

Exploitation et maintenance (O&M) des centrales photovoltaïques

Guide des meilleures pratiques / **Edition tunisienne**

Avec le soutien de :



Titre de la publication originale : SolarPower Europe Operation & Maintenance Best Practices Guidelines / Version 3.0
(Téléchargez sur le site www.solarbestpractices.com)

Contacts :

Máté Heisz, SolarPower Europe. info@solarpowereurope.org
Karim Nefzi, ANME. Karim.nefzi@anme.nat.tn
Amin Chtioui, projet GIZ RMS - Renforcement du Marché Solaire. amin.chtioui@giz.de
Rüdiger Spielkamp, projet GIZ APST - Appui à la mise en œuvre du Plan Solaire Tunisien. ruediger.spielkamp@giz.de

Contributeurs et co-auteurs de l'édition tunisienne : Nafaa Baccari, ANME ; Aurélie Beauvais, SolarPower Europe ; Said Bouzbizi, TCO Solar ; Issam Boujemaa, STEG ; Dorra Chida, GIZ ; Amin Chtioui, GIZ ; Inès Daly, STEG ; Gilles Estivalet, QOS Energy ; Mohamed Ali Farhat, ANME ; Máté Heisz, SolarPower Europe ; Abdelkarim Ghezal ; Sana Kacem, ANME ; Ahmed Kammoun, CSPV ; Etienne Leconte, Powerhub ; Samia Leghribi, STEG ; Fabrice Le Tual, EDF Energies Nouvelles ; Mohamed Maghrebi, GIZ ; Tristan Marlair, GIZ ; Sliman Mazari, Siemens ; Hassène Najjar, CSPV ; Karim Nefzi, ANME ; Gilles Rodon, ABB ; Wolfgang Rosenberg, TCO Solar ; Adrien Van Den Abeele, Above.

Elaboration du Guide : Le Guide des meilleures pratiques d'O&M de SolarPower Europe reflète l'expérience et les vues d'une part considérable de l'industrie d'O&M d'aujourd'hui. L'édition tunisienne se base sur la version 3.0 du Guide développé par le Groupe de travail O&M de SolarPower Europe. L'élaboration de l'édition tunisienne a été soutenue par la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, le Ministre de l'Industrie et des Petites et Moyennes Entreprises, l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME), la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) et la Chambre Syndicale du Photovoltaïque de Tunisie (CSPV).

Avertissement : L'adhésion aux recommandations du Guide des meilleures pratiques d'O&M de SolarPower Europe et ses sous-produits est volontaire. Toutes les parties prenantes qui souhaitent adhérer au Guide des meilleures pratiques d'O&M de SolarPower Europe sont responsables de l'auto-certification attestant qu'ils ont satisfait aux exigences du guide, et ce, grâce à l'achèvement du processus d'auto-certification fourni par la « Solar Best Practices Mark » de SolarPower Europe (www.solarbestpractices.com). Ce rapport a été préparé par SolarPower Europe. Il est fourni aux bénéficiaires, exclusivement à des fins d'information. Rien dans ce rapport ne devrait être interprété comme une offre ou une recommandation d'un produit, de services ou de produits financiers. Ce rapport ne constitue pas un conseil d'ordre technique, d'investissement, juridique, fiscal ou autre. Les bénéficiaires devront au besoin consulter leurs propres conseillers techniques, financiers, juridiques, fiscaux ou autres. Ce rapport est basé sur des sources jugées exactes. Cependant, SolarPower Europe et les contributeurs ne garantissent pas l'exactitude ou l'exhaustivité des informations qui y sont contenues. SolarPower Europe et les contributeurs déclinent toute obligation de mettre à jour toute information contenue dans ce document et ne seront pas tenus responsables des dommages directs ou indirects résultant de l'utilisation des informations fournies, et ne fourniront aucune indemnité.

Conception : Onehemisphere, Suède.

ISBN: 9789463965989

Février 2020

AVANT-PROPOS

Bienvenue à l'Édition tunisienne du Guide des meilleures pratiques d'exploitation et de maintenance (O&M) des centrales photovoltaïques (PV). Ce document se base sur le Guide d'O&M développé par SolarPower Europe, un document de référence dans l'industrie solaire mondiale qui a été adapté au contexte tunisien avec le soutien du Ministre de l'Industrie et des Petites et Moyennes Entreprises (MIPME), de l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME), la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG), la Chambre Syndicale du Photovoltaïque de Tunisie (CSPV) et la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

La Tunisie dispose d'abondantes ressources solaires, ce qui constitue une option durable et compétitive pour répondre à la demande énergétique croissante du pays. Pour atteindre l'objectif du Plan Solaire Tunisien (PST) de 30% d'énergie renouvelable dans le mix électrique (soit 3,8 GW de capacité) d'ici 2030, le pays a lancé récemment plusieurs appels d'offres. Le dernier grand pas vers cette cible a notamment été pris en décembre 2019 avec l'attribution de 500 MW de projets solaire PV, à l'issue d'un processus d'appel d'offres ayant permis d'atteindre des tarifs de l'énergie parmi les plus bas en Afrique à ce jour. Avec l'accélération du déploiement du PV, il est temps pour la Tunisie de se tourner vers la fiabilité à long terme des centrales solaires.

L'objectif de ce rapport est de fournir des conseils aux acteurs locaux et internationaux actifs en Tunisie sur la manière de garantir le bon fonctionnement à long terme de leurs installations solaires. Il est destiné aux entreprises d'O&M ainsi qu'aux investisseurs, aux propriétaires de centrales PV, aux gestionnaires d'actifs, aux fournisseurs d'outils de télésurveillance et à toutes les parties prenantes concernées. Les exigences minimales, les meilleures pratiques et les recommandations présentées dans ce Guide sont basées sur la vaste expérience accumulée par les membres de SolarPower Europe actifs dans le domaine de l'O&M solaire, complétée par des adaptations et recommandations spécifiques à la Tunisie.

Nous remercions l'ensemble des parties prenantes ayant participé à cette initiative. Nous sommes convaincus que ce Guide contribuera de manière significative à la qualité, performance et fiabilité des centrales solaires en Tunisie.

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	3	10.9. Types de données collectées via le système de télésurveillance	57
TABLE DES MATIÈRES	4	10.9.1. Mesures d'irradiance	57
LISTE DES ABRÉVIATIONS	5	10.9.2. Mesures de température au niveau des modules	58
LISTE DES TABLEAUX ET DES FIGURES	6	10.9.3. Données météorologiques locales	58
RÉSUMÉ	7	10.9.4. Mesures de chaînes de modules	58
1 INTRODUCTION	10	10.9.5. Mesures au niveau de l'onduleur	59
1.1. Motif, objectif et portée	10	10.9.6. Compteur d'énergie	60
1.2. Comment bénéficier de ce document	11	10.9.7. Paramètres de contrôle	60
1.3. Parties prenantes et leurs rôles	11	10.9.8. Les alarmes	60
2 DÉFINITIONS	14	10.9.9. Circuit AC / relais de protection	60
3 SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT	17	10.10. Données collectées sur site lors d'inspections spécialisées de modules PV	61
4 PERSONNEL ET FORMATION	21	10.10.1. Thermographie infrarouge	61
5 GESTION TECHNIQUE D'ACTIFS	22	10.10.2. Traçage de courbe I-V sur site	62
5.1. Rapports	22	10.10.3. Imagerie par électroluminescence (EL) sur site	62
5.2. Conformité à la réglementation	24	10.10.4. Mesures de salissures	62
5.3. Gestion des garanties	24	11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI)	63
5.4. Réclamations d'assurance	28	11.1. Données de la centrale PV	63
5.5. Gestion des contrats	28	11.1.1. Mesures de données brutes pour le calcul des performances	63
6 EXPLOITATION DE LA CENTRALE	27	11.1.2. KPIs des centrales PV	64
6.1. Système de Gestion de la Documentation (DMS)	27	11.1.2.1 <i>Productible de Référence</i>	64
6.2. Télésurveillance et contrôle de la performance de la centrale	29	11.1.2.2 <i>Productible Spécifique</i>	64
6.3. Analyse de performance et amélioration	30	11.1.2.3 <i>Indice de Performance</i>	65
6.4. Optimisation d'O&M	31	11.1.2.4 <i>Indice de Performance corrigé en température</i>	65
6.5. Pilotage de la centrale PV	31	11.1.2.5 <i>Productible Attendu</i>	66
6.6. Prévission de production d'énergie	31	11.1.2.6 <i>Indice de Performance Energétique</i>	66
6.7. Conformité au code réseau	32	11.1.2.7 <i>Disponibilité Technique</i>	66
6.8. Gestion du changement	34	11.1.2.8 <i>Disponibilité Contractuelle</i>	68
6.9. La sécurité des centrales	35	11.1.2.9 <i>Disponibilité sur la base d'énergie</i>	69
6.10. Rapports et gestion technique d'actifs	35	11.2. KPI de l'entreprise d'O&M	70
7 MAINTENANCE DE LA CENTRALE	36	11.2.1. Temps d'Accusé de Réception	70
7.1. Maintenance préventive	36	11.2.2. Temps d'Intervention	70
7.2. Maintenance corrective	37	11.2.3. Temps de Réponse	70
7.3. Maintenance prédictive	38	11.2.4. Temps de Résolution	71
7.4. Maintenance exceptionnelle	40	11.2.5. Rapport	71
7.5. Services supplémentaires	41	11.2.6. Expérience de l'entreprise d'O&M	71
8 MODERNISATION ET REPOWERING	43	12 CADRE CONTRACTUEL	74
8.1. Définition et motif de modernisation et du repowering	43	12.1. Etendue du contrat d'O&M	74
8.2. Repowering du module	44	12.2. Frais de contrat d'O&M	76
8.3. Repowering de l'onduleur	45	12.3. Garanties contractuelles	76
8.4. Considérations générales de repowering	47	12.3.1. Garantie de Disponibilité Contractuelle	76
9 GESTION DES PIÈCES DE RECHANGE	48	12.3.2. Garantie de Temps de Réponse	77
10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE	51	12.3.3. Garantie de Temps de Résolution	77
10.1. Enregistreurs de données (dataloggers)	52	12.4. Schémas de primes et de dommages-intérêts	78
10.2. Portail (web) de télésurveillance	53	12.5. Normes de service	78
10.3. Format de données	53	12.6. Qualification des entreprises d'O&M	78
10.4. Configuration	53	12.7. Responsabilité et redevabilité	78
10.5. Interopérabilité	54	12.8. Gestion des pièces de rechange	79
10.6. Connexion Internet et réseau local	54	12.9. Télésurveillance à distance de la centrale	79
10.7. Propriété des données et confidentialité	56	12.10. Rapport	80
10.8. Cybersécurité	56		

TABLE DES MATIÈRES

13 INNOVATIONS ET TENDANCES	81	13.3. O&M pour centrales PVs avec stockage	90
13.1. Télésurveillance intelligente des centrales PV et O&M basée sur les données	81	13.3.1. Types de systèmes de stockage	90
13.1.1. Thermographie aérienne avancée avec drones	82	13.3.2. Santé, sécurité et environnement	91
13.1.2. Diagnostic automatisé des performances de la centrale	84	13.3.3. Exploitation et télésurveillance	92
13.1.3. Maintenance prédictive pour l'optimisation du remplacement de matériel	85	13.3.4. Maintenance	92
13.1.4. Prédiction du rendement des centrales PV	86	14 O&M POUR LES SYSTÈMES SOLAIRES DÉCENTRALISÉS	93
13.1.5. Internet des objets (IoT) et auto-configuration	87	14.1. Parties prenantes	93
13.1.6. Futures meilleures pratiques dans les systèmes de gestion de la documentation	88	14.2. Santé, sécurité et environnement	95
13.2. Revêtements de rénovation pour modules PV	89	14.3. Personnel et formation	95
13.2.1. Revêtements antisalissures	89	14.4. Télésurveillance et rapports	95
13.2.2. Revêtements antireflets	89	14.5. Exploitation	96
		14.6. Maintenance	96
		14.7. Gestion des pièces de rechange	97
		REFERENCES	98
		ANNEXE	99
		A. Matrice de compétences proposée pour le personnel O&M	99
		B. Documentation accompagnant la centrale PV	100
		C. Exemples importants d'enregistrements d'entrées dans le contrôle d'enregistrements	102
		D. Plan de maintenance annuel	104

LISTE DES ABRÉVIATIONS

AC	Courant alternatif (Alternating Current)	IR	Infrarouge
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie	IRENA	Agence internationale de l'énergie renouvelable (International Renewable Energy Agency)
API	Interface de programmation d'applications (Application Programming Interface)	KPI	Indicateur de performance (key performance indicator)
BT	Basse Tension	kW	kilowatt
CCTV	Télévision en circuit fermé (Closed Circuit Television)	kWh	kilowatt-heure
CMA	Calendrier de maintenance annuel	kW _c	kilowatt-crête
COD	Date de mise en service commerciale (Commercial Operation Date)	LAC	Lecture automatique des compteurs
CSMS	Système de gestion de la cybersécurité (Cyber-Security Management System)	LCOE	Coût actualisé de l'électricité (levelised cost of electricity)
CTER	Commission Technique de production indépendante d'électricité à partir des Energies renouvelables	MIPME	Ministère de l'Industrie et des Petites et Moyennes Entreprises (Ministère en charge de l'Energie)
DC	Courant continu (Direct Current)	MIT	Seuil Minimum d'Irradiance (Minimum Irradiance Threshold)
DMS	Système de gestion de la documentation (Document Management System)	MPPT	Suivi du point maximal de puissance (maximum power point tracking)
DOE	Dossier des ouvrages exécutés	MT	Moyenne tension
DSCR	Ratio de couverture du service de la dette (Debt Service Coverage Ratio)	MW	Mégawatt
DSL	Ligne d'abonné numérique (Digital Subscriber Line)	O&M	Exploitation et maintenance (Operation & Maintenance)
EMS	Système de gestion de l'énergie (Energy Management System)	OEM	Fabricant d'équipement d'origine (Original Equipment Manufacturer)
EPC	Ingénierie, approvisionnement, construction (Engineering, Procurement, Construction)	OS	Système d'exploitation (Operating System)
EPI	Indice de performance énergétique (Energy Performance Index)	PAC	Provès-verbal de réception provisoire (Provisional Acceptance Certificate)
ESS	Système de stockage d'énergie (Energy Storage System)	PMA	Plan de maintenance annuel
FAC	Procès-verbal de réception finale (Final Acceptance Certificate)	POA	Plan des modules (Plane of Array)
FTP	Protocole de Transfert de Fichier (File Transfer Protocol)	PPA	Contrat de vente d'électricité (Power Purchase Agreement)
GMAO	Gestion de maintenance par ordinateur (computerised maintenance management system)	PR	Indice de Performance (Performance Ratio)
GPRS	General Packet Radio Service	PV	Photovoltaïque
HT	Haute Tension	ROI	Retour sur Investissement (Return on Investment)
IEC	Commission Electrotechnique Internationale (International Electrotechnical Commission)	SCADA	Système de contrôle et d'acquisition de données (Supervisory Control And Data Acquisition)
IGBT	Transistors bipolaires à porte isolée (Insulated-Gate Bipolar Transistors)	SLA	Entente de Niveau de Service (Service Level Agreement)
IPP	Producteur d'énergie indépendant (Independent Power Producer)	SPV	Société de projet (Special Purpose Vehicle)
		SSE	Santé, sécurité et environnement (Environment, Health and Safety, EH&S)
		STC	Conditions standards de test (1000 W/m ² 25°C ; Standard Test Conditions)
		STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
		UPS	Alimentation sans interruption (Uninterruptible Power Supply)

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Indicateurs/valeurs nécessaires aux rapports	23
Tableau 2: Informations requises des centrales PV par le Dispatching National	34
Tableau 3: Exemples de services supplémentaires	42
Tableau 4: Liste minimale de pièces de rechange (non exhaustive)	50
Tableau 5: Exemples d'options d'intégration de données	54
Tableau 6: Avantages et inconvénients des différents types de connexions de télésurveillance	55
Tableau 7: Vue d'ensemble des différents types d'indicateurs de performance et de leurs objectifs	72
Tableau 8: Exemples de services de maintenance supplémentaires et tendances générales du marché	75
Tableau 9: Exemples de classes de défaut et Temps de Réponse minimal correspondant	77
Tableau 10: Thermographie IR aérienne - sous-tâches de post-traitement	83
Tableau 11: Méthodes proposées pour la collecte du Productible de Référence	96
Tableau 12: Incidents couverts par des accords de service d'O&M pour les systèmes solaires décentralisés	97

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Rôles et Responsabilités des différentes parties prenantes dans le secteur d'O&M	13
Figure 2: Les niveaux de soutien dans la gestion des défauts	29
Figure 3: Flux d'énergie dans un système PV connecté au réseau avec paramètres, rendements et pertes	51
Figure 4: Diverses périodes de temps pour le calcul de la Disponibilité Technique	67
Figure 5: Diverses périodes de temps pour le calcul de la Disponibilité Contractuelle	68
Figure 6: Temps d'Accusé de Réception, Temps d'Intervention, Temps de Réponse, Temps de Résolution	70
Figure 7: Fondements de la Data	81
Figure 8: Diagnostic automatisé de performance de centrale	84
Figure 9: Maintenance prédictive pour le remplacement du matériel optimisé	85
Figure 10: Rôles et responsabilités des différents acteurs dans le domaine d'O&M pour l'énergie solaire décentralisée	94

RÉSUMÉ

L'exploitation et la maintenance (O&M) est devenue une activité à part entière au sein de l'industrie solaire. Il est largement reconnu par toutes les parties prenantes que les services d'O&M de haute qualité permettent d'atténuer les risques potentiels, d'améliorer le Coût Actualisé de l'Électricité (LCOE), de maîtriser les tarifs des contrats de vente d'électricité (PPA) et d'impacter positivement le retour sur investissement (ROI). Le Guide des meilleures pratiques d'O&M de SolarPower Europe apporte une réponse aux disparités qui existent sur le marché d'O&M solaire d'aujourd'hui. Il permet à tous de bénéficier de l'expérience des plus grands experts du secteur et d'améliorer le niveau de qualité et de cohérence en matière d'O&M.

Ce Guide est destiné aux entreprises d'O&M, ainsi qu'aux investisseurs, financiers, propriétaires de centrales, gestionnaires d'actifs, fournisseurs d'outils de télésurveillance, consultants techniques ainsi que et toutes les autres parties prenantes en relation avec les projets solaires PV. Ce guide, initialement conçu pour viser les différentes parties prenantes actives dans le domaine du solaire PV en Europe, a été ajusté pour s'adapter avec le cadre institutionnel et réglementaire organisant l'exploitation et la maintenance des centrales solaires en Tunisie.

Ce document commence par contextualiser l'O&M en expliquant les rôles et les responsabilités des différentes parties prenantes telles que les gestionnaires d'actifs, les fournisseurs de services d'exploitation, les fournisseurs de services de maintenance, et passe en revue les termes techniques et contractuels pour parvenir à une compréhension harmonieuse et commune du sujet. Il conduit ensuite le lecteur à travers les différentes composantes de l'O&M, en classant les besoins en « exigences minimales », « meilleures pratiques » et « recommandations ».

Santé, sécurité et environnement

Les centrales solaires sont des centrales de production d'électricité et comportent de sérieux risques qui peuvent entraîner des blessures et des décès. Les risques doivent être réduits par une identification appropriée des risques potentiels, une planification minutieuse des travaux, par des séances d'information documentées sur les procédures à suivre et par des inspections et une maintenance régulière. Les problèmes environnementaux peuvent normalement être évités grâce à une conception adéquate des installations et de la maintenance. Cependant, lorsque des problèmes surviennent, l'entreprise d'O&M doit pouvoir les détecter et intervenir rapidement.

Personnel et formation

Il est important que tout le personnel d'O&M ait les qualifications requises pour exécuter les travaux de manière sûre, responsable et transparente. Ce Guide contient un modèle de matrice de compétences qui permet d'enregistrer les compétences et d'identifier les lacunes.

Gestion technique d'actifs

Dans de nombreux cas, l'entreprise d'O&M assume des tâches de gestion technique d'actifs tels que la soumission de rapports sur les indicateurs de performance (KPI) au propriétaire de centrale. Toutefois, dans les cas où le gestionnaire technique d'actifs et l'entreprise d'O&M sont des entités distinctes, une coordination étroite et un partage d'information entre les deux entités sont indispensables. Les rapports périodiques envoyés au propriétaire de la centrale doivent inclure des informations sur les mesures de données brutes (telles que l'énergie produite), sur les indicateurs de performance de la centrale PV (tel que l'Indice de Performance ou la Disponibilité), sur les indicateurs de performance de l'entreprise d'O&M (tel que le Temps de Réponse), et sur les indicateurs de performance des équipements et des incidents. La gestion technique d'actifs doit également veiller à ce que le fonctionnement de la centrale PV soit conforme à la réglementation locale et aux contrats en vigueur.

Exploitation des centrales

L'exploitation porte sur la télésurveillance et le pilotage de la centrale PV. Elle inclut également la sous-traitance et/ou la coordination des activités de maintenance. Un système de gestion de la documentation appropriée d'une centrale PV est crucial en exploitation. Une liste des documents qui doivent être inclus dans le dossier des ouvrages exécutés (DOE) accompagnant la centrale PV (telles que les fiches techniques des modules PV), ainsi qu'une liste d'exemples d'enregistrements d'entrées, qui doivent être inclus dans le contrôle d'enregistrements (tel que la description des alarmes), se trouvent à l'annexe du présent Guide. L'entreprise d'O&M doit toujours chercher à améliorer les performances de la centrale PV sur la base des données et des analyses obtenues des services de télésurveillance.

Maintenance des centrales

La maintenance est généralement effectuée sur place par des techniciens spécialisés ou par des sous-traitants, sur la base des analyses de l'équipe d'exploitation. Un des aspects essentiels des services de maintenance, la maintenance préventive, est la nécessité d'inspections visuelles et physiques régulières et d'activités de vérification afin d'assurer la conformité aux manuels d'exploitation. Le plan de maintenance annuel (voir un exemple en annexe 'b') comprend une liste des inspections qui doivent être effectuées régulièrement. La maintenance corrective couvre les activités visant à rétablir une centrale PV défectueuse, une remise en état de l'équipement ou d'un composant pour qu'il puisse effectuer les fonctions demandées. Des actions de maintenance exceptionnelle, qui ne sont pas couvertes généralement par les frais fixes O&M, peuvent être nécessaires après la survenue de grands événements imprévisibles sur le site de l'installation nécessitant des travaux de réparation importants. D'autres services de maintenance supplémentaires comprennent des tâches telles que le nettoyage des modules et le contrôle de la végétation.

Modernisation et repowering

La modernisation et le repowering sont généralement considérés comme faisant partie de la maintenance exceptionnelle du point de vue contractuel. Toutefois, en raison de leur importance croissante sur le marché solaire O&M, le Guide les aborde dans un chapitre dédié. La modernisation et le repowering sont définis comme le remplacement des anciens composants liés à la production d'énergie au sein d'une centrale électrique par de nouveaux composants, afin d'améliorer la performance globale de l'installation. Ce chapitre présente les meilleures pratiques en matière de modernisation et de repowering des modules et des onduleurs, ainsi que des considérations générales et commerciales à prendre en compte avant la mise en œuvre.

Gestion des pièces de rechange

La gestion des pièces de rechange est une partie intégrante et substantielle de l'O&M. Elle vise à assurer que les pièces de rechange sont disponibles en temps opportun pour la maintenance corrective afin de minimiser les temps d'arrêt d'une centrale PV. Les pièces de rechange doivent être la propriété du propriétaire de centrale, tandis que la maintenance, le stockage et le réapprovisionnement relèvent normalement de la responsabilité de l'entreprise d'O&M. Il est également considéré comme une meilleure pratique de ne pas inclure le coût de la reconstitution des pièces de rechange dans les frais fixes d'O&M. Le présent Guide comprend également une liste minimale des pièces de rechange qui sont considérées comme essentielles.

Exigences des données et de télésurveillance

Le but du système de télésurveillance est de permettre le suivi du flux d'énergie dans une centrale PV. Les conditions requises pour un suivi efficace comprennent des enregistreurs de données capables de collecter et stocker les données de tous les composants pertinents ; il comprend également un portail de télésurveillance pour la visualisation des données recueillies et le calcul des indicateurs de performance. En outre, et comme meilleure pratique, le système de télésurveillance devrait assurer une accessibilité libre aux données, afin de permettre une transition aisée entre les plateformes de télésurveillance. Comme tous les systèmes surveillés et contrôlés à distance, les installations PVs sont exposées à des risques de cyber-attaques ; il est

donc essentiel que les installations procèdent à une analyse de la sécurité informatique et mettent en œuvre un système de gestion de la cybersécurité.

Indicateurs de Performance (KPI)

Les indicateurs de performance comprennent les KPI des centrales PVs, reflétant directement les performances de la centrale PV, et les KPI de l'entreprise d'O&M, qui évaluent les performances du service d'O&M fourni. Les KPI des centrales PVs incluent des indicateurs importants tels que l'Indice de Performance (PR), qui correspond à l'énergie générée divisée par l'énergie pouvant être obtenue dans des conditions idéales, exprimée en pourcentage ; le taux de Disponibilité, paramètre qui représente, en pourcentage, la durée durant laquelle la centrale fonctionne par rapport à la durée totale possible de son exploitation. Bien que la Disponibilité Technique englobe toutes les durées d'immobilisation, quelle qu'en soit la cause, la Disponibilité Contractuelle implique certains facteurs d'exclusion qui prennent en compte les interruptions non imputables à l'entreprise d'O&M (telles que la force majeure), une différence fort importante du point de vue contractuel. Les KPI de l'entreprise d'O&M incluent le délai d'accusé de réception (le délai entre l'alarme/alerte et l'accusé de réception), le délai d'intervention (le délai entre l'accusé de réception et l'accès à la centrale par un technicien) et le délai de résolution (celui de la résolution du défaut à partir du moment où il atteint la centrale PV). Le temps de l'accusé de réception plus le temps d'intervention sont appelés Temps de Réponse, un indicateur utilisé pour les garanties contractuelles.

Cadre contractuel

Bien que dans certains cas, des entreprises d'O&M offrent toujours des garanties d'Indice de Performance, les développements récents, notamment les recommandations des « Open Solar Contracts », montrent que l'utilisation des garanties de disponibilité et de délai de réponse présente plusieurs avantages. Une meilleure pratique est une disponibilité minimale garantie de 98% sur un an, avec des garanties de disponibilité traduites en bonus/prime et dommages et intérêts. Lorsque l'on définit les garanties de Temps de Réponse, il est recommandé de différencier en fonction des heures et des périodes avec des niveaux d'irradiance élevés et faibles et

selon les classes de défauts. Un contrat d'exploitation et de maintenance doit préciser les responsabilités et obligations des différentes parties signataires et devra détailler toutes les informations relatives aux prestations et interventions prévues (nature, périodicité, délais, prix...). A ce titre, il est recommandé de se référer au contrat-type d'O&M élaboré dans le cadre des « Open Solar Contracts », une initiative conjointe de Terrawatt Initiative et de l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA)¹. Il est également possible de se référer à d'autres contrat-type O&M éventuels pouvant être applicables et s'adaptant au contexte tunisien.

Innovations et tendances

Afin de répondre aux exigences du marché, les entreprises d'O&M s'appuient de plus en plus sur des innovations et des solutions automatisées et basées sur le traitement des données. Les principales tendances et innovations qui façonnent le marché actuel de l'exploitation et de la maintenance sont résumées dans ce chapitre, et regroupées en trois « familles » : (1) télésurveillance intelligente des centrales PVs et O&M basé sur l'analyse de données, (2) revêtements de rénovation des modules PV, et (3) O&M des centrales PV avec stockage.

O&M pour l'énergie solaire décentralisée

Toutes les meilleures pratiques mentionnées dans ce Guide pourraient être théoriquement appliquées également aux systèmes solaires de petite taille. Cependant, cela n'est pas possible en pratique en raison d'un ensemble différent de parties prenantes et d'implications financières. Ce chapitre aide dans l'application des pratiques recommandées pour les centrales PV de grande taille à l'échelle des projets solaires décentralisés ; ces derniers sont constitués de trois aspects importants : (1) un ensemble différent de parties prenantes - les propriétaires de systèmes décentralisés ne sont pas des professionnels de l'énergie solaire mais des propriétaires d'habitations et d'entreprises, (2) une économie différente - le matériel de télésurveillance et les inspections sur site représentent une plus grande part des investissements et des économies réalisées et (3) une incidence plus élevée des incertitudes - la présence de zones d'ombrage plus fréquente, une précision des données moindre et des inspections visuelles moins nombreuses.

1 www.opensolarcontracts.org

1

INTRODUCTION

1.1. Motif, objectif et portée

Des services professionnels d'O&M sont essentiels pour garantir le maintien des systèmes PVs à des hauts niveaux de performance technique et en conséquence économiques, tout au long de son existence. Actuellement, tous les intervenants reconnaissent que des services d'O&M de haute qualité atténuent les risques potentiels, améliorent le prix de l'électricité (LCOE) et le tarif des contrats d'achat d'électricité (PPA), et ont un impact positif sur le retour sur investissement.

Cela peut être mis en évidence si l'on considère l'importance de la durée de la phase d'O&M au cours du cycle de vie d'un projet PV, qui peut être décomposé aux 4 phases suivantes :

- Développement (généralement 1-3 ans),
- Construction (quelques mois),
- **Exploitation et maintenance (généralement 20 à 35 ans),**
- Démantèlement ou repowering (quelques mois)

La normalisation existante ne permet pas toujours de combler les lacunes ou de clarifier les exigences d'O&M et leur mise en œuvre. Bien qu'il existe un certain nombre de normes techniques internationales de maintenance, qui peuvent être suivies dans l'exploitation, et qui couvrent également les tâches de planification et d'administration, de nombreuses lacunes persistent encore. Par conséquent, il est crucial de développer et de diffuser les meilleures pratiques pour optimiser l'exploitation et la production d'énergie. Les meilleures pratiques d'O&M permettent ainsi d'améliorer la compréhension et de renforcer la confiance des investisseurs en hissant la qualité de ces services à un niveau élevé.

Le présent guide vise principalement le segment des centrales de grande taille, et plus particulièrement les systèmes supérieurs à 1 MW. Toutefois, le guide traite également, au niveau du chapitre 14, les spécificités liées à l'O&M pour les systèmes solaires décentralisés. Le Guide fournit des exigences de haut niveau pouvant être appliquées dans le monde entier. Les considérations spécifiques au contexte tunisien, dont notamment les exigences légales, ont été prises en considération et incluses dans la présente édition tunisienne du Guide.

Le contenu traite des exigences techniques et non techniques, en les classant dans la mesure du possible en :

- 1. Exigences minimales**, en deçà desquelles le service d'O&M est considéré comme médiocre ou insuffisant, et qui constituent un seuil de qualité minimal pour un fournisseur de services professionnel et bancable ;
- 2. Meilleures pratiques**, ce sont des méthodes considérées comme étant à la pointe de la technologie, elles produisent des résultats optimaux et ce, en équilibrant les aspects techniques et financiers ;
- 3. Recommandations**, l'ensemble des actions et de mesures qui peuvent améliorer la qualité du service, mais dont la mise en œuvre dépend des considérations propres au propriétaire de centrale ou au gestionnaire de l'actif, dont notamment les considérations en relation avec le budget disponible.

En ce qui concerne la terminologie utilisée dans ce document pour différencier ces trois catégories, les verbes tels que « *devrait* » indiquent les exigences minimales, sauf indication contraire explicite, comme par exemple dans « *devrait, comme meilleure pratique* ».

1.2. Comment bénéficiaire de ce document

Ce rapport comprend les considérations principales et importantes pour une prestation de services d'O&M réussie et professionnelle. Bien qu'il n'ait pas été adapté à chaque partie prenante, son utilisation est identique pour toutes les parties concernées : il s'agit de comprendre les exigences obligatoires et la nécessité d'O&M professionnelles, et d'introduire en conséquence les recommandations dans l'ensemble des services. Tous les acteurs directement concernés (*voir la section suivante*) peuvent bénéficier de ce travail, l'adapter à leurs besoins sans toutefois diminuer leurs exigences, et avoir une idée claire de ce qu'ils demandent, offrent ou attendent.

1.3. Parties prenantes et leurs rôles

En général, plusieurs acteurs interagissent dans la phase d'O&M, il est donc important de préciser le plus clairement possible les différents rôles et responsabilités. Ceux-ci peuvent être réduits aux rôles basiques suivants.

Propriétaire de centrale. L'intervenant qui contribue au financement de la construction et de l'exploitation de la centrale PV est en principe l'investisseur, ou un groupe d'investisseurs, qui peuvent être classés comme des particuliers, des investisseurs financiers ou des fonds d'investissement ainsi que des producteurs indépendants d'électricité (Independent Power Producers, IPP) ou des compagnies d'électricité, telle que la STEG en Tunisie. Les centrales sont généralement détenues par des sociétés de projet (Special Purpose Vehicles, SPV) expressément intégrées dans la construction et l'exploitation, et possédant ou exploitant une installation PV. Dans le contexte international, le terme « propriétaire d'actifs » (asset owner) est souvent utilisé pour signifier qu'il s'agit du propriétaire de la société de projet, et en conséquence de la centrale PV.

Prêteur. Le prêteur ou le fournisseur de dette (banque de financement) n'est pas considéré comme un « propriétaire de centrale », même si les prêts sont soutenus par des garanties (garanties /caution). En principe, les intérêts et les attentes de rendement sont différents pour l'investisseur (fournisseur de capitaux) et pour le prêteur qui évalue normalement le risque en fonction du ratio de couverture du service de la dette (DSCR). Le rôle du prêteur dans le cas de centrales PV tend à devenir de plus en plus « intelligent » et de moins en moins passif, avec davantage de considérations et une plus grande participation pour ce qui concerne les exigences relatives à l'endettement.

Gestionnaire d'actifs. La gestion d'actifs vise à assurer une rentabilité optimale de la centrale PV (ou du portefeuille d'installations) en supervisant la production et les ventes d'énergie ainsi que les activités d'O&M. Elle assure également l'exécution de toutes les dispositions administratives, fiscales, des assurances et des obligations financières des sociétés de projet. Par conséquent, ce rôle a des aspects financiers et techniques. Le gestionnaire d'actifs rend compte au propriétaire de centrale. Dans certains cas, notamment lorsque les sociétés de projet appartiennent à de grands propriétaires d'actifs tels que les compagnies d'électricité ou à de grands producteurs indépendants, l'activité de gestion d'actifs se fait en interne. Aujourd'hui, la plupart des entreprises d'O&M assument certaines responsabilités (techniques) de gestion des actifs tels que la soumission de rapports de performance au propriétaire de centrale.

1 INTRODUCTION / SUITE

Entreprise d'O&M. Il s'agit de l'entité responsable des activités d'O&M tel que défini dans le contrat d'O&M. Dans certains cas, ce rôle peut être subdivisé en :

- **Gestionnaire technique d'actifs :** il sert d'interface entre les activités d'O&M et le propriétaire de centrale, et est responsable des services de haut niveau tels que les rapports de performance à soumettre au propriétaire de centrale, la gestion des contrats, la facturation et la gestion des garanties ;
- **Fournisseur de services d'exploitation :** il est chargé de la télésurveillance et du pilotage de la centrale PV, ainsi que de la coordination des activités de maintenance ;
- **Fournisseur de services de maintenance :** il exécute des activités de maintenance.

Les trois rôles sont souvent assurés par une seule entité, qui peut être un département interne du propriétaire de la centrale (comme dans le cas de la STEG) ou un fournisseur de services tiers sur la base d'un contrat de service complet d'O&M. Un ensemble global d'activités d'O&M (techniques et non techniques) est exposé dans ce rapport.

Conseillers techniques. Il s'agit d'individus ou d'équipes d'experts qui fournissent des services spécialisés (par exemple, des informations détaillées, de l'assistance, des conseils techniques, etc.). Leur rôle est assez important car ils garantissent la robustesse et la qualité des procédures et des pratiques - selon les normes et les meilleures pratiques - afin de maintenir des niveaux élevés de performance dans la centrale PV. Les conseillers techniques peuvent représenter différentes parties prenantes (par exemple, les investisseurs et les prêteurs).

Fournisseurs spécialisés. Ces fournisseurs pourraient être des services spécialisés (par exemple, de conseil technique) ou de matériel (par exemple des composants de production d'électricité, du système de sécurité, etc.).

Les autorités. En Tunisie, plusieurs autorités pourraient être impliquées lors de la phase d'exploitation des centrales solaires PVs, dont notamment :

- Le Ministère en charge de l'Énergie ;
- Le Ministère en charge de l'Environnement et les institutions sous sa tutelle (ANPE, ANGED) ;

- La Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) ;
- Les municipalités ;
- La Commission Technique de production indépendante d'électricité à partir des Énergies renouvelables (CTER) ;
- L'Autorité Spécialisée chargée de l'examen des problèmes relatifs aux projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

L'acheteur de l'énergie. L'entité qui paie pour l'électricité produite. Conformément aux textes réglementaires régissant actuellement les projets solaires PVs en Tunisie, l'acheteur unique de l'électricité produite par les centrales sous les régimes d'autorisation (IPP) et de concessions est la STEG. Pour les projets réalisés par des sociétés d'autoproduction, l'acheteur pourrait être un ou un ensemble d'autoconsommateur(s) dont la puissance souscrite dépasse un niveau minimal (Loi n° 2019-47, relative à l'amélioration du climat de l'investissement).

Les rôles et les parties prenantes susmentionnées devraient appuyer la prestation des services nécessaires et appliquer les recommandations de ce rapport à des situations réelles. Par exemple, dans les cas où l'un des intervenants / parties peut assumer plusieurs rôles et responsabilités, il pourra être représenté par plusieurs parties :

- un investisseur peut prendre des responsabilités de gestion d'actifs,
- un gestionnaire d'actifs peut prendre en charge un rôle plus actif et intervenir dans l'exploitation,
- un gestionnaire d'actifs peut même prendre en charge une O&M complète,
- un rôle d'entreprise d'O&M peut être subdivisé ou peut également inclure certaines activités de gestion d'actifs, comme indiqué ci-dessous (par exemple, les rapports, la vente d'électricité, l'assurance, les inscriptions fiscales, etc.),
- le client final (ou l'acheteur d'électricité) peut en même temps être propriétaire de centrale, gestionnaire d'actifs, et entreprise d'O&M (par exemple une centrale PV installée sur un site industriel pour couvrir ses propres besoins énergétiques).

1 INTRODUCTION / SUITE

La figure 1 donne un aperçu sur le classement et la répartition des responsabilités entre les différentes parties prenantes, plus particulièrement parmi les gestionnaires d'actifs (gestion d'actifs) et l'entreprise d'O&M.

En général, l'entreprise d'O&M aura un rôle plus technique (optimisation de la production d'énergie) et le gestionnaire d'actifs entreprendra plus des responsabilités commerciales et administratives (optimisation financière). Les aspects techniques de la gestion d'actifs sont appelés gestion technique d'actifs, un rôle souvent assumé par l'entreprise d'O&M.

Devant cet état de fait, il est important que les contrats définissent avec précision la portée des droits et obligations de chaque partie, ainsi que la gestion de l'organisation générale du travail.

Toutefois, toutes les parties prenantes doivent avoir une bonne compréhension des aspects techniques et financiers afin d'assurer une mise en œuvre réussie et probante des services.

FIGURE 1 RÔLES ET RESPONSABILITÉS DES DIFFÉRENTES PARTIES PRENANTES DANS LE SECTEUR D'O&M



2

DÉFINITIONS



© GIZ

Cette section présente un ensemble de définitions basiques des termes importants, utilisés fréquemment dans le domaine d'O&M.

En effet, le défi est plus grand pour les termes qui relèvent du domaine de l'exploitation, étant donné qu'ils sont moins techniques et qu'ils ne sont pas normalisés comme c'est le cas pour la maintenance. Le chapitre fournit une liste non exhaustive (par ordre alphabétique) qui couvre les différentes sections du présent document. Pour les définitions relatives à la maintenance, la Norme EN 13306 (« Terminologie de maintenance ») a été utilisée comme référence.

Analyse de la performance et amélioration	Les mesures, calculs, tendances, comparaisons, inspections, etc. effectuées afin d'évaluer la centrale PV, des portions de la centrale et / ou un composant unique, les conditions du site, le comportement de l'équipement, etc., et afin de fournir des rapports et des études d'évaluation aux parties intéressées (clients, autorités publiques, etc.).
Cadre contractuel	Un accord sur des termes spécifiques entre le propriétaire de centrale et l'entreprise d'O&M. Cet accord définit dans le détail les services d'O&M, les services d'exploitation à distance et les activités de maintenance locale, la gestion des interfaces de ces services, ainsi que les responsabilités de chaque partie. Les dommages et intérêts et les systèmes de primes font également partie des engagements contractuels.
Conformité à la réglementation	Conformité aux différents textes juridiques applicables en Tunisie : lois, décrets, arrêtés et circulaires.
Exigences de conformité du code réseau²	Procédures, équipement, actions et activités requises par les exploitants respectifs du réseau afin de se conformer à la sécurité du réseau, à la qualité de fourniture, et aux spécifications opérationnelles.
Exigences en matière de données et de télésurveillance	Matériel informatique et logiciels, spécifications techniques et fonctionnelles pour collecter, transmettre et stocker des données relatives à la production, à la performance et à l'environnement nécessaires pour la gestion des installations.
Gestion des contrats	Les activités liées à la bonne exécution des obligations contractuelles d'O&M, tels que les rapports, la facturation, les modifications de contrat, l'interaction avec les autorités concernées, etc.

² Toute référence au « code réseau » dans le présent Guide fait renvoi aux dispositions du cahier des charges relatif aux exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables raccordées sur le réseau Haute et Moyenne Tension, approuvé par l'arrêté de la ministre de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables du 9 février 2017, ou à toute mise à jour éventuelle ultérieure de ce dernier.

