



Research & Innovation Action

September 2023

Task 16.5 LEOPARD PROTOTYPE VALIDATION Report

Action 5:

Version N°04

Authors:

Leonide M. SINSIN, PhD (ARESS)
Gildas GUEKPON (ARESS)
Gregoire ROBERT (ARESS)

Disclaimer

The content of this report reflects only the author's view. The European Commission is not responsible for any use that may be made of the information it contains.

Document information



Grant Agreement	963530
Project Title	Long-Term Joint EU-AU Research and Innovation Partnership on Renewable Energy
Project Acronym	LEAP-RE
Project Coordinator	Vincent Chauvet (Vincent.chauvet@lgi-consulting.com) – LGI
Project Duration	1 st October 2020 – 31 st December 2025 (63 Months)
Related Work Package	WP16 LEOPARD
Related Task(s)	WP 16.1 State of the Art, Needs, Analysis, Development & Prototyping
Lead Organisation	ARESS
Contributing Partner(s)	All LEOPARD Partners
Due Date	M32
Submission Date	July 2023
Dissemination level	Public

History

Date	Version	Submitted by	Reviewed by	Comments
08 th July 2023	2	Leonide M. SINSIN(ARESS)		
19 th July 2023	3	Leonide M. SINSIN(ARESS)		
12 th Sept 2023	4	Leonide M. SINSIN (ARESS)		

Table of contents

1. Introduction	6
2. Access To Energy container solutions: Knowledge & Learning from the project.....	7
3. Data Collection & Analysis for the prototype validation: A contribution from EPAC.....	10
4. MemoGrid: A powerful tool for sizing and optimisation energy profile	18
5. Logistical, Installation and commissioning of the installation.....	21
6. Quality Control Check	25
7. Monitoring and O&M cycle	28
8. Conclusion	33
9. Appendixes.....	34

List of figures

List of tables



Abbreviations and Acronyms

Acronym	Description
WP	Work Package
W	Watt
kW	Kilo Watt (* 1000 W)
kWh	Kilo Watt per hour



Summary

According to the LEOPARD project detailed work-plan, the action 16.5 led by ARESS aims to provide strong knowledge based on the prototype validation. This needs analysis in order to develop and to prototype an intelligent energy off-grid/hybrid solution packaged into a container. In this detailed report, we provide a six axes methodology to understand different steps from mini grid development to the operation/exploitation.

This report is a fruitful contribution from all Beninese parties (SONGHAI, EPAC, ARESS) under the coordination of UPJV and contributions of EIFER, CT2S and MEDEE. Also, we are so grateful to all the persons and resources who assisted to series of webinar organized.



1. Introduction

The LEOPARD project is the sixteenth work package of the LEAP-RE Programme. LEOPARD's goal is to capitalise on the most recent developments on micro-grids and automation of distribution grid management to design, implement and disseminate micro-grid technology that will be the foundation of a widespread use of competitive, affordable, and sustainable Renewable Energy Sources (RES) in Africa and more specifically in West Africa countries.

This report is one of the framework deliverables of the LEOPARD project, which aims to disseminate container technology as a powerful tool for energy access in Africa. In keeping with the project's implementation over the 2021-2023 period, this report will focus on six main themes

The first concerns the container technologies deployed as part of the project. This activity is led by ARESS.

The second concerns data collection and profile analysis. This activity is led by EPAC and aims to provide a scientific methodology for data collection and analysis using a network analyzer.

The third axis concerns the Mémogrid tool. Developed by EIFER, this is a digital tool that enables rapid technico-economic assessments to optimize the sizing of mini grids.

The fourth axis concerns the technical work carried out by ARESS. Here, the infrastructure of each pilot will be explained, along with the technical specifications.

The fifth area concerns quality control developed by CT2S. Quality control is one of the pillars of the project's technical viability, as it defines the know-how required to diagnose the installation work carried out and make essential recommendations. In the implementation of energy access projects, the CT2S mission can be likened to a provisional technical acceptance of works.

Lastly, we monitor the operation and performance of the pilots. This involves both ARESS and the project's beneficiaries. A digital infrastructure has been set up to monitor the operation of the containers.

As we can see, this deliverable is an aggregation of each project partner, on a very specific component. For all energy access projects, whether scientific or led by private or institutional developers, this deliverable is a concentrate of results that will constitute a practical and operational roadmap, whatever the level of development or implementation of the project.



2. Access To Energy container solutions: Knowledge & Learning from the project

The development of mini-grid energy projects generally requires the securing of land for the deployment of technical facilities. According to a CIRAD study, more than three-quarters of land transactions on the African continent do not comply with international principles. This represents one of the biggest barriers to investment. This is one of the major innovations put forward by the LEOPARD project, with its choice of a container.

In fact, the container is a solution that offers a number of advantages: its small footprint, which avoids the need to secure land and the environmental and social impact compensation studies that go with it; its practical working ergonomics, with the possibility of pre-cabling; and the possibility of being a mobile unit, depending on requirements or changing needs.

As part of the project, we experimented with two types of containers. The first solution (Container-1) can be qualified as regular as it's a sea freight container; and the second (Container-2) is a pre-manufactured solution locally made.

Below are the summary specifications for the implementation of the solution.

<i>Container's sizing</i>		
Length (mm)	Width (mm)	Height (mm)
6060	2440	2590
<i>Features</i>		
Container	A standard 20'ft container	
Building frame	Removable for the deployment of the PV field and easily dismantled (roof overhang type arrangement)	
Tare Weight	2.3t	
Transportation	Trucks	

Table 1: General specifications of a container solution



Figure 1: Indoor & Outdoor of container 1



Figure 2: Indoor & Outdoor of container 2

Features	Container-1	Container-2	Observations
Design aspect	steel	Hekim sandwich panel	
Thermal Shell	very sensitive to extreme temperatures. Does not offer thermal regulation and therefore	Offers a better thermal envelope thanks to its construction materials	

	requires interior work to fit out.		
Transportation/Mobility	Same requirements. requires truck and crane for handling		
Interior Layout	wood covering	metal hinge on insulating panel	
Costs	Around 4 000 USD	Around 7 000 USD	
Other features	N/A	N/A	

Table 2: Drone coverage analysis for the implementation

From the table above, it's easy to see the major differences between the two container technologies deployed. One of the main output of this prototype validation is the level of comparison and details from each deployed unit.

Apart from the cost aspects, we note that the N°2 container, which is a pre-assembled unit, seems more suitable for the West African ecosystem in terms of the better thermal regulation it offers. In the appendices, you'll find more comparative details on each installation, as we'll see later.



3. Data Collection & Analysis for the prototype validation: A contribution from EPAC

One of the main challenges of accessing to energy in rural areas is the lack of reliable, available data capable of accurately estimating a load profile or demand. We need to start from scratch.

In this LEOPARD project, we therefore benefited from the Centre Songhai expertise, which is a reference center for developing a rigorous and scientific protocol for collecting, recording and processing energy data. This was done over a period of around 9 months, in order to read periodicities, as well as peak and off-peak consumption periods.

For the second prototype to be validated, in the absence of an existing consumption profile and to get as close as possible to off-grid experience, we submitted three sites with distinct specifications. The selected site was then mapped by drone, and an analysis of existing profiles was carried out to determine the optimum size.

Songhai is a pioneer centre in Benin in agro-business, training and employability. The objective of the meeting is to clarify the concrete expectations in terms of the pilot (average power, configuration of the container, available space and infrastructure targeted for the test) as well as the preparatory actions to be implemented.

The inventory of energy supply is as followed:

- 2 gensets of 150 kVA et 250 kVA
- Utility SBEE electrical transformer of 250 kVA
- Aerial transportation and distribution by a 380/400VA low voltage network





Figure 3: The situation context

As we are aiming to run a pilot project, and given the limited capacity of the project/container to cope with large energy demands, the target buildings identified were the dormitories, feed mill, and restaurants. The advantage of these facilities is that there is little industrial machinery that could require power demand constraints/peak loads.

In May 2021, the Senegalese partner of the project CT2S proposed a scoping note on a typical project deployed in Senegal for a rural consumption of about 135 kWh daily. With a solar generator of between 30 and 45 kWp, energy should power and connect hundreds of households and potential consumers. The sizing of the storage is based on the night demand and low sunlight period needs, as well as the constraints of power calls. A generator or conventional to hybrid network are optimal solutions to consider.

Following the framework meeting held on Tuesday, November 9, 2021, it was decided to share the data collection and recording protocol.

The draft report and the protocol is attached. Over a two weeks period, a network analyser type C.A 8335 of the manufacturer CHAUVIN ARNOUX was deployed on the site of SONGHAI with the following characteristics:

Unité	Désignation
Urms	Tension composée efficace.
Vrms	Tension simple efficace.
Arms	Courant efficace.
Uthd	Distorsion harmonique totale de la tension composée (THD-F).
Vthd	Distorsion harmonique totale de la tension simple (THD-F).
Athd	Distorsion harmonique totale du courant (THD-F).
Ucf	Facteur de crête de la tension composée.
Vcf	Facteur de crête de la tension simple.
Acf	Facteur de crête du courant.
W	Puissance active.
VAR	Puissance réactive.
VA	Puissance apparente.
PF	Facteur de puissance.
$\cos \Phi$	Cosinus du déphasage de la tension par rapport au courant (facteur de déplacement – DPF).
$\tan \Phi$	Tangente du déphasage de la tension par rapport au courant.
Vunb	Déséquilibre de la tension simple.
Aunb	Déséquilibre en courant.
Hz	Fréquence du réseau.
PST	Flicker court terme.
KF	Facteur K.

Figure 4: Referential of the data collected

It is important to remember that prior to the installation of the analysers, SONGHAI performed extensive line identification, marking and separation work to ensure that the lines identified would be those that would be analysed later.

