



Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems

다양한 기후에서 태양광발전플랜트의 운영 및 유지보수(O&M) 지침

Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates 2022 국제에너지기구 태양광발전시스템 프로그램

옮김 윤 경 훈 한국에너지기술연구원

Report IEA-PVPS T13-25:2022



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 Association도 멤버이다.

Visit us at: www.iea-pvps.org

What is IEA PVPS Task 13?

IEA PVPS 프레임워크 내에서 Task 13은 태양광 구성요소와 시스템의 운영, 신뢰성 및 품질의 향상 측면에서 시장 참여자들을 지원하는 것을 목표로 하고 있다. 프로젝트 내에서 수집된 다양한 기후대에 있는 태양광시스템의 운영 데이터는 시스템의 신뢰성과 성능을 추정하는 기초로 제공된다. Task 13은 광범위한 환경과 활용분야에서 태양광시스템의 품질, 성능, 신뢰성과 수명에 영향을 미치는 기술적인 측면의 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 회수가 가능하도록 지속적으로 노력하고자 한다.

Task 13은 지금까지 태양광 구성요소와 시스템의 품질에 대한 지표가 될 수 있는 다양한 파라미터들의 계산에 필요한 올바른 체계를 구축해 오고 있다. 고품질의 보고서와 함께 이런 체계들은 매우 유용하여 태양광 산업계가 이러한 결과물에 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.

이 보고서는 태양광의 전체 가치 사슬에서의 역할에 따라 다양한 이해관계자에게 서로 다른 기능을 제공하는 것을 목표로 기후별로 태양광시스템의 운영 및 유지보수에 대한 지침을 다룬다. Task 13의 추가 정보 및 결과는 다음에서 확인할 수 있습니다: <u>https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/</u>.

* 벨기에는 2022 년 7 월 1 일부터 IEA PVPS 에 더 이상 참여하지 않고 있다.

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

Les Mées 태양광 팜은 프랑스 남부 Alpes-de-Haute-Provence 주의 Mées 언덕에 위치하고 있다. 해발 고도 800 미터에 모듈 112,780 개로 면적은 약 200 헥타로 프랑스 최대규모이다. 출력 100 MWp 로 12,000 가구에 전기를 공급한다. 사진 제공: AvaxNews.

ISBN 978-3-907281-13-0: Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates

ates

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME

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

Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates (다양한 기후에서 태양광발전플랜트의 운영 및 유지보수 지침)

> Report IEA-PVPS T13-25:2022 October 2022

ISBN 978-3-907281-13-0



AUTHORS

Main Authors

Ulrike Jahn, VDE Renewables, Alzenau, Germany Bert Herteleer, Katholieke Universiteit Leuven, Leuven, Belgium Caroline Tjengdrawira, Tractebel, Brussels, Belgium Ioannis Tsanakas, CEA INES - Institut National de l'Energie Solaire, France Mauricio Richter, 3E, Brussels, Belgium George Dickeson, Ekistica, Alice Springs, Northern Territory, Australia Alexander Astigarraga, EURAC Research, Bolzano, Italy Tadanori Tanahashi, AIST, Fukushima, Japan Felipe Valencia, Atamostec, Santiago, Chile Mike Green, Green Power Engineering Ltd, Ra'anana, Israel Anne Anderson, Research Institutes of Sweden AB (RISE), Borås, Sweden Bengt Stridh, Mälardalen University, Västerås, Sweden Ana Rosa Lagunas Alonso, Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), Sarriguren, Navarra, Spain Yaowanee Sangpongsanont, King Mongkut's University of Technology Thonburi (KMUTT), Bangkok, Thailand

Contributing Authors

Narendra Shiradkar, Indian Institute of Technology, Bombay, India Edwin Cunow, LSPV Consulting, Gröbenzell, Germany Magnus Herz, TÜV Rheinland, Cologne, Germany Christian Schill, Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany Rosmarie Neukomm, Bern University of Applied Science (BFH), Bern, Switzerland Elke Lorenz, Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany Karl A. Berger, Austrian Institute of Technology GmbH (AIT), Vienna, Austria David Moser, EURAC Research, Bolzano, Italy David Parlevliet, Murdoch University, Perth, Western Australia, Australia Amrita Raghoebarsing, Anton de Kom Universiteit van Suriname, Suriname Elías Urrejola, Atamostec, Santiago, Chile Erin Whitney, University of Alaska Fairbanks, Fairbanks, Alaska, USA Johan Paradis Ärlebäck, Paradisenergi AB, Göteborg, Sweden

Editor

Ulrike Jahn, VDE Renewables, Alzenau, Germany

Korean translation Yoon, Kyung-Hoon 윤경훈 January 2023



목차

감시	·인사		6	
약아	약어7			
요으	요약			
1	서론		12	
2	성능	지표	14	
	2.1	태양광발전 플랜트 데이터 (핵심성능지표)	14	
	2.2	O&M 계약자의 핵심 성능지표	18	
	2.3	계약체계	23	
3	발전	플랜트 운영	29	
	3.1	플랜트 성능 모니터링 지침	29	
	3.2	성능분석과 최적화		
	3.3	발전 플랜트 제어와 그리드 준수 요건		
	3.4	발전 예측	40	
	3.5	발전플랜트 안정성 고려사항	50	
4	전력	플랜트 유지보수	61	
	4.1	예방적 유지보수 조치	61	
	4.2	시정적 유지보수 조치	69	
5	다양	한 지역에서의 O&M 권장사항	72	
	5.1	온대 기후에서의 O&M 지침 (유럽)	72	
	5.2	고온건조 기후에서의 O&M 지침	80	
	5.3	높은 고도에 있는 사막 기후에서의 O&M 지침		
	5.4	고온다습 기후(동남아시아)에서의 O&M 지침		
	5.5	홍수 취약 지역에서 O&M 지침	105	
	5.6	사이클론 지역에서 건설 요건의 O&M 지침	117	
	5.7	다설 지역에서의 O&M 지침	123	
6	결론		136	
참고문헌139				
부록	릒 영어	너-한글 용어 비교	151	



감사인사

This paper received valuable contributions from several IEA PVPS Task 13 members and other international experts. Many thanks to Ms. Johanna Tillmann from TÜV Rheinland for technical editing of this report and to Mrs. Mary Brunisholz for proofreading this report. Thanks are due to Mr. Paul Kaaijk, PVPS ExCo for France, and Mr. Hubert Fechner, PVPS ExCo for Austria, for their detailed review and proof reading. We also like to thank Karl A. Berger, AIT for his excellent technical review. The editing of the executive summary is supported by Mr. Kevin Punzalan, VDE Renewables, which is much acknowledged.

This report is supported by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) under grant number 0324304A and 0324304B.

This report is supported by the Austrian Federal Government, represented by the Austrian Research Promotion Agency (FFG) under contract no. 876736.

It is supported by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Japan, under contract #15100576-0.

This report is supported by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) under contract no.: SI/501788-01.

This work is supported by CORFO technological programme ATAMOSTEC, who funded all the tasks associated with the results presented in chapter 5.3.

The editing of Chapter 5.3 was highly supported by Jose Alejandro Tapia Jelcic, Jose Galleguillos Alvarado, Erik Mella Cuitiño, and Sebastián Delgado. They are part of the ATAMOS-TEC teamwork in charge of placing and keeping the solar desert platform (PSDA) operative. They also contributed with the measurements and data processing that generated the results presented in chapter 5.3.

The preparation of Chapter 5.4 was supported by Sorraphat Bubpharam and Dhirayut Chenvidhya from CES Solar Cells Testing Center (CSSC), Pilot Plant Development and Training Institute (PDTI), King Mongkut's University of Technology Thonburi (KMUTT), Bangkok, Thailand.

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

2023년 1월 윤경훈 (Yoon, Kyung-Hoon)

NIER 한국에니지기술연구원



약어

AI	Artificial Intelligence
AMR	Automatic Meter Reading
ANNs	Artificial Neural Networks
AR	Auto-Regressive
BAPV	Building Applied Photovoltaics
BIPV	Building Integrated Photovoltaics
BoS	Balance of Systems
CAPEX	Capital Expenditure
CCD	Charge Coupled Device
СМ	Corrective Maintenance
DSOs	Distribution System Operators
EL	Electroluminescence
EPC	Engineering, Procurement and Construction
EPI	Energy Performance Index
ERP	Enterprise Resource Planning
GFS	Global Forecast System
GRP	Guaranteed Performance Ratio
HMM	Hidden Markov Models
IEA	International Energy Agency
IML	Inhomogeneous Mechanical Loading
IR	Infrared
KPI	Key Performance Indicator
LCOE	Levelized Cost of Energy
LD	Liquidated Damage
LOTO	Lockout-Tagout
MAE	Mean Absolute Error
ML	Machine Learning
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MRA	Maintenance Reserve Account
NAM	North American Mesoscale
NIR	Near Infrared



NWP	Numerical Weather Prediction
OEM(s)	Original Equipment Manufacturer(s)
OHS	Operational Health and Safety
O&M	Operation & Maintenance
OPEX	Operational Expenditures
PF	Power Factor
PID	Potential Induced Degradation
PM	Preventive (or proactive) Maintenance
PPC	Power Plant Controller
PPE	Personal Protective Equipment
PR	Performance Ratio
RMSE	Root Mean Square Error
SCADA	Supervision control and data acquisition
SCB	String Combiner Box
SL	Soiling Loss
SR	Soiling Ratio
SVM	Support Vector Machine
TMY	Typical Meteorological Year
TSOs	Transmission System Operators
UAV	Unmanned Aerial Vehicles
WHO	World Health Organization
WRF	Weathan December and Ferresetian
VVIXI	weather Research and Forecasting



요약

전 세계적으로 다양한 기후대와 조건에서 태양광시스템의 채택이 증가함에 따라 온도, 습도, 자외선 노출, 비 및 바람과 같은 스트레스 요인이 모듈의 불량 발생을 일으킬 수 있음을 보여주었다. 이러한 사실을 인식하여 운영 및 유지보수(O&M) 사업자들은 특정 시스템이 설치된 기후대에 맞게 O&M 서비스를 맞춤화하는 방안을 모색해왔다.

기후 특성에 맞는 O&M 프로그램에 대한 포괄적인 지침은 아직 개발되지 않았다. 이러한 격차를 염두에 두고, 본 보고서는 7 개의 서로 다른 기후대에서 맞춤형 O&M 서비스를 위한 종합적인 지침을 제공하는 것을 목표로 한다. 첫 번째 네 가지는 전세계의 넓은 지역(온대, 고온 건조, 고온 다습, 고지대 사막)에 널리 퍼져 있는 조건에 대한 것이고, 나머지 세 가지는 극단적인 조건(홍수 취약 지역, 사이클론 지역, 다설 지역)에 대한 것이다. 이 지침은 투자 결정과 관련된 운영상의 위험을 결정하는 것뿐 아니라 태양광플랜트 설계 및 유지보수에 있어 태양광플랜트 엔지니어와 설계자, 재정 당사자 및 투자자를 지원할 수도 있다.

이 보고서는 다음 주제에 따라 이러한 지침을 제시한다: O&M 성능 지표 및 표준 O&M 운영자 서비스(2 장), 태양광플랜트 성능과 안전성의 모니터링, 예측 및 분석을 위한 지침(3 장), 다양한 유형의 유지보수 서비스 및 고급 검사(4 장), 마지막으로 신뢰성, 성능 및 안전성에 영향을 미치는 현장 전문가 보고서와 함께 기후 특성에 따른 O&M 에 대한 권장사항(제 5 장).

다음은 각 장의 핵심 하이라이트이다:

• 2 장: O&M 계약에는 운영자가 자신의 의무를 이행하지 않을 경우 수용 가능한 보상뿐만 아니라 각자의 책임에서 모호함을 방지하기 위해 운영자의 서비스와 책임 범위를 명확하게 설명해야 한다. 이것의 핵심은 계약 이행을 계량하는 데 있어 간단한 표준이 될 수 있도록 성능비 보장(Guaranteed Performance Ratio), 플랜트 가용성 보장(Guaranteed Plant Availability) 및 대응시간(response time)과 같은 O&M 운영자의 핵심 성능지표(KPI: Kev Performance Indicators) 중 적어도 하나 이상을 계약에 포함시키는 것이다. 선정해야 할 이러한 KPI 의 선택은 O&M 계약 단계에서의 협상을 기반으로 한다. 끝으로 O&M 계약은 프로젝트 비용에 영향을 미치는 주요 이해관계자의 역량 차이뿐만 아니라 현장 직원의 가용성에 영향을 미치는 국가 혹은 지역 법률과 같은 지역적 차이를 고려해야 한다.

• 3 장: 성능 모니터링 시스템은 태양광시스템 내 에너지 흐름의 '추적'이 가능하여야 한다. 플랜트의 규모와 복잡성은 모니터링 수준을 결정한다. 플랜트가 더 크고 복잡할수록 모니터링이 더 치밀하여야 한다. 최소 요구사항은 IEC61724-1 과 같은 국제 규격이나 Sun-Spec Alliance 와 같은 모범사례 지침에 자세히 설명되어 있다. 특정 불량과 성능 저하에 대한 통찰력을 모으기 위해서는 "지능형" 모니터링 시스템이 가능하도록 현장에 데이터 수집 장치가 있는 예측가능 유지보수 서비스를 배치해야 한다. O&M 운영자는 그리드 코드가 변경되는 경우, 특히 재생에너지 플랜트가 기존 열 플랜트를 더 많이 대체하는 상황에서는 운영 범위를 재평가할 수 있도록 계약에 해당 그리드 코드 및 규정에 맞출 수 있는 준비가 되어 있어야 한다.



 이는 점점 더 중대해지고 있지만 O&M 계약자나 또는 외부 서비스 공급자에 의해 제공될 수 있는 태양광출력 예측 서비스에 특별히 적용될 수 있다. 자산 소유자는 트레이딩 서비스 제공업체와 같이 플랜트의 성능에 의존하게 되는 다른 파트너와의 계약 협정에 영향을 미칠 수 있으므로 자신이 이미 사용하고 있는 태양광 예측 서비스를 선택하는 것이 편리할 수도 있다. 마지막으로 안전성을 보장하기 위해 O&M 운영자는 직원이 안전 절차를 이행하도록 잘 훈련시키고 자격을 확인하고 개인 보호장비, 도구 및 소모품의 구비를 통해 그리고 높이, 물의 존재, 화재 위험의 증가 여부 혹은 날씨 조건과 같은 설치 장소 고유의 위험도를 고려함으로써 플랜트와 작업자 안전을 보장해야 한다.

• 4 장: 중복 활동을 배제한 예방적 유지보수(PM: Preventive Maintenance)) 실행 계획은 비용을 절감시킬 수 있다. 예방적 유지보수 계획은 플랜트의 크기, 설계, 복잡성 및 환경에 따라 전체 태양광 플랜트와 O&M 예산 책정을 최적화할 수 있어야 한다. 여기에서 가장 중요한 조치에는 모듈 수준에서 개별 전기적 측정의 주기적인 샘플링, 오염 및 적설 완화, 사이트 및 수목 관리, 주변장치와 감 제어 데이터 수집(SCADA) 모니터링 시스템의 작동 유지가 포함된다.

• 공중(aerial) 적외선(IR)과 시각적 이미지는 결함, 특히 출력 손실을 진단할 수 있는 강력한 도구이다. 현재 무선통신 및 카메라 제어기술이 작동 범위를 제한하기 때문에 대규모 태양광 플랜트의 항공 이미지 진단용 턴키 솔루션은 아직 없다. 오염 완화를 포함한 기본 O&M 범위의 일반적인 비용은 연간 6.5~16.5€/kWp 이다. 공중 IR 스캔(매 2 년 기준)을 기반으로 하는 고급 진단/분석의 추가 비용은 태양광모듈 혹은 어레이당 0.5~3€ 이다. 고장 수리 유지보수/예비 부품 실행 계획에서는 가능한 교체비용을 예측할 수 있도록 플랜트 소유자가 유지보수 예비 계정을 따로 보관하는 것이 권장된다.

- 5 장: 조사한 기후대별로 주요한 실용적인 지침은 다음과 같다:
 - 온대(Temperate) 수목, 야생동물 및 농장 동물에 대한 현장 평가를 수행해야 한다. 청소 및/또는 시정용(corrective) 유지보수 조치가 필요한지 결정하기 위해서는 잔디 깎기와 태양광모듈의 상태 검사가 가티 구비되어야 한다. 산업환경에서 태양광모듈은 예상치 못한 성능 열화를 나타낼 수 있다. 청소용 제품 선택에 특별한 주의를 기울여야 한다. 적합한 제품에 대한 전문가의 권장사항을 따를 것을 권유한다.
 - 고온건조(Hot and Dry) 평가는 야생동물 위험과 통상적으로 원격지 사이트 방문을 위한 적절한 계획(수분공급, 해독 절차, 개인 보호장비, 현장 방문 이동)에 대해 이루어져야 한다. 야생동물 위험에는 인간에게 직접 해를 끼칠 수 있는 유독한 동물과 곤충이 포함되며, 반면에 둥지를 틀고 있는 곤충과 동물은 단락이나 아크섬광을 유발할 수 있다. 일반적으로 고온건조한 기후대에 있는 원격지 태양광 사이트는 상당한 이동과 준비 요구사항을 수반하는데, 이는 비상시 의료 처치상의 위험뿐 아니라 이러한 시설의 공급측면에서의 물류상 위험 때문이다. 극한 온도와 염분에의 노출도 모듈, 프레임, 정션 박스 및 전송 케이블 소재의 열화를 증가시킨다.
 - 고온다습(Hot and Humid) 특히 설치류, 뱀, 흰개미 등의 야생동물이 지상에 설치된 시스템에 침입하면 태양광 구성요소와 전기 시스템에 불량이 발생할 수 있다. 빠르게 성장하는 식물은 또한 오염의 영향(먼지 축적)을 미칠



수 있다. 청소 계획으로 인하여 여름철에 태양광모듈의 출력생산 손실이 6~8 %에 이를 수 있다. 들판의 개간과 같은 농업 활동으로 인해 화재 위험이 발생할 수도 있다. 고온의 기간 동안 적절한 환기는 인버터의 양호한 작동 조건에 매우 중요하다.

- 홍수취약(Flood-prone) 태양광시스템은 일반적으로 홍수 내구성을 염두에 두고 설계되지는 않는다는 점에 유의해야 한다. 그러나 일부 특정 지역에서 제한된 토지 가용성에 기후 변화와 극한 기상현상 때문에 일부 플랜트가 1 년에 2~3 번 홍수가 나는 지역에 건설될 수도 있다. 손상을 방지하기 위한 조치로 홍수를 예상하여 플랜트를 끄고 기술 검사 후에 다시 켤 수도 있다. 홍수는 모듈 장착 클립, 태양광모듈, 패널의 라미네이션, 심지어는 기초까지 손상시킬 수 있다. 오염 손상은 특히 태양광모듈에 물이 오랫동안 고여 있을 때 복구하기 어렵다. 물에 잠긴 인버터는 또한 단락되어 화상/화재 위험을 초래할 수 있다. 또한 대부분의 모듈 장착 시스템이 흐르는 물에 높은 저항을 나타내기 때문에 빠르게 흐르는 물은 파편 충격을 유발할 수 있다.
- 사이클론 지역(Cvclonic Regions) 태풍과 사이클론으로 인한 손상은 일반적으로 태양광모듈과 모듈 장착 랙킹에 영향을 미친다. 유리 파손 역시 사이클론 지역에서 특별한 문제이다. 기압 상승으로 고정 부품 파손도 관찰되었다. 강한 풍하중으로 인한 처짐 때문에 셀 균열도 발생할 수 있다. 미국, 일본, 유럽연합 등은 풍하중에 대한 국가 규격이 있지만, 프로젝트 팀을 구성할 국가 및 전문가 부족으로 불균일한 기계적 하중시험은 아직 시행되지 않고 있다. 따라서 구조 커넥터의 강도가 충분하고 그리고 태양광모듈이 충분한 상승 저항을 갖는지 확인하기 위해 풍동 테스트를 통하여 바람의 영향을 추정하는 것을 권장하고 있다. 또한 건설 중 규격 준수 여부를 평가하고, 모든 볼트 연결부의 주기적인 유지보수를 수행하고, 충분한 수리 부품을 보관하고, 플랜트 주변의 느슨한 이물질을 제거하도록 권장하고 있다.
- 다설 지역(Snowy Regions) 눈이 쌓이면 태양광 성능에 영향이 미친다. 많이 쌓인 눈은 태양전지에 빛이 투과되는 것을 방해하고 모듈에 손상을 줄 수 있다. 태양광 패널에 쌓이는 눈의 권장 한계는 0.7m 이다. 태양광 랙킹 시스템은 겨울과 여름 사이의 극한적인 기온 차이로 인해 손상될 수도 있다. 이 경우 강철제 랙킹이 알루미늄제보다 선호된다. 솔질과 같은 적극적인 청소를 하는 경우 유리가 긁히지 않도록 주의해야 한다. 순방향 바이어스의 제어를 통하여 모듈을 가열하여 눈을 녹이는 실험이 수행되었는데, 이를 위해서는 신중한 부하 제어와 일기 예측이 요구된다.

결론적으로, 시스템에 대한 기후의 영향과 그리드 요구사항의 변경 가능성을 모두 고려하는 잘 설계된 O&M 사양, 능동적 모니터링 시스템 및 유연하고 맞춤화된 O&M 체계의 조합은 태양광시스템이 예상 수명에 도달하도록 하거나 심지어는 초과할 수 있도록 보장해 줄 수 있는 모범 관행이다. 가동 중지시간을 줄이기 위해 태양광 예측을 사용하는 것뿐 아니라 인력들이 O&M 운영에 필요한 교육을 받고 장비를 갖추도록 함으로써 위험을 줄이는 것도 태양광 플랜트 성능을 사양에 맞게 유지하는 데 도움이 된다.



1 서론

태양광발전 플랜트 장비는 다양한 소재로 구성된다. 태양광모듈, 전력변환장치(인버터, 변압기, 컴바이너 박스 등), 모듈 장착 구조 등의 최종 제품은 태양광 플랜트 설치 현장에서 조립(즉, 설치)된다. 모든 장비와 함께 태양광 플랜트는 일반적으로 25~30 년을 수명으로 작동을 시작한다.

태양광발전 장비의 성능과 내구성은 태양광플랜트의 수명에 따라 변할 것으로 예상된다. 장비가 작동하는 기후 환경은 장비의 노후 결함, 불량의 발생 및 장비의 성능 열화에 영향을 미치는데, 이는 다양한 소재(및 이러한 소재의 처리 및 조립 방법)가 온도, 습도, 자외선, 비, 바람 등의 다양한 기후 스트레스 요인에 다르게 반응하기 때문이다. 이러한 기후 파라미터의 조합은 태양광플랜트에 2 차 스트레스 요인(적설에 의한 기계적 부하, 먼지로 인한 오염)으로 작용하게 된다. Köntges 등은 다양한 기후대에서 현장 설치 태양광모듈의 불량 데이터베이스를 분석한 결과, 모듈 불량 발생과 Köppen & Geiger 기후대의 영향 사이에 강한 상관관계가 없음에도 불구하고 특정 불량(예: 고온건조 기후에서 오염 손실)이 특정 지역에서 더 많이 발생하는 경향이 있다고 보고하였다.

PV 플랜트 운영 및 유지보수(O&M) 분야는 점점 더 경쟁적이 되어 가고 있는데, 이는 지난 10 년간 O&M 서비스 요금의 현저한 하락에 명확히 반영되어 있다. Bloomberg New Energy Finance 는 2011 년부터 2017 년까지 유럽에서 full-scope 평균 O&M 가격이 73% 하락하였다고 보고하였다. 일반적으로 PV 플랜트 운영자는 최적의 조건(즉, 운영 및 유지보수 노력을 최소화하는 동시에 PV 플랜트 가동시간, 성능 및 내구성을 최대화)에 도달하기 위해 쉽게 따라할 수 있는 규격화된 O&M 서비스 범위를 제공한다. 그러나, 만능 접근방식에서 맞춤형 O&M 접근방식으로의 전환은 O&M 활동이 필요한 유지보수 활동에 초점을 맞추면서도 PV 플랜트의 요구에 맞게 조정될 수 있다는 이점을 제공한다. 이러한 고객 맞춤형은 PV 플랜트가 위치한 기후 지역을 기반으로 하는 O&M 서비스를 설정하는 것일 수 있다.

특정 기후대별 O&M 프로그램 맞춤화의 주요 과제 중 하나는 사용자에게 이를 안내할 종합적인 지침이 현재 부족하다는 것이다. 기존 지침과 규격은 누락된 부분이 많거나 혹은 기후대별 O&M 의 최소 요구사항과 그 이행만 명확히 하고 있다. 이런 측면에서, 본 보고서는 7 개의 서로 다른 기후대에서 PV 플랜트에 대한 맞춤형 O&M 관행을 설정하는 포괄적인 지침을 제공하고자 한다. 그 중 4 개는 일반적인(온대, 고온건조, 고온다습, 고지대 사막) 기후대에, 3 개는 극단적인 조건(홍수취약 지역, 사이클론 지역, 다설 지역)에 특정하고 있다. 권장사항은 언급된 기후대를 대표하는 다양한 국가 전문가들의 기여와 현장 경험을 기반으로 구축된 것이다.

이 보고서에 제시된 특정 기후대별 O&M 지침은 PV 전체 가치사슬에서 다양한 이해관계자들의 역할에 따라 서로 다른 기능을 제공하는 것을 목표로 한다. 가장 직접적인 활용은 PV 플랜트 운영자와 소유자를 위한 것으로 특정 기후조건을 고려하여 PV 플랜트에 대한 최적의 O&M 프로그램을 설정하는 것이다. 또한 PV 플랜트 엔지니어와 설계자도 플랜트의 설계 및 엔지니어링 중에 입력 자료 또는 설계 기준으로 사용 가능한 관련 O&M 12



대책 및 권장사항의 혜택을 받을 수 있다. 다른 한편으로, 금융 당사자와 투자자는 프로젝트 재무/투자의 의사결정 과정에 사용되는 입력자료로 그리고 PV 플랜트 운영 위험 평가의 벤치마크로 이러한 지침을 사용할 수 있다.

이러한 점을 염두에 두고, 이 보고서는 PV 플랜트에 최적화된 O&M 에 대한 주요 권장사항, 지침과 모범사례를 통합하고 논의한다. Task 13 은 규제, 위험/안전성 및 자산 관리 수준, 운영 차원(특히 모니터링/검사, 데이터 분석, 유지보수 및 최적화)에 이르기까지 PV O&M 의 사이트/기후대별 측면에서의 모범사례에 중점을 두고 있다. 그림 1 은 PV 플랜트의 기술적 라이프사이클에 걸쳐 전체적인 O&M 의제를 구성하는, 서로 다르지만 상호 연관된 이러한 모든 "구성요소"의 개요를 제공한다.



그림 1: 태양광발전시스템의 O&M 측면과 서비스 개요 (source: CEA-INES).

제 2 장, 제 3 장 및 제 4 장에서는 서로 다른 기후대별로 적용할 수 있는 PV 플랜트 운영 및 유지보수의 다양한 측면에 대해 다룬다:

- 제 2 장에서는 O&M 성능지표, 즉 PV 플랜트 자체가 어떻게 성능을 발휘하고 있는지 평가하는 방법과 O&M 서비스 제공자의 서비스와 의무에 대해 논의한다. 이 두 가지 측면의 성능을 측정하기 위한 파라미터가 이 장에서 설명된다;
- 제 3 장은 PV 플랜트 성능 및 안전성의 모니터링, 분석 및 예측을 위한 지침을 상세히 설명한다;
- 제 4 장에는 다양한 유형의 유지보수 서비스와 중요 동향(고급 검사)이 제시된다;
- 제 5 장은 7 개의 다른 기후대에서의 O&M 지침을 제시한다. 이 장은 종합적이며 기후별 O&M 에 대한 권장사항을 포함할 뿐만 아니라 이러한 다양한 기후대별 PV 플랜트 신뢰성, 성능 및 안전 문제와 관련된 현장 경험의 사례를 공유한다.



2 성능지표

2.1 태양광발전 플랜트 데이터 (핵심성능지표)

2.1.1 시험범위 정의하기

당초 대상으로 한 시험범위를 이해하는 것은 태양광플랜트의 적절한 핵심성능지표(KPI)의 구축에 매우 중요하다. 시험범위 내에 있는 성능 요인들은 하나 이상의 KPI 로 파악해야 하며, 시험범위 밖에 있는 성능 요인들은 명시적으로 배제해야 한다. 다음의 예는 a) 어떤 KPI 가 가장 적합한지, b) 각 KPI 에 적용해야 하는 특정 수정사항과 제외사항을 결정하는 데 있어 잘 정의된 시험범위의 중요성을 보여준다.

사례 1. 전기 네트워크의 정지시간은 플랜트의 총 수율에 상당한 영향을 미칠 수 있지만, 이러한 영향은 일반적으로 O&M 계약자의 통제나 책임 범위 내에 있지 않아 시험범위 밖에 있는 것이다. 플랜트 성능을 평가할 때 네트워크 정지시간은 일반적으로 제외된다.

사례 2. 모델링 및 설계 중 태양광플랜트의 주변 온도가 예상보다 높을 경우 태양광모듈은 효율 감소를 나타낼 수 있다. O&M 계약자는 주변 온도를 통제할 수 없기 때문에 이 거동은 일반적으로 시험범위를 벗어난 것으로 간주되며 KPI를 계산할 때 수정되어야 한다.

사례 3. 고려 중인 기간 동안 태양광어레이의 크기와 가용한 태양에너지 자원 둘 다는 발전된 총수율과 직접적인 관련이 있다. 그러나 이러한 요인들은 플랜트 성능을 평가할 때 시험범위 내에 있지 않으므로 수정되어야 한다. 이러 점을 고려하여 플랜트 수율을 수정하면 성능비(PR: Performance Ratio))의 표준 정의가 된다.

2.1.2 성능비

PV 플랜트 성능의 가장 보편적인 척도는 성능비(PR)이다. PR 은 전체 플랜트의 효율을 측정하는 척도로, 태양 조사량이 AC 에너지로 변환된 비율인데, 어레이의 규모와 사용 가능한 태양에너지 자원 모두를 고려하여 정규화된 수율의 척도로 간주할 수 있다. 따라서 PR 은 모듈, 인버터, 변압기, 전기 케이블과 시스템 또는 네트워크 정지시간을 포함하여 플랜트 내에서 발생하는 모든 손실의 결합 효과를 수집한다.

사용 가능한 태양에너지 자원을 보정하기 위해, 어레이 일조량의 측정 면(Hi, 일반적으로 HPOA 로 표기함)은 가정된 기준 조사강도 수준 또는 표준 시험조건(Giref, 일반적으로 Gstc 로 표기함)으로 나누어 동등한 full-sun 시간으로 표현된다. 이 측정값은 기준 수율(Yr)[3]로 알려져 있으며 아래 식 (1)과 같이 나타낸다.

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}} = \frac{H_{POA}}{G_{STC}} \tag{1}$$

플랜트 규모를 보정하기 위해 측정된 AC 에너지 생산(E_{out})을 플랜트의 DC 피크 출력(P₀ 혹은 P_{STC}) 으로 나누어 아래 식 (2)와 같이 최종 수율(*specific (final) yield* (Y_f))을 구한다.



$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_0} = \frac{E_{out}}{P_{STC}} \tag{2}$$

성능비는 아래 식 (3)과 같이 최종 수율과 기준 수율의 비로 나타낼 수 있다.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{out}/P_{STC}}{H_{STC}/G_{STC}}$$
(3)

성능비의 장점의 하나는 적응성이다. 시험범위를 벗어난 것으로 간주되는 플랜트 성능에 영향을 미치는 요인들은 식(3)의 분자 또는 분모 중 하나를 적절히 조정하여 설명될 수 있다. 일반적인 보정은 다음 절에 소개되어 있다.

A. 모듈 온도 보정 성능비

온도 보정한 성능비의 계산에서 최종 수율은 모듈이 합의된 기준온도에서 작동할 때 얻을 수 있는 수율의 수준을 반영하도록 조정하게 된다. 이 기준온도는 흔히 표준 모델에 사용되는 연간(가중치) 모듈 온도이거나 혹은 표준 시험온도 25°C 가 된다. 고려 대상인 온도의 영향을 줄이거나 제거하기 때문에 온도 보정한 PR (PR_{TC.ref})은 플랜트 작동을 더 잘 파악할 수 있게 해준다. 이 보정을 추정하기 위해 식 (4)에서와 같이 출력의 모듈 온도 계수 (γ) 를 사용하여 모듈 효율에 미치는 온도의 영향을 선형 모델로 모델링하게 된다.

$$PR_{TC,ref} = \frac{\frac{E_{out}}{1 + \gamma * (T_{mod} - T_{mod,ref})} / P_{STC}}{H_{STC} / G_{STC}} = \frac{PR}{1 + \gamma * (T_{mod} - T_{mod,ref})}$$
(4)

식 (4)는 때로는 식 (5)의 형태로 나타낼 수 있다. 식 (5)는 수학적으로 정확하지만(만약 제대로 이행이 된다면) 식 (4)의 사용을 권장하기도 하는데, 후자가 더 직관적이고 IEC 61724-1 [3] 에서 소개된 형태이기 때문이다.

$$PR_{TC,ref,alternative} = \frac{PR}{1 - \gamma * (T_{mod,ref} - T_{mod})}$$
(5)

모듈 온도 보정 인자는 기준온도 이상에서는 디레이팅(감소)을 초래하지만 더 낮은 온도에서는 업레이팅(증가)을 보여준다. PR을 계산하기 위해 일정 기간 동안 집계된 값을 사용할 때, 평균 모듈 온도는 조사강도 가중 평균으로 계산해야 한다.

B. 성능비 삭감에 대한 보정

PV 플랜트 출력 산출량의 삭감은 그리드 상에서 다른 발전 기술의 유연성 부족에서부터 사이트 현지에서 PV 출력의 공급 과잉 또는 그리드 안정성 문제로 시스템 운영자가 플랜트의 출력 산출량 감소를 지시하는 상황에 이르기까지 다양한 이유로 발생할 수 있다[3] [4].



이러한 경우, 일반적인 접근법은 삭감이 적용된 기간을 제외한 후 삭감되지 않은 PR 을 계산하는 것이다. 이 접근법은 일반적으로 유효한 결과를 제공하지만, 삭감이 50% 이상 발생하는 특수한 경우에는 신중한 분석이 필요하다. IEC 61724-1 에 따라 데이터 제외사항이 기록되어야 한다.

C. 오염 보정 성능비

PV 플랜트의 오염은 오염되지 않은 청정 조건에 비해 PV 모듈의 수율을 낮춘다. PV 산업계는 오염이 PR의 일부로 간주되는 모든 것을 감안한 입장으로부터 오염을 측정할 수 있는 외부 요인으로 보는 입장으로 전환하였으며, 적절한 비용 편익 분석을 통해 모듈 청소 여부를 결정하게 되었다.

오염비(SR: soiling ratio)는 식 (6)과 같이 정의되며, 오염 손실(SL: soiling loss)은 식 (7)과 같이 정의된다 [3]:

$$SR = \begin{cases} \frac{P_{soiled}}{P_{clean}} \ preferably \\ \frac{I_{sc,soiled}}{I_{sc,clean}} \ alternatively \\ SL = 1 - SR \end{cases}$$
(6)

일반적으로 정의된 SR은 "깨끗함"의 척도이다. SR = 1은 오염 손실이 0을 의미하는 반면, 낮은 SR 값은 오염으로 인한 손실이 많음을 의미하기 때문이다.

깨끗한 모듈 출력 대비 오염된 모듈 출력의 비율은 출력 손실에 대한 오염 영향을 더 잘 반영하기 때문에 선호되는 계산법이다. 그러나 이 방법에 문제가 있는 경우(예: 전압 측정 시 나타난 지터가 출력 데이터에서도 지터로 표시됨), 오염비를 결정하기 위한 대체 방법으로 단락전류가 사용된다. 오염비를 결정하기 위한 전체 방법론은 문헌 [3]에 소개되어 있다.

오염 보정 PR 은 식 (8)과 같이 PR 을 SR 로 나눈 값이다.

$$PR_{soiling\ corrected} = \frac{PR}{SR} \tag{8}$$

D. 출력 인자 보정 성능비

그리드에 재생에너지 발전 비율이 증가함에 따라 PV 플랜트의 출력 산출량을 변경하는 것이 표준이 되었는데, 이들은 더 이상 무효전력을 제공하지 않고는 유효전력을 주입할 수 없게 되었다. 그 결과, 역률(power factor: PF)이 1 인 상황에 비해 유효전력이 더 적게 주입된다[5] [6]. 역률 PF 는 유효전력을 겉보기 전력으로 나눈 값으로 정의된다. 계약의 프레임워크에 따라 전달된 유효 에너지의 편차를 고려하여 PR 에 대한 보정이 이루어지는데, 식 (9)와 같이 나타낸다.

$$PR_{PF\ corrected} = PR * \left(\frac{PF_{ref}}{PF_{measured}}\right) \tag{9}$$



2.1.3 에너지 성능지수

에너지 성능지수(energy performance index: EPI)는 PV 플랜트 시스템 전체의 성능을 평가하는 대체 접근법이다. 성능비는 태양 일조량(태양에너지자원)을 AC 전기 에너지(즉, 수율)로 변환하는 플랜트의 효율을 직접 평가하는 것과 관련이 있지만, 에너지 성능지수는 식 (10)과 같이 측정 수율을 일반적으로 합의된 계약 모델에 주어진 기대 수율(expected yield: Y_{exp})과 비교한다.

EPI는 측정된 수율(Y_{meas})과 예상 수율(Y_{exp})의 비로 표시된다.

$$EPI = \frac{Y_{meas}}{Y_{exp}} \tag{10}$$

실제로 이 두 가지 접근법(PR 또는 EPI) 간의 핵심적인 차이는 서로 다른 유형의 보정과 배제에 대한 각각의 적합성에 있다. 예를 들어, 성능비 계산에서 날씨 보정은 2.1.2 절에 설명된 것과 같이 공식에 대한 명시적인 수정을 통해 제공될 수 있으며, 이는 계약 당사자들 사이에 협의가 가능하다. 반면에 EPI에 동일한 보정을 위해서는 측정된 기상 데이터(디지털 트윈이라고도 함)를 가지고 사전 구축된 시뮬레이션을 실행해야 한다. 이 경우, 보정된 EPI는 보정된 PR 보다 생성이 간단할 수 있지만, 이 계산은 계약 당사자들에게는 투명성이 떨어진다.

문헌 [7]에서 상태 추정 및 PF 최적화를 위한 현장 측정 데이터의 부족은 실시간 시뮬레이션으로 보상되었다. 실제 작동 및 경계 조건을 반영하는 PV 시스템 디지털 트윈의 개념은 O&M 절차를 지원하는 자동화된 불량 탐지에 유용하다[8].

2.1.4 가용성

가용성(availability) KPI 는 검사기간 동안 플랜트가 전기를 생산하는 정도를 측정한다. 성능비 및 에너지 성능지수와는 달리, 성공적인 발전시간 동안의 플랜트 성능은 이러한 KPI의 계산에서 고려되지 않는다.

A. 기술적 가용성 혹은 가동시간

IEC TS 63019 [9]는 PV 발전시스템의 가용성 지표를 도출하고 보고하는 절차와 프레임워크를 제공한다. 기술적 가용성은 플랜트가 성공적으로 운영되고 있는 것으로 조사된 기간의 시간을 측정하며 그 정의는 식 (11)과 같다.

$$A_{technical} = T_{useful} - T_{down, useful} \tag{11}$$

B. 게약상 가용성

계약상 가용성은 기술적 가용성의 정의에 기초하지만, 네트워크 정지시간과 같이 계약자의 통제나 책임 범위에 속하지 않는 것으로 결과적으로 시험범위 밖에 있다고 간주되는 다운타임 기간은 제외한다. O&M 계약에서 일반적으로 배제되는 항목은 네트워크 정지시간으로, 자산 소유자는 식 (12)에 정의된 것과 같은 조치를 취하도록 한다.



$$A_{contract} = \frac{T_{useful} - T_{down} + T_{excluded}}{T_{useful}}$$
(12)

C. 에너지 가용성

IEC 61724-3 [10]은 에너지 가용성을 결정하는 방법을 제공하는데, 총 예상 에너지 대비 가용성 기간 동안 예상 에너지의 비로 정의된다. 따라서 조사강도가 높은 기간이 조사강도가 낮은 기간보다 더 큰 가치가 있다고 간주한다. 예를 들어, 겨울에 에너지 생산을 3 일 놓치는 것은 여름에 같은 기간을 놓치는 것에 비해 재정적인 영향이 적다. 반면에, PV 플랜트가 시장가격에 참여하는 겨울철의 에너지 손실이 더 적은 것은 에너지 가격이 낮은 여름 동안보다 경제적으로 더 중요할 수 있는데, 왜냐하면 여름에 더 많은 전기량을 공급하기 때문이다. 식 (13)과 (14)는 에너지 가용성 계산에 대한 두 가지 대안적 접근법을 보여준다[10] [11].

$$A_{energy} = \frac{Y_{exp} - Y_{unavailable}}{Y_{exp}} = \frac{Y_{exp,available}}{Y_{exp,total}}$$
(13)

$$A_{energy} = \frac{Y_{exp}}{Y_{exp} + Y_{exp,loss}} \tag{14}$$

통상적으로 계약에 사용되는 가용성 계산은 문헌 [12]에 소개되어 있다.

2.2 O&M 계약자의 핵심 성능지표

태양광발전 플랜트의 품질은 주로 선정된 기술과 플랜트 자체가 얼마나 잘 설계되고 건설되는지에 따라 결정된다고 이해되고 있다. 이러한 요소들은 주로 EPC(Engineering, Procurement and Construction: 설계 시공 일괄 방식) 계약자의 책임 하에 있다. 그러나 기능적인 요구사항에 따라 작동하고 PV 시스템이 프로젝트 비즈니스북에서 목표한 것만큼 태양에너지를 생산하고 있는지 확인하기 위해 잘 구축된 PV 설비를 운영 및 유지보수하는 것도 마찬가지로 중요하다. 후자는 운영 및 유지보수(O&M) 서비스 제공자(운영자)의 책임에 해당한다. 양호한 EPC 계약을 체결하는 것이 PV 시스템 구현에서 높은 품질을 보장하는 데 중요한 것처럼, PV 플랜트의 지정된 수명 동안 적절한 기능이 발휘될 수 있도록 적절한 O&M 프레임워크를 갖는 것도 못지않게 중요하다. 마지막 단계는 일반적으로 PV 플랜트의 상용 가동일에 시작하여 O&M 계약기간이 끝날 때까지 지속되는 O&M 계약에 의해 달성된다.

좋은 O&M 계약은 O&M 서비스를 수행하는 당사자, 즉 PV 플랜트 운영자를 법적으로 구속할 수 있게 적절하게 설정된 조건 하에서 필요한 모든 측면을 포함하여야 한다. 주된 목적은 책임회피를 방지할 수 있도록 서비스의 범위와 운영자의 책임을 명확히 기술하고 그리고 운영자가 계약상 합의된 의무를 이행하지 못하는 경우에 허용 가능한 수준의 보상(일반적으로 재무적 위약금)을 정하는 것이다. 따라서 O&M 계약의 약관은 모호성과 오해의 여지를 최소화하는 것이 좋다. 핵심적인 한가지는 O&M 계약에 명확하게 정의되고 정량적으로 측정될 수 있는 O&M 운영자 핵심성과지표(KPI)를 포함시키는 것이다.



2.2.1 다양한 유형의 O&M 핵심 성능지표

PV O&M 계약에 일반적으로 사용되는 다양한 핵심 성과지표가 있는데, 이 지표는 PV 플랜트의 성능(2.1 절에서 논의된 바와 같이 일반적으로 사용되는 KPI는 성능비와 플랜트 가용성) 또는 수행되는 유지보수 서비스(대응시간, 플랜트 정전시간)와 직접 관련이 있다.

여기서는 O&M 계약에서 이 세 가지 KPI를 어떻게 처리야 하는지에 대해 소개하고자 한다.

좋은 O&M 계약은 운영자로부터 높이 평가되던 이러한 KPI 중 적어도 하나를 가져야 한다. 합의된 KPI 를 충족하지 못하면 재무적인 위약금을 물게 된다. PV 플랜트 수명은 수년에 걸쳐 지속되므로 KPI는 PV 플랜트의 각 운영 연도에 대해 적용되어야 하고 연간 기준으로 평가를 받게 된다.

O&M 계약에서 종합적인 보증을 확보하는 것이 필수이지만, 현재까지 계약 보증을 설정하는 방법에 대한 표준은 없다. 그럼에도 불구하고, 공개적으로 사용 및 참조할 수 있는 많은 모범사례 O&M 계약 지침이 있다[13]. 한 가지 주요 이유는 O&M 보증이 상업적 목표으로 요구되는 위험 및 책임 할당/소유권과 직접적으로 연관되어 있기 때문이다. 따라서 보증은 O&M 계약 단계에서 상업적 협상의 일환으로 각 프로젝트 기준으로 처리된다.

태양광 O&M 의 세계는 매우 경쟁적이다. 동일한 범위의 O&M 서비스를 달성하기 위해 보다 효과적인 방법을 사용하는 것 외에도(예: 지능형 플랜트 모니터링 또는 자동화 유지보수를 통해) 운영자 보증을 줄이는 것은 O&M 비용을 최소화하는 또 다른(권장하지는 않지만) 방법이다. 유럽에서 개발된 대규모 PV 플랜트의 O&M 계약에 대해 Solar Bankabilitv project[14]에서 수행된 설문조사가 이 사례를 잘 보여주었다. 연구를 통해 저자들은 O&M 가격이 총 운영지출(operational expenditures: OPEX)의 30~70% 범위인데, 조사된 계약들 사이에 설정된 보증 유형이 상당한 차이를 나타내어 보증이 강화되면 비용이 증가한다는 것을 발견하였다.

다음 절에서는 O&M 계약에 대한 다양한 유형의 보증 KPI에 대해 논의하고자 한다. 이들은 2.1 절에서 논의한 PV 플랜트 성능지표에 해당하며, 여기서의 의도는 O&M 운영자가 의무를 이행하는 데 있어 계약상 구속력을 가질 수 있도록 이러한 매개변수를 사용하는 방법에 대한 특정 지침을 제공하고자 하는 것이다.

A. 성능비 보증

O&M 계약에서 가장 중요하면서도 일반적으로 사용되는 KPI 중 하나는 성능비 보증 (Guaranteed Performance Ratio: GPR)이다. 이는 PV 플랜트의 에너지 산출량과 직접적으로 연관된다. 백분율(%)로 나타내면 이는 PV 플랜트의 실제 에너지 산출량과 이론적 에너지 산출량 사이의 비를 나타낸다. 플랜트의 초기 이론적인 성능비는 전형적인 기상년(typical meteorological vear: TMY) 태양에너지 자원 데이터 세트를 사용하여 PV 프로젝트의 계약 단계에서 계산된다. 이론적 PR 의 정보와 함께 보증 PR 은 O&M 계약에 포함되어야 한다.

업계 관행에서는 이론적 PR 을 보증 PR 로 설정하거나 이론적 PR 보다 약간 낮은 값으로 최소 보증 PR 을 설정하는 두 가지 다른 접근 방식이 관찰되었다. 예를 들어, PV 플랜트의 이론적 PR 을 85%로 추정하면, O&M 계약은 보증 PR 을 85%로 설정하거나 최소 GPR 을 2% 더 낮은 83%로 설정할 수 있다. 두 가지 접근법 모두 수용 가능한 것으로 간주되지만,



전자는 GPR 과 플랜트가 이론적으로 생산 달성할 수 있는 값 사이에 완충구간을 남기지 않기 때문에 더 엄격한 것으로 간주될 수 있다.

초기 GPR 이 설정되면 초기 기간 이후의 연간 보증 PR 은 연간 태양광시스템 열화율(성능 손실률이라고도 함)을 고려하여 계산된다.

운영 중인 PV 플랜트의 실제 성능평가는 주어진 모니터링 기간(즉, 연간) 동안 생산된 실제 에너지를 플랜트의 조사기간 동안 실제 태양 조사량을 사용하여 계산된 에너지 수율을 비교함으로써 얻어진다. PV 플랜트 성능비의 적절한 평가를 달성하기 위한 몇 가지 핵심 인자는 다음과 같다:

- PR 계산에 사용할 올바른 공식에 대한 동의: PR 공식을 설정할 수 있는 다양한 방법이 있는데, 온도의 영향, PV 플랜트의 가용성 등과 같은 필요한 모든 파라미터를 반영하는 것이 중요하다. 이 점은 2.1 절에서 논의하였다.
- 올바른 입력 데이터 사용: 모니터링 기간 동안 실제 플랜트의 정확한 에너지 산출량과 정확한 실제 태양 조사량 및 온도가 사용되어야 한다. 이는 (1) 양호한 데이터 가용성을 가지고 필요한 플랜트 파라미터를 적절하게/신뢰성 있게 측정/수집할 수 있는 플랜트 모니터링 시스템과 (2) 적절한 데이터 처리(품질 점검, 포함 및 배제 절차)의 중요성을 의미한다. 이 주제는 아래 2.2.3 절에서 논의된다.

