



Projet / Project:
***Développement de l'énergie solaire
en Afrique subsaharienne /***
Solar Development in Sub-Saharan Africa

CAMPAGNE DE MESURES SOLAIRES EN AFRIQUE DE L'OUEST /
**SOLAR RESOURCE MEASUREMENT CAMPAIGN IN WEST
AFRICA**

***Rapport de Mesures Station Météorologique
Automatique (après une année de mesures) /***
**Automatic Weather Station Measurement Report
(after one year of measurements)**

Kaya – Burkina Faso / Kaya – Burkina Faso

Avril 2022 / April 2022

YANDALUX 
Profitons de notre Soleil

 **cspservices**
concentrating solar power services

Financé par / Financed by



THE WORLD BANK
IBRD • IDA | WORLD BANK GROUP

Table des matières / Contents

Table des matières / Contents	2
Documents associés / Related documents	4
Glossaire / Glossary	4
1 Résumé / Summary	6
2 Description du site / Site description	8
2.1 Emplacement / Location	8
2.2 Environnement et ombrage / Surroundings and shading profile	9
2.3 Ombrages visibles dans les données de mesure / Shadings visible in the measurement data	10
3 Configuration et disposition de la station météorologique automatique / Automatic weather station configuration and layout	12
3.1 Équipement de mesure / Measurement equipment	12
3.2 Disposition de la station / Station layout	13
3.3 Mesures, transmission et contrôle des données / Data measurement, transmission and control	16
4 Installation, exploitation et maintenance de la station / Station installation, operation and maintenance	18
4.1 Tâches accomplies et calendrier / Completed tasks and timeline	18
4.2 Événements lors de l'exploitation de la station / Notable events during station operation	20
5 Liste de contrôle de la remise de la station / Handover checklist	21
6 Procédures de maintenance sur site / Local station maintenance procedures	24
7 Données de mesure et résultats / Measurement data and results	26
7.1 Données de mesure / Measurement data	26
7.2 Résultats des mesures pour la période de mesure rapportée / Measurement results for the reported measurement period	30
7.2.1 Sommaires mensuels / Monthly summaries	30
7.2.2 Irradiation solaire / Solar irradiation	31
7.2.3 Température et humidité relative / Temperature and relative humidity	33
7.2.4 Précipitation / Precipitation	34
7.2.5 Vitesse et direction du vent / Wind speed and direction	34
7.3 Système de mesure de taux d'encrassement des panneaux PV / PV soiling measurement system	37
7.3.1 Méthodologie de mesure / Measurement methodology	37
7.3.2 Équipement de mesure / Measurement equipment	37
7.3.3 Valeurs mesurées / Measured values	38
7.3.4 Intervalles de nettoyage / Cleaning cycles	39
7.3.5 Acquisition et traitement des données / Data acquisition and processing	40
7.3.6 Analyse de données / Data analysis	40
7.3.7 Comparaison de la méthode de mesure avec la norme IEC 61724-1 / Comparison of measurement methodology with IEC 61724-1	46
7.3.8 Résultats des mesures de salissure / Soiling measurement results	48
7.3.9 Taux moyens de salissure mensuels et annuels / Average monthly and yearly soiling rates	48

7.3.10	Propreté et taux de salissure quotidiens / Daily cleanliness and soiling rates	49
7.4	Échantillonneur de corrosion (taux de corrosion) / Corrosion sampler (Corrosion rate).....	53
8	Contrôle de la qualité des données et incertitude des mesures, valeurs GHI et DNI à long terme / Data quality control and measurement uncertainty, long-term GHI and DNI values.....	54
8.1	Indice de ciel clair / Clear sky index	55
8.2	Évaluation de qualité de données / Data quality assessment.....	56
8.3	Comparaisons données d'irradiance / Irradiance data comparison	57
8.4	Incertitude de mesure / Measurement uncertainty	58
8.4.1	Mesures de la GHI par le pyranomètre / GHI measurements by the pyranometer	58
8.4.2	Mesures de la GHI, de la DNI et de la DHI par le RSI / GHI, DNI and DHI measurements by the RSI.....	59
8.5	Sommes annuelles et incertitude de GHI et DNI à long terme / Yearly sum and uncertainty of long-term GHI and DNI.....	60
8.5.1	Sommes annuelles de GHI et DNI à long terme / Yearly sums of long-term GHI and DNI.....	60
8.5.2	Adaptation du site et incertitude de la GHI et de la DNI à long terme / Site adaptation and uncertainty of long-term GHI and DNI	60
9	Documentation photographique / Photographic documentation.....	62
9.1	Transfert de la station (avril 2021) / Station handover (April 2021)	62
9.2	Visite de maintenance (novembre 2021) / Maintenance visit (November 2021).....	63
9.3	Visite de maintenance (février 2022) / Maintenance visit (February 2022)	68
10	Procédures et certificats d'étalonnage / Calibration procedures and certificates.....	74
10.1	Étalonnage des capteurs lors de l'installation et remise de la station / Calibration of sensors upon station installation and handover	74
10.1.1	RSI (DHI, DNI)	75
10.1.2	CMP10 pyranometer (GHI).....	77
10.1.3	#40C Anemometer.....	80
10.1.4	RSI (DHI, DNI)	82
10.1.5	CMP10 pyranometer (GHI).....	84
10.2	Étalonnage du capteur pour la deuxième année de mesures / Sensor calibration for the second year of measurements.....	87

Documents associés / Related documents

- *Plan de mise en œuvre du projet / Project implementation plan*
[CSPS-YLS_EEEOA_PlanDeMiseEnOeuvreFinal_2021-07-21.pdf](#)
[CSPS-YLS_WAPP_ImplementationPlanFinal_2021-07-21.pdf](#)
- *Procès-verbal de transfert de l'exploitation et de la maintenance de la station météorologique / Minutes of the handover of the operation and maintenance of the meteorological station*
[PV Station de Kaya.pdf](#)
- *Données de mesure en résolution d'une minute / Measurement data for the reported period in 1-minute resolution*
[Solar-Measurements_BurkinaFaso-Kaya_QC.csv](#)
- *Description de l'en-tête des données de mesure / Measurement data header description*
[Solar-Measurements_BurkinaFaso-Kaya_Header_fr_en.xlsx](#)

Les données de mesure et le fichier d'en-tête associé peuvent être téléchargés à partir du lien suivant : / The installation report, the measurement data and the associated header file can be downloaded from the following link :

<https://energydata.info/dataset/burkina-faso-solar-radiation-measurement-data>

Glossaire / Glossary

BM / WB	Banque mondiale / World Bank
CSPS / CSPS	CSP Services GmbH (consultant, groupement avec YLS) / CSP Services GmbH (consultant, JV with YLS)
DHI / DHI	1. Irradiance diffuse horizontale (éclairage énergétique) / Diffuse horizontal irradiance 2. Irradiation diffuse horizontale (rayonnement solaire intégrée) / Diffuse horizontal irradiation (integrated solar energy)
DNI / DNI	1. Irradiance normale directe (éclairage énergétique) / Direct normal irradiance 2. Irradiation normale directe (rayonnement solaire intégrée) / Direct normal irradiation (integrated solar energy)
EEEOA / WAPP	Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain / West African Power Pool 1. Irradiance globale horizontale (éclairage énergétique) / Global horizontal irradiance
GHI / GHI	2. Irradiation globale horizontale (rayonnement solaire intégrée) / Global horizontal irradiation (integrated solar energy)
OMT / OMT	Équipe de maintenance sur site (personnel local pour la maintenance des SMA) / On-site maintenance team (local staff for AWS maintenance)
PV / PV	Photovoltaïque / Photovoltaic
PV-S / PV-S	Système de mesure du taux d'encrassement (salissure) des panneaux PV / System to measure the soiling rate on PV panels
RSI / RSI	Irradiomètre à bande d'ombre rotative / Rotating shadowband irradiator
SMA / AWS	Station météorologique automatique / Automatic weather station
SONABEL / SONABEL	Société Nationale d'électricité du Burkina Faso / Société Nationale d'électricité du Burkina Faso
YLS / YLS	Yandalux Solar GmbH (consultant, groupement avec CSPS) / Yandalux Solar GmbH (consultant, JV with CSPS)

Résumé d'installation et du site / Site and installation summary	
<i>Client / Client:</i>	Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (EEEOA) / West African Power Pool (WAPP)
<i>Site / Site:</i>	Sous-station de SONABEL. Kaya, Burkina Faso / SONABEL substation, Kaya, Burkina Faso
<i>Coordonnées / Coordinates :</i>	13.08301°N, -1.07272°E, Altitude: 324 m
<i>Type de station / Station type :</i>	Tier2 station météorologique automatique / Tier2 automatic weather station
<i>Date de mise en service / Date of commissioning :</i>	2019-11-23
<i>Date de transfert au projet en cours / Date of handover to the current project :</i>	2021-04-28
<i>Période de mesure rapportée / Reported measurement period :</i>	2021-04-29 – 2022-04-28
Personnel responsable / Responsible staff	
<i>Date : 2022-04-28 / Date: 2022-04-28</i>	<i>Suivi des données et rapports / Data monitoring and reporting :</i> Anne Forstinger, CSP Services Roman Affolter, CSP Services <i>Maintenance de la station sur place / Station maintenance on site :</i> Yandalux on-site maintenance staff

Table 1: Résumé d'installation et du site / Site and installation summary.

1 Résumé / Summary

Dans le cadre du projet "Développement de l'énergie solaire en Afrique subsaharienne, campagne de mesure solaires en Afrique de l'Ouest", une année de données de mesures météorologiques a été collectée sur le site de Kaya, Burkina Faso. Ce rapport résume la période de mesure de la première année de mesures dans le cadre du projet actuel entre avril 2021 et avril 2022. Il comprend la description du site et les environs, les équipements de mesure installés, les activités d'installation et de maintenance et un résumé des paramètres météorologiques mesurés.

L'exploitation de la station a été transférée au consultant (YLS/CSPS) en avril 2021. Elle a été installée en novembre 2019 et a été exploitée dans le cadre d'un autre projet de mesure avant la remise.

Le but de cette campagne est de collecter jusqu'à deux années de données de mesure au sol pour la cartographie de l'irradiation solaire et pour les futures centrales photovoltaïques (PV) à l'échelle à l'endroit décrit. Les paramètres de mesure sont principalement l'irradiation horizontale globale (GHI), l'irradiation normale directe (DNI) et l'irradiation horizontale diffuse (DHI). En outre, la température et l'humidité relative et la vitesse et la direction du vent sont mesurés. Après une période de mesure initiale avec la configuration de capteurs décrite, la station a été mise à niveau en novembre 2021 et équipée avec des capteurs supplémentaires pour les mesures de la pluie, des températures des modules ainsi que le taux d'encrassement des modules PV et le taux de corrosion de différents échantillons métalliques.

Les données de mesure de la station sont transférées à CSPS à intervalles réguliers (toutes les heures) pour le suivi et le contrôle de la qualité des données. De plus, les données sont disponibles sur un serveur web protégé pour un contrôle et un téléchargement des données en temps réel.

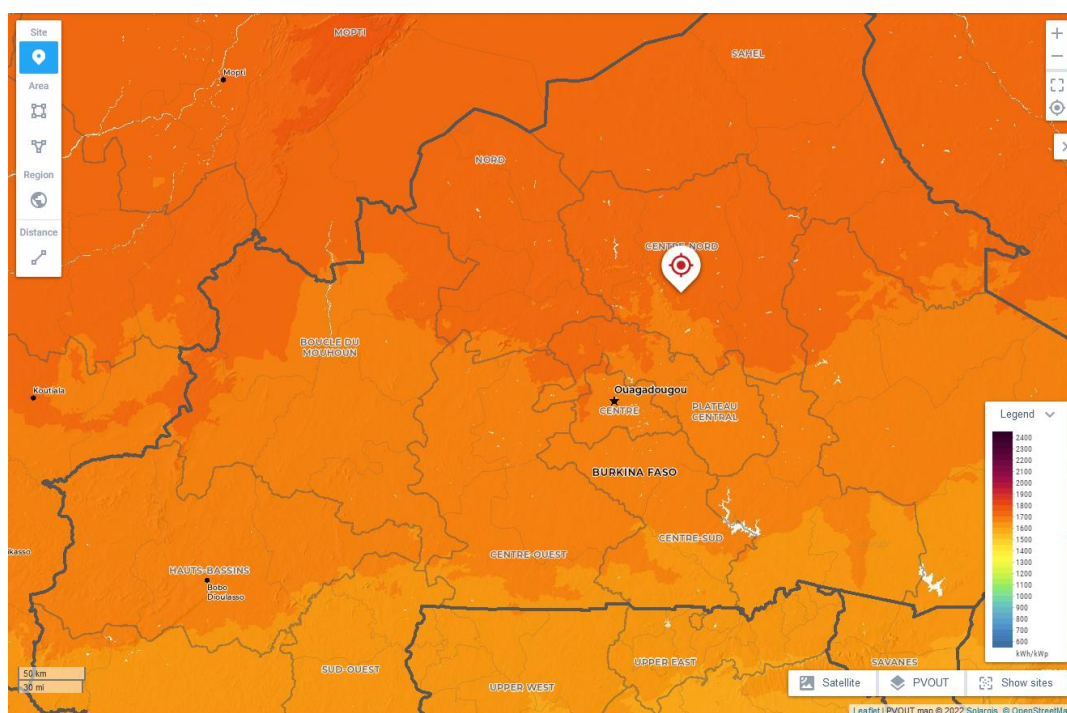


Figure 1: Site de Kaya au Burkina Faso (source : globalsolaratlas.info) / Kaya site in Burkina Faso.

CSP Services effectue des tests quotidiens de la qualité des données et publie des rapports de mesure à intervalles mensuels. Le personnel local sous-traitant est chargé de la maintenance et du nettoyage des capteurs d'irradiation solaire et du module PV de référence pour la mesure de l'encrassement. La personne responsable était présente lors de la remise de la station et a été informée des procédures de maintenance et de nettoyage.

Les mesures se poursuivent avec les mêmes procédures qu'auparavant et un rapport de mesure final sera fourni à la fin de la campagne de mesure sur le site.

Pour une description générale de la campagne de mesure des ressources solaires, veuillez faire référence au plan de mise en œuvre du projet soumis en juillet 2021.

In the framework of the project “Solar Development in Sub-Saharan Africa, Solar resource measurement campaign in West Africa”, one year of meteorological measurement data was collected at the measurement site in Kaya, Burkina Faso. This report summarizes the measurement period for the first year of measurements under the current project at the site between April 2021 and April 2022. It includes the description of the site and the installed measurement equipment, the installation and maintenance activities and a summary of the measurement results.

The station was handed over to the consultant (YLS/CSPS) in April 2021. It was installed in November 2019 and was operated in a framework of a different measurement project prior to the handover.

The purpose of this installation is to collect up to two years of ground measurement data for solar irradiation mapping and for future utility scale photovoltaic (PV) power plants at the described location. Measurement parameters are primarily global horizontal irradiation (GHI), direct normal irradiation (DNI) and diffuse horizontal irradiation (DHI). Further, temperature and relative humidity and wind speed and direction are measured. After an initial measurement period with the described sensor configuration, the station was upgraded in November 2021 and equipped with additional sensors for rain measurements, module temperatures as well as PV module soiling rate and corrosion rate of different metal samples.

Measurement data from the station are being transferred to CSPS in regular (hourly) intervals for data quality monitoring and control. Additionally, the data is available on a protected web server for real time data monitoring and download.



Figure 2: Station météorologique automatique de Kaya, Burkina Faso / Automatic weather station in Kaya, Burkina Faso.

CSP Services applies daily data quality tests and issues measurement reports in monthly intervals. Local subcontracted staff is in charge of the maintenance and sensor cleaning of the solar irradiation sensors and the reference PV module for the soiling measurement. The responsible person was present during the handover of the station and was briefed on the maintenance and cleaning procedures.

The measurements are being continued with the same procedures as before and a final measurement report will be issued after the conclusion of the measurement campaign at the site.

For an overall description of solar resource measurement campaign and especially on the process of the measurement site selection in the involved countries, please refer to the project implementation plan submitted in July 2021.

2 Description du site / Site description

Ce chapitre décrit le site de mesure sélectionné, ses coordonnées, la classification climatique et une analyse de son environnement et de tout impact potentiel de l'environnement sur les données de mesure de l'irradiance. Pour une description détaillée du processus de sélection du site de mesure, veuillez faire référence au plan de mise en œuvre du projet soumis en juillet 2021.

This chapter describes the selected measurement site, coordinates, the climate classification and an analysis of its surroundings and any potential impact of the surroundings on the irradiance measurement data. For a detailed description of the measurement site selection process, please refer to the project implementation plan submitted in July 2021.

2.1 Emplacement / Location

L'emplacement des mesures est décrit dans le tableau et les cartes ci-dessous. / The measurement location is described in the table and the maps below.

Site / Site :	Kaya
Cordonnées / Coordinates :	13.08301°N, -1.07272°E, Altitude: 324 m
Climat / Climate :	Climat chaud semi-aride / Hot semi-arid climate (Köppen-Geiger BSh, (Kottek, Grieser, Beck, Rudolf, & Rubel, 2006))

Table 2: Informations de l'emplacement / Location information.



Figure 3: Emplacement dans la sous-station de la SONABEL en Kaya / Location at the SONABEL substation in Kaya.



Figure 4: Emplacement dans la sous-station de la SONABEL, la station est visible sur images Google Earth (clôture d'environ 5x5m avec la station à l'intérieur à côté du marqueur) / Location at the SONABEL substation, the station is visible on images on Google Earth (approx. 5x5m fence with station inside next to the marker).

2.2 Environnement et ombrage / Surroundings and shading profile

Les environs immédiats sont plats avec quelques installations au nord-ouest et au sud. Lors d'une des visites de maintenance de la station, des photos de l'horizon dans toutes les directions ont été prises depuis l'emplacement des capteurs d'irradiance et une vue panoramique a été générée à partir de ces photos.

La Figure 5 montre l'image panoramique avec la ligne d'horizon et la course du soleil tout au long de l'année.



Figure 5: Ligne d'horizon du point de vue du pyranomètre et course du soleil tout au long de l'année (les photos panoramiques pour cette analyse ont été prises lors d'une visite de maintenance qui a eu lieu en mai 2022) / Horizon line from the perspective of the pyranometer and sun path throughout the year (the panoramic pictures for this analysis were taken upon a maintenance visit that took place in May 2022).

The immediate surroundings are flat with some facilities of the substation surrounding the station. Upon one of the maintenance visits to the station, pictures of the horizon in all directions were taken from the location of the irradiance sensors and a panoramic view was generated from these pictures.

Figure 5 shows the panoramic picture with the horizon line and the sun path throughout the year.

La Figure 6 montre l'analyse de la ligne d'horizon et les occurrences d'ombrage probables sur les mesures de données d'irradiation. L'analyse montre que le champ de vision des capteurs est en grande partie libre et qu'il n'y a pas d'obstacles importants au-dessus de l'horizon, à l'exception de quelques arbres à l'est et à l'ouest qui pourraient avoir un impact à de faibles angles d'élévation du soleil. En dehors de cela, aucune ombre significative n'est donc attendue à des angles d'élévation du soleil $>5^\circ$.

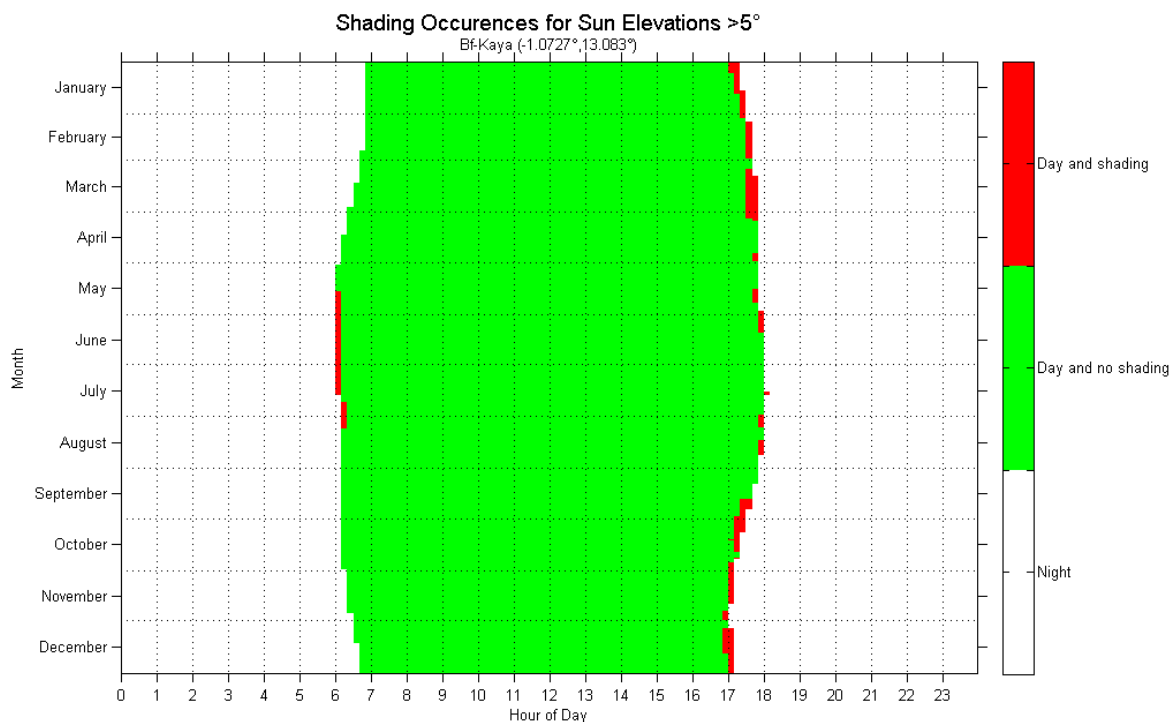


Figure 6: Ombrage pour l'élévation du soleil $> 5^\circ$ / Shading occurrences for sun elevations $>5^\circ$.

Figure 6 shows the analysis of the horizon line and the potential shading occurrences on the irradiance data measurements. The analysis shows a mostly free field of view for the sensors without any relevant obstructions above the horizon, except for some trees in the east and west which might have an impact at low solar elevation angles. Other than that, no significant shading at sun elevations $>5^\circ$ is therefore expected.

2.3 Ombrages visibles dans les données de mesure / Shadings visible in the measurement data

Avec les données d'irradiation recueillies pendant la période de mesures rapportée, l'analyse de l'ombrage a pu être vérifiée avec les données de mesure des capteurs d'irradiation, en particulier la DNI.

La Figure 7 montre la DNI mesuré de la station pour la période rapportée dans un diagramme d'élévation-azimut (du soleil). Chacune des lignes correspond à une course du soleil pour un jour de l'année. La DNI maximum enregistré à chaque position du soleil est indiqué par la couleur du pixel. Les angles d'élévation solaire bas et l'azimut solaire centré autour de 180° (sud) correspondent aux jours d'hiver (autour de décembre) sur l'hémisphère nord. Les angles d'élévation solaire élevés et l'azimut solaire vers $0/360^\circ$ (nord) correspondent à des jours d'été (vers juin) dans l'hémisphère nord pour les sites situés à l'intérieur du tropique du Cancer.

L'ombrage du capteur DNI se traduirait par des régions bleues dans le diagramme sous la forme des structures (mât, lignes électriques, arbres, etc.) à l'origine de l'ombrage, alors que l'on s'attendrait autrement à un DNI élevé. Les lignes bleues en forme de course du soleil indiquent les périodes de temps nuageux pour lesquelles l'ombrage ne peut être détecté.

L'analyse des données de mesures confirme les résultats de l'analyse de l'ombrage effectuée avec les photos panoramiques car un peu d'ombrage est visible à partir des arbres à l'ouest peu avant le coucher du soleil, mais sans impact significatif sur les données de mesure.

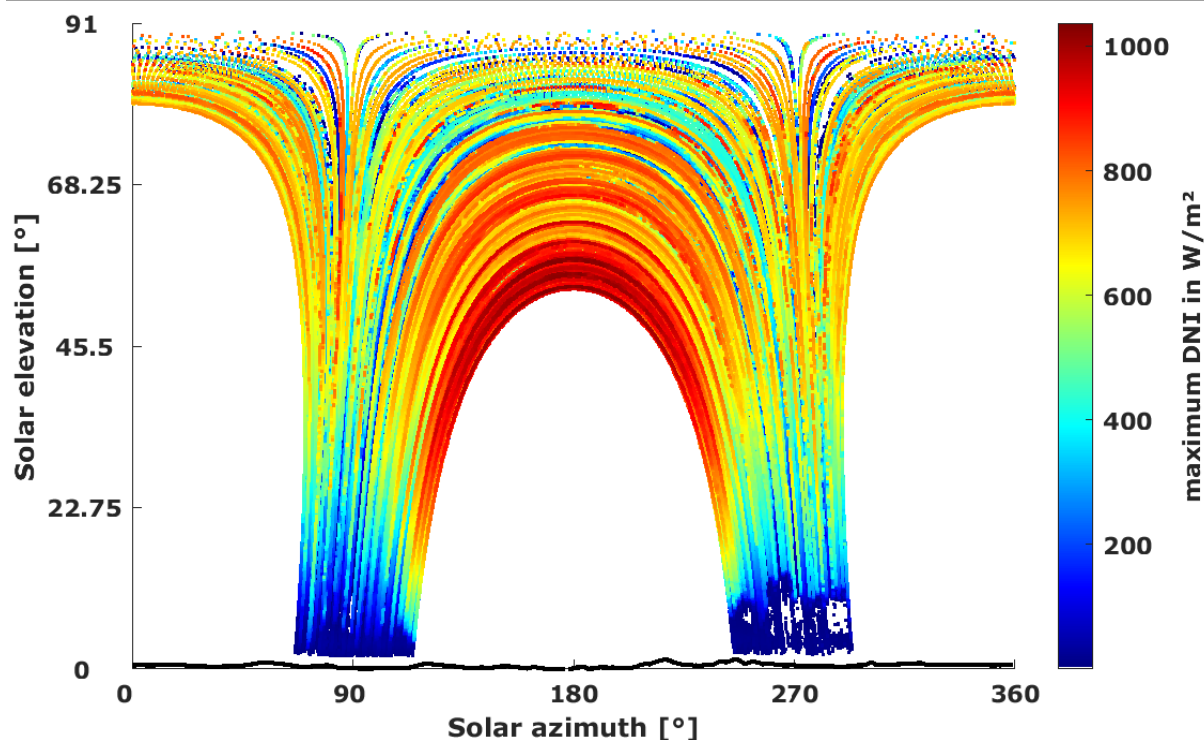


Figure 7: Analyse de l'ombrage des données de mesure / Shading analysis of the measurement data.

With the irradiance data collected during the reported period, the initial shading analysis could be verified with the measurement data from the irradiance sensors, especially the DNI.

Figure 7 shows the measured DNI from the station for the reported period in an (solar) elevation-azimuth plot. Each of the lines corresponds to a sun path on any given day throughout the year. The maximum recorded DNI at each sun position is indicated by the color of the pixel. Low solar elevation angles and solar azimuth centered around 180° (south) correspond to winter days (around December) on the northern hemisphere. High solar elevations and solar azimuth towards 0/360° (north) correspond to summer days (around June) on the northern hemisphere for sites inside the Tropic of Cancer.

Shading of the DNI sensor would show as blue regions in the plot in the shape of the structures (mast, power lines, trees etc.) causing the shading where otherwise high DNI would be expected. Blue lines in the shape of the course of the sun indicate periods of cloudy weather for which shading cannot be detected.

The analysis of the measurement data confirms the findings from the shading analysis performed with the panoramic pictures as some shading is visible from the trees in the west shortly before sunset but without significant impact on the measurement data.

3 Configuration et disposition de la station météorologique automatique / Automatic weather station configuration and layout

Ce chapitre donne une vue d'ensemble de l'équipement installé et des capteurs avec leurs numéros de série respectifs. En outre, un plan de la station météorologique est présenté. Comme décrit au chapitre 1, la station a été remise au consultant en avril 2021. Elle a été installée en novembre 2019 et a été exploitée dans le cadre d'un autre projet de mesure avant la remise. Après une période de mesure initiale, la station a été améliorée et équipée de capteurs supplémentaires pour les mesures de pluie, les températures des modules ainsi que le taux d'encrassement des modules PV et le taux de corrosion de différents échantillons métalliques. La date d'installation des capteurs supplémentaires est indiquée dans le tableau ci-dessous.

Comme la station effectuait des mesures depuis novembre 2019, les capteurs d'irradiance pour GHI, DNI et DHI ont été remplacés après environ 2 ans de fonctionnement de la station. La date des remplacements des capteurs est indiquée dans le tableau ci-dessous.

This chapter gives an overview of the installed equipment and sensors with respective serial numbers. Further, a layout drawing of the weather station is shown. As described in chapter 1, the station was handed over to the consultant in April 2021. It was installed in November 2019 and was operated in a framework of a different measurement project prior to the handover. After an initial measurement period, the station was upgraded and equipped with additional sensors for rain measurements, module temperatures as well as PV module soiling rate and corrosion rate of different metal samples. The installation date of the additional sensors is indicated in the table below.

As the station had been measuring since November 2019, the irradiance sensors for GHI, DNI and DHI were exchanged by freshly calibrated sensors in February 2022. The exact date of the replacements of the sensors is indicated in the table below.