The technical protocol itself is summarized as follows:

- ✓ A 14 days recording including weekends, with a recording step of 1 minute;
- ✓ It's planned to carry out simulations of power cuts off and restarts, during 2 different peak hours at least;
- ✓ The peak time slots are identified below (information received from Songhai officials in charge of managing the network); they are 7AM-1PM and 3PM-7PM;
- ✓ The days concerned by the production shutdown simulations will be noted and considered, as such, for the treatment. The hot shutdowns and restarts of production during peak periods will allow a better appreciation of the power demand at start-up during periods of high demand;
- ✓ An electrical technician is responsible for the daily monitoring of the installation. He sends on a daily basis, every morning, the photos of the recorder. This ensures the continuity of the recording;
- ✓ The EPAC team is also expected to make unannounced visits for in-situ checks.

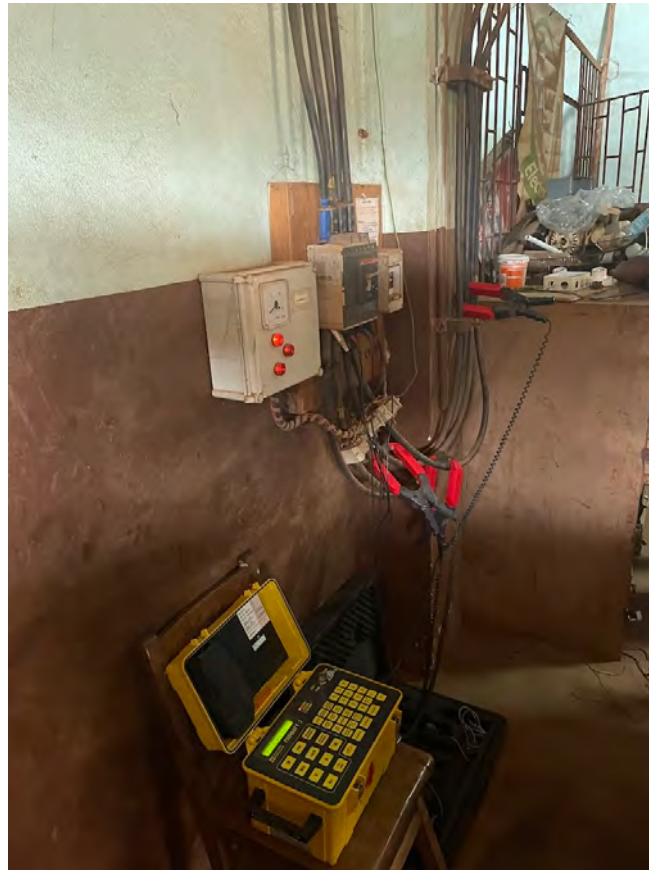


Figure 5: Data recording view

From the electronic report produced on December 6, 2021, EPAC delivered the main results of the analyser deployed at the SONGHAI pilot site. According to the conclusions of this report, it appears that:

- Over the 14 days of observation, the maximum value of the power input is 32.14 kW;
- We count the power peaks in 04 different time ranges: (1) 2:00 a.m. to 3:00 a.m.; (2) 6:00 a.m. to 8:00 a.m.; (3) 1:00 p.m. to 3:00 p.m.; (4) 6:00 p.m. to 10:00 pm;
- On all weekend days, there is no steady decline in consumption;
- Reading the recorded data, it is clear that there were three power cuts, including Thursday 11 (around 19h), Sunday 14 (around 14h) and Monday 15 November (between 16h and 17h);
- Reading the recorded data, it is clear that there were three power cuts, namely on Thursday 11 (around 7pm); Sunday 14 (around 2pm) and Monday 15 November (between 4pm and 5pm);
- The system resumes right after the cuts without a particular demand for power.
- Considering 6am to 6pm as the daytime operating range, the daytime share of energy consumed varies from 45% to 51% for the 14 collection days.

The maximum daily energy consumption is around 290 kWh. We will therefore take 300 kWh as the peak load. The energy is relatively stable in terms of voltage and frequency fluctuations. The absence of important power peaks confirms the diagnosis made in the pre-study, and confirms the use of the usual pure sine wave inverters. The few peaks

observed confirm the type of use of the energy except for the 2-3H range justified by the use of heating resistors for food ovens, largely detailed in the appendices.

For the second site selection, we run a survey under 3 regions on the country depending of the average rate of access to electricity mainly.

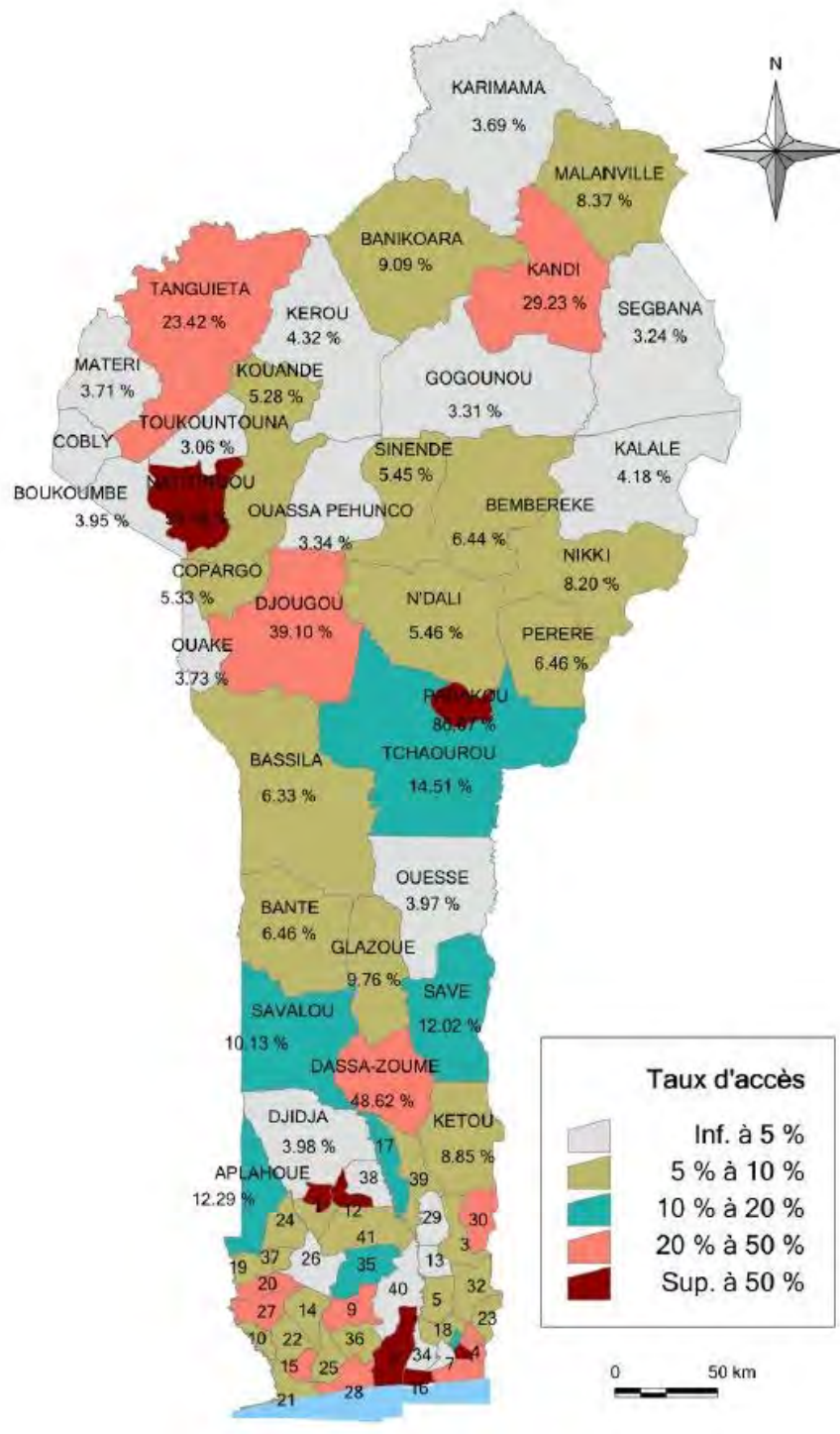


Figure 6: A2E Context in Benin

The map points out how the access to electricity in Benin is still critical. We can see most of the regions have an access rate below 10% and specially in the North.

We propose a matrix based on 5 criteria:

- Accessibility of the site
- Security
- Network mapping
- Productive use
- Visibility of the site/locality.

The details per site are given in the annexes.

On February 2023, we run then a Call where the site 1 has been selected based on the high scoring on the evaluation.

Tableau de synthese

	Site 1	Site 2	Site 3	Obs
Acces au site	3	1	2	
Securite	3	1	2	
Couverture Reseau	3	1	3	
Usages visés	3	3	3	
Visibilité site	2	3	2	

1: Faible
 2: Normal
 3: Tres bon

Table 3: Synthesis of the assumptions for the site selection

On the contrary of Songhai for the pilot 1 where there is a current business unit working with existing energy profile on which we set the analyser, the site selected for the prototype N°2 has no existing energy profile. The interest to develop this strategy is to be in line with real villages conditions where no initial or historical profiling has been done.

That's why we realize a flight drone to assess some points:

- Appreciate the surface (area) to be covered by the project
- Appreciate the right positioning of the equipment
- Get an idea of the locations per forecasting consumption



Figure 7: Drone coverage (alt.103m)

After the drone cartography, we set the initial configuration of the site deployment, and T&D lines.

