République algérienne démocratique et populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Centre Universitaire Nour Bachir d'El-Bayadh
Faculté de technologie
Département génie électrique

Cours :

Maintenance et fiabilité des systèmes à énergies renouvelable

Présenté par :
Dr REGUIEG Salima Khaoula

Cours destiné aux étudiants de Master II
Spécialité : Electrotechnique
Option : Energies Renouvelables

Année : 2025

Avant-propos

La maintenance et la fiabilité des systèmes à énergies renouvelables (SER) dépassent aujourd'hui la simple intervention après panne. Dans les centrales photovoltaïques, les parcs éoliens et les systèmes hybrides (avec stockage et convertisseurs), la production d'énergie dépend directement de la disponibilité des équipements, de la qualité des mesures, et de la capacité à détecter précocement les dérives. Une partie importante des pertes annuelles est souvent évitable par une exploitation structurée : surveillance des indicateurs, réduction des temps d'arrêt, optimisation des plans préventifs et amélioration continue fondée sur le retour d'expérience.

L'objectif de cette polycopie est de proposer une démarche progressive et opérationnelle allant de la donnée de terrain à la décision d'intervention. Elle commence par les grandeurs indispensables à l'évaluation (météo, électrique, énergie), puis introduit les indicateurs de performance et les méthodes d'analyse permettant d'identifier et de quantifier les pertes. Elle aborde ensuite les dysfonctionnements typiques et leurs signatures, avant de présenter les stratégies de maintenance (corrective, préventive, conditionnelle, prédictive) et les principes de fiabilité/maintenabilité/disponibilité. Enfin, la supervision et la télémaintenance sont traitées comme des leviers majeurs pour améliorer la réactivité et réduire les coûts d'exploitation, à condition de maîtriser la qualité de données et la cybersécurité.

Ce document s'adresse aux étudiants de Master en Énergies Renouvelables. Il met l'accent sur l'articulation entre concepts (KPI, disponibilité, MTBF/MTTR, criticité, RCM) et mise en œuvre (capteurs, SCADA, alarmes, rapports, procédures, organisation O&M). Chaque chapitre se termine par un résumé et des exercices afin d'encourager l'analyse, l'interprétation physique et la prise de décision.

Le cours est structuré en six chapitres : Chapitre 1 Grandeurs pour l'évaluation des énergies renouvelables, Chapitre 2 Étude et analyse des performances des systèmes ER, Chapitre 3 Dysfonctionnements des systèmes à ER (défauts, dégradations), Chapitre 4 Maintenance dans les systèmes à ER, Chapitre 5 Supervision du fonctionnement des systèmes à ER et Chapitre 6 Techniques de télégestion et télémaintenance. Nous espérons que cette polycopie permettra aux étudiants de développer une démarche complète, robuste et réaliste, adaptée aux exigences industrielles des SER.

Sommaire

Maintenance et fiabilité des systèmes à énergies renouvelables

Avant-propos…… ....
Introduction générale.....
Chapitre 1 Grandeurs pour l'évaluation des énergies renouvelables 1
1 . Introduction 1
2 . Grandeurs météorologiques et environnementales 1
2.1 Irradiance et énergie solaire 1
2.2 Température, vent, poussières et albédo 2
3 . Grandeurs électriques et énergétiques 2
3.1 Mesures électriques de base 2
3.2 Grandeurs spécifiques PV 3
3.3 Grandeurs spécifiques éolien 3
4 . Chaîne de mesure, qualité de données et incertitudes 3
5 . Indicateurs préliminaires de performance 3
6 . Mini-étude de cas (PV) : effet de l'encrassement 3
7 . Instrumentation et bonnes pratiques de mesure 3
8 . Rappels statistiques pour séries temporelles 3
9 . Fiches capteurs (exemples) et spécification minimale 3
10 . Propagation d'incertitude (exemple chiffré) 3
11 . Résumé 3
8 . Questions / exercices 3
Chapitre 2 Étude et analyse des performances des systèmes ER 8
1 . Objectifs et logique d'analyse 8
2 . Données recommandées et qualité selon normes 8
3 . Indicateurs de performance (KPI) pour les SER 8
4 . Méthodologie d'analyse : de la donnée au diagnostic 8
5 . Attribution des pertes (PV) : approche pratique 8
6 . Disponibilité et fiabilité : lien direct avec la performance 8
7 . Étude de cas guidée 8
8 . Incertitudes, normalisation et comparabilité 8
9 . Exemple de rapport mensuel de performance (structure) 8
10 . Notions de performance éolienne (brièvement) 8
11 . Détection de dérive : méthodes simples 8
12 . Exemple de calcul PLR (principe) 8

Méthodes statistiques robustes (résumé) 12
8 . Résumé 12
9 . Exercices 12
Chapitre 3 Dysfonctionnements des systèmes à ER (défauts, dégradations) 13
1 . Pourquoi classifier les défauts ? 13
2 . Défauts typiques dans les systèmes photovoltaïques 13
2.1 Défauts côté générateur PV 13
2.2 Défauts onduleurs et BOS (Balance of System) 14
3 . Défauts typiques dans les systèmes éoliens 14
4 . Méthodes de diagnostic : du simple au avancé 14
5 . Outils d'analyse de défaillance : AMDE/AMDEC, arbre de défaillances 14
6 . Vieillissement, dégradation et pronostic 14
7 . Résumé 14
8 . Exercices 14
Chapitre 4 Maintenance dans les systèmes à ER 18
1 . Rôle de la maintenance dans la performance et le coût 18
2 . Typologie des stratégies de maintenance 18
3 . Fiabilité, maintenabilité, disponibilité (RAM) 18
4 . Maintenance centrée fiabilité (RCM) et criticité 18
5 . Planification, logistique et sécurité 18
6 . Maintenance conditionnelle : capteurs et indicateurs 18
7 . Résumé 18
8 . Exercices 18
Chapitre 5 Supervision du fonctionnement des systèmes à ER 25
1 . Enjeux de la supervision 25
2 . Architecture typique : capteurs → SCADA → analyses 25
3 . Recommandations pour la mesure, le transfert et l'analyse 26
4 . Alarmes, événements et gestion d'incident 26
5 . Indicateurs supervision : disponibilité de données et santé capteurs 27
6 . Cybersécurité et intégrité des données 28
7 . Résumé 28
8 . Exercices 28
Chapitre 6 Techniques de télégestion et télémaintenance 30
1 . Définitions et périmètre 30
2 . Chaîne technologique : IoT, Edge et Cloud 30
3 . Protocoles et interopérabilité 31
4 . Télémaintenance : cas d'usage concrets 31
5 . Gouvernance des actifs et normalisation 32

6 . Indicateurs spécifiques télémaintenance 32
7 . Résumé 33
8 . Exercices 33
Conclusion 33
Conclusion générale .....

Liste des figures

Figure	Page
Fig 1.1 Courbe de puissance type (cut-in, puissance nominale, cut-out).	3
Fig 2.1 Illustration d'une dérive lente d'un KPI (PR) pouvant annoncer un encrassement ou un défaut naissant.	9
Fig 3.1 Lien entre vieillissement et modèles de fiabilité : la loi de Weibull aide à caractériser les modes de défaillance.	14
Fig 3.2 Courbe en baignoire : phases de défaillances (jeunesse, vie utile, usure).	16
Fig 4 Transformation des données de supervision en actions O&M (réduction et priorisation).	20
Fig5.1 Chaîne de supervision PV (capteurs → acquisition → SCADA → KPI).	22
Fig5.2 Réduction des événements vers des actions O&M (pyramide simplifiée).	23
Fig 6 Référence : chaîne supervision pouvant être étendue vers des fonctions de télémaintenance (edge + cloud).	26

Liste des tableaux

Tableau	Page
Tableau1.1 Exemples de points de mesure PV et diagnostics associés Point de mesure Mesure Défauts typiques détectables	3
Tableau1.2 Erreurs fréquentes en monitoring et impact Erreur Conséquence Indice Correction	5
Tableau2.1 Exemple de données minimales pour une analyse de performance PV (inspiré des bonnes pratiques IEC)	8
Tableau2.2 Exemples de signatures de pertes et hypothèses associées Symptôme observé IndiceHypothèse dominante Action O&M	10
Tableau3.1 Défauts PV : symptôme → cause probable Symptôme données Signature Cause probable Vérification	13
Tableau4.1 Comparaison des stratégies de maintenance StratégieDéclenchement Avantages Limites	18
Tableau5.1 KPI de supervision (qualité de données) KPI Définition Seuil d'alerte	24
Tableau6.1 Télémaintenance : bénéfices et risques Action Bénéfice RisqueMesures de maîtrise	27
Tableau6.2 KPI télémaintenance (exemples) KPI Définition Interprétation	28

Liste des abréviations

Abréviation	Signification
SER	Systèmes à Énergies Renouvelables
PV	Photovoltaïque
WT	Wind Turbine (éolienne)
BOS	Balance of System (équipements hors modules/turbine : câbles, protections, structures, etc.)
O&M	Operations and Maintenance (Exploitation et maintenance)
KPI	Key Performance Indicator (Indicateur clé de performance)
PR	Performance Ratio (PV)
Yf	Final Yield (rendement final, PV)
Yr	Reference Yield (rendement de référence, PV)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Supervision)
CMMS/GMAO	Computerized Maintenance Management System / Gestion de Maintenance Assistée par Ordinateur
RAM	Reliability, Availability, Maintainability (Fiabilité, Disponibilité, Maintenabilité)
RCM	Reliability-Centered Maintenance (Maintenance centrée fiabilité)
MTBF	Mean Time Between Failures (Temps moyen entre pannes)
MTTR	Mean Time To Repair/Restore (Temps moyen de réparation/remise en service)
A (Disponibilité)	A = MTBF / (MTBF + MTTR)
FMEA/AMDEC	Failure Modes and Effects Analysis / Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité
FTA	Fault Tree Analysis (Arbre de défaillances)
Weibull	Loi statistique utilisée en fiabilité (paramètres β, η)
CBM	Condition-Based Maintenance (Maintenance conditionnelle basée sur l'état)
PdM	Predictive Maintenance (Maintenance prédictive)
RUL	Remaining Useful Life (Durée de vie restante estimée)
Alarm	Alarme (événement dépassant un seuil/une règle)
Incident	Incident (dégradation impactant la production ou la sécurité)
Curtailment	Limitation de production (réseau/consignes)
IoT	Internet of Things (Internet des objets)
Edge	Traitement en périphérie (proche des capteurs/site)
VPN	Virtual Private Network (Réseau privé virtuel)
TLS	Transport Layer Security (Sécurisation des échanges)
SOC	State of Charge (État de charge – stockage, si utilisé)

Introduction générale

La transition énergétique s'accompagne d'un déploiement croissant des systèmes photovoltaïques, éoliens et hybrides. Si ces technologies exploitent des ressources renouvelables, leur contribution effective au mix énergétique et leur rentabilité restent fortement conditionnées par l'exploitation : disponibilité des actifs, sécurité, qualité des mesures et rapidité d'intervention. Il est fréquent qu'une installation disposant d'une ressource favorable produise moins que prévu en raison de pertes techniques ou opérationnelles pourtant récupérables (encrassement, défauts BOS, dérives onduleur, indisponibilités, réglages, contraintes réseau).

