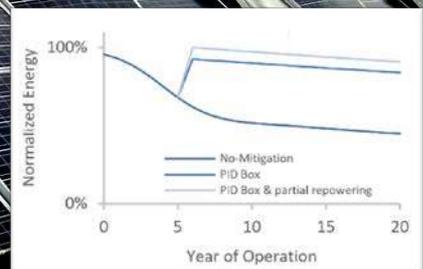
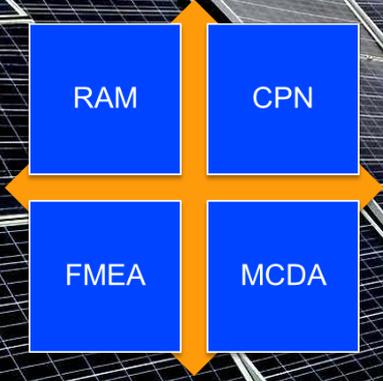
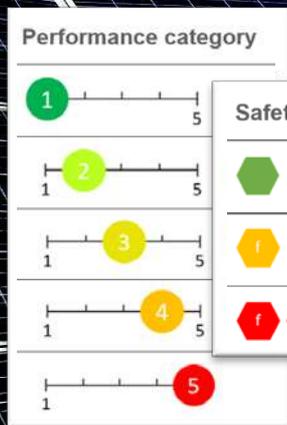


Identify

Analyse

Mitigate



Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems

SPVPS

태양광발전시스템에서 기술적 위험의 정량화

Quantification of Technical Risks in PV Power Systems

2021

국제에너지기구

태양광발전시스템 프로그램

윤김 윤 경 훈
한국에너지기술연구원



What is IEA PVPS TCP?

1974년 설립된 국제에너지기구(IEA)는 경제협력개발기구(OECD)의 틀 내에서 회원국들 간의 포괄적인 에너지협력 프로그램을 수행하는 자치기구이다. 기술협력 프로그램(Technology Collaboration Programme: TCP)은 미래 에너지 안보와 지속가능성은 글로벌 협력으로 시작된다는 믿음 하에 만들어진 것이다. 이 프로그램에는 정부, 학계 및 산업계의 전문가 6,000명이 참가하고 있으며 공동 연구의 향상과 특정 에너지 기술의 활용에 기여하고 있다.

IEA PVPS(태양광발전시스템 프로그램)는 TCP의 하나로 1993년에 설립되었다. 프로그램의 임무는 “지속 가능한 에너지시스템으로 전환하는데 태양광에너지가 핵심적인 역할을 하도록 국제협력을 강화하는 것이다. 이를 달성하기 위해 프로그램의 참여자들은 태양광 발전시스템 활용 분야에서 다양한 공동 연구 프로젝트를 수행하여 왔다. 전체 프로그램은 각국 별로 대표 한 명 혹은 기구 멤버로 구성된 집행위원회(Executive Committee)가 관장하고, 여기서 연구 프로젝트나 활동 영역이 될 수 있는 분명한 “Tasks”를 지정하게 된다.

IEA PVPS 참여국은 호주, 오스트리아, 벨기에, 캐나다, 칠레, 중국, 덴마크, 핀란드, 프랑스, 독일, 이스라엘, 이탈리아, 일본, 한국, 말레이시아, 멕시코, 모로코, 네덜란드, 노르웨이, 포르투갈, 남아공, 스페인, 스웨덴, 스위스, 태국, 터키, 미국이다. EC(유럽연합 집행위원회), Solar Power Europe, Smart Electric Power Alliance(SEPA), Solar Energy Industries Association과 Copper Alliance도 멤버이다.

Visit us at: www.iaa-pvps.org

What is IEA PVPS Task 13?

Task 13은 광범위한 환경과 활용분야의 태양광시스템 품질, 성능, 신뢰성과 수명에 영향을 미치는 기술적인 측면에 대한 자료를 요약하고 보고하는 공동의 플랫폼을 제공하고자 한다. 함께 국경을 초월하여 협력함으로써 각 회원국으로부터의 연구와 경험들을 모두 활용할 수 있을 것이고 이들 지식들을 결집 종합하여 태양광시스템이 최적의 상태에서 성능을 낼 수 있는 최선의 사례들과 방법들을 발굴하고 그리고 경쟁력 있는 투자 회수를 위해 지속적으로 노력하고자 한다.

Task 13은 지금까지 태양광 구성 부품과 시스템의 품질에 대한 지표가 될 수 있는 다양한 파라미터들의 계산에 필요한 올바른 체계를 만들어내 오고 있다. 이런 체계들은 지금 준비되어 있어 산업계에서는 이를 사용할 수 있는데, 이런 수준 높은 보고서들에 포함된 결과에 대해 감사함을 표하고 있다.

IEA PVPS Task 13의 참여국은 호주, 오스트리아, 벨기에, 캐나다, 칠레, 중국, 덴마크, 핀란드, 프랑스, 독일, 이스라엘, 이탈리아, 일본, 네덜란드, 노르웨이, 스페인, 스웨덴, 스위스, 태국과 미국이다.

DISCLAIMER

The IEA PVPS TCP is organised under the auspices of the International Energy Agency (IEA) but is functionally and legally autonomous. Views, findings and publications of the IEA PVPS TCP do not necessarily represent the views or policies of the IEA Secretariat or its individual member countries.

COVER PICTURE

배경은 극심한 폭풍우 후의 태양광발전 플랜트, Photo courtesy of TÜV Rheinland.

앞은 SUPSI/Sinclair 가 채택하고 있는 등급 시스템으로 나눈 위험 정량화의 관행, TÜV Rheinland 가 사용하는 분석방법과 완화.

ISBN 978-3-907281-11-6: Quantification of Technical Risks in PV Power Systems



INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME

IEA PVPS Task 13
Performance, Operation and
Reliability of Photovoltaic Systems
(태양광시스템의 성능, 작동과 신뢰성)

**Quantification of Technical Risks in
PV Power Systems**
(태양광발전시스템에서 기술적 위험의 정량화)

Report IEA-PVPS T13-23:2021
October 2021

ISBN 978-3-907281-11-6



AUTHORS

Main Authors

Magnus Herz, TÜV Rheinland, Cologne, Germany
Gabi Friesen, SUPSI-PVLab, Mendrisio, Switzerland
Ulrike Jahn, VDE Renewables, Alzenau, Germany
Marc Köntges, ISFH, Emmerthal, Germany
Sascha Lindig, EURAC Research, Bolzano, Italy
David Moser, EURAC Research, Bolzano, Italy

Contributing Authors

Stefan Bordihn, ISFH, Emmerthal, Germany
Gabriele Eder, OFI, Vienna, Austria
Uwe Hupach, TÜV Rheinland, Cologne, Germany
Guillermo Oviedo Hernández, BayWa r.e., Rome, Italy
Bert Herteleer, KU Leuven, Gent, Belgium
Werner Herrmann, TÜV Rheinland, Cologne, Germany
Jay Lin, PV Guider Consultancy, Taipei, Taiwan
Christian Schill, Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany

Editors

Magnus Herz, TÜV Rheinland, Cologne, Germany
Ulrike Jahn, VDE Renewables, Alzenau, Germany

Korean translation Yoon, Kyung-Hoon 윤 경 훈

February 2022



목차

감사인사	6
약어	7
요약	9
1 서론	11
2 기술적 위험의 영향을 정량화하기 위한 공통의 선택	12
2.1 핵심 정의	12
2.2 반정량적 방법 (FMEA, MCDA).....	13
2.3 정량적 방법 (CPN, RAM)	14
2.4 위험 완화대책	19
2.5 모범사례, 한계와 문제	20
3 위험 데이터베이스	21
3.1 태양광 불량 팩트시트 (PVFS).....	21
3.2 태양광 불량 열화시트 (PVDS).....	27
3.3 태양광 비용 데이터	35
4 사례 연구.....	36
4.1 위험 분석	36
4.2 비용-편익 분석.....	38
5 결론	42
참고문헌	43
부록 1	48
부록 2 영어-한글 용어 비교	111



감사인사

This paper received valuable contributions from several IEA-PVPS Task 13 members and other international experts. Many thanks for reviewing and editing the report to:

Karl Berger, AIT, Austria

Roger H. French, Case Western Reserve University, USA

Matthias Littwin, ISFH, Germany

Jan Vedde, European Energy, Denmark

This report is supported by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) under contract no. 0324304A, 0324304B and 0324304C.

This report is supported by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) under the contract SI/501788-01 and SH/8100038-02-02-02.

본 보고서 한글 번역에 도움을 주신 IEA-PVPS 집행부와 Task 13 OA, 보고서의 저자들, 그리고 한국에너지기술연구원 태양광연구단 멤버들에게 감사인사를 전합니다.

2022년 2월 윤경훈 (Yoon, Kyung-Hoon)





약어

AC	Alternating Current
AHP	Analytic Hierarchy Process
BYT	Bypass Diode testing
CAPEX	Capital Expenditures
CPL	Component Power Loss
CPN	Cost Priority Number
D	Detectability
DC	Direct Current
dIV	Dark I-V Measurement
EL	Electroluminescence
EPC	Engineering, Procurement, Construction
FMEA	Failure Modes and Effects Analysis
FTA	Fault Tree Analysis
IEA	International Energy Agency
INS	Insulation Testing
IRT	Infrared Thermography
I-V	Current-Voltage
KPI	Key Performance Indicator
LCOE	Levelised Cost of Electricity
LeTID	Light and elevated temperature induced degradation
LID	Light induced degradation
MCDA	Multi Criteria Decision Analysis
MDT	Mean Down Time
MM	Mitigation Measure
MON	Data Monitoring
MTTF	Mean Time To Failure
NPV	Net Present Value
O	Occurrence
O&M	Operation and Maintenance
OPEX	Operational Expenditures
PDF	Probability Density Function
PID	Potential Induced Degradation
PMBOK	Project Management Body of Knowledge
PLR	Performance Loss Rate



PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaic
PVDS	PV Failure Degradation Sheet
PVFS	PV Failure Fact Sheet
PVPS	PV Power Systems
RAM	Reliability, Availability, and Maintainability
RBD	Reliability Block Diagram
RDB	Risk Database
RPN	Risk Priority Number
S	Severity
SRD	Statistical Risk Data
STL	Seasonal-Trend Decomposition using LOESS
STM	Signal Transmission Method
UV	Ultra Violet
VI	Visual Inspection
VOC	Voc Measurement



요약

태양광발전 위험분석은 태양광 프로젝트의 투자와 관련된 위험(risks)을 찾아서 줄이는 역할을 한다. 불량에 대응하거나 합리적인 비용으로 불량을 방지할 때 가장 큰 어려움은 다양한 위험을 정량화하고 관리하는 능력이다. 위험의 개념에 대해 여러 가지 해석이 있지만, 일반적으로 위험은 실패 확률에 그 실패의 결과를 곱한 것으로 정의될 수 있다.

태양광발전시스템의 작동을 개선하기 위한 모범사례 지침은 권장 조치가 실행자, 설계 시공 일괄 방식(EPC) 기업, 운영 및 유지보수(O&M) 기업과 낮은 위험도 및 경제적 측면에서 최대의 이윤에 주된 관심을 두고 있는 투자자에게 유리한 경우에만 흔히 적용된다. 여기서 가장 중요한 질문이 나오는데, 어떻게 그 방안의 효과를 입증하고 그 적용을 정당화할 수 있는가인데, 기술적으로 최적의 솔루션이 항상 경제적으로 최선의 해결책은 아니기 때문이다. 비용-편익 비율을 평가하기 전에 다음과 같은 질문이 제기될 수 있다; 기술적 위험이 성능과 신뢰성에 미치는 기본적인 영향을 어떻게 정량화할 것인가?

첫 번째 접근방식에서는 과학 문헌과 기술 보고서를 검토하여 기술적 위험의 영향을 정량화하기 위한 공통의 관행을 비교하고 평가하였다. 아래 4 가지 방법에 대해 제한사항과 도전과제를 취합하고 선정기준을 정의하였다.

- a) 불량모드와 영향분석 (Failure Modes and Effects Analysis: (FMEA)
- b) 다중기준 결정분석 (Multi Criteria Decision Analysis: MCDA)
- c) 신뢰성, 가용성 및 유지보수성 (Reliability, Availability, and Maintainability: RAM) 분석
- d) 비용 우선순위 번호 (Cost Priority Number: CPN) 방법

이들 방법의 장점과 단점은 성숙도 수준과 데이터 가용성 등의 인자를 고려하여 입증되며, 공통의 위험 완화조치에 대한 개요가 제공되어 있다.

두 번째 파트는 이 보고서에 첨부된 30개의 태양광 불량 팩트시트(PV Failure Fact Sheet: PVFS)를 다루는데, 단일 불량에 대해 알아야 할 가장 중요한 측면의 일부를 요약한 것이다. 이러한 PVFS의 대상은 태양광 기획자, 설치자, 투자자, 독립 전문가 및 보험 회사 또는 이러한 불량의 간략한 기술에 관심을 가진 누구라도 될 수 있으며, 예를 들어 위험의 추정과 불량에 개입하거나 방지하는 방법에 대한 제안이 그 내용이 된다. PVFS 모음 외에도 문헌 [1]에 소개된 것처럼 태양광불량 열화시트(PV Failure Degradation Sheet: PVDS)를 사용하였다. 여기에는 훨씬 더 상세한 측정 입력 데이터가 필요하지만 불량 유형에 기초한 열화율과 태양광시스템의 전력손실에 대한 통계를 제공할 수 있다. 문헌 [1]의 조사 체제와 비교하여 태양광모듈에 대한 2 가지 새로운 불량 범주를 추가하였다: 광 및 고온 유도 열화(Light and elevated temperature induced degradation: LeTID)와 퍼텐셜 유도 열화(and potential induced delamination; PID).

이러한 통계는 태양광발전소의 프로젝트 수명 동안 위험과 경제적 영향을 평가하는데 사용되는 CPN 방법 [2] [3]과 같은 위험 모델의 기초가 된다. 개별 위험에 대한 지식 외에도 이러한 위험의 경제적 영향은 추가 분석과 결정을 구동하는 인자들이다. 마지막 단계에서는



기술적, 재정적 관점에서 최상의 전략을 도출하기 위해 완화조치의 비용이 비용-편익 분석에 포함된다.

수정된 CPN 접근방식은 개별 CPN 값의 예시적인 계산을 통해 제시된다. CPN 접근방식은 2013년부터 작동 중인 이탈리아 중부에 있는 태양광발전소의 191개 유지보수 티켓((maintenance ticket)에 적용되었다. 유지보수 티켓은 수동으로 분석되었으며, 이는 2018년에 사례 발전소에 대해 수행된 모든 계획된 시정 활동에 해당한다. 개선된 CPN 방법론은 본 사례 연구에 수동으로 적용되었는데, 이는 특히 CPN 테이블의 구조와 규격화 측면에서 중요한 개선으로 이어졌다. 우리는 유지보수 티켓에서 주요 파라미터를 추출하기 위한 자동화되고 시간 효율적인 솔루션의 개발이 포트폴리오 수준에서 이 방법론을 구현하고, 따라서 많은 수의 태양광발전소로부터 명확한 통계학적 이해를 얻는 데 매우 중요하다고 결론을 내린다.

두 번째 사례 연구에서는 CPN 방법이 10 MW_p 태양광발전소에도 적용되었다. 태양광 모듈의 주요 위험 중 하나로 PID가 선택되었다. 자본지출(CAPEX)과 운영지출(OPEX) 및 연간 수익을 감안하면 20년 운영 후 프로젝트의 재정적 이익은 당초 예상보다 48% 낮았다. 완화조치에 따른 추가 비용을 고려하면 운용 20년 후 누적된 금융소득에 대한 손실은 당초 예상 이익보다 5~6% 정도로 낮게 유지될 수 있었다.

사막 지역의 태양광발전 시스템에 대한 청소 루틴은 오염으로 인한 에너지 수율 손실을 줄이기 위한 대표적인 시정조치이다. Abu Dhabi 근처에 있는 10 MW_p 태양광발전소의 1년 동안 오염 손실에 대한 다양한 세척 절차의 영향을 계산하고 보여준다. 주기적(매월)인 청소의 경우 오염으로 인한 연간 에너지 손실은 12개의 청소 루틴의 비용을 포함하여 30%에서 4%로 감소하였다. 연간 20회의 청소 루틴이 필요하지만 5%의 오염 손실을 가진 "촉발식 청소(triggered cleaning)"를 통해 최고의 경제적 결과를 얻을 수 있다. 계산은 특정 태양광발전소, 손실 시나리오 및 완화 접근방식에 대한 최선의 경제 솔루션을 결정하는 것이 어떻게 가능한지를 보여주었다.

정량화 방법에 대해 제공된 개요와 함께 우리는 더 많은 규격화가 필요하다는 결론을 도출한다. 위험 정의가 완전히 체계화되지 않고 있고 이벤트 데이터베이스(solar 로그북)가 조화를 이루지 못하고 있다. 방법론의 효율적인 실행에 필요한 O&M 계약자의 KPI의 계산을 위해 규격화된 매개변수의 정확하고 오류 없는 기록을 가능하게 하는 현장 기술자를 위한 소프트웨어 도구의 개발을 권장하고 있다 [4]. 요약하자면, O&M 현장 관행은 확실히 텍스트 포맷의 티켓 수동입력 방식에서 벗어나 인간의 개입이 제한되는 보다 규격화된 접근방식을 채택해야 한다는 것이다.

모든 것을 고려할 때, 우리는 기술-경제적 성과 지표의 데이터 중심 평가와 모델링이 균등화 발전단가(LCOE)에 대한 의사결정 지원을 한 단계 끌어올리는 중요한 열쇠라고 생각한다.



1 서론

기술적 위험은 신규 및 기존 태양광 설비에 투자할 때 고려해야 할 중요한 기준이다. 이러한 위험에 대한 정량적 지식은 자산 관리자, 은행 또는 프로젝트 개발자와 같은 다양한 유형의 이해관계자가 태양광 자산 운용 전과 운용 중에 신뢰할 수 있는 비즈니스 결정을 분명히 하는데 요구되는 핵심 인자 중 하나이다.

위험의 개념에 대한 여러 가지 해석이 존재하지만, 위험은 일반적으로 불량 확률에 이러한 불량의 결과를 곱한 것으로 정의될 수 있다. 기술 위험 평가에서 일반적인 접근방식은 고전적인 FMEA를 적용하는 것이다 [5]. 이것은 자동차, 항공우주 및 전자 산업에서 잠재적인 불량을 식별하고 순위를 매기거나 완화하기 위해 널리 사용된다. 불량의 근본 원인과 영향을 분석할 수 있다. 이 접근방식의 단점은 위험이 정성적으로 평가되어 경제적 영향의 계산을 위한 틀을 제공할 수 없다는 것이다. 따라서 비용 기반 FMEA이 1993년에 제안되었고 [6] 2003년에 강화되었다 [5]. 비용 기반 FMEA의 몇 가지 적용은 문헌 [7]에서 찾을 수 있으며, 흔히 자동차 또는 풍력 에너지와 관련을 갖고 있다 [8].

2017년에 비용 기반 FMEA를 태양광 부문에 구현하기 위한 첫 번째 시도로, 비용 기반 FMEA가 Solar Bankability Project [9] 내에 제시되었다. CPN 지표(metric)가 태양광 투자의 위험도 평가를 위한 하나의 핵심성능지표(KPI)로 적용되었다. 문헌 [4]에서 CPN 방법은 대규모 O&M 운영자의 요구에 초점을 맞추어 추가로 개발되었다. 다른 간행물에서는 이 주제를 신뢰성의 관점에서 설명하였다 [10] [11]. 정의에 따라 시스템 구성요소의 신뢰성을 높이면 전반적인 시스템 위험이 감소한다.

이 보고서의 목적은 운영과 유지보수 중 경제적 영향과 유효성 측면에서 기술적 위험과 완화 조치를 평가하기 위한 방법론에 대한 지식을 향상시키며 사례연구 수집과 취득한 정보로 데이터베이스를 업데이트하여 가장 중요한 위험을 조사하는 것이다. 이전 작업의 결과를 토대로 신규 프로젝트에 대한 수율 평가 [12], 기존 발전소의 손실을 모니터링 [13] [14] 그리고 적절한 재정적 파라미터들은 [15] 기술적 위험이 순 현재가치(NPV)와 균등화 발전단가(LCOE)에 미치는 영향을 결정적으로 좌우한다.

제 2장에서는 기술적 위험의 영향을 정량화하기 위한 공통의 관행을 비교하고 확인된 위험과 태양광발전소의 상태에 맞춘 권장 완화조치 목록을 개발하였다. 과학 문헌과 기술 보고서를 1차 검토한 후 한계와 도전과제를 정리하고 선정기준을 정의한다.

제 3장에서는 이전 IEA PVPS Task 13 보고서로부터 주요 기술적 위험을 확인하고 이러한 불량, 손실 및 발생 데이터를 수집하기 위한 체계적인 접근방식을 다룬다 [16] [1]. 이러한 통계는 태양광발전소의 프로젝트 수명 동안 관련 위험과 경제적 영향을 평가하는데 사용되는 위험 모델의 기초가 될 수 있다. 개별 위험에 대한 지식 외에도 이러한 위험의 경제적 영향이 추가 분석과 결정을 구동하는 인자이다.

4장에서는 실제 사례연구를 소개한다. 기술적, 재정적 관점에서 최상의 전략을 도출하기 위해 완화조치의 비용이 비용-편익 분석에 포함된다.



2 기술적 위험의 영향을 정량화하기 위한 공통의 선택

프로젝트 관리를 위한 일련의 규격화 용어와 가이드라인 모음인 Project Management Body of Knowledge (PMBOK) 가이드에 따르면 [17], "위험 정량화는 해당 위험에 대한 대응을 결정하는 데 사용될 수 있는 데이터를 생성하기 위해 확인된 위험을 평가하는 프로세스이다." 이는 첫 번째 단계가 기술적 위험을 파악하고 이후 발생 확률과 에너지 수율에 미치는 영향을 결정하는 것임을 의미한다. IEA PVPS Task 13의 이전 보고서 [16] [1]에서, Moser 등 [2]과 3.1장의 태양광 불량 팩트시트(PVFS)는 태양광발전소의 성능에 영향을 미칠 수 있는 가장 일반적인 기술적 불량을 확인하고 설명하였다. 불량 외에도, 문헌 [18] [14]에서 분석된 바와 같이, 다양한 성능 손실률에 의해 야기되는 작동 중의 다른 기술적 위험도 있다. 예방조치 또는 시정조치로 이러한 위험에 대응하는 방법은 문헌 [3] [19]에서 Jahn 등에 의해 논의된 바 있다. 이어서 이러한 평가 프로세스를 태양광발전에 초점을 맞추어 반정량적 방법과 정량적 방법으로 분류한다. 이 장에서는 어떻게 태양광발전소의 기술적 위험을 평가하고 최소화할 수 있는지 사용되는 공통적인 방법에 대한 명확한 이해를 제시하며 모범사례에 대한 권장사항을 제공한다.

2.1 핵심 정의

각 정량화 방법에 대해 특정한 파라미터들이 있지만 여기서는 태양광 분야의 계약에 일반적으로 반복 사용되는 지표를 소개한다 (그림 1). 추가적인 정의는 Task 13 보고서 [12] 혹은 [20]에서 찾을 수 있다.

기술적 위험 (Technical risk): 해당 불량률의 결과에 의해 곱해진 문제의 확률.

신뢰성 (Reliability): 하나의 구성요소가 목표로 한 기능을 수행하는 확률.

에너지 수율 (Energy Yield): 하나의 발전소에 의해 생산된 전기 에너지.

수율 손실 (Yield Loss): 하나의 문제에 의해 야기된 생산되지 못한 에너지.

불량률 (Failure rate): 주어진 기간에 얼마나 많은 대상들이 불량이 되는지를 나타낸다.

탐지시간 (Detection time): 하나의 문제를 알아채기 전까지 지속되는 시간.

대응시간 (Response time): 문제가 탐지되고 시정조치가 시작하기 사이의 시간.

해결시간/수리시간 (Resolution time/repair time): 발전소에 도달한 순간부터 결함을 해결하는데 소요되는 시간.

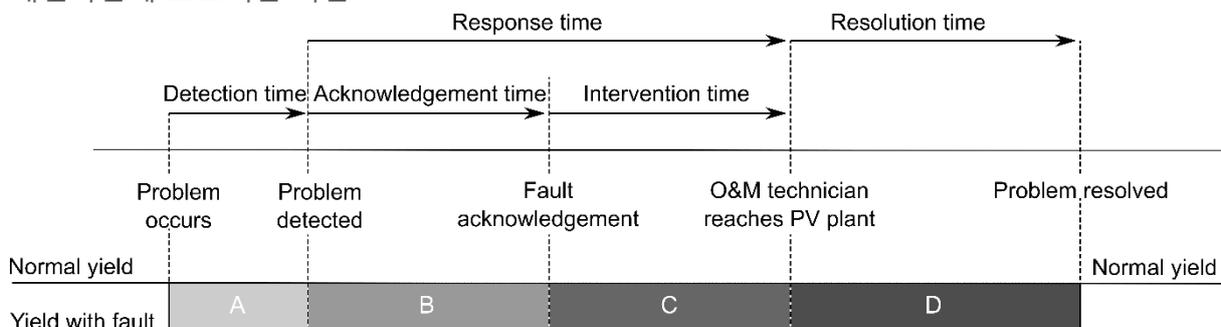


그림 1: O&M 계약자 KPI를 계산하기 위한 파라미터, 모니터링과 티켓팅 시스템으로부터 추출 [19].



2.2 반정량적 방법 (FMEA, MCDA)

전문지식과 전문가의 의견을 바탕으로 한 이러한 반정량적(semi-quantitative) 방법들은 인간의 문제 해결 전략을 사용한다. 이러한 지식 기반 방법을 사용하는 가장 좋은 방식은 전문가들이 토론하고 확인된 위험에 가치를 할당할 수 있는 온/오프라인 워크숍을 수행하는 것이다. 사전에 정의된 등급 척도를 사용하여 확인된 위험의 우선순위를 정할 수 있다. 위험은 발생 확률이나 발생 가능성 및 영향에 따라 점수가 매겨질 것이다.

2.2.1 FMEA

통상적인 하나의 접근방법은 대표적인 불량모드와 영향분석 (Failure Modes and Effects Analysis; FMEA)이다 [21]. FMEA에서는 확인된 각 위험은 그 심각성(Severity: S), 발생(Occurrence: O) 및 탐지 가능성(Detectability: D)에 대해 평가된다.

$$RPN = S \cdot O \cdot D \tag{1}$$

위험 우선순위(Risk Priority Number: RPN)의 결과로 평가된 위험은 등급을 매길 수 있고 다른 위험과 비교할 수 있다. 그림 2는 태양광모듈 불량에 대한 FMEA 등급 사례이다. 이 접근방식의 단점은 제정적 모델 내에서 추가적인 사용이 제한된다는 것이다 [2].

FMEA Rating of PV Module Failures

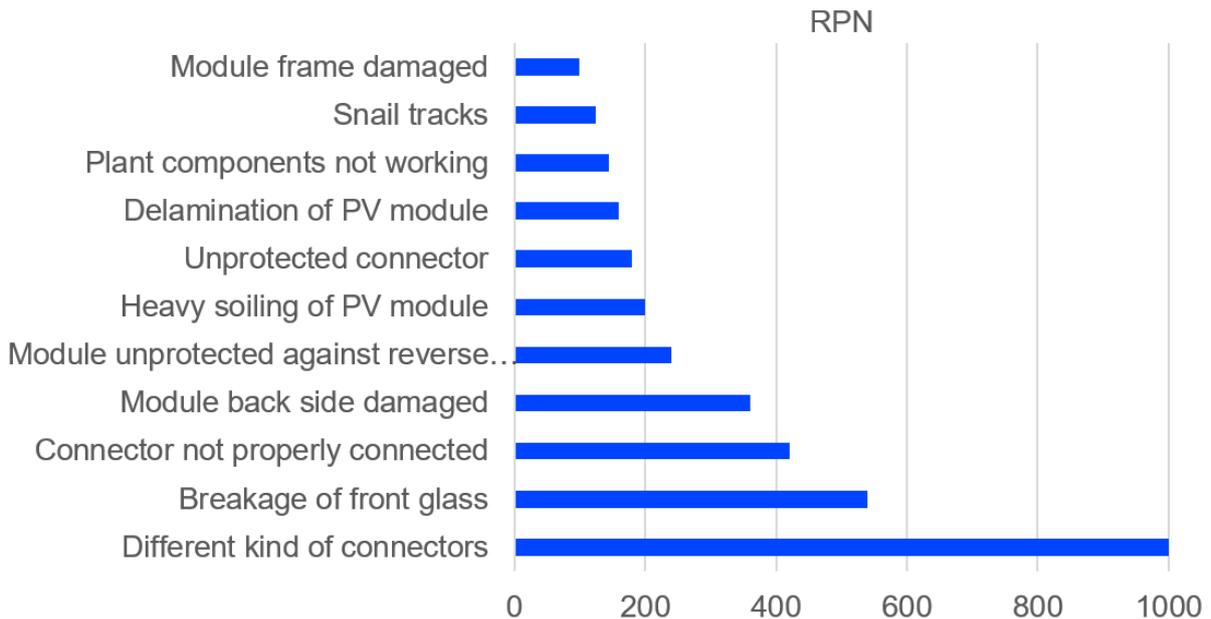


그림 2: 대표적인 FMEA를 토대로 한 태양광모듈 불량 등급 사례. 기술적 위험의 등급 매기기는 독일 TÜV Rheinland의 불량 보고서 통계를 토대로 한 것이다. RPN은 S, O 와 D의 곱(product)인데, 여기서는 각각 0 과 10 사이의 정수이다 [2].

2.2.2 MCDA

또 다른 종류의 방법은 다중기준 의사결정 분석(Multi Criteria Decision Analysis: MCDA)이다 [22]. MCDA 방법은 우선 순위, 등급 상승(outranking) 및 기준 사이의 거리와 같은 관계를 사용한다. FMEA와 유사하지만, 각 단일 변수가 추가로 가중치를 부여 받기 때문에 FMEA 내에서 편향된 주관적 순위를 해결한다.



강인성(robustness)으로 알려진 하나의 MCDA는 Saaty가 개발한 분석적 계층 프로세스(Analytic Hierarchy Process: AHP) 방법이다 [23]. 이는 다음 세 가지 원칙에 기초한다: 계층 구축(building hierarchies), 우선순위, 논리적 일관성. 우선순위는 0과 1 사이의 절대 숫자이며 항상 1을 더한다. 그림 3은 이란 남부에서 하나의 대형 태양광발전소에 대한 최적 위치를 결정하기 위한 계산된 우선순위를 보여준다 [24].

MCDA AHP Priorities for Site Selection

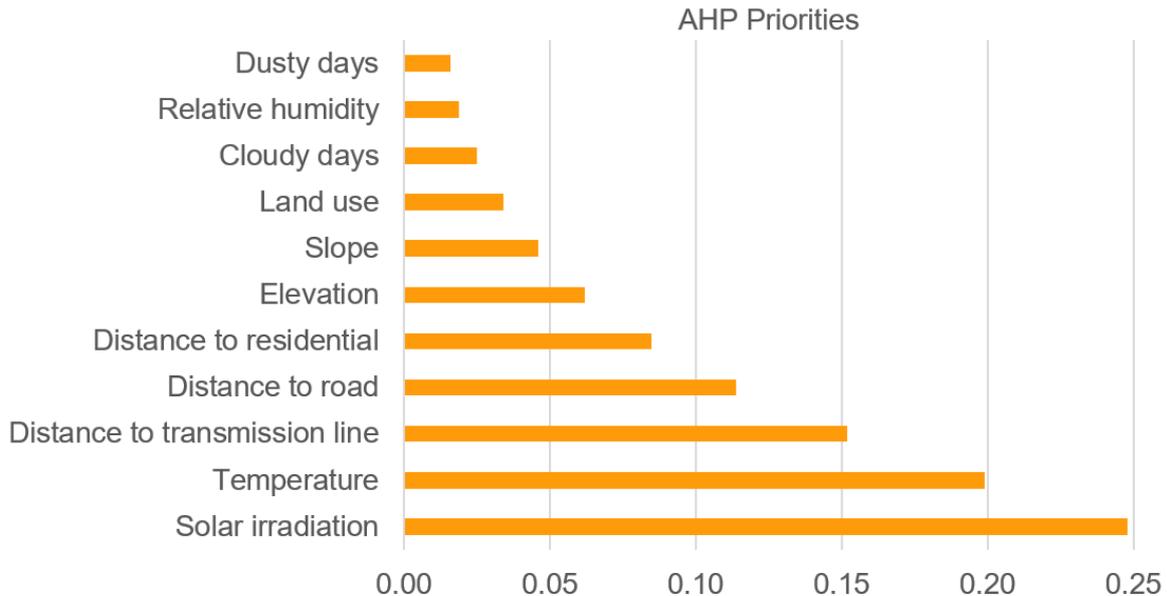


그림 3: 이란 남부에 태양광발전소의 최적 위치를 결정하기 위한 AHP 우선순위의 사례. 모든 우선순위의 합은 1이다. 문헌 [24].

2.3 정량적 방법 (CPN, RAM)

정량적 방법에는 시뮬레이션 및 결함수목분석(fault tree analysis: FTA)과 같은 수치 기반 기법을 사용하여 위험의 확률과 영향을 평가하는 것이 포함된다. 이 결과는 확인된 위험의 영향에 대한 정보를 제공하고 정량적 의사결정을 위해 경제와 재정 모델에 활용될 수 있는 숫자로 된 가치의 형태로 주어진 현실을 나타낸다.

2.3.1 비용 우선순위 번호 (CPN)

여기서는 원래 H2020 Solar Bankability Project 내에서의 태양광시스템을 위해 개발된 CPN 방법론이 논의된다 [9].

CPN은 FMEA가 정량적 재정 평가에 사용될 수 없다는 사실을 다루기 위해 2000년대 초에 개발되었다. 따라서 비용 기반(Cost-based)의 FMEA가 제안되었다. FMEA 커뮤니티는 이미 위험 우선순위 번호(RPN)를 개발하였다. "차세대 선형 충돌기(Next Linear Collider)"와 같은 대형 프로젝트의 전체 수명주기 분석 [25]을 설계하고 가격을 책정할 때, 전체 수명주기 비용에는 건설뿐만 아니라 O&M, 수리와 생산시간 손실 및 FMEA를 고려할 필요가 있었다 [26]. 2003년 [27]에 이것은 이전에 사용되었던 RPN의 확장으로서 비용 기반 FMEA [5]로 공식화되었다. 그리고 이후 몇 년 동안 공기업들이 많은 엔지니어링 분야에서 FMEA를 수명주기 비용 및 재정 의사결정에 연결하는데 도입하였는데, Kahrobaee 등의 연구를 포함하여 [29] 풍력 터빈시스템의 수명주기 비용 및 FMEA 분석에도 CPN이 도입되었다 [8] [28].



태양광시스템의 경우 CPN은 태양광 열화모드와 태양광발전소 운영의 성능을 손상시키는 다른 영향의 정확한 경제적 정량화를 가능하게 한다. 따라서 태양광발전소 프로젝트의 투자에 대한 위험 평가를 가능하게 하였다 [2]. 사용된 CPN 방법론은 성능 손실과 정지시간(downtime)과 같은 인자에 기초하여 태양광 프로젝트의 경제적 영향을 평가하였다. 따라서, 태양광 부문에 대한 비용 기반 불량모드와 영향분석 방법론이 CPN의 형태로 개발되었다. 초기 형태에서는 €/kWp/year로 나타낸 CPN 메트릭의 극한값을 계산하기 위해 이론적 시나리오를 사용하여 개발되었다(그림 4 참조). 따라서 태양광발전소 수명주기의 모든 단계(제품 시험부터 해체에 이르기까지)가 포함되었다. 이 방법론은 수집된 통계에 기초하여 예방 및 시정조치를 지원하는 비용 메트릭을 할당하여 기술적 위험과 그 경제적 영향을 확인하고 분류하는 데 도움이 되는데, 이는 이후 태양광발전소의 가용성과 성능에 대한 불량의 영향을 낮출 수 있다. 따라서, 불량 외관의 유사성과 심각성을 나타내는 지표를 나타내는 데이터베이스를 만들 수 있었다. 이러한 결과는 O&M 활동을 개선하는 데 사용될 수 있다.

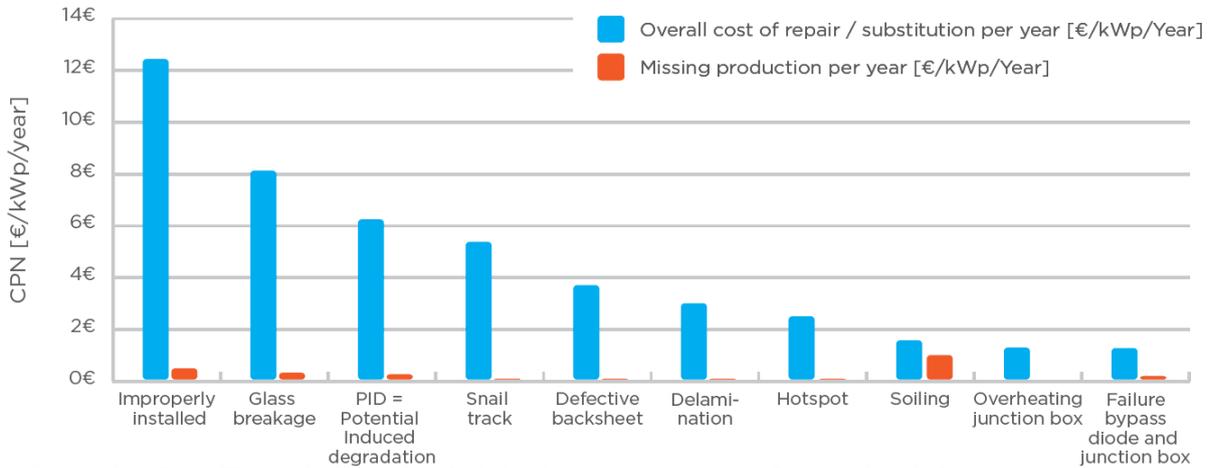


그림 4: 태양광모듈의 상위 10대 위험에 대한 CPN, 수리비용과 성능 손실 [30].

방법론의 중요한 개선은 개별 태양광시스템 성능 손상에 대한 현실적인 CPN 값을 계산하기 위한 모니터링 데이터의 통합이었다 [4]. 따라서 태양광발전소의 수명주기(20~25년)에서 단연코 가장 긴 운영 및 유지보수(O&M) 단계에 초점을 맞추고 있다. 실제 모니터링 데이터가 사용되었고 그리고 이론적 가정을 벗어나 방법론의 정확성을 높이기 위해 유지보수 티켓에서 정보를 추출하였다. 시스템 불량에 따른 성능 손상으로 인한 비용을 계산하기 위해, 정지시간은 2.1 장에서 정의한 시간 간격으로 구분된다 [20]. CPN 방법론에 따르면 특정 불량의 발생과 관련된 비용은 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$CPN [€/kWp/year] = C_{down} + C_{fix} \quad (2)$$

$$PR_{fail} [%] = PR_{start,mon} - PLR * (year_{fail} - year_{start,mon}) \quad (3)$$

$$Y_{loss} [kWh/kW_p] = H_{loss} * PR_{fail} \quad (4)$$

$$E_{loss_detection} = Y_{loss_detection} * P_0 * \left(\frac{n_{fail}}{n_{total}} \right) * CPL * M_1 \quad (5)$$

$$E_{loss_response} = Y_{loss_response} * P_0 * \left(\frac{n_{fail}}{n_{total}} \right) * CPL * M_1 \quad (6)$$

$$E_{loss_repair} = (Y_{loss_repair} - Y_{loss_shutdown}) * P_0 * \left(\frac{n_{fail}}{n_{total}} \right) * CPL * M_1 \quad (7)$$



$$E_{loss_shutdown} = Y_{loss_shutdown} \cdot P_0 \cdot \left(\frac{n_{fail}}{n_{total}} \right) \cdot M_2 \tag{8}$$

$$E_{lossTOTAL} [kWh] = E_{loss_detection} + E_{loss_response} + E_{loss_repair} + E_{loss_shutdown} \tag{9}$$

$$C_{down} [€/kW_p/year] = \frac{E_{lossTOTAL} * FIT}{P_0} \tag{10}$$

$$C_{fix} [€/kW_p/year] = \frac{(C_{det} + C_{rep/sub} + C_{trans} + C_{lab})n_{fail}}{P_0} \tag{11}$$

여기서

표 1: CPN 계산에 필요한 파라미터 정의.