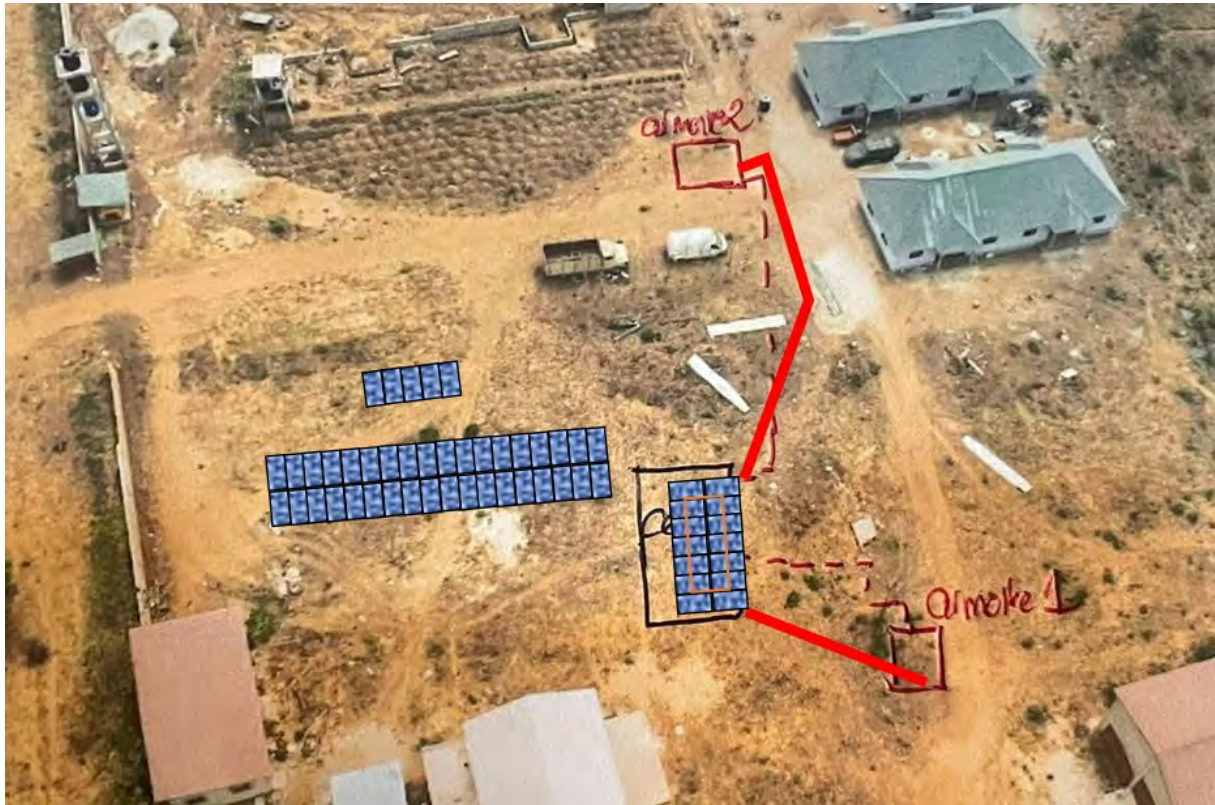


Figure 8: Drone coverage analysis for the implementation



4. MemoGrid: A powerful tool for sizing and optimisation energy profile

MemoGrid is a powerful tool developed by the EIFER research center to provide decision support in multi-use energy environments.

Several scoping meetings were held as part of the project in order to fully understand how it works and the assumptions required in line with the project. The main assumptions here concern the geography of the site, technical data on available energy sources, and economic data (equipment lifespan, renewal rates, investment costs, debt servicing).

It's worth remembering that worldwide data on solar power performance comes from PVGIS, a global reference tool.

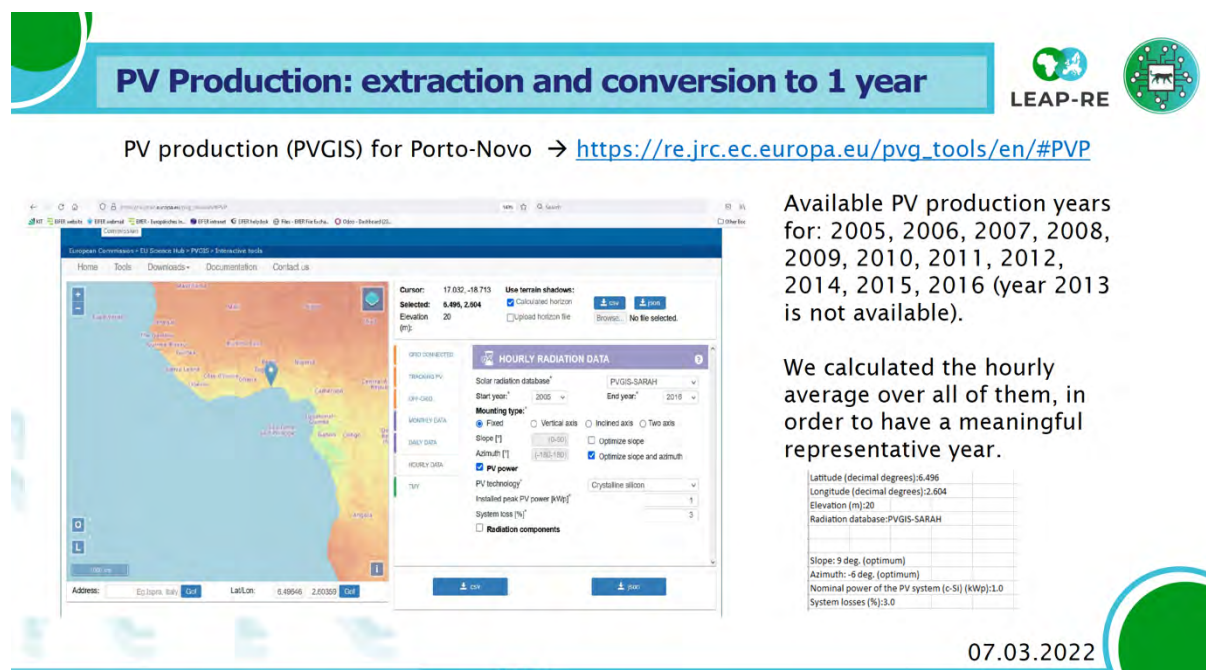


Figure 9: PVGIS coverage

The results of the software analysis enabled us to obtain 3 sizing profiles. It should be remembered here that the data are cross-referenced with those collected by EPAC and described above.

The first profile is a low load curve, obtained during the month of November. Despite some missing data during the collection phase, the low-demand scenario is relatively accurate and stable, with power varying between 10 and 14 kW over the 24-hour cycle.

As for the average scenario, it is more likely to be observed on working days, with a power level of between 14 and 28 kW, i.e. on average 30% more than the low scenario. Relatively speaking, we can assume that the average profile captures the productivity of the center and of usage on the lines concerned.

Finally, the high scenario was observed at peak times, i.e. at the end of the year. This period is consistent with the festive season, and probably the organization of several activities in the Center. Power variability ranged from 10 to 23 kW, capturing the 2 previous scenarios relatively well.

Synthesis : Results Simulation on pre-design based on ARESS technical inputs			
	Low demand Peak load: kW Daily demand: kWh Yearly demand : 100 MWh	Medium demand Peak load: kW Daily demand: kWh Yearly demand : 115 MWh	High demand Peak load: kW Daily demand: kWh Yearly demand : 130 MWh
Scenario 100% RE PV: 148 kWp, Battery: 180kWh RE Investment initial Cost Estimation EIFER: 258 k€	PV prod: 229 MWh Yearly lost energy: 121 MWh Demand by Diesel: 1.8 % LCOE: 0.264 Euro/kWh Diesel action: 232 days/year	PV prod: 229 MWh Yearly lost energy: 115 MWh Demand by Diesel: 8.8 % LCOE: 0.245 Euro/kWh Diesel action: 364 days/year	PV prod: 229 MWh Yearly lost energy: 110 MWh Demand by Diesel: 15 % LCOE: 0.231 Euro/kWh Diesel action: 364 days/year
Scenario 75% RE PV: 111 kWp, Battery: 135 kWh RE Investment initial Cost Estimation EIFER: 193 k€	PV prod: 172 MWh Yearly lost energy: 80 MWh Demand by Diesel: 15 % LCOE: 0.224 Euro/kWh Diesel action: 364 days/year	PV prod: 172 MWh Yearly lost energy: 75 MWh Demand by Diesel: 21 % LCOE: 0.211 Euro/kWh Diesel action: 364 days/year	PV prod: 172 MWh Yearly lost energy: 70 MWh Demand by Diesel: 26.6 % LCOE: 0.201 Euro/kWh Diesel action: 365 days/year
Scenario 50 % RE PV: 74 kWp, Battery: 90 kWh RE Investment initial Cost Estimation EIFER: 129 k€	PV prod: 115 MWh Yearly lost energy: 41 MWh Demand by Diesel: 30.5 % LCOE: 0.186 Euro/kWh Diesel action: 365 days/year	PV prod: 115 MWh Yearly lost energy: 36 MWh Demand by Diesel: 35 % LCOE: 0.179 Euro/kWh Diesel action: 365 days/year	PV prod: 115 MWh Yearly lost energy: 31 MWh Demand by Diesel: 39 % LCOE: 0.175 Euro/kWh Diesel action: 365 days/year
Scenario 25 % RE PV: 37 kWp, Battery: 45 kWh RE Investment initial Cost Estimation EIFER: 64 k€	PV prod: 57 MWh Yearly lost energy: 6 MWh Demand by Diesel: 50.6 % LCOE: 0.157 Euro/kWh Diesel action: 365 days/year	PV prod: 57 MWh Yearly lost energy: 3 MWh Demand by Diesel: 54.9 % LCOE: 0.160 Euro/kWh Diesel action: 365 days/year	PV prod: 57 MWh Yearly lost energy: 2 MWh Demand by Diesel: 59 % LCOE: 0.163 Euro/kWh Diesel action: 365 days/year