Dans ce contexte, la maintenance et la fiabilité deviennent un pilier de la performance énergétique. L'enjeu n'est pas seulement de "réparer", mais de comprendre l'écart entre fonctionnement attendu et fonctionnement observé, d'identifier les causes probables, puis de décider d'actions efficaces au meilleur coût sur le cycle de vie. Cette approche suppose une chaîne cohérente : capteurs → acquisition → supervision → indicateurs → diagnostic → intervention, ainsi qu'une organisation O&M structurée (procédures, logistique, sécurité, reporting, retour d'expérience).

Il est recommandé aux étudiants de relier chaque chapitre à des situations de terrain. L'apprentissage est nettement renforcé par des activités pratiques : analyse de séries temporelles (irradiance/vent, puissance, PR), lecture de courbes caractéristiques (courbe de puissance éolienne, I–V PV), exploitation d'historiques d'alarmes, ou rédaction de fiches d'intervention. L'objectif est de développer un raisonnement d'ingénieur : mesurer correctement, analyser avec méthode, puis décider.

Le cours est organisé en six chapitres complémentaires. Le Chapitre 1 Grandeurs pour l'évaluation des énergies renouvelables présente les grandeurs et les bonnes pratiques de mesure. Le Chapitre 2 Étude et analyse des performances des systèmes ER introduit les KPI et une méthodologie d'analyse de performance, en lien avec la disponibilité. Le Chapitre 3 Dysfonctionnements des systèmes à ER (défauts, dégradations) traite les défauts et dégradations, leurs signatures et des outils structurants (AMDEC, arbre de défaillances, lois de fiabilité). Le Chapitre 4 Maintenance dans les systèmes à ER détaille les stratégies de

maintenance et les indicateurs RAM/RCM. Le Chapitre 5 Supervision du fonctionnement des systèmes à ER aborde la supervision, la qualité de données et la gestion d'alarmes. Enfin, le Chapitre 6 Techniques de télégestion et télémaintenance présente la télégestion et la télémaintenance, avec une attention particulière à l'interopérabilité et à la cybersécurité.

Ce cours est mis à disposition des étudiants via la plateforme d'enseignement à distance, afin de faciliter l'accès aux supports, aux compléments et aux documents de référence.

https://elearn.cu-elbayadh.dz/moodle/course/view.php?id=862

Chapitre 1 Grandeurs pour l'évaluation des énergies renouvelables

1. Introduction

L'évaluation d'un système à énergies renouvelables (SER) repose sur des grandeurs météorologiques, électriques et énergétiques mesurées de manière fiable et traçable. La maintenance et le diagnostic ne peuvent être efficaces que si les données d'entrée (capteurs, chaîne d'acquisition, horodatage, filtrage) sont de qualité.

Ce chapitre présente les grandeurs clés pour les SER (photovoltaïque, éolien, systèmes hybrides), les méthodes de mesure, les unités, ainsi que les bonnes pratiques pour réduire l'incertitude et rendre les indicateurs comparables dans le temps et entre sites.

2. Grandeurs météorologiques et environnementales

2.1 Irradiance et énergie solaire

Les grandeurs solaires les plus utilisées sont l'irradiance globale sur plan horizontal (GHI), l'irradiance directe normale (DNI), et l'irradiance globale sur le plan des modules (POA). Pour le suivi PV, la mesure POA est souvent la plus pertinente car elle représente l'excitation réelle des modules.

Les capteurs typiques sont les pyranomètres (thermopiles) et les capteurs à cellule de référence. Les premiers offrent généralement une meilleure stabilité et exactitude, tandis que les seconds sont économiques et bien adaptés au plan incliné, à condition d'être correctement calibrés et entretenus.

Tableau 1 .1 Grandeurs solaires courantes et usage en performance PV

Grandeur	Symbole	Unité	Usage principal
Irradiance globale horizontale	GHI	W/m²	Ressource solaire du site, climatologie
Irradiance directe normale	DNI	W/m²	CSP, suivi à concentration, modélisation
Irradiance sur plan des modules	POA	W/m²	Calcul du rendement et des KPI PV
Énergie solaire intégrée	H	Wh/m²	Bilan sur période, comparaison mensuelle

2.2 Température, vent, poussières et albédo

La température ambiante et la température des modules influencent directement la puissance PV (coefficient de température). La mesure de la température de cellule se fait souvent via sonde sur l'arrière du module ou capteur dédié (backsheet).

La vitesse et la direction du vent sont essentielles pour l'éolien (courbe de puissance) et jouent aussi un rôle pour le PV (refroidissement, encrassement). L'encrassement (soiling) dépend fortement des poussières, de l'humidité et des événements météo (pluie). L'albédo (réflexion du sol) devient important pour les systèmes bifaciaux.

3. Grandeurs électriques et énergétiques

3.1 Mesures électriques de base

Les grandeurs électriques fondamentales sont la tension, le courant, la puissance active, réactive et apparente, ainsi que l'énergie produite. Dans un SER, ces mesures sont effectuées à différents niveaux : côté DC (strings, combiner box), côté AC (onduleur, transformateur, point de livraison).

Le choix des points de mesure doit concilier l'objectif de diagnostic (localisation des défauts) et la contrainte économique (nombre minimal de capteurs). On privilégie souvent une architecture hiérarchique : mesures globales + mesures ciblées sur les sous-ensembles critiques.

$$P(t) = V(t)\cdot I(t) \;\; ; \quad E = \int P(t)\, dt$$

3.2 Grandeurs spécifiques PV

Pour le photovoltaïque, la puissance DC (P_DC) et la puissance AC (P_AC) sont suivies afin d'identifier les pertes de conversion, les pertes de câblage et les défauts d'onduleur. Le suivi par strings permet de détecter des anomalies localisées : string ouverte, module défaillant, mismatch important, ombrage partiel, PID, hot-spots.

Les mesures d'isolement (R_iso), d'irradiance et de température sont indispensables pour interpréter correctement les variations de puissance.

Tableau 1.2 Exemples de points de mesure PV et diagnostics associés

Point de mesure	Mesure	Défauts typiques détectables
String	I_string, V_string	String ouverte, mismatch, diode bypass, ombrage local
Onduleur (DC)	P_DC, V_DC	Décrochage MPPT, surchauffe, dérive capteurs
Onduleur (AC)	P_AC, cosφ	Défaut pont, filtre, limitation réseau, îlotage
Point de livraison	E_injectée	Disponibilité, curtailment, pertes poste

3.3 Grandeurs spécifiques éolien

Pour l'éolien, la ressource est caractérisée par la vitesse du vent (m/s), sa direction, la densité de l'air et la turbulence. La puissance de sortie est comparée à une courbe de puissance de référence afin d'évaluer la performance. Les grandeurs mécaniques (vitesse rotor, vibrations, température d'huile) sont importantes pour la maintenance conditionnelle.

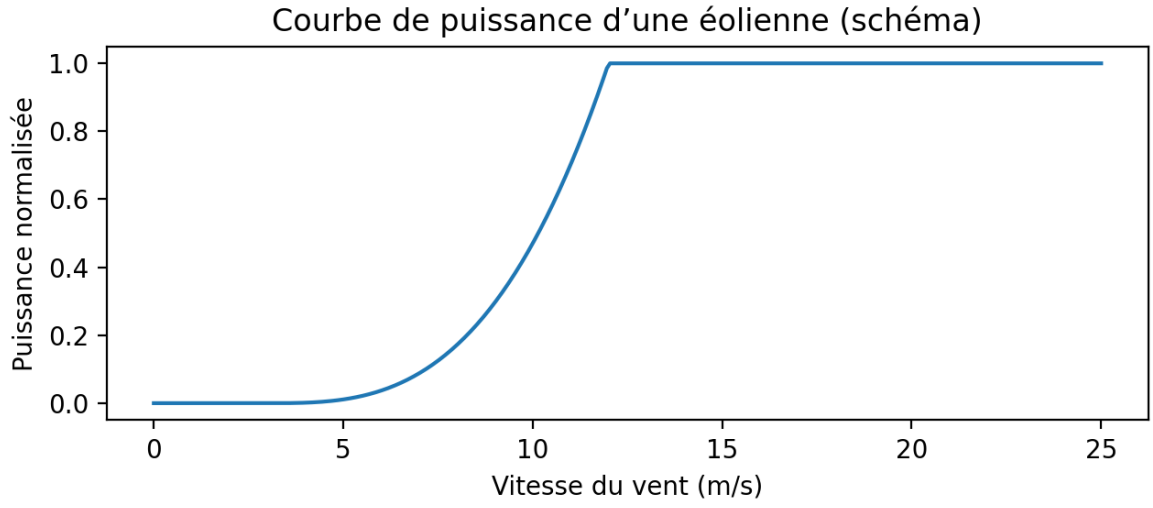


Figure 1.1 Courbe de puissance type (cut-in, puissance nominale, cut-out).

4. Chaîne de mesure, qualité de données et incertitudes

La qualité de l'évaluation dépend de la chaîne complète : capteur → conditionnement → acquisition → stockage → traitement. Des erreurs fréquentes proviennent de l'orientation/plan de mesure, de l'encrassement du capteur, de la dérive de calibration, de l'horodatage et des données manquantes.

On distingue : (i) l'exactitude (bias), (ii) la répétabilité (bruit), (iii) la disponibilité des données et (iv) la traçabilité (calibrations, étalonnage).

- Plan de maintenance capteurs : nettoyage, inspection visuelle, recalibration périodique.
- Gestion des données manquantes : indicateurs de complétude, règles de substitution limitées, marquage qualité.
- Synchronisation temporelle : NTP/GPS, cohérence entre dataloggers et SCADA.

5. Indicateurs préliminaires de performance

Avant d'aborder les indicateurs normalisés (Chapitre 2), on définit des grandeurs simples : énergie journalière, puissance crête observée, facteur de charge, disponibilité (temps en service / temps total). Ces indicateurs servent à détecter rapidement une dérive.

En pratique, un tableau de bord minimal associe : énergie produite, irradiance/vent, température, état des équipements, alarmes et interventions.

6. Mini-étude de cas (PV) : effet de l'encrassement

Sur un site PV en zone poussiéreuse, on observe une baisse progressive de P_AC malgré une irradiance POA stable. La comparaison avant/après nettoyage montre une récupération du niveau de performance : ceci indique un soiling dominant.

On peut quantifier l'impact via un ratio de production normalisée (énergie par kWc) et déclencher un nettoyage optimisé (conditionnel) plutôt qu'un calendrier fixe.

7. Instrumentation et bonnes pratiques de mesure

Le choix des instruments (capteurs et compteurs) doit tenir compte de la précision, de la stabilité dans le temps, de la maintenance requise et du coût total. Pour les pyranomètres, l'ombrage, le niveau à bulle, le chauffage/ventilation (selon climat) et l'encrassement du dôme influencent fortement la mesure. Pour les cellules de référence, il faut considérer le vieillissement et l'écart spectral avec les modules installés.

Une chaîne de mesure documentée comprend : fiche capteur (numéro de série, certificat d'étalonnage), schéma d'installation, procédures de nettoyage, périodicité de recalibration, et historique d'incidents. Cette traçabilité facilite l'audit et la comparaison inter-années.

