion och prestanda [42]. Sjunkande värden för parametern kan till exempel indikera interna komponentproblem, kylproblem, temperaturpåverkan, åldrande eller slitage.

2.6.3 Invändig temperatur i växelriktare

Förhöjd temperatur inuti växelriktaren kan tyda på exempelvis överbelastning, komponentdegradering, kylproblem, otillräcklig ventilation eller höga omgivningstemperaturer [42], [43], [44], [45]. Sådana avvikelser kan orsaka termisk stress, vilket över tid försämrar stabilitet, prestanda och komponenters livslängd samt ökar risken för driftfel. Växelriktarens verkningsgrad, felfrekvens och livslängd påverkas i hög grad av temperaturen och temperaturvariationer. Verkningsgraden minskar generellt med

stigande intern temperatur [43], [46]. Genom åtgärder såsom kontroll av fläkthastighet, rengöring av kylflänsar samt utbyte av bristfälliga komponenter kan risken för överhettning minskas och potentiella driftstörningar förebyggas [44], [45].

2.6.4 Typiska fel för växelriktare

Medvetenhet om bakomliggande orsaker till vanligt förekommande fel är en viktig utgångspunkt för analys och bedömning. Nedan följer en översikt över vanliga feltyper relaterade till växelriktare i solcellsanläggningar.

- **Komponentfel**

- *Kondensatorfel*

- Kondensatorer i växelriktaren, framför allt aluminium-elektrolytkondensatorer, är temperaturkänsliga komponenter som i särskilt hög grad begränsar växelriktarens livslängd och utgör därmed en avgörande felkälla [13], [14].

- *Transistorfel*

- MOSFET-transistorer uppvisar en hög felfrekvens i förhållande till andra komponenter i växelriktaren [47]. Fel i dessa transistorer kan leda till kraftigt reducerad effekt som levereras till lasten. Även IGBT-transistorer kan vid fel orsaka betydande störningar i form av exempelvis ökad energiförbrukning och driftavbrott [48].

- **Överspänningar**

- Variationer i elnätet eller exempelvis blixtnedslag kan orsaka överspänningar som i sin tur kan leda till permanent skada på växelriktaren [45].

- **Läckströmmar**

- Läckström avser ström som oavsiktligt flyter till jord, vilket kan leda till säkerhetsproblem [49]. En vanlig orsak till läckströmmar i solcellssystem är den kapacitiva kopplingen mellan solcellsmodulerna och deras ram, som är ansluten till jord.

- **Jordfel**

- Jordfel är en vanlig feltyp i solcellssystem och kan i många fall identifieras av växelriktare med jordfelsövervakning. Ett jordfel uppstår när en oavsiktlig förbindelse sker mellan en strömförande ledare och jord [50]. Detta ger upphov till ökad läckström som kan ta alternativa ledande vägar tillbaka till källan. Jordfel kan orsakas av exempelvis skadade eller felaktigt anslutna kablar, försämrad isolering, fukt eller korrosion [51]. Sådana fel kan leda till att växelriktaren sätts ur drift, inklusive att det kan påverka elsäkerheten genom ökad brandrisk eller andra säkerhetsproblem.

- **Kommunikationsproblem**

- Ett vanligt förekommande fel för växelriktare är relaterat till kommunikationsförluster, exempelvis orsakade av problem med internetuppkopplingen, vilket påverkar datainsamling och övervakningssystem. Detta lyftes under intervjun med försäljnings- och kontoansvarig samt projektledare på solenergiföretaget Raymond Solar AB (11 mars 2025).

- **Installations- och dimensioneringsproblem**

- Felaktig installation kan ge upphov till systemineffektivitet och haverier, me-

dan felaktig dimensionering kan resultera i över- eller underbelastning av växelriktaren [45].

- **Miljö- och driftrelaterade fel**

Långvarig exponering för förhöjda temperaturer riskerar att orsaka fel i växelriktarens interna komponenter [52], [53]. En bidragande orsak till försämrad kylningseffektivitet och ökad risk för överhettning är ansamling av damm och smuts. Vid alltför höga temperaturer kan det leda till driftavbrott, kortslutningar eller andra fel som kan påverka växelriktarens funktion.

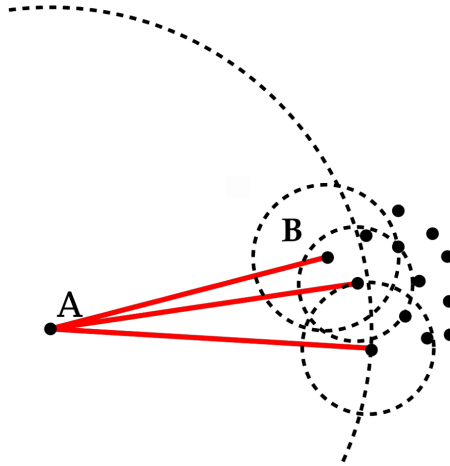
2.7 Översikt av ett urval teoretiska grunder för tillståndsbedömning i solcellssystem

2.7.1 Local Outlier Factor

Avvikelseidentifiering är en viktig metod inom datautvinning och kan generellt delas in i fem underkategorier: distributionsbaserat, djupbaserat, klusterbaserat, avståndsbaserat samt densitetsbaserat [54]. I denna rapport behandlas enbart den densitetsbaserade metoden, då de övriga metoderna inte anses lämpliga för övervakning av solcellsanläggningar.

Den densitetsbaserade metoden bygger på att varje punkt i datamängden betraktas i relation till andra närliggande grannar för att kvantifiera hur mycket en punkt avviker från sina närmaste grannar i täthet [55]. En algoritm inom denna kategori är Local Outlier Factor (LOF) som lämpar sig för tillståndsövervakning av olika delar i en solcellsanläggning då den möjliggör identifiering av avvikande driftbeteenden utan förkunskaper om normala förhållanden eller miljödata.

LOF-metoden bygger på att varje datapunkts avvikelse beräknas i förhållande till dess k -närmaste grannar. För varje punkt beräknas först en så kallad *reachability distance*, vilket är ett justerat avståndsmått som tar hänsyn både till det faktiska avståndet till grannen och grannens eget k -avstånd (se definition 3 och den röda linjen i figur 2.4) [54], [55]. Detta används för att uppskatta punktens lokala täthet, även kallad *local reachability density* (LRD), markerat med B i figur 2.4. Själva LOF-värdet definieras sedan som kvoten mellan grannarnas genomsnittliga täthet och punktens egen täthet. Ett LOF-värde nära 1 innebär att punkten befinner sig i ett område med liknande täthet som sina grannar, medan ett högre värde tyder på att punkten är mer glest omgiven och därmed potentiellt avvikande [55].



Figur 2.4: Punkten markerat med A representerar en avvikande punkt, B representerar LRD och den röda linjen är reachability distance. [56]

För att ytterligare förklara hur LOF-metoden fungerar beskrivs några centrala definitioner [54] nedan:

Definition 1. För varje positivt heltal k definieras k -distans(p) för ett objekt p som:

$$k\text{-distans}(p) = \text{avstånd till den } k\text{:te närmaste grannen i datamängden} \quad (2.2)$$

Definition 2. Den mängd av objekt k som ligger inom ett visst avstånd från punkt p definieras som:

$$N_k(p) = \{q \in D \setminus \{p\} \mid d(p, q) \leq k\text{-dist}(p)\} \quad (2.3)$$

där:

- där D är hela datamängden
- $d(p, q)$ är det faktiska avståndet mellan punkterna p och q

Definition 3 (Reachability Distance). För objekt p och o , definieras reachability distance enligt:

$$\text{reach-dist}_k(p, o) = \max\{k\text{-dist}(o), d(p, o)\} \quad (2.4)$$

där:

- $d(p, o)$ är det faktiska avståndet mellan punkterna p och o
- $k\text{-dist}(o)$ är avståndet från punkt o till dess k :te närmaste granne

Definition 4 (Local Reachability Density (LRD)). Det lokala avståndet kring punkt p definieras som:

$$lrd_k(p) = \frac{k}{\sum_{o \in N_k(p)} \text{reach-dist}_k(p, o)} \quad (2.5)$$

Definition 5 (Local Outlier Factor (LOF)). Förhållandet mellan grannars täthet och punktens egen täthet ges av:

$$LOF_k(p) = \frac{1}{k} \sum_{o \in N_k(p)} \frac{lrd_k(o)}{lrd_k(p)} \quad (2.6)$$

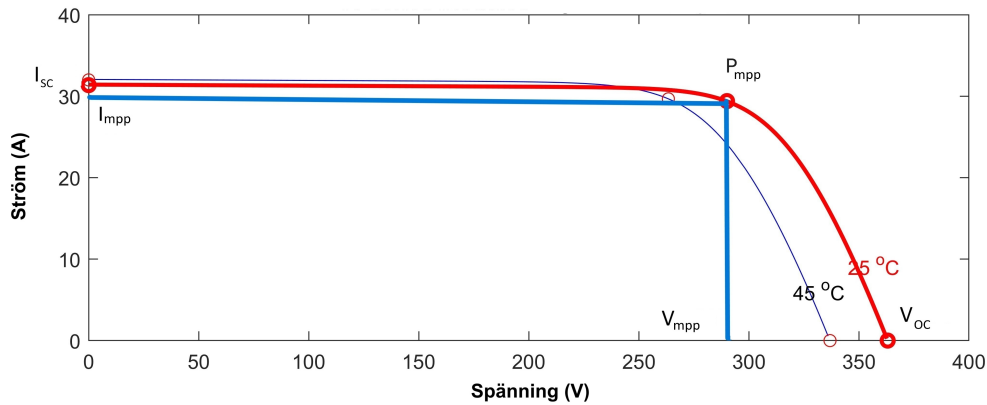
2.7.2 Ström- och spänningsövervakning: I–V-kurvor

Mätning av en solcellspanels I–V-kurva möjliggör en övergripande bedömning av dess elektriska egenskaper. I tillverkarens datablad finns vanligtvis en referenskurva som visar modulens I–V-karakteristik under standardtestförhållanden (STC). Denna kurva kan användas som referens för att utvärdera modulens skick och identifiera eventuella avvikelser i prestanda. En typisk I–V-mätning för en modul utförs vanligtvis med en artificiell eller naturlig ljuskälla, samt ett mätsystem för insamling av data. Mätningen kan exempelvis utföras genom att en I–V-kurvmätare kopplas till solcellssträngen medan solinstrålningen mäts med hjälp av en irradiansmätare och modulens temperatur mäts med en temperatursensor. I–V-kurvan genereras genom att variera strömmen med hjälp av externa laster eller spänningskällor [26], [57]. I–V-kurvans utseende kan ge en snabb och effektiv indikation på PV-modulens prestanda. Den kan även indikera typ av fel som uppstått och problem såsom nedsmutsning och skuggning [57], [58]. Däremot kräver diagnostik för I–V-kurvor som sker genom fysiska mätningar specifik och kostsam utrustning, utbildad personal samt fränkoppling av solcellssträngarna under mätningarna [59].

Mätningar påverkas av faktorer som serie- och shuntresistans, solinstrålning och temperaturförhållanden, vilket kräver kalibrerade instrument och kontrollerade miljöförhållanden [60]. För att jämföra uppmätta kurvor med standardtestförhållanden krävs korrigeringar. I standarden IEC 60891 beskrivs metoder för att korrigera mätdata från I–V-kurvor med hänsyn till temperatur och solinstrålning.

2.7.2.1 Viktiga parametrar från I–V-kurvor

För att uppskatta en PV-moduls prestanda kan viktiga parametrar utläsas från dess I–V-kurva, vilken har en karakteristisk form som visas i figur 2.5. Tomgångsspänningen, som betecknas V_{OC} , är den maximala spänningen som solcellspanelen kan producera och uppstår när strömmen är noll [26]. För att mäta tomgångsspänningen ska ingen last vara ansluten under mättillfället. På liknande sätt är kortslutningsströmmen, som betecknas I_{SC} , strömmen genom modulerna när spänningen är noll. För att bestämma kortslutningsströmmen krävs tillfällig kortslutning under kontrollerade mätförhållanden. Den maximala effekten som en modul kan leverera under belysning betecknas P_{mpp} och uppstår vid den driftpunkt där produkten av ström och spänning är som störst. Motsvarande ström och spänning vid denna punkt benämns I_{mpp} respektive V_{mpp} , se figur 2.5.



Figur 2.5: Typisk I - V -kurva med markering av parametrarna V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} , I_{mpp} och P_{mpp} . Kurvan är genererad genom användning av simuleringen beskriven i avsnitt 3.6.

2.7.3 Prestandakvot

Prestandakvot (*Performance Ratio*, PR) är en viktig och central indikator på ett solcellssystemets prestanda och anger den sammantagna påverkan av systemets förluster [61], [62]. Beräkningen kan ske enligt olika definitioner och metodiker, men den globalt vedertagna standardmetoden återfinns i internationella standarden IEC 61724-1 [63], från International Electrotechnical Commission (IEC), där prestandakvoten definieras som:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\frac{E_{out}}{P_0}}{\frac{H_i}{G_{i,ref}}} \quad (2.7)$$

där:

Y_f är systemets specifika produktion (kWh/kW)

Y_r är systemets referensproduktion (kWh/kW)

E_{out} är energiproduktion (AC) från solcellssystemet (kWh)

P_0 är modulfältets nominella DC-effekt (kW)

H_i är solinstrålning i modulplanet (kWh/m²)

$G_{i,ref}$ är modulplanets referensinstrålning (kW/m²)

Den nominella DC-effekten för modulfältet, P_0 , är summan av de installerade solcellspanelernas DC-effekt och kan beräknas med hjälp av information från tillverkarens datablad för modulerna. Om standardtestförhållanden utgås från så gäller detta för P_0 och $G_{i,ref}$. STC innebär referensvärde för plan solinstrålning på 1000 W/m², celltemperatur på 25 °C samt referensspektrum för luftmassa på 1,5 [63].

Välfungerande solcellsanläggningar uppvisar vanligtvis ett medelvärde för prestandakvoten på omkring 80 % [64], [65]. Om PR är betydligt lägre kan det troligtvis

tyda på att något inte fungerar som det ska och därmed motivera underhållsinsats. Om PR plötsligt minskar kan det också tyda på problem. Däremot indikerar prestandakvoten inte nödvändigtvis orsaken till problemet, utan för att ta reda på detta krävs ytterligare analyser och undersökningar [62]. Ett lägre PR-värde kan till exempel bero på ledningsförluster, termiska förluster eller komponentfel. Därutöver påverkas prestandakvoten av faktorer såsom effektförluster, driftavbrott, degradering, modultemperatur, omgivande temperaturvariationer, solinstrålning, skuggning och nedsmutsning av solcellspaneler samt verkningsgraden för både solcellspaneler och växelriktare [66], [67].

Vid utvärdering av solcellsanläggningens tillstånd kan prestandakvoten beräknas för olika tidsperioder exempelvis momentant, månadsvis eller årligen [61], [66]. Om solcellsanläggningen antas fungera optimalt vid driftsättning kan efterföljande PR-mätningar jämföras med detta initiala tillstånd för att upptäcka avvikelser som kan indikera felaktigheter eller behov av underhåll [66]. För att minska inverkan av omgivningsförhållanden som låg temperatur, låg solhöjd och skuggning på beräkningarna bör analysperioden inte vara för kort. En för begränsad tidsperiod kan leda till otillräckligt underlag för tillförlitliga beräkningar och rättvisande utvärdering av systemets övergripande prestanda. Till exempel kan PR-värdet uppvisa stora variationer under loppet av en dag [67]. Däremot kan kortare tidsintervall vara användbart vid tillståndsovervakning och identifiering av komponentfel [62]. För mer representativa och tillförlitliga resultat, särskilt vid undersökning av exempelvis långvarig degradering eller nedsmutsning, väljs analysperioden med fördel till ett år [62], [66].