3.1 Équipement de mesure / Measurement equipment

Équipement et numéros de série / Equipment and serial numbers		
Station météorologique automatique Automatic weather station	CSP Services Tier2 / CSP Services Tier2	CSPS.MT.19.205
Boîtier de contrôle / Main control box	CSP Services Tier2 / CSP Services Tier2	CA.19.204.0004
Enregistreur de données / Datalogger	Campbell CR1000X	8829
Modem / Modem	MultiTech MTC-G3-B06	-
Alimentation électrique / Power supply	Alimentation électrique autonome avec panneaux PV et batterie / Autonomous power supply with PV panels and battery	-

Paramètre mesuré / Measured parameter	Unité / Unit	Type de capteur / Sensor type	Numéro de série / Serial number
DHI, DNI	W/m ²	CSP Services Rotating Shadowband Irradiometer (installé à 2m du sol) / CSP Services Rotating Shadowband Irradiometer (installed 2m above ground)	DR.18.201.0005 MS.18.003.0011 (Démonté / dismounted : 2022-02-07) MS.21.203.0004 (Installé / installed 2022-02-07)

Paramètre mesuré / Measured parameter	Unité / Unit	Type de capteur / Sensor type	Numéro de série / Serial number
GHI	W/m ²	Pyranomètre Kipp&Zonen CMP10 (installé à 2m du sol) / Kipp&Zonen CMP10 pyranometer (installed 2m above ground)	196325 (Démonté / dismounted : 2022-02-07) 211588 (Installé / installed 2022-02-07)
Température / Temperature (T)	°C	Capteur de température et d'humidité Campbell Scientific CS215 (installé à 1,5 m du sol) / Campbell Scientific CS215 temperature and humidity sensor (installed 1.5m above ground)	E22116
Humidité / Humidity (RH)	%		
Précipitations (pluie) / Precipitation (Rain)	mm	Campbell Scientific 52203 (installé à 2m du sol) / Campbell Scientific 52203 (installed 2m above ground)	TB 16485 (Installé / installed 2021-11-04)
Vitesse du vent / Wind speed (WS)	m/s	Anémomètre NRG #40C (installé à 3m du sol) / NRG #40C anemometer (installed 3m above ground)	179500320757
Direction de vent / Wind direction (WD)	°N	Girouette NRG #200M (installée à 3m du sol) / NRG #200M wind vane (installed 3m above ground)	179900030880
Taux d'encrassement / Soiling rate	%	CSP Services système de mesure de l'encrassement des panneaux PV / CSP Services PV soiling measurement system	MS.21.201.0032 (Installé / installed 2021-11-04)
Taux de corrosion / Corrosion rate	%	Échantillonneur de corrosion Fraunhofer avec 12 échantillons métalliques normalisés d'aluminium, d'acier au carbone, de zinc et de cuivre (trois échantillons de chaque métal) / Fraunhofer corrosion sampler with 12 standardized metal samples of aluminum, carbon steel, zinc and copper (three samples from each metal)	MT.19.204 (Installé / installed 2021-11-04)

Table 3: Équipement de mesure / Measurement equipment.

Informations sur les capteurs et systèmes de mesure sont décrites dans la documentation de spécifications de la station. Pour les certificats d'étalonnage des capteurs, voir le chapitre 10.

Further information on the listed sensors and measurement systems can be found in the station specification documentation. For calibration certificates of sensors see chapter 10.

3.2 Disposition de la station / Station layout

La disposition de la SMA Tier2 est illustrée dans les figures ci-dessous. Les principaux composants sont la structure de montage avec les capteurs d'irradiation et le mât éolien avec des capteurs supplémentaires, ainsi que le système d'alimentation électrique PV.

Une documentation photographique complète de la station avant et après sa mise à niveau est présentée au chapitre 9.

The layout of the Tier2 AWS is shown in the figures below. The main components are the mounting structure with the irradiance sensors and the wind mast with additional sensors, as well as the PV power supply system.

A full photographic documentation of the station before and after the station upgrade is given in chapter 9.

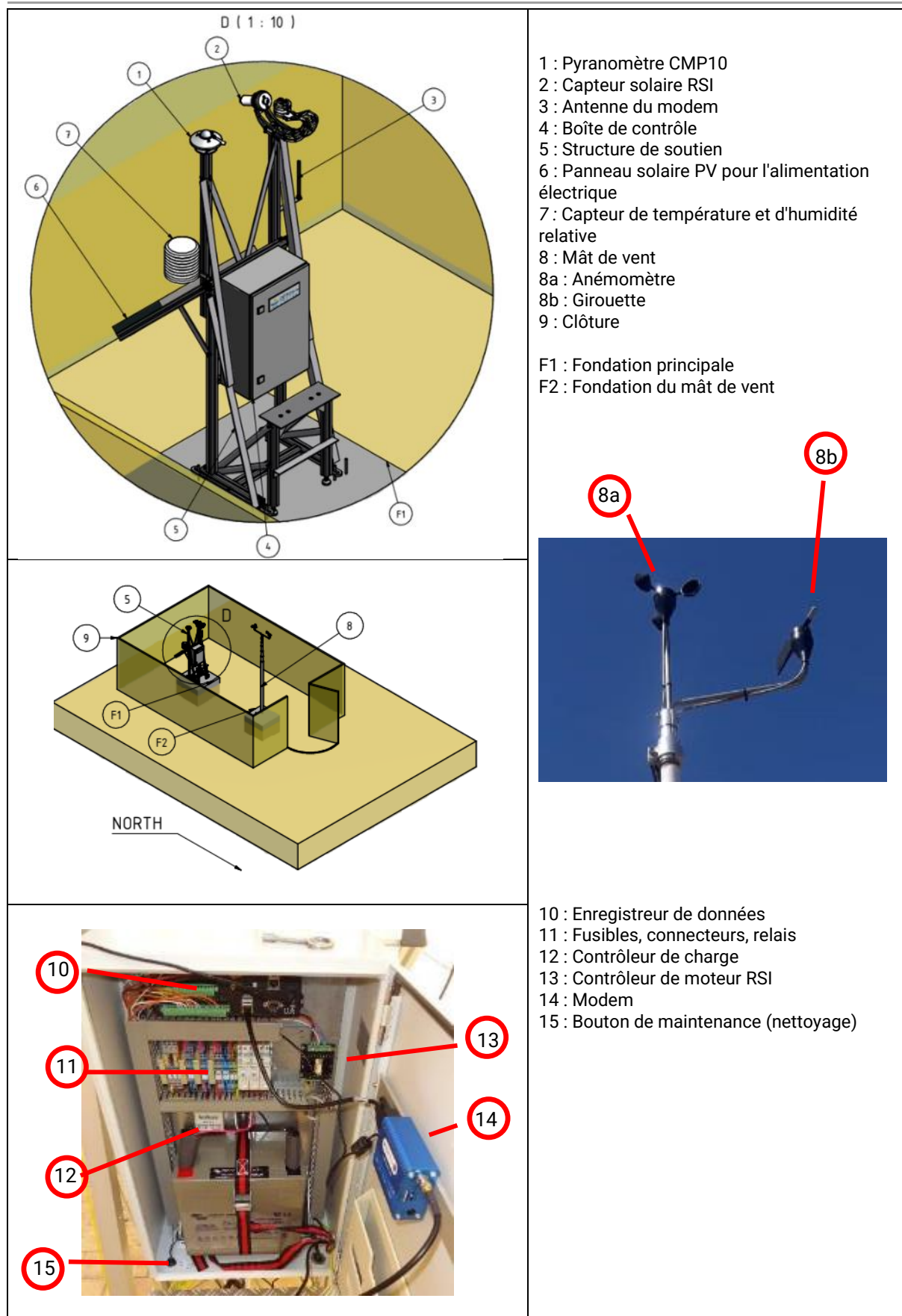


Figure 8: Configuration de la station Tier2 / Tier2 station configuration.



Figure 9: Station Tier2 comme installée à Kaya, Burkina Faso / Tier2 station as installed in Kaya, Burkina Faso.

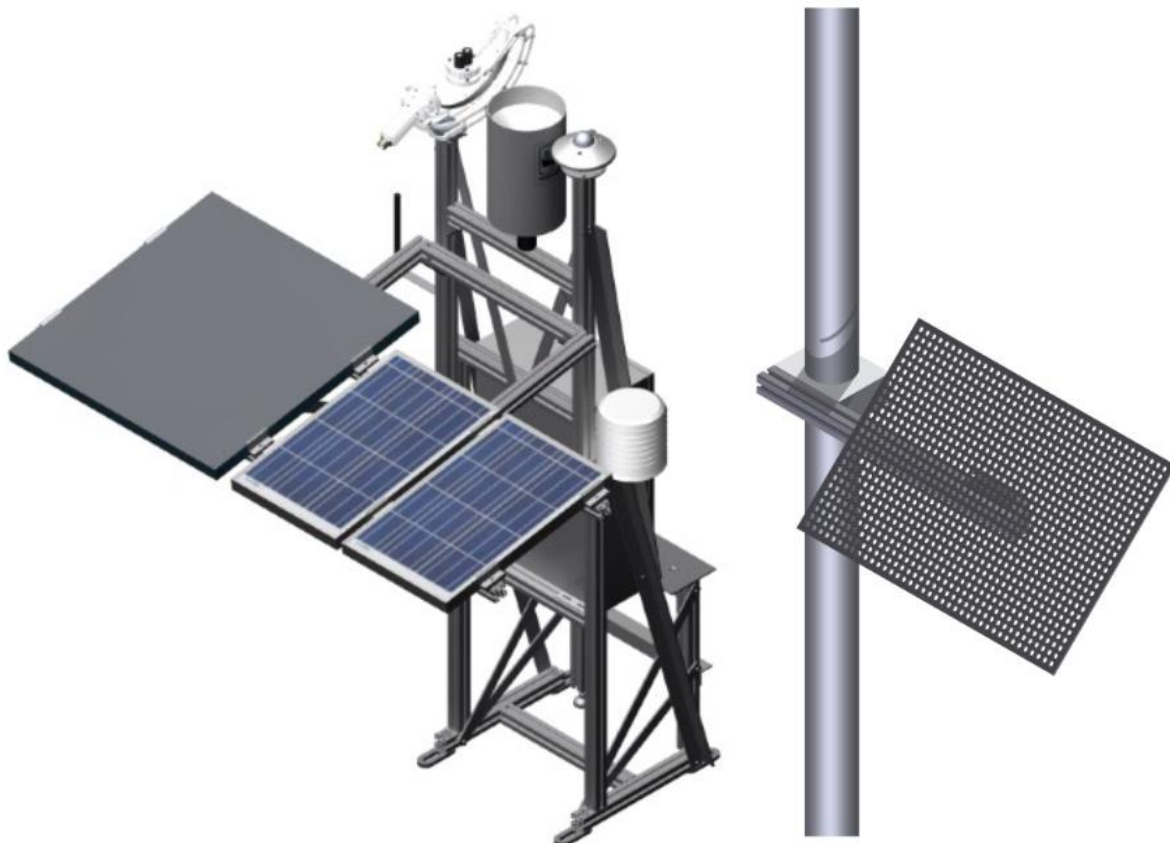


Figure 10: Équipement complémentaire pour les stations de mesure existantes : un pluviomètre, un échantillonneur de corrosion et un système de mesure de l'encrassement PV / Additional equipment for existing measuring stations: a rain gauge, a corrosion sampler and a PV soiling measurement system.

3.3 Mesures, transmission et contrôle des données / Data measurement, transmission and control

Les signaux des capteurs sont mesurés à une fréquence de 1 Hz et stockés dans des tables de données moyennes sur 1 minute et 10 minutes dans la mémoire interne de l'enregistreur de données, incluant les valeurs max, min et dév. std.

Les données de mesure sont envoyées aux serveurs de CSPS en temps réel via un modem avec une carte SIM d'un opérateur local.

Les données de mesure sont envoyées en parallèle au serveur de traitement des données CSPS et au serveur web pour l'accès par le client permettant le téléchargement des données (voir section 7). Elles sont stockées dans la mémoire interne de l'enregistreur de données pendant plus de 3 mois. En cas de problèmes de réseau prolongés, les données peuvent être récupérées après que ceux-ci aient été résolus ou manuellement sur site via un accès USB direct à l'enregistreur de données si nécessaire.



Figure 11: Modem GSM pour la transmission des données de mesure / GSM Modem for measurement data transmission.

The sensor signals are scanned with a frequency of 1 Hz and stored in 1-minute and 10-minute average data tables in the datalogger's internal memory together with the max, min and standard deviation values.

The measurement data is sent to the CSPS servers in real time through a modem with a SIM card from a local operator.

The measurement data is sent in parallel to the CSPS data processing server and the web server for client access for data monitoring and download (see section 7). It is stored in the internal memory of the datalogger for more than 3 months. In case of prolonged network issues, the data can be retrieved after the network issues have been resolved or manually on site via direct USB access to the datalogger if necessary.

Pour les procédures de contrôle de la qualité des données, CSPS effectue les tâches suivantes pour assurance de la qualité / contrôle de la qualité (AQ/CQ) des données :

- Téléchargement régulier de données via le réseau de téléphonie mobile (normalement en temps réel).
- Vérification du bon fonctionnement de l'équipement, coordination du personnel de maintenance local.
- Analyse des données, contrôle de la qualité des données et l'établissement de rapports conformément aux normes internationales.
- Correction des valeurs apparemment erronées (lorsque cela est possible et raisonnable).
- Supervision de la fréquence de maintenance, nettoyage correct du capteur, analyse de l'encrassement du capteur.

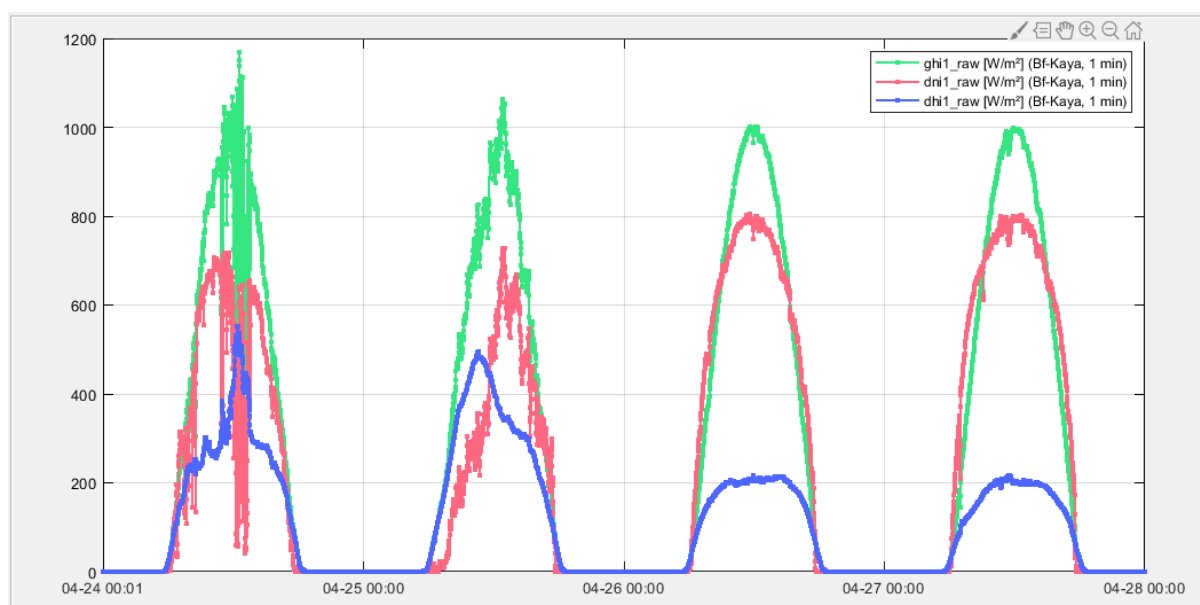


Figure 12 : Logiciel de contrôle de qualité de données de mesure / Measurement data quality control software.

For the data quality control procedures, CSPS performs the following tasks for data quality assurance and control (QA/QC):

- Regular data retrieval via mobile phone network (usually in real time).
- Check of correct operation of the equipment, coordination of local maintenance staff.
- Data analysis including data quality screening and reporting according to international standards.
- Correction of apparently erroneous values and gap filling (where possible and reasonable).
- Supervision of maintenance frequency, correct sensor cleaning, analysis of sensor soiling.

4 Installation, exploitation et maintenance de la station / Station installation, operation and maintenance

La station a été installée en novembre 2019 sur le site de Kaya dans le cadre d'un autre projet de mesure solaire. En avril 2021, la station a été remise au consultant pour être exploitée pendant 2 ans dans le cadre du projet actuel. La station a été mise à niveau et équipée de capteurs supplémentaires en novembre 2021 et de capteurs d'irradiance récemment calibrés en février 2022. En outre, la station est visitée pour la maintenance régulière par le personnel technique du consultant à des intervalles d'environ 6 mois.

Ce chapitre décrit le calendrier et les tâches accomplies pour l'installation, la remise à niveau et la maintenance de la station. Une liste de contrôle pour l'achèvement de l'installation et la fonctionnalité de l'équipement est fournie au chapitre 5.

Une documentation photographique complète des activités d'exploitation et de maintenance est fournie au chapitre 9.

The station was installed in November 2019 at the site in Kaya in the framework of a different solar measurement project. In April 2021 the station was handed over to the consultant to be operated for 2 years in the framework of the current project. The station was upgraded and equipped with additional sensors in November 2021 and with calibrated irradiance sensors in February 2022. In addition, the station is visited for regular maintenance by the consultant's technical staff in approximately 6-month intervals.

This chapter describes the timeline and the completed tasks for the installation, handover upgrade and maintenance of the station. A checklist for the installation completion and functionality of the equipment is given in chapter 5.

A complete photographic documentation of the operation and maintenance activities are given in chapter 9.

4.1 Tâches accomplies et calendrier / Completed tasks and timeline

Le tableau ci-dessous détaille chaque tâche réalisée et son délai d'exécution

The table below details each completed task and its completion time.

Date d'achèvement Completion date	Tâche / Task	Photo / Picture
2019-11-23	<i>Installation de la station (la station a été installée dans le cadre d'un autre projet de mesure des ressources solaires).</i> Installation of the station (the station was installed in the framework of a different solar resource measurement project).	

Date d'achèvement Completion date	Tâche / Task	Photo / Picture																																										
2019-11-23 2021-04-28	<i>Exploitation et maintenance de la station dans le cadre d'un autre projet de mesure des ressources solaires.</i> Station operation and maintenance in in the framework of a different solar resource measurement project.																																											
2021-04-28	<i>Remise de la station au projet actuel. Échange de la carte SIM pour la communication par modem, instruction de l'OMT les tâches locales d'entretien des stations.</i> Handover of the station to the current project. Exchange of SIM card for modem communication, instruction of OMT on local station maintenance tasks.	Procès-Verbal de transfert de l'exploitation et de la maintenance de Station Météorologique Site : KAYA Pays: BURKINA FASO <table><tr><th colspan="2">Information générales</th></tr><tr><td>Site :</td><td>Poste de Kaya, Burkina Faso</td></tr><tr><td>Coordonnées :</td><td>13 08301°N, 1 07272°O, 324m hauteur</td></tr><tr><td>Type de station :</td><td>Station Météorologique MDI avec Rotating Shadowband (radiomètre, pluviomètre et pyranomètre)</td></tr><tr><td>Date de mise en service de la station :</td><td>2019-11-23</td></tr><tr><th colspan="2">Numéros série et type capteur</th></tr><tr><td>Station OMT :</td><td>CSPS.MT-19-205</td></tr><tr><td>N° Série : Coffret électrique :</td><td>CSPS.CA-19-204-0004</td></tr><tr><td>Châssisage OMT :</td><td>Campbell Scientific CR1000X 8829</td></tr><tr><td>RSI OMT - Drive :</td><td>DR-18-201-0005</td></tr><tr><td>RSI OMT - PU :</td><td>MS-18-003-0011</td></tr><tr><td>Pyranomètre OMT :</td><td>Kipp&Zonen CMP10-156325</td></tr><tr><td>Anémomètre OMT :</td><td>NRG 440C-179800320787</td></tr><tr><td>Girouette OMT :</td><td>NRG 420CP-179800320880</td></tr><tr><td>Thermomètre, Hygromètre OMT :</td><td>Campbell Scientific CS215 R22116</td></tr><tr><th colspan="2">Documentation</th></tr><tr><td>Documentation technique :</td><td> - Certificats de l'attribution - Documentation technique des composants - Manuel de maintenance et entretien - Rapports de maintenance </td></tr><tr><td>Données de mesure :</td><td>- Fichiers de données mensuels Données de mesure (1 an)</td></tr><tr><th colspan="2">Carte SIM</th></tr><tr><td>Opérateur téléphonique :</td><td>Orange</td></tr><tr><td>Numéro de la carte :</td><td>+226 95 77 30 08</td></tr></table> 	Information générales		Site :	Poste de Kaya, Burkina Faso	Coordonnées :	13 08301°N, 1 07272°O, 324m hauteur	Type de station :	Station Météorologique MDI avec Rotating Shadowband (radiomètre, pluviomètre et pyranomètre)	Date de mise en service de la station :	2019-11-23	Numéros série et type capteur		Station OMT :	CSPS.MT-19-205	N° Série : Coffret électrique :	CSPS.CA-19-204-0004	Châssisage OMT :	Campbell Scientific CR1000X 8829	RSI OMT - Drive :	DR-18-201-0005	RSI OMT - PU :	MS-18-003-0011	Pyranomètre OMT :	Kipp&Zonen CMP10-156325	Anémomètre OMT :	NRG 440C-179800320787	Girouette OMT :	NRG 420CP-179800320880	Thermomètre, Hygromètre OMT :	Campbell Scientific CS215 R22116	Documentation		Documentation technique :	- Certificats de l'attribution - Documentation technique des composants - Manuel de maintenance et entretien - Rapports de maintenance	Données de mesure :	- Fichiers de données mensuels Données de mesure (1 an)	Carte SIM		Opérateur téléphonique :	Orange	Numéro de la carte :	+226 95 77 30 08
Information générales																																												
Site :	Poste de Kaya, Burkina Faso																																											
Coordonnées :	13 08301°N, 1 07272°O, 324m hauteur																																											
Type de station :	Station Météorologique MDI avec Rotating Shadowband (radiomètre, pluviomètre et pyranomètre)																																											
Date de mise en service de la station :	2019-11-23																																											
Numéros série et type capteur																																												
Station OMT :	CSPS.MT-19-205																																											
N° Série : Coffret électrique :	CSPS.CA-19-204-0004																																											
Châssisage OMT :	Campbell Scientific CR1000X 8829																																											
RSI OMT - Drive :	DR-18-201-0005																																											
RSI OMT - PU :	MS-18-003-0011																																											
Pyranomètre OMT :	Kipp&Zonen CMP10-156325																																											
Anémomètre OMT :	NRG 440C-179800320787																																											
Girouette OMT :	NRG 420CP-179800320880																																											
Thermomètre, Hygromètre OMT :	Campbell Scientific CS215 R22116																																											
Documentation																																												
Documentation technique :	- Certificats de l'attribution - Documentation technique des composants - Manuel de maintenance et entretien - Rapports de maintenance																																											
Données de mesure :	- Fichiers de données mensuels Données de mesure (1 an)																																											
Carte SIM																																												
Opérateur téléphonique :	Orange																																											
Numéro de la carte :	+226 95 77 30 08																																											
2021-11-04	<i>Visite de maintenance programmée après environ six mois de mesures. Mise à niveau de la station avec des capteurs supplémentaires :</i> <i>Mise à niveau de la station avec des capteurs supplémentaires pour la mesure de la pluie, du taux d'encrassement des PV, de la température des modules PV et du taux de corrosion.</i> <i>Examen de l'intégrité et du bon fonctionnement de toutes les pièces et de tous les capteurs de la station.</i> <i>Formation OMT pour la configuration de la station mise à niveau (y compris la maintenance du capteur de pluie et du système de mesure de l'encrassement du PV).</i> <i>Documentation de l'état de la station.</i> Scheduled maintenance visit after approx. six months of measurements. Upgrade of station with additional sensors: - Upgrade of station with additional sensors for the measurement of rain, PV soiling rate, PV module temperature and corrosion rate. - All parts and sensors of the station examined for integrity and correct operation. - OMT training for upgraded station configuration (including rain sensor and PV soiling measurement system maintenance). - Documentation of station status.																																											

Date d'achèvement Completion date	Tâche / Task	Photo / Picture
2022-02-07	<i>Visite de maintenance programmée. Remplacement des capteurs d'irradiance par des capteurs de remplacement calibrés :</i> - Remplacement des capteurs d'irradiance (RSI et CMP10) par des capteurs de remplacement calibrés. - Examen de l'intégrité et du bon fonctionnement de toutes les pièces et de tous les capteurs de la station. - Documentation de l'état de la station. Scheduled maintenance visit. Exchange of irradiance sensors by calibrated replacement sensors: - Exchange of irradiance sensors (RSI and CMP10) by calibrated replacement sensors. - All parts and sensors of the station examined for integrity and correct operation. - Documentation of station status.	

Table 4 : Calendrier d'installation et maintenance / Installation and maintenance timeline.

4.2 Événements lors de l'exploitation de la station / Notable events during station operation

La fonctionnalité de l'équipement a été bonne tout au long de la période de mesure rapportée. Le tableau Table 5 donne un aperçu de tous les événements notables survenus pendant la période de mesure.

The functionality of the equipment was good throughout the reported measurement period. Table 5 gives an overview on all notable events during the reported measurement period.

Date / Date	Evènement / Event
2021-04-28	Remise au projet en cours, début de la campagne de mesure. / Handover to current project, start of measurement campaign.
2021-11-04	Visite de maintenance programmée après environ 6 mois de mesures, mise à niveau de la station avec des capteurs supplémentaires. / Scheduled maintenance visit after approximately 6 months of operation, upgrade of station with additional sensors.
2022-02-07	Visite de maintenance programmée. Remplacement des capteurs d'irradiance par des capteurs de remplacement calibrés. / Scheduled maintenance visit, exchange of irradiance sensors by recently calibrated replacement sensors

Table 5: Événements notables au cours de la période de mesure rapportée / Notable events during the reported measurement period.

5 Liste de contrôle de la remise de la station / Handover checklist

Station de *Kaya*, Burkina Faso

4. Liste détaillée des contrôles

* En cas de non : Compléter dans le paragraphe 5. Conclusions, si nécessaire

Composante	Point de travail	Approuvé*		Commentaires
		Oui	Non	
Etat de la station	Propre	X		
	Clôturée	X		
	Rouille / peinture	X		
Clés	Coffret électrique	X		cadenas : 2 coffret électrique : 1 03 clés
	Clôture	X		
Bases en béton de la station et clôture	Station fixé solidement au sol	X		
	Clôture intacte	X		
	Verrouillage de la porte	X		
Structure de support avec boîte de contrôle	Les supports de capteurs sont étendus, RSI et pyranomètre à la même hauteur (environ 2m au-dessus du sol)	X		
	Barre de montage du panneau PV bien fixé	X		
	Niveaux horizontaux	X		
	Câble de mise à la terre connecté	X		
	Serrage des boulons	X		
Câblage	Examen visuel	X		
	Vérification des fusibles	X		
	Câble d'alimentation connecté PV	X		
	Tous les capteurs connectés	X		
	Câblage complet	X		Pas de câble non connecté
Rotating Shadowband Irradiometer (RSI)	Fixation au support central	X		
	Unité de Pyranomètre avec Licor présents	X		
	Bande d'ombre installée	X		
	Nivellement horizontal	X		

Station de *Kaya*, Burkina Faso

Composante	Point de travail	Approuvé*		Commentaires
		Oui	Non	
	Les capteurs Licor sont propres	X		
	Câble connecté à RSI et Box	X		
	Rotation du RSI toutes les 30 secondes	X		
Pyranomètre	Présence de pyranomètre GHI	X		
	Nivellement horizontal	X		
Capteur de temp./hum	Bouclier contre les radiations fixé sur le support du MDI	X		
	Sonde avec capuchon de filtre inséré	X		
	Câble connecté au boîtier de contrôle	X		
Panneau solaire PV	Fixé à la barre de montage PV	X		
	Face au Sud ?	X		
	Examen visuel (pas de fissures, pas de rayures, propre)	X		
	Câble connecté au panneau et au boîtier	X		
Mât de vent, capteurs de vitesse et de direction du vent	Hauteur des capteurs de vent environs 3 mètres au-dessus du sol	X		
	Câble de mise à la terre connecté	X		
	Anémomètre installé	X		
	Orientation nord du capteur girouette	X		
	Câble fixé aux capteurs, à la tour et au boîtier	X		
	Fonctionnement des capteurs	X		
Modem	Carte SIM insérée	X		Nouvelle carte SIM 75643445
	Modem bien fixé et câbles connectés	X		
Enregistreur de données	Enregistreur de données bien installé dans l'armoire	X		
	Câblage complet, pas de câble non-connecté	X		
	Bonne condition visuelle	X		
	Bouton de nettoyage connecté	X		

Figure 13: Liste de contrôle complétée par les informations recueillies lors de la visite de remise de la station en avril 2021 / Checklist completed with information gathered upon station handover visit in April 2021.

Composant Component	Point de contrôles Work item	Vérifié Checked		Commentaires Comments
		yes	no	
Capteur de précipitations Precipitation Sensor	<i>Capteur installé et mis à niveau</i> Sensor installed and leveled	X		
	<i>Opérabilité des capteurs</i> Operability of sensor	X		
Échantillonneur de corrosion Corrosion sampler	<i>Échantillonneur installé, numéros de série des échantillons documentés</i> Sampler installed, serial numbers of samples documented.	X		
Système de mesure de la salissure des PV PV soiling measurement system	<i>Structure de montage nivelée et alignée au sud</i> Mounting structure leveled and aligned to south	X		<i>17 degrés par rapport à l'horizontale</i> 17 degrees from horizontal
	<i>Panneaux PV installés</i> PV panels installed	X		
	<i>Réglage de l'angle d'inclinaison</i> Inclination angle adjusted	X		
	<i>Capteurs de température du module installés</i> Module temp. sensors installed	X		
	<i>Exploitabilité du système</i> Operability of system	X		
	<i>Panneaux nettoyés</i> Panels cleaned	X		

Table 6: Liste de contrôle pour les équipements de mesure supplémentaires installés en novembre 2021 / Checklist for additional measurement equipment installed in November 2021.

6 Procédures de maintenance sur site / Local station maintenance procedures

La maintenance régulière sur site et le nettoyage des capteurs sont effectués par une équipe de maintenance (OMT) contractée localement. Un manuel contenant les procédures définies a été fourni et une formation des opérateurs OMT a été organisée lors de la visite de remise de la station en avril 2021. Lors de la mise à niveau de la station avec les capteurs supplémentaires en novembre 2021, une autre formation a été réalisée pour les capteurs supplémentaires.

Les capteurs d'irradiation et les panneaux PV du système de mesure de la salissure PV-S sont nettoyés conformément au tableau ci-dessus.

(La mesure du taux de salissure avec le système de mesure de la salissure PV-S est basée sur la comparaison entre un module de référence propre (module A) et un module de mesure (module B) qui peut accumuler de la salissure sur sa surface. Le module A est donc nettoyé à chaque visite de l'OMT et le module B est nettoyé une fois par mois pour relancer le cycle de mesure des salissures).

Les visites d'entretien programmées pour la maintenance étendue du système sont effectuées environ tous les six mois pendant la durée de la campagne de mesure.