B. 플랜트 가용성 보증

태양광플랜트의 플랜트 가용성 보증(Guaranteed (Plant) Availability: GAV, %)은 태양광발전 플랜트의 O&M 계약에서 두 번째로 널리 사용되는 보증이다. 변하가 심한 '가용성'을 논의할 때, 그리드 가용성을 포함하는 전체 가용성과 PV 플랜트 수준에서의 가용성을 구별하는 것이 중요하다. O&M 운영자의 관점에서 볼 때, 플랜트 수준의 가용성은 매우 관심이 가는 KPI 인데, 왜냐하면 그리드의 기능은 그들의 통제 밖이기 때문이다.

대부분의 모범사례 지침은 플랜트 가용성 보증을 99% 이상으로 설정할 것을 권장한다. 사실, 매우 특별한 경우를 제외하고는 요즘 PV O&M 계약에서 GAV 가 99% 미만인 것은 거의 전례가 없다.

플랜트 가용성은 시간 기반 접근법 또는 에너지 생산 기반 접근법을 사용하여 평가될 수 있다:

시간 기반 가용성은 PV 플랜트가 출력을 생산하는 시간의 백분율을 나타낸다. 이것은 생산 활동 기간과 생산이 기록된 기간(둘 다 시간으로 표시) 사이의 비로 표시된다. 가용성을 계산하려면 인버터 수준에서의 데이터를 사용해야 한다. 계산을 위해서는 PV 플랜트가 생산 모드에 있는 것으로 간주할 수 있는 기간을 정의하는 시간대를 설정하는 것이 중요하다. 이는 (1) 조사강도 임계값(일반적으로 최소 30 W/m²가 좋은 접근 방식) 또는 (2) 시간 범위(아침 몇시 몇분에서 오후 또는 저녁 몇시 몇분)를 사용하여 달성할 수 있다. 이 시간대를 넘으면 측정된 데이터가 가용성 계산에서 제외될 수 있다. 원칙적으로 시간대는 현실적인 임계값과 PV 플랜트의 지리적 위치 및 계절 조건을 고려하여 설정되어야 한다. 첫 번째 접근방식은 계절성이나 날씨 변화에 영향을 받지 않아 권장되는데, 즉, 최소 조사강도 임계값에 도달하는 한 플랜트는 전력을 생산할 수 있는 것으로 간주된다. 비교적 계산이 쉽지만 시간 기반



지표의 단점은 비가용율이 전체 시스템 수율에 미치는 영향을 계산할 수 없다는 것이다.

 에너지 기반 가용성은 기준 수율을 고려하므로 가용성이 없는 동안 손실된 에너지를 나타낸다. 에너지 기반 가용성은 전기로 변환된 기준 수율과 총 기준 수율 사이의 비로 계산된다.

성능비와 마찬가지로 플랜트 가용성을 적절하게 평가하는 두 가지 중요한 인자는 올바른 공식과 입력 데이터의 사용이다. 이와 관련된 다양한 주제는 2.1 과 2.2.3 절에서 논의된다.

성능비 보증 다음으로 플랜트 가용성 보증은 O&M 계약의 보증을 설정하는 데 가장 일반적으로 사용된다. 시간 기반 가용성은 에너지 기반 가용성보다 더 자주 사용되는데, 주로 입력 데이터가 간단하며 인버터 모니터링 시스템에서 직접 수집되기 때문이다.

모범사례 권장사항은 O&M 운영자를 계약적으로 강하게 구속할 수 있도록 O&M 계약에서 GPR 과 GAV 를 함께 사용할 것을 요구한다. 독립형시스템의 경우 일반적으로 PR 보증이 선호되는데, 왜냐하면 에너지 기반 가용성 보증이 사용되지 않는 경우에는 PR 계산에 플랜트 가용성 파라미터를 포함시킴으로써 비가용성의 영향이 반영될 수 있기 때문이다.

C. 대응시간

일부 O&M 운영자는 고장(faults)/경보 이벤트에 대한 최소 유지보수 대응시간을 보장하는 것을 선택할 수도 있다. 이 값은 보통 개입을 유발하게 되는 최소 시간 경과(분 또는 시간과 같은 시간 단위)로 표시되며 이벤트 또는 고장이 발생한 순간부터 시간이 매겨진다. 이 접근법에서 대응시간은 위태로운 사건, 주요 사건 및 중요하지 않은 고장이나 사건에 대한 대응으로 정의되어야 한다. PV 플랜트의 안전 운영에 즉각적인 영향을 미치는 고장이나 사건은 중요하며 즉각적인 개입을 필요로 한다(예: 화재 사건). 플랜트 생산에 중대한 영향을 미치는 고장이나 사건은 중대한 것으로 간주되어야 하며 경보 발령부터 하루나 이틀 이내에 대응해야 한다. 중요하지 않은 이벤트 또는 결함은 다음 정기 유지보수에서 대응해야 한다.



그림 2: 고장에서 해결까지의 타임라인. 대응 및 해결시간과 관련된 O&M KPI와 각 단계에 대한 관련 수율 손실을 보여준다. SCADA 시스템의 특성과 결함 유형에 따라 다르지만 대부분 탐지시간이 매우 짧다. 계약의 조건에 따라 수율 손실(A~D 영역)은 KPI 부족분과 합의된 위약금에서 제외 혹은 제외되지 않을 수 있다. 문헌 [11]에서 채택.



최소 대응시간 보증은 간단하다. 그럼에도 불구하고 O&M 계약에는 측정해야 할 대응 시간뿐만 아니라 서로 다른 대응시간의 범주와 보증된 관련 시간 경과에 대한 명확한 정의가 필요하다. 하지만 계약적으로 최소 대응시간 보증이 O&M 운영자를 의무에 강제하도록 구속하기에 적합하다고 간주되어서는 안 된다는 점을 유의해야 한다. 대응시간 보증은 위에서 설명한 더 중요한 KPI(PR, 가용성 또는 수율 보증) 중 하나에 대한 추가 보증으로 사용되어야 한다. 다양한 시간 값의 개요는 그림 2 와 같다. 그림에 탐지시간도 보여주고 있는데 이를 위해서는 모니터링 시스템이 매우 중요하다.

2.2.2 핵심성능지표 부족과 위약금

O&M 계약에서 핵심성능지표의 보증 값을 충족하지 못하는 결과는 일반적으로 손해 변제금(liquidated damage: LD) 또는 성능 미달 위약금이라는 금전적 보상의 형태로 이어된다. LD 또는 위약금의 특정 최대 한도를 초과하면 PV 플랜트 소유자는 O&M 계약을 종료할 수 있다. LD 의 정의와 LD 가 적용될 조건(포함과 제외 모두)의 정의는 O&M 계약에 명확하게 표기되어야 한다. 마찬가지로 중요한 것은 관련 LD 와 그 규모의 조정 방법으로 O&M 계약에서 필수사항이다.

가장 일반적인 두 가지 LD는 PR 및 가용성 미달과 관련된 위약금이다. PV 플랜트 성능은 O&M 계약 기간 동안 매년 계산되어야 하며, 실제 PR 과 가용성은 해당 모니터링 연도에 해당하는 계약상 보증 값과 비교하여야 한다.

O&M 운영자가 지불해야 할 LD 의 규모는 정확한 수치여야 한다. 플랜트 소유자의 관점에서, 그 금액은 최소한 MWh 생산 손실과 관련된 전기 판매수익의 손실을 보상할 수 있어야 한다. 반면에, O&M 운영자는 이것이 그들의 회계에 불리하게 작용할 것이기 때문에 위약금을 최소화하기를 원한다. 더 높은 위약금은 운영자가 수익/비용을 최적화하기 위해 추가 위험요소를 고려할 가능성이 높기 때문에 연간 O&M 수수료가 더 높아질 수 있다. O&M 계약 협상의 핵심은 협상 당사자 쌍방의 합의점을 찾는 것이다.

LD 의 크기를 조정/계산하는 방법에는 두 가지가 있다. 첫 번째는 간단하게 MWh 생산과 관련된 전기 판매수익 손실을 통해 결정된다. 계량기에서 실제 측정된 값과 보증 값과의 차이에 전기 판매단가(예: €/MWh)를 곱한 값이다.

두 번째 계산은 (보증 값보다 낮은 각 퍼센트 포인트에 대해) 계단화되어 있으며, 위약금도 연간 O&M 수수료와 연계하여 계층화되어 있다. O&M 계약의 전형적인 구성은 예를 들어 1% PR 또는 가용성 미달에 대해 O&M 운영자가 연간 O&M 수수료의 X %를 지불해야 한다. 이 접근방식은 허용 가능하지만 연간 O&M 과 비교하여 계산된 LD 금액이 PR 또는 PV 플랜트 가용성의 1%와 관련된 전기 판매수익에서의 동등한 손실을 충당할 수 있도록 주의를 기울여야 한다.

최대 LD 또는 위약금 상한선의 설정과 관련하여, 모범사례 권장사항은 연간 O&M 수수료의 100%로 설정하는 것이다. 더 중요한 것은 이러한 위약금과 LD 가 모든 O&M 서비스 연도의 시작 때 재설정되어야 한다는 것이다.



2.2.3 데이터 수용과 분류

최신 모니터링 플랫폼은 예를 들어 규격 IEC 61724 [3] 권장사항에 따라 데이터 수용 및 분류 기준을 적용한다. 이 매우 중요한 단계는 KPI 계산 및 보고뿐만 아니라 PV 플랜트의 운영 동안 불량 및 성능 미달의 조기 탐지를 위한 고급 데이터 분석용 데이터의 품질을 보장한다. 가장 일반적인 데이터 처리 및 품질 검사에 대한 개요가 아래에 소개되어 있다. 자세한 내용은 IEC 61724[3]와 같은 해당 규격에서 확인할 수 있다.

일광 시간은 KPI 와 알람 기능의 계산 목적으로 고려한다. 이 값은 일반적으로 최소 조사강도 임계값을 기반으로 계산된다. 용도에 따라 이 특정 값이 다를 수 있지만 일반적으로 ≥30W/m² 가 최소 임계값으로 허용된다. 이를 통해 KPI 및 데이터 분석 계산에 부정적인 영향을 미칠 수 있는 밤시간 값과 일부 이상치를 제거할 수 있다.

주요 품질 검사는 흔히 잘못된 판독치를 제거하고 누락된 데이터를 처리하는 것으로 이루어진다. 추가 처리를 위해 미가공 모니터링 데이터에 라벨을 올바르게 지정하는 것은 고급 모니터링 플랫폼에 매우 중요하다. 데이터 일관성, 신뢰성 및 가용성을 보장하기 위해 여러 검사들과 필터가 적용된다. 이러한 검사는 일반적으로 모니터링 플랫폼에서 자동으로 실행되며, 다양한 이해관계자의 요구에 따라 일정 부분 유연성을 허용할 수 있다. 예를 들어, 유효하지 않은 데이터에 대한 가장 일반적인 검사로는 물리적으로 합리적인 최소 및 최대 한계, 이상치 식별, 타임스탬프 검사, 오류 코드 분석, 중복 등이 있다. 이러한 검사는 구성요소 수준에서 수행되며 구성요소 및 모니터링 수준에 따라 달라질 수 있다.

누락된 데이터의 정확한 식별, 라벨 지정 및 보고는 추가 분석을 하는 데 매우 중요하다. 적용된 특정 방법론은 모든 보고서 및 모니터링 포털에 항상 명확하게 문서화되어야 한다. 누락된 데이터에 라벨이 올바르게 지정되면 그 처리를 위해 다양한 접근법을 사용할 수 있다. 예를 들어, 유효하지 않거나 누락된 데이터는 다른 유효한 센서의 데이터로 대체하거나 다른 유효한 데이터 소스를 사용하여 모델링 할 수 있다. 최근 인공지능(AI) 기술이 발전하면서 누락된 데이터를 채우기 위해 디지털 트윈 모델을 활용하는 것이 인기를 끌고 있다. 그러나 항상 계약사양에 맞게 누락된 데이터를 고려하고 처리하는 것이 중요하다. 규격 IEC 61724 에서 권장한 바와 같이 누락되거나 유효하지 않은 데이터의 처리는 궁극적으로 측정과 분석의 목표에 따라 달라진다. 누락되거나 유효하지 않은 데이터의 처리에 대한 자세한 내용과 권장사항은 IEC 61724[3]에 포함되어 있다.

2.3 계약체계

앞 절에서는 계약에서 O&M 서비스 제공업체의 의무와 책임을 명시하는데 사용할 수 있는 핵심성과지표에 대해 논의하였다. 이들 외에도, O&M 계약체계는 계약조건과 함께 필요한 모든 측면을 정의하고 계약 당사자들의 책임에 대한 회피나 모호함을 방지하는 역할을 하기 때문에 마찬가지로 중요하다.



2.3.1 O&M 계약체계

통상적으로 O&M 계약은 PV 플랜트 소유자가 법률 전문가의 참여와 기술 및/또는 재무 자문가의 의견을 받아 작성한다. 서로 다른 당사자들은 보통 PV 시장에서 사용되는 계약에 기초하여 그들 자신의 견본을 준비한다. 공개적으로 다운로드할 수 있는 견본도 있다(일부 무료 혹은 유료). O&M 계약에 사용되는 일반적인 견본 중에는 태양광 플랜트 O&M 에 적합한 International Federation of Consulting Engineers(FIDIC 견본)가 있다. 또한 Terawatt Initiative 와 IRENA(국제재생에너지기구) 간의 공동 노력으로 준비된 O&M 계약 견본이 있는데[13]. 이는 태양광 플랜트에 한정된 것이다.

사용된 견본 유형에 관계없이 O&M 계약은 아래에서 논의되는 최소 요소를 포함해야 한다. PV 플랜트의 기술적 측면과 직접 혹은 다소 관련된 요소에 초점을 맞춘다.

1. 참여 당사자

계약 당사자의 법적 확인과 등록 소재지는 명확하게 정의해야 한다.

2. 계약조건과 착수

서비스 기간이 명확하게 명시되어야 한다. 기간을 연장할 수 있는지 여부(기간 및 방법)도 지정해야 한다.

이전 조건을 포함하여 서비스 시작 유효 날짜를 정의해야 한다.

3. O&M 수수료 / 계약금

O&M 서비스 수수료(연간 kWp 로 표시되거나 유지보수할 총 설치 용량)가 제시되어야 한다. 수수료의 지수화는 명확하게 명시되어야 한다.

O&M 서비스 수수료의 특정 제외 사항은 명확하게 설명되어야 한다.

4. 서비스 범위

O&M 계약은 제공될 O&M 서비스의 일부로 어떤 활동을 실행해야 하는지 명시해야 한다. 유의해야 할 점은 작업의 범위만 언급하는 것으로는 충분하지 않고, 수행한 활동이 계약금으로 충당되는지 여부도 명시해야 한다.

O&M 계약에 공통되는 범위는 다음과 같다:

다음의 사항에만 국한하지 않고 플랜트 24 시간 운영 모니터링 및 감독:

- 일일 성능 모니터링, 유지보수 프로그램 실행 감독, 적절한 유지보수가 착수되도록 하기 위한 알람/고장 탐지).
- o 운영 문서 관리.
- o 장비 보증 및 클레임 관리.
- o 그리드 운영자에 대해 플랜트 소유자의 대행.
- o 유지보수 변경 관리 지원.
- o 플랜트 운전 허가 및 필요 시 대피 허가 지원.
- o 보안 및 감시.



PV 플랜트 유지보수: O&M 계약은 이행해야 할 유지관리 유형(예방, 교정, 예측)을 명확하게 정의(구분)해야 한다. 마찬가지로 중요한 것은 유지보수 프로그램이 PV 플랜트가 운정 중인 기후에 맞게 조정되어야 한다는 것이다. 후자의 경우 특정 기후별 유지보수 지침은 이 보고서의 후속 장을 참조한다.

o 예방적(preventive) 유지보수 (4.1 장에서 상세 논의):

- 빈도와 절차는 유지보수할 장비의 특성에 맞게 조정해야 한다.
- 현장 유지보수가 포함되어야 한다.
- 폐기물 관리(임시 보관, 폐기 및 제거)는 O&M 운영자의 책임이다.
- o 시정적(corrective) 유지보수 (4.2 장에서 상세 논의):
 - 서비스 범위에 포함되는 항목의 명시와 그 활동이 O&M 수수료에도 포함되는지 여부에 대한 명확한 정의.
 - 다양한 유형의 경보, 고장 이벤트에 대한 대응시간. 일반적으로, PV 플랜트의 안전 운전 또는 100% 플랜트 정지에 영향을 미칠 고장은 매우 중요한 것으로 취급되어야 하며 4 시간에서 8 시간 이내에 대응해야 한다. 주요 생산 손실에 영향을 미치는 고장은 중대한 것으로 취급되어야 하며 24~48 시간 내에 해결되어야 한다.
 플랜트 소유자에게 통지 절차.

들어, 예측적 유지보수를 사용하여 PV 모듈 청소 주기를 예측하고 계획하는 것이다. 예측적 유지보수는 아직 O&M 서비스 범위에서 규격화된 기능이

- 예측적(predictive) 유지보수(선택적). 데이터 분석 및 인공지능/머신러닝 분야의 발전은 태양광플랜트의 예측적 유지보수의 발전으로 이어졌다. 예측적 유지보수는 모니터링 시스템에서 확보된 PV 플랜트의 과거 운영 데이터와 환경에서 측정된 파라미터(조사강도, 온도, 강우 등의 기상 조건)를 이용하여 PV 플랜트의 거동 또는 성능 패턴을 학습하고 이를 이용하여 이벤트 또는 고장이 발생하기 전에 개입할 수 있도록 유지보수를 예측하고 계획한다. 예를
 - 아니다.
- 저장, 보충, 재고 관리를 포함한 예비부품 및 소모품 관리.

예를 들어 자산 관리에 대한 보고를 포함하여 다른 모든 서비스가 지정되어야 한다.

O&M 핵심성과지표에 대한 보증처럼 O&M 운영자의 업무 범위가 O&M 서비스 가격을 견인한다. 범위가 더 넓으면 서비스는 더 비쌀 가능성이 높다. 경우에 따라서는 플랜트 소유자가 O&M 비용을 최소화하기 위해 특정 범위를 제외시킬 수 있다. 후자의 접근법에서는 플랜트 소유자가 제외된 서비스 범위를 다른 곳으로 배치토록 할 것을 권장하는데, 이는 한 계약자가 낮은 성과에 대해 책임을 지도록 하는 것을 더 어렵게 만들 수 있다.

5. 계약자의 책임

서비스의 범위 내에서 이행되어야 하는 특정 활동 외에도, 제공되는 O&M 서비스의 책임이 명시되어야 한다. 일반적으로 포함되는 항목은 다음과 같다:



- O&M 서비스는 PV 플랜트와 장비 공급업체의 요건에 대한 기술사양 문서에 규정된 요구조건을 준수해야 한다.
- O&M 서비스는 우수한 산업계 관행에 따라 수행되어야 하며 모든 해당 법률, 동의 및 허가를 준수해야 한다.
- O&M 서비스 제공자는 O&M 서비스를 수행하는 데 필요한 기타 모든 소재, 장비, 도구 및 소모품을 제공할 책임이 있다.
- O&M 서비스 제공업체는 현장에서 수행되는 모든 유지보수 활동에서 건강과 안전을 보장할 책임이 있으며, 서비스를 수행하는 데 있어 자사와 승인된 하청업체 직원의 안전을 책임진다.
- O&M 서비스 제공자는 PV 플랜트가 성능 요건과 보증된 핵심성능지표를 달성할 수 있도록 서비스를 수행해야 한다.
- O&M 서비스 제공자는 서비스를 수행하는 데 필요한 모든 허가 및 보험을 가지고 있는지 보장해야 하며, 여기에는 해당 허가 및 보험의 유효성 유지가 포함된다.
- 모든 합리적인 지원과 정보를 적시에 신속하게 플랜트 소유자에게 제공하여 반드시 필요한 허가를 획득할 수 있도록 한다.

6. 소유자 책임

좋은 O&M 계약은 또한 O&M 서비스 제공자가 서비스를 수행할 수 있도록 플랜트 소유자의 책임을 명확하게 정의해야 한다. 이러한 의무는 다음과 같다:

- PV 플랜트 운영과 전기 생산 및 계통선 주입에 필요한 모든 허가와 동의를 획득한다 (해당되는 경우).
- O&M 운영자에게 사업 현장 접근 권한을 부여하여 O&M 서비스를 수행하도록 한다.
- 운영자가 서비스를 수행하는 데 필요한 허가를 얻을 수 있도록 모든 합리적인 지원과 정보를 적기에 신속하게 O&M 운영자에게 제공한다.
- 합의된 지급 일정에 따라 계약된 O&M 수수료를 O&M 운영자에게 지급한다.

7. 하도급 계약

계약서에는 O&M 서비스 제공업체에게 하도급이 허용되는지 여부를 명시해야 한다. 이 경우, 모든 하도급 계약은 서비스를 시작하기 전에 플랜트 소유자의 검토와 승인을 받아야 한다. 하도급을 준 서비스에 주요 부분이 있다면 O&M 계약 협상 과정에서 이를 언급해야 한다.

또한, 하도급 계약이 체결된 경우에는 O&M 사업자가 하도급 업체에 대한 책임이 있음을 명시해야 한다.

8. 예비부품과 소모품

예비부품은 플랜트 장비의 예비 부품(예: PV 모듈, 인버터, 중·저전압 퓨즈, 트래커 모터, 구조물 등)과 고정 장치(나사, 볼트, 너트 등), 케이블 등과 같은 일반적인 소모품으로 분류할



수 있다. 플랜트 장비에 들어가는 적절한 수준의 예비부품 확보는 장비 오작동 또는 손상으로 인한 플랜트 가동 중단/정전의 연장을 방지하는 데 도움이 될 것이다.

예비부품 관리의 세 가지 주요 측면은 O&M 계약에 명시하여 한다: 저장, 사용된 예비부품의 보충, 재고 관리. 소모품의 경우 모범사례 권장사항은 일반적으로 O&M 서비스 공급자가 소모품의 모든 저장, 보충 및 관리를 책임져야 할 것을 요구한다.

그러나, 제 4.2 절에서 논의한 바와 같이 플랜트 장비의 경우, 플랜트 소유자와 O&M 운영자는 예비 재고의 저장, 보충 및 관리 책임지가 누구인지 합의해야 한다. 일반적으로 예비부품의 재고를 보관하는 것은 O&M 운영자의 책임에 속한다. 그러나 예비부품의 저장과 보충은 다르게 처리할 수 있다. 그러나 이것은 O&M 계약서에 명시하는 것이 중요하다. 예비부품 보충이 O&M 서비스 범위에 명시되지 않는 경우, 플랜트 소유자는 별도로 예비부품 보충을 준비하거나 주요 장비 교체에 대한 미래 유지보수 비용을 예상해야 한다(대개 4.2 절에서 논의한 우발적 유지보수 또는 예비 계정의 형태로).

예비부품 관리의 책임 당사자를 정의하는 것 외에도, O&M 계약에서 예비부품에 대한 다른 두 가지 측면을 고려하는 것이 중요하다:

- 교체된 결함이 있는 플랜트 구성품의 보증 기간
- 소유권 이전: 일반적으로 예비부품은 플랜트 소유자가 부담하므로 예비부품은 소유주의 전유물이어야 하며, O&M 계약기간 종료 시 소유자에게 반환된다.

9. 핵심성능지표 (KPIs) / 성능 보증

권장 KPIs 와 해당하는 손해 변제금에 대한 상세내용은 4.2 장을 참조하세요.

10. 분쟁, 중재

분쟁 및 중재에 적용되는 법이 명확하게 정의되어야 한다.

모범사례 권장사항에서는 기술 분쟁의 경우 독립적인 제 3 자 전문가의 참여 허용을 O&M 계약에 포함한다.

2.3.2 O&M 체계에 미치는 지역의 영향

PV 산업의 모든 이해관계자들이 PV 시스템의 설계와 O&M 규격화를 높이기 위한 상당한 노력에도 불구하고, 일부 경우에는 국가 또는 지역 내에서도 O&M 체계가 다른 차이가 여전히 존재한다. 차이의 사례:

- 멕시코와 같이 O&M 인력이 상시 현장에 있어야 하는 법적 요건 [11]은 이를 통해 최소 보장 가용성 값을 더 높게 협상할 수 있게 해준다.
- 호주 퀸즐랜드에서 제안된 [15](그리고 그 후 무효로 선언된 [16]) 법안은 자격을 갖춘 전기 기술자만이 장착을 포함하여 PV 모듈 작업을 할 수 있도록 의무화하였다.
- PV 시장 이해관계자(정책 입안자, 개발자, EPC, O&M 제공자)와 PV 시스템 위치에 따른 영향의 차이는 O&M 비용과 대응시간 유지 능력에 큰 영향을 미칠 수 있다[12], [17], [18].



 문헌 [17]에서 논의한 바와 같이, 모든 곳에서 모든 관행과 가정을 완전히 따를 수 있는 것은 아니기 때문에, 대상이 되는 PV 시스템의 특정 측면을 PV 이해관계자, 특히 자산 관리자와 O&M 제공자가 완전히 숙지하도록 해야 한다.

2.3.3 기타 영향

PV 시스템의 기대 수명이 25년 이상인 점을 고려할 때, 규제 또는 법률 변경은 수명 동안 영향을 미칠 가능성이 높다. 특히, PV 시스템의 재설계 및 리파워링화가 O&M 계약 중에 발생할 수 있다.

문헌 [11]에서 정의한 바와 같이, 개조는 플랜트 공칭출력을 실질적으로 변경하지 않고 주로 인버터와 모듈을 교체하는 것을 포함하는 반면, 리파워링(또는 업그레이드)은 플랜트 공칭출력을 실질적으로 변경할 수 있는 구성요소의 교체를 포함한다.

개조 또는 리파워링 활동의 범위(일부 또는 전체 PV 플랜트에 영향을 주는지 여부)에 따라, O&M KPI를 다시 정의 혹은 협상하거나, 아니면 개조/리파워링 후에 새로운 O&M 계약을 맺는 것이 유용할 수 있다.



3 발전 플랜트 운영

3.1 플랜트 성능 모니터링 지침

가성비 최고의 소재와 고품질 설치 역량을 사용하는 것 외에 운영의 탁월성을 확보하기 핵심 요소는 성능 모니터링, 분석 및 보고 도구가 차별화이다. 이는 생산 시설의 산업 자동화와 전사적 자원관리(enterprise resource planning: ERP) 시스템과 비교된다.

그러나 모니터링 용량은 모니터링 대상의 설치 유형과 맞아야 하므로 모니터링 전략을 시작하기 전에 초기 분류가 필요하다.

모니터링 시스템은 PV 시스템 내에서 에너지 흐름을 추적할 수 있어야 한다. 원칙적으로, 이는 에너지 변환 사슬을 결정하는 파라미터에 대해 보고한다. 이러한 파라미터는 수율 및 손실 측면에서 가장 중요한 에너지 측정값과 함께 그림 3 에 소개되어 있다.



그림 3: 계통연계형 태양광시스템에서의 에너지 흐름 (source: 3E [19]).

유틸리티 규모의 PV 플랜트는 산업 자동화 프로젝트에 사용되는 것과 유사한 복잡하고 고도로 맞춤화된 모니터링 시스템을 사용한다. 반면에 주거용 및 상업용 시스템의



모니터링은 통상적으로 인버터 및 데이터로거 제조업체에 의해 수행되는데, 대부분의 경우 로컬 하드웨어로부터 데이터를 수집하는 웹 포털에 대한 무료 또는 반 유료 액세스를 제공한다.

IEC 61724-1[3]에 명시된 바와 같이, 모니터링 시스템에 요구되는 정확도와 복잡성은 PV 시스템 크기와 사용자 요구에 따라 달라진다. 모니터링 시스템과 제안된 활용분야에 대한 분류는 아래 표 1 에 소개되어 있다.

전형적인 활용분야	Class A	Class B	Class C
	High accuracy	Medium accuracy	Basic accuracy
기본 시스템 성능 평가	Х	Х	Х
성능 보증의 문서화	Х	Х	
시스템 손실 분석	Х	Х	
전기 네트워크 상호작용 평가	Х		
고장의 위치확인	Х		
태양광기술 평가	Х		
정확한 태양광시스템 열화 측정	Х		

표 1: IEC61724-1 에 따른 모니터링 시스템 분류와 제안 활용분야 [3].



	Class A High accuracy	Class B Medium accuracy	Class C Basic accuracy
측정의 정확도 요건에 대한 권장사항			
조사강도 측정의 불확도	< 3%	< 8%	n/a
조사강도 센서의 경사각도	1 °	1.5°	2°
정열 정확도			
조사강도 센서의 방위각 정열	2°	3 °	4°
정확도			
입력(DC) 전압과 전류의	± 2%	n/a	n/a
인버터 수준에서의 측정			
출력(AC) 전압과 전류의	± 2%	± 3%	n/a
인버터 수준에서의 측정			
플랜트 수준에서의 AC 전기적	Class 0.2 S as per	Class 0.5 S as per	Class 2 as per
산출량 유효전력과 에너지	IEC 62053-2 [20]	IEC 62053-22 [20]	IEC 62053-21
			[21]
역률	Class 1 as per	Class 1 as per	n/a
	IEC 61557-12 [22]	IEC 61557-12 [22]	

3.1.1 모니터 데이터의 분석

주어진 서비스 수준 합의에 따라 데이터 수집과 데이터 제공을 가능하게 하는 몇 가지 "표준" PV 모니터링 솔루션이 시장에 존재한다. 이러한 표준 솔루션을 넘어서는 스마트 PV 성능 모니터링은 특히 유틸리티 규모의 대규모 PV 플랜트에 필수적이다. 오늘날 이러한 스마트 PV 모니터링 시스템은 최소한 다음과 같은 특징을 가져야 한다:

- 장치 경보 수집과 외부 장비 모니터링(AC 캐비닛, 보안 등)을 포함한 플랜트 수준에서의 확장 모니터링
- 모든 분석과 계약상 요구되는 KPI에 대한 포트폴리오 수준까지의 복잡한 집계기능 제공
- 복잡한 분석 기능으로부터 계산된 장치 경보와 기능상의 경보를 기반으로 하는 알림
- 포트폴리오 수준에서 장치 및 기능상 경보의 집계 및 우선 순위 지정 고급 기능
- 정확하고 독립적인 조사량 기준의 포함(예: 위성 데이터 기반)



- 검증된 시뮬레이션 모델을 기반으로 한 예상 거동 계산
- 구성요소 수준에서 경보 처리와 분석 기능을 통합한 개입 관리 시스템
- 개입에서 포트폴리오 수준에 이르기까지 최신 보고가 가능한 비즈니스 인텔리전스.

최첨단 스마트 PV 성능 모니터링 시스템에 대한 추가 설명은 3.2 절 "성능분석과 최적화"에 소개되었다.

데이터 모니터링 전략은 일반적으로 계약상 합의에 따라 달라지며, PV 플랜트의 규모와 직접적인 관련이 있다(예: 산업용 옥상형 PV 시스템과 대조되는 유틸리티 규모의 PV 플랜트). 클래스 B 와 클래스 C 모니터링 시스템은 일반적으로 간단한 샘플링 계획을 통해 기본적인 성능 파라미터만 처리한다. 그러나 클래스 A 플랜트는 스마트 성능 모니터링이 필요한데, 모니터링된 데이터 분석에 필요한 방법에서도 그러하다.

클래스 A 설치의 대표적인 예는 엄격한 계약 조건과 균등화 발전단가(LCOE) 목표 하에 건설된 수 MW 급 PV 플랜트의 경우이다. 모니터링할 파라미터와 그 변화를 추종하는 분석 전략은 모두 PV 플랜트 설계 수준에서 명확하게 정의되어야 하는데, 이는 플랜트에 적절한 센서가 선택 고려될 수 있도록 보장하기 위한 것이다. 그런 다음 물리적 파라미터(예: 조사량, 온도, 전압, 전류, DC 출력, AC 출력 등)뿐만 아니라 플랜트 특성에 따라 정의된 합성 파라미터도 추적될 수 있다. 일간 또는 심지어 하루 중의 시간 단위로 달성될 PV 에너지 수율을 추정하기 위해서는 태양 예측에도 특별한 주의를 기울여야 한다.

모니터링 데이터의 분석을 위해서는 개별 값 이상으로 통계 데이터 제어와 파라미터에 대한 경향 평가가 고려되어야 한다. 이 전략은 최대한 빨리 원치 않는 변화의 선험적 식별을 가능하게 하여 잠재적 고장 및/또는 과도한 성능 열화를 방지할 수 있게 해준다. 이 경우 모니터링된 데이터의 분석과 해석에는 대개 인공지능과 빅데이터 기법이 적용된다. 소규모 산업용 시스템에서 상업용 유틸리티 규모 시스템에 이르기까지 이러한 방법론의 적용에 대한 자세한 설명은 "IEA PVPS T13-07:2017 Improving Efficiency of PV Systems Using Statistical Performance Monitoring" 보고서[23]에서 확인할 수 있다.

모니터링의 분석 보고는 계약상 합의에 따라 이루어지며 일반적으로 웹 애플리케이션을 통해 접근할 수 있다. 모니터링 시스템의 지능과 설치 시스템 성능에 대해 알고자 하는 고객의 관심에 따라 파라미터의 변화 및 취해야 할 조치에 대한 제안이 상세하게 제시될 수 있다.

3.1.2 모범사례 지침

앞 절에서 소개한 바와 같이, 다양한 PV 플랜트 크기와 이해관계자의 수요에 따라 시장에서 다양한 PV 플랜트 모니터링 솔루션을 구할 수 있다. 모든 경우 모니터링된 데이터에서 계산된 PR 과 가용성과 같은 모든 KPI 의 정확한 계산을 보장하기 위해서는 항상 규격 및 모범사례 권장사항을 준수하여 것이 좋다. 이러한 최소 요구사항은 IEC 61724-1[3]과 같은 국제 규격에 자세히 설명되어 있는데, 이는 유효하지 않은 데이터 포인트를 제거하기 위한 데이터 품질 검사에서부터 2.2.3 절 "데이터 수용과 분류"에 요약된 바와 같이 누락된 데이터의 정확한 식별, 라벨링 및 보고에 이르기까지 다양한 측면을 다루고 있다".



또한 PV 모니터링 소프트웨어의 입력자료로 정확한 PV 플랜트 구성이 선정되었는지를 확인하기 위한 일관성 검사가 핵심이 되는데, 이렇게 함으로써 PV 디지털 트윈 모델의 적용을 통해 데이터의 추가 분석이 가능하게 된다. 마지막으로, PV 플랜트의 운영 수명 동안 모니터링 플랫폼 간에 최적화된 전환을 위한 개방 데이터 접근성을 보장하기 위해서는 Sun-Spec Alliance[24]의 사례와 같은 모범사례 지침이 준수되어야 한다.

PV 플랜트 성능 모니터링을 위한 모범사례 지침이 완벽하지는 않지만 아래 표 2 에 요약되어 있다. 이러한 지침은 Solar Power Europe Operation & Maintenance Best Practice Guidelines[11] 뿐 아니라 PerformancePlus 프로젝트[25]를 포함한 다양한 규격과 연구 결과에 나타낸 것과 같이 모니터링과 PV 플랜트 성능평가의 최신 현황을 반영하고 있다.



표 2: 태양광플랜트 성능 모니터링을 위한 모범사례 지침.

측정	권장사항	해설
조사강도 측정	ISO 9060:2018 에 따라 적어도 하나의 조사강도 측정 소자를 사용하여 어레이면에서의 태양 조사강도가 측정되어야 한다.	ISO 9060-2018 에 따른 일사량계의 클래스(예, 클래스 A, B, C)가 최종 불확도를 결정하게 된다. 모범사례는 수평면에 적어도 한 개, 태양광어레이 면에 두 개의 일사량계를 설치하는 것이다. 플랜트 내에서 어레이 방향이 다른 경우에는 각 방향별로 적어도 한 개의 일사량계가 필요하다. 위성 기반 조사강도 데이터는 센서가 없고 정규적인 데이터 정확도 확인을 위한 보조용으로 권장된다.
모듈 온도 측정	모듈온도는 모듈 뒷면에 직접 부착한 온도 센서로 측정되어야 한다. 정확도 < ±1 °C 의 적절한 소자의 사용이 권장된다.	온도 센서는 적절하고 열적으로 안정한 전도성 접착제를 사용하여 어레이의 중간에 위치한 모듈의 뒷면 중간(셀 중간)에 접착하여야 한다.
지역 기상 데이터	주위 온도와 현지 풍속을 측정하는 것은 모범사례이다. 주변온도는 보호장치가 있는 온도계, 풍속은 지면 10 m 높이에 풍속계로 측정되어야 한다.	풍속과 주변온도 데이터는 계약상 요건/합의(예, NREL [26]이 제시한 날씨 보정 PR과 같은 특정 요구조건)가 아니라면 PR 계산에 반드시 필요한 것은 아니다. 그러나 플랜트가 운전 중이거나 선례를 참고하기 위해 모델링 해야 할 때는 필요하다.
스트링 측정	개별 스트링의 전류 측정은 인버터 지원을 받지 않을 때 고려되어야 한다.	인버터 수준의 모니터링에 비해 스트링 수준의 모니터링은 고도의 공간적 세분화 시 더 정확한 고장수리 절차와 고도의 데이터 분석을 가능하게 한다. 모든 스트링의 전류와 전압을 적어도 15 분씩 구분하여 측정하는 것이 권장된다. 비용을 줄이기 위해 전류 센서는 잠재적으로 한 개 이상의 스트링 측정이 가능하지만(센서의 측정 범위와 스트링 당 모듈의 개수에 따라), 2 개 이상의 스트링을 병렬로 측정하는 것은 권장되지 않는다.



측정	권장사항	해설
인버터	고장 진단에 가변적인 정보 소스가 되는 인버터	인버터 통합 측정의 정밀도가 매우 높지 않을 수 있고 이런 사항이
측정	경보를 포함하여 가능한 최고의 해상도로 모든 측정	제조업체에서 흔히 문서화되지 않지만 이런 측정들은 고장 진단과
	변수로부터 데이터를 수집하는 것이 권장된다.	그 근본 원인을 확인할 때 귀중한 정보 소스가 된다.
	인버터 기반 변수들의 측정시 모범사례는 샘플링	
	<1 min 그리고 시간 세분화는 15 분까지이다.	
에너지 미터기	플랜트가 생산하고 소비한 에너지 측정용의 고	에너지 미터의 데이터를 수집하는 것은 청구서 발행 목적에
	정확도 에너지 미터는 통상적으로 유틸리티의 요구	필요하며 에너지를 측정하고 플랜트 PR 과 수율을 계산하는 최선의
	사항이다. 그렇지 않을 경우에는 100 kWp 이상의	기준이며 그리고 인버터 데이터를 이용하는 것보다 훨씬 더
	플랜트에서는 최대 불확도 ± 0.5%의 미터기를	정확하다. 유틸리티나 미터 운영업체로부터 자동 원격 검침 (auto-
	설지하는 것이나. 무효 선력량을 공급할 때는	matic meter reading: AMR)서비스뿐 아니라 2 개의 통신 버스
	현상에서의 유효선력 P 뿐 아니라 무효선력 Q	포트를 가신 미터기가 권상된다. 과거 네이터를 서상할 수 있는
	빛/옥은 역률 PF 용 미터기를 갖수는 것이 필요하나.	비터기의 경우 모니터링 시스템 단선 시 생산 네이터의 손실을
		망시하기 위해서는 과거 네이터를 복구할 수 있는 모니터링
비이 서 되	그기로 들어 소중성증 초백 정보기 가난취면 정보리	시스템을 갖는 것이 모임자례이다. 프레트의 모든 페이 서퍼의 모나타리 취나 것이 케이너이 바구나
세어 실상	그리드 두입 수준(AC 즉)뿐 아니라 가능아면 안버터	클랜드의 모든 세어 실장을 모니터당 아픈 것이 계약장의 모고나
	주순(DC 즉)에서 프렌트의 모든 설정을 모니더할	· 성승평가를 위해 중요아다. 많은 들댄드는 해당 시역의 그리느 그페/트이 관리되는 데야과바저 표도표가요/이거 페이지에 나자 가지
	깃글 권성안다.	규제(두입 판디)다 대양광렬신 포트놀리오(권격 제어)의 시장 가지 치저하르 이해 페이 서저요 저요하다
71 니	치소 이거이크 미나티리 비스테이 다이에 겨버르	외직와들 취애 제어 결정을 적용한다. 마버지께로 다음이 경비도 마니티란 지스테에 이해 저소디어야
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	지도 표신으로 포니너랑 시드럼는 나슴의 경도를 가치여야 하다.	도감자네도 다음의 경도도 도다더랑 시드컵에 의해 전승되어야 하다.
	옷누이야 한다. - 토시 사시	인덕· - 저르가 어느 ㅅㅌ리
	· 승근 승실 . 플래트 폐쇄	• 근뉴가 ᆹ는 ㅡㅡㅎ • 므전저 저위곳근잔치(IIDS) 사요 하이 플래트
	• 이버터 전지	• 파타 경보(discretion alarm) (호우 경보 전계)
	• 저 PR 이 픅랜트	· 칙입 탁지
	• 저 PR 의 인버터 (예, 과열로 인하여)	• 화재 경보 탐지



측정	권장사항	해설
AC 회로 / 보호 릴레이	디지털 입력을 통해 모든 AC 스위치의 위치를 모니터 할 것을 권장한다.	가능하면 통신 버스를 통해 보호 릴레이 제어 유닛에 의해 발생된 경보를 판독하고 기록하는 것 역시 유용하다.
적외선 서모그래피 (IRT)	IRT 측정을 할 때 어레이면 글로벌 조사강도는 적어도 600 W/m ² 이어야 하고 사이트에서 연속적으로 측정되어야 한다. 최저 광학적 해상도 320 x 240 픽셀과 적어도 0.1 K 의 열 민감도(해상도)를 가진 적외선 카메라를 사용할 것을 권장한다. 각 셀이 적어도 5 x 5 픽셀로 나타날 수 있게 적외선 이미지 해상도를 보장할 수 있는 거리에서 측정되어야 한다. IEC TS 62446-3 [27] 에 이런 권장사항 목록이 모두 소개되어 있다.	IRT 이미지는 광범위한 불량 모드(즉, 진단, 분류)의 정확한 위치(즉, 탐지)와 유형에 대해 명확하고 간결한 정보를 제공한다[28]. 이처럼 IRT 는 예방적 및 시정적 보수유지 모두에 널리 사용된다. 그러나 IR 서모그래피 만의 사용으로는 근본 원인과 그 정량적인 영향(출력 산출량 손실)에 대한 결정적인 진단을 내리기에는 부족하다. 그러므로 이와 함께 데이터 분석과 보충적인 현장 시험과 연계할 것을 권장한다 [29].
IV 곡선 트레이싱	사전에 스트링 수준의 전류 전압 측정은 이미 기술되었다. 그러나 I-V 곡선 트레이서는 스트링 수준에서의 단순한 I _{sc} , V _{oc} 값만으로는 발견될 수 없는 모듈 성능의 특정 열화 정도에 대한 가치 있는 정보를 제공한다. 측정은 매우 신속하여 생산 손실은 크지 않을 것으로 예상되며 IEC- 61289:2016 에 기술한 절차에 맞게 이루어 져야 한다. 개별 모듈이 IV 공서 측정이 경우에는 모든	스트링의 I-V 곡선 형상은 불량의 잠재적 요인에 대한 정보를 제공함으로써 출력 손실의 근본 요인을 확인할 수 있게 해준다. 개별 모듈 I-V 곡선들의 이론적인 더하기는 기준으로 고려할 수 있고 출력 혹은 현장 요인 측면에서의 상호 차이는 문제 확인 목적으로 해석될 수 있으며 이후 원하지 않는 음영이나 O&M 수준에서 해결해야 할 여타 다른 문제와 같은 개별 모듈에서의 작동불량을 확인하기 위해 스트링 수준으로 눈을 돌리게 된다.
	개월 오귤의 IV 목진 특징의 경우에는 모든 스트링을 단절하는 것이 필요하고 모듈 당 측정 시간은 생산 손실의 예상과 함께 더 길어질 수 있다.	개월 모듈의 I-V 목전 목정은 생산과 도동지간 손실 측면에서 비용이 들어가는 것이므로 그 필요성은 조심스럽게 평가되어야 한다. 다른 검사 방법(시각 검사, IRT 이미지)은 사용을 결정하기 전에 먼저 시험되어야 한다.


측정 권장사항 해설 전계발광(EL) 이미징은 현장의 모듈과 태양전지 셀 EL은 모듈에서의 중요한 손상(균열과 미세 균열)을 확인 가능하게 전계발광 수준에서 품질 제어와 고장 진단을 위한 또 다른 하는 이미지 테크닉인데, 이들 손상은 초기 단계에서는 성능에 큰 도구이다. 태양광 사이트에 도착한 모듈을 대상으로 영향을 미치지 않으나 옥외 노출로 인해 시간에 따라 심각한 성능 설치 전에 특정 시료에 대해 측정을 할 것을 열화로 이어진다. 이 열화의 초기 단계에서 잠재적인 결함의 존재를 권장하는데, 이는 수송 혹은 핸들링으로 인한 탐지하는 것은 향후 그 전파 혹은 확대를 통해 이미 합의가 예기치 않은 문제를 탐지하기 위한 것이다. 게다가, 이루어진 전기적 성능에 큰 손실을 끼치기 때문이다. 다른 유형의 모듈 설치 후 그리고 플랜트 운전 중에도 모듈의 결함과 관련하여 EL 은 모듈에 대한 충격으로 인한 손상을 탐지할 추가적인 EL 검사는 꼼꼼한 품질 제어와 상세한 수도 있는데, 여기에는 전면뿐 아니라 후면에서 혹은 현장에서 설치 고장 진단을 위해 통상적으로 권장된다. EL 측정은 도중 발생한 스트레스로 인한 여러 종류의 문제도 포함된다. 한편 보통 암 상태(늦은 저녁, 밤 혹은 이른 아침 EL 테크닉은 퍼텐셜 유도 열화(potential induced degradation: 시간)에서 이루어져야 한다. 그러나 새로운 PID)와 같은 전기적 문제와 관련된 열화를 탐지할 수도 있다[30]. 솔루션으로는 일광 하에서도 EL 측정이 가능할 수 있다[29]. 청소 계획을 최적화하고 오염이 매우 위험한 오염 모니터링용으로 여러 가지 방법들이 있는데, 가장 기본적인 오염측정 지역에서는 특히 수익 측면에서 먼지나 오염 축적의 것은 육안검사이다. 널리 사용되는 오염 측정 방법은 지면 기반의 측정을 권장한다[31]. 오염 기준모듈을 사용하는 것인데, 오염이 남아 있는 모듈, 깨끗한 기준모듈, 자동 청소장치와 측정 계측으로 구성된다. 오염 모니터링용의 최신 디지털 솔루션은 원격 센싱기술, 머신 지능 알고리즘 및 통계학적 방법과 함께 위성 이미지 분석을 포함한다.

37



3.2 성능분석과 최적화

자산 관리자와 운영자는 대규모 포트폴리오부터 플랜트 수준, 심지어 구성요소 분석에 이르기까지 다양한 수준에서 모니터링 데이터를 분석해야 한다. 예를 들어, 사업 계획 데이터 또는 현장 자산 간 실시간 편차와 같은 사용자별 임계값을 기반으로 하는 스마트 경보 시스템은 빠른 반응시간과 성능 최적화를 가능하게 하는 데 매우 중요하다[11].

앞의 3.1 절에서 소개한 바와 같이, 스마트 PV 성능 모니터링 시스템은 운영자와 자산 관리자에게 실행 가능한 권장사항과 통찰력을 제공하는 고장 감지와 진단 능력을 제공함으로써 단순한 분석과 경보 시스템을 넘어선다. 아래 그림 4 와 같이 빅데이터 분석의 가치와 관련 복잡성은 다양한 O&M 목적에 따라 변한다.



Complexity

그림 4: 빅데이터 분석 – 다양한 운영 및 유지보수 목적의 가치와 복잡성 (source: 3E).

예를 들어, 모니터링 데이터에 기반한 단순한 분석은 제한된 가치를 제공하지만 실행하는 것은 복잡하지 않으므로 오늘날의 모든 모니터링 플랫폼은 이러한 기본 기능을 제공한다. 그러나 이는 일반적으로 제한된 정보를 제공하며, 여전히 운영자나 자산 관리자가 정보에 기초하여 추가 조치를 취하도록 요구할 것인데, 즉, 이 단계에서 실행 가능한 권장사항은 제공되지 않는다. 그렇지 않으면 다음 현장 검사까지 간과되고 그리고 성능 미달 또는 곧 있을 구성요소나 심지어 시스템 불량을 나타내는 미묘한 추세는 대부분의 경우 스마트 태양광 성능 모니터링 시스템을 사용하여 PV 플랜트의 정기 성능 데이터 분석을 통해 원격으로 식별할 수 있다.



그러나 오늘날 사용자(특히 O&M 관리자/엔지니어)는 특정 불량과 성능 저하에 대한 추가 통찰력을 필요로 하므로, 스마트 모니터링 시스템은 통찰력, 특히 실행 가능한 권장사항을 통해 고장 탐지와 고장 진단에 대한 추가 기능을 제공하기 시작한다. 오늘날 PV 성능 모니터링 시스템은 분석 기능뿐만 아니라 고장 탐지와 진단 기능을 제공하여 고장이나 성능 저하의 근본 원인에 대한 통찰력을 제공하고 성능 최적화를 위한 명확하고 실행 가능한 권장 사항을 마련한다.