2.8 Effektgarantier kopplade till solcellssystem

2.8.1 Innebörd av effektgarantier

Effektgarantier anger tillverkares förväntade eller tillåtna grad av prestandaförlust för solcellspaneler över tid [68]. Garantin uttrycks som en procentandel av modulens ursprungliga maximala effekt under STC, med en successiv minskning från och med installationen. Solcellspaneler kan generellt uppskattas förlora omkring 0,5 till 0,8 % i energiproduktionskapacitet per år, med undantag för det första året då förlusten är större [59], [69], [70]. De flesta solcellspaneler har en effektgaranti på 25 år, där tillverkare garanterar att panelerna presterar på en viss nivå under en viss period. Vanligt är att det lämnas en prestandagaranti på 90 % under de första tio åren och sedan 80 % upp till 25 år [71].

2.8.2 Bedömning av degradering

Degraderingshastighet definieras som den långsiktiga effektreduktionen hos solcellspaneler eller system [72]. Den kan bland annat undersökas genom karakterisering av I-V-kurvor. Ofta erhålls kurvorna periodiskt och över en längre tid för att utvärdera degradering och jämföra prestanda [73].

Genom att jämföra experimentella mätningar av I-V-kurvan vid MPP med en modell av modulen utan degradering så kan degradering kvantifieras [74]. Modulens serieresistans är en av de parametrarna som påverkas mest av vissa nedbrytningsmekanismer. Ytterligare parametrar för modulen som är korrelerade till nedbrytningseffekterna är bland annat ström- respektive spänning vid maximal effekt, tomgångsspänning, kortslutningsström och shuntresistans [75]. En annan parameter som ofta används för att indikera en moduls effektivitet och prestanda är fyllnadsfaktorn, *fill factor* (FF). Den definieras som förhållandet mellan modulens maximala effekt och den ideala maximala effekt som skulle resultera från tomgångsspänningen och kortslutningsströmmen [26], [74] enligt följande:

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.8)$$

där:

V_{mpp} är spänningen vid maximal effektpunkt (MPP)

I_{mpp} är strömmen vid MPP

V_{oc} är tomgångsspänningen

I_{sc} är kortslutningsströmmen

3

Metod

I detta kapitel beskrivs arbetets upplägg, genomförande och tillvägagångssätt.

3.1 Teoretisk referensram

Inledningsvis genomfördes en ämnesinriktad litteraturstudie för att skapa en teoretisk grund, fördjupa förståelse och etablera en referensram för arbetet. Genom studien identifierades relevanta begrepp, teorier, tidigare forskning samt tillämpade metoder inom området för konditionsbaserat underhåll av solcellsanläggningar. Med utgångspunkt i grundläggande funktionalitet och uppbyggnad av solceller, solcellspaneler och solcellsanläggningar fördjupades sedan analysen mot mer specifika aspekter relaterade till arbetet, såsom underhållsstrategier, tillståndsovervakning, tillståndsbedömning och tillhörande analys.

Informationen inhämtades främst från vetenskapliga artiklar, tekniska rapporter, facklitteratur, branschstandarder samt teknisk dokumentation och produktinformation. De huvudsakliga databaserna som användes var Scopus och IEEE Xplore Digital Library i kombination med Chalmers biblioteks söktjänster. I viss utsträckning inkluderades även ytterligare relevanta artiklar som återfanns genom refererade källor i de ursprungligt valda artiklarna. Eftersom arbetet är inriktat mot ett forskningsintensivt område där betydande framsteg har skett under senare år, utgjorde ett tillräckligt aktuellt publiceringsdatum ett urvalskriterium vid val av litteratur.

3.2 Praktisk förankring - platsbesök och intervju

För att öka förståelsen för företagets solcellssystem, inklusive dess praktiska förutsättningar och drift, genomfördes ett platsbesök vid en av solcellsanläggningarna. Besöket möjliggjorde observation av systemets uppbyggnad och tekniska begränsningar.

Utöver detta genomfördes en intervju med två anställda vid solenergiföretaget Raymond Solar AB i rollerna som försäljnings- och kontoansvarig respektive projektledare. Intervjun kompletterade den teoretiska analysen genom att tillföra ytterligare information, perspektiv och branschspecifika insikter.

3.3 Anpassning och begränsningar

Tydlig anpassning av arbetet till företagets situation och förutsättningar utfördes genom att ta hänsyn till tillgänglig utrustning och system. Detta innebar att utgå från tillgängliga data från anläggningsutrustning enbart i form av växelriktare, externa elmätare för standbyförbrukning och eventuella utomhustemperaturgivare. Arbetet anpassades vidare genom beaktande av att de konceptuella lösningarna efterfrågades i form av en generell karaktär, utan anknytning till specifika produkter, programvaror, system, anläggningar eller tillverkare.

3.4 Identifiering av nyckelparametrar och strategier

Baserat på de genomförda momenten utfördes undersökning och identifiering av nyckelparametrar samt möjliga tillvägagångssätt för att bedöma tillståndet hos solcellsanläggningar och växelriktare. Parametrarna valdes med utgångspunkt i deras tillgänglighet via befintlig webbportal och utrustning samt deras förmåga att, enskilt eller i kombination, indikera prestandaproblem, driftavvikelser och potentiella fel. De växelriktarparametrar som analyserades och utgjorde grund för metodframtaganden var ström per solcellssträng, DC-effekt, AC-effekt, elproduktion, växelriktarens interna temperatur samt standbyförbrukning. Därtill undersöktes hur dessa parametrar kan fungera som indikatorer på prestandaproblem, potentiella fel samt behov av inspektion eller underhåll.

3.5 Konceptframtagning

Med utgångspunkt i genomförda moment och analyser, inklusive anpassningar, begränsningar och företagets preferenser, utfördes konceptframtagning av metoder för tillståndsövervakning och tillståndsbedömning av solcellsanläggningar. Arbetet delades in i tre huvudsakliga spår:

- Individuell sträng- och systemnivå
- Växelriktare
- Utvärdering av effektgarantier

3.6 Simulering och modellering

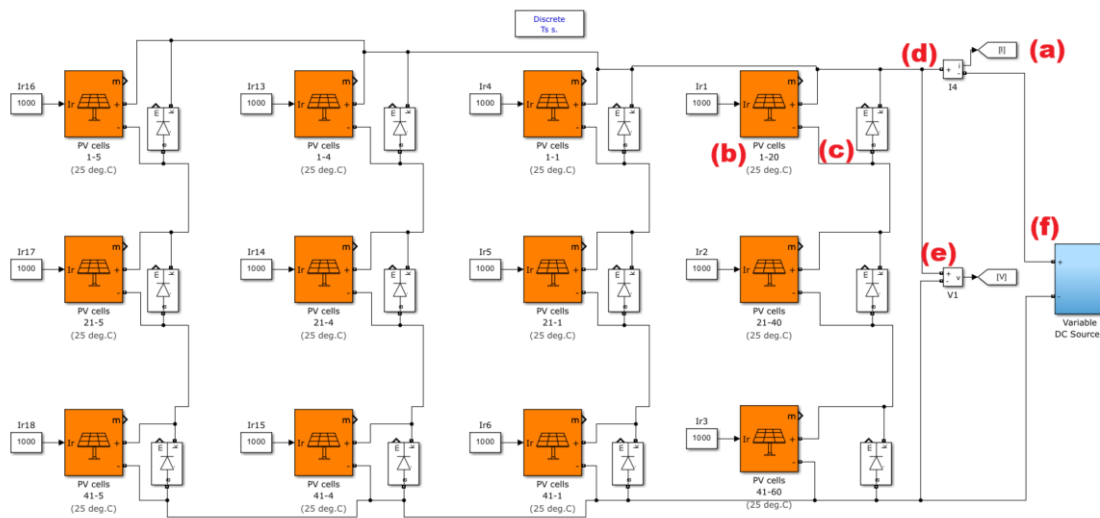
För att testa och konkretisera principerna för ett urval av de framtagna metoderna, samt illustrera deras tillämpbarhet, genomfördes simuleringar i MATLAB och Simulink, inklusive programmering i Python. Nedan följer en övergripande beskrivning av tillvägagångssätten för simuleringar och utformning av exemplen.

Simuleringen baserades på en Simulink-modell med tillhörande MATLAB-kod (se avsnitt 4.1.1 för beskrivning av tillståndsövervakningsmetoden). Implementeringen av modellen på övergripande nivå återges i figur 3.1. Grundläggande block för

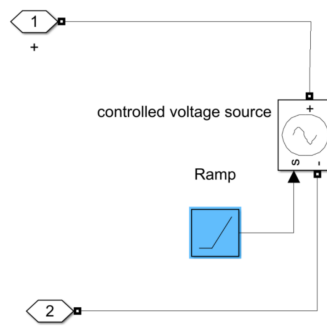
3. Metod

signalöverföring och datainsamling, såsom *Goto*, *From* och *To Workspace*, användes för att strukturera modellen och exportera simuleringsdata till MATLAB. Därutöver ingick följande block i modellen: *PV Array* (baserad på one-diode-modellen), *Diode*, *Current Measurement* och *Voltage Measurement*. För att generera I-V-kurvor implementerades en variabel spänningskälla som ett subsystem bestående av ett *Ramp*-block, med en definierad maxspänning, och ett *Controlled Voltage Source*-block, vilket illustreras i figur 3.2.

För att validera och tillämpa modellen på ett verkligt exempel användes data i form av strömvärden per sträng från en solcellsanläggning. Mätvärdena hämtades via webbportalen IsolarCloud.



Figur 3.1: Implementering på övergripande nivå med tre seriekopplade solcellsmoduler per sträng och fyra parallellkopplade strängar. Beteckning (a) indikerar Goto-block, (b) PV Array-block, (c) Diode-block, (d) Current Measurement-block, (e) Voltage Measurement-block och (f) subsystem för variabel spänningskälla.



Figur 3.2: Variabel spänningskälla modellerad med ett Ramp-block och ett Controlled Voltage Source-block, där en linjärt ökande signal omvandlas till motsvarande elektrisk spänning.

För att illustrera och exemplifiera teknisk tillämpning av andra metodförslag med andra tillvägagångssätt togs två exempel fram i Python. Dessa baserades på användning av biblioteken *NumPy*, *Matplotlib* och *scikit-learn*, inklusive de klassbaserade verktygen *LocalOutlierFactor* och *StandardScaler*, för databehandling, identifiering av avvikande datapunkter samt visualisering (se avsnitt 4.2 för beskrivning av tillståndsovervakningsmetod samt de genererade graferna). Detta syftade till att demonstera hur dataanalysen och avvikelседetekteringen kan presenteras på ett överskådligt sätt. För visualisering av resultat genererades konstruerad mätdata med hjälp av slumpmässiga tal inom definierade och verklighetstroga intervall, genom användning av inbyggda funktioner för slumpvals-generering i *NumPy*. Detta gjordes för att efterlikna rimliga variationer i temperatur, effekt och omvandlingseffektivitet. För att visa på hur avvikelser kan påverka resultaten i den utförda analysen konstruerades specifika avvikande värden manuellt i koden. Python användes för dessa exempel på grund av språkets flexibilitet, tillgänglighet samt dess mångsidiga och omfattande bibliotek. I kombination med verktyg särskilt anpassade för LOF-algoritmen och relaterad funktionalitet är språket väl lämpat för dataanalys och visualisering i detta sammanhang.

4

Resultat och diskussion

I detta kapitel redovisas resultat från den genomförda studien. Förslag på olika metoder för tillståndsövervakning av solcellsanläggningar har tagits fram och analyserats utifrån huvudsakligen praktiska och tekniska perspektiv.

4.1 Konceptförslag för tillståndsövervakning och feldetektering i solcellssystem

4.1.1 Feldetektering baserat på relativa mätningar mellan strängar med LOF-algoritm

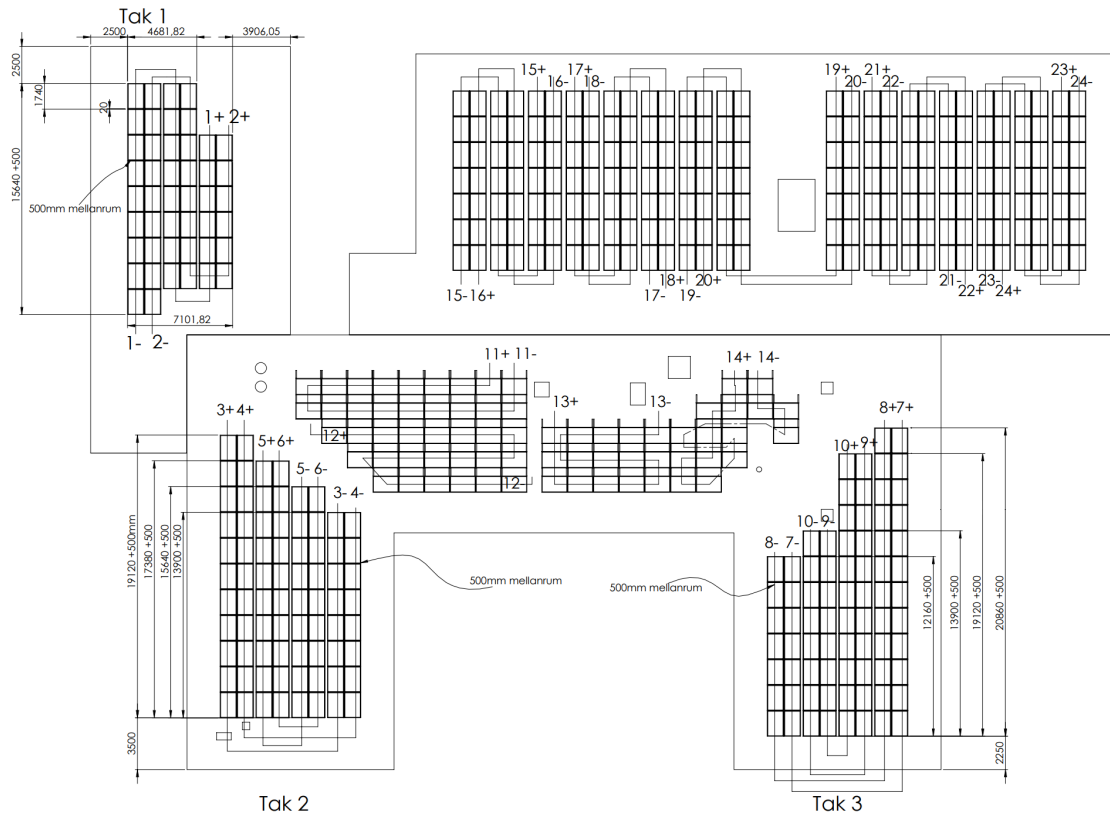
För att möjliggöra tillståndsövervakning av solcellsfält utan behov av externa sensorer såsom solinstrålningssgivare eller andra kostsamma lösningar är relativa mätningar mellan strängar en effektiv metod. Principen bygger på att moduler med liknande specifikationer och orientering bör generera liknande ström under samma driftförhållanden. Eftersom strängströmmar för individuella strängar finns tillgängligt via växelriktaren lämpar sig dessa mätvärden för ett realtidsbaserat övervakningssystem. Strömmen är även en fördelaktig parameter att använda eftersom den utgör en bra indikator för när något är fel.