Capteurs Sensors	Nettoyage Cleaning		Commentaires Comments
	2 x par semaine 2 x per week	1 x par mois 1 x per month	
RSI pyranomètre (DNI, DHI) RSI pyranometer (DNI, DHI)	x		Premier et quatrième jour de chaque semaine / First and fourth day of each week
CMP10 pyranomètre (GHI) CMP10 pyranometer (GHI)	x		Premier et quatrième jour de chaque semaine / First and fourth day of each week
Module propre (modA) Clean module (Module A)	x		Premier et quatrième jour de chaque semaine / First and fourth day of each week
Module sale (modB) Dirty module (Module B)		x	Premier jour de chaque mois First day of the month

Table 7: Programme de nettoyage / Cleaning schedule.

Regular on-site maintenance and sensor cleaning is performed by a locally contracted on-site maintenance team (OMT). A manual with the defined procedures was provided and an OMT operator training was held during the station handover visit in April 2021. Upon the upgrade of the station with the additional sensors in November 2021, another training was provided for the additional sensors.

The irradiance sensors and the PV panels for the PV-S soiling measurement system are being cleaned according to the table above.

(The measurement of the soiling rate with the PV-S soiling measurement system is based on the comparison of a clean reference module (Module A) to a measurement module (Module B) which is allowed to accumulate soiling on its surface. Module A is therefore cleaned upon each visit by the OMT and Module B is cleaned once per month to restart the soiling measurement cycle.)

Scheduled maintenance visits for extended system maintenance are performed approximately every six months for the duration of the measurement campaign.

La station est équipée d'un bouton poussoir pour générer un journal de nettoyage des capteurs automatique. Le personnel de nettoyage appuie sur ce bouton à chaque nettoyage des capteurs. Le signal est enregistré dans l'enregistreur de données et stocké avec les données de mesure pour l'analyse et la documentation des données (voir Figure 20 pour un exemple du signal du bouton de nettoyage dans les données).

Le tableau ci-dessous montre le nombre de visites de nettoyage de capteurs qui ont été enregistrées pour la période de mesure rapportée pour chaque mois.

The measurement station is equipped with a push button to generate an automatic sensor cleaning log. The button is pushed by the cleaning staff upon each cleaning of the sensors. The signal is registered in the datalogger and stored together with the measurement data for data analysis and documentation (see Figure 20 for an example of the cleaning button signal in the data).

The table below shows the number of sensor cleaning visits that were recorded for the reported measurement period for each month.

Mois / Month	Nombre de visites d'entretien effectuées par le personnel local / Number of maintenance visits by local staff
2021-04*	1*
2021-05	3
2021-06	4
2021-07	5
2021-08	3
2021-09	5
2021-10	8
2021-11	21
2021-12	19
2022-01	17
2022-02	20
2022-03	23
2022-04*	22*
Total / Total	150

Table 8: Nombre de visites de nettoyage des capteurs par mois pendant la période de mesure reportée. / Number of sensor cleaning visits per month for the reported measurement period.

* Le premier et le dernier mois de la période rapportée sont des mois partiels. / The first and the last month of the reported period are partial months.

7 Données de mesure et résultats / Measurement data and results

Ce chapitre donne un résumé des valeurs mesurées pour la période de mesure rapportée.

This chapter gives a summary on the measured values for the reported measurement period.

7.1 Données de mesure / Measurement data

Les données de mesure sont accessibles sur un serveur web protégé pour le contrôle et le téléchargement des données en temps réel. De plus, CSPS téléchargera les données de mesure finales de qualité contrôlée sur le site web <https://energydata.info>. Les graphiques ci-dessous montrent des données exemplaires du dernier jour de la période rapportée.

The measurement data can be accessed on a protected web server for real time data monitoring and download. Additionally, CSPS will upload the final quality-controlled measurement data to the website <https://energydata.info>. The graphs below show exemplary data from the last day of the reported period.

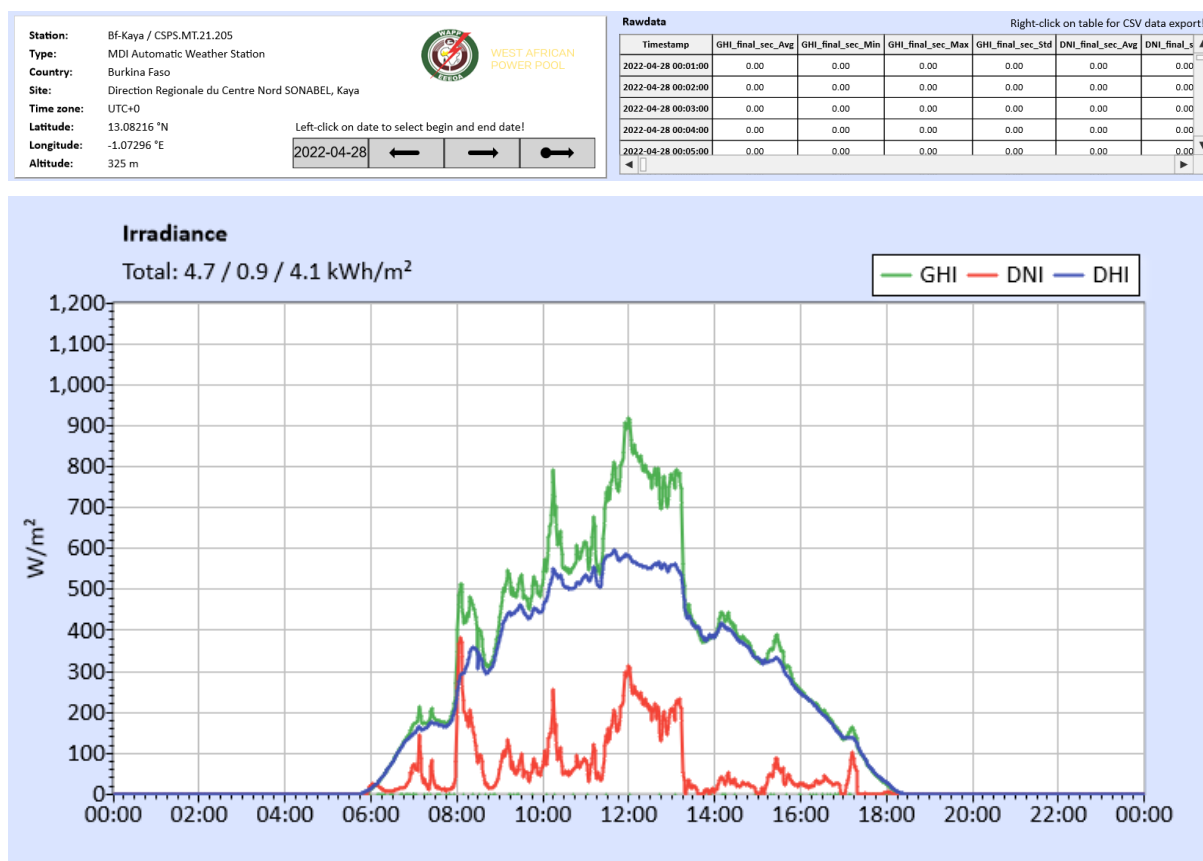


Figure 14 : Mesure de l'irradiance. GHI, DNI et DHI / Irradiance measurement. GHI, DNI and DHI.

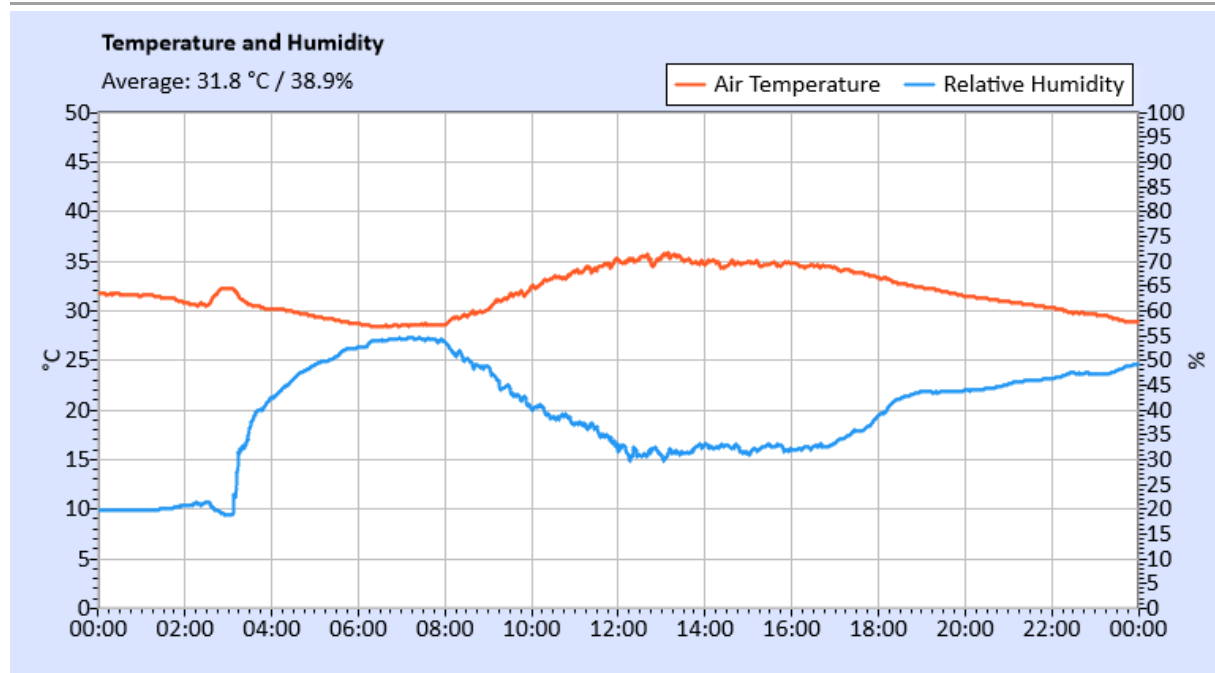


Figure 15 : Mesures de la température et de l'humidité / Temperature and Humidity measurements.

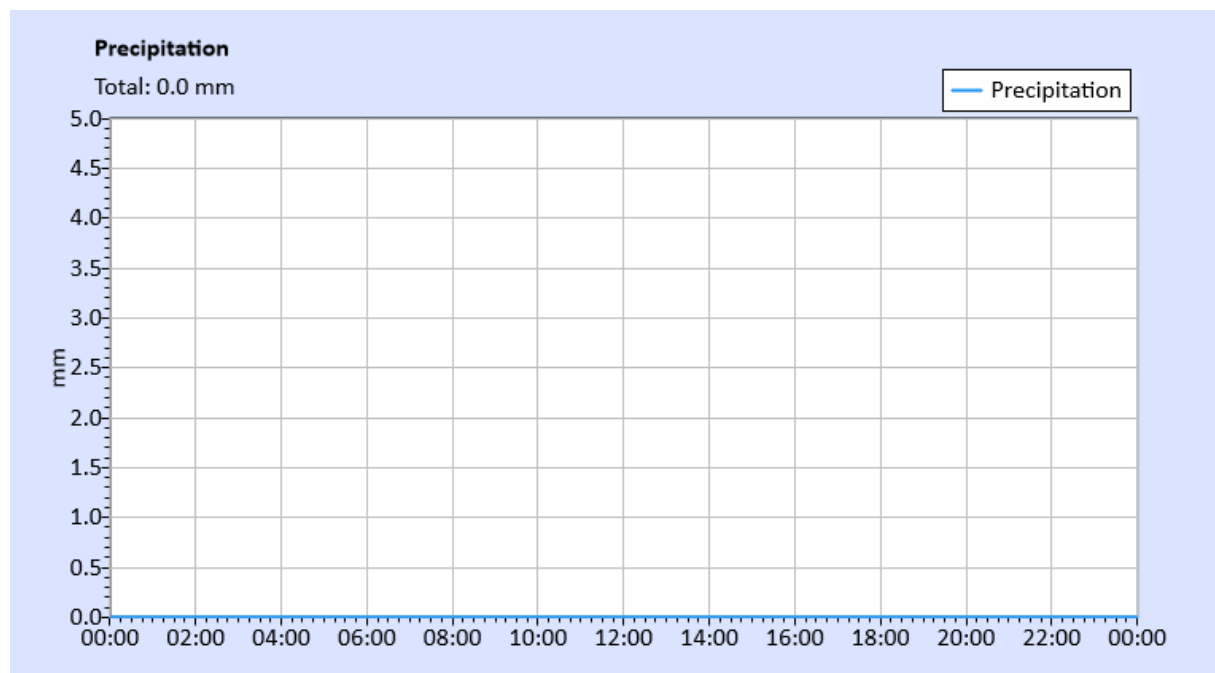


Figure 16 : Mesure des précipitations / Precipitation measurement.

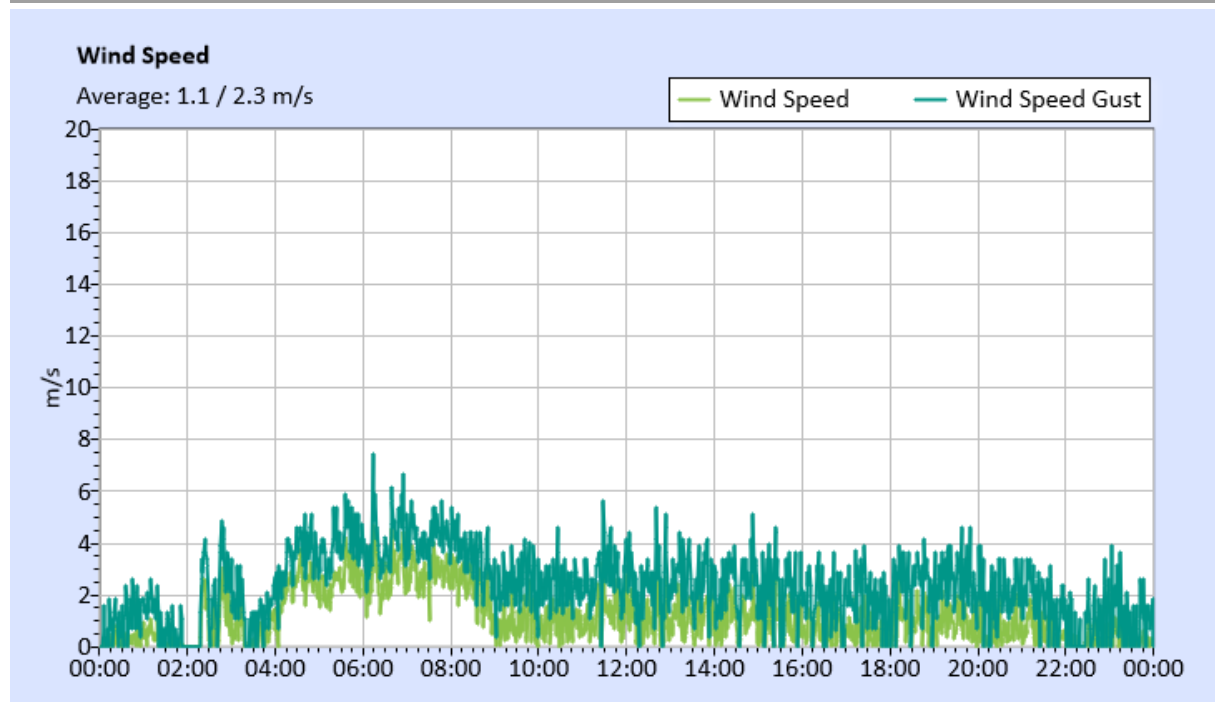


Figure 17 : Mesure de vitesse du vent / Wind speed measurement.

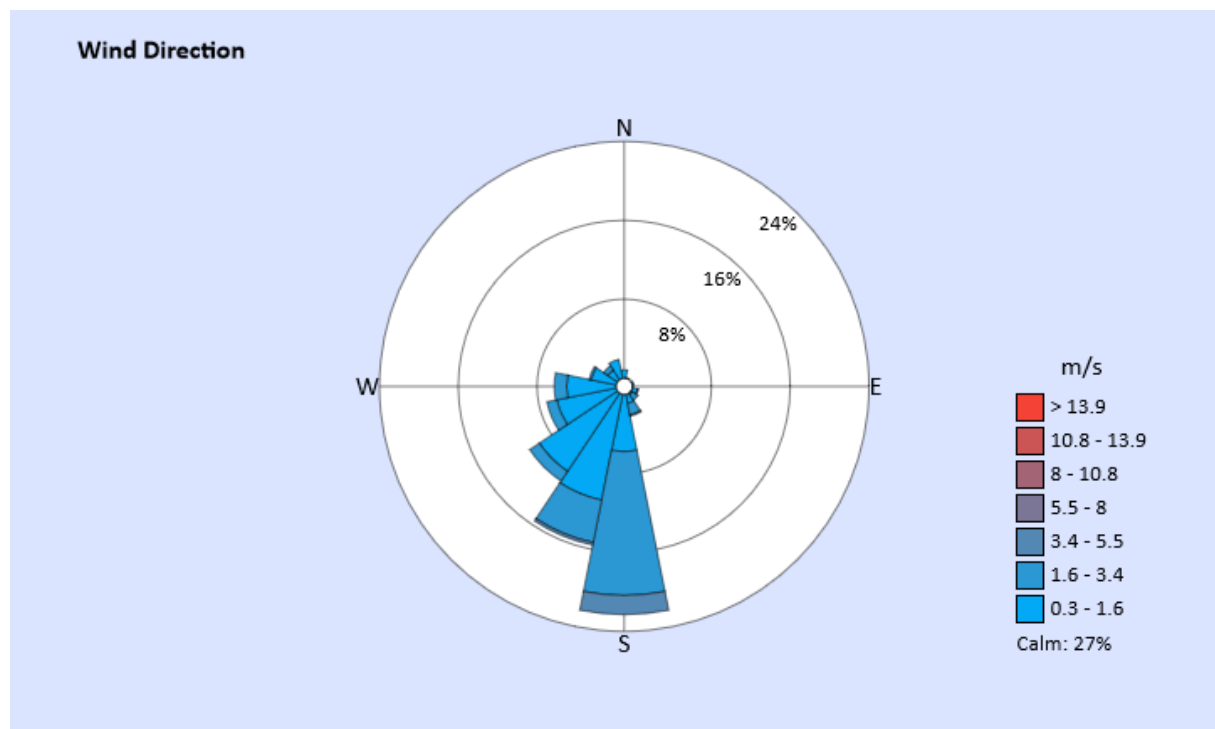


Figure 18 : Mesure direction du vent / Wind direction measurement.

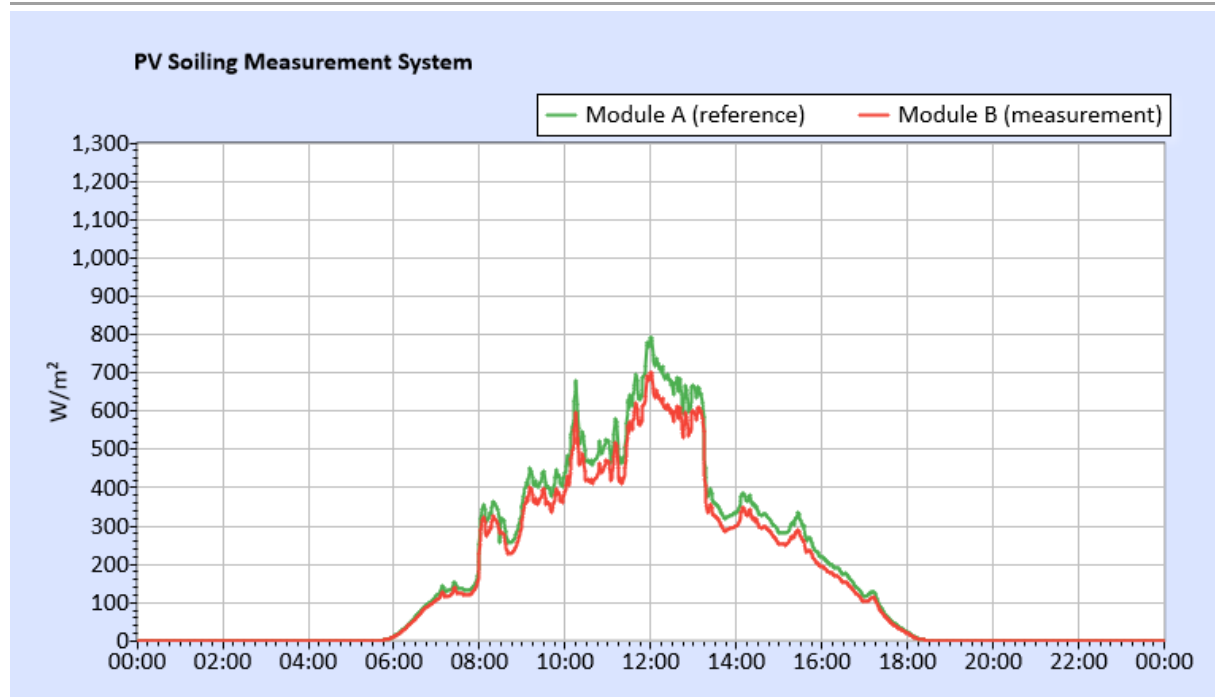


Figure 19 : Mesure d'encrassement des panneaux PV (voir chapitre 7.3.) / PV soiling measurements (see chapter 7.3.).

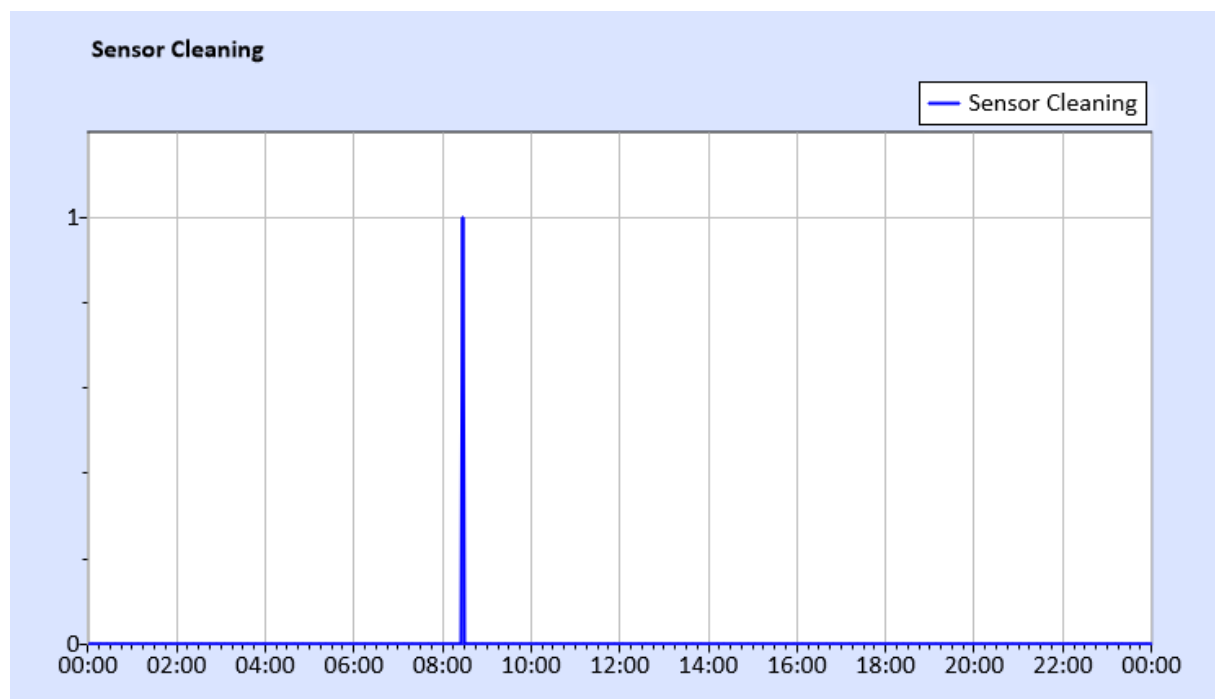


Figure 20 : Enregistrements de nettoyage des capteurs. / Sensor cleaning recordings.

7.2 Résultats des mesures pour la période de mesure rapportée / Measurement results for the reported measurement period

7.2.1 Sommaires mensuels / Monthly summaries

Le tableau Table 9 résume la somme de l'irradiation par mois et pour l'année complète, ainsi que la moyenne et la somme des autres paramètres météorologiques mesurés. Les résultats sont présentés pour la période de mesure rapportée, le premier et le dernier mois sont généralement des mois partiels pour lesquels la disponibilité des données s'élève à 100% entre les deux.

Pour une description de l'équipement de mesure installé, veuillez référer à la section 3. Les résultats sont détaillés dans la section suivante.

Mois / Month	Irradiation totale / Sum irradiation [kWh/m ²]			Temp. moyen / Avg. temp. [°C]	Vitesse vent moyen / Avg. wind speed [m/s]	Hum. moyen / Avg. humidity [%]	Total pluie / Sum rain [mm]	Disponibilité données / Data availability
	GHI	DNI	DHI					
2021-04*	14	10	6	34.8	1.2	31	-	6.7%
2021-05	183	112	95	33.4	1.4	42	-	100%
2021-06	190	120	89	30.2	1.5	60	-	100%
2021-07	165	87	93	27.6	1.1	74	-	100%
2021-08	160	82	90	26.5	0.6	82	-	100%
2021-09	178	112	84	28.0	0.8	73	-	100%
2021-10	189	156	68	30.8	0.7	52	-	100%
2021-11	183	201	46	29.5	0.8	27	0	100%
2021-12	173	177	60	26.3	1.1	17	0	100%
2022-01	185	188	64	24.4	1.4	17	0	100%
2022-02	182	143	80	27.5	1.2	13	0	100%
2022-03	184	79	119	32.0	1.0	18	3	100%
2022-04*	181	108	89	33.6	1.1	29	0	93.3%
Total	2168	1576	984	29.6	1.1	41	**	

Table 9: Résultats des mesures, valeurs moyennes mensuelles. *Le premier et le dernier mois de la période rapportée sont des mois partiels. **Le capteur de pluie a été installé en novembre 2021. / Measurement results, monthly average values. *The first and the last month of the reported period are partial months. **The rain sensor was installed in November 2021.

Table 9 summarizes the irradiance sum per month and the complete year as well as the average and sum of the other measured meteorological parameters. The results are shown for the reported measurement period, the first and the last months are usually partial months for which the data availability adds up to 100%.

For a description of the installed measurement equipment, please refer to section 3. The results are further detailed in the following section.

7.2.2 Irradiation solaire / Solar irradiation

La Figure 21 montre les sommes mensuelles de l'irradiation mesurées dans un diagramme à barres. Les résultats sont présentés pour la période de mesure rapportée, le premier et le dernier mois étant généralement des mois partiels.

La Figure 22 montre la distribution de fréquence de l'irradiance pour la période de mesure rapportée.

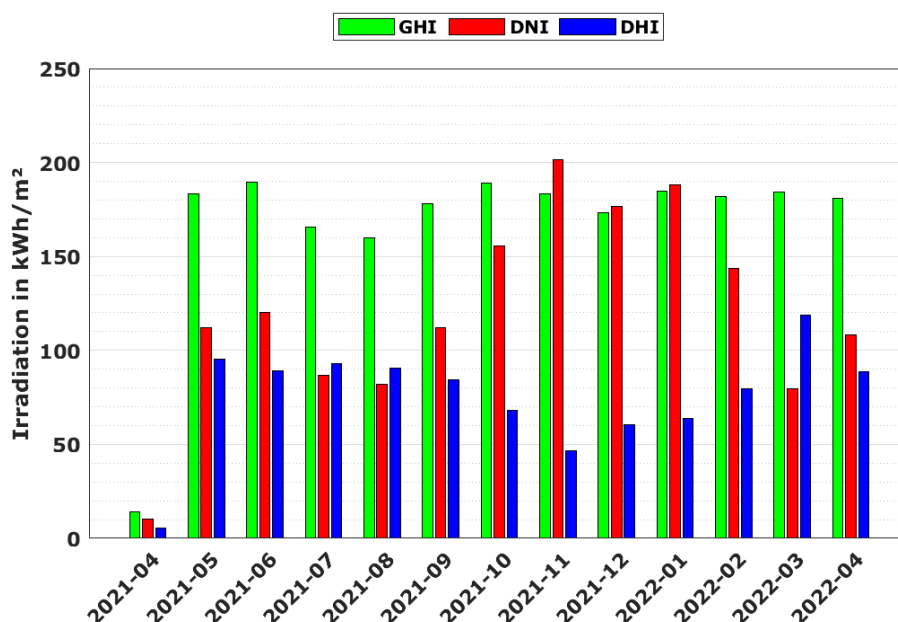


Figure 21: Sommes mensuelles de l'irradiation (le premier et le dernier mois de la période rapportée sont des mois partiels) / Monthly irradiation sums (the first and the last month of the reported period are partial months).

Figure 21 shows the measured monthly irradiation sums in a bar chart. The results are shown for the reported measurement period, the first and the last months are usually partial months.

Figure 22 shows the frequency distribution of the irradiance for the reported measurement period.

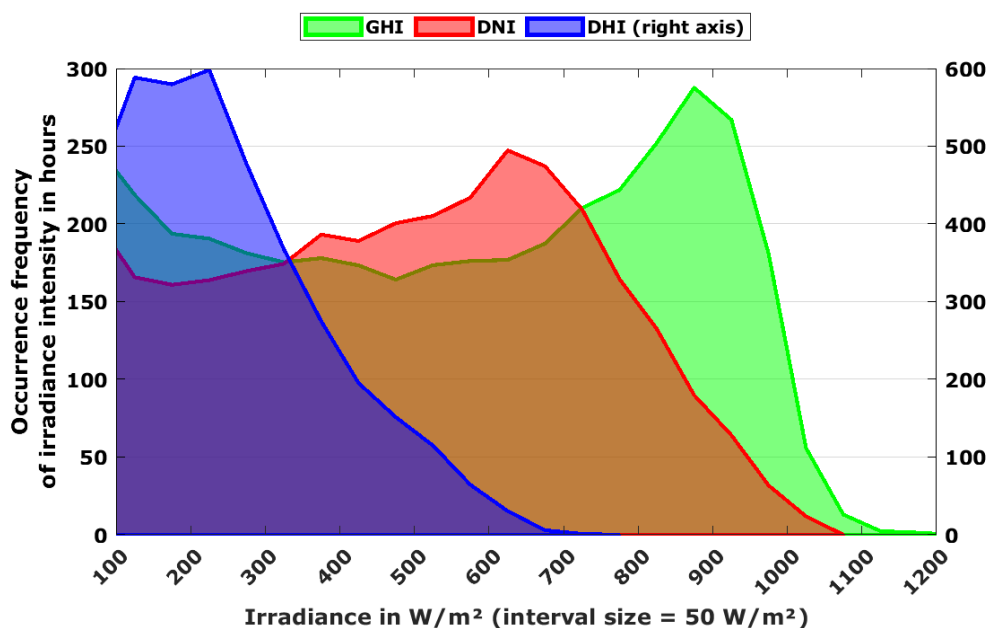


Figure 22: Distribution de fréquence des moyennes horaires d'irradiance / Frequency distribution of hourly irradiance averages.