"예측적" 스마트 태양광 모니터링은 이론적으로 O&M 활동의 최적화를 위한 예지 능력을 제공할 것이다. 예를 들어, 최적의 수명 기반 교체 정책 정보 하에서 시간 단위당 비용을 포함한 최적 교체 주기에 대한 통찰력을 제공하는 것은 예측적 유지보수 활동이 필요한 운영자에게 매우 귀중한 정보가 될 것이다. 그러나, 이러한 유형 분석의 높은 복잡성과 장치 간 통신 부족과 규격화 부족 측면에서의 한계를 고려할 때, 이 기술은 아직 완전한 산업 규모로 배치되지 않았고 충분히 검증 및 입증되지 않았다.

양호한 예측적 유지보수 서비스의 전제조건은 현장에 있는 장치가 O&M 계약자가 장치의 열화를 알리는 추세나 사건을 평가할 수 있는 방식으로 상태에 대한 정보를 제공할 수 있어야 한다는 것이다[11]. 예측적 유지보수의 이점을 얻고자 하는 자산 소유자 또는 운영자는 모범사례로 충분한 센서를 갖춘 "지능형" 장비 세트를 선택하고 스마트 모니터링 서비스를 채택해야 한다. 또한, 동일한 브랜드 내에서 인버터와 데이터 로거를 통한 상황과 오류 코드의 규격화를 따라야 하는데, 미래에는 규격화가 모든 제조업체에 공유되어야 한다.

3.3 발전 플랜트 제어와 그리드 준수 요건

지속적인 그리드 준수는 전력 계통선(그리드)에 연결된 모든 발전기에 대한 요구사항이다. PV 시스템에 대한 지식의 발달과 그 능력의 향상으로 그리드에 연결 용량이 크게 증가되었고(따라서 상대적으로 그리드에 더 크고 절대적인 영향) 이에 따라 그리드 준수에 대한 요건이 더 증가하였다[32]. 이는 2000 년대 초반 PV 인버터의 "단순한" 단독운전 방지 (anti-islanding) 보호 기능[33]에서 2010 년대까지 무효전력 제어, (출력) 낙하 제어, 역률 제어 및 원격으로 값을 설정하는 기능(즉, 제한 가능)과 같은 추가 그리드 지원으로 발전하였다[34]. 또한 시간이 지남에 따라 인버터 규격이 업데이트되면 그리드 준수 요건이 늘어나는데[35], 이는 경우에 따라 소프트웨어(펌웨어) 업그레이드를 통해 해결될 수 있으며, 다른 경우에는 하드웨어 교체 또는 개조를 필요로 한다. PV 플랜트가 작동하는 특정 상황은, 예를 들어 PV 시스템이 재생에너지 비율(Renewable Energy Fraction: REF)이 높은 환경에서 작동하는 경우와 같이 그리드 연결 또는 준수 요건에도 영향을 미칠 수 있다[36].

낮은 REF 값을 가진 더 규모가 크고 요청이 많지 않은 그리드의 경우, 현재 그리드 준수 요건은 배전시스템 운영자(Distribution System Operators: DSO)와 송전시스템 운영자(Transmission System Operators: TSO)가 있는 유사한 지역(관할권이 다를 수도 있음)에서는 그리 엄격하지도 않고 균일하지도 않다. 예를 들어, 벨기에의 PV 인버터는 무효 고장 전류 지원을 비활성화하고[37], 국경을 넘어 독일의 PV 시스템은 고장 중에 무효 전류 지원을 제공해야 한다[38], [39]. 시간이 지남에 따라 이웃 국가에 대한 보다 엄격한 연결요건의 균일화와 채택이 예상되는데, PV 플랜트 크기에 따른 규격 EN 50549-1(LV



네트워크에 연결된 PV)[41] 또는 EN 50549-2(MV 네트워크)[42]와 연계하여 발전기의 그리드 연결요건에 대한 네트워크 코드를 확립한 위원회 규정(EU) 2016/631[40] 제정 등 EU 에서 상당히 중요한 진전이 이루어졌다. 미국 및 관련 관할권 국가에서는 IEEE 1547[43]가 PV 시스템을 포함하는 분산에너지 발전에 대한 요건을 설정하고 있다. 일부 국가 또는 지리적 지역은 위치에 따른 과제나 특성을 가지고 있는데, 예를 들어 아주 넓고 고전압 그리드가 드문 Australia's National Electricity Market 의 경우는, 열 발전기(주로 석탄 화력 플랜트)가 해체되는 반면에 대량의 재생에너지 플랜트가 온라인으로 공급되어 전통적인 발전 시스템 운영 패러다임에 도전이 되고 있다[44]. 동기 발전기와 비교하여 인버터 기반 발전의 다양한 물리적 특성을 고려할 때, PV 시스템은 일반적으로 그리드에 연결하고 연결된 상태를 유지하기 위해 협의된 발전기 성능 규격[45]을 적용한다.

그리드 요건의 준수는 설계, 시공 및 시운전 단계로부터 승계된 특징으로 계속 유지될 것으로 예상되지만, PV 플랜트의 기술적 및 재정적 수명과 재생에너지 플랜트의 신속한 전개 및 그리드에 대한 변화를 고려할 때 플랜트 수명기간에 그리드 요건의 변경이 발생할 가능성이 매우 높다. 플랜트에 대한 변경사항(리파워링, 개조)을 이행하는 기간은 O&M KPI에서 제외될 가능성이 높지만, O&M 운영자는 업데이트된 준수 프레임워크 내에서 PV 플랜트가 계속 운영되도록 프로세스를 조정해야 할 것이다.

더 큰 규모의 PV 플랜트는 종종 그리드 관리자에 의한 디스패치 준비가 필요하며, 디스패치와 플랜트 사이에 제어 및 통신 기능을 설치하기 위한 추가 비용이 필요하다. 디스패치 플랜트는 그리드의 요구에 따라 그리드 주입을 줄일 수 있고 역률을 변경할 수 있는데, 이는 플랜트에 전기량 생산 손실이라는 비용을 부담시키게 된다.

PV 플랜트의 크기가 수십 메가와트로 증가함에 따라 PV 플랜트의 모듈화 분산 특성으로 인해 그리드 관리자에 의한 제어 가능성 더욱 어려워지고 있다. 이를 위한 해결책은 플랜트 컨트롤러(power plant controller: PPC)로, 해당 규정에 따라 플랜트에 대한 제어를 중앙 집중화하여 단일체로 작동하도록 한다. 관할구역과 PV 플랜트 출력 등급에 따라 그리드 준수를 보장하기 위해 인증된 PPC 는 필수적이다[38], [39].

위의 내용을 고려할 때, O&M 운영자는 모든 해당 규정과 그리드 코드의 준수를 보장할 책임이 있다. 이러한 코드가 변경될 경우 O&M 계약자의 운영 범위와 당초 정의된 KPI는 재평가되어야 할 수도 있다.

3.4 발전 예측

3.4.1 PV O&M 내에서의 중요성

오늘날 전 세계에 설치된 PV 플랜트의 80% 이상이 지난 5 년 동안 가동되었다. 이는 전 세계 에너지 믹스에서 태양광 전기의 점유율이 지속적으로 크게 증가하고 있는데 이는 전력 계통선에 PV 배치 및 전기 공급이 인상적으로 증가하고 있다는 의미이다. PV 침투량이 증가하면 그리드 안정성을 보장하고 항상 전기 공급/소비의 정확한 균형을 보장하기 위해



새로운 규제의 필요성이 촉발할 수 있으며, 필연적으로 플랜트 소유자에게 삭감과 손실을 초래할 수 있다.

PV 시스템의 높은 침투율에 대응하기 위한 두 가지 주요 과제는 가변성과 불확실성이다. 즉, PV 출력 산출량이 수 초에서 일간, 계절 또는 여러 연도까지 모든 시간 척도에서 가변성을 보인다는 사실과 이러한 가변성을 예측하는 것(PV 출력 예측)은 내재적으로 높은 불확실성을 가지고 있다.

PV 자산 관리와 O&M 계획 내에서 PV 플랜트 출력 예측은 PV 운영의 중요한 요소이며, 이는 일기 예보, 위성 데이터 또는 측정된 조사강도와 PV 출력에 기초하여 특정 기간 동안 예상되는 PV 전기 생산을 계산하기 위한 예측 도구의 채택과 관련이 된다. PV 출력 예측은 국가/기후 및 플랜트/현장에 따라 달라진다. 이들은 PV 자산 소유자부터 그리드 운영자 및 에너지 거래자에 이르기까지 PV 플랜트와 관련된 다양한 이해관계자에게 서비스를 제공할 수 있다.

PV 출력 예측 서비스는 일반적으로 PV 모니터링 서비스 사업자 및/또는 O&M 계약자가 제공하지만, 다른 외부 서비스 사업자도 독점적이거나 공개적으로 이용 가능한 기상 예측, 위성 데이터, 통계학적 방법 및 현장 관측/측정에 기초하여 이 기능을 제공할 수 있다. 특히 O&M 계약자에게 이러한 종류의 서비스를 요청(선택적)하는 것은 다른 서비스 수준의 계약을 의미하며, 이는 결국 자산 소유자와 거래 서비스 제공자 간의 전기 디스패치에 관한 계약 합의에 영향을 미칠 수 있다.

PV 플랜트 자금 조달, 프로젝트 개발 및 O&M 관점에서 PV 출력 예측에는 여러 가지 중요성이 있다[46].

PV 출력 예측은 하루 전 또는 하루 중 전력 시장에서 PV 출력을 거래하기 위한 기초이다. 그리드 안정성을 보장하기 위해서는 실제 PV 출력으로부터의 예측 편차를 보다 비용이 많이 드는 밸런싱 출력으로 보상해야 한다. 다양한 시장에서 PV 출력의 그리드 통합에 대한 특정 규제에 따라, 해당 비용을 충당하기 위한 다양한 모델이 있다. 발전차액(feed-in tariff) 모델로 플랜트 소유주는 kWh 당 고정 가격을 받으며, 밸런싱 비용은 그리드 운영에서 부담한다. 일부 시장에서 PV 전기의 직접 마케팅을 위해서는 PV 전기 판매자가 밸런싱 비용을 직접 부담해야 한다(예: 독일). 다른 시장에서는 합의된 계약에 관련된 신뢰성 또는 성능 수준과 같은 "충실성"이 뒤따르는데, 이는 성능 미달에 대한 재정적 위약금을 의미한다(예: 중국). 따라서 정확한 PV 출력 예측은 고정된 발전차액을 받지 않는 PV 플랜트 프로젝트의 은행성을 위해 필수적이다.

PV 출력 예측은 주어진 정상 가동시간에 기존 자원(예: 디젤 발전기)의 투입과 디스패치를 허용한다. 이는 원격 시스템(에너지 섬, 지리적 섬) 또는 마이크로 그리드 활용 분야의 경우 특히 중요하다.

PV 출력 예측은 예를 들어 단기 시장에서 삭감을 방지하거나 예측 오류를 보상하기 위해 저장장치와 연계한 PV 플랜트의 에너지 관리를 최적화하기 위한 기초이다.

PV 모니터링 데이터로 벤치마킹할 때 PV 출력 예측은 성능 미달 문제에 대한 교차 점검 및 정량적 평가를 용이하게 할 수 있다. 여기서 특히 위성 기반의 나우캐스팅은 귀중한 정보를 제공할 수 있다.

PV 출력 예측은 유지보수 일정에 대한 추가 입력으로 사용할 수 있다.



3.4.2 요구사항, 방법론과 권장된 관행

PV 출력 예측의 필수 특징에는 예측 범위, 공간과 시간 분해능, 업데이트 빈도가 포함된다. 이러한 특징과 관련된 요구사항은 예상되는 활용분야, 데이터 가용성 등에 따라 달라진다. 일반적으로 PV 발전시스템 또는 일반적으로 전력 시장과 관련된 활용분야의 경우, 예측 범위는 일반적으로 최대 48시간, 시간 분해능은 15분에서 1시간(발전시스템 또는 시장에 따라 다름)이다. 예측은 단일 PV 발전 플랜트나 제어 영역에 있는 전체 PV 출력 또는 그리드 노드에 대해 제공된다. 이러한 의미에서, 통상의 상용 서비스는 하루 전이나 하루 중 출력 예측을 제공한다.

일반적으로 하루 전 예측은 아침 시간(다음 날)에 전달되고 같은 날에 한 번 혹은 두 번 업데이트되고, 하루 중 예측은 예측 공급자에 의해 15 분마다 또는 매 시간마다 자동으로 전달되고 업데이트된다. 더 긴 시간 범위(일반적으로 1 주일 이상)의 PV 예측으로 장기 계획, 디스패치, 단위 약속 또는 유지보수 일정을 다루어야 할 때는 보다 더 적절한 관행을 적용한다.

구현 방법론 측면에서, PV 출력 예측은 세 가지 부분으로 구분할 수 있는데, 즉 i) 물리적 방법, ii) 통계학적 및 인공 지능(AI) 기반 방법, iii) 하이브리드 모델이다. 대부분의 PV 예측 제품과 서비스는 흔히 사례별 측면에서 이러한 방법 중 몇 가지를 결합한다. PV 출력 예측 방법과 관련 정확도에 대한 개요는 Lorenz 등이 소개한 바 있는데 [47], 여기서 다양한 방법의 한계와 이점도 함께 논의되었다.

조사강도 예측은 태양에너지 출력 예측에서 필수적인 단계이다. PV 출력 예측은 PV 시뮬레이션 모델 및/또는 통계학적 방법(그림 5)을 사용한 조사강도 예측에서 도출된다. 단, PV 측정에만 기초한 매우 단기적인 예측 범위를 대상으로 하는 시계열 접근방식은 예외이다. 그림 5 에서 알 수 있듯이, 조사강도 예측은 서로 다른 예측 영역(구름 움직임 sky imager, 위성 데이터, 수치 기상 예측)에 대해 서로 다른 예측 모델을 기반으로 하며, 최적화된 사이트별 예측을 위해서는 통계학적 학습 접근법과 결합하여 구현할 수 있다. 다음으로, PV 출력 예측 단계는 매개변수 PV 시뮬레이션 모델 및/또는 통계학적 학습 접근법을 사용하여 조사강도를 PV 출력으로 변환함을 의미한다. 마지막 단계는 지역의 PV 출력 예측을 상향 개선하는 요건에 관한 것이다[48].





그림 5: 태양광발전 예측에서의 기본적인 모델링 단계의 개요. 문헌 [49].

물리적 방법 부분에서 PV 출력 예측은 대기 데이터(예: 구름량, 온도, 압력, 습도) 분석, 수치 기상 예측(numerical weather prediction: NWP) 도구 또는 구름 관측(예: 하늘 및 위성 이미지)을 통해 구현된다.

기상 서비스에서 일상적으로 운영하는 NWP 모델은 수 시간에서 최대 15 일까지의 예측 범위에 사용된다. NWP 모델은 기상 패턴을 예측하기 위한 기초로, 현재의 기상 상태 관측을 통해 대기의 물리적 및 동적 과정을 설명하고 예측한다. 구름의 형성과 소멸 및 편류를 포함한 대기의 동적 변화를 예측하는 것은 본질적으로 이 물리적 모델링에 의존한다. NWP 기반 모델링은 매우 컴퓨팅 집약적이다. 글로벌 규모 또는 대륙/지역적 규모(mesoscale: 중간 규모)로 대기 특성을 예측하는 데 사용된다. 널리 사용되고 검증된 글로벌 NWP 모델은 European Centre for Medium-Range Weather Forecasts(ECMWF)가 운영하는 통합 예측 시스템(Integrated Forecast System: IFS)과 US National Oceanic and Atmospheric Administration(NOAA)이 운영하는 글로벌 예측 시스템(Global Forecast System: GFS)이다.



중간규모((mesoscale) 모델의 예로는 North American Mesoscale(NAM) 모델과 Weather Research and Forecasting(WRF) 모델이 있다. 일반적으로 NPW 모델은 주로 사용된 물리적 모델, 공간 해상도 및 입력 매개변수 측면에서 차별화된다. 글로벌 NWP 모델의 일반적인 해상도는 10km 에서 50km 이며 1 시간, 3 시간 또는 6 시간의 시간 해상도를 보인다. 중간 규모 모델은 일반적으로 시간당 분해능에 3km 에서 10km 의 더 미세한 그리드를 가지고 있다.

앞으로 몇 시간 동안의 하루 중 범위의 경우, 더 높은 공간 및 시간 해상도와 더 높은 정확도를 가진 예측은 위성 데이터에로부터 추론할 수 있다. 위성 이미지 영역에서 구름의 패턴은 위성 기반 센서와 이미징 시스템을 사용하여 생성된 이미지(가시 스펙트럼과 적외선 스펙트럼 모두)의 분석을 통해 결정된다. 여러 개의 연속적인 위성 이미지가 결합되어 이전에 기록된 시간 단계에서 구름의 구조를 결정하고 구름 움직임 벡터 필드를 생성하며, 이는 다시 구름의 미래 위치와 변동성을 예측하는데 사용될 수 있다. 이러한 방법은 최대 몇 시간 전까지 1km 에서 5km 의 공간 분해능과 함께 5 분에서 1 시간의 시간 분해능으로 조사강도(특히 GHI)를 예측하는 데 효과적으로 사용된다. 특정 시간 중의 PV 출력 예측이 필요할 경우, Sky imager 는 몇 분 이하의 시간 분해능과 수 m 에서 100m 범위의 공간 분해능으로 조사강도를 예측할 수 있는 잠재력을 제공한다.

Sky-imager 는 유틸리티 규모의 PV 플랜트에 영향을 줄 수 있는 수 킬로미터 구름 음영의 관측에 효과적으로 사용될 수 있는데, 이처럼 높은 공간 해상도의 PV 출력 예측에 적합하다. Sky imaging 시스템은 디지털 – 통상적으로 전하결합소자(charge coupled device: CCD) 유형 - 카메라를 사용하며 지상 기반의 구름의 식별, 구름 움직임 결정 및 지상에서 구름 높이 측정에 적용된다. Sky imager 분석을 통한 PV 출력 예측은 4 단계로 구성된다:

- 1. Sky Imager 를 사용하여 예측 사이트 근처에서 이미지를 획득.
- 2. 구름 패턴 인식을 위한 Sky image 데이터 분석.
- 3. 구름 움직임 벡터 추정.
- 4. 구름량, 조사강도 및 PV 출력의 단기 확률론적 및 결정론적 예측.

전반적으로, Sky imagery 에 의해 달성된 상세한 구름량(구조, 크기 및 움직임) 분석은 특정 PV 설치의 경우에 이 방법을 단기적인 PV 출력 예측 또는 소위 nowcasting 에 매우 적합한 도구로 만들어 준다. Sky imagery 예측의 최대 예측 범위는 모니터링된 구름의 모습과 구름 속도에 따라 달라진다. 그들은 일반적으로 10 분에서 30 분 사이의 차이가 있다.

통계학적 및 인공지능 방법에 기반한 PV 출력 예측(각각 시계열과 머신러닝 방법이라고도 함)은 주어진 PV 설치 현장에서 태양 조사강도의 과거 데이터에 대한 최신 분석을 구현하는 것을 말한다. **통계학적 및 AI 방법**은 현지 측정만을 기반으로 한 순수한 '시계열 접근법'으로 사용될 수 있다. 또한 이 방법들은 통계학적 후처리와 아래 하이브리드 모델로 기술된 NWP 또는 위성 기반 예측으로부터 PV 출력을 추론하는데 사용될 수 있다. 통계학적 방법과 인공지능 사용자 커뮤니티는 전자를 "외인적 입력이 없는 통계학적 모델"이라고 하고 후자를 "외인적 입력이 있는 통계학적 모델"이라고 한다.

PV 출력 예측에 적용되는 통계학적 및 AI 방법의 일반적인 예로는 인공 신경망(artificial neural networks: ANN), 신경 퍼지(neuro-fuzzy) 모델, 지원 벡터 머신(support vector ma-



chine: SVM), 은닉 마르코프 모델(hidden Markov models: HMM), 회귀 분석 및 자동 회귀(auto-regressive: AR) 모델이 있다. AI 또는 머신러닝 알고리즘은 모두 동일한 원칙, 즉 매개변수 모델링을 위해 기존 데이터를 활용하고 분류, 회귀 및 예측을 위한 (자체) 학습 패턴을 만드는 것에 기반을 둔 PV 예측에 매우 적합하다.

오늘날 ANN 은 PV 출력 예측에 사용되는 모든 방법의 거의 4 분의 1 에 달하는 가장 일반적인 머신러닝 테크닉을 대표하는데, 특히 복잡하고 비선형적인 예측 모델을 해결할 수 있다. 머신러닝 기반 PV 출력 예측의 정확성과 견고성은 예측 품질에 대한 훈련 방법과 평가 지표에 따라 달라진다. 또한, 품질 제어 PV 출력 측정에 대한 접근은 매우 중요하다.

순수한 시계열 접근법은 조사강도와 PV 출력에 대한 현장 측정의 높은 정확도와 시계열 조사강도의 짧은 시간 지연에 대한 높은 자기 상관성 측면에서 그 이점이 있다. 그러나 접근하는 구름과 같은 구름 상태의 변화는 국지적 측정만으로는 예측하기 어렵다.

PV 예측의 **하이브리드 모델**은 앞서 언급한 방법론 중 두 가지 이상을 결합하여 정확도, 예측 범위 또는 시간과 스펙트럼 세분성 측면에서 개별 이점을 활용하고/또는 특정 한계를 극복하는 것을 목표로 한다. 일반적인 경우는 NWP 모델과 ANN 과의 융합(즉, 하이브리드 물리 모델)이며, 전자의 출력은 자기학습 루프에서 후자의 입력으로 사용되는데, 이는 후자를 훈련하기 위한 것이다.

통합 접근법은 실제로 거의 모든 형태와 조합, 즉 선형-선형, 비선형-비선형, 비선형-선형 모델로 구현될 수 있으며, 반면에 모든 접근법은 경쟁적 또는 협력적 접근법으로 분류될 수 있다[50]. 이러한 의미에서, 통계학적 및 머신러닝 테크닉(즉, 하이브리드 통계 모델)을 결합하는 것과 같은 여러 가지 예측 변수를 활용하는 것이 특히 일반적이다. 여기서의 목표는 개선된 PV 예측 정확도를 위해 결집된 결정을 하거나 추가적으로 자기학습을 하는 것이다. Diagne 등은 그 리뷰 연구에서[50] 통합 PV 예측 방법이 여러 측면에서 개별 예측 방법을 능가하는 것에 대해 자세히 논의하고 있다.

이 분야에서 보고된 문헌과 오늘날의 연구 상황[50], [51], [52], [53]의 토대 위에서 표 3 은 논의된 PV 예측 방법론에 대한 예측 범위뿐만 아니라 일반적인 공간 및 시간적 해상도를 요약한 것이다.

PV 발전 플랜트에 대한 우수한 예측 관행은 하루 전 예측을 위한 입력으로 수치 기상 예측을 필요하며, 하루 중 예측을 위해 위성 데이터 및/또는 온라인 PV 출력 측정과의 결합을 요구하기도 한다. 또한 통계학적 후처리는 모든 경우에 권장되는 관행인데, 이는 예측을 조정하기 위한 기준으로 측정된 PV 출력 데이터를 필요로 한다.

여기서 PV 예측 제공자를 위한 PV 모니터링 시스템으로부터의 거의 실시간 데이터 공급은 단기 예측과 최신 데이터로 머신러닝 모델의 학습을 지속적으로 업데이트하기 위한 입력으로 유용하다. 마지막으로, 모든 예정된 운영 중단과 예상되는 강제 운영 중단기간을 예측 제공자에게 경고하고 전달하는 것이 모범사례로 높이 권장된다.



표 3: 다양한 PV 출력 예측 방법에 대한 일반적인 예측 범위와 시간 및 공간 분해능. 통계학적/사후 처리를 위한 AI 도구는 모든 모델과 예측 범위에 적용될 수 있다.

	예측 기간	시간 해상도	공간 해상도
NWP	2 – 15 days	1 - 6 hours	1 km - 50 km
Satellite based cloud motion	2 – 6 hours	5 – 30 minutes	500 m – 5 km
Sky Imager cloud motion	10 - 30 minutes	1 second – 1 minute	2.5 m – 500 m
Statistical / AI tools (no exogenous input)	10 minutes – 2 days	1 second – 1 day	PV plant

3.4.3 KPIs/정확도 메트릭스와 불확도

PV 예측에서의 주요 메트릭스와 고려사항을 소개하고 이해하게 되면 다양한 PV 예측 모델의 성능과 정확도를 더 잘 평가하고 비교할 수 있을 뿐만 아니라 다양한 매개변수가 여기에 미치는 영향을 평가할 수 있다.

Zhang 등[54]은 고전적인 KPI 가 실제 PV 발전 플랜트와 관련하여 그리드 운영자, O&M 관리자 또는 투자자의 다양한 요구사항을 완전히 해결하지 못할 수 있다고 지적한다. 실제 후자의 경우에는 이런 예측 오류가 재무 및 운영 안정성/신뢰성 측면 모두에서 매우 부정적인 영향을 미친다는 점을 고려할 때 큰 오류를 처벌하는 특정 매트릭스가 필수적이다. 이러한 관점에서 PV 예측 KPI 또는 메트릭스는 다음의 네 가지 범주로 분류할 수 있다:

- 1. 다양한 시간 및 지리적 척도에 대한 통계학적 메트릭스.
- 2. 불확실성 정량화 및 전파 메트릭스.
- 3. 램프(ramp) 특성분석.
- 4. 경제 메트릭스.

PV 예측의 품질에 대한 가장 일반적인 통계학적 KPI 는 식 (15)와 (16)에 정의된 평균 제곱근 오차(root mean square error: RMSE)와 평균 절대 오차(mean absolute error: MAE)이다.



$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} (P_{for} - P_{act})^2}$$
(15)

 $MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} |P_{for} - P_{act}|$ (16)

여기서 P_{for} 및 P_{act} 는 예측 및 실제(측정된) 출력 산출량이며 N 은 샘플링 카운트(크기)를 나타낸다. 즉, RMSE 는 제곱 오차에서 큰 오차를 지적하고 "처벌"하는 반면, MAE 는 실제 값과 모델링된(예측된) 값 사이의 평균 차이를 보여주기 때문에 균일한 예측 오차를 평가하는 데 적합하다. 일반적으로 PV 출력 예측의 RMSE 와 MAE 는 주간 값만 사용하여 평가되며 설치된 PV 출력으로 정규화된다.

그러나 RMSE 와 MAE 는 모두 가우스 분포인 경우에만 편향되지 않는다. 또한, 단독으로 사용할 경우, Zhang 등이 강조한 것처럼 과다 예측 경향의 경우에서와 같은 특정 한계를 보여준다. 이러한 이유로, 다른 통계학적 매개변수 특히 왜도(skewness) 및 첨도(kurtosis)도 사용된다. 또한 PV 예측의 불확실성 정량화 및 램프 특성분석과 관련하여 Rényi 엔트로피, 출력 예측 오류의 표준 편차 및 "swinging door" 알고리즘과 같은 다른 메트릭스가 제안되어 있다. 최근, Yang 등은 태양 예측을 분석과 비교를 위한 표준 관행의 하나로 분포 지향(distibuted-orientation) 예측 검증용으로 잘 확립된 Murphy-Winkler 프레임워크의 적용을 제안하였다[55].

또한 "기술 점수(skill scores)"로 정량화된 단순 참조 모델과의 비교는 예측 품질을 평가하기 위해 자주 적용되는 점검이다. 사소한 모델을 능가할 수 있으면 예측 도구는 스킬을 가지고 있는 것이다. 태양 조사강도 예측에서 가장 단순하고 널리 사용되는 기준 모델은 지속성, 즉 구름의 조건이 미래에도 똑 같을("persist") 것이라는 가정이다.

KPI 의 계산 외에도 최소한 기본적인 시각적 분석이 권장된다. 산점도(scatter plot) 또는 2 차원 히스토그램과 시계열에서 측정값과 예측값을 직접 비교하면 예측 성과를 더 잘 이해하는 크게 도움이 된다.

Antonanzas 등이 설명한 것처럼 경제적 메트릭스의 관점에서[51], 그리드 운영자가 조사강도(태양에너지와 태양광 수율)의 변동성을 다루는 방법은 비축량(reserves)을 통한 것이다. 실질적으로 태양광의 진출이 더 많아질수록 잠재적인 변화를 완화하기 위해 에너지 비축량(및 관련 비용)이 커져야 한다. 이를 바탕으로 정확한 PV 출력 예측이 이루어지고 활용될 때 운영 비축량의 숫자, 결과적으로 운영 비용을 크게 줄일 수 있다. 페레즈 등[56]은 예측의 경제적 가치를 평가하기 위해 확고한 출력 예측의 개념을 그리고 전력 그리드에서 간헐적 성격의 태양광 발전량의 증가를 운영 전략으로 제안하고 있다. 불완전한 예측을 확실한 예측으로 전환하는데 발생하는 비용에 의해 새로운 메트릭스가 정의되는데, 여기에는 초과/부족 예측 상황을 보완하는데 필요한 에너지 저장과 생산량 삭감 비용이 포함한다.



마지막으로, PV 출력 예측의 불확실성을 명시하는 것은 예측 사용자에게 추가적으로 귀중한 정보를 제공하고 예측을 의사결정의 기준으로 사용하는 것과 관련된 위험을 평가하는데 도움이 된다. 확률론적 예측 또는 신뢰 구간은 상황별로 불확실성 정보를 제공하는데, 예를 들어, 구름의 조건과 하루 중 시간의 함수로서이다. 문헌[54]에서 보고된 바와 같이, 예측 오차의 95 번째 백분위수를 사용하는 것은, 예를 들어 최소로 소요되는 운영 비축량을 정량화하는데 자주 사용되는 단순한 선택이다.

3.4.4 상황

많은 국가에서 태양광에 의한 전기공급 증가와 함께 지난 수십 년 동안 신뢰할 수 있는 PV 출력 예측에 대한 강한 필요성이 대두되었다. 이러한 필요성의 요구와 함께 새롭고 빠르게 진화하는 상황에 대응하여, 태양 조사강도 및 출력 예측 모델을 개발하고 개선하는데 점점 더 많은 노력이 이루어지고 있다. 오늘날 PV 출력 예측 시스템은 독일이나 스페인과 같이 태양광발전의 비중이 상당한 국가에서는 전력망 관리의 필수적인 부분이다. 전세계 PV 출력 예측에 몇몇 회사들은 좋은 품질의 서비스를 제공하고 있다.

PV 출력 예측은 다양한 이해 관계자의 필요에 따라 다양한 시간 및 공간 규모에 대해 제공된다. 많은 예측 공급자들은 서로 다른 활용분야와 이해관계자들을 대상으로 하지만, 대부분의 공급자들은 주요 고객 및/또는 배경에 따라 특정 핵심부분 혹은 특정한 강점을 가지고 있다.

위에서 설명한 바와 같이 PV 출력 예측은 다음과 같은 다양한 모델과 데이터를 통합한다: 다양한 시간과 공간 규모에 대한 조사강도 예측을 위한 기상학적 모델, 조사강도를 PV 출력으로 변환하는 PV 시뮬레이션, PV 출력 예측의 개선이나 추론을 위한 통계학적 또는 머신러닝(ML) 접근법, ML 예측 알고리즘을 학습하기 위한 기초로서의 PV 출력 측정. 좋은 PV 출력 예측 서비스는 이러한 모든 요소를 통합하지만 반드시 PV 출력 예측 서비스 제공자가 운영해야 하는 것은 아니다.

PV 출력 예측을 제공하는 회사는 종종 이러한 요소 중 하나에 대해 강력한 배경을 가지고 있다. 민간 기상예측 회사는 기상 서비스를 확장하여 추가적으로 PV 출력 예측을 제공하고, 장기 위성데이터 제공업체는 위성 기반의 단기예측도 제공하며, 머신러닝 전문가는 다른 회사의 데이터를 사용하여 PV 출력 예측 서비스를 하고, PV 모니터링 서비스 제공업체는 PV 출력 예측을 목적으로 출력 측정에 접속한다.

또한, 그리드 운영자들의 요구사항을 구체적으로 해결하기 위해 몇 가지 예측 서비스가 개발되었는데, 부분적으로는 풍력 예측을 제공하는 회사들에 의해 이루어지기도 하였다 그리드 운영자는 일반적으로 단일 PV 플랜트에 대한 예측보다는 그리드에서 PV 출력의 허용 그리고 정체 관리를 위한 기준으로 제어 영역에서 전체 PV 출력에 대한 예측 서비스를 요구한다. 대개 이 회사들은 단일 PV 플랜트에 대한 예측과 직접 마케팅을 제공하기 위해 포트폴리오를 확장하였다.

그것이 제어 영역, 그리드 노드 또는 단일 PV 플랜트이든 하루 전 예측을 제공하는 PV 출력 예측 서비스에는 필수 입력으로 NWP 조사강도 예측이 요구된다. 여기서는 공공 또는 민간 기상 서비스의 NWP 예측을 사용하는 것이 좋고 일반적인 관행이다. ECMFW 가 제공하는 IFS 예측은 높은 정확도[57]와 자유롭게 이용할 수 있는 GFS 예측 또는 국가 기상 서비스의



중간 규모 모델 예측 때문에 인기있는 선택이다. 일부 예측 제공자는 자유롭게 사용할 수 있는 WRF 모델을 사용하여 자체 기상 모델을 실행하기도 한다. 상위의 예측 제공자는 단일 NWP 모델에 의존하지 않고 여러 모델을 통합한다. 서로 다른 모델의 예측 오차는 그 상관성이 완전하지 않아 부분적으로 서로 상쇄되기 때문에 여기서는 간단한 평균화가 유용하다. 보다 최신의 예측 조합은 다양한 날씨 상황별로 다양한 모델의 강점과 약점을 활용한다.

대부분 하루 중 PV 출력 예측 서비스는 최대 5 분에서 몇 시간 앞의 매우 단기적인 범위에 대한 추가 입력으로 NWP 예측과 온라인 PV 출력 측정을 결합한다. 여기서 이러한 온라인 측정에 대한 접근은 매우 중요하다. 따라서 PV 출력 예측 서비스는 PV 모니터링 서비스 제공자 및/또는 O&M 계약자에 의해 흔히 제공한다. 또 다른 선택은 온라인 PV 출력 측정에 대한 접근이 거래 서비스 제공자, 예를 들어 직접 판매자 또는 PV 출력 예측 서비스 제공자에게 직접적으로 제공되는 것이다. 직접 판매자들은 자체적으로 PV 출력 예측 도구를 운영하거나 PV 출력 예측 서비스 업체와 협력한다.

앞으로 몇 시간 동안 PV 출력 예측을 개선하는데 소중한 추가 데이터 소스는 위성 기반의 구름 움직임 예측이다. 상대적으로 적은 수의 기업만이 전 세계적으로 양질의 위성 기반 단기 예측을 운영한다. 대부분 이들 회사는 위성 기반 예측을 특징으로 하는 자체 PV 출력 예측 서비스를 제공한다. 일부는 위성 기반 조사강도 예측을 다른 PV 출력 예측 사업자에게 전달하기도 한다.

매우 고해상도의 시간 내 예측 분야에서는 모델 및 애플리케이션 개발과 관련하여 비교적 새로운 분야인 sky imager 기반의 PV 예측을 제공하는 전문 기업은 거의 없다.

PV 출력 예측은 원칙적으로 PV 출력 시뮬레이션과 함께 조사강도 예측에 기초하여 제공될 수 있다. 그러나 모든 범위에 대한 예측은 통계학적 또는 ML 알고리즘을 사용하는 개선된 예측의 기초로서 고품질 PV 출력 측정으로부터 혜택을 입는다. 단일 플랜트 예측의 경우, 그 결과를 PV 플랜트의 세부 사항에 적용하는데 사용할 수 있는데, 예를 들어, 흔히 정확하게 명시되지 않는 음영이나 방향의 채택 같은 것을 포함한다. 모든 고품질 PV 출력 서비스 제공업체는 어떤 형태로든 예측을 PV 출력 측정에 적용하는데, 이러한 데이터에 대한 접근은 매우 중요하다.

마지막으로, PV 출력 예측 서비스 고객의 경우, 사용된 서비스의 모델, 데이터 및 정확도 외에도 이행 형태뿐만 아니라 계약 서비스 파트너와 관련된 일반적인 고려사항도 중요하다. 대부분의 PV 출력 서비스 제공업체들은 예를 들어 웹 서비스를 사용하거나 웹 플랫폼에서 다운로드를 목적으로 한 데이터 제공을 통해 고객들에게 예측된 PV 출력 데이터를 배달한다. 그러나, 현장에서 PV 출력 예측 도구의 이행은 이 옵션을 선호하는 고객에게만 일부 제공자에 의해 제공되는데, 이는 기밀 데이터가 포함되기 때문이다. 서비스 파트너를 결정하는 것과 관련하여, 자산 소유자는 모니터링 및/또는 O&M 서비스 제공업체 또는 거래 서비스 제공업체와 같이 이미 협력하고 있는 파트너를 선택하는 것이 편리할 수 있다. 이러한 종류의 추가적인 선택적 서비스는 다른 수준의 서비스 합의를 의미하며 다른 파트너와의 계약 합의에도 영향을 미칠 수 있는데, 예를 들어, O&M 계약자로부터 예측 서비스를 사용하는 것은 자산 소유자와 거래 서비스 제공자 간의 전기 디스패치 계약 합의에 영향을 미칠 수도 있다.



3.5 발전플랜트 안정성 고려사항

3.5.1 개요

계통연계형 PV 발전 플랜트는 수십 년의 기술적 수명이 기대되며, 지속적으로 출력 생산을 보장하기 위해서는 유지보수, 수리 또는 변경이 필요하다. 몇몇 PV 플랜트는 이미 수십 년에 걸쳐 작동할 수 있는 능력을 입증하였다[58]. PV 플랜트의 유지보수 활동은 직원들을 안정성 위험에 노출시키는데, 여기에 대해 숙지하고 적절히 완화해야 한다. ISO 45001[59], ANSI Z10[60]과 같은 법률과 규격은 일반적인 작업장 안전을 보장하기 위해 시행되었는데, 종종 위험 기반 사고가 플랜트의 운영과 유지보수와 같은 관리 시스템에 적용을 목표로 하는 ISO 9001:2015[61]와 함께 시행된다. 2017 년부터 IEC 63049 [62] 규격은 PV 시스템 운영 및 유지보수에서 효과적인 품질 보증을 위한 지침을 제공한다. 여기서 품질은 위험과 위험 기반 사고를 포괄하는 용어로 간주된다.

자산 소유자는 PV 발전 플랜트 내부 및 주변 사람들의 건강과 안전을 보장할 법적 책임이 있다. O&M 회사와 계약하면 안전에 대한 책임은 내부적으로 서비스 계약자에게 이전된다.

PV 발전 플랜트의 시운전은 일반적으로 소유자가 약정한 설계시공 일괄방식(EPC) 회사에 의해 수행된다. 정기적인 시운전을 확인하고 현지 법률과 규정 및 기타 프로젝트별 요구사항에 따라 플랜트가 안전하게 운영될 수 있는지 확인해야 한다. 이러한 절차가 성공적으로 통과되었다는 증거가 전달된 후, 플랜트(및 관련 위험)는 주계약자에게 넘겨지고 주계약자는 다시 O&M 계약자를 참여케 할 수 있다.

PV 플랜트의 안전하고 신뢰할 수 있는 운영은 플랜트가 예상대로 출력을 공급할 수 있도록 보장하는데 필수적이다. 적용된 모범사례 중 하나는 전력조절기/인버터와 같은 특별한 구성요소를 담당하는 전문화된 자격의 인력을 사용하는 것인데, 이런 인력은 제조업체 자체 또는 제조업체 공인 서비스 파트너로부터 조달한다. 여기서는 IEC 63049 및 ISO 9001:2015 와 같은 품질 관리 및 위험 관리 시스템을 사용하는 것이 필수적이다.

위험을 최소화하거나 제거하기 위한 핵심 도구는 그림 6 과 같은 제어 방법론의 체계이다. O&M 단계에서 위험을 제거할 수 있는 능력은 추가 투자가 이루어지 않는 한 설계 및 건설 단계에 비해 제한된다(PV 플랜트 설계에서 안전을 설계하거나 생략할 수 있다).





effective

그림 6: 제어의 체계, 문헌 [63].

따라서 이 절에서의 초점은 PV 플랜트의 운영 및 유지보수 중에 발생할 수 있는 일반적인 안전 문제에 관한 모범사례에 맞추어 진다.

3.5.2 PV 보수유지 인력의 자격

안전한 플랜트 운영을 보장하기 위해서는 숙련되고 경험이 풍부한 서비스 직원이 필요하다. 게다가, 직원과 시스템의 태도는 존재하는 위험을 완화하거나 악화시킬 수 있다. 전기적으로 안전한 상태로 플랜트를 유지하기 위해 유지보수 직원은 PV 플랜트의 전기 장비와 설치와 관련된 경험과 지식을 보유해야 한다. 또한 1000 Vdc 또는 1500 Vdc 로 작동하는 중앙 집중식 인버터가 있는 PV 플랜트와 같은 고출력 및/혹은 고전압 DC 시스템의 경우에는 특별한 안전 지침이 제공되어야 하고, 반면에 대규모 유틸리티 규모 플랜트 또는 넓은 지역에 분산된 내부 AC 링 메인은 12 kV 와 36 kV 사이에서 작동한다. 일반적으로 전기 부품에 대한 일반 작업은 자격을 갖춘 또는 등록된 전기 기술자로 제한되며 인버터 또는 변압기에 대한 작업은 추가 교육 및/또는 인증이 필요하다.

숙련된 유지보수 인력은 PV 플랜트를 안전하고 성공적으로 유지보수하기 위해 다음과 같은 자격을 갖추어야 한다:

- 공인 전기 기술자 또는 이와 동등한 교육을 받은 사람으로서의 자격
- 전기적 쇼크 응급처치 자격을 갖춘 현행의 응급처치 교육 인증서
- 전기 장치와 플랜트의 운영 및 유지보수와 관련된 위해 요소 및 위험을 처리하는 방법에 대한 교육



- PV 플랜트에 특별히 높은 고출력 DC 적용에 대한 숙지도
- PV 플랜트가 어떻게 작동하고 운영되는지에 대한 지식
- 법적으로 유효한 전기 안전 규격과 참조 안전 장비의 사용 및 관리에 따른 숙련 혹은 교육 수여 여부
- 개인 보호 장비 선택과 사용
- 기 기술된 안전 예방 조치와 함께 플랜트 기술적 문서와 부품 매뉴얼에 대한 지식과 이해
- 중전압 구성요소 또는 플랜트의 다른 부분에 대한 유지보수 활동이 필요한 경우 중전압 소스를 연결하고 분리할 수 있는 권한 부여.
- 전기 기술적 지식 외에도 관련 PV 규격과 지침에 대한 지식이 바람직함

서로 다른 유지보수 작업을 수행하려면 일반적으로 다양한 자격과 안전 장비가 필요하다.

PV 플랜트 작업자의 건강과 안전을 보장하기 위해서는 주요 이론적인 PV 기초, 안전 교육과 절차로 구성되는 맞춤형 체계가 구축되어야 하는데, 여기서 IEC 63049:2017[62]와 ISO 9001:2015[61]는 코스 설계, 후속 이행과 모니터링을 체계적으로 알려준다. 교육은 또한 발생하는 모든 사건에 대처하는데 필요한 특별한 자격을 증명하는 역할을 한다.

A. 개인 보호 장비

공인 서비스 직원/인력은 다음을 포함한 적절한 개인 보호 장비(personal protective equipment: PPE)를 갖추고 있어야 한다:

- 보안경
- 귀 보호구
- 강철 발가락 안전화
- 안전모
- 자물쇠 및 장벽
- 이중 절연 공구
- 적절한 인증 받은 측정 기기, 정기적 점검과 재교정.
 예를 들어, 적절한 LV 미터를 사용하여 회로의 전원이 차단되었는지 확인한다 (최대 DC 시스템 전압에 따라 1,000V AC 및 1,000V 정격 또는 1,500V DC 정격).

B. 특별 유지보수 안전 지침

- PV 모듈 청소
- 결함이 있는 PV 모듈 교체
- 현장에서 연결/컴바이너 박스와 인버터의 DC 유입구에서 DC 퓨즈 링크를 안전하게 교체



• PV 플랜트 내부의 엄격한 흡연 금지: PV 어레이 내부 및 주변에 수목의 급속한 성장 증가로 인한 화재 위험

플랜트 작동 중에 DC 퓨즈 링크를 교체할 경우 DC 회로 전원이 차단되었는지 미터기로 확인이 필요하다. 회로에 전류가 없는지 측정하고 확인한 후에만 모듈 스트링을 열 수 있다. 모듈 스트링을 여는 것은 회로에 전류가 없다는 측정과 확인 후에만 허용된다. PV 플랜트 현장에서 사용되는 일부 DC 스위치(예: 컴바이너 박스)는 부하 차단 운전(스위치 연결 해제)이 가능하도록 설계되지 않을 수 있다. 스위치 차단은 비부하 차단으로 표시되어야 한다. 시스템 작동 중에는 절대 열어서는 안 된다. 부하 차단용으로 등급이 매겨지지 않은 DC 스위치를 열기 전에는 어떤 경우에도 해당 인버터 연결을 차단함으로써 해당 서브시스템이 작동되지 않도록 해야 한다.

3.5.3 전기적 안정성 고려사항

이 절에서는 유지보수 직원의 자격, 교육, 개인 안전 장비 및 PV 특수 지침과 관련된 요구사항과 함께 일반적으로 전기 안전과 관련된 적절한 고려사항을 설명한다. 제어 방법론의 전반적인 계층구조는 여전히 유효하고 적용 가능하지만 [64]에서 논의한 것과 같은 보다 구체적인 출처를 참조하는 것이 바람직하다.

PV 플랜트 운영은 안전하고 지속적이며 문제가 없는 조건에서 이루어져야 한다. 계획된 서비스 루틴은 플랜트를 표준 상태로 유지하고, 일정을 잘 잡고 실행해야 하며, 결과적으로 에너지 손실을 최소화해야 한다. 플랜트 또는 서브플랜트에서 보기 어려운 가동정지는 예상 수율이나 가용성 요인에 의해 고려되어야 한다. 실제로 초기 재무 계산에서 PV 플랜트의 가용성 요소를 고려할 때 명확한 정의는 필수적이다. 가용성 조항이 포함된 O&M 계약에도 동일하게 적용된다.

일반적으로 PV 발전 플랜트의 전기적 안전성은 고품질의 부품, 인증 받은 부품과 실제로 엄격히 이행되는 개념의 선택을 통해 설계에서 전기적 안전성 개념을 가정하고 있다[65]. 다른 것들 중에서도, 건강과 안전 규칙, 참조 규정, 관련 국가 및 유효한 국제 태양광 규격/코드가 고려된다. 주요 구성요소에 대한 설명서의 숙지를 통해 전문적인 유지보수 지침의 실행과 특별한 안전 예방 조치를 보장할 수 있다.

A. 태양광발전 플랜트의 일반적인 전기적 안정성

대형 PV 플랜트 어레이의 전기적 설계는 일반적으로 무접지 안전등급(safety class) II 로 분류되며 IT 그리드(절연 접지)로 지정된다. 이 분류는 PV 모듈, DC 케이블, 현장의 연결 박스와 같은 모든 전기 구성요소에 적용되는 것으로 이는 이중 절연이 되어있어야 한다. 안전 등급 II 또는 이중 절연 전기기구는 전기적 접지에 대한 안전 연결을 요구하지 않는 방식으로 설계된다.

국제적 수준에서 EU 규격[66]에 따라 전기시설(PV 플랜트) 운영자는 시설에 적합한 시험 기간을 표시할 책임이 있다. 이 절차는 자기 책임 및 자기 인증 상황으로 이어지는데, 본인에 대한 인센티브로 경감시킬 수 있다: 운영자는 사고 발생 시 부분적으로 보험을 청구할 수 있도록 신뢰할 수 있는(따라서 안전한) 플랜트의 운영을 보장해야 한다.



그러나 위의 주장을 뒤집는 국가 규범과 규정 또는 그리드 운영자와의 계약상 합의가 존재하는데, 이는 모든 발전 플랜트가 항상 안전한 작동 수준에서 운영되도록 중전압 또는 고전압 그리드에 연결되는 것을 요구하기 때문이다.

B. 보수유지 관점에서의 전기적 안정성

어떠한 발전 방식과 마찬가지로 PV 플랜트에서는 전기적 안전이 최우선이다. 다른 유형의 발전 플랜트와 주요한 차이점의 하나는 현장에서의 일차적 전기 시스템이 직류 전력 생산과 관련된다는 것이다. 현장에서 DC 단락이 발생할 경우 위험한 아크가 발생할 수 있다. 이런 경우는 화재 발생으로 인해 어느 정도 사람에게 영향을 미치고 소재에 손상뿐만 아니라 사후 수리 노력과 비용, 예비 부품의 고갈 및 최종적으로 에너지 생산 손실을 초래할 수 있다.

대규모 PV 플랜트에서는 거의 모든 유형의 유지보수 작업이 안전 위험을 포함한다. 잘 조직된 유지보수 전략은 가능한 한 가장 안전한 작업 환경을 제공하기 위해 특별한 유지보수 위험 관리를 채택한다. 모든 관련 위험을 다루고 제시하며, 완화를 위한 적절한 해결책을 제시한다. 각 PV 플랜트는 고유한 특성을 가지고 있기 때문에 위험 관리는 개별적으로 조정해야 한다. 그러나 대부분의 PV 플랜트는 많은 특징을 공유하며, 여러 플랜트에서 O&M을 수행하는 조직은 일반적으로 개별 플랜트에 대한 특정 부분과 함께 공통 부분이 포함된 절차 문서를 가지고 있다.