PR_{fail}	불량이 발생할 때의 성능비 [%]	n_{fail}	영향을 받은 구성요소의 개수
$PR_{start,mon}$	1년간의 완전한 모니터링 데이터가 가용한 첫 번째 데이터로 계산한 연평균 성능비 [%]	n_{total}	구성요소의 전체 개수
PLR	적어도 2년간의 과거 데이터를 사용하여 계산한 성능 손실을 [%/year]	CPL	구성요소 출력손실 [%]
$year_{fail}$	불량이 발생한 연도	M_1	탐지, 대응과 수리 시간(운전 정지 시간 제외) 동안의 더 높은 구성요소 수준에서 문제를 야기하는 불량을 고려하기 위한 승수 [-]
$year_{start,mon}$	모니터링 데이터가 가용한 첫 번째 연도	M_2	운전정지 시간 동안의 더 높은 구성요소 수준에서 문제를 야기하는 불량을 고려하기 위한 승수 [-]
Y_{loss}	특정 수을 손실로 불량의 영향을 받지 않았을 경우에 플랜트가 생산할 수 있는 kW _p 당의 에너지 [kWh/kW _p]	FIT	발전차액 [€/kWh]
H_{loss}	조사량 손실로 어레이면(POA) 조사량의 합으로 계산 [kWh/m ²]	C_{labour}	인건비 [€]
$E_{loss_detection}$	탐지 동안의 에너지 손실 [kWh]	t_{repair}	수리 시간 [h]
$E_{loss_response}$	대응 동안의 에너지 손실 [kWh]	n_{ST}	수리 활동에 참여하는 현장 기술자의 수
E_{loss_repair}	수리 동안의 에너지 손실 [kWh]	C_{ST}	현장 기술자의 내부 비용(시간당 요율) [€/h]
$E_{loss_shutdown}$	운전 정지 동안의 에너지 손실 [kWh] 구성요소 출력손실(CPL)=100% 로 고려	C_{detect}	탐지 비용 [€/구성요소] 다양한 테크닉을 반영(육안검사, 열적 비정상 확인용의 IR, 출력의 이탈 확인용의 I-V 곡선 추적, 셀 균열 확인용의 EL 등)
$E_{lossTOTAL}$	전체 에너지 손실 [kWh]	C_{repair}	수리/대체 비용 [€/구성요소]
P_0	태양광 플랜트의 총 설치용량 [kW _p]	C_{transp}	수송 비용 [€/구성요소]

CPN은 정지 시간 동안의 생산 손실(C_{down})과 당면한 문제해결 관련 비용(C_{fix})의 두 가지 요소를 기반으로 경제적 영향을 평가한다.

C_{down} 은 불량 발생 시 성능손실률(PLR)의 포함을 통해 성능비(PR)를 평가함으로써 정확하게 결정된다. PLR은 이용 가능한 알고리즘의 비교 연구에 기초하여 선택된 [32] *LOESS(STL)*를 이용한 계절 추이 분해(*seasonal-trend decomposition using LOESS*) [31]를 사용해 계산된다 [31]. 이 방법은 시계열을 그 하위 부분으로 분해하고 PR 값의 장기적인 추이를 추출한다.



그런 다음 이 추이는 선형 회귀 분석을 하며 PLR은 연간 백분율로 표시된다. PLR을 포함시킴으로써 분석된 전체 기간에 대한 모든 티켓에 대해 고정 PR 값을 가정하는 대신 각 불량 발생 시간이 발생 시점에 대해 PR을 도출하였다.

초기 PR 계산의 경우, 발전소 시운전 직후 또는 모듈의 출력 산출량이 안정화된 몇 달 후에 계산한 PR을 출발점으로 사용하는 것이 바람직할 수 있다.

구성요소 출력손실(CPL)은 태양광발전소에서 영향을 받은 구성요소에 대한 출력손실을 정의한다. M_1 및 M_2 승수는 필요한 경우 더 높은 수준에 있는 구성요소가 고려되도록 보장한다. 예를 들어, 파손되거나 도난된 모듈은 전체 스트링의 성능에 영향을 미친다. 한번의 운전정지(shutdown)가 하나의 스트링뿐만 아니라, 예를 들어 모듈을 교체할 경우에는 꺼진 콤바이너 박스(combiner box)에 연결된 모든 스트링에까지 영향을 미치기 때문에 운전정지 M_2 로 분할하고 운전정지 시간 M_1 을 제외하는 것이 중요하다.

이 개발은 태양광시스템의 일반적인 성능 문제에 대한 명확한 정성적 이해뿐만 아니라 정량적 이해를 얻기 위해 태양광시스템 그룹의 시스템 모니터링 및 유지보수 티켓 데이터와 함께 사용하는 CPN 방법론을 자동화하기 위한 초석이다. 적용 사례는 4.1.1에 나와 있다.

2.3.2 신뢰성, 가용성과 유지보수성 (RAM) 분석

기술적 위험과 구성요소의 신뢰성은 동일한 샘플 공간을 포괄하는 한 상호 보완된다. 이러한 맥락에서 널리 사용되는 또 다른 정량화 방법은 신뢰성, 가용성 및 유지보수성(Reliability, Availability and Maintainability: RAM) 분석이다. RAM 분석은 상당한 성능 손실을 파악한 후 유지보수 전략에 대한 개선을 권고하는 것을 목표로 하고 있다. 이 상향식 접근방법에서는 개별 구성요소의 불량에 따른 영향을 판단하기 위해 신뢰성 블록 다이어그램(Reliability Block Diagram: RBD) 또는 결함수목분석(Fault Tree Analysis: FTA)을 권장한다(그림 5).

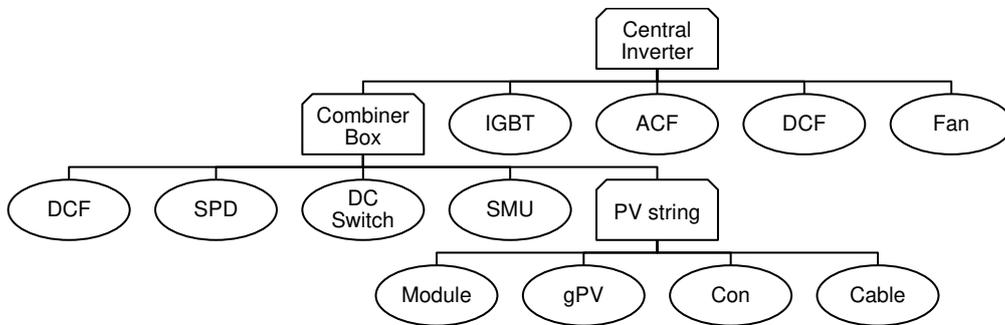
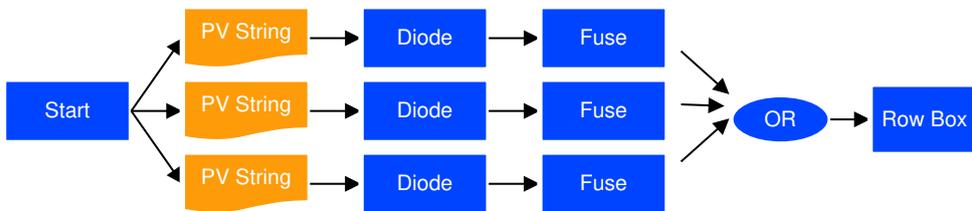


그림 5: 신뢰성 블록 다이어그램(RBD)(위)과 결함수목분석(FTA)(아래)의 사례. 문헌 [11]의 개조.



RAM 모델링에서 신뢰성 R은 시스템 혹은 구성요소가 주어진 시간 내에 적절하게 수행될 확률로 정의된다.

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t)dt \tag{12}$$

수명이 증가함에 따른 불량률의 확률밀도함수(probability density function: PDF) f(t) 는 지수, 정규, Weibull 또는 로그 정규분포로 나타낸다. Weibull 분포는 광범위한 불량모드와 메커니즘에 적용될 수 있다. 정규분포는 베어링 또는 모터와 같은 마모 메커니즘을 가진 아이템용으로 선호된다. [33]에서 도출한 다양한 구성요소에 대한 최적 PDF는 표 2와 같다.

표 2: 문헌 [33]의 내용을 개조한 태양광발전소 구성요소에 대한 최적 PDF.

구성요소	PDF
태양광모듈	지수 Exponential
바이패스 다이오드	Weibull
DC 스위치	로그 정규(Lognormal)
AC 스위치	Weibull
AC 차단기(circuit breaker)	Weibull
커넥터(Connector)	지수
인버터(Inverter)	로그 정규 Lognormal

불량률 λ 는 구성요소 불량률의 빈도이다. 하나의 구성요소의 불량률에 이르기까지 평균 시간(mean time to failure: MTTF)은 수리가 가능하지 않은 아이템의 기대 수명을 정의한다.

$$\lambda = \frac{f(t)}{R(t)} \tag{13}$$

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t)dt \tag{14}$$

가용성(availability: A)은 발전소가 성공적으로 작동된 시간의 백분율로 정의된다. A는 MTTF를 총 작동 시간으로 나눈 값이며 다음과 같이 MTTF와 평균 작동 중단 시간(Mean Down Time: MDT)으로 계산될 수 있다.

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MDT} \tag{15}$$

문헌 [33], [11] 및 [34]에서 RAM 분석은 25년 동안 태양광시스템 운영의 실제 데이터와 함께 문헌에서 가져온 불량률을 기반으로 수행되었다. 신뢰성 분석에 의하면 태양광모듈의 예상 수명은 44년을 기록하는 반면 주변장치(balance of system: BOS)와 인버터의 기대 수명은 각각 19년과 8년이다 [33]. 문헌 [11]에서 스트링 인버터의 신뢰도는 8년(구형 기기)에서 25년(최신 인버터) 사이이다. 관련된 신뢰성(20년 후), 가용성과 에너지 손실은 표 3에 제시되어 있다.



표 3: 15.3 MW 태양광발전소의 RAM 분석 결과. 문헌 [11]의 내용을 개조.

구성요소	신뢰성 (20 년 후)	가용성	에너지 손실 [MWh]
태양광 스트링	88.7%	99.85%	805
컴바이너 박스	14.4%	99.69%	1656
인버터	0.1%	99.42%	2842
트랜스포머	55.6%	99.50%	2601

2.4 위험 완화대책

기술적 위험, 신뢰성과 가용성이 일단 결정되면 관련 에너지 손실을 줄이기 위해 완화 조치(mitigation measures: MM)를 할당할 수 있다. Jahn 등은 태양광기술 위험관리를 위한 8가지 일반적인 완화 조치를 확인하였다 [3].

- 태양광모듈이나 인버터와 같은 중요한 발전소 구성요소의 **구성요소 시험**. 시험은 제조업체자가 공장에서 수행하거나 인증된 실험실에서의 독립된 시험 또는 태양광 발전소 현장에서의 시험으로 수행될 수 있다.
- **설계검토**와 건설 모니터링을 통해 잘못된 태양광발전소 설계 및 부실한 태양광 시공 기술로 인한 문제를 파악할 수 있다.
- **EPC 자격**은 특정 기술 자격 전제 조건 또는 현장 근로자의 정기적인 교육을 요구함으로써 현장 근로자의 역량을 보장하는 데 초점을 맞춘다.
- 조기 결함 탐지와 진단을 위한 **첨단 감시시스템 시행**
- 발전소 차원의 경보 및 통지를 모니터링하기 위한 **기본 감시시스템의 사용**
- 일반적으로 육안으로 볼 수 없는 결함을 탐지하기 위한 **고급검사**(예: 적외선 서모그래피 촬영 또는 전계발광 이미징)
- 태양광발전소 구성요소의 가시적인 변화를 확인하기 위한 **육안검사**
- **예비 부품관리**를 통해 구성요소 수리 또는 교체 중 정지시간의 비용을 최소화한다.

이러한 완화조치는 두 가지 주요 범주로 그룹화할 수 있다. 불량이 발생하지 않도록 사전에 예방조치를 취한다. 이 범주에 속하는 완화조치는 구성요소 시험, 설계검토, 시공 모니터링 및 EPC 자격인정이다. 시정조치는 불량이 이미 발생한 경우 더 큰 손실과 비용을 줄이는 것을 목표로 하는 완화조치이다. 태양광모듈의 오염 손실을 최소화하기 위한 청소 전략은 문헌 [18]에 설명되어 있다. 다음의 고급 검사방법은 문헌 [35]에 상세히 소개되어 있다.

- 태양광 어레이의 드론 장착 전계발광 및 적외선 이미징
- 태양광 스트링과 모듈의 주간 I-V 측정
- 이동식 태양광 테스트 센터를 통한 태양광모듈 특성 측정
- 태양광 스트링과 모듈의 암상태 I-V 측정
- 태양광 스트링용 발전소 테스트 차량
- 태양광 스트링의 전기 임피던스 분광법
- 주간의 전계발광 이미징
- 자외선 형광 이미징
- 태양광모듈의 고급 옥외 광루미네선스 이미징
- 폴리머 소재의 분광법



2.5 모범사례, 한계와 문제

개인의 목적에 가장 좋은 방법을 선택하는 것은 하찮은 일이 아니다. 제시된 방법의 장점과 단점은 인자의 성숙도 수준과 데이터 가용성을 고려하여 실증되며 그림 6에 제시되어 있다.

FMEA는 사건의 발생과 심각성을 정의하는 전문가의 의견에 기초한다. FMEA 내 순위는 주관적이며 예를 들어 재정 모델 내에서와 같이 RPN의 향후 사용은 제한적이다. 이는 보통 프로젝트의 초기 단계에서 새로운 제품이나 전략이 이행될 때 적용된다. 운영 데이터가 제한적이고 충분한 사전 경험이 없는 미성숙 기술에 가장 적합하다.

MCDA는 대안적 행동방침의 성과를 평가한다. 그 강점은 주관적 정보와 객관적 정보를 모두 포착할 수 있는 능력이지만 가중치와 값은 추정하기 어렵고 극단적인 값으로 인해 왜곡된 결과로 이어질 수 있다. 운영 데이터와 충분한 사전 경험이 있는 성숙도가 비교적 낮은 수준의 기술에 가장 적합하다.

CPN은 성능 감소와 정지시간과 같은 인자를 바탕으로 하는 경제적 영향을 평가한다. 통계학적 분석과 실시간 데이터를 기반으로 하며 단일 태양광발전소 또는 대규모 태양광발전소 포트폴리오에 적용할 수 있다. 운영 데이터와 충분한 사전 경험이 있는 성숙도 높은 기술에 가장 적합하다.

RAM 분석은 가용성의 손실 또는 에너지 수율을 제한하는 문제의 중요한 원인을 찾는다. 프로젝트 초기 단계에서 시작되며 프로젝트가 진행됨에 따라 검토 및 업데이트될 수 있다. 성숙한 기술에 가장 적합하지만 최근 설치된 태양광발전소와 같이 운영 데이터가 제한적이고 충분한 사전 경험을 이용할 수 없는 경우에 적합하다.

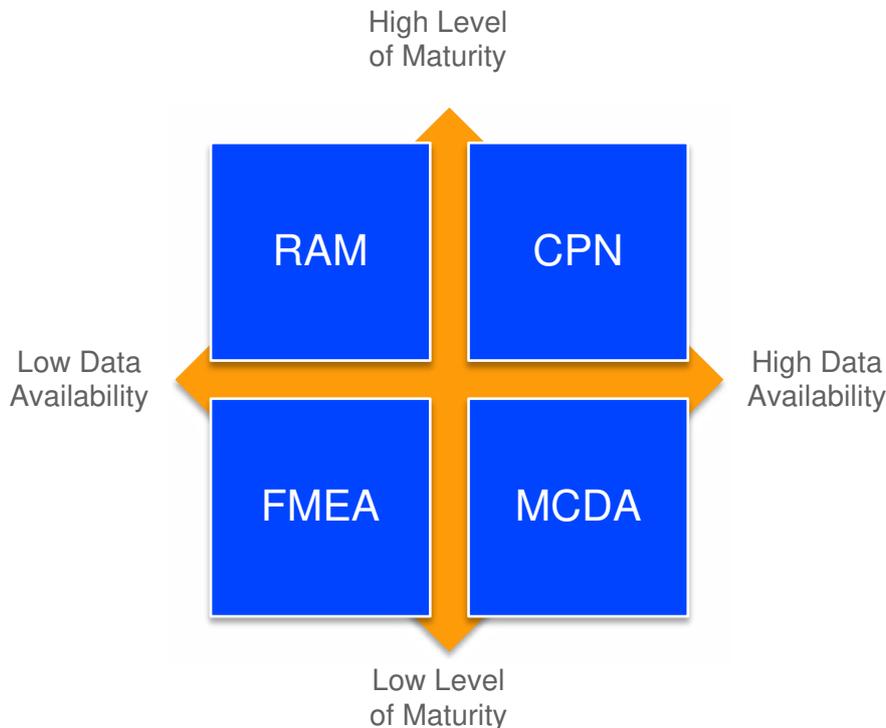


그림 6: 구동 인자(driving-factors)를 토대로 나타낸 방법의 선택 가이드: 데이터 가용성과 기술 성숙도의 수준.



3 위험 데이터베이스

PMBOK(Project Management Body of Knowledge) 가이드에 따르면, 위험 데이터베이스(risk database: RDB)는 확인된 위험과 관련된 모든 정보의 중앙 저장소이다 [17]. 기술적 위험의 관점에서 RDB는 영향을 받는 구성요소의 범위, 그 원인과 결과, 불량률, 발생 확률, KPI에 대한 영향 및 권장되는 제어와 완화조치의 설명을 제공한다. 프로젝트의 모든 단계에 걸쳐 발전적인 데이터 허브로 업데이트되고 유지되어야 한다. 이 장에서는 주요 기술적 위험을 찾고, 가장 중요한 위험 파라미터를 정의하며, 이러한 불량, 손실 및 발생 데이터를 수집하는 체계적인 접근방식을 소개한다.

3.1 태양광 불량 팩트시트 (PVFS)

태양광 불량 팩트시트(PV failure fact sheets: PVFS, 부록 1)는 단일 불량률의 가장 중요한 측면 중 일부를 요약한 것이다. 이러한 PVFS의 제공 대상은 태양광 설계자, 설치자, 투자자, 독립 전문가 및 보험 회사이며, 그리고 불량률에 대한 간략한 설명, 이러한 불량률에 개입하거나 예방하는 방법에 대한 위험의 추정 및 제안에 관심이 있는 모든 사람들이다.

불량시트는 불량률의 이론적 배경과 그 탐지를 심화시키는 것을 목표로 하지는 않지만, 수많은 IEA PVPS Task 13 기술 보고서 [1] [16] [18] [36] [35]와 표 4에 있는 PVFS의 준비에 사용된 참조 문서 [37] [39] [42] [44] [45] [46] [47]에 기술된 주요 측면을 요약하는 것을 목표로 한다. 불량시트는 불량률이 발생한 구성요소에 따라 다르다.

3.1.1 PVFS 구조

PVFS의 형식은 H2020 Solar Bankability 프로젝트에 제시된 불량률 기술을 토대로 한다 [9]. 하나의 불량률의 심각성 추정을 위한 등급 시스템이 여기에 사용되는데, 이는 Sinclairs가 제안한 등급 시스템 [37]의 이행을 통해 IEA PVPS Task 13 [16] 내에서 제안된 접근방식을 단순화한 것이다. 서로 다른 불량률 사이의 상관관계는 본문에서 굵은 글자를 사용하여 강조한다. 각 PVFS는 1~3 페이지로 구성되어 있다. 첫 번째 페이지는 설명 페이지이고 나머지 페이지는 그림, 범례 및 심각성에 대한 추정으로 구성된 사례를 포함한다. 첫 번째 페이지는 다음과 같이 구성되어 있다.

구성요소 (component)

태양광시스템 구성요소는 다음과 같이 나뉜다:

- (1) 태양광모듈 (정선박스 포함)
- (2) 케이블과 상호연결기 (모듈, 스트링과 컴바이너 박스 수준에서)
- (3) 장착 (구조, 클램프와 나사)
- (4) 인버터

결함 (defect)

불량/결함을 설명하는 약식 이름 (short name).

외관 (Appearance)

결함의 겉모습에 대한 설명.



표 2: 태양광 PVFS 의 목록.

번호	구성요소	불량의 이름
1-1	태양광모듈	셀 균열
1-2	태양광모듈	봉지재 혹은 백시트의 변색
1-3	태양광모듈	프론트 박리
1-4	태양광모듈	백시트 박리
1-5	태양광모듈	백시트 균열
1-6	태양광모듈	백시트 초킹 (백화)
1-7	태양광모듈	탄자국
1-8	태양광모듈	유리 파손
1-9	태양광모듈	셀 상호연결 불량
1-10	태양광모듈	퍼텐셜 유도 열화 (PID)
1-11	태양광모듈	금속전극 변색/부식
1-12	태양광모듈	유리 부식 혹은 마모
1-13	태양광모듈	결함 혹은 분리된 정선박스
1-14	태양광모듈	정선박스 상호연결 불량
1-15	태양광모듈	없어진 혹은 불충분한 바이패스 다이오드 보호
1-16	태양광모듈	부적합 출력등급
1-17	태양광모듈	결정질실리콘 모듈에서 광유도 열화
1-18	태양광모듈	절연 불량
1-19	태양광모듈	핫스팟 (열패턴)
1-20	태양광모듈	오염
2-1	케이블과 상호연결기	DC 커넥터 미스매치
2-2	케이블과 상호연결기	결함 있는 DC 커넥터/케이블
2-3	케이블과 상호연결기	절연 불량
2-4	케이블과 상호연결기	컴바이너 박스내의 열 손상
3-1	장착	잘못된 모듈 클램핑
3-2	장착	부적절한/결함 있는 장착 구조
3-3	장착	모듈 음영
4-1	인버터	과열 (온도 하락: temperature derating)
4-2	인버터	부정확한 설치
4-3	인버터	완전한 불량 (작동 없음)

위 목록은 완전하지도 업데이트 된 것도 아니다. 모든 PVFS 를 가진 완전한 목록은 문헌 [48]에서 다운 받을 수 있다.



탐지 (Detection)

불량을 탐지하는 데 사용될 수 있는 방법에 대한 설명이다. 괄호 안에 있는 탐지 방법은 불량을 절대적인 확실성으로 탐지하지 못하거나 다른 방법 외에도 사용할 수 있는 이차적인 방법이다. 다음과 같은 약어가 사용된다.

표 3: 탐지 방법 관련 약어.

약어	탐지 방법
VI	육안검사 (Visual inspection)
IRT	적외선 서모그래피 (Infrared thermography)
EL	전계발광 (Electroluminescence)
IV	주간 I-V 측정 (Daylight I-V measurement)
UV	자외선 형광 (UV fluorescence)
STM	시그널 전송 방법 (Signal transmission method)
MON	데이터 모니터링 (Data monitoring)
dIV	암상태 I-V 측정 (Dark I-V measurement)
BYT	바이패스 다이오드 시험 (Bypass diode testing)
VOC	개방전압 측정 (V_{oc} measurement)
INS	절연 시험 (Insulation testing)

근원 (Origin)

불량과 그 주요 원인 및 근원에 대해 설명한다(1. 소재와 생산, 2. 수송과 설치, 3. 작동과 유지보수).

영향 (Impact)

구성요소와 시스템의 안전, 성능, 신뢰성에 미치는 영향 및 심각성을 설명한다. 모든 불량에 대해 안전(safety)과 성능(performance)에 대한 가능한 등급의 범위가 주어진다.

태양광모듈을 적용하거나 혹은 모듈로 작업하거나 단순히 태양광모듈을 통과하는 사람을 위험에 빠뜨릴 때의 불량이 안전 불량으로 정의된다. 그림 7에는 세 가지 범주가 정의되어 있다.

안전 범주	설명
	불량이 안전에 대해 영향이 없다.
	후속 불량이나 이차적인 불량이 일어나면 불량이 화재 (f), 전기적 쇼크 (e) 혹은 물리적 위험 (m)을 야기할 수 있다.
	불량이 직접적으로 화재 (f), 전기적 쇼크 (e) 혹은 물리적 위험 (m)을 야기할 수 있다.

그림 7: 안전 범주



불량이 시스템의 성능이나 신뢰성에 영향을 미치면 이는 성능 불량으로 정의된다. 5 개의 범주가 그림 8에 정의되어 있는데, 1 (심각성 낮음)부터 5 (심각성 높음)까지이다.

성능 범주	설명
	결함(defect)이 성능에 대해 직접적인 영향이 없다.
	결함(defect)이 성능에 대해 약간의(minor) 영향이 있다.
	결함(defect)이 성능에 대해 보통의(moderate) 영향이 있다.
	결함(defect)이 성능에 대해 높은 영향이 있다.
	결함(defect)이 성능에 대해 치명적인 영향이 있다..

그림 8: 성능 범주

각 범주에 대해 예상 손실은 구성요소 수준에서 완화대책이 이행되지 않을 때 추정된다. 탐지 한계 미만 (<2~3%) 의 출력 열화 대비 0%에서 보증범위 내 출력 열화 (<0.7~1%/년) 및 보증범위를 벗어나는 출력 열화 (>0.7~1%/년) 그리고 치명적인 출력 열화 (>3%/년) 까지의 범위에 이른다.

완화 (Mitigation)

불량 발견 시 단기 및 중기적으로 실시하여야 할 시정조치와 시작부터 불량 발생을 방지하기 위한 예방조치를 기술한다. 예방조치는 소규모 주택용 시스템에 대한 최소 요건과 대규모 시스템에 대한 선택적 조치를 나타내는 권장조치로 구분된다.

불량 시 개입에 대한 일반적인 규칙은: 적색으로 나타난 직접적인 안전 위험 또는 성능 심각도가 5인 모든 구성요소를 교체 또는 수리해야 한다. 정기검사를 수행하여 교체 혹은 수리되지 않은 구성요소의 상태를 모니터링해야 한다.

3.1.2 PVFS 사례: 프론트 박리

봉지재의 박리 FS1-3: 여기서는 불량시트(FS) 구조와 등급 시스템을 추가 설명하기 위하여 프론트 박리(Front delamination)를 사례로 들었다.



Component Defect	Module Front delamination	PVFS 1-3	
Appearance	Any local separation of the layers between (i) the front glass and the encapsulant or (ii) the cell and the encapsulant, visible as bubbles or as bright, milky area/s. It may appear continuous or in spots. The position and size of the delamination or bubble depends on the origin and progress of the failure.		
Detection	VI, (INS)		
Origin	The adhesion between the glass, encapsulant, active layers, and back layers can be compromised for many reasons. Typically, it is caused by the manufacturing process (e.g. poor cross linking of EVA, too short lamination times, too high pressure in the laminator, contaminations, improper cleaning of the glass, incompatibility of EVA with soldering flux, inadequate storage of the raw material) or environmental factors (e.g. thermal stresses, external mechanical stresses, UV). Delamination is generally followed by moisture ingress and corrosion . It is therefore more frequent and severe under hot and humid conditions.		
	Production <input checked="" type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input checked="" type="checkbox"/>
Impact	Delamination or bubbles do not automatically pose a safety issue, but they can result in reduced insulation of the component and increased safety risk when they form a continuous path between electric circuit and the edge due to possible water ingress. Moisture in the module will decrease performance due to an increase of series resistance, affect long term reliability and in some cases also the structural integrity of the module. Moreover, delamination at interfaces in the optical path will result in additional optical reflection and subsequent decrease in current. This can be the origin of current mismatch. If the mismatch is significant, it will trigger the bypass diode and cause further power loss. The inverter might also shut down due to leakage current's leading to a further performance loss. Manufacturing related delamination issues often affects a relevant percentage of modules within the same production batch and consequentially has a big impact on system performance.		
	Safety:	Performance:	
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	Modules with a direct safety risk or a severity of 5 should be replaced. Regular inspections should be done to monitor the status of the not replaced modules. In case of individual module testing all modules which failed the insulation and/or wet-leakage test should be replaced.	Check validity of IEC 61215 certification and BOM, ground fault detection by inverter or other devices at all time.	Extended testing (e.g. damp heat), pre-shipment inspections (e.g. cross linking level of EVA) regular visual system inspections.

그림 9: 일반적인 정보를 가진 PVFS 사례의 첫 페이지.



EXAMPLES (page1)				PVFS 1-3			
Examples							
1.3.1 Encapsulant delamination in uncritical position. [SUFS]				1.3.2 Encapsulant delamination from cell caused by production process. [SUFS]			
1.3.3 Encapsulant delamination from cell along grid fingers and bus bar. [5]							
Severity							
Examples							
1.3.4 Encapsulant delamination from glass (spotted due to glass texture) along the bus bars. [4]				1.3.5 Encapsulant delamination along a cell crack. [14] (see also PVFS 1-1)			
1.3.6 Encapsulant delamination near cell edges in combination with cell browning. [5]							
Severity							
Examples							
1.3.7 Delamination in front of cell in the centre of the module. [7] (see also FS 1-2)				1.3.8 Delamination at module invert connections of a glass/glass module (junction box). [SUFS]			
1.3.9 Delamination at cell edges. [1]							
Severity							

EXAMPLES (page2)				PVFS 1-3			
Examples							
1.3.10 Encapsulant delamination at borders. [4]				1.3.11 Encapsulant delamination along a bus-bar in a cell close to the module edge. [7]			
1.3.12 Encapsulant delamination from glass (spotted due to glass texture) at the edge of the cell. [4]							
Severity							
Examples							
1.3.13 Delamination creating a continuous path between electric circuit and the edge. [7]				1.3.14 Delamination with corrosion. [2] (see also FS1-11)			
1.3.15 Delamination caused by detachment of backsheet with exposure of encapsulant from the back. [SUFS]							
Severity							

그림 10: PVFS의 나머지 페이지는 사진, 범례와 그 심각성 추정으로 구성된 사례를 포함하고 있다.

시트의 첫 번째 섹션은 외관과 특정 불량을 알아보는 방법 및 사용 가능한 탐지 방법에 대해 설명한다. 박리는 일반적으로 전면에서 모듈의 육안검사(VI)를 통해 쉽게 탐지될 수 있다. 절연측정(INS)은 심각한 박리 현상을 암시할 수 있지만 조기 박리 현상을 탐지하는 첫 번째 방법은 아닌데, 이를 괄호로 묶은 이유이다.

두 번째 섹션은 태양광시스템 불량의 근원 또는 수명기간 중 어떤 단계에서 불량이 발생하는지와 주요 원인이 무엇인지 설명한다. 박리 문제는 주로 원소재의 품질, 제조 공정 및/또는 작동 수명기간 동안 모듈이 노출되는 환경 인자에 기인한다. 수송과 설치에 어떤 박리 문제도 일으키지 않는다.

세 번째 섹션은 불량이 구성요소와 태양광시스템의 안전과 성능에 미치는 영향을 설명한다. 심각성 등급에 대한 일반적인 설명은 그림 7과 그림 8에 제시되어 있다. 첫 페이지의 심각성 등급은 현장에서 관찰할 수 있는 가능한 등급의 전체 범위와 불량이 태양광시스템의 전체 수명에 걸쳐 어떻게 진화할 수 있는지를 제공한다. 대신에, 사례에서의 등급은 특정 시간에 특정 경우에서 불량의 중대성에 대한 짧은 정보를 제공한다. 사진은 문헌이나 사례 연구에서 가져온 것으로, 상황에 대한 부분적인 그림만 제공하는데, 여기서는 영향의 잠재적인 수준을 설명하는 데 사용된다.

포팅(potting) 소재의 박리 현상이 자동적으로 안전상의 위험을 초래하지는 않는다. 따라서 이는 종종 중요하지 않은 것으로 평가되지만(부록 1의 사례 1.3.1-1.3.7, 1.3.10 및 1.3.11 참조), 불량의 전파에 따라 더 심각한 안전 불량으로 발전할 수 있다. 전기회로와 모듈 가장자리 사이에 연속되는 경로를 생성될 때 (사례 1.3.13-1.3.15 참조), 박리는 감전의 직접적인 위험이 있는 누설 전류로 이어지거나 박리의 진전 및/또는 수분 침투로 인해



위험이 이후에 발생할 수 있다. 특히 원래의 박리가 모듈의 가장자리나 정션박스에 가까울 때 또는 넓게 확장된 영역을 넘어갈 때 (사례 1.3.8-1.3.12 참조) 그러하다. 박리 문제를 가진 모듈의 **성능손실 위험**은 1부터 5까지 범위이다. 셀 위의 매우 작은 영역 혹은 셀 외부에 있거나 다른 불량과 결합되지 않은 박리는, (1) 탐지 한계 미만의 경미한 출력손실, (2) 시간이 지남에 따라 불량이 증가하지 않는 경우 (사례 1.3.1-1.3.4, 1.3.8, 1.3.10, 1.3.11 참조)는 영향이 없는 것으로 분류된다. 박리 영역이 점점 커지거나 (사례 1.3.7 및 1.3.9 참조) 또는 수분 침투 (사례 1.3.14 참조)나 절연 불량 (사례 1.3.13 참조) 같은 후속 불량과 결합하여 발생할 때는 심각성이 2~4의 범위가 된다. 그리고 봉지재나 백시트의 변색 (황변 혹은 갈변) (사례 1.3.6, 1.3.7, 1.3.13 참조) 또는 셀의 균열 (사례 1.3.5 참조) 같은 이차 불량과 결합되어 일어날 때도 증가한다. 셀 미스매치가 너무 커서 하나 이상의 바이패스 다이오드가 활성화될 때 치명적인 성능손실 단계 5에 이르게 된다 (사례 1.3.13 및 1.3.14 참조).

마지막 섹션에서는 완화조치에 대해 설명한다. 박리의 경우에는, 전기 안전 또는 절연 저항을 더 이상 보장하지 않거나 활성 바이패스 다이오드가 없는 모든 모듈을 교체해야 한다. 박리 현상이 경미한 교체되지 않은 모듈은 정기적인 육안검사나 접지 사고 탐지를 통해 모니터링해야 한다. 기본적인 예방조치는 인증을 받고 시험을 받은 제품만을 선택하는 것이다. 대규모 시스템의 경우에는 정기적인 시스템 검사가 권장된다.

3.2 태양광 불량 열화시트 (PVDS)

PVFS 수집 외에도, 여기에서는 Koentges 등이 개발한 "태양광 불량 열화시트(PV Failure Degradation Sheet: PVDS)" 설문조사의 통계학적인 위험 데이터에 대한 업데이트가 제공되어 있다 [1]. 이는 훨씬 더 상세한 측정 입력 데이터를 필요로 하지만 불량 유형에 기반하여 태양광시스템의 열화율과 출력손실에 대한 통계학적 데이터를 생성할 수 있다. PVDS의 요구사항이 높기 때문에 훨씬 적은 입력 데이터가 수집될 수 있다. 아래에서는 수집된 데이터, 데이터의 분석 방법 및 분석 결과를 소개한다.

3.2.1 PVDS의 개요

불량 데이터는 엑셀 시트로 수집되어 시스템 소유자, 전문 설치자 또는 제조업체에게 전송된다. 일부 데이터는 과학 출판물이나 오스트레일리아 인터넷 설문조사에 의해 수집되기도 한다. 설문조사 구조는 IEA PVPS TASK 13 보고서 "현장에서의 태양광모듈 불량 평가(Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field)" 에 처음으로 소개된 것으로 그림 11과 같다. 일반 설문조사와 그에 대한 설명은 문헌으로부터 다운로드 받을 수 있다 [49] [47]. 설문조사는 3.1장에 설명된 바와 같이 시스템 구성요소로 구성된다. 모든 시스템 구성요소에는 미리 정의된 다양한 불량이 있을 수 있다. 각 불량에 대해 출력손실과 안전 불량이 주어질 수 있다. 또한 각 시스템에 대해 Koeppen-Geiger 기후대(climate zone)를 선택해야 한다. Koeppen-Geiger 기후대는 기후 변화가 진행되는 동안 변화한다. 1976~2000년 동안 Rubel이 계산한 Koeppen-Geiger 지도를 분류 등급으로 사용하였다 [50].

문헌 [1]에서 처음 소개된 설문조사 구조와 비교하여 태양광모듈에 대해 LID/LeTID 열화와 퍼텐셜 유도 열화라는 두 가지 새로운 불량 범주를 추가하였다 [51]. 게다가, 하나를 사용한 첫 버전에 비해 모두 설문조사에 Koeppen-Geiger 분류의 세 글자를 추가할 수 있게 되었다. "Geo data"를 "Koeppen-Geiger 기후대"로 변환하는 도구[52]는 세계의 각 위치에 대한 정확한 분류를 찾는 데 도움이 된다.



PV system basics		Goal of this survey	How to start ?	Other questions
System ID:	iterator i counts System IDs	PV module type		
Source of data		Inverter type		
Country		Mounting system type		
Climate zone		Grounding of substructure & module frames/conductor		
Special stress		Other system component		
Kind of system		Nominal system power	[kW]	P_i
Orientation		Date of system start	[MM/YYYY]	$T_{a,i}$
Inclination		Date of failure documented here	[MM/YYYY]	$T_{b,i}$
Comment if a field is orange				

Integral data						
Total system power loss [%]	Following failure specifications are based on investigated percentage of					Comment
	Inverter [%]	Cable and interconnector [%]	PV module [%]	Mounting [%]	Other [%]	
			y_i			

Failure specification for	$z_{i,x,1}$ % of the system		k=1			
	Failure 1 specification	Power loss 1 [%]	Failure 2 specification	Power loss 2 [%]	Safety failure 1	Safety failure 2
Inverter	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Cable and interconnector	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
PV module	x	$\Delta P_{i,x,1}$	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Mounting	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Other system component						
Comment if a field is orange						

그림 11: 불량 수집용 PVDS 엑셀 시트의 위 부분. 필드에서의 심벌은 열화 값의 계산에 필요한 데이터의 출처를 나타낸다. 명확성을 기하기 위해 여기서는 모듈 불량률의 평가에 대해서만 보여준다.

3.2.2 통계학적 평가의 개요

기본적인 열화 값의 계산은 문헌 [15]에 기술한 바와 같이 이루어진다. 표 6은 계산된 모든 기본 열화 값과 입력 변수들이다. 그림 11은 엑셀 시트에 있는 데이터 해당 값의 출처를 보여준다.

표 4: PVDS 설문조사 입력 값으로부터 열화 값의 설명과 계산.