La Figure 23 montre l'intensité de l'irradiance pour GHI pendant la période de mesure rapportée. L'intensité d'irradiation et la durée des jours varient en fonction des saisons. Les périodes nuageuses avec de faibles valeurs de GHI sont visibles sous forme de bandes verticales bleues et se produisent principalement pendant la saison des pluies.

Figure 23 shows the irradiance intensity for GHI over the reported measurement period. The irradiation intensity and the length of the days vary with the seasons. Cloudy periods with low GHI values are visible as blue vertical stripes and occur mostly during the rainy season.

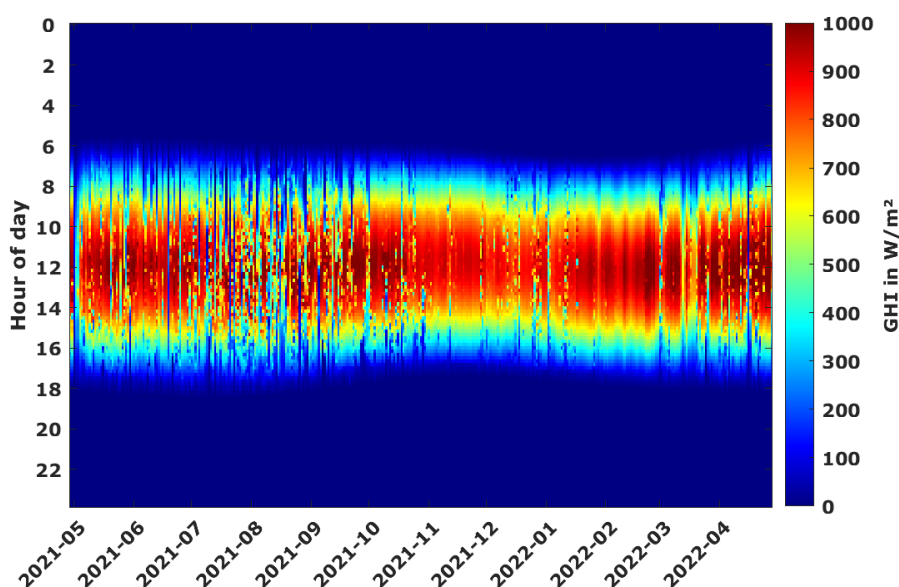


Figure 23: Intensité de la GHI / GHI irradiance intensity.

La Figure 24 montre l'intensité de l'irradiance DNI au cours de la période de mesure rapportée. L'intensité d'irradiation et la durée des jours varient en fonction des saisons. Les périodes nuageuses avec de faibles valeurs de DNI sont visibles sous forme de bandes verticales bleues et se produisent principalement pendant la saison des pluies.

Figure 24 shows the irradiance intensity for DNI over the reported measurement period. The irradiation intensity and the length of the days vary with the seasons. Cloudy periods with low DNI values are visible as blue vertical stripes and occur mostly during the rainy season.

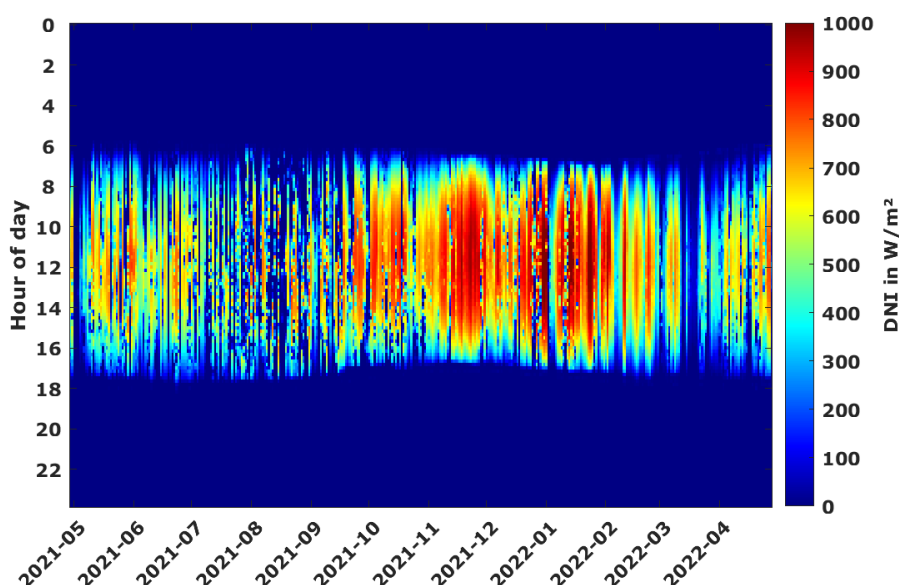


Figure 24: : Intensité de la DNI / DNI irradiance intensity.

7.2.3 Température et humidité relative / Temperature and relative humidity

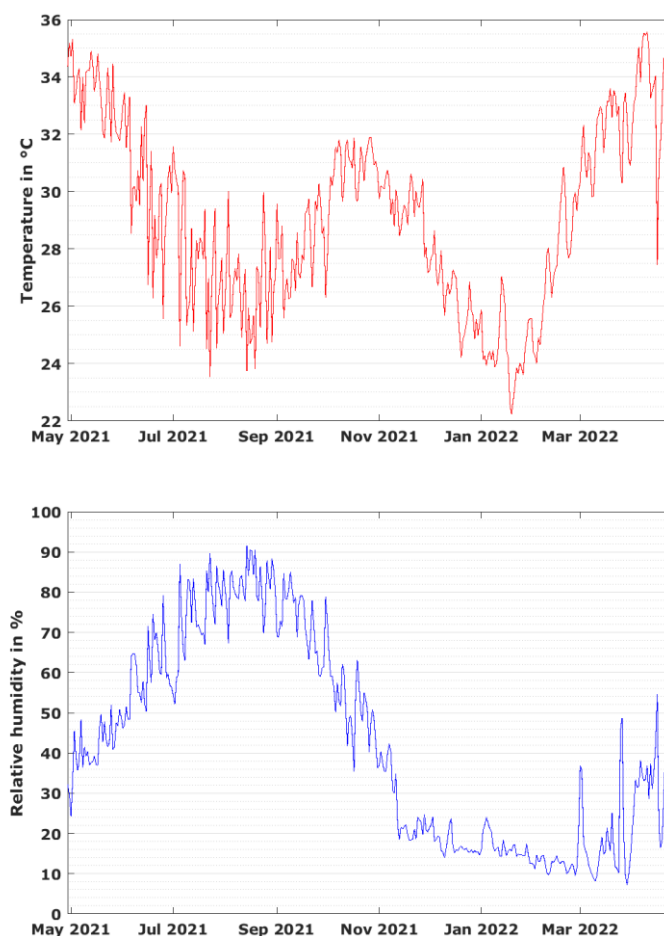


Figure 25: Moyennes journaliers de la température et humidité relative / Daily temperature and relative humidity averages.

La Figure 25 montre les moyennes journalières de l'humidité tempérée et relative sur la période de mesure rapportée. La variabilité au cours des saisons est visible sur les graphiques avec des valeurs d'humidité généralement plus élevées pendant la saison des pluies.

Figure 25 shows daily averages of temperate and relative humidity over the reported measurement period. The variability over the seasons is visible in the graphics with usually higher humidity values during the rainy season.

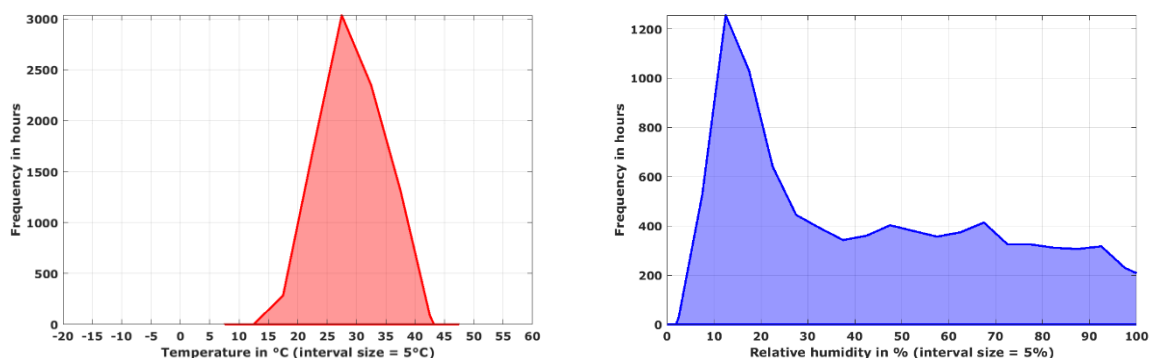


Figure 26: Distribution de fréquence de la température et de l'humidité relative / Frequency distribution of temperature and relative humidity.

7.2.4 Précipitation / Precipitation

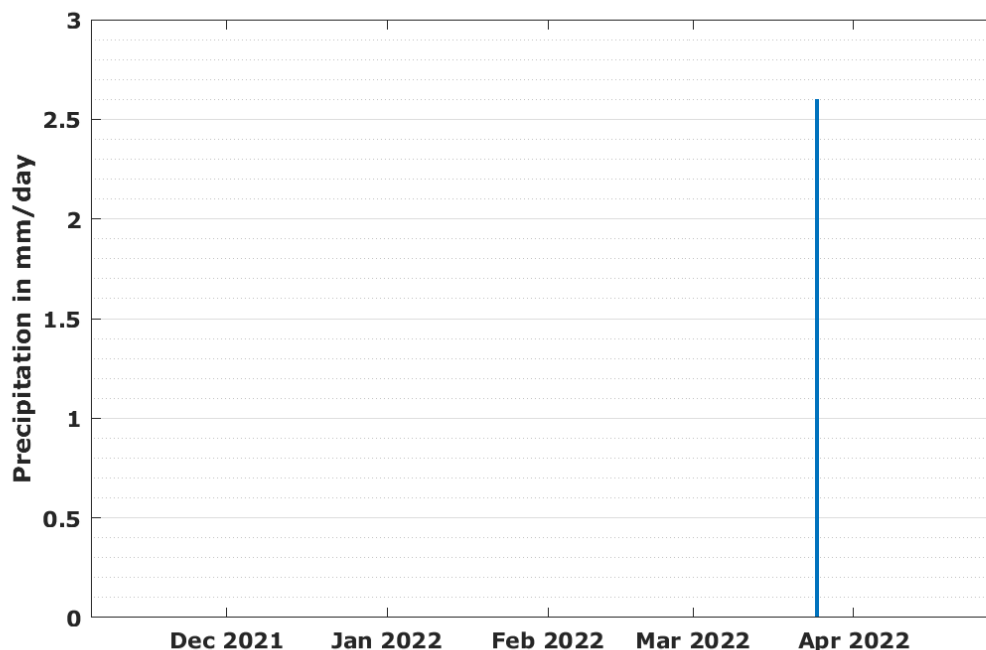


Figure 27: Sommes journalières des précipitations (novembre 2021 - avril 2022) / Daily sums of precipitation (November 2021 – April 2022).

La Figure 27 montre les sommes quotidiennes des précipitations pour la période considérée depuis l'installation du capteur de pluie en novembre 2021. Un seul jour de pluie a été enregistré au cours de cette période.

Figure 27 shows the daily sums of precipitation for the reported period since the installation of the rain sensor in November 2021. Only one day of rain was recorded in this period.

7.2.5 Vitesse et direction du vent / Wind speed and direction

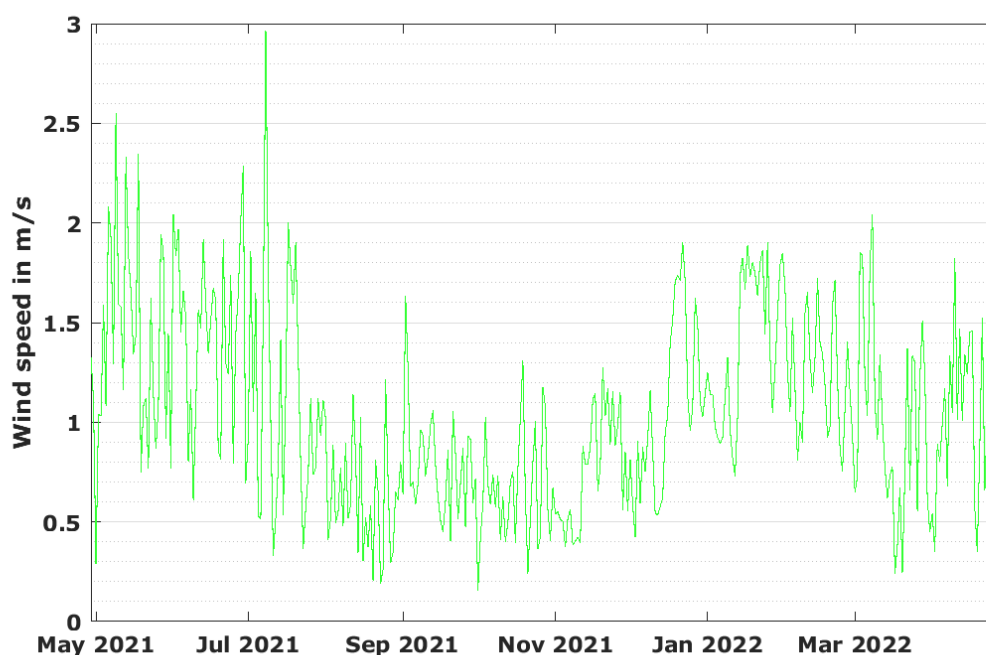


Figure 28: Moyennes journaliers de la vitesse du vent / Daily averages of wind speed.

La Figure 28 montre les moyennes journalières de la vitesse du vent. Elles sont continuellement basses et seule une petite dépendance saisonnière a été observée. La distribution de fréquence, présentée à la Figure 29, souligne que les faibles vitesses de vent et les rafales de vent sont courantes. Des vitesses de vent élevées, supérieures à 8 m/s, ont à peine été enregistrées.

Figure 28 shows the daily averages of wind speed. They are continuously low and only a small seasonal dependency was observed. The frequency distribution, shown in Figure 29, emphasizes that low wind speeds and wind gusts are common. High wind speeds of more than 8 m/s were barely recorded.

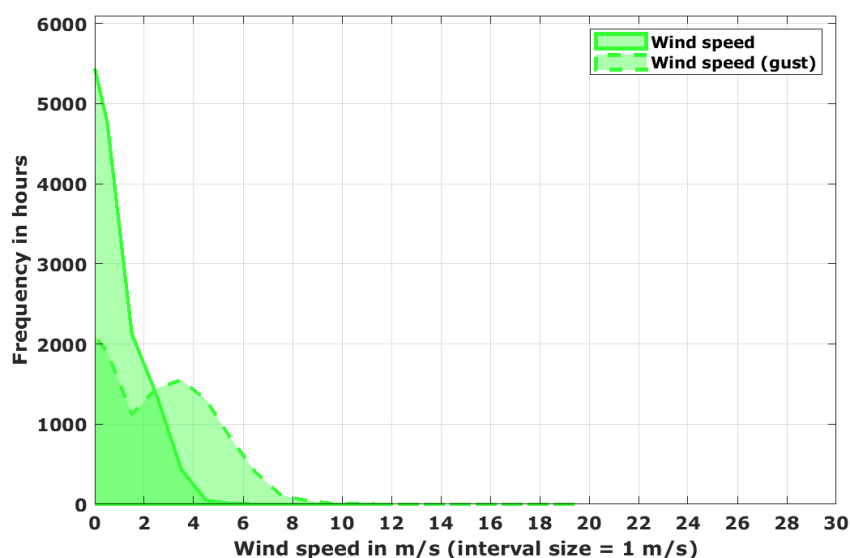


Figure 29: Distribution de fréquence des vitesses de vent / Frequency distribution of wind speeds.

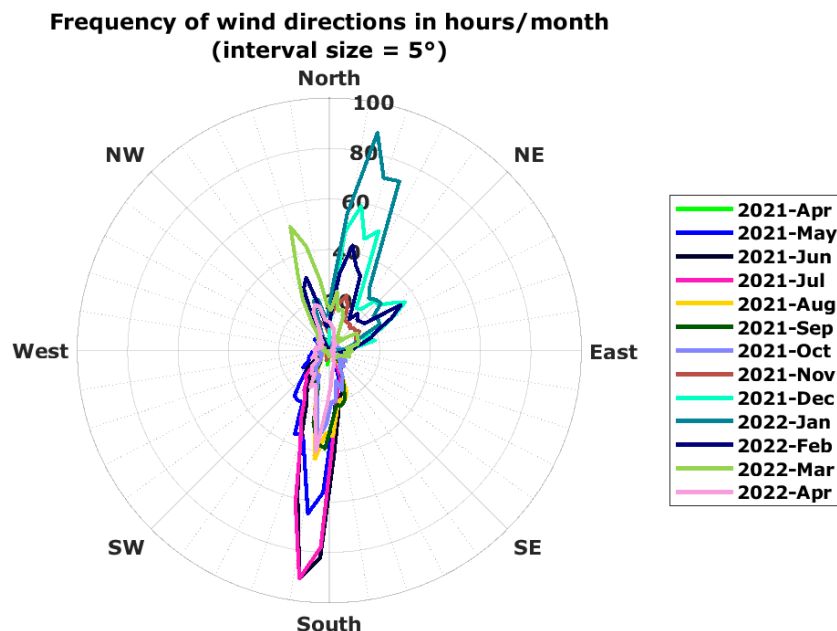


Figure 30: Distribution de la direction du vent / Wind direction distribution.

La Figure 30 montre la distribution de fréquence de la direction du vent. Différentes directions saisonnières du vent sont visibles.

Figure 30 shows the frequency distribution of wind direction. Different seasonal wind directions are visible.

La Figure 31 montre que les quelques fortes rafales de vent enregistrées provenaient principalement de l'est.

Figure 31 shows that the few recorded strong wind gusts were from the east mostly.

**Frequency of wind gust directions (> 14 m/s in hours)
(interval size = 5°)**

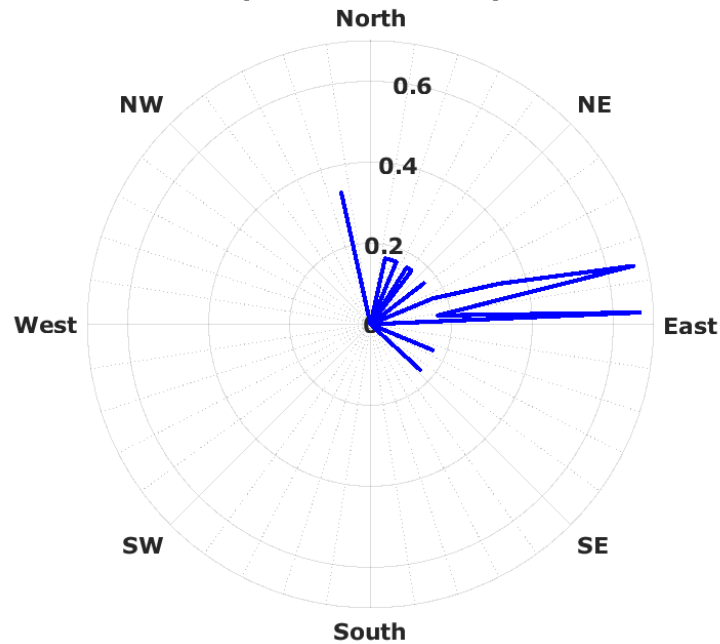


Figure 31: Distribution de la direction des rafales de vent / Wind gust direction distribution.

7.3 Système de mesure de taux d'encrassement des panneaux PV / PV soiling measurement system

7.3.1 Méthodologie de mesure / Measurement methodology

La méthodologie de mesure appliquée pour le système de mesure de l'encrassement PV suit en grande partie la méthodologie présentée par by (Zorilla-Casanova, et al., 2016), (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) et (Gostein, Littman, Caron, & Dunn, 2013) avec quelques simplifications et modifications. La méthode est basée sur l'idée de comparer une surface propre (valeur de référence) avec une surface qui accumule les salissures sur des intervalles d'environ un mois. A partir de la comparaison avec la référence propre, l'impact de la salissure accumulée peut être évalué.

The measurement methodology applied for the PV soiling measurement system largely follows the methodology presented by (Zorilla-Casanova, et al., 2016), (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) and (Gostein, Littman, Caron, & Dunn, 2013) with a few simplifications and modifications. The method is based on the idea to compare a clean surface (reference value) with a surface which accumulates soiling over intervals of roughly one month. From the comparison to the clean reference, the impact of the accumulated soiling can be assessed.

7.3.2 Équipement de mesure / Measurement equipment

Le système PV-sol consiste en deux panneaux PV (panneau solaire monocristallin Phaesun Sun Plus 30 S, 30 W) montés l'un à côté de l'autre dans un plan incliné orienté vers le sud (voir Figure 32). L'angle d'inclinaison est choisi en fonction de globalsolaratlas.info ("Optimum tilt of PV modules"). Les panneaux sont des panneaux ordinaires, disponibles dans le commerce auprès du fabricant et n'ont pas été étalonnés par un laboratoire pour identifier le courant de court-circuit individuel dans des conditions de référence. Ceci est expliqué plus en détail dans ce chapitre.

Veuillez noter que les modules installés ne sont pas des cellules de référence calibrées ou similaires, c'est-à-dire que le but est de mesurer le taux de salissure (en comparant le signal de changement des deux panneaux entre eux) et non de mesurer l'irradiance. Les valeurs mesurées ne doivent être utilisées que dans le cadre de l'évaluation du taux de salissure.

The PV-soiling system consists of two PV panels (Phaesun Sun Plus 30 S monocrystalline solar panel, 30 W) mounted next to each other in a south-orientated tilted plane (see Figure 32). The tilt angle is chosen according to globalsolaratlas.info ("Optimum tilt of PV modules"). The panels are regular, commercially available panels from the manufacturer and have not been calibrated by a laboratory to identify individual short-circuit current under reference conditions. This is further explained in this chapter.

Please note that the installed modules are not calibrated reference cells or similar, i.e., the purpose is to measure the soiling rate (by comparing the changing signal of the two panels to each other) and not to measure the irradiance. The measured values should only be used for the purpose of the assessment of the soiling rate.



Figure 32: Système PV-salissure avec le panneau de référence propre (modA) et le panneau de mesure (modB). Le panneau de référence est maintenu propre par un nettoyage régulier effectué par le personnel de maintenance local, tandis que le panneau de mesure peut accumuler des salissures au fil du temps. / PV-soiling system with the clean reference panel (modA) and the measurement panel (modB). The reference panel is kept clean by regular cleaning by the local maintenance staff whereas the measurement panel is allowed to accumulate soiling over time.

7.3.3 Valeurs mesurés / Measured values

Pour les deux panneaux, le courant de court-circuit et la température de la face arrière du panneau sont mesurés. Le courant de court-circuit des modules est utilisé pour calculer l'irradiation incidente corrigée en fonction de la température pour chacun des modules individuellement. L'irradiation incidente sur le module A, appelé "modA", est la valeur de référence et le panneau est maintenu propre par un nettoyage régulier. Le module B, également appelé "modB", peut accumuler des salissures à des intervalles d'environ un mois (voir Figure 32). Pour calculer le taux de salissure actuel à chaque instant, on calcule le rapport salissure/nettoyage de l'éclairement énergétique mesuré simultanément sur les deux panneaux et la propreté du modB. La variation de la propreté du modB dans le temps (par exemple, d'un jour à l'autre) est définie comme le taux de salissure (pour l'intervalle de temps référencé). Il peut être exprimé sous la forme d'une valeur moyenne pour une période de temps donnée, par exemple le taux de salissure quotidien moyen pour un mois civil.

From both panels, the short-circuit current and the panel backside temperature is measured. The short-circuit current of the modules is used to calculate the temperature-corrected incident irradiance for each of the modules individually. The incident irradiance on module A, further called "modA", is the reference value and the panel is kept clean by regular cleaning. Module B, further called "modB", is allowed to accumulate soiling over intervals of roughly one month (see Figure 32). To calculate the present soiling ratio at each timestamp, the dirty-to-clean ratio of the simultaneously measured irradiance from both panels and the cleanliness of modB is calculated. The change of the cleanliness of modB over time (e.g. from one day to the next) is defined as the soiling rate (for the referenced time interval). It can be expressed as an average value for a specified time period, e.g. average daily soiling rate in one calendar month.

7.3.4 Intervalles de nettoyage / Cleaning cycles

Comme expliqué ci-dessus, un module PV propre (valeur de référence) est comparé à un module souillé. Naturellement, cette comparaison n'est précise que lorsque le panneau de référence est presque parfaitement propre à tout moment. Les cycles de nettoyage et la mise en œuvre correcte des procédures de nettoyage sont donc très importants. Le premier objectif est de garantir une valeur de référence toujours propre.

Le deuxième objectif est d'éviter tout effet de saturation de la mesure de la salissure sur la surface du modB et de maintenir la non-uniformité de la salissure dans une plage où elle ne réduit pas de manière significative la précision de la mesure de la salissure avec la méthode choisie.

Les cycles de nettoyage prévus pour les deux panneaux ont été choisis pour garantir une surface propre du panneau de référence modA et le nettoyage de la surface sale du modB avant que des effets de saturation ne se produisent, en tenant compte également de l'efficacité et de la faisabilité sur le terrain.

- (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) suggèrent que le module de référence devrait être nettoyé au moins une fois par semaine, plus souvent dans les régions où l'effet de salissure est plus important. Pour la campagne de mesure décrite dans ce rapport, le module de référence modA a été nettoyé deux fois par semaine pendant toute la période de mesure. Pour s'approcher davantage d'un module de référence idéal et propre en permanence, une correction de l'encrassement a été appliquée aux valeurs mesurées avec modA (voir ci-dessous pour plus de détails). Après le nettoyage du modA, tous les autres capteurs d'éclairement énergétique de la station météorologique automatique, à l'exception du modB, ont également été nettoyés.
- Le module modB est généralement nettoyé à intervalles mensuels afin d'éviter les effets de saturation pendant les périodes de fort taux d'encrassement (déviations du modèle linéaire d'augmentation de l'encrassement).

As explained above, a clean PV module (reference value) is compared with a soiled module. Naturally, this comparison is only accurate when the reference panel is nearly perfectly clean at all times. Cleaning cycles and the correct implementation of cleaning procedures are therefore very important. The first objective is to ensure an all-time clean reference value.

The second objective is to prevent any saturation effect of the soiling measurement on the surface of modB and to keep the soiling non-uniformity in a range where it does not significantly reduce the accuracy of the soiling measurement with the chosen method.

The scheduled cleaning cycles for both panels were chosen to ensure a clean surface of the reference panel modA and the cleaning of the soiled surface of modB before saturation effects occur, also considering efficiency and feasibility in the field.

- (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) suggest that the reference module should be cleaned at least once per week, more often in regions with higher soiling effect. For the measurement campaign described in this report, the reference module modA was cleaned twice per week during the whole measurement period. To further approach an ideal all-time clean reference module, soiling correction was applied to the values measured with modA (see below for details). Upon the cleanings of modA, all other irradiance sensors on the automatic weather station except of modB were also cleaned.
- The soiled module modB is usually cleaned roughly in monthly intervals to avoid saturation effects in periods of high soiling rates (deviation from the linear soiling increase pattern).

7.3.5 Acquisition et traitement des données / Data acquisition and processing

Les valeurs mesurées à 1 Hz ont été enregistrées par l'enregistreur de données en valeurs moyennes sur une minute et sur dix minutes et transmises au serveur d'acquisition de données de CSP Services. Un outil logiciel spécialisé pour l'analyse des données a été utilisé sur le serveur d'acquisition de données.

Cet outil stocke automatiquement les données dans une base de données SQL et offre des fonctionnalités d'analyse et de visualisation des données. L'analyse des données est décrite plus en détail dans la section suivante.

The 1-Hz measurement values were logged by the data logger in one-minute and ten-minute average values and transmitted to the CSP Services data acquisition server. A specialized software tool for data analysis was used on the data acquisition server.

This tool automatically stores the data in an SQL database and offers data analysis and visualization functionality. The data analysis is further described in the following section.

7.3.6 Analyse de données / Data analysis

L'analyse des données est effectuée selon le schéma suivant :

1. Application de la correction de l'encrassement aux valeurs mesurées du module de référence selon une méthode développée par (F. Wolfertstetter, 2013):

- L'encrassement présent au moment du nettoyage peut être détecté par l'augmentation soudaine du signal de mesure lors du nettoyage, et la comparaison avec une valeur de référence avant et après le processus de nettoyage. Dans ce cas (nettoyage du modA), l'augmentation soudaine du signal peut être analysée et quantifiée à partir des données de résolution de 1 minute. On peut supposer que ce changement est uniquement imputable à la couche de salissures qui s'est accumulée sur le modA depuis son dernier nettoyage, car aucun autre paramètre ne change.
- Cet effet de salissure indésirable sur le modA a été supprimé pour les cas de forte salissure du modA. On y est parvenu en interpolant linéairement en arrière vers le dernier nettoyage, c'est-à-dire qu'après le nettoyage, la salissure est nulle et s'accumule linéairement vers le prochain nettoyage. En cas de tempêtes de poussière, de pluie ou d'autres événements qui ne permettent pas de supposer une accumulation linéaire des salissures, ces événements sont isolés et l'interpolation linéaire n'est pas appliquée.
- La Figure 33 illustre cette procédure à l'aide d'un exemple. Elle montre la différence de signal entre modA et modB en fonction de l'heure locale de la journée (exemple du Malanville, 2022-03-29). La ligne bleue comprend l'application de la correction de salissure aux valeurs du modA. La ligne rouge montre les valeurs non corrigées. La discontinuité de la courbe au moment du nettoyage (barre verte) est visible pour les valeurs non corrigées. L'augmentation des valeurs modA dans cet exemple s'est avérée être d'environ 3%. Par conséquent, une correction linéairement croissante entre 0% et 3% a été appliquée aux valeurs modA entre ce nettoyage et le précédent.