Tableau 1.3 Erreurs fréquentes en monitoring et impact

Erreur	Conséquence	Indice	Correction
Capteur irradiance encrassé	PR artificiellement élevé	Écart avec capteur secondaire	Nettoyage + contrôle
Mauvais plan d'inclinaison	Biais Yr/PR	Comparaison modélisée	Repositionner capteur
Horloge dérive	Décalage corrélations	Cross-correlation	NTP/GPS
Shunt/capteur courant saturé	P_DC sous-estimée	Clipping I	Capteur adapté

8. Rappels statistiques pour séries temporelles

Pour des séries temporelles (PR, énergie, températures), on utilise des outils simples : moyenne glissante, écart-type, détection d'outliers (z-score, IQR), et corrélation entre signaux. Ces outils permettent d'identifier rapidement une dérive sans modèle complexe.

L'incertitude sur un KPI se propage depuis les mesures. Par exemple, si PR = Yf/Yr, une erreur relative sur POA ou sur l'énergie peut se répercuter sur PR. Une estimation simple utilise la propagation d'incertitudes (approximation linéaire) pour encadrer les conclusions.

9. Fiches capteurs (exemples) et spécification minimale

Pour un monitoring PV robuste, on peut définir une spécification minimale : un capteur POA classe adaptée, une mesure T_module représentative, un compteur d'énergie au point de livraison, et des mesures DC/AC au niveau onduleur. L'ajout de mesures strings se justifie lorsque la localisation des défauts est un objectif prioritaire.

En éolien, l'anémométrie (vitesse/direction) doit être correctement positionnée et calibrée. La densité d'air (pression, température) améliore la comparabilité des mesures de puissance.

Tableau 1.4 Spécification minimale (exemple pédagogique)

Système	Capteurs indispensables	Capteurs recommandés	Commentaires
PV	POA, T_module, P_AC/E	V/I DC, capteur vent, soiling	IEC 61724-1:2021
Éolien	vitesse/direction, P	températures, vibrations, huile	IEC 61400-12-1:2022
Hybride	capteurs par sous-système	météo site + stockage	bilan énergétique global

10. Propagation d'incertitude (exemple chiffré)

Supposons une mesure d'irradiance POA avec une incertitude relative $u_G = 2\ \%$ et une mesure d'énergie E avec $u_E = 1\ \%$. Pour un indicateur simple $k = E / H_POA$, l'incertitude relative peut être approximée par $u_k \approx \sqrt{(u_E^2 + u_G^2)} \approx \sqrt{(1^2 + 2^2)}\ \% \approx 2{,}24\ \%$. Cette estimation aide à décider si une variation observée est significative ou dans le bruit de mesure.

Dans les SER, l'incertitude augmente lorsque l'on utilise des fenêtres de faible ressource (faible irradiance ou faibles vitesses de vent). C'est pourquoi les fenêtres d'analyse doivent être choisies avec soin.

11. Résumé

Les grandeurs météorologiques (irradiance, vent, température) et électriques (V, I, P, E) sont la base de l'évaluation et du diagnostic des SER. Une chaîne de mesure bien conçue et maintenue réduit l'incertitude et améliore la détection précoce des défauts.

Les indicateurs normalisés et la méthodologie d'analyse de performance sont développés au Chapitre 2.

8. Questions / exercices

1. Donner les différences entre GHI, DNI et POA, et expliquer dans quel cas POA est indispensable.
2. Proposer une architecture de mesure minimale pour une centrale PV de 1 MWc en visant la localisation des défauts au niveau string.

3. Identifier trois sources d'erreurs de mesure et proposer des actions de mitigation.

4. Pour une éolienne, quelles grandeurs conditionnelles surveiller pour anticiper une défaillance du multiplicateur ?

Conclusion

Ce chapitre a montré que l'évaluation des SER repose sur un ensemble de grandeurs cohérentes : ressource (irradiance/vent), conversion (grandeurs électriques) et énergie, avec une attention particulière à la chaîne de mesure et à la qualité des données. Les sources d'erreur (capteurs, encrassement, synchronisation, données manquantes) peuvent conduire à des KPI biaisés et donc à des décisions de maintenance non optimales.

Sur cette base, le chapitre suivant introduit les indicateurs de performance et une méthodologie d'analyse permettant de comparer des périodes, d'identifier des dérives et d'attribuer des pertes à des causes probables.

Chapitre 2 Étude et analyse des performances des systèmes ER

Introduction

Après avoir défini les grandeurs de mesure, ce chapitre explique comment transformer les données en indicateurs de performance comparables et actionnables. La performance ne se résume pas à l'énergie produite : pour diagnostiquer, il faut relier la production à la ressource disponible et distinguer les pertes liées à l'environnement de celles liées aux équipements, à l'exploitation ou au réseau.

L'objectif est de présenter les données recommandées pour l'analyse (en s'inspirant des bonnes pratiques et normes de monitoring), de définir les KPI principaux et d'exposer une méthodologie "de la donnée au diagnostic" : validation/filtrage, segmentation, calcul d'indicateurs, comparaison à une référence, puis attribution de pertes. Le lien direct entre performance, disponibilité et fiabilité est également introduit via des indicateurs tels que MTBF et MTTR.

1. Objectifs et logique d'analyse

L'analyse de performance vise à quantifier l'écart entre le fonctionnement attendu d'un système ER (référence) et le fonctionnement observé, puis à attribuer cet écart à des causes techniques (défauts), environnementales (météo) ou opérationnelles (curtailment, arrêts planifiés).

Pour être exploitable en maintenance, un indicateur doit être (i) robuste au bruit de mesure, (ii) comparable dans le temps, et (iii) suffisamment sensible pour détecter une dérive avant qu'elle ne se transforme en incident.

2. Données recommandées et qualité selon normes

Les normes de monitoring PV précisent les grandeurs à mesurer, leur classe de précision, la fréquence d'acquisition et les règles de qualité de données. À titre d'exemple, IEC 61724-1:2021 fournit une structuration des systèmes de surveillance et des recommandations pour la collecte et l'analyse des données (capteurs d'irradiance, température module, puissance DC/AC, états).

Pour la maintenance PV connectée réseau, IEC 62446-2:2020 propose un cadre de maintenance préventive/corrective et des recommandations de suivi des performances. En éolien, la série IEC 61400 (dont 61400-12-1) traite notamment des essais de performance et de la comparabilité des mesures.

Tableau 2.1 Exemple de données minimales pour une analyse de performance PV (inspiré des bonnes pratiques IEC)

Catégorie	Grandeurs	Fréquence typique	Commentaires O&M
Météo	POA, T_module, T_amb, Vent	1–10 min	Filtrage et validation nécessaires
Électrique DC	V_DC, I_DC, P_DC (par MPPT)	1–5 min	Localisation des pertes
Électrique AC	P_AC, Q, cosφ, V_grid, f	1–5 min	Curtailment & réseau
États	Alarmes, modes onduleur, arrêts	événementiel	Corrélation défauts/pertes
Énergie	E_jour, E_mois	journalier/mensuel	KPI de synthèse

3. Indicateurs de performance (KPI) pour les SER

Les KPI doivent relier la production à la ressource. En PV, les indicateurs les plus utilisés sont le rendement final (Yf), le rendement de référence (Yr) et le Performance Ratio (PR). En éolien, on utilise l'énergie normalisée, le facteur de capacité et des indicateurs basés sur la courbe de puissance.

Définitions (PV) : Yr = H_POA / G_ref, où G_ref = 1 kW/m² ; Yf = E_AC / P_0 (kWh/kWc). Le PR est défini comme PR = Yf / Yr. Il isole (en première approximation) la performance du système des variations météo.

$$YR = H_POA / 1\ kW{\cdot}m^{-2} \ ; \quad YF = E_AC / P_0 \ ; \quad PR = YF / YR$$

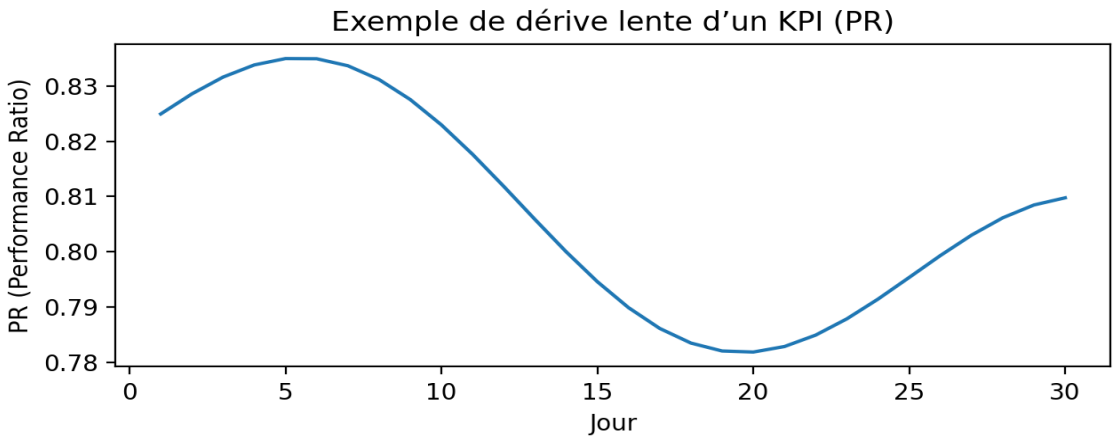


Figure2.1 Illustration d'une dérive lente d'un KPI (PR) pouvant annoncer un encrassement ou un défaut naissant.

4. Méthodologie d'analyse : de la donnée au diagnostic

Une méthodologie praticable en industrie suit souvent les étapes : (1) validation des données, (2) agrégation temporelle, (3) calcul des KPI, (4) segmentation par conditions (irradiance, température, vent), (5) comparaison à une référence, (6) attribution des pertes, (7) priorisation des actions O&M.

La segmentation est cruciale : par exemple, un PR calculé sur des points de faible irradiance est plus bruité et moins représentatif. On définit donc des fenêtres d'analyse (ex. POA > 600 W/m²) et des règles de filtrage (périodes de démarrage, arrêts planifiés).

- Référence physique : modèle PV (single diode, PVsyst), courbe de puissance éolienne.
- Référence statistique : régression, modèle de performance baseline, méthodes de détection de changement.
- Référence contractuelle : garanties de performance, PPA, disponibilité garantie.

5. Attribution des pertes (PV) : approche pratique

Une attribution simplifiée des pertes PV peut inclure : pertes thermiques (température), pertes d'onduleur, pertes de disponibilité, pertes de soiling, pertes d'ombrage, pertes de mismatch, pertes de réseau (curtailment).

En contexte maintenance, l'objectif n'est pas de produire une décomposition parfaite, mais de fournir un ordre de grandeur fiable et actionnable : par exemple, distinguer une perte récupérable par intervention (nettoyage, remplacement, réglage) d'une perte non récupérable (météo, contrainte réseau).

Tableau 2.2 Exemples de signatures de pertes et hypothèses associées

Symptôme observé	Indice	Hypothèse dominante	Action O&M
PR baisse progressivement	Tendance lente	Soiling / dérive capteur	Inspection + nettoyage / recalibration
PR chute brutale	Discontinuité	Arrêt onduleur / défaut string	Analyse alarmes + intervention
Énergie baisse mais POA normal	Décorrélation	Curtailment / limitation réseau	Vérifier états et consignes
Dispersion augmente	Variabilité	Ombrage variable / capteur instable	Contrôle ombrages + capteurs

6. Disponibilité et fiabilité : lien direct avec la performance

La disponibilité (A) d'un système relie la performance énergétique à l'exploitation. On distingue la disponibilité technique (capacité de l'équipement à fonctionner) et la disponibilité opérationnelle (incluant logistique, pièces, accès).