값의 설명	심벌	단위	값의 계산 혹은 출처
데이터 번호	i		익명화된 데이터 반복 번호 "System ID"
시스템 i에서 시스템 부분 k의 불량 명세	k		데이터시트에는 불량을 명시할 수 있는 5개의 섹션이 있음. "k"는 섹션의 반복 번호.
불량 유형	x		데이터 "Failure specification"
시스템 i의 공칭출력	P_i	kW _p	데이터 "Nominal system power"
시스템 부분 k에서 불량 x가 시스템 i에 미친 영향	$z_{i,x,k}$	전체 공칭 시스템 출력의 백분율 %	시스템 i의 시스템 부분 k에서 데이터 "Failure specification for" _% "of the system"
불량 x가 시스템 i의 부분에 미친 영향	$z_{i,x}$	전체 공칭 시스템 출력의 백분율 %	$z_{i,x} = \sum z_{i,x,k}$ 불량 x에 들어가는 모든 k 섹션의 합계



불량의 분석 대상이 된 시스템 i의 시스템 부분. 시스템 부분들은 시스템 구성요소들로, 인버터, 케이블과 상호연결기, 태양광모듈과 다른 시스템 구성요소	y_i	전체 공칭 시스템 출력의 백분율 %	각 시스템 구성요소에 대해 "Following failure specifications are based on investigated percentage of" 에 주어진 데이터
시스템 i의 시스템 부분 k에서 명시된 불량 x에 의한 출력손실	$\Delta P_{i,x,k}$	공칭 구성요소 출력의 백분율 %	시스템 i의 시스템 부분 k에서 불량 x에 의한 데이터 "Power loss 1" 혹은 "Power loss 2"
불량 기록 날짜	$T_{b,i}$	날짜	데이터 "Date of failure documented here"
시스템 작동 시작 날짜	$T_{a,i}$	날짜	데이터 "Date of system start"
설문조사에서 x 유형 불량의 개수.	n_x		n_x 설문조사에서 불량 x를 가진 시스템의 총계
시스템 i에서 명시된 불량 x에 의한 평균 출력손실	Δi_x	조사된 시스템 부분 공칭 출력의 백분율 %	$\Delta i_x = \sum \Delta P_{i,x,k} z_{i,x,k} / \bar{z}_x$ 불량 x에 의한 데이터셋 i에서 모든 부분 k에 대한 합계
데이터 세트 i의 특정 모듈 불량 유형 x의 열화율	$d_{i,x}$	조사된 시스템 부분 공칭 출력의 백분율 %	$d_{i,x} = \Delta i_x / (\tau_{b,i} - \tau_{a,i})$
데이터 세트 i의 불량 유형 x로 인한 전체 시스템의 열화율. 시스템의 조사된 부분이 전체 시스템을 대표한다고 예상한다.	$\delta_{i,x}$	조사된 시스템 공칭 출력의 백분율 %	$\delta_{i,x} = d_{i,x} \bar{z}_{i,x} / y_i$
특정 모듈 불량 유형 x의 평균 열화율	d^-_x	조사된 시스템 부분 공칭 출력의 백분율 %	$d^-_x = \sum d_{i,x} / n_x$
전체 데이터 세트나 데이터 세트의 특정 부분에서 (예, 하나의 기후대에 한정된) 불량 유형 x를 가진 데이터 세트 i의 개수	n_x		$n_x = \sum f(i,x)$ 데이터셋이 기록된 불량 x를 가지면 $f(i,x)=1$, 그렇지 않으면 $f(i,x)=0$
불량 유형 x로 인한 전체 시스템의 평균 열화율	δ^-_x	조사된 시스템 공칭 출력의 백분율 %	$\delta^-_x = \sum \delta_{i,x} / n_x$



시스템 i의 갑작스런 이벤트 후에 출력손실에 의한 영향을 받은 조사된 시스템 출력 $p_{i,x}$ 의 백분율. 시스템의 조사된 부분이 전체 시스템을 대표한다고 예상한다.	$p_{i,x}$	전체 시스템 백분율에 동등한 조사된 시스템의 백분율 %	$p_{i,x} = z_{i,x} / y_i$
조사된 시스템 출력 대비 출력손실. 시스템의 조사된 부분이 전체 시스템을 대표한다고 예상한다.	$\pi_{i,x}$	전체 시스템 출력 백분율 %에 동등한 조사된 시스템 출력의 백분율 %	$\pi_{i,x} = \Delta_{i,x} p_{i,x}$

불량 날짜의 평가는 몇 가지 가정을 기반으로 한다. 데이터베이스에 하나의 불량을 기록한 사람이 태양광시스템의 대표적인 부분을 분석했다고 가정한다. 따라서, 우리는 조사 시스템 부분 (y)의 불량 영향 x 를 전체 시스템 (p)에 추정할 수 있다고 가정한다. 데이터는 데이터베이스에 월별로 나뉘어 저장된다. 분석은 연간으로 나뉘어 이루어진다. 시스템 출력 생산의 첫 해에 발생한 불량은 다음 작동 연도에 대해 1년 등으로 분류된다. 우리는 시간에 따른 불량 대부분의 진행 상황을 알 수 없다. 그러나 많은 연구는 특히 모듈 기반 불량은 어느 정도 선형적으로 진행된다는 것을 보여준다. 따라서 출력이 시간에 따라 선형적으로 ($d_{i,x} \delta_{i,x}$ 와 각 평균값) 열화된다는 가정하에 데이터베이스에서 열화율을 계산한다. 게다가 돌발상황으로 예상되는 불량도 있다. 이 경우, 우리는 불량 ($p_{i,x}$)의 영향을 받는 시스템 부분과 총 시스템 출력 ($\pi_{i,x}$) 및 그에 상응하는 평균 값과 관련하여 초래된 출력손실을 계산한다. 다음 목록은 불량 유형이 할당되는 출력손실 범주를 보여 준다.

선형 열화 프로필: 박리, 결함 백시트, 결함 정선박스, 정선박스 분리, 프레임 파손/휘어짐/결함, 포팅 변색, 셀 균열, 탄자국, 퍼텐셜 유도 열화(PID), 퍼텐셜 유도 부식(흔히 박막 모듈의 경우), 퍼텐셜 유도 박리, LID/LeTID 열화, 연결이 끊어진 셀 또는 스트링 상호연결 리본, 바이패스 다이오드 결함/잘못된 크기, AR 코팅 부식/마모, 고립 절연 불량, CdTe: 후면접촉 열화

갑작스러운 출력손실: 유리 파손, 우박 -> 유리 파손/셀 파손, 눈 하중 -> 변형 프레임/유리 파손/셀 파손, 폭풍우 -> 변형 프레임/유리 파손/셀 파손, 직접적인 벼락 -> 결함 유리/프레임과 결함 바이패스 다이오드, 동물 -> 깨물기/부식/먼지, 바이오 필름 오염, 먼지 오염

3.2.3 새로운 불량 데이터 평가의 결과

아쉽게도 많은 데이터 세트는 완전하지 않아 많은 데이터를 제외시켜야 했다. 마지막 불량 데이터 평가 [1] 이후 76개의 새로운 완전한 PVDS를 태양광시스템 데이터 수집에 추가하였다. 데이터 수집은 총 226개의 PVDS로 구성된다. 태양광시스템 및 분석된 태양광 모듈 기술의 분포에 대한 개요는 그림 12에 제시되어 있다. 대부분의 데이터는 유럽에서 가져온 것이다. 총 6개 대륙의 데이터를 이용할 수 있다. 단결정과 다중결정 실리콘 웨이퍼의 시장은 그 추세가 다중결정으로부터 단결정실리콘 주도 기반의 태양전지로 전환되었지만, 주요 분석 기술은 여전히 다중결정 실리콘 웨이퍼 기반 태양전지이다. 데이터 수집에 포함된 태양광시스템은 1982년부터 2018년까지 설치된 것이다. 데이터의 90% 이상은 2005년부터 2018년까지 설치된 태양광시스템에서 가져온 것이다.

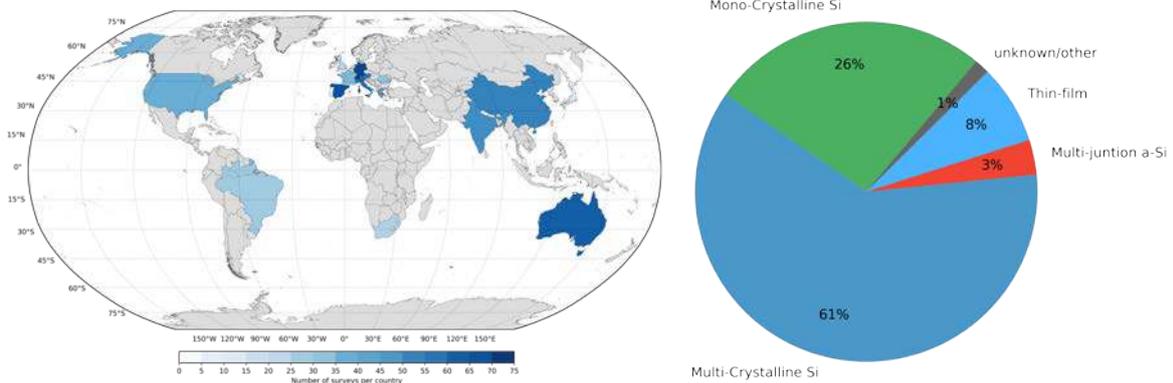


그림 12: 왼쪽 - 수집된 데이터에서 태양광시스템 위치의 분포. 오른쪽 - 수집된 데이터에서 태양광모듈 기술의 분포.

그림 12는 태양광시스템의 출력 생산에 영향을 미치는 태양광모듈 불량률의 빈도 분포를 나타낸다. 분포는 열화로 이어지는 불량과 갑작스럽게 발생하는 불량으로 나누어진다. 출력손실이 있는 불량에 대한 대부분의 보고는 작동 기간 처음 10년 이내에 이루어진다. 10년 이상 오래된 태양광시스템을 수리하려면 흔히 비용이 너무 많이 드는데, 이는 예상되는 바이다. 따라서 상세한 분석이 이루어지지 않았다. 지난 보고서 "현장설치 태양광모듈 불량률에 대한 평가(Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field)"의 주요 결과는 여전히 사실로 남아 있다. PID 효과, 셀 균열 및 결함 있는 바이패스 다이오드 불량률이 처음 7년 동안의 불량 통계를 지배하는 것으로 보인다. 이러한 추세는 문헌 [1]에 제시된 통계와 비교하여 더욱 뚜렷해진다. 또한 불량 유형 "탄자국"이 더 자주 감지되었다. 그림 13과 같은 갑작스러운 사건의 경우에는 유리 파손과 먼지 오염에 의한 불량률이 통계를 완전히 지배한다.

그림 14는 갑작스러운 사건이 태양광시스템 성능에 미치는 출력손실 영향을 보여준다. 기록문서에 의하면 온대 기후에서의 유리 파손 사건은 데이터 세트 중 한 가지 예외를 제외하고 시스템 출력의 1~2% 손실을 초래한다. 이러한 사건들은 어디에서나 일어나는 것처럼 보이지만 전체 시스템에 대해 그리 심각하지 않은 것으로 보인다. 먼지 오염은 열대 기후를 제외한 모든 곳에서 나타난다. 온대 기후에서는 전체 시스템 출력의 최대 7%에 달하는 반면 건조한 기후에서는 최대 15%의 출력손실이 발생하고 대륙성 기후에서는 25% 이상의 출력손실이 발생한다. 예상대로 적설 하중으로 인해 변형된 태양광모듈 프레임은 대륙성과 극지방 기후에서만 발생한다.

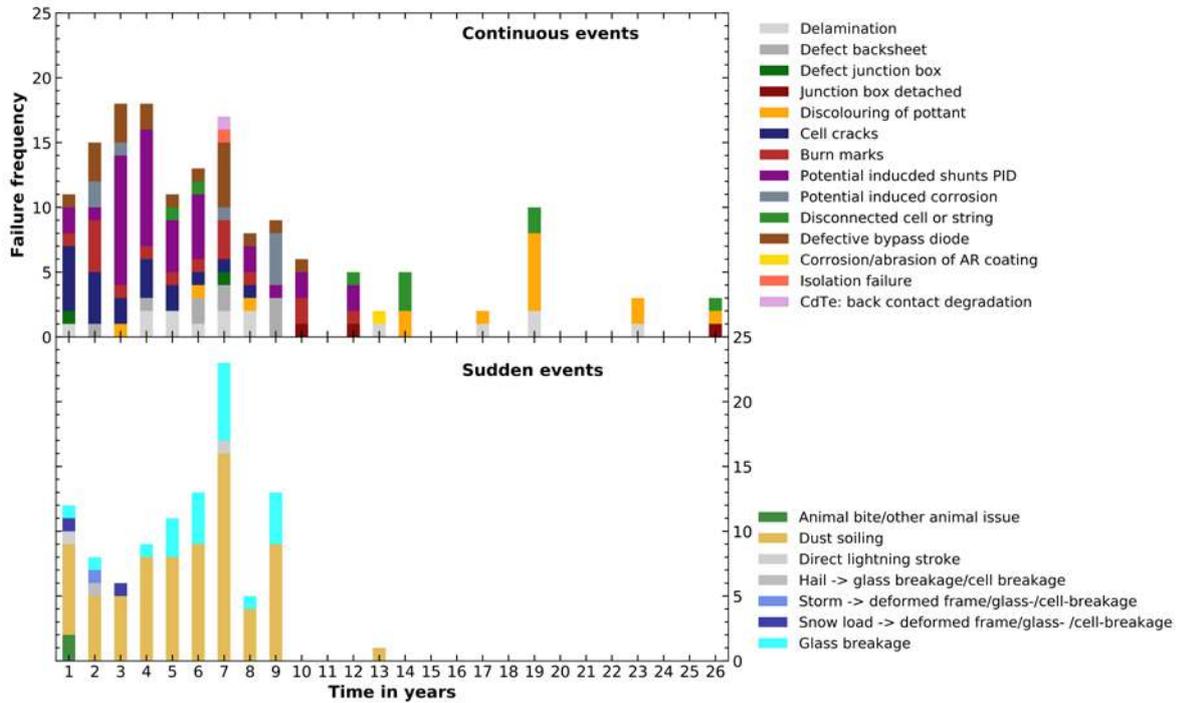


그림 12: 시스템 출력에 영향을 미치는 태양광모듈 결함의 불량 빈도. 위쪽 그림은 시간에 따른 열화가 느린 태양광모듈 불량 빈도를, 아래쪽 그림은 갑작스러운 사건의 불량 빈도를 보여준다.

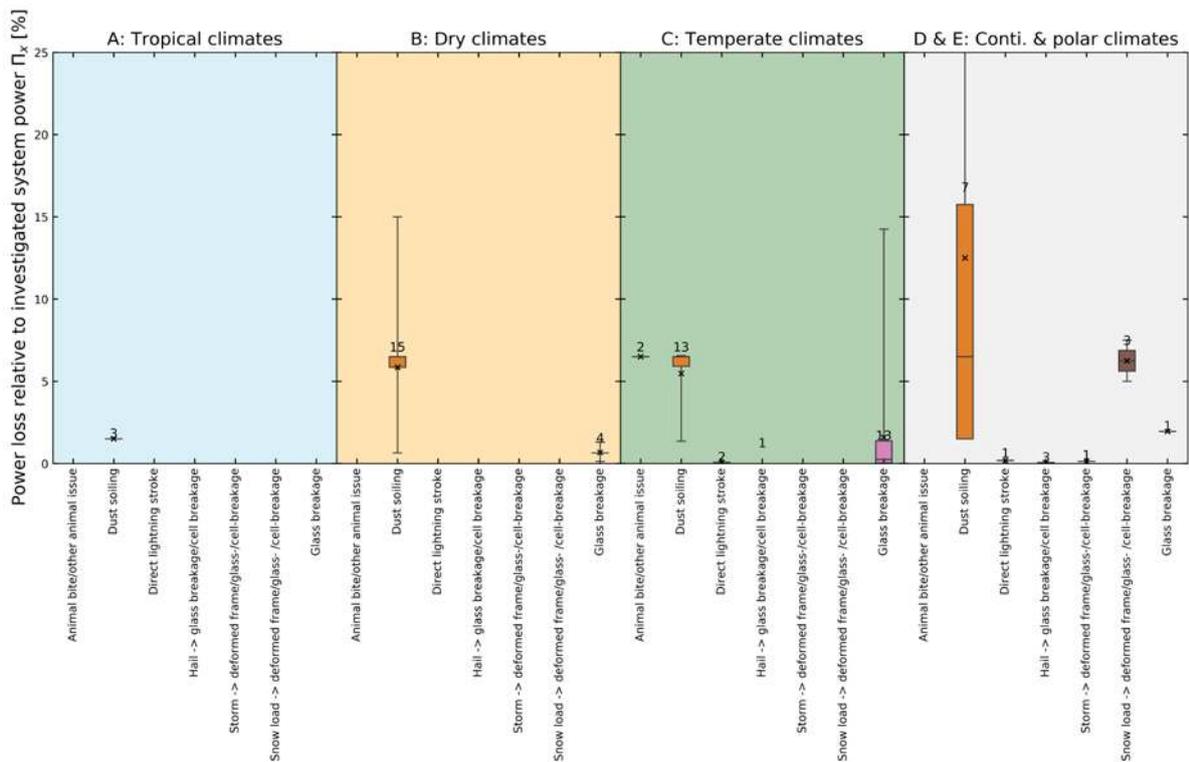


그림 14; 태양광시스템의 전체 출력 대비 갑작스러운 사건에 따른 불량의 출력손실.



그림 15와 16은 기후대로 분류된 다양한 불량에 의해 영향을 받은 시스템 부분과 전체 시스템의 열화율을 보여준다. 추가적인 데이터는 문헌 [1]에 있는 불량 유형의 열화율에 대한 이전의 진술을 뒷받침한다.

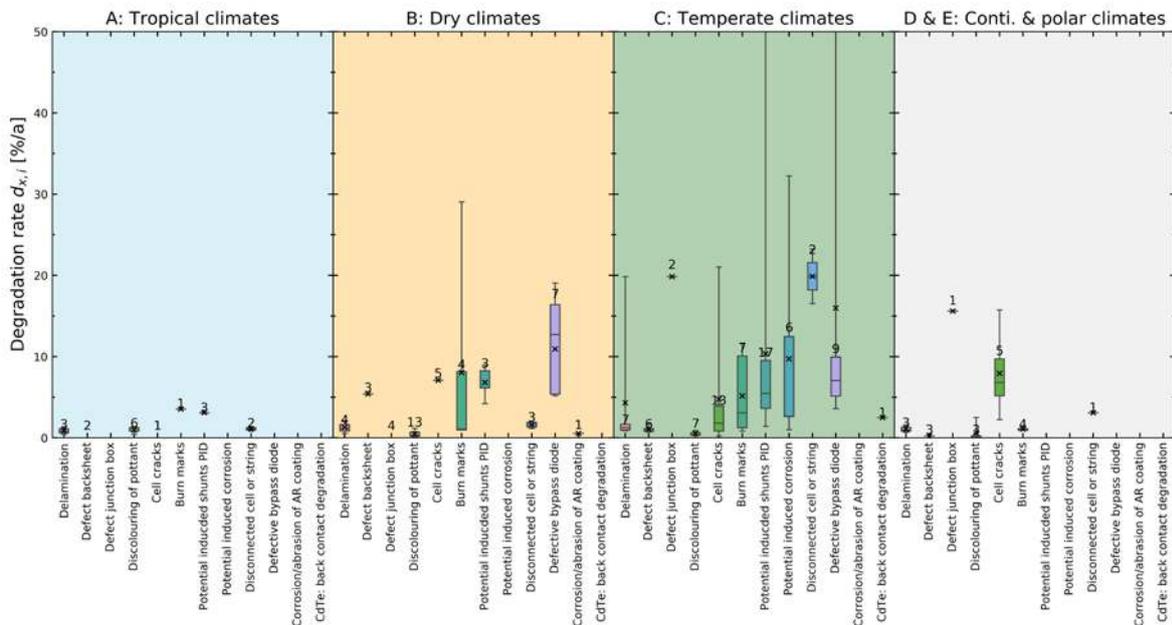


그림 15: 기후대로 분류된 불량 x 에 의해 영향을 받은 태양광모듈의 열화율 δ_x 의 박스 플롯. 숫자는 데이터베이스에 있는 각 불량 유형의 데이터 양을 보여준다. 십자 표시는 평균 열화율을 나타낸다. 박스는 모든 값들의 50%를 포함하고, 박스 휘스커는 기존 값들의 전체 범위를 나타낸다. 박스에 있는 중간 라인은 중간 값이다.

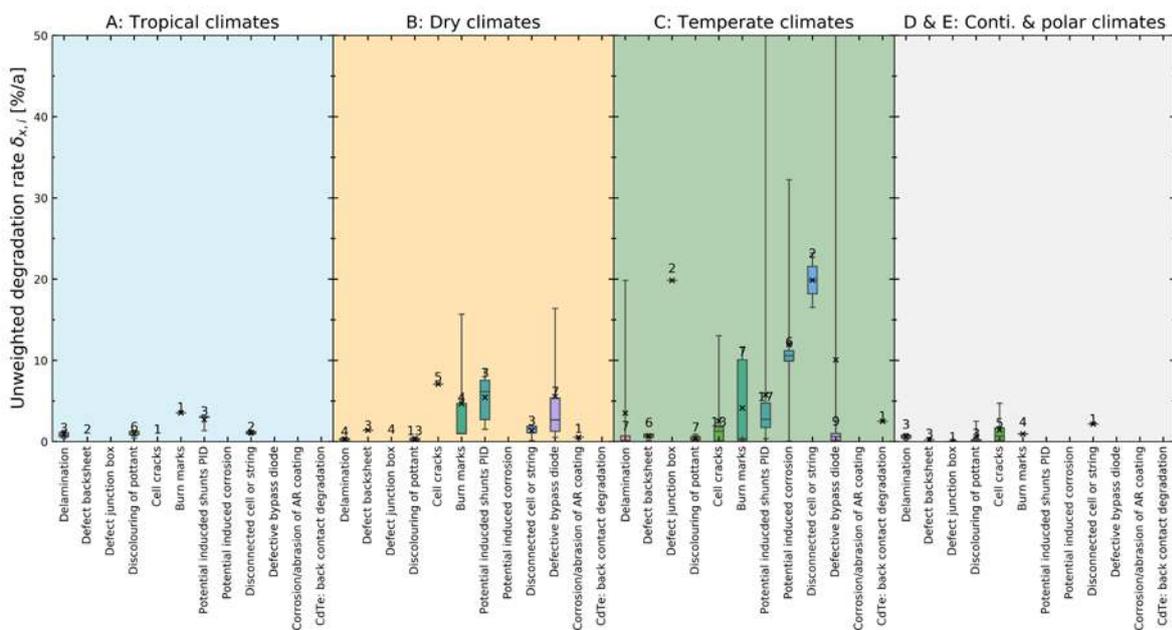


그림 16: 기후대로 분류된 전체 태양광시스템의 열화율. 숫자는 데이터 베이스에 있는 각 불량 유형의 데이터 양을 보여준다. 박스 플롯과 휘스커는 그림 15와 같은 의미를 가진다.

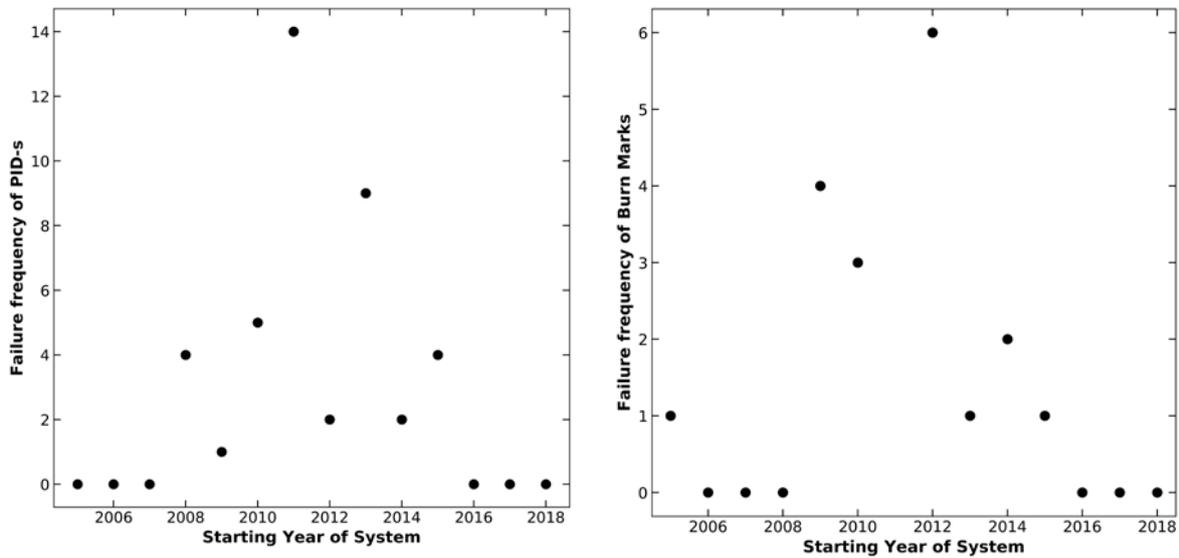


그림 17: 왼쪽 - PID-s의 불량 빈도. 오른쪽 - 시스템 설치 연도에 따른 기본 데이터에서 탄자국 불량.

현장에서 새롭고 예기치 않은 불량 유형이 발생한다는 것이 하나의 보편적인 영향이다. 제조업체가 결함이 없는 제품을 개발할 수 있기 때문에 불량이 인지 및 이해되고 시험이 개발된 후에는 현장에서 그 불량 유형이 사라진다. 그림 17에 나타난 PID와 탄자국 영향은 그러한 사이클의 좋은 사례이다. 첫 번째 PID 보고서는 2008년에 설치된 태양광시스템에 대한 것이다. 8년이 지난 2016년에 수집된 데이터에서는 현장에서 PID 불량에 대한 보고가 더 이상 없었다. 탄자국 결함도 비슷한 경향을 보인다.

그러나 새로운 태양광모듈의 경우에는 유사한 불량 유형이 필드에서 다시 나타날 수 있다. 퍼텐셜 유도 분극화(potential induced polarization: PID-p) 효과는 양면형 셀 설계(PERC+)를 가진 PERC 태양광모듈에서 발견된다 [53]. 그러나 이 효과는 대형 시스템이 설치되기 전에 발견되었다. 마찬가지로, 우리는 고출력(>400 Wp) 태양광모듈에서 핫 셀 효과를 관찰하였다 [54]. 고출력 모듈에서 완전히 막혀 있는 셀에 국부적으로 음영이 생기면 음영이 전혀 없는 셀 영역이 약 180°C 정도로 뜨거워질 수 있다. 그러나 이 효과는 이러한 모듈이 현장에 설치되기 전에 완화 전략을 개발하기 위한 초기 단계에서 발견된다.

PVDS에서 누락된 일부 실질적인 유형의 태양광모듈 불량이 있는데, 이러한 불량이 나타날 경우 태양광시스템의 출력손실에 큰 영향을 미친다. 항상 그렇듯이 데이터 수집에 가용 데이터를 맞출 수 없었으며 일부 중요한 데이터가 누락되었는데, 열대 기후에서 아세트산 부식에 초점을 맞춘 보고서에서는 8년의 노출 동안 태양광모듈의 30~70% 사이에서 출력손실이 초래되었다는 것이다 [55]. 보통의(moderate) 기후에서 동일한 모듈 유형과 동일한 시간 범위에서는 이 결함 유형이 발생하지 않는다. 또한, 모듈의 태양전지 매트릭스에서 부식과 출력손실로 이어질 수 있는 백시트의 일부 고립(isolation) 불량에 대한 보고가 있는데, 이는 심지어는 모듈의 해체와 함께 기계적 일체성이 완전한 손실되는 단계까지 갈 수 있다는 것이다 [56], [57].



3.3 태양광 비용 데이터

태양광시스템의 출력 외에도 비용-편익 관점에서 최선의 결정을 내리기 위해서는 발생 비용의 고려가 필수적이다. O&M (유지보수) 비용은 태양광발전소를 운영하고 유지하는데 필요한 비용이다. O&M 작업의 범위는 2.4장에 소개된 것처럼 발전소의 적외선 (IR) 스캔과 같은 작업으로 구성되며 성능 손실의 확인을 지원한다. 따라서 이러한 비용은 정량적 위험 평가의 일부가 된다. 가장 중요한 조치의 비용 범위는 문헌 [19]로부터 수집된 것으로 표 7과 같다.

표 5: 개별적인 O&M 서비스에 대한 통상적인 비용 수집 [19].

PM Task	비용	코멘트
기본 O&M 범위	6 - 14 €/kWp/년	포함 내역: 완전한 예방 유지보수 영역, 정기적인 모듈 청소, 안전 (원격 혹은 현지에서); IR 과 EL 스캔은 제외. 사이트의 특징, 활동의 업무와 빈도에 따라 크게 변화.
태양광모듈의 청소/세척	0.5 - 2.5 €/kWp/년	모듈기술, 업무, 청소 솔루션과 방법, 기후조건(빈도에 영향을 미침) 등에 따라 변화.
IR 스캔	0.5 – 3.0 €/모듈	드론 검사, 분석과 리포팅 포함
EL 스캔	3.0 – 10.0 €/모듈	



4 사례 연구

방법의 제시와 데이터 수집에 이어, 다음 장은 경제적 관점에서 의사결정의 우선순위를 정하는 테크닉과 위험 관리 전략에 중요한 결과를 제공하는 세 가지 사례 연구를 통해 위험과 비용-편익 분석에 대해 설명한다.

4.1 위험 분석

위험 분석을 통해 통계 및 신뢰성 데이터를 가진 사용자는 태양광 성능과 비용이 불량이 일어날 수 있는 구성요소의 영향을 받는 시나리오를 개발하고 실행할 수 있다.

4.1.1 사례 1: 인버터 완전 불량(작동하지 않음)

이 장에서는 개별 CPN 값의 본보기 계산을 통해 2.3.1장에 소개된 개정된 CPN 접근방식이 소개된다 [4] [58].

검토 중인 태양광 발전소는 2013년부터 운영 중이며 이탈리아 중부에 위치해 있다. 표 8은 시스템의 메타데이터를 요약한 것이다.

표 8: 사례 1 에서 조사된 태양광 플랜트의 메타데이터.

파라미터	
발전소 유형	고정 경사 지면 설치
설치 용량	9,019.531 kWp
국가	이탈리아
운전 개시 일자	25-08-2013
발전차액	0.119 €/kWh
모듈의 개수	69,381
모듈 공칭 출력	130 Wp
인버터 대수	17
인버터 공칭 출력	500 kW

전체적으로 191개의 유지보수 티켓이 수동으로 분석되었는데, 이는 사례 발전소에서 2018년에 수행된 모든 계획 및 시정 활동에 해당한다. 2016년 11월부터 현장 조사강도 (일사량계 측정) 및 출력 (인버터 측정)을 포함한 시계열 모니터링 데이터를 이용할 수 있다. 불량으로 출력손실이 발생할 수 있는 발전소의 모든 구성요소를 매핑하여 우리의 목적에 유용한 모든 관련 파라미터를 포함하는 상세 메타데이터 테이블이 생성되었다. 이 메타데이터 테이블은 사용 가능한 준공 문서, O&M 계약 및 기타 자본지출 (CAPEX) 및 운영지출 (OPEX) 관련 문서를 출처로 사용하여 작성되었다.

개선된 CPN 방법론은 소개된 사례 연구에 수동으로 적용되었는데, 이는 특히 CPN 테이블 (표 9 참조)의 구조와 규격화 측면에서 중요한 개선으로 이어졌다. 실제 유지보수 티켓의 분석은 주로 입력 파라미터의 수와 포맷의 최적화로 이어졌다. 광범위한 O&M 접근방법을 포괄할 수 있다는 가정을 토대로 시나리오를 만드는 방법론을 사용하는 대신에, 특정 O&M 계약자로부터의 실제 데이터를 사용하였다. 개입 비용 및 예비 부품, 불량, 승인, 대응 및 수리 시간과 같은 파라미터는 모니터링 및 티켓팅 시스템으로부터 직접 추출되었다. 이 작업은 매우 많은 시간이 소요되는 것으로 판명되었는데, 그 이유는 불량과 시정조치에 대한



설명이 O&M 분야에서 일반적인 관행이지만, 불량의 할당, 문구 및 범주화에서 규격화된 접근방법의 부족으로 인해 의미 있는 통계학적 분석을 도출하기에 충분한 수준의 세부 사항을 가지고 수행되지 않기 때문이다.

표 9: 사례 1에 관련된 CPN 테이블의 추출.

Ticket name	$t_{\text{detection}}$	t_{response}	t_{repair}	$E_{\text{lossTOTAL}}$	C_{fix}	C_{down}	CPN		
	[h]	[h]	[h]	[kWh]	[€]	[€/kWp]	[€/kWp]	[€/kWp]	
Inverter 3D off	0.40	0.10	1.33	424	50.44	0.01	46.67	0.005	0.011
Meter 1 connect error	18.20	1.00	95.5	0	0.0	0.00	255.00	0.028	0.028
Inverter 1B off	2.60	126.15	502.83	27,956	3,326.7	0.37	1,066.00	0.118	0.487
Inverter 1B off	1.18	0.40	0.58	76	9.09	0.00	20.42	0.002	0.003
Inverters cabin 3 off	8.70	16.30	0.83	4,704	559.83	0.06	29.17	0.003	0.065
Inverter 1B off	1.58	1.00	8.17	2,326	276.73	0.03	285.83	0.032	0.062
Plant off	0.17	0.17	19.83	11,360	1,351.86	0.15	35.00	0.004	0.154

표 9에 제시된 결과는 태양광발전소의 티켓팅 시스템에서 개별 항목의 비용을 정확하게 계산하기 위해 어떻게 CPN 방법론을 사용할 수 있는지를 보여주는 사례이다. 많은 수의 티켓과 발전소에 대한 CPN 계산의 자동화는 기존 발전소의 운전과 미래 태양광시스템의 설계를 개선하기 위해서는 태양광발전소 성능에 손상을 주는 문제의 외관상 유사성과 심각성에 대한 우리의 이해를 향상시켜 줄 것이다. 유지보수 티켓으로부터 핵심 파라미터를 추출하기 위한 자동화되고 시간 효율적인 솔루션의 개발이 포트폴리오 수준에서 방법론을 이행하고 따라서 많은 수의 태양광 발전소로부터 명확한 통계학적 이해를 구하는데 매우 중요하다는 결론이 내려진다.

O&M 현장 관행은 텍스트 형식의 티켓 수동 입력에서 벗어나 사전 정의된 선택 목록으로부터 범주와 불량 유형의 선택 시에는 인간의 개입이 제한되는 보다 규격화된 접근방법을 채택해야 한다는 것이 명백해졌다.

4.1.2 사례 2: 태양광모듈 PID

PID 영향을 받은 태양광모듈을 가진 10 MW 태양광발전소를 사용하여 어떻게 위험 정량화 방법을 실제로 적용할 수 있는지 보여준다. 표 10의 가정은 이 사례연구를 위한 입력자료 역할을 한다. 감가상각, 이자 또는 세금은 고려되지 않는다.

표 10: 사례 2에서 조사된 태양광 발전소의 메타데이터.

파라미터	
위험	퍼텐셜 유도 열화 (PID)
탐지시간	4 년
대응시간	1 년
수리시간	1 년
발전소 크기	10 MW
모듈 경사/방향	20°, 0° 남향, 2 초상화 (세로방향)



설치 유형	Free Field 설치
기본 프레임	고정형 설치
모듈	40000 x 250 Wp
인버터	20 x 500 kVA
전력구매계약 (PPA)	0.25 €/kWh
CAPEX	20 Mio€
OPEX	50 k€/년
인버터 공칭출력	500 kW

확인된 근본 원인의 거동을 고려하면 잠재적인 미래 성능 손실율 (PLR)은 예상 포화도 50%와 함께 더 증가할 것으로 기대된다. 이 값에 도달하면 PLR은 매년 0.7%의 일정한 수준으로 정체될 것으로 예상된다. 20년 운영기간 동안 이러한 성능 전개의 예측은 그림 18의 신뢰도 68.2%에 대한 초과 확률(exceedance probability) P10 및 P90과 함께 제시되어 있다. 자본지출, 운영지출 및 연간 수익을 고려하면, 20년 운영 후 프로젝트의 재정적 이익은 완화조치 없이 정의된 시나리오에서의 원래 기대치보다 48% 낮다.

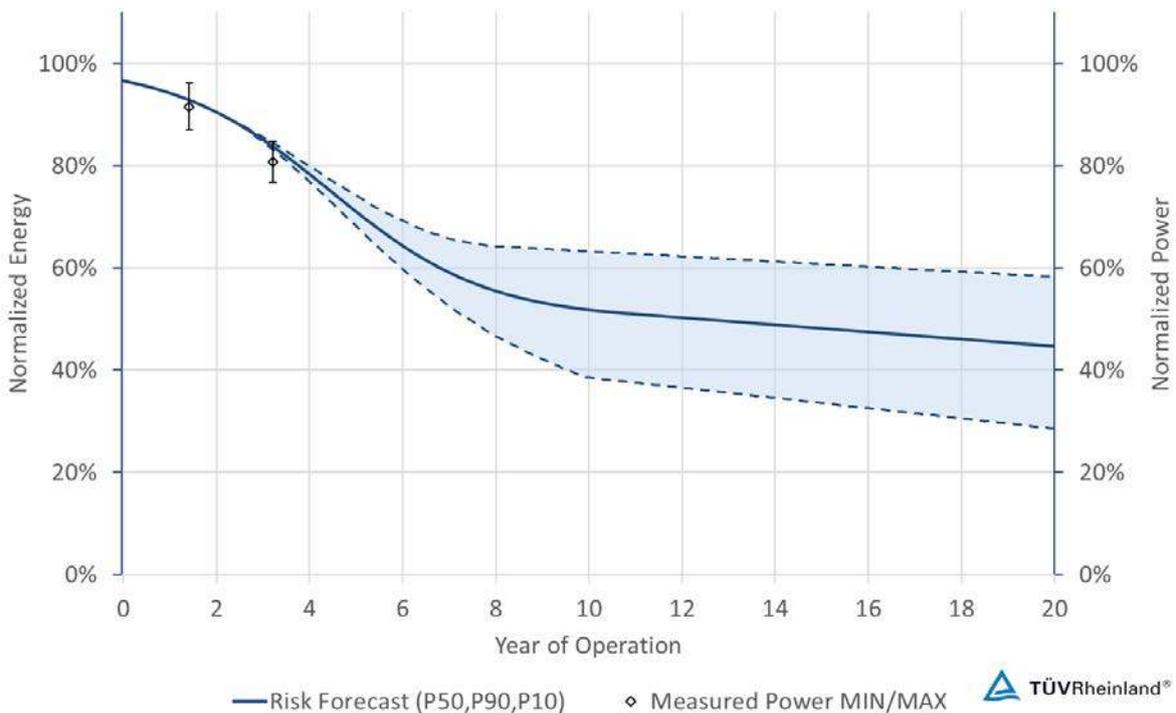


그림 18: 완화조치가 없는 시나리오의 에너지 예측.

4.2 비용-편익 분석

CPN 방법론을 사용하면 균등화 발전단가(LCOE) 및 태양광 프로젝트의 비즈니스 모델에 대한 불량의 경제적 영향을 추정할 수 있으며, 기술적 위험의 경제적 영향을 결정할 뿐만 아니라 완화조치의 유효성도 평가할 수 있다. 예를 들어 오염 또는 PID에 의한 경제적 영향을 완화하는 방법에 대한 권고안을 도출하기 위해서는 특정 불량이 검토되어야 한다. 일부 불량은 서로 다른 프로젝트 단계 (예, PID)에서의 특정 조치를 통해 방지 또는 완화할



수 있으며; 다른 불량 (예, 오염)은 보다 일반적인 조치를 통해 예방 또는 완화할 수 있다. 예를 들어 성능 모니터링이나 육안검사는 많은 불량의 CPN 감소에 긍정적인 영향을 미칠 수 있는 일반적인 완화조치로 간주할 수 있다. 실제로 그 영향을 계산하고 그 유효성을 평가하기 위해 어떻게 완화조치를 전체적으로 고려할 수 있는지 이해하는 것이 중요하다.

4.2.1 사례 2: 태양광모듈 PID

비용-편익 분석 또한 한가지 옵션의 편익이 그 비용을 정당화할 수 있는지를 결정해 주는 도구이다. 경제적인 관점에서 최선의 완화 옵션을 알려줄 수 있다. 분석은 4.1.2장에 소개된 사례연구를 계속한다. 세 가지 완화 시나리오가 정의된다.

- **완화조치 없음 (No-Mitigation)** 옵션: 현재의 발전소 운전 상황에 개입하지 않음
- **PID Box:** PID-boxes 를 설치하고 태양광모듈의 성능이 특정 수준에 복구되도록 허용
- **PID Box & 부분적으로 새로운 모듈을 설치(partial repowering):** PID-boxes 를 설치하고 성능이 매우 낮은 태양광모듈을 고출력 모듈로 대체함.