I [54] och [55] föreslås en metod för feldetektering i solcellsanläggningar där en densitetsbaserad LOF-algoritm används för att identifiera avvikande strängar. Metoden bygger på att analysera strömmen från varje sträng och beräkna ett LOF-värde som anger hur mycket en sträng skiljer sig från omgivande strängar. Ett högt LOF-värde tyder på att strängen uppvisar ett avvikande mönster. Beroende på hur mycket LOF-värdet avviker kan det indikera typ av fel, men för att fastställa felorsak krävs vidare inspektion. För att metoden ska vara tillförlitlig krävs att strängarna är konfigurerade på ett likvärdigt sätt, exempelvis samma orientering. LOF-algoritmen ger inte ett tillförlitligt resultat om det inte finns tillräckligt många strängar att jämföra [54], [55]. Av den anledningen presenteras även en förbättring av metoden, kallad PVLOF, som anpassar LOF-algoritmen för att kunna hantera anläggningar med få strängar [54]. Genom att artificiellt utöka antalet grannar kan det säkerställas att metoden blir tillämpbar för småskaliga anläggningar.

Ett problem med metoden föreslagen i [54] och [55] är att den inte behandlar asymmetriska anläggningar där vissa strängar är parallellkopplade och andra inte. För att anpassa metoden till anläggningar där strängar har olika orientering eller konfigura-

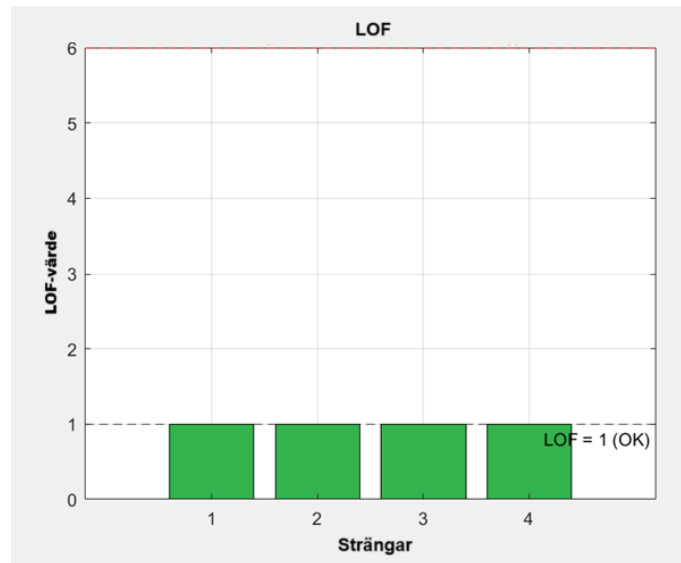
tion krävs kompletterande åtgärder. Strömmarna från moduler med olika orientering skiljer sig åt naturligt, vilket gör det svårt att direkt jämföra eller normalisera dem.

För att exemplifiera den beskrivna LOF-metoden valdes en anläggning med asymmetriska strängar, se figur 4.1. Denna anläggning har både parallellkopplade strängar och seriekopplade strängar, vilket gör den till en bra anläggning att utföra tester på. Dessutom är orienteringen på modulerna olika. På grund av det låga antalet likvärdiga strängar användes PVLOF-metoden.



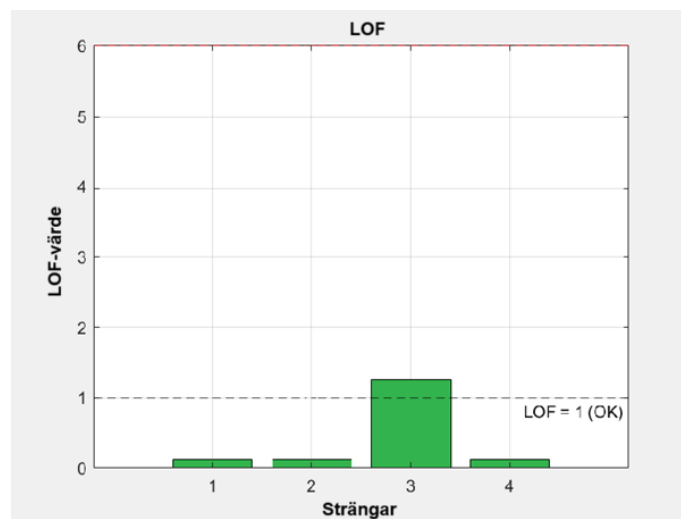
Figur 4.1: Strängritning för en verklig solcellsanläggning.

Eftersom anläggningen i figur 4.1 har strängar som är placerade asymmetriskt krävs en gruppering utifrån deras orientering. Figur 4.2 visar resultatet för samtliga strängar med västlig riktning vid klockan 12 under en solig men delvis molnig dag. Av figuren framgår att inga strängar uppvisar avvikande beteende vid det aktuella tillfället.



Figur 4.2: Resultat från LOF-algoritmen baserat på verkliga mätvärden från paneler i västlig riktning i exempelanläggningen. Stapeldiagrammet visar LOF-värdet för fyra strängar där samtliga har ett värde runt 1, vilket därmed indikerar att de presterar likvärdigt.

Figur 4.3 illustrerar LOF-värdet för fyra parallella strängar. Resultatet baseras på simuleringen som beskrivs i metodavsnitt 3.6 och strängströmmarna $I = [8,1; 8,05; 4; 8]$. LOF-värdet används för att kvantifiera hur mycket en sträng avviker från sina grannar, utifrån jämförelse av strängströmmar. Sträng 1, 2 och 4 har strömvärden omkring 8 A med mycket låga LOF-värden. Dessa ska klassificeras som normala. Sträng 3 har däremot ett förhöjt LOF-värde, vilket indikerar en avvikelse.



Figur 4.3: Resultat från artificiella strömvärden för att exemplifiera ett fel. Stapeldiagrammet visar LOF-värdet för fyra strängar där sträng 3 avviker från resterande.

4.1.1.1 Fördelar och begränsningar

Nedan presenteras fördelar och begränsningar med den föreslagna metoden.

Fördelar:

- Kräver endast data som redan finns tillgänglig via växelriktaren
- Kan köras kontinuerligt och i realtid
- Kräver inte miljömätdata såsom solinstrålning

Begränsningar:

- Felaktig normalisering kan ge falska positiva eller negativa resultat
- Kräver lämpligt antal grannar (k) i LOF-algoritmen
- Kräver samma specifikation på moduler
- Orientering spelar roll

En avvikelse i ström mellan strängar kan indikera:

- Fel i en eller flera moduler (t.ex. sprucken cell eller skadad bypassdiod)
- Smuts, dammansamling eller skuggning av modulerna
- Kabelproblem eller kontaktförluster
- Problem i kopplingsdosa eller förhöjd resistans

Utöver detta kan identiska strängar uppvisa naturliga variationer, exempelvis på grund av temperaturdifferenser eller små variationer i modulernas degradering.

4.1.2 Tillståndsbedömning baserat på prestandakvot

Noggrann mätning av solinstrålning med sensorer och användning av korrigeringsfaktorer för prestandakvoten kan i vissa fall vara för resurskrävande. Det gäller även hänsynstagande till faktorer såsom vädervariationer samt skillnader i driftförhållanden och anläggningskonfigurationer. Den här metoden fokuserar därför på tröskelbaserad bedömning mot fastställda PR-värden. Metoden möjliggör ett enklare och kostnadseffektivt tillvägagångssätt för tillståndsövervakning utan krav på ytterligare fysisk mätutrustning. Den är särskilt lämplig vid begränsade resurser, men kan även utgöra ett komplement till mer omfattande underhållssystem. Beräkning och analys av solcellssystemets prestandakvot över tid sker för att övervaka anläggningens tillstånd och identifiera potentiella driftstörningar, systemfel och behov av underhåll. I enlighet med ekvationen (se nedan) tidigare presenterad i avsnitt 2.7.3 behövs parametrarna E_{out} , P_0 , H_i och $G_{i,ref}$ för att beräkna prestandakvoten.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\frac{E_{out}}{P_0}}{\frac{H_i}{G_{i,ref}}}$$

För E_{out} hämtas den faktiska elproduktionen från växelriktardata för den valda tidsperioden. Den nominella DC-effekten för modulfältet, P_0 , beräknas som summan av de installerade solcellsmodulernas maximala effekt vid STC, enligt värden angivna i modulernas datablad. För anpassning till förutsättningar där lokala solinstrålningsgivare saknas kan modellbaserade solinstrålningsdata från satellitbaserade källor eller databaser användas för att ta reda på värden för den globala solinstrålningen i modulplanet, H_i . För referensinstrålningen, $G_{i,ref}$, används standardvärdet vid STC, vilket är 1 kW/m².

Beroende på tillgängliga data och önskad upplösning så beräknas PR för ett visst tidsintervall. För högupplöst övervakning och snabb felidentifiering skulle exempelvis timvis PR kunna användas, men då är det särskilt viktigt att beakta de kraftiga fluktuationer som parametern kan uppvisa under kortare tidsperioder. Analys av daglig PR kan ge en bättre balans mellan systemets responsivitet och stabilitet, medan månatlig eller årlig analys av PR är lämplig för mer övergripande och långsiktig analys. Vid avsaknad av tillräcklig och tillförlitlig data, och därmed behov av mer omfattande approximationer, är metoden mer lämplig för att analysera förändringar i prestandakvoten över längre tidsperioder snarare än att fastställa dess nivåer under kortare intervall.

Intervall för tröskelvärden skulle exempelvis kunna se ut på följande vis:

- $PR \geq 0,75$: Tolkas som normal drift. Ingen rekommendation om åtgärd.
- $0,60 \leq PR < 0,75$: Tolkas som möjlig avvikelse. Rekommendation att planera inspektion vid upprepning eller varaktighet av parametervärdet inom intervallet under angiven tid.
- $PR < 0,60$: Tolkas som tydlig avvikelse. Felsökning och eventuell åtgärd rekommenderas.

Tröskelvärdena är rekommenderade riktvärden och kan fastställas baserat på typvärden från relevant teknisk litteratur, branschundersökningar och driftdata från väl fungerande system och bör kombineras med det aktuella systemets förutsättningar och förväntade prestanda. För förbättrade resultat kan finjustering ske baserat på systemets konfiguration, historiska prestandadata, lokala förhållanden samt anläggningens och de ingående komponenternas ålder. Ytterligare optimering kan uppnås genom implementering av anpassningsåtgärder såsom algoritmer för inlärning av systemets normalvärden och variationer samt dynamisk justering av tröskelvärden över tid.

Ett alternativ till prestandakvoten som kan användas för att utvärdera en solcellsanläggningens prestanda om det inte finns tillgång till solinstrålningsdata, eller om mätvärden från eventuella solinstrålningssensorer inte är tillförlitliga, är den specifika produktionen Y_f . Den definieras som förhållandet mellan systemets totala energiproduktion och den nominella DC-effekten, se ekvation 2.7. Prestandakvoten utgör däremot en mer tillförlitlig indikator för att identifiera driftproblem i solcellsanläggningar med olika förutsättningar, utformning och geografisk placering [76]. Eftersom det inte sker någon korrigerande för variationer i solinstrålning för den specifika produktionen, till skillnad från fallet med prestandakvoten, gör det att den specifika produktionen i högre grad påverkas av förändringar i solinstrålning och omgivningstemperatur. Därav lämpar sig den specifika produktionen inte för jämförelser mellan system på olika platser, men den kan användas som en indikator på prestanda vid jämförelser mellan system som befinner sig på samma plats och som har likvärdiga tekniska och miljömässiga förutsättningar. Eftersom den producerade energin normaliseras i förhållande till systemets storlek så kan den specifika produktionen även användas för att jämföra energiproduktionen för system av olika storlekar. Vanligtvis övervakas den specifika produktionen under åtminstone en dag,

men även månatliga och årliga tidsperioder för övervakning är vanligt förekommande [62].

4.2 Konceptförslag för tillståndsövervakning och analys av växelriktare

Eftersom växelriktare sköter den aktiva styrningen och energihanteringen i solcells-systemet så har dess prestanda direkt inverkan på hela anläggningens effektivitet och för att systemets uteffekt ska kunna optimeras så krävs att växelriktare fungerar som de ska [13]. Att växelriktaren är den komponent som står för den största andelen av fel som inträffar i solcellsanläggningar innebär att det är extra väsentligt att övervaka dess funktion. Om åtgärder kan vidtas innan eventuella fel eskalerar så kan det bidra till att förlänga växelriktarens livslängd, minska antalet driftstopp och sänka underhållskostnader, vilket i sin tur ger ökad tillförlitlighet, lönsamhet och optimerad systemprestanda.

Övervakning av växelriktare baserat på temperaturskillnaden mellan växelriktarens interna temperatur och omgivningstemperaturen kan erbjuda en enkel väg för övervakning, men är inte lämplig att använda som en fristående metod för tillståndsbedömning. Denna typ av temperaturbaserad övervakning är känslig för yttre faktorer såsom vädervariationer, säsongsberoende temperaturförändringar och driftbelastning. Även om metoden saknar robusthet och tillförlitlighet när den används isolerat, kan grundprincipen ändå användas som komplement inom ramen för andra övervakningsstrategier.

4.2.1 Tillståndsbedömning baserat på temperatur och effekt

Genom att analysera samband mellan växelriktarens elförbrukning och temperaturdifferensen kan avvikande driftmönster upptäckas. Om växelriktaren drar mer effekt än normalt kan det indikera potentiella problem, såsom interna komponentfel, bristfällig kylning eller felaktig belastning. För att analysera växelriktarens termiska beteende under olika driftsförhållanden skulle ett temperaturrelaterat mått, T_{rel} , kunna användas, definierad som kvoten mellan temperaturdifferensen och den aktiva AC-effekten:

$$T_{rel} = \frac{T_{intern} - T_{omgivning}}{P_{AC}} = \frac{\Delta T}{P_{AC}} \quad [^{\circ}\text{C}/\text{kW}] \quad (4.1)$$

Denna beräkning möjliggör en lastkompenserad analys där temperaturdifferensen relateras till den effekt växelriktaren producerar. Det ger högre precision och robusthet mot variationer samt möjliggör jämförelser mellan olika lastnivåer jämfört med en enkel temperaturdifferens. Normaliseringen ger ett mer rättvisande mått och underlättar fastställande av tröskelvärden, eftersom variationerna blir mer stabila under normal drift och sambandet mellan temperatur och effekt beaktas. Genom att samla in data under normal drift kan medelvärde och standardavvikelse fastställas.

Vid övervakning jämförs aktuella värden mot tröskelvärden som kan baseras på det beräknade medelvärdet och standardavvikelsen, vilket i sin tur kan möjliggöra identifiering av potentiella avvikelser som bör undersökas vidare. Ett förhöjt T_{rel} -värde innebär att växelriktaren är onormalt varm i förhållande till effekten som den levererar, vilket exempelvis kan indikera överbelastning, nedsatt värmeavledning, nedsatt luftflöde genom intag, fläkthfel eller intern komponentdegradering.