Un KPI énergétique élevé avec une disponibilité faible peut indiquer que le système fonctionne bien lorsqu'il est en service, mais subit trop d'arrêts (maintenance réactive, pièces non disponibles). Inversement, une haute disponibilité avec un PR faible peut indiquer une dérive de performance (soiling, PID, dégradation) non détectée.

$$Disponibilité\ A \approx MTBF / (MTBF + MTTR)$$

7. Étude de cas guidée

Considérer une centrale PV de 500 kWc. Sur un mois, on observe une baisse de PR de 0,84 à 0,78. La météo et l'irradiance sont comparables aux mois précédents. Les alarmes onduleurs sont rares.

Question : quelles hypothèses prioriser ? Un diagnostic typique commence par vérifier la qualité des capteurs (POA), puis les courants strings (mismatch), puis un contrôle visuel (soiling, hotspots) et, si nécessaire, des essais I–V.

8. Incertitudes, normalisation et comparabilité

Comparer deux périodes nécessite une normalisation : prise en compte de l'irradiance (PV) ou de la distribution du vent (éolien). Sans normalisation, une baisse de production peut être

confondue avec une baisse de ressource.

Une approche pratique consiste à comparer la production attendue issue d'un modèle (baseline) avec la production observée. La baseline peut être un modèle physique (PV) ou statistique (régression de P sur POA et T). Les écarts (résidus) sont analysés et suivis.

- PV : régression $P_AC = a \cdot POA + b \cdot T_module + c$, sur un régime stable.
- Éolien : comparaison par bins de vitesse du vent (méthode binning) et suivi des écarts par bin.
- Hybride : indicateurs séparés par sous-système (PV, éolien, stockage) + bilan global.

9. Exemple de rapport mensuel de performance (structure)

1. Résumé exécutif (énergie, PR, disponibilité, incidents majeurs).
2. Conditions météo (POA/vent, températures, événements extrêmes).
3. KPI de production (Yf, Yr, PR, facteur de charge).
4. Disponibilité et arrêts (planifiés/non planifiés).
5. Pertes attribuées (soiling, curtailment, défauts).
6. Actions O&M effectuées et recommandations.

10. Notions de performance éolienne (brièvement)

Le suivi éolien s'appuie sur la courbe de puissance et la distribution de Weibull de la vitesse du vent. La comparaison annuelle requiert une correction de densité d'air et la prise en compte des conditions de turbulence et de sillage (wake).

Un indicateur opérationnel simple est l'écart d'énergie normalisée par la production attendue calculée à partir de la courbe constructeur et des vitesses mesurées.

11. Détection de dérive : méthodes simples

La dérive de performance se détecte via des méthodes simples : (i) moyenne glissante de PR, (ii) régression linéaire $PR=f(t)$ pour estimer un taux de perte, (iii) comparaison avant/après intervention (nettoyage), (iv) seuils sur dispersion inter-strings.

Un indicateur robuste est le taux de perte annuel (PLR, performance loss rate), exprimé en %/an. Il se calcule sur des données filtrées et normalisées.

12. Exemple de calcul PLR (principe)

Méthode : sélectionner des points dans une fenêtre (POA élevée), calculer PR, puis ajuster une droite PR(t). Le coefficient de pente donne la dérive. On peut aussi utiliser des régressions robustes (Theil–Sen) pour limiter l'influence des outliers.

Annexe F — Méthodes statistiques robustes (résumé)

Les données de supervision contiennent des outliers : erreurs de capteurs, arrêts, démarrages, communications instables. Des méthodes robustes (médiane, IQR, Theil–Sen, RANSAC) limitent l'influence de ces points extrêmes sur l'estimation de performance.

Pour la détection d'anomalies, on peut suivre des résidus normalisés : r(t) = (P_observée − P_attendue)/P_attendue, et déclencher une alerte si r(t) reste en dessous d'un seuil pendant une durée minimale.

8. Résumé

Les indicateurs PR/Yf/Yr (PV) et les KPI basés sur la courbe de puissance (éolien) constituent une base de suivi. La méthode doit intégrer qualité de données, filtrage, références et attribution de pertes pour produire des résultats actionnables en maintenance.

Le chapitre suivant présente les dysfonctionnements typiques et leurs signatures sur les données de performance.

9. Exercices

7. Calculer Yf, Yr et PR à partir d'un jeu de données : E_AC = 2100 kWh (jour), P0 = 500 kWc, H_POA = 6,0 kWh/m².
8. Proposer des règles de filtrage pour éviter les biais à faible irradiance.
9. Décrire une méthode simple de détection de changement (change-point) sur une série de PR.
10. Discuter l'impact du curtailment sur l'interprétation du PR.

Conclusion

Ce chapitre a proposé une méthodologie d'analyse de performance orientée maintenance : calcul d'indicateurs, comparabilité, attribution de pertes et détection de dérive. L'approche présentée permet de passer d'un constat (perte de production) à une hypothèse structurée (perte probable) et à une priorisation d'actions.

Pour convertir ces hypothèses en diagnostic robuste, il faut comprendre les modes de défaillance et leurs signatures sur les données. Le chapitre suivant présente les dysfonctionnements typiques des SER, leurs causes probables et les outils d'analyse de défaillance (AMDEC, arbre de défaillances, lois de fiabilité).

Chapitre 3 Dysfonctionnements des systèmes à ER (défauts, dégradations)

Introduction

Les SER sont exposés à des environnements sévères et à des contraintes variables (température, poussières, humidité, vents forts, cycles thermiques, contraintes réseau). Les défauts peuvent provenir des composants, du BOS (câblage, protections, connectiques), des convertisseurs, de la commande ou de l'exploitation. Dans un cadre industriel, l'objectif est d'identifier rapidement les défauts à fort impact sur la sécurité, la disponibilité et les pertes énergétiques, en s'appuyant sur des signatures observables.

Ce chapitre propose une classification des défauts en photovoltaïque et en éolien, puis présente des méthodes de diagnostic allant des approches simples (seuils, comparaisons inter-strings) aux approches plus avancées. Il introduit enfin des outils structurants (AMDE/AMDEC, arbre de défaillances) et des notions de fiabilité (courbe en baignoire, Weibull) utiles pour relier dégradation, risque de panne et priorisation.

1. Pourquoi classifier les défauts ?

Les dysfonctionnements dans les SER ont des origines multiples : défaillances matérielles, défauts d'installation, vieillissement, environnement sévère, erreurs de commande/logiciel et contraintes réseau. Une classification claire permet (i) de relier symptômes → causes probables, (ii) de choisir la stratégie de diagnostic la plus économique, et (iii) de planifier la maintenance (priorité, pièces, compétences).

2. Défauts typiques dans les systèmes photovoltaïques

2.1 Défauts côté générateur PV

Les défauts du générateur PV incluent : modules défaillants, microfissures, délamination, corrosion, défaut de connexion, diodes bypass défaillantes, PID (Potential Induced Degradation), hot-spots, mismatch et ombrage partiel. Ils se traduisent souvent par une baisse de courant string, une augmentation de dispersion entre strings, ou des anomalies thermiques visibles en thermographie.

Les essais I–V (courbes caractéristiques) restent une référence pour diagnostiquer mismatch,

pertes de courant ou de tension, mais ils sont coûteux si réalisés trop souvent. D'où l'intérêt d'algorithmes de diagnostic basés sur les données SCADA.

Tableau 3.1 Défauts PV : symptôme → cause probable

Symptôme données	Signature	Cause probable	Vérification
I_string faible	persistant	Module défaillant / diode bypass	Inspection + I–V / thermographie
P_AC chute brusque	événement	Arrêt onduleur / défaut réseau	Historique alarmes
PR baisse lente	tendance	Soiling / PID / vieillissement	Nettoyage / tests électriques
V_string anormale	écart	String ouverte / connecteur	Mesure sur site, continuité

2.2 Défauts onduleurs et BOS (Balance of System)

Les onduleurs présentent des défauts liés à l'électronique de puissance (IGBT, condensateurs DC-link), aux capteurs, à la commande (MPPT), aux ventilateurs et au refroidissement. Des déclenchements fréquents peuvent indiquer une surtempérature, une surtension, un défaut d'isolement ou une instabilité réseau.

Le BOS (câbles, boîtes de jonction, parafoudres, disjoncteurs, transformateurs) est une source majeure de pertes et de défauts. Les défauts d'isolement, arcs électriques et connexions desserrées sont critiques pour la sécurité et la disponibilité.

3. Défauts typiques dans les systèmes éoliens

Les défaillances éoliennes affectent fréquemment : multiplicateur (gearbox), roulements, génératrice, convertisseur, pales (érosion, déséquilibre), systèmes de pas (pitch), système d'orientation (yaw), hydraulique et capteurs. Les signatures incluent vibrations anormales, hausse de température, déviation par rapport à la courbe de puissance, et augmentation des arrêts.

Figure : Lien entre vieillissement et modèles de fiabilité : la loi de Weibull aide à

caractériser les modes de défaillance.

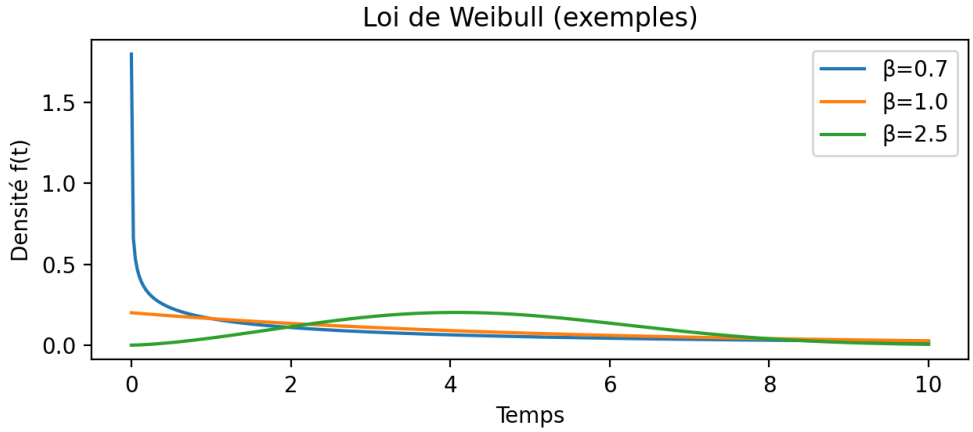


Figure 3.1 Lien entre vieillissement et modèles de fiabilité : la loi de Weibull aide à caractériser les modes de défaillance.

4. Méthodes de diagnostic : du simple au avancé

On peut regrouper les méthodes en trois familles : (i) méthodes à seuils (règles), (ii) méthodes basées modèles (physiques), et (iii) méthodes basées données (statistiques / apprentissage). En industrie, une approche hybride est fréquente : règles + modèles simples, puis méthodes avancées pour les cas ambiguës.

Un diagnostic économiquement optimal cherche à minimiser le nombre de mesures additionnelles. On exploite d'abord les données disponibles (SCADA), puis on déclenche des mesures ciblées (thermographie, I–V, vibration) sur les sous-ensembles suspects.

* Règles / seuils : ratio de strings, PR, températures, alarmes.
* Modèles : modèle PV (I–V), modèle thermique, modèle de courbe de puissance éolienne.
* Données : PCA, régression, classification, détection d'anomalies, jumeau numérique.