LCOE (€/kWh) is given for information only

07.03.2022

Results Optimization by EIFER (100-75-50-25% RE)			
Our optimization finds the best solution based on the minimum LCOE			
% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh	Medium demand Yearly demand : 115 MWh	High demand Yearly demand : 130 MWh
Scenario 100% RE	PV: 112 kW Battery: 205 kWh PV prod: 174 MWh Yearly lost energy: 66 MWh Demand by Diesel almost 0 % LCOE: 0.234 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 222 k€	PV: 132 kW Battery: 255 kWh PV prod: 205 MWh Yearly lost energy: 81 MWh Demand by Diesel almost 0 % LCOE: 0.245 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 267 k€	PV: 136 kW Battery: 305 kWh PV prod: 211 MWh Yearly lost energy: 71 MWh Demand by Diesel almost 0 % LCOE: 0.240 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 292 k€
Scenario 75% RE	PV: 59 kW Battery: 125 kWh PV prod: 91 MWh Yearly lost energy: 11 MWh Demand by Diesel: 24 % LCOE: 0.177 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 124 k€	PV: 68 kW Battery: 140 kWh PV prod: 108 MWh Yearly lost energy: 15 MWh Demand by Diesel: 24.7 % LCOE: 0.179 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 141 k€	PV: 78 kW Battery: 160 kWh PV prod: 121 MWh Yearly lost energy: 17 MWh Demand by Diesel: 24.7 % LCOE: 0.180 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 162 k€
Scenario 50 % RE	PV: 37 kW Battery: 50 kWh PV prod: 58 MWh Yearly lost energy: 5 MWh Demand by Diesel: 49 % LCOE: 0.157 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 66 k€	PV: 43 kW Battery: 55 kWh PV prod: 67 MWh Yearly lost energy: 7 MWh Demand by Diesel: 49.8 % LCOE: 0.160 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 76 k€	PV: 50 kW Battery: 65 kWh PV prod: 78 MWh Yearly lost energy: 9 MWh Demand by Diesel: 49.4 % LCOE: 0.164 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 89 k€
Scenario 25 % RE	PV: 37 kW Battery: 0 kWh PV prod: 58 MWh Yearly lost energy: 19 MWh Demand by Diesel: 62 % LCOE: 0.131 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 25 k€	PV: 43 kW Battery: 0 kWh PV prod: 67 MWh Yearly lost energy: 23 MWh Demand by Diesel: 63 % LCOE: 0.136 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 30 k€	PV: 53 kW Battery: 0 kWh PV prod: 82 MWh Yearly lost energy: 32 MWh Demand by Diesel: 63 % LCOE: 0.140 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 36 k€

Figure 10: Output results

The two figures above summarize all the results obtained.

Overall, we can see that the simulations obtained from MemoGrid are relatively close to the data calculated by ARESS. The tool therefore offers powerful rendering capabilities, close to real-life rendering.

In view of the financial constraints and the demand to be met, the average scenario is chosen, i.e. around 50% R-E, i.e. around 40kWp of solar capacity, for around 55 kWh of storage. On the basis of this calibration and for a budget of around 80 k€, we can aim for an annual producible of around 67 MWh, with around 7 MWh of losses all told (10%), with a LCOE close to 16 cts€. To satisfy a yearly demand close to 120 MWh, we understand that 50% of the energy will be supplied by an alternative source available occasionally.

Based on the results and achievements of the project, a scientific publication was produced "Microgrid design optimization in Benin within the LEOPARD project: *evaluating the impact of inaccurate load profile estimation*" under the leadership of EIFER.

As mentioned in the paper's conclusion, data's are a powerful resource to implement access to energy project. It is worth noting that current and new techniques for load profile estimation should be investigated and designed to take into account that data are lacking or of poor quality . When the amount of available data is scarce, such as in this case it is only available three weeks of data, or more broadly when data are not available, more extensive approaches that account for uncertainties are necessary to estimate an accurate load profile and, consequently, allow an accurate design outcome.

To conclude, it is crucial to establish an analytical frame-work for load profile estimation and determine suitable meth-ods based on specific challenges. Engineer guides can be established to assist with method selection. Furthermore, detailed studies should be conducted to un-derstand the factors that affect the load profile, including its peaks, timing, daily and yearly energy, and shape.



5. Logistical, Installation and commissioning of the installation

This section covers the work carried out by ARESS. Following data collection and analysis by EPAC, and the various simulations carried out by EIFER, a technical profile was validated by all stakeholders.

ARESS was responsible for supplying, deploying, installing and commissioning the project's installations.

	<u>Description</u>	<u>Reference</u>	<u>Qty</u>	<u>Total Capacity</u>	<u>Observations</u>
	Solar Panel J.A Solar 455W	Mono – 455W	80	36.400 W	
	Fronius DC/AC Inverter	SYMO 6.0-3-M Triphé de 6KW WLAN/LAN/Webserver	1	8 000 W	
	Fronius DC/AC Inverter	SYMO 8.2-3-M Triphé de 8,2 KW WLAN/LAN/Webserver	1	10 000W	
	Victron DC/DC Charger	RS Inverter 450/100	3	18 000 W	
	Victron DC/AC Inverter Charger – Multi sources	Quattro 48/10000 – 140/100	3	30 000VA	
	Wires	Cable cuivre nu Câble de terre 1G16mm2 cable 1G70mm2 souple Cable de terre 1G6mm2 souple Câble Cable souple 1G95mm2 Cable 4G6mm ² souple			
	Protections	Repartiteur 160A/250A 4P			

		Parafoudre DS50PVS-1000G/12KT1/Type 1+2 Busbar 600A 8P +cover Victron Disjoncteur AC 2P 63A /400V fusible 500VDC16A gG C/I ZR-0 Compact 70-160A/4P Victron_MEGA-fuse 150A/32V Repartiteur 100A 4 Phases ANL_Fuse 500A/80V			
	Storage/Batteries	BYD 15.4 + BMU Premium LV	3	45 kWh	
	Monitoring & Misc.	CERBO GX GX Touch 50 TELE 32" HAIER			

Table 4: Technical specification of container 1

	Description	Reference	Qty	Total Capacity	Observations
	Solar Panel J.A Solar 460W	Mono – 460W	55	25.300 W	
	Fronius DC/AC Inverter	SYMO 8.2-3-M Triphé de 8,2 KW WLAN/LAN/Webserver + Data Manager	1	10 000W	
	Victron DC/DC Charger	RS Inverter 450/100	3	15 000 W	
	Victron DC/AC Inverter Charger – Multi sources	Quattro 48/8000 – 110/100	3	25 000VA	
	Wires	Cable cuivre nu Câble de terre 1G16mm2 cable 1G70mm2 souple Câble de terre 1G6mm2 souple			

		Câble Cable souple 1G95mm2 Cable 4G6mm ² souple			
	Protections	Repartiteur 160A/250A 4P Parafoudre DS50PVS- 1000G/12KT1/Type 1+2 Busbar 600A 8P +cover Victron Disjoncteur AC 2P 63A /400V fusible 500VDC16A gG C/I ZR-0 Compact 70-160A/4P Victron_MEGA-fuse 150A/32V Repartiteur 100A 4 Phases ANL_Fuse 500A/80V			
	Storage/Batteries	BYD Lite 5 kWh	9	45 kWh	
	Monitoring Misc. &	CERBO GX GX Touch 50 TELE 32" HAIER			

Table 5: Technical specification of container 2

Tables upper summarize the main technical specifications for each unit.

The technical specifications are not the same, as they take into account the loads and load curves that we will develop further in the operating section.

The technology put forward by ARESS is pure innovation, as it makes the most of the latest generations of products and equipment. First and foremost, JA Solar solar panels are ranked among the top 5 international manufacturers. They offer very high production guarantees in tropical conditions. As for network inverters, Fronius is a European brand. The choice of these inverters maximizes direct self-consumption during the day, thus reducing energy transfers and losses. This technology is the most widely used for Commercial & Industrial (C&I) applications.

The main role of Victron Energy battery-brand charge controllers is to maintain the batteries' charge balance. The DC/DC circuit is very important, because in times of low sunlight or high demand, it contributes to the overall balance by optimizing battery drawdown. Another advantage is the maximization of the Victron Energy technology used, where all equipment is communicating, as we'll see later in the section. The total

connectivity of the system in general means that errors and incidents can be detected and dealt with independently, without disrupting the overall operation of the system, except in the event of serious damage.

The charging converters, again from Victron, are at the heart of the system transfer. In fact, the role of a converter-charger is to ensure conversion (DC/AC and AC/DC), manage energy flows, and above all to call on storage as required, as well as any other available energy source (conventional grid, genset, etc.), according to the assigned setpoints.

For storage, we chose Lithium-Ion batteries for a number of reasons: the efficiency of the solution at the present time (the lithium market is growing rapidly), the small surface area occupied by the container (less than 20m² floor space), and their very high performance (discharge rate of around 90%, compared with 50% for conventional zS or zV batteries). The two main constraints on batteries of this type are the permanent presence of a good connection for the system's BMS, and thermal regulation (temperature controlled at 25°C).

As far as protection is concerned, the work was carried out by highly qualified personnel with a full range of training and certification. Installations were carried out in accordance with Benin's current directives, as well as with UTE-712-1/2 norms and standards, and C15-100 for electrical installations. This section will be covered in greater detail in the quality control performed by CT2S.