PV 발전장비의 서비스와 유지보수를 위해서는 최소 2 명으로 구성된 팀이 필요하다. 현장에서 사고가 발생하거나 한 사람이 참여가 어려울 경우 다른 사람이 즉시 도움 조치를 시작할 수 있다. 연락하고 알려줄 주소와 전화번호가 있는 비상 목록은 갑작스러운 통보를 받은 직원이 사용할 수 있어야 하며, 일반적으로 이 목록은 사람이 혹은 차량에 휴대해야 한다.

C. 일반적인 안정성 예방조치

다른 모든 전기설비와 마찬가지로 PV 플랜트의 운영에서도 기본적인 안전 주의사항을 엄격하게 준수해야 한다. 플랜트 소유자는 자산에 대한 법적 책임이 있으며, 그 중에서도 안전 문제에 대한 책임이 있다. 위험은 배상 보험에 의해 보장된다. PV 플랜트 내부에서 사고가 발생한 경우, 자산 소유자와 운영자는 사고로부터 사람들을 보호하기 위한 모든 예방 조치를 취했다는 증거를 제시할 의무가 있다. 심지어 PV 플랜트 방문자들도 사이트에 들어가기 전에 안전 지침을 받고 예방조치 지침에 따라 행동해야 한다. 마찬가지로 직원과 방문자가 쉽게 접근할 수 있도록 비상 연락처 목록이 있어야 하며, 이를 통해 문제가 발생하고 도움을 요청하는 시간을 줄일 수 있다.

개입, 유지보수 또는 수리와 같은 작업 현장의 안전을 보장하기 위해서는 다음과 같은 국제적으로 승인된 5 가지 규칙을 준수해야 한다. 이러한 기능은 표 4 와 같이 전원이 차단된 시스템에서 작업이 수행되도록 적절한 록아웃-태그아웃(LOTO)을 보장한다.



규칙	조치	특별 조건/PV 플랜트 고유 언급
Rule 1	고립/완전한 분리 가능한 모든 전원으로부터 시설을 고립)	
Rule 2	재연결 대비 보호 , 연결 상태에 있는 모든 차단기 혹은 스위칭 장치를 개방 위치로 고정하거나 이것이 가능하지 않으면 예방적 조치 채택	
Rule 3	전압이 걸려있지 않은지 확인 , 사전에 작업 위치와 시설 확인 후에 전기출력이 없는지 확인	▲ 주의, <u>PV special 1</u> : 주간에 태양광모듈과 스트링은 전압이 걸려있다. 실제로 무전압 상태로 만들기 위해서는 불투명한 소재로 모듈이나 스트링을 덮는 것이 필요하다.
		▲ 주의, <u>PV special 2</u> : 개방된 인터버 개빈에서의 작업에서는 인버터 전압이 차단되어 있는지 확인이 필요: 내부 커패시터가 무전압 상태에 있어야 한다. 고려될 수 있는 시간은 인버터 제조업체에 의해 제공되어야 한다. 예를 들어 이 상태는 5~15 분 지속될 수 있다
Rule 4	지면과 단락회로 상태로 연결	

표 4: 전기설비에서의 작업 안전 규칙 [11], [12], [67].

Rule 5 보호 근처에 있는 전원으로부터의 보호와 작업지역의 출입 금지

위에서 언급한 규칙은 특히 변압기 스테이션 또는 대형 PV 플랜트의 중간 스테이션에서 MV/HV 스위칭 장비와 연결 해제 장치에 유효하다. 이러한 지점에서 전환 작업을 수행할 때는 필요한 경우 보호 장비를 착용한 공인 전문가만 할 수 있다.

3.5.4 사고 도중과 이후 위험을 가중하는 기상조건

A. 뇌우

널리 퍼져있는 거대한 금속 구조물과 케이블 연결로 인해 PV 플랜트는 해당 지역의 다른 구조물보다 뇌우의 영향을 더 많이 받는다. 낙뢰 방지 시스템은 일반적으로 모범사례에 따라

55



설치되고 투자를 보호해야 하는 현지 규정에 따라 설치되지만 플랜트 내부의 사람들을 보호하는 것은 보장되지 않는다. 따라서 뇌우가 발생하는 동안에는 안전이 확보되도록 유지보수 인력에 의해 플랜트 전체 부지가 비워져야 한다. 이 분야의 모범사례에는 뇌우가 나타날 가능성이 있는 경우 현장에 인력이 배치되지 않도록 O&M 담당자가 사전 기상 모니터링(예: 스마트폰에서 폭풍이 접근할 것을 경고하는 "푸시" 알림)에 포함시켜야 한다.

B. 호우

PV 플랜트는 종종 넓은 지역을 커버한다. 호우로 인해 지형이 진흙으로 변하고 지역이 침수될 수 있다. 그러한 조건에서 유지보수 작업자가 현장을 걸어 다니면 염좌나 탈구와 같은 부상의 위험이 증가하고, 차량이 수령에 빠질 가능성이 있으며, 건조한 조건에 비해 전기 절연이 감소하여 감전 위험이 증가한다. 일부 지역에서는 호우로 인해 갑작스럽게 홍수가 발생할 수도 있다. 해당 영역의 저항률이 낮아져 감전 위험이 증가하므로 어레이 사이를 이동 전에 인버터 또는 스트링의 사전 전원 차단(이상적으로는 원격 작동 방식)이 권장된다.

C. 손상을 주는 바람

PV 플랜트 영역에 대해 강풍(50km/h 이상 지속되거나 80km/h 이상의 돌풍)이 예측되는 경우, 유지보수 활동을 다른 시간으로 재조정하는 것이 권장된다. 이를 통해 유지보수 직원이 현장에 있는 동안 구성요소(최악의 경우 모듈)가 공중에 떠 있을 위험을 줄일 수 있다. 이러한 이벤트가 발생한 후에는 모듈이 헐거워졌거나 플랜트 내에 이물질이 있을 수 있어 유리가 깨지거나 전기배선이 노출되거나 마모될 수 있기 때문에 직원은 각별한 주의를 기울여야 한다.

D. 야생동물 위험요소

PV 플랜트에 곤충이나 독이 있는 동물의 존재는 일년 내내 위험할 수 있고 특정 시기에 최고조에 달할 수도 있다. 독사나 거미류의 경우 신속한 대응 절차를 알고 준수해야 하며, 물린 경우에는 현장에서 제독이 필요하게 된다. 다른 경우에는, 스피드 다이얼에 야생 동물 포획기를 두면 곤충이나 동물을 안전하게 잡는데 도움이 될 수 있다. 또한 이러한 동물을 죽이는 것은 지역 법에 따라 불법이기 때문에 물림 사고 가능성이 상당히 증가하게 된다. 모기가 많은 지역에서의 작업은 모기장과 기피제와 같은 특별한 보호가 필요하며, 특정 경우에는 말라리아 예방약을 복용하는 것과 같은 추가적인 예방 조치가 필요하다.

E. 지상 설치 시스템의 화재 안전성

화재는 PV 플랜트와 그 주변의 안전한 운영에 대한 주요 위험이 된다. 넓은 지역으로 화재가 확산될 위험을 줄이기 위해 지상에 설치된 PV 플랜트는 일반적으로 도로나 수목이 최소화된 구역과 같은 방화 벨트 설계가 고려된다. 더욱이, 지역 규칙과 규정은 종종 설계 단계에서 화재 위험이 제거되거나 최소화되도록 하는 것을 목표로 개발 승인을 위해서는 사이트



방문과 지역 소방대와의 협의를 요구한다. 방문시에는 PV 플랜트의 비상계획과 통신 전력에 소방대가 포함되는 방법에 대한 정보가 포함된 것인지 확인한다. 적절한 소방 전략이 개발되어야 한다[68]. PV 플랜트 또는 그 인근에서 소방관을 운영하기 위한 지침은 일본, 미국, 독일 및 호주와 같은 여러 국가에서 이미 발표되었다. 한편, 영국 BRE National Solar Centre 는 영국 소방대의 참여와 상세한 문헌 및 규격 검토[70]와 함께 태양광발전 산업에 대한 몇 가지 권고안을 발표하였다.

잡초 제거, 현장 잔디 깎기 등 수목 관리가 화재 위험 저감의 핵심 요소이다. PV 구성요소(모듈, 인버터, 변압기)로부터 발생하는 추가 화재 위험은 모니터링 소프트웨어와 결합된 현장 검사 및/또는 화재 발생 시 플랜트 일부를 신속하게 차단하거나 지표용 파라미터의 검출을 목적으로 SCADA 의 사용이 필요하게 된다[23], [71].

3.5.5 건물 장착 PV 안전 고려사항

건물에 장착된 PV 시스템은 지상에 설치된 PV 시스템에는 없는 특정한 안전 위험과 고려사항이 있다. 이러한 위험은 PV 시설이 건물에 설치되어 있고, 시설물이 추락 위험이 있는 높이에 있다는 사실에서 비롯된다.

건물에 장착된 PV는 건물 표면에 적용(BAPV)되거나 물리적으로 일체화(BIPV) 될 수 있다. BAPV 시스템은 평평하거나 경사진 지붕에 추가된 모든 PV 시설을 포함한다. BIPV 요소는 지붕, 파사드 또는 난간의 일부 또는 건물의 다른 일체형 부분(외피)이 될 수 있다. 이러한 요소들은 구조적 및 전기 생산 기능을 둘 다 갖는다. "순수한" 건물 활용분야 외에도 PV는 방음 장벽, 철도역 대피소 지붕 및 간이차고와 같은 개별 인프라에 적용하거나 통합될 수 있는데, 이들은 BIPV 또는 BAPV 와는 다른 추가적인 보안 요구사항을 가지게 된다.

일반적으로 건물에 설치된 PV 시설은 그리드와 건물의 전원 연결을 통해 전기적으로 기능하게 된다. 이와 같이 저전압 전기 설치 규격 IEC 60364 가 적용되는데, 특히 안전성 측면과 PV 설치 측면에 대해서는 Part 4 ([72], [73], [74], [75])와 Part 7-712 [76]이 적용된다.

실제로 BAPV 또는 BIPV 시설의 시공자 및 O&M 관리자는 다음을 규정하는 특정 추가 규범, 기술 사양 및 지침의 준수를 보장해야 한다:

- 모듈과 기초 건설 요소, 특히 단열재 또는 지붕 멤브레인, 케이블 및 설치 튜브에 대한 불연성과 화재 하중에 대한 요건
- 방화벽 또는 지붕 가장자리로부터 어레이의 거리
- 높은 곳에서의 작업과 관련된 낙상 보호 장치
- 건물 높이 및 용도에 따른 화재 보호, 이는 PV 시스템 설치에 영향을 미칠 수 있음
- 건물 내 케이블의 치수 및 배선과 방화와 관련한 허용 하중
- 유리 안전성 및 천장 유리 또는 발코니용 모듈 공사
- 전기 설비, 특히 건물에 설치된 PV 시설의 주기적인 제어

또한, PV 시설은 건물의 기존 보호 요소(예: 낙뢰와 서지 보호 또는 등전위 본딩)와 예방적 화재 보호 조치에 통합되어야 한다. 이러한 요소들은 모든 관련 당사자들, 보험사와 함께 검증되어야 한다.



이러한 규제의 대부분은 국가 및 지방 규제뿐만 아니라 건물의 사용에 따라 달라진다. 또한 일반적으로 BAPV 의 경우 PV 어레이가 건물 외피와 명확하게 분리되어 있기 때문에 요구사항이 덜 엄격한 반면, BIPV 의 경우 어레이는 다기능 BIPV 요소로 구성되거나 전용 규격을 가진 건설 제품으로 구성된다[77], [78]. 손실 방지를 위한 지침을 포함하여 건물 설치 PV 에 대한 기존 규정의 개요는 기존 문헌 [79], [80]에서 확인할 수 있다.

건물 설치 PV 에 대한 추가 요건 중 일부는 지상 설치 시스템의 경우처럼 PV 시설 유지보수뿐만 아니라 건물 내부 및 주변에 사람이 존재한다는 사실에서 비롯된 것이다.

예를 들어, 눈이 내리는 지역에서 경사가 있는 지붕의 경우 갑작스러운 지붕 눈사태로 인해 지나가는 사람들이 위험에 처할 수 있다. 상황에 따라, 위험을 제거하는 일시적인 조치, 즉 영향을 받게 되는 지역의 봉쇄, 지붕의 얼음과 눈을 치우는 것, 또는 제설 시스템과 같은 건설적인 조치가 사전에 검토되어야 한다.

건물에 전원을 공급하는 건물 설치 PV 시설에서는 지역 법률에 따라 건물 내부에서 PV 전기의 자가 소비와 네트미터링도 고려된다. 또한, 배터리나 무정전 전원 공급 장치(UPS)도 자동 소비를 강화하거나 그리드 불량 시 위급한 사용을 위한 전력 공급을 보장하기 위해 통합될 수 있지만, 이는 보안 개념의 필수적인 요소가 되어야 한다.

A. 보수유지

BAPV 또는 BIPV 시스템의 유지보수는 이미 개발된 유지보수 계획에 따라 PV 설치의 계획 단계에서 수행될 수 있다. 이를 통해 사전 정의된 시간 간격으로 안전하게 효율적으로 육안 검사와 유지보수를 수행할 수 있다. 일반적으로 앵커 포인트의 구명줄과 같은 추락 방지 장치가 설치된 평평한 지붕에서는 모듈을 청소할 수 있도록 PV 모듈 줄 사이에 충분한 간격을 고려하여 원치 않는 수목 또는 기타 음영 장애물을 안전하게 제거할 수 있어야 한다. 타일, 천창 또는 지붕 멤브레인과 같은 건물 구성요소의 손상을 방지하고 그 기능이 손상되지 않도록 건물 장착 PV 시설에 대한 유지보수 관리 개입을 용이하게 해야 한다. 마찬가지로, 교육을 받은 기술 인력이 평평한 지붕에 설치된 다른 기술 장비(예: 열 PV 집열기 또는 환기용 모노 블록)에 안전하게 접근할 수 있도록 보장해야 한다. 일반적으로 건물 설치 PV 시스템의 O&M 계획은 건물의 O&M 계획에 필수적인 부분이어야 한다.

B. 높은 곳에서의 작업: 추락 위험

이 위험은 PV 시스템이 설치된 (지붕) 구조물과 같이 추락 위험이 있는 높은 곳에서의 작업에서 비롯된다. 이러한 이유로 건물에 설치된 PV 시스템에 대한 유지보수를 수행하는 직원은 종종 추가 교육이 필요하며, 이 교육은 관할 구역별로 의무화될 수도 있고 그렇지 않을 수도 있다. 그러한 요구사항의 예는 "높은 곳에서의 작업" 인증에서부터 노출된 영역(파사드, 지붕 가장자리에 가까운)에서 PV 시설에 안전하게 접근할 수 있도록 등반용 안전 장착대를 사용해야 할 필요성(때로는 등반 인증을 보유해야 할 필요성)에 이르기까지 다양하다. 열악한 기술 또는 시스템 설계의 사례에서는 인명 손실로 이어졌는데, 이는 지붕이 PV 시설의 중량을 감당할 수 있지만 O&M 인력의 추가 중량을 감당할 수 없어 지붕이 붕괴되는 결과를 초래하였기 때문이다.



잠재적 위험은 또한 지붕 창문과 연기/열 배출 시설에서 발생할 수 있는데, 이는 극복이 가능하거나 혹은 PV 요소로부터 충분히 표시된 위치에 안전거리를 가지고 있어야 우발적인 추락을 방지할 수 있다.

C. 건물 설치 태양광시스템의 화재 안전성

건물에 설치된 PV 시스템의 경우, 설치는 "내화성"일 뿐만 아니라 "소방대 친화적"이어야 한다. 따라서 소방대 전문가는 특히 설치 용량이 30 kWp 이상인 시스템(태양광 모듈 면적 약 200 m²에 해당)에 대해서는 사전 점검을 권장한다. 이상적으로는, 설치자 또는 소유자는 시운전 시 소방대와 함께 점검을 수행해야 하며, 이 경우 소방대가 사전 설치 또는 설계 이해관계자 회의에 참여한 것으로 가정한다.

이를 위해 기존 사례 [81]에 따라 PV 시스템의 구성요소뿐만 아니라 모든 계획과 전기 회로도가 포함된 기술문서가 가용해야 한다. 설명서 사본은 230V/400V 전기 패널(AC) 또는 인버터와 함께 배치해야 한다. 이 문서에는 지역 소방대에게 중요한 다음 정보가 담겨있어야 한다:

- 1. AC 개폐기의 위치
- 2. FI 회로 차단기가 있는 230V/400V 전기 패널(AC)의 위치
- 3. DC 부하 차단 스위치 및 인버터의 위치
- 4. PV 소방관의 스위치 위치(가능한 경우)
- 5. 발전기 연결 상자의 위치(가능한 경우).
- 어레이 박스에 DC 부하 차단 스위치가 있는지 여부; 이들을 수동 또는 PV 소방관 스위치로 작동할 수 있는지 여부에 대한 정보
- 7. 작동이 되는 안전 부품에 접근할 수 있는 보증
- 8. 태양광모듈의 위치
- 9. 태양광모듈을 밟지 않고 지붕 접근/경로 정보
- 10. 태양광모듈을 손상시키지 않고 지붕 스킨을 열 수 있는 위치 정보
- 11. PV 시스템 및 그 구성품에 대한 경고 및 정보 표시. 운영 중에 작동 가능한 안전 구성요소의 신속한 식별 가능
- 12. 운영 담당자, 안전 관리자 및/또는 담당자의 전화 번호

최소 크기가 30 kWp 인 시스템의 경우, 가장 중요한 임무 관련 정보와 함께 소방대 배치 계획을 작성해야 한다. 그러나 소방관의 관행과 요구사항은 다를 수 있다는 점에 유의해야 한다[68]. PV 시설의 화재 원인과 소방관의 개입에 대한 분석이 이루어졌으며 BRE 권고사항에 권장사항이 제시되었다[70].

D. BIPV 의 특별한 안전 요소

위의 고려사항 외에도 BIPV 시스템의 특수 안전성 및 신뢰성 측면에는 아래와 같은 요소가 포함될 수 있다:



- 독립형 모듈에 비해 BIPV 및 BAPV 에서 모듈의 후면은 접근할 수 없는 경우가 많다. 따라서 여기에 적합한 검사방법이 필요할 수 있다
- 제한된 환기 조건으로 인해 폐쇄된 BIPV 모듈의 경우에는 모듈 온도가 더 높아지고 정션 박스 및 바이패스 다이오드도 마찬가지이다.
- 특히 단열재 또는 지붕 멤브레인 소재 등 기초 건설 자재의 불연성에 대한 높은 요구사항
- 건축 환경에서 1 년 중 며칠 동안 인접 건물, 나무 또는 발코니(BIPV 파사드용)와 같은 건물 세부요소 또는 환기 출구 및/또는 HVAC 시스템과 같은 기술 인프라 요소에 의해 시설의 일부에 음영이 발생할 경우에는 열점(hot spot) 효과가 발생할 수 있다. 오늘날 완화 조치로, 음영이 불가피한 BIPV 시스템의 모듈에 DC 옵티마이저가 종종 사용되어 PV 에너지 수율을 최대화하면서 열점(및 용융 또는 화재와 같은 추가 위험)을 제거하기도 한다. 그러나, 특별히 BIPV 시스템의 경우는 작동 온도가 더 높기 때문에 DC-DC 변환 구성 요소의 내구성과 관련하여 충분히 오랜 기간의 경험이 없다

3.5.6 결론

PV의 성공 요인 중 하나는 다른 유형의 발전에 비해 O&M 요건이 줄어든 것이다. 그러나 유지보수가 적다고 해서 없는 것은 아니다. PV 산업은 고장을 탐지하고 일부 고장은 원격으로 시정될 수 있도록 하는데 큰 진전을 이루었지만, PV 플랜트의 안전하고 신뢰성 있는 운영은 여전히 예정된 유지보수 작업과 예정되지 않은 유지보수 작업을 수반하며, 이 작업을 위해 인력이 현장에 있어야 한다. 대부분의 안전 문제는 PV 플랜트의 설계 및 건설 단계 중에 반영(또는 설계)되는데, 고려해야 할 요소가 있으며, 대부분은 계획되거나 완화될 수 있다:

- 안전 시스템 및 절차가 준비되어 있는지 여부
- 수행할 업무에 적합한 자격을 갖춘 직원의 교육
- 유지보수 작업을 수행하는데 적합한 장비의 존재: 개인보호장비, 소모품 및 내구성 유지보수 도구
- 높이(건물 PV), 물의 존재(수상 PV) 또는 화재 위험 증가와 같은 사이트 고유의 위험
- 현장 방문을 위한 날씨 및 사이트 조건

많은 PV 시스템과 플랜트가 규격화되고 있지만 각 PV 발전 플랜트는 개별적인 특성을 가지고 있으므로 안전 브리핑과 절차에서 일반적인 안전 고려사항과 함께 이런 특정 요소를 다루어야 한다.

이 장에서 기술하는 다양한 방법과 시스템은 PV 플랜트의 안전한 운영에 따르는 위험과 그 완화책을 다루었다. 제어 계층의 구현(그림 6)과 ISO 45001, IEC 63049, ISO 9001 또는 ANSI Z10을 준수하는 PV 시스템 개발과 같은 인적 및 조직적 측면은 PV 플랜트와 이를 유지하는 직원이 안전하게 운영할 수 있도록 보장하는 핵심 요소이다.



4 발전 플랜트 유지보수

4.1 예방적 유지보수 조치

예방적(또는 사전 대비적) 유지보수(preventive maintenance: PM)는 PV 플랜트에 적용되는 O&M 계획의 기반을 대표하는데, PV 플랜트 구성요소에 대한 광범위한 "일정별" 활동과 유지보수 서비스로 구성되어 있다. 일반적으로 PM 조치는 모든 일상적인 스크리닝(예: 물리적 및 육안 검사), 사이트 또는 원격 시험 및 (사전) 결정된 빈도와 시간 간격에서의 서비스/개입을 의미한다. 후자는 장비 유형 및 OEM(주문자상표 제조) 요건, 시스템 크기 및 복잡성, 환경/사이트 조건, 과거 데이터 및 특정 O&M 계약 항목과 조건(보증, 자금 조달, 보험)을 고려하여 사례별로 결정할 수 있다.

궁극적으로 PM 은 OEM 운영 매뉴얼과 권고사항을 준수하여 PV 시스템 수준과 개별 "핵심" 구성요소 수준 모두에서 비용이 많이 들거나 치명적인 불량과 고장의 발생을 방지함으로써 PV 플랜트의 장기적인 에너지 수율과 운영 수명을 최대화하는 것을 목표로 한다. 따라서 PM 조치는 불량 또는 열화(성능과 물리적)의 위험을 줄이면서 PV 장비와 구성요소가 잘 작동하도록 보증하는 것이다. 이를 토대를 PM 접근 방식은 PV O&M 에서 잘 확립된 표준 관행인데, 특히 예상하지 못한 PV 시스템 정지시간의 위험을 낮추는데 그 효과가 있는 것으로 알려져 있다.

그러나 PM 조치 계획은 고유한 "일정별" 성격으로 인해 전반적으로 상당한 재정적 비용이 발생할 수 있으며, 종종 과도하거나 중복된 활동을 유도하므로 최적으로 계획 및/또는 수행되지 않으면 노동(및 비용)이 발생한다. 따라서 PM 은 전체 PV 플랜트 및 O&M 예산과 잘 균형을 이루어야 한다. 이러한 균형은 주로 예정된 PM 개입과 서비스의 직접 비용뿐만 아니라 시스템 수명 기간의 수율과 현금 흐름을 고려하여 추구된다. PM 프로토콜의 균형과 최적화 그리고 "모범사례"는 PV 시스템 크기, 설계, 복잡성 및 환경에 따라 달라진다. 또한 PM(매우 자세한 PV 데이터를 기반으로)에 의한 지원이 기술 경제적으로 적용 가능한 PV 시스템과 O&M 계획인 경우에, PM 스케줄링은 제조 수준(PV 구성요소에 대한 더 나은 수명 예측)과 O&M 수준(보다 현실적인 시간 간격에서 PV 구성요소 검사) 모두에서 크게 개선될 수 있다. 마지막으로, 기술적 경험과 관련 트랙 기록은 PM 조치 계획을 더욱 최적화하는데 활용될 수 있다.

그러나 실제로 PM 조치는 일반적으로 규정된 O&M 매뉴얼뿐만 아니라 각 법률과 규정, 예를 들어 PV 설비 구성요소의 정기 검사를 위한 국제 및 국내 표준을 준수해야 한다는 점에 유의해야 한다. 또한, O&M 계약은 이러한 PM 서비스의 범위와 각 작업의 빈도를 포함하여야 한다. 그런 다음 O&M 계약자는 PM 조치 계획의 초안을 작성하고 이행하며 모든 활동을 PV 자산 소유자/관리자에게 보고해야 할 책임이 있다. PM 활동 보고는 계약상 PV O&M 계약의 조건에 따라 기록 추적과 계획의 후속 조치를 하고 필요한 경우 편차를 해명하는데 중요하다. 대표적인 PM "매뉴얼", 연간 O&M 계획과 모범 사례는 최근 NREL 및 SolarPower Europe task forces 에 의해 작성된 바 있다[11].



PV 플랜트의 크기에 관계없이 PV O&M 에서 가장 일반적인 PM 작용은 다음과 같다:

- 모듈 수준에서 개별 I-V 측정의 주기적 "샘플링"
- PV 모듈 또는 스트링의 주기적 검사: 주로 IR 및/또는 (보조) EL 이미징
- PV 모듈의 청소(오염 및/또는 제설 포함)
- 수목 관리, 느슨한 이물질 제거를 포함한 현장 유지보수
- BOS 유지보수(검사, 인버터 서비스, 트래커 유지보수)
- SCADA/모니터링 시스템(기상 관측소, 데이터 수집 장치, 센서 등 포함)의 유지관리
- 기타 현장관리 관련 조치(배수, 야생동물 격리, 담장/도로 보수, 환경준수, 보안)

PV 운영 동안에 플랜트 인접한 곳에서 성장하는 수목(예: 단기적으로 풀/식물 성장, 장기적으로 나무 성장)을 고려하는 것이 중요한데, 이러한 수목이 PV 어레이에 음영을 발생시켜 그림 7 의 작은 IR 이미지와 같이 열점을 발생시키는 경우가 특히 중요하다. 현장/기후 조건과 PV 플랜트의 크기에 따라 현장 및 수목 관리는 어렵고 노동/비용 집약적일 수 있다. 건조한 지역에서는 적절한 토양 안정제를 사용하면 벌초가 불필요할 수 있다. 반면, 벌초가 필요한 지역의 경우 튄 물체가 모듈을 손상시킬 위험이 있다. 후자의 경우, 최근 몇 년 동안 증가하는 인기를 얻고 있는 수목 관리 "전략"으로 특정 종의 동물을 방목하기 위해 지역 농부들과 협력을 하기도 한다



그림 7: 유틸리트 규모 태양광 플랜트에서 수목 관리를 하지 않아 발생한 음영의 사례 © CEA-INES.

마찬가지로 모듈의 먼지(흙) 또는 눈을 정기적으로 청소하는 것은 특정한 지리적 위치와 기후에 설치된 PV 플랜트에서 필수적인 PM 조치이다. 잘 알려진 바와 같이, 오염은 계절 및 연간 규모 모두에서 PV 에너지 수율에 상당한 손실을 초래할 수 있다. 또한 수목으로 인한 원치 않는 음영의 경우와 마찬가지로, 불균일하고 국부적인 오염(예: 조류 분비물으로 인한 오염)이 PV 모듈에 열점을 초래하고 후속 불량(유리/태양전지 파손, 백시트 용융) 또는 화재 위험까지 초래할 수 있다(그림 8). PV 어레이를 청소할 때는 O&M 권장사항에 따라 다양한 PV 구성요소가 손상되지 않도록 주의해야 한다. 예를 들어 세척액은 일반 탈염수 및 중성 세제를 기반으로 해야 한다.





그림 8: 해변가에 설치된 상업용 루프탑 PV 플랜트의 항공 사진, 먼지(새의 분비물)로 인한 심각한 오염 문제를 보여준다. © CEA-INES.

PV 검사 수준에서 PM 관행은 주로 두 가지 범주의 현장 검사에 초점을 맞춘다: 1) 모듈 또는 스트링 수준에서 수동의 I-V 시험 2) 시각 및 IR/EL 이미지 검사. 현재 PV SCADA/모니터링 시스템의 데이터는 정확성과 공간 분해능 측면에서 특정한 고유의 한계를 나타내기 때문에, 특히 유틸리티 규모 PV 플랜트의 크기가 빠르게 증가하고 있음을 고려한다면 이러한 검사는 PM 뿐만 아니라 전체 PV O&M 맥락에서 필수적이다.

개방회로 전압, 작동 전류 또는 현장에서 I-V 곡선 트레이싱과 같은 **수동식 전기 시험**을 통해 서브모듈, 모듈 또는 스트링 수준에서 PV 시스템의 DC 측 고장을 탐지할 수 있다. 종종 탐지되지 않은 채로 남아 있거나 모니터링 시스템에 의해 잘못 진단되는 이러한 고장은 후속 불량, PV 모듈의 물리적 열화, 지속적으로 떨어지는 성능 및 궁극적으로 상당한 에너지 수율의 손실(따라서 재정적)을 초래할 수 있다. 이러한 전기시험은 현장에서 수행되므로 시험 장비의 정확도는 필요한 조사강도, 온도 및 전기 센서 입력이 결합된 정확도에 의해 제한되는데, 규격화된 I-V 트레이싱 설정의 경우 약 5%로 제한된다. 실제로, 전기적 시험은 MPPT 및 현장 조건에서 측정 가능한 출력 산출량 손실을 초래하는 스트링, 모듈 또는 서브모듈 수준의 기존 결함과 불량만 밝힐 수 있다. 그러나 IR/EL 이미지 패턴과 연계하면 전기적 특징은 기본적인 모듈 품질 문제에 대한 귀중한 통찰력을 제공할 수 있으므로 화재 위험과 같은 더 심각한 후속 불량을 적시에 예방할 수 있다.

4.1.1 태양광 플랜트의 열 이미지검사

열 이미지 기반 검사는 PV 불량의 특정 열 패턴을 진단하고 분류하기 위해 PV 시스템, 스트링, 모듈 또는 서브모듈/셀 수준에서의 IR 이미지를 수집하고 처리하는 것이다(그림 7 과 그림 9 의 작은 IR 이미지). 오늘날 널리 보급된 모범사례로서 PV 플랜트의 IR 이미지는 항공



검사의 형태로 수행된다. 검사된 PV 어레이 전반에 걸쳐 비정상적인 열 변화와 열 패턴을 분석함으로써 사소한 성능 손실까지 야기할 수 있는 거의 모든 중대한 결함이나 불량을 찾아 진단할 수 있다. IR 이미지 스캔은 PV O&M 의 연간 PM 계획의 필수적인 부분으로 수동 전기 시험 외에도 또는 그 대신에 수행될 수 있으며, PV 시스템 시운전, 현장 관리 관련 점검(예: 수목, 오염 완화), 보험 청구 및 보증 종료 검사와 AC 변전소의 IR 검사 같은 경우에도 효율적으로 사용될 수 있다. (그림 10).



그림 9: 비행기(좌)와 드론(우)에 의한 항공 IR 이미징, 태양전지, 서브모듈, 모듈과 스트링 수준에서 서로 다른 불량 모드를 보여준다 © Heliolytics Inc. (좌측 이미지), © CEA-INES (우측 이미지).



그림 10: 태양광 플랜트의 일반적인 사이트 관리에서 검사용의 항공 시각 이미지 © CEA-INES.

오늘날, PV 플랜트의 항공 열 이미징은 유인 탐사형 항공기 또는 무인 항공기(UAV, 드론)를 사용하여 수행할 수 있다. 평가의 진단 및 품질은 주로 항공 이미지 센서, 측정 64



조건(모범사례 및 기술사양, 예를 들어 IEC TS 62446-3:2017 에 대한 준수) 및 사용된 후처리 시스템 및 알고리즘에 따라 달라진다.

결과 이미지는 PV 불량/결함의 열 "특징"과 현장에서 정확한 물리적 위치를 제대로 식별하기 위해 검증된 루틴에 의해 처리되어야 한다. 이러한 PV 불량 데이터는 열 패턴의 형태로 일반적으로 시스템에서 태양전지 수준까지 매우 높은 공간적 세분성을 가지며, O&M 엔지니어와 현장 기술자가 PV 고장과 근본 원인을 신속하게 진단, 분류 및 해결할 수 있게 해준다. 항공 IR/시각 이미지를 적절히 적용하면 다음을 진단하는 강력한 도구가 된다:

- PV 모듈 고장과 태양전지 결함:
 - o 전기적 미스매치와 열점
 - o 바이패스 다이오드와 정션박스 불량
 - o 유리 파손 및/또는 태양전지 균열
 - o 달팽이 자국
 - o EVA 박리와 변색
 - o 국부적인 오염 (조류 분비물, 쓰레기, 수목)
 - o 상호연결 파손
- PV 스트링과 시스템 고장:
 - o 불에 탄 퓨즈
 - o 인버터 불량
 - o 배선/결합기 불량
 - 。 개방 혹은 단락회로 PV 모듈과 스트링
 - o MPPT 고장
- 랙킹과 주변장치 고장:
 - o 주요한 랙킹 이탈
 - o 시스템적인 음영
 - o 주요 부식
 - 트랙킹 시스템 미스매치

적절한 사후 처리 및 이미지 데이터는 이렇게 서로 모든 PV 불량 모드의 정확한 위치 확인, 진단 및 분류하거나 관련 출력 손실 측면에서 이들을 정량화하는데 매우 중요하다. 지상 데이터와 보조 측정(I-V 트레이싱, EL 이미징)을 통한 추가 교차 검증이 종종 권장되는데, 이는 적절한 근본 원인을 분석하고 시정적인 개입을 위한 의사결정에서 잘못된 판단을 제한하고 최적화할 수 있게 해준다.

현재 항공 IR/시각 이미징 서비스에 종사하는 공급업체가 상당 수 있다. 이러한 플레이어 중 다수는 PV 플랜트의 검사뿐만 아니라 PV 진단을 위한 솔루션도 제공한다. 이러한 풀 턴키 항공 IR 검사 서비스에는 일반적으로 인공지능(AI) 기반 데이터 분석, 고장 진단과 보고뿐 아니라 컨설팅, 즉 PV 자산 소유자와 O&M 엔지니어에 대한 시정적 유지보수 조치에 대한



권장사항이 포함된다. 일반적인 PV O&M 맥락에서 이런 서비스에는 예방적 유지보수의 일환으로 정기적인 검사와 시정적 유지보수 중의 문제 대응 해결을 위한 검사, 커미셔닝이나 자산 이전을 위한 검사가 포함된다.

또한 항공 PV 검사의 시장 리더들은 지속적으로 증가하는 검사 포트폴리오(이미 GW 규모를 넘어)를 활용하여 광범위한 고장 라이브러리에 대한 다양한 PV 성능 저하 문제와 이상 징후의 비교를 제공하는데, 여기에 독점 이미지 분석 및 IR/RGB 매핑 소프트웨어를 활용하고 있다. 이와 같이 제공된 솔루션은 일반적으로 광범위한 스트링, 결합기 또는 어레이 수준의 정전에서 모듈, 서브모듈 및 태양전지 수준의 불량과 미묘한 결함(예: PID, 전기적 불일치와 이에 따른 열점)에 이르기까지 광범위한 PV 플랜트 이상 징후를 식별한다. 또한 항공 검사에 의한 빠른 투자 수익률(ROI) 회수는 예방적 O&M 비용을 10% 이상 절감하고(수동 및 지상 기반 검사를 하는 업체에 비해) 평균 1~2%의 PV 출력량 손실을 복구할 수 있다는 것을 근거로 대부분의 서비스 제공업체가 옹호하고 있다.

원칙적으로 항공 PV 검사에 사용되는 데이터 수집 장비와 접근 방식은 다운스트림 서비스 제공업체마다 다를 수 있다. 예를 들어, UAV/드론 기반 항공 IR 이미징 스캔에 대비하여 일부 공급업체는 항공기에 장착된 IR 이미징을 사용하여 훨씬 더 높은 고도와 속도로 저공비행을 제공하므로 경쟁업체의 드론 기반 검사에 비해 몇 배나 빠른 매우 높은 검사 속도(예: 시간당 100 MW)를 허용한다. 그러나 이러한 접근방식은 PV 서브모듈과 태양전지 수준에서 특정 불량 모드의 정확한 식별을 위해 최소한으로 권장되는 진단 분해능을 완전하게 준수한다는 측면에서는 다소 비실용적이라 공간적 세분성을 상당히 제한할 수 있다.

그러나 모든 서비스는 어느 정도 운영상의 한계에 직면하고 있다. 특히, 현재 의존도가 높은 수동(반수동) 이미지 데이터 처리는 인간의 오류로 인해 이미지 진단의 정확도(및 일관성)가 떨어질 수 있어 큰 단점으로 지적된다. 또한 이러한 해결책은 일반적으로 PV 불량의 정성적 진단으로 "제한"되며, 불량 탐지와 관련된 PV 수율 손실에 대해 신뢰할 수 있고 정량적이며 실시간 평가를 제공하는데 비효율적이다. 또한 오늘날의 "일정별" 항공 IR 검사에서 데이터 기반 검사로 전환하는 것은 이런 상업 서비스의 기술적 은행성, 재정적 가능성과 결과적으로 장기 경쟁력에 상당한 영향을 미칠 것이라는 점에 유의해야 한다.

4.1.2 태양광 플랜트의 전계발광 이미지 검사

PV 셀 및 모듈의 결함을 검사하기 위해 전계발광(ElectroLuminescence: EL) 이미지 검사가 상당히 대중화되고 있다. EL 이미지는 결함의 세부를 보여주기 때문에 대부분의 셀 및 모듈 결함을 식별하는데 도움이 된다[1].

PV 플랜트의 수명 초기에 하는 EL 스크리닝은 건설 중 셀 재료의 품질을 보장하고 모든 이해관계자에게 플랜트의 태양전지와 모듈이 작동 가능할 뿐만 아니라 흠잡을데 없는 품질임을 보장하는 개념이다. 작업자와 시공자는 결과가 스크리닝된다는 것을 알고 더 신중하게 작업해야 한다. 투자자/운영자는 균열이 있거나 손상된 모듈과 같은 시공 오류가 없음을 보증해야 한다. 보험 회사는 참고할 수 있는 플랜트의 초기 기록을 가지고 있으며 우박과 바람 하중, 청소나 유지보수 중의 처리 실수와 같은 단일 사건에 대한 손상을 보다 쉽게 추적할 수 있다. 실제로 피해가 명백해진 뒤에야 심사를 진행할 경우 초기 참고자료가



부족해 법적 문제가 발생할 가능성이 높다. 보험사들은 스크리닝 결과를 운행 중이나 보험으로 처리해야 할 사안으로 피해가 발생했다는 증거로 받아들이기 꺼려한다. 따라서 초기 품질을 알고 있으면 법적 문제가 성능 부진으로 인한 재정적 문제에 추가되지 않도록 보장할 수 있다.

A. 전계발광 시험 절차

EL 이미징을 위해서는 PV 셀과 모듈에 역방향 전류를 공급하여 근적외선(NIR) 빛을 생성해야 하고, 이 빛을 특수 카메라를 사용하여 포획한다. 또한 햇빛에는 검사 시 PV 모듈에서 방사되는 NIR 보다 강한 NIR 이 많이 포함되어 있기 때문에 시험환경은 어두워야 하는데, 야간에 수행하는 것이 가장 좋다. 주간에 검사를 수행할 경우 검사할 PV 모듈 주변에 어두운 환경(예: 어두운 울타리 또는 암실)을 설정해야 한다.

IR 검사와 마찬가지로 많은 양의 검사 표면을 신속하게 커버하기 위해 무인 항공기(UAV)나 드론 검사가 선호된다. 초당 프레임 수와 하드웨어의 한계을 고려할 때 EL 이미지의 기록이 가장 편안한 솔루션이 될 수 있다.

드론을 이용한 EL 검사의 광범위한 채택에는 여전히 몇 가지 어려움이 존재하고 있다. 첫 번째, 앞서 설명한 바와 같이 PV 플랜트 점검은 야간에 하는 것이 가장 좋으나 야간에 비행하면 UAV 제어의 어려움과 손실 위험이 증가한다. 일광 하의 EL 드론 검사 기술은 문헌 [9]에 설명되어 있다. 이 경우 드론 안정성은 매우 중요한 역할을 한다(바람 조건이 최적이어야 함).

EL 검사의 두 번째 과제는 검사할 PV 모듈 스트링에 전원이 공급되어야 한다는 것인데, PV 셀들에 전류를 공급하기 위해 모듈 스트링들은 DC 전원에 연결되어야 한다. 그것은 IR 검사보다 더 많은 작업을 필요로 한다. 모듈 스트링들이 서로 거리를 두고 위치한 DC 결합기 박스들에 연결되어 있는 경우, DC 전원 공급기들은 야간에 스트링들을 연결하는 박스들 사이에서 이동되어야 하기 때문에 복잡성이 가중된다. EL 검사에 대한 요건은 UAV 선택을 덜 효율적으로 만든다.

세 번째 어려움은 카메라 성능의 한계이다. 대부분 실리콘 센서를 갖춘 상용 카메라는 NIR 파장 범위에서 감응하지 않기 때문에 일반적으로 필요한 노출시간이 길다(몇 초에서 몇 분까지). 그러나 노출시간이 길면 UAV 가 촬영한 이미지가 흐릿해질 수 있다.

훨씬 낮은 해상도의 센서를 가진 몇몇 InGaAs 카메라는 NIR 에 매우 좋은 감도를 가지고 있어 밀리세컨드 안에 PV 모듈의 발광 신호를 얻을 수 있다. 비디오 녹화 기능은 이러한 종류의 카메라에서 가장 큰 장점이며, 이는 O&M 운영자의 작업을 더 쉽게 만든다. 제안된 분석에 원하는 화질을 얻기 위해서는 분석 유형에 따라 UAV 패널 거리와 렌즈 사이의 절충점을 찾아야 있다. 서브모듈의 미세균열에서 스트링 기능 분석에 이르기까지 솔루션 조합은 여러 가지가 될 수 있다. IR 과 EL 에 대한 UAV 패널 거리는 EL 의 해상도 제약으로 인해 비교할 수 없다.

아직 시장에는 UAV 로 EL 검사를 할 수 있는 턴키 솔루션이 없다. 현재 무선통신과 카메라 제어가 가장 큰 과제이다. 다행히 카메라 기술과 검사장치가 개선되고 있어 조만간 완전한 검사장치가 상용화될 것이다. 그러나, 검사 서비스 회사들과 연구센터들은 그들만의



해결책을 성공적으로 개발하고 있다. Herrmann 등이 작성한 PV 검사를 위한 모바일 장치(mobile devices for PV inspections)에 대한 보고서 IEA-PVPS T13-24. [29]에 PV 모듈과 어레이의 탐지 가능한 불량 유형에 대한 세부사항과 EL 검사의 측정 불확도와 비용 고려사항이 제시되어 있다.

B. 전계발광 시험 샘플링

EL 시험 샘플링의 경우 스크리닝은 다양한 방법으로 수행될 수 있는데 스크리닝이 항상 100% 필요한 것은 아니다. 경험에 따르면 대부분의 경우 1% 검색만으로도 주요 성능 관련 문제를 모니터링하기에 충분하다. 검사자와 설계자는 다음과 같은 몇 가지 중요한 사항을 확인하였다:

- 변압기/인버터 스테이션, 결합기 박스, 기상 스테이션 근처의 랙
- 공사 중 펜스 주변, 그리고 도로 가까이 교통량이 많은 지점

이러한 지점들을 선별하는 것은 일반적인 시공 문제의 탐지를 가능하게 한다. 플랜트에서 이런 지점들은 건설 및 유지보수 운영 중 추가적인 스트레스에 노출된다. 현장에서의 경험으로 볼 때, 이런 지점들은 플랜트의 다른 부분들보다 더 많은 손상을 입기 쉽다. 바람 부하가 높은 구역(플랜트 모서리 및 가장자리)에서 여러 모듈의 추가 스크리닝은 손상이 건설 중이 아니라 극단적인 날씨에 의해 발생했음을 입증하는데 중요하다. 시운전하기 전에 독립형 시설의 맨 아래 줄(행)은 점검이 필요하다. 실제로 설치 중에 하부 모듈 줄에 기대어 손상이 발생하는 경우가 종종 보고된다.

순수하게 통계적 선별을 수행하는 경우, 추후 검사를 위해 선별된 모듈을 시간 경과에 따라 추적할 수 있어야 한다. 모듈을 명확히 표시해서는 안 되기 때문에(건설업체는 이들만 특별한 주의를 기울일 수 있다) 프레임에 숨겨진 트랜스폰더의 활용은 통계적 선별의 목적으로 선택된 모듈을 표시하는데 유용하다. 이는 이러한 모듈이 공급 체인에서 조기에 시험된 경우 특히 의미가 있다. 이러한 방식으로 유입되는 제품 검사와 커미셔닝 사이의 격차가 해소된다. 현장에서 첫 번째 시험을 수행하는 경우라면 각 모듈의 파킹장에 GPS 위치 또는 상대 위치를 기록하면 충분하다. 두 가지 방법 모두, 샘플 모듈을 플랜트에서 쉽게 찾을 수 있고 식별할 수 있다.

이상적으로는, 선택된 모듈은 설치 전후에 그리고 O&M 조치 중에 주기적으로 스크리닝되어야 한다. 정기적인 스크리닝 계획을 수립함으로써 시운전 전과 특정 O&M 조치 후에 고장의 원인이 보다 쉽게 식별될 수 있다.

4.1.3 예방적 유지보수 범위 대비 비용

비용 측면과 관련하여 개별 PM 작업(및 전체 PV O&M 예산수립)과 관련된 비용은 단순히 "일률적" 접근방식으로 결정될 수 없다. PV 플랜트의 크기/용도(주거; 소규모, 상업/산업; 유틸리티-스케일), 설계/배치와 PV/BOS 기술적 항목 모두의 특성, 사이트(위치 또는 토지 특성, 기후 스트레스 프로파일 등), 계약상의 합의 및 채택된 O&M 계획과 같은 다중 및 상호 관련 매개변수(엄격성, 접근 방식, 규정된 노동력 등)는 PM 작업과 관련되는 광범위한 비용에 기여한다.



일반적으로 O&M 서비스 제공업체는 자체 마진과 불확실성 또는 기술적 가정을 모두 상쇄하기 위해 PV O&M 예산을 과대평가하는 경향이 있다. 반면에, PV 플랜트 개발자들은 PV O&M 에 대해 보다 온건하거나 과소평가한 예산 책정 접근방식을 따르며, 이를 통해 PV 플랜트의 가치를 높이고 수익 전망을 통한 "동기부여"가 가능해 진다. Enbar 등이 적절하게 언급한 바와 같이[82], 이러한 대조적인 O&M 예산 책정 관점은 궁극적으로 PV 플랜트의 수명기간 성능의 경제성을 훼손할 수 있다. 아래 표 5 는 2021/2022 년에 공개적으로 보고된 주요 PM 과제와 관련된 대표적인 비용과 비고의 목록으로 유틸리티 규모의 PV를 구체적 대상으로 한 것이다.

표 5: 주요 예방적 보수유지 과제의 대표적인 비용.

PM Task	비용	비고
기본 O&M 범위	6 - 14 €/ kWp/ year	포함: 모든 범위의 예방적 보수유지, 정규적 모듈 청소, 안전(원격 혹은 현장); IR과 EL 스캔은 제외. 사이트 특성, 노동과 활동빈도에 따라 크게 달라짐.
태양광모듈의 청소/세척 [83]	0.5 - 2.5 €/ kWp/ year	모듈기술, 노동, 청소 솔루션과 방법, 기후조건(빈도에 영향을 미침) 등에 따라 크게 달라짐.
IR 스캔	0.5 – 3.0 € / module	드론 검사, 분석, 보고서 작성 포함
EL 스캔	3.0 – 10.0 € / module	

4.2 시정적 유지보수 조치

시정적 유지보수(corrective maintenance: CM)는 운영기간 동안 PV 플랜트 유지보수의 두 번째 기둥이다. 앞에서 설명한 예방적 보수유지와는 달리 불량, 고장, 오작동, 이상 또는 손상과 같은 사건의 발생에 의해서만 유발된다. 유발 소스는 모니터링 시스템의 경보이거나 정기적인 예방적 유지보수 검사 중에 발견된 것일 수 있다.

CM 의 주요 목표는 PV 플랜트를 적절한 작동 상태로 복원하는 것이다. 따라서 이벤트가 발생하는 순간부터 개입 시간(즉, 탐지에서 대응, 결함 수정까지)은 CM 조치에서 중요한 요소이다. 대응시간은 다양한 유형의 고장별로 분류되어야 합니다. 일반적으로 PV 플랜트의 안전운전 또는 100% 플랜트 정지에 영향을 미칠 고장은 매우 위중한 것으로 간주하여 4~8 시간 이내에 대응해야 한다. 중대한 생산 손실을 초래하는 고장은 중대한 것으로



취급하며 24~48 시간 내에 해결되어야 한다. 플랜트 가동 중단시간을 최소화하기 위해 개입 시간을 선택하는 것이 이상적이다. 그러나, 대응을 더 잘하는 CM 프로그램이라면 O&M 서비스 가격이 더 높을 수 있다.