Mätpunkter med mycket låg effekt, exempelvis under gryning eller skymning, bör filtreras bort vid analysen eftersom det annars kan ge upphov till oproportionerligt höga värden. Sådana värden riskerar att skapa falska indikationer på prestandaproblem, då de uppstår under normala förhållanden. Därutöver bör tillräcklig mängd normaldriftdata användas för beräkning av medelvärde och standardavvikelse inklusive att värden bör vara tillgängliga med tillräcklig tidsupplösning.

4.2.2 Jämförelse mellan växelriktare med liknande förutsättningar genom användning av LOF-algoritm

I solcellsanläggningar med flera växelriktare av samma modell och liknande förutsättningar, såsom samma modultyp samt jämförbara omgivningsförhållanden, placering och drifttid, kan relativa jämförelser användas för att identifiera onormal prestanda. Om en växelriktare systematiskt uppvisar avvikande effektproduktion eller högre intern temperatur jämfört med en annan liknande enhet så kan det indikera underliggande problem.

För att möjliggöra identifiering av underpresterande eller termiskt avvikande växelriktare inom en grupp, utan beroende av manuellt definierade referensenheter och utan att specifika tröskelvärden behöver definieras, föreslås en metod baserad på datadriven gruppanalys med hjälp av LOF. För varje växelriktare samlas data in för aktiv AC-effekt, intern temperatur inklusive omgivningstemperatur. Ett temperaturrelaterat mått, T_{rel} , beräknas på samma sätt som i ekvation 4.1. Sedan används LOF-algoritmen, där varje tidssteg eller växelriktare representerar en datapunkt och tilldelas ett LOF-värde. Detta värde anger hur mycket datapunkten avviker från sina grannar. Ett LOF-värde betydligt större än 1 tyder på att datapunkten uppvisar ett avvikande mönster i förhållande till övriga, vilket därmed kan motivera närmare undersökning.

LOF kan implementeras på olika sätt beroende på hur analysens datamatrix konstrueras, tillgången på data och om målet är att upptäcka tillfälliga driftavvikelser eller långsiktigt underpresterande enheter. Om varje rad i datamängden representerar ett specifikt tidssteg och varje kolumn motsvarar en växelriktare, resulterar analysen i ett LOF-värde för varje tidssteg. Se tabell 4.1 för ett exempel.

Tabell 4.1: Schematisk översikt över datamatrix där varje tidssteg tilldelas ett LOF-värde.

Tidssteg	T_{rel} , växelriktare 1	T_{rel} , växelriktare 2	T_{rel} , växelriktare 3
t1			
t2			
t3			
⋮			

Detta tillvägagångssätt gör det möjligt att identifiera när hela systemets beteende avviker från det normala och lämpar sig väl för detektering av plötsliga driftstörningar, men ger ingen direkt information om vilken växelriktare som orsakat avvikelsen. Tillvägagångssättet är särskilt användbart i system med få växelriktare och hög tidsupplösning.

I en alternativ tillämpning kan varje rad i stället representera en växelriktare, där kolumnerna exempelvis kan utgöra sammanfattade parametrar över en viss tidsperiod (se tabell 4.2) eller en tidsserie av en och samma parameter (se tabell 4.3). För god prestanda i detta utförande krävs ett tillräckligt stort antal växelriktare. Fler än 20 enheter är att föredra, men antalet bör inte understiga 10 [54].

Tabell 4.2: Schematisk översikt över datamatrix där varje växelriktare tilldelas ett LOF-värde, baserat på sammanfattade parametrar i kolumnerna.

Växelriktare	Medelvärde T_{rel}	Standardavvikelse η_{inv}	Medelvärde P_{AC}
1			
2			
3			
⋮			

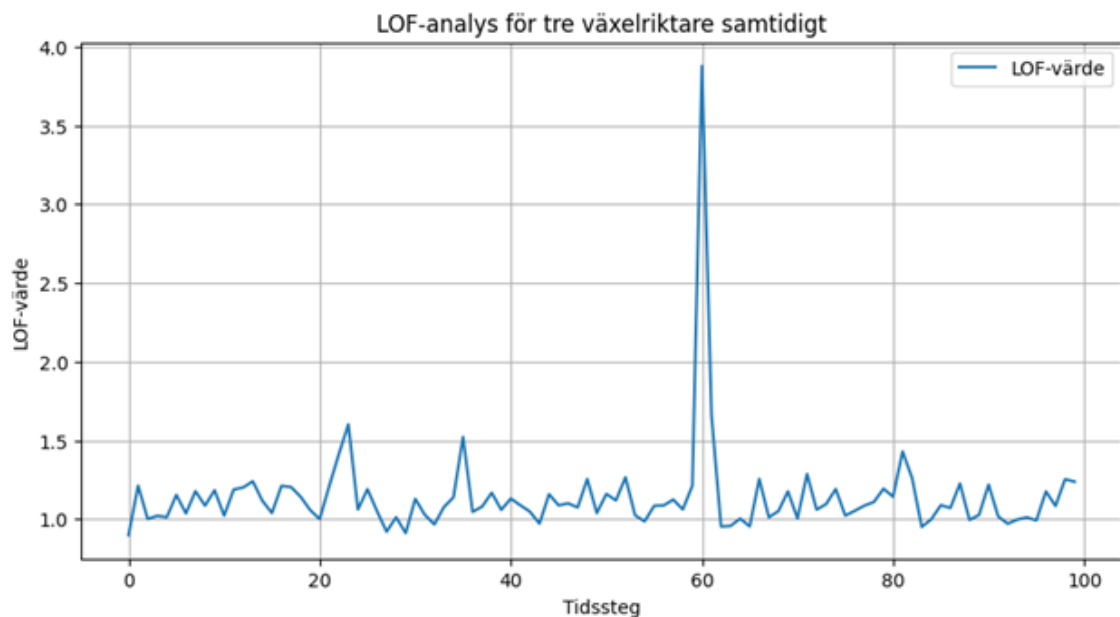
Tabell 4.3: Schematisk översikt över datamatrix där LOF-värde beräknas per växelriktare baserat på tidsserievärden av en parameter.

Växelriktare	$T_{\text{rel}}^{t=1}$	$T_{\text{rel}}^{t=2}$	$T_{\text{rel}}^{t=3}$
1			
2			
3			
⋮			

För fallet med sammanfattade parametrar kan flera olika mätvärden inkluderas samtidigt, vilket möjliggör en bredare och mer omfattande analys av varje växelriktare där LOF identifierar enheter som avviker i sitt generella mönster eller prestandaprofil jämfört med övriga. Vid olika skalor är det viktigt att ta i beaktning att parametrarna i detta fall bör normaliseras eller skalas så att de bidrar proportionerligt till analysen oavsett dess numeriska storlek. I fallet med tidsseriebaserade datapunkter

är det lämpligt att endast en parameter analyseras åt gången, där varje kolumn representerar värdet av denna parameter vid ett givet tidssteg. På så vis kan växelriktare med avvikande utvecklingsförlopp eller beteendemönster över tid identifieras, men analysen blir känsligare för brus och kräver noggrann synkronisering av data. För en mer heltäckande övervakning av både kortsiktiga och strukturella prestandaproblem i systemet skulle angreppssätten kunna kombineras så att LOF används på tidsstegsnivå för att identifiera när avvikelser uppstår och därefter på växelriktarnivå för att lokalisera vilken enhet som avviker.

I figur 4.4 illustreras resultatet av ett konceptuellt exempel i form av en graf framtagen i Python (se beskrivning i metodavsnitt 3.6). I exemplet skapas en datamatrix där varje rad representerar ett specifikt tidssteg, och varje kolumn motsvarar T_{rel} -parametern för var och en av tre växelriktare. Det resulterande LOF-värdet anger hur mycket systemets totala konfiguration, dvs. mönstret av mätvärden från alla växelriktare, vid ett givet tillfälle avviker från andra tidssteg. En punktavvikelse har i koden manuellt skapats vid tidssteg 60 för en av växelriktarnas interna temperatur. Detta ger utslag i resultatet, vilket tydligt kan urskiljas i figur 4.4 genom det höga LOF-värdet vid tillfället för avvikelsen.



Figur 4.4: Visualisering av ett konceptuellt exempel som demonstrerar identifiering av avvikelser baserat på ett temperaturrelaterat prestandamått för växelriktare.

Fördelar med metoden i exemplet är bland annat möjligheten att detektera plötsliga och systemövergripande avvikelser, lämpligheten för kontinuerlig övervakning över tid samt att den inte kräver ett stort antal växelriktare eftersom antalet datapunkter utgörs av tidsstegen. Däremot är LOF-värdet inte direkt knutet till en specifik växelriktare, utan för att lokalisera orsaken till avvikelsen krävs kompletterande analys. Dessutom finns det risk att små men konsistenta avvikelser i en enskild växelriktare inte upptäcks, inklusive att flera samtidiga och mindre avvikelser kan vara svåra att särskilja.

4.2.3 Användning av omvandlingseffektivitet som kompletterande indikator vid tillståndsbedömning och jämförelse

Fördelar med att använda omvandlingseffektivitet som parameter inkluderar att den:

- kan ge ett direkt och kvantitativt mått på växelriktarens funktion
- är möjlig att beräkna med tillgängliga parametrar från växelriktaren
- är lämplig för trendanalys över tid
- är effektiv vid jämförelse mellan flera enheter med likvärdiga egenskaper och omgivningsförhållanden

Nackdelar och begränsningar vid användande av omvandlingseffektivitet innefattar:

- att resultatet påverkas kraftigt vid låg DC-effekt
- påverkan av omgivningstemperatur, laster och kortvariga variationer
- att filtrering och urval av data krävs för tillförlitliga resultat

På grund av dess begränsningar är det mindre lämpligt att använda omvandlingseffektiviteten som ensam indikator för till exempel löpande realtidsövervakning utan datarensning eller för bedömning vid låg solinstrålning och instabil produktion. Däremot används den med fördel i kombination med andra parametrar och som komplement till andra metoder där den kan stödja och förbättra analysen. I synnerhet kan den vara användbar vid jämförande analyser av olika växelriktare med liknande tekniska och miljömässiga förutsättningar, där systematiskt lägre effektivitet kan indikera degradering eller interna fel samt behov av närmare undersökning eller underhåll.

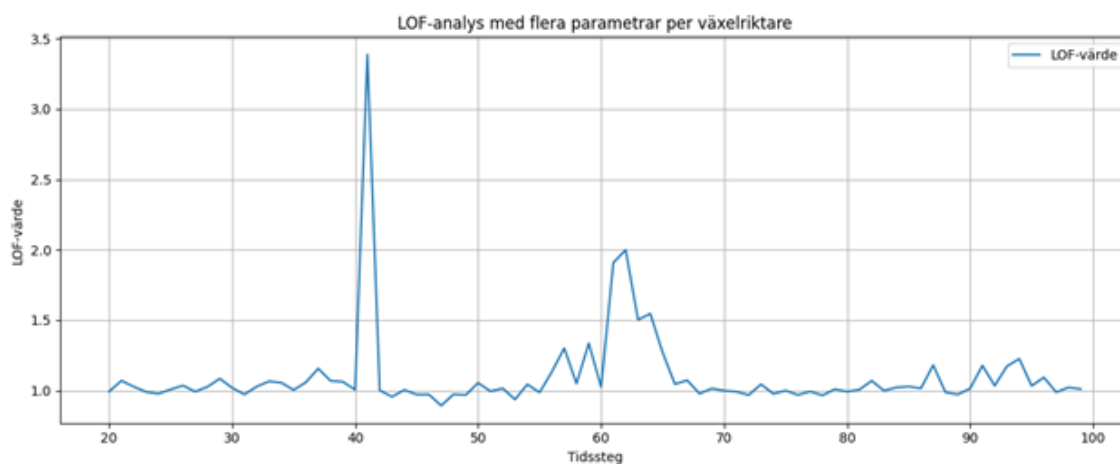
Två möjliga strategier för att kombinera omvandlingseffektiviteten med den tidigare presenterade metoden för gruppanalys med LOF är genom ett antingen integrerat eller sekventiellt tillvägagångssätt. Den integrerade strategin innefattar att för varje växelriktare och tidssteg även samla in data om DC-effekt och beräkna omvandlingseffektiviteten. Mätpunkter där DC-effekten av naturliga skäl är för låg i förhållande till den nominella effekten bör filtreras bort eftersom omvandlingseffektiviteten i dessa fall inte utgör ett representativt mått på växelriktarens faktiska prestanda. Därutöver bör också mätpunkter då växelriktaren är under start, stopp eller i känt felstatus filtreras bort. Genom att utvidga datamatriken med kolumner för omvandlingseffektiviteten, η_{inv} , kan LOF-analysen användas för att detektera kombinerade avvikelser för temperaturmönster, effekt och effektivitet. Tabell 4.4 visar ett exempel på den övergripande strukturen av en datamatrix där flera parametrar per växelriktare inkluderas.

Tabell 4.4: Schematisk översikt över datamatrix där LOF-värde beräknas för varje tidssteg baserat på flera parametrar från respektive växelriktare.

Tidssteg	VR1: T_{rel}	VR1: P_{AC}	VR1: η_{inv}	VR2: T_{rel}	VR2: P_{AC}	VR2: η_{inv}	VR3: T_{rel}	VR3: P_{AC}	VR3: η_{inv}
t1									
t2									
t3									
⋮									

Analysen sker alltså samtidigt för alla parametrar, vilket möjliggör upptäckt av sammansatta avvikelser. Dock innebär det behov av normalisering eller skalning och kan göra tolkningen av resultatet mer omfattande. Dessutom behöver alla parametrar vara tillgängliga och synkroniserade i tid för att möjliggöra tillförlitliga resultat.

Figur 4.5 visar den resulterande grafen av ett konceptuellt exempel implementerat med Python (se beskrivning i metodavsnitt 3.6) där datamatrixen är utformad i likhet med tabell 4.4. Exemplet är anpassat för tidsserieövervakning och för att identifiera såväl plötsliga som gradvisa avvikelser. Genom att tillämpa ett rörligt analysfönster undviks jämförelse med hela dataserien och därmed användning av framtida information vid bedömningen av aktuell datapunkt. Detta är ett viktigt krav i verkliga övervakningssituationer där endast historik är tillgänglig. Det är också avgörande för att avvikelser med längre varaktighet än momentana variationer ska ge identifierbara utslag i analysen. Det höga LOF-värdet omkring $t = 40$ återspeglar en manuellt skapad punktvis avvikelse i det temperaturrelaterade förhållandet T_{rel} för en av växelriktarna. Mellan $t = 60$ och $t = 70$ simuleras en reduktion av omvandlingseffektiviteten η_{inv} för en av växelriktarna, vilket resulterar i ett initialt förhöjt LOF-värde som kan identifieras i grafen. Allteftersom fler datapunkter med liknande mönster inkluderas i analysfönstret så sjunker LOF-värdet i och med att avvikelsen uppfattas som mindre distinkt jämfört med grannarna.



Figur 4.5: Visualisering av resultat från konceptuellt exempel för identifiering av momentana och tidsfördelade avvikelser baserat på flera parametrar per växelriktare.