2. Division de la période de mesure en intervalles de taux de salissure presque constants :

- a. Nettoyage du modB : Chaque nettoyage du modB fait commencer un nouvel intervalle
- b. Événements météorologiques : Les occurrences de pluie (effet d'auto-nettoyage), de forte vitesse de vent ou de rafales de vent ou de rayonnement diffus élevé (représentant des jours avec une charge élevée d'aérosols et un dépôt élevé de salissures pouvant en résulter) peuvent être utilisées pour diviser les données en sous-intervalles (généralement plusieurs jours ou semaines). Un événement météorologique est utilisé comme indicateur pour définir un nouvel intervalle d'interpolation lorsque ces valeurs atteignent ou dépassent certains seuils qui ont été identifiés comme des limites raisonnables au cours de l'analyse.

3. *Calcul du taux de salissure quotidien dans chaque sous-intervalle : Le taux de salissure quotidien moyen correspond à l'augmentation moyenne du taux de salissure quotidien d'un jour à l'autre au sein du sous-intervalle. Dans la plupart des cas, une augmentation linéaire est une bonne approximation, comme le montre la Figure 34. Les périodes avec de nombreux événements pluvieux ne donnent souvent aucun taux de salissure car aucune salissure n'est accumulée entre les événements pluvieux.*

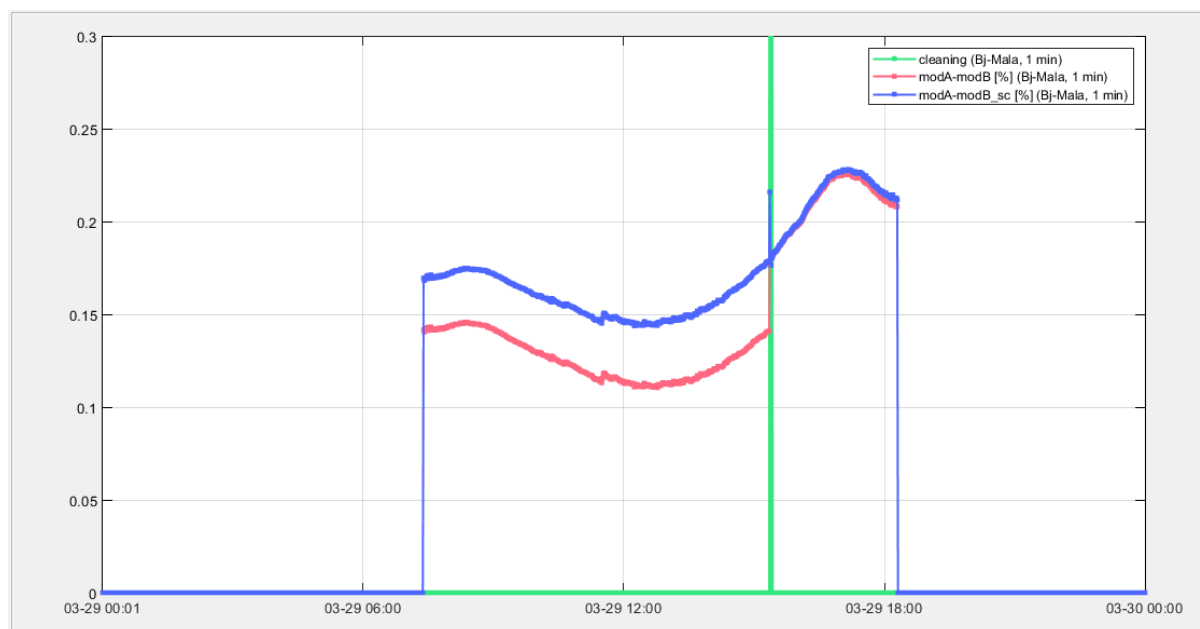


Figure 33: Procédure d'évaluation des salissures du panneau de référence (exemple) / Reference panel soiling assessment procedure (example).

The data analysis is carried out along the following scheme:

1. Application of soiling correction to the measured values from the reference module according to a method developed by (F. Wolfertstetter, 2013):
 - The soiling present at the time of cleaning can be detected by the sudden increase of the measurement signal upon cleaning, and the comparison with a reference value before and after the cleaning process. In this case (cleaning of modA), the sudden increase in signal can be analyzed and quantified from the 1-minute resolution data. It can be assumed that this change is solely attributable to the layer of soiling that has accumulated on modA since its last cleaning, because no other parameters are changing.
 - This unwanted soiling effect on modA was removed for cases of strong modA soiling. This was achieved by linearly interpolating backwards toward the last cleaning event, i.e. after cleaning the soiling is zero and linearly builds up towards the next cleaning event. In case of dust storms, rain or other events that do not allow assumption of linear soiling accumulation, these events are singled out and the linear interpolation is not applied.
 - Figure 33 illustrates this procedure with an example. It shows the difference in signal between modA and modB vs. the local time of day (example from Malanville, 2022-03-29). The blue line includes the application of soiling correction to the modA values. The red line shows the uncorrected values. The discontinuity in the curve at the cleaning event (green bar) is visible for the uncorrected values. The increase in the modA values in this example was found to be 3%. Therefore, a linearly increasing correction between 0% and 3% was applied to the modA values between this cleaning and the one before.

2. Division of the measurement period into intervals of nearly constant soiling rates:
 - a. Cleaning of modB: Each modB cleaning starts a new interval
 - b. Weather events: Occurrences of rain (self-cleaning effect), strong wind speed or wind gusts or high diffuse irradiance (representing days with a high aerosol load and potentially resulting high soiling deposition) might be used for dividing the data in sub-intervals (usually several days to weeks). A weather event is used as an indicator to set a new interpolation interval when these values reach or exceed certain thresholds which were identified as reasonable limits during the analysis.
3. Calculation of the daily soiling rate in each sub-interval: The average daily soiling rate corresponds to the average increase of the daily soiling ratio from one day to the next within the sub-interval. In most cases, a linear increase is a fine approximation, as Figure 34 shows. Periods with many rain events often results in no soiling rate because no soiling is accumulated between the rain events.

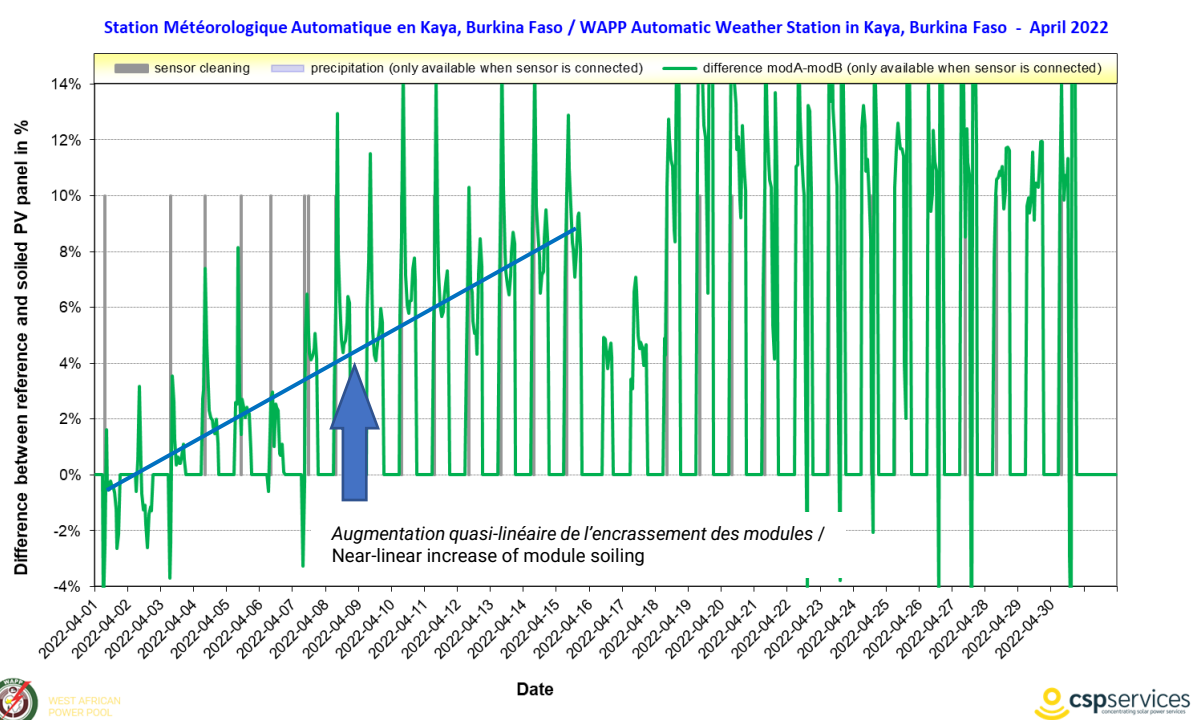


Figure 34: Exemple d'augmentation de l'accumulation de salissures sur le panneau modB. Courbe verte : rapport de salissures dans une résolution d'une heure / Example for increase of modB panel soiling accumulation. Green curve: soiling ratio in 1-hour resolution.

Une autre caractéristique importante de la méthodologie choisie est visible sur la Figure 34: Après un nettoyage ou une quantité suffisante de pluie, la différence entre les relevés des deux panneaux ne revient pas nécessairement à une valeur de 0 %, ce qui aurait pu être attendu intuitivement (puisque les deux panneaux sont supposés propres et dans un état identique). Cela est dû à plusieurs facteurs :

- Le nettoyage peut ne pas avoir été parfait. Dans les conditions de terrain (chaleur extrême, parfois pas d'eau déminéralisée disponible, chiffon de nettoyage pas parfaitement propre, opérateur ne respectant pas la procédure, etc.), un nettoyage parfait n'est souvent pas réalisable.
- Les panneaux n'ont pas de facteurs de calibration et de sensibilité individuels, mais la valeur typique de la fiche technique du fabricant est utilisée. Par conséquent, les panneaux peuvent présenter un décalage dans les deux sens ($modA > modB$ ou vice versa) même dans un état de propreté parfaite.
- La sensibilité du panneau à des conditions d'irradiation autres que les conditions de test standard peuvent être individuellement différente pour chaque panneau.
- Erreurs d'alignement résiduelles entre les panneaux.

Il n'est cependant pas nécessaire que les panneaux aient des valeurs identiques après le nettoyage, ni d'utiliser le facteur de décalage entre les panneaux lors de l'installation comme facteur de calibrage. Ceci pour deux raisons principales

- L'absence de référence absolue n'est pas pertinente car dans la méthodologie choisie, seules des valeurs relatives sont comparées. Les valeurs absolues mesurées par les panneaux ne présentent pas d'intérêt, seule la différence relative entre le panneau souillé et le panneau propre est évaluée.
- La définition d'une nouvelle référence relative permet d'exclure les influences sur la valeur absolue de la mesure, telles que la propreté imparfaite ou l'état réel du module. Par exemple, si un nouvel intervalle est défini après un événement pluvieux qui a provoqué un nettoyage partiel, la référence pour le calcul du taux de salissure dans l'intervalle suivant doit nécessairement prendre en compte l'état réel du module au début de l'intervalle. Avec cette méthode, même les petits dommages au panneau qui influencent la valeur absolue, mais pas la variation relative du taux de salissure d'un jour à l'autre en raison de l'accumulation de salissures, n'influencent pas la mesure. La méthode est donc plus robuste dans les conditions de terrain.

Le taux de salissure a été dérivé en introduisant des lignes d'interpolation telles qu'illustrées à la Figure 34, permettant de prendre en compte les périodes de taux de salissure presque constants ainsi que les périodes avec des événements météorologiques particuliers.

Remarque : cette mesure du taux d'encrassement basée sur la mesure des courts-circuits fournit des informations sur la perte induite par l'encrassement de l'irradiation solaire disponible qui arrive sur les panneaux solaires et qui peut y être convertie en électricité (" irradiation effective "). Elle n'est pas égale à la perte de puissance de sortie du module PV induite par l'encrassement, bien que la différence entre la perte d'éclairement énergétique incident et la perte de puissance de sortie soit faible pour de faibles niveaux d'encrassement et une distribution uniforme de l'encrassement sur la surface du module. Par conséquent, pour utiliser correctement les taux d'encrassement présentés dans ce rapport, il faut les appliquer comme une influence décroissante à l'éclairement énergétique effectif qui est utilisé comme entrée des modèles de performance des centrales PV (Gostein, Littman, Caron, & Dunn, 2013).

Another important characteristic of the chosen methodology is visible from Figure 34: After cleaning or sufficient amounts of rain, the difference between the readings of the two panels does not necessarily return to a value of 0 %, which could have been expected intuitively (because both panels are supposedly clean and in identical state). This is due to several contributing factors:

- The cleaning may not have been perfect. In field conditions (extreme heat, occasionally no demineralized water available, cleaning cloth not perfectly clean, operator failure to comply with the procedure etc.), perfect cleaning is often not achievable.
- The panels do not have individual calibration and sensitivity factors, instead the typical value from the manufacturer's datasheet is used. Therefore, the panels can have an offset on both directions ($\text{modA} > \text{modB}$ or vice versa) even in perfectly clean state.
- The sensitivity of the panel to irradiation conditions other than standard test conditions may be individually different for each panel.
- Residual alignment errors between the panels.

However, it is not necessary that the panels have identical values after cleaning, or to use the offset factor between the panels upon installation as a calibration factor. This has two main reasons:

- the lack of an absolute reference is not relevant because in the chosen methodology, only relative values are compared. The absolute values measured by the panels is not of interest, only the relative difference between the soiled and clean panel is evaluated.
- Defining a new relative reference allows to exclude influences on the absolute measurement value such as imperfect cleanliness or the actual module state. For example, if a new interval is defined after a rain event which caused a partial cleaning, the reference for calculating the soiling rate in the following interval necessarily needs to take into account the actual state of the module at interval start. With this method, even small damages to the panel which influence the absolute value, but not the relative change of the soiling ratio from one day to the next due to soiling accumulation, do not influence the measurement. Hence, the method is more robust in field conditions.

The soiling rate was derived by introducing interpolation lines such as shown in Figure 34 allowing to consider periods of nearly constant soiling rates as well as periods with special weather events.

Please note: This short-circuit-measurement based soiling rate measurement provides information on the soiling-induced loss of available solar irradiance that arrives on the solar panels and is available there for conversion into electricity ("effective irradiance"). It is not equal to the soiling-induced loss of PV module power output, although the difference between the loss of incident irradiance and loss of power output is small for low soiling levels and uniform soiling distribution on the module surface. Therefore, to use the soiling rates presented in this report correctly, they must be applied as a diminishing influence to the effective irradiance that is used as an input of PV power plant performance models (Gostein, Littman, Caron, & Dunn, 2013).

Comme le montre (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014), le taux d'encrassement (SR) des panneaux photovoltaïques mesuré instantanément présente généralement une dépendance à l'heure de la journée. De plus, il existe certaines différences résiduelles dans l'alignement en azimut et en inclinaison des panneaux, ce qui entraîne une légère variation de l'angle d'incidence du rayonnement sur les deux panneaux adjacents.

As shown by (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014), the instantaneously measured soiling rate (SR) of PV panels typically shows a dependence on the time of day. Further, there are some residual differences in azimuth and tilt alignment of the panels, resulting in slightly varying irradiance incidence angle on the two adjacent panels.

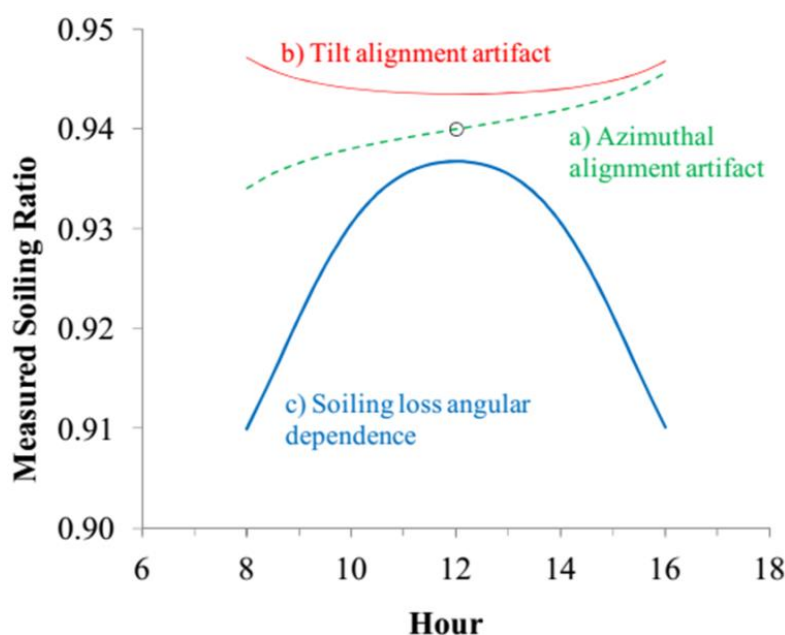


Figure 35: Dépendance temporelle de la journée des mesures instantanées de SR.

Source : (Gostein, Caron et Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) / Time-of-day dependence of instantaneous SR measurements

Source: (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014).

L'alignement d'inclinaison et l'alignement azimutal ont été effectués avec beaucoup de soin lors de l'installation, le cadre d'installation sur lequel reposent les panneaux a été conçu pour garantir que les deux panneaux soient aussi proches que possible d'une orientation identique. L'erreur résiduelle ne devrait donc pas être supérieure à celle présentée comme typique dans la littérature.

La dépendance angulaire du taux de salissure a été traitée en ajustant une ligne de tendance linéaire (méthode des moindres carrés) à travers les valeurs du taux de salissure pour déterminer les taux de salissure à partir de la pente de la ligne de tendance linéaire.

The tilt alignment and azimuthal alignment have been done with great care upon installation, the installation frame upon which the panels rest was designed to ensure that both panels are as closely as possible to identical orientation. The residual error should therefore not be larger than presented as typical in the literature.

The angular dependence of the soiling ratio has been addressed by fitting a linear trend line (Least-Square-Method) through the soiling ratio values to determine the soiling rates from the slope of the linear trend line.

7.3.7 Comparaison de la méthode de mesure avec la norme IEC 61724-1 / Comparison of measurement methodology with IEC 61724-1

En juillet 2021, la norme internationale IEC 61724-1 :2021 a été publiée, une actualisation de la version de 2017. Cette norme contient une section sur la mesure du taux de salissure (section 9.4 et Annexe C), dans laquelle deux procédures différentes sont définies. La deuxième méthode définie dans la norme est très similaire à la méthode utilisée dans cette campagne de mesure.

Les deux méthodes sont comparées ci-dessous :

In July 2021, the International Standard IEC 61724-1:2021 was published, an update to the 2017 version. This standard contains a section on soiling ratio measurement (section 9.4 and Annex C), in which two different procedures are defined. The second method defined in the standard is very similar to the method utilized in this measurement campaign.

Both methods are compared below:

Article / Procédure Item / Procedure	IEC 61724-1	Méthodologie utilisée dans ce rapport / Methodology used in this report
Valeur d'étalonnage du courant de court-circuit dans les conditions de référence désignées Calibration value for short-circuit current at designated reference condition	Valeurs de la fiche technique du fournisseur Manufacturer's datasheet values	Valeurs de la fiche technique du fournisseur Manufacturer's datasheet values
Étalonnage sur le terrain Calibration in the field	Déterminer le facteur d'étalonnage du courant de court-circuit de modB en comparant l'éclairement énergétique effectif mesuré de modB à celui de modA (tous deux nettoyés), ce qui fournit le facteur d'étalonnage I_{sc} pour modB Derive modB short-circuit current calibration factor by comparing measured effective irradiance of modB to modA (both cleaned), this provides the I_{sc} calibration factor for modB	L'étalonnage du courant de court-circuit de modB par rapport à la référence propre modA est effectué en utilisant des facteurs individuels pour chaque intervalle d'analyse Calibration of modB short-circuit current to clean reference modA is done by using individual factors for each analysis interval

Procédure de mesure Measurement procedure	1) Mesurer les températures et les courants de court-circuit des modules. 2) Calculer l'irradiance effective sur le modA en utilisant le facteur de référence de normalisation 3) Calculer le courant de court-circuit attendu du modB en utilisant le facteur d'étalonnage I_{SC} du modB. 4) Calculer le taux d'encrassement en divisant le courant de court-circuit mesuré du modB par le courant de court-circuit attendu du modB	1) Mesurer les températures et les courants de court-circuit des modules. 2) Calculer l'irradiance effective sur le modA et le modB en utilisant le facteur I_{SC} de la fiche technique. 3) Calculer le taux d'encrassement à partir de l'irradiance effectif. 4) Calculer la propreté en se référant au taux de salissure lors du dernier nettoyage.
	1) Measure module temperatures and short-circuit currents 2) Calculate effective irradiance on modA using the reference normalization value 3) Calculate expected modB short-circuit current using I_{SC} calibration factor of modB 4) Calculate soiling ratio by dividing measured modB short circuit current by the expected modB short-circuit current	1) Measure module temperatures and short-circuit currents 2) Calculate effective irradiance on modA and modB using datasheet I_{SC} factor 3) Calculate the soiling ratio from effective irradiances 4) Calculate cleanliness by referencing to soiling ratio at last cleaning

Table 10: Comparaison des méthodes d'analyse du taux de salissure / Soiling rate analysis methodology comparison.

La méthodologie présentée dans ce rapport diffère légèrement de la norme IEC. La méthodologie utilisée dans cette campagne de terrain se réfère au taux de salissure dans chaque intervalle d'analyse au lieu de se référer à un facteur de calibration statique. Cela tient compte du fait que le nettoyage des modA/B dans des conditions de terrain ne donne pas toujours des résultats parfaits, identiques au premier nettoyage de la campagne. $SR(t_0)$ est un étalonnage de la mesure spécifique à l'intervalle, ce qui est plus adéquat dans une campagne de mesure sur le terrain que l'utilisation d'un étalonnage statique qui est effectué juste après l'installation de l'équipement.

La compatibilité de la méthodologie avec la norme IEC 61724-1 est généralement donnée en raison des exigences identiques en matière d'équipement. Les résultats devraient être transférables.

The methodology presented in this report slightly differs from the IEC standard. The methodology used in this field campaign is referencing the soiling ratio in each analysis interval instead of referencing to a static calibration factor. This takes into account that cleaning of modA/B in field conditions may not always yield perfect cleaning results that are identical to the first cleaning in the campaign. $SR(t_0)$ is an interval-specific calibration of the measurement, which is more adequate in a field measurement campaign than using a static calibration that is done right after equipment installation.

The compatibility of the methodology with IEC 61724-1 is generally given due to identical equipment requirements. The results should be transferable.

7.3.8 Résultats des mesures de salissure / Soiling measurement results

Les résultats de la mesure du taux de salissure sont présentés dans ce chapitre. Les données de mesure pour les paramètres modA et modB ont été soumises avec une résolution de 1 minute avec les autres données de mesure de la station dans les fichiers de données contrôlées annuels.

Un résumé des taux de salissure mensuels et totaux calculés est fourni dans Table 11. Les taux de salissure journaliers calculés sont indiqués dans Table 12.

The soiling rate measurement results are displayed in this chapter. The measurement data for the parameters modA and modB was submitted in 1-minute resolution together with the other measurement data from the station in the yearly quality-controlled (QC) data files.

A summary of the calculated monthly and total soiling rates is provided in Table 11. The calculated daily soiling rates are given in Table 12.

7.3.9 Taux moyens de salissure mensuels et annuels / Average monthly and yearly soiling rates

Le tableau ci-dessous donne un aperçu du taux de salissure quotidien moyen pour chaque mois civil et pour la période de mesure entière.

An overview of the average daily soiling rate over each calendar month and over the entire measurement period is given in the table below.

Mois / Month*	Taux de salissure moyen / Average soiling rate [%/day]
2021-11*	0.34*
2021-12	0.21
2022-01	0.09
2022-02	0.16
2022-03	0.42
2022-04*	0.40*
Total / Total	0.27

Table 11: Taux de salissure moyen mensuel et total. *Le premier et le dernier mois de la période rapportée sont des mois partiels. Le système de mesure a été installé en novembre 2021 / Average monthly and total soiling rates. The first and the last month of the reported period are partial months. The measurement system was installed in November 2021.

Les taux d'encrassement observés varient d'une saison à l'autre et sont affectés par le nettoyage naturel des modules PV par la pluie. Pendant les périodes de faibles précipitations, des taux d'encrassement plus élevés en moyenne mensuelle, ont été mesurés.

The observed soiling rates vary from season to season and are affected by natural cleaning of the PV modules by rain.

7.3.10 Propreté et taux de salissure quotidiens / Daily cleanliness and soiling rates

Pendant les périodes où le taux de salissure est important, la propreté du système PV-salissure présente un schéma caractéristique en dents de scie. Cela indique que le signal du panneau de mesure est de plus en plus réduit par l'accumulation de poussière sur la surface. La réduction du signal suit généralement une courbe quasi linéaire jusqu'au prochain nettoyage du module de mesure (pluie naturelle ou nettoyage mensuel par le personnel local).

Ceci est illustré dans la Figure 36 par les colonnes grises pour la propreté quotidienne moyenne (échelle de gauche). Les événements de pluie sont affichés par une colonne bleue. La quantité de pluie (en mm/jour) est indiquée par la hauteur de la colonne bleue et donnée sur l'échelle de droite. Notez que le taux de salissure est mesurable même si la propreté n'est pas de 1 après un tel événement.

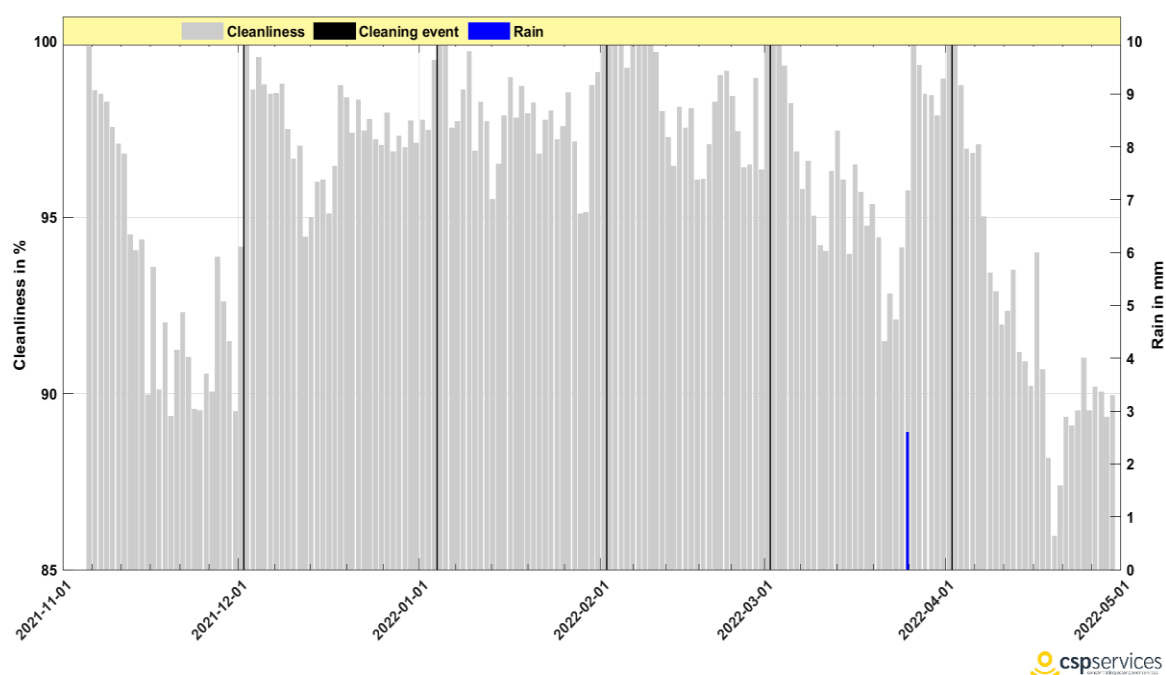


Figure 36: Propreté du panneau de mesure modB avec pluie mesurée (bleu) et nettoyage (lignes verticales noires) du modB / Cleanliness of the measurement panel modB with measured rain (blue) and cleaning (black vertical lines) of modB.

During periods with a significant soiling rate, the cleanliness of the PV-soiling system shows a characteristic saw tooth pattern. This indicates that the signal from the measurement panel is reduced more and more by the accumulation of dust on the surface. The signal reduction usually follows a near-linear reduction until the next cleaning event of the measurement module (naturally by rain or by the monthly cleaning by the local staff).

This is shown in Figure 36 by the grey columns for the average daily cleanliness (left scale). Rain events are displayed by a blue column. The amount of rain (in mm/day) is indicated by the height of the blue column and given on the right scale. Note that the soiling rate is measurable even though the cleanliness is not 1 after such an event.

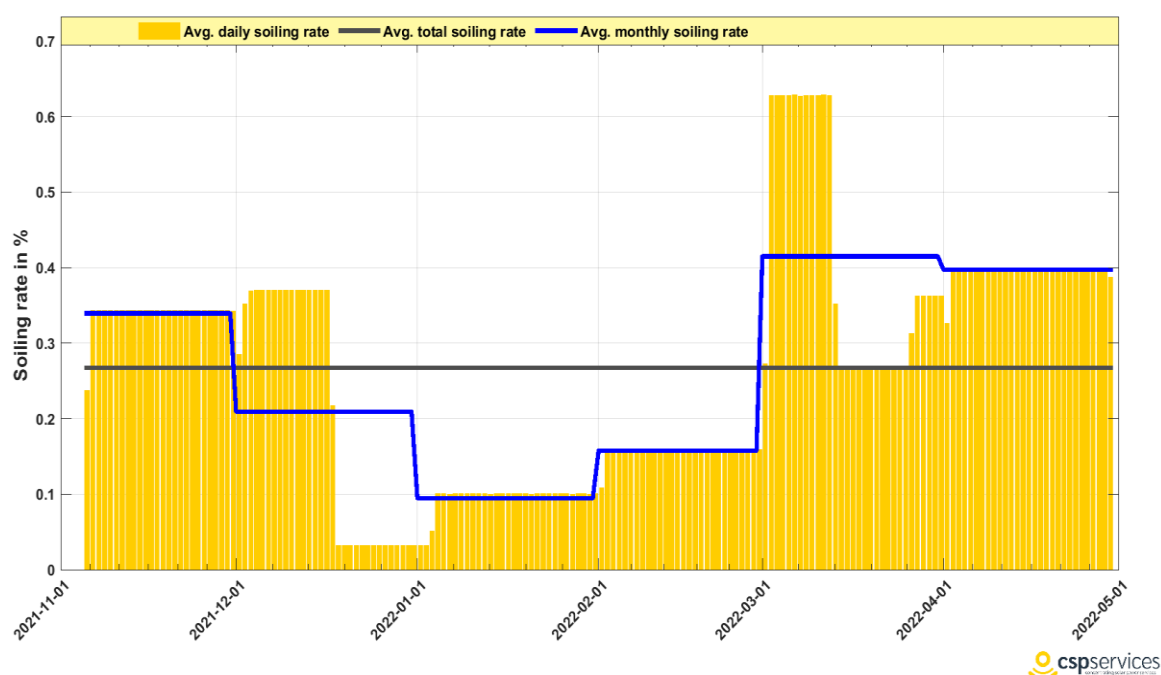


Figure 37: Taux moyennes de salissure quotidien, mensuel et annuel / Daily, monthly and yearly average soiling rates.