세 가지 시나리오에 대한 에너지 수율의 연간 예상 생산량은 그림 19에 나타내고 있다. 작동 5년차에 완화조치가 적용된 후 에너지 수율은 가파른 상승을 보여준다. 20년 작동 후 태양광발전소 예상 출력은 완화조치가 없는 시나리오의 경우에는 45% 정격 에너지 산출량으로, 완화 옵션 1과 2의 경우에는 각각 84%와 91%로 계산된다.

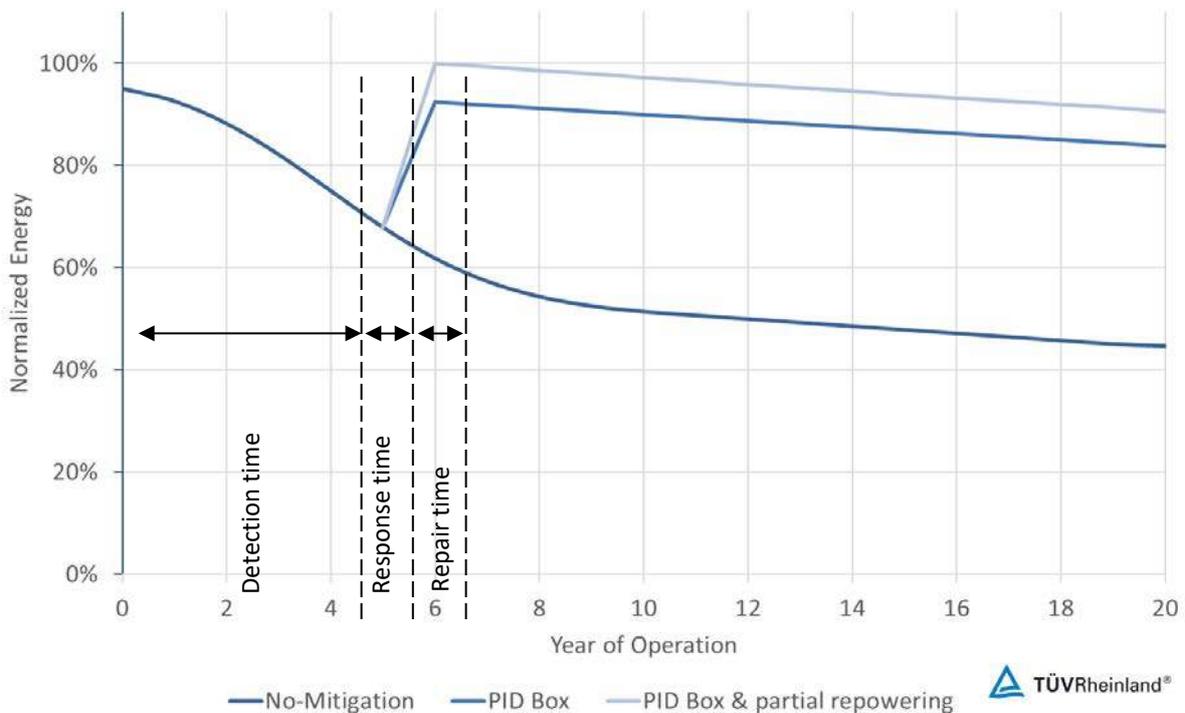


그림 19: 세가지 완화 시나리오에 대한 20년 동안의 예측; repowering은 출력등급이 더 높은 모듈로 이행된다.



표 11: 완화 시나리오의 비용.

	No-Mitigation	PID Box	PID Box & partial repowering
Cost [k€]	15	238	3233

비용-편익 분석은 표 14에 기술된 바와 같이 가용한 옵션의 관련 비용도 고려한다. 연간 현금흐름에 미치는 영향은 그림 20에 제시되어 있다. 기준 시나리오에서는 20년 후 태양광 프로젝트의 금융 수익은 CAPEX (파선)의 약 225%가 될 것으로 예상된다. 완화조치가 취해지지 않으면 CAPEX의 약 115%라는 가장 낮은 결과가 예측된다. 완화 옵션 1과 2로는 예상보다 각각 4.6% 낮은 6.0%의 결과를 얻었는데, 이 모두는 성공적인 프로젝트 결과를 나타낸다. 두 완화 옵션을 모두 고려하고 비 완화조치에 비하여 하나의 해결책으로 채택해야 한다는 결론을 내릴 수 있다. 그러나 옵션 2에 대한 운전 5차 연도의 추가 투자액은 8배로 상당히 높다.

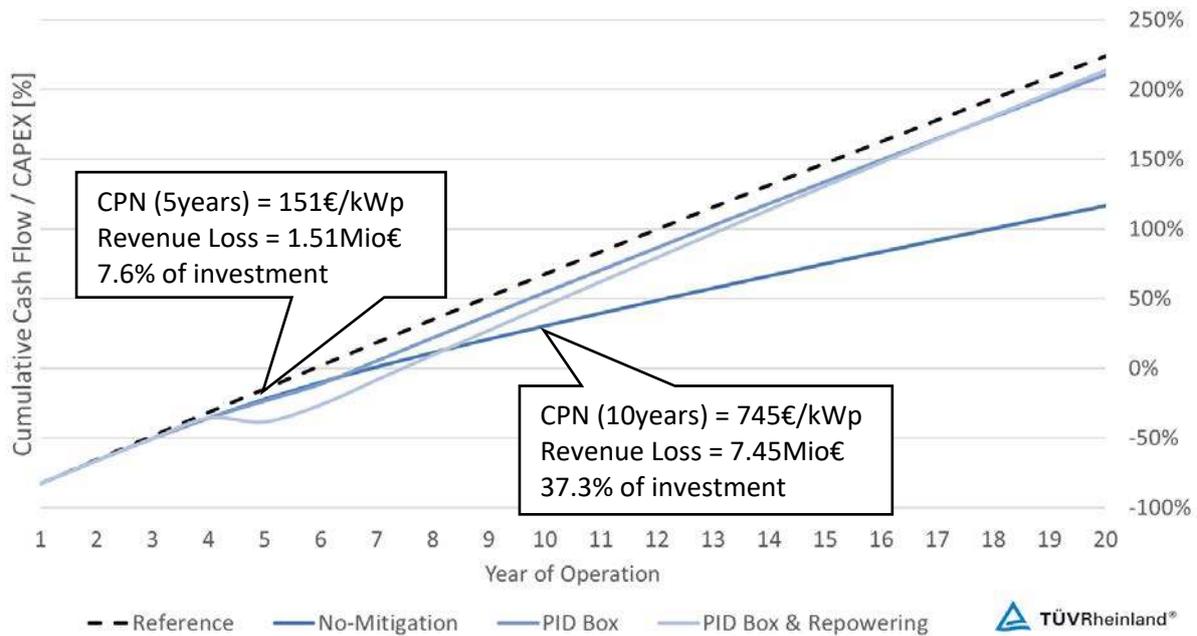


그림 20: CPN과 함께 완화 시나리오에서 현금 흐름의 연간 누계와 아무런 조치가 취해지지 않는 경우 운전 5년과 10년 후 수익의 손실.

4.2.2 사례 3: 태양광모듈 오염

사막 지역의 태양광시스템에 대한 일상적인 청소는 오염으로 인한 에너지 수율 손실을 줄이기 위한 대표적인 수정조치이다. 아부다비 근처의 10 MWp 태양광 발전소에 대해 1년 동안 오염손실에 대한 다양한 세척 절차의 영향을 계산하여 나타낸 것이 그림 21이다 [59]. 오염율은 하루 0.3%이며 1년 동안 단 두 번의 강수량만 기록되었다. 청소 (자연 청소)를 하지 않을 경우 오염 손실 (갈색 막대)이 연간 30%에 이를 수 있으며 연간 비용은 \$ 2,614,000에 이를 수 있다 (표 12).



표 12: Abu Dhabi 에 있는 10 MWp 발전소의 오염 손실에 대한 청소 루틴의 영향.

Index	오염 손실 [%]	강수 발생 [-]	청소하기 [-]
자연적 청소	28.4	2	0
주기적 청소	4.1	2	12
촉발식 청소	2.3	2	20

주기적 청소 (월별 청소)의 경우 오염으로 인한 에너지 손실 (녹색 막대)은 4%로 감소하여 수율 손실 (\$ 377,000)을 줄이고 연간 비용은 \$ 497,000로 감소하는데, 여기에는 12회의 청소 루틴 비용이 포함된다 (표 12). 최상의 경제적인 청소는 5%의 오염손실로 "촉발식(triggered) 청소"를 이행할 때인데, 이로 인해 수율 손실 (\$ 212,000)이 추가로 감소하고 연간 비용은 \$ 412,000에 불과한데, 여기에는 20회의 필수 청소 루틴 비용이 포함된다 (표 12). 계산 결과는 특정 태양광발전소 (10 MWp), 위치(아부다비), 손실 시나리오 (오염 손실을 0.3%/일) 및 완화 개념 (3가지 청소 유형)에 대한 최선의 경제적 솔루션을 결정할 수 있음을 보여준다.

표 13: 아부다비 10 MWp 발전소에서 청소 루틴이 현금화한 수율 손실에 미치는 영향.

Index	수율 손실 [k\$]	청소 비용 [k\$]	전체 비용 [k\$]
자연식 청소	2614	0	2614
주기적 청소	377	120	497
촉발식 청소	212	200	412

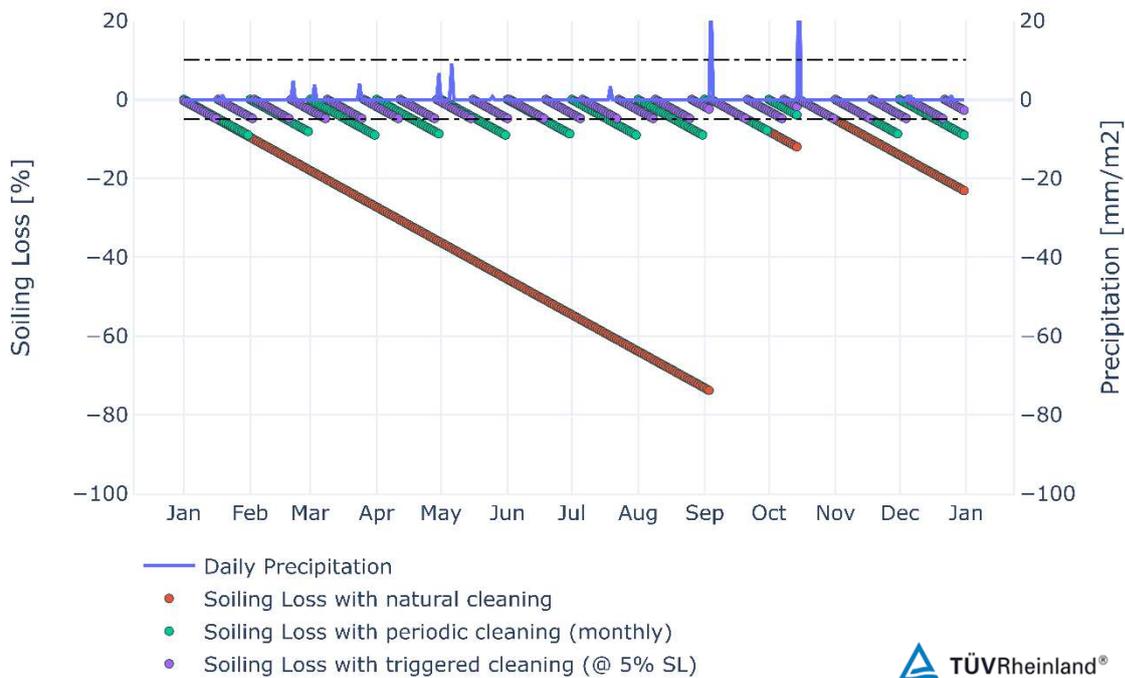


그림 21: 아부다비 10 MWp 발전소에서 청소 루틴이 오염 손실에 미치는 영향.



5 결론

태양광시스템 운영을 개선하기 위한 모범사례 지침은 권장된 조치가 실행자, EPC 및 O&M 회사 그리고 경제적 관점에서 낮은 위험과 최대 이익에 주안점을 둔 투자자에게 유리한 경우에만 적용하는 경우가 많다. 이로 인해 다음과 같은 주요 문제가 발생한다: 어떻게 조치의 유효성을 입증하고 그 적용을 정당화할 수 있는가? 기술적으로 가장 좋은 해결책이 항상 경제적으로 가장 좋은 해결책은 아니다. 비용-편익을 평가하기 전에 다음과 같은 질문이 있을 수 있다. 기술적 위험의 기본적인 영향을 어떻게 정량화할 것인가?

이러한 질문에 답하기 위해 태양광시스템의 기술적 위험을 평가할 수 있는 반정량적 및 정량적 방법론을 도입하고 새로 생성된 태양광 불량 팩트시트(PVFS)에 설명 및 평가된 일반적인 기술 위험의 30가지 사례를 제공하였다. 전문가 지식과 전문가 의견을 기반으로 한 PVFS 외에도, Koentges 등이 개발한 태양광 불량 열화 설문조사의 통계에 대한 업데이트도 제공하였다 [1]. 습득한 지식과 수집된 데이터와 함께, 경제적 관점에서 의사결정의 우선순위를 정하는 방법을 보여준 세 가지 사례연구에서 위험과 비용-편익 분석을 보여 주었으며 위험 관리 전략을 위한 중요한 결과를 제공하였다.

그러나 정량화 방법에 대한 개요를 제공하면서 우리는 더 많은 규격화가 필요하다는 결론을 내린다. 위험에 대한 정의가 완전히 구조화되지 않았으며 사건 데이터베이스 (solar log-books)가 조화를 이루지 못하고 있다. 데이터 분석은 규격화된 언어와 메타데이터 형식을 사용함으로써 이득을 얻을 수 있다. 많은 수의 태양광발전소로부터 명확한 통계학적 이해를 얻기 위해서는 유지보수 티켓으로부터 주요 파라미터를 추출하기 위한 자동화된 시간 효율적인 솔루션의 개발이 필요하다. 또한, 방법론의 효율적인 이행에 필요한 O&M 계약자 KPI의 계산을 위한 측면에서, 규격화된 파라미터의 정확하고 오류 없는 기록을 가능하게 하는 현장 기술자를 위한 소프트웨어 도구의 개발이 권장된다 [4]. 요약하자면, O&M 현장 관행은 확실히 텍스트 포맷의 수동 티켓 입력에서 벗어나 인간의 개입이 제한되는 보다 규격화된 접근방법을 채택해야 한다.

2020년 시작된 H2020 프로젝트 TRUST-PV [60]에서 개선된 비용 우선번호(CPN) 접근 방식은 불량률 계산을 위해 유럽 전역의 여러 주요 O&M 회사와 자산 관리자로부터 오는 태양광시스템 데이터를 포함한 대규모 데이터베이스를 만드는 기초가 된다. 그 연장선 상에서, 불량 데이터의 확보, 출력손실 계산과 관련된 비용 결정 측면에서 개선된 CPN 방법론의 자동화가 이루어질 것이다. 그 결과는 나중에 새로이 계약되는 태양광 발전소의 설계와 발전소 운영을 위한 의사결정 지원 시스템 플랫폼에 통합될 것이다.

RAM 분석에서 소개된 바와 같이, 신뢰성 관점에서의 기술적 위험은 2022년 상반기에 발간 계획으로 Roger Hill이 공동으로 조정을 하고 있는 IEC TS 63265 - "*태양광발전시스템 작동을 위한 신뢰성 관행(Reliability practices for the operation of photovoltaic power systems)*"에 언급되어 있다. 그 동기는 서로 다른 이해관계자들이 기술적 및 경제적 관점에서 신뢰성 증대 조치의 유효성을 어떻게 입증할 수 있는지에 대한 많은 방법의 툴킷 설명을 제공하는 것이다.

모든 것을 고려할 때, 우리는 기술-경제적 성과 지표에 대한 데이터 중심 평가가 균등화 발전단가(LCOE)에 대한 의사 결정 지원의 수준을 한 단계 끌어올리는 중요한 열쇠라고 생각한다.



참고문헌

-
- [1] M. Köntges, G. Oreski, U. Jahn, M. Herz, P. Hacke, K. A. Weiss, G. Razongles, M. Paggi, D. Parlevliet, T. Tanahashi and R. H. French, Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field, Report IEA-PVPS T13-09: ISBN 978-3-906042-54-1, 2017.
- [2] D. Moser, M. D. Buono, U. Jahn, M. Herz, M. Richter, and K. D. Brabandere, "Identification of technical risks in the photovoltaic value chain and quantification of the economic impact," Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 25, no. 7, pp. 592–604, 2017, doi: 10.1002/pip.2857.
- [3] U. Jahn, M. Herz, D. Moser, G. Belluardo and M. Richter, Managing technical risks in PV investments: How to quantify the impact of risk mitigation measures for different PV project phases?, Prog Photovolt Res Appl. 2018; 26: 597– 607. <https://doi.org/10.1002/pip.2970>.
- [4] G. Oviedo Hernández, S. Lindig, D. Moser, and P. V. Chiantore, "Optimization of the Cost Priority Number (CPN) Methodology to the Needs of a Large O&M Operator," in 36th EUPVSEC Proceedings, Sep. 2019, pp. 1613 - 1617.
- [5] C. M. Spencer, S. J. Rhee, Cost based failure modes and effects analysis (FMEA) for systems of accelerator magnets, in Proceedings of the 2003 Particle Accelerator Conference, 2003, vol. 4, pp. 2177–2179 vol.4, doi: 10.1109/PAC.2003.1289057.
- [6] W. Gilchrist, Modelling Failure Modes and Effects Analysis. Int J Qual Reliab Manag, 1993, 10:16–23. doi: 10.1108/02656719310040105.
- [7] A. Hassan, I. Dayarian, A. Siadat, J.-Y. Dantan, Cost-based FMEA and ABC concepts for manufacturing process plan evaluation, in 2008 IEEE Conference on Cybernetics and Intelligent Systems, 2008, pp. 197–202, doi: 10.1109/ICCIS.2008.4670795.
- [8] M. Shafiee, F. Dinmohammadi, [Accessed: 09-Jun-2021], An FMEA-Based Risk Assessment Approach for Wind Turbine Systems: A Comparative Study of Onshore and Offshore, Energies, vol. 7, no. 2, pp. 619–642, Feb. 2014, doi: 10.3390/en7020619. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/7/2/619>.
- [9] "Solar Bankability project website," accessed: 2020-04-28. [Online]. Available: <http://www.solarbankability.org/home.html>.
- [10] S. Kurtz, K Whitfield, N. Philips, T Sample, C. Monokroussos, E. Hsi, I. Repins, P. Hacke, D. Jordan, J. Wohlgemuth, P. Seidel, U. Jahn, M. Kempe, T. Tanahashi, Y Chen, B. Jaeckel and M. Yamamichi, Qualification testing versus quantitative reliability testing of PV – Gaining confidence in a rapidly changing technology: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 25-29 September 2017, RAI Convention and Exhibition Centre, Amsterdam, The Netherlands, EU PVSEC conference proceedings, 2017, ISBN 3-936338-47-7, ISSN 2196-100X, p. 1302 - 1311, JRC107895.
- [11] S. Baschel, E. Koubli, J Roy, R. Gottschalg. Impact of Component Reliability on Large Scale Photovoltaic Systems' Performance. Energies. 2018; 11(6):1579. <https://doi.org/10.3390/en11061579>.
- [12] D. Moser, S. Lindig, M. Richter, J. Ascencio-Vásquez, I. Horvath, B. Müller, M. Green, J. Vedde, M. Herz, B. Herteleer, K.-A. Weiss, B. Strindh, Uncertainty in Yield Assessments and PV LCOE, Report IEA-PVPS T13-



- 18, ISBN 978-3-907281-06-2, 2020.
- [13] S. Lindig, D. Moser, A. J. Curran, K. Rath, A. Khalilnejad, R. H. French, M. Herz, B. Müller, G. Ma-krides, G. Georghiou, A. Livera, M. Richter, J. Ascencio-Vásquez, M. van Iseghem, M. Meftah, D. Jordan, C. Deline, W. van Sark, J. S. Stein, M. Theristis, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. n/a, no. n/a, 2021, doi: <https://doi.org/10.1002/pip.3397>. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.3397>. [Accessed: 26-Mar-2021], B. Meyers, F. Baumgartner, and W. Luo, “International collaboration framework for the calculation of performance loss rates: Data quality, benchmarks, and trends (towards a uniform methodology).
- [14] R. H. French, L. S. Bruckman, D. Moser, S. Lindig, M. v. Iseghem, B. Müller, J. S. Stein, M. Richter, M. Herz, W. v. Sark, F. Baumgartner, *Assessment of Performance Loss Rate of PV Power Systems*, Report IEA-PVPS T13-22, ISBN 978-3-907281-10-9, 2020.
- [15] M. Richter, C. Tjengdrawira, J. Vedde, L. Frearson, B. Herteleer, M. Green, B. Stridh, U. Jahn, M. Herz and M. Köntges, *Technical Assumptions Used in PV Financial Models - Review of Current Practices and Recommendations*, Report IEA-PVPS T13-08: ISBN 978-3-906042-46-6, 2017.
- [16] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, K. Kato, T. Friesen, H. Liu, M. Van Iseghem, J. Wohlgemuth, D. Miller, M. Kempe, P. Hacke, F. Reil, N. Bogdanski, W. Herrmann, C. Buerhop Lutz and G. Friesen, *Review of Failures of Photovoltaic Modules*, Report IEA-PVPS T13-01: ISBN 978-3-906042-16-9, 2014.
- [17] Project Management Institute. (2017). *A guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK guide)* (6th ed.). Project Management Institute.
- [18] C. Schill, D. Parlevliet, A. Anderson, B. Stridh, L. Burnham, C. Baldus-Jeursen, L. Micheli, E. Urrejola, E. Whitney and G. Mathiak, *Soiling Losses – Impact on the Performance of Photovoltaic Power Plants*, Report IEA-PVPS T13-21: ISBN 978-3-907281-09-3, 2021.
- [19] U. Jahn, B. Herteleer, C. Tjengdrawira, I. Tsanakas, M. Richter, G. Dickeson, A. Astigarraga, T. Tanahashi, F. Valencia, M. Green, A. Anderson, B. Stridh, A. R. Lagunas Alonso, Y. Sangpongsanont, *Guidelines for Operation and Maintenance of PV Power Plants in Different Climates*, Report IEA-PVPS T13-25, ISBN 978-3-907281-13-0, 2021.
- [20] SolarPowerEurope, “Operation & Maintenance Best Practice Guidelines Version 4.0,” 2019.
- [21] D. H Stamatis, *Failure Mode and Effect Analysis: FMEA from Theory to Execution*. Quality Press, 2003.
- [22] Guido C. Guerrero-Liquet, Juan Miguel Sánchez-Lozano, María Socorro García-Cascales, María Teresa Lamata, José Luis Verdegay, *Decision-Making for Risk Management in Sustainable Renewable Energy Facilities A Case Study in the Dominican Republic*.
- [23] T. L. Saaty, *The Analytic Hierarchy Process*; McGraw Hill: New York, NY, USA, 1980.
- [24] M. Mokarram, M. J Mokarram, M. R. Khosravi et al. Determination of the optimal location for constructing solar photovoltaic farms based on multi-criteria decision system and Dempster–Shafer theory, *Sci Rep* 10, 8200 (2020). <https://doi.org/10.1038/s41598-020-65165-z>.
- [25] *Life Cycle Assessment (LCA): A Guide to Best Practice | Wiley*, Wiley.com. [Online]. Available: <https://www.wiley.com/en-us/Life+Cycle+Assessment+%28LCA%29%3A+A+Guide+to+Best+Practice-p-9783527329861>. [Accessed: 09-Jun-2021].
- [26] M. Hauschild, R. K. Rosenbaum, S. Olsen, *Life Cycle Assessment: Theory and Practice*. Springer



- International Publishing, 2018 [Online]. Available: <https://www.springer.com/gp/book/9783319564746>. [Accessed: 09-Jun-2021].
- [27] S. J. Rhee, K. Ishii, Using cost based FMEA to enhance reliability and serviceability, *Advanced Engineering Informatics*, vol. 17, no. 3, pp. 179–188, Jul. 2003, doi: 10.1016/j.aei.2004.07.002. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S14740346040>.
- [28] F. Dinmohammadi, M. Shafiee, A fuzzy-FMEA risk assessment approach for offshore wind turbines, *International Journal of Prognostics and Health Management*, vol. 4, no. 13, pp. 59–68, 2013..
- [29] S. Kahrobaee and S. Asgarpoor, Risk-based Failure Mode and Effect Analysis for wind turbines (RB-FMEA),” in *2011 North American Power Symposium*, 2011, pp. 1–7, doi: 10.1109/NAPS.2011.6025116.
- [30] PV Investment Technical Risk Management Best Practice Guidelines for Risk Identification, Assessment and Mitigation Deliverable D5.8 20/02/2017.
- [31] R. B. Cleveland, W. S. Cleveland, J. E. McRae, and I. Terpenning, "STL: A Seasonal-Trend Decomposition Procedure Based on Loess," *Journal of official statistics*, vol. 6, no. 1, pp. 3-33, Mar. 1990.
- [32] S. Lindig, I. Kaaya, K. Weiß, D. Moser and M. Topic, "Review of Statistical and Analytical Degradation Models for Photovoltaic Modules and Systems as Well as Related Improvements," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 8, no. 6, pp. 1773-1786, Nov. 2018.
- [33] A. Sayed, M. El-Shimy, M. El-Metwally, M. Elshahed, Reliability, Availability and Maintainability Analysis for Grid-Connected Solar Photovoltaic Systems, *Energies* 2019, 12, 1213. <https://doi.org/10.3390/en12071213>.
- [34] G. Zini, C. Mangeant, J. Merten, Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems, *Renewable Energy*, Volume 36, Issue 9, 2011, Pages 2334-2340, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.036>.
- [35] W. Herrmann, G. C. Eder, B. Farnung, G. Friesen, M. Köntges, B. Kubicek, O. Kunz, H. Liu, D. Parlevliet, I. Tsanakas and J. Vedde, *Qualification of Photovoltaic (PV) Power Plants using Mobile Test Equipment*, Report IEA-PVPS T13-24: ISBN 978-3-907281-12-3, 2021.
- [36] U. Jahn, M. Herz, M. Köntges, D. Parlevliet, M. Paggi, I. Tsanakas, J. S. Stein, K. A. Berger, S. Ranti, R. H. French, M. Richter and T. Tanahashi, "Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications", Report IEA-PVPS T13-10:2018: ISBN 978-3-906042-53-4, 2018.
- [37] K. Sinclair, M. Sinclair, "Silicon solar module visual inspection guide: Catalogue of Defects to be used as a Screening Tool", <https://www.engineeringforchange.org/wp-content/uploads/2017/09/Solar-PV-Product-Visual-Inspection-Guide.pdf>.
- [38] C. Packard, J. Wohlgemuth, S. Kurtz, "Development of a Visual Inspection Data Collection Tool for Evaluation of Fielded PV Module Condition," Technical Report NREL/TP-5200-56154 August 2012, <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/56154.pdf>.
- [39] G.C. Eder et al., "Error analysis of aged modules with cracked polyamide backsheets," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 203, December 2019..
- [40] D. Moser et al., "Report on technical risks in PV project development and PV plant operation," www.solarbankability.eu.
- [41] H.E. Yang, R.H. French and L.S. Bruckman, "Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules," ISBN 978-0-12-811545-9, 2019..



- [42] T.M. Walsh et al., “Singapore Modules - Optimised PV Modules for the Tropics,” Energy Procedia, Volume 15, page 388-395, 2020..
- [43] K. Petter et al., “Long Term Stability of Solar Modules Made from Compensated SoG-Si or UMG-Si,” Energy Procedia, Volume 8, page 365-370, 2011..
- [44] All-India survey of photovoltaic module reliability: 2018.
- [45] All-India survey of photovoltaic module reliability: 2013.
- [46] M. Köntges et al., “Mean Degradation rates in PV systems for various kinds of PV module failures,” in Proc. 32nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. (EUPVSEC), 2016, pp. 1435 - 1443..
- [47] <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/documents/>, follow link “Explanation of the PV-System Survey sheet” Version:21 October 2019, last access 04 March 2021.
- [48] <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/documents/> follow link to “PV Failure Fact Sheets”, last access Aug 2021.
- [49] <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/documents/>, follow link “Failure survey” Version:21 October 2019, last access 04 March 2021.
- [50] F. Rubel and M. Kottek, “Observed and projected climate shifts 1901-2100 depicted by world maps of the Köppen-Geiger climate classification,” Meteorol. Zeitschrift, vol. 19, no. 2, pp. 135–141, Apr. 2010, <http://koeppen-geiger.vu-wien.ac.at/shifts.htm>, last access 04 March 2021.
- [51] P. Hacke, M.D. Kempe, J.H. Wohlgemuth, J.C. Li, and Y. Shen: Potential-Induced Degradation-Delamination Mode in Crystalline Silicon Modules, Presented at the 2016 Workshop on Crystalline Silicon Solar Cells and Modules: Materials and Processes.
- [52] <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/documents/>, follow link “Translation tool for geo data to Koeppen_and_Geiger_climate_zone” Version:21 October 2019, last access 04 March 2021.
- [53] W. Luo et al., “Elucidating potential-induced degradation in bifacial PERC silicon photovoltaic modules,” Prog. Photovoltaics Res. Appl., vol. 26, no. 10, pp. 859–867, Oct. 2018.
- [54] R. Witteck, M. Siebert, S. Blankemeyer, H. Schulte-Huxel, and M. Kontges, “Three Bypass Diodes Architecture at the Limit,” IEEE J. Photovoltaics, vol. 10, no. 6, pp. 1828–1838, Nov. 2020.
- [55] G. Oreski, C. Barretta, L. Castillon, P. Christöfl, and M. Köntges, “Importance of bill of material (BOM) control and IEC 61215 scope of application,” in 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2020, p. 4CO.3.1.
- [56] C. Buerhop et al., “PV-Module’s Backsheet Compositions Affecting PV-system’s Yield and Degradation,” in 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and, 2020, pp. 1512–1516.
- [57] DuPont global PV reliability, 2020 Field analysis, Dupont, <https://www.dupont.com/news/20200512-2020-global-pv-reliability-report.html>.
- [58] S. Lindig, “Impact of outdoor effects, degradation and technical failures on uncertainty in energy performance of photovoltaic systems,” PhD thesis, University Ljubljana, 2021.
- [59] MESIA Solar Outlook Report 2021, accessed: 2021-04-28. [Online]. Available:



<https://mesia.com/members/solar-report-2021/>.

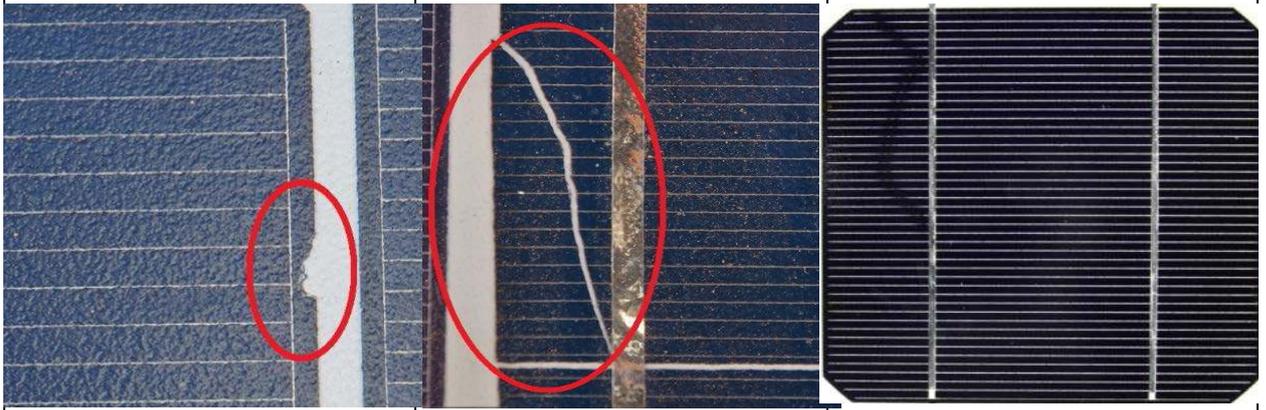
[60] "H2020 TRUST PV Project," [Online]. Available: <https://trust-pv.eu/>. [Accessed 11 01 2021].



부록 1 PVFS

구성요소 결함	모듈 셀 균열	PVFS 1-1vs.01	
외관	<p>셀 균열은 태양전지의 실리콘 기판에 있는 균열이다. 셀 균열의 대부분은 육안으로 볼 수 없다. 큰 균열이나 혹은 균열을 통해 백시트가 보이는 경우에만 볼 수 있다. 셀 균열은 전계발광(EL), 자외선 형광(UV fluorescence) 혹은 고정화 서모그래피(lock-in thermography) 같은 이미징 테크닉을 통해 쉽게 탐지될 수 있다. 셀 균열은 다양한 길이와 방향 (균열 패턴)을 가질 수 있다. 작은 셀 균열 (마이크로 균열)은 이들이 달팽이자국(snail tracks)을 형성하거나 혹은 균열을 따라 광표백(photobleaching)이 일어날 때 보여진다. 달팽이자국은 태양전지 전면전극 실버 페이스트의 변색에 의한 것으로 모듈 설치 후 통상 3개월에서 1년까지에 발생한다. 영향을 받은 셀 위의 금속 핑거는 은색, 노란색 혹은 갈색을 나타내며 이런 영향은 셀의 가장자리에서도 볼 수 있다. 광표백은 봉지재 황변의 대응 효과로 셀의 균열과 가장자리를 따라 발생한다. 균열을 따라가는 박리는 작은 거품처럼 보이게 된다.</p>		
탐지	EL, UV (IRT, VI ,IV)		
근원	<p>셀 균열은 생산, 설치, 작동 등 모듈의 모든 수명 단계에 근원을 가진다. 셀 균열은 웨이퍼, 셀과 모듈 제조 생산 동안에 발생한다. 특히 태양전지의 스트링과 솔더링 프로세스는 셀에 손상을 줄 수 있다. 생산 후 셀 균열의 주요 원인은 모듈의 패키징과 수송 및 설치이다. 설치 후에는 우박, 무거운 적설 하중 혹은 강한 바람 같은 외부로부터의 힘이 셀 균열로 이어질 수 있다. 일단 셀 균열이 존재하면 기계적 및 열기계적인 추가 스트레스는 더 길고 폭이 넓은 균열의 전파로 이어질 수 있다. 일부 균열 패턴은 불량률의 근원에 대한 암시를 줄 수 있지만, 셀 파손의 최종적인 원인은 늘 확인하기 쉽지 않다. 하나의 반복적인 균열 패턴은 예를 들어 하나의 생산 불량률이 그 원인일 수 있으나, 수지상의 균열 패턴을 보이는 모듈은 매우 무거운 기계적 하중에 노출되었을 수 있다. 달팽이자국은 매우 다양한 모듈의 종류에서 발견될 수 있지만 모든 모듈에서 발견되는 것은 아니다. 자외선 조사 및 온도와 함께 서로 다른 소재(봉지재와 백시트)의 결합이 달팽이자국의 생성에 중요한 역할을 할 수 있다.</p>		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	
	Operation <input type="checkbox"/>		
영향	<p>셀 균열이 반드시 모듈의 불량률로 이어지는 것은 아니다. 전기적인 회로에서 자체적으로 혹은 전파를 통해 셀 면적의 10% 이상을 제거해 버리는 크기가 아닌 균열의 존재는 성능에 거의 영향을 미치지 않는 것으로 고려될 수 있다. 60 셀의 모듈에서 각 셀이 균열되었어도 셀 영역의 분리로 이어지지 않으면 모듈의 출력손실은 통상적으로 공칭출력의 2.5% 미만이다. 좁고 눈이 많은 기후대에서는 셀 균열이 좀 더 뚜렷한 영향을 미치는 것으로 보이는데, 연간 평균 열화율이 비교적 높은 7%이다. 출력손실의 위험 외에 불활성의 셀 부분으로 인한 핫스팟과 탄자국의 위험이 있다. 달팽이자국은 모듈의 성능에 영향이 없는 것으로 보고되고 있으나 기공성의 실버 핑거가 관찰됨으로써 달팽이자국 없는 경우에 비해 균열된 셀 부분의 분리가 촉진될 수도 있다.</p>		
	안전: 	성능: 	
완화	<p>시정조치</p> <p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5 의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다.</p>	<p>예방조치 (권고된)</p> <p>적절한 수송 절차, 훈련된 인력에 의한 설치와 청소, 적설이 더 많거나 우박 위험의 경우에는 반드시 인증을 받은 모듈</p>	<p>예방조치 (선택적)</p> <p>생산자에게 EL 이미지 요구, 선적 전 혹은 창고 검사, 설치 혹은 설치 중 모바일 시험소와 함께 EL 이미지, 정기적인 EL 검사 혹은 설치 후 기상조건.</p>

Examples
1-3

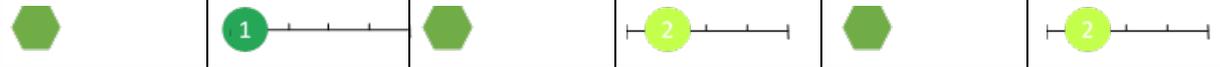


셀 부스러짐(chipping). 셀 가장자리에서 매우 작은 부분이 없어지나 금속전극 영역으로 들어가지는 않는다. [16]

셀 모서리에 육안으로 보이는 큰 균열 - 셀의 작은 부분(<10%)이 전기적으로 더 이상 연결되어 있지 않다. [16]

달팽이자국을 가진 셀 균열. 셀의 어떤 부분도 분리되는 되지 않음. 균열 전파가 10% 이상의 셀 영역을 고립시킬 수 있다. [16]

심각성



Examples
4-6

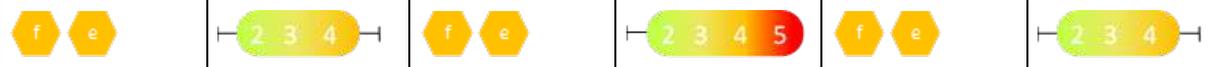


광표백 효과에 의해 보이는 셀 균열. 이를 달팽이자국으로 오인하지는 않을 것이다. [16]

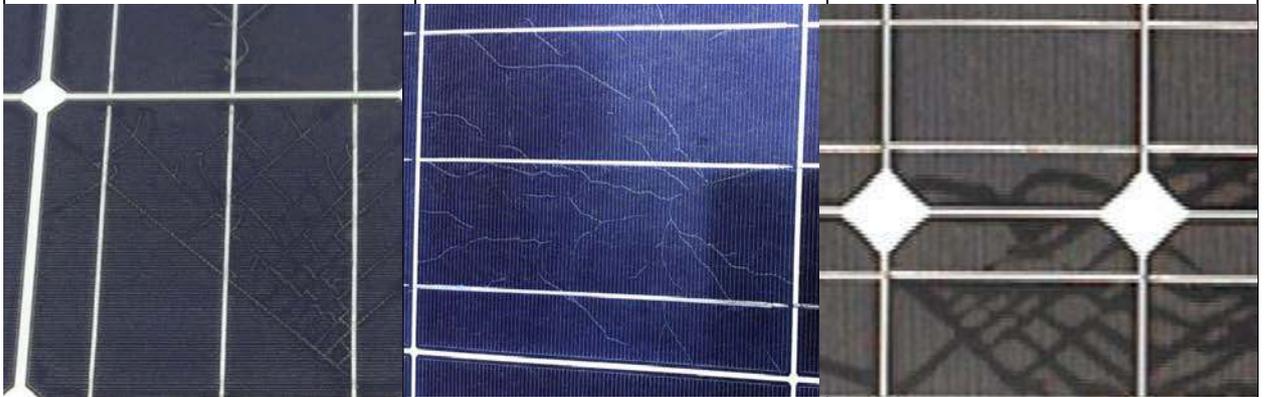
광범위한 박리, EVA 갈변 및 광표백과 함께 2개의 셀 균열. [41]