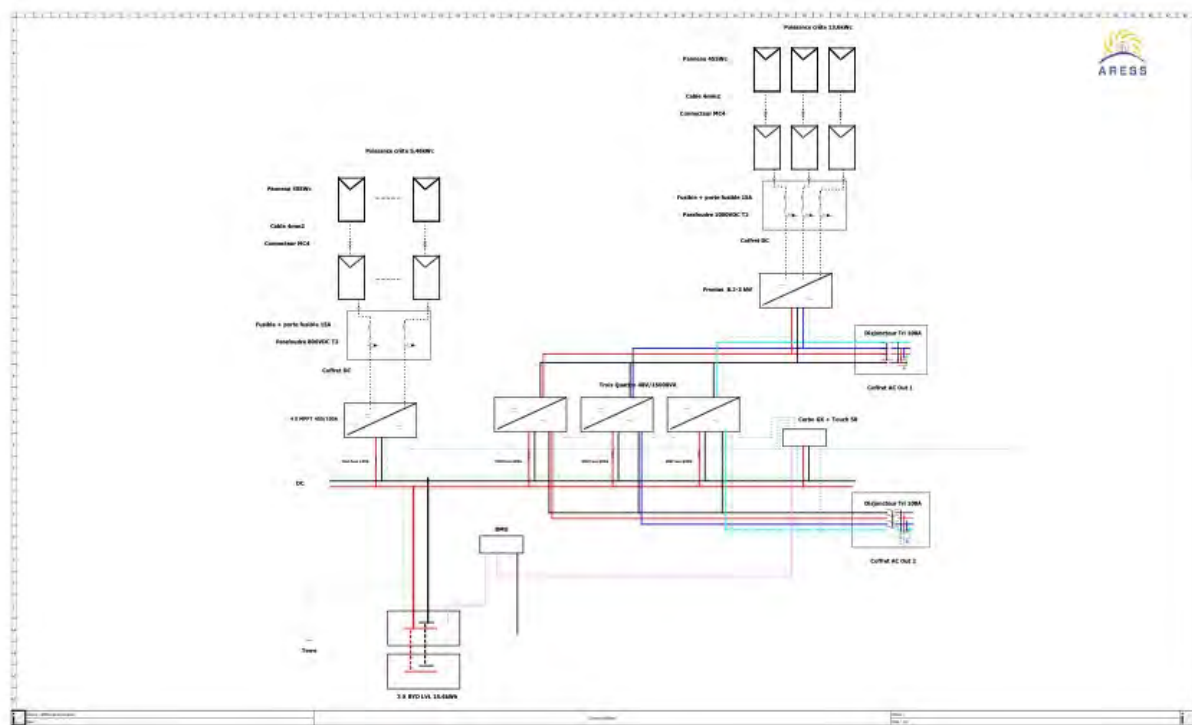


Figure 11: Electric single wires

6. Quality Control Check

Quality control is one of the essential steps in the life of a project, prior to the commissioning phase. This activity was carried out by C2TS.

Considered as a technical validation, technical control aims to ensure the technical conformity of installations, equipment and their settings. It also ensures the adequacy of the general environment (ground measurement, thermal tests, etc.).

The mission led by CT2S with the support of teams from SONGHAI, ARESS and EPAC lasted 7 days (from December 10 to 17, 2022) and took place at the Songhai center where the container 1 is installed. A report was provided at the end of the visit and validated by all parties.

This report documents all the activities carried out in line with the objectives set. Based on the results obtained, recommendations were formulated with a view to improving the existing situation and correcting certain shortcomings in order to optimize the Mini Centrale's performance. This report lists all the activities carried out as part of the commissioning tests for the Energie Propre mini power plant and the status of the installed equipment references.

Six categories of tests have been set according to the report. In the second part, the inspection of all the Mini power plant's components is presented, giving the overall state of the system. Performance and imaging tests are presented in the third and fourth sections respectively. The evaluation of the load profile (consumption) is presented in the fifth section. The sixth and final section presents recommendations for improving the installation.

A battery of quality control tests was carried out on all the individual system components (panels, regulators, inverters, batteries, protection devices, cables, etc.), as well as a system performance study. It highlighted the baseline condition of the equipment, which overall passes the performance tests and is therefore of good quality. The study also revealed a number of shortcomings (missing components or installation of components whose characteristics do not comply with safety standards for equipment protection).

All these elements have been listed for recommendations on how to improve the installations. As can be seen in the appendix, each test performed refers to a normative reference, which is the baseline on which the test protocol was carried out. Measured values are compared with tabulated values, and any observations or deviations are reported. The most significant observations or deviations are the subject of recommendations, or corrective actions to be taken. We'll take two examples from the report for illustration.

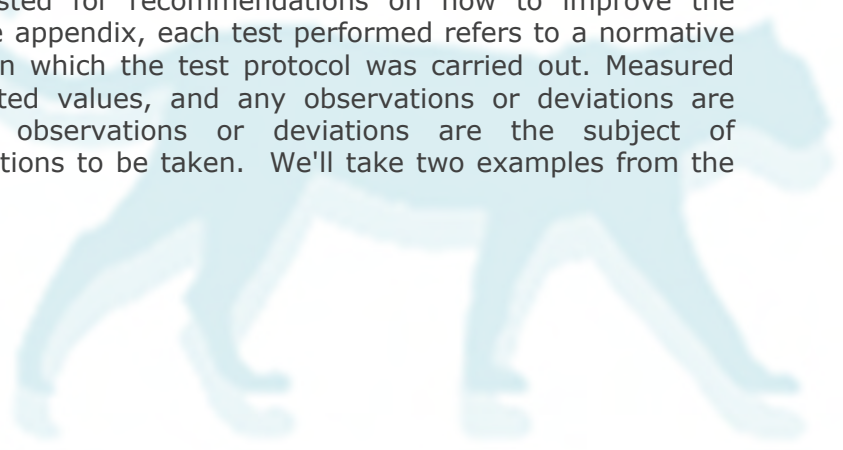




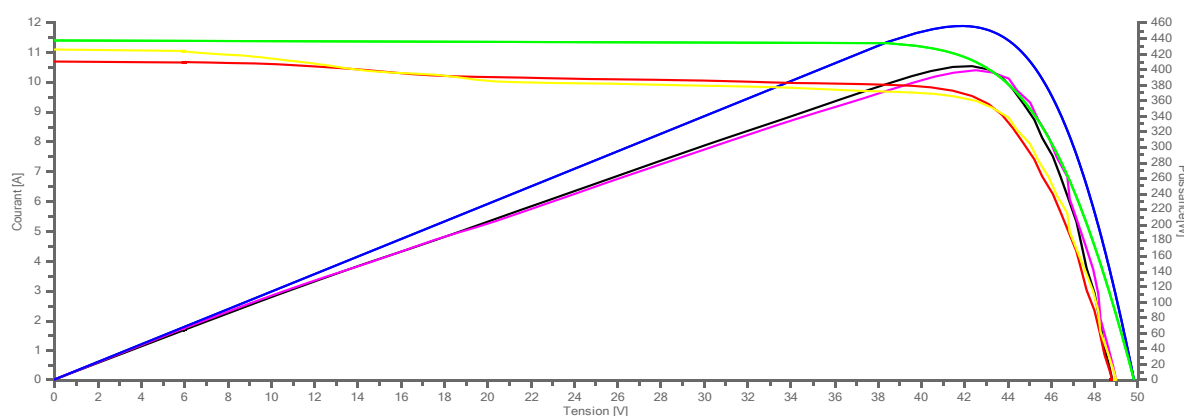
Figure 12: Test control on battery

Section II.6 describes the tests carried out on batteries. Except the absence of labelling on each module, the report highlights: that they are in good physical condition overall, that they have their own BMS (Battery Management System), that cable cross-sections are respected and interconnections are well made, and that each battery terminal is connected to the bar by 2 cables.

All in all, the batteries are well installed and compliant, subject to a performance test to assess the amount of energy delivered.

Section III focuses on performance testing. Here, we'll focus on those carried out on solar panels. The in-house procedure Pr-T05-3: Photovoltaic system test level 3 - Part 3: Measurement of electrical performance is the one applied here, and is based on two IEC standards, namely:

- IEC 61215: Photovoltaic (PV) modules for terrestrial applications - Design qualification and approval
- IEC 60904-1 to IEC 60904-10 : Photovoltaic devices



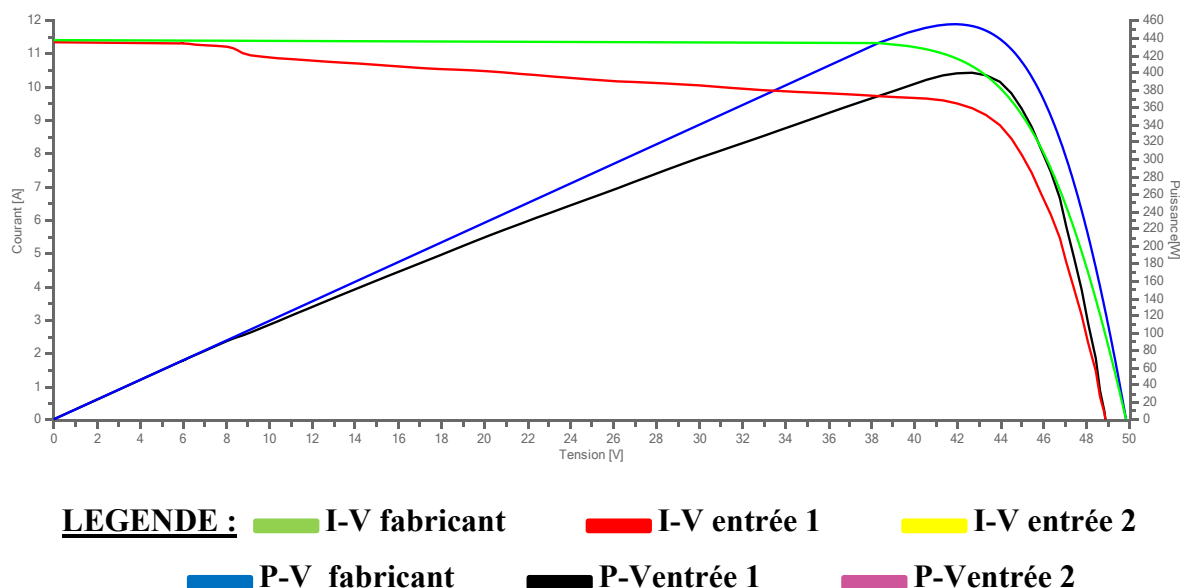


Figure 13: Performance Curve for Q&A Control

The curves show minor steps, indicating the presence of minor obstructions on the various units during the test. This may be due to dust, which explains the discrepancies in power ratings. All in all, the performance tests on the solar panels show that the work is well done, that the panels are of very high quality, but require recurrent maintenance against dust and natural deposits in order to achieve optimum performance.

With regard to the second container, on which technical and installation works were completed in the summer of 2022, the quality control mission will have to be organized by the end of the year at the latest.

From all the above, a dozen recommendations have been formulated, two of which concern the general maintenance of the system, six concern the technical work carried out and two concern the use and specifically the load profile of the installation.