5. Outils d'analyse de défaillance : AMDE/AMDEC, arbre de défaillances

L'AMDE/AMDEC structure l'analyse : fonctions → modes de défaillance → effets → causes → détection → actions. Elle est particulièrement utile pour la conception des plans de

maintenance et la criticité. IEC 60812:2018 encadre la démarche.

L'arbre de défaillances (FTA) est adapté aux événements redoutés (perte totale de production, incendie, perte d'isolement). Il permet de visualiser les combinaisons de causes et de cibler les barrières de prévention.

Tableau 3.2 Exemple d'AMDE simplifiée (PV : perte de production)

Fonction	Mode de défaillance	Effet	Détection	Action
Conversion DC/AC	IGBT défaillant	Arrêt onduleur	Alarme + absence P_AC	Remplacement module puissance
Collecte DC	String ouverte	Perte partielle	I_string = 0	Réparation connecteur/fusible
Mesure irradiance	Capteur sale/dérive	KPI biaisés	Écart capteur vs cellule ref.	Nettoyage/recalibration

6. Vieillissement, dégradation et pronostic

Au-delà du diagnostic (détection/localisation), le pronostic vise à estimer la durée de vie restante (RUL) et le risque de panne. Les approches reposent sur : tendance des KPI, modèles de dégradation, lois de fiabilité (Weibull) et données conditionnelles.

La courbe en baignoire illustre que les taux de défaillance sont élevés au début (défauts de jeunesse), faibles en vie utile, puis augmentent en fin de vie (usure).

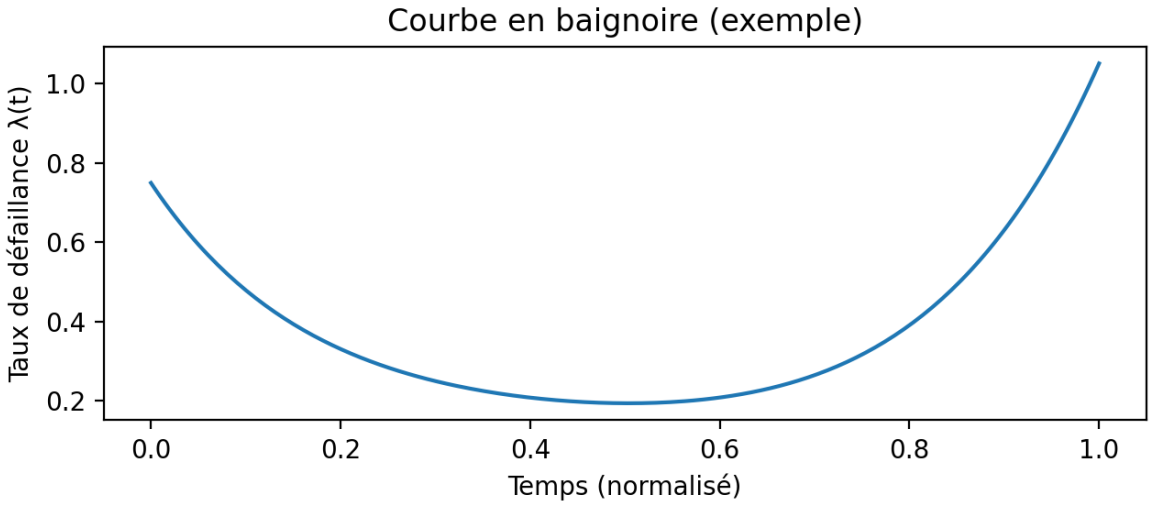


Figure 3.2 Courbe en baignoire : phases de défaillances (jeunesse, vie utile, usure).

7. Résumé

Les dysfonctionnements PV/éolien se manifestent par des signatures mesurables (KPI, courants, vibrations, températures, alarmes). La classification et l'utilisation d'outils comme AMDE/FTA permettent de relier symptômes à causes et de prioriser la maintenance.

Le chapitre suivant présente les stratégies de maintenance adaptées aux SER.

8. Exercices

1. Donner 5 défauts PV et proposer pour chacun un indicateur SCADA de détection.
2. Construire une mini-AMDE pour un onduleur (3 modes de défaillance).
3. Expliquer comment la thermographie aide à distinguer soiling et hot-spot.
4. Discuter les avantages/limites d'une méthode basée données vs basée modèle.

Conclusion

Ce chapitre a montré comment relier des symptômes mesurables (dispersion inter-strings, déclenchements onduleur, anomalies thermiques, vibrations) à des causes probables, et comment structurer l'analyse grâce à l'AMDEC et aux arbres de défaillances. Les notions de vieillissement et de fiabilité aident à passer d'un défaut observé à une estimation du risque et à une planification d'action.

Une fois les modes de défaillance identifiés, la question centrale devient la stratégie de maintenance à adopter pour réduire les arrêts non planifiés et optimiser le coût global. Le chapitre suivant traite la typologie des stratégies de maintenance et les indicateurs RAM/RCM permettant de planifier et d'arbitrer les interventions.

Chapitre 4 Maintenance dans les systèmes à ER

Introduction

La maintenance dans les SER vise à garantir disponibilité, sécurité et performance énergétique au meilleur coût sur le cycle de vie. Une stratégie uniquement corrective augmente les arrêts non planifiés et les pertes ; à l'inverse, une stratégie préventive excessive peut générer des coûts inutiles. Le choix d'un compromis pertinent dépend de la criticité des équipements, de l'historique de pannes, des contraintes logistiques et des exigences de sécurité.

Ce chapitre présente la typologie des stratégies de maintenance (corrective, préventive, conditionnelle, prédictive), puis introduit les notions de fiabilité, maintenabilité et disponibilité (RAM) ainsi que la maintenance centrée fiabilité (RCM) et l'évaluation de criticité. Il aborde enfin des aspects essentiels en exploitation : planification, logistique, sécurité et check-lists, ainsi que le rôle de la maintenance conditionnelle basée sur des capteurs et indicateurs.

1. Rôle de la maintenance dans la performance et le coût

La maintenance a pour objectif de garantir la disponibilité, la sécurité et la performance énergétique des systèmes ER au meilleur coût sur le cycle de vie. Dans les centrales PV et parcs éoliens, une partie des pertes énergétiques est directement récupérable par de bonnes pratiques O&M : nettoyage optimisé, réduction des temps d'arrêt, meilleure gestion des pièces, et maintenance conditionnelle.

La décision maintenance est un compromis entre risque (panne), coût d'intervention et perte de production. Elle s'appuie sur la criticité des équipements, la fréquence des défaillances et l'impact sur la sécurité.

2. Typologie des stratégies de maintenance

On distingue classiquement : maintenance corrective (après panne), maintenance préventive systématique (calendaire), maintenance conditionnelle (surveillance d'état) et maintenance prédictive (pronostic).

Dans les SER, la tendance est à une combinaison : préventif pour les tâches sûres et indispensables (inspection, serrage, nettoyage capteurs), conditionnel/predictif pour les organes critiques (onduleurs, convertisseurs, roulements, multiplicateurs) afin de réduire les arrêts non

planifiés.

Tableau 4.1 Comparaison des stratégies de maintenance

Stratégie	Déclenchement	Avantages	Limites
Corrective	Après panne	Coût initial faible	Arrêts imprévus, pertes élevées
Préventive	Périodique	Simple à planifier	Peut-être sur-maintenance
Conditionnelle	Seuils/état	Intervention ciblée	Nécessite capteurs/données
Prédictive	Pronostic RUL	Optimisation globale	Complexité, données de qualité

3. Fiabilité, maintenabilité, disponibilité (RAM)

L'approche RAM (Reliability, Availability, Maintainability) relie performance et maintenance. La fiabilité mesure la probabilité de non-panne sur une durée, la maintenabilité la facilité/rapidité de réparation, et la disponibilité la proportion de temps où le système est apte à produire.

Des indicateurs pratiques : MTBF (Mean Time Between Failures), MTTR (Mean Time To Repair), taux de pannes, taux de disponibilité. La collecte de données de maintenance dans un format standard (ex. ISO 14224) facilite la comparaison et l'amélioration continue.

$$A \approx MTBF / (MTBF + MTTR) \quad ; \quad Coût\ total \approx Coût\ O\&M + Coût\ pertes\ de\ production + Coût\ risque$$

4. Maintenance centrée fiabilité (RCM) et criticité

La RCM (Reliability-Centered Maintenance) structure le choix des actions maintenance en fonction des fonctions et conséquences des défaillances. Elle s'appuie sur AMDE/AMDEC, criticité et modes de détection. L'objectif est d'éviter le préventif systématique inutile et de cibler les tâches à fort impact.

Une analyse de criticité peut utiliser des critères : impact sécurité, impact production, coût de réparation, temps d'indisponibilité, fréquence historique.

- Criticité élevée : multiplicateur éolien, convertisseur, transformateur principal.
- Criticité moyenne : trackers, boîtes de jonction, capteurs météo.

- Criticité faible : éléments non essentiels redondants (selon architecture).

5. Planification, logistique et sécurité

La performance O&M dépend fortement de l'organisation : planification des arrêts, disponibilité des pièces, procédures, compétences et sécurité. Les interventions sur SER doivent intégrer les risques électriques (DC haute tension PV), risques mécaniques (éolien), travail en hauteur et conditions météo.

Un CMMS (Computerized Maintenance Management System) aide à gérer ordres de travail, historique, stocks, temps d'intervention et KPI maintenance.

Tableau 4.2 Exemple de check-list préventive PV (extrait)

Sous-système	Action	Périodicité	But
Capteurs météo	Nettoyage + inspection	hebdo/mensuel	Réduire biais KPI
Onduleurs	Filtre/ventilation, logs	mensuel	Prévenir surchauffe
DC BOS	Serrage, thermographie	trimestriel	Éviter points chauds
Site	Végétation/ombrage	saisonnier	Limiter pertes d'ombrage

6. Maintenance conditionnelle : capteurs et indicateurs

La maintenance conditionnelle exploite des signaux : températures, vibrations, courants, indicateurs de performance, et alarmes. Dans les centrales PV, le suivi de dispersion des strings et la détection d'anomalies sur PR sont efficaces. Dans l'éolien, la vibration et l'analyse d'huile sont classiques.

La clé est la mise en place de seuils intelligents (adaptatifs) et la réduction des fausses alertes par validation croisée (météo, état réseau, modes).

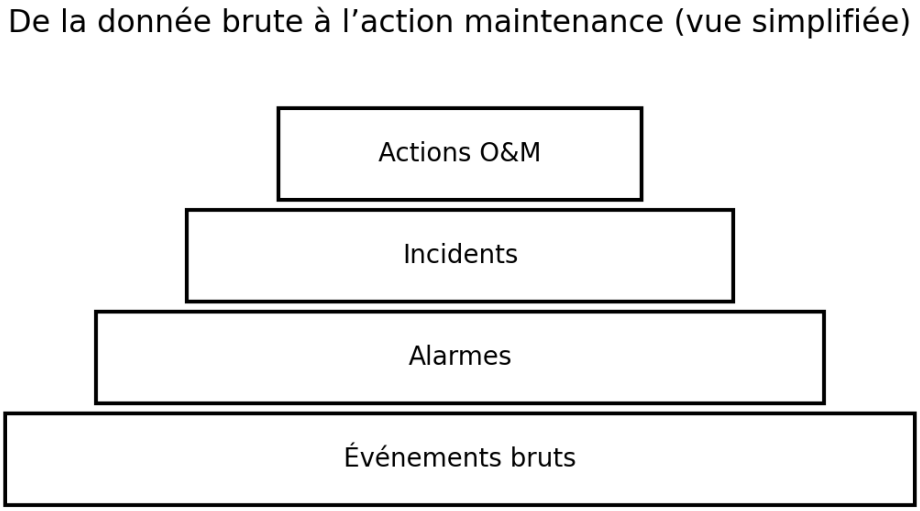


Figure 4.1 Transformation des données de supervision en actions O&M (réduction et priorisation).