Till skillnad från den integrerade strategin syftar den sekventiella metoden i stället till att förenkla analysen och minska datakrav genom att använda omvandlingseffektiviteten som en sekundär indikator i en kompletterande efteranalys när LOF indikerar att avvikelser för växelriktare sker. Detta kan bidra till att ge en indikation på om avvikelsen är relaterad till exempelvis elektriska fel, degradering eller termiska problem. I de fall LOF-värden i metoden beräknas per tidssteg ger, som tidigare nämnts, LOF-analysen en indikation på när systemets beteende avviker från det normala, men inte direkt vilken växelriktare som orsakat avvikelsen. När ett LOF-värde överskrider en viss tröskel kan η_{inv} analyseras individuellt för varje växelriktare vid tidpunkten. Den växelriktare som uppvisar onormalt låg omvandlingseffektivitet kan anses vara huvudkandidat till att ha orsakat den avvikande systembilden. Detta möjliggör alltså en kombinerad analys där LOF lokaliserar tidpunkter för avvikande händelser, medan undersökning av omvandlingseffektiviteten kan bidra till identifiering av vilken växelriktare som avviker samt på vilket sätt.

Båda strategierna har sina styrkor och lämpar sig för olika typer av tillämpningar. I många fall kan en sekventiell strategi vara ett praktiskt förstahandsval där den integrerade kan övergå till vid behov. Den integrerade metoden är särskilt kraftfull i större system med många växelriktare och god datakvalitet, där målet är att identifiera komplexa mönster och automatiskt upptäcka sammansatta avvikelser. Den sekventiella metoden är enklare att implementera, minskar behovet av datarensning, har tydlig struktur och passar särskilt väl för mindre system med färre växelriktare eller där kvalitén på och mängden data är begränsad. Eftersom effektivitetsspecifika fel däremot inte identifieras direkt via LOF i den sekventiella metoden finns det risk att vissa ineffektiviteter missas i analysen, särskilt om de inte orsakar tillräckligt stora avvikelser i temperatur- eller effektmönster.

4.2.4 Tillståndsbedömning baserat på standbyförbrukning

Växelriktare förbrukar en viss mängd energi även när de inte aktivt omvandlar någon el, vilket benämns standbyförbrukning. Övervakning av standbyförbrukning kan vara användbart ur ett underhållsperspektiv eftersom det kan bidra till att identifiera begynnande fel, tekniska problem eller prestandaförsämringar. Eftersom standbyförbrukning sällan loggas som en separat parameter i växelriktaren kan externa elmätare behövas för att möjliggöra analys.

I det följande metodförslaget antas att standbyförbrukning likställs med det som i växelriktares användarmanualer vanligtvis benämns som nattlig effektförbrukning. Det avser ett driftläge då ingen solinstrålning förekommer, ingen DC-effekt genereras och växelriktaren inte producerar någon el.

Övervakning och tillhörande analys kan utföras på flera olika sätt, från jämförelse med fasta tröskelvärden till mer avancerade avvikelseidentifieringsmetoder baserade på maskininlärning. Situationer med begränsad datamängd samt behov av enkel och praktisk implementering kan motivera en inriktning på mer lättapplicerade metoder. Utifrån de praktiska förutsättningarna inom detta arbete valdes därmed att i

sammanhanget presentera ett statistiskt angreppssätt. Metoden bygger på att samla historisk data för standbyförbrukning under en tillräcklig period för att skapa en stabil och representativ referensnivå. Därefter beräknas medelvärde och standardavvikelse från insamlad data, enligt ekvation 4.2 och 4.3.

$$\bar{P}_{\text{standby}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{standby},i}}{n} \quad (4.2)$$

$$s_{\text{standby}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_{\text{standby},i} - \bar{P}_{\text{standby}})^2}{n - 1}} \quad (4.3)$$

För tröskelvärdesbedömning kan en möjlig princip vara att utgå från det beräknade medelvärdet och standardavvikelsen för standbyförbrukningen. Eftersom standbyförbrukningen påverkas av faktorer såsom solcellsanläggningens storlek samt växelriktarens modell, tekniska specifikationer, driftsätt, installationsmiljö och fysiska skick, bör tröskelvärden för avvikelseidentifiering justeras utifrån såväl anläggningens som växelriktarens specifika förutsättningar och historiska driftdata. Samtidigt skulle ett exempel på generellt tillvägagångssätt kunna illustreras enligt nedanstående:

- Varningsnivå: $\bar{P}_{\text{standby}} + 2s_{\text{standby}}$
- Felindikationsnivå: $\bar{P}_{\text{standby}} + 3s_{\text{standby}}$

Övervakning sker sedan med avvikelser som underlag för flaggning och efterföljande felsökning.

Fördelar med metoden inkluderar att den lämpar sig för att identifiera långsamma förändringar över tid, eftersom varje nytt mätvärde jämförs med en stabil historisk referensnivå, vilket möjliggör upptäckt av gradvisa försämringar. Metoden har även förutsättningar att ge goda resultat vid tillgång till väldokumenterad historisk driftdata och skulle kunna integreras i automatiserade systemlösningar för tillståndsovervakning.

Bland metodens potentiella nackdelar finns kravet på en tillräcklig mängd pålitliga historiska data. Därutöver kan säsongsvariationer och andra externa faktorer påverka standbyförbrukningen och skapa osäkerhet i bedömningen vid varierande klimat- och driftförhållanden. En ytterligare utmaning kan vara att välja en referensperiod som på ett tillförlitligt sätt representerar normal standbydrift. Utöver detta kan de förhållandevis låga effektvärdena i kombination med små variationer, låg mätupplösning och mätosäkerhet i praktiken försvåra en tydlig identifiering av avvikelser.

Tabell 4.5 visar ett exempel på tillämpning av referensnivå och standardavvikelse för att definiera varnings- och felindikationsnivåer för standbyförbrukning. Det bör här noteras att den faktiska standbyförbrukningen varierar beroende på ett flertal olika faktorer, som tidigare nämnts. I nedanstående exempel överskrider en uppmätt standbyförbrukning på mer än 14 W felindikationsnivån och skulle därmed utgöra grund för att utlösa larm för felsökning.

Tabell 4.5: Exempel på tröskelvärden för standbyförbrukning hos växelriktare.

Växelriktarmodell	Referensnivå (W)	Standardavvikelse (W)	Varningsnivå (W)	Felindikationsnivå (W)
	12,5	0,5	13,5	14,0

4.3 Utvärdering av effektgarantier kopplade till solcellssystem

Vid utvärdering av huruvida solcellspaneler uppfyller sina effektgarantier utgör den gradvisa degraderingen över tid en betydande utmaning. Den låga årliga procentuella degraderingen innebär svårigheter att på ett tillförlitligt sätt validera garantivillkor med approximativa metoder, särskilt i situationer då tillgången till mätutrustning eller detaljerade data är begränsad.

Exempelvis kan information om den totala effekten hämtas från växelriktares registrerade driftdata, men om denna effekt räknas om till modulnivå genom att dividera med antalet anslutna moduler, så görs det förenklade antagandet att samtliga moduler presterar likvärdigt. Detta stämmer sällan i praktiken, då prestandan kan variera beroende på exempelvis omgivande förhållanden, skuggning, orientering, smuts eller individuella fel. Därmed är detta tillvägagångssätt inte lämpligt att använda för tillförlitlig utvärdering av uppfyllande av effektgarantier på modulnivå. I praktiken används ofta fältbaserade I–V-kurvmätningar för att fastställa den maximala effektpunkten, P_{mpp} , för respektive modul under kontrollerade förhållanden. För att utvärdera om en solcellsmodul uppfyller tillverkarens effektgaranti kan modulens maximala uteffekt P_{mpp} jämföras med den nominella effekten vid standardtestförhållanden (STC) $P_{\text{mpp,STC}}$ som anges i produktens datablad. Detta kräver inte bara uppmätt maximal effekt för modulen, utan även utförd korrigering till STC, vilket i sin tur förutsätter information om aktuell global solinstrålning på modulytan samt aktuell modultemperatur. Om direkta mätningar inte är tillgängliga kan visserligen uppskattningar baserade på information från väderdatabaser eller satellitdata användas för solinstrålningen, medan modeller och beräkningar kan tillämpas för modultemperaturen. Dessa alternativ innebär dock ökad osäkerhet. I syfte att bedöma uppfyllandet av effektgarantier riskerar resultaten därmed att bli för approximativa för att utgöra underlag för tillförlitliga slutsatser.

4.4 Ytterligare analys kopplad till några av konceptförslagen

4.4.1 Användning av korrigerad prestandakvot som indikator för tillståndsbedömning

En av begränsningarna med att använda prestandakvot som indikator är att den påverkas av flertalet faktorer och är känslig för omgivnings- och miljöförhållanden,

såsom temperaturvariationer [64]. Om modulfältets temperatur inte tas i beaktning medför det att PR vanligtvis minskar vid ökad solinstrålning på grund av ökad modultemperatur och följaktligen lägre effektivitet. Det medför att PR varierar under olika årstider med lägre värden under sommaren och högre värden under vintern [63]. Säsongsvariationer för PR-parametern kan däremot minskas på flera olika sätt, som exempelvis genom att beräkna en temperaturkorrigerad prestandakvot eller en årstemperaturkorrigerad prestandakvot [63]. Över ett år kan PR-värden utan korrigering variera med omkring 10 %, vilket leder till risk för felaktigt högre och lägre värden under olika årstider [67]. Användande av korrigerad PR som indikator minskar dessa risker och möjliggör mer stabila och jämna värden under året. Det kräver dock fler parametrar och mätvärden. Med tillgång till ytterligare mätdata och ökad beräkningskomplexitet kan även andra modifieringar av prestandakvoten användas. Dessa modifierade versioner tar hänsyn till fler påverkande faktorer, minskar inverkan av systematiska fel och möjliggör därigenom en mer noggrann bedömning av systemets prestanda samt en utökad användning av prestandakvoten som analysparameter [77].

4.4.2 Alternativt temperaturrelaterat mått för tillståndsbedömning av växelriktare

Att inkludera omgivningstemperaturen i beräkningen av det tidigare presenterade temperaturrelaterade måttet T_{rel} förbättrar måttets termiska betydelse, men kan samtidigt medföra påtagliga begränsningar i praktisk tillämpning. I de fall placeringen av temperaturgivare för omgivningstemperaturen varierar avsevärt mellan olika anläggningar kan det leda till stora skillnader i mätvärden, vilket försvårar tolkning och jämförelse. I vissa fall kan givaren vara placerad långt från växelriktaren på platser där omgivande förhållanden kraftigt påverkar temperaturmätningen. Detta medför risk för bristande representativitet.

Ett alternativt tillvägagångssätt, i de fall då omgivningstemperaturen inte kan mätas på ett konsekvent eller representativt sätt, är att endast använda den interna temperaturen i förhållande till växelriktarens aktuella AC-effekt, enligt ekvation 4.4.

$$T_{norm} = \frac{T_{intern}}{P_{AC}} \quad [^{\circ}\text{C}/\text{kW}] \quad (4.4)$$

T_{norm} -parametern kan användas för att övervaka växelriktarens termiska tillstånd samt identifiera kylproblem, överhettning eller andra termiska ineffektiviteter. Eftersom normaliseringen tar hänsyn till belastning möjliggör den jämförelser över olika lastnivåer och driftfall. Parametern är väl anpassad för trendanalys och övervakning över tid för enskilda växelriktare eller inom en och samma anläggning. För jämförelse mellan olika växelriktare inom samma anläggning förutsätter det att de är av samma modell, ålder, placering och har likartade moduler med liknande förhållanden. Annars riskerar värdets variation att spegla skillnader i förutsättningar snarare än driftavvikelse. För att undvika feltolkningar av normala variationer kombineras användningen med fördel med försiktig tolkning och kompletterande information.

4.4.3 Serieresistans och fyllnadsfaktor som indikatorer i förhållande till effektgarantier

Serieresistansen och fyllnadsfaktorn för en solcellsmodul är båda indikatorer för degradering och elektriska förändringar som kan bidra till förklaring av orsaker till att en modul eventuellt inte längre uppfyller effektgarantin. Parametrarna kan därmed användas som underlag för felsökning, tillståndsbedömning och underhållsbeslut i samband med garantibedömning. Eftersom de däremot generellt inte ingår i tillverkarens specifikation av effektgarantier så är de inte i sig tillräckliga för att verifiera huruvida garantin uppfylls.

4.5 Neurala nätverk och digitala tvillingar inom tillståndsövervakning, optimering och underhåll av solcellsanläggningar

Som tidigare framgått kan begränsningar i tillgänglig mätutrustning, datainsamling och mätmetodik medföra svårigheter att genomföra tillräckligt noggranna, anpassade och tillförlitliga analyser för ett effektivt och träffsäkert konditionsbaserat underhåll av solcellsanläggningar. Användning av utrustning, system och metoder av högre komplexitet är därför ofta fördelaktigt. Artificiell intelligens är i detta avseende ett område med stor potential och hög relevans inom konditionsbaserat underhåll. I det följande presenteras därför översiktligt ett urval av neurala nätverk, inklusive digitala tvillingar, och deras tillämpning inom tillståndsövervakning, prediktion, optimering och underhåll av solcellsanläggningar. Artificiella neurala nätverk (ANN), konvolutionella neurala nätverk (CNN) och återkommande neurala nätverk (RNN) har olika tillämpningsområden och styrkor. ANN lämpar sig väl för generell feldektektering, CNN för bildbaserad diagnostik och RNN för tidsseriebaserad prediktion av fel.

4.5.1 Artificial Neural Networks (ANN)

ANN är matematiska modeller som utgör en central teknik inom djupinlärning [78]. Inom området för solcellsanläggningar tillämpas ANN för en rad olika uppgifter inklusive databehandling, effektprognoser, mönsterigenkänning, feldiagnostik, prediktion och systemoptimering [36], [79]. Den självlärande och anpassningsbara förmågan gör ANN till ett kraftfullt och effektivt verktyg vid hantering av stora datamängder och har i många fall visat sig kunna överträffa traditionella statistiska modeller [79]. ANN kan även användas i kombination med konventionella analytiska metoder för att förbättra prognoskvalitet och systemförståelse.

ANN-baserad feldiagnostik av solcellssystem har visat goda resultat [80]. Genom att analysera indata såsom elektriska parametrar och bilddata kan ANN utföra automatisk felanalys med hög precision, även i situationer med stora mängder felstatistik och komplexa förhållanden. Den höga feltoleransen och förmågan att hantera osäkerheter gör ANN särskilt lämpliga för diagnostik i dynamiska miljöer som solcells-

anläggningar. ANN har till exempel visats vara ett effektivt verktyg för att noggrant uppskatta den genererade uteffekten från solcellsmoduler, vilket är en viktig aspekt för effektiv energihantering, prestandaoptimering och systemstabilitet [81].

Utöver prognostisering och feldetektering används ANN även i tillämpningar såsom MPPT-spårning och solstrålningsprognoser [80]. ANN utmärker sig genom förmågan att snabbt hitta optimala lösningar samt genom sin robusthet och starka självlärande förmåga. Sammantaget är ANN en mycket relevant maskininlärningsteknik för datadriven analys och prediktion inom solcellssystem.

4.5.2 Convolutional Neural Networks (CNN)

CNN är en djupinlärningsarkitektur som har lett till betydande framsteg under det senaste decenniet, särskilt inom områden som mönsterigenkänning, bildanalys, bildklassificering och efterföljande detektering av avvikelser [36], [82]. Den har visat god självlärande kapacitet, förmåga att hantera osäkerhet i data och kapacitet för adaptivt lärande [82]. Inom solcellssektorn har CNN visat stor potential för att bland annat realtidsövervakning och automatisk upptäckt av avvikelser såsom hotspots, överhettning, skuggningseffekter, dammansamling och mekaniska skador [36]. Detta är faktorer som i hög grad påverkar solcellssystemens effektivitet.