The good coordination of the players, the availability of accurate information, and the spirit of the project, which allows for periodic calls, facilitated the quality control mission. At the end of the mission and to date, almost all the recommendations have been implemented or are in progress.

7. Monitoring and O&M cycle

Once the installations have been completed, an important stage to date is the management of the operating phase. Indeed, many solar installations have failed due to a lack of follow-up and periodic maintenance over commissioning time.

The project has therefore taken a number of steps, based on the best practices developed and in force at ARESS, to ensure that the project will continue over the long term.

Four points of attention should be highlighted for the operating phase.

The first is remote monitoring. Remote monitoring is very important, as all the installations are connected, enabling precise, real-time monitoring from the operator's premises. For information, container N°1 is located around 50km from our premises and container N°2 is located around 300km from our premises and 85km from our nearest operational point.

Connectivity was a crucial factor in the choice of equipment suppliers to ensure that we could take control of the system.

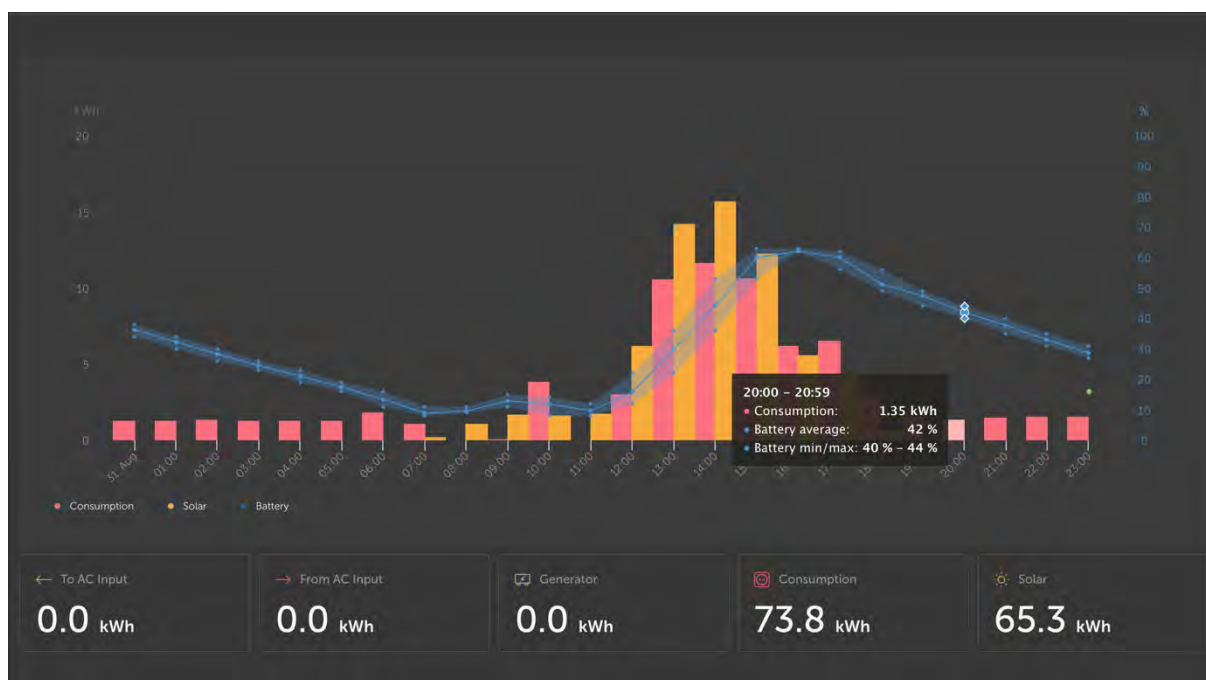
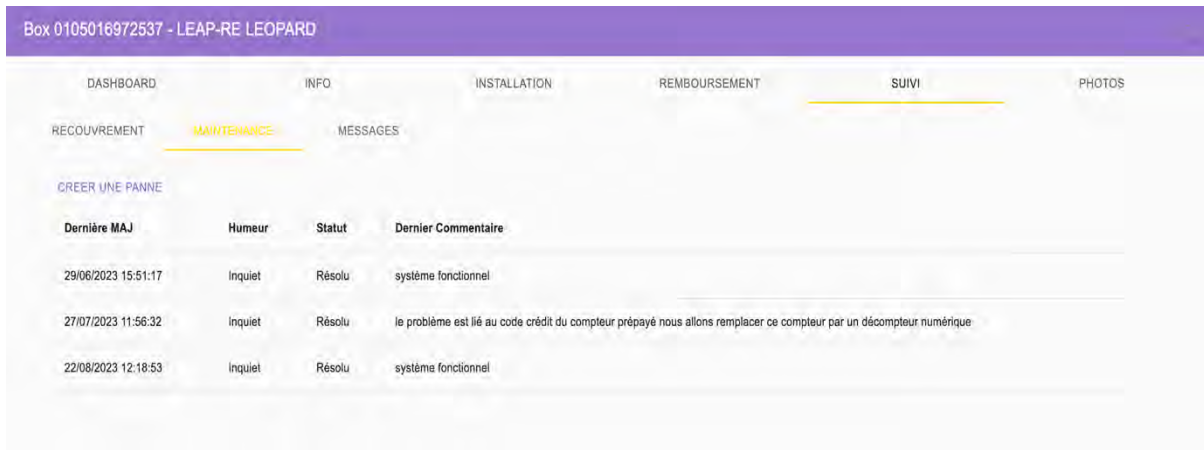


Figure 14: Daily performance monitoring

As can be seen from the figures below, each piece of equipment in the system is referenced, with real-time monitoring of its operation, as well as all errors, incidents and breakdowns. On the day of August 31, 2023, for example, the system produced 65 kWh, for a total consumption of 74 kWh, i.e. a storage demand of 9 kWh.

Le second point est la mise en place d'un Call Center pour assister les bénéficiaires. En effet, la maîtrise des coûts d'opération et d'exploitation nous contraint à optimiser les déplacements de nos équipes. La mise en place d'un puissant CRM permet donc de suivre et d'assister à distance de la déclaration et résolution de toutes les pannes et incidents. Un système de ticketing est mis en place et suivi de près par nos équipes qualifiées et compétentes.



Dernière MAJ	Humeur	Statut	Dernier Commentaire
29/06/2023 15:51:17	Inquiet	Résolu	système fonctionnel
27/07/2023 11:56:32	Inquiet	Résolu	le problème est lié au code crédit du compteur prépayé nous allons remplacer ce compteur par un décompteur numérique
22/08/2023 12:18:53	Inquiet	Résolu	système fonctionnel

Figure 15: CRM view

The third point concerns physical interventions. Each intervention is governed by a very clear protocol to ensure that the situation is properly understood, that the agreed actions are carried out and that they are traceable for both the operator and the beneficiaries.

For each agreed physical visit, two forms are duly completed and forwarded. The visit form, co-signed by both parties, confirms attendance (it can be used as a register), and the intervention form, which summarizes all the actions carried out.

This pair of documents forms the basis of all physical interventions, especially in remote areas.



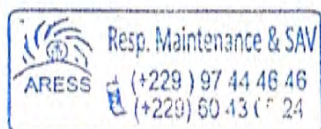


RCCM RB/ABC/13B18
N°IFU 3201201523512
C.S DE 100 000 000 FCFA
BP : 2572 Abomey-Calavi
Courriel : contact@aress-group.com
Site web : <https://www.aress.solar>

FICHE DE PASSAGE

Identité client	GBEOL sètonджи yuste
Ville/Localité	SAVALOU (LAHOUTAN)
Date de passage	26/07/2023
Heure d'arrivée	15H53min
Motif de passage	Système complètement off
Heure de départ	18H 30 min
Identité(s) des intervenants	CAKRO Jonas GBETONDSI Géraud SACLE Dorci

Signature de l'intervenant

Signature du client



LA QUALITE POUR TOUS !



RCCM RB/ABC/13 B 18
 N°IFU 3201201523512
 C.S de 100 000 000 FCFA
 BP : 2572 Abomey-Calavi
 Courriel : contact@aress-group.com
 Site web : www.https://www.aress.solar

Fiche d'intervention

Client (Nom & Adresse)	ESF Dangbo	26/04/2023	Box ID :0108857763870
---------------------------	------------	------------	-----------------------

Type	Dysfonctionnement
------	-------------------

Equipements concernés

Marque, modèle & autres informations	-3 Quattro -3 RS 450/100 TR -3 Batteries lithium -48 panneaux
--------------------------------------	--

Détails de l'intervention

Intervenant(s)	Michel GNACADJA (Steh porto) S/C Cyriano KOULETIO				
Cause de l'intervention	-Surcharge sur la ligne L1 / due à l'allumage de 5 à 6 climatiseurs simultanément -le GE OFF et le projecteur électrique allumé 24h /24				
Observations	Arrivé sur site, j'ai constaté que : -Le GE OFF (Absence de batterie dans le GE) ; la batterie déposée dans la cabine technique -Le système solaire marche parfaitement /-Copie des logs -Mise en Off du projecteur (le capteur crépusculaire HS)				
Recommandations	-équilibrer les charges sur les 3 phases. -changer le capteur crépusculaire ou Adapter un interrupteur pour le projecteur. NB : nous n'avions pas été sollicités pour les actions effectuées par les électriciens du site sur le GE, avant toute intervention nous réclamons un rapport des actions effectuées. Il est toujours difficile pour nous de se rendre sur site si les électriciens ne donnent pas leur Accord.				

Figure 16: Reports

Finally, the last step in our protocol is the monthly follow-up sheet. The importance of this follow-up sheet is that it is aligned with most of the expected reporting and impact measurements. It therefore provides all the technical data and system performance, any breakdowns or incidents that have occurred, as well as aligned recommendations for system operation.

All in all, the proper coordination of these four mechanisms - system connectivity, the existence of a powerful and efficient CRM, effective management of customer interventions, and monthly monitoring and reporting - are the foundations of sustainable systems.