이러한 관점에서 고장 이벤트를 사전에 예측할 수 있는 새로운 유지보수가 등장하였다. 데이터 분석과 인공지능/머신러닝 분야의 발전은 PV 플랜트의 예측적 유지보수 개발로 이어졌다. 예측적 유지보수는 모니터링 시스템에서 얻은 PV 플랜트의 과거 운영 데이터와 환경 매개변수(조사강도, 온도, 강우 등의 날씨 조건)에 대한 데이터를 활용하며, 이를 통해 PV 플랜트의 거동 또는 성능 패턴을 학습하고 이를 이용하여 결함이 발생하기 전에 다음 유지보수를 예측하고 계획한다. 예를 들어, 예측적 유지보수를 사용하여 PV 모듈 청소 주기를 예측하고 계획하는 것이다. 예측적 유지보수는 O&M 서비스 범위에서 아직 표준적인 특징은 아니지만, 특히 빅데이터 분석을 위한 강력하고 확장 가능한 도구의 발전으로 주목을 받고 있다.

4.2.1 예비 부품

PV 플랜트에 대한 양호한 시정적 유지보수 계획의 중요한 측면 중 하나는 예비 부품을 사용할 수 있고 필요할 때 접근할 수 있도록 보장하여 장비 오작동 또는 손상으로 인한 플랜트 가동중단/정지를 방지하는 것이다. 따라서 PV 플랜트의 O&M 프로그램은 플랜트 장비, 특히 PV 모듈, 인버터, 트래커 구성품(해당하는 경우) 및 변압기와 같은 핵심 부품별로 일정 수의 예비 재고를 예측해야 한다. PV 플랜트 운영과 관련한 모범사례 권고사항에는 플랜트의 적절한 기능을 유지하는데 필요한 예비 부품과 소모품의 관리가 포함된다. 이것은 EPC 계약자가 최소 예비 부품 목록을 준비하고 예비 부품의 초기 재고를 조달하는 것으로 시작된다. 그런 다음 인수 중에 예비 부품(및 목록)은 플랜트 소유자 또는 O&M 운영자에게 넘겨진다.

일반적으로 PV 플랜트의 운영기간 동안 예비 부품의 관리(재고 수준 관리, 저장과 보충)는 일반적으로 O&M 서비스의 범위에 포함된다. 그러나 고가의 핵심 장비를 교체하면 비용이 증가하고 결과적으로 예비 부품 재고관리와 관련된 활동의 충당을 위해 O&M 의 연간 비용이 증가할 것이다. PV 플랜트 소유자가 예비 부품 관리(때로는 특정 유형의 핵심 플랜트 구성요소에 대해서만)를 O&M 운영자의 책임에서 제외하는 선택을 하는 것은 드문 일이 아니다. 이러한 맥락에서, 플랜트 소유자는 배제된 장비의 미래 유지보수를 장비 공급자와의 서비스 계약 연장이나 장비 제조업체의 보증에 대한 약정 혹은 필요한 예산을 마련하여 다룰 수 있다. 따라서 후자와 같이 제외된 주요 장비의 교체 비용을 예상하여 플랜트 소유자가 유지보수 예비비 계정(maintenance reserve account: MRA)에 별도로 적립하는 것이 권장된다.

4.2.2 미래 인버터 교체

인버터의 불량률은 인버터 고유의 요인(설계, 토폴로지, 공급업체 제조 품질)과 인버터가 설치된 PV 플랜트의 시설과 유지보수 품질부터 인버터가 작동하는 환경 조건에 이르기까지 외부 요인의 영향을 받는다. 따라서 인버터 불량률 정보의 좋은 소스에는 이런 모든 요인이



포함된다. 다양한 기후와 수년에 걸쳐 전 세계 PV 플랜트의 인버터 불량률에 대한 과거 연구는 태양광 인버터의 불량이 평균 11~12 년 간격임을 보여주었다.

현재, PV 플랜트의 수명은 25 년 이상으로 예상된다. 인버터의 평균 수명을 고려할 때, 인버터 교체는 PV 플랜트 수명의 절반 정도를 예상해야 한다. 따라서 미래 인버터 교체 비용은 PV 플랜트 운영 비용으로 예측할 필요가 있다. 미래 교체 비용은 사실 일반적으로 유지보수 적립금으로 별도로 관리된다. 적립되는 금액은 미래 인버터 교체 구입 비용에 기초하여 추정되어야 하며, PV 플랜트 운영기간 동안 인버터의 불량률에 관한 신뢰할 수 있고 관련성 있는 정보를 사용하여 계산되어야 한다.



5 다양한 기후 지역에서의 O&M 권장사항

지구는 다양한 기후를 가지고 있는데, 각각의 기후는 PV 시스템에 특정한 방식으로 영향을 미친다. 이 장에서는 다양한 기후 시나리오에 대한 O&M 권장사항을 제시한다. 온대(moderate) 기후 O&M 지침은 모든 기후와 지역에 관련된 기본적 혹은 가장 일반적인 요소와 조건을 다룰 것이다. 권장사항은 극한 기후가 다양한 특수성을 나타내고 O&M 운영자의 더 큰 주의를 필요로 하는 다음 절에서 더욱 구체화될 것이다.

PV 커뮤니티에 O&M 복잡성에 대한 인식을 높이기 위해 광범위한 문제를 언급하면서 7 가지 다른 유형의 기후가 소개될 것이다.

모든 지역의 O&M 활동의 기초로서, 시험 절차, 해석 및 안전과 같은 주제에 대한 지원을 제공할 수 있는 국제 규격을 표 6 에 요약하였다.

규격 /기술적 사양	제목	하이라이트
IEC TS 63049	지상형 PV 시스템 - PV 시스템 설치, 운영과 유지보수에서 효과적인 품질 보증 지침	O&M 관리와 개발을 위한 좋은 관행
IEC 62446-1:2016	PV 시스템 – 시험, 문서화와 유지보수 요건 - Part 1: 계통연계형 시스템 – 문서화 시운전 시험과 검사	품질검사, 시험 절차 (I-V 곡선, IR 검사 등), 결과 해석
IEC 62446-2:2020	시험, 문서화와 유지보수 요건 - Part 2: 계통연계형 시스템 – PV 시스템의 유지보수	유지보수 프로토콜, 품질검사 작업, 안전 절차
IEC TS 62446-3:2017	PV 시스템 - 시험, 문서화와 유지보수 요건 - Part 3: 태양광모듈과 플랜트 – 옥외 IR 서모그래피	장비 요건, 검사 절차, 평가

표 6: O&M 관련한 국제규격과 기술적 사양

5.1 온대 기후에서의 O&M 지침 (유럽)

5.1.1 기후 조건의 기술

온대 기후는 일년 내내 식물과 야생동물의 발달에 매우 적합하기 때문에 많은 종들이 생존할 수 있을 만큼 계절의 변화가 부드럽다. 비록 이것이 이 시대에 모순적으로 보일 수 있지만, PV 모듈에 가까에 있는 자연의 개발이 항상 환영 받지는 않는다. 다른 것들 중에서도, 수목과 야생동물은 에너지 생산의 이익을 위해 일년 중 특정 기간 동안에는 환영 받지 못하는 대상이 될 수 있다. 바람직하지 않은 상황을 피하고 생명이 존중받을 수 있는 해결책을


개발하는 방법은 많다. 대신 오염은 그것이 특히 산업 환경에서 나오는 부식성 화학물질로 구성되어 있을 때 식물과 야생동물에 미치는 영향보다 잠재적으로 더 해롭다.

5.1.2 현장 경험

PV 모듈 주변에 **수목**이 있으면 그 가지가 케이블이나 케이블 트레이를 감쌀 때 원치 않는 음영이나 상황이 발생시킬 수 있다. 또한 그림 11 에서 보는 것처럼 가지가 모듈 뒷면에 압력을 가하는 상황이 발생할 수도 있다.



그림 11: 트랙커 앞의 관목 성장 (좌), 어레이 하단의 관목 성장 (우) [Eurac Research].

설치류는 전기 케이블의 온전함에 위협이 된다. 접근하기 쉽고 케이블이 얇을수록 더 많은 손상을 입을 수 있다. 그림 12 는 다양한 PV 시설에서의 스트링과 센서 케이블의 손상을 보여준다.





그림 12: 담비에 뜯긴 케이블 (좌) (pveurope.eu © Leitl). 설치류에 의해 잘려나간 온도 센서 케이블 (우) [Eurac Research].



온대 기후에서 오염의 영향은 환경 요인, 먼지 유형, 위치와 설치 요인에 따라 달라진다[84]. 태양빛 아래에서 박막 모듈을 청소하면 음영 처리된 셀 부품이 고저항 모드로 전환되고 따라서 스트링 전류로 인해 나머지 저저항 셀 부분이 과열되기 때문에 영구적인 출력 손실로 이어질 수 있다. 따라서 손실을 방지하려면 모듈 제조업체의 권장사항을 엄격하게 준수해야 한다. 이 주제에 대한 일반적인 소개는 이전의 Task 13 보고서[1]에서 한 바 있으며, 이 보고서의 후반부에서 추가로 분석될 것이다. 최근 발간물[83]에서 뽑은 그림 13 의 사례는 이 문제에 대한 일반적인 시각화를 보여준다.



그림 13: PV 어레이의 다양한 오염 유형의 사례 [83].

조류 분비물과 관련하여, 그림 14 의 왼쪽 이미지는 분비물이 떨어지는 열 이미지를 보여주며, 이는 열점 상태를 초래하여 PV 모듈을 손상시킬 수 있다.



그림 14: 조류 분비물의 영향과 국부적으로 상승한 온도 (좌), 새로 커팅한 잔디에 의한 예상치 못한 열점의 영향 (우) [Fraunhofer ISE].



잘 알려지지 않은 것은 O&M 활동이 잘못된 방식으로 수행될 경우 오염의 원인이 될 수도 있다는 사실이다. 그림 14 오른쪽 이미지는 잔디를 깎은 후 랙의 열 이미지이다. 한쪽에만 잔해를 버리는 경우에는 잔디 깎는 기계가 왼쪽에서 오른쪽으로 이동하거나 반대로 이동하는 것에 차이가 난다.

이러한 비균질한 오염은 단일 모듈의 I-V 곡선에서도 볼 수 있다. 균질한 오염과의 차이는 그림 15 에서 볼 수 있듯이 균질적인 오염이 단락전류 I_{sc} 보다는 MPP 에 더 강한 영향을 미친다는 사실이다.



그림 15: 깨끗하게 균일하게 그리고 균질하게 오염된 PV 모듈의 I-V 와 P-V 곡선 [ATONO-METRICS soiling measurement system manual].

특별한 일화는 그림 16[85]에서와 같이 위스키 증류소 근처에서 발생한 것으로, PV 모듈 위에서 검은 파티나를 형성하는 공기 중 알코올을 선호하는 곰팡이 Baudoinia compniacensis 의 효과에 관한 것이다.





그림 16: 스코트랜드에서 Baudoinia 곰팡이의 영향 [85]. 76



5.1.3 O&M 권장사항과 지침

온대 기후에서는 종종 오염된 PV 모듈이 조류 배설물, 농업 배출물, 꽃가루, 이끼 및 엔진 배기가스 같은 차량 배출물 등에 의해 계절적으로 큰 변동성을 보이며 발생한다. 잦은 강수량으로 대부분의 오염이 씻겨 내려가겠지만, 특히 건조기나 농사일이 집중된 기간에는 "깨끗한 것과 더러운 것"의 비교인 오염의 비율이 몇 퍼센트 차이가 나는 상황이 있을 수 있다.

오염을 완화하기 위한 몇 가지 방법(예방 및 복구) - 수동, 반자동 또는 완전 자동 세척 솔루션 - 이 존재한다(보다 심층적인 논의를 위해서는 오염에 대한 보고서 IEA-PVPS T13-21 참조 [31]). 물 소비량이 매우 낮거나 드라이 브러싱까지 갖춘 완전 자동의 사전 설치 솔루션은 중동 지역과 같이 오염 위험도가 매우 높은 지역의 유틸리티 규모 시스템에 매력적이다. 반면에 온대 기후에서는 반자동 또는 수동 세척 시스템으로 탈염수 또는 일부 생분해성 화학물질을 사용하여 유기 물질을 씻어내는 것이 더 비용 효과적일 수 있다. 오염 효과의 완화를 위한 만능 해결책은 없다. 인건비, 용수 가용성 및 비용, 발전차액과 중기 일기 예보를 기준으로 청소하는 것은 지역별로 내려야 할 경제적 결정이다. 일반적인 "청소하기 가장 좋은 시간" 모델에서의 오염에 대한 자세한 내용은 보고서 IEA-PVPS T13-21 에 수록되어 있다[31].

조류 분비물은 온대 기후에서 PV 모듈을 오염시키는 원인이다. 이 지역에 서식하는 새의 종류와 이주 시에 그 지역을 지나는 새들의 종류에 의존하는 분비물의 빈도에 따라 청소 계획을 수립하고 실행하는 것이 중요하다. 이 계획은 다음과 같은 주요 이유로 인해 모듈 유리에 배설물이 장기간 부착되는 것을 방지해야 한다:

- 에너지 성능 손실
- 소재의 열화를 일으키는 열점과 전기적 위험 증가
- 유리 표면에 제거가 어려운 흔적을 남김에 따른 에칭 효과.

PV 패널을 청소하는 다양한 해결책이 있고[86], [87], 조류가 PV 시스템으로부터 멀리 있도록 조류를 억제하는 많은 해결책이 있다[88]. 이 O&M 조치에 대한 예산이 해결책의 유형을 결정할 것이다. 결론적으로, PV 모듈의 유리, 유리 코팅과 모듈 프레임에 유해할 수 있는 다양한 화학제품의 위험을 인식하는 것이 중요하다. 모듈과 제품 보증을 모두 위험에 빠뜨릴 수 있다. 의심스러운 점이 있다면 전문가의 조언을 받는 것이 좋다.

다른 이슈로, 옥상에 있는 새나 다람쥐 등의 **동물들이 둥지**를 틀 때 선호하는 장소는 옥상에 설치된 시스템과 부유식 PV 시스템이다. 두 곳 모두 은신처를 제공하고 둥지를 틀고 휴식을 취하는 동안 인간의 방해로부터 좀 더 안전하다. 다람쥐나 비슷한 설치류에 의해 전선이 씹히고 손상될 위험이 있다. 틈새를 좁히기 위해 그물망을 설치하는 것은 지붕에 성공적인 해결책이 될 수 있지만, 부유식 PV 에는 조류 억제 시스템이 사용될 수 있다[89].

건물 창문의 환상 효과와 같이 반사 표면이 하늘이나 물을 모방할 수 있는 대형 PV 시설에서 **조류와 물새**는 패널에 충격을 주거나 패널에 내려 앉으면서 고온에 노출되어 날개가 부러지거나 사망할 수 있다[90].



O&M 관점에서는 이런 상황을 막기 어렵다. 모범사례는 PV 플랜트 근처를 지나가는 조류 개체군을 파악하고 동물이 부상을 입었을 경우 가장 가까운 야생동물 재활 센터에 전화하는 것이다. 이러한 사고가 발생할 가능성이 가장 높은 지역은 사막[91]과 부유식 PV 시스템이 설치된 호수[92]인 것으로 보인다. 이러한 사건이 발생한 후에는 충격 구역에서 육안검사를 수행하여 기계적 손상을 찾아내는 것은 당연한 것이다.

설치류의 경우, 첫 번째 권장사항은 케이블 루프와 매달린 케이블을 지면이나 오르기 쉬운 구조물로부터 가능한 멀리 고정하는 것이다. 더 많은 보호가 필요한 경우에는 케이블 쉴드와 같은 설치류 방지 솔루션을 시중에서 구입할 수 있다.

지상에 설치된 PV 모듈 옆에 사는 대부분의 동물들은 양이나 작은 가축과 같은 농장 동물들이다(그림 17). 그들은 PV 플랜트의 수목을 통제할 수 있으며 보통 PV 모듈에 올라가거나 손상을 입히지 않는다. 동물이 PV 패널 아래의 풀에 접근하려고 할 때 모듈의 첫 번째 줄은 동물의 몸에 눌릴 수 있다.



그림 17: 영국 태양광 팜에 있는 농장 동물 [93].

말과 소와 같은 대형 농장동물은 표준 장착 시스템을 제거할 수 있는 무게와 힘을 가지고 있기 때문에 적합하지 않은 것으로 간주되며, 돼지나 염소는 케이블에 손상을 줄 수 있다[93].

PV 모듈과 구조물 둘 다 동물들이 그들의 몸을 비빌 수 있는 대상이라는 것을 언급할 필요가 있다. 구조물의 기계적 상태와 패널의 첫 번째 줄에 대한 후속 조치가 권장된다.

야생동물에 관한 기술을 끝내기 전에 우리는 병충해를 잊어서는 안 된다. PV 패널 아래의 시원한 그늘과 금속 구조물의 내부 빈 공간은 말벌이나 벌집을 위한 이상적인 장소이다. 금속 구조물의 경우는 구멍을 막으면 내부에 추가 둥지가 지어지는 것을 막을 수 있다. PV 모듈 후면의 경우에는, 둥지가 프레임과 케이블의 구조적 지지를 받아 유지보수를 더 어렵게 할 수 있다. 문제가 생겼을 때 가장 안전한 것은 해충 방제를 위해 전문가 서비스를 받는 것이다.

베기나 제초제 살포는 수목을 통제하는 일반적인 방법이다. 제초제는 PV 모듈에는 분사하지 않고 적절히 도포해야 한다. 문제가 발생하면 모듈을 물로 씻어낼 수 있다. 며칠이 지나 초목이 죽고 나면(그림 18) 뿌리째 뽑아야 하고 그 폐기물을 처리해야 한다.





그림 18: 백색 돌로 된 지면의 경우 제초제 분사 전 (좌), 분사 후 (우) [EURAC Research].

5.1.4 OHS 권장사항과 지침

산업안전보건(Occupational Health and Safety: OHS)과 관련하여 5.1 절은 비정상적인 기후 조건과 관련된 특별한 문제를 다루지는 않는다. 이전 장에서 언급한 국제 규격과 국가 코드는 따라야 할 참조이다. 산업, 연구 또는 국가기관이 개발한 공공 지침은 표 7 에 요약되어 있는데, 상세한 정보의 좋은 소스이기도 하다.

표 7: 전세계 다양한 지역에서 가용한 지침.

국가 / 대륙	제목	저자/편집자
Europe	Operation & Maintenance Best Practice Guidelines / Version 4.0	SolarPower Europe [11]
India	Best Practices in Operation and Maintenance of Rooftop Solar PV Systems in India	Gujarat Energy Re- search & Manage- ment Institute
Japan	Report on Guidelines for Periodic Inspection and Failure Examination of PV Power Systems	Japan Electrical Safety & Environ- ment Technology Laboratories
United States	Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems; 3rd Edition	National Renewable Energy Laboratory and others



5.2 고온건조 기후에서의 O&M 지침

5.2.1 기후 조건의 기술

PV 시스템 설치 지역을 대상으로 한 기후 분류 체계가 제안되었지만 [94], [95], 가장 잘 알려진 것은 Köppen-Geiger 시스템이다[96]. 이 절에서 고온건조 기후는 사막기후로 BWh 또는 BWk 로 분류된다. 이러한 기준은 표 8 에 나와 있다. 사막 기후에서는 강수량이 매우 적고(근사치로, 전체 강수량이 연간 절대 평균 온도의 10 배 미만, 예를 들어 20°C 에서는 연간 강수량이 200mm 미만), 40°C(104°F)를 초과할 수 있는 무더운 여름 낮 기온, 강수량을 초과하는 과다 증발, 그리고 연간 습도가 낮다. 이러한 위치에 있는 전형적인 사막 지형에서는 키 낮은 수목이 자라며, 일년 중 짧은 기간 동안 많은 강수량이 발생할 수 있지만 일년 중 거의 수분을 공급받지 못한다. 이러한 폭우는 PV 플랜트 기초에 영향을 미치는 토지 침식을 야기할 수 있다.

	사막 건조 기후: 더운 스텝 / 사막	사막 건조 기후: 추운 스텝 / 사막
Köppen- Geiger 분류	BWh	BWk
연간 평균 온도 T _{ann}	$T_{ann} \ge +18^{\circ}C$	T _{ann} < +18°C
연간 평균	$P_{ann} \leq S$	5 * Pth
강수량 P _{ann}	(2 * T _{ann} 만약 연간 강수	≥량의 적어도 2/3 겨울에
	P _{th} = { 2 * T _{ann} + 28 만약 연간 강수량의 적어도 2/3 여름에	
	2 ∗ T _{ann} + 14 그렇지 않	방으면

표 8: 고온건조 기후에 대한 Köppen-Geiger 요건 [96].

고온건조 기후에서 문제가 되는 열의 범위는 일반적으로 PV 플랜트가 인구 밀도가 낮은 지역에 위치하고 온화한 기후의 유사한 시스템보다 훨씬 더 원격지에 있다는 것을 의미한다. 물리적 원격성과 까다로운 기후 조건의 조합으로 플랜트의 원격 모니터링을 강하게 선호하며, 현장 또는 인근에 O&M 인력을 보유한 플랜트는 거의 없다. 이는 O&M KPI 에 반영되는데, 여기서는 99% 미만의 가용성 값이 가끔 보인다.

5.2.2 오염 영향

이 두 용어에 의해 정의되는 생태계의 유형에는 엄청난 변화가 있을 수 있다. BWh 로 정의된 지역은 수목이 거의 없거나 관목이 있는 암석 지형으로 거친 규산염의 느슨한 모래 언덕으로

80



구성될 수 있다. 기후 변화는 동일할 수 있지만, 경험하게 되는 오염의 유형은 상당히 다를 것이다.

이들 지역에서의 산업 발전은 BWK 지역보다는 부진하지만 존재한다. 산업 지역은 태양광모듈의 오염 축적에 추가적인 작용제 역할을 하기 때문에 오염 문제에 복잡성을 더한다.

BWk 영역은 BWh 영역에 비해 더 높은 수준의 수분에 노출될 수 있으며, 특히 밤에 이슬이 생성되는 것은 온도 강하로 인해 대기의 수분 보유 능력이 저하되기 때문이다. 대기 중의 수분 수준은 모듈의 자동 청소 시스템의 선택에 영향을 미친다. 건조식 청소 시스템은 대기 중 수분이 매우 낮은 곳에서 잘 작동하는데, 일반적으로 BWh 기후에 적합하다. 이슬이 예상되는 곳에서는 건조식 청소 시스템이 효과적이지 않아 모듈 오염을 악화시킬 수 있다. 극단적인 사례는 건조식 청소용 용액의 선택인데, 여기서 시멘트 공장 근처에서는 대기 중의 습기가 그러한 가능성을 가지게 된다.

고도가 다양한 작은 지리적 영역이 서로 다른 자동청소 특징을 필요로 하는 영역을 포함하고 있는 것은 상상할 수 없는 일이 아니다. O&M 설계는 사전에 계획한 세척 시간 동안 수분의 수준을 확인하기 위해서는 가용한 기상학적 데이터를 주의 깊게 검토해야 한다.

그림 19는 오염된 PV 모듈의 자동 청소 사례를 보여준다.



그림 19: 이스라엘 Negev 사막에서 오염된 PV 모듈의 자동화 청소.



이스라엘 네게브 사막에서의 경험에 근거하여, 적은 양의 강우량에 의해 먼지구름을 동반한 폭염이 깨지는 과도기 시즌 동안에 필요에 따라 청소 세션이 추가되어 연 5 회 모듈 수동 청소을 반영한다. 대조적으로, 인구 중심지에 가까운 중부 오스트레일리아의 PV 시스템은 일반적으로 오염률이 낮아 물을 사용한 1~2 회 수동 청소 세션이 있으며, 가끔 발생하는 먼지 폭풍과 같은 기상 이벤트로 인해 필요에 따라 추가 청소가 필요하게 된다.

5.2.3 운영상의 건강과 안전 이슈

루프 탑 또는 지상 설치 PV 플랜트와 관련된 일반적인 OHS 문제 외에 사막에 설치할 때는 몇 가지 추가 위험이 존재한다. 위험 매트릭스(가능성 또는 빈도에 결과를 곱한 값)를 통해 계산된 고온건조 기후에서 일반적으로 가장 높은 위험은 현장에서 유지보수를 수행하는 O&M 직원의 탈수 및 일사병이다. 종종 간과되지만 중요한 위험은 날씨와 관련된 현장으로의 이동여행이다: 낮의 가장 더운 시간을 피하기 위해 이른 아침 또는 밤에 원격지로의 차량 이동이 불가피한데 도중에 야생동물을 만날 수 있다. 직원이 적절한 개인보호장비와 특수 통신도구(위성 전화 또는 비상 로케이터 비컨)를 보유하고 있는지 확인하는 것이 중요하다.

시간이 지나면서 학습 효과와 상업적인 밀어붙이기로 인해 PV 플랜트의 비용이 감소하고 모듈 효율의 증가에 힘입어 더 적은 공간에 더 많은 설비를 패킹하는 등 규모의 경제를 통해 수익을 극대화하려는 경향이 있다. 이러한 상황에서 플랜트 설계자와 투자자는 최종 제품이 유지보수 가능해야 하며 O&M 제공자는 O&M 역할을 맡기 전에 플랜트의 위험 요소를 평가해야 한다는 점에 유의해야 한다. 사막이나 원격지에 건설된 PV 플랜트에서는 유지보수 인력에 의한 효율적인 운영이 매우 중요하다. 스트링 박스와 같은 현장의 중요한 유지보수 지점에 쉽게 접근하기 위해 유지보수 직원들이 햇빛 아래에 | ㅍ서 더 오랜 시간을 걷게 하여 효율을 떨어뜨리고 OHS 위험을 증가시킬 수 있다. 마찬가지로, 자본비용을 줄이기 위해 제어실을 없애거나 그늘로 보호처리된 저전압 스테이션의 크기를 줄이면 관련 직원들이 사막 기후로 인해 능률이 떨어지면서 운영비용이 증가할 것이다.

이 지역의 OHS 관련 이슈에는 파충류의 위험과 여타 위협이 포함한다. 이런 위협이 현실적인 지역에서는 배전반을 열 때 주의해야 한다. 일화적인 증거는 뱀, 새, 흰개미가 이들 배전반 안이나 그 근처에 둥지를 틀며, 캐비닛을 열 때 누전, 아크, 뱀, 전갈, 도마뱀 등에 물릴 위험이 있다는 것을 보여준다.

수목 제어는 파충류가 사용 가능한 서식지를 줄이고, 수목 성장을 모듈의 가장 낮은 수준 이하로 유지함으로써 에너지 손실을 방지하고, 그리고 화재로 이어질 수 있는 가연성 물질을 줄여 여러 위험 요인을 해결한다. 수목 관리와 잠재적 결과의 사례는 그림 20과 그림 21에 나와 있다.





그림 20: Central Australia 에서 PV 플랜트의 수목 관리.



그림 21: 자갈 때문에 수목 관리 중 손상된 PV 모듈. 중부 호주에 있는 어레이.



고온건조 기후는 PV 시설에 하나의 과제가 된다: 고온, 태양 조사량(종종 높은 자외선 함량)과 건조한 대기는 고무 실링제, 유리섬유 캐비닛, 케이블 절연 및 케이블 타이를 포함한 많은 PV 구성요소의 분해를 가속시킨다. 직사광선을 받는 케이블에서는 몇 년 후에 현저한 케이블 절연 열화가 관찰되었다.

모든 케이블은 직사광선을 피하고, 유리섬유와 폴리머 캐비닛은 그늘에 설치하고 고무 실링(예: 캐비닛 도어 주변)은 현실적인 시간 범위에서 교체할 수 있도록 설계하는 것이 좋다. 마찬가지로 케이블 타이도 직사광선을 피하고 폴리머 대신 금속으로 제작해야 하며 하루 중 및 연 중 내내 일어나는 열팽창을 흡수할 수 있도록 설치되어야 한다.

또 다른 위험은 정전기 축적으로 인해 낮은 습도에서 아크 섬광이 증가하는데 있다. 모든 종류의 전기 스위치 기어에 접근하여 작동시킬 때 보호 장비를 사용하는 것은 매우 중요하다.

1500 VDC 표준 장비에 의해 동반되는 고온과 고전압은 퍼텐셜 유도 열화(PID) 또는 다른 열화 메커니즘으로 인해 모듈의 열화를 증가시키는 경향이 있다. PID 는 일반적으로 높은 열과 습도가 함께 있는 지역에서 높은 위험으로 간주되지만, 습도가 거의 없는 사막 기후에서도 많은 PID 사례가 보고되었다.

하늘이 맑으면 복사로 인해 모듈이 냉각되어 모듈 표면 온도가 공기 온도보다 몇 ℃ 낮아지는데, 특히 온도가 이슬점 아래로 떨어지면 후면(및 전면) 시트 표면이 젖게 된다. 일출 시 모듈 온도가 낮으면 높은 개방 회로 및 스트링 작동 전압이 발생하는데, 이와 함께 축축한 모듈 표면이 햇볕에 완전히 건조되기 전에는 높은 누설 전류가 발생된다. 모듈이 (높은) 누설 전류에 의해 야기되는 PID 에 민감한지 여부는 TS 62804(-결정 실리콘의 경우 -1 과 -1-1, 박막 모듈의 경우 -2)에 따라 확인할 수 있다. 또한 PID 6.2.5, 7.5 장 [31]을 참조.

표 9 는 모두 BWh 로 정의된 두 사막 지역을 서로 다른 운영 파라미터와 비교한 것이다.

	덥고 건조: 수목이 없음	덥고 건조: 수목이 있음
사례 지역/국가	이스라엘	중부 호주
Köppen-Geiger 분류	BWh (더운 사막 기후)	BWh (더운 사막 기후)
야생동물 위험	사람: 독사 인프라: 다양한 야생동물이 케이블을 공격하고, 둥지를 튼 조류가 장비 안으로 침입을 시도하고, 큰 조류는 모듈 위에 물체를 떨어트림 덥고 건조: 수목이 없음	사람: 독사, 거미, 전갈. 인프라: 뱀, 흰개미 및 새들이 전기장비에 침입을 시도하여 회로 단락 야기. 덥고 건조: 수목이 있음

표 9: 고온건조 기후에서 O&M 고려사항.

84



외부 화재 위험	낮음 - 화재를 일으킬 수 있는 수목이 거의 없음.	계절적; 방화대 항상 유지보수 필요(PV 팜 주변의 전용공간은 수목이 없게), 비가 많은 달에 빠른 수목 성장 모니터 및 관리
OHS 요건	과열 대처 절차: 한 낮의 활동 피하기, 적절한 개인 보호 장비 (햇빛 화상 보호), 충분한 수분 공급 필요.	과열 대처 절차: 한 낮의 활동 피하기, 적절한 개인보호 장비 (햇빛 화상 보호), 충분한 수분 공급 필요. 극한의 날씨: 갑작스런 홍수, 강력한 비 등 날씨 모니터링 필요. 마찬가지로 O&M 활동을 하기 전에 잡목 산불 측정 필요.
모듈 청소 요건	기상이 바뀌는 계절에 진흙 강우 가능. 여름에 발생할 가능성도 있음.	통상적으로 에너지 수율에 낮은 영향을 미치는 오염. 청소 용수 확보 어려움 혹은 비용 부담.
전기적 위험	고온은 전류 흐름을 방해하고 강제 환기가 필요한 스위치보드 설계는 여름 동안 고장과 위험한 과열을 피하기 위해 특별한 주의가 요망.	낮은 습도로 인한 정전기 축적이 아크 섬광 위험을 증대. 케이블 같은 구성요소의 열팽창이 케이블을 느슨하게 만들고 결합 지점에서 아크 위험.
모듈 손상의 특별한 원인	모듈의 온도 사이클링 (하루에 모 맹열한 우박, 큰 조류의 분비물, 도	듈 온도가 40~50°C 까지 오르내림, 1듈 위에 돌이나 동물.
실용적 고려사항	O&M 인력들이 여름 동안에 빨리 작업을 수행할 수 있게 조심스런 활동계획과 적절히 유지보수된 신호체계와 지도. 높은 조사강도와 온도는 구성요소에 스트레스 부가(퓨즈, 케이블, 인버터)하고 수명을 단축시킴.	O&M 활동계획과 위험 완화를 위해사이트가비교적 먼거리(지역과 인구가 많은 주요 중심지까지)에 위치한다는 점을 고려할 필요.높은조사강도와온도는 구성요소에 스트레스 부가(퓨즈, 케이블, 인버터)하고수명을 단축시킴.



5.2.4 권장 관행

5.1 절에서 논의한 전 세계 표준적인 O&M 모범사례는 고온건조 기후에 적용되는데, 이와 함께 야생동물 위험 평가, 원격지 사이트(몰 공급, 독극물 방지 절차, 개인보호 장비, 현장 왕복 이동) 방문에 대한 적절한 계획과 같이 반복해야 할 필요가 있는 몇 가지 측면이 있다.

재평가될 수 있는 다른 측면으로는 전형적인 대형 사막 사이트의 원격지 특성으로 인해 모듈 자동청소 시스템의 설치가온도 포함하는데, 이러한 기후에서 인간 활동의 객관적인 어려움과 계절이 바뀔 때 짧은 기간 적은 양의 강우로 열파가 깨어지면서 건조한 오염층을 형성되는 것 등도 자동청소 시스템을 필요로 하는 요인이 된다.

국한의 날씨에 직면할 수 있는 상황에서는 장비가 견고하고 탄력적이어야 하는데, 이는 반직관적으로 자동화 솔루션에 비해 수동 청소를 또는 하이브리드 조합을 가리킬 수 있다. 자본비용(CAPEX)과 운영비용(OPEX) 측면에서 원격성과 비용 압박을 고려할 때, 일부 플랜트 소유자들은 더 높은 가동시간(예: PV 팜이나 근처에 인버터 또는 변압기와 같은 고가 품목을 저장)을 보장하기 위해 더 높은 O&M 재고 비용을 수용할 것이며, 반면에 다른 플랜트들은 중요한 부품을 제때 조달할 수 없는 경우 가능한 한 축소 운영하면서 성능이 미달되는 기간의 연장을 감수할 것이다.

지역 날씨 패턴에 따라, 소유주 측의 엔지니어 재량에 따라 계절이 바뀔 시기에 연간 1~5 회 청소 계약은 이러한 유형의 기후에 위치한 플랜트로서는 평균이라고 추정할 수 있다. 일상적인 운영을 위해 실시간 모니터링과 경보 프로토콜은 별도로 하고, 플랜트의 육안 검사는 일반적으로 1 년에 4 번 수행되지만 원격시스템에 대해서는 거의 검사가 허용되지 않는다. 이러한 검사 중에는 모든 전기 패널을 개방하고 육안으로 검사를 한다. 토지 침식을 평가하고 이전 방문과 비교한다. 금속 구성요소에 대해서는 부식 여부를 검사하고 안전 시스템을 검사한다.

매년 유지보수 방문 중에 흰개미, 조류 또는 뱀이 인버터 및 전기 배전반에 들어가거나 둥지를 틀 수 있는 위험에 특별히 주의해야 하며, 이 때 진입 지점을 케이블이나 튜브는 자주 검사해야 한다. 마찬가지로, 연중의 온도 사이클과 높은 조사강도 및 자외선 함량 때문에 모듈, 케이블 또는 케이블 타이가 느슨해질 수 있으므로 모듈 및 케이블이 고정 상태를 유지하는지 검증해야 한다. I-V 곡선은 순환 샘플링 기준으로 1 년에 한 번 측정하는 것이 이상적이다. 모든 전기 패널과 PV 모듈은 IR 카메라로 촬영하고 결함을 분석한다.

5.3 높은 고도에 있는 사막 기후에서의 O&M 지침

5.3.1 기후 조건의 기술

사막지역은 최근 태양광발전 플랜트의 구현에 필수적인 태양에너지 잠재력으로 인해 많은 관심을 받고 있다. 맑은 하늘, 일년 내내 매일 같이 풍부한 일조시간(sun hours), 세계 대부분의 다른 장소들보다 더 높은 조사량 수치 등 뛰어난 조건을 갖추고 있다. 일반적으로 사막은 또한 물 부족에 직면해 있고 척박하며 나무가 없고 모래가 많다. 그렇다고 해서 반드시 기온이 높은 지역인 것은 아니다. 사막지역을 결정하는 다양한 특성을 고려할 때, 86



이들은 지역 기상조건별로 Köppen 분류 규격[2]에 따라 분류되며 해수면과 비교한 고도는 다음과 같다: 흐린 날이 있는 사막, 사막, 고지대 사막 및 고지대 스텝 사막. 이 분류는 각 지역의 대규모 태양광 프로젝트 전개에 대한 통찰력을 제공한다.

그림 22 는 칠레에 있는 Atacama 사막의 단면도와 Köppen 기준에 따른 분류를 보여준다. 주목할 수 있듯이, 사막은 태양광발전 플랜트의 구현을 위한 매우 다양한 가능성을 제공하는데, 따라서 태양에너지 잠재력을 효과적으로 활용할 수 있게 운영 및 유지관리 권장사항을 만들기 위해 이들 지역에서 기상조건의 영향이 연구되고 있다. 이러한 연구 결과, 예를 들어, Atacama 사막은 전 세계적으로 PV를 설치하기에 가장 흥미로운 환경 중 하나로 나타난다.



그림 22: Köppen 분류 규격에 따른 Atacama 사막의 횡단면. BWn 는 흐린 날을 가진 사막을 나타내고, BWk 는 사막, BWk' 는 고고도 사막, ETh 는 고고도 스텝 사막이다 [97].

Atacama 사막은 매우 높은 조사량에 노출되어 있고, 매년 일조시간이 많으며, 세계에서 가장 맑은 하늘 중 하나이며, 연간 예상 에너지 생산량이 가장 높고, 상대적으로 온도가 낮다. 태양광 플랜트의 배치를 위해 아타카마 사막이 제공하는 특징은 1) 연평균 글로벌 수평면 조사량 2,500 kWh/m²(GHI), 직달 법선면 조사량 3,500 kWh/m²(DNI); 2) 연평균 일조 시간 4,000 h/y; 3) 65% UV-B 및 약 25% UV-A 조사량(유럽 평균); 4) 여름에는 평균 30°C 이하의



기온 수준; 5) 사막의 일부 지역에서는 연평균 2mm 의 강우량을 보인다. 또한 태양광모듈의 자연 냉각 시스템 역할을 하는 규칙적인 동서풍과 사막의 잠재력을 활용하여 환경친화적인 에너지원으로 에너지 수요의 증가에 대처할 수 있는 점이 특징이다.

다음 절에서는 높은 조사량과 고고도 사막 조건에 위치한 PV 플랜트 운영의 주요 문제를 다루며, 플랜트의 성능과 수명에 큰 영향을 미치지 않도록 이러한 조건에 대처하는 방법에 대해 아타카마 사막에서 수집한 경험을 통해 보여줄 것이다.

5.3.2 사막 기후에서 신뢰성에 관한 현장 경험

아타카마 사막은 태양에너지의 생산을 높일 수 있는 독특한 조건을 제공하며 동시에 PV 시스템의 신뢰성과 내구성을 보장하는데 있어 중요한 과제를 제공한다. 태양광 플랜트 소유자는 설치할려고 하는 태양광기술(모듈, 케이블, 장착 구조 및 인버터)을 신중하게 선택해야 하는데, 왜냐하면 태양광발전 산업에서 적용되는 가속 노화에 대한 국제 규격이 아타카마 사막의 자외선(UV) 조건을 크게 과소평가하고 있기 때문이다. 예를 들어, 노화 시험을 위한 모듈의 사전 조건화에 사용된 규격 IEC 61215 "Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules" [98]은 아타카마 사막의 UV 조건을 대변하지 않는다.

태양광 플랜트 구현을 위한 현재의 기술은 극도로 높은 조사량과 특정 태양 스펙트럼(UV-B 범위)에 민감하다. 또한, 일부 사막은 1) 야간에 염류와 결로로 인한 부식성 환경을 가지고 있으며, 2) 플랜트의 구성요소에 부착되어 작동에 문제를 일으키는 미세분말을 가지고 있다. 따라서, 플랜트의 성능과 수명은 사막 조건에 의해 심각한 영향을 받을 수 있다. 사막지역의 환경 조건이 플랜트 성능에 미치는 영향을 줄이는 한 가지 방법은 플랜트에서 발생할 수 있는 사고의 개요를 작성한 후 성능에 미치는 영향이 크고 발생 확률이 높은 사고에 초점을 맞춘 운영 및 유지보수 계획을 구체화하는 것이다. 예를 들어, 칠레에서는 Comite Solar 가 플랜트의 불량에 초점을 맞춘 연구를 수행하였다[99]. 이 연구를 통해 소유자가 보고한 불량의 27%는 PV 모듈에, 49%는 인버터에서 발생한 것을 확인하였다. 나머지 24%의 불량은 중저전압 설비, 트랙킹 시스템, 통신 및 SCADA 에서 발생하였다. 그림 23 은 Comite Solar 가 보고한 결과이다.





그림 23: 칠레 소재 PV 발전 플랜트에서의 전형적인 불량, Comite Solar 보고 [99].

5.3.3 사막 기후에서 성능과 안전 이슈

전형적인 불량은 전 세계 여러 사막 지역에서 확인되었지만, 아타카마 사막과 같이 조사량이 높고 온도가 낮으며 고도가 높은 사막지역에 초점을 맞춘 권장사항은 없다. 본 절에서는 높은 조사량과 고고도 사막지역에 위치한 PV 플랜트의 주요 구성요소의 열화를 다룬다. 분석된 구성요소는 모듈, 케이블 및 케이블 타이, 정션 박스와 장착 구조이다. 이러한 구성요소의 열화를 설명하는데 있어, 아타카마 사막의 태양 스펙트럼이 ASTM G173 스펙트럼[100]과 완전히 일치하지 않기 때문에 아타카마 사막에 위치한 플랜트 운영에서 수집된 경험이 고려되었다. 그림 24 는 ASTM G173 과 아타카마 사막의 태양 스펙트럼을 비교한 것이다[101].

두 스펙트럼 사이의 주요 차이점은 UVA 와 UVB 의 범위에 있으며 UVA 범위에서 더 심하다. 이러한 스펙트럼 차이의 주요 요인은 1) 해수면 위의 평균 고도가 높고, 2) 구름량이 없어 확산 조사량 비율이 낮아서 맑은 날이 많음, 3) 에어로졸 광학깊이가 작음, 4) 총 오존 컬럼(TOC)이 작음, 5) 수증기 컬럼이 작음. 이 결과는 높은 조사량의 고고도 사막지역에 설치할 기술은 UVA 범위의 파장을 더 효율적으로 활용할 수 있도록 설계/선택해야 함을 의미한다.





그림 24: ASTM G173-03 기준 스펙트럼 (자주) [100]과 아타카마 사막 태양 스펙트럼 (청색) [101]의 비교

문헌에서 PV 모듈의 열화에 원인이 될 수 있는 몇 가지 요인이 보고되었다[101]. 높은 조사량에 높은 고도의 사막지역에서 주요 메커니즘은 1) 태양 스펙트럼에 존재하는 높은 UV 조사량과 2) -10°C 에서 30°C 까지 하루 중의 온도 변동이다. 전자의 메커니즘은 태양전지의 색상 및/또는 밝기에 변화를 일으키며, 각각 태양전지 전체 또는 봉지재(encapsulant)가 자외선에 의해 영향을 받고 있음을 나타내며, 결과적으로 가속화된 열화 과정을 시작한다. 후자의 메커니즘에서는, 모듈 내부의 기포에 존재하는 물의 응축이 일어나고 이것이 1) 태양전지 내부의 부식, 2) 모듈 프레임 및 지지대의 부식, 3) 응축수와의 상호작용으로 인해 봉지재의 열화가 가속될 수 있다.

두 가지 열화 메커니즘: UV 복사 및 온도 변동으로 인해 모듈의 열점 및 고립 문제가 발생할 수 있다(흔히 아크 섬광의 형태). 열점의 심각도와 수 및 고립 문제는 모듈의 열화 정도(열화 메커니즘이 무엇이든)와 직접적인 상관관계가 있으며 열화의 진행을 방지하기 위해 취해진 조치와 반비례 관계를 보여준다. 그림 25 는 아타카마 사막에 설치된 PV 플랜트의 열화된 모듈의 일부 사례를 보여준다. 그림 25 에서 볼 수 있는 열화 유형에 대한 설명은 기술 보고서 [1], [28] 및 [102]의 PV 모듈 불량 시트를 참조한다.





그림 25: 아타카마 사막에 설치된 PV 플랜트에서 증명된 열화 메커니즘.

모듈 열화 외에도 태양 스펙트럼의 UV 함량과 온도 변동은 케이블과 케이블 타이에 영향을 미친다. 태양 스펙트럼의 자외선 함량은 케이블과 케이블 타이의 유연성을 감소시켜 균열과 절단의 가능성을 증가시키는 반면, 온도 변동은 이들에게 추가적인 기계적 노력을 제기한다. 유연성 감소 및 추가적인 기계적 노력과 같은 이러한 요인은 에너지 손실, 단락 및 아크 섬광을 초래할 수 있다. 게다가, 동물(주로 설치류)의 존재는 반드시 예방되어야 한다. 야생 동물들은 케이블과 케이블 타이를 손상시킬 수 있는데, 왜냐하면 그들은 이 부품들을 물어뜯는 경향이 있기 때문이다. 게다가, 야생동물들은 절연체를 손상시킴으로써 케이블의 단락을 일으킬 수 있다.

그림 26 은 자외선의 영향을 받고 설치류에 물린 케이블의 사례를 보여준다. 전자(사진 a)에서는 자외선 조사 아래에서 작동을 인증받았음에도 불구하고 케이블의 절연이 완전히 갈라져 있다. 사진 b 에서, 설치동물은 케이블의 절연을 손상시켰다. 두 경우 모두 시설에 대한 손상을 방지하기 위해 교체가 필요하다.







그림 26: 아타카마 사막에 설치된 PV 플랜트 케이블의 손상 사례.

또한, 정션 박스는 높은 조사량과 고고도 사막의 환경 조건에 매우 민감하다. 열과 온도 변동에 민감한 폴리머 소재로 모듈에 고정된다(일반적으로 정션 박스는 태양 조사에 노출되지 않고 지면에서 반사된 조사에만 노출된다). 열과 온도 진동은 박스 자체를 악화시키고, 이들을 모듈에 접합하는데 사용되는 폴리머가 손상되어 고정 용량을 잃을 수 있다.

그 결과로 일어나는 불량은 모듈 탈착, 케이스 개방 및 연결 손실 등이 있다. 모듈 탈착은 박스를 모듈에 고정하는데 사용되는 폴리머가 열과 온도 진동으로 인해 팽창 및 수축할 때 나타난다. 열과 온도가 증가한 후 야간에 감소하면 고분자가 결정화되면서 특성을 상실하여 그 결과 박스가 분리될 수 있다. 케이스 개방 문제는 박스가 팽창된 후 열과 온도 변동으로부터 수축되는 유사한 메커니즘을 따른다. 그런 다음, 나사들이 느슨해지고, 상자가 서서히 열리기 시작한다.

연결 손실은 케이블의 유연성/기계적 특성에 영향을 미치는 요인 또는 부적절한 설치로 인해 발생한다. 정션 박스의 열화 문제는 에너지 손실, 단락 및 내부 아크 섬광으로 이어져 모듈 및 설비의 작동을 위험하게 할 수 있다. 그림 27 은 정션 박스의 분리와 뚜껑 열림의 사례를 보여준다.

92





그림 27: 열화 이슈로 작동 1 년 동안에 정션 박스에서의 불량.

높은 조사량과 고고도 사막 지역의 환경 조건에 의해 크게 열화되는 다른 구성요소는 모듈을 지지하는 장착 구조물이다. 구조물은 온도 변동과 소금의 존재를 통해 열화된다. 온도 변동은 물의 응축을 유발할 수 있으며, 응축된 물과 구조물의 노출된 부분 사이의 상호작용은 구조물을 부식시킬 수 있다. 실제로 구조물 소재를 잘못 선택하거나 적절한 표면 마감이 없을 경우 구조물이 손상되거나 부식될 수 있다. 예를 들어 수분뿐만 아니라 연결된 물질의 전기화학적 전위(전기화학 계열에 해당)의 차이가 전해 부식을 일으킬 수 있기 때문이다.

소금의 존재는 부식성 환경을 만든다: 소금의 농도가 높을수록 환경 부식 수준이 높아진다. 따라서 적절한 표면 마감뿐만 아니라 구조물에 적절한 소재 선택이 필수적이다. 예를 들어, 아타카마 사막의 경우, 거의 모든 사막이 소금 표면이기 때문에 밤과 새벽 시간 동안의 결로와 소금의 존재라는 두 가지 조건 모두가 있다. 그림 28은 태양광 플랜트의 전형적인 부식 구조물을 보여준다.