CNN-baserade modeller kan bearbeta realtidsbilder från exempelvis IR-kameror monterade på drönare, vilket möjliggör automatiserad identifiering och lokalisering av defekter i solcellsmoduler [36]. Även elektroluminiscensavbildning kan användas i kombination med CNN-modeller för att optimera klassificering av modulavvikelser.

Utöver bildbaserad diagnostik kan även CNN användas för prediktiva tillämpningar, såsom att förutsäga den elektriska effektkurvan för en PV-modul baserat på effektkurvorna för intilliggande moduler [36]. Genom att identifiera avvikelser mellan den förutspådda och den uppmätta kurvan kan CNN användas för att upptäcka fel i realtid.

4.5.3 Recurrent Neural Network (RNN) samt Long Short-Term Memory (LSTM)

RNN är en typ av artificiellt neuralt nätverk som har kapacitet att effektivt hantera sekventiell och tidsberoende data inklusive mönster [81], [83], [84]. Till skillnad från traditionella djupa neurala nätverk, som behandlar ingångar och utgångar som oberoende av varandra, tar RNN hänsyn till tidigare element i datasekvensen [83]. Denna egenskap gör RNN till en lämplig modell för prediktiva tillämpningar, särskilt inom områden där data varierar över tid [84], [85]. Användning av RNN-modeller inom exempelvis MPPT kan bidra till förbättrad effektivitet och prestanda för solcellssystemet samt optimerad uteffekt.

En framstående variant av RNN är Long Short-Term Memory (LSTM), som uppvisar hög prestanda vid prediktiva underhållsuppgifter, feldetektering och prognostisering

[84]. Medan korttidsminne är en begränsning hos konventionella RNN-modeller, är LSTM-nätverk konstruerade för att bevara långsiktiga sekvenser och hantera osäkerheter i långtidsprognoser [83]. LSTM har därmed visat god förmåga att analysera växelriktareffekt i sammanhang som kräver identifiering av långsiktiga beroenden i data [86].

4.5.4 Digitala tvillingar

Digitala tvillingar utgör ett relaterat teknikområde som kan dra nytta av AI-teknologi för förbättrad övervakning, prediktion av fel, indikering av prestandaavvikelser, simulering av driftförändringar samt optimering av underhållsstrategier [87]. En digital tvilling definieras generellt som en virtuell representation av ett fysiskt objekt, som med hjälp av realtidsdata eller simuleringsmodeller kan förstås, analyseras och användas för beslutsfattande. Genom kontinuerlig dataöverföring från det fysiska objektet skapas en virtuell spegling som existerar parallellt med det verkliga systemet och återspeglar den fysiska motsvarighetens beteende i realtid. Tekniken utnyttjar stordataanalys för att identifiera mönster, utvinna information och öka systemets intelligens och användbarhet.

För solcellssystem kan användning av digitala tvillingar medföra flera fördelar genom en dynamisk realtidsplattform för övervakning, prediktivt underhåll, feldiagnostik och systemoptimering [88]. Teknologin möjliggör noggrann analys och styrning, inklusive upptäckt av potentiella fel i tidigt skede. Detta kan bidra till förbättrad tillförlitlighet och ökad effektivitet i solcellsinstallationer genom att minska risken för systemfel, undvika kostsamma reparationer samt begränsa antalet driftstopp [88], [89]. Som teknik för samordnad planering, optimal schemaläggning och effektiv drift kan digital tvillingmodellering tillämpas på flera nivåer inom solcellssystem. Detta kan omfatta modellering av effekt- och spänningsegenskaper, MPPT-reglering samt prognostisering av energiproduktion [90].

4.6 Ekonomiska, ekologiska och etiska aspekter

Genom konditionsbaserat underhåll kan driftstopp, reparationskostnader och onödiga servicebesök minimeras, vilket i sin tur ökar kostnadseffektiviteten hos solcellsanläggningar. Dessutom möjliggör tidig identifiering av begynnande fel förbättrad prestanda och förlängd livslängd för komponenterna, vilket reducerar materialslitage och materialanvändning. På längre sikt innebär detta minskad miljöbelastning genom lägre produktion av elektronikavfall och effektivare användning av resurser.

I relation till solcellsanläggningar och konditionsbaserat underhåll är det relevant att beakta avvägningen mellan användningen av miljövänlig el och den miljöbelastning som uppstår vid tillverkningen. För solceller sker den största miljöpåverkan i produktionsledet [91]. För en solcellsanläggning i Sverige tar det vanligtvis omkring två till tre år att producera motsvarande mängd energi som förbrukas vid tillverkning, transport och drift. Även om ett effektivt utförande av konditionsbaserat underhåll kan kräva ytterligare komponenter så bidrar möjliggörandet av förlängd livslängd

samt förbättrad prestanda och effektivitet positivt till såväl miljömässiga som etiska och ekonomiska aspekter.

Ur ett ekonomiskt perspektiv är det vanligt att företag erbjuder fasta årskostnader för olika tjänster, såsom regelbunden översyn, rengöring och felsökning av solcellsanläggningar. Denna typ av avtal kan ge ökad förutsägbarhet i kostnadsplaneringen, men utan tillståndsovervakning finns risk att underhållsåtgärder utförs enligt ett förutbestämt schema snarare än baserat på anläggningens faktiska behov. Det innebär att resurser kan läggas på åtgärder som inte är nödvändiga, samtidigt som potentiella fel riskerar att förbli oupptäckta tills de leder till driftstörningar eller produktionsbortfall. Genom att istället integrera tillståndsbaserad övervakning kan insatser riktas dit de verkligen behövs, vilket ökar effektiviteten, minskar antalet onödiga inspektioner och förbättrar den ekonomiska hållbarheten över tid.

Etiska aspekter är även aktuella i samband med den datainsamling som sker i solcellsanläggningar, särskilt avseende frågor om datasäkerhet och integritet. Många växelriktare är anslutna till molnbaserade övervakningssystem eller webbportaler som möjliggör fjärrövervakning, driftanalys och larmhantering. Detta innebär att driftdata lagras och potentiellt delas över nätverk, vilket i sin tur ställer krav på strategier för hur data från övervakningssystemen skyddas inklusive tydliga regler för åtkomst, lagring och hantering. Under den tidigare nämnda intervjun med anställda vid Raymond Solar AB (11 mars 2025) framkom att en del anläggningsägare väljer att koppla bort sina system från molnbaserade plattformar för att undvika datainsamling och minimera säkerhetsrelaterade risker. Denna typ av åtgärd kan dock kraftigt begränsa möjligheterna att implementera konditionsbaserat underhåll i praktiken, då tillgång till kontinuerlig och detaljerad mätdata är avgörande för underhållets funktionalitet.

4.7 Utmaningar och begränsningar vid implementering av konditionsbaserat underhåll

Eftersom det är av betydelse att identifiera och analysera huvudsakliga utmaningar och begränsningar vid implementering av konditionsbaserat underhåll, belyser följande avsnitt ett urval av faktorer som påverkar tillämpbarhet, tillförlitlighet och integration i befintliga solcellsanläggningar.

4.7.1 Implementeringsutmaningar i solcellsanläggningar

Implementering av konditionsbaserat underhåll i solcellsanläggningar kan vara förknippat med flera utmaningar. En grundläggande svårighet är att flertalet befintliga anläggningar saknar den mätutrustning och datainsamlingsstruktur som krävs för att möjliggöra tillförlitlig tillståndsbaserad analys, särskilt på modulnivå.

Solinstrålning och modultemperatur är centrala parametrar som har stor påverkan på både modulens och systemets prestanda [92]. För att mäta dessa behövs utrust-

ning såsom solinstrålningsgivare, referensceller och sensorer. I de fall där endast mätvärden på övergripande systemnivå finns tillgängliga begränsas möjligheten att identifiera lokaliserade fel, defekter och avvikelser [93].

4.7.2 Påverkan av yttre förhållanden och anpassning av tröskelvärden

Tillämpningen av konditionsbaserat underhåll påverkas av ett flertal faktorer, däribland anläggningens tekniska förutsättningar, installerad utrustning samt variationer i klimat och lokala miljöförhållanden. Dessa faktorer kan ha betydande inverkan på mätvärden och analysresultat, vilket innebär att tröskelvärden för avvikelseidentifiering och underhållsåtgärder behöver anpassas till den specifika anläggningen.

En ytterligare aspekt som behöver beaktas är tröskelvärdenas känslighet. Om tröskelvärdena inte sätts till lämpliga och anpassade värden kan det riskera att fel förblir oupptäckta, alternativt att det leder till underhåll i onödan med ökade kostnader och resursinsatser som följd.

4.7.3 Risker kopplade till AI-baserade metoder

Samtidigt som AI-baserade analysmetoder erbjuder många fördelar och möjligheter, finns även flera potentiella risker kopplade till deras användning. Till exempel kan det ofta vara svårt för människor att fullt ut förstå och tolka hur beslutsfattande sker i djupinlärningssystem, något som i detta sammanhang ofta benämns *black box problem*. Om felaktiga slutsatser uppstår till följd av systemens utformning, otillräckligt tränade modeller eller bristande datakvalitet riskerar det att leda till ökade kostnader, att undersöknings- och underhållsarbete initieras utan verkligt behov samt att faktiska fel förblir oupptäckta.

4.7.4 Behov av kompletterande underhållsstrategier

Att tillämpa konditionsbaserat underhåll som en fristående strategi, utan att komplettera med andra former av underhåll, kan medföra begränsningar. För feltyper, slitage och avvikelser som inte fångas av tillgängliga sensordata eller är svåra att förutsäga genom tillståndsovervakning kan det vara särskilt nödvändigt att kombinera konditionsbaserat underhåll med periodisk kontroll och visuell inspektion. Ett sådant kompletterande motiveras även av garantivillkor från tillverkare och etablerad branschpraxis. Solcellsbranschen, inklusive exempelvis Energimyndigheten och Svenska Institutet för Standarder (SIS), rekommenderar minst årlig tillsyn av solcellsanläggningar [22], [94]. I växelriktares användarmanualer anges dessutom ofta specificerade rutiner för periodisk kontroll, där det vanligtvis anges underhållsbehov av enheten två gånger per år [22].

4.7.5 Tekniska hinder

Tekniska hinder för implementation av konditionsbaserat underhåll innefattar bland annat, som tidigare nämnts, att datainsamling med tillräcklig upplösning och noggrannhet kräver investeringar i sensorer och kompletterande utrustning. I befintliga solcellsanläggningar, särskilt där något aktivt eller etablerat underhållsarbete inte bedrivs, kan det råda svårigheter att motivera de ekonomiska investeringar som krävs för att möjliggöra en effektiv tillämpning av konditionsbaserade strategier.

4.8 Förslag på vidareutveckling av de framtagna metoderna

För att vidareutveckla de framtagna metoderna och öka deras praktiska tillämpbarhet krävs fortsatt arbete inom flera områden. En första åtgärd är att genomföra ytterligare testning och verifiering i verkliga solcellsanläggningar för att säkerställa metodernas robusthet under varierande driftförhållanden. Detta inkluderar långtidsstudier som undersöker säsongsvariationer samt påverkan från lokala miljöfaktorer, vilket är särskilt relevant för den metod som presenteras i avsnitt 4.1.1 eftersom den ursprungligen tillämpats i Kina [54], [55]. Med tanke på skillnader i klimat, solinstrålning och andra omgivningsförhållanden krävs ytterligare utvärdering för att bedöma metodens praktiska tillämpbarhet i svenska solcellsanläggningar. Vidare kan metoderna behöva anpassas till olika typer av anläggningskonfigurationer, exempelvis asymmetriska system där strängar är olika konfigurerade eller orienterade. För att öka användbarheten i sådana system krävs antingen normaliseringsstrategier eller mer avancerade analysmodeller som kan hantera dessa skillnader.

En annan viktig utvecklingsmöjlighet är att integrera metoderna i digitala övervakningssystem med realtidsvisualisering och automatiserade larm vid avvikelser. Tröskelvärdesbaserade metoder kan förfinas genom att göra dem dynamiska och anpassningsbara över tid, till exempel med hjälp av inlärningsmetoder som successivt lär sig vad som är normalt för en specifik anläggning. Det skulle möjliggöra mer flexibel och träffsäker avvikelshantering.

Vidare kan det vara av värde att undersöka alternativa eller kompletterande AI-metoder till LOF, såsom Isolation Forest, Random Forest samt hybridmodeller, där neurala nätverk tränas på historisk data för att förbättra prediktions och klassificering av fel. För dessa algoritmer kan det vara relevant att analysera tillhörande krav på datamängd, modellprecision och implementeringsbarhet i praktiska tillämpningar. Därutöver kan digitala tvillingar i framtiden spela en central roll för att simulera, övervaka och optimera driften genom kontinuerlig jämförelse mellan modell och verkliga mätvärden. Detta kräver dock ytterligare miljödata såsom solinstrålning och modultemperatur.

5

Slutsatser

5.1 Sammanfattning av arbetets huvudsakliga och viktiga insikter

Detta arbete har syftat till att undersöka och ta fram förslag på koncept för tillståndsövervakning som kan ligga till grund för ett konditionsbaserat underhåll av solcellsanläggningar. Genom litteraturstudie samt konceptframtagande utifrån tillgängliga mätdata från växelriktare, externa elmätare och utomhustemperaturgivare har flera metoder presenterats och analyserats. Metoderna baseras huvudsakligen på avvikelseidentifiering via LOF-algoritm, prestandabedömning genom prestandakvot, samt temperatur, effektanalys och standbyförbrukning av växelriktare. En analys kring möjligheterna att utvärdera uppfyllande av effektgarantier har även genomförts. Resultatet visar metoder som lämpar sig för att möjliggöra tillståndsövervakning med få mätpunkter på sträng-, system- samt växelriktarnivå.

Arbetet har visat att relativa mätningar har möjlighet att prestera väl i anläggningar med begränsad tillgång till mätdata. Dessa mätningar erbjuder ett praktiskt tillvägagångssätt för att identifiera avvikelser. Dock kräver relativa mätningar att jämförelser sker under liknande förutsättningar. LOF-algoritmen har i detta sammanhang visat sig vara en lämplig metod, eftersom den möjliggör identifiering av avvikande mönster utan behov av absoluta referensvärden.

Vidare visar arbetet att modulers uppfyllande av tillverkares effektgarantier inte utgör en lämplig indikator för prestanda i anläggningar utan tillräckliga mätpunkter och mätutrustning. Den långsamma degraderingen i solcellsmoduler, i kombination med variationer mellan individuella moduler och avsaknad av direkt mätning av solinstrålning och modultemperatur, gör det svårt att på ett tillförlitligt sätt verifiera om effektgarantin uppfylls.

Trots dess potential medför konditionsbaserat underhåll ett flertal tekniska, metodrelaterade och organisatoriska utmaningar, särskilt vid implementering i befintliga solcellsanläggningar utan tidigare aktiva underhållsstrategier. För att möjliggöra ett mer effektivt, tillförlitligt och träffsäkert konditionsbaserat underhåll finns det goda skäl att prioritera investeringar i utrustning för mätning av solinstrålning och modultemperatur. Dessa parametrar är centrala för att bedöma prestanda på både modul- och anläggningsnivå i relation till omgivande förhållanden, vilket i sin tur möjliggör mer noggrann felsökning och anpassade underhållsåtgärder.