셀 영역의 10% 이상을 고립시킨 2개 셀 균열의 EL 이미지. [TUV Rheinland]

심각성



Examples
7-9

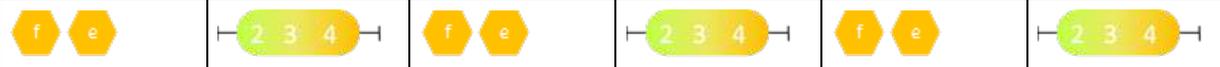


달팽이자국 사례. [41]

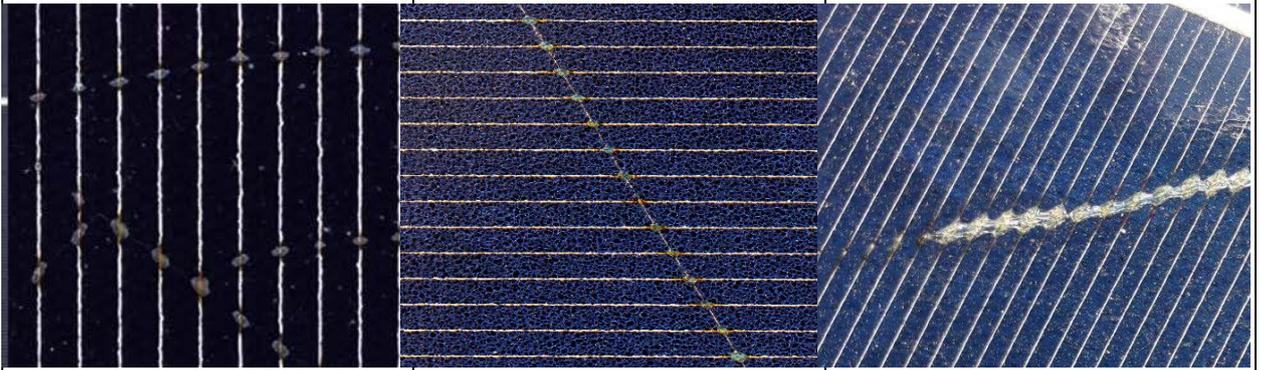
달팽이자국 사례. [41]

달팽이자국을 가진 셀 균열의 EL. [16]

심각성



Examples
10-12



박리와 함께 달팽이자국의 줌. [41]

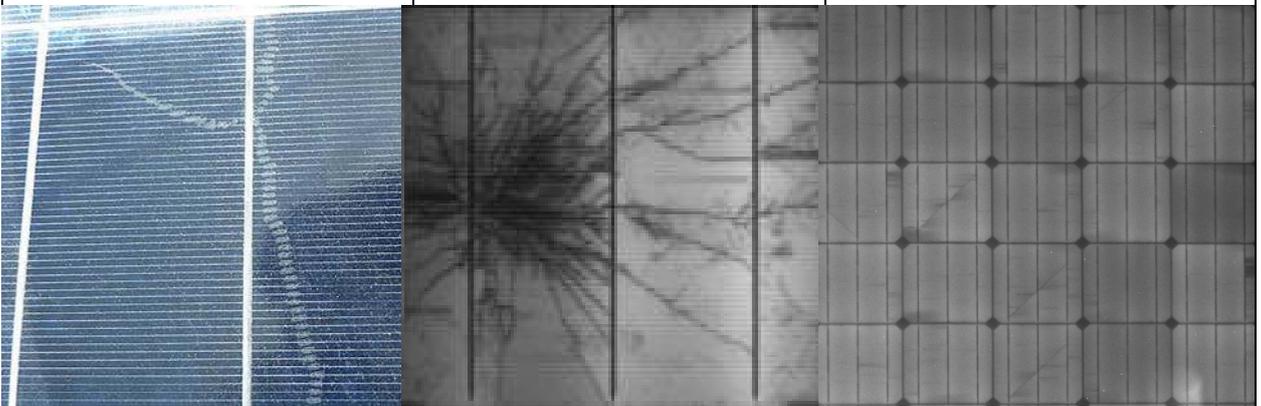
갈변 핑거와 함께 달팽이자국의 줌. [37]

박리와 함께 달팽이자국의 줌. [SUPSI]

심각성



Examples
13-15



EVA 박리와 함께 셀 균열. [TUV Rheinland] (see also PVFS 1-3)

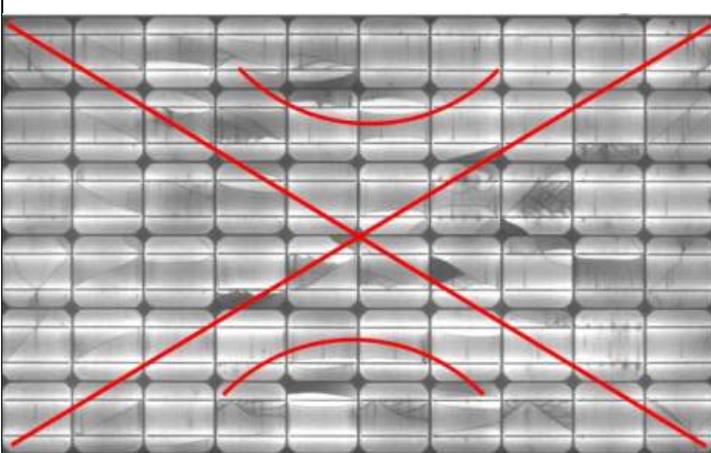
우박이 원인이 된 셀 균열의 EL 사진. [TUV Rheinland]

슬더링 머신의 충격으로 인한 반복적인 균열 패턴. [SUPSI]

심각성



Examples
16



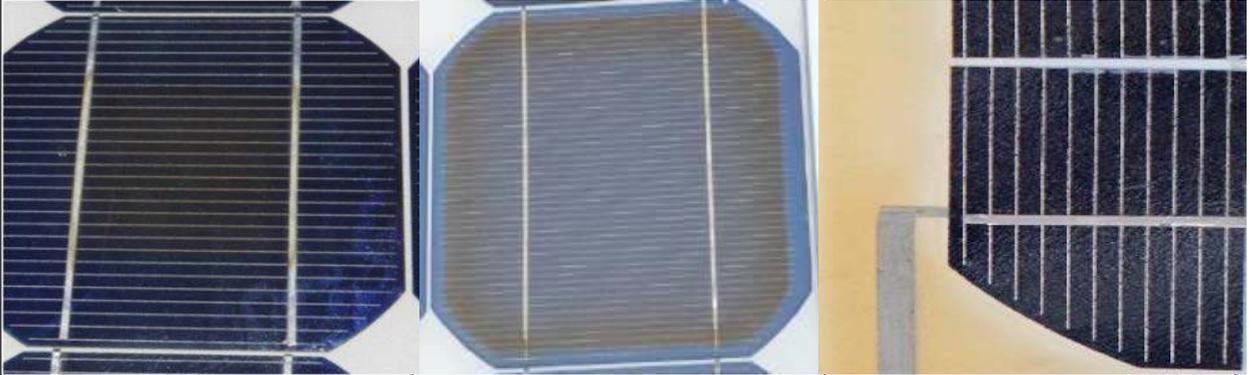
균일한 무거운 기계적 하중에 의해 야기되었으나 유리 파손은 없는 셀 균열 (X-균열 패턴)의 EL 사진. [16]

심각성



Component Defect	Module 봉지재 혹은 백시트의 변색		PVFS 1-2vs.01
Appearance	<p>봉지재나 백시트 소재의 열화는 열은 황색에서 짙은 갈색으로 변색되어 보이게 된다. 색깔은 버스바나 셀 상호연결 혹은 백시트의 후면 또는 전면을 따라 셀의 옆이나 위에 나타난다. 흔히 변색은 불균일하며 모듈 구조의 유형에 따라 공간적인 패턴을 따라간다. 통상적으로 유리/백시트 모듈의 경우, 갈변은 폭넓게 선명한 봉지재 영역이나 셀 가장자리 주변의 프레임과 함께 셀의 중앙 부위에서 일어난다. 변색은 또한 백시트 (셀 뒤쪽의 층)의 전면 쪽이 열화하고 있을 때 이웃하는 셀 사이의 봉지재에서 관찰될 수 있다. 유리/유리 구조의 경우, 봉지재 변색은 대부분 공간적으로 균일하지만 일부 셀 위에서는 보다 선명한 영역의 패턴도 보여준다. 유리/백시트 모듈에서 이런 패턴의 위치는 일반적으로 셀 균열과 상호관계가 있다. 일부의 경우에는 변색이 모듈의 하나 혹은 그 이상의 셀에서 보다 확연하다.</p>		
Detection	VI, (IV, IRT)		
Origin	<p>과거에는 황변이나 갈변이 주로 사용되는 EVA 봉지재의 열화와 관련이 있었지만 이 문제는 자외선 흡수제와 열적인 안정제를 포함하는 첨가제를 가진 폴리머의 개선된 안정화에 의해 대부분 해결되었다. 만약 첨가제나 그 농도의 선택이 부적절하거나 라미네이션 프로세스가 부적절하거나 불완전할 경우 봉지재 소재는 시간 경과에 따라 변색이 된다. 현장에서 관찰된 변색의 패턴은 산소의 확산이나 아세트산과 같이 열과 자외선이 EVA와 반응할 때 생성되는 반응 생성물 때문에 매우 복잡해 질 수 있다. 산소의 존재는 소위 말하는 광표백 효과로 이어지는데, 이는 셀이나 셀 균열 주위를 따라 투명한 EVA의 고리를 생성한다. 주위의 셀에 비해 훨씬 더 짙은 단일 셀의 경우는 대부분 변색된 셀이 주위 셀에 비해 더 높은 온도에 있음을 의미하는데, 이는 아마도 셀 사이 혹은 정선박스 위에 위치한 셀과의 차이 때문일 것이다.</p>		
	Production <input checked="" type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input checked="" type="checkbox"/>
Impact	<p>변색은 모듈 내의 폴리머 화합물의 열화가 시작되는 하나의 신호이다. 이런 유형의 열화는 모듈의 전류와 출력 생산의 감소가 탐지되기 전에는 우선 심미적인 문제로 주로 고려된다. 일반적으로 황변에 의한 연간 평균 열화율은 약 0.5%이며 덥고 건조하거나 보통의 기후에서는 연간 1%에 이를 수도 있다. EVA 변색이 셀 내에서 다른 불량을 유발하는 것은 흔하지 않지만 현장에서의 고온, 아세트산의 생성 그리고 부식과 취성의 동시 발생과 연관될 수 있다. 변색이 매우 심각하고 그리고 단일 셀에 국소화된 (하나의 서브스티링 바이패스 다이오드가 작동) 것이 아니라면 EVA의 변색이 직접적인 안전 문제를 나타내지는 않는다. 보다 중대한 것은 자외선에 민감한 백시트의 변색인데, 이는 기계적인 특성 (탄성 거동)의 손실과 열기계적인 스트레스로 인한 백시트의 균열(cracking)로 이어질 수 있다</p>		
	Safety: 	Performance: 	
Mitigation	<p>Corrective actions</p> <p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5 의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다.</p>	<p>Preventive actions (recommended)</p> <p>IEC 61215 인증의 유효함과 BOM의 확인.</p>	<p>Preventive actions (optional)</p> <p>정기적인 시스템 검사. 가혹한 기후 지역인 경우에는 IEC 61215 시험 조건의 2 배 혹은 3 배와 같은 더 높은 수준의 시험 규격 통과를 요구.</p>

Examples
1-3

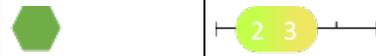
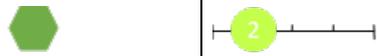


가장자리에 광표백이 있는 셀의 중앙에 경미하게 갈변된 EVA. [16]

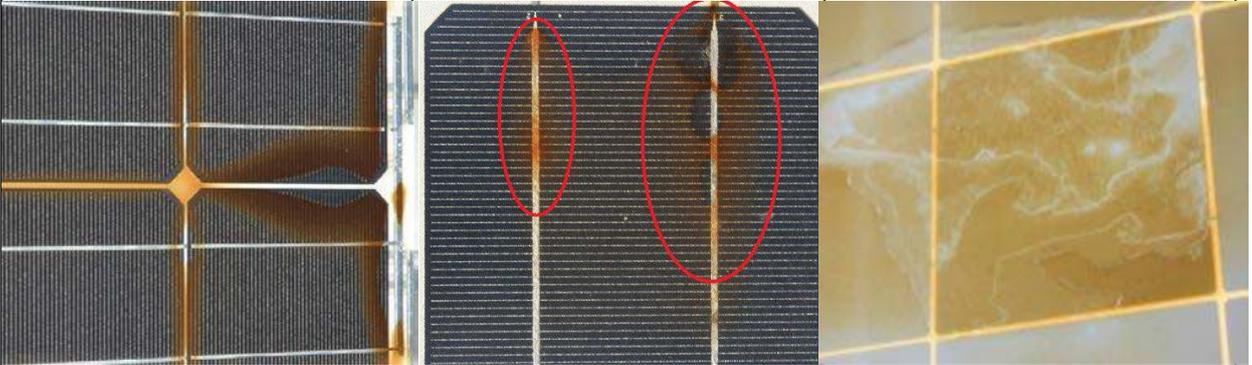
가장자리에 광표백이 있는 셀의 중앙에 경미하게 갈변된 EVA. [44]

내부로부터 황변된 백시트. [37]

Severity



Examples
4-6

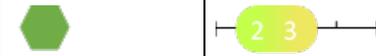


셀과 그리드라인과 버스바 위 사이, 셀 가장자리에 짙은 변색. [37]

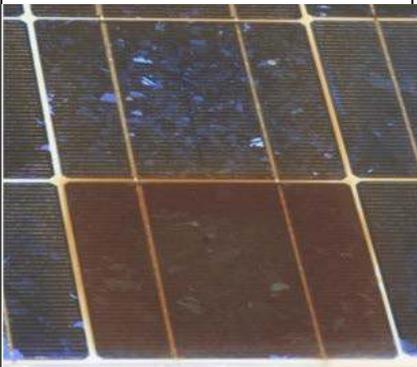
금속전극 위의 짙은 변색. [37]

백시트 공기 층의 황변. [37]

Severity



Examples
7



국부적인 가열 때문에 하나의 셀이 다른 것보다 더 빨리 갈변됨. [16]

Severity



Component Defect	Module 프론트 박리		PVFS 1-3vs.01
Appearance	전면 유리와 봉지재 사이 혹은 셀과 봉지재 사이에 기포(bubble) 혹은 밝은 희부연(milky) 영역으로 보이는 층들의 어떤 국부적인 분리. 연속적이거나 혹은 스팟으로 나타날 수도 있다. 박리 혹은 기포의 위치와 크기는 불량률의 근원과 진전에 의존한다.		
Detection	VI, (INS)		
Origin	<p>많은 이유로 유리, 봉지재, 활성 층과 백 층들 사이의 접착력은 손상될 수 있다. 통상적으로 박리는 제조 프로세스 (예, EVA의 불량한 가교, 너무 짧은 라미네이션 시간, 라미네이터의 너무 높은 압력, 오염, 유리의 부적절한 청소, 솔더링 용제와 EVA의 상호 부적합성, 원소재의 부적절한 저장) 혹은 환경적인 인자 (예, 열 스트레스, 외부의 기계적 스트레스, 자외선)가 그 원인이 된다. 박리는 일반적으로 수분의 침투와 부식을 수반한다. 따라서 덥고 습한 기후에서는 더 빈번하고 심각해 진다.</p>		
	Production <input checked="" type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input checked="" type="checkbox"/>
Impact	<p>박리 혹은 기포가 자동적으로 안전 문제를 제기하지는 않지만, 구성요소의 절연성이 감소할 수 있으며 그리고 가능한 수분의 침투 때문에 전기적 회로와 가장자리 사이에 하나의 연속적인 경로가 형성되면 안전 위험이 증가하게 된다. 모듈에서의 수분은 직렬저항을 증가시켜 성능을 감소시킬 수 있으며, 그에 따라 장기적인 신뢰성에 영향을 미치고 일부 경우에는 모듈의 구조적 일체성에도 영향을 미치게 된다. 게다가 광학 경로에 위치한 계면에서의 박리는 빛의 반사율을 증가시키게 되어 그 결과 전류가 감소한다. 이는 전류 불일치의 근원이 될 수 있다. 불일치가 심하면 이는 바이패스 다이오드 작동을 촉발하면서 출력손실을 더 커지게 만든다. 누설 전류 때문에 인버터도 역시 역시 정지될 수 있는데, 이는 추가적인 성능 손실로 이어지게 된다. 제조 관련 박리 문제는 동일한 생산 배치 내에서 적절한 퍼센트의 모듈에 영향을 미치고 그 결과 시스템 성능에 큰 영향을 미치게 된다.</p>		
	Safety: 	Performance: 	
Mitigation	<p>Corrective actions</p> <p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5 의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다. 개별 모듈 시험의 경우에는 절연과 습윤 누설전류 시험을 통과하지 못한 모든 모듈이 교체되어야 한다.</p>	<p>Preventive actions (recommended)</p> <p>IEC 61215 인증의 유효함과 BOM의 확인, 항상 인버터나 다른 장치에 의한 접지 사고 탐지.</p>	<p>Preventive actions (optional)</p> <p>확장 시험 (예, 고온고습), 선적 전 검사 (예, EVA 의 가교 수준) 정기적인 육안 시스템 검사.</p>

Examples
1-3



중요하지 않은 위치에서의
봉지재 박리. [SUPSI]

생산 프로세스에 의해 야기된
셀로부터 봉지재의 박리.
[SUPSI]

그리드 핑거와 버스바를 따른
셀로부터 봉지재의 박리. [38]

Severity



Examples
4-6



버스바를 따른 유리로부터
봉지재의 박리 (유리의 텍스처로
인한 스팟). [37]

셀 균열을 따른 봉지재의 박리.
[46] (see also PVFS 1-1)

셀 갈변과 결합한 셀 가장자리
부근의 봉지재 박리. [38]

Severity



Examples
7-9



모듈 중앙 부위 셀 앞의 박리.
[40] (see also FS 1-2)

유리/유리 모듈의 인서트
연결부에서의 박리 (정선박스).
[SUPSI]

셀 가장자리에서의 박리. [16]

Severity



Examples
10-12



테두리에서의 봉지재 박리. [37]

모듈 가장자리에 가까운 셀의 버스바를 따른 봉지재 박리. [40]

셀의 가장자리에서 유리로부터 봉지재의 박리 (유리 텍스처로 인한 스팟). [37]

Severity



Examples
13-15



전기 회로와 가장자리 사이에 연속적인 경로를 생성하는 박리. [40]

부식과 함께한 박리. [1] (see also FS1-11)

뒷쪽으로부터의 봉지재 노출과 함께 백시트의 분리에 의해 야기된 박리. [SUPSI]

Severity



Component Defect	Module 백시트 박리		PVFS 1-4vs.01
Appearance	백시트와 모듈의 나머지 부분과의 사이에 혹은 다중 층으로 된 백시트 내부에서 (내부 박리) 에어갭으로 이어지는 폴리머 백시트 층들의 어떤 국부적인 분리. 백시트는 국부적으로 제한된 크기의 혹, 기포 혹은 파문 같은 물결 모양으로 나타날 수 있다. 최악의 경우에는 하나 혹은 더 많은 층이 벗겨질 수 있다. 박리의 위치와 크기는 불량률의 원인과 진전에 따라 달라진다.		
Detection	VI, (INS)		
Origin	<p>시장에는 많은 다양한 형상과 조성의 폴리머 다중 층 백시트가 있다. 라미네이트된 백시트 (얇은 접착 층에 의해 폴리머 층들이 서로 접착되어 있음) 에서는 내부 박리가 나타날 수 있다: 다중 층들이 접착제 열화에 따라 박리가 일어날 수 있는데, 이는 2개의 층 사이의 국부적인 박리로 이어지거나 하나 혹은 더 많은 층이 벗겨질 수도 있게 된다. 공압출된 백시트는 내부 박리에 취약하다. 봉지재로부터 백시트의 박리는 모든 유형의 백시트에서 일어날 수 있으며 백시트와 봉지재 사이의 접착력 부족에서 비롯될 수 있다. 백시트 혹은 그 내부에서의 박리를 야기하는 주요 원인은 (i) 개별 폴리머 층들의 열팽창계수(CTE)가 서로 다르므로 해서 유발되는 열-기계적 스트레스, (ii) 계면에서의 (소재의 상호 부적합성) 화학적 반응 혹은 열, 자외선 및 수분의 공격에 의한 계면 결합력의 약화 혹은 (iii) 모듈에 가해지는 외부 기계적 스트레스이다. 그러므로 이는 덥고 습한 조건에서는 더 빈번해 지고 심각해진다. 박리는 또한 예를 들어 너무 짧은 시간 같은 불충분한 라미네이션 프로세스에 의해서도 발생할 수 있다.</p> <p>Production <input checked="" type="checkbox"/> Installation <input type="checkbox"/> Operation <input checked="" type="checkbox"/></p>		
Impact	<p>만약 박리가 후면의 중앙의 오픈 부분에 기포를 형성하면서 일어난다면 즉각적인 안전 문제를 제기하지는 않을 것이다. 이 부분은 백시트를 통한 열전도/발산이 방해받기 때문에 다소 더 높은 온도에서 작동할 가능성이 있다. 그러나 기포가 더 이상 기계적으로 균열이 되지 않거나 팽창하지 않는 한에는 성능과 안전 문제는 최소가 된다. 하지만 백시트의 박리가 정선박스 부근 혹은 모듈의 가장자리 부근에서 일어나면 보다 심각한 안전 문제가 될 수 있다. 가장자리에서의 박리는 폭풍우나 혹은 이슬의 존재에 반응하는 동안에는 액체성 물이 모듈로 들어가는 직접적인 경로를 제공하게 된다. 이는 지면에 직접적인 전기적 경로를 제공하면서 매우 심각한 안전 문제를 야기하게 된다. 마찬가지로 정선박스 부근의 박리는 정선박스를 느슨하게 하거나 파손의 위험과 함께 활성 구성요소에 기계적인 스트레스를 가하게 된다. 하나의 파손이 바이패스 다이오드에 연결 불량률을 야기할 수 있으며 시스템 최대 전압에서 완화되지 않은 아크를 초래할 수도 있다. 다중 층 백시트에서의 심각성은 어느 층이 영향을 받느냐에 따라서도 달라진다.</p> <p>Safety:  Performance: </p>		
Mitigation	<p>Corrective actions</p> <p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다. 개별 모듈 시험의 경우에는 절연과 습윤 누설전류 시험을 통과하지 못한 모든 모듈이 교체되어야 한다.</p>	<p>Preventive actions (recommended)</p> <p>IEC 61215 인증의 유효함과 BOM의 확인. 항상 인버터나 다른 장치에 의한 접지 사고 탐지.</p>	<p>Preventive actions (optional)</p> <p>정기적인 시스템 검사.</p>

Examples
1-3



백시트 중앙과 가장자리에서의 많은 수의 기포. [46]

알루미늄 포일과 같은 증기 장벽으로 인한 물집. [1]

중앙의 큰 기포 + 물결 모양의 박리. [16]

Severity



Examples
4-5



봉지재의 직접적인 노출과 함께 백시트의 박리. [SUPSI]

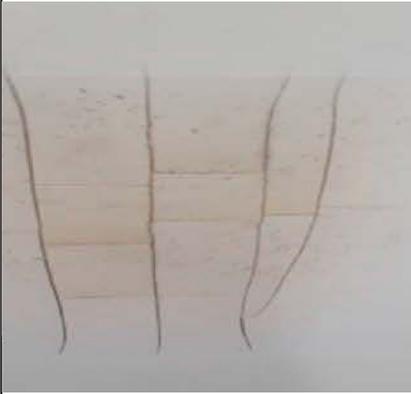
봉지재의 노출 없이 최상층의 박리. [SUPSI]

Severity



Component Defect	Module 백시트 균열		PVFS 1-5vs.01		
Appearance	<p>균열, 파열 혹은 스크래치로 보이는 백시트 (표면 혹은 전체 스택)의 어떤 손상. 균열의 위치와 정도는 불량률의 원인과 진전에 따라 달라진다. 균열된 부분은 국부적 (예, 파열된 기포, 굽힘)일 수 있고 특정 모듈 부분 (예, 셀을 따라서나 사이에, 버스바를 따라)을 따라 확장되거나 혹은 모듈의 큰 면적이거나 전체 면적으로 확장될 수 있다. 균열은 매우 깊으면 백시트 스택에 영향을 줄 수 있다.</p>				
Detection	VI, (INS)				
Origin	<p>백시트의 열화는 자외선 조사, 열 스트레스, 외부의 기계적 스트레스 같은 환경적 인자들이나 내부 스트레스 (예, 다중 소재 합성 태양광모듈) 혹은 수송과 설치 중 (국부적으로 베이고, 굽힘)의 부정확한 핸들링에 의해 야기될 수 있다. 백시트의 깊은 균열 (전체 백시트 스택 갈라짐)은 흔히 수분 침투와 부식에 동반된다. 이는 덥고 습한 기후에서 더 빈번하고 심각하다. 품질이 낮은 소재 (예, 자외선 저항성이 낮은) 혹은 상호 부적합성의 소재 조합 (백시트 ↔ 봉지재)이 대부분의 조기 열화 불량률 일으킨다. 변색과 강한 초킹은 백시트 균열의 전조가 될 수 있다. 깊은 균열 혹은 파열된 기포는 백시트를 갈라지게 하거나 파손시키는 국부적인 핫스팟/탄자국의 결과가 될 수 있다.</p>				
	Production	<input type="checkbox"/>	Installation	<input type="checkbox"/>	Operation
Impact	<p>깨진 백시트는 전기적 절연 불량률 일으켜 안전 위험과 잠재적인 접지 사고 문제를 제기한다. 장기적인 측면에서, 추가 불량 (예, 부식, 박리)을 유도하는 모듈 내부로의 수분 침투로 인해 출력 열화가 일어날 수 있다. 셀의 활성 부분에 도달하는 깊은 균열의 경우에는, 절연이 즉각적으로 위태롭게 되고 안전은 더 이상 충족되지 않는다.</p>				
	Safety:			Performance:	
Mitigation	Corrective actions		Preventive actions (recommended)		Preventive actions (optional)
	<p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5 의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다. 개별 모듈 시험의 경우에는 절연과 습윤 누설전류 시험을 통과하지 못한 모든 모듈이 교체되어야 한다.</p>		<p>항상 인버터나 다른 장치에 의한 접지 사고 탐지, IEC 61215 인증의 유효함과 BOM 의 확인, 설치 전 육안검사.</p>		<p>정기적인 시스템 검사.</p>

Examples
1-3



햇 셀 아래에서 황변과 결합된 균열 백시트. [39]

셀 내부영역 아래의 사각 균열. [39]

셀 사이의 균열. [38]

Severity



Examples
4-6



버스바 아래에 위치한 세로 균열. [39]

백시트 균열. [57]

백시트 균열. [57]

Severity



Examples
7-8



국부적인 표면 손상. [1]

백시트 위의 깊은 스크래치. [TUV Rheinland]

Severity



Component Defect	Module 백시트 초킹 (백화)		PVFS 1-6vs.01
Appearance	백시트의 외부 표면에 백색 분말이 탐지된다. 이는 백시트 위에 손가락을 대보면 보인다. 제거될 수 있다. 백시트의 외관은 대개 표면이 거치거나 칙칙하다(dull).		
Detection	VI		
Origin	초킹은 무기 색소를 함유하는 외부 백시트 층에 있는 폴리머의 광열(photothermal) 열화에 의해 야기된다. 예를 들어, TiO ₂ 색소는 흔히 자외선 차단제로 외부 층에 사용된다.		
	Production <input checked="" type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input checked="" type="checkbox"/>
Impact	첫눈에 보기에 초킹은 모듈 안전이나 성능에 영향을 미치지 않지만, 백시트 열화의 진행과 심각한 백시트 균열의 전조가 될 수 있다. 열화에 의해 유발된 자외선 보호 기능의 감소 때문에 백시트 균열 과 절연 불량 같은 보다 심각한 불량이 발생할 수 있다. 봉지재/태양광 활성 부분 내부로 수분의 확산이 증대되면 셀과 커넥터의 부식 으로 이어질 수 있고 성능에도 부정적인 영향을 미칠 수 있다.		
	Safety:  	Performance:  	
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	관찰된 불량의 진전을 모니터링하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다. 항상 인버터나 다른 장치에 의한 접지 사고 탐지	IEC 61215 인증의 유효함과 BOM의 확인.	정기적인 시스템 검사.

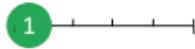
Examples
1-2



백색 분말을 가진 핑거 전극.
[TUV Rheinland]

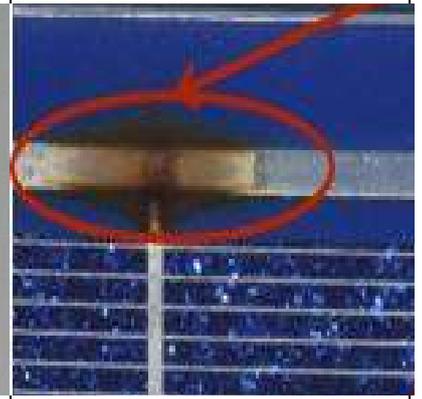
초킹이 있는 모듈 위의 손가락
자국. [TUV Rheinland]

Severity



Component Defect	Module 탄자국		PVFS 1-7vs.01
Appearance	탄자국은 타서 검어진 부위로 육안으로 보인다. 탄자국은 폴리머 봉지재의 기포 발생이나 용해로 이어질 수 있고, 유리 파손이나 백시트에 구멍을 만든다. 백시트 위의 탄자국은 전면에서 보이지 않아 만약 모듈의 후면이 접근 가능하지 않으면 적외선 카메라 검사를 필요로 하게 된다. 그러나 추가적이거나 지속적인 열이 발생하지 않은 경우에는 적외선 검사에 의해 보이지 않을 수도 있다.		
Detection	VI, IRT, (EL)		
Origin	결함은 매우 뜨거워지는 모듈의 부분과 관련이 되는데, 이는 생산상의 오류 (예, 취약한 솔더 본드, 리본 파손, 불완전한 셀 가장자리 절연, 정렬 오류, 금속 입자들) 및/혹은 수송과 핸들링 오류 (예, 균열된 셀, 손상된 백시트)가 하나 혹은 그 이상의 작동상의 인자들 (예, 음영, 개방 회로 바이패스 다이오드, 역방향 전류 흐름)과 결합하였기 때문이다. 모듈 수송 중의 물리적인 스트레스 및/혹은 장기간 시스템 작동 중 무거운 적설 하중, 낙뢰, 온도 사이클, 부분적인 셀 음영에 의한 핫스팟 때문에 기계적으로 취약한 (마지막에 이르는) 셀/연결 부분이 끊어지기 때문이다. 탄자국은 예를 들어 하나의 역방향 전류 흐름이 전류 흐름을 더 국부적으로 만드는 열 발생을 야기할 때 일어나며, 이것이 열폭주 효과와 연관된 탄자국으로 이어진다.		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
Impact	<p>상호연결 부위에서의 탄자국은 흔히 출력손실과 연관되지만, 만약 잉여 전기적 상호연결이 제공되면 불량을 일으킨 솔더 본드가 출력 산출량에 미치는 영향은 무시해도 될 정도가 된다. 하나의 셀의 모든 솔더 본드가 파손되면 해당 스트링에 흐르는 전류 흐름은 완전히 막히며 만약 바이패스 다이오드에 의해 전류가 우회할 수 없게 되고 시스템이 고전압에서 작동되면 전기적 아크가 발생할 수 있다. 성능, 신뢰성과 안전은 심각한 손상을 입을 수 있게 된다. 이런 아크가 만약 가연성 소재 주위에서 발생하게 되면 화재를 일으킬 수 있다. 탄자국이 있는 모듈의 교체가 필요한지에 대해 의문이 있으면 빛 조사 및/혹은 부분적으로 음영의 조건 하에서의 적외선 이미지를 통해 그 부위가 계속 뜨거워지고 있는지 및/혹은 전류 흐름이 그 회로 부분에서 멈추었는지 빨리 확인할 수 있을 것이다. 이웃 셀과의 사이에 온도 차이는 30 K를 넘지 않아야 한다. 이 핫스팟 셀의 온도는 100°C 이상으로 증가하지 않기 때문에 이 단계에서 안전 위험은 그리 높지 않을 것이다. 또한 태양전지 수준에서 가장자리 절연 결함은 정상조건 하에서는 문제가 없으나, 바이패스 다이오드가 개방회로에 있을 때는 태양전지의 선트를 통해 전류가 역방향으로 흐르게 되고 봉지재를 태우게 된다.</p>		
	Safety: 	Performance: 	
Mitigation	<p>Corrective actions</p> <p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5 의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다.</p>	<p>Preventive actions (recommended)</p> <p>설치 전 육안검사, 적외선 서모그래피 검사로 시스템의 커미셔닝.</p>	<p>Preventive actions (optional)</p> <p>정기적인 시스템 검사.</p>

Examples
1-3



균열된 백시트와 함께 백시트의 탄자국. [37]

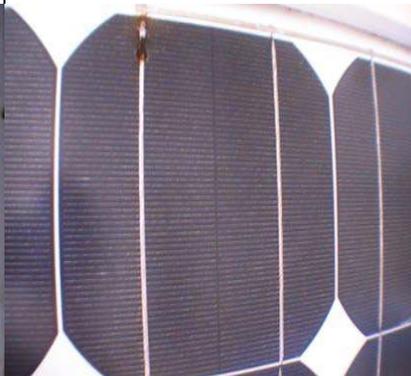
버스바를 따라 가열로 인한 백시트의 탄자국. [16]

금속 상호연결부를 따른 과열과 연관된 탄자국 (백시트 손상은 없이). [16]

Severity



Examples
4-6



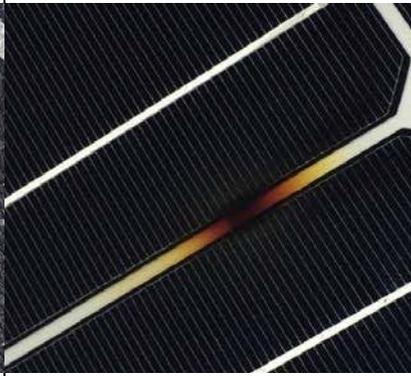
개방회로 바이패스 다이오드와 전류 불일치 조건 (음영 혹은 균열된 셀로 인한) 에 의해 야기된 전면과 후면의 탄자국 모습. [16]

결함 있는 바이패스 다이오드 혹은 정션박스에서의 상호연결 불량에 의해 야기된 탄자국. [16]

Severity



Examples
7-9



버싱 리본전극의 불량한 솔더링에 의해 야기된 파손된 유리를 가진 탄자국. [41] (s. also PVFS 1-8 and PVFS 1-8)

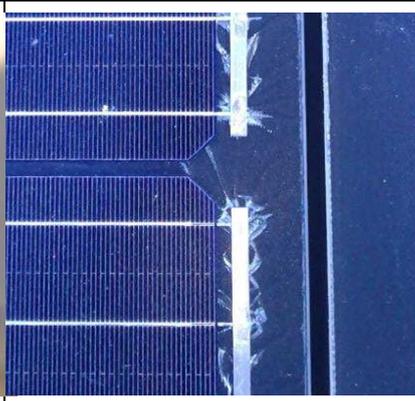
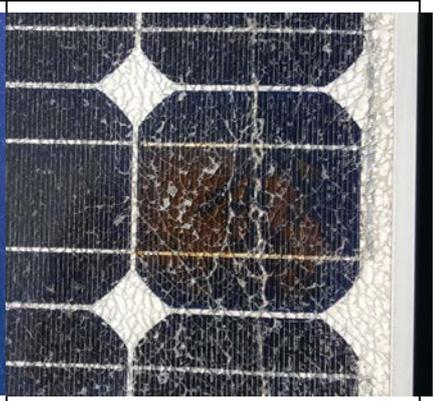
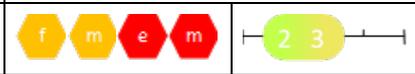
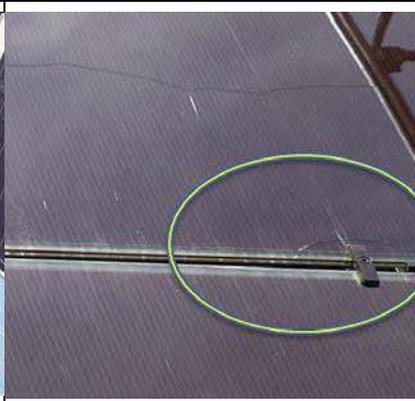
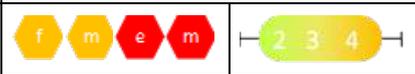
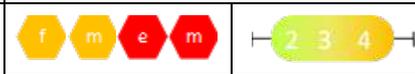
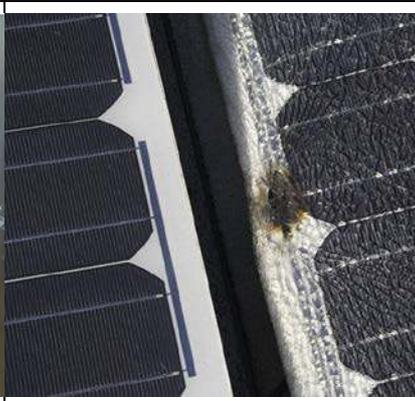
제조 프로세스의 오류에 의해 야기된 고유 섀팅으로 인한 탄자국. [41]

제조 프로세스의 오류에 의해 야기된 고유 섀팅으로 인한 탄자국. [41]

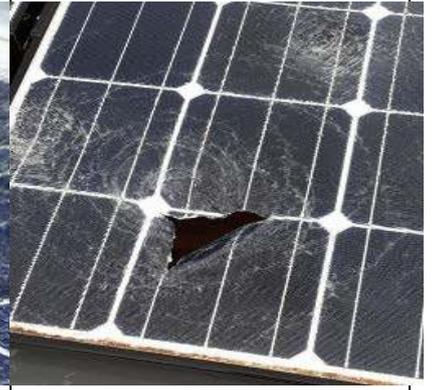
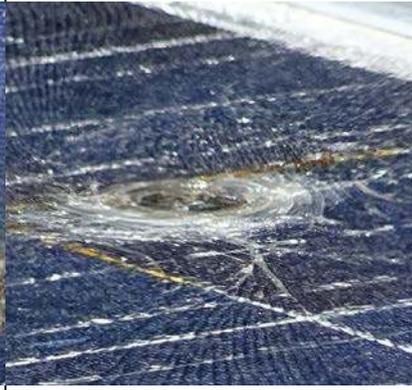
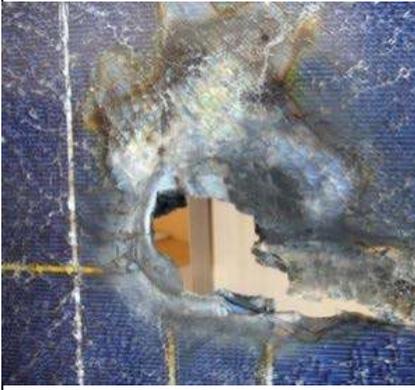
Severity



Component Defect	Module 유리 파손		PVFS 1-8vs.01
Appearance	유리 균열은 국부적으로 혹은 모듈 전체 면적에 걸쳐 일어난다. 유리 파손은 유리의 유형과 유리 파손의 근원에 따라 서로 다르게 보인다. 강화(tempered)유리 혹은 열처리한(heat-treated) 플롯트 유리는 조그만 조각으로 부서지며, 반면에 서냉(annealed) 유리는 큰 조각으로 파손된다. 열처리 유리는 그 중간에 위치한다.		
Detection	VI, IRT		
Origin	<p>전면 유리의 파손은 우박이나 돌 혹은 외부 스트레스나 아니면 잘못된 장착으로 인해 모듈 프레임에 가해지는 다른 극한의 기계적 스트레스와 같은 심한 충격에 의해 야기될 수 있다. 고온 (핫스팟 혹은 아크)도 유리를 파손시킬 수 있다. 서냉유리 역시 라미네이션 프로세스나 모듈의 청소에 의해 유발되는 열 구배나 스트레스로 인해 파손된다. 현장에서 비교적 자주 보이는 불량은 클램프에 의해 야기되는 프레임 없는 모듈의 유리 파손이다. 유리/유리 모듈은 유리 파손에 더 민감하다. 불량 근원은 한편으로는 계획과 설치 단계에서 (a) 날카로운 가장자리와 같이 모듈용으로 좋지 않은 클램프 구조나, (b) 너무 짧거나 좁은 클램프 혹은 (c) 제조업체의 매뉴얼에 맞게 선택하지 않은 모듈 위의 클램프 위치, 종류나 개수 중 하나이다. 유리 파손을 유발하는 두 번째 근원은 장착 단계 도중에 과도하게 조인 나사 혹은 잘못된 위치의 클램프가 될 수 있다. 일부 모듈의 유리는 수송과 핸들링 도중에 일어나는 진동이나 충격 때문에 파손될 수도 있다. 유리 파손의 또 다른 이유는 유리 가장자리 위의 충격 스트레스에 의한 것이다. 때때로 반달리즘이나 동물에 의한 손상이 일어나기도 하는데, 염소 같은 동물은 모듈 위로 올라가기를 좋아하고 새들이 상공에서 돌이나 다른 물체를 떨어뜨릴 수 있다.</p> <p>Production <input type="checkbox"/> Installation <input type="checkbox"/> Operation <input type="checkbox"/></p>		
Impact	<p>유리가 파손되면 모듈의 기계적인 일체성이 손상된다. 시간의 경과와 함께 유리 파손은 성능의 손실로 이어지는데, 이는 모듈 내로 산소와 수증기의 침투에 의해 야기되는 셀과 전기적 회로의 부식 때문이다. 강화유리의 부서짐은 대개 셀을 파손시켜 모듈의 출력을 감소시키고 핫스팟의 위험을 증가시킨다. 이렇게 해서 기계적 및 전기적 안전이 손상된다. 첫 번째, 우선 모듈의 절연이 더 이상 보장되지 않는데, 특히 습한 조건 하에서이다. 두 번째, 유리 파손은 핫스팟을 야기하는데, 이는 모듈의 과열로 이어진다. 완전히 파손된 유리를 가진 모듈은 전체 스트링에서 전류와 출력이 감소하게 된다.</p> <p>Safety:  Performance: </p>		
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	손상된 모든 모듈은 교체되어야 한다.	적절한 수송 절차, 훈련된 인력에 의한 설치와 청소, 적설이 더 많거나 우박 위험의 경우에는 반드시 인증을 받은 모듈	정기적인 시스템 검사.