8. Conclusion

This delivery is one of the most important of the project, as it outlines the major scientific, technical and operational coordination actions carried out. It underpins and shapes the contribution of each project member to the various sub-tasks carried out.

Getting back to the heart of the matter, we were able to study in minute detail every phase and step of the pilot validation protocol, from design engineering to asset monitoring and operation.

This framework document is therefore central to the implementation of off-grid projects. We welcome all contributions aimed at improving it.



9. Appendixes





Research & Innovation Action

January 2022

Analysis report of the second phase of data recording on the Songhai site..

Version N°1

Authors:

Responsible

François Xavier FIFATIN (EPAC)

Members

Télesphore NOUNANGNONHOU (EPAC)

Alain TOSSA (EPAC)

Placide TOKPASSI (EPAC)

Disclaimer

The content of this report reflects only the author's view. The European Commission is not responsible for any use that may be made of the information it contains.

Document information

Grant Agreement	963530
Project Title	Long-Term Joint EU-AU Research and Innovation Partnership on Renewable Energy
Project Acronym	LEAP-RE
Project Coordinator	Vincent Chauvet (Vincent.chauvet@lgi-consulting.com) – LGI
Project Duration	1 st October 2020 – 31 st December 2025 (63 Months)
Related Work Package	WP16.2 LEOPARD
Related Task(s)	Production of a feasibility study as deliverable of task 16.2
Lead Organisation	
Contributing Partner(s)	
Due Date	
Submission Date	January 2022
Dissemination level	

History

Date	Version	Submitted by	Reviewed by	Comments

Table of contents

1. Context.....	6
2. Objectives.....	7
3. Presentation of the electrical grid analyzer.....	7
4. The different stages of data extraction	7
5. Daily variation of the main parameters during the second data collection period (from 20/12/2021 to 27/12/2021)	10
5.1 Daily variation of composite RMS voltages (Ph-Ph)	10
5.2 Daily variation of power factors	13
5.3 Daily variation in total power demand.....	14
5.4 Update on daily consumption	15
6. Comparison of the two data collection periods	15

List of figures

Figure 1 : Energy source available on the site of the Songhaï.....	6
Figure 2 : Electrical plan of the target grid	6
Figure 3 : Daily variation of RMS voltage on phase 1.	10
Figure 4 : Daily variation of RMS voltage on phase 2	11
Figure 5 : Daily variation of RMS voltage on phase 3.	12
Figure 6 : Variation in total active power.....	13
Figure 7 : Variation in total active power.....	14

List of tables

Table 1 : daily consumption over the second observation period	15
Table 2 : Comparison of both periods of recording	15

Abbreviations and Acronyms

Acronym	Description
WP	Work Package
EPAC	Ecole Polytechnique d'Abomey-Calavi
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique

Summary

This report presents the results of the processing of data collected at the Songhai site during the period from December 20 to 27. It follows the first report which deals with the period from November 11 to 24, 2021.

- the maximum value of the absorbed power is 32,5 kW;
- We count the power peaks in 04 different time ranges: (1) 2 a.m. to 3 a.m.; (2) 6 a.m. to 8 a.m.; (3) 1 p.m. to 3 p.m.; (4) 6 p.m. to 10 p.m.
- The site's electrical system resumes immediately after power outages without a particular absorbed power;
- Considering 6 a.m. to 6 p.m. as the daytime operating range, the daytime share of energy consumed varies from 45% to 51%
- The highest daily consumption, of 377,61kWh/day, is recorded on Friday, December 24, 2021.

It should be noted that the maximum daily consumption recorded during the first phase is 290 W. This shows once again, the importance of the second phase of data collection.

Keywords

Electrical grid Analyser ; solar minigrids ; Songhaï ; Leopard Project

1. Context

The Songhaï center is supplied with electricity from the national electrical grid via a 250 kVA subscription with SBEE. In addition to this main source, the center has two emergency generators:

- A 150 kVA Power generator unit, which is used during off-peak hours, weekends and holidays;
- A second 250 kVA Power generator unit.

Figure N°1 shows the different power sources on the site.

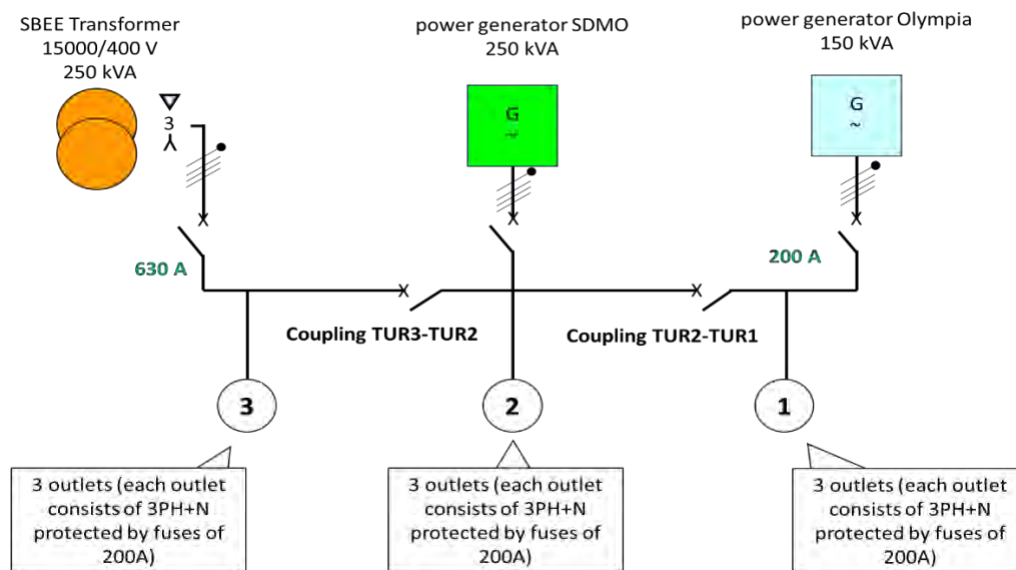


Figure 1 : Energy source available on the site of the Songhaï.

The LEOPARD Project plans to install a mini power plant on only one of the outlets in point 3 of Figure N°1. Figure N°2 shows the loads served by the electrical feeder selected for the "village" of the LEOPARD project.

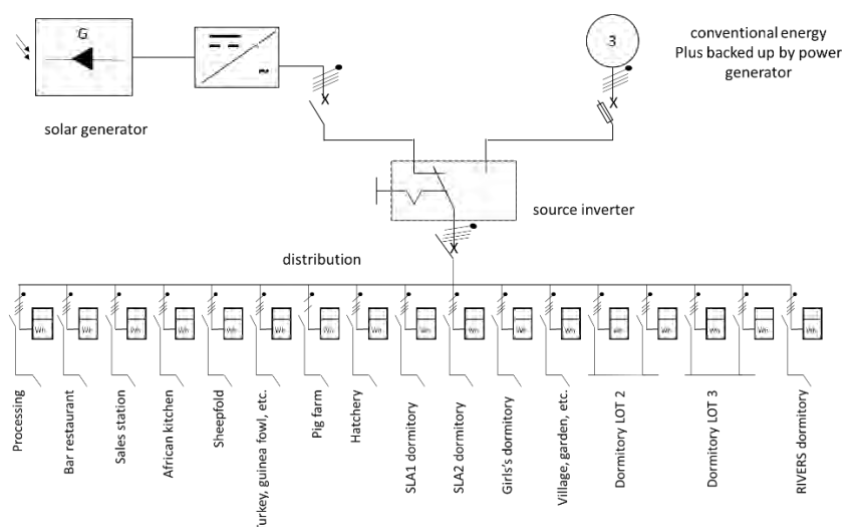


Figure 2 : Electrical plan of the target grid

The main characteristics of the loads to be supplied are presented in the appendices of this document.

For a better appreciation of the energy needs of the part of the center to be supplied, an electrical grid analyzer has been installed on the electrical feeder serving the beneficiary section (the village). The recording was done during two periods for a better reliability of the analysis.

This report is a continuation to the first one and presents the data collected around the second registration phase which was held from 11/11/2021 to 11/24/2021.

2. Objectives

The main objective of this second recording period is to consolidate the results of the data processing of the first collection phase.

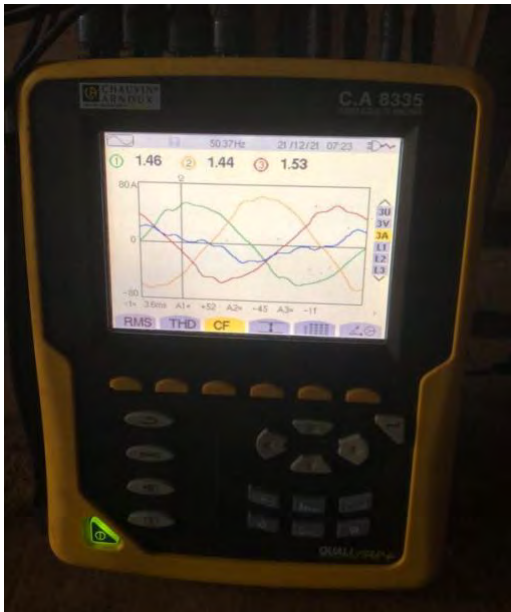
3. Presentation of the electrical grid analyzer

The analyzer used is the same as the one used for the first series of recordings. It is the C.A 8335 of the manufacturer CHAUVIN ARNOUX.

4. The different stages of data extraction

The data extraction is made following the operating mode of the device

Some screenshots of the Analyzer; captures made by the technician of SONGHAI allowing the team, which is not on site, to ensure its operation



Tuesday December 21th at 7:27am



Wednesday December 22th at 7:05am



Thursday, December 23th at 10:01 a.m.



Friday, December 24th at 09:51 a.m.



Monday, December 27th at 09:18 a.m.

5. Daily variation of the main parameters during the second data collection period (from 20/12/2021 to 27/12/2021)

5.1 Daily variation of composite RMS voltages (Ph-Ph)

The figures 8; 9 and 10 show the daily variations of the RMS voltages on the different phases of the electrical grid.