Gestion des garanties	La gestion des garanties regroupe généralement des activités de nature diverse qui sont liées à des domaines tels que la fourniture d'équipements et de services, et la construction du projet. Toutes ces responsabilités (garanties) sont généralement matérialisées à la délivrance du Procès-verbal de réception provisoire par l'entreprise d'EPC. La gestion de garantie est l'activité qui gère ces garanties et qui a pour objectif de réduire les coûts et les délais de réponse/intervention après une réclamation de garantie pour la réparation ou le remplacement de certains composants du système PV (sous la garantie EPC et / ou le fabricant de composants).
Gestion des pièces de rechange	Activités qui assurent la disponibilité de la quantité et du type de composants adéquats, équipements, pièces, etc., que ce soit sur place, dans les entrepôts, ou dans les stocks de consignation des fabricants, pour le remplacement rapide en cas de panne et / ou pour répondre aux garanties en vertu des contrats d'O&M.
Gestion du changement	La gestion du changement définit la façon de gérer les ajustements nécessaires de la conception d'une centrale électrique PV après la date de la mise en service commerciale. Ces changements nécessitent une étroite collaboration entre le propriétaire de la centrale et l'entreprise d'O&M.
Indicateur de performance (KPI)	Un paramètre technique qui aide les parties prenantes à évaluer le bon fonctionnement d'une centrale PV et / ou le succès des activités de l'entreprise d'O&M.
Maintenance corrective	Actions et / ou techniques (immédiates ou différées) entreprises pour corriger les défauts, les pannes, les dysfonctionnements, les dommages ou anomalies détectées au cours des inspections, ou grâce à la télésurveillance, aux alarmes, aux rapports ou toute autre source. Les actions sont souhaitées pour restaurer le système PV et le remettre au mode de fonctionnement normal requis.
Maintenance exceptionnelle	Actions et / ou travaux effectués en cas de défauts majeurs imprévisibles, tels que les défauts en série et les événements de force majeure, qui sont généralement considérés comme ne faisant pas partie du cours normal des événements.
Maintenance prédictive	Actions et / ou techniques qui sont effectuées pour évaluer l'état d'un système PV et de ses composantes, prédire / prévoir et recommander le moment où des actions de maintenance doivent être effectuées. La prédiction est dérivée de l'analyse et de l'évaluation des paramètres significatifs du composant (paramètres liés à la dégradation, par exemple). Les systèmes de télésurveillance et l'expertise sont utilisés pour identifier les actions appropriées sur la base d'une analyse coûts-avantages.
Maintenance préventive	Actions et / ou essais et / ou mesures pour assurer des conditions optimales de fonctionnement de l'équipement, de l'ensemble de la centrale PV et prévenir/prévoir et recommander le moment où les travaux de maintenance doivent être effectués pour éviter les défauts et les pannes. Ceux-ci ont lieu périodiquement et selon un plan et un calendrier de maintenance spécifiques.
Personnel et formation	Les opérateurs, les techniciens, les ingénieurs et les gestionnaires employés pour l'exécution des activités d'O&M et des plans de formation / programmes pour les former aux aspects pertinents des installations PV et les tenir continuellement à jour à propos de leurs rôles respectifs.
Pilotage des centrales	Les actions requises par l'exploitant du réseau, pour commander la puissance active et / ou réactive introduites dans le réseau, et d'autres facteurs de qualité de puissance qui sont soumis à des ajustements et / ou à des interruptions (d'urgence, le cas échéant).
Prévision de production d'énergie	Adoption d'outils de prévision qui calculent la production d'énergie prévue pour un certain laps de temps basée sur les prévisions météorologiques afin de fournir la production d'électricité prévue à l'exploitant, au propriétaire du réseau, aux opérateurs d'énergie et autres.

2 DÉFINITIONS / SUITE

Rapports et autres livrables	Livrables fournis périodiquement, en fonction des exigences détaillées dans l'accord d'O&M ou suivant les meilleures pratiques du marché, incluant le rendement de la centrale PV, les indicateurs de performance, les activités de maintenance et de commandes des travaux effectués, la gestion des alarmes, l'état de l'équipement, les activités de gestion des garanties et le suivi des pièces de rechange et toute autre analyse effectuée conformément aux exigences du contrat d'O&M.
Réclamations d'assurance	Les activités du client nécessaires pour réclamer un remboursement en fonction des termes spécifiques de la police d'assurance.
Santé, sécurité et environnement	Indique les activités réalisées pour assurer la protection de la santé, de la sécurité et de l'environnement, dans les bureaux et sur le site, s'appliquant au personnel et aux visiteurs selon les lois et les réglementations nationales en vigueur.
Sécurité	Actions, procédures, équipements et / ou techniques qui sont adoptées sur place et à distance afin de protéger la centrale contre le vol, le vandalisme, le feu et les intrusions. Les services de sécurité doivent être fournis par des fournisseurs spécialisés en services de sécurité.
Services du centre d'exploitation (de la salle de contrôle)	Des actions globales telles que la télésurveillance de la centrale PV, le contrôle à distance, la gestion des activités de maintenance, l'interaction avec les opérateurs de réseaux, les régulateurs, les gestionnaires d'actifs et le propriétaire de centrale, ainsi que la préparation et la fourniture de rapports réguliers sont effectués par un personnel expérimenté et qualifié dans un centre d'exploitation durant les heures d'exploitation, 365 jours par an.
Services supplémentaires	Actions et / ou travaux exécutés, gérés ou supervisés par l'entreprise d'O&M, qui ne font pas partie (mais peuvent l'être si on s'y accorde) des services réguliers et qui sont normalement facturés « au fur et à mesure (as-you-go) », par exemple l'entretien de la végétation, le nettoyage des modules, les services de sécurité etc. Certains des services supplémentaires peuvent faire partie du cadre de la maintenance préventive, en fonction de l'accord contractuel.
Supervision des centrales électriques	L'activité de supervision et d'analyse des données fournies par le système de contrôle qui est effectué par des ressources humaines expérimentées pendant le jour et géré par un ou plusieurs centres d'exploitation (365 jours / an). L'accusé de réception des alarmes/alertes du système de télésurveillance est également considéré comme faisant partie de la supervision.
Système de gestion de la documentation	Un système de gestion qui enregistre, gère et stocke les documents requis pour l'O&M, tels que la documentation sur l'équipement, les plans, les manuels de maintenance, les photos et les rapports sur les installations techniques, y compris les différentes versions qui sont créées par différents utilisateurs, les révisions et les approbations. Le système de gestion de la documentation définit également un format et une utilisation appropriés (échange d'informations).
Télésurveillance des centrales	Télésurveillance globale du fonctionnement, de la production d'énergie et de données de référence de la centrale PV et de ses composants, qui est effectuée par un logiciel de télésurveillance en temps réel et avec un interface Web. La télésurveillance fonctionne 24h / 365j et est alimentée par des systèmes d'enregistrement de données internes qui collectent des données provenant de différentes installations, ainsi que par des mesures d'irradiation et de température à partir des capteurs particuliers et d'autres sources telles que des informations météorologiques (acquisition de données 24h / 365j).

3

SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT

© Thanit Pkc / Shutterstock

Le propriétaire de la centrale a la responsabilité juridique et morale totale d'assurer la santé et la sécurité des personnes à l'intérieur et aux alentours de la centrale solaire, ainsi que la protection de l'environnement avoisinant. La mise en œuvre pratique est normalement sous-traitée à l'entreprise d'O&M.

Dans ce cadre, la loi n° 2015-12 stipule que les unités de production d'électricité à partir des énergies renouvelables sont soumises au contrôle des services du ministère chargé de l'énergie et de tous les corps de contrôle habilités à cet effet en vertu de leurs textes spécifiques, dans le but du contrôle du respect par le producteur d'électricité à partir des énergies renouvelables des conditions relatives à la réalisation de ces unités, leur fonctionnement, leur exploitation, leur entretien et les exigences générales en matière de sécurité, de protection de l'environnement, de prévention des risques d'incendie et d'explosion, et d'une manière générale le respect de la législation en vigueur.

Environnement. Les énergies renouvelables sont très populaires en raison de leur faible impact sur l'environnement, il est donc important que les centrales solaires soient exploitées et entretenues de façon à minimiser les effets néfastes. Les problèmes environnementaux peuvent normalement être évités grâce à une conception adéquate des installations et de la maintenance -- par exemple, les bacs de rétention et l'inspection régulière des transformateurs à haute tension réduiront les risques de fuites d'huile importantes - ; mais là où des problèmes surviennent, l'entreprise d'O&M doit les détecter et intervenir rapidement. En plus des dommages à l'environnement, des sanctions financières ou juridiques peuvent être prescrites au propriétaire de la centrale.

Les autres aspects qui doivent être considérés comme meilleures pratiques, sont le recyclage des modules brisés et des déchets électriques afin que le verre, l'aluminium et les matériaux semi-conducteurs puissent être récupérés et réutilisés. Dans les zones où les ressources en eau sont rares, l'utilisation de l'eau pour le nettoyage des modules doit être réduite au minimum.

3 SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT / SUITE

Dans de nombreux cas, et si elles sont gérées favorablement, les centrales solaires offrent des possibilités pour l'agriculture et fournissent un habitat naturel précieux pour les plantes et les animaux, en plus de l'objectif initial de production d'électricité. Un plan de gestion de l'environnement bien conçu peut aider à promouvoir le développement d'un habitat naturel, et à réduire les coûts de maintenance et de gestion des terrains de la centrale. Il peut également assurer la satisfaction de toutes les exigences légales pour protéger ou maintenir l'habitat du site.

Santé et sécurité. La gestion des risques que la centrale solaire peut poser à la santé et à la sécurité des personnes, aussi bien à l'intérieur qu'aux alentours de la centrale, est une préoccupation majeure pour tous les acteurs. Les centrales solaires sont des centrales de production d'électricité et présentent des risques importants qui peuvent entraîner des blessures permanentes ou la mort. Les risques peuvent être réduits s'ils sont identifiés de façon appropriée, au moyen d'une planification minutieuse des travaux, par des briefings d'information sur les procédures à suivre, des inspections et une maintenance régulière et bien documentée (voir aussi 6.9. *La sécurité des centrales électriques*).

Le propriétaire de centrale est responsable de la conformité des règlements de santé et de sécurité sur le site/centrale. Le propriétaire de centrale doit faire en sorte qu'en toute circonstance, la centrale et tous les équipements répondent aux législations pertinentes du pays et que toutes les entreprises, les travailleurs et les visiteurs respectent la législation relative à la santé et la sécurité en suivant strictement les procédures établies, y compris l'utilisation des équipements de protection individuelle.

En même temps, l'entreprise d'O&M doit préparer et exploiter ses propres systèmes de gestion de sécurité en accord avec le propriétaire, en tenant compte des règles du site et des travaux en matière de santé, de sécurité et des risques perçus. L'entreprise d'O&M doit veiller à ce qu'il respecte lui-même, ainsi que tous les sous-traitants, la législation relative à la santé et la sécurité.

Le propriétaire de centrale devra exiger de l'entreprise d'O&M de lui présenter, garantir et assurer qu'il est compétent et qu'il allouera des ressources suffisantes pour exercer les fonctions d'entrepreneur principal en vertu des réglementations nationales spécifiques de santé et de sécurité.

L'entreprise d'O&M doit avoir son personnel formé dans le plein respect des exigences légales et professionnelles particulières à chaque pays, qui requièrent généralement une certification spécifique à obtenir, pour être autorisés à travailler dans les installations électriques MT et / ou HT par exemple. En général, la référence aux normes ne suffit pas (des exemples de normes utilisées aujourd'hui sont ISO 14001, OHSAS 18001, etc).

Pour créer un environnement de travail sûr, tous les travaux doivent être planifiés à l'avance ; des plans écrits détaillés sont généralement indispensables.

L'évaluation des risques doit détailler tous les dangers présents et les mesures à prendre pour les atténuer.

L'exploitation et la maintenance des centrales solaires devra respecter les dispositions du Décret n°75-503 du 28 juillet 1975 portant réglementation des mesures de protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques.

D'une manière générale, les dispositions relatives aux règles et mesures de sécurité appliquées pour les centrales solaires en Tunisie sont définies par le code de la sécurité et de la prévention des risques d'incendie, d'explosion et de panique dans les bâtiments, promulgué par la loi n° 2009-11 du 2 mars 2009.

Dans le même cadre, il est à noter que les dispositions relatives à la santé et la sécurité sur les lieux du travail sont définies en Tunisie par le Code du Travail promulgué, par la loi n° 66-27 du 30 avril 1966.

Conformément à ce Code, il incombe à l'employeur de prendre les mesures nécessaires appropriées pour la protection des travailleurs et la prévention des risques professionnels. A ce titre, il doit fournir les moyens de prévention collective et individuelle adéquats et veiller à ce que les travailleurs les adoptent. Dans ce cadre, l'employeur est appelé à prendre les mesures nécessaires pour informer et éduquer les travailleurs sur les risques de leur profession et de les former à l'utilisation des équipements de protection.

3 SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT / SUITE

En se référant au même Code, l'employeur est tenu de désigner un responsable de la sécurité au travail au sein de l'entreprise, qui sera chargé notamment de veiller à l'application des dispositions relatives à la sécurité au travail, de contrôler les lieux de travail pour détecter les sources de danger et de les signaler afin de prévenir la survenance des risques. Ce responsable sera chargé également de la présentation des propositions visant l'amélioration de la sécurité, de contrôle de l'utilisation des équipements de protection et de la sensibilisation et l'éducation préventive auprès des travailleurs.

Les inspecteurs du travail sont chargés de veiller à l'application de la législation relative à la santé et à la sécurité au travail en coordination avec les médecins inspecteurs du travail. Ils ont le pouvoir d'entrer librement et sans avertissement préalable, à toute heure du jour et de la nuit, dans tout lieu de travail assujéti au contrôle de l'inspection.

En se référant au Code du Travail, ces inspecteurs peuvent émettre des avis d'améliorations ou d'interdiction incitant l'employeur à apporter les modifications nécessaires pour assurer l'application stricte des dispositions légales, réglementaires ou conventionnelles concernant la santé et la sécurité. Les inspecteurs du travail disposent également du droit de suspendre partiellement ou totalement l'activité de l'entreprise en cas de danger imminent.

D'autre part et compte tenu de la nature de l'activité dans les centrales solaires, les dangers suivants sont susceptibles d'exister sur la plupart des centrales et doivent être pris en compte dans la liste des risques éventuels surtout que la gravité des blessures causées est souvent exacerbée par le terrain et l'éloignement des installations solaires.

- 1. Problèmes médicaux.** Il est essentiel que tout le personnel effectuant des travaux dans des centrales solaires prenne en compte et soit informé sur les problèmes médicaux préexistants et des mesures supplémentaires qui pourraient être nécessaires dans leur cas.
- 2. Glissades, trébuchements et chutes.** Le terrain, les obstacles et les équipements installés sur une installation solaire offrent de nombreux risques de glissades, trébuchements et chutes, à la fois au niveau du sol et au niveau des structures ou des échelles.
- 3. Collisions.** Les collisions peuvent se produire entre le personnel, les machines / véhicules et les structures. Les grandes zones couvertes par les centrales solaires nécessitent souvent l'utilisation de véhicules et de machines qui, lorsqu'ils sont combinés avec l'atmosphère généralement calme d'une installation solaire opérationnelle, peuvent induire un manque d'attention. Les risques habituels tels que les terrains difficiles, le recul sans assistance, marcher sur les structures supportant les modules solaires, nécessitent une attention particulière.
- 4. Foulures et entorses.** L'utilisation d'un équipement de levage lourd, souvent dans des espaces difficiles ou à partir d'un sol inégal, présente un risque accru d'entorses simples ou de blessures musculo-articulaires et du squelette plus durable.
- 5. Électrocution.** Les installations solaires, qu'elles soient opérationnelles ou non, présentent un risque important d'électrocution pour le personnel. Ce risque est exacerbé par la nature et la tension de l'électricité sur le site, et l'impossibilité d'une isolation totale. Le personnel engagé dans des travaux d'électricité est exposé bien évidemment au plus grand risque, mais tout le monde est exposé aux risques potentiels de tension de pas, et autres formes d'électrocution en cas de défaillance. Une formation spécifique sur la façon de traiter en toute sécurité les effets de l'électrocution doit être fournie à tous ceux qui entrent dans une installation solaire.
- 6. Feu.** Plusieurs sources de combustion existent dans une installation solaire, les plus courantes sont d'origine électrique, d'autres proviennent de matériaux combustibles, liquides inflammables ou feux d'herbe. Les sorties de secours sûres doivent être clairement identifiées et les procédures parfaitement communiquées. L'ensemble du personnel doit être pleinement conscient de ce qu'il faut faire à la fois pour éviter les risques d'incendie et en cas d'incendie.
- 7. La boue et l'eau.** De nombreuses centrales solaires sont traversées par des cours d'eau, tels que ruisseaux ou rivières ; certains ont de l'eau stagnante, et d'autres ont des structures flottantes. La boue est un risque très fréquent surtout en hiver car les terres agricoles utilisées pour les centrales solaires sont souvent de faible qualité. L'eau et la boue présentent un problème pour l'accès ainsi qu'un danger électrique.

3 SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT / SUITE

8. **Blessures d'origine mécanique.** Les outils à main, les outils électriques, les machines ainsi que des appareils tels que les portes non sécurisées peuvent présenter un risque de blessure mécanique sur le site.
9. **La météo.** Le mauvais temps présente une variété de risques, dont le plus significatif est le risque de foudre pendant un orage. En raison des structures métalliques installées sur une centrale solaire, une tempête électrique est plus susceptible de frapper le champ solaire plutôt que les champs environnants. Une centrale solaire DOIT être évacuée pour toute la durée d'un orage. Travailler par temps froid et pluvieux peut causer de la fatigue et des blessures comme travailler par temps chaud et ensoleillé présente un risque de déshydratation, de brûlures de soleil, ou de coups de soleil.
10. **La faune et le bétail.** L'industrie de l'énergie renouvelable permet de fournir potentiellement des habitats pour la faune sauvage et le bétail en plus de la production d'électricité. Certains animaux sauvages constituent cependant un danger. Il existe des plantes dans différentes régions susceptibles de présenter un risque important, lors de la gestion de la coupe de végétation. Des animaux tels que les rongeurs, les serpents et autres animaux sauvages ainsi que le bétail (si utilisé en pâturage dans le terrain de la centrale PV) peuvent également constituer des risques importants. La nature de ces risques varie d'un endroit à l'autre et le personnel doit être conscients de ce qu'il faut faire en cas de morsures ou de piqûres.

Toutes les personnes qui entrent dans une centrale solaire, pour quelque raison que ce soit, doivent avoir été formées sur les dangers existants dans les centrales solaires et formées à la tâche individuelle qu'elles vont effectuer. Elles doivent toutes avoir les équipements de protection individuels et les outils nécessaires pour mener à bien leur travail et de la manière la plus sûre possible. Les travaux doivent être planifiés à l'avance, et toutes les personnes concernées doivent avoir une compréhension commune de tous les aspects liés à l'exécution de leurs tâches en toute sécurité.

Les meilleures pratiques en santé et sécurité accordent une importance primordiale à la formation continue et au partage des leçons apprises et des méthodes de travail. En renforçant les compétences des personnes impliquées dans l'industrie, on contribue à rendre l'industrie à la fois plus sûre et plus productive.

4

PERSONNEL ET FORMATION

Il est d'une importance capitale que tout le personnel d'O&M ait les qualifications requises pour exécuter les travaux de manière sûre, responsable et redevable.

Etant donné que l'industrie solaire est globalement une industrie de croissance, il en résulte que les compétences devront être enseignées afin de créer une main-d'œuvre appropriée. Il incombe donc à tous les employeurs de l'industrie de créer un programme de formation interne et externe qui offre des opportunités pour les qualifications et le développement. Tandis qu'il est inévitable que certains membres du personnel choisissent de partir, il n'est pas réaliste d'imaginer que toute entreprise peut toujours employer du personnel déjà qualifié et chevronné.

En Tunisie, la formation du personnel dans le domaine de l'énergie PV est assurée actuellement par des centres de formation éligibles par l'ANME, sur la base d'un cahier des charges précisant les différentes conditions et critères auxquels doivent se conformer ces centres pour exercer leur activité de formation. Les formations offertes par ces centres couvrent des spécialités ayant relation avec l'O&M, dont on peut citer notamment :

- Installateur-Mainteneur des systèmes PV raccordés au réseau.
- Planification, mise en œuvre et maintenance des systèmes PV raccordés au réseau.

Plusieurs autres institutions universitaires et de formation professionnelle assurent actuellement des formations des compétences de différents niveaux et pour diverses spécialités ayant relation avec l'O&M des centrales PVs.

La création d'une matrice de formation, comme le montre la matrice des compétences proposées à l'annexe 'a' permet à l'entreprise d'O&M d'enregistrer des compétences, à la fois formelles et informelles, d'identifier les lacunes et de fournir une formation pour éventuellement combler ces lacunes.

Au fur et à mesure que l'industrie se développe, le rythme rapide des changements technologiques ainsi que les meilleures pratiques émergentes nécessitent un programme de développement personnel continu auquel doivent adhérer aussi bien les particuliers que les entreprises.

La matrice va au-delà de tous les niveaux d'éducation et cible les compétences requises par la société d'O&M dans un pays donné. Par conséquent, bon nombre des compétences / exigences sont adaptables en raison des différentes pratiques et réglementations pratiquées en Europe.

5

GESTION TECHNIQUE D'ACTIFS

Il est difficile de tracer une ligne de démarcation nette entre les tâches de haut niveau de l'équipe d'exploitation et les responsabilités plus techniques du gestionnaire d'actifs. Dans de nombreux cas, l'entreprise d'O&M assume les tâches liées à la gestion technique d'actifs tels que les rapports sur les indicateurs de performance (KPI). Les tâches ci-dessous peuvent être considérées comme gestion technique de l'actif, et peuvent être exécutées par l'entreprise d'O&M ou le gestionnaire de l'actif. Dans les cas où le gestionnaire technique d'actifs et l'entreprise d'O&M sont des entités distinctes, une étroite coordination et un partage d'informations entre les deux entités est indispensable.

5.1. Rapports

Le gestionnaire technique de l'actif est chargé de préparer et de fournir des rapports réguliers au propriétaire de centrale et aux autres bénéficiaires définis dans l'accord conclu entre le propriétaire de centrale et le gestionnaire technique de l'actif.

La fréquence des rapports peut être définie quotidiennement, hebdomadairement, mensuellement, trimestriellement ou annuellement (mensuellement étant le plus courant), avec un contenu spécifique défini pour chacun de ces rapports. La génération d'un rapport pour une plage de temps spécifique passée peut également être possible.

Le Tableau suivant présente quelques indicateurs quantitatifs et qualitatifs proposés, qui devraient figurer dans les rapports en tant qu'exigence minimale, meilleure pratique ou Recommandation. Pour plus de détails sur les indicateurs individuels, voir 11. *Indicateurs de performance*.

Une nouvelle tendance dans l'industrie consiste à étendre le contenu des rapports au-delà des indicateurs PVs purs et à intégrer des informations sur les activités réelles. Cela implique que l'entreprise d'O&M peut disposer d'un système de gestion informatisée de la maintenance (GIME/GMAO) afin de mesurer divers indicateurs de performance en exploitation (par exemple, temps de réception de l'accusé, d'intervention, de réaction, de résolution), et les performances de l'équipement (par exemple, temps moyen entre les pannes). Le gestionnaire technique d'actifs doit également faire un rapport sur la gestion des pièces de rechange, en particulier sur les stocks de pièces de rechange, l'utilisation de pièces de rechange, plus particulièrement les modules PVs en stock, et ceux en réparation. Avec l'émergence de la maintenance prédictive, le gestionnaire technique d'actifs peut également rendre compte de l'état de chaque équipement. En outre, les rapports périodiques peuvent inclure des informations sur l'état du système de sécurité et de surveillance. Dans ce cas, le fournisseur de services de sécurité est chargé de fournir les informations pertinentes au gestionnaire technique d'actifs.

TABLEAU 1 INDICATEURS/VALEURS NÉCESSAIRES AUX RAPPORTS

TYPE DE DONNÉES	INDICATEUR PROPOSÉ	TYPE D'EXIGENCE
Mesures de données brutes	Irradiation	Exigence minimale
	Energie active Produite	Exigence minimale
	Energie active Consommée	Meilleure pratique
KPIs des centrales PV	Productible de Référence	Recommandation
	Productible Spécifique	Recommandation
	Indice de Performance (PR)	Exigence minimale
	Indice de Performance corrigé en Température	Meilleure pratique
	Indice de performance énergétique	Meilleure pratique
	Disponibilité Technique	Meilleure pratique
	Disponibilité Contractuelle	Exigence minimale
	Disponibilité sur la base de l'énergie	Recommandation
KPIs des entreprises d'O&M	Temps de l'Accusé de Réception	Exigence minimale
	Temps d'Intervention	Exigence minimale
	Temps de Réponse	Exigence minimale
	Temps de Résolution	Exigence minimale
KPIs des équipements	Temps moyen entre les pannes (MTBF)	Recommandation
	Pertes d'énergie spécifique au niveau onduleur	Recommandation
	Productible Spécifique de l'onduleur	Recommandation
	Pertes par salissure des modules	Recommandation
Rapports d'incidents	Principaux incidents et 'impact sur la production	Exigence minimale
	Problèmes de garantie	Meilleure pratique
	Problèmes liés à la santé, la sécurité et l'environnement	Meilleure pratique
	Etat et niveau des stocks de Pièces de rechange	Meilleure pratique
	Tâches de maintenance préventive réalisées	Meilleure pratique

En plus des rapports standard périodiques (mensuels, trimestriels ou annuels) dans lesquels les activités d'exploitation sont rapportées par le gestionnaire technique d'actifs au propriétaire de centrale, il est recommandé à l'entreprise d'O&M de fournir un rapport d'activités intermédiaire lorsqu'un défaut génère une perte majeure. Une perte due à un défaut est considérée comme majeure lorsque le PR et la disponibilité sont affectés par plus d'un certain seuil tout au long de la période de télésurveillance (ou de rapport) en cours. Une meilleure pratique consiste à définir ce seuil à 1% de la disponibilité ou à 1% du PR au cours d'une période de reporting d'un mois. Le rapport doit être envoyé dès que le défaut est confirmé ou résolu ; il doit contenir tous les détails pertinents relatifs au défaut ainsi que

des recommandations pour la maintenance exceptionnelle lorsque les activités nécessaires ne sont pas incluses dans le contrat de maintenance.

- En règle générale, ce rapport de maintenance doit contenir : des détails d'activité pertinents (horodatage de l'alarme, heure de l'accusé de réception, commentaires, heure d'intervention, description des activités sur site, images, etc.);
- Les pertes de production estimées au moment de la rédaction du rapport

5 GESTION TECHNIQUE D'ACTIFS / SUITE

- Les pertes de production estimées pour la durée totale de la période, en fonction du temps de résolution estimé, si le problème n'est pas encore résolu.
- Le modèle, le type et le numéro de série de l'appareil lorsque l'erreur affecte un équipement
- La puissance crête des chaînes connectées à l'équipement
- Le journal des alarmes et des états fournis par l'équipement
- La planification de la résolution et les suggestions. Le remplacement éventuellement nécessaire
- Les pièces de rechange disponibles
- Une estimation du coût de la maintenance exceptionnelle

5.2. Conformité à la réglementation

Le gestionnaire technique d'actifs est responsable de la conformité du fonctionnement de l'installation PV avec la réglementation. Plusieurs niveaux de réglementation doivent être pris en compte

- De nombreux pays ont une loi régissant l'exploitation des actifs de production ou des énergies renouvelables et des installations PVs en particulier. C'est quelque chose que l'entreprise d'O&M doit savoir dans tous les cas, même si l'entreprise d'O&M et le gestionnaire technique d'actifs sont des entités distinctes.
- Les contrats d'achat d'électricité (PPA) et les contrats d'interconnexion doivent également être connus et respectés par le gestionnaire technique d'actifs.
- Une réglementation spécifique pour le site, telle que les permis de construction, les autorisations environnementales et les réglementations peut impliquer certaines exigences et la nécessité de coopérer avec l'administration locale. Les exemples incluent des restrictions quant à la gestion de la végétation et à l'élimination des déchets verts imposées par l'organisme de protection de l'environnement, ou des permis de construire limitant le temps de travail sur site.
- Il incombe à l'entreprise d'O&M de s'assurer de la conformité au code réseau. Voir 6.8. *Conformité au code réseau.*

Au minimum, l'accord entre le gestionnaire technique d'actifs / l'entreprise d'O&M et le propriétaire de centrale doit répertorier tous les permis et les règlements pertinents et spécifier que le propriétaire de centrale met les documents pertinents à la disposition du gestionnaire technique d'actifs ou de l'entreprise d'O&M.

À titre de meilleure pratique, tous les règlements, permis et prescriptions doivent être gérés par le système de gestion électronique de la documentation (voir 6.1. *Système de gestion de la documentation (DMS)*). Cela permet au gestionnaire technique d'actifs de suivre automatiquement les exigences en matière de rapport et de maintenance, et de soumettre un rapport au propriétaire de centrale ou aux organes de l'administration.

5.3. Gestion des garanties

Le gestionnaire technique d'actifs peut agir en tant que représentant du propriétaire de centrale pour toute réclamation au titre de la garantie vis-à-vis des Fabricants d'Équipement d'origine (OEM) des composants de l'installation PV. L'accord entre le propriétaire de centrale et le gestionnaire technique d'actifs doit spécifier les responsabilités de gestion des garanties du gestionnaire technique d'actifs et du propriétaire de centrale, et définir des seuils en vertu desquels le gestionnaire technique d'actifs peut agir directement ou demander le consentement du propriétaire de centrale. Le gestionnaire technique d'actifs ou l'équipe chargée de l'exploitation informera ensuite l'équipe de maintenance des travaux relatifs à la garantie sur le site. La portée de la gestion de la garantie est généralement limitée par les défauts en série (voir la définition ci-dessous dans cette section). L'exécution de la garantie est souvent facturable séparément.

La procédure formelle fournie par le fournisseur de garantie doit être suivie pour toute réclamation de garantie. Toutes les communications et les rapports doivent être archivés pour des raisons de conformité et de traçabilité.

Objectifs de la gestion de garantie :

- Améliorer l'efficacité des processus de réclamation
- Aider à réduire les coûts de la période de garantie
- Recevoir et collecter toutes les réclamations de garantie
- Soutenir le processus de plainte

5 GESTION TECHNIQUE D'ACTIFS / SUITE

- Négocier des procédures de réclamation plus efficaces avec les fabricants
- Etudier le comportement de l'équipement installé
- Analyser les coûts encourus pendant la période de garantie

Types de garanties pour une centrale PV :

- Garantie de bonne exécution des travaux
- Garantie de l'équipement (garantie du produit)
- Garantie de performance

Garantie de bonne exécution des travaux et garanties d'équipement

Au cours de la période de garantie, des anomalies peuvent se produire dans l'installation, dont l'entreprise d'EPC est responsable. Les anomalies doivent être résolues selon leur nature et leur classification, conformément à ce qui est décrit dans les chapitres suivants. Les anomalies ou dysfonctionnements, de nature à survenir pendant la période de garantie de l'installation, peuvent être classés de la manière suivante :

- **Travaux en attente**, conformément à la liste des travaux en attente (ou liste de réserves) convenue avec le client au cours de la phase d'EPC ;
- **Insuffisances**, au sens de toute pathologie dans l'installation résultant de fournitures ou de travaux de construction, qui, bien que réalisées conformément à l'exécution du projet approuvée par le client, se sont révélées inadéquates, insatisfaisantes ou insuffisantes ;
- **Défauts**, étant compris comme toute pathologie résultant de fournitures ou d'une construction exécutée d'une manière différente de celle prévue et spécifiée dans l'exécution du projet approuvée par le client ;
- **Une panne ou un dysfonctionnement de l'équipement**, désigne tout dysfonctionnement ou pathologie constatée dans l'équipement de l'installation PV – modules, onduleurs, transformateurs de puissance ou autres équipements.

Traitement des anomalies. Au cours de la période de garantie, le traitement de toutes les anomalies doit être, selon les meilleures pratiques, centralisé au niveau du gestionnaire technique d'actif/ l'entreprise d'O&M, qui est responsable de l'identification initiale du problème, de son cadre en fonction de son type. Il constitue aussi le point de contact principal entre la structure organisationnelle interne et le client, conformément aux critères définis ci-dessous.

Travaux en attente, insuffisances et défauts. En cas d'anomalies du type « Travaux en attente », « Insuffisances » ou « Défauts », le gestionnaire technique d'actifs doit en informer l'entreprise d'EPC, qui est chargée d'évaluer le cadre de la plainte dans le cadre du Contrat, et de déterminer les mesures à prendre.

Résolution des défauts en cas d'anomalies de type « Panne ou dysfonctionnement ». Le gestionnaire technique d'actifs doit présenter la réclamation au fournisseur d'équipement et suivre le processus de réclamation.

Défauts en série. Les défauts en série sont les défauts du produit égaux ou supérieurs aux taux de défauts prévus, résultant de défauts de matériaux, de fabrication, du processus de fabrication et / ou de défauts de conception imputables au fabricant. Le défaut en série est limité aux défauts du produit imputables à la même cause.

Garantie de performance

Les entreprises d'EPC fournissent généralement une garantie de performance de 2 ans à compter de la date de mise en service. Pendant la période de garantie, il incombe au gestionnaire technique d'actifs de surveiller, calculer, consigner et suivre les valeurs de l'Indice de Performance et des autres KPI garantis par le contractant d'EPC. Dans ce cadre, il incombe au gestionnaire technique d'actifs de :

- gérer les interventions effectuées dans le cadre de la garantie afin de préserver les engagements de performance contractés dans le cadre du contrat ;
- informer périodiquement le propriétaire de centrale de l'état des indicateurs de performance prévus dans le contrat ;
- alerter immédiatement le propriétaire de centrale lorsque les niveaux des indicateurs présentent des valeurs ou des tendances pouvant indiquer un risque de défauts.

5 GESTION TECHNIQUE D'ACTIFS / SUITE

5.4. Réclamations d'assurance

Le gestionnaire technique d'actifs peut agir en tant que représentant du propriétaire de centrale pour toute réclamation d'assurance vis-à-vis du fournisseur d'assurance.

L'accord entre le gestionnaire technique d'actifs et le propriétaire de centrale doit spécifier les responsabilités de gestion des assurances du propriétaire de centrale et du gestionnaire technique d'actif. Le gestionnaire technique d'actifs sera au moins responsable de la coordination des visites sur place par le représentant du prestataire d'assurance ou par les conseillers techniques ou financiers en rapport avec la collecte des informations et la qualification des dommages, ainsi que de la rédaction de notes techniques appuyant la procédure de remboursement.

Pour toute réclamation d'assurance, il convient de suivre la procédure formelle prévue par le fournisseur. Toutes les communications et les rapports doivent être archivés pour des raisons de conformité et de traçabilité.

Il est à noter que conformément au contrat PPA actuellement en vigueur, le Producteur est tenu de souscrire auprès d'une compagnie d'assurance présente en Tunisie, une police d'assurance responsabilité civile qui couvrira les conséquences pécuniaires de sa responsabilité à chaque fois qu'elle se trouverait engagée pour tous dommages corporels, matériels et/ou immatériels pouvant être causés aux tiers et/ou à la STEG.

5.5. Gestion des contrats

Le gestionnaire technique d'actifs est également chargé de superviser divers paramètres contractuels, responsabilités et obligations du propriétaire de centrale liés à l'installation PV concernée. Les responsabilités de la gestion des contrats dépendent en grande partie de facteurs tels que l'emplacement géographique, la taille du projet, la construction et les arrangements avec l'acheteur de l'électricité.

Comme exigence minimale, la première étape de ce processus consiste en une analyse complète des contrats, suivie d'une matrice de division des responsabilités bien définie, qui décrit clairement l'entité responsable des actions commerciales, d'exploitation et de maintenance, à court et à long terme. La division des responsabilités peut servir d'outil de conduite et de suivi pour la télésurveillance de la durée contractuelle, sur la base d'un commun accord entre les parties.

En tant que meilleure pratique, les responsabilités du gestionnaire des contrats s'étendent souvent au rôle de premier point de contact pour toutes les questions extérieures. Cela permet au propriétaire de centrale d'avoir un accès optimal à tous les domaines de l'organisation du fournisseur de services et lui permet de s'assurer que ce dernier respecte ses obligations contractuelles. Le gestionnaire de contrat assume également la responsabilité de facturer les frais d'O&M au propriétaire de centrale.

Dans un souci de qualité, le gestionnaire technique d'actifs doit également suivre sa propre conformité avec les autres contrats, respectivement le contrat d'O&M ou le contrat gestion d'actifs, et en rendre compte au propriétaire de centrale en toute transparence.

Après accord, le gestionnaire technique d'actifs peut également effectuer la gestion des contrats entre le propriétaire de centrale et les fournisseurs de composants. En tant que service supplémentaire, cela peut être considéré comme une meilleure pratique.

6

EXPLOITATION DE LA CENTRALE



Central control room. © BayWa r.e.

L'exploitation couvre la télésurveillance, la supervision et le pilotage à distance de la centrale PV. Cela implique également la sous-traitance et la coordination des activités de maintenance. Cette section donne un aperçu des tâches et des exigences relatives à l'exploitation.

6.1. Système de Gestion de la Documentation (DMS)

La documentation de l'installation PV est cruciale pour une compréhension approfondie de sa conception, de sa configuration et des détails techniques y afférant. Il incombe au propriétaire de centrale de fournir ces documents et, s'ils ne sont pas disponibles, ils doivent, conformément aux meilleures pratiques, être reconstitués à ses propres frais.

Avant de prendre en charge des activités de maintenance et / ou d'exploitation, il est important de comprendre en profondeur les caractéristiques techniques de l'actif. La gestion de cette information présente deux aspects importants :

- le type d'information et le niveau de détail de la documentation,
- la gestion et le contrôle.

En outre, pour une gestion de la qualité / des risques et une gestion d'exploitation efficace, une documentation claire et de qualité contenant des informations relatives aux contrats, aux informations sur la centrale, aux activités de maintenance et à la gestion des actifs est nécessaire tout au long de la durée de vie de la centrale. C'est ce qu'on appelle ici

- Contrôle d'enregistrements

De nos jours, différents DMS sont disponibles et définis par une série de normes (ISO) qui peuvent être mises en œuvre. C'est une exigence importante qui permet à toute partie concernée de suivre tout changement intervenu pendant la durée de vie de la centrale, et en conséquence, d'en assurer le suivi (par exemple, lorsque l'entreprise d'O&M ou les équipes changent, ou lorsque la centrale est vendue, etc.).

6 EXPLOITATION DE LA CENTRALE / SUITE

Type d'information et niveau de détail de la documentation

La documentation accompagnant l'installation PV doit, à titre de meilleure pratique, contenir les documents décrits à l'annexe 'b'. La norme IEC 62446 peut également être considérée comme couvrant les exigences minimales pour la documentation correspondante.

En règle générale, pour que la prestation de services soit optimale et conforme aux meilleures pratiques, l'entreprise d'O&M doit avoir accès à tous les documents possibles (à partir de la phase d'EPC). Le dossier des ouvrages exécutés (DOE) est le document complet préparé et fourni par l'entreprise d'EPC de la centrale, qui fournit une vue complète de l'emplacement de la centrale, de son agencement, des schémas électriques, des composants utilisés, des certificats des équipements installés, ainsi que de la référence à ses manuels d'exploitation, aux règles relatives à la santé, la sécurité et l'environnement du site, et autres aspects. Tous les dessins détaillés de l'entreprise d'EPC doivent être remis à l'entreprise d'O&M et stockés en toute sécurité pour un accès immédiat en cas de problèmes ou de questions concernant une installation PV, ainsi que des éclaircissements concernant les permis et la réglementation.

Gestion et contrôle

En ce qui concerne le contrôle des documents, les recommandations suivantes doivent être appliquées.

- Les documents doivent être stockés électroniquement et physiquement (en fonction des permis / réglementations) dans un lieu à accès contrôlé. Une copie électronique de tous les documents devrait être disponible.
- Seules les personnes autorisées doivent pouvoir visualiser ou modifier la documentation. Un journal de toutes les modifications doit être conservé. À titre de meilleure pratique, un tel journal devrait contenir au minimum les informations suivantes.
 - Nom de la personne qui a modifié le document.
 - Date de la modification
 - Objet et Raison de la modification et informations supplémentaires, par exemple lien vers les ordres de travail et les activités de service

- Le contrôle des versions doit être mis en œuvre en tant que meilleure pratique. Les personnes impliquées doivent pouvoir consulter les versions antérieures et pouvoir suivre l'ensemble de l'historique du document.

Contrôle d'enregistrements

Un point essentiel est que les données et la documentation nécessaire soient disponibles pour toutes les parties dans un environnement commun et que les alarmes et la maintenance peuvent être documentées de manière transparente. Il est crucial pour l'équipe d'exploitation que les tâches de maintenance soient documentées et liées aux alarmes susceptibles d'avoir déclenché l'activité de maintenance correspondante (journal du système de gestion des ordres de travail). Les photographies prises sur place doivent compléter la documentation - documentation photographique (le cas échéant). Les fiches d'interventions doivent être stockés électroniquement et mis à la disposition de tous les partenaires. Le propriétaire de la centrale doit également conserver la propriété de ces enregistrements aux fins de références ultérieures.

Pour tirer les enseignements des activités d'O&M antérieures et en cours et pouvoir ensuite améliorer la performance par le biais de la maintenance prédictive par exemple, il est essentiel que toutes les données soient stockées et que tous les flux des travaux et des alarmes soient stockés pour créer des journaux d'O&M et d'alarmes. Une telle collecte de données, combinée avec celles acquises par l'outil de télésurveillance peut être utilisée pour des analyses plus poussées et des recommandations futures à l'intention du client. Cette analyse et les résultats correspondants doivent également être archivés.

Enfin et surtout, il devrait exister une documentation dédiée pour les périodes de bridage ainsi que pour les périodes de réparation lorsque la centrale est totalement ou partiellement indisponible. Tout cela sera enregistré par le système de télésurveillance afin de pouvoir mesurer la perte d'énergie pendant les activités de maintenance. A cet effet, il est essentiel de disposer des bonnes valeurs de référence, voir Annexe 'c' pour d'importants exemples d'enregistrements d'entrées à inclure dans le contrôle d'enregistrements.

6 EXPLOITATION DE LA CENTRALE / SUITE

Comme pour le cas de la documentation correspondante, tous les enregistrements, les données et la configuration de l'outil de télésurveillance, ainsi que tout type de documentation et de registres pouvant être utiles lors d'une prestation de service, doivent être sauvegardés et disponibles au besoin. Ceci est également important dans le cas où l'entreprise d'O&M change.

Dans ce cadre, il est important de noter que le contrat-type de vente à la STEG (PPA), approuvé par l'arrêté du 30 août 2018, exige la conservation des dossiers et registres complets et exacts, y compris tous les dossiers et registres de mesure ainsi que toutes les autres données requises qui pourraient être nécessaires pour la bonne administration du Contrat PPA. Cette conservation s'étale pendant la durée du Contrat et au-delà jusqu'à la résolution des litiges auxquels ces dossiers, registres et données se rapportent et qui surviennent avant la destruction de ces dossiers et registres ou autres données.

Conformément au PPA, ces dossiers, registres et données doivent être mis à la disposition de la STEG lorsque les représentants de la STEG, en font la demande.