<p>Examples 1-3</p>			
	<p>모서리에 부서러진 유리. [38]</p>	<p>취약한 프로세스로 인해 스트링 상호연결 리본을 따른 유리 파손. [SUPSI]</p>	<p>핫스팟에 의해 유발된 강화유리의 유리 파손. [SUPSI]</p>
<p>Severity</p>			
<p>Examples 4-6</p>			
	<p>너무 타이트한 나사에 의해 야기된 유리 파손. [16] (see also PVFS 3-1)</p>	<p>잘못된 클램프 설계로 인해 야기된 유리 파손. [16]</p>	<p>잘못된 클램프 설계로 인해 야기된 유리 파손. [1] (see also PVFS 3-1)</p>
<p>Severity</p>			
<p>Examples 7-9</p>			
	<p>고온 구배를 통한 유리 파손. 강화유리가 아님. [16]</p>	<p>탄자국에 의해 유발된 강화유리의 유리 파손. [1] (see also PVFS 1-7 and PVFS 1-9)</p>	<p>강화유리의 파손. [1]</p>
<p>Severity</p>			

Examples
10-12

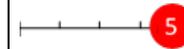
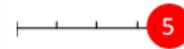
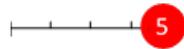


직접적인 낙뢰. [46]

무거운 물체에 의해 야기된 충격
손상. [SUPSI]

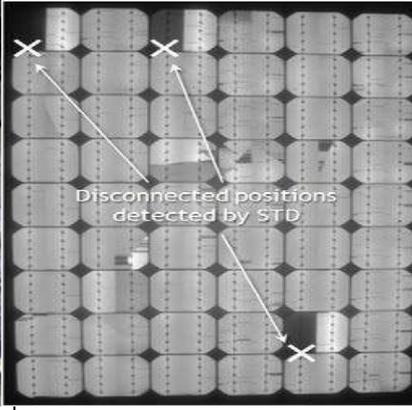
우박 손상. [SUPSI]

Severity



Component Defect	Module 셀 상호연결 불량		PVFS 1-9vs.01
Appearance	부실하거나 파손된 셀 혹은 스트링의 상호연결부는 육안으로 보기가 쉽지 않다. 불량은 전계발광 이미지에서 어두운 영역으로 확인되는데, 만약 불량이 아니라면 상호연결부가 캐리어를 수집하고 있을 것이며 혹은 적외선 이미지에서는 하나의 핫스팟으로 확인될 수 있다. 더 진전된 단계에서는 탄자국 과 유리파손 이 일어날 수 있다.		
Detection	EL, IRT, STM, (VI)		
Origin	통상적으로 제조 프로세스 (예, 잘못된 솔더링, 리본의 정렬 불량, 너무 강한 리본 키크의 변형, 셀 사이의 좁은 거리)와 동반되는 열기계적 스트레스나 옥외 작동 환경 하에서 야기된 풍력 하중에 의해 일어날 수 있다. 전기화학적 부식 은 상호연결부 열화의 또 다른 요인이 될 수 있다.		
	Production <input checked="" type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input checked="" type="checkbox"/>
Impact	<p>잘못된 상호연결 (솔더링 본드)이 접촉저항의 증가, 더 높은 출력 소실과 국부적인 가열로 이어진다. 파손된 상호연결부는 흔히 출력손실과 관련되는데, 만약 잉여 전기적 상호연결부가 가용하다면 불량이 난 커넥터가 출력 산출량에 미치는 영향은 무시할 정도일 수 있다. 유발된 핫스팟의 온도가 100°C 이상으로 증가하지 않으면 안전 위험은 그리 높지 않을 수 있다. 만약 하나의 셀의 모든 버스바가 끊어지면 그 스트링의 전류 흐름은 완전히 차단되고 그리고 전류가 바이패스 다이오드에 의해 우회되지 않고 시스템이 고전압에서 작동하면 전기적 아크가 발생할 수 있다. 안전 위험은 바이패스 다이오드의 내구성에 달려 있다. 하나의 바이패스 다이오드가 수일에 걸쳐 연속적으로 활성화 되면 손상을 받을 수 있으며 개방회로나 단락회로 상태의 일부가 된다. 개방회로 상태의 다이오드가 됨에 따라 전류는 불량이 난 셀 스트링을 통과하며 연결이 끊어진 위치에서 열을 만들어 낸다. 매우 높은 온도나 하나의 전기적 아크가 화재를 일으키고, 전도성 부품이 사용자에게 노출되며 모듈의 기계적 일체성이 파괴된다.</p>		
	Safety:		Performance: 
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다.	IEC 61215 인증의 유효함과 BOM의 확인.	정기적인 시스템 검사.

Examples
1-3



파손된 셀 상호연결부의 줌. [41]

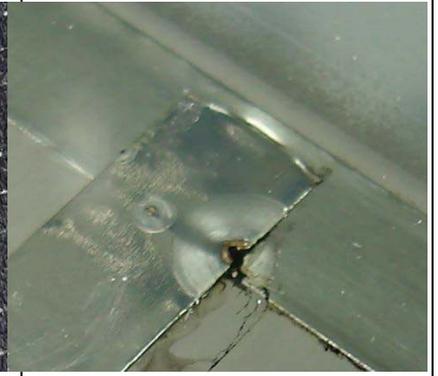
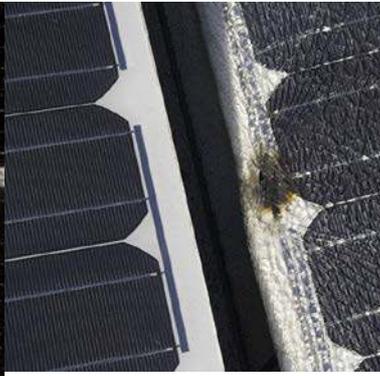
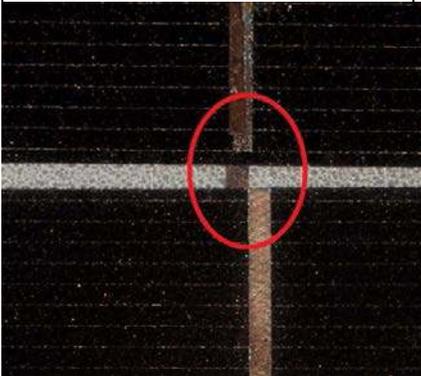
연결이 끊어진 상호연결 리본을 가진 모듈의 전계발광 이미지. [16]

박리와 함께 연결이 끊어진 셀 상호연결부. [1]

Severity



Examples
4-6



상호연결 리본의 변위. [37]

탄자국과 파손된 유리로 이어지는 스트링 상호연결부의 잘못된 솔더링. [41] (see also PVFS 1-7 and PVFS 1-8)

스트링 상호연결부 위의 전도성 접착제의 접착 불충분으로 일어나는 마이크로 아크. [16]

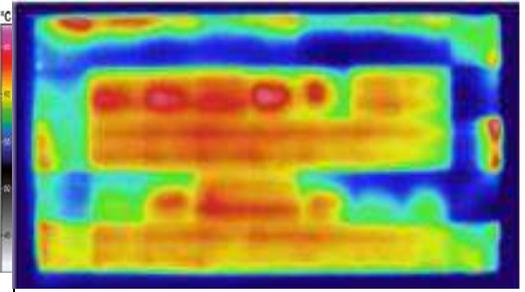
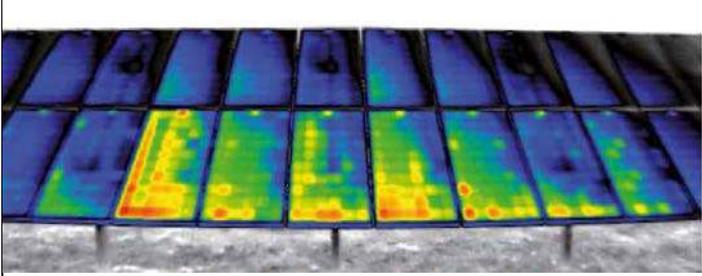
Severity



Component Defect	Module 퍼텐셜 유도 열화 (PID) (page1)	PVFS 1-10vs.01
Appearance	<p>하나의 퍼텐셜 유도 열화(PID)는 육안으로 직접 보이지 않는다. 이는 시간이 경과함에 따른 출력손실로 인지할 수 있고 설치 후 몇 년 후에도 쉽게 관찰할 수 있다. 직접 태양광에 노출된 작동 중인 모듈의 적외선 서모그래피(IRT) 이미지가 PID 열화의 증거를 확보할 수 있는 가장 간단한 방법이다. 통상적인 PID IRT 패턴 (아래 프레임에 가까운 셀의 온도가 더 따뜻하거나 혹은 패치워크 패턴)과 모듈 스트링 양 극단의 하나에 가깝게 위치한 모듈들이 PID를 나타내는 강한 조짐이다. 가장 효율적이거나 더 복잡하고 비싼 탐지 방법은 전계발광 (EL) 이미지에 의한 것이다. 정격전류의 1/10 에서 찍으면 출력손실이 인지되기 전의 초기 단계에서 PID를 탐지할 수 있다. 이는 초기 단계의 PID 열화는 빛의 세기가 낮을 때 더 뚜렷해 지기 때문이다. 성능 손실을 정량화하기 위해서는 영향을 받은 스트링 및/혹은 모듈에 대해 I-V 측정이 되어야 한다. 좀 더 진전된 단계에서는 핫스팟, 황변 및/혹은 부식 같은 이차 유도 불량도 가끔 관찰될 수 있다.</p>	
Detection	IV, EL, IRT, (MON)	
Origin	<p>PID는 지면과 대비하여 고전압의 스트레스에 의해 유발되는 열화 모드이다. 이 불량의 발생은 전압 (스트링 당 직렬로 연결된 모듈의 개수)의 크기 그리고 프레임/유리 표면과 태양전지 사이에 축적된 전기장의 극성에 따라 달라진다. 후자는 인버터 유형(typology), 접지 개념과 셀기술에 의존한다. p-type 셀을 사용하는 모듈은 네거티브 극성의 스트링에서 열화가 일어나고, 반면에 n-type 셀을 사용하는 모듈은 포지티브 극성을 가진 스트링에서 열화가 일어난다. 하나의 모듈 혹은 스트링 내의 단일 셀이 놓이게 되는 퍼텐셜이 더 높을수록 PID 열화는 더 뚜렷해 진다. 따라서 모듈의 가장자리에 위치 (프레임에 가깝게) 하고 그리고 하나의 스트링의 한쪽 끝을 올려다 보게 되는 하단에 위치한 셀들에서 PID의 영향이 더 강하다. 열화는 온도, 습도, 비 (표면 습윤), 응축과 오염에 의해 더 가속된다. 결정질실리콘 모듈에 대해서는 두 가지 유형의 PID가 알려져 있는데, PID-p (분극화 polarization)와 PID-s (선틱 shunting)이다. PID-p는 미국 Sunpower사 모듈의 후면접촉 셀에서 처음으로 관찰되었다. PID-p는 셀 위에 네거티브 표면 전하의 축적에 의해 일어나며 전류 손실을 가져온다. PID-s는 모듈 전면 유리 와 봉지재 소재를 통하는 누설전류에 의해 야기된다. 유리로부터 셀 내부로 향하는 Na⁺ 이온의 흐름이 선틱의 생성으로 이어진다. 두 가지 PID 유형 모두에서, 하나의 모듈이 PID의 영향을 받는지 혹은 얼마나 받는지에 대해서는 모듈과 셀 설계가 근본적인 영향을 미치게 된다. 시장에는 PID 내성을 가진 모듈이 출시되어 있다.</p>	
Impact	<p>과거에는 설치 1년 이내에 20% 이상의 수율 손실이 관찰되었다. PID-s는 I-V 곡선의 충진율과 출력 산출량의 감소를 가져온다. 단락전류는 매우 진전된 상태에서만 영향을 받는다. 그 치명적인 성능손실 때문에 PID-s는 매우 높은 경제적인 위험을 안고 있다. PID-s는 어느 정도는 하나의 가역적인 분극화 효과이며 따라서 적시에 탐지만 되면 수리하거나 제외시킬 수 있다. 만약 너무 늦게 탐지되면 태양광시스템은 수리될 수 없으며 비가역적인 손상을 고려하여야 한다. PID-p 효과는 대신에 단락전류, 개방전압과 출력의 상당한 감소를 야기한다. PID-p는 바이어스 퍼텐셜의 극성을 바꿈으로써 충분히 재생시킬 수 있다. 현재까지 PID와 직접 관련된 안전문제는 보고되지 않았지만, 심한 셀 불일치에 의해 야기되는 핫스팟과 부식은 추후에 안전문제를 야기할 수도 있다. 태양광모듈의 PID 민감도는 시험기관에서 시험할 수 있다. 정확한 위험 추정과 가격책정에 대해 많은 보험회사에 대한 교육이 필요하지만, PID 보험에 들 수 있다.</p>	
Safety:		Performance: 

Component Defect	Module 퍼텐셜 유도 열화 (PID) (page2)		PVFS 1-10vs.01
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	<p>어떻게 나아갈지는 PID가 탐지되는 단계에 매우 크게 의존한다. 만약 초기 단계에 탐지된다면 밤시간 동안에 역방향 전압을 인가하여 복구할 수 있다. 손실된 출력의 복구를 약속하는 특정 Anti-PID 키트도 시장에서 가용하다. 복구가 특정 상황에 대해 유효하다는 완전한 보장은 없어서 문제가 충분히 해결되었는지 알기 위해서는 모니터 혹은 측정이 되어야 한다. 육안으로 보이는 모듈 손상이 없는 진전된 PID의 경우에는 복구가 여러 달 혹은 시험된 모듈로 모든 모듈을 대체한 것이 PID 저항성이 있는지를 확인하는 경우에는 심지어 몇 년이 소요될 수 있다.</p>	<p>IEC 62804-1에 따른 PID 시험을 한 모듈은 PID에 덜 취약하여야 한다. (BOM가 부합하는지 확인!)</p>	<p>시스템 수준에서 PID 예방: 변압기를 가진 인버터의 설치시 PID 현상에 대한 완화조치로 간주할 수 있다. 반면에, 인버터의 효율과 비용의 절충 방안을 고려하여야 한다. Anti-PID 보험.</p>

Examples
1-2



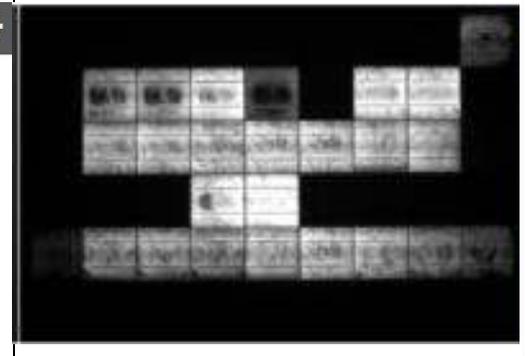
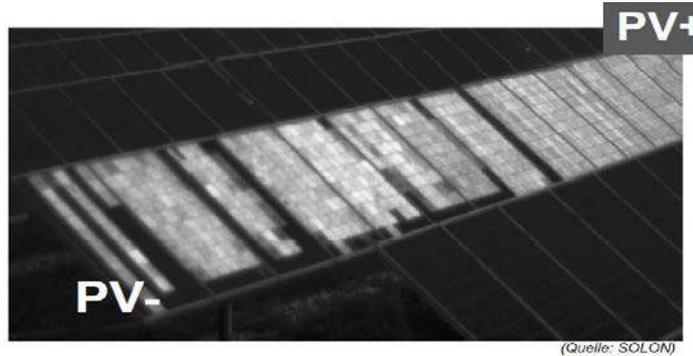
적외선 서모그래피(IRT)로 탐지된 PID를 가진 스트링. [16]

PID 영향을 받은 모듈의 Isc 에서의 암상태 IRT. [16]

Severity



Examples
3-4



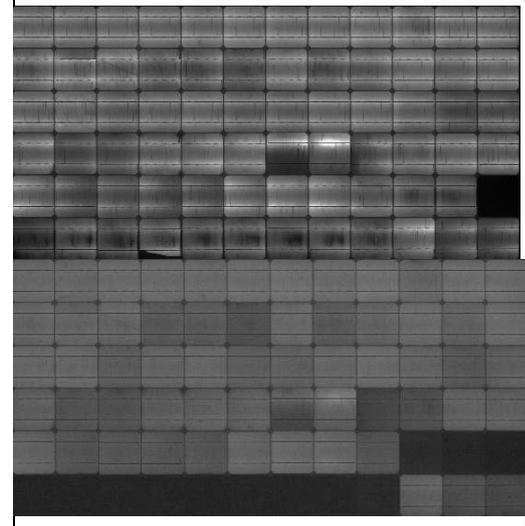
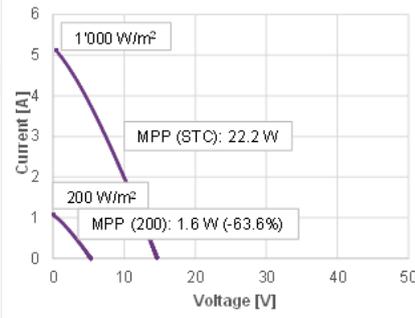
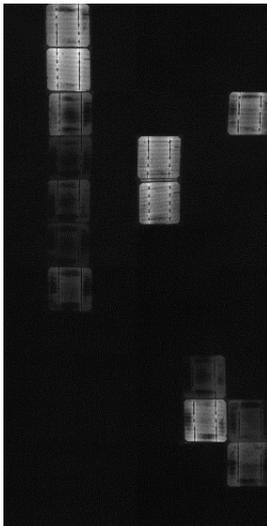
전계발광(EL) 이미지로 탐지된 PID를 가진 스트링.

PID 영향을 받은 모듈의 Isc 에서의 EL 이미지. [16]

Severity



Examples
5-6



PID로 출력손실 89%의 영향을 받은 모듈, 왼쪽: $1.5 \times I_{sc}$ 에서의 EL. 오른쪽: 동일 모듈의 1000 과 200 W/m² 에서의 I-V 곡선. [35]

PID로 출력손실 14%의 영향을 받은 모듈, 위: $1.5 \times I_{sc}$ 에서의 EL. 아래: 동일 모듈의 $0.2 \times I_{sc}$ 에서의 EL. [35]

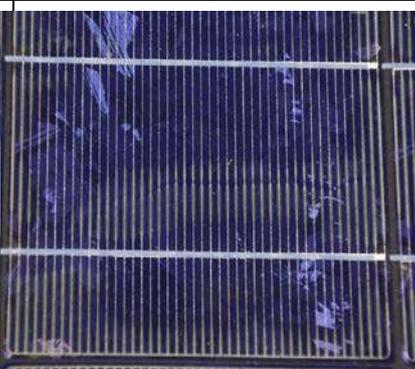
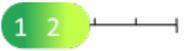
Severity



Component Defect	Module 금속전극 변색/부식		PVFS 1-11vs.01
Appearance	<p>셀 금속전극과 상호연결부의 변색 및/혹은 부식은 전기부품의 표면 색깔이 옅은 노란색에서 짙은 갈색 심지어 흑색으로 변하면서 보이게 된다. 소재의 조합에 따라 부식은 분말 형태로, 백색, 옅은 회색으로 나타나거나 및/혹은 황색, 청색이나 녹색을 띠는 갈바닉 산물의 존재에 의해 더 뚜렷해진다. 결함은 통상적으로 셀 그리드라인/핑거 혹은 셀/스트링 상호연결 리본 위에 있는 솔더 본드에서 일어난다. 이는 봉지재의 박리와 변색 같은 다른 불량과 함께 매우 자주 그리고 때로는 탄자극과 함께 관찰된다. 특정 상황 하에서는 부식이 셀 가장자리 부근에서 더 잘 보인다. EL 이미지에서 셀 경계에 있는 어두운 부위는 모듈 후면을 통한 수분 확산, 셀 사이의 갭과 그리고 후속으로 일어나는 가장자리에서 시작되는 전면 측의 셀 부식을 강조하는 것일 수 있다.</p>		
Detection	VI, (EL, IV)		
Origin	<p>금속전극의 부식/산화는 수분과 봉지재에 있는 아세트산의 존재에 의해 일어나는데, 아세트산은 주로 사용되는 봉지재인 EVA 혹은 잔존하는 가교제 (과산화물) 열화의 산물이다. 아세트산은 셀의 금속전극과 셀 상호연결부에 부식 효과를 가져온다. 진행 중인 박리 프로세스에 의해 야기된 수분의 침투는 산소와 함께 부식을 더 가속시킨다. 부식은 잘못된 제조 프로세스 (예, 너무 짧은 라미네이션 프로세스로 인한 가교제의 잔존; 셀 솔더링의 불완전함) 혹은 잘못된 소재의 선택 (주석 기반의 코팅을 한 구리 리본의 낮은 부식 저항성, 백시트 및/혹은 봉지재 소재의 높은 물 투과성)에 의해 야기될 수 있다. 환경적인 인자 (예, 암모니아, 염분, 습도, 온도)가 부식을 가속시킬 수 있다. 이런 이유로 부식은 덥고 습한 기후 혹은 농업이나 해양 환경 하에서 더 빈번하고 심해진다. 변색은 또한 리본에 있는 광 민감성 솔더 용제 잔류물로 인한 변색 같은 비부식성 프로세스와 관련될 수도 있다.</p> <p>Production <input checked="" type="checkbox"/> Installation <input type="checkbox"/> Operation <input checked="" type="checkbox"/></p>		
Impact	<p>금속전극 및/혹은 상호연결부 부식은 직렬저항을 증가시키고 그 결과 모듈 성능의 손실을 가져온다. 부식 없이 금속전극 변색을 보이는 모듈에서는 출력손실이 덜 뚜렷하다. 결함이 자동적으로 안전문제를 제기하지는 않는다. 국부적으로 증가한 직렬저항은 전류 불일치로 이어진다. 불일치가 심해지면 이로 인해 바이패스 다이오드가 작동되며 모듈의 출력손실을 증가시키게 된다.</p> <p>Safety:  Performance: </p>		
Mitigation	Corrective action	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	<p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다. 개별 모듈 시험의 경우에는 절연과 습윤 누설전류 시험을 통과하지 못한 모든 모듈이 교체되어야 한다.</p>	<p>IEC 61215 인증의 유효함과 BOM의 확인.</p>	<p>정기적인 시스템 검사.</p>

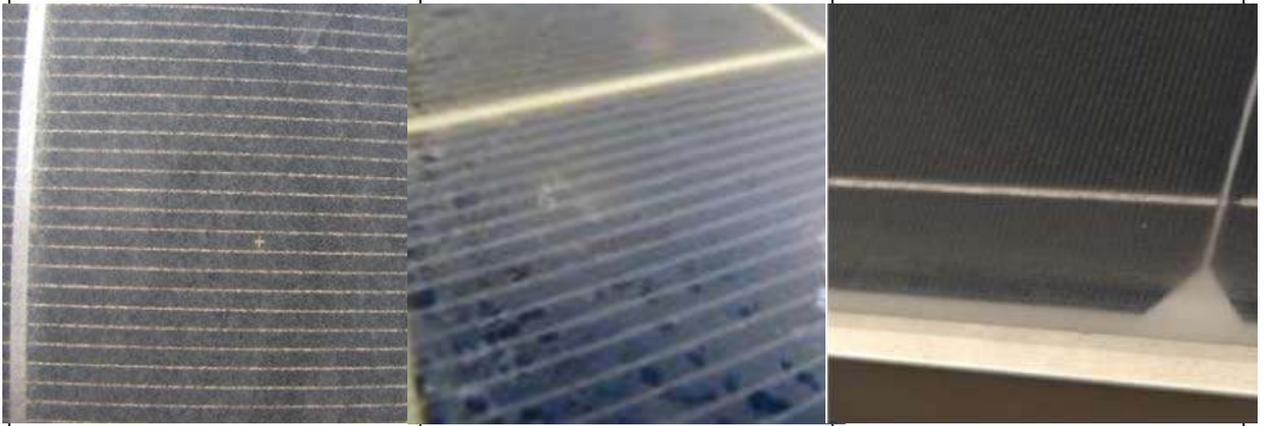
EXAMPLES (page1)

PVFS 1-11vs.01

<p>Examples 1-3</p>						
	<p>부식 혹은 리본에 있는 광민감성 용제 잔류물로 인한 변색.</p>	<p>리본 위 부식으로 인한 변색. [SUPSI]</p>	<p>스트링 상호연결부 부식. [1]</p>			
<p>Severity</p>						
<p>Examples 4-6</p>						
<p>Severity</p>						
<p>Examples 7-9</p>						
<p>Severity</p>	 				 	
	<p>스트링 상호연결부에서 적색, 청색 및 흑색 변색으로 보이는 부식. [41]</p>	<p>가장자리에서 버스바 부식과 박리. [SUPSI]</p>	<p>박리와 후속 부식을 보여주는 유리/유리 모듈. [1]</p>			

Component Defect	Module 유리 부식 혹은 마모		PVFS 1-12vs.01
Appearance	<p>전면 유리층의 열화는 유리의 색깔과 투과율의 균질한 혹은 불균질한 변화로 보이게 된다. 영향을 받은 유리 표면은 흐릿하게(hazy) 혹은 우유 같이(milky) 희부연하게 보이고 그리고 일부 경우에는 열화가 없는 모듈/모듈 영역에 비해 더 거칠게 보일 수도 있다. 오염에 대한 민감성 증가가 관찰될 수 있다.</p>		
Detection	VI, (IV)		
Origin	<p>태양광모듈의 효율과 외관을 최적화 하기 위해 제조업체는 모듈의 전면에 일부 반사방지 코팅(anti-reflective coatings: ARC), 오염방지 코팅(anti-soiling coatings: ASC) 혹은 다중 층 코팅(multilayer coatings)을 적용한다. 이러한 테크닉으로 코팅을 적용하지 않은 모듈에 비해 1~3% 더 많은 출력을 얻을 수 있다. 그러나 이들 코팅 층들의 부식 혹은 마모는 코팅의 유효성을 감소 혹은 사라지게 만든다. 유리 코팅은 대기의 습도가 대기 (예, 오염물질, 염분, 암모니아)와 유리에 존재하는 가스나 입자들과 결합함으로써 야기된다. 이는 예를 들어, 물(이슬)이 소다석회 유리의 상단으로부터 나트륨 이온의 일부를 용해시켜 유리 규산염을 부식시킬 수 있는 알칼리 염기가 생성될 때 발생한다. 유리 마모 또는 부식은 코팅을 손상시키거나 제거시키는 부적절한 청소 테크닉 (기계적 제거 테크닉, 부적절한 세척제)에 의해 발생할 수도 있다. 마모는 주로 사막에서 발생하는데, 이는 바람, 모래, 먼지가 결합하여 유리 표면의 마멸과 성예를 유발하기 때문이다. 자외선 또는 전압 유도 열화 효과는 코팅의 열화를 더욱 가속화할 수 있다.</p>		
	Production <input checked="" type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input checked="" type="checkbox"/>
Impact	<p>전면 유리층의 부식 혹은 마모는 유리의 투과율을 떨어뜨려 출력손실로 이어지게 한다. 출력손실은 일반적으로 몇 %에 한정되고 그리고 오염 민감성이 크게 증가하여 더 큰 손실이 관찰될 수 있는 경우를 제외하고는 시간 경과와 함께 포화된다. 이로 인해 운영 및 유지보수(O&M) 비용이 영향을 받을 수 있다.</p>		
	Safety: 	Performance: 	
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	<p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5의 모듈은 교체되어야 한다. 성능손실의 수준에 의존한다. 극한의 환경(예, 광산, 시멘트 공장 인근)에서는 수율 손실이 난 모듈 교체의 비용 유효성을 평가한다.</p>	<p>IEC 61215 인증의 유효함과 BOM의 확인, 목적하는 적용분야의 기능에 맞는 적절한 구성요소 선택.</p>	<p>정기적인 시스템 검사.</p>

Examples
1-3



표면 부식으로 인해 헤이즈 유리 (균질한 변색)를 가진 모듈의 줌. [45]

표면 부식으로 인해 헤이즈 유리 (불균질한 변색)를 가진 모듈의 줌. [43]

프레임 가까이의 유리 부식으로 인한 헤이즈 유리. [44]

Severity



Examples
4-5



고온가습 90/90 시험 후 단결정실리콘 후면접촉 모듈의 표면에 있는 유리 부식. [42]

유리 부식. [46]

Severity



Component Defect	Module 결함 있는 혹은 분리된 정선박스		PVFS 1-13vs.01
Appearance	정선박스 하우징과 뚜껑은 결함이 있는 (풍화된, 부서지기 쉬운, 균열된, 뒤틀린, 용해된 혹은 타버린) 및/혹은 분리된 (뚜껑이 열렸거나 느슨한, 백시트로부터 위치가 옮겨진 혹은 분리된 정선박스) 상태로 나타난다. 정선박스를 백시트에 부착하는데 사용되는 실란트/접착제는 풍화될 수 있거나 황색으로 나타날 수 있다. 배선 입구나 뚜껑 주위의 실링 구성요소/소재는 손상을 받을 수 있거나 (압착된, 파손된, 부서지기 쉬운) 혹은 완전히 사라질 수 있다.		
Detection	VI		
Origin	정선박스가 떼어지는 것은 백시트에 고정을 잘못하거나 혹은 낮은 품질의 접착제 사용에 의해 발생한다. 초기에는 아크릴 혹은 PE 폼 테이프가 정선박스 부착용으로 사용되었는데, 이들 제품은 흔히 저온에서 점착성을 잃고 떼어지게 된다. 부적절한 IP 등급의 정선박스는 수분의 침입을 야기하고 이어서 불량을 일으키게 된다. 뚜껑이 열리거나 잘못 닫혀진 정선박스는 제조 프로세스의 잘못이나 배출구가 없는 박스 내부에서의 고온에 의해 야기된 공기압력 때문일 수 있다. 정선박스 부근에서 일어나는 박리가 느슨하게 만들 수도 있다. 모듈의 부적절한 취급 혹은 장착이 정선박스 손상의 요인이 될 수도 있는데, 장착 전에 케이블을 위로 당기거나, 모듈을 하나의 스트링에 상호 연결하는데 케이블 고정을 하지 않거나 또는 너무 짧은 케이블을 사용함으로써 정선박스에 빈번하거나 영구적인 기계적 스트레스를 가하게 된다.		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
Impact	하나의 결함 있는 혹은 떼어진 정선박스가 상호연결부의 부식과 함께 수분의 침투를 야기함으로써 성능 손실과 전기적 아크의 위험을 증가시키며 그 결과 화재의 시작으로 이어질 수 있다. 게다가 느슨한 정선박스는 박스 내에 있는 접점에 기계적인 스트레스를 가하게 되어 파손의 위험과 함께 사람들이 전기적 활성 구성요소에 노출되는 위험을 안게 된다.		
	Safety: 	Performance:	
Mitigation	Corrective actions 직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5의 모듈은 교체하거나 수리되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다.	Preventive actions (recommended) IEC 61215 인증의 유효함과 BOM의 확인. 항상 인버터나 다른 장치에 의한 접지 사고 탐지.	Preventive actions (optional) 정기적인 시스템 검사.

Examples
1-3



백시트 위에 잘못 접착된 정선박스. [16]

현장에 있는 뚜껑이 열린 정선박스. [41]

백시트에서 떼어진 정선박스. [SUPSI]

Severity



Examples
4-5



왼쪽: 접점의 부식과 함께 사라진 정선박스 뚜껑 실링. 오른쪽: 양호한 정선박스 실링. [45]

없어진 실링 혹은 모듈 케이블의 압박 완화, 부적절한 케이블 주입구. [37]

Severity



Examples
6-7



용해된 정선박스. [TUV Rheinland]

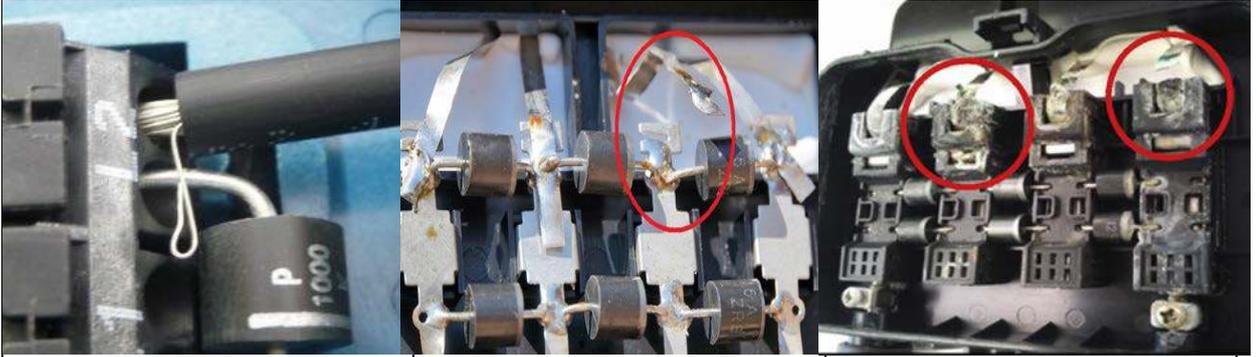
정선박스 내의 부식된 접점에 의한 타버린 정선박스. [TUV Rheinland]

Severity



Component Defect	Module 정선박스 상호연결 불량		PVFS 1-14vs.01
Appearance	정선박스 내에 연결이 되지 않은, 파손된, 타버린, 부식된 혹은 회로가 단락된 부품. 여기에는 납땜 이음, 와이어, 바이패스 다이오드 또는 태빙 리본이 포함될 수 있다. 상호연결부 불량 자체는 정선박스에 있는 포팅 소재에 의해 가려질 수 있어 이를 제거해야만 볼 수 있다. 이 소재는 정선박스에서 발생하는 열 또는 아크로 인해 열화된 상태 (황변, 갈변, 불에 탔거나 기포가 발생한)로 나타날 수 있다.		
Detection	IRT, (VI, IV, VOC)		
Origin	<p>잘못된 접점 혹은 수분 침투는 정선박스에 있는 상호연결부 불량에의 원인이 될 수 있다. 접점은 납땜, 나사 체결 혹은 삽입식 (기계적인 스프링 클램프)으로 할 수 있다. 잘못된 납땜 접점은 낮은 납땜 온도 (cold solder joint) 또는 납땜 접점에 남아있는 이전 생산 프로세스의 화학 잔류물로 인해 발생한다. 기계적 접점이 잘못되는 것은 느슨한 클램핑이나 나사에 의한 것이다. 기계적인 접점은 주야간 열 사이클과 계절적 변화로 인해 느슨해질 수 있다. 잘못된 또는 손상된 정선박스 (예, 와이어 입구나 정선박스 하우징에 접착력 상실, 부서지기 쉬운, 균열된, 실링이 사라짐)에서의 수분 침투가 접점의 부식으로 이어진다. 정선박스 부근에서 박리가 박스를 느슨하게 만들어 박스 내에 있는 접점에 기계적인 스트레스를 가하며 파손시키게 된다.</p>		
	Production <input checked="" type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input checked="" type="checkbox"/>
Impact	<p>잘못된 접점 혹은 부식이 높은 저항을 야기하고 이어서 정선박스를 가열시키게 된다. 게다가 저항 가열로 인해 정선박스 뒤와 주위의 봉지재/백시트에 변색과 탄자국이 발생한다. 최악의 경우에는, 상호연결부 불량에 정선박스 내에서 단락회로나 내부 아크를 야기한다. 열은 적외선 카메라로 탐지될 수 있다. 외관상의 결함 외에도 상호연결부 불량에 상당한 출력손실로도 이어지는데, 이는 하나의 모듈 혹은 스트링의 개방전압(V_{oc}) 측정으로 탐지될 수 있다. 측정은 기계적 혹은 열 스트레스 조건의 변화에 의해 영향을 받을 수 있다. 아크 발생이 발화를 일으키므로 상호연결부 불량에 특히 위험하다.</p>		
	Safety: 	Performance:	
Mitigation	<p>Corrective actions</p> <p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다.</p>	<p>Preventive actions (recommended)</p> <p>IEC 61215 인증의 유효함과 BOM의 확인. 항상 인버터나 다른 장치에 의한 접지 사고 탐지.</p>	<p>Preventive actions (optional)</p> <p>설치 전에 모바일 시험센터로 모듈의 시험, 정기적인 시스템 검사, 아크 탐지 툴의 설치.</p>

Examples
1-3

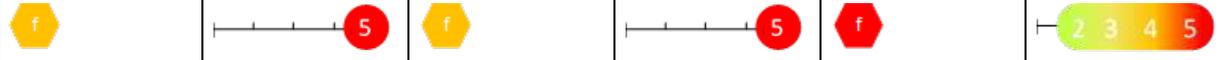


잘못된 와이어링을 가진 정선박스. [16]

잘못된 납땜으로 인한 태빙 리본의 탈착. [16]

IP65 등급 정선박스의 수침으로 인한 부식 불량. [41]

Severity



Examples
4-6



잘못된 전기적 연결로 인한 정선박스 불량. [41]

포팅 소재의 갈변과 함께 정선박스 내부의 느슨한 나사 연결의 증거. [41]

포터트의 경미한 갈변과 함께 정선박스 연결 단자 패드에 콜드 납땜한 모듈의 버싱 리본. [41]