구조물의 부식은 구조물의 표면뿐만 아니라 내부에도 영향을 미치는 것을 알 수 있다. 이는 전체적으로 구조물의 기계적 특성을 감소시키고 플랜트 작업자에게 위험 요소가 된다. 또한 부식된 구조물은 인근의 다른 구조물에도 영향을 미쳐 플랜트 자체의 수명을 단축시킬 수 있다.





그림 28: 아타카마 사막 PV 플랜트에서 녹슨 장착 구조물. 이 구조물은 약 1 년 동안 작동하고 있있다.

5.3.4 사막 기후에서 O&M 과 OHS 권장사항

이 절에서는 다음 두 가지 모두에 대한 몇 가지 권장사항/지침을 제시한다:

- 높은 조사량과 고고도 사막 조건에서의 태양광발전 플랜트의 운영 및 유지보수
- 이 플랜트에서의 운영, 건강 및 안전

5.3.3 절에서와 같이 운영 및 유지보수 권고사항은 모듈, 케이블 및 케이블 타이, 정션 박스 및 장착 구조물 등의 요소에 초점을 맞추고 있다. 다음으로, 높은 조사량과 낮은 산소 환경에 노출됨에 따른 작업자의 위험을 방지하기 위한 권장사항이 제시된다.

A. 운영 및 보수유지 권장사항과 지침

UV 조사량의 강도와 온도 변동은 제어할 수 없는 요인이므로 모듈의 주기적인 육안검사를 수행하여 그림 25 의 현상이 발생하는지 여부를 감지하는 것이 좋다. 이러한 검사는 열점의 형성과 전기적 절연 손실 가능성을 확인하기 위해 서모그래피 분석과 모듈 절연 품질 측정을

94



동반하여야 한다. 언제 보완적 분석을 수행해야 하는지 결정하기 위해 플랜트의 에너지 생산을 육안 검사 결과와 비교할 것을 추천한다.

플랜트를 청소한 후에도 에너지 생산량이 지속적으로 감소하는 것이 발견되면 에너지 손실을 줄이고 시설에 영구적인 손상을 주지 않도록 유지보수 계획을 실행해야 한다. 태양전지의 색상에 대해서는 어떤 변화라도 보고되어야 하는데, 이러한 변화는 봉지재 및/또는 태양전지 자체에 무슨 일이 일어나고 있음을 나타내기 때문이다. 이러한 변화는 주의 깊게 추적해야 하며 변화가 있는 플랜트 구역을 식별하여야 한다. 이와 같이 유지보수 작업을 모듈 문제의 영향을 가장 많이 받는 구역에 집중함으로써 플랜트 평가, 불량 결정 및 불량 구역의 격리에 소요되는 시간을 줄일 수 있다.

케이블 및 케이블 타이의 문제로 인해 손상이 발생하지 않도록 일정한 주기로 시설물에 대한 육안검사를 실시하는 것이 좋다. 육안검사는 모듈의 열화 수준을 확인하기 위해 다른 검사와 동시에 수행할 수 있다. 육안검사를 통해 모든 케이블 타이가 예상대로 작동하는지 확인할 수 있다. 자외선과 야생동물에 노출되면 불량이 일어날 수 있기 때문에 케이블 타이에 초점이 맞춰져 있다. 다만 케이블 타이가 온전할 경우 케이블 손상은 없을 것으로 예상된다. 케이블이 잘 고정된 상태에서 부적절하게 설치된 경우에만 케이블의 유연성/기계적 문제가 발생할 수 있다. 또한 모든 케이블 타이는 주기적으로 교체하는 것이 좋다. 특히 열, 온도 변동, 자외선 조사에 따라 점차적으로 그 특성을 잃는 폴리머로 만들어질 때이다. 실제로 한낮의 열기와 케이블의 무게가 결합되면서 타이가 점차 뒤틀리게 된다. 따라서 케이블 타이가 제대로 작동하도록 하기 위한 노력에도 불구하고 짧은 시간 내에 케이블 타이가 케이블을 고정하는 기능을 완전히 상실하고 불량이 발생하여 케이블이 위험에 노출될 수 있다. 태양 조사에 노출된 케이블이 있는 경우 유의하여야 한다. 노출을 방지하기 위해 적절히 교체하거나 묶어야 하는지 여부를 결정하기 위해 검사해야 한다. 이 작업을 수행하지 않을 경우 케이블 손상이 진행되어 플랜트의 작동 및 성능에 바람직하지 않은 결과가 초래될 것으로 예상된다.

모듈, 케이블 및 케이블 타이에 대한 권장사항과 마찬가지로 열화로 인한 정션 박스 불량을 방지하기 위한 주요 권장사항의 하나는 정기적인 육안검사를 수행하여 정션 박스의 작동 상태를 평가하는 것이다. 이러한 모든 검사는 장비가 적절한 조건에서 작동하는지 여부를 결정할 수 있는 점검표에 따라 동시에 수행될 수 있다. 또한 이러한 점검표를 체계화하면 열화 문제가 많은 플랜트 구역과 열화 문제가 있는 구역(주로 정션 박스 불량)을 결정하는데 도움이 될 수 있다. 정션 박스 문제를 탐지하는 특정한 경우, 즉시 시정적 조치가 취해질 수 있도록 보고해야 한다. 예를 들어, 응축수 추가와 함께 정션 박스 불량은 시설 운영에 영향을 미치는 화재를 야기하는 단락으로 이어질 수 있다. 따라서, 케이블 타이의 경우와 마찬가지로 불량이 발생하기 쉬운 정션 박스를 사전에 탐지하는 것이 매우 중요하다. 그런 다음 탐지된 문제를 해결하는 방법 및/또는 교체에 대한 결정을 내려야 한다.

마지막으로, 장착 구조물의 기계적 특성 손실과 관련된 잠재적 위험 측면에서 "건강도(degree of health)"를 지속적으로 평가해야 한다. 건강의 정도는 처음 발견된 날부터 시작하여 부식 과정의 진화로 평가된다. 이러한 진화는 평가된 구조물의 부식 프로세스뿐만 아니라 이 프로세스가 인근의 다른 구조물 또는 요소(예: 캡 나사와 모듈 프레임)에 영향을 미치는 경우에도 포함된다. 또한, 구조물의 기계적 특성은 먼저 시각적으로 평가되어야 하는데, 이는 비정상적인 휘어짐이 일어나고 있는지 여부를 탐지함으로써 가능하다.



구조물의 비정상적인 휘어짐은 구조물이 뒤틀리고 있음을 나타낸다. 앞서 언급한 요인 중의 하나가 존재하는 경우, 구조물이 녹스는 과정의 진화, 녹스는 과정이 더 가까운 구조물쪽으로 진화 또는 비정상적인 구조물의 휘어짐 등이 있을 경우에는 위험을 줄이기 위해 구조물의 교체를 계획하는 것이 권장된다.

B. 운영, 건강 및 안전 권장사항과 지침

높은 조사량과 고고도 사막 지역에 위치한 태양광 플랜트의 운영에서 건강 문제와 관련하여 고려해야 할 두 가지 주요 요소가 있다. 첫 번째 요인은 작업자가 높은 조사량에 노출되는 것이고 두 번째는 낮은 대기압 환경에 노출되는 것이다.

두 요소 모두 PV 플랜트 작업자의 능률에 상당한 영향을 미칠 수 있다(심지어 생명까지 위협할 수 있다). 전자는 태양 조사에 노출과 열사병으로 인해 피부에 화상을 입을 수 있는 반면 후자는 낮 동안 및 고산병 증세 하에서 작업자가 안전하게 할 수 있는 활동을 줄이는 것인데, 고산병은 두통, 현기증을 유발하고 심지어 긴급한 치료가 필요할 수도 있는 질병의 느낌을 유발할 수 있다. 따라서 높은 방사선과 높은 고도의 영향을 방지하기 위해서는 작업자의 위험이 최소화되도록 작업 일정을 신중하게 수립해야 한다. 또한 의료 응급 상황을 현지에서 해결하기 위해 추가 의료 장비를 권장한다.

예를 들어, 햇볕에 타는 것을 방지하기 위해 작업자는 개인 보호장비 외에 긴팔 셔츠(일부 자외선 필터가 바람직하다), 자외선 차단 바지, 목 덮개, 자외선 필터가 있는 안경, 태양 조사에 노출된 부분(주로 얼굴)을 보호하기 위한 '선블럭 크림'을 이용해야 한다. 열사병 예방을 위해서는 주로 오전과 오후에 작업자의 활동이 이루어져야 한다. 이를 통해 태양 조사강도가 가장 높은 주간 시간대를 피한다. 이 시간 동안에는 중요한 활동만 수행해야 한다. 이는 물리적 작업의 수요가 높은 활동이 요구될 수 있기 때문에 태양광 플랜트의 구현 단계 및 유지보수 과정에서 중요하다. 이러한 권고사항을 고려하지 않을 경우 직원의 건강 문제뿐만 아니라 몇 가지 지연이 예상될 수 있다. 모든 권장사항에는 명확하게 이해된 건강관리 계획과 자가 관리 정책이 수반되어야 한다. 모든 작업자는 의무적으로 보건안전관리자에게 태양 조사에 노출로 인한 질병 발생 여부를 알려야 한다. 따라서 건강 및 안전 관리자는 수행할 절차를 내부화해야 한다. 세계보건기구(WHO)는 "글로벌 태양 자외선 지수(Global Solar UV Index)"에 대한 실용적인 지침을 발표했는데, 이에 대한 고려가 필요하며 실질적인 이점이 될 수 있다[103].

작업자가 저산소 환경에 노출되는 것과 관련한 위험을 줄이기 위한 조치는 추가 장비 자체의 획득/착용보다 건강 모니터링 및 활동 일정화에 더 중점을 둔다. 이런 측면에서 권장사항은 모든 작업자가 높은 고도 위치에서 작업할 수 있음을 증명하는 의료 시험을 요구하는 것으로 시작한다. 그런 다음 모든 작업자는 응급 처치 및 응급 처치 장비 사용에 대한 교육을 받아야 한다. 교육에는 1) 팀이 이동 중이고 태양광 플랜트에서 활동을 수행할 때 발생할 수 있는 의료 비상 상황에 대한 대처 절차와 2) 비상 의료 상황에 대응하기 위한 적절한 장비의 확보 및 배치가 수반되어야 한다. 또한 작업자의 응급처치 교육에도 불구하고 비상상황 발생 시에는 태양광 플랜트에 의사/구급사가 상주하면서 작업자의 건강상태를 주기적으로 모니터링하는 것이 바람직하다.



또한 플랜트에서/플랜트로의 이동은 신중하게 계획되어야 한다. 이동 할 때는 1) 2 명 이상이 고고도 운전 면허증을 소지하고, 2) 팀이 고도의 변화(정지 횟수와 지속 시간은 활동을 수행할 고도에 따라 달라진다)에 익숙해질 수 있도록 사전 계획한 정차를 하는 것이 좋으며, 3) 하루 최대 운전시간은 사전에 정의되어 있어야 한다(운전자 1 인당 하루 8 시간 이하로 권장되며 야간운전은 금지되어야 함). 보완사항으로, 고산병과 관련하여 감지되지 않은 증상의 존재를 예상하기 위해 산소 측정을 정기적으로 수행해야 한다(이동 중과 플랜트에서 활동을 할 때 모두).

이와 관련해 산소측정치가 80% 미만이면 작업자가 활동을 중단하고 응급처치(이 경우 산소통 등에서 산소를 흡입)를 받아야 함을 의미한다. 마지막으로, 최소한 첫 날 동안에는 직원들이 새로운 환경 조건에 익숙해져야 하고, 따라서 높은 육체적 노력을 요구하는 활동을 수행하는 것이 안전하지 않다는 점을 고려하여 태양광 플랜트에서 수행할 활동을 일정화해야 한다.

5.3.5 온대 기후에서의 이슈와 O&M 과의 비교

본 절에서는 높은 조사량 및 고고도 사막 지역에 설치된 태양광 플랜트 운영에 대한 추가적인 권장사항을 제시한다. 이 분야에서 널리 사용되는 관행 외에도, 여기에 제시된 권장사항은 1) 물의 사용과 2) 인버터에 대한 오염 효과에 초점을 맞추고 있다. 이러한 특정 주제들은 물 부족 때문에 선택되었고, 따라서 물 비용은 이러한 사막 지역에서 태양광 플랜트의 운영 비용을 증가시킨다.

예를 들어, 높은 조사량과 높은 고도 사막 지역의 물 비용은 도시 지역보다 10 배 더 높을 수 있으며, 높은 조사강도에 노출은 작업자에게 피부암을 유발할 수 있다. 이러한 문제들은 자원 관리의 관점에서 높은 조사강도와 고고도 사막 지역에 위치한 태양광 플랜트의 운영을 어렵게 만들고 있다. 또한, 실제로는 물 부족, 인버터 영역의 고온, 냉동 시스템에 먼지 입자 축적 등이 운영 비용을 증가시키고 가장 많은 불량을 일으키는 것으로 나타났다.

물 사용과 관련하여 탐색/보고된 주요 옵션은 1) 청소 목적으로 사용된 물의 재활용 및 2) 모듈 청소를 위한 건식 시스템의 사용이다. 이러한 옵션은 드론 및 영상 처리를 기반으로 하는 진단 도구 또는 청소 로봇과 같은 다른 기술 도구와 함께 청소 작업이 수반되었음에도 불구하고 고려되었다. 이 관행의 이면에 있는 아이디어는 물을 가능한 한 집중적으로 사용하고 따라서 청소 목적으로 구입할 물의 양을 줄이는 것이다(또는 물 구입 빈도를 줄이는 것). 이 목표를 달성하기 위한 대안적인 옵션으로 물이 흙으로 떨어지지 않고 대신 저장 탱크로 향하도록 모듈의 하단에 물 포획 시스템을 설치하는 것이다. 물에서 먼지를 걸러낸 후에, 물을 다시 사용하는 것이 가능할 것이다.

물 포획 시스템 설계 시에는 수분 손실을 줄이기 위해 증발 속도를 고려해야 한다. 물 손실을 줄이기 위한 대안은 하루 중 덜 따뜻한 시간에 청소 작업을 하는 것이다. 이 대안의 주요 장점은 모듈 표면의 스케일 형성이 방지된다는 것이다(그리고 작업자가 높은 조사강도에 노출되는 것도 피할 수 있다). 결로가 있는 사막 지역(아타카마 사막과 같은)에 위치한



트랙킹 시스템을 갖춘 태양광 플랜트의 경우, 안전한 수평면 위치 대신 야간 시간 동안 자체 청소가 촉진하는 방향으로 모듈을 두는 것이 좋다. 이 방법을 사용하면 청소 작업에 필요한 물의 양이 크게 줄어든다(또는 경우에 따라 피할 수도 있음). 마지막으로, 건조식 청소 시스템의 사용은 구조물(고정 또는 솔라 트랙킹 시스템 포함)의 필요성에도 불구하고 주목받고 있다. 이러한 시스템은 먼지 입자의 유형(크기, 구조, 화학 조성, 모듈 유리 표면과의 상호 작용)에 따라 모듈을 부분적으로 또는 전체적으로 청소할 수 있다. 그러면 트랙킹 시스템의 경우와 마찬가지로 물의 사용을 피할 수 있다. 건조식 청소 시스템이 PV 모듈에 축적된 먼지 입자를 완전히 제거할 수 없는 경우, 물 포집 시스템과의 조합이 물 사용을 줄이는 최선의 옵션이다.

냉동 시스템에서의 고온 및 먼지 입자 축적과 관련하여, 인버터용의 밀폐 케이스와 열 교환기가 있는 액체 냉각시스템의 사용이 제안되었다. 그러나 이와 관련된 투자 및 유지보수 비용은 호소력이 없다. 따라서 인버터용으로 에어컨 및 공기 기반 냉각시스템의 사용은 일반적인 관행으로 유지될 가능성이 높다. 이 장비의 손상을 방지하기 위해 정기적으로 에어 필터를 청소하고 교체하는 것이 좋다. 또한 인버터 영역 내부의 온도를 지속적으로 모니터링하여 장치의 성능 손실이나 화재를 유발할 수 있는 온도 상승을 탐지해야 한다. 또한 인버터에 설치된 방열 시스템이 청결한지 주기적으로 점검하는 것이 좋다. 먼지 입자나 다른 이물질이 축적되면 인버터의 내부 온도가 상승하여 최적의 작동 조건이 충족되지 않게 된다. 이는 에너지 손실과 인버터의 전자 부품에 대한 큰 손상 가능성 증가로 이어질 수 있다. 실제로 아타카마 사막에서는 인버터 전자 장치의 불량이 이러한 장치의 가장 일반적인 불량 유형이다.

5.4 고온다습 기후(동남아시아)에서의 O&M 지침

5.4.1 기후 조건의 기술

아시아, 아프리카 및 남아메리카에서 PV 보급이 증가함에 따라 고온다습한 기후에 훨씬 더 많은 PV 모듈이 배치되었다. 게다가, 이 지역들의 많은 대도시들은 해안지역에 위치하고 있기 때문에, 해당 PV 플랜트는 열과 습도에 노출되어 있다. 고온은 일반적으로 PV 모듈에서 몇 가지 열화 모드를 가속화하는 것으로 알려져 있는데, 고온이 높은 습도 환경과 결합되면 다양한 종류의 열화 모드가 나타날 수 있다.

동남아시아는 열대 기후대에 위치해 있으며 11 개국을 포함하고 있다. 태국은 3 개의 뚜렷한 계절, 즉 덥고, 비가 오고, 건조하거나 비교적 서늘한 계절과 일년 내내 평균 기온이 섭씨 30°C 정도이다. 가장 높은 기온은 일반적으로 4 월에 나타나며, 주기적으로 40°C 이상이 된다. 연중 대부분 이 지역은 따뜻하고 습한 공기를 나타내는데, 특히 해안 지역이 그러하다. 겨울철과 여름철에는 상대습도가 크게 떨어질 수 있다. 태국의 조사량은 4 월에 가장 높고 12 월에 가장 낮다[104].



5.4.2 고온다습 기후에서 신뢰성과 O&M 관련 현장 경험

A. 퍼텐셜 유도 열화

가장 일반적인 유형의 퍼텐셜 유도 열화(Potential Induced Degradation: PID)는 웨이퍼에 존재하는 적층결함에 Na+ 이온이 축적되면서 태양전지 P-N 접합부의 션팅에 의해 발생한다. PID 는 PV 모듈의 상당한 출력 손실을 빠르게 일으킬 수 있으므로 플랜트에 있는 많은 양의 모듈이 아주 초기에 작동 중단되도록 만든다. 주어진 유형의 PV 모듈에서, PID 는 접지, 온도, 습도 및 유리의 표면 전도도에 대비하여 셀에 네거티브 전압이 증가함으로써 가속되는 것으로 알려져 있다(이 모든 것이 더 높은 누설 전류로 이어진다).

PV 시스템의 최대 시스템 전압이 몇 년 전 600V에서 현재 1500V로 증가하고 있기 때문에 최신 PV 모듈은 수명 동안 더 높은 전압을 견뎌야 한다. 변압기가 없는 전력 조절기 때문에 PV 모듈의 스트링 끝을 물리적으로 접지할 수 없는 경우가 많으며, 따라서 전기적으로 플로팅된 PV 시스템의 경우에도 스트링의 일부 모듈은 지면에 비해 상당한 양의 포지티브 전압을 마주하게 되고 이러면서 유리로부터 Na+ 이온을 끌어당기게 되고 이것이 잠재적으로 PID 로 이어지게 된다.



그림 29: P_{max}의 선형 열화율의 히스토그램: PID 영향을 받은 사이트로부터의 c-Si 모듈을 스트링에서의 위치에 따라 구분하였다.

그림 29 는 인도 봄베이 IIT 의 National Centre for Photovoltaic Research and Education (NCPRE)이 수행한 2018 년 PV 모듈 신뢰성 조사에서 관찰된 바와 같이 광유도 열화(light induced degradation: LID)로 인한 초기 출력 손실의 2%에 대해 할인한 후의 c-Si PV 모듈의 99



열화율 히스토그램이다. PID 영향을 받는 사이트에서 나오는 모듈(파란색이 아닌 색상으로 표시됨)은 히스토그램의 더 높은 열화율 쪽의 꼬리에 속하는 경향이 있다. 더욱이, 스트링의 네거티브 끝단에 속하는 모듈들은 지면 대비 더 높은 네거티브 전압을 마주하게 되는 상황이 일어난다. 그림 29 에서 볼 수 있듯이, 이러한 모듈(빨간색으로 표시)은 나머지 모듈보다 더 높은 열화율을 갖는 경향이 있다. 또한 PID 의 심각성은 그 영향을 받은 모듈이 제조업체가 보증하는 모듈보다 연간 열화율이 상당히 높은 경향이 있다는 사실로 나타난다(~0.7%/년).

B. 야생동물

PV 플랜트에서 대부분의 운영 및 유지보수 위험은, 특히 태국의 지상 시스템에서는 쥐, 흰개미, 뱀 등의 야생동물에서 비롯된다. 대부분의 PV 플랜트가 농촌에 설치되고 농경지로 둘러싸여 있어 PV 부품의 불량과 PV 시스템의 전기적 고장을 예방하기 위해 야생동물 관리가 중요한 이슈가 되고 있다. 가장 높은 불량 발생은 흰개미로 인한 영향이고 쥐와 뱀이 그 뒤를 이었다(그림 30). 태양광 케이블과 PV 모듈은 장기간에 걸쳐 야생동물의 영향으로 인해 가장 자주 불량을 일으키는 주요 부품이다.



그림 30: 주 배전함의 쥐 (좌)와 PV 모듈 아래 DC 케이블 주변의 흰개미 (우)와 같이 PV 구성요소에 대한 야생동물의 영향.



C. 오염 이슈

PV 시설이 건조한 기후와 농업 지역에 설치됨으로 인해 경작은 PV 플랜트, 특히 PV 모듈과 인버터와 같은 구성요소의 오염에 대한 주요 원인이 될 수 있다. 지역별로 제거하기가 다소 어려울 수 있는 특정 유형의 먼지를 보여준다. 오염된 인버터의 상단에 쌓인 먼지를 제거함으로써 과열로 인해 인버터가 정지되지 않도록 해야 한다. 먼지가 PV 시스템 성능에 미치는 영향과 태국에 적합한 청소 계획에 대한 현장 연구를 통해 적절한 청소를 함으로써 여름철 동안 오염으로 인한 생산 손실을 6~8% 줄일 수 있다는 결론을 도출하였다[105].

D. 화재 위험

화재는 다양한 이유로 건조한 기후를 가진 지역에서 쉽게 발생할 수 있다. 화재 위험에는 두 가지 종류가 있다: 내부적으로 발생한 화재와 외부적으로 발생한 화재. 첫 번째 위험 그룹 내에서 화재 사고는 흡연이나 PV 플랜트 내부의 연료 점화에 의해 발생할 수 있다. 외부 화재 위험은 일반적으로 농업 폐기물을 태워 처리하는 농사철 끝무렵에 일어날 수 있다. 바람에 의해 불이 PV 시설 쪽으로 향하면 화염이 PV 플랜트로 옮겨붙을 수 있어 태국 대부분의 PV 플랜트에서 화재 사고의 주요 원인이 되고 있다.

E. 열화율

고온다습한 기후에서는 기상조건이 매우 자주 변하면서 부분적으로 모듈 온도의 급격한 변화로 이어지는데, 이는 최대 조사강도(구름으로부터의 반사에 의해 증대되면서 최대 1200W/m²)와 태양이 구름 뒤에 가려질 때 훨씬 낮은 조사강도(예: 300W/m² 미만)에 확산 조사강도 조건이 급격하게 변하기 때문이다. 이러한 매우 빈번한 온도 변화로 인해 모듈 구성요소에 대한 열기계적 스트레스가 사막지역의 온도 사이클(추운 밤과 더운 낮 사이의 변화) 스트레스보다 더 강해(솔더 조인트 피로)지는 것으로 나타났다. IEC 62892 [106]에서 부록 B 는 확장된 온도 사이클로 모듈을 시험할지 여부를 결정하기 위해 이 열기계적 스트레스를 추정할 수 있는 온도 모니터링 데이터에 기초한 계산을 제공한다.

5.4.3 운영상 건강과 안전 이슈

5.2.3 절에 기술한 산업보건안전(OHS) 지침은 태국과 같은 고온다습한 기후의 PV 플랜트에도 유효하다. OHS 지침은 운영요원과 직원들의 규정 준수와 갑작스러운 상황, 개인적 위험 및 건강 손상으로부터 그들을 보호하는 것을 도울 수 있다.

고온과 농업 계절과 같은 기후 조건과 결합하여 화재 사고의 특정 위험이 발생할 수 있다. 그 주된 이유는 토지를 개간하고 다음 생육기에 대비하기 위한 해당 위치에서의 농업 폐기물 처리이다. 그러나 화재 사고의 위험을 예방하기 위해서는 정기적인 화재 교육(그림 31)과 모든 잠재적 연료 공급원을 현지화 하는 것이 가장 중요한 조치이다. 마지막으로, PV 플랜트 인력들의 응급처치 교육 또한 필수적이다. 응급 처치의 기본적인 교육을 받는 것은 직원들이 재해가 악화되는 것을 방지하고 부상당한 사람들을 적절하게 돌볼 수 있도록 할 것이다(그림 31).





그림 312: 정규적인 화재사고 교육 (좌), 응급조치 교육 (우), 태국.



그림 32: 태국 PV 플랜트에서 정규적인 점검과 예방적 유지보수 수행.



5.4.4 권장 관행

5.1 절에 기술된 표준 O&M 모범사례는 고온다습한 기후에 설치된 PV 플랜트에도 적용된다. 고온다습한 기후에서 작동하는 PV 플랜트의 일반적인 위험을 방지하기 위한 O&M 에 대한 추가적인 핵심 권장사항은 표 10 에 제시되어 있다.

표 10: 고온다습 기후에서 O&M 권장사항.

위험 원인	영향	권장사항
쥐나 뱀 같은 야생동물	동물에 물리면 현장에서 일하는 작업자의 건강을 위협할 수 있다.	플랜트 인력을 위한 응급처치 교육 (그림 31).
	시스템 내의 동물은 구성요소들을 파괴하고 불량을 일으킬 수 있다.	예방적 보수유지 조치와 루틴 (그림 32) 및 불량을 탐지하고 성능 손실을 방지하기 위한 시스템 모니터링.
화재 사고	운영자와 인력의 건강이 화재 위험의 영향을 받음.	정기적인 화제 사고 교육과 응급처치 교육(그림 31).
	화재는 PV 구성요소와 시스템을 파괴한다.	개인 보호 조치가 이루어져야 한다. 농업 페기물의 소각을 방지하기 위해 공동체 책임을 증가시킨다.
기후 조건 (여름철)	극한의 기상조건(고온) 하에서 작업할 때 작업 인력이 탈수와 심발작을 경험할 수 있다.	플랜트의 인력과 운영자를 위한 적절한 OHS 지침을 준비한다.
	인버터 캐비닛의 고온((60°C 태국)은 출력 손실과 스위치 off 로 이어질 수 있다.	인버터 캐비닛과 공간 내부의 온도 감소뿐 아니라 좋은 작업 조건을 유지하는데는 적절한 환기설계가 매우 중요하다.
	수입 인버터는 제조업체가 제공한 것과는 다른 초기 세팅을 가질 수 있다. 이는 고온으로 인해 미스매치로 이어질 수 있다.	작동 기후를 감안한 인버터의 특정 값 세팅은 플랜트 시운전 프로세스에 매우 중요하다.



기후 조건 (우기)	PV 시스템이 물에 잠기면 O&M 서비스 동안 작업자에 영향(전기 쇼크)을 줄 수 있다. 게다가 위험한 동물이 작업 중인 인력을 위협할 수 있다.	개인 보호 장비를 사용하고 안전 규칙(표 4) 하에서 작업을 수행하는 것은 전기 쇼크와 위험한 동물의 공격과 물어뜯기의 위험을 방지하는데 도움이 된다.
	태국에서 대부분의 DC 케이블은 지하에 설치되어 홍수가 전기 누설과 시스템 불량을 야기할 수 있다.	누설 문제는 효과적인 데이터 모니터링 시스템으로 탐지할 수 있다.
오염 영향	플랜트 성능은 모듈 오염에 의해 영향을 받을 수 있다.	청소 결정과 빈도 결정을 위해 규칙적인 성능비 산출량의 모니터링. 이 기후에 기본 관행으로 O&M 계약에 모듈 청소를 포함시킨다.
	인버터 커버가 먼지로 덮일 수 있는데, 이는 공기 흐름에 저항을 야기하여 성능 손실로 이어질 수 있다.	규칙적으로 인버터 필터를 청소하는 것은 먼지 축적으로 인한 공기 흐름의 저항을 줄이는데 도움이 될 수 있다.
유리 파손	모듈 표면에 돌이 충돌하면 유리 파손을 일으키고 성능 감소를 야기한다.	스트링과 어레이의 성능비 산출량을 정기적으로 모니터하고 육안검사로 모듈을 점검한다.



5.5 홍수 취약 지역에서 O&M 지침

5.5.1 홍수 침범 태양광플랜트에서 신뢰성과 안전 이슈 조사 배경과 동기

홍수가 발생하기 쉬운 지역의 지상 설치 PV 시스템은 안전 위험과 성능 손실을 초래하는 손상에 취약하다. 홍수는 또한 지질학적 조건에 따라 지지 구조물과 기초의 침식 위험을 가중시킬 수 있다. 5.5 절의 홍수 영향을 받는 PV 플랜트에 대한 결과와 권장사항은 주로 Shiradkar 등이 작성한 보고서의 기고자 중 한 명이 발표한 논문을 기반으로 한다[107].

기후변화는 전 세계적으로 극단적인 날씨 사건의 빈도와 심각성을 증가시켰다[108]. PV 플랜트는 정상적인 조건에서 25 년 이상의 사용 수명을 가질 것으로 예상되지만 홍수와 같은 극단적인 기상 사건은 플랜트에 중대하고 회복할 수 없는 피해를 줄 수 있다. 기존 PV 플랜트의 취약성을 이해하는 것은 홍수에 잘 견디는 PV 플랜트를 위한 지침 개발에 중요한 단계이다.

최근 인도 북부 지역의 홍수는 재산과 생계에 상당한 피해를 입혔다[109]. 홍수와 침수도 발생하기 덜 쉬운 곳으로 생각했던 반건조 지역에서 관찰되었다[110]. 게다가, 남부 케랄라 주의 홍수는 한 세기 최악으로 기록되었다[111]. 홍수 지역의 PV 플랜트는 많은 경우에 상당한 손상 및/또는 운영 중단을 경험하였다. 인도 봄베이 IIT의 The National Centre for Photovoltaic Research and Education(NCPRE)는 홍수 피해를 입은 플랜트에 나타난 신뢰성과 안전 문제 파악을 위한 현장 연구를 통해 홍수 취약 지역의 운영 및 유지보수(O&M) 개선과 플랜트 설계를 위한 지침을 마련하였다. 이 절에서는 홍수의 영향을 받게 되는 PV 플랜트를 연구하기 위한 기술적, 재정적, 전략적 동기를 제시한다.

PV 플랜트를 설계할 때는 수십 년의 홍수 역사가 고려되고 그리고 갑작스런 홍수 시 물을 유도하기 위해 땅에 수로를 파게 된다. 홍수는 드문 사건으로 간주되기 때문에 PV 플랜트는 일반적으로 홍수 내구성을 염두에 두고 설계되지는 않는다. 그러나 몇몇 연구에서는 홍수의 빈도와 심각도가 앞으로 전 세계적으로 증가할 것이며 홍수가 현재는 드문 지역에서도 흔해질 것이라고 예측했다[112].

따라서, 25 년 동안 지속되도록 건설된 PV 플랜트를 설계하는 동안 기후변화의 영향을 고려할 필요가 있다. 단순히 홍수의 역사를 보는 것만으로는 위험에 대한 반영이 충분하다고 할 수는 없을 것이다. 일부 PV 플랜트에서 홍수로 인한 위험은 기후변화로 인한 잠재적인 미래 문제가 아니라 명백히 현재의 위험이다. 예를 들어, 인도의 토지 부족과 수 MW PV 플랜트에 요구되는 대면적의 토지 때문에 대규모 PV 파크용으로 취득한 토지는 농업, 산업, 산림, 거주 등에 적합하지 않는 곳이어야 한다고 권장한다. 이로 인해 그 나라에서 관찰되는 가장 가혹한 환경을 가진 곳에 미래의 거대한 PV 파크의 개발을 만들게 된다. 예를 들어, PV 파크로 계획된 한 장소는 1 년에 2~3 개월 동안 홍수와 침수의 영향을 받는 것으로 알려져 있다. 따라서 향후 몇 년 동안 혹독하고 홍수가 발생하기 쉬운 지역에 상당수의 PV 시스템이 배치될 것이다. 이를 위해서는 모듈의 혁신적인 설계와 홍수가 발생하기 쉬운 장소에서 견딜 수 있는 시스템 구성요소(특히 구조물)의 적절한 균형이 필요하다.

극단적인 기상이변에 대한 보험의 보장범위와 조건도 크게 달라질 수 있다고 주목되었다. 홍수 발생에 대비하기 위해 특별히 만들어진 일부 정책에서는, 홍수가 예상되면 PV



플랜트를 꺼야 하며 기술 전문가가 허가를 내린 후에만 재가동 해야 한다고 요구한다. 중앙 또는 스트링 인버터가 있는 대부분의 유틸리티 스케일 PV 플랜트는 '급속 정지' 기능이 없기 때문에 이를 이행하기 어렵다. 즉, 홍수를 예상하여 인버터를 가동 중단시키더라도 PV 모듈의 스트링들은 고전압을 지속적으로 발생시키고 그리고 비상시에 모든 PV 모듈들의 연결을 분리하는 것은 비현실적이다.

마지막으로, PV 모듈이 지속적인 침수를 대비하여 설계되지 않았지만, 어떤 유형의 모듈과 주변장치 구성요소가 침수 및 홍수를 견디는지 파악하는 것이 중요하다.

5.5.2 홍수 침범 태양광플랜트에서 관찰된 신뢰성과 안전 이슈 조사의 현장 경험

A. 조사된 사이트의 인구변동과 손상의 분류

상세 연구를 위해 선택된 PV 플랜트의 인구통계학적 세부사항은 표 11 에 제시되어 있다. 홍수로 인한 손상은 두 가지 유형으로 분류할 수 있다. 1) 빠르게 흐르는 물에 의한 손상 및/또는 쓰레기의 충격 2) 침수와 그로 인한 지속적인 잠김. 유형 1 손상의 크기는 빠르게 흐르는 물에 견딜 수 있는 구조물과 모듈의 저항에 따라 달라진다. 일반적으로 지상 설치된 PV 플랜트는 물의 흐름에 상당한 저항을 받게되면 어떤 구조물도 빠르게 흐르는 물을 견딜 수 있을 정도로 강한 것은 없다. 반면 유형 2 의 손상 규모는 침수 기간과 깊이, 침수된 모듈, 스트링 결합기 박스(SCB) 또는 인버터 등 특정 설비에 따라 달라진다. 그림 33 은 부분적으로 침수된 플랜트 P1 의 이미지를 보여준다.



그림 33: 완전히 물에 잠긴 스트링을 보여주는 부분적으로 침수된 PV 플랜트(파란색 원)와 수면 위에 있는 부분(검은색 원).



표 11: 조사 대상 PV 플랜트의 상세.

플랜트 번호	플랜트 상세	범람 상황
P1	15 MW, 지상 장착, 남향, 경사각은 위도와 동일	침수, 부분적으로 물에 잠김
P2	6 MW, 수로 위, 남향, 경사각 6°	급속히 흐르는 물에 잠김
Ρ3	2 MW, 지상 장착, 남향, 경사도는 위도와 동일	급속히 흐르는 물에 잠김
Ρ4	10 MW, 지상 장착, 남향, 경사각은 위도와 동일	침수, 부분적으로 물에 잠김

B. 구조적 이슈

상당한 구조적 이슈가 PV 플랜트 P3 에서 확인되었는데, 그림 34(a)에서와 같이 구조물, 모듈 장착 클립과 모듈이 파손되었고, 몇몇의 경우 라미네이트가 프레임에서 분리되고, 배선은 정션 박스로부터 탈착되고, 쓰레기의 충격으로 인해 파손된 유리가 관찰되었다. 그림 34(b)에서는 모듈은 구조물에 그대로 남아 있었지만, 물과 모듈 뒤에 붙어 있는 쓰레기로부터의 압력으로 인해 구조물의 콘크리트 기초가 뿌리째 뽑힌 것을 볼 수 있다. 또한 기초 주변의 토양에 의한 침식도 관찰되었다. 이 PV 플랜트가 위도와 같은 경사각에 남향이고 물의 흐름 방향이 동/서 방향임에도 불구하고, PV 플랜트 P3 의 모듈과 구조물이 빠르게 흐르는 물에 너무 강한 저항을 받았기 때문에 흐르는 물의 큰 움직임은 심각한 손상을 입히기에 충분하였던 것으로 관찰된다. 따라서, PV 플랜트에서 흔히 사용되는 콘크리트 기초에 철제 구조, 모듈과 장착 고정장치는 빠르게 흐르는 홍수물의 저항을 받으면 손상에 매우 취약할 수 밖에 없는 것으로 보인다.





그림 34: (a) 파손된 구조물과 모듈을 보여주는 PV 플랜트 P3의 구조적 손상. (b) 모듈은 그대로 있으나 구조물의 기초는 뿌리째 뽑혀 나간 것을 보여주는 사례

그림 35는 수로 위에 건설된 PV 플랜트(P2)의 상부 및 하부도를 보여준다. 이 PV 시스템은 모듈 장착용으로 철근 콘크리트 구조를 가지고 있으며 홍수에 대해 상당히 복원력이 있는 것으로 입증되었다. 이 PV 플랜트는 홍수의 방향이 동/서인 반면, 6° 경사각에 남향으로 모듈이 설치되어 있다. 남향 특성과 낮은 경사각 때문에 모듈은 빠르게 흐르는 물에 대한 저항을 최소화했을 것으로 추측된다. 게다가 콘크리트 빔은 물이 흐르는 방향으로 위치하고 있음에도 불구하고 상당히 견고한 것으로 나타났다. 그러나 이러한 콘크리트 구조물은 지상에 설치된 유틸리티 규모의 플랜트에서는 거의 볼 수 없다.




그림 35: (a) 플랜트가 빠르게 흐르는 물에 잠겼음에도 불구하고 모듈이나 구조물의 손상이 거의 관찰되지 않았음을 보여주는 수로 상부에 설치된 플랜트 P2. (b) 콘크리트 빔을 보여주는 P2 의 전체 콘크리트 구조물의 하부도.

C. 오염 / 착색 이슈

그림 36 (a)에 나타난 바와 같이, 6°의 낮은 경사각으로 장착된 PV 플랜트 P2의 많은 모듈에 토사가 퇴적된 것을 볼 수 있다. P2의 O&M 팀이 토사를 세척한 후에 그림 36(b)와 같이 모듈의 유리에 얼룩이 남아있는 것이 관찰되었다.





그림 36: (a) P2 에서 대부분의 저경사각 장착 모듈에서 홍수 후에 토사가 퇴적되는 것을 확인할 수 있었다. (b) 대부분의 모듈 하단 가장자리 부근에서 비누물로 세척하고 문질러도 제거할 수 없는 얼룩이 발견되었다.

유리에 얼룩이 있는 모듈에서 일반적인 온도 차이가 10°C 인 열점이 관찰되었다(그림 37). 이 얼룩들은 영구적이어서 비누 물로 열심히 청소한 후 천으로 문질러도 제거할 수 없었다. 얼룩은 모듈의 하단 가장자리 근처에서만 관찰되었기 때문에 낮은 경사각을 가진 모듈의 하단 가장자리 근처에 남아있던 고인 홍수물에 용해된 미네랄이 얼룩의 원인일 수 있다고 추측되었다(단순히 모듈 전체에 분포된 토사 퇴적물이 아님). 이는 낮은 경사각의 장착이 홍수에 대해 잘 견딜 수 있는 장점이 있지만 물이 PV 모듈에 오래 머물 경우 오염/오염 문제에 취약할 수 있음을 보여준다.





그림 37: 유리 위에 고르지 않은 얼룩이 있는 모듈로, 온도차 ΔT ~ 10℃ 로 열점이 발생한 것으로 보인다.

5.5.3 이 지역에서의 성능 / 안전 이슈

A. 연속적인 물에 잠김의 영향

PV 플랜트 P1 의 일부에서는 모듈이 약 0.3~1m 깊이의 물 아래에서 이틀 이상 유지되었다. 대부분의 상용 PV 모듈은 지속적인 수중 잠김을 견디도록 설계되지 않았기 때문에 설계에 따라 PV 모듈에 대해 몇 가지 종류의 신뢰성 문제가 발생할 수 있다. 예를 들어 단락/손상된 바이패스 다이오드, 물이 있는 곳에서 가속 부식(정션 박스, 커넥터와 태양전지 위의 핑거 전극), 가속화된 퍼텐셜 유도 열화(PID), 셀/백시트 균열 등이 있다. 이러한 문제는 단순히 물에 잠김에 의한 것이며 빠르게 흐르는 물과 모듈에 부딪히는 이물질에 대한 저항으로 인한 것이 아니다.

PV 플랜트 P1 의 모듈은 포턴트(pottant)로 채워진 IP67 등급의 정션 박스를 가지고 있었다. IP67 등급 시험에는 정션 박스를 수심 1m 에서 30분 동안 물에 담그는 것이 포함된다. PV 플랜트 P1 에서 발견된 상당수의 바이패스 다이오드 불량은 단 1~2 개의 스트링으로 제한되었다. 이들 중 일부는 정션 박스에 보이는 탄자국을 동반하였다(그림 38). 게다가, 다이오드 불량은 종종 정션 박스에 탄자국을 동반하였다. 정션 박스 내부에 물이 침투하면서 즉각적인 단락과 치명적인 불량이 발생했을 것이다. 그러나 PV 플랜트 P1 에서 물에 잠긴 많은 모듈은 다이오드 불량을 보이지 않았다. 이는 포턴트가 있는 IP67 등급 정션 박스가



이틀 동안 0.3~1m 깊이의 물 아래에서 지속적인 잠김에 대한 적절한 보호를 제공했음을 나타낸다.



그림 38: 다이오드 불량이 있는 정션 박스 중앙에 탄자국과 변형이 보인다. 제조사의 이름은 검은색으로 가려져 있다.

물에 잠김이 출력저하에 미치는 영향을 평가하기 위해 PV Plant P1 중에 물에 잠긴 2 개의 스트링에서 7 개의 모듈과 물에 잠기지 않은 2 개의 스트링에서 7 개의 모듈을 선정하여 I-V 분석을 실시하였다. 모듈의 I-V 곡선은 실외에서 조사강도 > 700 W/m² 로 측정되었으며 출력은 수정된 IEC 60891 절차 1[113]을 사용하여 표준시험조건(STC)으로 변환된 것이다. 그 결과, 그림 39 와 같이 물에 잠긴 모듈과 잠기지 않는 모듈 간의 출력 저하에 통계적으로 유의미한 차이는 없음을 알 수 있었다. 또한 가속 PID 나 부식의 징후는 없었다. 그리고 물에 잠긴 모듈에서는 유의미한 셀 균열이 관찰되지 않았다. 그러나 일부 모듈에서는 백시트 긁힘/균열이 관찰되었다. 물에 잠김으로 인해 P1 의 모듈에 발생한 실제 손상은 다른(좋지 않은) 모듈 설계에 의해 발생할 수 있었던 것보다 훨씬 적은 것으로 보인다.





그림 39: 물에 잠긴 모듈과 잠기지 않은 모듈의 출력 열화에서 통계적으로 유의미한 차이는 보이지 않았다.

B. 안전 이슈

수위가 상승함에 따라 물은 모듈보다 낮은 위치에 있었기 때문에 PV 플랜트 P1 과 P2 의 SCB/인버터로 먼저 들어갔다. 이러한 상황이 발생했을 때 모듈은 여전히 전압을 생성하고 있었기 때문에, 물에 잠긴 모든 SCB/인버터는 치명적으로 불량이 났다. 예를 들어 그림 40(a)는 홍수가 물러간 후 몇 시간 후에 인버터에서 화재가 있었음을 보여준다. 그림 40(b)에 표시된 것과 같은 탄자국이 불량이 난 다수의 물에 잠긴 SCB/인버터에서 관찰되었다. 물에 잠긴 SCB/인버터는 젖거나 내부적으로 손상될 수 있으므로 홍수가 물러간 후 몇 시간 후에도 안전 위험을 초래한다. 근처 모듈에 부분 음영을 일으킬 수 있기 때문에 물에 잠김을 피하기 위해 PV 플랜트(P1 과 같은)에서 SCB/스트링 인버터의 높이를 더 올리는 것은 어렵다.





그림 40: (a) 홍수가 물러간 후 몇 시간 후 인버터에서 화재가 목격되었다. (b) 유사한 화재로 인해 탄자국이 발생하고 여러 개의 물에 잠긴 인버터가 불량을 야기한 것으로 추정된다. 제조사의 이름은 검은색으로 가려져 있다.

PV 플랜트 P4 의 경우 SCB가 물에 잠겼고 그리고 그림 41(a)에 표시된 것처럼 탄자국으로 손상되었다. 이 PV 플랜트 주변의 수위가 모듈이 잠길 정도로 충분히 상승하지 않았음에도 불구하고 그림 41 (b)에서 본 것처럼 모듈 프레임 근처에서 특이한 탄자국이 관찰되었다. 탄자국이 극심하여 모듈 유리가 녹을 정도였다. 이 플랜트의 SCB 에는 역방향 전류 보호 장치가 없었다. 이 현상의 근본 원인은 명확하지 않았다. SCB 가 물에 잠기면서 단락으로 인해 스트링에 흐르는 역방향 전류가 하나의 가능한 원인으로 설명될 수 있다. 이 사례 연구는 PV 모듈이 물에 잠기지 않더라도 홍수 중에는 접근하는 것이 위험할 수 있음을 보여준다.

위에서 논의한 전기 안전 문제 외에도 홍수의 영향을 받은 PV 플랜트는 홍수 후 이동했거나 고통받는 야생동물과 같은 다른 종류의 안전 위험을 제기한다. 예를 들어, 2018 년 Kerala 홍수 이후 도시 지역에서 독사와 악어가 목격되었다[111]. 따라서, 홍수 직후에 PV 플랜트를 방문하는 직원들은 주의를 기울여야 하며 특이한 장소에서 야생동물이 발견될 수 있음을 예상해야 한다.





그림 41: (a) 물에 잠김으로 인해 SCB 가 손상되었다. 눈에 띄는 탄자국이 보인다. (b) 모듈이 물에 잠기지 않았음에도 모듈 가장자리 부근에서 모듈 유리가 녹는 심각한 탄자국이 보였다.

5.5.4 권장사항

기후 변화로 인해 전 세계적으로 홍수의 빈도와 심각성이 증가할 것으로 예상되기 때문에, 향후 몇 년 동안 점점 더 많은 PV 플랜트가 홍수에 취약해질 것이다. 홍수의 영향을 받는 PV 플랜트에서 다양한 유형의 불량 모드와 메커니즘이 관찰되었다. 홍수는 모듈과 주변장치(BOS) 구성요소를 두 가지 유형의 스트레스 요인에 노출시킨다. 1) 빠르게 흐르는 물 및/또는 이물질과의 충격 2) 지속적인 물에 잠김.

지상 설치 PV 플랜트에 사용되는 콘크리트 기초가 있는 일반적인 철제 구조물은 빠르게 흐르는 물에 지속적으로 노출되면 어디든지 유형 1 스트레스 요인과 같은 심각한 손상에 매우 취약한 것으로 나타났다. 또한, 일반적인 지상 설치 PV 플랜트의 어떤 구조물도 빠른 물의 흐름에 지속적으로 노출되면 이를 견딜 수 있을 정도로 견고하지는 않는 것으로 나타났다. 남향으로 낮은 기울기나 고정 경사각도로 장착된 경우는 물 흐름(동/서)에 대한 저항을 최소화하고 유형 1 스트레스 요인으로 인한 손상을 완화한다. 또한, 수로 상단 설치 플랜트에서 모듈 장착용 바와 함께 콘크리트로 된 구조물은 특히 빠르게 흐르는 물에 대한 복원력이 우수한 것으로 나타났다. 그러나 홍수가 난 물에는 표면 유리에 영구적으로 얼룩을



만들 수 있는 미네랄이 포함되어 있는데 이것이 열점으로 이어질 수 있다. 이는 낮은 경사각으로 설치된 모듈 표면에 물이 정체되어 시간이 지남에 따라 증발할 때 발생한다.

이틀 동안 깊이 0.3~1m 물 아래임에도 불구하고 IP67 등급 정션 박스가 장착된 PV 모듈은 열화가 가속되는 징후를 보이지 않았다. 따라서 포턴트가 있는 IP67 혹은 그 이상 등급의 정션 박스는 연속적인 물에 잠김(이에 대해서는 정션 박스가 인증되지 않은)의 경우에도 보호를 강화하는 것으로 보인다. 이러한 정션 박스는 홍수가 발생하기 쉬운 지역에서 강력하게 권장된다. 물에 잠긴 모듈에 상당한 열화가 없으면 IP67 등급이 모든 PV 모듈에 사용될 수 있으며 일부 모듈(NCPRE 가 직면한 모듈과 마찬가지로)은 자재명세서(bill of material: BOM)의 변경 없이 시험을 통과할 수 있다. 예를 들어 모듈 제조업체는 홍수가 발생하기 쉬운 지역의 용도로 이를 자사 제품에 유리한 차별화 요소로 사용할 수 있다. 이는 모듈이 물에 잠겨 있지만 I-V/IR/EL 측정에서 보듯이 명백한 손상이 없어 PV 플랜트 소유자에게 상당한 부가가치가 될 수 있다. 또한 이를 위해서는 홍수로 인해 물에 잠긴 후에도 제조업체의 보증이 지속될 수 있는 경우를 평가하는 절차의 개발이 필요할 수 있다.