Date	Taux de salissure / Soiling rate PV [%/day]
2021-11-05	0.24
2021-11-06	0.34
2021-11-07	0.34
2021-11-08	0.34
2021-11-09	0.34
2021-11-10	0.34
2021-11-11	0.34
2021-11-12	0.34
2021-11-13	0.34
2021-11-14	0.34
2021-11-15	0.34
2021-11-16	0.34
2021-11-17	0.34
2021-11-18	0.34
2021-11-19	0.34
2021-11-20	0.34
2021-11-21	0.34
2021-11-22	0.34
2021-11-23	0.34
2021-11-24	0.34
2021-11-25	0.34
2021-11-26	0.34
2021-11-27	0.34
2021-11-28	0.34
2021-11-29	0.34
2021-11-30	0.34
2021-12-01	0.29
2021-12-02	0.35
2021-12-03	0.37

Date	Taux de salissure / Soiling rate PV [%/day]
2021-12-04	0.37
2021-12-05	0.37
2021-12-06	0.37
2021-12-07	0.37
2021-12-08	0.37
2021-12-09	0.37
2021-12-10	0.37
2021-12-11	0.37
2021-12-12	0.37
2021-12-13	0.37
2021-12-14	0.37
2021-12-15	0.37
2021-12-16	0.37
2021-12-17	0.22
2021-12-18	0.03
2021-12-19	0.03
2021-12-20	0.03
2021-12-21	0.03
2021-12-22	0.03
2021-12-23	0.03
2021-12-24	0.03
2021-12-25	0.03
2021-12-26	0.03
2021-12-27	0.03
2021-12-28	0.03
2021-12-29	0.03
2021-12-30	0.03
2021-12-31	0.03
2022-01-01	0.03
2022-01-02	0.03
2022-01-03	0.05
2022-01-04	0.1
2022-01-05	0.1
2022-01-06	0.1
2022-01-07	0.1
2022-01-08	0.1
2022-01-09	0.1
2022-01-10	0.1
2022-01-11	0.1
2022-01-12	0.1
2022-01-13	0.1
2022-01-14	0.1
2022-01-15	0.1
2022-01-16	0.1
2022-01-17	0.1
2022-01-18	0.1
2022-01-19	0.1
2022-01-20	0.1
2022-01-21	0.1
2022-01-22	0.1
2022-01-23	0.1
2022-01-24	0.1
2022-01-25	0.1
2022-01-26	0.1
2022-01-27	0.1

Date	Taux de salissure / Soiling rate PV [%/day]
2022-01-28	0.1
2022-01-29	0.1
2022-01-30	0.1
2022-01-31	0.1
2022-02-01	0.11
2022-02-02	0.16
2022-02-03	0.16
2022-02-04	0.16
2022-02-05	0.16
2022-02-06	0.16
2022-02-07	0.16
2022-02-08	0.16
2022-02-09	0.16
2022-02-10	0.16
2022-02-11	0.16
2022-02-12	0.16
2022-02-13	0.16
2022-02-14	0.16
2022-02-15	0.16
2022-02-16	0.16
2022-02-17	0.16
2022-02-18	0.16
2022-02-19	0.16
2022-02-20	0.16
2022-02-21	0.16
2022-02-22	0.16
2022-02-23	0.16
2022-02-24	0.16
2022-02-25	0.16
2022-02-26	0.16
2022-02-27	0.16
2022-02-28	0.16
2022-03-01	0.27
2022-03-02	0.63
2022-03-03	0.63
2022-03-04	0.63
2022-03-05	0.63
2022-03-06	0.63
2022-03-07	0.63
2022-03-08	0.63
2022-03-09	0.63
2022-03-10	0.63
2022-03-11	0.63
2022-03-12	0.63
2022-03-13	0.35
2022-03-14	0.27
2022-03-15	0.27
2022-03-16	0.27
2022-03-17	0.27
2022-03-18	0.27
2022-03-19	0.27
2022-03-20	0.27
2022-03-21	0.27
2022-03-22	0.27
2022-03-23	0.27

Date	Taux de salissure / Soiling rate PV [%/day]
2022-03-24	0.27
2022-03-25	0.27
2022-03-26	0.31
2022-03-27	0.36
2022-03-28	0.36
2022-03-29	0.36
2022-03-30	0.36
2022-03-31	0.36
2022-04-01	0.33
2022-04-02	0.4
2022-04-03	0.4
2022-04-04	0.4
2022-04-05	0.4
2022-04-06	0.4
2022-04-07	0.4
2022-04-08	0.4
2022-04-09	0.4
2022-04-10	0.4
2022-04-11	0.4
2022-04-12	0.4
2022-04-13	0.4
2022-04-14	0.4
2022-04-15	0.4
2022-04-16	0.4
2022-04-17	0.4
2022-04-18	0.4
2022-04-19	0.4
2022-04-20	0.4
2022-04-21	0.4
2022-04-22	0.4
2022-04-23	0.4
2022-04-24	0.4
2022-04-25	0.4
2022-04-26	0.4
2022-04-27	0.4
2022-04-28	0.4
2022-04-29	0.39

Table 12: Taux de salissure quotidiens / Daily soiling rates.

7.4 Échantillonneur de corrosion (taux de corrosion) / Corrosion sampler (Corrosion rate)

L'échantillonneur de corrosion sera démonté de la station lors de la visite de maintenance après environ 12 mois de mesures. Les échantillons de métal seront alors envoyés au laboratoire Fraunhofer pour analyse et calcul du taux de corrosion. Les résultats seront inclus dans le rapport de mesure final à la fin de la campagne de mesure actuelle.

The corrosion sampler will be dismantled from the station during the maintenance visit after approximately 12 months of measurements. The metal samples will then be sent to the Fraunhofer lab for analysis and corrosion rate calculations. The results will be included in the final measurement report at the end of the current measurement campaign.

8 Contrôle de la qualité des données et incertitude des mesures, valeurs GHI et DNI à long terme / Data quality control and measurement uncertainty, long-term GHI and DNI values

Comme décrit dans le chapitre 3.3, les données de mesure ont été contrôlées de façon continue pendant toute la période rapportée. Cela permet de s'assurer que tout dysfonctionnement de l'équipement, toute influence extérieure, tout dommage ou toute maintenance locale insuffisante (en particulier le nettoyage des capteurs d'irradiance et des panneaux d'encrassement) est détecté et résolu le plus tôt possible pendant le fonctionnement de la station.

En complément, les données de mesure pour la période couverte par le rapport ont été évaluées par un certain nombre de contrôles de la qualité et de la cohérence des données et l'incertitude de mesure a été estimée pour les données d'irradiation mesurées conformément aux lignes directrices des meilleures pratiques.

Ce chapitre décrit certains des contrôles effectués pour évaluer la consistance et la qualité des données, ainsi qu'une estimation de l'incertitude des mesures. La section 8.5 donne des informations sur les sommes moyennes à long terme de la GHI et de la DNI, sur l'adaptation au site des données satellitaires avec les données de mesure au sol et sur l'incertitude réalisable estimée des sommes moyennes à long terme de la GHI et de la DNI.

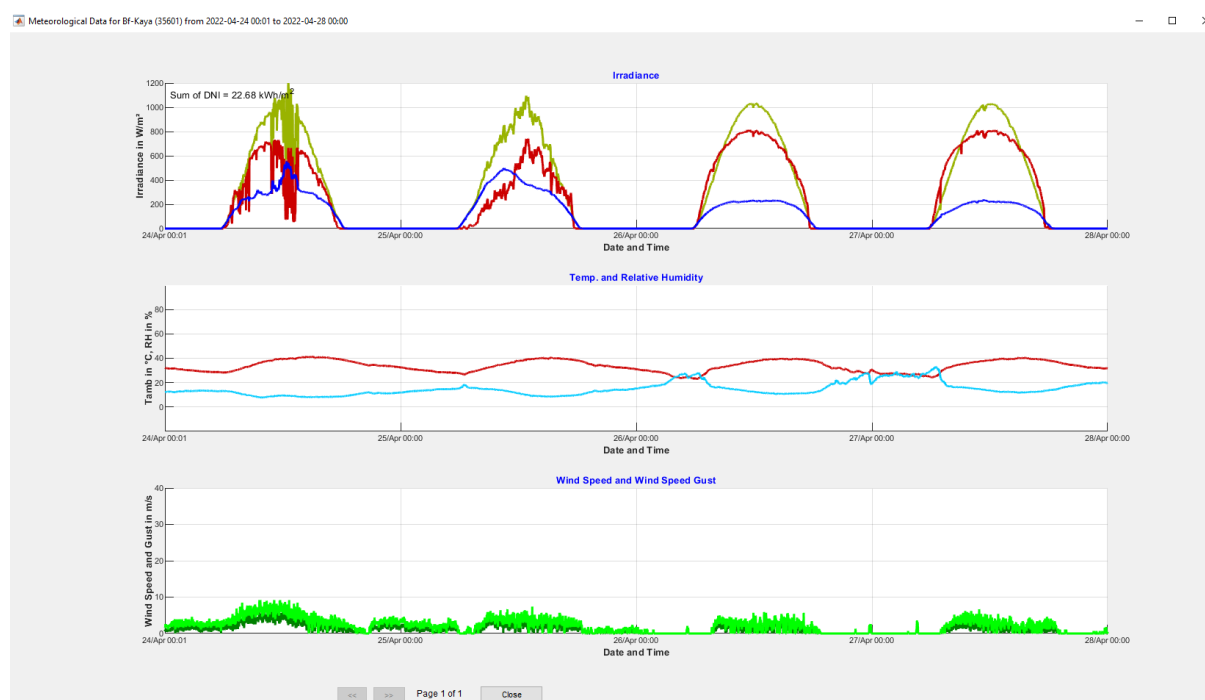


Figure 38 : Contrôle de qualité de données de mesure / Measurement data quality control.

As described in chapter 3.3, the measurement data was closely monitored throughout the reported measurement period. This is to make sure any malfunctioning of the equipment, external influence, damage or insufficient local maintenance (especially the cleaning of the irradiance sensors and the soiling panels) is detected and resolved as early as possible during the operation of the station.

In addition, the measurement data for the reported period was assessed by a number of data quality and consistency checks and the measurement uncertainty was estimated for the measured irradiation data according to best practice guidelines.

This chapter describes some of the performed consistency and data quality assessment checks as well as an estimation of the measurement uncertainty. In section 8.5, information on the long-term GHI and DNI average sums, site adaptation of satellite data with the ground measurement data and the estimated achievable uncertainty of long-term GHI and DNI average sums is provided.

8.1 Indice de ciel clair / Clear sky index

En comparant la mesure de la GHI au GHI par ciel clair (« clear-sky »), qui peut être obtenu à partir du service CAMS McClear¹, on obtient l'indice de ciel clair. Il s'agit de la fraction de la GHI mesuré par rapport au GHI par temps clair. Pour les jours de ciel clair, on s'attend à ce que l'indice de ciel clair soit proche de 1 et pour les périodes altérées par les nuages, l'indice de ciel clair s'écarte significativement de 1. Sur les sites où le ciel est fréquemment clair, une ligne horizontale de points devrait donc se former à la valeur de 1. Un facteur d'étalonnage incorrect du capteur ou une autre source de biais de mesure entraînerait la formation d'une ligne de points au-dessus ou au-dessous de la ligne horizontale à la valeur de 1.

Comme le montre la Figure 39, l'indice de ciel clair pour ce site est distribué autour de 1, indiquant une bonne coïncidence entre les mesures de la GHI et la GHI par ciel clair modélisé. La large distribution autour de 1 indique qu'il y a peu de jours de ciel clair pendant la majeure partie de la période rapportée.

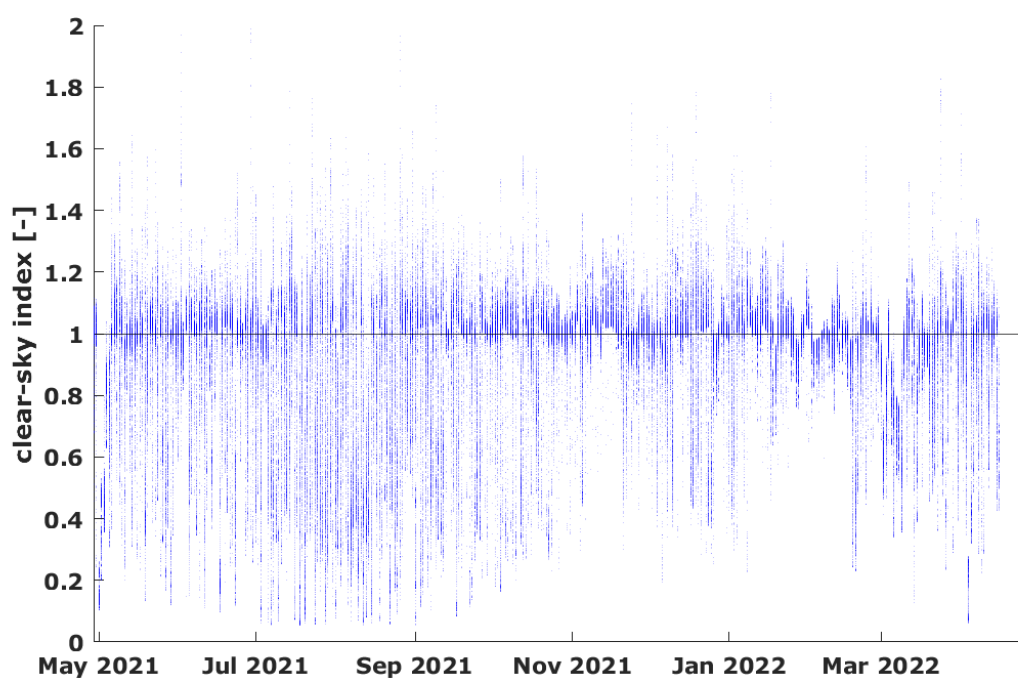


Figure 39: Indice ciel clair pour la GHI (resolution 1min) / Clear-sky index for the GHI.

When comparing the GHI measurement to the clear-sky GHI, which can be obtained from the CAMS McClear radiation service², one obtains the clear-sky index. It is the fraction of the measured GHI to the clear-sky GHI. For clear-sky days, the clear-sky index is expected to be close to 1 and for time stamps impaired by clouds, the clear-sky index deviates significantly from 1. On sites with frequent clear sky, a horizontal line of points should therefore form at the value of 1. An incorrect sensor calibration factor or another source of measurement bias would lead to a line of points forming above or below the horizontal line at a value of 1.

As Figure 39 shows, the clear-sky index for this site is distributed around 1, indicating a good coincidence between the GHI measurements and the modelled clear-sky GHI. The broad distribution around 1 indicates that there are few clear-sky days for most of the reported period.

¹ <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-mcclear>

² <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-mcclear>

8.2 Évaluation de qualité de données / Data quality assessment

La Figure 40 montre la représentation « multi-plot » des données de mesure. La GHI provient du pyranomètre CMP 10, tandis que la DNI et la DHI (appelés DIF dans la Figure 40) proviennent du RSI. La comparaison entre la GHI mesuré (à partir du CMP 10) et la GHI calculé (à partir de la DNI et du DIF provenant du RSI) est montrée sur le côté gauche, sur les deuxième et troisième lignes. Tous les indicateurs du contrôle de qualité sont représentés par des points rouges dans les deux graphiques.

La représentation des K-Tests est montrée dans la deuxième colonne de la troisième et quatrième ligne. Les lignes bleues représentent les limites des K-Tests. De plus amples informations sur les K-Tests peuvent être trouvées ici³. Les points de données noirs sont des points en dehors de la limite du test et en dehors de la limite d'irradiation minimale du test. Les points de données marqués sont indiqués en rouge. En plus des K-Tests, les tests de fermeture du BSRN, le test des limites extrêmement rares et physiquement possibles ainsi que le test du tracker-off sont appliqués⁴.

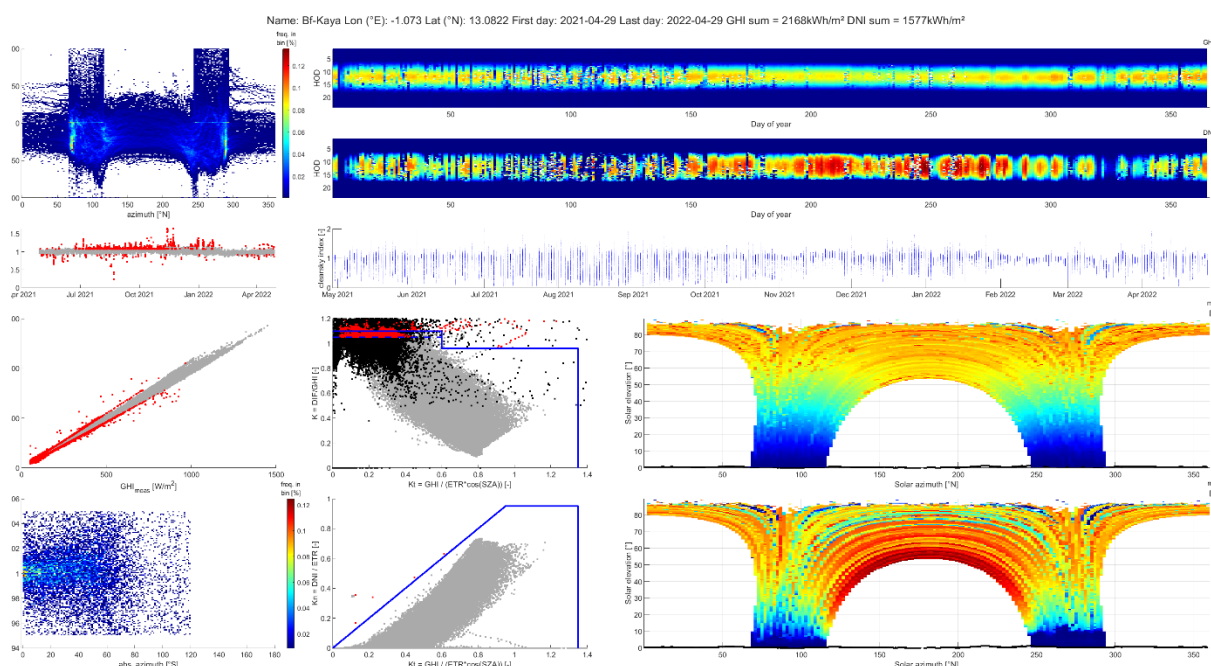


Figure 40: Aperçu graphique de l'évaluation de la qualité des données (résolution 1min) / Multiplot overview of the data quality assessment (1min resolution).

Figure 40 shows the multiplot representation of the measurement data. The GHI comes from the CMP 10 pyranometer, while the DNI and DHI (named DIF in Figure 40) come from the RSI. Comparison between GHI measured (from the CMP 10) and GHI calculated (from the DNI and DIF coming from the RSI) is shown on the left side, in second and third row. All flags from the quality control are shown as red dots in both plots.

The representation of the K-Tests are shown in the second column in the third and fourth row. The blue lines represent the limits of the K-Tests. Further information on the K-Tests can be found here⁵. The black data points are points outside the limit of the test and outside of the minimal irradiation limit of the test. Flagged data points are shown in red. Additionally to the K-Tests, the BSRN's closure tests and extremely rare and physically possible limits test as well as the tracker-off test are applied⁶.

³ <https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/seri-qc.html>

⁴ <http://proceedings.ises.org/?doi=swc.2021.38.02>

⁵ <https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/seri-qc.html>

⁶ <http://proceedings.ises.org/?doi=swc.2021.38.02>

8.3 Comparaisons données d'irradiance / Irradiance data comparison

Comme les trois composantes du rayonnement solaire sont mesurées, elles peuvent être comparées entre elles en calculant une composante à partir des deux autres, puis en comparant la DNI calculé au DNI mesuré. La DNI peut être calculé selon la formule suivante :

$$DNI_{calc} = \frac{GHI - DHI}{\cos(SZA)}, \quad \text{avec } SZA: \text{ angle zénithal solaire}$$

De même, la GHI peut être calculé à partir de la DNI et de la DHI.

As all three components of the solar irradiance are being measured, they can be compared to each other by calculating one component from the other two and then comparing the calculated DNI to the measured one. The DNI can be calculated according to the following formula:

$$DNI_{calc} = \frac{GHI - DHI}{\cos(SZA)}, \quad \text{with } SZA: \text{ Solar zenith angle}$$

Similarly, the GHI can be calculated from the DNI and the DHI.

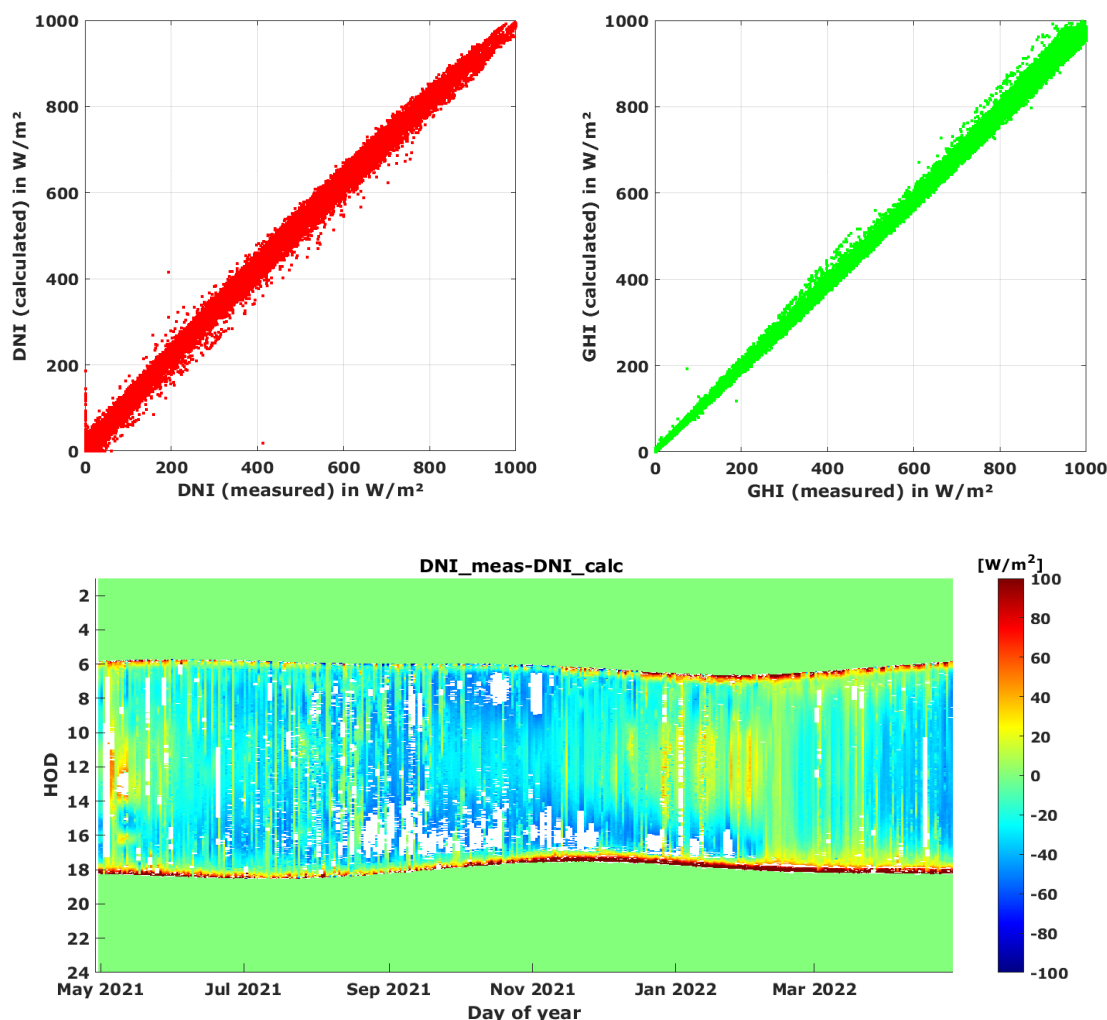


Figure 41: DNI calculé à partir de la GHI et de la DHI en comparaison avec la DNI mesuré (en haut, gauche), GHI calculé à partir de la DNI et de la DHI en comparaison avec la GHI mesuré (en haut, droite). DNI calculé à partir de la GHI et de la DHI en comparaison avec la DNI mesuré pour la période rapportée (en bas) / DNI calculated from GHI and DHI in comparison with the measured DNI (top, left), GHI calculated from DNI and DHI in comparison with the measured DNI (top, right), DNI calculated from GHI and DHI in comparison with the measured DNI for the reported measurement period (bottom).

8.4 Incertitude de mesure / Measurement uncertainty

Cette section donne des informations sur l'incertitude de mesure estimée pour les valeurs d'irradiation mesurées. Pour les stations Tier2, la GHI est principalement mesurée par le pyranomètre CMP10 car c'est l'instrument qui présente la plus basse incertitude de mesure nominale. Le RSI est principalement utilisé pour la mesure de la DNI et de la DHI pour les stations de Tier2 (à la différence des stations de Tier1 qui utilisent généralement des capteurs DNI et DHI trackés).

This section gives information on the estimated measurement uncertainty for the measured irradiation values. For Tier2 stations, the GHI is primarily measured by the CMP10 pyranometer as this is the instrument with the lowest nominal measurement uncertainty. The RSI is primarily used for the measurement of the DNI and the DHI for Tier2 stations (in contrast to Tier1 stations which usually use tracked DNI and DHI sensors).

8.4.1 Mesures de la GHI par le pyranomètre / GHI measurements by the pyranometer

Dans le Manuel des Meilleures Pratiques, troisième Édition⁷, l'incertitude de l'étalonnage du pyranomètre est estimée à $\pm 3.0\%$ pour des angles zénithaux solaires (SZA) de 30° à 60° . Les mesures sur sol dans le cadre de campagnes de mesures bien entretenues peuvent être estimées avec des incertitudes de $\pm 3.0\%$ pour les SZA entre 30° et 60° et jusqu'à $\pm 5.0\%$ selon l'entretien. En raison du bon respect du programme de maintenance et de nettoyage, l'incertitude due à l'encrassement des capteurs est estimée non significative.

Les certificats d'étalonnage des pyranomètres CMP10 installés indiquent une valeur d'environ $\pm 1.4\%$. L'étalonnage en laboratoire est effectué à un angle d'incidence fixe, cette valeur remplace donc l'estimation de la littérature de $\pm 3.0\%$. Comme cette valeur est bien justifiée et que la vérification de l'étalonnage n'a donné aucune raison de douter, la valeur de $\pm 1.4\%$ est acceptée.

Pour cette campagne de mesure, une incertitude de mesure (à un intervalle de confiance de 95%) de $\pm 3.0\%$ pour toutes les valeurs GHI à SZA entre 30° et 60° est estimée.

Cette incertitude comprend l'incertitude d'étalonnage du fabricant et l'incertitude due aux facteurs suivants

- Réponse zénithale
- Réponse azimutale
- Réponse spectrale
- Non-linéarité
- La réponse en température
- Vieillesse par an

selon les valeurs de la littérature dans le manuel des meilleures pratiques.

According to literature values in the Best Practices Handbook, third Ed⁸, pyranometer calibration uncertainty is estimated with $\pm 3.0\%$ for solar zenith angles (SZA) from 30° to 60° . Field measurements in well-maintained measurement campaigns can be estimated with uncertainties of $\pm 3.0\%$ for SZA between 30° and 60° and up to $\pm 5.0\%$ depending on the maintenance. Due to the good adherence to the maintenance and cleaning schedule the uncertainty due to sensor soiling is estimated to be non-significant.

The calibration certificates for the installed CMP10 pyranometers state a value of around $\pm 1.4\%$. Calibration in the laboratory is done at a fixed incidence angle, thus this value replaces the literature estimate of $\pm 3\%$. Since this is well justified and calibration verification did not give any reason of doubt, the value of $\pm 1.4\%$ is accepted.

For this measurement campaign, a measurement uncertainty (at 95% confidence interval) of $\pm 3.0\%$ for all GHI values at SZA between 30° and 60° is estimated.

⁷ <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77635.pdf> chapitre 7-7

⁸ <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77635.pdf> chapitre 7-7

This includes the calibration uncertainty from the manufacturer and the uncertainty due to

- Zenith response
- Azimuth response
- Spectral response
- Nonlinearity
- Temperature response
- Aging per year

according to literature values in the Best Practices Handbook.

8.4.2 Mesures de la GHI, de la DNI et de la DHI par le RSI / GHI, DNI and DHI measurements by the RSI

Pour les mesures RSI, l'incertitude dépend du spectre solaire incident. Dans la littérature, l'incertitude élargie globale est estimée à 8% pour les pyranomètres à photodiode. Pour les mesures RSI utilisées ici, avec un étalonnage sur le terrain avant l'utilisation, les fonctions de correction utilisées et le programme de maintenance, l'incertitude de la DNI et de la GHI peut être estimée à $\pm 4\%$. Ceci est conforme aux spécifications d'une station de Tier2 de la Banque mondiale, qui stipule que l'incertitude doit être inférieure à 5% pour les valeurs quotidiennes⁹.