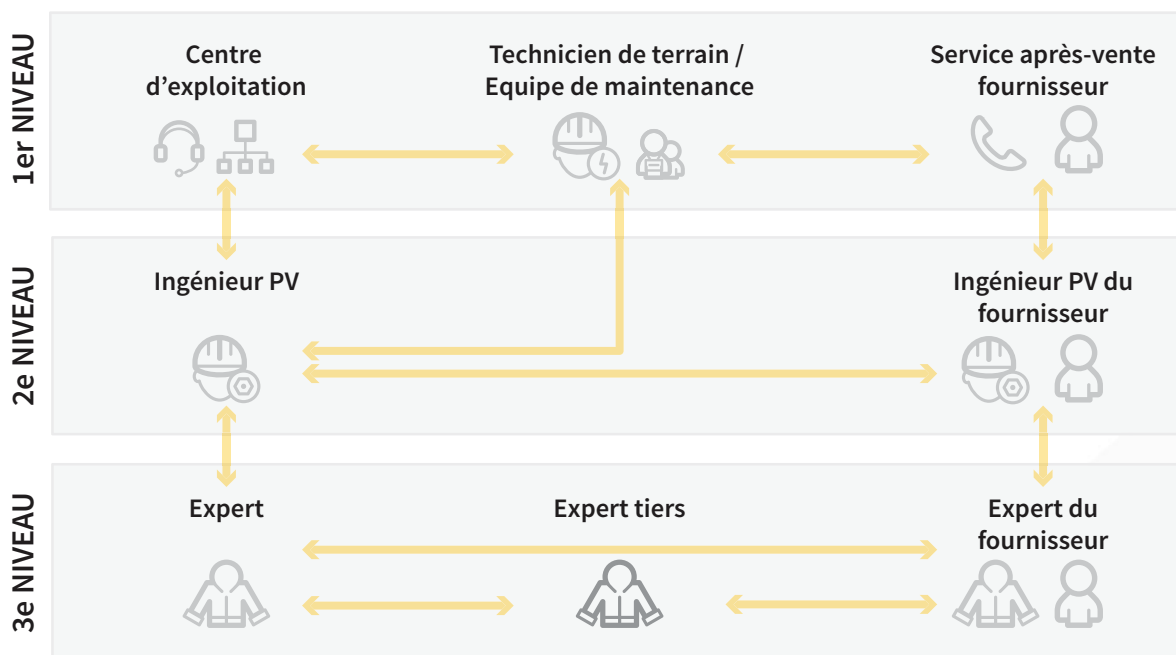
6.2. Télésurveillance et contrôle de la performance de la centrale

L'équipe d'exploitation de l'entreprise d'O&M est responsable de la télésurveillance et du contrôle continu des conditions de la centrale PV et sa performance. Ce service se fait à distance grâce à l'utilisation du système logiciel de télésurveillance et / ou des centres d'exploitation. L'entreprise d'O&M doit avoir un accès complet à toutes les données recueillies sur le site afin d'effectuer l'analyse des données et fournir des directives au fournisseur/à l'équipe de services de maintenance.

Généralement, dans la **gestion des erreurs (gestion des incidents)** plusieurs rôles et niveaux de soutien interagissent de la manière suivante :

- avec l'aide de la télésurveillance et de ses alarmes, le **centre d'exploitation (salle de contrôle)** détecte un défaut. Le centre est responsable de l'ouverture d'un « **ticket**»³ et de la coordination des différentes actions de dépannage. Il recueille autant d'informations et de diagnostics que possible, afin d'établir une documentation initiale, tente de classer le problème et même de le résoudre sur

FIGURE 2 LES NIVEAUX DE SOUTIEN DANS LA GESTION DES DÉFAUTS



3 Un ticket, dans un système de suivi des problèmes, est un rapport en cours sur un problème particulier, son état et d'autres données pertinentes.

6 EXPLOITATION DE LA CENTRALE / SUITE

place, en redémarrant les systèmes de communication à distance par exemple. Ainsi, il devient partie intégrante **du 1er niveau de soutien**. Ensuite, il suit les incidents jusqu'à leur résolution ;

- si cela ne fonctionne pas ou si le défaut ne peut pas être suffisamment catégorisée, le centre d'exploitation peut appeler **un technicien de terrain** qui peut être un électricien local ou un membre de l'équipe de maintenance. Il tente d'analyser et de résoudre le défaut sur place (**1er niveau de soutien**). Ses droits d'accès et ses connaissances peuvent être insuffisantes dans certaines situations spécifiques, mais grâce à son expérience, il peut corriger la plupart des défauts ou du moins créer une solution de contournement. Il peut également appeler le **Hotline (service après-vente) du fournisseur de matériel** pour l'aider pour le diagnostic ;
- si le soutien de premier niveau n'est pas en mesure de résoudre immédiatement l'incident, il sera transféré au **soutien de second niveau**. Il est composé d'ingénieurs PVs ou de gestionnaires de projet / de comptes, dotés de compétences techniques supérieures, d'autorisations d'accès élevées et de suffisamment de temps pour analyser l'erreur en profondeur. Ils peuvent être internes ou appartenir au personnel du fournisseur ;
- si la résolution d'un incident nécessite une expertise ou un accès particulier, les ingénieurs de second niveau peuvent avoir besoin de contacter des experts (experts internes, experts du fournisseur ou des tiers). C'est le **soutien de troisième niveau**. Dans certaines organisations, les responsables de projet / comptes peuvent couvrir à la fois le soutien de deuxième et de troisième niveau, en fonction de leur ancienneté et de leur expérience ;
- lorsque le problème est résolu, le centre d'exploitation ferme le ticket.

Outre les données du site, si un système de vidéo télésurveillance est disponible sur le site, l'entreprise d'O&M devrait pouvoir, en tant que meilleure pratique, y avoir accès pour une supervision visuelle ainsi que pour avoir accès aux informations météorologiques locales.

Il incombe à l'entreprise d'O&M de jouer le rôle d'interface principale entre le propriétaire de l'installation, le gestionnaire de réseau et le régulateur (le cas échéant) pendant toute la durée du contrat d'O&M en ce qui concerne les données de production.

L'équipe d'exploitation doit être accessible par le propriétaire de centrale via une ligne directe pendant la journée, lorsque le système est censé générer de l'électricité. En conséquence, l'équipe des d'exploitation est également responsable de la coordination avec le fournisseur / l'équipe de services de maintenance.

Pour plus d'informations sur les exigences de télésurveillance, voir le chapitre 10. *Exigences en matière de données et de télésurveillance*.

6.3. Analyse de performance et amélioration

L'entreprise d'O&M doit s'assurer que la télésurveillance de la performance est correcte.

En général, les données doivent être analysées comme suit :

1. Au niveau du portefeuille (groupe de centrales) sous le contrôle de l'entreprise chargé de l'exploitation et de la maintenance (exigence minimale)
2. Au niveau de la centrale (exigence minimale)
3. Au niveau de l'onduleur (exigence minimale)
4. Au niveau des chaînes de modules (en tant que recommandation)

L'analyse devra en outre montrer les données requises aux niveaux spécifiques énumérés ci-dessus et pour différentes périodes d'agrégation de temps, allant de l'intervalle d'enregistrement réel aux niveaux mensuel et trimestriel.

L'analyse doit également inclure la possibilité de créer des alarmes personnalisées en fonction de seuils spécifiques du client, par exemple des données du plan d'affaires ou des écarts en temps réel entre les onduleurs sur le site.

En particulier, les indicateurs de performance convenus doivent être calculés et rapportés (voir le chapitre 11. *Indicateurs de performance*). Une attention particulière doit être accordée au fait que ces calculs d'indicateurs de performance doivent prendre en compte les paramètres contractuels entre l'entreprise d'O&M et le propriétaire de centrale, afin de fournir un calcul précis et utile pour l'évaluation et éventuellement pour les dommages et intérêts ou les primes.

6 EXPLOITATION DE LA CENTRALE / SUITE

6.4. Optimisation d'O&M

Une partie essentielle de l'exploitation est l'analyse de toutes les informations générées tout au long de l'exploitation et de la maintenance, telles que le Temps de Réponse et sa corrélation avec les diverses classifications des événements et des causes profondes. Une autre partie essentielle d'exploitation est l'analyse des coûts engagés pour diverses interventions, classées en matériaux et en main d'œuvre. Disposer de telles informations permet d'optimiser davantage l'actif en réduisant les pertes de production et le coût de l'exploitation et de la maintenance.

6.5. Pilotage de la centrale PV

L'équipe d'exploitation est l'interlocuteur envers l'opérateur de réseau pour le pilotage de l'installation le cas échéant. L'équipe d'exploitation contrôlera la centrale à distance ou demandera au personnel de maintenance qualifié de faire fonctionner les disjoncteurs / commandes sur place. L'entreprise d'O&M est responsable des commandes à distance de la centrale ou de l'arrêt d'urgence de la centrale, le cas échéant, et conformément aux exigences et aux réglementations de l'opérateur de réseau (voir également 6.8. *Conformité au code réseau*).

Le contrôle de puissance de la centrale repose sur un système de contrôle capable de gérer plusieurs paramètres, tels que la puissance active et réactive et le contrôle de la rampe de puissance des installations PVs. Les points de consigne peuvent normalement être commandés à distance ou localement à partir du SCADA. De plus, le système doit être protégé par un mot de passe et enregistrer toutes les commandes exécutées. Toutes les commandes exécutées doivent publier des notifications en temps réel à l'équipe d'exploitation.

La liste suivante répertorie les paramètres généralement contrôlés dans une installation PV :

- Puissance active absolue
- Facteur de puissance
- Rampe (puissance active et réactive si nécessaire)
- Fréquence
- Puissance réactive
- Tension
- Qualité de l'onde

Dans le contexte tunisien et durant la phase d'exploitation, le PPA exige que la coordination entre la STEG et le Producteur devra être permanente et durant toute la journée. Le Producteur est tenu de donner accès à la STEG à tout moment aux données de production et aux données météorologiques selon les protocoles habituels d'échange d'informations (data-room spécifique ou SCADA) et conformément au Cahier des Charges.

Dans le même cadre, le Producteur garantit à la STEG le droit de libre accès à la centrale PV et de libre passage sur le terrain du site, de manière à ce qu'elle puisse convenablement remplir ses obligations et exercer les droits que lui confère le contrat PPA.

6.6. Prédiction de production d'énergie

Si le propriétaire de centrale a besoin de prévisions de production d'énergie, l'entreprise d'O&M peut fournir ces prévisions (généralement pour les centrales de grande taille). Les services de prévision pour la production d'énergie PV sont généralement proposés par les prestataires de services proposant des outils de télésurveillance des installations PV, mais des services externes peuvent également assurer cette fonction. Lorsque le propriétaire de centrale demande une prévision de la production d'énergie à l'entreprise d'O&M, il peut choisir un contrat de service avec un fournisseur de prévisions. Ce type d'activités peut avoir une influence sur le contrat de dispatching d'électricité entre le propriétaire de centrale et un revendeur d'électricité.

Les exigences relatives à ces prévisions peuvent varier d'un pays à l'autre et dépendent également de l'accord contractuel de dispatching de l'électricité conclu entre le propriétaire de centrale et revendeur d'électricité. Les besoins en prévisions sont caractérisés par l'horizon de prévision, la résolution temporelle et la fréquence de mise à jour, le tout en fonction de l'objectif. Pour les systèmes liés au marché de l'énergie, les horizons de prévision sont généralement inférieurs à 48 heures et la résolution temporelle est comprise entre 15 minutes et une heure, conformément à l'unité de temps du programme du système électrique ou du marché. Les produits courants sont les prévisions à un jour, les prévisions intra-journalières et les prévisions combinées. Les prévisions d'un jour à venir sont généralement livrées le matin du jour suivant de 0 à 24 heures, et mises à jour une ou deux fois au cours de la journée. Les prévisions intra-journalières sont livrées et mises à jour plusieurs fois par jour pendant le reste de

6 EXPLOITATION DE LA CENTRALE / SUITE

la journée et doivent être transmises automatiquement par le fournisseur de prévisions.

Pour la planification à long terme des décisions d'engagement et de maintenance des unités, des prévisions à un terme plus long sont utilisées, généralement d'une semaine ou plus.

Les prévisions de production d'énergie PV reposent sur des prévisions météorologiques numériques, sur des données satellitaires et / ou des méthodes de prévision statistique et de filtrage. La plupart des produits combinent plusieurs de ces techniques. Les bonnes pratiques exigent des prévisions météorologiques numériques pour les prévisions à un jour et une combinaison avec des données satellitaires pour les prévisions intra-journalières. Dans tous les cas, les bonnes pratiques exigent un filtrage statistique qui nécessite à son tour un flux de données en temps quasi réel du système de télésurveillance au fournisseur de prévisions. Pour une meilleure pratique, le fournisseur des prévisions devrait également être informé des interruptions planifiées et de la durée prévue des interruptions forcées.

Les indicateurs de performance les plus communs pour la qualité des prévisions sont l'erreur quadratique moyenne et l'erreur absolue moyenne. Ils sont normalisés en fonction de la puissance maximale et non du rendement énergétique.

Pour les projets de centrales solaires soumis au régime de l'autorisation, le contrat-type de vente à la STEG de l'énergie électrique produite, approuvé par l'arrêté du 30 août 2018, prévoit ce qui suit :

- Au plus tard cinq (5) jours avant chaque Mois d'exploitation, le Producteur doit fournir à la STEG ses prévisions de disponibilité et de production et/ou puissance de l'Unité de Production pour chaque Jour du Mois ainsi que son planning de maintenance pour la période.
- Au plus tard à 15 heure du jour précédant le jour d'exploitation, le Producteur doit fournir à la STEG ses prévisions de disponibilité et de production de l'Unité pour chaque heure de ce jour d'exploitation.
- La prévision fournie doit être faite sur la base de critères objectifs en prenant en compte l'état de l'unité de production, la maintenance programmée et non programmée, et les prévisions météorologiques.

- Pour les besoins de la gestion du Réseau, le Producteur doit transmettre à la STEG, la puissance maximale disponible de l'Unité de Production à chaque fois qu'elle a été réduite et une fois la situation a été rétablie.

6.7. Conformité au code réseau⁴

L'entreprise d'O&M, et en particulier l'équipe chargée d'exploitation, est responsable de l'exploitation de la centrale PV conformément au code réseau national. L'opérateur du réseau auquel est raccordée l'installation PV (réseau basse tension, réseau moyenne tension ou réseau haute tension) répond aux exigences de qualité de l'énergie, de régulation de la tension et de gestion de la puissance active et réactive.

Dans le contexte tunisien, les principales exigences durant la phase d'exploitation des centrales solaires prévues par le cahier des charges relatif au raccordement et à l'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables raccordées sur le réseau HT et MT, se présentent comme suit :

Les consignes d'exploitation et de sécurité

Avant la mise en exploitation de la liaison, la STEG arrête les consignes d'exploitation et de sécurité. Le Producteur doit viser les dispositions suivantes :

- La procédure de raccordement de l'installation comprenant les actions à entreprendre et les manœuvres à effectuer en cas de réseau séparé et pendant le couplage.
- La définition des différents types d'incidents, les domaines d'intervention de la STEG et du Producteur et les manœuvres interdites.

En cas d'incident, la STEG est considérée comme décideur principal pour les actions à entreprendre pour rétablir la situation normale d'exploitation du réseau.

⁴ Toute référence au « code réseau » dans le présent Guide fait renvoi aux dispositions du cahier des charges relatif aux exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables raccordées sur le réseau Haute et Moyenne Tension, approuvé par l'arrêté de la ministre de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables du 9 février 2017, ou à toute version mise à jour de ce dernier.

6 EXPLOITATION DE LA CENTRALE / SUITE

L'exploitation en régime normal

En régime normal la liaison doit être fermée de manière permanente. Elle n'est ouverte que sur action automatique des organes de protection ou pour des interventions programmées. Toute anomalie constatée pouvant en affecter le fonctionnement doit être communiquée à la STEG. L'exploitation de la liaison est assurée par la STEG.

L'exploitation en régime spécial : les travaux sous tension

En cas d'intervention de la STEG pour des travaux sous tension, la STEG découple l'installation du réseau, et ce, afin de limiter les conséquences d'un éventuel incident et d'éviter la remise sous tension automatique ou volontaire après un déclenchement par des organes de protection. Cette intervention fera l'objet d'un préavis écrit de 24h sauf en cas de contraintes d'exploitation.

Les interventions programmées

Toute intervention programmée par la STEG sur la liaison ou par le Producteur sur l'installation devra faire l'objet d'un échange de messages écrits 24 h à l'avance.

La coordination des programmes d'entretien

Un planning d'entretien des installations est arrêté d'un commun accord entre le Producteur et la STEG. A cet effet, le Producteur doit indiquer à la STEG les intervalles de temps pour l'inspection et la maintenance du matériel fourni pour éviter toute détérioration en cours de fonctionnement. Conformément au cahier des charges, la maintenance comprend toutes les activités effectuées par le Producteur durant toute la vie de la centrale, à savoir :

- Les visites systématiques,
- Les visites exceptionnelles,
- L'inspection des équipements après les réparations.

Les arrêts fortuits

En cas d'incident imposant l'arrêt de la fourniture d'énergie électrique, la partie sinistrée doit informer l'autre partie de la cause et de la durée probable de l'arrêt dans les meilleurs délais et au maximum dans les deux heures qui suivent l'incident. La STEG peut mettre hors service la liaison en cas de nécessité.

Télécommunications

Le Producteur doit installer des équipements de télécommunication adéquats pour fournir en temps réel au centre de conduite du réseau, notamment les informations suivantes : les puissances active et réactive, la fréquence, la tension et la position de disjoncteur de couplage au réseau.

Ces équipements doivent être soumis à la STEG pour avis préalable et répondre à la réglementation en vigueur en la matière.

Le Producteur doit préserver l'espace adéquat et sécuritaire pour l'installation des dits équipements de télécommunication qui sont interfaçables avec le système de protection.

Informations nécessaires pour l'exploitation

Le Dispatching National requiert en temps réel des informations en provenance de chaque centrale pour lui permettre d'exploiter efficacement le réseau. Ces informations doivent être fournies sous une forme compatible avec les équipements du Dispatching. Les informations requises en temps réel pour toutes les installations de production dont la puissance est supérieure à 1MW, qui varient selon la puissance de la centrale, sont précisées dans le tableau ci-dessous (informations données à titre indicatif) :

6 EXPLOITATION DE LA CENTRALE / SUITE

TABLEAU 2 INFORMATIONS REQUISES DES CENTRALES PV PAR LE DISPATCHING NATIONAL

INFORMATIONS REQUISES		INTERVALLE DE MISE À JOUR
MW, MVAR, kV, A, température, pression atmosphérique, Irradiation, au point(s) de raccordement	Télémesure (TM)	Temps réel
Disjoncteur de raccordement	Télésignalisation (Etat)	Temps réel
La capacité disponible de la centrale	(MW)	Journalier
La prévision de l'irradiation solaire et la prévision résultante de la puissance électrique injectée à partir de la centrale	(MW)	Journalier
La mise à jour des prévisions d'irradiation et les prévisions résultantes de la puissance électrique injectée pour les centrales d'une capacité	(MW)	Horaire

6.8. Gestion du changement

Si la conception d'une centrale PV nécessite un ajustement après la date de mise en service commerciale, au titre de meilleure pratique, l'entreprise d'O&M doit être impliquée par le propriétaire de centrale et le contractant d'EPC ; il pourra même être un contributeur principal, voire le chef de file, de ce processus de changement. Les raisons de tels changements peuvent être motivées par la non-conformité de la centrale PV à la capacité prédite par l'entreprise d'EPC, par la réglementation (introduction de nouvelles réglementations sur les commandes de la centrale PV), par l'indisponibilité de pièces de rechange ou de composantes, ou par un intérêt à mettre à niveau la centrale PV. Ces événements entraîneraient de nouveaux travaux de conception pour la centrale PV, l'achat et l'installation d'équipements et conduiraient à un ajustement des procédures et / ou de la documentation d'O&M. Cela peut également avoir une incidence sur certains engagements ou garanties de performance fournis par l'entreprise d'O&M, qui devront alors être ajustés.

Dans de tels cas, l'entreprise d'O&M devra être impliquée dès le début dans ces modifications de la centrale PV. Les concepts, les travaux de conception et l'exécution doivent être coordonnés avec les activités d'O&M en cours. La prise en compte dans le système de télésurveillance et de SCADA (« Supervisory Control And Data Acquisition ») est essentielle.

Pour la continuité des données et l'analyse à long terme, le système de télésurveillance doit pouvoir suivre tous les changements d'appareils électriques. Cela doit inclure la documentation de la date de remplacement de l'onduleur, du fabricant et du type, ainsi que du numéro de série de manière structurée, et ce, pour une analyse plus poussée (par exemple, gestion des pièces de rechange, analyse de maintenance prédictive). La télésurveillance des appareils remplacés aidera également l'entreprise d'O&M à vérifier que le nouveau composant est correctement configuré et envoie des données de bonne qualité. Les ajustements apportés au plan d'exploitation du site, au plan et au calendrier de maintenance annuel doivent être appliqués, et l'entreprise chargée de d'O&M doit familiariser son personnel avec les manuels d'utilisation du nouvel équipement. Un tel changement aura un impact certain sur la gestion des pièces de rechange et sur l'inventaire (remplacement). Les frais annuels d'O&M seront ajustés au besoin selon l'importance de ces changements.

Il est conseillé que l'entreprise d'O&M prenne le devant dans le processus de changement. L'entreprise d'O&M est le partenaire de confiance du propriétaire de centrale et doit le conseiller dans la prise de décision relative à de tels processus de changement. En cas de changements majeurs, le propriétaire doit également envisager d'informer les prêteurs dans le processus de décision et de fournir des concepts, des propositions et des calculs.

6 EXPLOITATION DE LA CENTRALE / SUITE

Les frais fixes d'O&M ne couvrent généralement pas de tels services. Le propriétaire de centrale et l'entreprise d'O&M doit gérer les changements d'une manière formelle. Cette procédure peut inclure les étapes suivantes : description du changement proposé (y compris le calendrier, les coûts, les conséquences et les solutions de rechange), autorisation du changement par le propriétaire de centrale, réalisation du changement, documentation fournie par l'entreprise d'O&M - et acceptation.

6.9. La sécurité des centrales

Il est important que la centrale PV ou ses zones clés soient protégées contre tout accès non autorisé. Cela sert à la fois à protéger l'équipement de la centrale et à assurer la sécurité du public. L'accès non autorisé peut être accidentel, les personnes errant dans la centrale sans se rendre compte des dangers, ou il peut être délibéré aux fins de vol ou de vandalisme.

En collaboration avec l'entreprise d'O&M et le fournisseur de services de sécurité, le propriétaire de l'équipement mettra en place un protocole de sécurité en cas d'intrusion détectée.

Dans la plupart des pays, les prestataires de services de sécurité sont soumis à des exigences légales strictes. Par conséquent, la sécurité des centrales PVs doit être assurée par des prestataires de services de sécurité spécialisés sous-traités par l'entreprise d'O&M. Le fournisseur de services de sécurité sera responsable du bon fonctionnement de tous les équipements de sécurité, y compris les systèmes d'intrusion et de surveillance, ainsi que ceux du traitement des alarmes provenant du système de sécurité, tout en respectant le protocole de sécurité et en utilisant les systèmes de télésurveillance installés sur le site. Le fournisseur de systèmes de sécurité sera également responsable de toute patrouille sur site ou de tout autre service pertinent. Le fournisseur de services de sécurité devrait également assumer la responsabilité des services de sécurité fournis. L'entreprise d'O&M assurera la coordination avec le fournisseur de services de sécurité et peut éventuellement faire office d'interface entre le propriétaire de centrale et ce fournisseur.

Un système de sécurité peut être constitué de simples clôtures ou barrières, mais peut également inclure des systèmes de détection et d'alarmes et une vidéosurveillance à distance par télévision en circuit fermé (CCTV). Un protocole d'accès serait nécessaire si les centrales solaires sont équipées de vidéosurveillance lorsque des travaux correctifs et planifiés sont effectués.

Cela garantira que l'accès autorisé est toujours en vigueur. Cela peut être fait par téléphone avec des mots de passe ou des codes de protection, qui doivent tous deux être changés périodiquement.

Pour plus de sécurité et dans les zones à haut risque, il est conseillé d'installer une ligne de communication de secours (car la première chose endommagée en cas de vandalisme est la communication et la station de surveillance), ainsi qu'une infrastructure de télésurveillance de la connectivité et de la communication avec le système de sécurité. En plus de toute télésurveillance à distance, il est évident qu'une présence sur site est nécessaire lorsqu'il se produit des événements importants. Des processus de liaison avec les services d'urgence locaux, par exemple avec la police, doivent être envisagés.

A l'intérieur de la centrale solaire, il peut également exister des zones supplémentaires à accès restreint, par exemple des sites contenant des équipements à haute tension. Lors de l'autorisation d'accès aux centrales, il est important que tous les travailleurs ou visiteurs soient informés de manière appropriée sur les dispositions spécifiques en matière d'accès et de sécurité, et sur les endroits où ils devraient ou ne devraient pas être. Les panneaux d'avertissement et les avis peuvent constituer une partie importante de ce processus et peuvent être obligatoires en fonction de la réglementation locale.

Outre la sécurité générale du site pendant toute la durée de vie du parc, une attention particulière doit être accordée durant les périodes de construction ou de maintenance, lorsque les modalités d'accès habituelles peuvent être différentes. Il est important que la sécurité soit maintenue à chaque instant, en particulier lorsque des activités peuvent intéresser davantage les membres du public, les enfants ou les voleurs. Le propriétaire de centrale aura probablement des polices d'assurance en place, directement ou indirectement, qui dépendront de certains niveaux de sécurité et du maintien de l'intervention. Leur non-respect peut avoir des conséquences importantes en cas d'accident ou d'infraction.

6.10. Rapports et gestion technique d'actifs

L'équipe d'exploitation est chargée de fournir des rapports périodiques au gestionnaire d'actifs ou directement au propriétaire de centrale. Dans de nombreux cas, l'équipe chargée d'exploitation assume également d'autres responsabilités en matière de gestion technique d'actif, voir 5. *Gestion technique d'actif.*

7

MAINTENANCE DE LA CENTRALE

© only_kim / Shutterstock

Ce chapitre traite des différentes responsabilités et tâches liées à la maintenance. La maintenance est généralement effectuée sur site par des techniciens spécialisés ou des sous-traitants, en étroite coordination avec les analyses de l'équipe d'exploitation.

7.1. Maintenance préventive

Les activités de maintenance préventive constituent l'élément central des services de maintenance d'une centrale PV. Il comprend des inspections visuelles et physiques régulières, ainsi que des activités de vérification de tous les composants clés menées à des fréquences spécifiques, nécessaires pour se conformer aux manuels d'utilisation et aux recommandations des constructeurs d'origine. Il doit également maintenir les garanties de l'équipement et des composants en place et réduire les risques de défaut ou de dégradation. Les activités doivent également respecter les questions d'ordre réglementaires, par exemple : normes nationales pour l'inspection périodique de certains composants électriques. L'expérience technique et les antécédents pertinents optimiseront davantage les activités. Le contrat d'O&M doit inclure cette gamme de services et la fréquence des différentes tâches.

Cette maintenance est effectuée à des intervalles prédéterminés ou conformément aux manuels d'O&M et du fabricant d'équipement d'origine (Original Equipment Manufacturer, OEM) prescrits. Celles-ci sont incluses dans un plan de maintenance annuel détaillé qui fournit un calendrier établi avec un nombre spécifique d'itérations pour effectuer la maintenance.

Il incombe à l'entreprise en charge de l'O&M de préparer le plan des tâches jusqu'à la fin du contrat, en respectant les périodicités ou les fréquences souscrites. Ces activités doivent être signalées au client (propriétaire de centrale ou gestionnaire d'actif) et éventuellement au gestionnaire du réseau. Le compte rendu de cette activité est important pour le suivi du plan.

Dans ce cadre, le contrat PPA, approuvé par l'arrêté du 30 août 2018, exige la remise à la STEG de :

- Un planning de maintenance prévisionnel annuel qui devra être remis au plus tard à la fin du mois de septembre de chaque année calendaire et ce afin de coordonner éventuellement les travaux sur le réseau, ainsi que le productible de l'unité de production et/ou puissance durant l'année suivante à titre indicatif.

- Un planning mensuel qui devra être remis au plus tard 5 jours avant chaque mois d'exploitation et qui englobe, entre autres les prévisions de disponibilité et de production et/ou puissance de la centrale pour chaque jour du mois ainsi le planning de maintenance pour la période.

Le « **plan de maintenance annuel** » : (voir annexe 'd') est proposé en pièce jointe de ce rapport ; il comprend une liste des inspections régulières par équipement (module, onduleur, etc.) et par unité d'équipement (capteurs, fusibles, etc., par exemple).

L'inspection thermographique visant à identifier les modules défectueux d'une installation PV constitue un exemple de maintenance préventive. En effet, plusieurs catégories d'anomalies (points chauds, zones chaudes, entrée d'humidité, salissure, etc.) peuvent se produire, réduisant de manière significative la productivité de la centrale entière. Les procédures d'inspection appropriées sont effectuées par des exploitants dotés de caméras portatives, ou exploitant des aéronefs pilotés à distance (RPA) équipés d'équipements de détection thermiques et optiques. Il est à noter que l'utilisation de la technologie croissante des drones en tant que technologie innovante (voir Chapitre 13.1.1 *Thermographie aérienne avancée avec drones*) peut être très bénéfique pour les procédures de maintenance des centrales car elle peut permettre de réaliser des économies de temps et d'argent ainsi que des améliorations de sécurité.

La maintenance préventive comprend également le remplacement ad-hoc de pièces d'onduleurs ou de capteurs (maintenance prédictive). En général, en dehors des conditions de garantie de l'équipement ou après son expiration, il est important de suivre des procédures de maintenance préventive détaillées, qui sont convenues dans le Plan de maintenance Annuel.

Dans les cas où un temps d'arrêt est nécessaire pour effectuer la maintenance préventive, son exécution pendant la nuit serait considérée comme une meilleure pratique, dans la mesure où la production d'électricité en général n'est pas affectée.

7.2. Maintenance corrective

La maintenance corrective couvre les activités effectuées par l'équipe de maintenance afin de restaurer un système, un équipement ou un composant d'installation PV dans un état lui permettant

d'accomplir la fonction requise. La maintenance corrective a lieu après la détection d'un défaut, soit par une télésurveillance à distance, soit au cours d'inspections régulières et d'activités liées à des mesures spécifiques (voir *annexe d*).

La maintenance corrective comprend trois activités :

1. **Diagnostic de la panne** également appelé dépannage pour identifier la cause de la panne et sa localisation ;
2. **Réparation temporaire**, il s'agit de rétablir la fonction requise d'un article défectueux pendant un temps limité, jusqu'à ce qu'une réparation soit effectuée ;
3. **Réparation**, restaurer la fonction requise de manière permanente.

Dans les cas où tout ou partie de l'installation PV doivent être mis hors tension, l'exécution de la maintenance corrective planifiée la nuit ou pendant les heures de faible irradiation serait considérée comme une meilleure pratique, car la production globale de l'électricité n'en est pas affectée.

La maintenance corrective peut être divisée en trois niveaux d'intervention :

1er niveau : Intervention pour restaurer les fonctionnalités d'un appareil sans avoir à remplacer un composant. En général, ce type de maintenance corrective comprend uniquement les activités de travail exécutées par un technicien spécialisé (pouvant appartenir à l'équipe de maintenance ou bien être sous-traitant). Cette activité pourrait être incluse dans le contrat d'O&M ou facturée séparément sur les taux horaires en sus du contrat d'exploitation et de maintenance, et ce, en fonction de l'ampleur spécifique des travaux convenus entre les parties. Par exemple, cela pourrait consister à réparer un appareil qui s'est arrêté en raison d'une panne.

2ème niveau : Intervention visant à restaurer la fonctionnalité d'un appareil nécessitant la substitution d'un composant. En général, ce type de maintenance corrective implique des travaux effectués par un technicien spécialisé (qui peut appartenir à l'équipe de maintenance O&M ou être sous-traitant), ainsi que l'intervention physique sur l'appareil pour en remplacer une partie. Un exemple serait un défaut du ventilateur de l'onduleur sur laquelle l'équipe de maintenance intervient pour remplacer le ventilateur afin de rétablir les fonctionnalités de l'onduleur.

3ème niveau : Intervention pour restaurer les fonctionnalités de l'appareil doublée d'une action nécessaire sur le logiciel de l'appareil. En général, ce type de maintenance corrective comprend à la fois une tâche effectuée par un technicien spécialisé (qui peut appartenir à l'équipe de maintenance O&M ou être sous-traitant), accompagnée souvent d'une autre intervention également pour le compte de l'équipe de maintenance, ou d'autres sociétés externes qui ont été autorisées par le fabricant du périphérique à intervenir et à restaurer sa fonctionnalité. Cette activité pourrait être incluse dans le contrat d'O&M ou facturée séparément, en fonction de l'ampleur des travaux convenus entre les parties. Toutefois, en règle générale cette intervention est exclue par la portée contractuelle des travaux, en particulier lorsque l'équipe de maintenance du fabricant de l'appareil ou une société tierce agréée doit intervenir. À titre d'exemple, une maintenance corrective de troisième niveau peut impliquer une panne de périphérique sans raison apparente, sans composant spécifique endommagé, et qui ne peut être restaurée que par une reconfiguration ou une mise à jour du logiciel par le fabricant.

La portée des activités de maintenance corrective et sa « frontière » ou sa définition en matière de maintenance préventive nécessitent une attention particulière et doivent être correctement définies dans le contrat de maintenance. Pour faciliter la compréhension, un exemple est présenté ci-dessous :

- Une activité de serrage de la terminaison de câble utilisant un dispositif dynamométrique pour une fixation correcte doit être comprise dans le champ des travaux de maintenance préventive. Toutefois, en fonction de la quantité et / ou de la fréquence, elle peut être considérée comme maintenance corrective.

En règle générale, la maintenance corrective est tenue contractuellement de respecter le Temps de Réponse minimal convenu contractuellement (voir 11.2.3. *Temps de Réponse* et 12.3.2. *Garantie de Temps de Réponse*).

Les accords contractuels peuvent prévoir une limite de maintenance corrective couvertes par an. Les exigences en matière de couverture au titre de la maintenance corrective varieront en fonction du type de propriétaire de centrale que ce soit un investisseur financier pur ou un producteur d'énergie (par exemple, une compagnie d'électricité ou un Producteur Indépendant d'Electricité (IPP)).

Les interventions de reconditionnement, de renouvellement et de mise à jour technique, à l'exception des cas où ces actions sont directement incluses dans le champ du contrat, devraient être exclues de la maintenance corrective et incluses dans la maintenance exceptionnelle (voir 7.3 *Maintenance exceptionnelle*).

7.3. Maintenance prédictive

La maintenance prédictive est un service spécial fourni par les entreprises d'O&M qui suivent les principes de Bonnes Pratiques. Il s'agit d'une maintenance conditionnelle effectuée à la suite d'une prévision dérivée de l'analyse et de l'évaluation des paramètres significatifs de la dégradation d'un équipement (conformément à la norme EN 13306).

Un prérequis à une bonne maintenance prédictive est que les équipements sur site puissent fournir des informations sur leur état, de manière à ce que le prestataire d'O&M puisse évaluer les tendances ou les événements signalant des détériorations de l'équipement. Il est recommandé, comme Bonne Pratique, que le fabricant de l'appareil fournisse la liste complète des codes des états et des erreurs générés par l'appareil, ainsi qu'une description détaillée de leur signification et de leur impact éventuel sur son fonctionnement. En outre, une normalisation des codes des états et des erreurs fournis par les onduleurs et autres enregistreurs de données (dataloggers) d'une même marque devrait être suivie et, dans le futur cette standardisation devrait être généralisée à tous les fabricants.

Le propriétaire de centrale ou la partie intéressée qui souhaite bénéficier de la maintenance prédictive doit, en règle générale, choisir un ensemble d'équipements « intelligents » doté de capteurs suffisants et opter pour un système de logiciel de télésurveillance approprié, capable de fournir des tendances et des comparaisons (en termes de temps, entre les composants et même entre les sites PV) - exigence minimale.

L'équipe d'exploitation de l'entreprise d'O&M effectue une maintenance prédictive grâce à une télésurveillance, une supervision, des prévisions et une analyse des données de performance (performances historiques et anomalies, par exemple) continues et régulières de la centrale PV (au niveau du champ DC, du transformateur, de l'onduleur, des boîtiers de jonction DC et /ou au niveau de la chaîne de module). Cela permet d'identifier des tendances subtiles qui, sans

7 MAINTENANCE DE LA CENTRALE / SUITE

cela, resteraient inaperçues jusqu'au prochain test de circuit ou inspection par imagerie thermique, et qui indiqueraient des défauts ou sous-performances futures des composants ou du système (par exemple, au niveau des modules PV, des onduleurs, des boîtiers de jonction, des trackers, etc.).

Avant de décider des actions de maintenance prédictive à recommander, l'équipe d'exploitation doit implémenter et développer des procédures permettant d'analyser efficacement les données historiques et d'identifier plus rapidement les changements de comportement susceptibles de compromettre les performances du système. Ces changements de comportement sont généralement liés à un processus de dégradation de l'équipement précoce ou imprévue. Pour cette raison, il est important de définir et de surveiller tous les paramètres significatifs de l'état d'usure, en fonction des capteurs installés, des algorithmes mis en œuvre dans le système de télésurveillance et d'autres techniques.

À la suite de cette analyse, l'équipe de maintenance peut mettre en œuvre des activités de maintenance prédictive afin d'éviter toute défaut pouvant entraîner des problèmes de sécurité et une perte de production d'énergie.

Pour une maintenance prédictive efficace, un certain niveau de maturité et d'expérience est nécessaire. Il s'agit au mieux d'une combinaison des connaissances de la performance des systèmes respectifs, de la conception des équipements associés, du comportement opérationnel, de l'expérience accumulée et des antécédents du prestataire de services. Normalement, ce processus commence après la mise en place d'un système de télésurveillance approprié et la reconstitution d'une base de référence. Cette ligne de base représentera alors l'ensemble du fonctionnement du système PV, ainsi que la manière dont les équipements interagissent les uns avec les autres, et comment ce système réagit aux changements « environnementaux ». La maintenance prédictive présente plusieurs avantages, notamment :

- Elle optimise la gestion de la sécurité des équipements et des systèmes tout au long de leur vie ;
- Elle anticipe les activités de maintenance (correctives et préventives) ;
- Elle retarde, élimine et optimise certaines activités de maintenance ;

- Elle réduit les délais de réparation et d'optimisation des coûts de maintenance et de gestion des pièces de rechange ;
- Elle réduit les coûts de remplacement des pièces de rechange ;
- Elle augmente la disponibilité, la production d'énergie et la performance des équipements et des systèmes ;
- Elle réduit le travail d'urgence et le travail non planifié ;
- Elle améliore la prédictibilité.

Les quatre exemples spécifiques suivants montrent comment la maintenance prédictive peut être implémentée.

Exemple 1 – Une entreprise d'O&M signe un nouveau contrat pour une installation PV équipée d'onduleurs centraux. En analysant son historique de maintenance, l'entreprise d'O&M note que ces onduleurs ont montré à plusieurs reprises précédemment des signes de perte de puissance dus à une surchauffe. Cela pourrait être lié à des problèmes de circulation d'air, d'obstruction des filtres, de ventilateurs ou à des modifications de l'environnement (températures élevées en été). Aussi décide-t-il de surveiller la température des IGBT. Avant qu'une action d'urgence ne soit nécessaire, au cas où ces composants présentent des variations de comportement, une « inspection du flux d'air » est effectuée pour détecter si ce changement y est lié. Ce type d'activité est une inspection conditionnelle effectuée après la détection d'un changement dans un paramètre significatif. Ceci est également considéré comme un type de maintenance prédictive. L'objectif final est d'identifier si, par exemple, les systèmes de ventilation doivent être améliorés, remplacés ou s'il existe un quelconque obstacle à l'écoulement de l'air ou même s'il est nécessaire de prévoir le remplacement ou le nettoyage des filtres.

Exemple 2 – L'équipe d'exploitation détecte une sous-performance possible de l'une des sections de la centrale PV. Il peut s'agir du transformateur de puissance, de l'onduleur ou de certains générateurs PVs présentant des performances inférieures à celles d'autres générateurs dans les mêmes conditions (ou de comportements antérieurs attestant une perte de production). Après la détection ou la reconnaissance de l'anomalie, un incident est créé et est immédiatement envoyé à l'équipe de maintenance. Avant toute action susceptible de compromettre les garanties contractuelles et de requérir des interventions urgentes, l'entreprise d'O&M décide de procéder à une « inspection infrarouge générale » dans le champ PV, en prenant des photos générales avec des drones, également appelés drones. Le but principal de cette inspection est d'identifier les problèmes éventuels liés aux modules PV qui pourraient justifier la perte de performance. Ceci est considéré comme un type de maintenance prédictive.

Exemple 3 – L'équipe d'exploitation ou le fournisseur de l'onduleur surveille tous les paramètres critiques et peut fournir des informations relatives à la santé et aux performances de chaque onduleur individuel sous forme de valeur absolue, ou de comparaison relative pour différents onduleurs sur un site PV, ou bien d'une comparaison de lot d'onduleurs entre différents sites PV. Ce type d'informations peut aider les entreprises d'O&M à exploiter les sites PV de manière plus rentable sans toutefois compromettre la santé de l'équipement. D'autre part, le gestionnaire d'actifs peut également comparer le vieillissement des onduleurs sur différents sites gérés par différentes sociétés d'exploitation et évaluer la qualité de la gestion de leur investissement. Par exemple, une entreprise d'O&M perçu comme plus coûteux pourrait fournir des soins plus réguliers aux onduleurs par rapport à un autre ; par conséquent, les onduleurs fonctionnent dans de meilleures conditions et ne vieillissent pas aussi rapidement, ce qui réduit les contraintes et les défauts prévus.

Exemple 4 – maintenance prédictive pour un cycle de remplacement optimisé du matériel reposant sur l'analyse de données massives ou sur l'intelligence artificielle. Pour plus d'informations sur cette innovation, voir section 13.1.3. *Maintenance prédictive pour l'optimisation du remplacement du matériel.*

7.4. Maintenance exceptionnelle

Des actions de maintenance exceptionnelle sont nécessaires lorsque surviennent dans la centrale des événements imprévisibles majeurs nécessitant des activités importantes et des travaux de réparation des installations ou toute activité de maintenance généralement non couverte ou exclue du contrat d'O&M.

Généralement, ces activités sont facturées séparément dans le contrat d'O&M et sont gérées dans le cadre d'une commande distincte. Il est conseillé que le contrat d'O&M comprenne les accords convenus entre les parties pour établir le devis et exécuter les travaux. Des méthodes « clé en main » ou « coût majoré » peuvent être utilisées à ces fins. Des interventions de maintenance exceptionnelle sont requises pour :

- Des dommages résultant d'un cas de force majeure ;
- Des dommages résultant d'un vol ou d'un incendie ;
- Des défauts en série sur l'équipement, apparaissant soudainement et après plusieurs mois ou des années après le démarrage de la centrale ;
- Des modifications requises par les changements réglementaires.