Severity



Examples
7-9

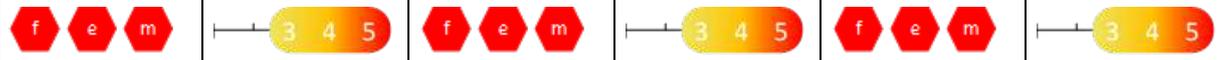


전면과 후면 위에 열은 변색과 탄자국으로 이어진 잘못된 정선박스 상호연결로 인한 과열. [41]

전면과 후면 위에 탄자국과 유리 파손으로 이어진 잘못된 정선박스 상호연결로 인한 과열. [41]

내부의 느슨한 전기적 연결로 인해 핫스팟이 발생한 정선박스의 적외선 이미징. [41]

Severity



Component Defect	Module 없어진 혹은 불충분한 바이패스 다이오드 보호		PVFS 1-15vs.01
Appearance	없어진, 연결이 끊어진, 반전된(inverted), 손상된, 개방회로 혹은 단락회로 바이패스 다이오드.		
Detection	BYT, (IV, IRT, EL, STM)		
Origin	<p>바이패스 다이오드는 용도에 비해 크기가 작거나 혹은 낙뢰나 다른 고전압 사건으로 인해 고전압에 노출되기 때문에 불량이 일어난다. 이 두 가지 이유 외에도 다이오드는 수 ppm의 불량률을 가지고 있는데, 이는 구성요소의 특성이다. 지속적으로 고온에서 작동하는 다이오드의 경우 이 불량률은 증가한다. 일반적으로 태양광모듈에서는 쇼트키 다이오드를 바이패스 다이오드로 사용하지만 정적(static) 고전압 방전과 기계적 스트레스에 매우 취약하다. 바이패스 다이오드에서는 두 가지 주요 불량이 관찰된다: 개방회로 혹은 단락회로. 단락회로 조건은 정선박스에서 바이패스 다이오드가 물리적으로 짧아지거나 잘못 장착되었거나 낙뢰나 정전기와 같은 고전압에 노출되었을 때 발생한다. 개방회로 조건은 다이오드가 단순히 없거나 제대로 연결되지 않았거나 강한 전류가 다이오드를 손상시켰거나 크기가 작아 연속적인 전류 흐름에 저항하지 못할 때 발생한다.</p>		
	Production <input checked="" type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input checked="" type="checkbox"/>
Impact	<p>바이패스 다이오드는 주로 태양광모듈 위에 발생하는 부분 음영으로 인한 출력손실을 줄이고 태양전지에 허용되는 역방향 바이어스 전압보다 더 높은 단일 태양전지의 역방향 바이어스를 방지하기 위해 사용된다. 개방회로 다이오드의 경우에는, 바이패스 다이오드를 통해 전류가 흐르지 않고, 셀은 당초 설계된 것보다 더 높은 전압으로 역방향 바이어스가 걸리게 되며 그리고 갈변, 탄자국 또는 최악의 경우 화재를 일으킬 수 있는 핫스팟으로 진화할 수 있다. 문제는 모듈이 이러한 위험에 노출될 때까지 불량이 감지되지 않는다는 것이다. 단락회로 바이패스 다이오드는 해당 모듈뿐 아니라 최대출력점을 이동시킴으로써 동일 스트링에 있는 다른 모듈의 출력 생산도 지속적으로 낮춘다. 바이패스 다이오드 불량인 때로는 정선박스에서 방출되는 열로 인해 정선박스를 변형시키거나 심지어 태우는 경우가 일어날 수 있다. 정선박스나 백시트가 연소되면 누설 전류와 같은 안전문제가 따를 수 있다.</p>		
	Safety: 	Performance: 	
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	<p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다.</p>	<p>바이패스 다이오드 크기 확인, 적외선 서모그래피로 시스템의 커미셔닝.</p>	<p>모듈 설치 전 모바일 시험 센터로 바이패스 다이오드의 시험. 정기적인 적외선 서모그래피 검사.</p>

Component Defect	Module 부적합 출력등급		PVFS 1-16vs.01
Appearance	새로운 브랜드 모듈의 표준시험조건(STC) 하에서의 출력 산출량이 특정 허용한계 아래이거나 혹은 명판의 최저 출력 산출량이 제조업체에 의해 분명하게 명시되어 있지 않다.		
Detection	IV, (MON)		
Origin	<p>단일 모듈의 명판 출력과 관련하여 측정된 출력의 편차는 제품 가변성, 제조 품질, 라벨 표시 정책 및 측정 불확도에 따라 달라진다. 불일치 손실의 감소를 위해 생산에 적용된 비닝 방법과 함께 셀의 품질 (예, LID 민감도)은 제품 가변성에 상당한 영향을 미친다. 공장 내 측정의 편차는 환경 온도, 측정된 모듈 온도, 솔라 시뮬레이션의 교정, 기준 모듈의 유지보수, 측정 장비, 커넥터 및 케이블과 같은 다양한 불확도 요인들에서 발생한다. 국제규격에 따르면, 출력 등급은 모든 기술과 관련되는 초기 열화 효과를 고려하여야 한다 (c-Si의 경우 FS 1-17 참조). 즉, 빛에 처음 노출된 후에도 새 모듈의 출력 산출량은 정격 출력 허용오차 이내여야 한다. 따라서 STC 성능 시험을 수행하는 시험소의 측정 불확도를 고려해야 한다. 모듈은 IEC 61215-2:2021에 설명된 절차를 따라 안정화시켜야 한다. 태양전지 기술별 시험요건은 IEC 61215-1-1:2021부터 IEC 61215-1-4:2021까지에 설명되어 있다. 기술에 따라 출력 등급의 검증을 위해 최대 허용 측정 불확도가 정의된다. c-Si 모듈의 경우 3%로 명시된다. 다음 기준 (gate 1)이 충족될 때 태양광모듈은 IEC61215 규격을 따르는 것으로 간주된다:</p> $P_{\max}(\text{Lab}) \cdot \left(1 + \frac{1.65 m_1 [\%]}{100} \right) \geq P_{\max}(\text{NP}) \cdot \left(1 - \frac{ t_1 [\%]}{100} \right)$ <p>$P_{\max}(\text{Lab})$: 안정화된 조건에서 측정된 각 모듈의 최대 STC 출력 $P_{\max}(\text{NP})$: 생산 허용오차 등급 없이 각 모듈의 최저 등급 명판 출력 m_1: P_{\max} (확장 합성불확도 ($k = 2$)에 대해 시험소의 %로 나타낸 측정 불확도 t_1: P_{\max}에 대해 %로 나타낸 제조업체가 등급을 매긴 더 낮은 생산 허용오차</p> <p>명판의 최소 출력등급, $P_{\max}(\text{NP})$ 및 허용오차 t_f은 명판 혹은 데이터시트 값으로부터 도출해야 한다. 데이터시트에서 유도된 $P_{\max}(\text{NP})$가 명판 값과 다를 경우 모듈은 적합한 출력등급을 따르지 않는 것으로 간주할 수 있다. 명판 혹은 데이터시트에 허용오차가 명시되지 않은 경우 $t_f = 0$. 허용오차가 명판 또는 데이터시트에 있는 하나의 단일 값으로 되지 않는 경우는 (예를 들어, 여러 개의 허용오차 또는 측정 불확도 구성요소가 명시된 경우) 가장 작은 숫자가 사용될 것이다.</p>		
	Production <input checked="" type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
Impact	부적합 STC 출력등급이 열화나 안전문제를 일으키지는 않기 때문에 실제적인 모듈 불량은 아니지만, 수명시간 동안의 에너지 수율과 재정적 수익률에 부정적인 영향을 미친다. 설치된 모듈의 STC 출력에 대한 부정확한 추정치는 에너지 수익 예측과 투자자의 기대치에 직접적인 영향을 미친다.		
	Safety: 	Performance: 	
Mitigation	<p>Corrective actions</p> <p>인정 받은 태양광 시험소를 통한 성능 미달 확인하기. 누락된 출력에 대한 클레임.</p>	<p>Preventive actions (recommended)</p> <p>출력 보증과 데이터 시트 적합성 확인, 신뢰할만한 제조업체로부터 모듈의 구입.</p>	<p>Preventive actions (optional)</p> <p>공장 출하 전 및/혹은 사이트 도착 시에 독립적인 제 3자에 의한 시료의 시험. 계약상 협정의 서명.</p>

Examples

1

a)

Product Z300W

Maximum power (P_{max})	300 W ±3 %
Maximum power voltage (V_{mp})	37 V
Maximum power current (I_{mp})	8,1 A
Open circuit voltage ^a (V_{oc})	45,9 V
Short circuit current ^a (I_{sc})	8,9 A
Maximum DC system voltage	1 000 V

^a ±5 % / -0 % tolerance

Product Z series
Electrical Data at STC

Peak power watts ±3 % - P_{max} (W)	300	305	310
Maximum power voltage - V_{mp} (V)	37	37,2	37,5
Maximum power current (I_{mp}) (A)	8,1	8,2	8,27
Open circuit voltage ^a - V_{oc} (V)	45,9	45,9	45,9
Short circuit current ^a - I_{sc} (A)	8,9	8,92	8,98
Module efficiency - η_m (%)	14	14,2	14,4

^a ±5 % / -0 % tolerance on I_{sc} and V_{oc}

P_{max} (NP) = 300 W; t_1 = 3 %
 V_{oc} (NP) = 45,9 V; t_2 = 5 %
 I_{sc} (NP) = 8,9 A; t_3 = 5 %

b)

Product X300W

Maximum power (P_{max})	296 to 300 W
Maximum power voltage (V_{mp})	37 V
Maximum power current (I_{mp})	8,1 A
Open circuit voltage ^a (V_{oc})	45,9 V
Short circuit current ^a (I_{sc})	8,9 A
Maximum DC system voltage	1 000 V

^a ±4 % production tolerance

Product X series
Electrical Data at STC

Peak power watts ^a - P_{max} (W)	296 to 300	301 to 305	306 to 310
Maximum power voltage - V_{mp} (V)	37	37,2	37,5
Maximum power current (I_{mp}) (A)	8,1	8,2	8,27
Open circuit voltage ^a - V_{oc} (V)	45,9	45,9	45,9
Short circuit current ^a - I_{sc} (A)	8,9	8,92	8,98
Module efficiency - η_m (%)	14	14,2	14,4

^a ±4 % production tolerance

P_{max} (NP) = 296 W; t_1 = 0 %
 V_{oc} (NP) = 45,9 V; t_2 = 4 %
 I_{sc} (NP) = 8,9 A; t_3 = 4 %

If t_1 is not specified, it is taken to be 0.

c)

Product Y300W

Maximum power (P_{max})	300 W ±3 % / -0
Maximum power voltage (V_{mp})	37 V
Maximum power current (I_{mp})	8,1 A
Open circuit voltage ^{a,b} (V_{oc})	45,9 V
Short circuit current ^{a,b} (I_{sc})	8,9 A
Maximum DC system voltage	1 000 V

^a ±2 % measurement uncertainty
^b ±10 % tolerance on I_{sc} and V_{oc}

Product Y series
Electrical Data at STC

Peak power watts ^a - P_{max} (W)	300	305	310
Power output tolerance (%)	-0 / +3	-0 / +3	-0 / +3
Maximum power voltage - V_{mp} (V)	37	37,2	37,5
Maximum power current (I_{mp}) (A)	8,1	8,2	8,27
Open circuit voltage ^{a,b} - V_{oc} (V)	45,9	45,9	45,9
Short circuit current ^{a,b} - I_{sc} (A)	8,9	8,92	8,98
Module efficiency - η_m (%)	14	14,2	14,4

^a ±2 % measurement uncertainty
^b ±10 % tolerance on I_{sc} and V_{oc}

P_{max} (NP) = 300 W; t_1 = 0 %
 V_{oc} (NP) = 45,9 V; t_2 = 2 %
 I_{sc} (NP) = 8,9 A; t_3 = 2 %

t_2 is not reduced to a single value. Thus, the smaller value is chosen. The same situation exists for t_3 .

d)

Product T300W

Maximum power (P_{max})	300 W
Power selection (±5 W)	
Maximum power voltage (V_{mp})	37 V
Maximum power current (I_{mp})	8,1 A
Open circuit voltage (V_{oc})	45,9 V
Short circuit current (I_{sc})	8,9 A
Maximum DC system voltage	1 000 V

±3 % tolerance on P_{max} , I_{sc} , V_{oc}

Product T series
Electrical Data at STC

Peak power watts ^a - P_{max} (W)	300	310
Maximum power voltage - V_{mp} (V)	37	37,5
Maximum power current (I_{mp}) (A)	8,1	8,27
Open circuit voltage ^a - V_{oc} (V)	45,9	45,9
Short circuit current ^a - I_{sc} (A)	8,9	8,98
Module efficiency - η_m (%)	14	14,4

^a ±3 % tolerance on P_{max} , I_{sc} , V_{oc}

Fails to meet requirements of IEC 61215-1 5.2.2. Lower edge of power bin is 295 W on nameplate, but is 300 W on datasheet.

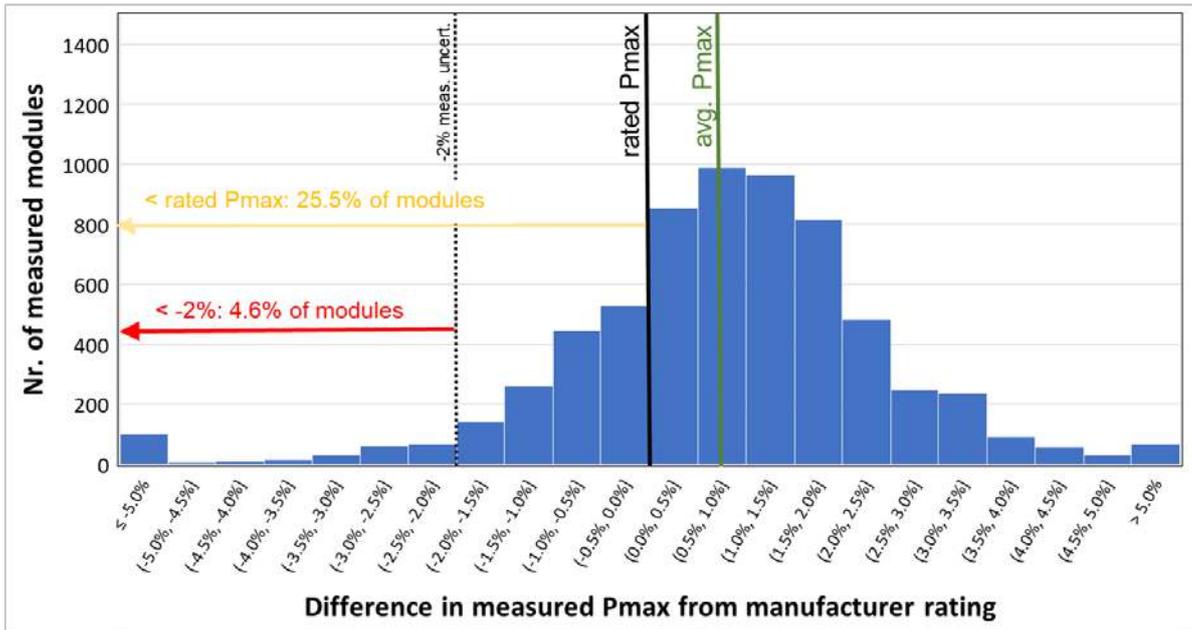
가상적으로 적합한 하나의 명판과 데이터시트 값의 예 (a-c). 이와 함께 오른쪽은 하나의 가상적인 부적합 STC 등급의 사례와 비교하여 규격 IEC 61215-1:2021로부터 유래된 등급 값과 허용오차 (d). [IEC 61215-1:2021]

Severity



NA

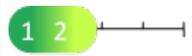
Examples
2



29개의 제조업체가 만든 96개의 서로 다른 모듈 유형을 가진 약 6,500개의 새로운 모듈을 대상으로 Eternalsun이 수행한 통계학적 분석. [35] +/-2%의 측정 불확도를 고려할 때 모듈의 총 4.6%가 IEC 61215 규격에 의해 정의된 gate 1 한계 미만이다. [IEC 61215-1:2021]

노트: 측정 불확도 +/-5%인 경우에는 어떤 모듈도 불합격되지 않지만, c-Si 모듈에 대해 +/-3%의 최대 측정 불확도를 규정하는 IEC 61215 규격에는 부합하지 않을 것이다.

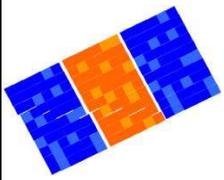
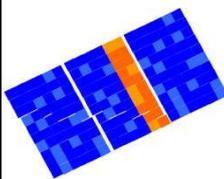
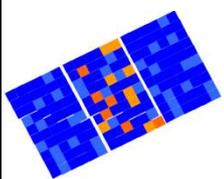
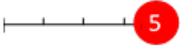
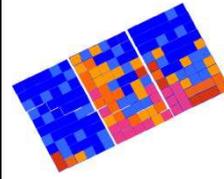
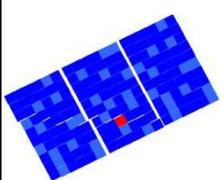
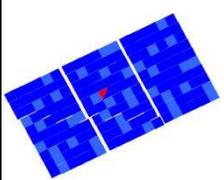
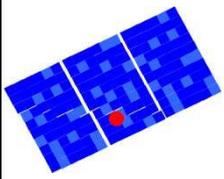
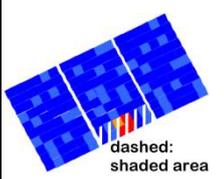
Severity



Component Defect	Module 결정질실리콘 모듈에서 광유도 열화 (LID/LeTID)		PVFS 1-17vs.01
Appearance	결정질실리콘 모듈에서 광유도 열화(LID)는 주로 STC 출력 산출량의 저하로 인지될 수 있지만, 또한 태양광시스템의 초기 수명시간 내에서 단락전류와 개방전압의 저하로 인식될 수도 있다. 이것은 어떠한 시각적 결함이나 다른 불량 모드와는 상관관계가 없다. 전계발광(EL) 이미지의 불균일성 (패치워크 패턴) 증가는 일부 경우에는 진행 중인 열화 프로세스를 강조할 수 있다.		
Detection	IV, (EL, IRT)		
Origin	<p>두 가지의 다른 광유도 열화 효과가 알려져 있다: LID(광유도 열화)와 LeTID(광과 고온 유도 열화). 두 열화 모드는 모두 셀 수준에서 발생하지만 그 배경이 되는 물리적 메커니즘은 다르다. 첫 번째는 셀 내 붕소와 산소의 농도와 관련이 있고, 두 번째는 셀 내의 수소 농도와 상호연관이 있을 수 있지만 그 메커니즘은 아직 완전히 이해되지 못하고 있다. 주로 p-형 다중결정과 단결정 실리콘 모듈이 영향을 받는다. n-형 PERC, HJT 혹은 n-PERT와 같이 n-형 웨이퍼를 사용하는 고효율 셀 기술은 이 두 가지 열화 효과와 관련이 훨씬 적거나 전혀 없는 것으로 보인다. LID는 태양에 노출된 첫 날 이내에만 발생하고, 1~3%로 제한되는 반면 LeTID는 더 심각하고 장기적인 광유도 열화 메커니즘을 가지고 있다. LeTID는 PERC 모듈이 시장에 출시되면서 처음으로 관찰됐다. 열화는 최대 10%에 이를 수 있으며 LID 손실과 합계가 된다. 50°C 이상의 온도에서만 발생한다. 열화가 발생하는 속도는 모듈의 평균 온도에 따라 다르므로 사이트에 따라 크게 달라지게 된다. 발생하는 기간은 몇 년에 이를 수 있다. 일단 최대 열화에 도달하면 모듈이 손실된 출력을 복구하면서 다시 재생이 된다. 그러나 이 과정은 매우 느리고 기후에도 의존한다. 손실된 출력은 일반적으로 예상되는 모듈의 수명인 25년 동안 복구되지 않을 수도 있다. 현장에서 LeTID에 민감한 모듈의 재생산을 가속시키는 접근방법이 존재하지만 사용자 친화적이지는 않다. 지난 몇 년 동안 더 많은 제조업체들이 생산 공정 중에 셀을 안정화시키기 위해 셀 생산 프로세스를 개조하였다. LeTID의 완화를 위한 다양한 산업적 접근방법이 존재하는데, 열화율이 감소는 하지만 방법론에 따라 제조업체마다 다르며 그 범위는 1~4%에 이른다.</p> <p>Production <input checked="" type="checkbox"/> Installation <input type="checkbox"/> Operation <input type="checkbox"/></p>		
Impact	<p>LID나 LETID는 안전문제는 없지만, 수명시간 동안의 에너지 수율과 재정적 수익에 부정적인 영향을 미친다. 초기의 성능 저하에 대한 과소평가는 에너지 수율 예측과 투자자들의 기대치에 직접적인 영향을 미친다. LID는 투자자들에게 덜 중요한데, 왜냐하면 이는 일반적으로 덜 심각하고 모듈에 라벨을 붙이고 첫 해 보증을 정의할 때 제조업체가 고려하기 때문이다. 반면에 LeTID는 열화율이 높고 시간에 따른 추이를 예측하는 것이 어려워 제조업체 보증과 시스템 소유자들에게 훨씬 더 중요하다. LeTID에 대한 태양광모듈의 민감도는 시험소에서 시험할 수 있다. 10% 이상의 심각한 열화를 보이는 LID는 핫스팟으로 이어질 수 있는데, 이는 적외선 카메라로 탐지가 가능하지만 PERC가 상용화되었을 때 생산된 셀에 주로 발생하였고 그 당시에는 제조 프로세스에서 LID의 완화 방법을 구할 수 없었다.</p> <p>Safety:  Performance: </p>		
Mitigation	<p>Corrective actions</p> <p>인정 받은 태양광 시험소를 통한 성능미달 확인하기. 누락된 출력에 대한 클레임.</p>	<p>Preventive actions (recommended)</p> <p>출력 보증 확인. 모듈 제조업체에 의한 LeTID 안정화 셀의 사용 확인하기.</p>	<p>Preventive actions (optional)</p> <p>현실성 있는 추정을 위해 출력손실 백분율을 가진 시험보고서 요구. 허용된 손실에 대한 계약상의 협정 명시. 개별 모듈을 시험. BOM 확인 (셀 유형).</p>

Component Defect	Module 절연 불량		PVFS 1-18vs.01
Appearance	전류를 운반하는 부품과 프레임 (또는 외부 세계) 사이에 절연 상태가 나쁜 모듈은 눈으로 직접 보이지는 않는다. 명백한 탐지는 건조 ($\geq 40\text{Mohm/m}^2$) 또는 습한/습윤 조건에서 모듈의 절연저항 측정을 통해서만 가능하다. 때로는 절연 문제로 이어질 수 있는 시각적 결함의 존재로 추론할 수 있다. 비가 내린 뒤나 이른 아침 모듈이 이슬로 뒤덮이는 등 특정 상황 하에서, 저항값이 일정 한계 이하로 떨어질 때 인버터(낮은 절연 결함)에 의해 이런 결함이 탐지되거나 혹은 인버터가 꺼지게 된다.		
Detection	INS, (MON)		
Origin	절연 불량에는 여러 가지 원인이 있을 수 있다. 이것은 모듈의 설계/생산 단계에서 발생할 수 있는데, 이는 프레임에 너무 가깝게 위치한 태양전지나 혹은 부적절한 봉지재나 백시트의 사용 같은 소재의 약점 그리고 잘못된 라미네이션 프로세스 때문이다. 설치 단계에서는 모듈의 기계적 손상에 의해 발생할 수 있지만, 작동 단계에서는 일반적으로 치명적인 사건이나 모듈 가장자리 가까이에서의 박리 프로세스 또는 정선박스에 수분의 침투나 응축에 의해 발생한다. 품질 보증이 불충분하여 생산 중에 절연 시험을 통과하지 못했거나 건너뛴 모듈도 문제의 근원일 수 있다. 백시트와 봉지재 박리, 백시트 손상, 탄자국, 유리 파손 등 다양한 모듈 불량이 절연 불량에 근원이다.		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
Impact	모듈 수준에서 절연 저항이 낮으면 인버터 불량이 발생할 때까지는 성능손실로 이어지지 않는다. 프레임으로 흐르는 누설전류가 있으면 사람을 잠재적인 감전 위험에 노출시키는 안전 위험이 될 수 있다. 안전 장비나 안전한 측정기를 사용하지 않고 스트링이나 프레임의 비절연 부품을 만지면 심각한 부상으로 이어질 수 있다.		
	Safety:		Performance:
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5의 모듈은 교체되어야 한다. 교체되지 않는 모듈의 상태를 확인하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다. 개별 모듈 시험의 경우에는 절연과 습윤 누설전류 시험을 통과하지 못한 모든 모듈이 교체되어야 한다.	IEC 61215 인증의 유효함과 BOM의 확인, 적외선 서모그래피로 시스템의 커미셔닝, 항상 인버터나 다른 장치에 의한 접지 사고 탐지.	정기적인 시스템 검사, 설치 전 모바일 시험 센터로 모듈의 절연 시험.

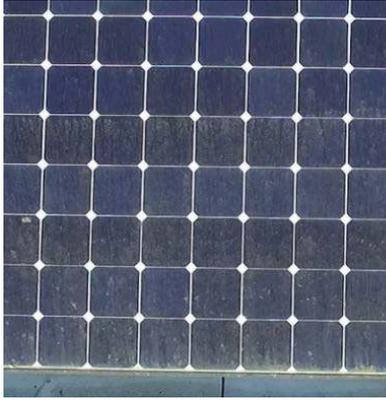
Component Defect	Module 핫스팟 (열패턴)		PVFS 1-19vs.01
Appearance	<p>핫스팟은 국부적 과열 또는 모듈의 정상적인 동작에서 벗어나는 열패턴과 같은 열적인 비정상이다. 적외선 서모그래피와 같은 이미징 기술로만 탐지할 수 있다. 핫스팟은 국부적 황변, 탄자국, 유리 또는 셀 파손과 같은 비가역적인 핫스팟 손상으로 이어질 때까지는 육안으로 볼 수 없다. 핫스팟(들)의 위치, 크기, 강도 및 패턴은 불량률의 근원과 진전에 따라 달라지지만 모듈이 작동하는 조건 (음영, 하중 및 조사강도 수준)에 따라서도 달라진다. 10K 미만의 온도 구배는 정상으로 간주되며 핫스팟이나 열적 비정상이 아니다.</p>		
Detection	IRT, (VI)		
Origin	<p>핫스팟은 음영, 오염, 심각한 셀 불일치, 손상된 셀 (예, 셀 균열과 선트된 셀), 유리 파손, 잘못된 전기적 연결 (예, 잘못된 또는 파손된 솔더 이음, 단락회로, 셀 상호연결 리본 불량) 또는 낮은 품질의 태양전지나 모듈의 생산으로 인해 발생할 수 있다. 이러한 조건이 발생하면 영향을 받은 셀 또는 셀 그룹이 역방향 바이어스에 놓이게 되면서 출력을 소실(power dissipation)시켜 과열을 일으킬 수 있다. 출력 소실이 충분히 높거나 국부적인 경우, 역방향 바이어스 상태의 셀은 과열되어 납땀의 용해, 봉지재 및/또는 백시트의 약화 혹은 유리 파손을 초래할 수 있다. 핫스팟의 영향을 줄이기 위해 바이패스 다이오드는 셀과 병렬로 연결되어 있다. 적절히 설계된 용량에 정확하게 작동하는 바이패스 다이오드는 핫스팟 손상을 줄이는 데 도움이 된다.</p>		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
Impact	<p>핫스팟이 항상 출력손실로 이어지는 것은 아니다. 셀 분류와 모듈 생산에서의 정상적인 허용오차 때문에, 기록된 모듈의 10% 미만의 열적 비정상은 보통 특별한 품질문제를 나타내지는 않는다. 하나의 단일 핫셀(hot cell)이 있는 모듈은 대부분 출력손실이 미미하다. 출력 감소는 영구적으로 활성화된 바이패스 다이오드가 영향을 받은 태양전지 스트링의 출력 산출량을 최저로 만들 때 상당한 수준에 이르게 되며 이렇게 되면 전체 모듈의 출력 산출량이 감소하게 된다. 시스템 수준에서의 영향은 더 많은 모듈이 영향을 받을 때만 보이게 된다. PID가 온도가 더 높아진 셀의 근원일 때 매우 높은 손실이 일어난다. 과열이 심각한 모듈 손상을 야기하거나 화재로 이어질 경우 모듈 안전성이 영향을 받게 된다. 10 K~20 K 범위의 온도 구배는 태양광발전소 작동 중에 증가하지 않는 경우에는 문제가 되지 않는 것으로 간주된다. 20K 이상의 온도 구배는 출력손실을 유발할 것으로 예상되는데, 극단적인 경우 소재 화합물도 열화되어 유지보수 작업 중 안전문제를 발생시킬 수 있다. 모듈이 교체되지 않는다면 태양광발전소의 작동 단계에서 온도 구배는 더 증가할 것으로 예상된다.</p> <p>태양광모듈이 적절한 빈도로 청소와 유지보수가 되지 않는다면, 장기간 조류 배설물이나 출력 불일치로 일부 셀이나 모듈의 고온 현상이 발생해 모듈의 손상으로 이어질 수 있다. 이후 단계에서는 손상이 품질문제로 인한 것인지 또는 청소나 유지보수 절차 누락에 의한 것인지 평가하기 어려울 수 있다.</p>		
	Safety:		Performance: 
Mitigation	<p>Corrective actions</p> <p>직접적인 안전 위험 혹은 심각성 5의 모듈은 교체되거나 수리되어야 한다. 10% 이상의 모듈이 열적으로 비정상적이면 이런 거동에 대한 이유가 평가되어야 하고 각각의 시정조치가 이행되어야 한다.</p>	<p>Preventive actions (recommended)</p> <p>적외선 서모그래피로 시스템의 커미셔닝.</p>	<p>Preventive actions (optional)</p> <p>정기적인 시스템 검사.</p>

패턴	설명	근원	성능	적요	안전	출력
	하나의 모듈이 다른 모듈보다 더 따뜻함	모듈이 개방 회로로 시스템에 연결되어 있지 않음	정상적으로 기능을 충분히 다함	배선 점검		
	하나의 행(서브스트리링)이 모듈에 있는 다른 행보다 더 따뜻함	단락회로(SC) 혹은 개방 서브스트리링 - 바이패스 다이오드 SC, 혹은 - 내부적인 SC	서브스트리링 출력 손실, V_{oc} 의 감소	모듈에 타버린 스팟 존재 가능		
	단일 셀들이 더 따뜻함, 특정 패턴(패치워크 패턴)은 인식되지 않음	전체 모듈이 단락회로 - 모든 바이패스 다이오드 SC 혹은 - 잘못된 연결	모듈 출력 급격한 감소 (거의 제로) V_{oc} 크게 감소	배선 점검	 	 (see PVFS 1-15)
	단일 셀들이 더 따뜻함, 더 낮은 부분과 프레임에 가까운 부분이 상단과 중간보다 더 뜨거움.	PID 및/혹은 분극화에 의해 야기된 대규모 셉트	모듈 출력과 충전율 감소. STC 보다 낮은 조사강도에서의 성능이 더 영향을 받음	- 어레이 접지 조건 바꾸기 - 역방향 전압에 의한 복구		 (see PVFS 1-10)
	하나의 셀이 다른 셀들보다 분명히 더 따뜻함	- 음영 효과 - 셀 결함 - 박리된 셀	출력 저하가 반드시 영구적이지는 않음, 예들 들어 나뭇잎이나 지의류에 의한 음영	육안검사 필요, 청소 (셀 불일치) 혹은 셉트된 셀	 	 (see also PVFS 1-1, 1-3, 3-3)
	하나의 셀의 부분이 더 따뜻함	- 깨진 셀 - 스트리링 상호연결의 끊어짐	급격한 출력 감소, 충전율 감소			 (see also PVFS 1-1, 1-7, 1-9)
	점 형태의 가열	- 아티팩트 - 부분적으로 음영, 예, 조류 배설물, 낙뢰 보호봉	출력 감소, 균열된 부분의 형상과 크기에 의존함	가능한 셀의 상세한 육안검사 후에 균열 탐지		 (see also PVFS 1-1, 1-7, 1-9)
	동일한 음영 하에서 서브스트리링 부분이 다른 부분보다 현저히 더 뜨거움	바이패스 다이오드가 없거나 개방회로 가진 서브스트리링	이 서브 스트리링의 부분이 가려졌을 때 대량의 단락전류 I_{sc} 와 출력의 감소	이 서브스트리링에 핫스팟이 있을 경우 심각한 화재 위험을 야기할 수 있음	 	 (see also PVFS 1-15, 3-3)

육외 측정에서 관찰된 일반적인 적외선 이미지의 개요. [16]

Component Defect	Module 오염		PVFS 1-20vs.01
Appearance	오염은 모듈 표면에 먼지, 흙 또는 기타 오염물질의 축적으로 볼 수 있다. 퇴적물은 균일하거나 그렇지 않을 수 있으며 두께가 다양하다. 불균일한 오염으로 야기된 핫스팟의 존재 때문에 적외선 서모그래피 이미징을 통해서도 볼 수 있다.		
Detection	VI, (IRT, MON)		
Origin	<p>모듈의 오염은 먼지 축적, 대기오염, 조류 배설물 또는 이끼, 지의류, 해조류 성장 등 다양한 근원에 의할 수 있다. 사막 지역의 모래, 계절성 꽃가루 또는 화산 방출물 같은 자연 발생원이나 혹은 광산, 산업, 고속도로, 철도, 도시나 농업 환경과 같은 인간의 활동 때문일 수도 있다. 오염 수준과 시간경과에 따른 지속성은 노출 시간, 화학 조성, 입자 크기 및 국부적인 기후조건에 따라 달라진다. 강우와 바람은 모듈을 자연스럽게 청소할 수 있는 반면에 습도는 먼지가 모듈 위에 정착되고 굳어지게 만드는 역효과를 낼 수 있다. 모듈의 설계 (예, 유리 코팅, 프레임, 가장자리로부터 셀의 거리), 방향 (예, 경사각, 방위각, 가로/세로 설치) 및 장착 조건 (예, 클램프, 지면 위 높이, 스트링 구성)이 중요한 역할을 한다. 일반적으로 오염은 경사각이 감소함에 따라 증가한다. 바람이나 장애물의 방향이 오염 과정에 영향을 미쳐 시스템 및 모듈 수준에 불균일한 패턴을 초래할 수 있다.</p>		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input checked="" type="checkbox"/>	Operation <input checked="" type="checkbox"/>
Impact	<p>퇴적된 오염층은 광학적 손실을 일으키면서 태양전지에 도달하는 빛의 양을 줄여 결과적으로 성능이 떨어지게 된다. 오염은 모듈을 청소하면 원상태로 돌아오므로 실제적인 모듈 불량은 아니지만 수명시간 동안의 에너지 수율과 재정적 수익에 부정적인 영향을 미친다. 오염문제는 설치 사이트에 따라 달라진다. 계절적으로 건조한 기간과 먼지가 있는 건조한 지역에서는 모듈을 청소하지 않을 경우 연간으로 최대 25%의 오염 손실이 보고되고 있다. 연중 비가 내리는 온대 지역에서는 연간 오염 손실이 일반적으로 0~4% 사이이다. 특정한 오염원 (예, 철도, 농업 등) 및/또는 불리한 장착 조건 (예, 낮은 경사각)으로 인해 자연적인 청소 효과가 제약되는 경우에는 훨씬 더 높은 손실이 관찰될 수 있다. 균일하지 않은 오염은 출력손실을 더욱 증가시키는 전류 불일치 손실과 극단적인 경우에는 모듈을 영구적으로 손상시킬 수 있는 핫스팟으로 이어진다. 퍼텐셜 유도 열화(PID)의 영향을 받은 모듈에서는 오염 때문에 진행 중인 열화 효과가 더욱 가속화 될 수 있다. 모듈 청소나 과도한 오염의 방지를 통해 오염을 줄일 수 있다. 청소를 통한 접근방식은 오염 유형과 현장 고유 조건 (예, 접근성 및 물 가용성)에 적합해야 한다. 청소 일정은 강우, 바람 또는 이슬과 같은 자연적인 작용체가 비용의 지불 없이 자연 세척효과를 가져오는 점을 고려해야 한다. 오염방지 코팅(ASC)은 오염을 줄이고 세척 주기를 늘리는 데 도움이 될 수 있지만, 코팅이 시스템에 존재하는 오염 유형에 적합하고 적절한 세척 프로세스를 따르고 그것이 코팅을 손상하지 않는 경우에만 그러하다. 게다가, 일부 ASC는 자체적으로 투과율 손실을 증가시킬 수 있다는 점을 고려해야 한다.</p>		
	Safety: 	Performance: 	
Mitigation	<p>Corrective actions</p> <p>누락된 에너지 생산이 청소 비용보다 더 높기 때문에 수입 손실이 있을 때는 적격의 인력에 의한 청소가 권장된다.</p>	<p>Preventive actions (recommended)</p> <p>오염 위험의 평가를 위해 사이트에 대한 사전 검사. 완화조치 이행의 비용 추정. 오염 수준을 제어하기 위해 정기적인 육안 검사.</p>	<p>Preventive actions (optional)</p> <p>설치 전에 오염 손실의 추정 또는 측정. 청소에 가장 이득이 되는 시간을 결정할 수 있는 오염 센서의 설치.</p>

Examples
1-3



균일한 가벼운 오염으로 이상적인 조건에서는 비가 올 때 자체 세척이 되는 것이다.