인버터와 SCB 용으로 IP67 또는 더 나은 등급의 정션 박스는 홍수 발생 시 며칠 동안 물에 잠김으로 인한 문제의 일부를 완화할 수 있다. 그러나, 포턴트 충전 정션 박스의 경우 전기적 접근이 불가능하기 때문에 유지보수성이 크게 저하될 것이다. SCB/스트링 인버터의 위치를 더 높이는 것은 주변 모듈에 부분 음영을 유발할 수 있기 때문에 옵션이 아닐 수 있다. 마이크로 인버터와 함께 모듈을 사용하는 것은 마이크로 인버터가 종종 포턴트 처리되고 IP67 이상의 등급을 받는 경우에서 모색될 수 있다. 이들은 지속적으로 물에 잠기는 시나리오에서도 이점을 제공할 뿐만 아니라 모듈 수준의 급속 정지 기능도 갖추고 있다. 이는 홍수가 예상될 때 개별 모듈의 연결을 빠르게 끊는데 유용하다.

홍수가 발생하기 쉬운 지역에 PV 플랜트를 설치하기 전에 강가 평지(floodplain)와 수면 높이에 관한 연구를 수행하는 것이 권장된다. 기후변화의 영향을 고려한 홍수 취약지역의 경우 약 100 년간 수면 높이의 역사와 향후 예측이 권장된다. 홍수로 인한 최대 수위가 알려지면 전기설비 건물의 침수를 막기 위해 웨더 바(weather bars) 또는 업스탠드(upstands)를 이용할 수 있다. 지상 설치 장비의 침수를 방지하기 위해 높이 위치한 패드(elevated pads)가 제공될 수도 있다. 침식을 최소화하기 위해 물이 흐러 넘치도록 기존 및 신규 배수도 고려해야 한다[114].

끝으로, 홍수가 지나간 후 PV 플랜트로 돌아갈 때 O&M 팀은 극도의 예방 조치를 취해야 한다. 다양한 전기 부품이 여전히 젖어 있을 수 있고 홍수가 물러간 지 며칠 만에 활활 타오르는 화재가 종종 목격되기 때문이다. 또한 홍수 바로 직후 O&M 작업을 수행하면서 드문 장소에서의 야생동물 존재로 인한 위험성도 고려해야 한다. 전반적으로 PV 시스템은 구성요소가 물에 잠긴 후 예측할 수 없게 거동할 수 있으며 PV 플랜트에 진입하는 것이 안전하다고 판단될 때까지 모든 물리적 접촉을 피해야 한다. 상황를 평가하기 위해 홍수 후 드론 기반의 PV 플랜트 검사를 수행할 수 있다.

홍수 시 PV 플랜트의 취약성을 정량화하기 위한 절차와 규격을 개발할 때, 모듈 설계, IP 등급, 구조 설계, SCB 및 인버터 높이, 역방향 전류 보호 등을 고려해야 한다. 이는 홍수가 발생하기 쉬운 지역에 설치된 PV 플랜트의 재정적 위험 평가에도 유용할 수 있다.



5.6 사이클론 지역에서 건설 요건의 O&M 지침

5.6.1 기후조건의 기술

열대 저기압(발생 지역에 따라 허리케인, 태풍, 사이클론이라고도 함)으로 인한 강풍은 그 경로에 위치한 PV 시스템에 심각한 손상을 입힐 수 있다. 전 세계적으로 발생한 피해에 대해서 설명하고자 한다.

5.6.2 허리케인 / 타이푼 / 사이클론 같은 강풍으로 야기된 손상의 현장 경험

지난 몇 년 동안, 강한 바람(초속 54m 이상)을 동반한 여러개의 태풍이 동북아시아 국가/지역의 해안을 강타하였다. 이들 지역에 설치된 PV 시스템은 모듈, 장착 구조 및 관련 장비/구조물의 심각한 손상으로 인해 막대한 재정적 손실(장기적인 수익 감소 포함)이 발생한 것으로 밝혀졌다. 그림 42 에 나타낸 바와 같이, 일본 정부가 발표한 공식 보고서[115], [116]에 따르면, 2018 년에 두 개의 강한 태풍(JEBI 와 TRAMI)이 각각 20 개와 12 개의 PV 시설(50kWp 이상 시설)을 손상시켰다.

이러한 PV 시설의 손상은 주로 PV 모듈과 장착 랙에서 관찰되었다. 일본 해안지역에 위치한 PV 설비(약 28,000 개 모듈, 용량 6.5MWp)에 설치된 모듈의 절반 가까이가 초속 60m 강풍에 날려가 버리거나 파손됐으며, 지붕 위의 장착 랙도 파손되었다. 내륙지역에 설치된 PV 설비(10MWp)에서도 PV 모듈이 랙에서 날려 지상으로 떨어지지는 않았지만 PV 모듈 36,500 개 중 약 13,400 개에서 유리파손이 확인되었다. 또한 수상 PV 시스템에도 많은 PV 모듈이 뒤집혀 영향을 받았으며(앵커와 플로트를 연결하는 볼트가 파손된 후) 화재 피해(전기 아크에 의해 발생할 수 있음)도 관찰되었다[117], [118].



Damages in PV Facilities (> 50 kW) by 2 Typhoons in 2018

Typhoon# Name		201821 JEBI	201824 TRAMI
Cause	Wind	20	12
	Surge	3	
Damaged Parts	Module	21	12
	PCS	5	4
	Trans.	1	
	Rack	6	9

Damages in PV Facilities by Typhoon #201821

Source: METI18

10 MW PV Facility Site: B (Coastal)

Damaged Modules: 13,413 / 36,480 = 1/3 Modules: not Blow out <u>Glass Breakage</u> by Mechanical Stress, by Gravels Blown by Strong Winds

Source: METI18

Damages in PV Facilities by Typhoon #201821





그림 42: 태풍으로 인한 PV 설비의 손상. 2018~2019 년 일본.



그림 43: 허리케인에 의한 PV 설비의 손상, 2017 년 미국 Virgin Islands.

또한 강력한 허리케인이 발생하기 쉬운 지역(특히 카리브해 섬)에서는 그림 43 과 같이 PV 시스템의 심각한 피해가 보고되었다[119], [120], [121], [122]. 허리케인 Harvey, Irma, Maria 는 2017 년 미국 버진 아일랜드에 설치된 PV 시스템에 큰 타격을 입혔다. PV 모듈이 날아가버렸고 장착용 랙이 파손되었다. 이러한 피해는 대형 태양광 플랜트뿐만 아니라 개별



주택의 지붕 태양광시스템에서도 발생했다. 이러한 손상된 PV 시스템에서 고정 부품(볼트 및 클램핑)의 파손이 종종 관찰되었는데 이는 높아진 풍압 때문으로 보인다.

유럽도 바람이 자연재해의 주요 요인인 혹독한 환경에서 벗어나지 못한다. 아래는 이탈리아 북부에서 발생한 폭풍으로 지붕에 장착된 115 kWp PV 시스템의 30%가 파괴된 사례이다(그림 44). 폭풍은 북부 여러 지역을 강타했는데 지난 몇 년 동안 이러한 특이한 사건이 증가하고 있으며 2018 년 10 월 말에는 1,400 만 그루의 나무가 파괴되었다[123], [124].



그림 44: 폭풍 후 PV 시스템 상태. 이탈리아 Baselga di Piné. 출처: Dino Loriatti.

그림 45 에 나타난 바와 같이, 그 치명적인 날에 Baselga di Piné 주변에서 측정된 최대 풍속은 시속 127 km(35.3 m/s)였다. 비록 이 풍속이 극심한 돌풍으로 평가되지는 않았지만, 이러한 준 극심한 돌풍과 그 결과에 비해 고정 시스템의 설계와 구조는 충분히 견고하지 않았다.







5.6.3 이 기후에서 성능/ 안전 이슈

강풍 부하로 야기된 변위(deflection)에 의해 유발되는 셀 균열은 이러한 기후에서 주요 성능 이슈이다. 이전 Task 13 보고서[28]에서 지적한 바와 같이, 태양전지 중 일부의 전기적 절연은 출력 손실의 중요한 이유이다. 주요 전기적 및 구조적 안전 문제는 고정 부품/장착 구조물의 파손으로 인해 발생하는데, 5.6.2 절에서 설명한 바와 같이 여기에는 PV 모듈이 구조물이나 지붕에서 들어올려지거나 PV 모듈의 유리 파손이 포함된다.

5.6.4 건축 요건과 O&M 지침에 기술된 강풍의 측정

기본적으로 PV 시설의 설계는 개별 국가 또는 지역에서 제정된 건축 및 전기 법규의 적용을 받는다. 여기에서는 확립된 지침과 강풍 대책에 대한 제안이 요약되어 있다.

미국에서는 일부 법규와 규격이 루프탑 PV 시스템에 대한 설계 지침을 제공하고 있다[122]. 루프탑 PV 시스템에 대한 풍하중 기준은 ASCE 7 [미국 토목공학회 "건축물 및 기타 구조물에 대한 최소 설계 하중 및 관련 기준" (American Society of Civil Engineers "Minimum Design Loads and Associated Criteria for Buildings and Other Structures": ASCE 7-16, 2017) [126] 및 SEAOC PV2-17 [캘리포니아 "태양광 어레이를 위한 풍력 설계" (Structural Engineers Association of California "Wind Design for Solar Arrays")의 업데이트에 추가되었다[127]. ASCE 7-16 에서는 지상 설치 PV 시스템은 포함하고 있디 않지만 루프탑 PV 시스템의 풍하중을 결정하는 기준을 제공한다. 필요한 경우 지상 설치 PV 시스템에 대한 권장사항과 지침은 SEAOC PV2-17 및 "FM 글로벌 손실 방지 데이터 시트("FM global loss prevention data sheet) 7-106"에서 얻을 수 있다[128]. 지상 설치 PV 시스템에 대한 지침에서는 PV 모듈이 바람에 날려감, 구조적 불량 및 기타 유형의 손상을 방지하기 위해 PV 어레이에 대한 풍동 시험의 중요성과 지상 설치 PV 어레이에 대한 바람의 동적 영향이 강조된다.



매년 여러 차례 강한 태풍이 강타하는 일본에서는 일본 산업규격으로 "태양광 어레이 구조물에 대한 하중 설계 지침(Load design guide on structures for photovoltaic array)"이 제정되었다(JIS C 8955: 2017)[129]. 이 규격은 지상 또는 건축 구조물에 설치할 PV 어레이를 구성하는 구조물의 설계 시 허용 응력에 대한 지침을 제공한다. 그러나 다음 사항은 이 규격에서 다루지 않는다:

- 최고 높이가 9 미터를 초과하는 PV 어레이.
- 루핑, 벽 재료 혹은 창호와 같은 건축 소재로 교체해야 할 건물 일체형 어레이.
- 지면 60 m 높이를 초과하는 곳에 설치해야 할 PV 어레이.

이 규격에서 PV 어레이 및 구조적 구성요소에 대한 설계 풍하중(단위: N)은 바람 인자(wind factor), 설계 풍압 및 바람 수용 면적의 배수로 계산된다. 장착 모드(지상, 경사 지붕 또는 평평한 지붕), PV 어레이의 경사각도, 바람 방향(동일하거나 반대 방향) 및 PV 어레이의 관심 위치에 따라 PV 어레이의 풍력 계수는 [129]에 정의된 공식을 통해 추정된다.

구조적 구성요소에 대한 바람 인자는 풍동시험에 의해 결정되어야 하지만 구조물에 적용되는 단면 형상에 의해 추정될 수도 있다. 설계 풍하중은 기준 풍속(위치에 할당됨), 환경 인자(지표면 거칠기 등급, 돌풍 계수 및 PV 어레이면의 평균 높이에 의해 명시됨) 및 정량화된 중요도 계수로부터 계산된다. 실용적인 설계 원칙과 사례(PV 어레이가 경사진 장소에 설치되는 경우 포함)도 해석 매뉴얼로 발간되었다[130].

유럽에서는 Eurocode, 건물 및 기타 토목 공사의 구조 설계에 대한 공통 접근방식을 제공하는 10 개의 유럽 기술 규격(European Technical Standards) 시리즈가 문헌 [131]과 [132]를 적용한다. Part 1~4 는 구조에 대한 바람의 움직임과 풍하중 설계에 적용된다. 50 년에 한 번 정도의 확률로 개방된 지형(범주 II) 위의 지상 10m 높이에서 10 분 평균의 기본 풍속 값은 바람 영역이 있는 국가 지도를 기반으로 계산할 수 있다. 그런 다음 이러한 값은 구조물의 표면 거칠기, 높이 및 모양 등을 고려한 요인에 의해 추가 수정된다[133].

최근 IEC 태양광 규격화 위원회(Photovoltaic Standardization Committee) TC82 에서 PV 어레이 및 관련 시스템 구성요소를 지원하는데 사용되는 구조물의 설계 및 제작에 대한 규격화를 다룰 필요성 때문에 새로운 작업 그룹인 WG9 가 출범하였다[134]. 첫 번째 프로젝트는 트랙커 구조 설계 적격성(tracker structures' design qualification)(IEC 62817)[135] 및 안전 요건(safety requirements)(IEC 63104)[136]의 업데이트에 초점을 맞출 것이다. 최근 모듈 간의 인터페이스, 클램핑과 장착 구조물에 대한 기술사양을 작성하기 위한 새로운 작업 아이템이 제안되었다[137].

지난 몇 년 동안 PV 모듈과 하부 구조물의 불균일한 동적 기계적 하중 시험도 조사되었다[138]. 그러나 IEC TC82 내의 새로운 작업 아이템이 긍정적인 것으로 투표되었지만 프로젝트 팀을 구성할 전문가/국가가 부족하여 시작할 수 없었다.

5.6.5 권장사항

"운영 및 유지보수 모범사례 지침(Operation & Maintenance Best Practice Guidelines)"[11]에서 강풍 부하로 인한 손상을 방지하기 위한 유지보수는 특별 유지보수의 범주에 속하지만, 강풍 부하에 대한 유지보수 활동은 일반적으로 O&M 계약에서 다루지



않기 때문에 예방적, 시정적 또는 예측적 유지보수의 범주에는 속하지 않는다. 즉, 강풍 하중에 의한 피해는 "불가항력(Force Majeure)" 사건으로 인정되었다. 그러나 5.6.1 절에서 설명한 바와 같이 PV 시스템의 치명적인 불량은 일단 상륙한 열대성 사이클론에 의해 쉽게 유발된다. 따라서 강한 바람 하중을 동반한 특정 손상에 대해 요구되는 다양한 권장사항은 일상적인 유지보수 활동을 넘어서야 한다. IEC 62446-1/-2 [142], [143], IEC TS 63049 [144], 기타 규격 [145], [146] 에 따른 현재의 O&M 지침 [11], [139], [140], [141], PV 모듈/어레이와 구조적 어셈블리/구성요소의 불량을 탐지하기 위한 육안과 물리적 검사는 정기적 유지보수 절차로 명시되어 있다. 귀중한 경험을 통해 확인된 강풍 하중으로 인한 손상을 방지하는데 유용한 권장사항이 아래에 요약되어 있다.

A. 기획 및 설계 단계

난류 돌풍의 영향을 추정하기 위해 개별 PV 시스템의 스케일 모델에 대한 풍동시험(고속 바람으로)은 해당 시스템에 대한 풍하중 계산과 함께 첫 번째 단계에서 수행해야 한다. 얻어진 결과는 모든 조립품 및 부착물의 풍하중 기준 위에서 신중하게 검토해야 한다.

사이트별 바람의 동력 하중은 계산 또는 풍동 시험에 의해 추정되는 정적 풍하중뿐만 아니라 설계의 검토(정적 풍하중과 동적 풍하중의 결합 효과를 포함)를 위해 고려되어야 한다.

예상 풍하중을 충족할 수 있는 충분한 상승 저항을 가진 PV 모듈이 명시되어야 한다.

구조 설계에서는 예상되는 강한 바람의 규모와 주기적 풍하중을 충족하기 위해 구조적 부재(members)와 커넥터(PV 모듈용 고정 부품 포함)의 충분한 크기가 명시되어야 한다.

닫힌 타원형 또는 직사각형 단면 프레임의 부재는 장착 구조 설계에 명시되어야 하는데, 이는 개방형 단면 부재(예: C-shape)보다 이러한 형상의 비틀림 저항이 더 좋기 때문에 다.

PV 모듈의 클램핑 볼트-너트 시스템에서 볼트 연결부의 느슨함을 방지하려면 나일론 인서트가 있는 스테인리스강 록킹(더블) 너트와 모든 볼트 연결부의 적절한 토크 수준이 명시되어야 한다.

가능하면, 바람에 날려온 이물질의 파편에 의해 하나의 PV 모듈이 날아가거나 손상된 경우에도 손상되지 않은 PV 모듈에 의한 출력 생산이 가능하도록 PV 시스템에 마이크로 인버터를 사용해야 한다.

B. 건설 단계

설계에 따라 건설이 이루어지도록 보장하기 위해서는 적절한 품질관리/보증 시스템이 실현되어야 한다. 모든 볼트 연결부는 교정된 토크 렌치를 사용해야 하며 각 연결부에 지정된 토크 수준을 적용해야 한다.

C. 유지보수 단계

주기적 유지보수: 강풍 하중에 의한 손상 후 복구 시간을 단축하기 위해서는 적절한 유형과 개수의 수리 부품을 보관하고 수리 절차가 가용하도록 해야 한다.

주기적 유지보수: 모든 볼트 연결부의 토크 수준을 점검해야 한다(연간 점검이 권장됨).



열대 저기압이 접근하기 전: 토크 렌치를 사용하여 볼트로 고정된 모든 연결부의 조임 상태를 점검해야 한다. 적어도 PV 모듈의 클램프 연결부는 점검해야 한다.

열대 저기압이 접근하기 전: 필요한 경우 구조 어셈블리를 보강하기 위해 추가 앵커를 적용해야 한다.

열대 저기압이 접근하기 전: 바람에 날라온 이물질로 인한 손상을 방지하기 위해 PV 시스템 주변의 이물질 및 느슨한 물체를 제거해야 한다.

심한 폭풍우 후: 느슨한 PV 모듈을 제거하고 나머지 PV 모듈/어레이에 있는 모든 볼트 연결부의 토크 수준을 점검해야 한다(가능하면 폭풍 후 며칠/주 내).

D. 기타

가장 최근의 법규와 규격에 따라 설계, 유지보수 등을 위한 실질적인 활동을 이행해야 한다. 예를 들어, PV 모듈에 대한 사이클(동적) 기계적 하중 시험은 다양한 기술을 가진 PV 모듈에 대한 새로운 국제 적격성과 형식 승인 규격(international qualification and type approval standards for PV modules with various technologies)(IEC 61215 시리즈)[98], [147]에 포함될 것이기 때문에 설계자는 PV 설치 계획에서 승인된 PV 모듈을 명시해야 한다.

5.7 다설 지역에서의 O&M 지침

5.7.1 다설 지역에서의 기후

PV 보급이 증가함에 따라 시스템의 정확한 크기 설정, 수율 예측 및 서비스 수명 예측을 위해 어레이 성능에 대한 적설의 영향을 정량화해야 할 필요성이 점점 더 중요해지고 있다.

전 세계의 높은 고원과 산악 지역에는 눈이 많이 내리는 기후대가 있다. 전 세계 인구의 90%가 북반구(대부분의 육지가 발견되는 곳)에서 겨울 동안 눈이 많이 내리는 지역에 살고 있다.

눈은 지면의 알베도를 크게 증가시키기 때문에 태양광 발전에 긍정적인 영향을 미칠 수 있다. 모듈 경사각도가 증가할수록 긍정적인 효과가 증가한다. 그림 46 에는 식 (17)을 사용하여 알베도가 0.2 와 0.8 인 조건에서 모듈 경사각도의 함수로서 계산된 지면 반사 조사강도 G_g 의 사례를 보여준다. 여기서 β는 경사각도, α 는 알베도, G_h 는 수평면 조사강도이다.

$$G_{g} = \alpha G_{h} [1 - \cos\beta]/2 \tag{17}$$





그림 46: 식 (17)을 사용하여 수평면 조사강도 800 W/m² 에서 모듈 경사각도와 다른 알베도의 함수로 계산된 지면 반사 조사강도.

추운 기후는 PV 의 효율에 유리할 수 있으며 잦은 강수량은 모듈의 오염을 방지하는데 도움이 된다. 그러나 폭설 부하는 태양전지로의 빛 투과를 방해하거나 높은 무게 또는 결빙에 따른 모듈 손상으로 인해 출력 손실을 초래할 수 있으므로 눈은 태양광 발전에도 악영향을 미칠 수 있다[148].

1981 년부터 2010 년까지 북반구 육지의 계절별 평균 적설 범위 지도는 그림 47 과 같다. 눈 덮인 범위는 1 월에 최대치가 되고 8 월에는 최소치가 되는데 가을에는 빠르게 증가하고 봄에는 더 느린 속도로 녹는다[149].





그림 3: 1981 년 1 월부터 2010 년 12 월까지 북반구 육지의 계절별 적설 범위의 평균 공간 분포 [149].

과학자들은 북극을 두 가지 주요 기후 유형으로 분리한다. 바다 근처에는 해양성 기후가 우세하다. 알래스카, 아이슬란드, 러시아 북부, 스칸디나비아의 겨울은 눈과 함께 폭풍우가 몰아치고 습하다. 해안 지역의 여름은 서늘하고 흐린 편이며 평균 기온은 약 10°C 이다.

북극의 내륙 지역은 대륙성 기후를 보인다. 날씨는 건조하고 겨울에는 눈이 적게 오고 여름에는 화창하다. 겨울 날씨는 혹독할 수 있으며 기온은 영하를 훨씬 밑돌 수 있다. 시베리아와 알래스카의 일부 지역에서는 1 월 평균 기온이 -40℃ 이하다. 여름에 긴 낮 동안의 햇빛은 영구 동토층의 맨 위 층을 녹이고 평균 기온은 10℃ 이상이 된다. 내륙의 일부 기상 관측소에서는 여름 기온이 30℃ 이상에 달한다.

비록 전통적으로 원주민들이 북극에 살고 있었지만, 현재 북극에 사는 대략 4 백만 명의 사람들 대부분은 현대적인 마을과 도시에 살고 있다.



북극 남쪽에 위치한 서유럽의 다소 온화한 기후는 주로 따뜻한 멕시코 만류 때문으로 동부의 기후보다 더 따뜻하다. 스웨덴에서는 북위 60° 이상 지역, 즉 수도 스톡홀름 북쪽 지역에는 적설 효과가 지배적이다. 노르웨이의 산들에서는 스웨덴보다 더 많고 더 강한 눈이 내린다. 핀란드는 북위 60° 북쪽의 스웨덴과 기후가 비슷하다. 알래스카 남부는 스톡홀름과 같은 위도에 있지만 더 많은 눈과 함께 겨울은 훨씬 더 춥다. 캐나다와 미국의 일부 지역도 적설 문제와 함께 겨울은 춥다. 해발 1,500m 이상의 고산지대는 전 세계적으로 눈이 내리지만, 눈의 성질은 사이트마다 다르다. PV 모듈이 눈이 덮이는 지역에서는 일반적으로 겨울에 태양 조사량이 적다. Pawluk 등에 따르면 대부분의 기후에서 적설로 인한 연간 손실은 10% 미만이다[148]. 이는 RISE Energy Technology Center 의 스웨덴 연구에서도 확인된다[150].

EN 1991-1-3 Eurocode 1 [151]에서와 같이 건물의 적설 부하 계산은 과거 기상 데이터를 기반으로 하므로 기후변화로 인해 미래 변화의 영향을 받을 수 있다. Dimova 등은 구조 설계에서 기후변화 적응에 관한 유럽 워크숍의 결과를 요약하면서, 강설의 빈도가 덜 한 것은 제쳐두고라도 더 따뜻하고 안정적인 기후조건이 일부 지역에서는 더 높은 눈 밀도와 극단적인 강설를 유발할 수 있다고 언급하였다[152].

5.7.2 눈의 특성과 모듈에 대한 영향

A. 눈의 무게와 모듈에 대한 영향

모듈에 대한 적설의 영향은 눈의 밀도, 눈보라 및 결빙과 같은 눈의 특성에 따라 달라진다. 눈의 특성은 주변 온도, 바람 및 태양 조사량에 따라 달라진다[148]. 새로 오는 눈은 일반적으로 젖은 눈이나 꽉 찬 눈보다 밀도가 낮다. 주변 온도는 또한 눈의 밀도와 부피에 영향을 미친다. 바람이 가득 찬 눈 또는 싸라기눈(밀집된 과립 눈)은 새로운 눈의 10 배 이상의 밀도를 가질 수 있다([153] 참조). kg/m³ 단위로 나타낸 밀도의 수치는 두께 10.2 cm 적설(마지막 열) 하에서 N/m² 단위로 나타낸 압력과 동일하다. 1.4 m 의 바람이 가득 찬 적설의 경우 압력은 4.8~5.5 kN/m² 이다. 따라서 PV 모듈이 눈덩이에 의해 손상될 수 있으므로 모듈 위에 눈이 쌓이지 않아야 한다.

느과 언으이 으형	민ㄷ	아려
한지 일마니 표 이	≥⊥ (ka/m ³)	$\square \neg$ (N/m ²)
	(kg/11)	
새로운 눈	50-70	50-70
새로운 젖은 눈	100-200	100-200
내려 앉은 눈	200-300	200-300
속서리	100-300	100-300
바람에 가득찬 눈	350-400	350-400
싸라기눈	400-830	400-830
매우 젖은 눈	700-800	700-800
빙하 얼음	830-902	830-902

표 12: 10.2 cm 적설 하중에서 눈/얼음의 밀도와 해당 압력 [153].



PV 모듈에서 눈을 제거해야 하는 임계값은 명확하게 얘기할 수 없다. 패터슨[153]은 IEC 61215-2[147]에 제시된 기계적 하중 시험의 제한 값인 5.4 kN/m² 보다 높은 하중 값에 도달하기 위해서는 약 1.4m 의 바람에 가득찬 무거운 눈이 필요하다는 것을 보여준다. 하지만 그 높이의 절반인 0.7m 의 젖은 눈이 같은 하중 값을 제공한다. 이 연구는 무거운 눈 두께 0.7m 가 눈을 제거해야 하는 한계값이 될 수 있다는 제안인데, 특히 눈이 패널에 달라붙는 경우이다. 일부 기후에서는 반복적인 동결-융융(freezing-melting) 사이클로 인한 손상 위험을 피하기 어렵다.

바람이 많이 부는 지역이지만 강설로 인한 적설이 문제가 되지 않는 곳에는 PV 설치가 가능하지만 눈보라가 자주 발생한다. 눈보라로 인해 PV 패널에 많은 양의 눈이 쌓일 수 있다.

B. 눈의 온도

적설의 온도는 PV 패널에서 눈을 치우는데 영향을 미칠 수 있다. 알래스카에서의 연구 활동에 의하면 기온이 빙점 부근 또는 약간 높을 때 눈이 내리는 경향이 증가하였다[154].

기존의 기계적 내구성 시험 시퀀스는 일반적으로 온도 사이클 또는 습도 동결과 같은 환경 노출 전에 기계적 부하를 수행한다. 최근 연구에 따르면 -20℃ 미만의 온도에 노출된 후에는 실리콘 태양전지의 파괴 강도가 감소할 수 있다 [155]. 셀 균열 내구성과 관련하여 모듈을 더 잘 평가하기 위해 기계적 부하 전에 단일 온도 사이클 수행이 모색되었다. 그 결과 한 번의 저온 노출 후 주어진 부하에서는 발생하는 셀 균열의 수가 크게 증가했음을 보여준다. 이러한 결과는 기계적 내구성에 대한 적격성 시험 시퀀스를 보다 더 최적화하는데 사용될 수 있다[156].

균열된 셀이 있는 모듈의 적설 부하 하에 시행한 전계발광(EL) 측정에서 개방된 균열이 확인되었는데 이는 하루 사이에 임의로 닫힐 수 있다. 연구자들은 EL 측정 중 저항 가열에서 발생하는 전류와 온도의 변화가 균열의 폐쇄에 큰 영향을 미친다는 것을 발견하였다. 균열 폐쇄는 어느 정도 최대 출력의 증가로 이어질 수 있기 때문에 IEC 규격, 즉 I-V 측정 전에 EL 측정을 수행하면 예상 밖으로 결과가 좋아질 수도 있다[157].

5.7.3 랙킹과 스페이서 요소

좀 더 추운 기후에서 랙 작업을 할 때 주의해야 할 몇 가지 이슈가 있다. 겨울 최저 기온과 여름 최고 기온 사이의 변동이 85℃에 이를 수 있는 알래스카 내륙에 PV를 설치한 일부 설치업체들은 팽창과 수축에 대한 우려 때문에 일반적인 알루미늄제 랙킹이 아닌 강철 랙킹을 선호한다고 보고하였다. 알루미늄은 강철보다 최대 30% 더 팽창하고 수축한다. 그러나 강철은 추위에 더 약하기 때문에 랙킹 시스템을 선택하기 전에 특별한 고려가 필요하다. Alaska Solar Manual [158]에서는 강철로 만들어진 랙킹 시스템이 권장된다.

스페이서 요소가 새로운 태양광 패널 장착 방식으로 모색되었다. 스페이서는 모듈 후면이나 장착 구조의 레일에 적용할 수 있으며 새로운 설치와 기존 시스템에 대한 보호 개선을 위해 도입될 수 있다. 이러한 스페이서는 부하 하에서 패널 편향을 크게 감소시키고, 그리고 연구자들은 무거운 부하 수준에서 셀 균열과 주기적 부하 후 균열의 개방이 극적으로 감소하는 것을 관찰하었다[159].



5.7.4 다설 지역에서 신뢰성의 현장 경험

그림 48 과 그림 49 는 지붕 붕괴와 PV 모듈 파괴를 포함하여 북부 스웨덴에서 폭설 하중과 동결 융해 사이클에서 발생할 수 있는 상황의 사례를 보여준다. 특히 봄에 흔히 볼 수 있는 것처럼 주기적으로 눈이 얼고 녹으면 모듈에 가해지는 눈 부하가 프레임을 터지게 하고 변형시킬 정도로 가중해 질 수 있다.



그림 48: 사진은 스웨덴 북부 BJURÅS 에서 봄에 폭설과 얼음이 형성되는 것을 찍은 것이다. 이후 프레임은 그림 49 와 같이 손상을 나타내었다. [Courtesy of Klaus Lorenz Högskolan Dalarna].



그림 49: 겨울 이후 스웨덴 북부 Piteå 의 PV 모듈에서 느슨한 프레임이 관찰되었다. [Pic-ture from Mats Axelsson].



낮은 경사각도로 장착된 평평한 지붕과 모듈에서도 성능 사례가 보고되었다. 스웨덴의 북위 60°에서 지붕에 장착된 규격 프레임 모듈로 얻은 사전연구 결과는 모듈이 30°보다 큰 경사각도로 장착되었을 때 성능비(PR)가 향상되었음을 보여주었는데, 대부분 이곳에 설치된 규격 프레임 모듈에서 눈으로 인한 손실은 연간 기준으로 10% 미만이다[160].

Power 등은 [161] 미국 시에라 산맥에 나란히 설치된 청소된 모듈과 눈으로 덮인 모듈의 출력 산출량을 실험적으로 평가한 결과, 0°, 24°, 39°로 기울어진 PV 모듈에서 각각 18%, 15%, 12%의 연간 생산 손실이 발견되었다[161]. Townsend 와 Powers[162]는 문헌 [161]에서와 동일한 위치에서 PV 에너지 생산에 대한 강설 효과를 경사각도의 함수로 모델링할 수 있음을 보여주었다. 연간 손실 추정치는 개발된 모델을 사용하여 0°, 24° 및 39° 경사각도에서 각각 26%, 17%, 13%로 결정되었다.

눈사태는 제설의 가장 일반적인 원인으로 여러 차례 보고되었다[150], [163]. 그림 50 은 북위 65° 스웨덴 북부 Piteå 에 있는 프레임 없는 양면형(bifacial) 모듈로 구성된 "Snow-wave"라고 불리는 설치물을 보여준다. 그림은 경사각도가 클수록 모듈에서 눈이 더 쉽게 미끄러지는 것을 보여준다.

경사진 패널에서 눈이 자연스럽게 미끄러지는 경우도 있다. 북부 스웨덴(65°N)에서 프레임 없는 양면형 모듈 연구의 첫 번째 결과는 그림 50 와 같다. Granlund 등은 패널 경사각도가 15°보다 크면 눈이 미끄러지면서 성능비에 미치는 영향이 작은 것으로 나타났다[150].



그림 50: Snow wave, 프레임 없는 양면형 모듈. 스웨덴 Piteå, N65 2019 년 초봄.

독일 남부 바이에른주에서 28° 경사각의 프레임 없는 모듈에 대한 연구에 따르면 계통연계형 시스템에서 적설로 인한 연간 손실은 0.3%와 2.7% 범위로 나타났다[164].



2017 년 1 월 터키 Konya 에서 적설과 관련된 생산 손실의 연구[165]에서는 일일 손실이 거의 100%가 될 수 있으며 월별 손실은 23%인 것으로 나타났다. Konya 는 북위 38°, 동경 32°, 해발 1,030m 지점에 위치해 있다. 그림 51 은 동일한 유형의 눈 덮인 모듈과 눈을 제거한 모듈의 비교이다.



그림 51: 터키 Konya 의 시스템, 매일 오전 9 시에 하나의 스트링에서 눈을 제거[165].

5.7.5 적설의 영향을 줄이기 위한 시정적 완화 전략

이 절에서는 플랜트가 건설 후 적용되는 조치의 관점에서 시정적 완화만 고려한다. 예방적 완화 조치(즉, 코팅, 시스템 설계, 고도 등)는 오염에 대한 Task 13 보고서[31]에 제시되었다.

A. 청소하기 혹은 청소하지 않기 ?

모듈에 대한 기계적 행위 후에는 흔히 보증이 유효하지 않기 때문에 스웨덴 대부분의 지역에서 설치업체에게 권장하는 것은 모듈에서 눈을 적극적으로 치우지 않는 것이다. 게다가, 대부분의 설비는 주거용이며 눈으로 인한 생산 손실이 가장 적은 스웨덴의 남부 절반에 위치해 있기 때문이다. 또한 일반인은 지붕 작업에 익숙하지 않기 때문에 인명 부상의 위험도 고려해야 한다. 그러나 스웨덴 북부 지역에서는 3 월에 강한 태양과 눈이 동시에 나타나므로 눈으로 인해 연간 최대 10%의 손실이 발생할 수 있다.

평평한 지붕의 경우에 청소가 권장되는 경우는 예외인데 다음 절을 참조하십시오. 평평한 지붕에 PV 시스템을 계획할 때는 사람이 이동할 수 있도록 행 사이에 공간을 두는 것이 좋다. 지붕은 눈과 패널의 하중을 모두 견딜 수 있도록 설계가 되어야 한다. 허용 가능한 지붕 하중에 대한 계산은 설치 전에 공급업체가 수행할 것이다.

B. 부러싱 같은 적극적인 청소 방법

중량이 지붕 구조물을 손상시킬 위험이 있는 경우에는 브러싱이나 다른 방식으로 적극적인 청소를 통해 기계적으로 눈을 제거해야 할 수 있다. 그러나 표면에 얼음이 쌓이는 경우 눈을 130



청소하는 동안 모듈이 손상되거나 유리가 긁힐 위험도 있다(그림 52). 특히 도시 지역에서는 눈을 처분할 수 있는 적절한 장소를 찾아야 하는 잠재적인 문제도 있다[166].

지붕 장착의 경우 사람의 부상 위험을 최소화하기 위해 주의를 기울여야 한다. 필요한 경우 그림 53과 같이 부드러운 브러시로 눈을 제거할 수 있다. 느슨한 눈만 털어야 한다. 모듈의 표면을 손상시키고 효율을 떨어뜨릴 수 있는 얼어붙은 눈이나 얼음을 긁어내는 것은 권장되지 않는다.



그림 52: 부주의하게 눈을 제거하면 모듈의 표면에 손상을 줄 수 있다 [166].



그림 53: 지붕위 모듈의 눈을 제거하기 위한 브러싱 [167].

C. 완충 영역의 청소

또 다른 옵션은 모듈 바로 아래에 있는 지붕 영역의 눈을 청소하여 모듈에서 눈이 미끄러질 수 있도록 하는 것이다. 이렇게 함으로써 프레임에 손상을 줄 수 있는 패널 아래와 모듈 하부에 눈이 쌓이는 것을 방지할 수 있다.



D. 역방향 전류에 의한 용융

노르웨이의 한 연구[168]에서는 PV 모듈에 제어된 순방향 바이어스(10~19A)를 인가하여 눈을 녹이는 방법에 대한 잠재적 및 기술적 한계를 조사하였다. 이 연구에서는 순방향 바이어스 인가한 모듈에서 눈이 녹아내리는 상태를 기후 챔버뿐만 아니라 눈으로 덮인 작동 중인 루프탑 PV 시스템에서 평가하였다. 조사된 PV 시스템[168]의 주요 목적은 폭설 전, 폭설 중 또는 폭설 후에 적정에 미달되게 설계된 지붕의 적설을 덜어주고 눈 하중으로 지붕이 무너지는 것을 방지하는 것이다.

노르웨이의 전력 요금과 세금을 가정하여 에너지 및 경제적 투자 회수기간을 계산하였는데, 적설 완화 조치로 에너지와 경제적 투자를 모두 회수하는 것이 가능하며 눈을 제거함으로써 PV 생산을 증대시켜 돈을 버는 것이 가능했다고 주장한다. 그러나 눈을 적극적으로 녹이기 위해서는 섬세한 첨단부하 제어와 기상 예측을 활용하는 것이 필요한데, 이는 눈을 완화하는데 사용된 전력이 시설의 월간 피크부하를 증가시키지 않게 하거나 회피된 에너지 손실보다 더 많은 에너지가 소비되는 것을 방지하기 위해서이다.

E. 청소의 가치

스웨덴에서 적설로 인한 연간 손실을 10%로 가정한 하나의 표준 시스템에 대해 하나의 사례로 눈 청소를 위한 단순 비용 절감을 추정하였다. 연간 에너지 산출량을 1000 kWh/kW 로 가정할 때, 10%의 연간 손실은 제거하지 않은 눈으로 인해 연간 100 kWh/kW 가 감소한 것으로 계산된다. 전기 값이 0.10~0.15 EUR/kWh 라고 가정할 때, 연간 손실의 가치는 10~15 EUR/kW 이다. 겨울철 제설 비용과 비교해 제설에 대한 수익성이 있는지는 이 수치를 통해 확인할 수 있다.

5.7.6 규격화와 시험 방법

시험 규격 IEC 61215[1987]에 따라 최대 5.4 kPa(kPa = kN/m²) 까지의 기계적 부하(ML)에 대한 시험을 한다. 하중은 고르게 분산되어 있고 1시간 동안 지속되어야 한다. 반면, 적설 하중은 몇 주 또는 몇 달 동안 지속될 수 있으며 모듈에 걸쳐 불균일하게 분포될 수 있다 [166].

위의 5.4 kPa ML 시험을 통과해야 하는 모듈의 엄격한 요구에도 불구하고, 유럽, 미국 및 일본과 같은 긴 겨울이 있는 곳에서는 경사 지붕의 눈으로 인한 프레임 파손이 발생할 수 있다. 경사가 있는 주거용 시설에서 적설에 의한 기계적 스트레스를 더 잘 시뮬레이션하기 위해 독일의 TüV Rheinland 는 불균질(inhomogeneous)한 기계적 하중(IML) 시험을 설계했는데, 이를 불균일(non-uniform)한 적설 하중 시험이라고도 한다[169]. 이 시험은 동결 조건을 시뮬레이션하기 위해 모듈에서 240 시간의 습도 동결 시험[147]으로 시작한다. 그런 다음 신중하게 설계된 무게 세트를 37° 각도로 설치된 시험 모듈 위에 놓는다. 무게의 대부분은 하단 프레임 근처에 위치하며 모듈 상단으로 향하는 무게는 더 적다. 결과적으로



무게가 시험 모듈의 하단 2/3 에 걸쳐 고르지 않게 분산된다. 이 시설은 그림 54 와 같이 처마 주변에 쌓인 눈에 의해 가해지는 하중 증가를 시뮬레이션한다.

표준 모듈이 출력 열화 5% 미만으로 6.000 kPa IML 시험을 통과하였다. 역도(force diagram)를 자세히 살펴보면 6.000 kPa IML 힘은 4.792 kPa 수직력과 3.611 kPa 수평력의 벡터 합임을 알 수 있다. 수평력은 중력에 의해 끌어내려진 눈더미처럼 프레임의 가장 약한 부분을 직접적으로 밀어낸다. 안전 인자(safety factor) 1.5 를 추가함으로써 모듈은 경사진 지붕에 약 50 cm 의 눈이 쌓인 것을 시뮬레이션하는 압력인 4.000 kPa 의 불균일한 눈 하중을 견딜 수 있음을 인증받게 된다.



그림 54: (좌) 경사지게 설치된 모듈에서 고른 무게를 이용한 IML 시험 세팅[169]. (우) 쌓인 눈의 영향을 시뮬레이션하는 단순화된 역도.

EN 1991-1-13 Eurocode 1 [151]에서 유럽의 지상 적설 하중 맵(European Ground Snow Load Map)은 그림 55 와 같이 유럽의 지면 적설 하중을 매핑하기 위한 것으로 EN 1991-1-3:2003, 2005 에 정의되어 있다.

극한적인 적설 하중의 통계적 분석에는 다양한 분포가 채택된다. 가장 널리 사용되는 분포인 Gumbel 분포는 EN 1991-1-3(EN 1991-1-3:2003, 2005), Canadian Building Code(NBCC, 2010), Chinese Building Code(GB-50009, 2012), Architectural Institute of Japan(AIJ) 및 권장사항(AIJ)의 개발에서 기본적인 지면의 적설 하중의 결정에 사용되고, 로그 정규(Lognormal) 분포는 ASCE 7-10 에서 채택되었다(American Society of Civil Engineers, 2013).

예외적인 적설 하중과 지면에서 지붕으로의 변환 인자와 함께 지면 적설량 지도 "how to"가 준비되어 있다. 지붕의 적설 하중은 지면의 적설 하중에서 도출되며 변환 인자(형상, 열 및 노출 계수)를 곱한다. 눈의 형태는 지붕의 하중에 중요한데, 적설 하중은 흔히 눈의 표류에 의해 발생하기 때문이다.

유로코드 1 [151]에 있는 특징적인 지면 적설 하중(Sk)은 비전기적 문제에 대한 유럽 표준화 기구(European standardization body for the non-electrical issues)인 CEN 의 각 국가별 부속서에 제공되어 있다. 적설 하중에 대한 지역별 지도는 EN 1991-1-3 의 부록 C 에 게시되어 있다. 또한 다양한 고도에 대한 적설 하중도 제공되어 있다.

예외적인 하중이 발생할 수 있는 위치의 경우 지면 적설 하중은 식 (18)에 따른 값 A_{Ad}로 우발적인 조치로 처리될 수 있는데 식에서 C_{esl} = 2 가 흔히 권장된다.

$$A_{Ad} = C_{esl} * S_k \tag{18}$$





그림 55: EN 1991-1-3:2003, 2005 에 정의된 유럽 지면 적설 하중 지도를 보여주는 유로코드 1.

스웨덴 국가 주택(Swedish National Board of Housing), 건축 및 계획 위원회(Building and Planning (Boverket)) 건설 규칙은 스웨덴 Eurocode 1: Part 1-3 [151] 빌딩 건축에 대한 국가 권장사항을 사용한다. 그림 56 에서 지도는 0.98, 즉 50 년에 한 번의 확률이 있는 스웨덴의 지면 적설 하중을 보여준다. 스웨덴 북위 60°의 적설 하중은 2.5~5.5 kN/m²에 달한다. 가장 높은 값은 서쪽의 노르웨이와 경계인 산에서 나타난다. Eurocode 1 의 값은 유럽의 148 개 측정소와 스웨덴의 40 개 측정소를 활용한 매우 철저한 조사연구로부터 도출된다[170].





그림 56: 스웨덴의 북위 60°의 적설 하중 구역, 여기서는 건물을 건축할 때 적설 하중을 고려하는 것이 가장 중요하다. 이 지도에 표시된 숫자는 2.5 kN/m²와 5.5 kN/m² 사이이다. Eurocode 1의 스웨덴 적용에서 기술된 지역에 건물을 건축할 때 눈으로 인한 지붕의 추가 하중 설계에 사용될 수 있다 [171].

PV 시스템을 모니터링하면 운영자가 PV 시스템의 성능을 더 잘 인식할 수 있다. 이는 에너지 생산과 PV 시스템의 손상 가능성에 대한 정보를 제공할 수 있다. 또한 모니터링 및 후속 조치를 통해 정지시간을 피하고 생산 수율을 높일 수 있다.

IEC 61724-1 태양광 시스템 성능(Photovoltaic system performance) - Part 1: Monitoring [3]에서는 식 (19)를 사용하여 성능비 PR 과 오염 및 오염이 없는 PR 을 비교하여 오염비 (soiling ratio: SR)을 추정할 것을 제안하고 있다. 문헌 [3]에서, 눈은 다른 유형의 오염과 동일한 방법으로 측정할 수 있는 오염의 한 종류라고 제안된다. 순간 값을 측정하는 경우 일일 평균 또는 월별 평균을 얻기 위해 적분하는 것이 좋다. 교정이나 청소 후 그리고 상당한 강우 후에 SR 은 1 에 가깝고 그에 따른 오염 손실 SL=1-SR 은 0 에 가깝다.

$$SR = \frac{PR(as \text{ it is})}{PR(after \text{ cleaning})}$$
(19)



6 결론

O&M 프로그램을 위한 포괄적이고 규격화된 지침은 개발하기 어려웠다. 전 세계적으로 다양한 기후 지역 및 조건에서 PV 시스템의 채택이 증가함에 따라 온도, 습도, 자외선 노출, 비 및 바람과 같은 다양한 스트레스 요인이 PV 모듈 및 시스템 불량의 발생에 기여하는 것으로 나타났다. 이를 고려하여 O&M 사업자들은 각 플랜트가 위치한 기후 지역에 맞는 맞춤형 O&M 서비스를 개발해왔다. 이러한 차이를 염두에 두고 본 보고서는 7 개의 서로 다른 기후 지역의 맞춤형 O&M 서비스에 대한 포괄적인 지침을 제공하는 것을 목표로 한다.

모니터링 솔루션을 선택하는 전략은 주로 계약적 합의에 따라 달라지며 이는 PV 플랜트의 규모와 직접적인 관련이 있다. 다양한 국제 규격과 간행물은 이 보고서에 요약된 것처럼 다양한 모니터링 수요에 대한 최소 요구사항에 대한 지침을 제공한다. 스마트 PV 성능 모니터링 솔루션은 특히 오늘날 대규모 유틸리티 규모의 PV 플랜트에 필수적이다. 집계 기능을 가진 스마트 알람을 제공하고 비교 기준으로 플랜트의 강력한 시뮬레이션 모델 또는 디지털 트윈을 보유하는 모니터링 솔루션은 성능 최적화를 위한 비즈니스 인텔리전스를 제공하는 핵심 요소이다.

대규모 유틸리티 규모의 PV 플랜트는 빠른 반응 시간과 성능 최적화를 가능하게 하는 자산 관리 및 모니터링 솔루션의 최신 기능을 필요로 한다. 운영자와 자산 관리자에게 실행 가능한 권장사항과 통찰력을 제공하는 고장 탐지와 진단 기능은 경쟁력을 유지하기 위한 핵심 요소이다.

태양광 모니터링 산업은 "예측적" 모니터링 솔루션으로 이동하고 있다. 그러나 장치 간 통신의 높은 복잡성과 제한된 규격화로 인해 이러한 기능은 아직 산업 규모로 완전히 배치되지 않았으며 추가 개발, 검증 및 시연이 필요하다. '예측적' 스마트 태양광 모니터링 시스템은 최적 수명 기반 교체 정책 정보에 따라 시간 단위당 비용 등 최적 교체 주기에 대한 통찰력을 제공해 운영자나 자산관리자에 매우 가치 있는 정보를 제공한다.

그리드 준수는 설계, 시공 및 시운전 단계 동안 플랜트의 특성을 정의했다고 가정할 수 있지만, 특히 재생 에너지의 급속한 확장과 그리드에 대한 예측된 변화를 고려할 때 그리드 준수 요건은 설치 기간 동안 변경될 가능성이 매우 높다. 그에 따라 계획하고 적응하는 것은 O&M 제공자에게 달려 있다.

PV 출력의 예측은 당일 또는 전날에 전력시장에서 PV 전기를 거래하기 위해 필수적이다. 고정된 발전차액 없이 그리드 안정성을 보장하고 PV 플랜트 프로젝트의 은행성을 위해 특히 중요하다. 또한 PV 출력 예측은 주어진 가동 시간으로 기존 자원의 배치와 디스패치를 가능하게 한다. 따라서 PV 출력 예측은 에너지 관리/저장과 결합할 때 특히 유용하며 전반적으로 마이크로 그리드 애플리케이션에 유용하다.