Dans le cas où l'entreprise d'O&M n'est pas le contractant d'EPC de la centrale, il faut considérer que l'incident suivant est également une maintenance exceptionnelle :

- des problèmes majeurs dont l'entreprise d'O&M constate l'existence au cours de son activité habituelle, c'est-à-dire des défauts ou d'autres problèmes qui ne sont pas une conséquence de l'usure ou de la détérioration de l'équipement et qui ne relèvent pas de la responsabilité de l'entreprise d'O&M – peuvent être raisonnablement considérés comme dus à des erreurs de conception (par exemple, des défauts « cachés » qui nécessitent une réingénierie).

Bien qu'il ne s'agisse pas nécessairement d'interventions d'entretien, les modifications de « modernisation » et « repowering » peuvent également être incluses dans la liste « maintenance exceptionnelle » de l'accord d'O&M, ou au moins gérées selon les mêmes règles. Pour plus d'informations à ce sujet, voir le chapitre 8. Modernisation et repowering.

7 MAINTENANCE DE LA CENTRALE / SUITE

Après l'approbation du propriétaire de centrale de la proposition de l'entreprise d'O&M, les activités peuvent commencer, sous réserve de la disponibilité de l'équipement requis et de la machinerie spéciale (le cas échéant).

La perte d'énergie potentielle entre la survenue de l'événement et la réparation complète ne peut généralement pas être prise en compte dans le modèle financier de la société de projet, mais il faut tenir compte du fait que la plupart des événements ci-dessus sont remboursés au propriétaire de centrale par la compagnie d'assurances sur la base d'une police d'« Assurance Tous Risques » en place.

Les meilleures pratiques dans les contrats d'O&M concernant les activités de maintenance exceptionnelle comprennent :

- des règles générales pour quantifier le prix et élaborer un calendrier d'exécution des travaux de réparation, ainsi que le droit du propriétaire de demander des devis à des tiers pour les comparer à ceux de l'entreprise d'O&M ; dans ce cas, une option de « droit d'égaliser » doit être accordée à l'entreprise d'O&M ;
- l'obligation pour le propriétaire de centrale de souscrire à une assurance « biens tous risques » cohérente, y compris la perte d'exploitation

7.5. Services supplémentaires

Le contrat d'O&M peut prévoir des services autres que ceux relatifs à la maintenance des installations électriques et mécaniques, conformément aux sections ci-dessus. Certains de ces services supplémentaires sont généralement inclus dans l'éventail des travaux et dans les frais fixes annuels d'O&M, tandis que d'autres ne le sont pas.

Des services supplémentaires non inclus dans le champ d'exécution du contrat d'O&M peuvent être fournis à la demande et être tarifés par action de service ou sur la base de taux horaires en fonction du niveau de qualification du personnel requis pour exécuter ces travaux. Ces taux horaires augmentent généralement au même taux que les frais de service d'O&M. Dans certains cas, une liste de prix, contraignante pour la fourniture de certains de ces services supplémentaires, peut également être incluse dans le contrat d'O&M.

Par exemple, le nettoyage régulier des modules est une partie importante de la maintenance solaire, et les problèmes associés aux modules encrassés sont souvent sous-estimés. Des périodes prolongées entre les nettoyages peuvent donner lieu à une accumulation de fientes d'oiseaux érosives et à la croissance du lichen, qui peuvent être extrêmement difficiles à éliminer. Les méthodes de nettoyage des modules sont variées, méthodes manuelle, robotique et mécanique. Chacun a ses propres avantages et inconvénients. La fréquence de nettoyage varie considérablement selon les modules solaires au sol, sur les toits ou flottants. La fréquence de nettoyage doit être déterminée site par site, car certaines parties d'un site nécessitent un nettoyage plus fréquent que d'autres parties du même site.

Lors du choix d'une entreprise de nettoyage de modules, les propriétaires d'actifs et les entreprises d'O&M doivent vérifier les aspects suivants :

- la méthode de nettoyage suggérée est entièrement conforme à la garantie du fabricant du module ; la méthode de lavage sous pression n'étant pas une méthode de nettoyage acceptable ;
- les modules doivent être nettoyés avec de l'eau ultrapure de haute qualité et non avec de l'eau de robinet, de canalisation ou de forage ;
- des considérations de santé et de sécurité doivent être prises en compte pour assurer la sécurité du personnel sur le site. Cela devrait inclure une forme d'accréditation en matière de santé et de sécurité et une formation spécifique au nettoyage des modules solaires, y compris au travail en hauteur, lors du nettoyage des modules montés sur le toit.

4 For a definition of endemic failures and its repercussions in terms of warranty, see 5.5. *Warranty management*.

7 MAINTENANCE DE LA CENTRALE / SUITE

TABLEAU 3 EXEMPLES DE SERVICES SUPPLÉMENTAIRES

	SERVICES SUPPLÉMENTAIRES
Maintenance du site PV	Nettoyage des modules
	Contrôle de la végétation
	Enlèvement du sable et de la neige
Maintenance générale du site	Gestion des nuisibles
	Traitement des déchets
	Entretien des routes
	Réparation des clôtures du périmètre
	Maintenance des bâtiments
	Maintenance de l'équipement de sécurité
Mesures sur site	Relevés des compteurs hebdomadaires / mensuels
	Saisie des données sur les registres fiscaux ou sur les portails web des autorités pour le tarif de rachat ou d'une autre évaluation du régime de soutien (le cas échéant)
	Mesures au niveau des chaînes de modules - dans une mesure dépassant le niveau convenu dans la maintenance préventive
	Inspections thermiques, Mesures de la courbe I-V, imagerie par électroluminescence (pour plus d'informations, voir la section 10.10 <i>Données recueillies par des inspections spécialisées sur le terrain du module PV.</i>) - dans une mesure dépassant le niveau convenu dans la maintenance préventive

Le Tableau 2 présente une liste non exhaustive de services supplémentaires. Pour plus d'informations sur les tendances générales du marché en ce qui concerne l'inclusion de ces services supplémentaires dans l'accord d'O&M, voir 12.1. *Portée du contrat d'exploitation et de maintenance.*

Notons que certains de ces éléments peuvent être considérés comme faisant partie de la maintenance préventive. Cela dépend du contrat entre le propriétaire de centrale et l'entreprise d'O&M.

D'un point de vue technologique, l'utilisation des drones est bénéfique pour obtenir efficacement (en temps et coûts) un état des lieux de la centrale pour effectuer une meilleure planification des activités de maintenance du site ainsi que pour effectuer des mesures sur site (notamment des inspections thermiques).

8

MODERNISATION ET REPOWERING

© greentech

La modernisation et le repowering sont généralement considérés comme faisant partie de la maintenance exceptionnelle du point de vue contractuel. Toutefois, en raison de leur importance croissante sur le marché de l'exploitation et de la maintenance des systèmes solaires, le présent Guide les traite dans un chapitre dédié.

8.1. Définition et motif de modernisation et du repowering

La modernisation et le repowering sont définis comme le remplacement d'anciens composants d'une centrale électrique liés à la production d'énergie par de nouveaux composants afin d'améliorer ses performances globales. La modernisation implique le remplacement de composants, mais sans modifier substantiellement la puissance nominale de l'installation, tandis que le repowering implique son augmentation. La différence par rapport au remplacement ordinaire réside dans le fait d'augmenter les performances en échangeant tous les composants dans une zone fonctionnelle ou une proportion significative d'entre eux. Les aspects et les considérations relatives aux sections suivantes sont centrés sur le repowering mais s'appliquent dans la plupart des cas également à la modernisation, voire aux réparations et à la maintenance exceptionnelle.

En Tunisie, conformément à la loi n° 2015-12, toute augmentation de la puissance de la centrale PV est soumise à l'obtention d'une autorisation délivrée par le ministre en charge de l'énergie. La même loi stipule que la puissance installée ne peut en aucun cas dépasser la puissance maximale des projets soumis au régime des autorisation, fixée actuellement à 10 MW.

La modernisation des centrales PV peut être un investissement nécessaire et / ou avantageux pour plusieurs raisons :

- **Des actifs PV vieillissants** : d'ici la fin de 2018, nous prévoyons une capacité de plus de 500 Gwc installées dans le monde. Le parc de modules et d'onduleurs vieillit, ce qui entraîne un taux de défauts et une dégradation accrue et l'expiration des garanties.
- **Indisponibilité des pièces de rechange et de soutien** : de nombreux fabricants de modules et d'onduleurs ont quitté le marché. Cela complique la fourniture des pièces de rechange ou des solutions de réparation. Dès lors, le changement de composants apparaît comme la seule alternative.

8 MODERNISATION ET REPOWERING / SUITE

- **Améliorations technologiques** : le progrès technologique des modules et des onduleurs a été considérable. Ainsi, le changement de composants peut améliorer les performances et la disponibilité. Parmi les autres avantages, les nouveaux composants offrent une plus grande flexibilité de conception et des fonctionnalités avancées à des coûts de maintenance réduits.
- **Baisse des prix** : les prix des composants PVs ont considérablement diminué. Cette tendance contribue à créer des dossiers de réinvestissement économiquement réalisables.
- **Avantages supplémentaires** : un projet de repowering comprend généralement des avantages supplémentaires, tels que de nouvelles conditions de garantie et la conformité aux dernières réglementations. En outre, cela apporte la possibilité de corriger les erreurs de planification potentielles issues de la construction initiale.

Il existe de nombreuses façons de faire le repowering d'une installation PV. Dans ce qui suit, nous allons nous concentrer sur les deux opportunités les plus importantes en termes de repowering des modules et des onduleurs.

8.2. Repowering du module

Une dégradation naturelle ou accrue, des performances insuffisantes ou de simples défauts des modules qui ne sont pas réparables ou qui ne peuvent être directement remplacés sur le marché, peuvent obliger l'investisseur à envisager un repowering du module. Cela peut être effectué pour l'ensemble de l'installation PV ou pour des parties spécifiques. Lorsque le repowering est axé sur le remplacement d'une partie des modules, il est recommandé de changer un nombre de modules supérieur aux besoins techniques, afin de conserver certains anciens modules intacts en tant que pièces de rechange.

En raison du développement rapide de la technologie PV, il est peu probable que les mêmes composants restent disponibles sur le marché dans la quantité requise et à un prix compétitif. Certes, changer des modules identiques rendrait le repowering très simple, mais cela réduirait également l'utilisation des opportunités de repowering à un prix inférieur pour un rendement supérieur. Si différents modules doivent être utilisés pour le projet de repowering, les aspects

suivants doivent être pris en compte lors de la planification et de l'exécution :

Installation mécanique

- Si les modules ont des dimensions différentes en hauteur, en longueur et en largeur, la compatibilité avec le système de montage doit être prise en compte. Il est souvent possible de résoudre les problèmes d'adaptation en installant de nouveaux systèmes d'attache de module, mais dans les cas extrêmes (par exemple, passer des modules à couche mince à des modules cristallins), il faudra installer une nouvelle structure de montage.
- En cas de poids plus important et d'une surface plus grande de la nouvelle zone de module, les impacts structurels sur le système de montage ou le bâtiment doivent être vérifiés et alignés.
- Les nouveaux modules doivent être intégrés au système de mise à la terre, comme précédemment.

Installation électrique

- En fonction de la puissance nominale et des caractéristiques électriques du nouveau type de module, un nouveau design des strings peut s'avérer inévitable. La puissance, la tension et le courant maximaux doivent être conformes aux exigences de l'onduleur.
- Un mélange de différentes caractéristiques électriques sur un onduleur, ou au moins sur un MPPT, doit être évité. Alternativement, des diodes de protection peuvent être intégrées comme protection en cas de défaut tel qu'un courant inverse.
- Très probablement, le nouveau type de module aura des connecteurs différents. Par conséquent, les connecteurs de string doivent être remplacés.
- Le dimensionnement des câbles et des fusibles existants doit être vérifié pour s'adapter au nouveau réseau DC.

Autres considérations

- Le repowering des modules devra respecter les aspects réglementaires régissant la réalisation des centrales solaires PV en Tunisie. Conformément au décret gouvernemental n° 2016-1123, les nouveaux modules doivent être conformes aux normes nationales et le cas échéant, internationales. En plus, ces modules doivent être neufs et n'ont jamais été

8 MODERNISATION ET REPOWERING / SUITE

utilisés auparavant. Le repowering des modules devra être effectué sans dépasser de la puissance totale de la centrale solaire initialement fixé au niveau de l'autorisation. En cas de risque de dépassement de cette puissance, le repowering ne pourrait être possible qu'après l'obtention d'une autorisation délivrée par le ministre en charge de l'énergie.

Dans tous les cas, le Ministère en charge de l'énergie devra être contacté à l'avance afin de clarifier plusieurs aspects, tels que :

- La puissance maximale à installer ;
- Les exigences pour prouver les défauts des anciens modules et les justificatifs de leur repowering ;
- L'élimination et le recyclage des anciens modules.
- Le repowering des modules devra être considérée comme une interférence importante dans le système électrique. Tous les strings affectés doivent être testés et documentés conformément aux normes CEI 60364-7-712: 2017, CEI 60364-6: 2016 et CEI 62446-1: 2016, après le projet de repowering.
- La nouvelle disposition des strings pourrait être optimisée en ce qui concerne l'ombrage ou le rapport DC / AC. En outre, un contrôle approfondi des structures de montage, des câbles et des connecteurs peut être effectué à cette occasion.
- Si tous les modules ne sont pas remplacés et que les mesures de puissance de ces modules sont en cours, il est recommandé d'installer les anciens modules en fonction de leur puissance restante. Cela signifie que tous les modules d'un string ou connectés à un tracker MPPT doivent avoir une puissance similaire afin de réduire les pertes de déséquilibre (mismatch).
- Selon l'état des anciens modules (et les exigences réglementaires), ils peuvent être vendus sur le marché secondaire ou doivent être éliminés ou recyclés par un fournisseur professionnel.

8.3. Repowering de l'onduleur

Comme tous les appareils électroniques, les onduleurs ont une durée de vie limitée. Avec le vieillissement et l'usure, le risque de défauts et de pannes augmente. Si la garantie de l'appareil a expiré, une solution techniquement et économiquement appropriée doit être adoptée. Certains fabricants ou prestataires de services proposent des services de réparation et de pièces de rechange. Avec de nouveaux composants, il pourrait même être possible d'accroître l'efficacité d'un ancien onduleur, par exemple avec le remplacement du contrôle commande par un nouvel appareil offrant de meilleures performances, tel que le tracker MPP. Si le remplacement de l'onduleur à l'identique, si des services de réparation ou si des pièces de rechange de remplacement ne sont pas disponibles, l'échange avec un nouveau composant est inévitable. Il existe différentes stratégies de repowering d'onduleur qui doivent être évaluées au cas par cas :

- **Changement partiel ou complet** : si tous les onduleurs ne sont pas concernés, un changement partiel du parc d'onduleurs de l'installation PV peut être une option. Cela réduit potentiellement les coûts globaux, mais peut également accroître la complexité liée à la conception électrique ou à la mise en œuvre de deux types d'onduleurs différents dans un seul concept de communication sur site. Si le repowering n'affecte pas tous les onduleurs sur site, il est conseillé de stocker les anciens appareils en tant que pièces de rechange potentielles. En outre, il peut être pratique de changer plus d'onduleurs que le nombre techniquement requis pour les stocker en tant que dispositifs de remplacements potentiels lors des futurs défauts de l'ancien onduleur.
- **Changement de classe de puissance identique ou différente** : le changement d'onduleurs avec la même classe de puissance est plus facile pour l'intégration DC et AC. Cependant, le remplacement de plusieurs périphériques par un seul avec une classe de puissance plus grande peut augmenter l'efficacité du système et réduire les coûts de composants ainsi que les coûts de maintenance futurs.

Lorsqu'un repowering d'onduleur est planifié, plusieurs facteurs doivent être pris en compte :

8 MODERNISATION ET REPOWERING / SUITE

Installation mécanique

- Si les nouveaux onduleurs ont des dimensions ou un poids différents, une solution appropriée pour l'installation ou le montage de l'onduleur doit être envisagée. Ceci s'applique aussi si les connexions DC ou AC sont modifiées (nouveau câblage nécessaire).
- Le fabricant du nouvel appareil peut avoir des exigences différentes concernant le montage et les fixations, la distance par rapport aux autres composants ou par rapport au toit, la ventilation, etc. Toutes les exigences doivent être vérifiées et mises en œuvre.
- Les nouveaux onduleurs doivent être intégrés au système de mise à la terre conformément aux normes et aux spécifications du fabricant.

Installation électrique

- L'intégration du côté DC doit suivre les exigences d'entrée du DC du nouvel onduleur. Finalement, la longueur de la chaîne et le nombre de chaînes connectées doivent être ajustés en fonction des paramètres techniques du courant et de la tension maximale, ainsi que des conditions de fonctionnement idéales. Au cas où de plus grands onduleurs seraient installés, des boîtiers combinés DC supplémentaires pourraient être nécessaires et des fusibles différents ou supplémentaires doivent être intégrés.
- Si on installe différentes tailles d'onduleurs, l'intégration côté AC doit être repensée. Cela inclut les diamètres des câbles, les dispositifs de protection (fusibles) et les connecteurs.
- Dans tous les cas, les règles et normes électrotechniques adaptées doivent être respectées.

Système de communication

- Avant de choisir un onduleur adéquat, vérifiez la compatibilité avec les câbles de communication physique.
- L'enregistreur des données (datalogger) installé doit prendre en charge le protocole de données du nouvel onduleur. Sinon, une mise à jour ou un changement de l'enregistreur de données deviendra nécessaire.
- Si différents types d'onduleurs sont installés, vous pouvez éventuellement intégrer les différents types

de composants à différentes phases d'un câble de communication ou les intégrer à un même réseau. La compatibilité de l'enregistreur de données et de la plate-forme de télésurveillance permettant de travailler avec différents types d'onduleurs sur un système PV doit être validée.

Autres considérations

- Le repowering des onduleurs devra respecter les exigences techniques de la STEG définies au niveau du cahier des charges, dont notamment la conformité à la norme DIN VDE 126-1-1 en vigueur ou une norme équivalente. Il est indispensable de contacter à l'avance la STEG pour l'informer des justificatifs du repowering et transmettre à ses services les données techniques relatives aux nouveaux onduleurs (Type, puissance active nominale, certificats et déclarations de conformité, plages de tension, facteur de puissance...). Tous les aspects qui pourraient résulter du repowering des onduleurs devront être discutés et convenus préalablement avec la STEG avant de procéder aux travaux.
- Le repowering de l'onduleur devra être considéré comme une interférence importante dans le système électrique. Tous les câbles et connecteurs concernés doivent être testés et documentés conformément aux normes CEI 60364-7-712: 2017, CEI 60364-6: 2016 et CEI 62446-1: 2016 au cours du projet de repowering.
- Des avantages supplémentaires peuvent être utilisés pendant le projet. Les nouveaux onduleurs pourraient être optimisés en ce qui concerne l'ombrage ou le rapport DC / AC. Lorsque le nouvel onduleur présente des fonctionnalités avancées par rapport à l'ancien, par exemple le Tracker MPP, cela pourrait être un avantage supplémentaire pour le projet de repowering.
- Selon leur état, les anciens onduleurs peuvent être conservés en tant que pièces de rechange potentielles ou vendus sur le marché secondaire. Si les deux options ne sont pas faisables en pratique, les appareils doivent être mis au rebut ou recyclés par un fournisseur de services professionnel.
- La portée des nouveaux et des différents intervalles de maintenance doivent être inclus dans le programme de maintenance préventive.

8 MODERNISATION ET REPOWERING / SUITE

- Toutes les personnes impliquées doivent être informées des modifications et formées en conséquence à la maintenance préventive et corrective.

Dans certains cas, le repowering des onduleurs est rentable même si l'ancien onduleur fonctionne toujours avec une disponibilité totale ; mais un nouvel onduleur produit plus d'énergie en raison d'un rendement supérieur et de meilleures conditions de fonctionnement.

8.4. Considérations générales de repowering

Bien qu'un projet de repowering soit principalement technique, pour le propriétaire de l'installation PV, il s'agit d'un cas de réinvestissement commercial. Par conséquent, il est très important de réaliser une analyse de rentabilité détaillée et solide avant le projet et de la réviser au cours des étapes du projet. Toutes les données techniques et commerciales, telles que les performances historiques, les performances futures, les revenus, les coûts, la durée de vie prolongée et les nouvelles exigences en matière de maintenance, doivent être pris en compte pour établir un budget des futurs revenus. De cette façon, un retour sur investissement classique ou un calcul de rentabilité peut être effectué et présenté à l'investisseur comme base pour la prise de décision.

À titre d'analyse supplémentaire, il est recommandé de calculer les sensibilités des facteurs les plus importants. Cela permettra de mieux comprendre l'influence des conditions changeantes, par exemple si les coûts du projet vont changer ou si la performance projetée sera différente des prévisions.

Chaque activité de repowering doit être abordée comme un projet individuel, qui pourrait être structuré comme suit :

Analyse de performance

- Évaluation du rendement historique et identification des problèmes de performance
- Vérification sur place des problèmes, et inspections ou tests supplémentaires
- Détermination des causes et des domaines à améliorer

Évaluation potentielle

- Etude de faisabilité technique des différentes options
- Analyse commerciale prenant en compte les coûts d'investissement, les revenus supplémentaires et la réduction des pertes.
- Analyse des exigences réglementaires et de leurs implications
- Évaluation des risques dans le cas où la solution ne répond pas aux attentes

Conception de la solution

- Ingénierie technique détaillée
- Détermination de tous les coûts en temps et en matériel
- Mise en place du plan de projet
- Mise à jour de l'analyse commerciale avec des informations plus précises

Mise en œuvre

- Exécution de mesures de repowering
- Gestion de projet
- Contrôle constant de qualité
- Mise en service et documentation
- Mise à jour des plans de maintenance

Révision

- Évaluation technique de la fiabilité et de la performance
- Évaluation commerciale des coûts et du retour sur investissement

Une gestion de projet rigoureuse et un contrôle de la qualité à toutes les étapes du projet garantiront la réalisation du projet dans les délais, le budget et la qualité.

9

GESTION DES PIÈCES DE RECHANGE

© Kuznetcov_Konstantin

Il est important de différencier les consommables des pièces de rechange.

Les « **consommables** » sont des articles destinés à être épuisés ou usés assez rapidement, puis à être remplacés. Ils sont nécessaires au fonctionnement régulier de l'installation PV. Les entreprises d'O&M doivent toujours avoir des consommables en stock et les équipes de maintenance doivent en emporter avec eux, avec les outils appropriés.

Les « **pièces de rechange** » sont tous les articles (matériels et équipements tels que les modules et onduleurs) énumérés dans la « liste des pièces de rechange », qui ne sont ni utilisés ni incorporés dans l'installation PV, et destinés à remplacer des articles similaires dans l'installation PV.

La gestion des pièces de rechange est une partie essentielle et inhérente du fonctionnement et de la maintenance, qui devra garantir la disponibilité rapide des pièces de rechange pour la maintenance corrective, afin de minimiser les temps d'immobilisation de tout ou partie de la centrale PV. En ce qui concerne la gestion des pièces de rechange, les considérations suivantes doivent être prises en compte :

- La propriété et la responsabilité de l'assurance ;
- Le niveau de stockage ;
- Le lieu de stockage ;
- La proximité de la centrale ;
- La sécurité ;
- Les conditions environnementales ;

La propriété des pièces de rechange revient au propriétaire de centrale, tandis que la maintenance, le stockage et le réapprovisionnement relèvent normalement de l'entreprise chargée de l'exploitation et de la maintenance. Outre les questions de propriété, il est très important de s'assurer, d'un commun accord, que l'une des parties assume la responsabilité d'assurer la disponibilité des pièces de rechange. A titre de recommandation, les pièces de rechange stockées sur place doivent être assurées par le propriétaire de centrale et les pièces de rechange stockées hors site, doivent être assurées par l'entreprise d'O&M.

Pour une nouvelle installation PV, le propriétaire de centrale ou l'entreprise d'EPC achète les pièces de rechange pour deux ans à partir de la date de mise en service au nom du propriétaire de centrale. Cependant, il est une meilleure pratique que l'entreprise d'EPC et l'entreprise d'O&M approuvent la liste des pièces. L'entreprise d'O&M doit, à titre de pratique exemplaire, recommander les pièces de rechange supplémentaires qu'il juge nécessaires pour respecter les obligations contractuelles (par exemple, des garanties de disponibilité).

Généralement, il n'est pas économiquement faisable de stocker des pièces de rechange pour chaque défaut possible de l'installation. Par conséquent, l'entreprise d'O&M ainsi que le propriétaire de centrale doivent définir le niveau de stockage des pièces de rechange spécifiques qui présentent un intérêt économique (analyse coûts-avantages). Par exemple, si une pièce spécifique d'une installation PV présente une fréquence de défaut d'au moins une fois ou plus par an et que la perte des revenus due à ce défaut est supérieure au coût des pièces de rechange, il est important de disposer d'une telle pièce de rechange et de la garder toujours disponible.

Pour ce qui est du niveau de stockage, et en raison des configurations et des tailles très différentes des centrales solaires PVs, il est très difficile de définir un nombre exact pour le stockage des pièces de rechange spécifiques. En outre, le portefeuille régional de l'entreprise d'O&M pourrait également influencer cette situation et, comme cela a été mentionné plus haut, la détermination des articles de rechange et de la quantité dépend également des engagements et des garanties contractuelles de l'entreprise d'O&M.

Pour tenter de définir les niveaux de stockage des pièces de rechange et des consommables, les paramètres suivants doivent être pris en compte :

- La fréquence du défaut ;
- L'impact du défaut ;
- Le coût de la pièce de rechange ;
- La dégradation dans le temps ;
- La possibilité de consignation de stock avec le fabricant ;
- La fiabilité de l'équipement ;

Cependant, pour tout système PV (grand ou petit), certaines pièces de rechange peuvent être considérées comme essentielles, quel qu'en soit le coût, qui dépend généralement de la taille du système.

9 GESTION DES PIÈCES DE RECHANGE / SUITE

TABLEAU 4 LISTE MINIMALE DE PIÈCES DE RECHANGE (NON EXHAUSTIVE)

NUMÉRO	PIÈCES DE RECHANGE
1	Fusibles pour tous les équipements (onduleurs, combineurs, etc.) et kits de fusibles
2	Modules
3	Pièces de rechange d'onduleurs (par exemple, modules de puissance, disjoncteurs, contacteurs, commutateurs, carte de contrôleur, etc.)
4	Alimentation sans interruption (UPS)
5	Tête de câbles (MT)
6	Pièces de rechange du contrôleur de centrale
7	Pièces de rechange SCADA et système de communications
8	Pièces de rechange pour transformateur et interrupteur-sectionneur
9	Capteurs de stations météo
10	Moteurs et boîtiers de transmission pour trackers
11	Faisceaux de câbles et câbles
12	Vis et autres fournitures et outils
13	Équipement de sécurité (par exemple caméras)

Le Tableau 3 ci-dessous résume une liste minimale de pièces de rechange. Cette liste n'est pas exhaustive : les exigences du système et les développements technologiques peuvent conduire à une mise à jour de cette liste.

En ce qui concerne le stockage et l'entreposage, cela devrait être fait dans des endroits où les pièces de rechange ne risquent pas d'être endommagées (par l'humidité ou des variations de température élevées, par exemple) et où elles sont facilement identifiables comme appartenant au propriétaire de centrale. En outre, les sites de stockage doivent être dotés des mesures de sécurité appropriées.

La décision de disposer d'un entrepôt sur site ou hors site ou tout simplement d'un accord avec les fournisseurs pour la fourniture des pièces de rechange, dépend de nombreux facteurs, notamment du type de la pièce, de l'accord commercial et de la facilité de fourniture de services. Si les pièces de rechange appartenant au propriétaire de centrale sont stockées hors site, elles doivent être stockées séparément et être clairement identifiées comme étant la propriété du propriétaire de centrale.

Si la proximité de la centrale est un paramètre qui doit être évalué au cas par cas, la sécurité et les conditions environnementales sont très importantes, car elles pourraient entraîner une perte de propriété, que ce soit par vol ou par dommages.

10

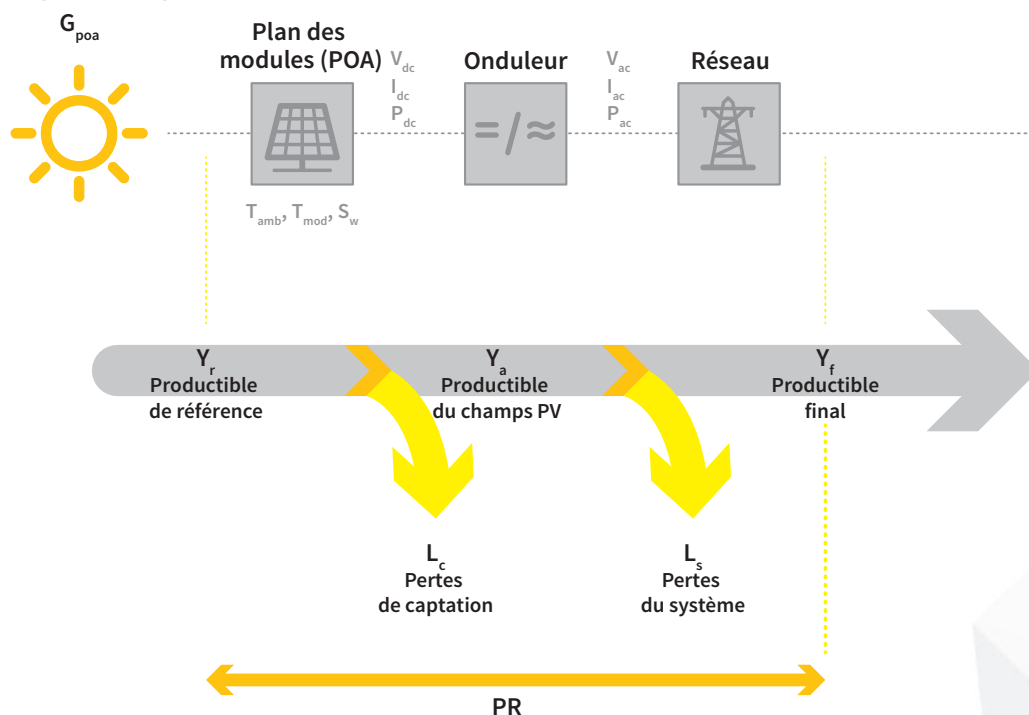
EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE

© GIZ

En général, le système de télésurveillance devrait permettre de suivre les flux d'énergie au sein d'un système PV. En principe, il rend compte des paramètres qui

déterminent la chaîne de conversion d'énergie. Ces paramètres, ainsi que les mesures énergétiques les plus importantes en termes de rendements et de pertes, sont illustrés par la figure 3. Ces rendements et pertes sont toujours normalisés, en fonction de la puissance PV installée dans des conditions de test standard, en kilowatts-crêtes pour faciliter la comparaison des performances.

FIGURE 3 FLUX D'ÉNERGIE DANS UN SYSTÈME PV CONNECTÉ AU RÉSEAU AVEC PARAMÈTRES, RENDEMENTS ET PERTES



NOTE : CETTE FIGURE EST BASÉE SUR UNE FIGURE DE 3E / WOYTE ET AL., 2014.

© SOLARPOWER EUROPE 2017

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

10.1. Enregistreurs de données (dataloggers)

Les principaux objectifs d'un enregistreur de données sont :

- la collecte des données des composants pertinents (onduleurs, données météorologiques, compteurs d'énergie, boîtiers de jonction, signaux d'état) avec chaque appareil enregistré séparément
- la fonctionnalité d'alarme de base (par exemple, problèmes de communication sur le champ PV, événements critiques tels que AC Off)
- l'existence d'une sauvegarde temporaire des données (en cas d'absence de connexion Internet lors de la mise en service ou de problèmes de communication généraux liés à Internet)
- l'assistance des techniciens lors de la mise en service (par exemple, quand il s'agit de vérifier si tous les onduleurs fonctionnent et injectent)

En outre, certains enregistreurs de données peuvent également assurer les fonctions suivantes :

- contrôleur de la centrale (la télésurveillance et le pilotage doivent être gérés par une seule instance pour éviter les problèmes de communication concernant les accès simultanés). Le pilotage de la centrale peut être intégré à l'enregistreur de données ou être un appareil séparé qui utilise le canal de communication de l'enregistreur de données.
- interface de transactions d'énergie solaire (contrôle de la puissance active par une instance tierce, telle que le négociant en énergie).

Comme meilleure pratique, il est recommandé de sélectionner les enregistreurs de données à l'issue d'un processus de sélection effectué par l'exploitant. Par exemple, une entreprise d'EPC choisira et installera le premier enregistreur de données utilisé pour surveiller le site. Cet enregistreur de données devra être sélectionné :

- Pour sa compatibilité avec les onduleurs et les équipements auxiliaires présents sur le site,
- Pour toute fonctionnalité de commande éventuellement nécessaire (fonction du type de site et du pays),
- Pour la stabilité de sa connectivité à Internet,

- Pour sa robustesse (durée de vie et durabilité au regard des conditions environnementales dans lesquelles il sera maintenu),
- Pour ses mesures de cybersécurité, et ceux du serveur cloud auquel il est connecté.

L'intervalle d'enregistrement (également appelé granularité) de l'enregistrement de données doit être compris entre 1 et 15 minutes. Dans un même environnement de surveillance, la granularité doit être uniforme pour toutes les différentes données collectées.

Au minimum, les enregistreurs de données doivent stocker un mois de données. Les données historiques doivent être sauvegardées en permanence en les envoyant à des serveurs externes et, après chaque défaut de communication, l'enregistreur de données doit envoyer automatiquement toutes les informations en attente. De plus, la transmission des données doit être sécurisée et cryptée (voir 10.8. *Cybersécurité*). Il devrait également exister un journal de bord permettant de suivre les modifications de configuration (particulièrement utile lorsque vous agissez en tant que contrôleur de la centrale).

Il est recommandé, comme meilleure pratique, que l'enregistreur des données stocke localement au moins trois mois de données, et une sauvegarde complète des données dans le Cloud. En outre, le fonctionnement de l'enregistreur de données lui-même devrait être surveillé. Cette télésurveillance doit être effectuée à distance depuis un serveur indépendant et doit idéalement fournir des informations sur l'état de fonctionnement des enregistreurs de données au niveau du système d'exploitation (OS) et du matériel, et envoyer également des alertes au centre d'exploitation en cas de défaut ou de perte de communication.

Une meilleure pratique consiste à avoir des enregistreurs de données et des routeurs surveillés en permanence par un dispositif de télésurveillance (réponse aux requêtes ping / pos / neg) sur le site. En cas d'absence de réponse à l'unité de contrôle, l'alimentation sera interrompue par l'unité de télésurveillance en effectuant une réinitialisation matérielle de l'équipement en arrêt. Dans les cas où il n'est pas possible d'avoir une fonction de surveillance externe, il peut être utile d'avoir une fonction de redémarrage automatique.

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

L'ensemble de l'installation de télésurveillance doit être protégé par un Système d'Alimentation Ininterrompu (UPS). Cela inclut les enregistreurs de données, les commutateurs de réseau, les modems / routeurs Internet, les appareils de mesure et les convertisseurs de signaux. Pour plus d'informations, voir également CEI 61724-1 Performances du système PV - Partie 1 : Surveillance.

10.2. Portail (web) de télésurveillance

Les principaux objectifs du portail de télésurveillance sont les suivants :

- archives à long terme pour les données de télésurveillance,
- visualisation des données dans des diagrammes standardisés et spécifiques,
- visualisation des indicateurs de performance et de l'état de la centrale dans les récapitulatifs du tableau de bord,
- validation de la qualité des données (par exemple, par le calcul de la disponibilité des données),
- détection des dysfonctionnements ainsi que des dégradations sur le long terme avec des alarmes personnalisées,
- traitement des alertes provenant d'appareils de terrain tels que des enregistreurs de données ou des onduleurs,
- calcul des indicateurs de performance types (tels que l'Indice de Performance et la disponibilité) avec la possibilité d'adapter les paramètres,
- création de rapports pour des centrales individuelles ainsi que pour des portefeuilles,
- mise à disposition des données via une IPA/API normalisée pour une utilisation dans d'autres systèmes.

Le portail de télésurveillance doit répondre aux exigences minimales suivantes :

- un niveau de disponibilité d'au moins 99% tout au long de l'année,
- une interface réactive et / ou des applications dédiées aux cas d'utilisation (service sur site, investisseur, etc.),

- différents niveaux d'accès utilisateur,
- des graphiques d'irradiation, de production d'énergie, de performances et de rendement,
- des tableaux téléchargeables avec toutes les valeurs enregistrées,
- un registre des alarmes.

Comme meilleure pratique, les fonctionnalités suivantes devraient également être incluses dans le Portail de Surveillance.

- Interface utilisateur configurable pour ajuster les vues en fonction du groupe cible (par exemple, entreprise d'O&M, entreprise d'EPC, investisseur, gestionnaire d'actif).
- Alarmes configurables par l'utilisateur.
- Rapports configurables par l'utilisateur.
- Système de ticket pour gérer les messages/alertes d'alarmes.
- IP/KPI spécifiques à une centrale.
- Intégration de données tierces (par exemple, prévision de l'énergie solaire, données météorologiques, données satellite pour l'irradiance).
- La fréquence des données devrait être configurable pour le téléchargement des figures et des tableaux.

Les listes ci-dessus ne sont pas exhaustives.

10.3. Format de données

Le format de données des fichiers de données enregistrés, doit respecter des normes telles que la CEI 61724, et doit être clairement documenté. Les enregistreurs de données doivent collecter toutes les alarmes de l'onduleur conformément au format du fabricant d'origine afin d'obtenir toutes les informations disponibles.

10.4. Configuration

La configuration des systèmes de télésurveillance et des enregistreurs de données doit être vérifiée afin d'éviter les erreurs. Cela se fait normalement à la phase de mise en service ou lors de la prise de contrôle de la centrale par une nouvelle entreprise d'O&M (remise en service du système de télésurveillance).

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

Lors de la mise en service, chaque équipement doit être vérifié, pour être sûr qu'il est correctement étiqueté dans le système de télésurveillance. Pour ce faire, on peut couvrir temporairement les capteurs d'irradiation solaire ou en éteindre d'autres, telles que les boîtes de jonction ou les onduleurs.

Une meilleure pratique consiste à disposer d'un système de télésurveillance capable de lire et d'enregistrer tous les identifiants de tous les capteurs et équipements surveillés. Ceci réduira le risque de mauvais étiquetage des éléments et permettra de suivre le remplacement des équipements et des capteurs tout au long de la durée de vie de la centrale. Certains systèmes de télésurveillance ont même une fonctionnalité de configuration automatique (plug-and-play) qui réduit le temps de démarrage et les erreurs potentielles. Ceci est fait automatiquement en capturant l'identifiant de l'appareil et les informations de configuration. Cela permet également la détection automatique du remplacement de l'onduleur ou du capteur.

10.5. Interopérabilité

Comme meilleure pratique, le système devrait garantir l'accessibilité des données ouvertes pour faciliter la transition entre les plates-formes de télésurveillance. Le Tableau4, ci-dessous, montre quelques exemples

d'options d'intégration de données. En raison de l'absence de normes unificatrices, chaque fournisseur de système de télésurveillance possède sa propre méthode de stockage et de récupération des données. Les systèmes conformes aux meilleures pratiques ont la possibilité de récupérer des données à l'aide d'API ouvertes telles que RESTful, assurant ainsi l'interopérabilité entre différents systèmes.

10.6. Connexion Internet et réseau local

Le propriétaire de centrale doit s'assurer de pouvoir fournir à l'entreprise d'O&M la meilleure connectivité de réseau possible, avec une bande passante suffisante pour le système de télésurveillance en place.

Chaque fois qu'une connexion DSL est disponible dans la zone du site PV, ce devrait être l'option à retenir pour se connecter à Internet, avec l'utilisation de routeurs industriels considérés comme une pratique standard. Si une connexion DSL n'est pas disponible, la communication par satellite est préférable. Un système de sauvegarde supplémentaire (back-up) peut être considéré comme meilleure pratique. Tout abonnement doit prendre en charge la quantité de données requise et prévoir les quantités de données éventuelles (par exemple, la télévision en circuit fermé 'CCTV' ou non) et la granularité des données.

TABLEAU 5 EXEMPLES D'OPTIONS D'INTÉGRATION DE DONNÉES

MÉTHODE	AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
FTP-push	Facile à mettre en œuvre Pas besoin de matériel	Pas sûr Contrôle limité des flux de données vers le serveur FTP
Modbus / TCP (avec enregistreur supplémentaire sur place)	Fiable et sécurisé Le meilleur contrôle des flux de données	Coût supplémentaire pour le matériel supplémentaire Plus de temps pour la mise en œuvre Repose sur le matériel du système de télésurveillance existant, d'où deux fournisseurs de matériel impliqués
API (ou similaire) dans le Cloud	Rapide et facile à mettre en œuvre Pas besoin de matériel supplémentaire Fiable	Petit décalage temporel de la collecte des données vers la destination finale Repose sur le système de télésurveillance actuel du fournisseur, frais de télésurveillance doubles

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

Pour les installations PVs d'une puissance > 1 MW, il est conseillé de disposer d'une connexion DSL et alternativement, d'un routeur industriel permettant la sauvegarde de la communication GPRS ou par satellite en cas de défaut de la connexion DSL. Un routeur avec une capacité de réinitialisation automatique en cas de perte de connexion Internet est recommandé. Une connexion directe à un serveur de télésurveillance avec un accord de niveau de service (SLA) garantit un accès continu aux

données. Si les données transitent par des serveurs de télésurveillance alternatifs sans SLA (par exemple, le portail de télésurveillance du fabricant de l'onduleur), ce SLA ne peut plus être garanti. Les mises à jour automatiques du micro-logiciel de l'enregistreur de données doivent être désactivées. Ces mises à jour de Firmware/microprogrammes sont soumises à la procédure d'acceptation par le service de télésurveillance.