5.2 Bedömning av i vilken utsträckning syfte och mål uppnåtts

Genom att koncept för tillståndsbaserad övervakning har undersökts och analyserats, samt tillvägagångssätt har föreslagits som underlag för konditionsbaserat underhåll i solcellsanläggningar, bedöms denna del av syftet vara uppnådd. Resultaten visar på hur tillståndsovervakning skulle kunna implementeras, vilka förutsättningar som kan krävas samt utmaningar i praktisk tillämpning och vidare arbete. Det kvarstår dock behov av ytterligare validering genom tillämpning av metoderna på verkliga anläggningar, liksom fortsatt utveckling av metoderna för att säkerställa robusthet och tillförlitlighet i praktiken.

Nyckelparametrar från växelriktare som är relevanta för tillståndsovervakning har identifierats, och förslag har utformats avseende strategier och metodik för bedömning av skick och prestanda i solcellssystem, både på strängnivå och systemnivå samt för växelriktare. Därmed bedöms de relaterade delmålen vara uppfyllda. Inkluderingen av ekonomiska och hållbarhetsmässiga aspekter utgjorde ett ytterligare delmål. Även om detta till viss del har behandlats så hade det, med större utrymme inom arbetet och mer tillgänglig relaterad information, varit relevant att analysera och fördjupa dessa aspekter ytterligare.

Definitiva nivåer och intervall för tröskelvärden har inte fastställts, eftersom sådana värden bör anpassas till den specifika anläggningens förutsättningar inklusive dess tekniska egenskaper och driftsmiljö. Dessutom utförs justeringar av tröskelvärden med fördel utifrån historisk driftdata och driftsmönster. Därutöver har tillståndsbedömning på modulnivå inte inkluderats i de framtagna konceptförslagen eftersom den mätdata som krävs för tillförlitligt genomförande av sådana analyser med tillräcklig noggrannhet och upplösning inte har varit tillgänglig inom projektet.

Gällande kontroll och verifiering av att solcellspaneler uppfyller sina effektgarantier resulterade arbetet inte i ett konkret konceptframtagande. I stället har det tydliggjorts att det krävs ytterligare mätutrustning och mätdata för att möjliggöra ett tillförlitligt och lämpligt genomförande.

5.3 Implementerings- och anpassningsaspekter för de framtagna metoderna

De presenterade metoderna utgår från olika parametrar och är inriktade på skilda delar av solcellsanläggningen, från strängar till växelriktare och övergripande systemnivå. Därmed kan de ses som funktionellt kompletterande vid tillståndsovervakning och underhållsbeslut.

Metoderna kan i viss mån implementeras på olika sätt för anpassning utefter solcellsanläggningens specifika förutsättningar. Exempelvis kan variationer i strängarnas

orientering och konfiguration ha betydelse för justeringar, särskilt vid asymmetriska system där vissa strängar är parallellkopplade eller där antalet strängar är lågt, vilket påverkar hur LOF-algoritmen tillämpas.

Tröskelvärden för avvikelседetektering bör anpassas både vad gäller nivå och intervall. Val av tidsintervall för analys baseras bland annat på tillgången av mätdata och önskad upplösning.

För prestandaanalys kan antingen prestandakvot, PR, eller specifik produktion, Y_f , användas som indikator beroende på om solinstrålningsdata finns tillgänglig och har tillräcklig noggrannhet och tillförlitlighet. Med ytterligare mätdata och mätvärden kan även korrigerad PR användas för jämnare värden och mer noggrann utvärdering av systemets prestanda.

För solcellsanläggningar med flera växelriktare av samma modelltyp och liknande driftförutsättningar kan relativa jämförelser utföras. Även här kan LOF-algoritmen justeras och implementeras på olika sätt utifrån datatillgång och antalet likvärdiga växelriktare i systemet.

Ett ytterligare exempel på anpassning utefter förutsättningar är att valet av temperaturbaserat mått som parameter, T_{rel} eller T_{norm} , utgår från tillgång till och placering av givare för omgivningstemperatur.

5.4 Möjligheter till vidareutveckling

Som tidigare nämnts erbjuder konditionsbaserat underhåll stora möjligheter för optimering av solcellsanläggningar, men det finns utrymme för fortsatt teknisk utveckling och effektivare systemlösningar. Vidare framsteg inom områden som artificiell intelligens, digitala tvillingar och prediktiv analys kan ytterligare förbättra tillförlitlighet, effektivitet och ekonomisk lönsamhet. Det kan också bidra till högre grad av automatisering av tillståndsbedömning och felsökning, vilket i sin tur medför ökad driftsäkerhet, effektivare underhållsplanering och mer resurseffektiv drift.

Förbättrade och mer kostnadseffektiva lösningar för övervakning på modulnivå kan utgöra en viktig del för att identifiera lokala prestandaförluster och därigenom bidra till ökad total effektivitet i solcellsanläggningar. Det ger även mer tillförlitligt underlag för att avgöra när och var åtgärder eventuellt bör sättas in. Utveckling av mer kostnadseffektiva metoder skulle också öka tillgängligheten och förbättra förutsättningarna för implementering på en bredare front, särskilt i resursbegränsade sammanhang. Det skapar i sin tur bättre möjligheter för bland annat utvärdering av uppfyllande av effektgarantier över tid, även vid begränsade resurser.

Konditionsbaserat underhåll har stor potential att bidra till mer effektiva, tillförlitliga, lönsamma och långsiktigt hållbara solcellsanläggningar och kan därmed utgöra en viktig del inom framtidens solenergiproduktion.

Litteraturförteckning

- [1] Energimyndigheten, "Över 250 000 installerade solcellsanläggningar i Sverige," 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2024/over-250-000-installerade-solcellsanlaggningar-i-sverige/> (hämtad: 2025-05-21).
- [2] *Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 2: Grid connected systems - Maintenance of PV systems*, IEC 62446-2:2020, International Electrotechnical Commission, Genève, Schweiz, 2020.
- [3] H. Abdulla, A. Sleptchenko, och A. Nayfeh, "Photovoltaic systems operation and maintenance: A review and future directions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 195, s. 114342, Maj. 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114342>.
- [4] A. K. S. Jardine, D. Lin, och D. Banjevic, "A review on machinery diagnostics and prognostics implementing condition-based maintenance," *Mechanical Systems and Signal Processing*, Elsevier, Toronto, Kanada, vol. 20, nr. 7, ss. 1483–1510, 2006. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1016/j.ymsp.2005.09.012>, Hämtad: 2025-05-14.
- [5] Stena Fastigheter AB, "Tredubbling av egenproducerad solenergi," 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.stenafastigheter.se/stena-fastigheter/nyheter-och-press/tredubbling-av-egenproducerad-solenergi/> (hämtad: 2025-04-20).
- [6] M. Green, *Solceller: från solljus till elektricitet*. 1.uppl., Stockholm, Sverige: Svensk Byggtjänst, 2002.
- [7] A. Sabadus, V. Mihailetchi, D. Vizman, och M. Paulescu, "Parameters extraction of the one-diode solar cell model: Performance assessment of different numerical procedures," *AIP Conf. Proc.*, vol. 2071, ss. 040005-1–040005-7, Jan. 2019, doi: <https://doi.org/10.1063/1.5090072>.
- [8] E. E. van Dyk, och E. L. Meyer, "Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules," *Renewable Energy*, vol. 29, nr. 3, ss. 333-344, Feb. 2004, doi: [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(03\)00250-7](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(03)00250-7).

- [9] S. R. Rummel, och T. J. McMahon, "Effect of cell shunt resistance on PV module performance at reduced light levels," *AIP Conf. Proc.*, vol. 353, ss.581-586, 1996, doi: <https://doi.org/10.1063/1.49388>.
- [10] *Solceller – Råd och regler för elinstallationen*, SEK Handbok 457, SEK Svensk Elstandard, Sundbyberg, Sweden, 2019.
- [11] H. Tian, F. Mancilla-David, K. Ellis, E. Muljadi, och P. Jenkins, "A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels," *Solar Energy*, vol. 86, nr. 9, ss. 2695-2706, Sept. 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.06.004>.
- [12] J. L. de Souza Silva, H. S. Moreira, M. V. G. dos Reis, T. A. dos Santos Barros, och M. G. Villalva, "Theoretical and behavioral analysis of power optimizers for grid-connected photovoltaic systems," *Energy Reports*, vol. 8, ss. 10154-10167, Nov. 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.154>.
- [13] Z. Zhang m.fl., "Operating temperatures of open-rack installed photovoltaic inverters," *Solar Energy*, vol. 137, ss. 344-351, Nov. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.08.017>.
- [14] A. Ristow, M. Begovic, A. Pregelj, och A. Rohatgi, "Development of a methodology for improving photovoltaic inverter reliability," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, nr. 7, ss. 2581-2592, Jul. 2008, doi: <https://doi.org/10.1109/TIE.2008.924017>.
- [15] N. Anani, *Renewable Energy Technologies and Resources*, Norwood, MA, USA: Artech House, 2020. [Online]. Tillgänglig: <https://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpRETR0003/renewable-energy-technologies/renewable-energy-technologies>, Hämtad: 2025-03-09.
- [16] A. Abubakar, C. F. M. Almeida, och M. Gemignani, "A review of solar photovoltaic system maintenance strategies," i *Proc. 14th IEEE Int. Conf. Industry Applications (INDUSCON)*, São Paulo, Brazil, 2021, ss. 1400-1407. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1109/INDUSCON51756.2021.9529669>, Hämtad: 2025-05-09.
- [17] A. Livera, M. Theristis, L. Micheli, E. F. Fernández, J. S. Stein, och G. E. Georghiou, "Operation and maintenance decision support system for photovoltaic systems," *IEEE Access*, vol. 10, ss. 42481-42494, Apr. 2022, doi: [10.1109/ACCESS.2022.3168140](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3168140).
- [18] National Renewable Energy Laboratory, Sandia National Laboratory, SunSpec Alliance, och the SunShot National Laboratory Multiyear Partnership (SuNLaMP) PV O&M Best Practices Working Group, "Best practices for operation and maintenance of photovoltaic and energy storage systems; 3rd edition," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO,

- USA, NREL/TP-7A40-73822, 2018. [Online]. Tillgänglig:
<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73822.pdf>, Hämtad: 2025-03-09.
- [19] J. Ramirez-Vergara, L. B. Bosman, E. Wollega, och W. D. Leon-Salas, "Review of forecasting methods to support photovoltaic predictive maintenance," *Cleaner Eng. Technol.*, vol. 8, art. nr. 100460, Mar. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.clet.2022.100460>.
- [20] B. A. Adaramola, J. F. Kayode, S. I. Monye, och S. A. Afolalu, "Overview of maintenance management strategies in the industry," i *Proc. 2024 Int. Conf. Science, Engineering and Business for Driving Sustainable Development Goals (SEB4SDG)*, Omu-Aran, Nigeria, 2024, ss. 1–11, [Online]. Tillgänglig:
<https://ieeexplore.ieee.org/document/10629938>, Hämtad: 2025-03-20.
- [21] SMHI, "Solinstrålning – klimatindikator," 2025. [Online]. Tillgänglig:
<https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/klimatindikatorer/solinstralning> (hämtad: 2025-05-20).
- [22] M. Unger, "Drift, underhåll och fortlöpande kontroll av solcellsanläggningar - Guide till regelverk och rekommendationer," RISE Research Institutes of Sweden, Göteborg, Sverige, 2024:06, 2024. [Online]. Tillgänglig:
<https://www.bebostad.se/media/7230/drift-underh%C3%A5ll-och-fortl%C3%B6pande-kontroll-av-solcellsanl%C3%A4ggningar-bebo-f%C3%B6rstudie-ver-1-0.pdf>, Hämtad: 2025-05-15.
- [23] E. Skoplaki, och J. A. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," *Solar Energy*, vol. 83, nr. 5, ss. 614–624, maj 2009. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>. Hämtad: 2025-05-19.
- [24] Energimyndigheten, "Så undersöker du förutsättningarna för solel," 2025. [Online]. Tillgänglig:
<https://www.energimyndigheten.se/effektiv-energianvandning/guider/solelportalen/har-mitt-hus-ratt-forutsattningar/sa-undersoker-du-forutsattningarna/> (hämtad: 2025-05-20).
- [25] Solcellskollen, "Vilken lutning och väderstreck är bäst för solceller," 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://www.solcellskollen.se/vanliga-fragor/vilken-lutning-och-vaderstreck-ar-bast-for-solceller> (hämtad: 2025-05-20).
- [26] M. Köhl *m.fl.*, "Review of failures of photovoltaic modules," International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS), Paris, Frankrike, 01:2014, 2014. [Online]. Tillgänglig:
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf
 (Hämtad: 2025-03-13).

- [27] G. A. Jendar, L. A. H. Al-Rubaye, I. S. Abdulrahman, och Q. Hassan, "Experimental investigation of soiling effects on the photovoltaic modules energy generation," *Energy Harvesting and Systems*, vol. 10, nr. 1, ss. 123–134, jan. 2023, <https://doi.org/10.1515/ehs-2022-0037>.
- [28] A. A. M. Sayigh, M. Jibril, och H. Ahmed, "The effect of dust on the transparent cover of solar collectors," *Solar Energy*, vol. 20, nr. 4, ss. 353–363, apr. 2009, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>.
- [29] E. Mustafa, R. S. A. Afa, och Z. Á. Tamus, "Condition assessment of low voltage photovoltaic DC cables under thermal stress using non-destructive electrical techniques," *Transactions on Electrical and Electronic Materials*, vol. 21, ss. 503–512, 2020, <https://doi.org/10.1007/s42341-020-00201-3>.
- [30] P. R. Satpathy, S. Jena, S. Panda, och R. Sharma, "Electrical Faults in Photovoltaic Modules: Analysis, Characterization and Detection," i *Innovation in Electrical Power Engineering, Communication, and Computing Technology*, Bhubaneswar, India, 2019, ss. 265–275. [Online]. Tillgänglig: https://doi.org/10.1007/978-981-15-2305-2_21, Hämtad: 2025-05-14.
- [31] J. Oh, S. Bowden, och G. Tamizhmani, "Potential-induced degradation in crystalline silicon PV modules," i *Proceedings of the 40th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Denver, USA, 2014, ss. 925–929. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1039/c6ee02271e>, Hämtad: 2025-05-20.
- [32] K. Choudhary m.fl., "Recent advances and applications of deep learning methods in materials science," *npj Computational Materials*, vol. 8, nr. 59, 2022, doi: <https://doi.org/10.1038/s41524-022-00734-6>.
- [33] A. H. Choi, "Artificial Intelligence, Machine Learning, and Neural Network," i *Bone Remodeling and Osseointegration of Implants*, Tissue Repair and Reconstruction, Singapore: Springer, 2023. [Online]. Tillgänglig: https://doi.org/10.1007/978-981-99-1425-8_7, Hämtad: 2025-05-06.
- [34] Encyclopædia Britannica, "artificial intelligence," 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.britannica.com/technology/artificial-intelligence> (hämtad: 2025-05-06).
- [35] International Organization for Standardization (ISO), "What is artificial intelligence (AI)?", *ISO.org*, [Online]. Tillgänglig: <https://www.iso.org/artificial-intelligence/what-is-ai>. Hämtad: 2025-05-06.
- [36] J. Ren, och Y. Man, *Artificial Intelligence for Smart Photovoltaic Technologies*, Melville, NY, USA: AIP Publishing, 2022. [Online]. Tillgänglig: <https://pubs.aip.org/books/monograph/101/Artificial-Intelligence-for-Smart-Photovoltaic>, Hämtad: 2025-05-07.
- [37] N. Nabila, G. M. Bangun, M. A. Budiansyah, G. Alvianingsih, och A. R. Utomo, "Study of Voltage Stability Due to Shading Effects on