7. Résumé

Les stratégies de maintenance (corrective, préventive, conditionnelle, prédictive) se combinent pour optimiser disponibilité et coût. L'approche RAM et la RCM fournissent un cadre de décision, tandis que la logistique et la sécurité conditionnent les résultats en exploitation.

Le chapitre 5 traite la supervision et la gestion des données, base des approches conditionnelles et prédictives.

8. Exercices

1. Calculer la disponibilité d'un onduleur pour MTBF=1200 h et MTTR=6 h. Discuter l'impact d'une amélioration MTTR.
2. Proposer une matrice de criticité (3 niveaux) pour les sous-systèmes PV.
3. Décrire comment un CMMS contribue à l'amélioration continue.
4. Donner un exemple de seuil adaptatif pour la détection de surchauffe onduleur.

Conclusion

Ce chapitre a mis en évidence que l'efficacité de la maintenance dépend autant de la stratégie choisie que de son organisation : procédures, sécurité, planification, pièces de rechange, compétences et capitalisation du retour d'expérience. Les indicateurs RAM et la démarche RCM fournissent un cadre rigoureux pour prioriser les actions et optimiser la disponibilité.

Les stratégies conditionnelles et prédictives nécessitent toutefois une supervision capable de transformer des mesures en alertes fiables et en décisions. Le chapitre suivant ({chap_titles[4]}) détaille l'architecture de supervision, la qualité des données, la gestion d'alarmes et les exigences d'intégrité/cybersécurité.

Chapitre 5 Supervision du fonctionnement des systèmes à ER

Introduction

La supervision est un élément central de l'exploitation des SER : elle collecte, horodate, transmet et stocke les données, puis permet de calculer des KPI, de détecter des anomalies et de déclencher des alarmes. Pour être utile à la maintenance, un système de supervision doit fournir une visibilité suffisante pour localiser les défauts et prioriser les interventions, tout en limitant les fausses alertes et en garantissant la qualité de la donnée.

Ce chapitre présente l'architecture typique d'un système de monitoring (capteurs → acquisition → SCADA/Cloud → analyses), les recommandations pour la mesure et le transfert, ainsi que les règles de validation/filtrage et l'analyse. Il traite également la gestion des événements et incidents, propose des indicateurs de supervision (santé capteurs, disponibilité de données) et introduit les principes de cybersécurité et d'intégrité des données.

1. Enjeux de la supervision

La supervision (monitoring) fournit la visibilité nécessaire pour assurer performance, disponibilité et sécurité. Elle permet : détection d'anomalies, localisation des défauts, optimisation O&M, reporting et preuve de performance (contrats).

Un système de supervision efficace ne se limite pas à collecter des données : il doit garantir la qualité, la cohérence temporelle, la cybersécurité et la traçabilité des actions.

2. Architecture typique : capteurs → SCADA → analyses

Une architecture standard comprend : capteurs et compteurs, dataloggers/RTU, réseau de communication, serveur SCADA/Cloud, base de données historienne, moteur d'analyse (KPI/anomalies) et interfaces (tableaux de bord, alarmes, rapports).

La redondance et la résilience (stockage local, reprise réseau) sont essentielles pour éviter les pertes de données lors d'incidents de communication.

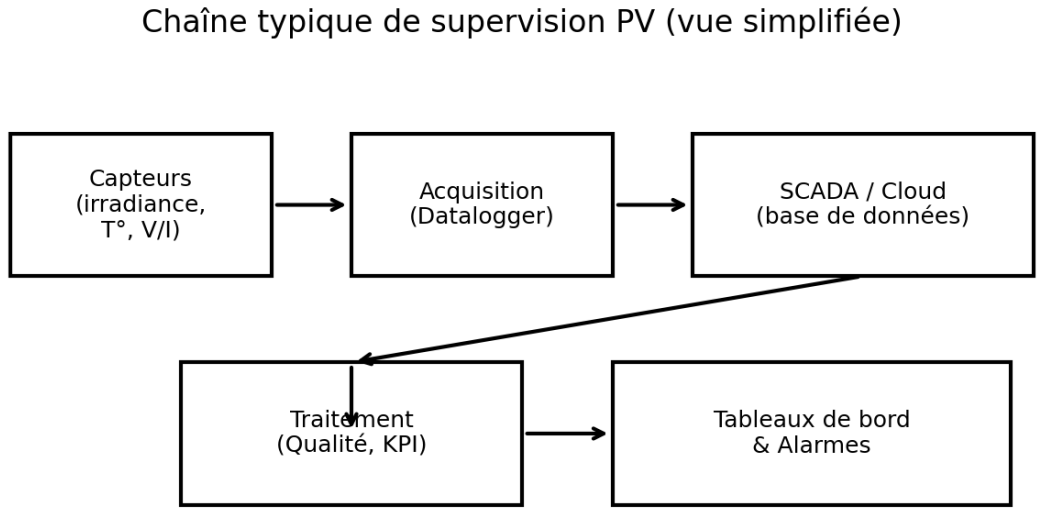


Figure 5.1 Chaîne de supervision PV (capteurs → acquisition → SCADA → KPI).

3. Recommandations pour la mesure, le transfert et l'analyse

Les recommandations normatives et industrielles insistent sur : choix des capteurs, classe de précision, fréquence de mesure, calibration/maintenance capteurs, horodatage fiable, et règles de validation/filtrage.

Pour le PV, IEC 61724-1:2021 encadre les classes de systèmes de monitoring et les exigences de qualité. Il est recommandé de documenter clairement : points de mesure, schémas, unités, conventions de signe, et métadonnées (calibration, dérive).

- Horodatage : utiliser NTP/GPS et stocker en UTC + conversion locale.
- Données manquantes : indicateur de complétude (%), raison (panne capteur, com).
- Validation : bornes physiques, cohérence croisée (POA vs P_DC), détection d'outliers.

4. Alarmes, événements et gestion d'incident

Les alarmes doivent être hiérarchisées et contextualisées. Trop d'alarmes (fausses alertes) dégrade l'efficacité opérationnelle. On recommande une pyramide : événements bruts → alarmes → incidents → actions O&M.

Un bon système associe à chaque alarme : description, criticité, causes probables, actions immédiates, escalade et critères de clôture.

De la donnée brute à l'action maintenance (vue simplifiée)

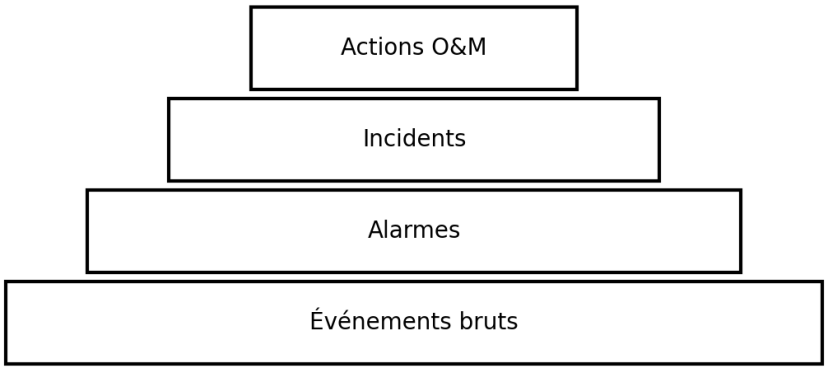


Figure 5.2 Réduction des événements vers des actions O&M (pyramide simplifiée).

5. Indicateurs supervision : disponibilité de données et santé capteurs

Outre les KPI de production, la supervision doit suivre la santé du système de mesure lui-même : disponibilité des signaux, dérive capteur, bruit, cohérence et latence de communication.

Des KPI utiles : taux de données valides (%), temps de latence moyen, nombre de trous de données, et dérive relative (capteur irradiance vs cellule référence).

Tableau 5.1 KPI de supervision (qualité de données)

KPI	Définition	Seuil d'alerte (ex.)	Action
Complétude	% points reçus/attendus	< 95 %	Diagnostiquer réseau/RTU
Validité	% points valides	< 98 %	Contrôle capteurs/filtrage
Latence	retard acquisition→serveur	> 5 min	Optimiser com/serveur
Dérive capteur	écart capteur vs ref.	> 2–3 %	Nettoyage/recalibration

6. Cybersécurité et intégrité des données

Avec l'IoT et les solutions Cloud, la cybersécurité devient un enjeu central : authentification, segmentation réseau, mises à jour, sauvegardes, journalisation et contrôle d'accès. L'objectif est d'éviter les intrusions et de garantir l'intégrité des données et des commandes.

En maintenance, l'intégrité des données est aussi une exigence de traçabilité : pouvoir démontrer qu'un KPI, une alarme ou une intervention repose sur des données fiables.

7. Résumé

La supervision transforme les mesures en information opérationnelle : KPI, alarmes, incidents, actions. La qualité de données, la gestion des alarmes et la cybersécurité conditionnent l'efficacité de la maintenance conditionnelle et prédictive.

Le chapitre 6 traite les techniques de télégestion et de télémaintenance pour améliorer la réactivité et réduire les coûts.

8. Exercices

1. Proposer une liste minimale de points de mesure pour une centrale PV de 2 MWc (capteurs + électrique + états).
2. Définir une règle de validation simple pour détecter un capteur irradiance en panne.
3. Construire une fiche d'alarme (criticité, causes, actions) pour 'Défaut d'isolement DC'.
4. Donner 3 mesures cybersécurité prioritaires pour un SCADA connecté à Internet.

Conclusion

Ce chapitre a montré que la supervision transforme des mesures en information opérationnelle (KPI, alarmes, incidents) et conditionne directement l'efficacité de la maintenance conditionnelle. La qualité des données et la gouvernance des alarmes sont déterminantes : sans filtrage, hiérarchisation et règles d'escalade, la supervision peut devenir contre-productive.

La supervision ouvre naturellement vers la télégestion et la télémaintenance, particulièrement utiles pour des sites éloignés et multi-parcs. Le chapitre suivant présente les techniques, protocoles, enjeux d'interopérabilité et exigences de cybersécurité permettant d'agir à distance de manière sûre et traçable.

Chapitre 6 Techniques de télégestion et télémaintenance

Introduction

Les SER sont souvent dispersés géographiquement, ce qui rend les déplacements coûteux et allonge le temps de remise en service. La télégestion et la télémaintenance répondent à cette contrainte en permettant le diagnostic et certaines actions à distance (analyse de logs, reconfiguration, assistance, mises à jour), à condition de maîtriser les risques de cybersécurité et de disposer de procédures robustes.

Ce chapitre définit le périmètre de la télégestion/télémaintenance et décrit la chaîne technologique (IoT, edge computing, cloud). Il présente les protocoles et enjeux d'interopérabilité, des cas d'usage concrets, ainsi que la gouvernance des actifs (droits, traçabilité, audit, rollback). Enfin, il propose des indicateurs spécifiques pour mesurer les bénéfices opérationnels (taux de résolution à distance, délais de remise en service, fiabilité des mises à jour).