TABLEAU 6 AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES DIFFÉRENTS TYPES DE CONNEXIONS DE TÉLÉSURVEILLANCE

SOLUTIONS DE COMMUNICATION	AVANTAGES	INCONVÉNIENTS	COMMENTAIRE
WIFI	<ul style="list-style-type: none"> • Gratuit • Bande passante • Télésurveillance en temps réel • Facile à mettre en place 	<ul style="list-style-type: none"> • Non fiable • Instable • Dépend du Fournisseur /Modem • Nécessite du personnel qualifié • Peut être intermittent • Possibles problèmes lorsque le routeur est remplacé 	Dans les installations résidentielles (par exemple logement sociaux) Internet souvent indisponible.
LAN	<ul style="list-style-type: none"> • Gratuit • Bande passante • Télésurveillance en temps réel • Fiable 	<ul style="list-style-type: none"> • Dépend du Modem / Fournisseur • Nécessite du personnel qualifié • Nécessite câblage additionnel 	Dans les installations résidentielles (par exemple logements sociaux) Internet souvent indisponible
Cellulaire 2G / 4G	<ul style="list-style-type: none"> • Grande couverture géographique • Indépendant de la connexion Internet locale • Gestion à distance • Bidirectionnel • Installation plug & play • Niveau élevé de sécurité en utilisant VPN • Fiable (en fonction de la situation géographique) 	<ul style="list-style-type: none"> • Par abonnement • Télésurveillance en temps réel nécessitant un volume de données supérieur • Facile à mettre place 	Prix pour 0,5 Mo peut descendre
LPWAN (NB-IoT, etc. LTE-M)	<ul style="list-style-type: none"> • Indépendant de la connexion Internet locale • Gestion à distance • Bidirectionnel • Bonne pénétration du réseau à l'intérieur des bâtiments 	<ul style="list-style-type: none"> • Par abonnement • Bande-passante limitée, dans certains cas, insuffisante pour une télésurveillance en temps réel 	Les fournisseurs cellulaires n'offrent pas encore tous ces technologies de communication Frais mensuels prévus faibles
Bluetooth	<ul style="list-style-type: none"> • Gratuit 	<ul style="list-style-type: none"> • Seule une télésurveillance locale est possible • Nécessite protocole de couplage 	
LPWAN (LoRa, Sigfox etc)	<ul style="list-style-type: none"> • Indépendant de la connexion Internet locale • Gestion à distance • Bonne pénétration du réseau à l'intérieur des bâtiments 	<ul style="list-style-type: none"> • Par abonnement avec, dans certains cas, des protocoles de communication propriétaires • Bande-passante limitée dans certains cas, insuffisante pour la télésurveillance en temps réel • Communication bidirectionnelle limitée 	

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

Tous les câbles de communication doivent être blindés. Des distances physiques entre les câbles d'alimentation (DC ou AC) et les câbles de communication doivent être assurées ainsi que la protection des câbles de communication contre la lumière directe du soleil. En outre, les câbles de polarités différentes doivent être clairement distingués (étiquette ou couleur) pour éviter les erreurs de connexion de polarité.

10.7. Propriété des données et confidentialité

Même si elles sont hébergées dans le Cloud, les données du système de télésurveillance et des enregistreurs de données doivent toujours appartenir au propriétaire de centrale (ou à la société de projet) et lui être accessibles. Les parties prenantes, telles que l'entreprise d'O&M, le gestionnaire d'actifs ou les inspecteurs (notamment le gestionnaire du réseau) au cours des phases de contrôle préalable qui ont besoin des données pour s'acquitter de leurs tâches, doivent pouvoir y accéder. Il est également important d'avoir au moins deux niveaux d'accès (lecture seule, accès complet).

Le matériel du système de télésurveillance peut être fourni (et possédé) par l'entreprise d'O&M ou par un fournisseur de services de télésurveillance tiers (dans ce cas, le matériel du système de télésurveillance est détenu par le propriétaire de l'actif comme faisant partie de l'installation).

- Si l'entreprise d'O&M est le fournisseur de services de télésurveillance, il est pleinement responsable de la protection et de la maintenance des données et du bon fonctionnement du système de télésurveillance.
- Dans le cas d'un fournisseur de services de télésurveillance tiers, la responsabilité de la protection et de la maintenance des données lui incombe. L'entreprise d'O&M doit faire de son mieux pour s'assurer que le suivi des performances est correct autant que possible. La capacité de l'entreprise d'O&M à maintenir et à utiliser correctement le système de télésurveillance doit être évaluée. Si nécessaire, il doit être formé de manière appropriée à l'utilisation du système de télésurveillance. L'utilisation des données par des fournisseurs tiers de services de télésurveillance devrait être extrêmement limitée, c'est-à-dire, se borner à corriger les bugs et à développer des fonctions supplémentaires pour leurs systèmes.

10.8. Cybersécurité

Étant donné que les installations PV comprennent au moins des onduleurs et des contrôleurs de centrales, ainsi que des systèmes de télésurveillance, et qu'ils devraient être accessibles (c.a.d. connectés à) depuis Internet pour assurer une télésurveillance et des instructions à distance par les opérateurs, ils sont exposés de manière significative à des risques de cyber sécurité.

La cyber sécurité comprend les technologies, les processus et les contrôles conçus pour protéger les systèmes, les réseaux et les données de cyberattaques. Une cyber sécurité efficace réduit le risque de cyberattaques et protège les organisations et les individus contre l'exploitation non autorisée de systèmes, de réseaux et de technologies.

La cyber sécurité est un vaste domaine et de nombreuses mesures peuvent être imaginées. Les conseils suivants peuvent aider comme point de départ.

- Keep it simple/opter pour la facilité : si possible, réduisez au minimum le type de périphériques réseau (matériel, version firmware/microprogramme).
- Surveiller le trafic réseau des périphériques réseau, afin de détecter une utilisation anormale de la bande passante.
- Sécuriser l'accès physique aux périphériques réseau, et implémenter une stratégie de mot de passe sécurisé. Éviter surtout d'utiliser des mots de passe standard.
- Contrôler l'accès depuis Internet via des règles de pare-feu strictes.
 - Si possible, éviter les ports ouverts.
 - Réduire l'accès à distance aux cas d'utilisation de première nécessité.
 - L'utilisation de VPN (Réseaux Privés Virtuels - une connexion sécurisée construite à l'intérieur du réseau privé) doit être privilégiée.
- Implémenter une gestion des vulnérabilités (identifier et corriger ou réduire les vulnérabilités, en particulier dans les logiciels et les firmwares) :
 - Améliorer les configurations logicielles non sécurisées,

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

- Mettre à jour les anciennes versions de firmware ou des logiciels, susceptibles de contenir des logiciels malveillants/malware,
- Utiliser un logiciel anti-virus,
- Éviter l'accès sans fil, si ce n'est pas nécessaire.
- Auditer votre réseau avec l'aide d'experts externes (tests d'intrusion).

Ainsi une meilleure pratique consiste en ce que les installations entreprennent une analyse de la cyber sécurité, en commençant par une évaluation des risques (y compris une analyse au niveau de l'architecture du système), et mettent en œuvre un Système de Gestion de la Cyber Sécurité (CSMS) qui intègre un cycle planification-exécution-contrôle-action. Le CSMS doit d'abord débiter par une politique de cyber sécurité et une définition des rôles et responsabilités formels en matière de cyber sécurité. Il doit ensuite les cartographier sous forme de contre-mesures détaillées, appliquées aux points identifiés (par exemple via une analyse du système en termes de zones). Ces contre-mesures détaillées incluront l'utilisation de contre-mesures techniques telles que des pare-feux, des interfaces chiffrées, des contrôles d'autorisation et d'accès et des outils d'audit/de détection. Mais ils comprendront également des contrôles physiques et procéduraux, pour limiter l'accès aux composants du système et rester informé des nouvelles vulnérabilités affectant ces composants.

Une exigence minimale demande que les enregistreurs ne doivent pas être directement accessibles sur Internet ou au moins protégés par un pare-feu. Une connexion sécurisée et restrictive au serveur de données est également essentielle.

Le fabricant de l'enregistreur de données et de la plateforme de télésurveillance doit fournir des informations sur les tests d'intrusion de leurs serveurs, les canaux d'activation de protocole de commande et les audits de sécurité de leurs produits. Les fonctions de commande doivent être envoyées via une connexion VPN sécurisée au dispositif de contrôle (meilleure pratique). La double authentification serait une option encore plus sécurisée.

10.9. Types de données collectées via le système de télésurveillance

10.9.1. Mesures d'irradiance

Capteurs d'irradiance. L'irradiance solaire dans le plan du générateur/champ PV (POA) est mesurée sur site à l'aide d'au moins un dispositif de mesure conforme à la classification de qualité « Secondary Standard » ou « First Class » et à la norme ISO 9060 : 1990 (ISO 9060 1990). Plus la qualité du pyranomètre est élevée, plus l'incertitude sera faible. La meilleure pratique consiste à appliquer au moins deux pyranomètres dans le plan du générateur PV. En cas de différentes orientations dans la centrale, un pyranomètre au moins, est requis pour chaque orientation. Il convient de s'assurer que les pyranomètres sont correctement affectés aux différents champs solaires pour le calcul de l'Indice de Performance (PR) et du Productible Attendu.

Les pyranomètres sont préférés aux cellules de référence en silicium car ils permettent une comparaison directe des performances mesurées de l'installation PV avec les chiffres de performance estimés dans l'évaluation du rendement énergétique. Pour les centrales d'Europe centrale et occidentale, la mesure de l'irradiance énergétique avec des cellules en silicium conduit à un PR à long terme supérieur d'environ 2 à 4% à celui obtenu avec un pyranomètre à thermopile (N. Reich et al. 2012).

Les capteurs d'irradiance doivent être placés à l'endroit le moins ombragé. Ils doivent être montés et câblés conformément aux directives du fabricant. La maintenance préventive et l'étalonnage des capteurs doivent suivre les directives du fabricant. L'irradiance doit être enregistrée avec une granularité maximale de 15 minutes (exigence minimale).

Mesures d'irradiance par satellite. Outre les capteurs d'irradiance, des données d'irradiance provenant d'un service de données par satellite de haute qualité, peuvent être obtenues après un certain temps afin de permettre des comparaisons avec celles provenant de capteurs au sol. Ceci est particulièrement utile en cas de perte de données ou si les données mesurées sur site par le système de télésurveillance sont peu fiables, cela peut être considéré comme une meilleure pratique. Plus la période considérée est longue, plus l'erreur est faible pour les données d'irradiation par satellite.

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

Pour les valeurs d'irradiation quotidiennes, l'erreur est relativement élevée, avec des valeurs d'erreur quadratique moyenne (RMSE) de 8 à 14%, en Europe occidentale. Pour les valeurs mensuelles et annuelles, l'erreur est en dessous de 5 et 3% respectivement, ce qui correspond à un capteur sur site (Richter et al. 2015).

Lorsque des données d'irradiance par satellite sont utilisées, un intervalle d'une heure ou moins (idéalement 15 minutes) est recommandée. Les données doivent être recouvrées une fois par jour au moins.

10.9.2. Mesures de température au niveau des modules

Pour disposer d'un système de télésurveillance complet, il est nécessaire de mesurer directement la température du module.

La précision du capteur de température, y compris le conditionnement du signal et l'acquisition effectuée par le matériel du système de télésurveillance, doit être $\leq \pm 1$ °C.

Le capteur de température doit être collé avec de la colle thermo-conductrice appropriée, et stable au milieu de l'arrière du module, au centre du champ solaire, positionné au centre d'une cellule, à l'écart de la boîte de jonction du module (Woyte et al. 2013). L'installation doit être conforme aux instructions du fabricant (par exemple en respectant les instructions de câblage vers l'enregistreur de données).

La température d'un module PV n'est pas censée être identique pour tous les modules d'une installation, principalement en raison d'une exposition différente au vent. Par conséquent, dans les grandes installations, il faudra davantage de capteurs sur le site, car la température du module doit être mesurée à différentes positions représentatives. Par exemple, pour les modules situés au centre de l'installation et pour les modules situés à des emplacements périphériques où des variations de température sont attendues.

10.9.3. Données météorologiques locales

La meilleure pratique consiste à mesurer la température ambiante et la vitesse du vent en installant une station météorologique locale conformément aux directives du fabricant. La température ambiante est mesurée avec un thermomètre protégé, par exemple de type PT100. Le bouclier thermique protège le capteur d'un transfert de chaleur radiatif. La vitesse du vent est mesurée à l'aide d'un anémomètre placé à 10 m du sol.

Les données de vent et de température ambiante ne sont généralement pas nécessaires pour calculer le PR sauf s'il s'agit d'une obligation / d'un accord contractuel (par exemple, conformément à des recommandations spécifiques comme celle de NREL).

Elles sont cependant nécessaires, lorsque la centrale PV doit être modélisée en exploitation ou rétrospectivement.

Pour les installations > 10 MWc, il est recommandé de disposer d'une collecte automatisée des données météorologiques indépendantes toutes les heures (température ambiante, vitesse du vent, couverture neigeuse) à partir d'une source météo indépendante. La raison est que les stations météorologiques sur site sont soumises aux phénomènes locaux et aux résultats spécifiques à l'installation. Les données d'une station météorologique indépendante y sont moins sensibles, tout en étant plus stables et robustes vis-à-vis de la dérive à long terme.

Par conséquent, pour une évaluation des performances et une analyse détaillée, il est recommandé d'activer la collecte de données automatisée à partir d'une référence météo indépendante. Cependant, pour l'évaluation des performances, la mesure la plus importante reste l'irradiation dans le plan du panneau (voir 11. *Indicateurs de performance*).

10.9.4. Mesures de chaînes de modules

Des mesures de courant de chaîne individuelles peuvent être utilisées si elles ne sont pas prises en charge par les onduleurs. La télésurveillance du niveau des chaînes, comparé au niveau de l'onduleur, permet des procédures de dépannage plus précises. Les chaînes peuvent être combinées (en harnais) en fonction de la technologie des modules utilisés dans la centrale, ce qui peut aider à réduire les coûts de fonctionnement.

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

Pour détecter rapidement les problèmes et augmenter le temps de fonctionnement de l'installation, il est bon d'installer un équipement de télésurveillance des chaînes (à titre de recommandation). Ceci mesurera en permanence le courant et la tension de chaque chaîne et enregistrera ces mesures toutes les 15 minutes. Pour réduire les coûts, le capteur de courant peut potentiellement mesurer plus d'une chaîne, mais il n'est pas recommandé de mettre en parallèle plus de deux d'entre elles.

10.9.5. Mesures au niveau de l'onduleur

Les onduleurs ont une grande quantité de valeurs qui sont constamment mesurées par son matériel et qui peuvent être interrogées à partir du système de télésurveillance et enregistrées. Les données envoyées par l'onduleur au système de télésurveillance doivent, à titre de recommandation, être des valeurs cumulatives permettant le suivi de la production totale d'électricité de l'onduleur, et même, en cas de panne, du système de télésurveillance.

Les variables recommandées à surveiller sont :

- l'énergie cumulative générée (kWh),
- la puissance active injectée instantanée (kW),
- la puissance réactive instantanée injectée (kVAr),
- la puissance apparente instantanée injectée (kVA),
- la tension alternative pour chaque phase (V),
- le courant alternatif pour chaque phase (A),
- le facteur de puissance / Cos Phi,
- la fréquence pour chaque phase (Hz),
- la puissance instantanée absorbée pour chaque MPPT (kW),
- le courant continu absorbé pour chaque MPPT (A),
- la tension DC instantanée absolue pour chaque MPPT (V),
- la puissance DC instantanée totale absorbée pour tous les MPPT (kW),
- le courant continu total absorbé pour tous les MPPT (A),
- la tension DC instantanée absolue pour tous les MPPT (V)
- la température interne (°C)
- la température des composants de conversion (°C).

Il convient de noter que la précision des mesures intégrées à l'onduleur n'est pas toujours documentée par les fabricants et peut être imprécise. Par exemple,

les mesures d'énergie ou de courant alternatif prises par les onduleurs peuvent différer sensiblement des valeurs enregistrées par le compteur d'énergie. Les systèmes de télésurveillance et les rapports doivent spécifier et utiliser de manière transparente les appareils utilisés pour acquérir chaque mesure.

Il est également très utile que le système de télésurveillance collecte toutes les alarmes de l'onduleur car elles constituent une source d'information précieuse pour la détection des défauts. En outre, des alarmes ou des avertissements de faible importance peuvent être utilisés pour l'organisation d'activités de maintenance ou même la planification d'actions de maintenance préventive.

Dans certains cas, la connexion au réseau a des limites à respecter impérativement, tel que le courant alternatif maximal susceptible d'être injecté. Dans ces cas, deux possibilités s'offrent à vous : la première consiste à définir des limites à l'aide des paramètres de l'onduleur et la deuxième à installer un contrôleur de la centrale qui modifiera les paramètres de l'onduleur de manière dynamique. Dans les deux cas, il peut être utile de surveiller les paramètres de l'onduleur et de programmer des alarmes pour que l'entreprise d'O&M soit avertie lorsqu'un paramètre a été modifié de manière incorrecte et ne respecte pas certaines limites.

Une meilleure pratique pour mesurer les variables basées sur l'onduleur est un échantillonnage inférieur à 1 minute et une granularité allant jusqu'à 15 minutes. Pour une analyse ponctuelle des performances, par exemple, pour permettre l'analyse des performances du générateur PV, l'analyse de la cause fondamentale ou les éventuels problèmes de suivi MPP, la tension et le courant DC d'entrée doivent être mesurés et stockés séparément.

En règle générale, et conformément aux meilleures pratiques, tous les paramètres d'un onduleur pouvant être mesurés doivent être consignés par les enregistreurs de données, car de nombreux paramètres importants, tels que la température interne, le niveau d'isolement, etc., pourraient s'avérer utiles pour les services d'O&M.

Les onduleurs doivent détecter la surchauffe de ses composants afin de se protéger dans les conditions de fonctionnement extrêmes ou anormales. Par conséquent, il est conseillé d'enregistrer la température telle qu'elle est fournie par l'onduleur afin que les performances de ventilation puissent être évaluées.

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

10.9.6. Compteur d'énergie

L'une des caractéristiques les plus importantes d'un système de télésurveillance est la collecte automatisée de données de compteurs d'énergie d'une granularité allant jusqu'à 15 minutes. La collecte de données de compteurs d'énergie est nécessaire pour la facturation, mais elle constitue également la meilleure référence pour mesurer l'énergie et calculer le PR et le rendement de l'installation. Elle est beaucoup plus précise que l'utilisation des données de l'onduleur.

La mesure de l'énergie injectée par la centrale solaire sur le réseau de la STEG est effectuée avec deux (2) compteurs identiques à 4 quadrants, électroniques, télé-relevables, polyphasés à tarifs multiples et dont les spécificités devront être conformes aux exigences du cahier des charges approuvé par l'arrêté du 09 février 2017.

L'un de ces compteurs est désigné comme compteur principal et l'autre comme compteur redondant. Le compteur principal étant celui normalement utilisé pour la facturation et les deux compteurs doivent être testés et étalonnés annuellement par un organisme national ou international habilité et agréé et ce, à la charge du Producteur. Les données mesurées par les compteurs sont les suivantes : l'énergie active triphasée, l'énergie réactive triphasée et la puissance maximale injectée. Ces données seront relevées contradictoirement et au même instant par le Producteur et la STEG à la fin de chaque mois calendaire.

En cas de constatation d'un écart entre les deux compteurs, supérieur à un 1%, il sera procédé au contrôle des deux compteurs et au cas où l'un des deux compteurs ne fonctionnerait pas correctement, les quantités d'énergie relevées sur le compteur qui fonctionne correctement seront utilisées pour la facturation. De même et en cas de constatation à l'heure de la lecture ou ultérieurement que les deux compteurs ne fonctionnent pas correctement, les données à retenir pour le cycle de relève en cours seront ajustées sur le compteur principal pour prendre en considération l'erreur constatée pendant l'étalonnage.

En cas d'arrêt ou de fonctionnement défectueux du système de comptage, ou en cas de difficultés de relève des données de comptage, la STEG et le Producteur se rapprochent pour estimer le plus exactement possible, la valeur de l'Energie Cédée pendant cette période.

10.9.7. Paramètres de contrôle

Il est important de surveiller tous les paramètres de contrôle de l'installation au niveau de l'onduleur, ainsi que le niveau d'injection sur le réseau, le cas échéant. De nombreuses centrales appliquent des paramètres de contrôle pour la régulation du réseau local (gestion des injections) ou l'optimisation de la valeur du portefeuille de production PV (contrôle à distance). Ces paramètres doivent être surveillés pour des raisons de reporting contractuel ou d'évaluation de performance.

10.9.8. Les alarmes

Comme exigence minimale, le système de télésurveillance enverra les alertes suivantes par courrier électronique :

- perte de communication,
- la centrale s'est arrêtée,
- l'onduleur s'est arrêté,
- la centrale fournit une faible performance,
- l'onduleur fournit une faible performance (par exemple en raison d'une surchauffe).

Comme meilleure pratique, les alertes suivantes seront également envoyées par le système de télésurveillance.

- Chaîne sans courant
- Centrale sous alimentation sans interruption (Uninterrupted Power Supply, UPS)
- Alarme configurable (ou agrégation d'alarmes)

À titre de meilleure pratique, l'entreprise d'O&M doit également suivre les alertes suivantes, mais ces alertes sont envoyées par des systèmes distincts, autres que le système de télésurveillance :

- Détection d'intrusion
- Détection d'alarme incendie

Les listes ci-dessus ne sont pas exhaustives.

10.9.9. Circuit AC / relais de protection

Il est recommandé de surveiller la position de tous les commutateurs AC via des entrées numériques. Dans la mesure du possible, il peut également être utile de lire et d'enregistrer les alarmes générées par la commande de relais de protection via le BUS de communication.

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

10.10. Données collectées sur site lors d'inspections spécialisées de modules PV

Tous les types de données ne sont pas automatiquement collectés via le système de télésurveillance. Certaines données sont collectées via des mesures sur site et des inspections sur le terrain manuellement ou par le moyen de drones.

Les modules PVs sont conçus pour produire de l'électricité pendant 25 à 30 ans et sont actuellement déployés dans des centrales PVs de plus en plus grandes et en plus grand nombre. L'assurance qualité est la pierre angulaire de la fiabilité à long terme permettant de maximiser les rendements financiers et énergétiques, d'où la nécessité de rechercher la source des défauts une fois les modules installés. En conséquence, des contrôles techniques sur le terrain, tels que la thermographie infrarouge (IR), l'imagerie par électroluminescence (EL) et le traçage des courbes I-V, sont implémentés afin d'évaluer la qualité et les performances des modules PV sur site.

De telles inspections sur le terrain peuvent faire partie des tâches de maintenance préventive contractuelles ou peuvent être proposées en tant que services supplémentaires lancés par le contractant d'O&M, dans les cas où, par exemple, la sous-performance des centrales n'est pas clairement comprise par le seul contrôle des données de télésurveillance.

10.10.1. Thermographie infrarouge

Les données thermographiques infrarouges (IR) fournissent des indications claires et concises sur l'état des modules et des champs PVs, et sont utilisées à la fois pour la maintenance prédictive et corrective.

En fonction de sa température, chaque objet (par exemple un module PV) émet des intensités variables d'irradiance thermique.

Selon les théories de Max Planck, cette irradiance fonctionne comme une mesure fixe de la température absolue réelle de l'objet. L'irradiance thermique - invisible à l'œil humain - peut être mesurée à l'aide d'une caméra infrarouge et présentée sous la forme d'une image thermique. Si des anomalies se produisent dans les modules PV, cela entraîne généralement une résistance électrique plus élevée et donc un changement de température du module ou de la cellule affectée. Des anomalies telles que des points chauds,

des sous-chaînes inactives ou des modules inactifs peuvent être identifiées visuellement ainsi que des différences de température quantifiables mesurées par la caméra entre le module PV affecté et non affecté.

Pour que les données thermographiques soient utilisables, un certain nombre d'exigences minimales doivent être satisfaites. L'irradiance doit être au minimum de 600 W/m² et mesurée en continu sur le site dans l'angle du module. Les caméras infrarouges doivent posséder une résolution thermique d'au moins 320 x 240 pixels et une sensibilité thermique d'au moins 0,1 K. Les mesures doivent être prises à une distance qui assure que la résolution de l'image infrarouge est égale à 5 x 5 pixels par cellule PV de 6". D'autres exigences complémentaires sont consignées dans le standard TS 62446-3, Partie 3 : *Modules et centrales PVs - Thermographie infrarouge extérieure*.

Outre les modules PVs, la thermographie infrarouge peut également être utilisée pour inspecter d'autres composants électriques importants d'une centrale PV, tels que les câbles, les contacts, les fusibles, les commutateurs, les onduleurs et les batteries. Pour plus d'informations, voir IEC TS 62446-3, la partie 3 mentionnée, et le rapport IEA-PVPS T13-10, 2018 : *Synthèse sur l'imagerie infrarouge et électroluminescence pour applications sur champ PV*.

L'utilisation de la thermographie infrarouge seule ne suffit pas parfois pour établir un diagnostic définitif sur la cause et l'impact de certains défauts de modules PV. Par conséquent, elle est généralement associée aux tests de terrain complémentaires suivants.

10 EXIGENCES EN MATIÈRE DE DONNÉES ET DE TÉLÉSURVEILLANCE / SUITE

10.10.2. Traçage de courbe I-V sur site

Les mesures de la caractéristique de la courbe I-V déterminent la puissance, le courant de court-circuit, la tension à vide et d'autres paramètres électriques pertinents (résistance en parallèle, résistance en série, facteur de forme) de modules ou de chaînes PVs simples. La forme de la courbe fournit des informations précieuses pour identifier les défauts et permet également un calcul quantitatif des pertes de puissance. Une configuration typique de mesure de courbe I-V en extérieur consiste en un traceur de courbe I-V portable qui, associé à un capteur d'irradiance (une cellule de référence en général) et à un thermomètre, permet de mesurer le comportement électrique des modules PV. Les conditions ambiantes sur site étant très différentes des valeurs de laboratoire normalisées, les résultats mesurés doivent être convertis en conditions STC.

10.10.3. Imagerie par électroluminescence (EL) sur site

L'imagerie EL est une autre technologie déployée sur site pour le contrôle de la qualité des modules PV : elle permet d'identifier en détail les défauts telles que les fissures et les microfissures des cellules, invisibles à l'œil humain et généralement non identifiées de manière concluante par l'IR.

L'électroluminescence (EL) est le résultat de la recombinaison radiative des électrons et des trous électroniques dans un matériau après excitation. L'énergie libérée est émise sous forme de photons d'une certaine fréquence. Dans notre cas, la recombinaison a lieu dans la couche photoactive et le rayonnement a des longueurs d'onde comprises entre 0,75 et 1,4 μm (NIR, near infrared, infrarouge proche). L'excitation est réalisée en stimulant des modules PV simples ou des chaînes avec un courant continu fourni par une source d'alimentation portable externe. Les émissions NIR sont ensuite détectées par une caméra équipée d'un dispositif à transfert de charges (CCD, Charge Coupled Device). Cela se fait généralement dans un environnement sombre car la quantité du rayonnement NIR émis par les modules PV est faible comparée au rayonnement de fond et du soleil. Cela signifie que

l'imagerie EL sur site doit être effectuée généralement au cours de la nuit ou lorsque les modules PVs sont recouverts d'une tente. Une configuration typique consiste en un appareil photo reflex modifié, un trépied, une alimentation portable DC et des rallonges. Un filtre passe-haut à 0,85 μm peut également être utilisé pour réduire la lumière parasite provenant d'autres sources. La résolution de la caméra doit être au moins suffisamment élevée pour que les électrodes en forme de doigt des cellules solaires du module puissent être clairement identifiées. Le bruit de fond de la caméra doit être aussi faible que possible (le plus bas indice ISO possible) et la caméra doit être aussi stable que possible afin d'éviter d'obtenir des images floues. Des temps d'exposition de 15 secondes sont fréquents.

10.10.4. Mesures de salissures

L'efficacité opérationnelle des modules est affectée par l'accumulation des salissures. L'encrassement limite l'irradiance effective et en conséquence la puissance de sortie du module PV. Il est donc recommandé de mesurer l'encrassement afin d'optimiser les calendriers de nettoyage, et en conséquence, les revenus. Plusieurs méthodologies existent pour la télésurveillance des salissures, la plus basique étant l'inspection visuelle. Une des méthodes de mesure des salissures largement utilisée, consiste à utiliser les modules de référence de salissure installés sur des structures au sol, comprenant un module qui reste sale, une cellule de référence nettoyée, une station de lavage automatique et une mesure électronique. Les solutions numériques à venir pour la télésurveillance de la salissure incluent l'analyse de l'imagerie satellite avec des techniques de télédétection, des algorithmes d'intelligence artificielle et des méthodes statistiques.

11

INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI)

© Shutterstock

Cette section traite des indicateurs de performance (KPI), qui fournissent au propriétaire de la centrale une référence rapide sur les performances de la centrale PV. Les indicateurs de performance sont répartis dans les catégories suivantes :

- Les KPI centrales PVs, qui reflètent directement les performances de la centrale PV. Les KPI des centrales PV sont des indicateurs quantitatifs.
- Les KPI de l'entreprise d'O&M, indiquent la performance du service fourni par l'entreprise d'O&M. Les indicateurs de performance des entreprises d'O&M sont à la fois des indicateurs quantitatifs et qualitatifs.

L'entreprise d'O&M (ou le gestionnaire technique d'actif) est généralement responsable du calcul des indicateurs de performance et des rapports à soumettre au propriétaire de centrale, voir 5.1 : *Rapport*.

Il est important de souligner que l'entreprise d'O&M ne peut pas fournir et n'est donc pas responsable de la fourniture des garanties contractuelles pour tous les indicateurs de performance répertoriés dans ce chapitre. Pour plus d'informations sur les indicateurs de performance garantis par contrat, voir 12.3 : *Garanties contractuelles*.

11.1. Données de la centrale PV

Les données de la centrale PV peuvent être divisées en deux groupes :

1. Mesures de données brutes : données obtenues directement de la centrale PV et utilisées pour le calcul des performances
2. KPI des centrales PV, calculés à partir des données brutes de la centrale pour donner une vue d'ensemble plus équilibrée de son fonctionnement

11.1.1. Mesures de données brutes pour le calcul des performances

Vous trouverez ci-dessous une liste des mesures de données brutes pouvant être utilisées pour calculer les indicateurs de performance :

- Puissance AC produite (kW)
- Energie AC produite (kWh)
- Energie AC mesurée (kWh)
- Puissance réactive (kVAR)

11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI) / SUITE

- Irradiance (référence pour la centrale ou les sous-unités de la centrale) (W/m²)
- Température de l'air et des modules (degrés Celsius)
- Alarme, code d'état et durée
- Pannes de réseau, événements d'indisponibilité

Ceci est une liste basique. Elle n'est pas exhaustive.

11.1.2. KPIs des centrales PV

Les indicateurs de performance calculés donnent une vue plus équilibrée du fonctionnement d'une centrale PV, car ils prennent en compte les différentes conditions d'exploitation pour chaque centrale. Vous trouverez ci-dessous des suggestions d'indicateurs de performance calculés, accompagnées des formules pertinentes. Ces indicateurs de performance peuvent être calculés sur différentes périodes, toutefois, ils sont souvent calculés sur une base annuelle. Lors de la comparaison de différents indicateurs de performance ou de différentes centrales PVs, il est important de maintenir une régularité dans la période utilisée dans les calculs.

11.1.2.1. Productible⁵ de Référence

Le Productible de Référence représente l'énergie pouvant être obtenue dans des conditions idéales, sans perte, sur une certaine période. Il est utile de comparer le Productible de Référence avec le productible global du système (voir 11.1.2.3 : Indice de Performance).

Le Productible de Référence est défini comme suit :

$$Y_{r(i)} = \frac{H_{POA}}{G_{STC}}$$

Où :

$Y_{r(i)}$ = Productible de Référence pour la période i exprimée en heures d'ensoleillement (h) or (kWh/kW)

$H_{POA(i)}$ = Irradiation mesurée sur le plan de modules pour la période i (kWh/m²)

G_{STC} = Irradiance de référence dans des conditions d'essai normalisées (Standard Test Conditions, STC) (1000 W/m²).

11.1.2.2. Productible⁵ de Référence

Le Productible Spécifique est la mesure de l'énergie totale générée par kWc installé sur une certaine période.

Cette mesure est généralement calculée à la fois en énergie DC produite et en énergie AC mesurée de la centrale. Dans les deux cas, il indique le nombre d'heures équivalent pleine puissance que la centrale a produit au cours d'une période donnée.

Le Productible Spécifique est calculé comme suit :

$$Y_i = \frac{E_i}{P_0}$$

Où :

Y_i = Productible Spécifique de la centrale pour la période i , exprimée en (kWh/kWc)

E_i = Production d'énergie de la centrale ou énergie de la centrale mesurée pour la période i (kWh)

P_0 = Puissance crête DC de la centrale (puissance nominale) (kWc)

Cette mesure normalise le productible des centrales sur une période donnée et permet ainsi de comparer la production de centrales de puissances nominales différentes ou même de technologies différentes (PV, énergie éolienne, biomasse, etc.). Par exemple, le Productible Spécifique d'une centrale PV peut être comparé au Productible Spécifique d'une éolienne pour une décision d'investissement, ou le Productible spécifique d'une centrale PV de 5 MWc au sol peut être comparé directement au Productible Spécifique d'une centrale PV de 1 MWc à double traqueur.

Le calcul du Productible Spécifique au niveau de l'onduleur permet également d'effectuer une comparaison directe entre des onduleurs pouvant avoir différents taux de conversion AC/ DC ou différentes puissances nominales. En outre, en vérifiant le Productible de Référence au niveau de l'onduleur dans une centrale, il est possible de détecter si un onduleur fonctionne moins bien que d'autres.

5 « Productible » et « rendement » sont parfois utilisés de manière interchangeable. Nous recommandons d'utiliser « productible ».

11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI) / SUITE

11.1.2.3. Indice de Performance

L'Indice de Performance (Performance Ratio, PR) est un indicateur de qualité de la centrale PV. En tant que rapport entre le Productible spécifique réel et le Productible de référence théoriquement possible, le PR capture l'effet global des pertes du système PV lors de la conversion depuis la puissance DC nominale jusqu'à la sortie AC. En règle générale, les pertes résultent de facteurs tels que la dégradation des modules, la température, les salissures, les pertes de l'onduleur, les pertes du transformateur et les temps d'arrêt du système et du réseau. Plus le PR est élevé, plus la centrale est efficace en énergie.

L'Indice de Performance, tel que défini dans cette section, est généralement utilisé pour créer des rapports sur des périodes plus longues, telles qu'une année. En se basant sur les PR, l'entreprise d'O&M peut fournir des recommandations aux propriétaires d'actifs sur les investissements ou les interventions possibles.

L'Indice de Performance est défini comme suit :

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \times 100$$

Où :

PR = Indice de Performance sur une année (%)

Y_f = Productible Spécifique au cours d'une année (également appelé Productible Final) exprimé en (kWh/kW_c) ou heures d'ensoleillement (h)

Y_r = Productible de Référence sur une année exprimé en (kWh/kW_c) ou heures d'ensoleillement (h)

Ces définitions sont basées sur (Woyte et al. 2014) conformément à la CEI 61724-1:2017 et sont une pratique courante.

Le PR est mesuré pour les périodes de disponibilité au niveau de l'onduleur (voir 11.1.2.8 : *Disponibilité Contractuelle*).

Notez qu'une attention particulière est nécessaire lors de l'évaluation du PR des centrales surdimensionnées côté DC par rapport à l'onduleur, où la production de la centrale est limitée par la sortie AC maximale de l'onduleur. Dans de telles situations, et pour la période où se produit une surcharge, le PR calculera une valeur inférieure à la normale bien qu'il n'y ait aucun problème technique avec la centrale. Les parties prenantes doivent être prudentes lors de l'évaluation des valeurs de PR

pour les centrales surdimensionnées côté DC par rapport à l'onduleur, bien que le taux de surdimensionnement soit normalement constant sur le plan statistique et présente des différences négligeables sur l'année.

11.1.2.4. Indice de Performance corrigé en température

Dans certaines situations, telles que les tests de mise en service ou le transfert d'une centrale PV d'un contractant d'O&M à un autre, le PR doit être mesuré sur une période plus courte, de deux semaines ou d'un mois par exemple. Dans de telles situations, il est recommandé d'utiliser une formule de PR corrigée en fonction du facteur de température, afin de neutraliser les fluctuations à court terme du PR dues aux variations de température vis-à-vis des conditions STC (25 °C). La meilleure pratique consiste à enregistrer la température avec une granularité maximale de 15 minutes (appelée période j ci-dessous) et à pondérer la température moyenne pour la période i en fonction du Productible Spécifique.

Le PR corrigé en fonction de la température peut être défini comme suit :

$$PR_{TO(i)} = \frac{Y_i}{Y_{r(i)} \times \left[1 - \frac{\beta}{100} \times (T_{MOD(i)} - 25^\circ\text{C})\right]} \times 100$$

Où :

$PR_{TO(i)}$ = PR corrigé en température pour la période de temps i (%)

Y_i = Productible Spécifique de la centrale pour la période i , exprimée en (kWh/kW_c) ou heures d'ensoleillement (h)

$Y_{r(i)}$ = Productible de Référence pour la période i , exprimée en (kWh/kW_c) ou heures d'ensoleillement (h)

β = Coefficient de température pour P_0 qui correspond aux modules installés (%/°C).

$T_{MOD(i)}$ = Température moyenne du module pour la période i , pondérée en fonction de Productible Spécifique Y_j (°C)

$$T_{MOD(i)} = \frac{\sum_{j=1}^i Y_j \times T_{MOD_MEAS(j)}}{\sum_{j=1}^i (Y_j)}$$

Où :

Y_j = Productible Spécifique de la centrale pour la période de temps j ($j \leq 15$ minutes), exprimée en (kWh/kW_c) ou heures d'ensoleillement (h)

$T_{MOD_MEAS(j)}$ = Température moyenne du module mesurée pour la période de temps ($j \leq 1$ heure) (°C)

11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI) / SUITE

11.1.2.5. Productible Attendu

Le Productible Attendu $Y_{exp(i)}$ est le Productible de Référence $Y_{r(i)}$ multiplié par le PR prévu et exprime ainsi ce qui aurait été produit au cours d'une certaine période de temps i .

Le Productible Attendu peut être défini ainsi :

$$Y_{exp(i)} = PR_{exp(i)} \times Y_{r(i)}$$

Où :

$Y_{exp(i)}$ = Productible Attendu pour la période de temps i , exprimé en (kWh/kW_c) ou heures d'ensoleillement (h)

$PR_{exp(i)}$ = Moyenne de l'Indice de Performance prévu pour la centrale au cours de la période i , basé sur la simulation à partir de la température réelle, l'irradiation et les caractéristiques de la centrale (la simulation (PR_{exp}) est au-delà de la portée du présent document, mais pour plus d'informations à ce sujet, voir Brabandere et. Al. (2014), Klise et Stein (2009), NREL (2017), PVsyst (2017) et SANDIA (2017).)

$Y_{r(i)}$ = Productible de Référence pour la période de temps i (à partir des données d'irradiation passées) exprimé en (kWh/kW_c) ou heures d'ensoleillement (h)

À noter que le Productible Attendu est basé sur les valeurs passées des données d'irradiation. Le Productible Prévu est basé sur des données prévisionnelles, à partir de données météorologiques anticipées au jour ou à l'heure suivante.

11.1.2.6. Indice de Performance Énergétique

L'Indice de Performance Énergétique (Energy Performance Index, EPI) est défini comme le rapport entre le Productible Spécifique Y_i et le Productible Attendu Y_{exp} tel que déterminé par un modèle PV. L'IPE est régulièrement recalculé pour la période d'évaluation respective (généralement jour / mois / année) en utilisant les données météorologiques réelles comme entrée pour le modèle, toutes les fois qu'il est calculé. Ce concept a été proposé, par exemple dans (Honda et al. 2012).

L'Indice de Performance Énergétique (EPI) est calculé comme :

$$EPI_i = \frac{Y_i}{Y_{exp(i)}}$$

Où :

EPI_i = Indice de Performance Énergétique pour la période i (%)

Y_i = Productible Spécifique pour la période i (kWh/kW_c) ou (h)

$Y_{exp(i)}$ = Productible Attendu pour la période de temps i (kWh/kW_c) ou (h)

L'avantage de l'utilisation de l'EPI est que sa valeur prévue est de 100% au démarrage du projet et ne dépend pas du climat ou de la météo. Cet indicateur repose sur la précision du modèle prévu. Malheureusement, il existe plusieurs modèles établis pour le Productible Attendu des systèmes PV en exploitation et ils ne sont pas tous transparents. Par conséquent, l'utilisation des EPI est recommandée principalement pour l'identification des défauts de performance et pour la comparaison des centrales.

11.1.2.7. Disponibilité Technique

Les trois indicateurs de performance suivants – Disponibilité Technique (Technical Availability ou « Uptime » en anglais), Disponibilité Contractuelle (Contractual Availability) et Disponibilité sur la base de l'énergie (Energy-based Availability) – sont trois indicateurs étroitement liés permettant de déterminer si la centrale PV produit ou non de l'électricité.

La Disponibilité Technique est le paramètre qui représente le temps durant lequel la centrale fonctionne sur le temps total possible pendant lequel elle est capable de fonctionner, sans prendre en compte les facteurs d'exclusion. Le temps total possible est considéré comme le moment où la centrale est exposée à des niveaux d'irradiation supérieurs au Seuil Minimum d'Irradiance du générateur.

La Disponibilité Technique est ainsi définie et calculée comme :

$$A_t = \frac{T_{utile} - T_{panne}}{T_{utile}} \times 100$$

Où :

A_t = Disponibilité technique (Uptime) (%)

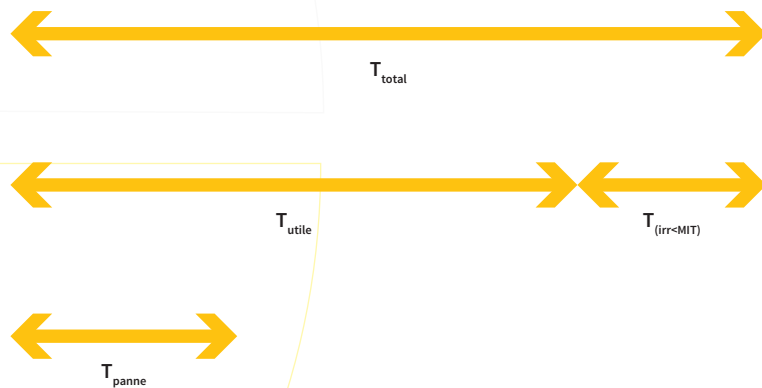
T_{utile} = Période de temps avec l'irradiation dans le plan des modules au-dessus du Seuil Minimum d'Irradiance (Minimum Irradiance Threshold, MIT) (h)

T_{panne} = Période de T_{utile} lorsque le système est en panne (pas de production) (h)

La figure suivante illustre les différentes périodes de temps mentionnées ci-dessus.