- Photovoltaic Penetration in PKMT Distribution System,” i *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 353, art. nr. 012003, 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/353/1/012003>.
- [38] M. L. Adekanbi, E. S. Alaba, T. J. John, T. D. Tundealao, och T. I. Banji, “Soiling loss in solar systems: A review of its effect on solar energy efficiency and mitigation techniques,” *Cleaner Energy Systems*, vol. 7, art. nr. 100094, 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1016/j.cles.2023.100094>.
- [39] B. Ospina, J. S. Parra, E. Franco, M. L. Orozco-Gutierrez, och J. D. Bastidas-Rodríguez, “Quantification of Photovoltaic Modules Degradation in a String Using Model Based Indicators,” i *Proc. 2018 IEEE Int. Conf. on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Palermo, Italien, 2018, ss. 1-5. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2018.8493748>, Hämtad: 2025-04-14.
- [40] X. Xiaoni, L. Xiaoqian, W. Zheng, W. Wang, J. Song, och Y. Zhou, “A fault diagnosis method of hot spots for photovoltaic clusters based on improved YOLOv5 and GoogLeNet,” *Energy Science & Engineering*, vol. 12, nr. 5, ss. 2032–2047, 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1002/ese3.1829>. Hämtad: 2025-05-20.
- [41] K. Mertens, *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice*, Chichester, Storbritannien: John Wiley & Sons, Incorporated, 2014. [Online]. ISBN: 978-1-118-63416-5, Hämtad: 2025-04-21.
- [42] G. P. de Lima, A. C. Ribeiro, F. V. E. Lemos, J. P. C. Silveira, T. A. S. Barros, och M. G. Villalva, “Comparing Temperature Derating Test in the Laboratory with Commercial Photovoltaic Inverter Datasheet,” i *2023 IEEE 8th Southern Power Electronics Conference (SPEC)*, Cartagena, Colombia, 2023, ss. 1–6. [Online]. Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10407835>, Hämtad: 2025-05-13.
- [43] N. R. Sorensen m.fl., “Thermal Study of Inverter Components,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 3, nr. 2, ss. 807–813, Apr. 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2013.2244162>.
- [44] Growatt, “How Solar Inverters Efficiently Manage High-Temperature Conditions,” 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://en.growatt.com/media/news/how-solar-inverters-efficiently-manage-high-temperature-conditions> (hämtad: 2025-05-17).
- [45] IGROWATT, “Why do solar inverters get hot?,” 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://igrowattinverter.com/solar-inverter-getting-hot/> (hämtad: 2025-05-17).

- [46] A. Desai, A. Ray, T. Joshi, och I. Mukhopadhyay, "Effect of Temperature on Conversion Efficiency of Single-Phase Solar PV Inverter," i *Proceedings of the 48th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1109/PVSC43889.2021.9518415>.
- [47] M. Omaña, M. Grossi, och C. Metra, "Early detection of photovoltaic system inverter faults," *Microelectronics Reliability*, vol. 135, art. nr. 114594, 2022. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1016/j.microrel.2022.114594>.
- [48] O. Idbouhouch m.fl., "Assessing PV inverter efficiency degradation under semi-arid conditions: A case study in Morocco," *Heliyon*, vol. 10, nr. 17, art. nr. e36906, 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e36906>.
- [49] KB. Lee, och JS. Lee, "Leakage Current Reduction," i *Reliability Improvement Technology for Power Converters*, Singapore: Springer, 2017, ss. 179-205. Tillgänglig: https://doi.org/10.1007/978-981-10-4992-7_5, Hämtad: 2025-06-22.
- [50] A. Dimitriou, och C. A. Charalambous, "DC Interference Modeling for Assessing the Impact of Sustained DC Ground Faults of Photovoltaic Systems on Third-Party Infrastructure," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, nr. 4, ss. 2935-2945, Apr. 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2844841
- [51] IGROWATT, "The most comprehensive guide to solving solar inverter problems," 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://igrowattinverter.com/solar-inverter-problems/> (hämtad: 2025-05-19).
- [52] IGROWATT, "Why do solar inverters fail?," 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://igrowattinverter.com/solar-inverters-fail/> (hämtad: 2025-05-19).
- [53] D. J. Friedman, P. L. Hacke, M. Al-Jassim, S. Ovaitt, och S. Shoemaker, *2024 Photovoltaic Inverter Reliability Workshop Summary Report & Proceedings*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Technical Report NREL/TP-5900-90315, sep. 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/90315.pdf>. Hämtad: 2025-05-19.
- [54] H. Ding m.fl., "Local outlier factor-based fault detection and evaluation of photovoltaic system," *Solar Energy*, vol. 164, ss. 139-148, Apr. 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.01.049>.
- [55] K. Ding m.fl., "Fault detection of photovoltaic array based on Grubbs criterion and local outlier factor," *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, nr. 4, ss. 551-559, Feb. 2020, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0957>.
- [56] Wikipedia, "Local outlier factor," 2025. [Online]. [Bild]. Tillgänglig: https://en.wikipedia.org/wiki/Local_outlier_factor (hämtad: 2025-06-16).

- [57] Solar Best Practices, “Common Tests and Inspections,” 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://solarbestpractices.com/guidelines/detail/common-tests-and-inspections> (hämtad: 2025-05-08).
- [58] M. Ma m.fl., “Photovoltaic Module Current Mismatch Fault Diagnosis Based on I-V Data,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 11, nr. 3, ss. 779–788, Maj 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2021.3059425>.
- [59] T. A. Felipe, F. C. Melo, och L. C. G. Freitas, “Design and Development of an Online Smart Monitoring and Diagnosis System for Photovoltaic Distributed Generation,” *Energies*, vol. 14, nr. 24, art. nr. 8552, 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://doi.org/10.3390/en14248552>. Hämtad: 2025-05-13.
- [60] International Electrotechnical Commission, ”IEC 60891,” [Online]. Tillgänglig: <https://webstore.iec.ch/en/publication/61766> (hämtad: 2025-03-29).
- [61] U.S. Department of Energy, “Optimizing Solar Photovoltaic Performance for Longevity,” 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energy.gov/femp/optimizing-solar-photovoltaic-performance-longevity> (hämtad: 2025-05-01).
- [62] A. M. Khalid, I. Mitra, W. Warmuth, och V. Schacht, ”Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, ss. 1139-1158, Nov. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.066>.
- [63] *Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring*, IEC 61724-1:2021, International Electrotechnical Commission, Genève, Schweiz, 2021.
- [64] Sandia National Laboratories, ”Performance Ratio,” [Online]. Tillgänglig: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/5-ac-system-output/pv-performance-metrics/performance-ratio/> (hämtad: 2025-05-01).
- [65] A. Walker, och J. Desai, ”Understanding Solar Photovoltaic System Performance: An Assessment of 75 Federal Photovoltaic Systems,” U.S. Department of Energy(DOE), Washington D.C, WA, USA, DOE/GO-102021-5627, 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/understanding-solar-photo-voltaic-system-performance.pdf>, Hämtad: 2025-05-18.
- [66] SMA Solar Technology AG, *Performance Ratio – Quality factor for the PV plant*, Technical Information, Version 1.1, 2011. [Online]. Tillgänglig: <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-en-11.pdf>. Hämtad: 2025-05-02.
- [67] T. Dierauf, A. Growitz, S. Kurtz, J. L. B Cruz, E. Riley, och C. Hansen, ”Weather-Corrected Performance Ratio,” National Renewable Energy Laboratory, Denver, CO, USA, NREL/TP-5200-57991, 2013. [Online].

- Tillgänglig: <https://docs.nrel.gov/docs/fy13osti/57991.pdf>, Hämtad: 2025-05-04.
- [68] R. Badran, och Y. Ismail, "Methodology to validate measured performance and warranty conditions of PV modules," *Solar Energy*, vol. 295, art. nr. 113552, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2025.113552>.
- [69] D. C. Jordan, R. M. Smith, C. R. Osterwald, E. Gelak, och S. R. Kurtz, "Outdoor PV degradation comparison," i *Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Honolulu, HI, USA, 2010, ss. 2694–2697. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5616925>.
- [70] D. C. Jordan, och S. R. Kurtz, *Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Journal Article NREL/JA-5200-51664, juni 2012. [Online]. Tillgänglig: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>. Hämtad: 2025-04-10.
- [71] Australian Government, "Warranties and insurance," 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energy.gov.au/solar/get-know-solar-technology/warranties-and-insurance> (hämtad: 2025-04-02).
- [72] M. Theristis, och J. S. Stein, "PV Degradation Modeling," *PV Performance Modeling Collaborative*, Sandia National Laboratories, SAND2019-15366 W, 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://pvpmc.sandia.gov/tools/pv-degradation-methods/>. Hämtad: 2025-04-09.
- [73] C. B. Jones, B. H. King, J. S. Stein, J. S. Fada, A. J. Curran, R. H. French, och O. Lavrova, *Quantify Photovoltaic Module Degradation using the Loss Factor Model Parameters*, Office of Scientific and Technical Information, Oak Ridge, TN, USA, SAND2017-6363C, 2017. [Online]. Tillgänglig: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1456847>, Hämtad: 2025-04-10.
- [74] J. D. Bastidas-Rodríguez, E. Franco, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, och G. Spagnuolo, "Model-Based Degradation Analysis of Photovoltaic Modules Through Series Resistance Estimation," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, nr. 11, ss. 7256–7265, nov. 2015. <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2459380>.
- [75] B. P. Kumar, R. Nitheesh, M. Chakkarapani, G. S. Ilango, och C. Nagamani, "Estimation of PV module degradation through extraction of I–V curve at inverter pre-startup condition," *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, nr. 15, ss. 3479–3486, 2020. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2020.0316>.
- [76] B. Marion m.fl., "Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems," i *Proceedings of the 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Lake Buena Vista, FL, 2005. [Online]. Tillgänglig: <https://docs.nrel.gov/docs/fy05osti/37358.pdf>, Hämtad: 2025-05-06.

- [77] A. Walker, J. Desai, och D. Heimiller, "Performance of Photovoltaic Systems Recorded by Open Solar Performance and Reliability Clearinghouse (oSPARC)," National Renewable Energy Laboratory, Denver, CO, USA, NREL/TP-5C00-75162, 2020. [Online]. Tillgänglig: <https://docs.nrel.gov/docs/fy20osti/75162.pdf>, Hämtad: 2025-05-04.
- [78] International Organization for Standardization, "Artificial intelligence: What it is, how it works and why it matters," [Online]. Tillgänglig: <https://www.iso.org/artificial-intelligence> (hämtad: 2025-05-07).
- [79] D. Díaz-Bello, C. Vargas-Salgado, M. Alcazar-Ortega, och D. Alfonso-Solar, "Optimizing photovoltaic power plant forecasting with dynamic neural network structure refinement," *Scientific Reports*, vol. 15, nr. 3337, Jan. 2025, doi: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-80424-z>.
- [80] Y. Zixia, X. Guojiang, och F. Xiaofan, "Artificial Neural Network for Fault Diagnosis of Solar Photovoltaic Systems: A Survey," *Energies*, vol. 15, nr. 22, Nov. 2022, doi: [10.3390/en15228693](https://doi.org/10.3390/en15228693).
- [81] A. Keddouda m.fl., "Solar photovoltaic power prediction using artificial neural network and multiple regression considering ambient and operating conditions," *Energy Conversion and Management*, vol. 288, s. 117186, Jul. 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117186>.
- [82] X. Li, Q. Yang, Z. Lou, och W. Yan, "Deep Learning Based Module Defect Analysis for Large-Scale Photovoltaic Farms," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, nr. 1, ss. 520-529, Mar. 2019, doi: [10.1109/TEC.2018.2873358](https://doi.org/10.1109/TEC.2018.2873358).
- [83] D. D. Shekar, A. C. Hiremath, A. Keshava, och U. Vinatha, "Solar Irradiance forecasting using Recurrent Neural Networks," i *2022 IEEE Region 10 Symposium (TENSymp)*, Mumbai, India, 2022, ss. 1-6. [Online]. Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9864498>, Hämtad: 2025-05-07.
- [84] B. D. Soyoye, I. Bhattacharya, M. Vinolisha, och T. Banik, "Optimizing Photovoltaic System Efficiency: A Comparative Study of RNN-based Controller and Incremental Conductance in MPPT," i *2024 IEEE 52nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, Seattle, WA, USA, 2024, ss. 01-07. [Online]. Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10749588>, Hämtad: 2025-05-08.
- [85] K. A. Mohammad, och S. M. Musa, "Optimization of Solar Energy Using Recurrent Neural Network Controller," i *2022 14th International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks (CICN)*, Al-Khobar, Saudi Arabia, 2022, ss. 1-6. [Online]. Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10041248>, Hämtad: 2025-05-07.
- [86] M. Y. Arafat, M. J. Hossain, och L. Li, "Advanced Deep Learning Based Predictive Maintenance of DC Microgrids: Correlative Analysis," *Energies*,

- vol. 18, nr. 6, s. 1535, Mar. 2025, doi: <https://doi.org/10.3390/en18061535>.
- [87] M. Attaran, och B. G. Celik, "Digital Twin: Benefits, use cases, challenges, and opportunities," *Decision Analytics Journal*, vol. 6, s. 100165, Mar. 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.dajour.2023.100165>.
- [88] A.-K. Hamid, M. M. Farag, och M. Hussein, "Enhancing photovoltaic system efficiency through a digital twin framework: A comprehensive modeling approach," *International Journal of Thermofluids*, vol. 26, s. 101078, Mar. 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2025.101078>.
- [89] J. Bofill, M. Abisado, J. Villaverde, och G. A. Sampedro, "Exploring Digital Twin-Based Fault Monitoring: Challenges and Opportunities," *Sensors*, vol. 23, nr. 16, s. 7087, Aug. 2023, doi: [10.3390/s23167087](https://doi.org/10.3390/s23167087).
- [90] G. Zhang, och X. Wang, "Digital Twin Modeling for Photovoltaic Panels Based on Hybrid Neural Network," i *2021 IEEE 1st International Conference on Digital Twins and Parallel Intelligence (DTPI)*, Beijing, China, 2021, ss. 90-93. [Online]. Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9540210>, Hämtad: 2025-05-08.
- [91] E. Larsson, "Solcellers miljöpåverkan och återvinning," *Energimyndigheten*, [Online], Maj. 2024. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/elproduktion/solenergi/solcellers-miljopaverkan-och-atervinning/> (hämtad: 2025-06-24).
- [92] R. Badran, och Y. Ismail, "Methodology to validate measured performance and warranty conditions of PV modules," *Solar Energy*, vol. 295, s. 113552, Jul. 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2025.113552>.
- [93] M. Ş. Kalay, B. Kılıç, och Ş. Sağlam, "Systematic review of the data acquisition and monitoring systems of photovoltaic panels and arrays," *Solar Energy*, vol. 244, ss. 47-64, Sept. 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.08.029>.
- [94] Energimyndigheten, "Drift och underhåll av din solcellsanläggning," 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/effektiv-energianvandning/guider/solelportalen/drift-och-underhall-av-din-solcellsanlaggning/> (hämtad: 2025-05-18).

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2025
www.chalmers.se



CHALMERS