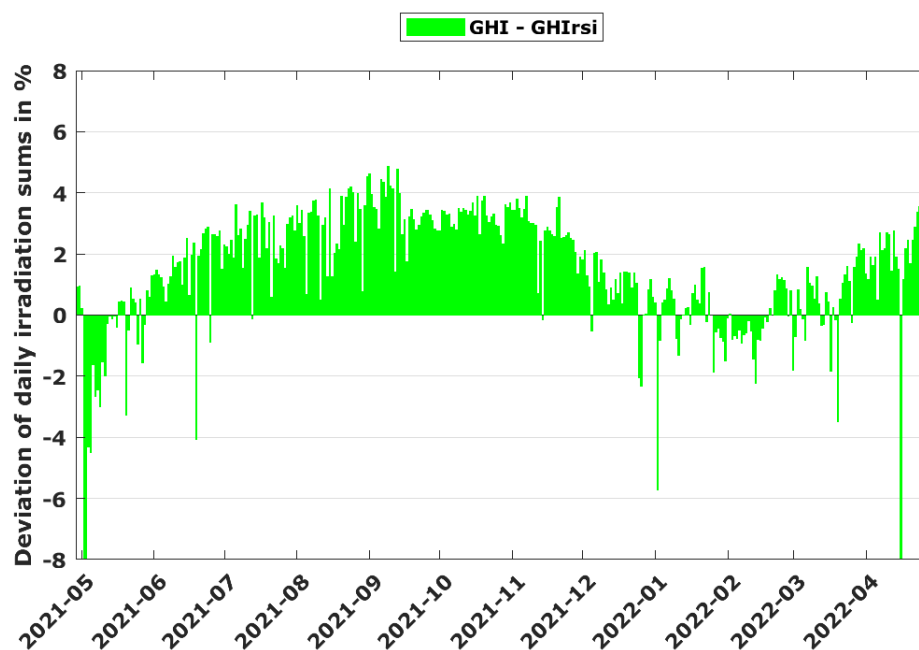


Figure 42: Comparaison des sommes quotidiennes de GHI provenant du pyranomètre CMP10 et du RSI / Comparison of the GHI daily sums from the CMP10 pyranometer and the RSI.

For the RSI measurements, the uncertainty is depended on the incident solar spectrum. In the literature, the overall expanded uncertainty is estimated to be 8% for photodiode pyranometers. For the RSI measurements used here with an outdoor field calibration before employment, the used correction functions and maintenance schedule, the uncertainty in DNI and GHI can be estimated to be $\pm 4\%$. This is in line with the specifications of a Tier 2 station by The World Bank, which states that the uncertainty should be below 5% for daily values¹⁰.

⁹ <https://documents1.worldbank.org/curated/en/398831592957111931/pdf/ESMAP-Terms-of-Reference-for-Solar-and-Wind-Measurement-Campaign.pdf>

¹⁰ <https://documents1.worldbank.org/curated/en/398831592957111931/pdf/ESMAP-Terms-of-Reference-for-Solar-and-Wind-Measurement-Campaign.pdf>

8.5 Sommes annuelles et incertitude de GHI et DNI à long terme / Yearly sum and uncertainty of long-term GHI and DNI

8.5.1 Sommes annuelles de GHI et DNI à long terme / Yearly sums of long-term GHI and DNI

Les valeurs moyennes à long terme pour la GHI et la DNI ainsi que d'autres paramètres pertinents pour l'évaluation des ressources solaires sont généralement obtenus à partir de données satellitaires à long terme pour un site de projet d'énergie solaire. Les données provenant de plusieurs années de données satellitaires (généralement 20 ans ou plus) sont moyennées pour obtenir, par exemple, des valeurs moyennes annuelles. Pour améliorer la précision des données satellitaires, les données de mesure au sol peuvent être utilisées pour effectuer une adaptation des données satellitaires au site.

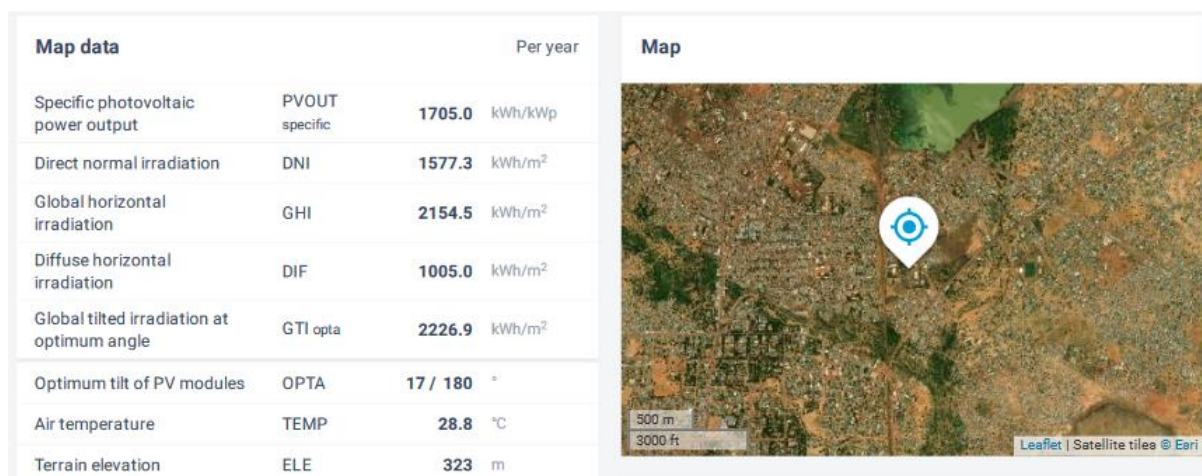


Figure 43: Valeurs moyennes annuelles obtenues à partir du Global Solar Atlas pour le site de Kaya, au Burkina Faso / Yearly average values obtained from the Global Solar Atlas for the site in Kaya, Burkina Faso.

The long-term average values for the GHI and the DNI as well as other relevant parameters for solar resource assessment are usually obtained from long-term satellite data for a given project site. The data from several years of satellite data (usually 20 years or more) are averaged to obtain e.g., yearly average values. To improve the accuracy of the satellite data, ground based measurement data can be used to perform site adaptation of the satellite data.

8.5.2 Adaptation du site et incertitude de la GHI et de la DNI à long terme / Site adaptation and uncertainty of long-term GHI and DNI

L'incertitude à long terme de la GHI et de la DNI peut également être estimée avec des données à long terme provenant d'un fournisseur de données de satellites. L'incertitude est plus élevée que dans les autres régions, en particulier dans les régions où il n'existe que peu de stations jusqu'à présent. Les informations sur la plateforme du « Global Solar Atlas » indique que pour la GHI, on peut s'attendre à une incertitude de $\pm 8\%$ et de $\pm 14\%$ pour la DNI dans la région de la station (pays au climat tropical humide (par exemple, les régions équatoriales d'Afrique, d'Amérique et du Pacifique, les Philippines, l'Indonésie et la Malaisie) et les zones côtières (environ jusqu'à 15 km d'un plan d'eau)) ¹¹.

Selon le consultant de la Banque mondiale pour le Global Solar Atlas (Solargis), l'incertitude des valeurs à long terme pour un site spécifique peut être réduite de manière significative en fonction de la période de mesures au sol disponible. La disponibilité d'une série de données sur 12 mois réduit l'incertitude réalisable comme le montre le diagramme en Figure 44.

¹¹ <https://globalsolaratlas.info/support/accuracy>

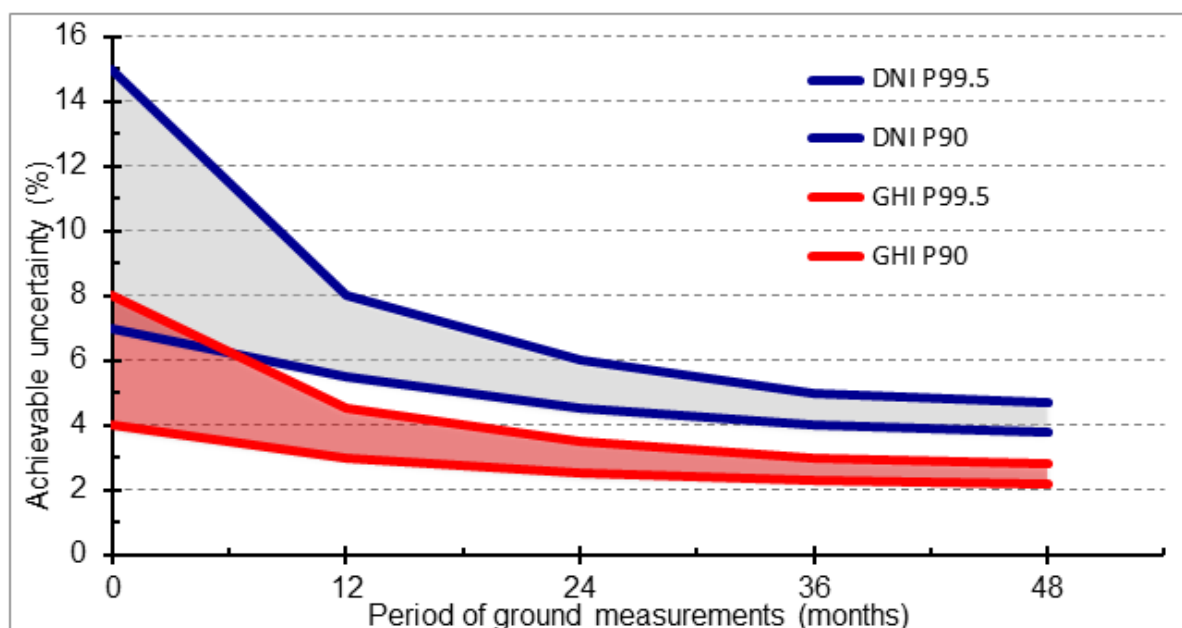


Figure 44: Incertitude réalisable pour les données GHI et DNI moyennes à long terme par rapport à la disponibilité des données de mesure au sol pour l'adaptation au site / Achievable uncertainty for long-term average GHI and DNI data in relation to the availability of ground measurement data for site-adaptation
(source: <https://solargis.com/docs/methodology/site-adaptation>).

The long-term uncertainty of GHI and DNI can similarly be estimated with long-term data from a satellite data provider. Especially in regions where few ground measurement data sources are available, the uncertainty is higher than in other regions. The Global Solar Atlas states that for GHI an uncertainty of up to $\pm 8\%$ and $\pm 14\%$ for DNI can be expected for the region of the station (Countries in humid tropical climate (e.g. equatorial regions of Africa, America and Pacific, Philippines, Indonesia and Malaysia) and coastal zones (approx. up to 15 km from a body of water))¹².

According to the contractor of World Bank for the Global Solar Atlas (Solargis) the uncertainty of the long-term values for a specific site can be reduced significantly according to the available period of ground measurements. The availability of a 12-month data series reduces the achievable uncertainty as shown in Figure 44.

¹² <https://globalsolaratlas.info/support/accuracy>

9 Documentation photographique / Photographic documentation

9.1 Transfert de la station (avril 2021) / Station handover (April 2021)



Figure 45: Vue d'ensemble de la station de mesure / Measurement station overview.



Figure 46: Boîtier de contrôle / Measurement station control box.



Figure 47: Capteurs d'irradiance RSI et CMP10 sur la structure de montage / RSI and CMP10 irradiance sensors on mounting structure.

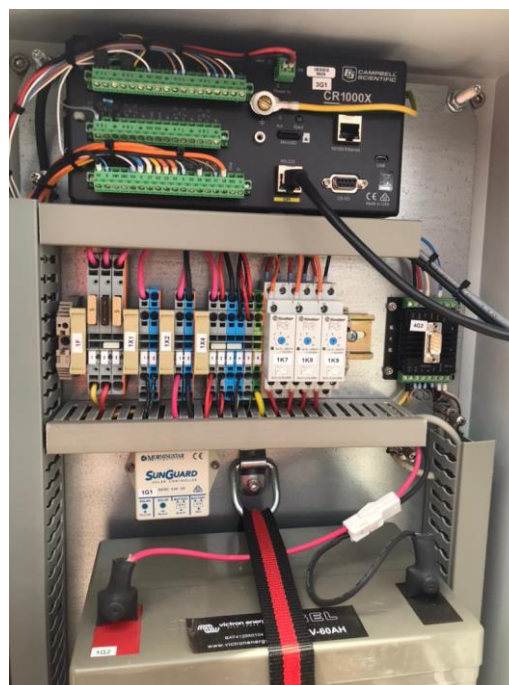


Figure 48: Intérieur du boîtier de commande avec enregistreur de données, batterie et câblage / Control box interior with datalogger, battery and cabling.

9.2 Visite de maintenance (novembre 2021) / Maintenance visit (November 2021)



Figure 49: Vue d'ensemble de la station de mesure / Measurement station overview.



Figure 50: Numéro de série de la station / Station serial number.



Figure 51: Installation du capteur de pluie sur la structure de montage / Rain sensor installation on mounting structure.



Figure 52: Installation du système de mesure de l'encrassement PV-S / PV-S soiling measurement system installation.

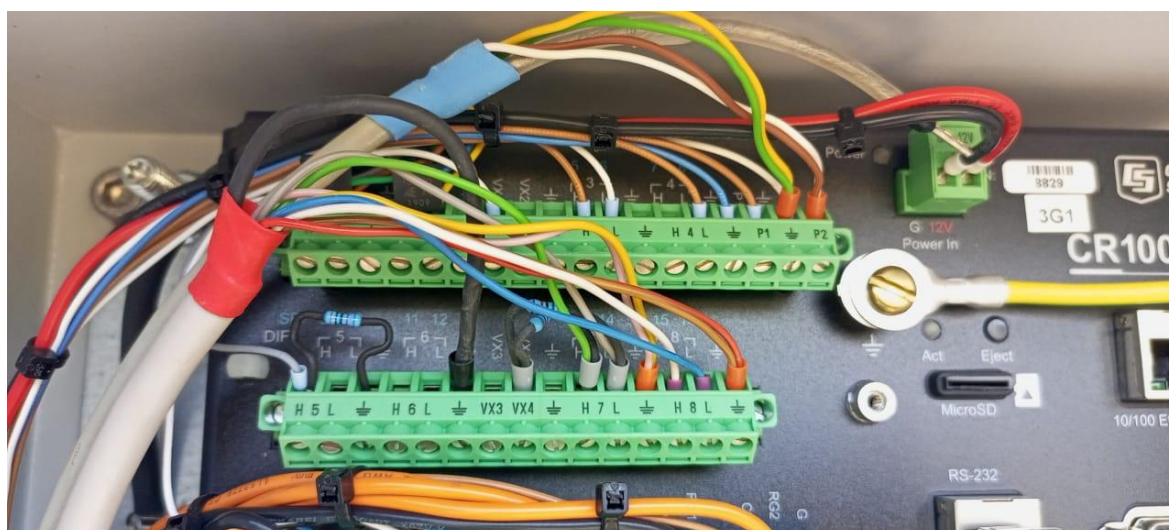


Figure 53: Connexion de nouveaux capteurs à l'enregistreur de données / Connection of new sensors to datalogger.

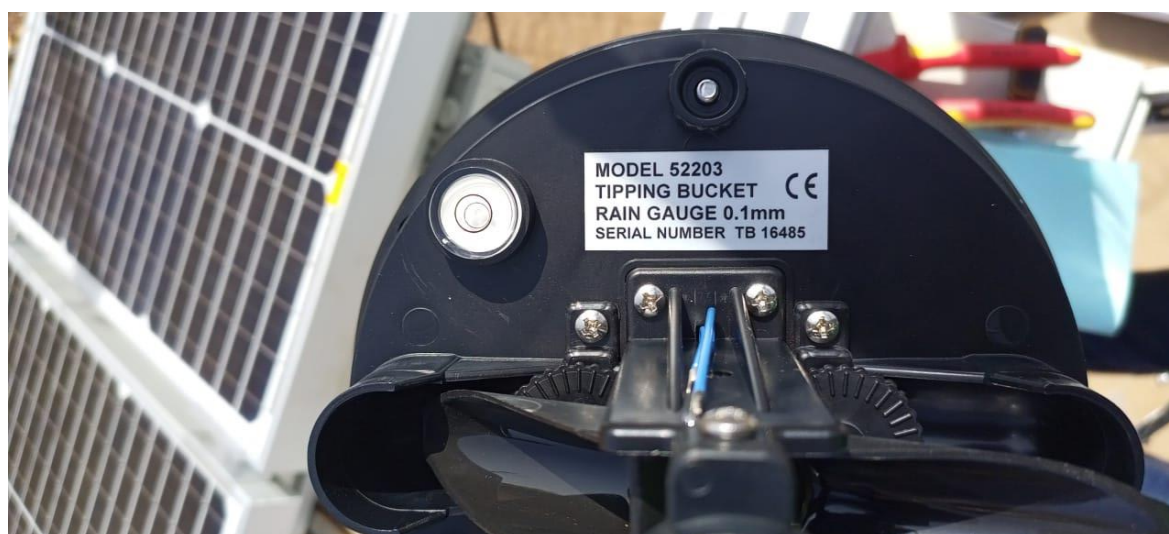


Figure 54: Numéro de série du capteur de pluie et nivellement / Rain sensor serial number an levelling.



Figure 55: Vérifications de la fonctionnalité de PV-S / PV-S functionality checks.



Figure 56: Contrôle de l'inclinaison des modules PV-S / PV-S module inclination check.



Figure 57: Spécifications des modules PV-S / PV-S module specifications.



Figure 58 : Vérification de la fonctionnalité du capteur de pluie / Rain sensor functionality checks.

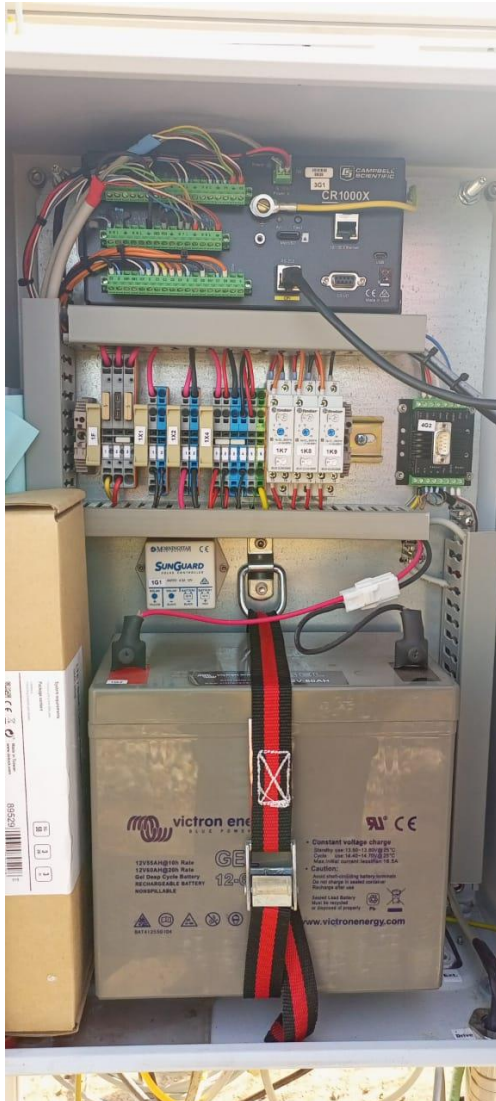


Figure 59 : Boîte de contrôle après connexion du capteur de pluie et du PV-S / Control box after connection of rain sensor and PV-S.

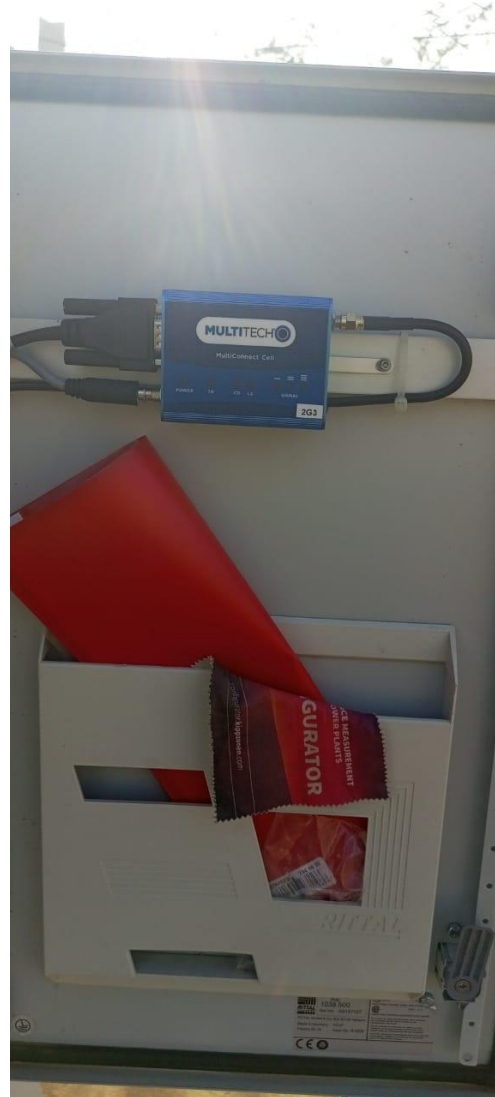


Figure 60: Porte du boîtier de commande avec modem / Control box door with modem.



Figure 61: Station de mesure après la mise à niveau des capteurs / Measurement station after sensor upgrade.

9.3 Visite de maintenance (février 2022) / Maintenance visit (February 2022)



Figure 66: Vue d'ensemble de la station de mesure / Measurement station overview.



Figure 67: Capteur RSI calibré / Calibrated RSI sensor head.

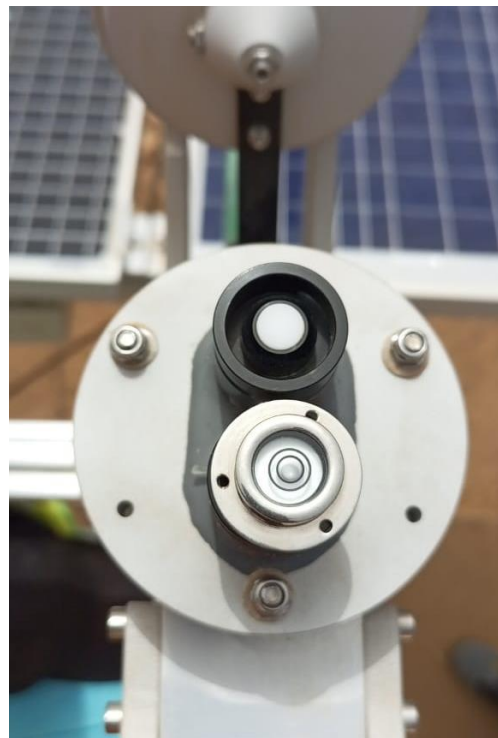


Figure 68: Mise à niveau du capteur RSI / RSI sensor head levelling.



Figure 69: Pyranomètre CMP10 calibré / Calibrated CMP10 pyranometer.



Figure 70: Mise à niveau du pyranomètre CMP10 / CMP10 pyranometer levelling.



Figure 71: RSI installé, mis à niveau et connecté / RSI sensor head installed, levelled and connected.



Figure 72 : Pyranomètre CMP10 installé, mis à niveau et connecté / CMP10 pyranometer installed, levelled and connected.



Figure 73 : Capteur de température et d'humidité dans le boîtier (protection contre les radiations) / Temperature and humidity sensor in housing (radiation shield).



Figure 74: Capteur de pluie / Rain sensor.



Figure 75: Modem avec antenne, câbles de communication et d'alimentation / Modem with antenna, data and power supply cables.



Figure 76: Panneau d'alimentation (avant), panneaux d'encrassement PV (arrière) / Power supply panel (front), PV soiling panels (back).



Figure 77: Panneau d'alimentation, panneaux d'encrassement PV) / Power supply panel, PV soiling panels.



Figure 78: Capteur de pluie avant le nettoyage / Rain sensor before cleaning.



Figure 79: Capteur de pluie après le nettoyage / Rain sensor after cleaning.



Figure 80: Mise à niveau du capteur de pluie / Rain sensor levelling.



Figure 81: Capteurs de vent sur le mât de vent (3m au-dessus du sol) / Wind sensors on wind mast (3m above ground).



Figure 82: Capteur RSI démonté / Dismounted RSI sensor head.



Figure 83: Pyranomètre CMP10 démonté / Dismounted CMP10 pyranometer.



Figure 84: Vue d'ensemble de la station vue du sud-est / Station overview as viewed from south-east.



Figure 85: Vue d'ensemble de la station vue du sud / Station overview as viewed from south.



Figure 86: Vue d'ensemble de la station vue de l'ouest / Station overview as viewed west.



Figure 87: Vue d'ensemble de la station vue de l'est / Station overview as viewed from east.

10 Procédures et certificats d'étalonnage / Calibration procedures and certificates

10.1 Étalonnage des capteurs lors de l'installation et remise de la station / Calibration of sensors upon station installation and handover

Cette section fournit les certificats d'étalonnage pour chaque capteur. Comme décrit au chapitre 4, les stations ont été remises à ce projet après avoir été installées pendant une période d'environ 1.5 ans avant la remise. Pour garantir la validité de l'étalonnage des capteurs d'irradiation, le CMP10 et le RSI ont été remplacés par des capteurs de rechange étalonnés en février 2022.

Les certificats d'étalonnage sont présentés dans cette section. L'étalonnage des pyranomètres est traçable à la Référence Radiométrique Mondiale établie à Davos, Suisse.

Paramètre mesuré Measured parameter	Type de capteur Sensor type	Numéro de série Serial number	Date d'étalonnage Calibration date	Date d'installation Installation date
DHI, DNI	RSI solar sensor	MS.18.003.0011	2019-05-29	2019-11-23
GHI	CMP10 pyranometer	196325	2019-05-29	2019-11-23
Wind speed (WS)	NRG 40C anemometer	179500320757	2019-02-05	2019-11-23
DHI, DNI	RSI solar sensor	MS.21.203.0004	2021-10-01	2022-02-07
GHI	CMP10 pyranometer	211588	2021-09-17	2022-02-07

This section provides the calibration certificates for each sensor. As described in chapter 4, the stations were handed over to this project after having been installed for a period of 1.5 years approximately prior to the handover. To ensure valid calibration of the irradiance sensors, the CMP10 and the RSI were exchanged by calibrated replacement sensors in February 2022.

The calibration certificates are listed in this section. The calibration of the pyranometers is traceable to the World Radiometric Reference established in Davos, Switzerland.

10.1.1 RSI (DHI, DNI)



**Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt e.V.**
in der Helmholtz-Gemeinschaft
German Aerospace Center

Calibration Protocol

For Model: **Twin Rotating Shadowband Irradiometer**

Pyranometer Unit Serial Number: CSPS.MS.18.003.0011
With pyranometer sensor: LI-COR LI200R PY106612 (primary)
and LI-COR LI200R PY106613 (secondary)
Original LI-COR Calibration Constant: 62.62 microamps per 1000 W/m²
and 61.32 microamps per 1000 W/m²

Correction factors from (DLR2008)

	PY106612	PY106613
Constant Correction Factor	0.998	0.989
Diffuse Correction Factor	1.001	0.996
Root Mean Square Deviation (DNI)	22.9 W/m ²	22.3 W/m ²
Bias (DNI)	-2.0 W/m ²	-1.7 W/m ²
Root Mean Square Deviation (GHI)	12.7 W/m ²	12.8 W/m ²
Bias (GHI)	-0.6 W/m ²	-0.6 W/m ²

Calibration period: 2019-03-08 to 2019-05-23
Effective period: 879 h (GHI) 652 h (DNI) 879 h (DHI)
Temporal resolution: 10 min

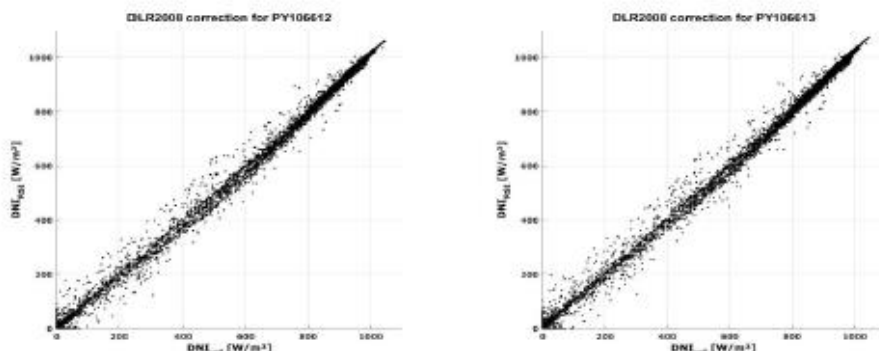
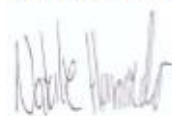


Figure 1: DNI after correction corresponding to chosen function set including calibration constant vs. reference DNI (10-min)

Please consult the detailed description for further information on the calibration process.

Almeria, 29-May-2019

i. A. Dr.rer.nat. Natalie Hanrieder



DLR is statutorily represented by its Executive Board. The Executive Board may empower authorized persons to act as its representatives. DLR's head of Legal Department, D-51170 Cologne, provides information on the extent of this empowerment.

Plataforma Solar de Almeria
Ctra. de Senes s/n
04200 Tabernas, Spain
Telephone +34 950 278802
Telefax +34 950 365313
Internet www.DLR.de

DETAILED DESCRIPTION OF THE RSI SENSOR CALIBRATION PROCEDURE

The RSI irradiation sensor is mounted and operated parallel to the reference DLR meteorological station during a specified period (recommended to be at least one month) at the Plataforma Solar de Almería in Spain for calibration under real sky conditions.

The Constant Calibration Factor and the Diffuse Correction are determined by comparing the reference direct normal and diffuse horizontal irradiance to corresponding RSI irradiance data as determined with the LI-COR (LI-200) Calibration Constant and including correction functions developed by DLR for RSIs with LI-COR LI200 pyranometers in 2008 (see publications: Geuder, N., Pulvermüller, B., Vorbrugg, O., "Corrections for Rotating Shadowband Pyranometers for Solar Resource Assessment", *Proc. of Solar Energy and Applications, part of SPIE Optics + Photonics, 10-14 August 2008, San Diego, USA*). The RMS deviation of the 10-minute means for DHI is minimized by variation of the thereby determined Diffuse Correction. Then the RMS deviation for the DNI is minimized using the Constant Calibration Factor.

Irradiance data from the RSI and the DLR station is logged as 60 second averages during the entire calibration process. For calibration, only the relevant operation range of solar thermal power plants was considered with DNI > 300 W/m², GHI > 10 W/m², DHI > 10 W/m² and at sun height angles > 5°. Outliers with deviations of more than 25% were not considered.