11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI) / SUITE

FIGURE 4 DIVERSES PÉRIODES DE TEMPS POUR LE CALCUL DE LA DISPONIBILITÉ TECHNIQUE



© SOLARPOWER EUROPE 2017

Généralement, seul le temps où l'irradiance est au-dessus du Seuil Minimum d'Irradiance (Minimum Irradiance Threshold, MIT) est considéré, ce qui est mentionné ci-dessus comme T_{utile} , où $T_{utile} = T_{total} - T_{(irr<MIT)}$. Les valeurs du Seuil Minimum d'Irradiance typiques sont de 50 ou 70 W/m². Le Seuil Minimum d'Irradiance doit être défini en fonction des caractéristiques du site et de la centrale (par exemple, type de l'onduleur, ratio DC / AC etc.).

La Disponibilité Technique doit être mesurée aussi au niveau de l'onduleur. La Disponibilité Technique individuelle des onduleurs $A_{t,k}$ doit être pondérée en fonction de leur puissance DC respective installée P_k . Dans ce cas, la Disponibilité Technique de la centrale PV totale $A_{t,total}$ avec une puissance installée DC totale P_0 peut être définie comme suit :

Pour le calcul de la Disponibilité Technique, il convient généralement de prendre comme base de temps jusqu'à 15 minutes de données d'irradiation et de production d'énergie, si la granularité des composants reste au niveau de l'onduleur ou lui est supérieure. Tout ce qui se situe en dessous du niveau de l'onduleur est alors capturé avec le calcul de l'Indice de Performance.

Disponibilité Technique pondérée par la puissance DC installée des onduleurs :

$$A_{t,total} = 100 \times \sum \left(A_{t,k} \times \frac{P_k}{P_0} \right)$$

Où :

$A_{t,total}$ = Disponibilité Technique de la centrale (%)

$A_{t,k}$ = Disponibilité Technique de l'onduleur k

P_k = Puissance installée DC de l'onduleur k

P_0 = Puissance crête DC de la centrale (puissance nominale) (kW_c)

11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI) / SUITE

11.1.2.8. Disponibilité Contractuelle

La Disponibilité Contractuelle est la Disponibilité Technique avec certains facteurs d'exclusion convenus contractuellement (voir ci-dessous) appliqués dans le calcul utilisé comme base pour les garanties générales de Disponibilité Contractuelles fournies par l'entreprise d'O&M au propriétaire de centrale et incluses dans le contrat d'O&M. Une meilleure pratique consiste en une Disponibilité Contractuelle minimale garantie de 98% sur un an. (Pour plus de détails sur la garantie de disponibilité fournie par l'entreprise d'O&M, voir 12.3.1 : Garantie de Disponibilité).

La Disponibilité Contractuelle est donc le paramètre qui représente le temps d'exploitation de la centrale par rapport à la durée totale de fonctionnement possible, en tenant compte du nombre d'heures pendant lesquelles la centrale ne fonctionne pas pour des raisons non contractuelles attribuables à l'entreprise d'O&M (mentionné ci-dessous dans la même section).

La Disponibilité Contractuelle est donc définie et calculée comme suit :

$$\text{Où : } A_c = \frac{T_{\text{utile}} - T_{\text{panne}} + T_{\text{exclue}}}{T_{\text{utile}}} \times 100$$

A_c = Disponibilité Contractuelle (%)

T_{utile} = Période de temps avec l'irradiation supérieure au Seuil Minimum d'Irradiance (h)

T_{panne} = Période de T_{utile} lorsque le système est en panne (pas de production) (h)

T_{exclue} = Partie de T_{panne} à exclure en raison de la présence d'un facteur d'exclusion (voir ci-dessous) (h)

À l'instar de la Disponibilité Technique, la Disponibilité Contractuelle est également calculée pour des niveaux d'irradiance supérieurs au Seuil Minimum d'Irradiance et mesurée au niveau de l'onduleur. Les Disponibilités Contractuelles de chaque onduleur $A_{c,k}$ doivent être pondérées en fonction de leur puissance DC installée respective P_k . Dans ce cas, la Disponibilité Contractuelle $A_{c,\text{total}}$ de la centrale PV avec une puissance DC totale installée P_0 peut être définie comme suit :

Disponibilité Contractuelle pondérée par la puissance DC installée des onduleurs :

$$A_{c,\text{total}} = 100 \times \sum (A_{c,k} \times \frac{P_k}{P_0})$$

Où :

$A_{c,\text{total}}$ = Disponibilité Contractuelle de la centrale (%)

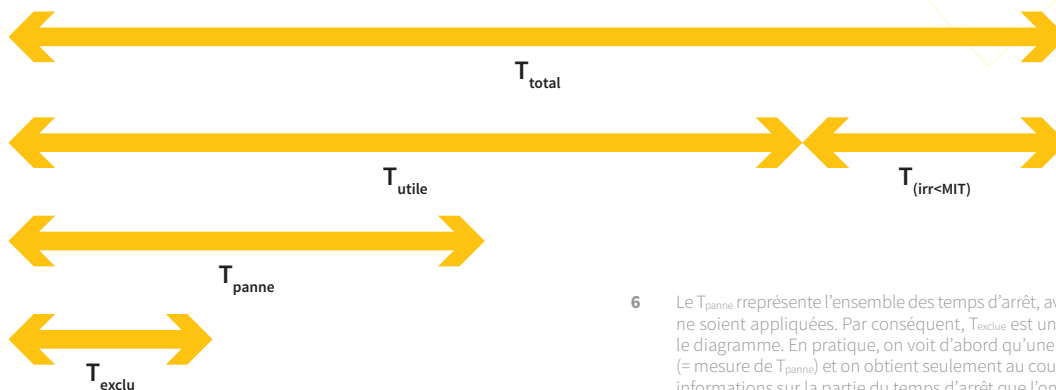
$A_{c,k}$ = Disponibilité Contractuelle de l'onduleur k

P_k = Puissance installée DC de l'onduleur k

P_0 = Puissance crête DC de la centrale (puissance nominale) (kW)

Pour le calcul de la Disponibilité Contractuelle, il convient généralement de prendre en compte comme base de temps jusqu'à 15 minutes de données d'irradiation et de production d'énergie, si la granularité des composants reste égale ou supérieure à celle de l'onduleur. Tout ce qui se situe en dessous du niveau de l'onduleur est alors capturé avec le calcul de l'Indice de Performance.

FIGURE 5 DIVERSES PÉRIODES DE TEMPS POUR LE CALCUL DE LA DISPONIBILITÉ CONTRACTUELLE⁶



⁶ Le T_{panne} représente l'ensemble des temps d'arrêt, avant que les exclusions ne soient appliquées. Par conséquent, T_{exclue} est une partie de T_{panne} dans le diagramme. En pratique, on voit d'abord qu'une centrale est en baisse (= mesure de T_{panne}) et on obtient seulement au cours d'un dépannage les informations sur la partie du temps d'arrêt que l'on peut exclure.

11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI) / SUITE

La Disponibilité Contractuelle étant utilisée à des fins contractuelles, tout temps de panne doit commencer à être considéré uniquement lorsque l'entreprise d'O&M reçoit le message d'erreur. Si la connexion de données au site n'était pas disponible, le temps de panne ne devrait commencer qu'après le rétablissement du lien.

Le propriétaire de centrale et l'entreprise d'O&M doivent convenir de certaines situations de défaut qui ne sont pas prises en compte (facteurs d'exclusion) dans le calcul de la Disponibilité Contractuelle. Voici quelques exemples de facteurs d'exclusion :

- Force majeure.
- Neige et glace sur les modules PV.
- Dommages causés à la centrale PV (y compris les câbles jusqu'au point de livraison) par le client ou des tiers qui ne sont pas des sous-traitants de l'entreprise d'O&M, y compris, sans toutefois s'y limiter, le vandalisme.
- Déconnexion ou réduction de la production d'énergie par le client, ou à la suite d'une commande adressée au client par un tribunal ou une autorité publique.
- Perturbations opérationnelles dues à des déconnexions du réseau ou à des perturbations dans le réseau de l'exploitant du réseau.
- Déconnexions ou régulation de puissance par l'opérateur du réseau ou ses dispositifs de contrôle.
- Temps d'arrêt résultant des pannes des composants de l'onduleur ou de composants MT (transformateur, cellules MT, par exemple), si cela implique :
 - Assistance technique du fabricant et / ou
 - Soutien logistique (par exemple, fourniture de pièces de rechange) par le fabricant ;
- Pannes du système de communication. Toute période de défaut ne commence à être comptée que lorsque l'entreprise d'O&M reçoit le message d'erreur. Si la connexion des données au site n'est pas disponible, le délai d'échec ne commence à être considéré qu'après le rétablissement du lien.
- Retards d'approbation du client pour effectuer les travaux nécessaires.

- Temps de déconnexion pour la mise en œuvre de mesures visant à améliorer la centrale PV, si cela est convenu par les parties.
- Temps de déconnexion dus au fait que le client a chargé des tiers de réaliser des travaux techniques sur la centrale PV.
- Temps de déconnexion causé par des Défauts en Série sur des composants de la centrale.

11.1.2.9. Disponibilité sur la base d'énergie

La Disponibilité sur la base d'énergie considère qu'une heure de haute irradiance est plus précieuse qu'une période de faible irradiance. Par conséquent, le calcul n'utilise pas le temps, mais l'énergie (et l'énergie perdue) comme sa base :

La Disponibilité sur la base d'énergie est calculée comme suit :

$$A_{e_i} = \frac{E_i}{E_i + E_{perdue(i)}} \times 100$$

Où :

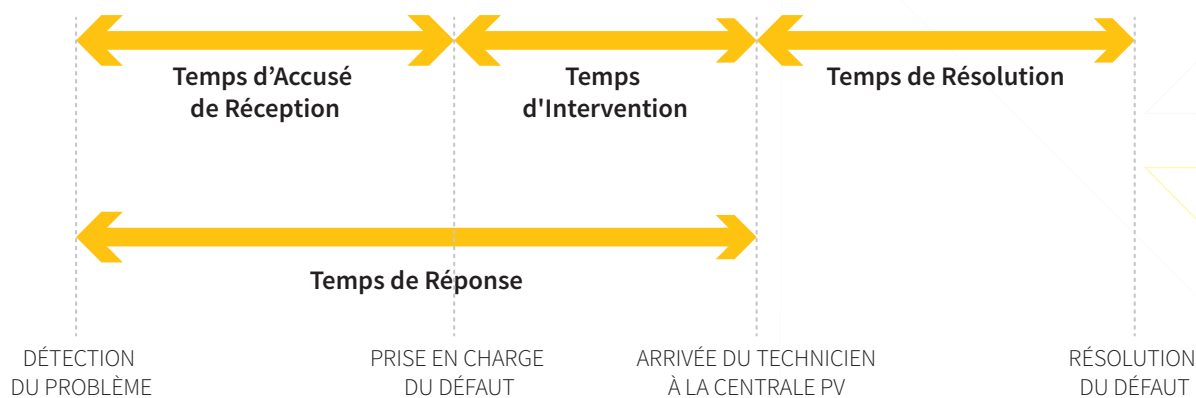
A_{e_i} = Disponibilité sur la base d'énergie durant la période de temps i (%)

$E_{perdue(i)}$ = Energie perdue calculée au cours de la période i (kWh)

Généralement, la disponibilité basée sur l'énergie est utilisée dans le contrat d'O&M au chapitre Garantie de Disponibilité, ensuite, les facteurs d'exclusion définis pour la Disponibilité Contractuelle s'appliquent également à la Disponibilité sur la base de l'énergie.

11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI) / SUITE

FIGURE 6 : TEMPS D'ACCUSÉ DE RÉCEPTION , TEMPS D'INTERVENTION, TEMPS DE RÉPONSE, TEMPS DE RÉOLUTION



© SOLARPOWER EUROPE 2017

11.2. KPI de l'entreprise d'O&M

Contrairement aux indicateurs de performance des centrales, qui fournissent au propriétaire de centrale des informations sur la performance de son actif, les indicateurs de performance de l'entreprise d'O&M évaluent la performance du service d'O&M.

Les KPI de temps sont illustrés sur la figure ci-dessus.

11.2.1. Temps d'Accusé de Réception

Le Temps d'Accusé de Réception est le temps qui s'écoule entre la détection du problème (réception de l'alerte ou constat du défaut) et la prise en charge du défaut par l'entreprise d'O&M par l'envoi d'un technicien. Le temps de prise en charge reflète la capacité opérationnelle de l'entreprise d'O&M.

11.2.2. Temps d'Intervention

Le Temps d'Intervention est le temps nécessaire au technicien de service ou un sous-traitant pour arriver à la centrale à partir de la réception de l'accusé, et toutes les fois que la visite de l'entreprise d'O&M est contractuellement nécessaire (dans certains cas, une réparation à distance est possible, et si l'entreprise d'O&M n'est pas en mesure de réparer, l'intervention d'un tiers devient nécessaire). Le Temps d'Intervention évalue la capacité de l'entreprise d'O&M : la vitesse à laquelle il peut se mobiliser et se rendre sur le site.

11.2.3. Temps de Réponse

Le Temps de Réponse est le Temps d'Accusé de Réception plus le Temps d'Intervention. Utilisés à des fins contractuelles, les Temps de Réponse minimaux sont garantis sur la base des types de pannes classées en fonction de la puissance indisponible, de la perte potentielle de production d'énergie et de la pertinence de la panne en termes d'impact sur la sécurité. Pour des recommandations sur les garanties de Temps de Réponse, voir 12.3.2 : *Temps de Réponse garanti*.

11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI) / SUITE

11.2.4. Temps de Résolution

Le Temps de Résolution (ou Temps de Réparation) est le temps nécessaire pour résoudre le problème à partir du moment où l'on parvient à la centrale PV. Le Temps de Résolution n'est généralement pas garanti, étant donné que souvent, la résolution ne dépend pas totalement de l'entreprise d'O&M.

11.2.5. Rapport

Il est très important que l'entreprise d'O&M se conforme aux exigences en matière de rapports et aux délais de production des rapports. Le contenu et le moment de l'envoi sont généralement convenus par les parties dans le contrat. Le contenu des rapports devrait être cohérent et tout changement de contenu ou de format doit être expliqué par l'entreprise d'O&M. La remise des rapports dans les délais convenus est un indicateur important de la fiabilité et de l'adhésion aux processus au sein de l'organisation d'entreprises d'O&M. Voir aussi 5.1 : *Rapport*.

11.2.6. Expérience de l'entreprise d'O&M

L'expérience de l'entreprise en matière de service d'O&M de centrales PV dans un pays particulier, région, environnement de réseau et /ou centrales PVs dotées de certaines technologies ou de certaines tailles, peuvent jouer un rôle important. Ceci est tout à fait pertinent pour la sélection de l'entreprise d'O&M, et peut être suivi par le propriétaire de centrale au fil du temps (retour d'expérience).

Le Tableau suivant fournit une vue d'ensemble des différents types d'indicateurs de performance et de leurs objectifs principaux.

11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI) / SUITE

TABLEAU 7 VUE D'ENSEMBLE DES DIFFÉRENTS TYPES D'INDICATEURS DE PERFORMANCE ET DE LEURS OBJECTIFS

	KPI DES CENTRALES PV	KPI DE L'ENTREPRISE D'O&M	QUANTITATIF	QUANTITATIF	À SURVEILLER DANS LE CONTRAT D'O&M	GARANTIE POSSIBLE DANS LE CONTRAT D'O&M	INTÉRÊT PRINCIPAL
Productible de référence	✓	✗	✓	✗	✓	✗	Utile lors de la conception de la centrale et l'évaluation économique
Productible attendu	✓	✗	✓	✗	✓	✗	Utile lors de la conception de la centrale et l'évaluation économique
Productible spécifique	✓	✗	✓	✗	✓	✗	Utile lors de la conception de la centrale et de l'évaluation économique
Indice de Performance (PR)	✓	✗	✓	✗	✓	✗	Utile pendant la durée vie de la centrale afin d'évaluer les performances des centrales au fil du temps
Indice de Performance corrigé en température	✓	✗	✓	✗	✓	✗	Utile pour le Procès-verbal de réception provisoire et le Procès-verbal de réception finale où à d'autres moments spécifiques dans la vie de la centrale, pour évaluer le PR de départ
Indice de Performance Energétique	✓	✗	✓	✗	✓	✗	Utile pendant la durée vie de la centrale afin d'évaluer les performances des centrales au fil du temps, par rapport à la performance prévue lors de la conception de la centrale
Disponibilité Technique	✓	✗	✓	✗	✓	✗	Utile pendant la durée de vie de la centrale afin d'évaluer combien de temps la centrale est prête à produire au cours de la période d'analyse
Disponibilité Contractuelle	✓	✗	✓	✓	✓	✓	Utile pendant la durée de vie de la centrale afin d'évaluer combien de temps au cours de la période d'analyse l'entreprise d'O&M peut maintenir la centrale en condition de produire
Disponibilité sur la base de l'énergie	✗	✓	✓	✓	✓	✓	Utile pendant la durée de vie de la centrale afin d'évaluer la quantité d'énergie perdue pour des causes imputables à l'entreprise d'O&M, au cours de la période d'analyse
Temps d'Accusé de Réception	✗	✓	✓	✓	✓	✓	Utile pendant le fonctionnement de la centrale afin d'évaluer la capacité de l'entreprise d'O&M à « s'apercevoir » (détection par le système de télésurveillance et réception par l'entreprise d'O&M) des défauts des centrales

11 INDICATEURS DE PERFORMANCE (KPI) / SUITE

TABLEAU 7 VUE D'ENSEMBLE DES DIFFÉRENTS TYPES D'INDICATEURS DE PERFORMANCE ET DE LEURS OBJECTIFS - suite

	KPI DES CENTRALES PV	KPI DE L'ENTREPRISE D'O&M	QUANTITATIF	QUANTITATIF	À SURVEILLER DANS LE CONTRAT D'O&M	GARANTIE POSSIBLE DANS LE CONTRAT D'O&M	INTÉRÊT PRINCIPAL
Temps d'Intervention	✓	X	✓	✓	✓	✓	Utile pendant le fonctionnement de la centrale afin d'évaluer la réactivité de l'O&M pour atteindre la centrale après le constat d'une panne
Temps de Réponse	X	✓	✓	✓	✓	✓	Utile pendant le fonctionnement de la centrale afin d'évaluer la réactivité de l'O&M à reconnaître une panne et à atteindre ensuite le site
Temps de Résolution	X	✓	✓	✓	✓	X	Utile pendant le fonctionnement de la centrale afin d'évaluer le temps utilisé pour résoudre un défaut à partir du moment où la centrale est atteinte
Rapport	X	✓	X	✓	✓	✓	Utile pendant le fonctionnement de la centrale afin de récapituler les performances de la centrale de façon récurrente
Expérience de l'entreprise d'O&M	X	✓	X	✓	✓	X	Utile pendant l'attribution du contrat / appel d'offres O&M afin d'évaluer la fiabilité d'une entreprise d'O&M sur base d'une analyse purement documentaire

12

CADRE CONTRACTUEL

© Lipik Stock Media

Cette section contient un ensemble de considérations relatives au cadre contractuel des services d'O&M pour le segment des centrales de grande taille, et plus particulièrement pour les systèmes de plus de 1 MWc. En complément des spécifications techniques détaillées dans les chapitres précédents, le cadre contractuel décrit dans ce chapitre est considéré comme une meilleure pratique.

Comme meilleure pratique, nous recommandons d'utiliser le contrat-type d'O&M élaboré dans le cadre de l'initiative « Open Solar Contracts »⁷, une initiative conjointe de Terrawatt Initiative et de l'Agence Internationale des Énergies Renouvelables (IRENA) et éventuellement à d'autres contrats-types s'adaptant au contexte tunisien.

12.1. Etendue du contrat d'O&M

Les services devant être fournis par l'entreprise d'O&M comprennent :

Gestion technique d'actifs (La plupart de ces services peuvent être exécutés par l'entreprise d'O&M ou par le gestionnaire d'actif).

- Rapports au propriétaire de centrale
 - Rapports sur les performances des centrales PV
 - Rapports sur les performances d'O&M
 - Signalement des incidents
 - Assurer la conformité réglementaire
 - Exigences légales pour l'exploitation d'une centrale PV
 - Contrats d'achat d'électricité et accords d'interconnexion
 - Permis de construire et permis environnementaux
 - Gestion de la garantie
 - Réclamations d'assurance
 - Gestion des contrats
- Exploitation de la centrale**
- Gestion de la documentation de la centrale
 - Supervision de la centrale
 - Télésurveillance des performances et de la documentation
 - Analyse et amélioration de la performance
 - Détection des problèmes / diagnostics
 - Répartition / supervision des services
 - Interface de télésurveillance de la sécurité (*facultatif*)
 - Exploitation de la centrale
 - Pilotage de la centrale
 - Prévion de la production d'énergie (*facultatif*)
 - Interface opérateur de réseau, conformité au code de réseau
 - Programmation de la maintenance

⁷ www.opensolarcontracts.org

- Gestion des changements (*facultatif*)
- Rapports au gestionnaire technique d'actifs (dans le cas où l'entreprise d'O&M n'est pas le gestionnaire technique d'actif)

Maintenance de la centrale

- Maintenance de la centrale PV
 - Maintenance préventive
 - Maintenance corrective conformément aux garanties convenues sur les Temps de Réponse (certains types d'activités de maintenance peuvent dépasser le cadre du contrat ; pour plus d'informations, voir 7.2 : *Maintenance corrective*)

- Maintenance exceptionnelle (généralement non incluse dans les frais fixes d'O&M, mais il est conseillé que le contrat d'exploitation contienne les règles relatives à la préparation du devis et à la réalisation des travaux de maintenance exceptionnelle; pour plus d'informations, voir 7.3 : *Maintenance exceptionnelle*)

- Services de maintenance Supplémentaires (*facultatif*, voir 7.4 : *Services supplémentaires*)

Ci-dessous une liste non exhaustive de services supplémentaires et des tendances générales du marché indiquant si ces services supplémentaires sont généralement inclus ou non dans l'accord d'O&M.

TABLEAU 8 EXEMPLES DE SERVICES DE MAINTENANCE SUPPLÉMENTAIRES ET TENDANCES GÉNÉRALES DU MARCHÉ

	SERVICES SUPPLÉMENTAIRES	PRATIQUE OBSERVÉE
Maintenance du site PV	Nettoyage des modules	Généralement inclus
	Gestion de la végétation	Généralement inclus, mais il est nécessaire de spécifier la gestion de la végétation sur le périmètre de la centrale, et les mesures éventuelles de compensation environnementale
	Enlèvement du sable ou de la neige	Selon l'emplacement de la centrale (devrait être inclus dans le cas des centrales situées dans le désert par exemple)
Maintenance générale du site	Traitement antiparasitaire	Généralement non inclus
	Traitement des déchets	Généralement inclus, en se limitant aux déchets générés au cours des activités d'O&M
	Entretien des routes	Généralement non inclus
	Réparation des clôtures	Généralement non incluse et souvent causée par la force majeure (ex : vol)
	Maintenance des bâtiments	Généralement non incluse
	Maintenance de l'équipement de sécurité	Généralement non incluse, ces activités sont effectuées par un prestataire de télésurveillance et de sécurité distincts afin d'avoir des responsabilités clairement définies (voir 6.10 : <i>Sécurité centrale</i>)
Mesures sur site	Lectures du compteur hebdomadaires / mensuelles	Généralement incluses car elles alimentent les rapports périodiques de performance soumis au propriétaire de centrale
	Saisie des données sur les registres fiscaux ou dans des portails Web des autorités pour l'évaluation des tarifs de rachat (le cas échéant)	Généralement cette activité est considérée comme celle du gestionnaire d'actif. Elle Peut toutefois être incluse dans la portée du travail de l'O&M
	Les mesures au niveau des chaînes de modules - dans la mesure où cela ne dépasse pas le niveau convenu dans la maintenance préventive	Généralement non incluses, mais un prix pourrait être convenu à l'avance dans le contrat d'O&M
	Inspections thermiques - dans la mesure où cela ne dépasse pas le niveau convenu dans la maintenance préventive	Généralement non incluses, mais un prix pourrait être convenu à l'avance dans le contrat d'O&M

12 CADRE CONTRACTUEL / SUITE

Tous les services non inclus dans l'étendue et le prix forfaitaire du contrat, tels que 7.3 : *Maintenance exceptionnelle* et 7.4 : *Les services supplémentaires*, doivent être réglementés dans le contrat. Une clause dédiée devrait indiquer la procédure incluant : (i) une proposition de l'entreprise d'O&M dans un délai déterminé, (ii) un délai déterminé pour que le propriétaire de centrale l'accepte ou demande sa modification, (iii) une approbation finale. Des tarifs convenus au préalable pour la main-d'œuvre, la location des machines, etc., pourraient être convenus et un tableau spécifique pourrait être joint en annexe au contrat.

Gestion des pièces de rechange (Voir aussi 9 : *Gestion des pièces de rechange*)

- Maintenance des pièces de rechange
- Réapprovisionnement en pièces de rechange
- Stockage de pièces de rechange (facultatif)

Pour plus d'informations sur les éléments spécifiques de la liste ci-dessus, consulter les sections et chapitres respectifs du présent Guide.

12.2. Frais de contrat d'O&M

Comme meilleure pratique, les services d'O&M devraient être fournis moyennant des frais fixes et une indexation progressive.

12.3. Garanties contractuelles

Bien que certains entreprises d'O&M offrent toujours des garanties d'Indice de Performance (PR), l'élimination de la garantie de PR et l'utilisation exclusive des garanties de Disponibilité Contractuelle et de Délai de Réponse présentent plusieurs avantages.

Le PR résulte dans une large mesure du choix de l'équipement, de la conception et de la construction, sur lesquelles l'entreprise d'O&M n'a que peu d'influence, hormis le contrôle de la végétation et le nettoyage des modules. En outre, le fait de supprimer le PR en tant qu'Indicateur de performance de l'entreprise d'O&M simplifie le passage de la centrale PV de l'entreprise d'EPC à l'entreprise d'O&M ou d'une entreprise d'O&M à une autre entreprise d'O&M.

L'élimination de la garantie de PR et l'utilisation des garanties de Disponibilité Contractuelle et de Temps de Réponse constituent plutôt une approche plus progressive qui protège le propriétaire de centrale des entreprises d'O&M peu performantes. La Disponibilité Contractuelle est l'indicateur de performance qui reflète le mieux le service de l'entreprise d'O&M. Grâce à la garantie de Temps de Réponse, le contractant doit intervenir dans un délai convenu à l'avance en fonction de l'impact de la panne, en cas d'événements affectant la performance de la centrale. Étant donné que certains points spécifiques émanant des contractants peuvent influencer sur les PR, ils peuvent être facilement identifiés et traités dans le contrat. De plus, l'entreprise d'O&M est également tenue d'intervenir en cas d'incident n'affectant pas les performances, en se référant aux bonnes pratiques de l'industrie en général. L'élimination de la garantie de PR présente également un autre avantage : elle facilite beaucoup la transition vers une nouvelle entreprise d'O&M et permet donc aux prêteurs et aux propriétaires de choisir l'entreprise de leur choix sur la base de l'unique critère de qualité des services. Ne pas considérer la garantie de PR élimine le lourd processus de gestion des modifications en raison de la nécessité de recalculer l'Indice de Performance garanti en cas de transfert de la centrale, ce qui constitue un obstacle sur le marché.

12.3.1. Garantie de Disponibilité Contractuelle

Une meilleure pratique est une disponibilité minimale garantie de 98% sur une année. Dans certaines juridictions, comme au Mexique, où la législation du travail et les exigences de l'opérateur de réseau stipulent la présence de personnel technique à temps plein sur site, une disponibilité minimale garantie de 99% peut être fournie- elle doit toutefois être reflétée de façon appropriée dans le prix du contrat d'O&M.

Pour des raisons contractuelles d'Indicateur de Performance, la Disponibilité doit être calculée au niveau de l'onduleur sur une base annuelle. Pour plus d'informations à ce sujet, voir 11.1.2.8 : *Disponibilité Contractuelle*.

La Disponibilité réalisée par l'entreprise d'O&M se traduit par des systèmes de primes et des dommages et intérêts. Pour plus d'informations à ce sujet, voir 12.4 : *Schémas de primes et de dommages-intérêts*

12 CADRE CONTRACTUEL / SUITE

TABLEAU 9 EXEMPLES DE CLASSES DE DÉFAUT ET TEMPS DE RÉPONSE MINIMAL CORRESPONDANT

LES CLASSES DE DÉFAUT ET LES GARANTIES DE TEMPS DE RÉPONSE CORRESPONDANTS APPLIQUÉES MÊME SI LA DURÉE DE LA PERTE DE PUISSANCE EST INFÉRIEURE AUX GARANTIES DE TEMPS DE RÉPONSE CORRESPONDANT, À CONDITION QUE LA PERTE DE PUISSANCE SE PRODUISE À NOUVEAU.

CLASSE DE DÉFAUT	DÉFINITION DE LA CLASSE DE DÉFAUT	GARANTIE DU TEMPS DE RÉPONSE
Classe de défaut	La centrale entière est éteinte, 100% de perte de puissance.	4 heures le jour
Classe de	Plus de 30% de perte de puissance ou plus de 300kWc en arrêt.	24 heures
Classe de	0% -30% de perte de puissance	24 heures

12.3.2. Garantie de Temps de Réponse

L'entreprise d'O&M doit garantir une réactivité aux alertes reçues de la centrale par le biais du système de télésurveillance dans un délai donné, 7 jours sur 7. Cela se traduit par un Temps de Réponse minimal garanti. Pour une définition du Temps de Réponse, voir 11.2.3 : *Temps de Réponse*.

Au moment de convenir des garanties de Temps de Réponse, il est recommandé de différencier les heures et périodes avec des niveaux d'irradiance élevés ou faibles, ainsi que les classes de défauts, c'est-à-dire de la perte (potentielle) de capacité de production d'énergie ou son impact sur la sécurité. Un exemple de garantie de Temps de Réponse en fonction des classes de défauts est présenté dans le Tableau 8 ci-dessus.

Si le remplacement d'un équipement est nécessaire, l'entreprise d'O&M doit s'engager à le rendre disponible sur le site de la centrale et à le remplacer dans les 8 heures ouvrables à compter de la fin du Temps de Réponse, si la pièce de rechange est incluse dans la liste minimale de pièces de rechange. Si la pièce de rechange ne figure pas dans la liste, l'entreprise d'O&M doit s'engager à la commander dans les 8 heures ouvrables à compter de la fin du Temps de Réponse, et à la remplacer le plus rapidement possible sur le site de la centrale, dès réception de la pièce de rechange correspondante de chez le fournisseur d'équipement. Si le problème ne peut pas être corrigé par l'entreprise d'O&M et que l'intervention du fournisseur de l'équipement est requise, les actions suivantes sont nécessaires :

- Si l'intervention nécessite des pièces de rechange dont le coût est en dessous du plafond sous responsabilité de l'O&M défini au contrat (voir 12.8 : *Gestion des pièces de rechange*), l'entrepreneur des

services d'O&M peut procéder sans une approbation spécifique (les aspects liés à l'assurance doivent toutefois être également pris en compte ici).

- Si les coûts dépassent la limite budgétaire ci-dessus, l'entreprise doit communiquer le problème par écrit au propriétaire de centrale dans les 8 heures ouvrables à compter de la fin du Temps de Réponse.

Les événements de force majeure sont exclus des obligations relatives au Temps de Réponse.

12.3.3. Garantie de Temps de Résolution

Le Temps de Résolution peut être garanti dans certaines situations limitées. L'entreprise d'O&M est en mesure de garantir le Temps de Résolution dans les cas où le problème a été évalué et approuvé comme étant dû à une pièce de rechange défectueuse qui doit être remplacée et que la pièce de rechange est disponible dans l'entrepôt, ou bien qu'elle vient d'être livrée. Une telle garantie de délai de résolution peut inciter l'entreprise d'O&M à remplacer rapidement les pièces de rechange. Les événements indépendants de la volonté de l'entreprise d'O&M, tels que les retards dans la livraison des pièces de rechange et les cas de force majeure, sont exclus des garanties relatives au délai de résolution.

12 CADRE CONTRACTUEL / SUITE

12.4. Schémas de primes et de dommages-intérêts

Les garanties de Disponibilité fournies par l'entreprise d'O&M peuvent être traduites en systèmes de primes et en dommages-intérêts. Celles-ci garantissent que le propriétaire de centrale est compensé pour les pertes dues à une Disponibilité inférieure à la garantie et que l'entreprise d'O&M soit motivée pour améliorer son service afin d'augmenter la Disponibilité. Une Disponibilité accrue entraîne généralement une production d'énergie plus élevée et une augmentation des revenus au profit du propriétaire de la centrale. Par conséquent, les accords sur les systèmes de primes créent une situation gagnant-gagnant pour les deux parties et garantissent une haute motivation chez l'entreprise d'O&M.

Étant donné que la responsabilité de l'entreprise d'O&M est centrée sur les travaux O&M de la centrale solaire, d'autres facteurs tels que les cas de force majeure, les activités de l'opérateur de réseau réduisant la production de la centrale, l'instabilité du réseau ou les périodes hors ligne, doivent être exemptées de la responsabilité de l'entreprise d'O&M, et en conséquence des dommages et intérêts. (Voir les facteurs d'exclusion au 10.1.2. : *Disponibilité*.)

Vous trouverez ci-dessous un exemple de schéma de primes et de dommages-intérêts :

- Primes : si la Disponibilité Contractuelle minimale garantie est dépassée, les revenus supplémentaires basés sur le scénario de base des revenus annuels prévus seront divisés à parts égales (50/50) entre le propriétaire de centrale et l'entreprise d'O&M.
- Dommages et intérêts : si la Disponibilité Contractuelle minimale garantie est insuffisamment atteinte, 100% de la perte de revenus due au manque de Disponibilité par rapport à la Disponibilité minimale garantie basée sur les revenus annuels prévus, seront compensés par l'entreprise d'O&M. Cela se traduit généralement par une réduction des frais annuels d'O&M.
- Les bonus peuvent être compensés avec des indemnités forfaitaires et inversement.
- Le montant des indemnités forfaitaires est plafonné à 100% des frais annuels d'O&M sur une période de 12 mois. Atteindre ce plafond entraîne généralement des droits de résiliation pour le propriétaire de centrale et pour l'entreprise d'O&M.

12.5. Normes de service

L'entreprise d'O&M doit fournir les services conformément à la législation, aux bonnes pratiques de l'industrie, aux autorisations de planification, aux garanties du fabricant et aux manuels d'utilisation. Le propriétaire de centrale doit avoir le droit de charger un tiers exploitant de fournir les services aux frais de l'entreprise d'O&M, lorsque celui-ci échoue à fournir les services et à suivre un plan de maintenance annuel.

12.6. Qualification des entreprises d'O&M

L'entreprise d'O&M possède les moyens, les compétences et les capacités nécessaires pour exploiter et entretenir la centrale conformément aux obligations contractuelles. L'expérience et la disponibilité d'une organisation professionnelle, des équipes qualifiées, et l'accès aux pièces de rechange sont les critères de sélection de l'entreprise d'O&M. Les services d'O&M combinent des services d'exploitation à distance et des activités de maintenance sur place. Le propriétaire de centrale doit s'assurer que ces deux composantes sont bien gérées et que les interfaces entre les services d'exploitation et les services de maintenance sont bien définies, en particulier lorsqu'elles sont sous-traitées à des entités différentes par l'entreprise d'O&M. Chaque entité est responsable et peut être tenue redevable de la performance globale en matière d'O&M.

12.7. Responsabilité et redevabilité

La responsabilité de l'entreprise d'O&M est généralement définie dans l'étendue des travaux, qui est une partie intégrante du contrat d'O&M. Une description détaillée des éléments relevant de l'O&M garantit la clarté sur les tâches de l'entreprise d'O&M pendant la durée du contrat. Outre l'étendue des travaux, le plan de maintenance annuel (PMA) et le calendrier de maintenance annuel (CMA) (se reporter à l'annexe d « plan de maintenance annuel ») dessinent la granularité et la fréquence des travaux de maintenance préventive (principalement). L'exécution des activités est signalée au propriétaire de centrale par le biais de rapports réguliers - ceci constitue les exigences minimales. Les meilleures pratiques peuvent être observées si des rapports réguliers comparent les activités exécutées avec le PMA et le CMA et soulignent les écarts et leurs raisons.

12 CADRE CONTRACTUEL / SUITE

Les activités de maintenance corrective, qui seront effectuées en cas de défaut d'un composant ou de manque de production d'énergie, sont contrôlées par des engagements de performance signés par l'entreprise d'O&M.

Par ailleurs, les garanties de disponibilité et de Temps de Réponse sont expliquées, en 12.3 : *Les garanties contractuelles* du présent chapitre, et constituent également un niveau de redevabilité pour l'entreprise d'O&M.

Dans la plupart des pays, les prestataires de services de sécurité sont soumis à des exigences légales strictes. Par conséquent, la sécurité des centrales PVs doit être assurée par des prestataires de services de sécurité spécialisés, sous-traités par l'entreprise d'O&M. Le fournisseur de services de sécurité devrait également assumer la responsabilité des services de sécurité fournis. Pour plus d'informations à ce sujet, voir 6.9. *Sécurité des centrales*.

12.8. Gestion des pièces de rechange

Comme expliqué au chapitre 9. *Gestion des pièces de rechange*, il est important de différencier les consommables des pièces de rechange. Les premiers doivent être inclus dans les frais fixes d'O&M, mais des spécifications contractuelles particulières s'appliquent quant à ces derniers.

Une meilleure pratique consiste à ne pas inclure le coût de réapprovisionnement en pièces de rechange dans les frais fixes d'O&M. Néanmoins, il peut exister des exceptions à cette clause, telles que des équipements dont la valeur unitaire est inférieure à 500 EUR / MWc ou lorsque plusieurs unités sont agrégées à hauteur d'un montant annuel maximal de 2000 EUR / MWc (les chiffres sont donnés à titre indicatif), ainsi que dans des situations dans lesquelles des pièces de rechange sont nécessaires en raison d'une action ou d'un manquement de la part de l'entreprise d'O&M.

La propriété des pièces de rechange revient au propriétaire de centrale, tandis que la maintenance, le stockage et le réapprovisionnement relèvent normalement de l'entreprise d'O&M. Outre les questions de propriété, il est très important de s'assurer, d'un commun accord, que l'une des parties assume la responsabilité de la disponibilité des pièces de rechange : à titre de recommandation, les pièces de rechange stockées sur place doivent être fournies par le propriétaire de centrale ; les pièces de rechange stockées hors site, doivent être à la charge de l'entreprise d'O&M.

Il doit exister une garantie de 12 mois à compter de la date de l'installation de la centrale pour les défauts de composants, matériaux et pièces détachées, qui doit continuer à s'appliquer même après l'expiration ou la résiliation du contrat d'O&M. Pour plus d'informations sur la gestion des pièces de rechange, voir le chapitre 9. *Gestion des pièces de rechange*.

12.9 Télésurveillance à distance de la centrale

L'entreprise d'O&M doit utiliser et entretenir le système de mesure conformément aux réglementations et aux normes internationales et tunisiennes en vigueur.

En Tunisie, le cahier des charges relatif aux exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables raccordées sur le réseau HT et MT exige la mise en place des systèmes de mesure suivants :

- Un compteur de l'énergie produite par la centrale PV. Ce compteur devra être fourni, installé et entretenu par le Producteur à ses frais.
- Un système de comptage de l'énergie électrique produite par la centrale et livrée sur le réseau. Ce système est constitué de deux compteurs électroniques télé-relevables. Il est fourni et installé par le Producteur au point de livraison et devra être réceptionné au préalable par la STEG.

12 CADRE CONTRACTUEL / SUITE

Les données fournies par les systèmes de comptage devront être contrôlées par l'entreprise d'O&M afin de s'assurer du bon fonctionnement de ces systèmes et signaler toute défaillance à la STEG.

L'entreprise d'O&M veillera également à ce que la télésurveillance des performances et les rapports soient opérés et maintenus conformément aux spécifications de la télésurveillance et aux meilleures pratiques (voir 10 : *Exigences en matière de données et de télésurveillance*).

Le propriétaire de centrale a le droit de procéder à la vérification du système de mesure afin d'évaluer et de contrôler l'exactitude des données mesurées.

12.10. Rapport

Les rapports doivent être établis périodiquement, comme convenu contractuellement entre l'entreprise d'O&M (le gestionnaire technique d'actif) et le propriétaire de centrale. Le propriétaire de centrale devrait avoir le droit de débattre du rapport dans un délai déterminé. Pour plus d'informations sur les meilleures pratiques de l'industrie en matière de fourniture des rapports, voir 5.1 : *Rapports*.

13

INNOVATIONS ET TENDANCES

© BayWa r.e. renewable energy GmbH

Afin de répondre aux exigences du marché, Les entreprises d'O&M s'appuient de plus en plus sur des innovations et des solutions automatisées et basées sur le traitement des données. Il est estimé que les innovations dans les services d'O&M pourront permettre de réduire le coût moyen de l'électricité (LCOE) de 0,8% à 1,4% entre 2015 et 2030. Les économies réalisées sont principalement liées à des améliorations dans les OPEX et dans la disponibilité des centrales, et par conséquent à la production annuelle nette d'énergie (source : KIC InnoEnergy, 2015).

Les tendances et les innovations les plus importantes qui façonnent le marché actuel de l'O&M sont résumées dans cette section, regroupées en trois « familles » :

1. Télésurveillance intelligente des centrales PV et O&M basée sur les données ;
2. Revêtements de rénovation pour modules solaires ;
3. O&M pour les centrales PV avec stockage d'énergie.

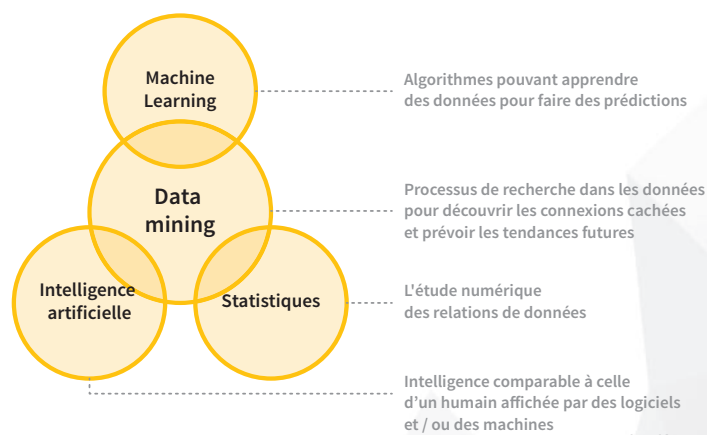
13.1. Télésurveillance intelligente des centrales PV et O&M basée sur les données

Les systèmes de télésurveillance traditionnels consistent généralement en des enregistreurs de données sur site qui collectent des données électriques provenant d'appareils installés tels que les onduleurs, les chaînes, les compteurs et les données des stations météorologiques. Un logiciel de gestion permet ensuite la gestion à distance des performances, la visualisation des données, les calculs de base des KPIs, la création de rapports ainsi que la gestion des alertes et des réclamations.