철도역에 의해 야기된 균일한 심한 오염. [SUPSI]

낮은 기울기에 지붕 가까이 장착함에 따른 불균일한 오염. [SUPSI]

Severity



Examples
4-6

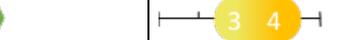


가장자리 오염과 결합된 가장자리에서의 이끼 성장. [1]

Atacama 사막에 있는 시스템 위의 오염 패턴. [ISE]

Atacama 사막의 시험 사이트에서 지배적인 풍향을 입증해 주는 오염 패턴. [ISE]

Severity



Examples
7



심한 바이오 필름 오염. [46]

Severity



Component Defect	케이블과 상호연결기 DC 커넥터 불일치		PVFS 2-1vs.01
외관	모듈, 스트링, 어레이 사이에 또는 인버터에 서로 다른 두 제조업체의 암수 DC 커넥터의 조합 (크로스 메이팅 cross-mating).		
탐지	VI, (IRT)		
근원	<p>치수와 허용오차를 규정하는 커넥터에 대한 규격은 아직 없다. 따라서 시장에서는 매우 비슷하게 생겼고 심지어 외관상으로도 딱 맞는 커넥터를 찾을 수 있으며 '호환가능'하다고 광고하고 있다. 커넥터 설계에서의 약간의 차이가 물과 증기 침투 방지 기능의 감소로 이어질 수 있다. 금속 접촉부, 개스킷 또는 실링의 소재 비호환성 (화학적 비호환성 또는 서로 다른 열팽창 파라미터)으로 인해 문제가 발생할 수도 있다. 대부분의 경우 커넥터의 불일치는 확장 케이블이 사용되는 스트링 끝에서 발생하거나 호환되지 않는 커넥터와 함께 제공된 인버터 또는 스트링 컴바이너 박스를 연결할 때 발생한다.</p>		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
영향	<p>서로 다른 제조업체의 커넥터가 상호연결되면 성능 손실과 인간과 환경에 위해를 입힐 수 있는 결함의 위험이 상당히 증가할 수 있다 [IEC TR 63225:2019]. 그 결과로 일어날 수 있는 것이 접촉 부식, 커넥터 연소, 전기적 아크 그리고 최악의 경우에는 화재이다. 가장 일반적인 불량 중 하나는 전류가 연결을 통해 전혀 흐르지 않는다는 것이다. 문제는 즉시 드러나지 않고 시간이 지남에 따라 접촉 저항 및/또는 커넥터의 열화가 증가해야 한다. 습한 기후 조건에서 커넥터가 일치하지 않으면 인버터의 부분적인 불량이나 접지 사고로 이어질 수도 있다. 커넥터가 제 자리에 배치되지 않고 목재 지붕보나 단열재 등 인화성 물질에 가까울 경우 화재 위험이 더욱 커진다. 때때로 일부 커넥터는 부분적으로 일반적인 육안 검사 (예, 프로파일 내부, 지붕과 평행한 모듈 아래 또는 BIPV까지)가 이루어 질 수 없는 위치에 설치된다. 불분명한 호환성 문제와 함께 다른 브랜드 또는 유형의 커넥터가 상호 연결될 경우 위험도가 더 높아질 수 있다.</p>		
	Safety: 	Performance: 	
완화	<p>시정조치</p> <p>일치하지 않은 모든 커넥터는 교체되어야 한다.</p>	<p>예방조치 (권고된)</p> <p>커넥터의 유형/제조업체 확인을 위해 공급업체에 문의 혹은 모듈/인버터 사양서 확인, 동일한 제조업체의 커넥터로 호환되는 것으로 인증된 제품만 함께 짝을 맞추어 주어야 한다.</p>	<p>예방조치 (선택적)</p> <p>모듈과 인버터 모두 동일한 커넥터를 가진 것으로 배달되었는지 확인한다. 모듈 커넥터와 동일한 유형을 가진 여분의 커넥터와 스트링 케이블의 확보.</p>

Examples
1-2



커넥터 (male of female)는 서로 다른 브랜드나 유형의 것으로 분명히 일치하지 않음. [40]

커넥터 (male of female)는 서로 다른 브랜드나 유형의 것으로 분명히 일치하지 않음. [40]

Severity



Examples
3-5

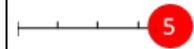
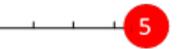


크로스메이팅에 의해 부식된 커넥터. [Stäubli]

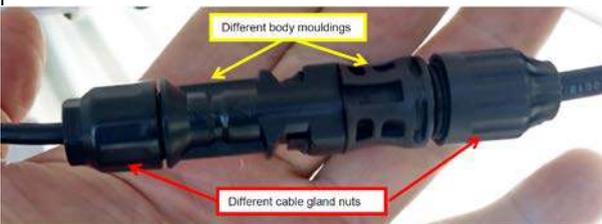
크로스메이팅에 의해 용해된 커넥터. [Stäubli]

크로스메이팅에 의해 연소된 커넥터. [Stäubli]

Severity



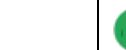
Examples
6-7



서로 다른 몸체 몰딩과 케이블 글랜드 너트로 알아볼 수 있는 서로 다른 유형의 커넥터. [ESV guide]

서로 다른 'O' 링과 로고로 알아볼 수 있는 서로 다른 유형의 커넥터. [ESV guide]

Severity



Component Defect	Cables and Interconnectors 결함 있는 DC 커넥터/케이블		PVFS 2-2vs.01
Appearance	손상된 커넥터나 케이블은 녹거나, 연소되거나, 부서지거나, 파손되거나, 금이 가거나 혹은 백화된 상태로 나타난다. 열린 상태의 커넥터는 부식이 발생할 수 있다. 영향을 받은 커넥터의 서모그래피 검사를 하면 초기 상태에서 아주 흔하게 과열 또는 핫스팟을 나타낸다.		
Detection	VI, (IRT)		
Origin	<p>커넥터가 손상된 주요 원인 중 하나는 호환되지 않는 구성요소 (DC 커넥터 불일치), 저품질의 커넥터 또는 잘못된 설치이다. 마지막의 경우 커넥터를 지침에 따라 설치하지 않았거나 (예, 잘못된 크리핑 또는 연결, 설치 전 비에 노출되거나 오염된 경우, 손상된 커넥터의 설치) 커넥터를 완전히 건조시키지 않고 장시간 습기나 먼지에 노출시키는 등 올바르게 고정되지 않은 것이다. 손상된 케이블의 주요 원인은, 생산 시 저품질 소재의 사용 (예, 절연 소재 혹은 구리선), 설계 단계에서 구성요소의 부적절한 선택 (예, 크기가 작은 케이블, 너무 큰 케이블 글랜드, 부적절한 방진방수(IP) 분류 또는 자외선 보호) 또는 설치 단계에서 케이블의 부적절한 취급이나 고정 등이다 (예, 날카롭거나 마모된 가장자리 위로 케이블 경로 설정, 연결부 가까이에 매달린 케이블, 지나치게 짝 조여진 굵힘, 누락이나 잘못 설치된 케이블 글랜드 또는 직접적인 자외선에 노출).</p>		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
Impact	<p>손상된 커넥터 또는 케이블은 안전상 높은 위험이 되며 전체 스트링의 출력손실을 초래할 수 있다. 회로의 연속성이 더 이상 보장되지 않으며 인버터 불량 (낮은 절연 결함 또는 인버터 스위치 꺼짐)이 발생하면서 부분적 혹은 완전한 출력손실로 이어진다. 최악의 경우에는 손상된 케이블 혹은 제대로 연결되지 않은 커넥터가 전기적 아크를 발생시킬 수 있다. 많은 경우에는 커넥터와 케이블이 모듈 라미네이트보다 목재 지붕보나 단열재와 같은 인화성 물질에 훨씬 더 가까워 화재 위험이 높아진다.</p>		
	Safety: 	Performance: 	
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	<p>직접적인 안전 위험이 되는 구성요소는 교체되어야 한다. 교체되지 않은 구성요소의 상황을 모니터링하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다.</p>	<p>설치 중 습기로부터 커넥터와 케이블의 보호. 적절한 크리핑 도구 사용. 설치하는 훈련을 받은 인력에 의해 되어야 한다.</p>	<p>설치자에 의해 커넥터가 교체될 때 유지보수 보증을 위한 계약협정에 서명, 정기적인 시스템 검사를 이행한다.</p>

Examples
1-3

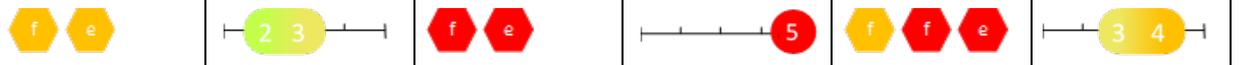


풍화된 커넥터. [1]

균열된 커넥터. [1]

부식된 커넥터. [1]

Severity



Examples
4-6



충분히 삽입 혹은 서로 맞물리지 않은 커넥터. [41]

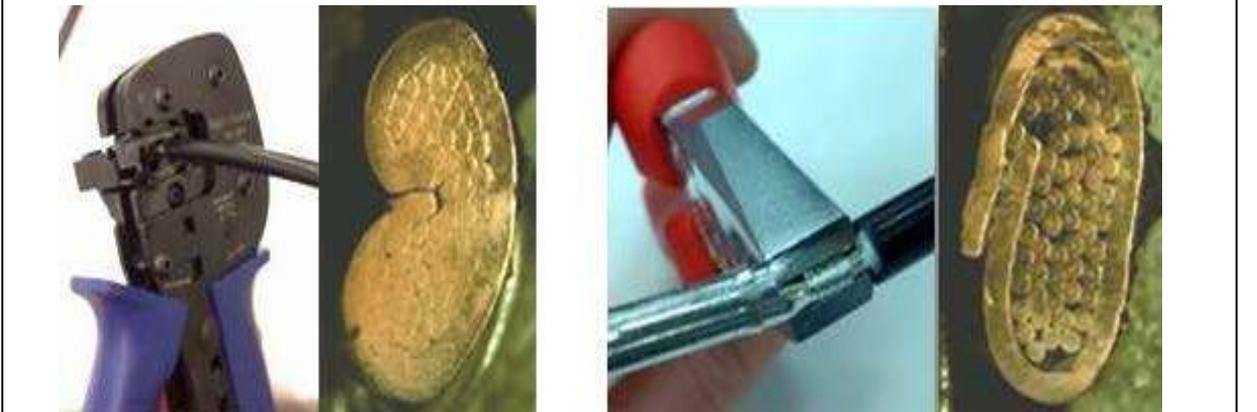
용해된 커넥터. [1]

균열된/해체된 케이블 절연. [1]

Severity



Examples
7



부정확한 크리핑 (오른쪽) vs 정확한 크리핑 (왼쪽). [47]

Severity



Examples
8-10

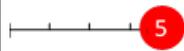


타버린 커넥터. [1]

부식된 케이블. [1]

케이블에 동물의 이빨 자국. [1]

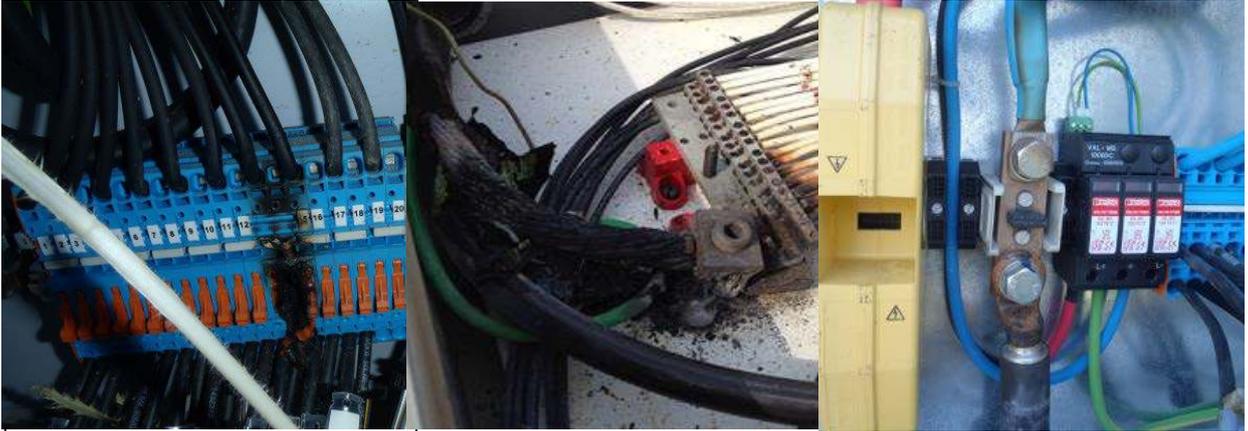
Severity



Component Defect	Cables and Interconnectors 절연 불량		PVFS 2-3vs.01
Appearance	잘못된 케이블의 격리(isolation)는 항상 눈으로 볼 수 있는 것이 아니다. 명확한 탐지는 건조하거나 습한/습윤 조건에서 절연 저항 측정을 통해서만 가능하다. 때로는 케이블 및/또는 커넥터의 성능 열화나 손상으로 추론할 수 있다. 케이블이나 커넥터가 습도에 노출되는 비가 내린 후나 이른 아침과 같은 특정 상황 하에서는 이러한 결함이 인버터 불량 (낮은 절연 결함 또는 인버터 스위치 꺼짐)으로 이어질 수 있다.		
Detection	VI, (INS, MON)		
Origin	격리 불량은 단락회로의 결과로 발생한다. 이는 일반적으로 습도와 손상되거나 열화된 DC 케이블 혹은 커넥터의 조합의 결과이다.		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
Impact	케이블이나 커넥터로 인한 낮은 절연 저항은 인버터 불량이 발생할 때까지는 성능 손실 그 자체로 이어지지 않는다. 그러나 격리 결함은 시스템의 전도성 부품에서 잠재적으로 치명적인 전압을 야기할 수 있으며 잠재적으로 사람을 전기적 쇼크 위험에 노출시킬 수 있다. 안전 장비 및 안전한 측정기를 사용하지 않고 비절연된 부품을 만지면 심각한 부상을 야기할 수 있다. 최악의 경우 손상된 케이블이나 커넥터가 전기적 아크를 야기하고 발화를 일으킬 수 있다.		
	Safety: 	Performance:	
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	직접적인 안전 위험이 되는 케이블이나 커넥터는 교체되어야 한다. 교체되지 않은 구성요소의 상황을 모니터링하기 위해 정기적인 검사가 이루어져야 한다.	항상 인버터나 다른 장치에 의한 접지 사고 탐지.	정기적인 시스템 검사.

Component Defect	Cables and Interconnectors 컴바이너 박스에서의 열 손상		FS 2-4vs.01
Appearance	컴바이너 박스 안에 변색되거나 불에 탄 케이블 상호연결부 혹은 퓨즈로 나타나는 결함. 손상된 부품은 육안검사나 적외선 서모그래피 검사를 통해 찾을 수 있다.		
Detection	VI, IRT, (MON)		
Origin	컴바이너 박스의 열 손상은 부적절한 구성요소의 선택 (예, 등급 미달의 퓨즈 또는 퓨즈 홀더), 제대로 연결되지 않은 DC 케이블 (예, 부적절한 와이어 토크, 퓨즈 누락) 또는 현장이나 지붕 위에 있는 모듈/스트링의 잘못된 배선으로 인해 발생할 수 있다.		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
Impact	이 손상은 퓨즈 홀더와 결함 있는 DC 커넥터/케이블 에서 생성되는 과도한 열로 인해 발생된다. 컴바이너 박스의 부분적 또는 완전한 열 손상은 성능 손실, 전기적 쇼크 위험과 화재 위험으로 이어진다. 추가 손상을 방지하기 위해 자격을 갖춘 인력에 의해 즉각적인 조치가 취해져야 한다.		
	Safety:		Performance:
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	결함 있거나 비정상적인 온도를 가진 구성요소를 교체한다.	잘못된 연결이나 결함 있는 구성요소를 찾아내기 위해 적외선 서모그래피를 사용하여 구성요소와 연결부를 확인한다.	

Examples
1-3

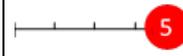
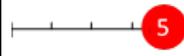


컴바이너 박스 안의 타버린 터미널 블록. [TUV Rheinland]

부적절한 와이어 토크가 화재를 야기. [46]

연결부에 부식의 징후가 보임. [TUV Rheinland]

Severity

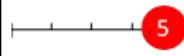


Examples
4

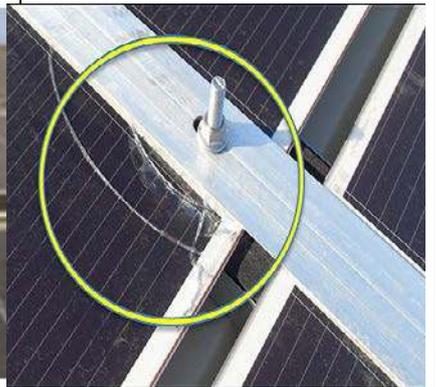


연결 단자가 타거나 녹았거나 검게 그을린 흔적이 보임. [TUV Rheinland]

Severity



Component Defect	장착 Mounting 잘못된 모듈 클램핑		PVFS 3-1vs.01
외관	모듈 또는 프레임이 클램프로 잘못 조여지거나 손상됨.		
탐지	VI		
근원	제조업체의 모듈 설치 지침과 장착 구조를 따르지 않고 있다. 계획 및 설치 단계에서 발생하는 일반적인 오류는 (a) 선택된 모듈 및/혹은 장착 구조용으로 부적절한 클램프의 사용, 예를 들어 유리/유리 모듈을 손상시키는 날카로운 가장자리, 클램프와 모듈 혹은 장착 구조와의 잘못된 조합 (b) 너무 짧고 좁은 클램프, (c) 제조업체의 설명서에 따라 채택되지 않은 모듈 위 클램프의 위치, 종류나 개수 등이다. 다른 오류는 장착 단계에서 나사를 너무 과도하게 조이거나 충분히 조이지 않는 것이다.		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
영향	부적절하게 설치된 클램프는 장착 시스템의 일체성을 손상시킬 수 있으며 강한 바람이나 하중 조건 하에서 모듈이 제자리에 유지되는 능력도 손상시킨다. 모듈이 옆의 모듈과 클램프를 공유하기 때문에 모듈 분리가 연속적으로 발생할 수 있다. 모듈 하나가 떼어지면 클램프가 즉시 바로 옆의 모듈을 고정시키는 힘을 잃으면서 연속적인 분리로 이어진다. 장착 구조로부터 모듈의 분리는 사람에게 심각한 위험문제를 제기할 수 있으며 시스템의 나머지 부분 및/또는 설치 장소 근처에 있는 재산의 손상 위험도 제기된다. 프레임 손상, 유리 파손 또는 셀 균열과 같은 문제는 장기적으로 성능과 전기적 안전을 저해할 수 있다.		
	Safety:	Performance:	
완화	시정조치	예방조치 (권고된)	예방조치 (선택적)
	안전 위험 혹은 심각성 5의 모듈은 교체되어야 한다.	호환가능한 클램프 (장착 구조/모듈/클램프) 만 사용하고 제조업체 장착 지침을 따른다. 현지 풍속과 적설 하중을 점검한다.	인증 받은 시험소에 의한 비규격 장착 구조의 시험 (예, 파사드 장착), 정기적인 시스템 검사를 이행한다.

<p>Examples 1-3</p>			
	<p>부적절하게 설치된 클램프. [?]</p>	<p>클램프와 모듈의 잘못된 조합. [40]</p>	<p>과도하게 조인 나사에 의해 초래된 유리 파손. [35] (see also PVFS 1-8)</p>
<p>Severity</p>			
<p>Examples 4</p>			
	<p>잘못된 클램프 설계에 의해 초래된 유리 파손. [40] (see also PVFS 1-8)</p>		
<p>Severity</p>			

Component	Mounting		PVFS 3-2vs.01
Defect	부적절함/결함 있는 장착 구조		
Appearance	장착 구조에서 관찰될 수 있는 기계적 손상 (예, 균열, 구부러짐) 또는 기타 시각적 결함 (예, 프레임이나 장착 구멍의 부식)		
Detection	VI		
Origin	일반적으로 이러한 불량은 시스템이 설치된 장소의 통상적인 바람이나 적설 하중을 견디도록 설계되지 않았거나 (예, 설치 구조가 정적 계산을 따르지 않거나 환경조건을 과소 평가함) 지면 혹은 지붕 장착 구조물의 고정 장치가 약할 때 일어난다 (예, 장착 구조를 선택할 때 지면 상태가 충분히 고려되지 않음). 태양광시스템의 추가 하중을 견디고 O&M 활동에 대한 허용량이 포함될 수 있도록 지붕의 강도가 검증되지 않고 있다. 장착 구조 불량외의 또 다른 이유는 장착 구조의 조기 열화나 기계적 불량으로 이어질 수 있는 부적절한 소재의 사용이다 (예, 부식성 환경에서 내성이 좋지 않은 소재의 사용, 불충분한 아연 도금, 생산 시 잘못된 혹은 누락된 품질 보증으로 인한 질 나쁜 소재). 설치 오류 (예, 누락/비정품 구성요소, 과도하거나 불충분하게 조여진 나사) 장착 구조 불량의 원인이 될 수 있다.		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
Impact	부적절하거나 손상된 장착 구조는 장착된 모듈과 일부 경우에는 하부 구조 (예, 지붕 절연)의 일체성을 손상시킨다. 최악의 경우, 지붕이나 지면으로부터 단일 모듈 또는 전체 장착 구조물이 분리되거나 지붕이 붕괴되어 사람에게 심각한 위험 문제를 제기하며 시스템의 나머지 부분 및/또는 설치 장소 근처의 재산을 손상시키는 위험을 가져오게 된다. 모듈 수준의 손상 (분리된 모듈/스트링 수, 유리 파손, 셀 균열, 백시트 손상, 손상 혹은 분리된 정선박스)과 시스템 수리에 필요한 시간 및 노동력에 따라 성능 손실이 예상된다. 갈바닉 부식은 두 가지 다른 금속이 접촉하는 설치에 중요한데, 예를 들어 특별히 습하거나 해안 지역에서 강철 구조에 고정된 알루미늄 프레임과 같은 경우이다. 흔히 서로 다른 금속이 직접 접촉하면 체결된 나사 주변에서 일어나는 갈바닉 부식을 생성한다. 따라서 습하거나 해안지역에서는 두 가지 다른 금속 사이의 절연이 필요하다.		
	Safety: 	Performance: 	
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	직접적인 안전 위험을 가진 장착 구조는 교체되거나 수리되어야 한다.	호환되는 장착 구조 (지면/장착 구조/모듈) 만 사용하고 제조업체의 장착 지침을 따름. 국부적인 하중 (바람, 눈 등)을 점검한다.	정기적인 시스템 검사. 공인 시험소에 의한 비규격 장착 구성의 시험 (예, 파사드 장착), 정기적인 시스템 검사를 수행한다.

Examples
1-3



염수에 의한 부식. [46]

기계적인 스트레스로 인한 장착 구조에서의 균열. [46]

기계적인 스트레스로 인한 나사 경로 휘어짐. [46]

Severity



Examples
4-6

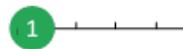


기계적인 스트레스로 인해 브라켓 부러짐. [46]

국부적인 적설 하중 조건에 비해 왜소한 장착 구조. [46]

국부적인 바람 조건에 비해 왜소한 장착 구조. [15]

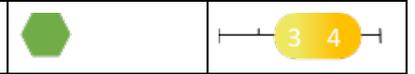
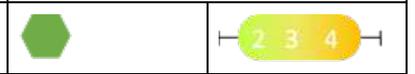
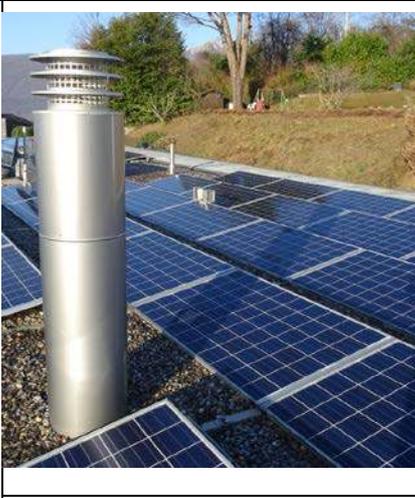
Severity



Component Defect	Mounting 모듈 음영		PVFS 3-3vs.01
Appearance	태양의 위치 (일별, 시간별)에 따라 음영은 육안검사를 통해 확인하거나 혹은 음영 처리하지 않은 스트링과 음영 처리한 스트링의 모니터링 데이터를 비교하거나 음영 시뮬레이션을 실행하여 확인할 수 있다. 그들은 다양한 패턴을 가질 수 있으며 일별로 계절에 따라 변화/이동할 수 있다.		
Detection	VI, (MON, IRT)		
Origin	장착 구조와 모듈이 장착되는 위치의 선택은 음영 조건에 영향을 미친다. 음영은 나무, 안테나, 기둥, 장대, 굴뚝, 위성방송 접시, 지붕이나 파사드 돌출부, 건물 근처, 케이블이나 자체 음영 (어레이 사이 혹은 앞뒤 모듈행 사이 음영) 또는 오염과 같은 다양한 인자나 장애물에 의해 발생할 수 있다. 음영 조건은 자라는 식물, 새로운 건축물 또는 건축물 구성요소로 인해 태양광시스템의 수명시간 동안 변경될 수 있다. 빛 가리개(shade)에는 두 가지 유형을 구별할 수 있는데, 모듈에 직접 도달하는 빛을 방해하는 직접 가리개와 확산(diffuse) 가리개이다.		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input checked="" type="checkbox"/>	Operation <input checked="" type="checkbox"/>
Impact	그림자를 만드는 장애물로 인해 햇빛을 받지 못하거나 적게 받는 셀이나 모듈은 태양광시스템의 성능을 저하시킨다. 일반적으로 태양광시스템의 연간 누적 음영 손실은 1~5% 범위이지만 지붕 상단 또는 파사드 시스템의 경우에는 에너지 손실이 최대 20~30% 범위로 관찰될 수 있다. 셀과 모듈의 직렬 연결 때문에 출력손실은 음영 면적보다 훨씬 더 높다. 최종 손실은 현장에서의 방안 이행 또는 최적화된 스트링과 모듈 배열 (가로 장착), 모듈 수준의 전력전자 장치(module-level power electronics: MLPE), 인버터 특성(MPPT 검색 알고리즘, 스트링 제어) 또는 음영에 잘 견디는 모듈기술 (예, half-cut 셀, 후면 접촉 셀)과 같은 음영 완화조치에 따라 달라진다. 음영 자체가 안전문제는 되지 않지만, 장기 음영으로 인한 핫스팟은 후속 불량 (예, 탄자국, 바이패스 다이오드 불량, 유리 파손, 아크 또는 화재)으로 이어질 수 있다. 또한 노화 과정을 가속화하여 열화율을 높일 수 있다. 음영의 영향을 고려하기에 적절한 시기는 시스템 계획 단계이며, 대개 그 이후에는 너무 늦다. 개별 모듈에 마이크로 인버터와 DC 옵티마이저와 같은 MLPE를 사용하면 음영 조건에서 성능이 향상될 수 있지만 이러한 장치에 의해 달성되는 이득이 MPLE 장치 자체에 의한 손실을 항상 초과하는 것은 아니며 (더 낮은 효율), 음영이 여전히 바이패스 다이오드를 활성화하여 음영 부위에 핫스팟을 발생시켜 신뢰성 문제의 위험을 증가시킬 수 있다. 모든 모듈에 설치하는 대안으로 음영이 발생하는 부위에만 사용하는 선택이 고려되어야 한다. 어떤 경우에도 비용-편익 분석은 수행되어야 한다.		
	Safety:		Performance:
Mitigation	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	간접적으로 손상을 받은 안전성 혹은 심각성 5 의 모듈은 교체되거나 수리되어야 한다. 음영 손실의 원인이 되는 나무나 식물은 궁극적으로 베어야 한다.	주요 음영 부위와 기간을 식별하기 위해 기본적인 음영 분석 (연간 전체의 태양/음영 데이터)이 권장된다. 낮이나 햇빛이 좋은 계절의 중심 시간대에 음영에 노출되는 부위는 피하거나 적절한/비용 효과적인 음영 완화조치를 이행하여야 한다.	다른 시스템 구성과 음영 완화조치를 추정하고 비교하는 상세한 음영 손실 분석이 이루어져야 한다. 정기적인 시스템 검사를 이행한다.

EXAMPLES (page1)

PVFS 3-3vs.01

<p>Examples 1-3</p>			
<p>Severity</p>			
<p>Examples 4-6</p>			
<p>Severity</p>			
<p>Examples 7</p>			
<p>Severity</p>			

전봇대와 전선에 의한 음영 (잘못된 설계: 근처의 그림자 발생 물체에 너무 가까움). [36]

잘못된 계획이나 추후에 추가한 건축 구성요소로 인한 음영. [40]

계절적 변화를 가진 나뭇잎으로 인한 음영. [40]

평평한 그린 지붕 위의 유지보수 실종. [SUPSI]

3개의 바이패스 다이오드를 가진 규격 모듈의 수직 음영. [J.Lin]

옥상 난간으로 인한 음영. [J.Lin]

굴뚝에 의한 지속적인 음영. [SUPSI]

구성요소 결함	인버터 과열		PVFS 4-1vs.01
외관	인버터는 과열로부터 구성요소를 보호하기 위해 그 출력을 줄이거나 스위치를 끈다 (온도 디레이팅 derating). 인버터가 항상 해당하는 상태 메시지 "출력 감소" 또는 "디레이팅"을 전달하는 것은 아니다. 이러한 이유로 성능 곡선 (출력 대 조사강도)을 결정하고 분석하여 인버터 거동을 점검하는 것이 권장된다.		
탐지	MON, (IV, IRT)		
근원	인버터의 온도 디레이팅은 인버터의 부적절한 설치, 팬 불량, 먼지가 차단한 열 발산 또는 인버터의 잘못된 프로그래밍과 같은 다양한 이유로 발생할 수 있다.		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
영향	인버터에서 모니터링되는 구성요소가 최대 작동온도에 도달하면 인버터는 작동점을 낮은 출력으로 전환한다. 이 과정에서 출력이 단계적으로 감소한다. 극단적인 경우 인버터가 완전히 꺼진다. 위험에 처한 구성요소의 온도가 임계치 이하로 떨어지는 순간 인버터는 최적 작동점으로 되돌아간다. 인버터의 부분적 또는 완전한 불량은 성능 손실로 이어지는데, 해결되지 않으면 손실은 악화된다. 최악의 경우에는 인버터가 꺼진다. 인버터 과열이 모듈 안전에 영향을 미치지 않는다.		
	Safety: 	Performance:	
완화	시정조치	예방조치 (권고된)	예방조치 (선택적)
	일단 온도 디레이팅의 근원이 확인되면 불량이 수리되어야 한다. 필터와 일반적인 열 발산 경로에는 장애물이 없어야 한다.	주어진 설치 절차를 따르고, 적절한 냉각 기술의 사용, 환기 장치의 정기적 검사를 이행한다.	인버터 온도의 모니터링

Examples
1-3



먼지가 차단한 열의 발산.
[TUV Rheinland]

오염된 공기필터가 과열을
야기. [TUV Rheinland]

부적절한 설치 (태양에 직접
노출). [TUV Rheinland]

Severity



Component	Inverter			PVFS 4-2vs.01
Defect	부정확한 설치			
Appearance	인버터 설치는 설치 지침에 따라야 한다. 일반적인 불량은 가연성, 폭발성, 부식성 물체나 습한 곳 가까이에 설치하는 것이다. 또한 하단, 상단 혹은 양 측면까지의 최소 거리가 항상 충족되지 않는다. 입력 케이블이 제대로 고정되지 않으면 느슨한 접점에서 온도가 상승하여 성능이 저하되거나 화재 위험으로 이어진다. 인버터는 작동과 유지보수를 위해 항상 접근할 수 있어야 하며 적절한 기초 위에 확실히 고정되어야 한다.			
Detection	VI (MON)			
Origin	설치 지침 위반: 예를 들어, 나무 같은 가연성 소재 근처나 직접 태양광 아래에 설치. 이웃하는 구성요소까지의 최소 거리가 유지되지 않는다.			
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input checked="" type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>	
Impact	인버터의 부정확한 설치가 사용자에게 위험과 위해성 조건을 야기하며 인버터 과열 이 일어날 수 있다. 인버터를 가연성 증기나 가스가 있는 곳에서 사용하면 폭발로 이어질 수 있다. 인버터 하우징은 작동 중에 매우 뜨거워질 수 있다. 지침에 따라 적절한 냉각을 위해 양 측면과 상단으로부터의 간격을 적절히 유지하여야 한다. 인버터 위의 직사광선을 피해야 한다. 인버터는 유지보수 작업 중 사고가 발생하지 않도록 안전하게 접근할 수 있어야 한다.			
	Safety:		Performance:	
Action	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)	
	구성요소를 내리고 설치 절차를 따른다.	주어진 설치 절차를 따르고, 적절한 냉각 기술의 사용, 환기 장치의 정기적 검사를 이행한다.	인버터 온도의 모니터링.	

Examples
1-3



태양광 직접 조사 하에 설치. [TUV Rheinland]

작동과 유지보수를 하기에 접근이 되지 않거나 어려운 위치에 설치. [TUV Rheinland]

하단, 상단 혹은 양 측면까지의 거리가 짧음. [TUV Rheinland]

Severity



Examples
4-5



부적절한 하우징. [TUV Rheinland]

가연성 소재의 존재. [SUPSI]

Severity



Component	Inverter		PVFS 4-3vs.01
Defect	작동 않음 (완전한 불량)		
Appearance	<p>양호한 생산 조건에도 불구하고 인버터가 작동하지 않는 경우 일반적인 문제는 그리드 고장 또는 격리 고장(isolation faults) 후 재시동되지 않는 것이다. 문제를 이해하는 데 도움이 되는 고장 코드가 인버터에 표시될 수 있다. 이는 모니터링 시스템의 디스플레이나 데이터 로그를 점검하여 관찰할 수 있다. 인버터에서 하드웨어 결함의 사례로는 변색 또는 연소된 케이블 상호연결부 혹은 퓨즈가 있다. 손상된 부품은 육안검사나 적외선 서모그래피로 찾을 수 있다.</p>		
Detection	MON, (VI, I-V, VOC)		
Origin	<p>인버터의 완전한 불량은 인버터의 단일 하드웨어나 소프트웨어 구성요소에서 하나 이상의 오작동 또는 인버터 내부의 높은 습도와 같은 접지 문제나 펌웨어 문제로 인한 고장으로 인해 발생한다.</p>		
	Production <input type="checkbox"/>	Installation <input type="checkbox"/>	Operation <input type="checkbox"/>
Impact	<p>인버터의 완전한 불량은 상당한 성능 손실로 이어지며 즉각적인 조치가 취해져야 한다. 재시동이 작동하지 않거나 고장이 동시에 발생할 때는 대부분의 경우 그 근원은 서비시스템에 의해 확인되어야 한다. 소프트웨어 문제는 기술적인 이유로 펌웨어를 업데이트하거나 시스템을 새로운 규격/그리드의 기술적 요구사항에 따라 업데이트하여 해결할 수 있다. 중앙 인버터의 손상된 하드웨어 구성요소는 대개 수리되지만 스트링 인버터는 경제적인 이유로 더 자주 교체된다. 손상된 하드웨어는 화재와 감전의 위험을 초래할 수 있으므로 자격을 갖춘 인력에 의해 수리되어야 한다.</p>		
	Safety: 	Performance: 	
Action	Corrective actions	Preventive actions (recommended)	Preventive actions (optional)
	<p>인버터를 재시동한다. 결함이 있거나 비정상적인 온도를 나타내는 구성요소를 교체한다. 소프트웨어를 업데이트한다.</p>	<p>잘못된 연결 또는 결함 있는 구성요소를 찾기 위해 개방전압 측정과 적외선 서모그래피 검사를 한다.</p>	

Examples
1-3



절연 불량. [TUV Rheinland]

작동하지 않는 인버터. [TUV Rheinland]

손상된 하드웨어 구성요소. [37]

Severity



부록 2 영어-한글 용어 비교

abrasion	마모
AC circuit breaker	교류 차단기
acid	산
active	활성
additives	첨가제
air gap	에어갭, 공극
Analytic Hierarchy Process (AHP)	분석적 계층 프로세스
annealed glass	서냉 유리
anti-reflective coating (ARC)	반사방지 코팅
anti-soiling	오염 방지
back contact	후면 접촉
balance of system (BOS)	주변장치
best practice	모범 사례
bifacial	양면형
bill of material (BOM)	자재명세서, 원단위
bio film	생물막
browning	갈변
bubble	기포
burn marks	탄자국
burst	파열
busbar	버스바
bypass diode	바이패스 다이오드
calibration	교정
capital expenditures (CAPEX)	자본지출
carrier	캐리어, 반송자
category	범주, 카테고리
chipping	부서러짐
cleaning	청소
climate zone	기후대
co-extruded	공압출된
combiner box	컴바이너 박스, 결합기 박스
component power loss (CPL)	구성요소 출력손실
connector	커넥터, 연결기
corrective	시정의
cost-benefit ratio	비용편익 비율
Cost Priority Number (CPN)	비용 우선순위 번호
crimping	크림핑
crosslinking	가교
crossmating	크로스메이팅, 교차 교배
crystalline silicon (c-Si)	결정질실리콘
damp heat	고온고습
dark	암상태
DC switch	직류 개폐기, 스위치

decommissioning	해체
defect	결함
derating	디레이팅, 정격감소
detectability (D)	탐지가능성
degradation	열화
degradation rate	열화율
delamination	박리
dendritic	수지상
detect	탐지하다
discoloration	변색
downtime	정지시간
durability	내구성
dust soiling	먼지오염
edge sealing	가장자리 실링
electroluminescence (EL)	전계발광
embrittlement	취성
energy yield	에너지 수율
EPC (engineering, procurement, construction)	설계 시공 일괄 방식
expanded combined uncertainty	확장 합성불확도
exponential	지수
failure	불량
failure rate	불량률
fault	결함, 고장
fault tree analysis (FTA)	결함수목분석
feed in tariff (FIT)	발전차액
fill factor	충진율
Failure Modes and Effects Analysis: (FMEA)	불량모드와 영향분석
finger	핑거 전극
frost	성에
gland nut	글랜드 너트
gridline	그리드선 (라인)
ground fault detection	접지 사고 탐지
haze	헤이즈
hetero-junction technology (HJT)	이종접합 기술
hierarchies	계층
hot spot	핫스팟, 열점
infrared (IR)	적외선의
infrared thermography (IRT)	적외선 서모그래피
ingress protection (IP) rating	방진방수 등급
insulation	절연
interconnect	상호연결
interconnector	상호연결기
inverter	인버터
irradiance	조사강도
irradiation	조사량
isolation	고립, 격리
I-V curve	전류-전압 곡선

junction box (JB)	정선박스
Key Performance Indicator (KPI)	핵심 성능 지표
label	라벨
laminated	라미네이트
lamination	라미네이션
leak current	누설전류
leakage current	누설전류
levelised cost of electricity (LCOE)	균등화 발전단가
lifecycle cost	수명주기 비용
light induced degradation	광유도 열화
light & elevated temperature induced degradation (LeTID)	광 및 고온 유도 열화
lock-in thermography	고정화 서모그래피
lognormal	로그 정규
maintenance	유지보수
median	중간값
maximum power point tracking (MPPT)	최대출력점 추종
metallization	금속 전극
metric	지표, 메트릭
mitigation measures (MM)	완화 조치
module	모듈
moisture	수분, 습기
monocrystalline	단결정의
mounting	장착
Multi Criteria Decision Analysis (MCDA)	다중기준 결정분석
multicrystalline	다중결정의
multiplier	승수
nameplate	명판
net present value (NPV)	순 현재가치
nominal	공칭의
O&M (operation & maintenance)	운영 및 유지보수
open-circuit	개방회로
open-circuit voltage (Voc)	개방전압
operational expenditures (OPEX)	운영지출
origin	근원
outranking	등급 상승
passivated emitter rear contact	PERC
passivated emitter rear totally diffused	PERT
patchwork	패치워크
performance ratio	성능비
performance loss rate (PLR)	성능 손실율
photobleach	광표백
photoluminescence	광루미네선스, 광발광
photothermal	광열
photovoltaic (PV)	태양광
plane of array (POA)	어레이면
polarity	극성
polarization	분극화
Power dissipation	출력 소실

power purchase agreement (PPA)	전력구매계약
probability density function (PDF)	확률밀도함수
PV Failure Degradation Sheet (PVDS)	태양광 불량 열화시트
PV Failure Fact Sheet (PVFS)	태양광 불량 팩트시트
potential induced degradation (PID)	퍼텐셜 유도 열화
pottant	포턴트
potting	포팅
power loss	출력손실
power output	출력 산출량
pyranometer	일사량계
Reliability, Availability, and Maintainability (RAM)	신뢰성, 가용성 및 유지보수성
rate	등급
reliability	신뢰성
response time	대응시간
resolution time	해결시간, 수리시간
reverse current	역방향 전류
risk	위험, 리스크
Risk Priority Number (RPN)	위험 우선순위 번호
robustness	강인성
safety	안전
schottky	쇼트키
sealant	실란트, 밀봉제
sealing	실링
semi-quantitative	반정량적
shade	빛 가리개, 그늘
shading	음영
short circuit current (I_{sc})	단락전류
shunt	셀트
shutdown	정지
silicates	규산염
silver, Ag	실버, 은
snail tracks (trails)	달팽이자국
soiling	오염
soiling rate	오염율
solder joint	납땜(솔더) 이음
solder bonds	납땜 접합
specification	명세, 사양
stabilizers	안정제
standardization	규격화
standard test condition (STC)	표준시험조건
string	스트링
tabbing	태빙
tempered glass	강화유리
thermal cycling	온도 사이클
thermal runaway	열폭주
thermography	서모그래피, 열화상장치
tolerances	허용오차
transparent conducting oxide (TCO)	투명전도성산화물

triggered	촉발식
typology	유형
uncertainty	불확도
visual inspection (VI)	육안검사
water vapor transmission rate (WVTR)	수증기 통과율
weathered	풍화된
wet leakage	습윤 누설
wetness	습윤
wiring	배선
whitening	백화, 표백
yellowing	황변
yield loss	수율 손실

번역 문의: khdb52@gmail.com



ISBN 978-3-907281-11-6



9 783907 281116 >