The following instruments were used during the calibration period:

Manufacturer	Model	Serial Number	Functionality/ Measurand	Calibration/Test remarks		
				constant	by	date
Kipp&Zonen	CMP21	Until 25/03/2019: 110875	GHI	10.01 $\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$	DLR	Oct-2015
		Since 25/03/2019: 090279		8.79 $\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$		
Kipp&Zonen	CV 2	070990	ventilation unit, GHI			
Kipp&Zonen	CMP21	Until 25/03/2019: 110869	DHI	9.35 $\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$	DLR	Oct-2015
		Since 25/03/2019: 090292		8.53 $\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$		
Kipp&Zonen	CV 2	070992	ventilation unit, DHI			
Hukseflux	DR03-05	10025	DNI	10.12 $\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$	DLR	Jun-2016
Campbell Scientific	CS215	E1839	air temp. and rel. humidity		Sensirion	
Campbell Scientific	CS100	3696476	air pressure		setra	Aug-2008
EKO	STR-22G		sun tracking		EKO	
Campbell Scientific	CR1000	7164	data logger for precise sensors			

10.1.2 CMP10 pyranometer (GHI)



CALIBRATION CERTIFICATE



Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. | Delftechpark 36 | 2628 XH Delft | The Netherlands | +31 15 2755 210 | info@kippzonen.com | www.kippzonen.com

CERTIFICATE NUMBER	018969196323
PYRANOMETER MODEL	CMP 10
SERIAL NUMBER	196323
SENSITIVITY	9.09 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$ at normal incidence on horizontal pyranometer
IMPEDANCE	23 Ω
REFERENCE PYRANOMETER	Kipp & Zonen CMP 21 sn 070114 active from 01 August 2018
CALIBRATION DATE	29 May 2019
CLASSIFICATION	ISO 9060, Class A (Sec. Standard)*

Calibration procedure

The indoor calibration procedure is based on a side-by-side comparison with a reference pyranometer under an artificial sun fed by an AC voltage stabiliser. It embodies a 150 W Metal-Halide high-pressure gas discharge lamp. Behind the lamp is a reflector with a diameter of 16.2 cm. The reflector is 1 m above the pyranometers producing a vertical beam. The reference and test pyranometers are mounted horizontally on a table, which can rotate. The irradiance at the pyranometers is approximately 500 W/m^2 . During the calibration procedure the reference and test pyranometer are interchanged to correct for any non-homogeneity of the beam. Temperature of calibration: 22 ± 2 °C.

Hierarchy of traceability

The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under clear sky conditions using the "alternating sun-and-shade method" ISO 9846 paragraph 5. The measurements were performed in Tabernas, Spain (latitude: 37.094°, longitude: -2.3547°, altitude: 503m above sea level). Dates of measurements: 8, 10-12 June 2018.

The receiver surface was pointed directly at the sun using a solar tracker. During the comparisons, the instrument received tilted global radiation intensities from 769 to 1182 with a mean of 1031 W/m^2 and tilted diffuse radiation intensities from 99 to 191 with a mean of 132 W/m^2 . The ambient temperature ranged from +22.8 to +29.7 with a mean of +27.3 °C.

The direct radiation on the reference pyranometer as obtained with the alternating-sun-shade method was compared to the DNI measured by the absolute cavity pyrliometer PMO6 SN 103. The PMO6 is calibrated against the World Standard Group (WSG), maintained at the WRC Davos every International Pyrliometer Comparison (IPC). The PMO6 participates every IPC since 2005 and it participates in the yearly NPC hosted by NREL in Golden, Colorado to verify its stability. WRR factor of PMO6: 0.99789 (from the last IPC, IPC-2015).

This calibration proved that the reference pyranometer has been stable and that the original sensitivity 8.37 ± 0.11 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$ is valid and will be applied (see PMOD calibration details). Observed sensitivity differences between the consecutive years are well within the calibration uncertainty.

PMOD calibration details: The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under mainly clear sky conditions using the "continuous sun-and-shade method". The pyranometer was installed horizontally. During the comparisons, the global radiation ranged from 638 to 1195 with a mean of 874 W/m^2 . The solar zenith angle varied from 23.5 to 49.8 with a mean of 32.9 degrees. The ambient temperature ranged from +12.6 to +26.2 with a mean of +23.7 °C. The sensitivity calculation is based on 435 individual measurements. The readings of the WSG are referred to the World Radiometric Reference (WRR). The estimated uncertainty of the WRR relative to SI is $\pm 0.3\%$. The obtained sensitivity value and its expanded uncertainty (95% level of confidence) are valid for similar conditions and are: 8.37 ± 0.11 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$. The measurements were performed in Davos (latitude: 46.8143°, longitude: -9.8458°, altitude: 1558m above sea level). Dates of measurements: 24, 30 June 1, 2 July 2015.

Global radiation data were calculated from the direct solar radiation as measured with the absolute cavity pyrliometer PMO2 (member of the WSG, WRR-Factor: 0.998623, based on the last IPC-2010) and from the diffuse radiation as measured with a continuous disk shaded pyranometer Kipp & Zonen CM22 SN 020059 (ventilated with heated air).

Justification of total instrument calibration uncertainty

The combined uncertainty of the result of the calibration is the positive "root sum square" of two uncertainties.

1. The expanded uncertainty due to random effects and instrumental errors during the calibration of the reference CMP 21 is $\pm 0.11/8.37 = \pm 1.31\%$. (See traceability text).

2. Based on experience, the expanded uncertainty of the transfer procedure (calibration by comparison) is estimated to be $\pm 0.5\%$.

The estimated combined expanded uncertainty is the positive "root sum square" of these two uncertainties: $\sqrt{(1.31^2 + 0.5^2)} = \pm 1.41\%$.

Notice

The calibration certificate supplied with the instrument is valid at the date of first use. Even though the calibration certificate is dated relative to manufacture, or recalibration, the instrument does not undergo any sensitivity changes when kept in the original packing. From the moment the instrument is taken from its packaging and exposed to irradiance the sensitivity may deviate with time. See the 'non-stability' value (% change in sensitivity per year) given in the radiometer specifications.

* From October 2018 the classification conforms to ISO 9060:2018. Instruments issued before that date conform to ISO 9060:1990.

Delft, The Netherlands, 29 May 2019


J. Mes
(in charge of calibration facility)
F. de Wit
(in charge of test)Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in DelftTrade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEIEUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2AUSD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDE33



MEASUREMENT REPORT PYRANOMETER



Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. | Delftechpark 36 | 2628 XH Delft | The Netherlands | +31 15 2755 210 | info@kipazonen.com | www.kippazonen.com

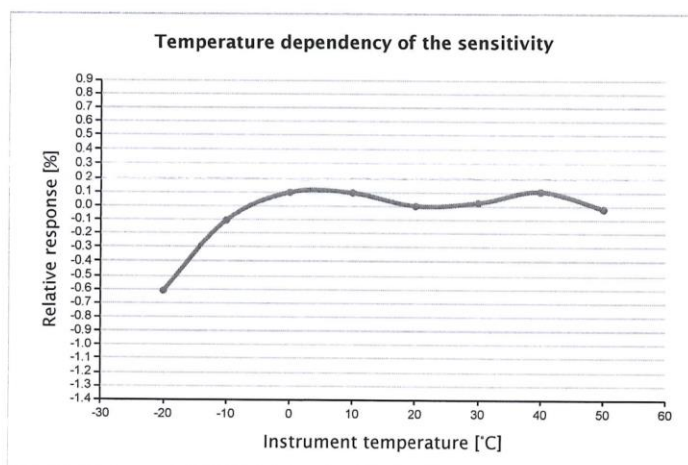
Routine measurement of temperature dependency during final inspection

PYRANOMETER TYPE CMP 10
SERIAL NUMBER 196323
DATE OF MEASUREMENT 08 April 2019
PERFORMED BY F. de Wit
PROCEDURE

The pyranometer is mounted inside the climate chamber and illuminated with a white light source under normal incidence. A CMP22 pyranometer outside the chamber is used to monitor the lamp stability.

The pyranometer is tested over a temperature range from 50 °C down to -20 °C in steps of 10 °C. The relative temperature dependency is plotted below.

The measurement uncertainty of this characterisation is $\pm 0.1\%$ ($k=2$).



Instrument temperature [°C]	Relative response [%]
-20	-0.61
-10	-0.11
0	0.10
10	0.09
20	0.00
30	0.02
40	0.10
50	-0.02

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDE33HAN



Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. | Delftechpark 36 | 2628 XH Delft | The Netherlands | +31 15 2755 210 | info@kippzonen.com | www.kippzonen.com

MEASUREMENT REPORT PYRANOMETER

Routine measurement of directional error during final inspection

Mean cosine error of each new pyranometer type CMP 10 is measured by a simple routine.

Routine:

The pyranometerbase is placed against the vertical turntable of a goniometer in the parallel (0.5°) beam of a sunsimulator.

Voltage output $U(z)$ is measured for beam incidence (zenith) angles of 0°, 40°, 60°, 70° and 80° coming in over azimuth south (cable pointing to North).

Next the pyranometer output $U(-z)$ is measured for incidence angles of -80°, -70°, -60°, -40° and 0° consequently for azimuth south. The dark signal is measured at the beginning of the routine in the middle and at the end. For each beam incident angle the dark signal is interpolated.

During the CMP 10 measurement cycle, a check is done on the azimuth error at 40° and 70° by measuring voltages for azimuth-directions S, E, N and W. Also at -70° and -40° this azimuth error is measured and the mean of both azimuth measurements cancels out the eventual error in the 0° position.

With the extended procedure at both 40° and -40° and 70° and -70° the specific cosine error for 8 azimuth directions (40° S, W, N and E and 70° E, N, W, S) can be calculated according to formula 1 and verified whether it is within $\pm 10 \text{ W/m}^2$.

The applied formula for the relative cosine error is:

$U(0^\circ)$ Pyranometer output voltage for normal incidence

$U(z)$ Pyranometer output voltage for angles (z)

Zero(z) Dark signal for angles

$$\frac{\left(\frac{U(z) + U(-z)}{2} - \text{zero}(z) \right)}{\left(\frac{U(0^\circ) + U(0^\circ)}{2} - \text{zero}(z) \right)} \cdot \cos(z) \cdot 100\% \quad \text{Formula 1.}$$

Relative cosine error at zenith angle in %

Zenith angle	South	East	North	West
40	0.21	0.07	0.36	0.25
60	0.02			
70	0.48	0.63	0.72	0.40
80	1.42			

Absolute cosine error for 1000 W/m² beam radiation in W/m²

Zenith angle	South	East	North	West
40	1.57	0.54	2.72	1.93
60	0.11			
70	1.64	2.14	2.47	1.36
80	2.45			

PYRANOMETER MODEL: CMP 10

SERIAL NUMBER: 196323

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEB101

10.1.3 #40C Anemometer



SOH Wind Engineering LLC

141 Leroy Road · Williston, VT 05495 · USA
Tel 802.316.4368 · Fax 802.735.9106 · www.sohwind.com

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 19.US2.01540

Date of issue: February 11, 2019

Type: NRG 40C Anemometer

Serial number: 179500320757

Manufacturer: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Client: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Anemometer received: January 29, 2019

Anemometer calibrated: February 05, 2019

Calibrated by: MEJ

Procedure: MEASNET, IEC 61400-12-1:2017 Annex F

Certificate prepared by: EJF

Approved by: Calibration engineer, EJF

Calibration equation obtained: $v \text{ [m/s]} = 0.76379 \cdot f \text{ [Hz]} + 0.31878$

Standard uncertainty, slope: 0.00154

Standard uncertainty, offset: 0.05002

Covariance: -0.0000175 (m/s)²/Hz

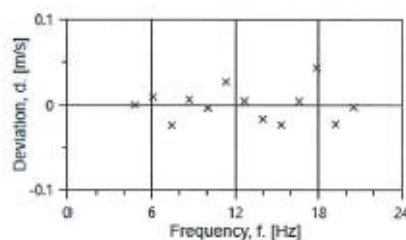
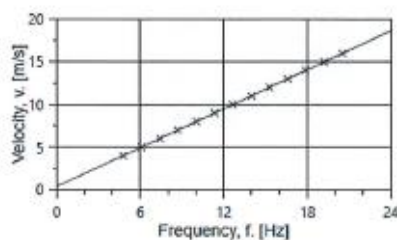
Coefficient of correlation: $\rho = 0.999987$

Absolute maximum deviation: 0.043 m/s at 14.015 m/s

Barometric pressure: 997.2 hPa

Relative humidity: 17.6%

Succession	Velocity pressure, q, [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	d.p. box [°C]	Wind velocity, v, [m/s]	Frequency, f, [Hz]	Deviation, d, [m/s]	Uncertainty u _c (k=2) [m/s]
2	9.25	23.5	28.4	3.978	4.7905	0.000	0.023
4	14.57	23.6	28.4	4.992	6.1070	0.009	0.026
6	20.93	23.6	28.4	5.985	7.4499	-0.024	0.030
8	28.43	23.6	28.4	6.975	8.7065	0.006	0.034
10	37.30	23.5	28.4	7.989	10.0475	-0.004	0.039
12	47.43	23.5	28.4	9.009	11.3422	0.027	0.043
13-last	58.37	23.5	28.4	9.993	12.6606	0.005	0.048
11	70.73	23.5	28.4	11.002	14.0092	-0.017	0.052
9	84.14	23.5	28.4	12.000	15.3247	-0.024	0.056
7	98.75	23.5	28.4	13.001	16.5990	0.004	0.061
5	114.74	23.6	28.4	14.015	17.8751	0.043	0.065
3	131.16	23.5	28.4	14.984	19.2308	-0.023	0.069
1-first	149.35	23.5	28.4	15.989	20.5198	-0.003	0.074



EQUIPMENT USED

Serial Number	Description
Njord2	Wind tunnel, blockage factor = 1.0017
13924	Control cup anemometer
-	Mounting tube, D = 12.7 mm
TT003	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, wind tunnel temp.
TP001	PR Electronics 5102, 0-10V Output, differential pressure box temp.
DP008	Setra Model 239, 0-1inWC, differential pressure transducer
HY002	Dwyer RHP-2D20, 0-10V Output, humidity transmitter
BP001	Setra Model 278, barometer
PL3	Pitot tube
XB001	Computer Board, 16 bit A/D data acquisition board
66GSPS1	PC dedicated to data acquisition

Traceable calibrations of the equipment are carried out by external accredited institutions: Atlantic Scale & Furness Controls UK. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.

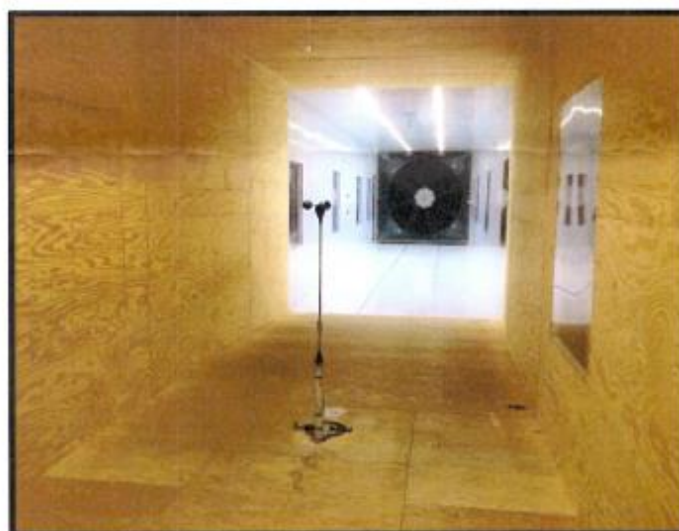


Photo of the wind tunnel setup. The cross-sectional area is 2.5m x 2.5m.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ($k=2$) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the IEC 61400-12-1:2005 procedure. See Document US.12.01.004 for further details.

COMMENTS

(none)

Certificate number: 19.US2.01540

All calibrations are done in the "As Left" condition unless otherwise noted.

This certificate must not be reproduced, except in full, without the approval of SOH Wind Engineering LLC

Page 2 of 2

10.1.4 RSI (DHI, DNI)

Calibration Protocol

For Model: Twin Rotating Shadowband Irradiometer

Pyranometer Unit Serial Number: CSPA.MS.21.203.0004
With pyranometer sensor: LI-COR LI200R PY110289 (primary)
and LI-COR LI200R PY110290 (secondary)
Original LI-COR Calibration Constant: 71.76 microamps per 1000 W/m²
and 71.99 microamps per 1000 W/m²

Correction factors from (DLR2008)

	PY110289	PY110290
Constant Correction Factor	1.045	1.047
Diffuse Correction Factor	1.026	1.031
Root Mean Square Deviation (DNI)	10.2 W/m ²	10.8 W/m ²
Bias (DNI)	-0.4 W/m ²	-0.2 W/m ²
Root Mean Square Deviation (GHI)	7.3 W/m ²	7.7 W/m ²
Bias (GHI)	2.4 W/m ²	2.4 W/m ²

Calibration period: 2021-06-18 to 2021-10-01
Effective period: 1269 h (GHI) 962 h (DNI) 1269 h (DHI)
Temporal resolution: 10 min

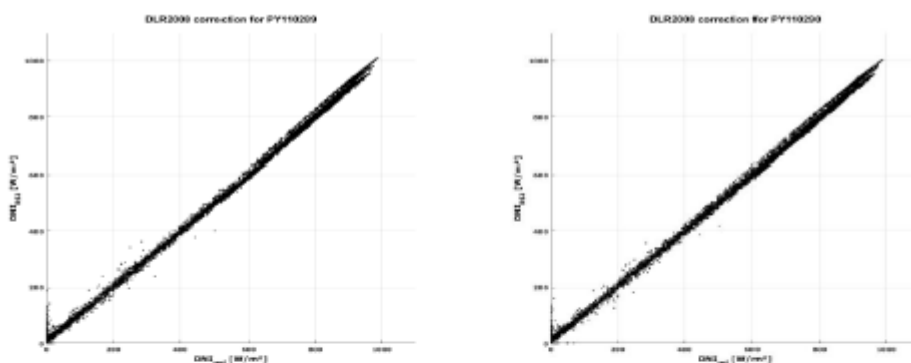


Figure 1: DNI after correction corresponding to chosen function set including calibration constant vs. reference DNI (10-min)

Please consult the detailed description for further information on the calibration process.
Almeria, 2021-10-01

i. A. Anne Forstinger, M.Sc

Anne Forstinger

DETAILED DESCRIPTION OF THE RSI SENSOR CALIBRATION PROCEDURE

The RSI irradiation sensor is mounted and operated parallel to the reference DLR meteorological station during a specified period (recommended to be at least one month) at the Plataforma Solar de Almería in Spain for calibration under real sky conditions.

The Constant Calibration Factor and the Diffuse Correction are determined by comparing the reference direct normal and diffuse horizontal irradiance to corresponding RSI irradiance data as determined with the LI-COR (LI-200) Calibration Constant and including correction functions developed by DLR for RSIs with LI-COR LI200 pyranometers in 2008 (see publications: Geuder, N., Pulvermüller, B., Vorbrugg, O., "Corrections for Rotating Shadowband Pyranometers for Solar Resource Assessment", Proc. of Solar Energy and Applications, part of SPIE Optics + Photonics, 10-14 August 2008, San Diego, USA). The RMS deviation of the 10-minute means for DHI is minimized by variation of the thereby determined Diffuse Correction. Then the RMS deviation for the DNI is minimized using the Constant Calibration Factor.

Irradiance data from the RSI and the DLR station is logged as 60 second averages during the entire calibration process. For calibration, only the relevant operation range of solar thermal power plants was considered with DNI > 300 W/m², GHI > 10 W/m², DHI > 10 W/m² and at sun height angles > 5°. Outliers with deviations of more than 25% were not considered.

The following instruments were used during the calibration period:

Manufacturer	Model	Serial Number	Functionality/ Measurand	Calibration/Test remarks		
				constant	by	date
Kipp&Zonen	CMP21	090279	GHI	8.79 $\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$	DLR	Cal.: 2018-07-31 Use: 2020-09-29
Kipp&Zonen	CV 2	070990	ventilation unit, GHI			
Kipp&Zonen	CMP21	090292	DHI	8.53 $\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$	DLR	Cal.: 2016-06-20 Use: 2020-09-29
Kipp&Zonen	CV 2	070992	ventilation unit, DHI			
Kipp&Zonen	CHP1	090164	DNI	8.00 $\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$	DLR	Cal.: 2019-05-20 Use: 2020-09-29
Campbell Scientific	CS215	E1839	air temp. and rel. humidity		Sensirion	
Setra	Setra278	6814457	air pressure		setra	Cal.: 2015-12-10 Use: 2020-09-29
EKO	STR-22G		sun tracking		EKO	
Campbell Scientific	CR1000	3868	data logger for precise sensors			

10.1.5 CMP10 pyranometer (GHI)



— an OTT HydroMet brand —

OTT HydroMet B.V. | Delftechpark 36 | 2628 XH Delft | The Netherlands | +31 15 2755 210 | solar-info@otthydromet.com | www.otthydromet.com

ISO/IEC 17025 CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER	024354211588
PYRANOMETER MODEL	CMP 10
SERIAL NUMBER	211588
CALIBRATION DATE	17 September 2021
INSTRUMENT CLASS	ISO 9060, Class A (Sec. Standard)*
CALIBRATION PROCEDURE	ISO 9847 par5.3.2, A3
REFERENCE PYRANOMETER	Kipp & Zonen CMP21 sn OMDRAAI TEST DELFT active from 01 January 2014
REFERENCE PYRANOMETER CALIBRATION PROCEDURE	ISO 9846 par5
CALIBRATION LOCATION	Delft Netherlands
CUSTOMER	

REMARKS

Delft, The Netherlands, 17 September 2021

J. Mes
(in charge of calibration facility)

T. Bergmans
(in charge of test)

Page: 1 of 2

OTT HydroMet B.V.
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDE33



an OTT HydroMet brand

OTT HydroMet B.V. | Delftechpark 36 | 2628 XH Delft | The Netherlands | +31 15 2755 210 | solar-info@otthydromet.com | www.otthydromet.com

ISO/IEC 17025 CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER 024354211588

Calibration procedure

The indoor calibration procedure is based on a side-by-side comparison with a reference pyranometer under an artificial sun fed by an AC voltage stabiliser. It embodies a 150 W Metal-Halide high-pressure gas discharge lamp and a reflector with a diameter of 16.2 cm. The lamp is positioned 1 m above the pyranometers producing a vertical beam. The reference- and test pyranometer are mounted horizontally on a table, which can rotate. The irradiance at the pyranometers is approximately 500 W/m². During the calibration procedure the reference and test pyranometer are interchanged to correct for any non-homogeneity of the beam. Temperature during calibration: 22 °C ± 2 °C.

Hierarchy of traceability

The measurements have been executed using standards for which the traceability to international standards has been demonstrated towards the RVA.

The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under clear sky conditions using the "alternating sun-and-shade method" ISO 9846 paragraph 5. The measurements were performed in (latitude: , longitude: , altitude: m above sea level). Dates of measurements:

The receiver surface was pointed directly at the sun using a solar tracker. During the comparisons, the instrument received tilted global radiation intensities from W/m² to W/m² with a mean of W/m² and tilted diffuse radiation intensities from W/m² to W/m² with a mean of W/m². The ambient temperature ranged from °C to °C with a mean of °C.

The direct radiation on the reference pyranometer as obtained with the alternating-sun-shade method was compared to the DNI measured by the absolute cavity pyrheliometer. The PMO6 is calibrated against the World Standard Group (WSG), maintained at the WRC Davos every International Pyrheliometer Comparison (IPC). WRR factor of PMO6: (from the last).

This calibration proved that the reference pyranometer has been stable and that the original sensitivity $\mu V/(W/m^2) \pm \mu V/(W/m^2)$ is valid and will be applied (see PMOD calibration details). Observed sensitivity differences between the consecutive years are well within the calibration uncertainty.

PMOD calibration details: The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under mainly clear sky conditions using the "continuous sun-and-shade method". The pyranometer was installed horizontally. During the comparisons, the global radiation ranged from W/m² to W/m² with a mean of W/m². The solar zenith angle varied from ° to ° with a mean of °. The ambient temperature ranged from °C to °C with a mean of °C. The sensitivity calculation is based on individual measurements. The readings of the WSG are referred to the World Radiometric Reference (WRR). The estimated uncertainty of the WRR relative to SI is ±0.3%. The obtained sensitivity value and its expanded uncertainty (95% level of confidence) are valid for similar conditions and are: $\pm \mu V/W/m^2$. The measurements were performed in Davos (latitude: 46.8143°, longitude: -9.8458°, altitude: 1558 m above sea level). Dates of measurements: Global radiation data were calculated from the direct solar radiation as measured with the absolute cavity pyrheliometer PMO2 (member of the WSG, WRR-factor: 0.998623 from the last international Pyrheliometer Comparison,) and from the diffuse radiation as measured with a continuous disk shaded pyranometer Kipp & Zonen CM22 SN 020059 (ventilated with heated air).

SENSITIVITY 9.81 $\mu V/(W/m^2)$ at normal incidence on horizontal pyranometerUNCERTAINTY #Error $\mu V/(W/m^2) = \%$ IMPEDANCE 24 ± 1.5 Ω

Justification of total instrument calibration uncertainty

The combined uncertainty of the result of the calibration is the positive "root sum square" of the following components.

1. The expanded uncertainty due to random effects and instrumental errors during the calibration of the reference CMP21 is $\pm \%$ (k=2). See traceability text.

2. The expanded uncertainty of the transfer procedure (calibration by comparison) is estimated to be $\pm 0.5\%$ (k=2).

3. The estimated uncertainty of the WRR relative to SI: $\pm 0.3\%$ (k=2).

The expanded uncertainty is: $\sqrt{(0.5\%)^2 + (0.3\%)^2} = \pm \%$ (k=2).

The resistance measurement uncertainties are due to the PXI 4065 uncertainty in the 100 Ω range: 150ppm of range ($\approx 15m\Omega$) the cable resistance (estimated 0.1 Ω) and due to the electrothermal effect the measurement current in the thermal detector of the pyranometer. This was found to be a resistance error of 1.5 Ω , which results in a total resistance uncertainty of $\sqrt{(0.015^2 + 0.1^2 + 1.5^2)} = 1.5 \Omega$ or 5%.

The PXI 4065 is calibrated by National Instruments Hungary, on 2 september 2020 at a temperature of 23.0 °C, under ISO/IEC 17025:2017 accreditation. This calibration is traceable to NIST and/or other National Measurement Institutes (NMI's).

The reported expanded uncertainty is based on the standard uncertainty of the measurement multiplied by a coverage factor k, such that the coverage probability corresponds to approximately 95%. The standard uncertainty has been determined in accordance with EA 04/2.

Notice

The calibration certificate supplied with the instrument is valid at the date of first use. Even though the calibration certificate is dated relative to manufacture, or recalibration, the instrument does not undergo any sensitivity changes when kept in the original packing.

* from October 2018 the classification conforms to ISO 9060:2018. Instruments issued before that date conform to ISO 9060:1990.

RVA is member of the European Co-operation for Accreditation (EA) and is one of the signatories to the EA Multilateral Agreement (MLA) and to the ILAC Mutual Recognition Arrangement (MRA) for the mutual recognition of calibration certificates.

Reproduction of the complete certificate is allowed. Parts of the certificate may only be produced with written approval of the calibration laboratory.

This certificate is issued provided that the Raad voor Accreditatie does not assume any liability.

Page: 2 of 2

OTT HydroMet B.V.
Company registered in DelftTrade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEIEUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2AUSD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDE33HAN



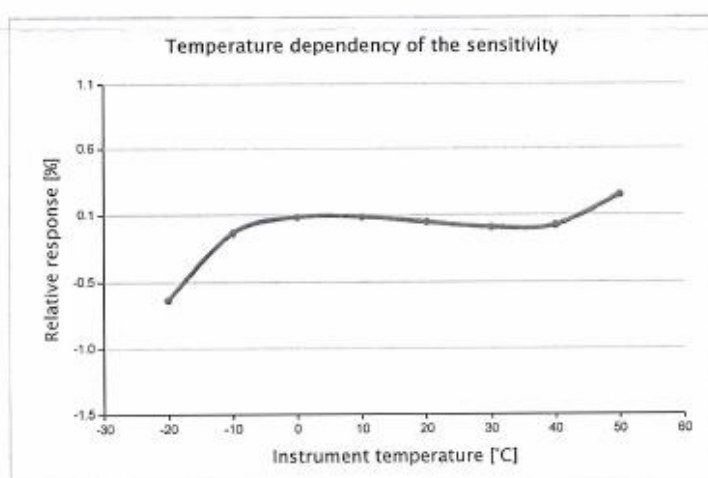
— an OTT HydroMet brand —

OTT HydroMet B.V. | Delftechpark 36 | 2628 XH Delft | The Netherlands | +31 15 2755 210 | solar-info@otthydromet.com | www.otthydromet.com

MEASUREMENT REPORT PYRANOMETER

Routine measurement of temperature dependency during final inspection

PYRANOMETER TYPE	CMP 10
SERIAL NUMBER	211588
DATE OF MEASUREMENT	09 August 2021
PERFORMED BY	M. Knoope
PROCEDURE	The pyranometer is mounted inside the climate chamber and illuminated with a white light source under normal incidence. A CMP22 pyranometer outside the chamber is used to monitor the lamp stability. The pyranometer is tested over a temperature range from 50 °C down to -20 °C in steps of 10 °C. The relative temperature dependency is plotted below. The measurement uncertainty of this characterisation is $\pm 0.1\%$ ($k=2$).



Instrument temperature [°C]	Relative response [%]
-20	-0.60
-10	-0.08
0	0.04
10	0.04
20	0.00
30	-0.04
40	-0.03
50	0.22

OTT HydroMet B.V.
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDE33HAN

10.2 Étalonnage du capteur pour la deuxième année de mesures / Sensor calibration for the second year of measurements

Au début de la deuxième année de mesures, une vérification de l'étalonnage sera effectuée à la station. Un pyranomètre de référence sera connecté à la station pour la durée de la visite de maintenance prévue après environ 12 mois de mesures. Les relevés du capteur de référence seront comparés aux mesures du capteur installé.

Les résultats de cette comparaison seront présentés dans le rapport de mesure final à la fin de la campagne de mesure actuelle.

At the beginning of the second year of measurements, a calibration verification will be performed at the station. A reference pyranometer will be connected to the station for the duration of the scheduled maintenance visit after approximately 12 months of measurements. The readings of the reference sensor will be compared to the measurements of the installed sensor.

The results of this comparison will be presented in the final measurement report at the end of the current measurement campaign.