Ces systèmes, utilisés seuls, ne permettent généralement pas de détecter les causes profondes de la sous-performance. Le secteur s'oriente donc rapidement vers l'adoption de solutions « plus intelligentes » basées sur des techniques avancées de « Data Mining » (exploration de données).

La Data Mining consiste à analyser les données pour découvrir des connexions cachées et prédire les tendances. Parfois appelée « extraction des connaissances dans les bases de données », le terme « Data Mining » n'a été inventé que depuis les années 1990. Ses fondements sont composés de trois disciplines scientifiques étroitement liées :

FIGURE 7 FONDEMENTS DE LA DATA MINING SOURCE : WWW.SAS.COM



13 INNOVATIONS ET TENDANCES / SUITE

Bien que la Data Mining ne soit pas une nouvelle discipline, ses capacités sont en train d'être exploitées grâce au potentiel des BIG DATA, à la puissance de calcul et au stockage de données de plus en plus abordables. Son potentiel qui permet aux entreprises d'O&M de passer des pratiques manuelles, longues et fastidieuses à une analyse de données rapide, simple et automatisée, est maintenant de plus en plus tangible (source: SAS, 2018).

13.1.1. Thermographie aérienne avancée avec drones

Objectif et description

La fonctionnalité générale des données thermographiques a déjà été décrite au chapitre 10.10.1 : *Thermographie infrarouge*. Bien que les inspections thermographiques soient devenues un outil bien établi dans la planification de la maintenance préventive et corrective, la quantité d'efforts et de travail manuel requis pour la collecte de données sur le terrain a posé des problèmes financiers et opérationnels pour la généralisation de son utilisation.

En utilisant des caméras thermographiques montées sur des aéronefs pilotés à distance (RPA ou véhicules aériens sans pilote, UAV- couramment appelés « drones »), au lieu d'appareils portables, l'opérateur RPA survole les champs PVs pour capturer des images ou des vidéos thermographiques. Ces données sont ensuite analysées pour créer des rapports de contrôle pouvant servir de base aux tâches de maintenance préventive et corrective. Si elle est correctement déployée, la thermographie aérienne à drones peut apporter de nombreux avantages opérationnels et financiers.

L'acquisition des données. A cette étape, un survol est effectué et les images infrarouges (IR) thermographiques brutes ainsi que les photos ou vidéos visuelles sont enregistrées. Des services de géolocalisation supplémentaires et une modélisation 3D de l'ensemble de la centrale peuvent être proposés selon la solution retenue. Certaines solutions offrent des capteurs supplémentaires pour enregistrer les variables météorologiques (généralement l'irradiance et la température ambiante) pendant le survol.

Post-traitement. Les activités de post-traitement comprennent toutes les techniques de traitement et d'analyse des données permettant de produire le rapport final et tous les produits livrables correspondants. Ces activités peuvent être effectuées manuellement ou automatiquement à l'aide d'un logiciel spécialisé.

Les activités, à cette étape, peuvent être considérées comme une liste séquentielle de sous-tâches décrite dans le tableau suivant.

L'étape de l'acquisition des données est aujourd'hui bien comprise, car la technologie des drones a mûri et est devenue une tendance. De nombreuses entreprises proposent déjà des vols de drones industriels de haute qualité. Habituellement, les entreprises qui utilisent des drones comme outil de travail quotidien n'effectuent pas seulement des inspections infrarouges des centrales PV, mais également des inspections aériennes industrielles de conduites de pétrole, de plates-formes d'extraction de pétrole en mer, de routes, de ponts et d'éoliennes, pour n'en citer que quelques-unes. Par conséquent, l'étape d'acquisition des données est une activité qui pourrait être facilement externalisée par des entreprises d'O&M, atténuant ainsi les risques liés à l'obsolescence de la technologie et évitant les coûts liés à la maintenance régulière des drones.

De nos jours, la plupart des entreprises ont encore recours au traitement manuel des données, ce qui représente un gros inconvénient pour les grands projets, car l'erreur humaine diminue la précision de l'évaluation de l'imagerie thermique. Cela signifie que les entreprises dotées de solutions automatisées ont un énorme avantage à cet égard. Les inspections aériennes et les activités de post-traitement associées évoluent très rapidement et l'adoption rapide de nouvelles technologies revêt une grande importance stratégique sur le marché, devenu aujourd'hui hautement concurrentiel.

Réglementations locales. En Tunisie, l'utilisation des drones, à usage de prises de vues de photos aériennes, est soumise à l'obtention d'une autorisation préalable. Pour avoir cette autorisation, un dossier doit être déposé à la Direction Générale des Services Aériens et Maritimes, au Ministère de l'Équipement, de l'Habitat et de l'Aménagement du Territoire, au moins 1 mois avant la date de prise des photos. La validité de l'autorisation est fixée pour un mois et le renouvellement de la même autorisation se fait par une simple demande.

13 INNOVATIONS ET TENDANCES / SUITE

TABLEAU 10 THERMOGRAPHIE IR AÉRIENNE - SOUS-TÂCHES DE POST-TRAITEMENT.

POST-TRAITEMENT SOUS-TÂCHE	DESCRIPTION
Géolocalisation des modules solaires	Localisation manuelle ou automatisée des modules PV inspectés. Reconfiguration avec géolocalisation précise jusqu'au niveau du panneau individuel ou même jusqu'au numéro de série du panneau.
Détection et la classification des anomalies thermiques	Détection manuelle ou automatique des anomalies thermiques, où la position exacte de chaque panneau solaire affecté est identifiée sur le plan de la centrale. Les exigences minimales pour cette analyse se trouvent dans la norme IEC TS 62446-3: 2017.
Analyse des défauts du module PV	Diagnostic et analyse des causes de défauts des modules PV. C'est ici que le lien entre anomalie thermique et défaut du panneau solaire est établi (attention : toutes les anomalies thermiques ne peuvent pas être considérées comme des défauts). Les différences de température doivent être projetées sur l'irradiance nominale conformément à la norme IEC TS 62446-3 : 2017.
Analyse des données	Traitement basique ou avancé des données pour décrire les effets des défauts sur la centrale PV. Par exemple, les tendances de la dégradation, la distribution de des défauts en fonction de l'importance du dommage et du fabricant du panneau, l'évaluation des pertes d'énergie et l'impact sur les recettes, etc.
Plan de mise en œuvre de la maintenance	Les actions nécessaires pour réduire au minimum les pertes de rendement en fonction de la gravité des défauts. Cela peut être vu comme une liste de recommandations qui peuvent être traduites directement dans les activités de maintenance préventives ou correctives sur le terrain.
Suivi des inspections	En général sous forme de plate-forme sur le Cloud, c'est là où les résultats des inspections antérieures peuvent être facilement comparés aux nouveaux, par exemple, sur la dégradation annuelle de puissance
Compte-rendu	Rapport créé manuellement ou automatiquement. Dans la plupart des cas, le rapport est adapté aux besoins et aux exigences du client. Il contient le résumé des résultats et peut également, en fonction du prestataire, contenir une estimation des pertes de puissance.

Toute thermographie aérienne ou autre application de télésurveillance du module PV ou de la centrale impliquant des drones doit être effectuée par un opérateur agréé et conformément à toutes les réglementations locales en matière d'aviation civile. Avant qu'une telle opération ait lieu, chaque vol doit être minutieusement planifié du point de vue de la logistique, de la réglementation et de la sécurité. Une évaluation complète des risques sur site doit être réalisée, et les conclusions sont consignées dans un journal de vol. En plus des données d'inspection collectées, chaque vol doit également être entièrement enregistré en termes de date, heure, vitesse et direction du vent et niveaux de batterie.

Avantages et inconvénients

Avec l'avènement des drones, les ressources nécessaires à la collecte de données peuvent être considérablement réduites. La thermographie infrarouge (IR) aérienne peut sembler une activité triviale, mais si elle n'est pas effectuée conformément à un ensemble d'exigences techniques minimales (décrites dans la norme TS 62446-3: 2017 de la CEI), elle est quasiment inutile pour une maintenance efficace des centrales. Dans ce contexte, les images IR de haute qualité capturées par un drone et leur post-traitement approprié permettent une analyse détaillée des défauts de modules PV pouvant déclencher des décisions de maintenance concluantes. De plus, les interventions sur le terrain peuvent être optimisées et la sous-performance des

13 INNOVATIONS ET TENDANCES / SUITE

centrales PV peut également être mieux comprise et corrigée (par exemple, les modules défectueux qui doivent être remplacés peuvent être identifiés avec précision et les images IR de haute qualité peuvent être utilisées comme preuve dans les processus de réclamation de garantie). La thermographie aérienne réduit le temps d'inspection et le nombre de personnel sur le site. Par exemple, en utilisant cette méthode, une centrale PV de 12 MWC peut être inspectée en une seule journée. En outre, étant donné que les images sont prises dans les airs, les données fournissent un aperçu utile pour vérifier si les plans de la centrale et les autres documents sont corrects.

Comme pour toute forme de thermographie, la méthode d'inspection est limitée par les conditions météorologiques : pour que les données d'inspection aient une valeur, une irradiance minimale de 600 W/m² est nécessaire. Par ailleurs, pour que le drone puisse être contrôlé en toute sécurité et en fonction du type de drone utilisé, la vitesse du vent ne doit pas dépasser 28 km/h.

État des lieux

La demande en inspections IR est en augmentation rapide, il en est de même pour la gamme de services proposés par les nouveaux acteurs du marché, qui poussent désormais les inspections aériennes au-delà des rapports basiques. Les inspections aériennes avancées, comprises comme des solutions semi-automatisées ou entièrement automatisées, sont mises en pratique pour les étapes d'inspection IR, l'acquisition des données et le post-traitement.

La thermographie aérienne est en train de devenir un outil d'inspection largement accepté et utilisé dans le monde de la maintenance corrective. Compte tenu de la chute des prix des équipements (appareils drones et caméras thermographiques), ils seront de plus en plus disponibles. D'autres innovations sont à prévoir dans les drones contrôlés de manière autonome, ainsi que dans l'analyse de données utilisant l'intelligence artificielle.

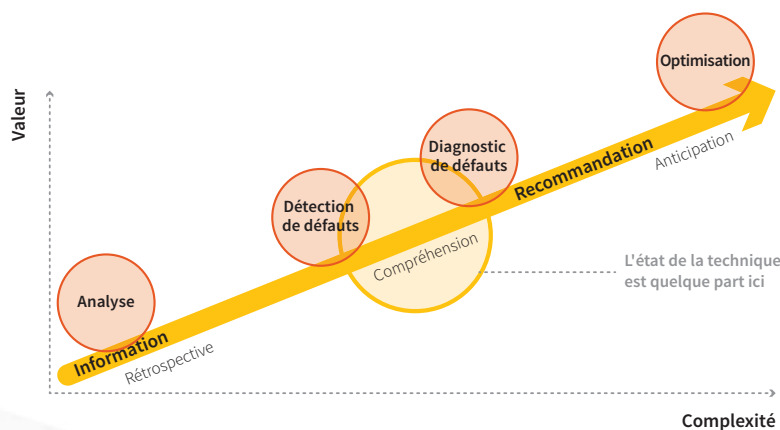
S'ils sont déployés correctement, les drones pourraient devenir une technologie de base pour une exploitation et une maintenance efficace, et ne constitueront pas uniquement une action pour se conformer à des obligations contractuelles.

13.1.2. Diagnostic automatisé des performances de la centrale

Portée et description

Jusqu'à présent, l'évaluation de la performance d'une centrale est généralement faite selon une approche descendante, analysant des objets peu performants en explorant à partir des sous-stations, onduleurs, puis vers les boîtes de jonction et chaînes de modules. Ce processus prend du temps et doit être réalisé par un expert. En outre, il ne garantit pas la révélation de tous les problèmes de sous-performance. Un diagnostic ascendant automatisé utilisant des techniques avancées d'exploration de Big Data peut pallier aux inconvénients de l'évaluation classique des performances par les experts : gain de temps lors du traitement des données d'experts, pas d'exposition aux erreurs, et meilleures performances de diagnostic.

FIGURE 8 DIAGNOSTIC AUTOMATISÉ DE PERFORMANCE DE CENTRALE, SOURCE : ACHIM WOYTE, 3E



Source: ACHIM WOYTE, 3E

État des lieux

Les algorithmes d'extraction de big data ont été appliqués avec succès aux données des centrales solaires et ont révélé des problèmes de performance allant au-delà des analyses d'experts « de haut en bas » faite de manière semi-automatisée. Le progrès en R&D dans ce domaine permet de renforcer les algorithmes sur les grandes centrales et de les amener à une identification des défauts à leur racine.

13.1.3. Maintenance prédictive pour l'optimisation du remplacement de matériel

Portée et description

Les coûts d'exploitation des centrales PV peuvent avoir un impact significatif sur le coût de l'énergie et, par conséquent, sur la rentabilité d'un projet. L'optimisation de la qualité de l'exploitation, la réduction des coûts de maintenance et la maximisation des performances de la centrale, sont la clé du succès du projet. Ce processus implique un compromis entre la réduction du nombre d'interventions et le remplacement de pièces de rechange pendant la durée de vie d'un projet, tout en garantissant que la centrale fonctionne dans les meilleures conditions.

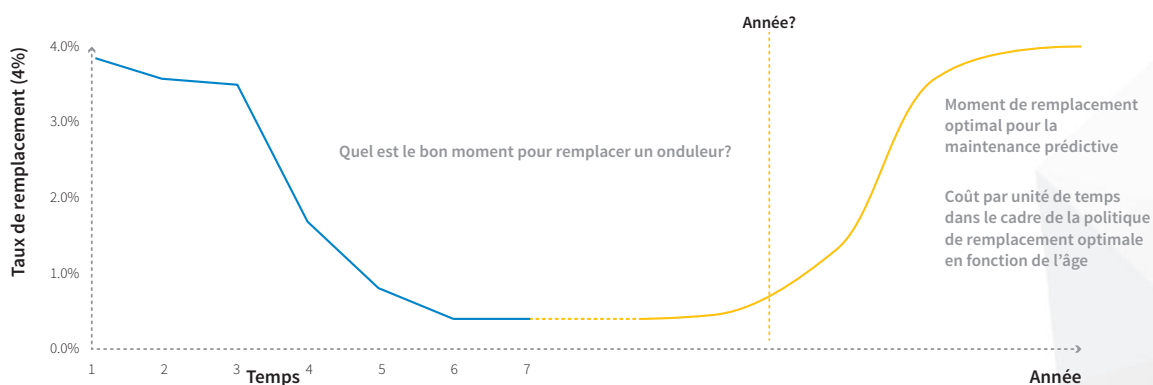
La maintenance préventive est programmée périodiquement selon des calendriers convenus contractuellement basés sur des connaissances d'experts. En outre, une maintenance conditionnelle peut être programmée lorsque l'opérateur identifie un écart de performance inattendu par le biais du système

de télésurveillance, avant même que le système ne tombe en panne. Différents modèles d'optimisation de la maintenance sont utilisés pour trouver l'équilibre optimal entre les coûts et les avantages des interventions de maintenance. Tous ces modèles reposent sur la probabilité de défaut de chaque composant du système PV et sur l'impact d'un éventuel de ce composant sur l'ensemble du système. Par exemple, dans le cas des onduleurs PVs, on ignore encore quelle sera leur durée de vie réelle dans des conditions de fonctionnement spécifiques au site. En pratique, les onduleurs ne failliront pas à un moment précis, comme le modélisent souvent le plan d'affaires du projet. De plus, la maintenance curative, c'est-à-dire le remplacement du ou des onduleurs en cas de défaut, n'est peut-être pas la solution la plus efficace.

Un bon système de télésurveillance prédictive pourrait aider à évaluer le cycle optimal de remplacement du matériel en modélisant l'incertitude sur le temps avant défaut avec une fonction de distribution de probabilité connue. Les modèles d'optimisation de la maintenance peuvent fournir des outils basés sur les résultats des analyses de cause première, des analyses de durée de vie utile restante et des alertes et prédictions des défauts lors de la planification optimale de la maintenance et de l'allocation des ressources associées.

Les analyses de big data peuvent apporter une valeur ajoutée à toutes les étapes des objectifs d'O&M : de l'analyse basée sur l'observation des informations collectées à la détection des pannes, diagnostic des pannes et enfin optimisation grâce aux

FIGURE 9 MAINTENANCE PRÉDICTIVE POUR LE REMPLACEMENT DU MATÉRIEL OPTIMISÉ



Source: ACHIM WOYTE, 3E

13 INNOVATIONS ET TENDANCES / SUITE

recommandations issues du système de télésurveillance avancée. Aujourd'hui, différentes approches sont proposées. Tandis que l'intelligence artificielle classique propose un diagnostic avancé, à l'aide de modèles basés sur la connaissance, les méthodes d'apprentissage supervisées et non supervisées offrent des approches différentes (par exemple, des réseaux de neurones) utilisant des approches statistiques.

Avantages et inconvénients

Avantages :

- Réduit le coût dû à l'inefficacité de la maintenance programmée
- Réduit les temps d'arrêt des appareils

Inconvénients :

- Les méthodes sont souvent très sensibles aux modèles et marques des équipements et ne peuvent donc pas être généralisées facilement.

État des lieux

Aujourd'hui, aucun modèle n'a démontré qu'il est totalement fiable. L'analyse de big data permet de reconnaître facilement un défaut et, dans certains cas, fournit un diagnostic clair et des recommandations sur les actions à entreprendre à court terme pour éviter les probables problèmes à venir. La tendance consiste à modéliser le comportement de l'ensemble du système et de planifier des programmes optimaux de maintenance et de remplacement du matériel à moyen et long terme. Cela réduira bien entendu le risque global d'un projet PV et augmentera donc les opportunités d'investissement.

13.1.4. Prédiction du rendement des centrales PV

Portée et description

La production d'électricité des centrales PVs est limitée par la disponibilité variable de l'irradiance solaire. Même si les gestionnaires de réseau sont généralement obligés d'accepter à tout moment la production des centrales PVs, la pénétration croissante de l'énergie PV peut provoquer de nouvelles réglementations afin de garantir la stabilité du réseau et le juste équilibre de la fourniture et de la consommation d'électricité, entraînant des pertes imprévisibles pour les propriétaires de centrales (bridage).

Le contrôle de la vitesse de montée en puissance avec ou sans stockage local est actuellement en étude afin d'atténuer l'impact des fluctuations rapides de l'irradiance sur la stabilité du réseau. Sous l'angle de la production d'énergie, les grandes centrales PVs pourraient également contribuer à la stabilité du système électrique en fournissant des réserves à la hausse ou à la baisse. Ceci est possible techniquement ; cependant, la constitution de réserves à la hausse réduira en particulier les performances globales de la centrale en question. L'analyse de rentabilisation pour de tels modes de fonctionnement dépendra des incitations disponibles pour s'écarter de l'objectif de rendement énergétique maximal.

État des lieux

La prévision de la production PV devient un outil essentiel pour capter les économies sur un marché caractérisé par une forte pénétration de sources d'énergie renouvelables variables. La prédiction de rendement qui prend en compte le modèle de simulation d'une centrale PV avec les ressources météorologiques, est une technologie qui a fait ses preuves. Des algorithmes capables de faire correspondre les prévisions météorologiques aux caractéristiques des centrales PVs afin de prévoir la production d'énergie sur une base horaire pendant quelques heures et jusqu'aux prochaines 48 heures, jouent déjà un rôle important sur le marché des logiciels de télésurveillance.

Le marché évolue rapidement vers le besoin de correction avancée intra-journalière de la production d'énergie prévue à une résolution inférieure à une heure, tout en tenant compte des conditions réelles des centrales PVs, telles que le bridage à distance, les onduleurs en panne, les pertes locales, etc. La collecte de données à long terme constitue une valeur ajoutée pour l'amélioration des prévisions de rendement des centrales PVs.

Un protocole de communication clair entre les appareils sur le terrain (capteurs, modules, onduleur, dataloggers, etc.) contribuerait à améliorer les prévisions journalières et à améliorer les échanges avec le réseau électrique. Le modèle de simulation peut utiliser un échange complet d'informations entre les dispositifs pour calculer les prévisions en matière de performances. Cela peut être réalisé par un système d'apprentissage automatique qualifié, dans lequel l'opérateur peut définir, examiner

13 INNOVATIONS ET TENDANCES / SUITE

et valider des conditions spécifiques. Dans ce cadre, une normalisation appropriée de la terminologie et des langues utilisées par tout dispositif communicant sur site est cruciale. Le sujet d'Internet des Objets et de son application au PV est abordé dans la section suivante.

13.1.5. Internet des objets (IoT) et auto-configuration

Portée et description

La télésurveillance de la centrale solaire, en tant que fonction cruciale dans l'exploitation des actifs, reste souvent un processus pénible et coûteux : matériel local défaillant ou instable, communication défaillante entre les périphériques locaux, communication défaillante avec le Cloud ou l'infrastructure du centre de données, problèmes de configuration dans les enregistreurs ou dans le portail, coûts élevés de communication, de configuration ou de rapports.

En outre, les exigences relatives à l'interaction des centrales solaires avec les marchés du réseau électrique, augmentent et définissent de nouvelles spécifications concernant la vitesse, les protocoles et les niveaux de sécurité appliqués.

L'IoT dans les systèmes PVs représente un environnement d'interopérabilité dans lequel tous les dispositifs sur le terrain sont connectés les uns aux autres et se montrent spontanément disponibles pour être connectés au système. De plus, chaque périphérique connecté doit fournir les informations suivantes :

- Les paramètres de l'appareil (marque, type, numéro de série, spécifications internes de la fiche technique),
- Le statut et les conditions de l'appareil (état de fonctionnement, température, etc.),
- La connexion avec d'autres appareils et cartographie (chaînes connectées, onduleur, position du capteur, etc.),
- Toute autre information pertinente.

Des efforts de normalisation (par exemple, l'initiative Orange Button de SunSpec Alliance) sont en cours d'application sur l'ensemble du marché PV, ils contribueront à améliorer les coûts de configuration pour la télésurveillance de la centrale solaire. Cependant, le secteur de la télésurveillance bénéficiera également considérablement des nouvelles technologies de l'Internet des Objets, qui amélioreront le comportement plug-and-play de la communication entre appareils ainsi que la qualité et la sécurité de la communication et réduiront le coût du matériel.

Avantages et inconvénients

Avantages :

- Réduit les coûts du matériel de télésurveillance et de l'infrastructure.
- Réduit les coûts de configuration et de maintenance de l'infrastructure de télésurveillance.
- Améliore la qualité et la stabilité des données.
- Améliore le niveau de sécurité et les options pour la communication bidirectionnelle.

Inconvénients

- Le matériel et les équipements de télésurveillance existants ne seront pas nécessairement compatibles avec les nouvelles technologies de l'Internet des Objets, ce qui aboutira à des solutions hybrides jusqu'à ce que les anciennes technologies soient progressivement supprimées.

État des lieux

De nombreuses technologies d'IoT ont passé la phase du prototype et sont disponibles pour un déploiement à grande échelle. Cependant, de nombreuses solutions et approches technologiques sont proposées sur le marché sans qu'aucune d'elles n'apparaisse comme la meilleure de toutes.

Bien évidemment, ceci pose un problème de normalisation pour l'adoption par l'ensemble de l'industrie solaire de la technologie de l'Internet des Objets afin de bénéficier de ses avantages, tout en réduisant les inconvénients dans les centrales PVs à grande échelle.

13.1.6. Futures meilleures pratiques dans les systèmes de gestion de la documentation

Portée et description

La documentation technique et contractuelle, telle que décrite dans les meilleures pratiques d'aujourd'hui, peut être gérée physiquement ou électroniquement, dans la mesure où le système de gestion de documents (DMS) utilisé conserve tous les documents prêts à la consultation ou au transfert vers les parties prenantes concernées. L'inventaire de la documentation technique liée à un portefeuille de centrales peut devenir très complexe, en particulier à une époque où le secteur solaire européen s'oriente vers un marché secondaire. Compte tenu du nombre de documents à stocker et à échanger par centrale, et du nombre croissant de parties prenantes qui devraient avoir libre accès à un sous-ensemble ou à la totalité de la documentation, il est presque impossible de conserver et de stocker physiquement des fichiers sans un dispositif de haute qualité. La gestion et le stockage de documents électroniques sont devenus ainsi une meilleure pratique dans l'industrie solaire.

En même temps, l'utilisation de méta-balises au lieu d'une structure arborescente classique, est une technique de classement de plus en plus répandue dans laquelle la documentation sur les actifs peut être considérée comme pertinente pour différentes parties prenantes ou autres parties relevant de portefeuilles différents. L'utilisation des méta-informations, et leur normalisation dans une nomenclature commune, sont considérées comme la meilleure pratique à venir, plus particulièrement pour faciliter la gestion contractuelle des grands portefeuilles et des activités de maintenance.

En plus du méta-balisage des documents avec des informations supplémentaires, la possibilité de rechercher du texte intégral dans tout document (scan, word, xls, mail, etc.) s'ajoute aux meilleures pratiques pour garantir que toutes les informations peuvent être répertoriées et recherchées en cas de besoin.

Les documentations techniques et contractuelles, y compris le remplacement des appareils, les entretiens programmés, les contacts de l'équipe d'exploitation, le calendrier d'exploitation, les rapports d'intervention, doivent être étiquetées et stockées électroniquement à l'aide d'une terminologie normalisée. Cela facilitera leur récupération et leurs mises à jour ainsi que la gestion d'exploitation, ou encore la transition d'une centrale à une nouvelle entreprise d'O&M.

Par ailleurs, le DMS sélectionné devrait permettre de mettre en place un système approprié de gestion des utilisateurs, qui automatisera la sécurité et l'échange de documents sensibles entre les parties prenantes.

Avantages et inconvénients

L'idée de méta-balisage de la documentation permet à tout document d'être étiqueté avec des critères différents. De cette manière, toute information peut être stockée sur plusieurs zones temporelles, ressources, enregistrements ou tout autre critère pertinent. Le méta-balisage permet à l'utilisateur ou aux applications de filtrer les informations uniquement sur la base de critères pertinents. Par exemple, seules des images d'une certaine période ou des plans d'un type d'équipement défini. Cette méthode de méta-balisage évite également la nécessité de copier ou de stocker des documents dans divers endroits.

État des lieux

En ce qui concerne l'état de préparation technologique et la pénétration du marché, des solutions de DMS numériques utilisant des méta-balises et la recherche en texte intégral existent déjà et sont adoptées par certains gestionnaires d'actifs et entreprises en O&M. Cette technologie pourrait bientôt devenir une meilleure pratique, bien que la normalisation du marquage électronique de documents dans l'industrie solaire ne soit pas encore mise en œuvre. La reconnaissance de documents et le remplissage automatique de méta-balise sont déjà disponibles sur la plupart des documents, y compris certains types de fichiers numérisés via OCR (Optical Character Recognition, reconnaissance optique de caractères). À un niveau supérieur, la reconnaissance d'image et le marquage automatique permettraient de gagner du temps en exploitation.

13.2. Revêtements de rénovation pour modules PV

13.2.1. Revêtements antisalissures

Portée et description

Les cellules solaires, tout comme les yeux humains, ont besoin d'une surface propre pour fonctionner correctement. Les dépôts et les particules recouvrant la surface des modules PVs, tels que les salissures, les taches, les saletés, les feuilles, le pollen, les excréments d'oiseaux, le calcaire et autres polluants environnementaux ou industriels, empêchent l'irradiance solaire d'atteindre les cellules des modules PV ; l'efficacité et le fonctionnement optimal du système solaire en est inévitablement réduit.

Les salissures influencent le coût de l'électricité produite (LCOE) de deux manières : en entraînant un coût de fonctionnement et de maintenance (nettoyage périodique) et en réduisant l'énergie produite de 1% à 10% dans les cas habituels, et jusqu'à 80% dans les situations extrêmes. En général, la présence de saleté ou de toute autre particule sur la surface du module a un impact sur les propriétés antisalissures. Des produits de revêtement spécifiques dotés de propriétés antisalissure, et offrant également des performances antireflets, ont été développés ces dernières années.

Avantages et inconvénients

Les modules traités avec des revêtements antisalissures se salissent moins rapidement et sont plus faciles à nettoyer. Ils conservent donc des performances plus élevées plus longtemps, ce qui réduit la quantité de nettoyage nécessaire des modules et augmente le rendement de près de 3%.

Certains revêtements antisalissures peuvent également être utilisés pour restaurer les surfaces corrodées des modules solaires. La plupart des revêtements antisalissures sont relativement faciles à utiliser, de sorte qu'ils peuvent être appliqués par l'entreprise d'O&M.

Lorsqu'il s'agit d'appliquer des revêtements sur des modules déjà installés, en général, l'entreprise d'O&M doit soigneusement évaluer les conséquences possibles sur les garanties des modules PV et sur les systèmes d'incitation ou de tarification.

Les revêtements antisalissures sont une couche appliquée sur la surface des modules qui, en principe, n'affecte pas les propriétés de la surface en verre et qui peuvent être enlevés si nécessaire pour des raisons de garantie.

État des lieux

Il existe déjà divers revêtements antisalissures disponibles sur le marché qui peuvent être appliqués sur des modules solaires déjà installés. De nouvelles solutions sont également en cours de développement. Certaines d'entre elles surpassent les revêtements antisalissures plus anciens ou même les revêtements antireflets en termes de gain de puissance. La nouvelle génération de revêtements antisalissures est principalement basée sur les technologies de pulvérisation, mais certains fournisseurs de revêtements antisalissures développent des solutions spécifiques pour les zones désertiques appliquées via des systèmes mécaniques.

13.2.2. Revêtements antireflets

Portée et description

Les pertes de réflexion sont l'un des premiers facteurs de perte survenant dans le flux d'énergie lors de la conversion de la lumière solaire en électricité via la centrale PV.

Les nouveaux revêtements antireflets peuvent être appliqués directement via une méthode « retrofit » sur des modules PV déjà installés sur le site. Une fois appliqués à la surface des modules, ces revêtements réduisent la réflexion et, par conséquent, les pertes qu'elle occasionne, et entraînent ainsi un rendement énergétique supérieur.

Les revêtements innovants spécialement conçus pour les applications après-vente reposent sur la même plate-forme technologique que la technologie antireflet de pointe (ARC, Anti-reflective coating) pour les nouveaux modules. Ces revêtements réduisent la quantité de lumière réfléchie hors du verre, permettant à une plus grande quantité de lumière de traverser la cellule solaire et d'être convertie en électricité.

Un revêtement antireflet fonctionne en fournissant à un photon entrant une transition très progressive de l'air au verre. Ceci est effectué par une variation de la porosité du matériau de très élevée à l'interface revêtement-air, à très faible à l'interface revêtement-verre. Une couche antireflet a généralement une épaisseur de 120 à 150 nm et peut être appliquée sur la surface du panneau à l'aide d'un équipement spécial, communément appelé « applicateur », ou par pulvérisation. Les deux technologies fournissent des résultats différents en

termes d'uniformité de la couche, d'épaisseur et de performance. Plus le processus de revêtement est contrôlable, meilleur sera le résultat final.

Le revêtement antireflet est basé sur une solution de gel de silice appliquée sur la surface du module. Une fois appliquée, la solution devient une couche solide après une période de durcissement. Les tests exécutés avec une application mécanique montrent un gain de puissance entre 3% et 5%. La durabilité de la couche de revêtement est un autre élément à prendre en compte dans la technologie de modernisation antireflet. Un bon revêtement antireflet doit durer au moins 5 ans avec une dégradation physiologique annuelle qui ne doit pas réduire les propriétés du revêtement de plus de 30% par rapport à ses performances initiales.

Avantages et inconvénients

Les revêtements antireflets peuvent augmenter la puissance de sortie des modules sur le terrain de 3 à 4%. Dans certains cas, des tests pilotes ont montré des gains d'énergie allant jusqu'à 5%.

Lorsqu'il s'agit d'appliquer des revêtements sur des modules déjà installés, en général, l'entreprise d'O&M doit soigneusement évaluer les conséquences possibles sur les garanties des modules solaires et sur les systèmes d'incitation ou de tarification. Un revêtement antireflet, s'il est appliqué correctement via une application mécanique spécialement développée à cet effet, n'endommage pas la surface du panneau. Les nouvelles générations de modules solaires ont un revêtement antireflet appliqué au cours du processus de fabrication. Un fournisseur de revêtements qui exécute correctement l'ARC doit être en mesure de fournir des garanties spécifiques au client (par exemple, une assurance de responsabilité du produit).

État des lieux

Il existe déjà dans le commerce des revêtements antireflet pouvant être appliqués a posteriori. D'autres produits sont en cours de développement et de test pour prouver l'applicabilité de la solution à grande échelle et les données seront collectées dans différents endroits.

Des technologies de revêtements antireflets « matures », testées depuis des années, sont déjà disponibles. Ils fournissent des résultats fiables à la fois en termes de durabilité et d'amélioration des performances. Cette solution de revêtement est basée sur une application mécanique via un processus contrôlé impliquant des

mesures de pré-revêtement, un contrôle de qualité pendant le processus de revêtement et des mesures de post-revêtement. A cet effet, des équipements sophistiqués, tels que des spectromètres, capables de mesurer la variation (%) de la réflexion avant et après le processus de revêtement, sont nécessaires. Le marché propose une large gamme de ce type de dispositifs à des prix allant de 5000 à 9000 euros ; cependant tous les spectromètres ne conviennent pas aux applications ARC.

13.3. O&M pour centrales PVs avec stockage

Les systèmes de stockage d'énergie (Energy Storage Systems, ESS) sont un ensemble de technologies visant à dissocier la production d'énergie de la demande. Les systèmes permettent de « stocker » et de délivrer l'électricité excédentaire pendant les périodes de forte demande en électricité, offrant aux consommateurs des possibilités de réduction des coûts et assurant un approvisionnement en électricité régulier et sûr.

Les ESS sont flexibles et peuvent être utilisés de plusieurs manières, par exemple pour renforcer la sécurité énergétique, réduire le nombre de coupures de courant, ou profiter des opportunités tarifaires des marchés d'électricité. En adoptant les systèmes de stockage d'énergie à une échelle commerciale, les pays peuvent réduire leurs importations d'énergie, améliorer l'efficacité du système énergétique et maintenir les prix bas en intégrant mieux les sources variables d'énergies renouvelables.

Enfin, le stockage de l'énergie peut contribuer à une meilleure utilisation de l'énergie renouvelable dans le système électrique, car il peut stocker l'énergie produite lorsque les conditions pour l'énergie renouvelable sont bonnes, mais la demande faible. Ce modèle de production d'électricité plus variable a considérablement accru le besoin en flexibilité du réseau électrique (source : Commission européenne, 2018).

13.3.1. Types de systèmes de stockage

La sélection d'un système de stockage peut influencer de manière significative la stratégie globale O&M d'un projet. Des paramètres techniques tels que la durée de vie de la batterie, l'efficacité, la décharge profonde et / ou la densité de puissance doivent être pris en compte au stade du développement, afin de sélectionner le système de stockage d'énergie adéquat et d'éviter des coûts inutiles tout au long du cycle de vie du projet.

13 INNOVATIONS ET TENDANCES / SUITE

Malgré les nombreuses formes de systèmes de stockage d'énergie (volants d'inertie, air comprimé, thermique) et le stockage de l'énergie hydraulique pompée (PHES) largement utilisé en conjonction avec les centrales hydroélectriques, les systèmes les plus aboutis et les plus couramment utilisés pour les centrales solaires publiques en Europe sont les batteries solides (par exemple au lithium-ion) et les batteries à flux (par exemple, au plomb-acide).

Les batteries solides contiennent un taux de charge plus élevé que les batteries à flux, ce qui signifie qu'elles peuvent se décharger plus rapidement et sont plus efficaces dans les situations où une grande quantité d'énergie est nécessaire sur une courte période de temps (par exemple, des pannes de courant). Les batteries solides durent généralement 15 ans, ce qui signifie qu'elles doivent être remplacées au moins une fois pendant le cycle de vie d'un projet.

De leur côté, les batteries à flux ont une durée de vie de 25 ans. Si elles sont correctement entretenues, elles ne causeront aucune dépense de fonctionnement pour un projet solaire typique. Les batteries à flux sont très efficaces pour répondre à une demande d'énergie constante et à long terme (par exemple, une application de nuit), mais elles seront moins efficaces en cas de panne de courant. Les batteries à flux sont moins nocives pour l'environnement et moins dangereuses (moins inflammables) que leurs homologues solides ; cependant, cela est contrebalancé par leur coût plus élevé.

En règle générale, pour obtenir 1 MWh de stockage, vous avez besoin de 15 m² de batteries au lithium-ion ou de 80 m² de batteries à flux. En conséquence, on pourrait sélectionner des batteries Li-ion si le site est confiné.

13.3.2. Santé, sécurité et environnement

Les systèmes de stockage d'énergie mentionnés ci-dessus sont des appareils électriques et, en tant que tels, sont soumis à des risques importants pour la santé et la sécurité. Pour éviter les dangers (par exemple, une libération d'énergie incontrôlée), une évaluation appropriée des risques doit être effectuée pendant les phases de conception et de planification, et les mesures de sécurité nécessaires doivent être appliquées. Les dangers doivent être identifiés au cours de ces étapes et des mesures appropriées prises pour atténuer les risques et protéger les utilisateurs du système. Les principaux risques sont les suivants : chaleur excessive ou pénétration d'eau et choc électrique et mécanique.

Les facteurs externes et internes doivent être pris en compte lors de l'évaluation des risques car, dans certains cas, le système de stockage d'énergie lui-même peut être la cause d'un incident dangereux. Les principaux risques pour le système de stockage d'énergie à grande échelle peuvent être classés comme suit :

- **électrique**, en cas de contact direct entre une personne et le système,
- **mécanique**, survenant après une collision physique,
- **poisoning or exposure to hazardous materials**
- **autres**, survenant à la suite d'une explosion, d'un incendie, d'un emballement thermique ou d'une fuite de composants chimiques du système.

Pour éviter les risques, le système ne doit pas surchauffer, entrer en contact avec de l'eau ou subir de stress électrique ou d'humidité élevée. Le risque de choc électrique peut être atténué - comme cela est généralement le cas dans les centrales PVs - avec une isolation électrique appropriée, par exemple en portant l'équipement de protection individuelle approprié. Le système de stockage d'énergie doit être entretenu par des techniciens qualifiés, car une manipulation incorrecte augmente le risque de choc électrique. Pour les qualifications du personnel lors de la centrale et de la maintenance des batteries stationnaires, il convient de se référer à IEEE 1657 - 2018.

Des fiches de données de sécurité doivent être fournies aux utilisateurs du système. En cas de réparation ou de remplacement, d'ajout ou de modification du système, il convient de réévaluer le système de sécurité et, si nécessaire, de mettre en place des systèmes de sécurité supplémentaires.

Une meilleure pratique consiste à concevoir le système de manière à permettre le retrait et le remplacement simples des modules. Le système lui-même doit être facilement accessible pour inspection sans qu'il soit nécessaire de démonter le système de stockage d'énergie de manière significative. L'élimination des matières dangereuses doit être conforme aux règles et réglementations locales et nationales.

13.3.3. Exploitation et télésurveillance

Pour augmenter le cycle de vie et l'efficacité d'un système de stockage d'énergie, la mise en œuvre et le suivi régulier d'un système de télésurveillance efficace sont essentiels. Le système de stockage d'énergie doit toujours être équipé d'un système de gestion de l'énergie (Energy Management System, EMS) pour suivre les états de charge / décharge et s'assurer que le système ne dépasse pas les limites de charge prescrites. Le système de gestion environnementale devrait également recueillir des données provenant de compteurs d'énergie, de systèmes auxiliaires et de paramètres de fonctionnement, tels que la température, la tension, le courant, le niveau de puissance, l'état de charge, l'état d'énergie et les messages d'alerte, afin d'évaluer quotidiennement l'état du système de stockage d'énergie.

Lorsque vous travaillez avec un système de stockage d'énergie, la communication entre l'opérateur et l'administrateur du réseau est un facteur clé. Le producteur d'énergie devrait, un jour avant, communiquer à l'administrateur du réseau une estimation de l'heure (charge de la batterie) prévue à laquelle la charge doit s'arrêter, ainsi qu'une estimation de l'heure à laquelle la décharge devrait commencer. Le producteur doit également communiquer quotidiennement sa production prévue à puissance constante. Dans certains cas, le producteur doit fournir à l'administrateur du réseau des estimations horaires des périodes de charge / décharge et de la capacité de production maximale. Dans tous les cas, une compréhension des règles précises des différents systèmes électriques nationaux est nécessaire pour déterminer les obligations relatives à l'utilisation prévisionnelle du système de stockage de batterie.

13.3.4. Maintenance

Pour effectuer une maintenance systématique, un plan sur site indiquant la procédure à suivre pour tester le composant et le système est nécessaire. En cas de réparation ou de remplacement de tout composant du système, il convient de vérifier si le changement est conforme à la réglementation en vigueur.

Les systèmes de stockage d'énergie devraient être fournis avec un manuel opérationnel, comprenant au moins les sujets suivants :

- un aperçu du système et de l'agencement du site ;
- la description des composants du système ;
- les cycles de maintenance pour tous les composants, y compris les actions à entreprendre lors des activités d'inspection et de maintenance ;
- les consignes de sécurité.

En outre, pour éviter de réduire la durée de vie de votre système de stockage d'énergie, il est recommandé de réguler l'environnement du container où se trouvent les batteries (25 °C, absence d'humidité). Un Système de Gestion de l'Energie devrait être mis en place pour surveiller les conditions de charge / décharge de votre batterie en fonction de la demande du marché. Alors que les batteries à flux sont résilientes et peuvent exécuter des cycles complets de charge / décharge, les batteries lithium-ion se détériorent lentement si elles subissent de tels cycles. En règle générale, les batteries lithium-ion ne doivent pas être chargées à plus de 90% et à moins de 10% de leur capacité de stockage d'énergie.

14

O&M POUR LES SYSTÈMES SOLAIRES DÉCENTRALISÉS

Ce chapitre est destiné à vous assister dans la mise en œuvre des meilleures pratiques établies pour les projets de grande échelle décrites en détail dans les chapitres précédents du document, aux projets solaires décentralisés. Toutes les meilleures pratiques mentionnées dans ce Guide pourraient théoriquement être appliquées au plus petit système solaire, quoique cela ne soit pas le cas en pratique en raison de la diversité des parties prenantes et des implications financières.

Il faut avant tout veiller à fournir le plus grand soin possible, et de la manière la plus rentable, de façon à fournir le coût de l'électricité produite (LCOE) le plus bas possible aux propriétaires de systèmes PV décentralisés – généralement des propriétaires d'habitations ou des entreprises ou des entités publiques.