PV 출력 예측의 필수적인 특성은 예측 범위, 공간 및 시간 해상도, 업데이트 빈도를 포함하며, 이 경우 요구사항은 의도한 활용분야, 데이터 가용성 등에 따라 달라진다. 기본적으로 예측 범위는 최대 48 시간이고 시간 분해능은 15 분에서 1 시간이다. 위성 기반 구름 움직임



예측은 몇 시간 전에 PV 출력 예측을 개선할 수 있지만, 지금까지 양질의 위성 기반 단기 예측을 제공하는 기업은 전 세계적으로 비교적 소수에 불과하다.

태양광발전의 성공 요인 중 하나는 다른 유형의 발전에 비해 유지보수 요구가 적다는 점이다. 그러나 적다고 해서 유지보수가 필요하지 않은 것은 아니다. PV 산업은 고장을 탐지하는데 큰 발전을 이루었고 일부 고장을 원격으로 수리할 수도 있지만, PV 시스템의 안전하고 신뢰성 있는 작동을 위해서는 여전히 현장 인력이 맡아야 하는 예정하지 않은 유지보수가 필요하다. 대부분의 안전 측면은 PV 플랜트의 설계 및 건설 단계에서 고려되지만 운전 중에 고려해야 할 요소가 있으며 대부분은 계획되거나 완화될 수 있다:

- 안전 시스템 및 절차 준비
- 수행할 작업에 적합한 자격을 갖춘 잘 훈련된 직원.
- 유지보수 작업을 수행하기 위한 적절한 장비의 가용성: 개인 보호 장비, 소모품 및 내구성 유지보수 도구.
- 높이(건물위 PV), 물의 존재(수상 PV) 또는 화재 위험 증가와 같은 현장 고유의 위험 고려,
- 사이트 방문을 위한 날씨 및 사이트 조건.

제어 체계의 구현과 ISO 45001, IEC 63049, ISO 9001 또는 ANSI Z10 에 따른 PV 시스템의 개발과 같은 조직적 측면뿐만 아니라 인적 측면 모두 PV 플랜트와 이를 유지하는 인력이 안전하게 작동할 수 있도록 보장하는데 핵심적이다.

다양한 현장경험이 O&M 서비스에 대한 권장사항과 지침을 공식화하도록 유도하였다. 이들은 자연환경이 PV 모듈과 시스템의 성능과 건강에 상당한 영향을 미칠 수 있다는 사실에 인식을 더 높였다. 모든 기후에서 O&M 작업에 대한 권장사항은 다음과 같다:

- 수목, 야생동물 및 가축에 대한 현장 평가.
- 잔디를 깎는 것은 PV 모듈의 상태를 점검하여 청소의 필요성 또는 손상 가능성을 확인하는 것을 의미한다.
- 산업 환경은 태양광모듈의 예상치 못한 열화를 초래할 수 있다.
- PV 모듈용 청소 제품을 선택할 때는 각별히 주의해야 한다. 전문가의 권고를 따르는 것이 좋다.

이 보고서에서 논의된 글로벌 표준 O&M 절차는 야생동물 위험 평가 및 전형적으로 원격 사이트 방문에 대한 적절한 계획과 같은 일부 측면(수분 공급, 중독 통제 절차, 개인 보호장비, 현장을 오가는 방문 계획)에도 특별한 주의를 요하지만 고온 건조한 기후에도 적용된다. 야생동물 위험에는 사람에게 직접적인 해를 끼칠 수 있는 독성 동물과 곤충이 포함되며 둥지를 튼 곤충과 동물은 단락이나 아크를 일으킬 수 있다.

고온 및 건조한 기후에서 PV 사이트의 원격성으로 인해 모든 장비와 예비 부품을 쉽게 조달할 수 없기 때문에 상당한 이동 및 준비 요구사항이 수반된다. 반면, 부상의 위험에 노출되는 직원은 사이트로부터의 거리 문제와 의료 서비스를 받는데 더 긴시간이 필요함에 따라 부상이 악화될 수 위험을 안고 있다.



강력한 열대성 저기압을 포함한 극한 기후 사건으로 인해 PV 모듈/시스템에 일어나는 다양한 손상을 방지하기 위해 국제, 지역 및 국가 규격/코드/권장사항이 논의되고 승인되었다. 모든 이해관계자는 시스템의 크기에 관계없이 PV 플랜트의 적절한 운영과 유지보수를 위한 이러한 지침을 준수해야 한다.

요약하면, 잘 설계된 O&M 사양, 사전 예방적 모니터링 시스템 및 시스템에 대한 가능한 기상 영향과 그리드 요구사항에 대한 가능한 변경을 모두 고려하는 유연하고 맞춤화된 O&M 체제의 조합은 PV 시스템이 예상 수명과 함께 그 이상의 성능을 발휘하도록 보장하는 좋은 관행이다. O&M 운영을 위해 직원 교육과 장비를 보장함으로써 위험을 줄이고 정지시간을 가능한 한 줄이기 위해 PV 예측을 사용하는 것 역시 사양서에 따라 PV 플랜트 성능을 유지하는데 기여한다.



참고문헌

- 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] W. Köppen. Translated by E. Volken.; S. Brönnimann, "Die Wärmezonen der Erde, nach der Dauer der heissen, gemässigten und kalten Zeit und nach der Wirkung der Wärme auf die organische Welt betrachtet [The thermal zones of the earth according to the duration of hot, moderate and cold periods]," *Meteorologische Zeitschrift*, vol. 20, no. 3, pp. 351-360, 2011.
- [3] International Electrotechnical Commission, "IEC 61724-1:2017 Photovoltaic system performance Part 1: Monitoring," Geneva, Switzerland, 2017.
- [4] B. Herteleer, G. Dickeson, L. McLeod, B. van Ree, C. Paynter, D. Airen, P. Maker, S. Latz, A. Dobb and L. Frearson, "Visions from the Future: The Interaction between Curtailment, Spinning Reserve Settings and Generator Limits on Australian Projects with Medium to High Renewable Energy Fractions," in 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Brussels, Belgium, 2018.
- [5] S. Gonzalez, J. Neely and M. Ropp, "Effect of non-unity power factor operation in photovoltaic inverters employing grid support functions," in *IEEE 40th Photovoltaic Specialists Conference*, Denver, CO, USA, 2014.
- [6] J. Johnson, R. Bründlinger, C. Urrego and R. Alonso, "Collaborative Development of Automated Advanced Interoperability Certification Test Protocols for PV Smart Grid Integration," in 29th European Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands, 2014.
- [7] J. T. Johnson, A. Summers, R. Darbali-Zamora, C. Hansen, M. J. Reno, A. Castillo, S. Gonzalez, J. Hernandez-Alvidrez, N. S. Gurule, B. Xie, C. Zhong, P. Meliopooulos and C. R. Showalter, "Optimal Distribution System Voltage Regulation using State Estimation and DER Grid-Support Functions," 2020.
- [8] E. Garoudja, F. Harrou, Y. Sun, K. Kara, A. Chouder and S. Silvestre, "Statistical fault detection in photovoltaic systems," Solar Energy, vol. 150, pp. 485-499, 2017.
- [9] International Electrotechnical Committee, "IEC TS 63019: Photovoltaic power systems (PVPS) Information model for availability," Geneva, Switzerland, 2019.
- [10] International Electrotechnical Commission, "IEC TS 61724-3:2016 Photovoltaic system performance Part 3: Energy evaluation method," Geneva, Switzerland, 2016.
- [11] SolarPowerEurope, "Operation & Maintenance Best Practice Guidelines Version 4.0," 2019.
- [12] G. T. Klise and J. R. Balfour, "A Best Practice for Developing Availability Guarantee Language in Photovoltaic (PV) O&M Agreements," 2015.
- [13] International Renewable Energy Agency and Terrawatt Initiative, "IRENA PV contract templates," 2019. [Online]. Available: https://opensolarcontracts.org/. [Accessed 15 April 2020].



- [14] C. Tjengdrawira, M. Richter and I. T. Theologitis, "Analyses of Technical Assumptions in PV Electricity Cost," 27 07 2016.
 [Online]. Available: http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/649997_SolarBankability_D3.1_v1.0p_20160727.pdf.
 [Accessed 14 July 2020].
- [15] Queensland Government, "Electrical Safety (Solar Farms) Amendment Regulation 2019," 2019. [Online]. Available: https://www.legislation.qld.gov.au/view/html/asmade/sl-2019-0046. [Accessed 14 July 2020].
- [16] Supreme Court of Queensland, "Maryrorough Solar Pty Ltd v The State of Queensland," 29 May 2019. [Online]. Available: https://archive.sclqld.org.au/qjudgment/2019/QSC19-135.pdf. [Accessed 14 July 2020].
- [17] B. Herteleer, A. Dobb, O. Boyd, S. Rodgers and L. Frearson, "Identifying risks, costs, and lessons from ARENA-funded off-grid renewable energy projects in regional Australia," *Progress in Photovoltaics*, vol. 26, pp. 642-650, 2018.
- [18] L. McLeod, G. Dickeson, C. Paynter, B. Herteleer, L. Frearson, M. Tuckwell, M. Miller and D. Scheltus, "Lessons from Large-Scale Solar in Australia," in 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Marseille, France, 2019.
- [19] 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.
- [20] International Electrotechnical Commission, "IEC 62053-22 Electricity metering equipment Particular requirements Part 22: Static meters for AC active energy (classes 0,1S, 0,2S and 0,5S)," IEC, Geneva, Switzerland, 2020.
- [21] International Electrotechnical Commission, "IEC 62053-21:2020 Electricity metering equipment Particular requirements -Part 21: Static meters for AC active energy (classes 0,5, 1 and 2)," IEC, Geneva, Switzerland, 2020.
- [22] International Electrotechnical Commission, "IEC 61557-12:2018 Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V AC and 1 500 V DC - Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures - Part 12: Power metering and monitoring devices (PMD)," IEC, Geneva, , Switzerland, 2018.
- [23] M. Green, E. Brill, B. Jones and J. Dore, Improving Efficiency of PV Systems Using Statistical Performance Monitoring, Report IEA-PVPS T13-07: ISBN 978-3-906042-48-0, 2017.
- [24] S. Alliance, "Best Practices in Solar Performance Monitoring Version 1.0," SunsPec Alliance, 2014.
- [25] M. Richter, K. D. Brabandere, J. Kalisch, T. Schmidt and E. Lorenz, "Best Practice Guide on Uncertainty in PV Modelling," Performance Plus, 2015.
- [26] T. Dierauf, A. Growitz, S. Kurtz, J. L. B. Cruz, E. Riley and C. Hansen, "Weather-Corrected Performance Ratio," National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 2013.
- [27] International Electrotechnical Commission, "IEC TS 62446-3:2017 Photovoltaic (PV) systems Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography," IEC, Geneva, Switzerland, 2017.
- [28] 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.
- [29] W. Herrmann, B. Kubicek, G. Friesen, B. Farnung, M. Köntges, A. Morlier, G. Eder, J. Vedde, D. Parlevliet, I. Tsanakas,



M. Aghaei, L. Haitao, A. Astigarraga, L. S. Bruckman, R. French, A. M. Karimi, R. Wieser, J. Lin and E. Fleiß, Good Practice Recommendations to Qualify PV Power Plants using Mobile Devices, Report IEA-PVPS T13-24: ISBN 978-3-907281-12-3, 2021.

- [30] U. Jahn, M. Herz, M. Köntges, D. Parlevliet, M. Paggi, I. Tsanakas, J. Stein, K. Berger, S. Ranta, R. French, M. Richter and T. Tanahashi, Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications, Report IEA-PVPS T13-10: ISBN 978-3-906042-53-4, 2018.
- [31] 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 T13-22: ISBN 978-3-907281-09-3, 2022.
- [32] A. Woyte, V. Van Thong, R. Belmans and J. Nijs, "Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 1, pp. 202-209, 2006.
- [33] A. Woyte, R. Belmans and J. Nijs, "Testing the islanding protection function of photovoltaic inverters," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, no. 1, pp. 157-162, 2003.
- [34] "Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment? State of the art, progress, and future prospects," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications,* vol. 20, no. 6, pp. 681-697, 2012.
- [35] N. Stringer, A. Bruce and I. MacGill, "Review of voltage management approaches and network regulation: who pays and how?," in *Asia-Pacific Solar Research Conference*, Sydney, Dec 2018.
- [36] B. Herteleer, "Visions from the Future: The Interaction between Curtailment, Spinning Reserve Settings and Generator Limits on Australian Projects with Medium to High Renewable Energy Fractions," in 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Brussels, Belgium, 2018.
- [37] Synergrid, "Specific Technical Prescriptions Regarding Power-Generating Plants Operating in Parallel to the Distribution Network (English translation)," Synergrid, Brussels, 2019.
- [38] VDE, "Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (VDE-AR-N-4110)," VDE, Berlin, 2018.
- [39] VDE, "Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the high voltage network (VDE-AR-N 4120)," 19 October 2018. [Online]. Available: https://www.vde.com/en/fnn/topics/technical-connectionrules/tar-for-high-voltage. [Accessed 26 August 2020].
- [40] European Commission, "Commission Regulation (EU) 2016/331," Official Journal of the European Union, p. 68, 2016.
- [41] CENELEC, "Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks Part 1: Connection to a LV distribution network - Generating plants up to and including Type B," 01 August 2019. [Online]. Available: https://www.cenelec.eu/dyn/www/f?p=104:110:1399530632340401::::FSP_PROJECT,FSP_LANG_ID:63319,25. [Accessed 27 August 2020].
- [42] CENELEC, "Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks Part 2: Connection to a MV distribution network - Generating plants up to and including Type B," 01 August 2019. [Online]. Available: https://www.cenelec.eu/dyn/www/f?p=104:110:1399530632340401::::FSP_PROJECT,FSP_LANG_ID:63321,25. [Accessed 27 August 2020].
- [43] IEEE, "1547-2018 IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," 06 April 2018. [Online]. Available:



https://standards.ieee.org/standard/1547-2018.html. [Accessed 27 August 2020].

- [44] AEMO, "2020 Integrated System Plan," 30 July 2020. [Online]. Available: https://aemo.com.au/energy-systems/majorpublications/integrated-system-plan-isp/2020-integrated-system-plan-isp. [Accessed 26 August 2020].
- [45] Australian Energy Market Commission, "National Electricity Rules Current," 27 August 2020. [Online]. Available: https://www.aemc.gov.au/regulation/energy-rules/national-electricity-rules/current, pp. 467-469. [Accessed 27 August 2020].
- [46] M. Sengupta, A. Habte, S. Wilbert, C. Gueymard and J. Remund, Solar Resource for High Penetration and Large Scale Applications, Report IEA-PVPS 16-04:2021: ISBN 978-3-907281-19-2, 2021.
- [47] E. Lorenz, J. Ruiz-Arias and W. S., Forecasting Solar Radiation. Chapter in: "Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications, (Second Edition): Edited by M. Sengupta, A. Habte, C. Gueymard, S. Wilbert, D. Renné, T. Stoffel. Technical Report NREL/TP-5D00-68886., 2017.
- [48] A. Betti, M. Pierro, C. Cornaro, D. Moser, M. Moschella, E. Collino, D. Ronzio, D. van der Meer, L. Visser, J. Widen, T. AlSkaif and W. G. J. H. M. van Sark, Regional Solar Power Forecasting 2020, Report IEA-PVPS T16-01: 2020: ISBN 978-3-906042-88-6, 2020.
- [49] E. Lorenz, Solar Irradiance Forecasting for System Integration of Solar Energy, Habilitation Thesis: Oldenburg University, Germany, 2018.
- [50] M. Diagne, M. David, P. Lauret, J. Boland and N. Schmutz, "Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 65-76, 2013.
- [51] J. Antonanzas, N. Osorio, R. Escobar, R. Urraca, F. J. Martinez-de-Pison and F. Antonanzas-Torres, "Review of photovoltaic power forecasting," *Solar Energy*, vol. 136, pp. 78-111, 2016.
- [52] S. Sobri, S. Koohi-Kamali and N. Abd. Rahim, "Solar photovoltaic generation forecasting methods: A review," *Energy Conversion and Management*, vol. 156, pp. 459-497, 2018.
- [53] U. Das, K. Tey, M. Seyedmahmoudian, S. Mekhilef, M. Idris, W. Van Deventer, V. Horan and A. Stojcevski, "Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 912-928, 2018.
- [54] J. Zhang, A. Florita, B.-M. Hodge, S. Lu, H. Hamann, V. Banunarayanan and A. Brockway, "A suite of metrics for assessing the performance of solar power forecasting," *Solar Energy*, vol. 111, pp. 157-175, 2015.
- [55] D. Yang, S. Alessandrini, J. Antonanzas, F. Antonanzas-Torres, V. Badescu, H. G. Beyer, R. Blaga, J. Boland, J. M. Bright, C. Coimbra, M. David, Â. Friman, C. A. Gueymard, T. Hong, M. Kay, S. Killinger, J. Kleissl, P. Lauret, E. Lorenz and D. van der Meer, "M. Paulescu, R. Perez, O. Perpiñán Lamigueiro, I. Peters, G. Reikard, D. Renné, Y. Saint-Drenan, Y. Shuai, R. Urraca, H. Verbois, F. Vignola, C. Voyant and J. Zhang, "Verification of deterministic solar forecasts," *Solar Energy (in press)*, 2020.
- [56] P. M. Perez R., M. Pierro, J. Schlemmer, S. Kivalov, J. Dise, P. Keelin, M. Grammatico, A. Swierc, J. Ferreira, A. Foster, M. Putnam and T. Hoff, "Operationally Perfect Solar Power Forecasts: A Scalable Strategy to Lowest-Cost Firm Solar Power Generation," in *Proc. 46th IEEE PV Specialists Conference*, Chicago, II, USA, 2019.
- [57] E. Lorenz, J. Kühnert, D. Heinemann, K. P. Nielsen, J. Remund and S. Müller, "Comparison of Global Horizontal Irradiance Forecasts Based on Numerical Weather Prediction Models with Different Spatio-Temporal Resolutions,"



Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 24, no. 12, pp. 1,626–1,640, 2016.

- [58] G. Becker, F. Flade, B. Giesler, W. Rehm, B.Schiebelsberger and W. Weber, "20 Jahre erfolgreicher Betrieb der 1-MW PV-Anlage Messe München," in *Nationales Photovoltaik Symposium Staffelstein 2018*, Staffelstein, Germany, 2018.
- [59] "ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems Requirements with guidance for use," International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 2018.
- [60] "ANSI/ASSP Z10.0-2019 Occupational Health & Safety Management Systems," American National Standards Institute, Washington, DC, USA, 2019.
- [61] "ISO 9001:2015 Quality management systems Requirements," International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 2015.
- [62] "IEC TS 63049:2017 Terrestrial photovoltaic (PV) systems Guidelines for effective quality assurance in PV systems installation, operation and maintenance," International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2017.
- [63] "Hierarchy of Controls," 13 January 2015. [Online]. Available: https://www.cdc.gov/niosh/topics/hierarchy/default.html. [Accessed 13 August 2020].
- [64] H. L. Floyd, "A Practical Guide for Applying the Hierarchy of Controls to Electrical Hazards," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 51, no. 5, pp. 4263-4266, Sep-Oct 2015.
- [65] International Electrotechnical Commission, "IEC 61730: Photovoltaic (PV) module safety qualification," Geneva, Switzerland, 2016.
- [66] CENELEC, "EN 50110-1:2015 Operation of electrical installations Part 1 General requirements," European Committee for Electrotechnical Standardization, Brussels, Belgium, 2013.
- [67] "DIN VDE 0105-100 Betrieb von elektrischen Anlagen," VDE Verlag, Berlin, Germany, 2015.
- [68] S. Namikawa, G. Kinsey, G. Heath, A. Wade, P. Sinha and K.Komoto, Photovoltaics and Firefighters' Operations: Best Practices in Selected Countries, Report IEA-PVPS T12-09: ISBN 978-3-906042-60-2, 2017.
- [69] S. Pester, C. Holland and C. Coonick, "Fire and Solar PV Systems. Recommendations for fire and rescue services," BRE National Solar Centre, Watford, UK, 2017.
- [70] S. Pester and S. Woodman, "Fire and Solar PV Systems. Literature Review, Standards and training," BRE National Solar Centre, Watford, UK, 2015.
- [71] T. Nordmann, L. Clavadetscher, W. G. van Sark and M. Green, Analysis of Long-Term Performance of PV Systems, Report IEA-PVPS T13-05 : ISBN 978-3-906042-21-3, 2014.
- [72] International Electrotechnical Commission, "IEC 60364-4-41:2005: Low voltage electrical installations Part 4-41: Protection for safety – Protection against electric shock," Geneva, Switzerland, 2005.
- [73] International Electrotechnical Commission, "IEC 60364-4-42:2010: Low-voltage electrical installations Part 4-42: Protection for safety – Protection against thermal effects," Geneva, Switzerland, 2010.
- [74] International Electrotechnical Commission, "IEC 60364-4-43:2017, Low voltage electrical installations Part 4-43: Protection for safety – Protection against over current," Geneva, Switzerland, 2017.
- [75] International Electrotechnical Commission, "IEC 60364-4-44:2007 Low voltage electrical installations Part 4-44:



Protection for safety – Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances," Geneva, Switzerland, 2007.

- [76] International Electrotechnical Commission, "IEC 60364-7-712 Low voltage electrical installations Part 7-712: Requirements for special installations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems," Geneva, Switzerland, 2017.
- [77] International Electrotechnical Commission, "IEC 63092-1:2019 Photovoltaics in buildings Part 1: Building integrated photovoltaic modules," Geneva, Switzerland, 2019.
- [78] International Electrotechnical Commission, "IEC 63092-2:2019 Photovoltaics in buildings Part 2: Building integrated photovoltaic systems," Geneva, Switzerland, 2019.
- [79] K. Berger, S. Boddaert, M. Del Buono, A. Fedorova, F. Frontini, S. Inoue, H. Ishii, K. Kapsis, J.-T. Kim, P. Kovacs, M. Machado and N. Martín Chivelet, Analysis of requirements, specifications and regulation of BIPV, Report IEA-PVPS T15-08: ISBN 978-3-906042-82-4, 2019.
- [80] "CFPA-E Guideline No 37:2018 F, Photovoltaic systems: Recommendations on loss prevention," CFPA Europe, Hvidovre, 2018.
- [81] Building Insurance Berne (GVB), "Photovoltaic systems in fire brigade use," Bern, Switzerland, 2016.
- [82] N. Enbar, D. Weng and G. Klisse, Budgeting for Solar PV Plant Operations & Maintenance: Practices and Pricing, Electric Power Research Institute (EPRI) and Sandia National Laboratories: Report ID: SAND2016-0649R, 2016.
- [83] K. Ilse, L. MIcheli, B. Figgis, K. Lange, D. Daßler, H. Hanifi, F. Wolfertstetter, V. Naumann, C. Hagendorf, R. Gottschalg and J. Bagdahn, "Techno-Economic Assessment of Soiling Losses and Mitigation Strategies for Solar Power Generation," *Joule*, vol. 3, pp. 2303-2321, 2019.
- [84] M. Maghamia, H. Hizama, C. Gomes, M. Radzi, M. Rezadad and S. Hajighorbani, "Power loss due to soiling on solar panel: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1307-1316, 2016.
- [85] A. Alcaro, "PV Operations Europe 2019," 2 March 2019. [Online]. Available: https://www.linkedin.com/pulse/why-personworking-photovoltaic-should-against-scotch-antonio-alcaro/. [Accessed 28 October 2020].
- [86] N. Khadka, B. Adhikari and A. S. A. Bista, "Solar Panel Cleaner Technology: A Review," in 5th International Conference on Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET'18), Kathmandu, Nepal, 2018.
- [87] P. Patil, J. Bagi and M. Wagh, "A review on cleaning mechanism of solar photovoltaic panel," International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing, pp. 250-256, 2017.
- [88] L. J. Walston Jr., K. E. Rollins, K. P. Smith, K. E. LaGory, K. Sinclair, C. Turchi, T. Wendelin and H. Souder, "A Review of Avian Monitoring and Mitigation Information at Existing UtilityScale Solar Facilities," SunShot Initiative and Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2015.
- [89] World Bank Group, ESMAP, SERIS, Where Sun Meets Water: Floating Solar Handbook for Practitioners, Washington, DC, USA: World Bank, 2019.
- [90] K. Terio, D. McAloose and J. S. Leger., Pathology of Wildlife and Zoo Animals, Elsevier: https://doi.org/10.1016/C2015-0-01586-6, 2018.
- [91] S. Roth, "The Desert Sun," 17 12 2018. [Online]. Available: https://eu.desertsun.com/story/tech/science/energy/2016/08/17/how-many-birds-killed-solar-farms/88868372/. [Accessed


19 08 2020].

- [92] M. Grippo, J. W. Hayse and B. L. O'Connor, "Solar Energy Development and Aquatic Ecosystems in the Southwestern United States: Potential Impacts, Mitigation, and Research Needs," *Environ Assess.*, vol. 55, no. 10.1007/s00267-014-0384-x, pp. 244-256, 2015.
- [93] J. Scurlock, "Agricultural Good Practice Guidance for Solar Farms," BRE National Solar Centre, Watford, UK, 2014.
- [94] T. Karin, C. B. Jones and A. Jain, "Photovoltaic Climate Zones: The Global Distribution of Climate Stressors Affecting Photovoltaic Degradation," in *36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Marseille, 2019.
- [95] J. Ascencio-Vásquez, K. Brecl and M. Topic, "Methodology of Köppen-Geiger-Photovoltaic climate classification and implications to worldwide mapping of PV system performance," Solar Energy, vol. 191, pp. 672-685, 2019.
- [96] M. Kottek, J. Grieser, C. Beck, B. Rudolf and F. Rubel, "World Map of the Köppen-Geiger climate classification updated," *Meteorologische Zeitschrift*, vol. 15, pp. 259-263, 2006.
- [97] C. Silva Cruz and J. Calderón Suenzen, Guía Climática Práctica, Santiago de Chile, Chile: Dirección Meteorológica de Chile, https://es.scribd.com/document/114425344/Guia-Climatica-de-Chile, 2008.
- [98] International Electrotechnical Commission, " IEC 61215-1: 2020 Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules Design, Qualification and Type Approval - Part 1: Test Requirements," Geneva, Switzerland, 2020.
- [99] Programa Energía Solar, "Estudio Benchmarking de Plantas Solares Fotovoltaicas en Chile [Benchmarking Study of Solar Photovoltaic Power Plants in Chile]," Report of the Solar Committee of Chile, 2017.
- [100] ASTM G173-03 12, "Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface," ASTM International, West Conshohocken, PA, USA, www.astm.org, 2012.
- [101] A. Marzo, P. Ferrada, F. Beiza, P. Besson, J. Alonso-Montesinos, J. Ballestrín, R. Roman, C. Portillo, R. Escobar and E. Fuentealba, "Standard or local solar spectrum? Implications for solar technologies studies in the Atacama desert," *Renewable Energy*, vol. 127, no. https://doi.org/10.1016/j.renene2018.05.039, pp. 871-882, 2016.
- [102] M. Herz, U. Jahn, D. Moser, S. Lindig, K. Berger, M. Richter, M. Köntges, G. Friesen, R. French and J. Vedde, Quantification of Technical Risks during Operation and Maintenance, Report IEA-PVPS T13-23: ISBN 978-3-907281-11-6, 2021.
- [103] World Health Organization, "Global Solar UV Index: A Practical Guide," 2002. [Online]. Available: https://www.unep.org/resources/report/global-solar-uv-index-practical-guide. [Accessed 30 October 2022].
- [104] Department of Alternative Energy Development and Efficiency, "Ministry of Energy, Thailand, Areas with solar power potential," 2020. [Online]. Available: http://weben.dede.go.th/webmax/content/areas-solar-power-potential. [Accessed 07 December 2020].
- [105] N. Sakarapunthip, D. Chenvidhya, S. Chuangchote, K. Kirtikara, T. Chenvidhya and W. Onreabroy, "Effects of dust accumulation and module cleaning on performance ratio of solar rooftop system and solar power plants," *Japanese Journal of Applied Physics*, vol. 56, no. 08ME02, 2017.
- [106] International Electrotechnical Commission, "IEC 62892:2019 Extended thermal cycling of PV modules Test procedure," Geneva, Switzerland, 2019.
- [107] N. Shiradkar, "Reliability and Safety Issues Observed in Flood Affected PV Power Plants and Strategies to Mitigate the



Damage in Future," in 46th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Chicago, IL, USA, 2019.

- [108] Intergovernmental Panel on Climate Change, "Global Warming of 1.5°C," A Special Report by IPCC, 2018.
- [109] G. Simpkins, "Extreme Rain in India," Nature Climate Change, vol. 7, no. 11, p. 760, 2017.
- [110] Thomson Reuters Foundation, "How Climate Change Has Affected Gujarat More Floods," 8 September 2017. [Online]. Available: https://everylifecounts.ndtv.com/15-flood-prone-gujarat-villages-relocate-new-schools-homes-16468. [Accessed 1 June 2019].
- [111] H. Upadhyaya, "Kerala floods: What to expect when none of the 61 dams have any emergency plan?," 18 September 2018. [Online]. Available: https://www.downtoearth.org.in/news/natural-disasters/kerala-floods-what-to-expect-whennone-of-the-61-dams-have-any-emergency-plan--61416. [Accessed 1 June 1 2019].
- [112] Climate Central, "Climate Change Increasing Frequency of Coastal Flooding," 4 October 2018. [Online]. Available: https://www.climatecentral.org/gallery/graphics/climate-change-increasing-frequency-of-coastal-flooding. [Accessed 1 June 2019].
- [113] S. Chattopadhyay, R. Dubey, V. Kuthanazhi, S. Zachariah, S. Bhaduri, C. Mahapatra, S. Rambabu, F. Ansari, A. Chindarkar, A. Sinha, H. K. Singh, N. Shiradkar, B. M. Arora, A. Kottantharayil, K. Narasimhan, S. Sabnis and J. Vasi, "All India Survey of Photovoltaic Module Reliability 2016," http://www.ncpre.iitb.ac.in/research/reports.html, Mumbai, India, 2016.
- [114] International Finance Corporation World Bank Group, "Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants," International Finance Corporation IFS), 2015.
- [115] Ministry of Economy, Trade and Industry (Japan), Features of accidental damages at PV facilities in 2018 summer season (in Japanese), Tokyo, Japan, 2018.
- [116] Ministry of Economy, Trade and Industry (Japan), Current situation and countermeasures on the penetration of PV facilities in Japan (in Japanese), Tokyo, Japan, 2019.
- [117] E. Bellini, "Japan's largest floating PV plant catches fire after typhoon Faxai impact," PV Magazine, 09 09 2019.
- [118] Ministry of Economy, Trade and Industry (Japan), Report on the disruptive accident in Yamakura Floating PV Plant (in Japanese), Tokyo, Japan, 2020.
- [119] E. Hotchkiss, "Observations of PV systems post-hurricane," in Proc. 2018 PV Reliab. Work, pp. 747-769, 2018.
- [120] C. Burgess and J. Goodman, Solar under storm: Select best practices for resilient ground-mount PV systems with hurricane exposure, Basalt, CO, USA: Rocky Mountain Institute, 2018.
- [121] Federal Emergency Management Agency, Hurricanes Irma and Maria in the U.S. "Virgin islands: Building performance observations, recommendations, and technical guidance, P-2021, Washington DC, USA: FEMA, 2018.
- [122] Federal Emergency Management Agency, Rooftop solar panel attachment: Design, installation, and maintenance, USVI-RA5, Washington DC, USA: FEMA, 2018.
- [123] S. Donati, "Storms in Italy's Dolomites rase centuries-old forests," 05 November 2018. [Online]. Available: https://www.italymagazine.com/news/storms-italys-dolomites-raze-centuries-old-forests. [Accessed 18 August 2020].
- [124] Wikipedia, "Wikipedia, Storm Adrian ("Tempesta Vaia" in Italian language)," 2020. [Online]. Available:



https://en.wikipedia.org/wiki/Storm_Adrian. [Accessed 28 October 2020].

- [125] L. M. Fedel, "Meteo Altopiano di Piné, Miola, Italy, The Piné plateau (L'ALTOPIANO DI PINÉ)," 2018. [Online]. Available: http://meteopine.altervista.org/pagina-altopianopine.php. [Accessed 18 08 2020].
- [126] American Society of Civil Engineers, *Minimum design loads and associated criteria for buildings and other structures,* ASCE 7-16, 2017.
- [127] Structural Engineers Association of California (SEAOC), "SEAOC PV2-2017 Wind design for solar arrays," Sacramento, CA, USA, 2017.
- [128] FM global property loss prevention data sheet: ground-mounted solar photovoltaic power, Johnston, RI, Data Sheet 7-106, FM Global, 2014.
- [129] Japanese Industrial Standard, "JIS C 8955 Load design guide on structures for photovoltaic array," 2017.
- [130] Japan Photovoltaic Energy Association (JPEA) and Okuji, Reviewing Committee on the Safety Design of PV Facilities, "Design guidelines for terrestrial PV facilities 2019" (in Japanese), New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), 2019.
- [131] European Commission, "Eurocodes, Brussels, Belgium," [Online]. Available: https://ec.europa.eu/growth/sectors/construction/eurocodes_en. [Accessed 19 08 2020].
- [132] European Commission Joint Research Centre, "Eurocodes Background and Applications: "Dissemination of Information for Training" workshop, Brussels, Belgium," [Online]. Available: https://eurocodes.jrc.ec.europa.eu/showpage.php?id=332. [Accessed 19 08 2020].
- [133] S. O. Hansen, "EN 1991-1-4: 2005 Wind actions, Background and Applications: "Dissemination of Information for Training" workshop, [Online]," in Proc. Eurocodes, 2008.
- [134] International Electrotechnical Commission, Technical Committee 82, "82/1728/Q Solar Photovoltaic Energy Systems Proposal to create new working group for PV support structures," Geneva, Switzerland, 2020.
- [135] International Electrotechnical Commission, "IEC 62817:2014+AMD1:2017 Photovoltaic systems Design qualification of solar trackers," Geneva, Switzerland, 2017.
- [136] International Electrotechnical Commission, Results of 82/1728/Q, Proposal to create new working group for PV support structures, Technical Committee 82: Solar Photovoltaic Energy Systems, 82/1752/RQ,, Geneva, Switzerland, 2020.
- [137] International Electrotechnical Commission, Technical Committee 82: Solar Photovoltaic Energy Systems Evaluation of photovoltaic (PV) module to mounting structure interface, Geneva, Switzerland: New Work Item Proposal 82/1740/NP, 2020.
- [138] S.-T. Hsu, W.-Y. Lin, and S.-J. Wu, Environmental factors for non-uniform dynamic mechanical load test due to wind actions on photovoltaic modules, vol. 150, Energy Procedia, Sep. 2018, pp. 50-57.
- [139] Japan Electrical Safety & Environmental Technology Laboratories, Report on guidelines for periodic inspection and failure examination of PV power systems, Tokyo, Japan: Study Committee for Monitoring and Inspection Technologies for PV Power Systems, 2016.
- [140] Japan Photovoltaic Energy Association & Japan Electrical Manufacturers' Association, Guideline on maintenance of PV systems (in Japanese), JM 19Z001, Japan, 2019.



- [141] Photovoltaic Power generation Technology Research Association, Report on the items to maintain the safety in the modest scale PV facilities (in Japanese), Tokyo, Japan, 2018.
- [142] International Electrotechnical Commission, "IEC 62446-1:2016+AMD1 Photovoltaic (PV) systems Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1: Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection," Geneva, Switzerland, 2018.
- [143] International Electrotechnical Commission, "IEC 62446-2 Photovoltaic (PV) systems Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems," Geneva, Switzerland, 2020.
- [144] International Electrotechnical Commission, "IEC TS 63049 Terrestrial photovoltaic (PV) systems Guideline for increased confidence in PV system installation," Geneva, Switzerland, 2017.
- [145] International Electrotechnical Commission, "IEC TS 62738 Ground-mounted photovoltaic power plants Design guidelines and recommendations," Geneva, Switzerland, 2018.
- [146] International Electrotechnical Commission, "IEC TS 63157 Guidelines for effective quality assurance of power conversion equipment for photovoltaic systems," Geneva, Switzerland, 2019.
- [147] International Electrotechnical Commission, "IEC 61215-2: 2020 Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules Design Qualification and Type Approval - Part 2: Test Procedures," Geneva, Switzerland, 2020.
- [148] R. E. Pawluk, Y. Chen and Y. She, "Photovoltaic electricity generation loss due to snow A literature review on influence factors, estimation, and mitigation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107, pp. 171-182, 2019.
- [149] T. W. Estilow, A. H. Young and D. A. Robinson, "A long-term Northern Hemisphere snow cover extent data record for climate studies and monitoring," *Earth Syst. Sci. Data, https://doi.org/10.5194/essd-7-137-2015,* vol. 7, pp. 137-142, 2015.
- [150] A. Granlund, J. Narvesjö and A. M. Petersson, "The Influence of Module Tilt on Snow Shadowing of Frameless Bifacial Modules," in 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp.1646-1650, ISBN 3-936338-60-4, Marseille, France, 2019.
- [151] European Committee for Standardization, "EN 1991-1-3. Eurocode 1 Actions on structures Part 1-3: General actions -Snow loads," CEN, Brussels, Belgium, 2003.
- [152] S. Dimova, M. Fuchs, A. P. Vieira, B. N. Kamenarova, M. L. Raposo and S. Iannaccone, "State of implementation of the Eurocodes in the European Union. Support to the implementation, harmonization and further development of the Eurocodes," EUR 27511 EN, ISBN 978-92-79-52706-7, 2015.
- [153] W. S. B. Paterson, "The Physics of Glaciers," Pergamon, ISBN 978-0-08-037944-9, 1994.
- [154] C. Pike, E. Whitney, M. Wilber and J. Stein, "Field Performance of South-Facing and East-West Facing Bifacial Modules in the Arctic," *MDPI Energies, https://doi.org/10.3390/en14041210*, vol. 14, p. 1210, 2021.
- [155] M. W. Rowell, S. G. Daroczi, D. W. J. Harwood and A. Gabor, "The Effect of Laminate Construction and Temperature Cycling on the Fracture Strength and Performance of Encapsulated Solar Cells," in 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaii, USA, 2018.
- [156] E. J. Schneller., H. Seigneur, J. Lincoln. and A. M. Gabor, "The Impact of Cold Temperature Exposure in Mechanical Durability Testing of PV Modules," in 46th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Chicago, IL, USA, ISBN 978-1-



7281-0494-2, 2019.

- [157] H. Seigneur, A. M. Gabor, E. J. Schneller and J. Lincoln, "Electroluminescence Testing Induced Crack Closure in PV Modules," in 46th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Chicago, IL, USA, ISBN 978-1-7281-0494-2, 2019.
- [158] A. Nash; C. Pike; R. A. Seifert, "A Solar Design Manual for Alaska, Fifth edition," Alaska Center for Energy and Power and the Cooperative Extension Service, University of Alaska, Fairbanks, Alaska, USA, 2018.
- [159] A. M. Gabor, R. Janoch, A. Anselmo, J. Lincoln, E. J. Schneller, H. Seigneur, D. J. Harwood and M. W. Rowell, "Mounting Rail Spacers for Improved Solar Panel Durability," in 46th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Chicago, IL, USA, ISBN 978-1-7281-0494-2, 2019.
- [160] M. v. Noord, T. Berglund and M. Murphy, "Snöpåverkan på solelproduktion Om snöförluster på takanläggningar i Norra Sverige," Energiforsk, Rapport 2017:382, 2017.
- [161] L. Powers, J. Newmiller and T. Townsend, "Measuring and modelling the effect of snow on photovoltaic system performance," in *35th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, Hawaii, USA, ISBN 978-1-4244-5892-9, 2010.
- [162] T. Townsend and L. Powers, "Photovoltaics and Snow: An Update from Two Winters of Measurements in the SIERRA," in 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, WA, USA, ISBN 978-1-4244-9965-6, 2011.
- [163] R. W. Andrews, A. Pollard and J. M. Pearce, "The effects of snowfall on solar photovoltaic performance," Solar Energy, vol. 92, pp. 84-97, 2013.
- [164] G. Becker, B. Schiebelsberger, W. Weber, C. Vodermayer, M. Zehner and G. Kummerle, An approach to the impact of snow on the yield of grid connected PV systems, Bavarian Association for the Promotion of Solar Energy: Munich, Germany, 2007.
- [165] M. A. Anadol and E. Erhan, "Determination of Power Losses Occurring due to Snowfall based on Grid-Connected Inverter Data," in *International Advanced Researches and Engineering Congress*, Osmaniye, Turkey, 2017.
- [166] E. Andenæs, B. P. Jelle, K. Ramlo, T. Kolås, J. Selj and S. E. Foss, "The influence of snow and ice coverage on the energy generation from photovoltaic solar cells," *Solar Energy*, vol. 159, pp. 318-328, 2018.
- [167] B. J. Jelle, T. Gao, S. A. Mofid, T. Kolås, P. M. Stenstad and S. Ng, "Avoiding Snow and Ice Formation on Exterior Solar Cell Surfaces - A Review of Research Pathways and Opportunities," *Proceedia Engineering*, vol. 145, pp. 699-706, 2016.
- [168] B. B. Aarseth, M. B. Øgaard, J. Zhu, T. Strömberg, I. A. Tsanakas, J. H. Selj. and E. S. Marstein, "Mitigating Snow on Rooftop PV Systems for Higher Energy Yield and Safer Roofs," in 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Brussels, Belgium, 2018.
- [169] International Electrotechnical Commission, "IEC 62938:2020, Photovoltaic (PV) modules Non-uniform snow load testing," ISBN 978-2-8322-8074-4, Geneva, Switzerland, 2020.
- [170] E. M. Eriksson and R. Taesler, "Analysis and mapping of the basic values of snow loads on ground (In Swedish)," Boverket, 1995.
- [171] Boverket, "Boverkets konstruktionsregler, EKS11. BFS 2011:10," Boverket: The Swedish National Board of Housing, Building and Planning (English translation), Sweden, 2019.
- [172] S. Donati, "Storms in Italy's Dolomites rase centuries-old forests," 05 11 2018. [Online]. Available: https://www.italymagazine.com/news/storms-italys-dolomites-raze-centuries-old-forests. [Accessed 18 08 2020].



[173] "Wikipedia, Storm Adrian ("Tempesta Vaia" in Italian language)," 2020. [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Tempesta_Vaia and https://en.wikipedia.org/wiki/Storm_Adrian. [Accessed 18 08 2020].



부록 영어-한글 용어 비교

AC circuit breaker	교류 차단기	
active power	유효전력	
albedo	알베도	
anti-islanding	단독운전 방지	
anti-soiling	오염 방지	
apparent power	겉보기 전력	
arc flashing	아크 섬광	
array	어레이	
Automatic Meter Reading (AMR)	자동 원격 검침	
availability	가용성	
azimuth	방위각	
balance of system (BOS)	주변장치	
bankability	은행성	
best practice	모범 사례	
biased	편향	
bifacial	양면형	
bill of material (BOM)	자재명세서, 원단위	
build attached PV (BAPV)	건물부착형 태양광	
build integrated PV (BIPV)	건물일체형 태양광	
burn marks	탄자국	
busbar	버스바	
bypass diode	바이패스 다이오드	
calibration	교정	
capital expenditures (CAPEX)	자본지출	
charge coupled device (CCD)	전하결합소자	
cleaning	청소	
climate zone	기후대	
cloud cover	구름량	
cloud-motion	구름 움직임	
combiner box	컴바이너 박스, 결합기 박스	
connector	커넥터, 연결기	
corrective	시정의	
correction	보정	



crystalline silicon (c-Si)	결정질실리콘	
curtailment	삭감	
damp heat	고온고습	
dark	암상태	
daylight hours	일광 시간	
DC switch	직류 개폐기, 스위치	
defect	결함	
deflection	변위, 편향	
degradation	열화	
degradation rate	열화율	
delamination	박리	
depth hoar	속서리	
derating	디레이팅, 정격감소	
detect	탐지하다	
detectability (D)	탐지가능성	
direct normal irradiance (DNI)	직달 법선면 조사강도	
discolouration	변색	
downtime	정지시간	
durability	내구성	
dust soiling	먼지오염	
electroluminescence (EL)	전계발광	
encapsulant	봉지재	
energy performance index: EPI	에너지 성능 지수	
energy yield	에너지 수율	
enterprise resource planning (ERP)	전사적 자원관리	
EPC (engineering, procurement, construction)	설계 시공 일괄 방식	
exogeneous	외인적	
failure	불량	
failure rate	불량률	
fault	결함, 고장, 사고	
feed in tariff (FIT)	발전차액	
finger	핑거 전극	
force diagram	역도	
freeze thaw	동결 융해	
frost	성에	
global horizontal irradiance (GHI)	글로벌 수평면 조사강도	
grid	그리드, 계통선	



grid code	그리드 코드	
grid-connected	계통연계형	
ground fault detection	접지 사고 탐지	
Guaranteed Performance Ratio	성능비 보증	
Guaranteed Plant Availability	플랜트 가용성 보증	
hierarchies	계층	
hot spot	핫스팟, 열점	
humidity freeze	습도 동결	
infrared (IR)	적외선의	
infrared thermography (IRT)	적외선 서모그래피	
inhomogeneous mechanical load (IML)	불균질한 기계적 하중	
insolation	일조량	
insulation	절연	
interconnector	상호연결기	
inverter	인버터	
irradiance	조사강도	
irradiation	조사량	
isolation	고립, 격리	
I-V curve	전류-전압 곡선	
jitter	지터, 순간적인 흐트러짐	
junction box (JB)	정션박스	
Key Performance Indicator (KPI)	핵심성능지표	
kurtosis	첨도	
label	라벨	
laminate	라미네이트	
leak current	누설전류	
leakage current	누설전류	
levelised cost of electricity (LCOE)	균등화발전단가	
lifecycle cost	수명주기 비용	
light induced degradation (LID)	광유도 열화	
liquidated damage (LD)	손해 변제금	
machine learning (ML)	머신러닝, 기계학습	
maintenance	유지보수	
maintenance reserve account (MRA)	유지보수 예비비 계정	
maximum power point tracking (MPPT)	최대출력점 추종	
mean absolute error (MAE)	평균 절대 오차	
median	중간값	
member	부재(部材)	



mesoscale	중간 규모
metrics	지표, 메트릭스
mitigation measures (MM)	완화 조치
module	모듈
moisture	수분, 습기
mounting	장착
nominal	공칭의
numerical weather prediction (NWP)	수치 기상 예측
occupational health and safety (OHS)	산업보건안전
O&M (operation & maintenance)	운영 및 유지보수
open-circuit	개방회로
open-circuit voltage (Voc)	개방전압
operational expenditures (OPEX)	운영지출
optical depth	광학 깊이
original equipment manufacturing (OEM)	주문자상표 제조
outlier	이상치
parameter	파라미터, 매개변수
payback time	회수기간
penalize	처벌하다
performance index	성능지수
performance ratio	성능비
performance loss rate (PLR)	성능 손실율
photoluminescence	광루미네선스, 광발광
photovoltaic (PV)	태양광
plane of array (POA)	어레이면
plant	플랜트, 발전소
potential induced degradation (PID)	퍼텐셜 유도 열화
power output	출력 산출량, 출력 생산량
power purchase agreement (PPA)	전력구매계약
potential induced degradation (PID)	퍼텐셜 유도 열화
pottant	포턴트
power loss	출력손실
power output	출력 산출량
power factor	역률
preventive maintenance	예방적 유지보수
pyranometer	일사량계
qualification	적격성
racking	랙킹



radiation	복사	
Reliability, Availability, and Maintainability (RAM)	신뢰성, 가용성 및 유지보수성	
rate	등급	
reactive power	무효전력	
reactive energy	무효 에너지, 무효 전력량	
Renewable Energy Fraction (REF)	재생에너지 비율	
resistivity	저항률, 비저항	
response time	대응시간	
return on investment (ROI)	투자 수익률	
revamping	개조	
reverse current	역방향 전류	
risk	위험, 리스크	
robustness	견고성	
rooftop	루프탑	
root mean squared error	평균 제곱근 오차	
safety	안전	
scatter plot	산점도	
sealing	실링	
shading	음영	
short circuit current (I _{sc})	단락전류	
shunt	션트	
shutdown	정지	
silt	토사	
skewness	왜도	
snail tracks (trails)	달팽이자국	
snowy	다설	
soiling	오염	
soiling loss	오염 손실	
soiling ratio	오염비	
specification	명세, 사양	
stacking fault	적층결함	
standardization	규격화	
standard test condition (STC)	표준시험조건	
string	스트링	
sun hour	일조 시간	
supervisor control and data acquisition (SCADA)	감시제어 데이터 수집	
thermal cycling	온도 사이클	
thermography	서모그래피, 열화상장치	



time-series	시계열
tracker	트랙커
triggered	촉발식
typical meteorological year (TMY)	기상년
uncertainty	불확도
uninterruptible power supplies (UPS)	무정전 전원공급장치
unmanned aerial vehicle (UAV)	무인항공기
uptime	가동시간
vegetation	수목
visual inspection (VI)	육안검사
wet leakage	습윤 누설
wind factor	바람 인자
yield loss	수율 손실

한글 옮김 문의 : khdbs52@gmail.com