1. Définitions et périmètre

La télégestion regroupe les fonctions de pilotage à distance (supervision, commande, optimisation, planification), tandis que la télémaintenance couvre la maintenance assistée à distance : diagnostic, support, mise à jour logicielle, reconfiguration et préparation d'intervention.

Dans les SER dispersés géographiquement (sites PV, parcs éoliens), la télémaintenance réduit fortement les temps de réponse et les coûts de déplacement, à condition d'assurer cybersécurité, procédures et traçabilité.

2. Chaîne technologique : IoT, Edge et Cloud

Les architectures modernes combinent : capteurs → passerelles IoT → edge computing (prétraitement local) → Cloud (stockage, analytics) → applications. L'edge computing permet de filtrer et compresser les données, de gérer la continuité en cas de perte de réseau et d'exécuter des algorithmes localement (ex. détection rapide d'arc électrique, surchauffe).

Le Cloud facilite l'évolutivité et l'analyse avancée multi-sites (benchmark, modèles prédictifs), mais impose des exigences fortes sur la sécurité et la gouvernance des données.

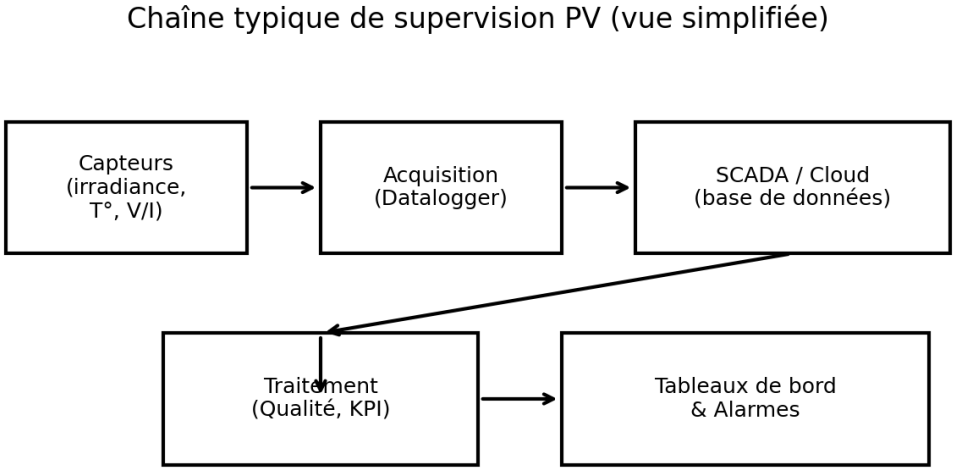


Figure 6.1 Référence : chaîne supervision pouvant être étendue vers des fonctions de télémaintenance (edge + cloud).

3. Protocoles et interopérabilité

Les protocoles industriels courants incluent Modbus (RTU/TCP), OPC UA, IEC 61850 (poste/automation), et des protocoles IoT (MQTT). L'interopérabilité est cruciale lorsque l'on intègre des équipements multi-fournisseurs (onduleurs, capteurs, trackers, compteurs).

Une bonne pratique consiste à définir un modèle de données commun (nomenclature, unités, tags) et à documenter l'ensemble pour faciliter la maintenance et les évolutions.

4. Télémaintenance : cas d'usage concrets

Les cas d'usage les plus fréquents : (i) analyse d'alarmes et logs onduleurs/convertisseurs, (ii) reconfiguration de paramètres et consignes (réseau, MPPT), (iii) mise à jour firmware contrôlée, (iv) tests à distance (self-tests), (v) assistance en réalité augmentée (guidage technicien).

Pour limiter les risques, les actions de télémaintenance doivent être encadrées : droits d'accès, double validation, fenêtre d'intervention, plan de rollback, et enregistrement systématique (audit trail).

Tableau 6. Télémaintenance : bénéfices et risques

Action	Bénéfice	Risque	Mesures de maîtrise
MAJ firmware	Correction bugs, perf	Bricking, indispo	Test, rollback, fenêtre
Reconfiguration	Optimisation rapide	Erreur humaine	Procédure + validation
Analyse logs	Diagnostic sans déplacement	Données incomplètes	Qualité données + contexte
Commande à distance	Réactivité	Cyberattaque	MFA, segmentation, chiffrement

5. Gouvernance des actifs et normalisation

La télégestion s'inscrit dans une démarche de gestion d'actifs : alignement stratégie, objectifs, risques et décisions O&M. ISO 55001:2024 fournit un cadre pour établir et améliorer un système de management des actifs.

Pour capitaliser l'expérience, la collecte structurée des données de maintenance (pannes, durées, pièces, conditions) peut s'appuyer sur des référentiels comme ISO 14224 (bien que conçu pour l'industrie de process, ses principes de structuration sont transposables).

6. Indicateurs spécifiques télémaintenance

Des KPI spécifiques permettent d'évaluer l'efficacité de la télémaintenance : temps moyen de diagnostic, taux de résolution à distance, réduction des déplacements, temps de remise en service, et taux d'échec des mises à jour.

Dans une logique d'amélioration continue, on relie ces KPI à la disponibilité globale et au coût O&M.

Tableau 6.2 KPI télémaintenance (exemples)

KPI	Définition	Interprétation
T_diag	Temps moyen jusqu'au diagnostic	Mesure la réactivité analytique
Taux remote fix	% incidents résolus à distance	Réduction déplacements
TTR	Time To Restore	Impact direct sur disponibilité
Taux échec MAJ	% MAJ ayant rollback/incident	Qualité process MAJ

7. Résumé

La télégestion/télémaintenance améliore la réactivité et réduit les coûts, à condition d'une architecture robuste (edge/cloud), d'une interopérabilité maîtrisée et d'un cadre cybersécurité/gouvernance.

Les chapitres précédents (KPI, défauts, maintenance, supervision) fournissent les briques nécessaires pour déployer une télémaintenance efficace.

8. Exercices

1. Choisir un protocole de communication pour un parc PV multi-fournisseurs et justifier (Modbus, OPC UA, MQTT…).
2. Définir une procédure de mise à jour firmware sécurisée (étapes + rollback).
3. Proposer un tableau de bord télémaintenance avec 6 KPI.
4. Discuter l'apport de l'edge computing en cas de réseau instable.

Conclusion

Ce chapitre a mis en évidence que la télémaintenance est un levier puissant pour améliorer la réactivité et réduire les coûts, notamment sur des parcs multi-sites. Son efficacité repose sur une architecture résiliente, une interopérabilité maîtrisée et un cadre strict de cybersécurité et de traçabilité (gestion des droits, journalisation, validation des actions, procédures de retour arrière).

Cette conclusion clôt le fil conducteur du cours : partir de mesures fiables, produire des KPI pertinents, comprendre les défauts, choisir des stratégies de maintenance adaptées, puis mettre en œuvre une supervision et des actions à distance pour optimiser la disponibilité et la performance des systèmes à énergies renouvelables.

Conclusion générale

Ce cours a montré que la performance des systèmes à énergies renouvelables dépend autant de la ressource que de la qualité de l'exploitation et de la maintenance. Une démarche efficace commence par une instrumentation fiable, se poursuit par le calcul d'indicateurs comparables et l'analyse méthodique des écarts, puis s'appuie sur la compréhension des modes de défaillance pour choisir des stratégies de maintenance adaptées. L'ensemble forme une chaîne cohérente : mesure → supervision → KPI → diagnostic → intervention.

Les chapitres ont souligné l'importance d'une décision maintenance "au meilleur coût" sur le cycle de vie : réduire les arrêts non planifiés, améliorer la maintenabilité, maîtriser les risques et capitaliser le retour d'expérience. Les approches conditionnelles et prédictives deviennent particulièrement pertinentes lorsque la qualité des données est maîtrisée, que les alarmes sont hiérarchisées et que l'organisation O&M (logistique, sécurité, procédures) est solide.

La supervision et la télémaintenance constituent enfin des outils structurants pour les SER modernes : elles permettent de passer d'une maintenance réactive à une maintenance pilotée par la donnée, plus rapide et plus efficace, à condition d'intégrer des exigences fortes de cybersécurité, de traçabilité et de gouvernance des actifs.

Pour aller plus loin, des prolongements naturels peuvent être envisagés : modèles de performance multi-variables (baselines) pour la détection précoce, méthodes de pronostic (RUL) sur composants critiques, standardisation des données maintenance multi-sites, et amélioration continue via des retours d'expérience systématiques. Ces perspectives s'inscrivent dans une logique de gestion d'actifs indispensable pour garantir la durabilité, la sécurité et la rentabilité des systèmes à énergies renouvelables.

Références bibliographiques

[1]. R. Fellouah, 2007, Contributions au diagnostic des pannes pour les systèmes différentiellement plats, Thèse de doctorat, Université de Toulouse.

[2]. L. Bun, 2011, Détection et localisation de défauts pour un système photovoltaïque, Thèse de doctorat, Université de Grenoble.

[3]. IEC 61724-1:2021, Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring (IEC).

[4]. IEC 62446-2:2020, Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems (IEC).

[5]. IEC 60812:2018, Failure modes and effects analysis (FMEA and FMECA) (IEC).

[6]. ISO 55001:2024, Asset management — Asset management system — Requirements (ISO).

[7]. IEC 61400-12-1:2022, Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines (IEC).

[8]. ISO 14224:2016, Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment (ISO).

[9]. R. Fellouah, 2007, Contributions au diagnostic des pannes pour les systèmes différentiellement plats, Thèse de doctorat, Université de Toulouse.

[10]. L. Bun, 2011, Détection et localisation de défauts pour un système photovoltaïque, Thèse de doctorat, Université de Grenoble.

[11]. IEC 61724-1:2021, Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring (IEC).

[12]. IEC 62446-2:2020, Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems (IEC).

[13]. IEC 60812:2018, Failure modes and effects analysis (FMEA and FMECA) (IEC).

[14]. ISO 55001:2024, Asset management — Asset management system — Requirements (ISO).

[15]. IEC 61400-12-1:2022, Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines (IEC).

[16]. ISO 14224:2016, Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment (ISO).

[17]. R. Isermann, 2011, Fault-Diagnosis Applications: Model-based condition monitoring (Springer).

[18]. J. Moubray, 1997, Reliability-Centered Maintenance (RCM2), Industrial Press.

[19]. NREL, Sandia, SunSpec, 2018, Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems; 3rd Edition, NREL/TP-7A40-73822.

[20]. IEA PVPS Task 13, 2022, Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates (T13-25).

[21]. IEA PVPS Task 13, 2024, Best practice guidelines for the use of economic and technical KPIs (T13-28).

[22]. A. K. Jardine, D. Lin, D. Banjevic, 2006, A review on machinery diagnostics and prognostics implementing condition-based maintenance, MSSP.

[23]. IEC 61724-1:2021 (monitoring PV) et IEC 62446-2:2020 (maintenance PV).

[24]. IEC 61400-12-1:2022 (mesures de performance éolienne).

[25]. IEA PVPS Task 13, 2024, Best practice guidelines for the use of economic and technical KPIs (T13-28).