Les principaux facteurs qui influent le choix des meilleures pratiques pour les centrales décentralisées se présentent comme suit :

- Des groupes de parties prenantes qui sont différents : les propriétaires de centrales ne sont pas des professionnels de l'énergie solaire.
- Des aspects économiques différents : le matériel de télésurveillance supplémentaire (température/irradiance) en sus de l'onduleur représente un pourcentage plus important pour l'investissement total. Les coûts des inspections physiques sur site et des interventions sont proportionnellement plus élevés que les économies réalisées.
- Une incidence plus élevée des incertitudes : plus d'ombrage, précision des données plus basse, moins d'inspections visuelles.

Comme dans le cas des meilleures pratiques destinées aux centrales de grande taille, les exigences nationales spécifiques (telles que les exigences administratives et de reporting liées aux régimes de soutien, les exigences en matière de santé, de sécurité et d'environnement, et les codes de construction) doivent toujours être suivis par les entreprises d'O&M agissant dans le contexte des projets solaires décentralisés.

14.1. Parties prenantes

Les parties prenantes actives dans le domaine d'O&M décentralisée sont généralement au propriétaire du système et au revendeur/installateur, avec une implication directe des fournisseurs, des ingénieurs/conseillers tiers et des prêteurs. L'installateur de la centrale utilisera généralement des fournisseurs de logiciels tiers pour fournir les services de télésurveillance et d'alerte basique.

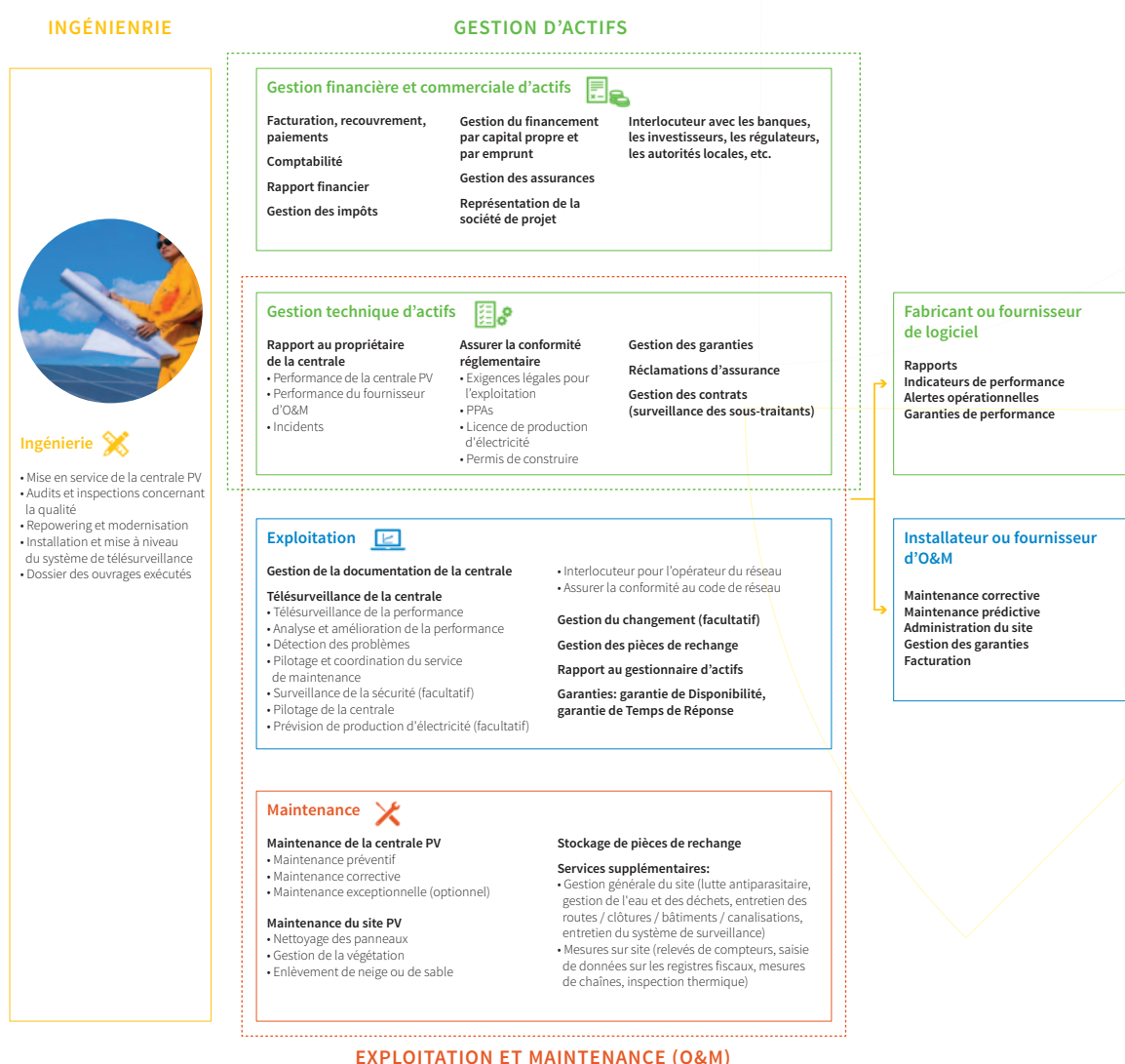
14 O&M POUR LES SYSTÈMES SOLAIRES DÉCENTRALISÉS / SUITE

L'installateur ne doit pas tirer parti de sa position de force et devrait fournir en toute transparence et précision toutes les informations aux propriétaires du système. En particulier, il est nécessaire de déterminer clairement l'impact si les prévisions de rendement ne sont pas atteintes, et les exigences en matière d'O&M

doivent inclure des inspections électriques planifiées et une maintenance corrective.

L'installateur ne doit pas indiquer que les systèmes solaires sont autonettoyants et ne nécessitent aucune maintenance.

FIGURE 10 RÔLES ET RESPONSABILITÉS DES DIFFÉRENTS ACTEURS DANS LE DOMAINE D'O&M POUR L'ÉNERGIE SOLAIRE DÉCENTRALISÉE



14 O&M POUR LES SYSTÈMES SOLAIRES DÉCENTRALISÉS / SUITE

14.2. Santé, sécurité et environnement

Les précautions nécessaires décrites dans le chapitre 3. Santé, sécurité et environnement des centrales de grande taille doivent être respectées. L'accent devrait être mis davantage sur la formation et les compétences requises pour travailler en hauteur et sur les toits.

Il est plus probable que l'accès au système soit possible pour des tiers qui ne participent pas directement à la maintenance du système solaire. Les développeurs et les entreprises d'O&M doivent fournir une « formation des parties prenantes » aux personnes travaillant ou résidant à proximité de la centrale.

Une signalisation appropriée des dangers doit être affichée à côté de tout dispositif dangereux.

14.3. Personnel et formation

Avec un propriétaire de centrale qui n'est pas un professionnel, une attention toute particulière doit être accordée aux informations qui lui sont fournies à toutes les étapes du cycle de vie du projet.

- Les détaillants / installateurs doivent exprimer clairement la nécessité d'une maintenance continue et s'assurer que cela se reflète dans toute analyse financière fournie aux clients. Une meilleure pratique impliquerait soit
 - que l'installateur fournisse le service de maintenance lui-même (ou)
 - l'assurance d'un transfert clair et continu à des fournisseurs tiers des services d'O&M.
- Mettre à la disposition du propriétaire un manuel avec les informations de contact et une description des indicateurs opérationnels et des procédures qu'il doit suivre, y compris une documentation claire indiquant que le client est responsable du maintien de l'exposition solaire / ombrage d'origine.

14.4. Télésurveillance et rapports

Le propriétaire de centrale n'étant généralement pas un professionnel de l'énergie solaire, les rapports doivent être facilement compréhensibles et clairs. Les rapports ont pour but de vérifier que l'actif fonctionne conformément aux attentes telles qu'établies par le revendeur / installateur lors du processus de vente.

Une question centrale du service d'O&M pour le solaire décentralisé est d'assurer la précision du contrôle des performances d'un système décentralisé à petite échelle, étant donné l'absence probable d'un pyromètre et de capteurs de température de modules.

Protocoles

L'utilisation de protocoles de communication standard et sécurisés devrait être encouragée afin d'éviter le « verrouillage du fournisseur ». Lorsque des protocoles standard sont utilisés, un marché libre et concurrentiel est créé au niveau du matériel et des logiciels.

Confidentialité et cybersécurité

La confidentialité et la cybersécurité sont des aspects très importants non seulement pour les centrales PVs de grande échelle, mais également pour les installations décentralisées. Les recommandations de la section 10.7. *Propriété des données et confidentialité* et 10.8. *Cybersécurité* s'applique également aux centrales décentralisées.

Indicateurs de Performance (KPI)

Pour les rapports destinés aux propriétaires de centrales, l'accent doit être mis sur l'Indice de Performance Énergétique (EPI) plutôt que sur la Disponibilité, les Temps d'Arrêt ou l'Indice de Performance (PR). L'EPI est une mesure facilement explicable qui n'exige pas une compréhension approfondie de l'énergie solaire. (Voir 11.1.2.6. *Indice de performance énergétique* pour plus de détails).

Si l'EPI est supérieure à 100%, le système répond aux attentes en fonction des conditions météorologiques réelles.

Le Productible Attendu basé sur les conditions météorologiques réelles doit utiliser les mêmes hypothèses (PR, ombrage, dégradation) que celles qui ont été utilisées pour au moment de l'investissement. L'EPI doit être signalé au propriétaire de centrale au moins une fois par an, mais l'entreprise d'O&M doit examiner et prendre des mesures plus fréquemment (mensuellement).

14 O&M POUR LES SYSTÈMES SOLAIRES DÉCENTRALISÉS / SUITE

Collecte des données du Productible de Référence

Afin de calculer avec précision l'indice de performance énergétique, il est nécessaire de collecter des données de Productible de Référence (irradiance locale) et de température. Les méthodes suivantes peuvent être appliquées pour la collecte du Productible de Référence :

TABLEAU 11 MÉTHODES PROPOSÉES POUR LA COLLECTE DU PRODUCTIBLE DE RÉFÉRENCE

SOURCE DU PRODUCTIBLE DE RÉFÉRENCE	PRÉCISION	COÛT DU MATÉRIE	COMMENTAIRES
Pyranomètre sur place	Haute*	Haute	Pour plus d'informations, voir 10.9.1. Les mesures d'irradiance.
Capteur de niveau du panneau	Haute	Haute	
Données satellitaires	Moyen-élevé**	Aucun	Pour plus d'informations, voir 10.9.1 : Mesures d'irradiance.
Capteurs cellule solaire	Moyen	Faible	
Comparaison locale	Moyen à Faible	Aucun	La base de comparaison doit être vérifiée.
Données historiques	Faible	Aucun	La variation mensuelle peut être +/- 20%

* LES PYRANOMÈTRES ET LES CAPTEURS DE CELLULES NÉCESSITENT UN NETTOYAGE ET UN RECALIBRAGE PÉRIODIQUES AFIN DE CONSERVER UN NIVEAU DE PRÉCISION OPTIMAL.

SI CELA NE PEUT ÊTRE MAINTENU, UN BON JEU DE DONNÉES D'IRRADIANCE PAR SATELLITE EST PRÉFÉRABLE.

** LA PRÉCISION DES DONNÉES SATELLITAIRES DÉPEND DU TYPE DE SOURCE. CEPENDANT, LES MEILLEURES RÉFÉRENCES ONT UNE GRANULARITÉ DE 3X3 KM² ET N'INCLUENT PAS LES OMBRAGES LOCAUX.

Ombre

Les projets décentralisés ont des profils d'ombre beaucoup plus grands et plus variables que les projets à grande échelle, même les grands projets commerciaux rencontrent généralement des obstacles importants au niveau du toit. Les meilleures pratiques exigent que les rendements attendus utilisés dans l'IPE soient ajustés en fonction des impacts attendus liés à l'ombrage pour l'intervalle des KPIs.

En tant que recommandation, le dessin de la ligne d'horizon et des obstacles devrait être inclus dans toutes les modélisations de rendement.

14.5. Exploitation

Pour assurer la maximisation de la production et, par conséquent, le coût de revient d'électricité (LCOE) d'un actif solaire, le propriétaire doit mener ou sous-traiter une activité d'O&M de façon sûre et appropriée.

Le propriétaire de centrale doit avoir accès à une ligne d'assistance client et savoir qui contacter en cas de problème. Cette information est idéalement placée à côté de l'onduleur.

Les services d'O&M pour les systèmes décentralisés doivent couvrir les incidents ci-dessous :

14.6. Maintenance

L'entreprise d'O&M doit fournir un plan de maintenance au propriétaire de centrale pendant ou avant la mise en service du système.

Les toits sous garantie nécessitent une maintenance préventive annuelle de la toiture afin de maintenir la garantie de cette dernière. Comme meilleure pratique, il est recommandé au revendeur / installateur et à l'entreprise d'O&M de rencontrer le prestataire de la maintenance du toit pour s'assurer que les deux équipes ont une bonne compréhension de leurs rôles, de leurs responsabilités et respectent les besoins de l'autre.

14 O&M POUR LES SYSTÈMES SOLAIRES DÉCENTRALISÉS / SUITE

TABLEAU 12 INCIDENTS COUVERTS PAR DES ACCORDS DE SERVICE D'O&M POUR LES SYSTÈMES SOLAIRES DÉCENTRALISÉS

INCIDENT	CLASSIFICATION	COMMENTAIRE
Alarmes onduleur	Exigence minimale	Les alarmes générées par l'onduleur doivent être réceptionnées 1 fois par jour au moins. Le responsable de la maintenance doit prendre les mesures nécessaires dans les plus brefs délais. <ul style="list-style-type: none"> • Résidentiel : dans les 7 jours • Commercial : dans les 2 jours
Défaut du système de télésurveillance	Exigence minimale	Le diagnostic à distance d'un défaut du système de télésurveillance doit être effectué dans un délai de 2 jours. Etant donné que la défaillance est souvent causée par un défaut onduleurs ou par des problèmes du côté continu, ce diagnostic doit être fait rapidement pour déterminer si le défaut est limité à la télésurveillance ou si la production en est affectée. L'entrepreneur d'O&M doit avoir de bonnes directives et de bons guides de dépannage qui permettent au propriétaire du système d'auto-diagnostiquer et de résoudre les problèmes posés. Résolution d'un défaut de système de télésurveillance sans pertes de rendement : <ul style="list-style-type: none"> • Résidentiel : dans les 7 jours • Commercial : dans les 2 jours
Défaut de l'onduleur	Exigence minimale	Dès qu'un défaut de l'onduleur est indiqué par les alarmes de l'onduleur ou par la télésurveillance, le remplacement doit être effectué : <ul style="list-style-type: none"> • Résidentiel : dans les 2 jours • Commercial : en 1 jour
Alertes de performance au niveau du système	Meilleure pratique	La durée et la fréquence des rapports doit dépendre de la précision prévue et de la disponibilité des données d'irradiance en temps réel. Une meilleure pratique serait une comparaison mensuelle, le minimum serait une fois par an.
Alertes au niveau de la chaîne/modules / onduleurs	Recommandé	Pour les projets commerciaux dotés de plus d'un onduleur, les rapports doivent être réalisés au niveau de l'onduleur au minimum. Rapport pour alerter sur le défaut de la chaîne ou au niveau du MPPT est recommandé quand c'est possible.
Nettoyage du module (et pyranomètres ou des cellules de capteur s'il y en a)	Exigence minimale	Les objectifs de la planification de nettoyage du module doivent être basés sur le site, le type de la centrale et la taille, et les conditions environnementales. La planification effective du nettoyage du module peut être ajustée en fonction de la performance (IPE) du système au fil du temps.

14.7. Gestion des pièces de rechange

Si cela est économiquement réalisable, l'entreprise d'O&M devrait avoir des pièces de rechange de base en stock. Dans le cas contraire, il convient de choisir des fabricants de composants capables de fournir un service local et de remplacer rapidement les produits défectueux.

L'onduleur est la pièce de rechange maitresse, car la plupart des activités de télésurveillance en dépendent.

REFERENCES

- Brabandere, K. De; M. Richter; F. Assiandi and B. Sarr. 2014. "Engineering Models for PV System Operations," Performance Plus WP2 Deliverable D2.3, Jul. 2014.
- Eder G.C., Y. Voronko, P. Grillberger, B. Kubicek, K. Knöbl, „UV-Fluorescence Measurements as Tool for the Detection of Degradation Effects in PV-Modules”, 34th EUPVSEC 2017
- European Commission. 2018. "Energy storage". Web: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/energy-storage>
- European Commission. 2019. "Cybersecurity Act". Web: <https://ec.europa.eu/digital-single-market/en/news/cybersecurity-act-strengthens-europes-cybersecurity>
- European Parliament. 2016. Cyber Security Strategy for the Energy Sector (IP/A/ITRE/2016-04 PE587.333. Web: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2016/587333/IPOL_STU\(2016\)587333_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2016/587333/IPOL_STU(2016)587333_EN.pdf)
- GTM. 2013. "Megawatt-Scale PV Plant Operations and Maintenance: Services, Markets and Competitors, 2013-2017", Greentech Media.
- IEC 61724-1:2017. Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring. International Electrical Commission. Web: <https://webstore.iec.ch/publication/33622>
- IEC TS 62446-3 Ed.1: Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography." 2017.
- ISO 9060. 2018. "Solar energy — Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation." Web: <https://www.iso.org/standard/67464.html>
- Jahn, Ulrike, M. Herz, M. Köntges, D. Parlevliet, M. Paggi, I. Tsanakas, J.S. Stein, K. A. Berger, S. Ranta, R. H. French, M. Richter, T. Tanahashi, Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications, Report IEA-PVPS T13-10:2018, ISBN 978-3-906042-53-4, Web: <http://iea-pvps.org/index.php?id=480>
- KIC InnoEnergy. 2015. "Future renewable energy costs: solar photovoltaics. How technology innovation is anticipated to reduce the cost of energy from European photovoltaic installations". Web: <http://www.innoenergy.com/wp-content/uploads/2016/01/KIC-InnoEnergy-Solar-PV-anticipated-innovations-impact.pdf>
- Klise, G. T. and J. S. Stein. 2009. "Models Used to Assess the Performance of Photovoltaic Systems," Sandia National Laboratories, SAND2009-8258, Dec. 2009.
- Köntges M., S. Kajari-Schröder, I. Kunze, "Cell Cracks Measured by UV Fluorescence in the Field", 27th EUPVSEC 2012
- Lausch D., M. Patzold, M. Rudolph, C.-M. Lin, J. Froebel, K. Kaufmann, "Magnetic Field Imaging (MFI) of Solar Modules", 35th EUPVSEC 2018
- Muehleisen W., G. C. Eder, Y. Voronko, M. Spielberger, H. Sonnleitner d. K. Kneobl, R. Ebner, G. Ujvari, Chr. Hirschl, "Outdoor detection and visualization of hailstorm damages of photovoltaic plants", Renewable Energy 118 (2018) 138-145
- NREL. 2017. System Advisor Model (SAM). National Renewable Energy Laboratory. <http://sam.nrel.gov>.
- NREL, 2018. Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems, 3rd Edition. National Renewable Energy Laboratory, Sandia National Laboratory, SunSpec Alliance and the SunShot National Laboratory Multiyear Partnership (SuNLaMP) PV O&M Best Practices Working Group; December 2018, Web: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73822.pdf>
- N. Reich, B. Mueller, A. Armbruster, W. G. J. H. M. van Sark, K. Kiefer, and C. Reise. 2012. "Performance Ratio Revisited: Is PR > 90% Realistic?" Progress in Photovoltaics: Research and Applications 20 (6): 717–26. doi:10.1002/pip.1219.
- Patzold M., K. Kaufmann, C.-M. Lin, M. Rudolph, D. Lausch, "Quantitative Evaluation Of Soldering Contacts During Thermal Cycling Using Magnetic Field Imaging (Mfi), 36th EUPVSEC 2019
- Pelland, Sophie; Jan Remund; Jan Kleissl; Takashi Oozeki and Karel De Brabandere. 2013. "Photovoltaic and Solar Forecasting - State of the Art." Report IEA PVPS T14-01:2013. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme
- PVsyst SA. 2017. PVsyst Photovoltaic Software. <http://www.pvsyst.com>.
- Richter, Mauricio, Karel De Brabandere, John Kalisch, Thomas Schmidt, and Elke Lorenz. 2015. "Best Practice Guide on Uncertainty in PV Modelling." Public report Performance Plus WP2 Deliverable D2.4. Web: http://www.perplus.eu/frontend/files/userfiles/files/30899_1_PerfPlus_Deliverable_D2_4_20150205.pdf
- SANDIA. 2017. PVPerformance Modeling Collaborative. <https://pvpmmc.sandia.gov/>
- SAS. 2018. "Data Mining, what it is and why it matters." Web: https://www.sas.com/en_us/insights/analytics/data-mining.html. Retrieved on 19/09/2018.
- Schlothauer J., S. Jungwirth, M. Köhl, B. Röder, „Degradation of the encapsulant polymer in outdoor weathered photovoltaic modules”, Solar Energy Materials & Solar Cells 102(2012) 75- 85”
- Shelton Honda, Alex Lechner, Sharath Raju, and Ivica Tolich. 2012. "Solar PV System Performance Assessment Guideline for SolarTech." San Jose, California: San Jose State University.
- SolarPower Europe (2019), Asset Management Best Practice Guidelines, Version 1.0. SolarPower Europe. Download from www.solarpowereurope.org
- Woyte, Achim, Mauricio Richter, David Moser, Stefan Mau, Nils H. Reich, and Ulrike Jahn. 2013. "Monitoring of Photovoltaic Systems: Good Practices and Systematic Analysis." In 28th EU PVSEC, 3686–94. Paris, France.
- Woyte, Achim, Mauricio Richter, David Moser, Nils Reich, Mike Green, Stefan Mau, and Hans Georg Beyer. 2014. "Analytical Monitoring of Grid-Connected Photovoltaic Systems - Good Practice for Monitoring and Performance Analysis." Report IEA-PVPS T13-03: 2014. IEA PVPS.

B ANNEXE

b. Documentation accompagnant la centrale PV.

TYPE D'INFORMATION ET NIVEAU DE DÉTAIL DES DOCUMENTS DE DESIGN OU D'EXÉCUTION

NON.	EXIGENCES MINIMALES	LA DESCRIPTION	COMMENTAIRES
1	Informations sur le site	<ul style="list-style-type: none"> Localisation / Carte / Coordonnées GPS Accès de la centrale / clés Routes d'accès Bâtiment O&M Stock/entrepôt des Pièces de rechange Informations sur la sécurité du site Liste des parties prenantes et des informations de contact (par exemple, propriétaire du site, contacts administratifs, pompiers, sous-traitants/ fournisseurs de services, ...) 	
2	Dessins du projet	<ul style="list-style-type: none"> Plan de la centrale et les dispositions générales Plan de câblage Liste des câbles Planification des câbles / document d'interconnexion des câbles Schéma unifilaire Configuration des chaînes de modules (numéros de chaîne, afin de déterminer à quelle boîte DC et à quel onduleur une chaîne est raccordée) Plan du système de mise à la terre Plan du système de protection contre la foudre Plan du système d'éclairage (en option) Plan topographique 	« Dessin du plan du système de protection contre la foudre » (peut être facultatif)
3	Etudes de projet	<ul style="list-style-type: none"> Etude / simulation de l'ombrage Etude / simulation du rendement énergétique Etude de dimensionnement de l'onduleur 	
4	Etudes en fonction des exigences réglementaires nationales	<ul style="list-style-type: none"> Calculs des chutes de tension Etude de coordination des protections électriques Etude de court-circuit Etude de mise à la terre Calculs du dimensionnement des câbles Etude du système de protection contre la foudre 	
5	Modules PV	<ul style="list-style-type: none"> Fiches techniques Liste des tests flash avec positionnement des modules solaires sur le terrain (référence aux numéros de chaîne et de positionnement dans la chaîne) Garanties et certificats 	
6	Onduleurs	<ul style="list-style-type: none"> Manuel O&M Rapport de mise en service Garanties et certificats Rapport de tests d'acceptation en usine Réglages de l'onduleur Schéma coté 	
7	Station Moyenne Tension / Poste onduleur	<ul style="list-style-type: none"> Plan de l'agencement de la station MT / poste onduleur Plan des fondations de la station MT / poste onduleur Procédure de montage Dessin du plan d'éclairage interne normal / d'urgence Dessin du plan du système de détection et de lutte contre les incendies (si nécessaire) Plan du système haute tension AC Manuel d'installation et d'O&M du système haute tension AC Étude du système haute tension AC (selon les réglementations nationales) Dessin du système de la mise à la terre Liste des câbles 	
8	Transformateur MT / BT	<ul style="list-style-type: none"> Manuel O&M Rapport de mise en service Rapport de tests d'acceptation en usine Rapport d'essai de type Rapports de tests de routine Garanties et certificats Schéma coté avec la liste des pièces 	

NON.	EXIGENCES MINIMALES	LA DESCRIPTION	COMMENTAIRES
9	Câbles	<ul style="list-style-type: none"> Fiches techniques Rapports de tests de routine et de type 	
10	Appareillages BT et MT	<ul style="list-style-type: none"> Schéma unifilaire Schémas de l'appareillage électrique Fiches techniques et manuels du matériel Rapport de tests d'acceptation en usine Rapport d'essai de type Rapports de tests de routine Schéma coté Garanties et certificats Paramètres des relais de protection Procédure de commutation / consignation (conformément aux réglementations nationales) 	« Paramètres des relais de protection » et « Procédures de commutation / consignation » ne concernent que l'appareillage MT
11	Appareillage HT	<ul style="list-style-type: none"> Schéma unifilaire Dessins d'assemblage des structures en acier Plan d'ensemble du poste d'évacuation haute tension Fiches techniques et manuels des équipements HT (TC [transformateurs de courant], TT [transformateurs de tension], disjoncteurs, sectionneurs, parafoudres, isolateurs) Schéma de la mise à la terre Rapports d'essai de type et de routine des équipement HT Etude d'inter-verrouillage Procédure de commutation / consignation (conformément aux réglementations nationales) Garanties et certificats 	
12	UPS & Batteries	<ul style="list-style-type: none"> Manuel de l'O&M et d'installation Rapport de mise en service Garanties et certificats Fiches techniques Schéma coté 	
13	Structure de montage	<ul style="list-style-type: none"> Schémas de montage mécanique Garanties et certificats 	
14	Trackers	<ul style="list-style-type: none"> Schémas de montage mécanique Schéma électrique Schéma fonctionnel Certificats d'équipement, manuels et fiches techniques (moteurs, encodeurs) Liste des entrées et sorties (E / S) des PLC par type (numérique, analogique ou Bus) Rapports de mise en service Garanties et certificats 	
15	Sécurité, ASystème anti-intrusion et système d'alarme	<ul style="list-style-type: none"> Plan du système de sécurité / dessin du plan d'ensemble Schéma fonctionnel du système de sécurité Schéma du système d'alarme Manuels d'équipement et fiches techniques Accès à des informations d'identification de sécurité (par exemple, les mots de passe, des instructions, des clés, etc.) Garanties et certificats 	
16	Télésurveillance / Système SCADA	<ul style="list-style-type: none"> Manuel O&M et d'installation Liste des entrées par type (numérique, analogique ou BUS) Schéma électrique Schéma fonctionnel (y compris les adresses de réseau) Fiches techniques de l'équipement 	Liste d'E/S, inclut par exemple les relevés de capteurs qui sont recueillis par les enregistreurs de données.
17	Pilotage de la centrale	<ul style="list-style-type: none"> Description du système de pilotage de la puissance de la centrale Salle de pilotage (le cas échéant) Instructions de pilotage de la centrale Fonctionnalité et instructions de contrôle du disjoncteur (à distance / sur place) Liste des entrées et sorties 	
18	Système de communication	<ul style="list-style-type: none"> Manuel O&M et d'installation Système de communication interne Communication externe avec le système de télésurveillance ou le centre d'exploitation Plan de réseau IP Plans de réseau BUS 	

C ANNEXE

c. Exemples importants d'enregistrements d'entrées dans le contrôle d'enregistrements.

CONTRÔLE D'ENREGISTREMENTS

NO.	TYPE D'ACTIVITÉ	TYPE D'INFORMATION	ENREGISTREMENT D'ENTRÉE	RÉFÉRENCES / COMMENTAIRES
1	Alarmes / Incidents d'exploitation	Description des alarmes	Date et heure, puissance affectée, code équipement / Nom, messages d'erreur / Codes, classification de la gravité, période de bridage, visites / Inspections de tiers	
2	Gestion des contrats	Description générale du contrat	Nom du projet / Code, nom du client, puissance crête (kWc)	
3	Gestion des contrats	Description de l'actif	Type de structure, type de centrale	
4	Gestion des contrats	Période de contrat	Date début et fin du contrat	
5	Gestion des contrats	Clauses contractuelles	Valeur du contrat, disponibilité (%), PR (%), Matériaux / Pièces de rechange, Main d'œuvre pour travail correctif	
6	Maintenance corrective	Description de l'activité	Typologie des défauts, défauts, état de défaut, procédure de des problèmes, causes des problèmes	EN13306 - Maintenance. Terminologie de la maintenance
7	Maintenance corrective	Journal des événements de maintenance corrective	Alarmes associées (avec date), État de l'événement	EN13306 - Maintenance. Terminologie de la maintenance
8	Maintenance corrective	Journal des événements de maintenance corrective	Date et heure de la maintenance corrective réalisée (ou ordre de travail), Date et heure changement d'état (en attente, ouvert, résolu, clos), date et heure de fin de l'intervention, date et heure du début de l'intervention, Nom et fonction des techniciens et des responsables	EN13306 - Maintenance. Terminologie de la maintenance
9	Maintenance corrective	Équipement d'intervention / Nom de l'élément	Puissance affectée et la production affectée, code /Nom équipement	
10	Gestion de l'inventaire	Gestion de l'entrepôt	Comptage de l'Inventaire et mouvement de stock de l'inventaire, code équipement / Nom	
11	Télésurveillance et contrôle	État de l'équipement	Date, journal d'état (dispositifs de protection, onduleurs, systèmes de télésurveillance, systèmes de suivi)	
12	Télésurveillance et contrôle	Données météo	Irradiance, température du panneau, autres variables météo (température ambiante, humidité de de l'air, vitesse et direction du vent, ...)	IEC 61724 – Monitoring de la performance du système PV - Directives pour la mesure, l'échange et l'analyse des données
13	Télésurveillance et contrôle	Production / données de consommation	Courant alternatif actif et réactif au point d'injection de la centrale PV, et autres sous-systèmes ou équipements, consommation des systèmes auxiliaires, autres variables (tensions DC / AC et, fréquence), puissance provenant du champ DC	IEC 61724 – Monitoring de la performance du système PV - Directives pour la mesure, l'échange et d'analyse des données
14	Télésurveillance et contrôle	Données de performance	Production d'énergie; PR; Prévus vs Réel	

CONTRÔLE D'ENREGISTREMENTS

NO.	TYPE D'ACTIVITÉ	TYPE D'INFORMATION	ENREGISTREMENT D'ENTRÉE	RÉFÉRENCES / COMMENTAIRES
15	Maintenance préventive	Plan de maintenance	Plan de maintenance préventive	
16	Maintenance préventive	Matériel d'intervention / Nom de l'élément	Puissance et production Affectée, Code équipement / Nom, Date de début et de fin d'intervention	
17	Maintenance préventive	Description d'entretien	Mesures, tâches de maintenance préventive exécutées, problèmes non résolus au cours de l'activité et de sa classification et typification, Nom et fonction des techniciens et des et responsables	
18	Documentation de centrale PV	Mise en service	Documentation de mise en service et résultats de tests	IEC 62446 - Systèmes PVs (PV) - Exigences pour les tests, la documentation et la maintenance- Partie 1: Systèmes connectés au réseau - Documentation, mise en service et tests d'inspection
19	Documentation de centrale PV	Exploitation et maintenance	Manuels d'équipement, Manuel O&M de la centrale PV	IEC 62446 - Systèmes PVs (PV) - Exigences pour les tests, la documentation et la maintenance- Partie 1: Systèmes connectés au réseau - Documentation, mise en service et tests d'inspection
20	Documentation de centrale PV	Documentation du système	Dossier des Ouvrages Exécutés (les Fiches techniques, schémas de câblage, données du système)	IEC 62446 - Systèmes PVs (PV) - Exigences pour les tests, la documentation et la maintenance- Partie 1: Systèmes connectés au réseau - Documentation, mise en service et tests d'inspection
21	Warranty Management	Enregistrement des réclamations	Équipement Affecté, Description des réclamations date de l'incident, Communications entre l'O&M, le client et le fabricant / fournisseur	

D ANNEXE

D. Plan de maintenance annuel.

Le plan de maintenance pour centrales PV de grande taille est conçu pour un site de 3-5 MW (site loin du bord de mer). Le plan de maintenance pour systèmes décentralisés est conçu pour une centrale fixe de 50 kW à 1MW montée sur toiture avec un accès sécurisé. Le plan de maintenance s'applique à la fois aux centrales de grande taille et aux systèmes décentralisés. Pour les systèmes décentralisés, prière prendre en compte la légende suivante. **a**: décentralisé : seulement si nécessaire; **b**: décentralisé : recommandation; **c**: décentralisé : non applicable; **d**: décentralisé : meilleure pratique.

Les abréviations décrivent l'importance et la fréquence des tâches de maintenance liées à chaque composante de l'installation solaire: **TLJ**: Tous les jours, **M**: Mensuelle; **T**: trimestrielle; **S**: semestriel **A**: chaque année; **NA**: tous les N ans; **E**: entière centrale; **SD**: sous-ensemble défini; **SA**: sous-ensemble aléatoire.

ÉQUIPEMENT	TÂCHE	IMPORTANCE	FRÉQUENCE	DEGRÉ
Modules PV	Inspection d'intégrité et remplacement	Minimum requis	A	E
	Inspection thermographique	Recommandation	A	E
	Inspection par mesures	Si nécessaire	A	SD
	Vérifier le serrage des fixations	Minimum requis	A	SA
	Nettoyage des modules	Selon les conditions locales	(A)	E
	Inspection par échantillon de l'intérieur des boîtes de jonction (si possible)	Recommandation	A	E
	Inspection d'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Inspection des documents	Si nécessaire	A	E
	Vérifier l'étiquetage et l'identification	Minimum requis	A	SA
	Inspection visuelle des protections électriques et test fonctionnel	Minimum requis	A	E
Armoires et tableaux électriques	Vérifier l'état des fusibles	Minimum requis	A	E
	Vérifier l'état de protection contre les surtensions/la foudre (le cas échéant)	Minimum requis	A	E
	Vérifier l'intégrité des câbles et l'état des terminaux	Minimum requis ^a	A	E
	Vérification fonctionnelle des capteurs (le cas échéant)	Recommandation ^a	A	E
	Inspection des mesures	Meilleure Pratique ^a	A	E
	Inspection thermographique	Recommandation ^a	A	E
	Vérifier le serrage	Minimum requis ^a	A	E
	Lubrification of locks/Graissage/lubrification des serrures	Minimum requis ^a	A	E
	Test de fonctionnement de la télésurveillance (le cas échéant)	Recommandation ^a	A	E
	Inspection de l'intégrité	Minimum requis	A	SA
Câbles	Vérifier l'étiquetage et l'identification	Minimum requis	A	SA
	Vérifier les terminaisons des câbles	Minimum requis	A	SA
Onduleurs	Inspection par mesures	Recommandation	A	SA
	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification des documents	Meilleure Pratique	A	E
	Vérification de l'étiquetage et de l'identification	Minimum requis	A	SA
	Inspection visuelle de protections électriques, vérification du bon fonctionnement	Minimum requis	A	E
	Vérification des fusibles	Minimum requis	A	E
	Vérification des protections contre les surtensions/foudre	Minimum requis	A	E
	Inspection thermographique	Meilleure Pratique ^b	A	E
	Vérification fonctionnelle des capteurs	Minimum requis	A	SA

ÉQUIPEMENT	TÂCHE	IMPORTANCE	FRÉQUENCE	DEGRÉ
Onduleurs - Onduleurs centraux - Onduleurs string	Inspection des mesures	Minimum requis	A	E
	Vérification des paramètres	Minimum requis	A	E
	Test de fonctionnement du système de ventilation	Minimum requis	S	E
	Vérification des piles	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Remplacement des piles		(3 ans)	E
	Remplacement des ventilateurs		(5 ans)	E
	Inspection des équipements de sécurité	Minimum requis	A	E
	Nettoyage des filtres	Minimum requis	S	E
	Remplacement des filtres	Minimum requis	2 ans	E
	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les conditions locales	(A)	E
Transformateur « - Transformateur de puissance - Transformateur AUX	Vérification de l'étiquetage et de l'identification	Minimum requis	A	R
	Inspection thermographique	Meilleure Pratique	A	E
	Vérification fonctionnelle des capteurs et relais	Minimum requis	A	E
	Vérification des paramètres	Minimum requis	A	E
	Vérification du niveau d'huile (le cas échéant) et de la température max.	Minimum requis	A	E
	Contrôle du système de refroidissement (ventilateurs) le cas échéant	Minimum requis	A	E
	Contrôle des périphériques de protection de surtensions MT (le cas échéant)	Minimum requis	A	E
	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les conditions locales	(A)	E
	Inspection des équipements de sécurité	Minimum requis	A	E
	Vérification de l'étiquetage et de l'identification	Minimum requis	A	R
Appareillage MT incl. dispositifs de protection:	Inspection visuelle des protections électriques	Minimum requis	A	E
	Inspection thermographique, si possible	Recommandation	A	E
	Vérification fonctionnelle des capteurs	Minimum requis	A	E
	Inspection des mesures	Minimum requis	A	E
	Vérification du bon fonctionnement	Minimum requis	A	E
	Vérification de l'état des fusibles	Minimum requis	A	E
	Vérification des borniers	Minimum requis	A	E
	Contrôle des batteries / onduleur auxiliaire	Minimum requis	A	E
	Lubrification mécanique	Selon les recommandations du fabricant et la nécessité	(5 ans)	E
	Remplacement de certaines pièces mécaniques		(5 ans)	E
Remplacement des batteries / onduleur auxiliaire		(3 ans)	E	

EQUIPEMENT	TÂCHE	IMPORTANCE	FRÉQUENCE	DEGRÉ
Appareillage MT incl. dispositifs de protection ^c	Vérification des paramètres de protection	Selon le code de réseau local	(5 ans)	E
	Contrôle du fonctionnement des dispositifs de protection		(5 ans)	E
Analyseur de puissance ^c	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification de l'étiquetage et de l'identification	Minimum requis	A	SA
	Inspection des mesures	Minimum requis	A	E
	Maintenance du logiciel	Recommandation	A	E
	Test de fonctionnement du monitoring	Minimum requis	A	E
	Vérification des paramètres	Minimum requis	A	E
Compteur d'énergie	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification de l'étiquetage et de l'identification	Minimum requis	A	SA
	Vérification des valeurs et des paramètres	Recommandation	A	E
	Contrôle des dispositifs de communication (modem, convertisseurs) le cas échéant	Recommandation	A	E
Unité de pilotage de puissance ^c	Vérification des piles	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Remplacement des piles		(3 ans)	E
	Vérification fonctionnelle		A	E
	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification des piles	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Remplacement des piles		(3 ans)	E
	Test de fonctionnement du système de ventilation (le cas échéant)	Meilleure Pratique	A	E
	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Maintenance générale		(A)	E
Groupe électrogène (le cas échéant) ^c	Vérification du bon fonctionnement		(A)	E
	Remplacement des filtres		(5 ans)	E
	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification du bon fonctionnement	Minimum requis	A	E
Lumières et prises électriques	Vérifier la conformité aux normes de sécurité locales	Minimum requis	3 ans	E
	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Vérification fonctionnelle		(A)	E
HT AC (le cas échéant)	Changement des filtres à air		(A)	E

ÉQUIPEMENT	TÂCHE	IMPORTANCE	FRÉQUENCE	DEGRÉ
Système d'alimentation en eau (le cas échéant)	Inspection de l'intégrité	le cas échéant	A	E
Centrale de détection d'incendie (le cas échéant)	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les recommandations du fabricant et les exigences locales	(A)	E
	Vérification du bon fonctionnement		(A)	E
	Inspection de la batterie		(A)	E
	Vérification fonctionnelle des capteurs		(A)	E
	Nettoyage des caméras et des capteurs		(A)	E
Protection contre la foudre (le cas échéant)	Inspection de l'intégrité	Minimum requis	A	SA
Clôtures et portails	Inspection de l'intégrité	Minimum requis	A	E
	Lubrification des serrures	Minimum requis	S	E
Végétation	Défrichage	Selon les conditions locales	(T)	E
Chemins	Inspection de l'intégrité	Meilleure Pratique	A	E
	Défrichage	Recommandation	A	E
Système de drainage	Nettoyage général	Minimum requis	S	E
Regards	Inspection de l'intégrité	Meilleure Pratique	A	E
Postes	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les exigences locales	(A)	E
	Lubrification des serrures	Minimum requis	S	E
	Inspection de l'intégrité	Selon les exigences locales	(A)	E
	Vérification des extincteurs		(A)	E
	Vérification de la mise à la terre		(3 ans)	E
Équipement de sécurité	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification du bon fonctionnement	Minimum requis	A	E
Structure de support PV	Inspection de l'intégrité	Minimum requis	A	SA
	Vérification du serrage	Minimum requis	A	SA
	Vérification de l'équipementiel	Minimum requis	2 ans	E
	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
Système Tracker	Vérification du bon fonctionnement	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Vérification du serrage		(A)	SA
	Entretien général		(A)	E
	Lubrification mécanique		S	E

ÉQUIPEMENT	TÂCHE	IMPORTANCE	FRÉQUENCE	DEGRÉ
Station météo ^d	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Test de fonctionnement des capteurs		(A)	E
	Vérification du bon fonctionnement		(A)	E
	Vérification des piles (le cas échéant)		(A)	E
	Test de fonctionnement de la télésurveillance		(A)	E
Capteurs d'irradiation	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les recommandations du fabricant et les exigences locales	T	E
	Étalonnage		2 ans	E
	Test de fonctionnement de la télésurveillance		A	E
Armoire de communication	Vérification fonctionnelle de la communication	Minimum requis	TLJ	E
	Vérification de l'intégrité et nettoyage		A	E
Système de détection d'intrusion et de vérification ^c	Vérification fonctionnelle de la détection d'intrusion	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Vérification fonctionnelle de l'alarme		A	E
	Vérification fonctionnelle des caméras		M	E
	Entretien spécifique		A	E
	Inventaire des stocks		A	E
Stock de pièces de rechange ^d	Inspection visuelle de l'état du stock	Minimum requis	A	E
	Reconstitution des stocks		M	E



SolarPower Europe - Leading the Energy Transition
Rue d'Arlon 69-71, 1040 Brussels, Belgium
T +32 2 709 55 20 / F +32 2 725 32 50
info@solarpowereurope.org / www.solarpowereurope.org



9 789463 965989

ISBN NUMBER 9789463965989