ANNEXE

Annexe A — Jeux de données d'exploitation (format recommandé)

Objectif : proposer une structure de données standard (CSV/Excel) pour refaire les calculs d'indicateurs, filtrer la donnée, détecter des dérives et simuler un diagnostic. Recommandation : horodatage en UTC ou en heure locale + fuseau, unités explicites, pas de doublons, et traiter les trous de données (causes + commentaires).

A.1 Dataset Photovoltaïque (PV) — Colonnes recommandées

Champ	Unité	Description / Remarques
timestamp	ISO 8601	Horodatage (ex. 2026-01-04T10:15:00+01:00)
G_POA	W/m²	Irradiance dans le plan des modules (capteur POA)
T_amb	°C	Température ambiante
T_mod	°C	Température module (backsheet)
V_dc	V	Tension DC (onduleur)
I_dc	A	Courant DC (onduleur)
P_ac	W	Puissance AC injectée
E_ac	Wh	Énergie AC (compteur)
status_inv	-	État onduleur (ON/OFF/FAULT/DERATING)
alarm_code	-	Code alarme principal (si présent)
curtailment	0/1	1 si limitation réseau/consigne
availability	0/1	1 si équipement disponible

A.2 Dataset Éolien — Colonnes recommandées

Champ	Unité	Description / Remarques
timestamp	ISO 8601	Horodatage
V_wind	m/s	Vitesse du vent (nacelle ou mât)
P_ac	W	Puissance AC
E_ac	Wh	Énergie AC
rpm_rotor	tr/min	Vitesse rotor

pitch	°	Angle de pas
yaw	°	Orientation nacelle
T_gearbox	°C	Température boîte de vitesse (si présente)
vibration	mm/s	Indicateur vibration (ex. RMS)
status_turbine	-	RUN/STOP/FAULT/IDLE
alarm_code	-	Code alarme principal
curtailment	0/1	Limitation production
availability	0/1	Disponibilité équipement

Annexe B — Mémo KPI & formules (PV/Éolien) + règles de filtrage

Cette annexe regroupe les indicateurs les plus utilisés en exploitation et maintenance. Les définitions peuvent légèrement varier selon les conventions ; l'important est de fixer un référentiel et de le documenter.

B.1 Photovoltaïque (PV) — KPI principaux

Indicateur	Formule / Définition	Interprétation maintenance
Yr (Reference Yield)	Yr = H_POA / G* (h) ; H_POA : irradiation (kWh/m²), G* = 1 kW/m²	Mesure la ressource disponible dans le plan des modules.
Yf (Final Yield)	Yf = E_AC / P0 (h) ; P0 : puissance nominale DC (kWp)	Énergie utile normalisée par la puissance installée.
PR (Performance Ratio)	PR = Yf / Yr (—)	Indicateur global de pertes (température, onduleur, BOS, encrassement…).
Disponibilité	A = Temps disponible / Temps total (—)	Mesure l'impact des arrêts et indisponibilités.

B.2 Éolien — KPI principaux

Indicateur	Formule / Définition	Interprétation maintenance
Facteur de charge	CF = E / (P_rated × T) (—)	Sous-performance globale (attention au régime de vent).
Courbe de puissance	Comparer P(V) mesurée à une référence (binning)	Détection anomalies (pitch/yaw, capteurs, aérodynamique).
Disponibilité	A = Temps RUN / Temps total (—)	Impact arrêts, faults, maintenance.
Indice vibration/température	Seuils + tendance (trend)	Pré-alarme mécanique (roulements, gearbox…).

B.3 Règles de filtrage (exemples)

Règle	Pourquoi ?	Exemple
Faible ressource	PR instable si G_POA faible / vents faibles	PV : ignorer G_POA < 200 W/m² ; Éolien : analyse par classes de vent.
Outliers	Éviter biais KPI	IQR/Hampel ; exclure P_ac négative, valeurs impossibles.
Synchronisation	Erreurs si pas même pas de temps	Resampler toutes séries au pas 5–15 min.
Curtailment à part	Ne pas confondre limitation réseau et défaut	Analyser KPI “net curtailment” séparément.

Annexe C Outils de diagnostic : arbres décisionnels & matrice symptômes → causes

C.1 Arbre rapide (PV) — PR bas

PR bas ?

→ (1) Vérifier ressource & capteurs (G_POA, horodatage, calibrations)

→ (2) Vérifier disponibilité (arrêts onduleur, alarmes, curtailment)

→ (3) Vérifier dispersion (strings : courants/tensions)

→ (4) Vérifier pertes BOS (câblage, connecteurs, fusibles)

→ (5) Vérifier onduleur (derating, MPPT, ventilation, erreurs réseau)

C.2 Arbre rapide (Éolien) — baisse énergie

Baisse énergie ?

→ (1) Comparer au régime de vent (distribution V_wind)

→ (2) Vérifier disponibilité (RUN/STOP/FAULT) et curtailment

→ (3) Comparer courbe de puissance P(V) à référence (bins)

→ (4) Vérifier pitch/yaw, capteurs, anémomètre

→ (5) Vérifier mécanique : vibrations, températures, bruit anormal

C.3 Matrice Symptôme → Cause → Vérification → Action

Symptôme	Causes probables	Vérifications rapides	Actions
PR ↓ (PV)	Encrassement, capteur POA dérive, onduleur derating	Comparer strings, vérifier G_POA, inspection visuelle	Nettoyage, recalibration capteur, contrôle onduleur
Dispersion I_string	String déconnectée, fusible, hotspot, ombrage	Thermographie, mesure I/V, inspection connecteurs	Réparer connexion, remplacer fusible/module
Arrêts onduleur	Surtension réseau, surtempérature, défaut isolation	Logs, alarmes, mesures réseau, test iso	Ventilation, réglages, réparation iso
Vibrations ↑ (WT)	Roulements, gearbox, déséquilibre pales	Trend vibration, inspection, analyse huile	Maintenance conditionnelle, arrêt planifié

Annexe D — Modèles de documents O&M (à copier-coller)

D.1 Fiche d'intervention

Champ	Valeur
Site / Actif	_____
Date / Heure	____ /____ /_____ ____:____
Symptôme observé	_____
Mesures / données consultées	_____
Diagnostic (cause probable)	_____
Action réalisée	_____
Pièces utilisées	_____
Durée intervention	_____ h
Remise en service (OK/KO)	_____
Commentaires / photos	_____

D.2 Registre incidents / alarmes

Horodatage	Actif	Alarme	Priorité	Cause racine	Action	TTR	Statut
____	____	____	H/M/B	____	____	____	Ouvert/Fermé
____	____	____	H/M/B	____	____	____	Ouvert/Fermé

D.3 Rapport mensuel de performance (plan)

1) Résumé exécutif (production, KPI, disponibilité, incidents majeurs)
2) Conditions météo (irradiance/vent, températures) et comparaison historique
3) KPI : PR/Yf/Yr (PV) ou CF + courbe de puissance (éolien)
4) Attribution des pertes (curtailment, indisponibilités, pertes techniques)
5) Incidents & actions maintenance (top défauts, délais, pièces)
6) Recommandations et plan d'actions (priorités + échéances)

D.4 Checklists préventives (extraits)

Checklist PV (mensuelle / trimestrielle) :

- Inspection visuelle modules (verre, fissures, cadres, traces d'échauffement)
- État structures & serrages, corrosion, mise à la terre
- Connectiques DC (MC4), boîtes de jonction, traces d'échauffement
- Onduleurs : filtres/ventilation, logs, températures, messages derating
- Capteurs : propreté POA, fixation, synchronisation horloge

Checklist Éolien (périodique) :

- Inspection pales (érosion, impacts, salissures)
- Contrôle yaw/pitch (états, anomalies), freinage, capteurs
- Suivi vibrations & températures (gearbox, génératrice)
- Lubrification / analyse huile (si applicable)
- Vérification communication SCADA et alarmes récurrentes

Annexe E — Gabarits AMDEC/RCM & criticité

E.1 AMDEC (FMECA) — tableau vierge

Équipement	Mode de défaillance	Effet	Cause	Détection	G	O	D	RPN	Actions

E.2 Matrice de criticité (exemple)

Gravité \ Occurrence	Faible	Moyenne	Élevée
Faible	Acceptable	À surveiller	Action
Moyenne	À surveiller	Action	Action prioritaire
Élevée	Action	Action prioritaire	Critique (immédiat)

Annexe F — Méthodes statistiques robustes (mémo rapide)

Objectif : traiter les données de supervision (outliers, trous, dérives lentes) sans introduire de biais majeurs.

Méthodes utiles :

- Médiane et IQR : robustes pour détection outliers (règle 1.5×IQR)
- Hampel filter : détection locale outliers (fenêtre glissante)
- Régression Theil–Sen : tendance robuste
- RANSAC : ajustement robuste à forte contamination
- Binning (éolien) : comparaison P(V) par classes de vent

Procédure recommandée : (1) contrôle qualité (valeurs impossibles), (2) filtrage faible ressource, (3) suppression outliers, (4) tendance, (5) comparaison à une référence.

Annexe G — Supervision/SCADA : bonnes pratiques

G.1 Nommage des tags (exemple)

Catégorie	Exemple tag	Commentaire
Météo	MET.G_POA_Wm2	Toujours unité dans le nom si possible
PV DC	INV01.V_DC_V	Préfixe équipement + grandeur + unité
PV AC	INV01.P_AC_W	Éviter noms ambigus
État	INV01.STATUS	Enum documenté (RUN/FAULT/DERATING)
Alarme	INV01.ALARM_CODE	Code unique + dictionnaire

G.2 Politique d'alarmes (exemple)

Niveau	Critère	Réaction	Délai cible
Info	Anomalie mineure	Surveiller	
Avertissement	Perte possible / dérive	Analyse sous 24–48h	48h
Critique	Arrêt / sécurité	Intervention immédiate	2–6h

G.3 Cybersécurité (checklist)

- ✓ Accès distant via VPN + MFA
- ✓ Chiffrement TLS, gestion certificats
- ✓ Journalisation des actions (audit)
- ✓ Segmentation réseau (IT/OT)
- ✓ Sauvegardes et plan de restauration

Annexe H — Télémaintenance : procédure type (sécurisée)

1. Préparer : autorisation, fenêtre d'intervention, sauvegarde configuration, plan rollback
2. Accès : VPN + MFA, contrôle droits (lecture/écriture), journalisation
3. Diagnostic : logs, KPI, alarmes, tests non intrusifs
4. Action : reconfiguration / redémarrage / mise à jour (par étapes)
5. Validation : critères de réussite (production, alarmes, stabilité)
6. Clôture : rapport, mise à jour CMMS/GMAO, leçons apprises

H.1 Tableau risques → mesures de maîtrise

Risque	Impact	Mesures de maîtrise
Mauvaise configuration	Arrêt production	Rollback + validation en 2 étapes
Accès non autorisé	Sécurité / sabotage	VPN+MFA, segmentation, audit
Firmware défaillant	Indisponibilité	Test, versioning, retour arrière

Annexe I — Normes & documents de référence (mémo)

Référence	Domaine	Utilité dans le cours
IEC 61724-1	Monitoring PV	Mesure, échange de données, analyse performance
IEC 62446-2	Essais PV	Contrôles, inspection, documentation
IEC 60812	AMDEC (FMEA)	Méthode d'analyse de défaillances et criticité
ISO 55001	Asset management	Gouvernance actifs, amélioration continue O&M
IEC 61400-12-1	Performance éolien	Mesure courbe de puissance et méthodes