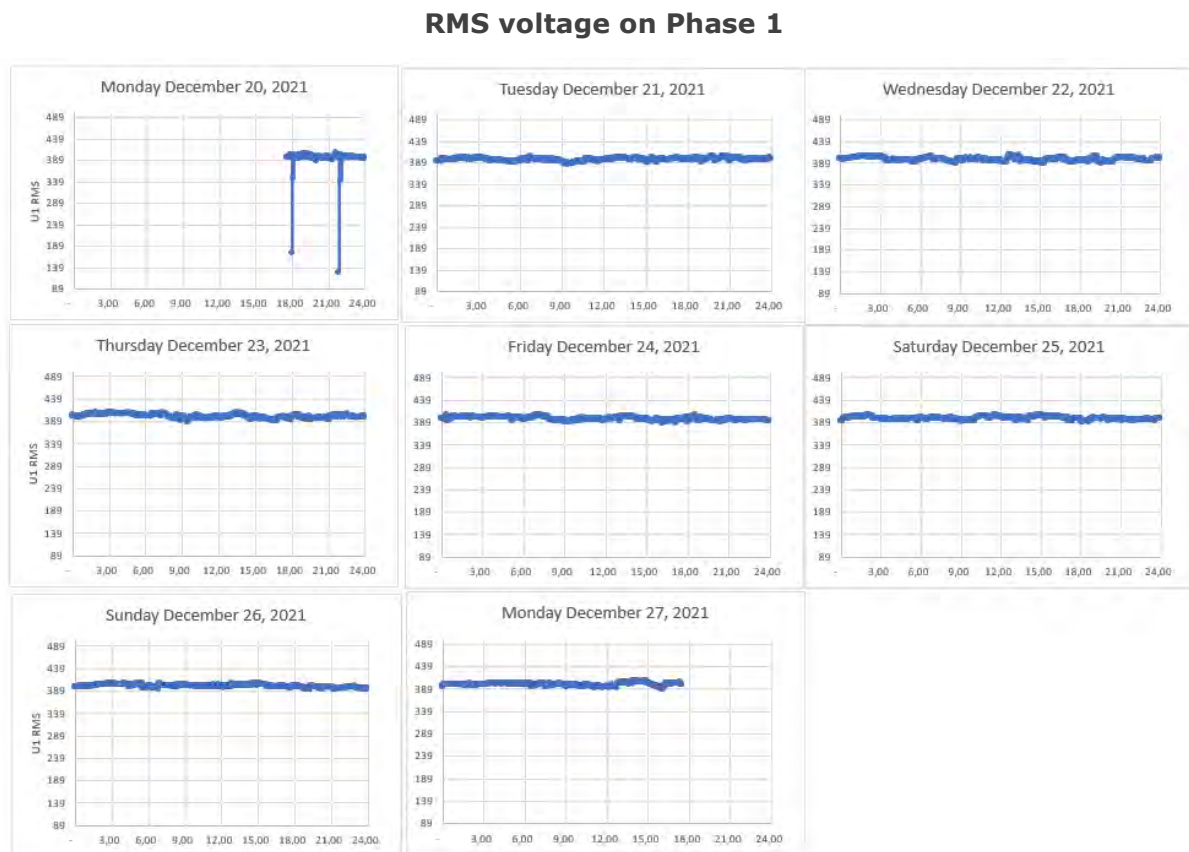


Figure 3 : Daily variation of RMS voltage on phase 1.

RMS voltage on Phase 2

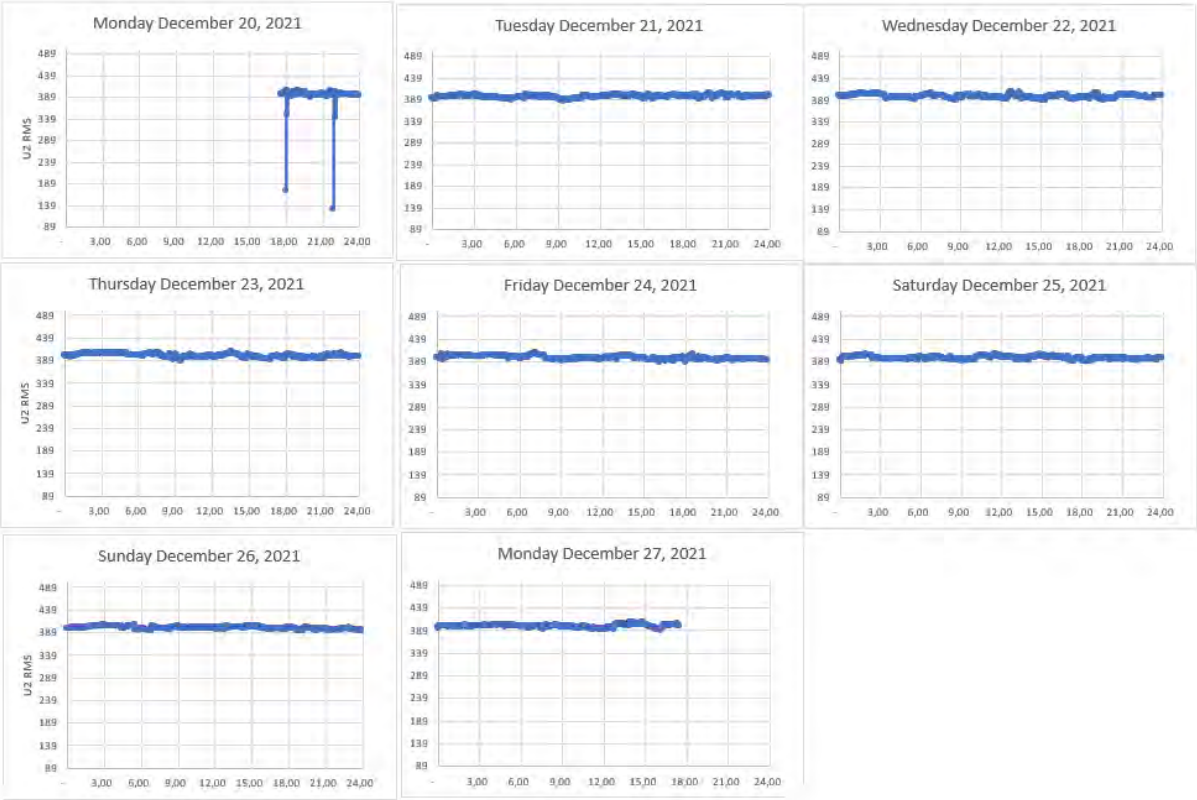


Figure 4 : Daily variation of RMS voltage on phase 2

RMS voltage on Phase 3

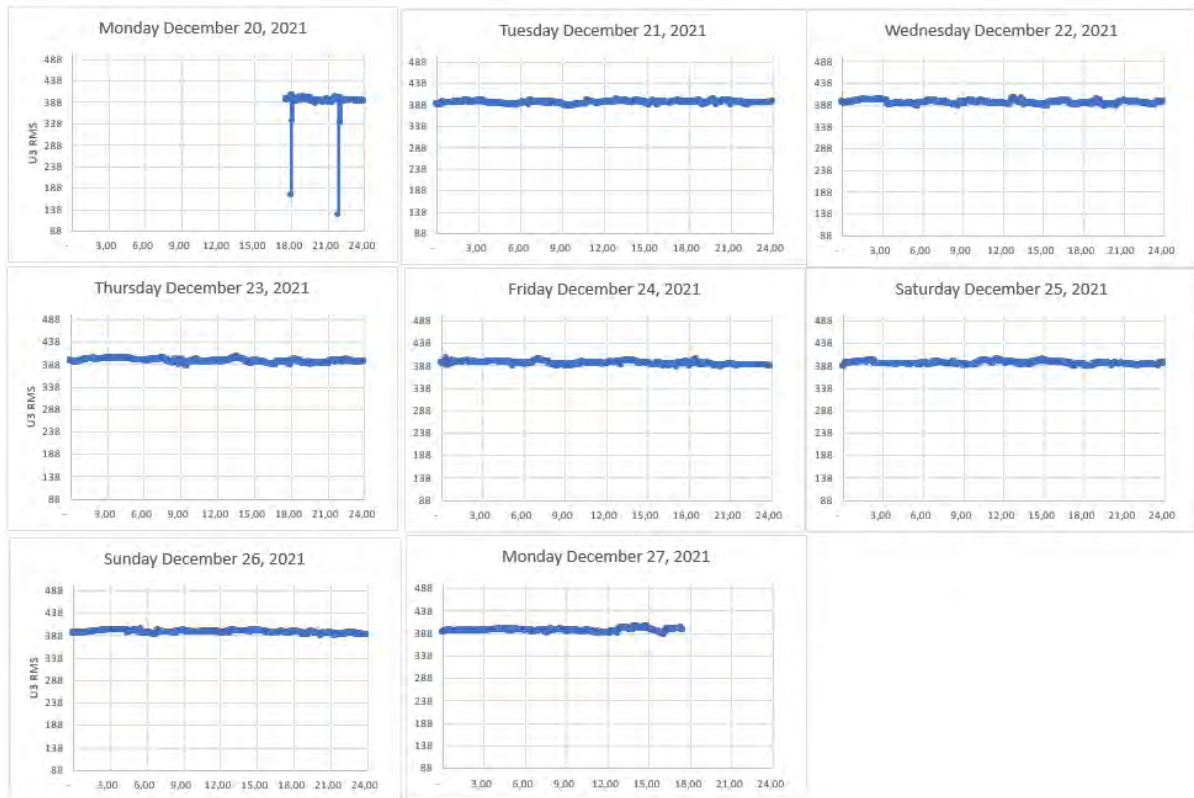


Figure 5 : Daily variation of RMS voltage on phase 3.

From the analysis of the previous graphs, we can see that there were significant drops in voltage on 20 December. These drops are observed simultaneously on all three phases.

5.2 Daily variation of power factors

Figure 6 shows the daily variation of the average power factor values.

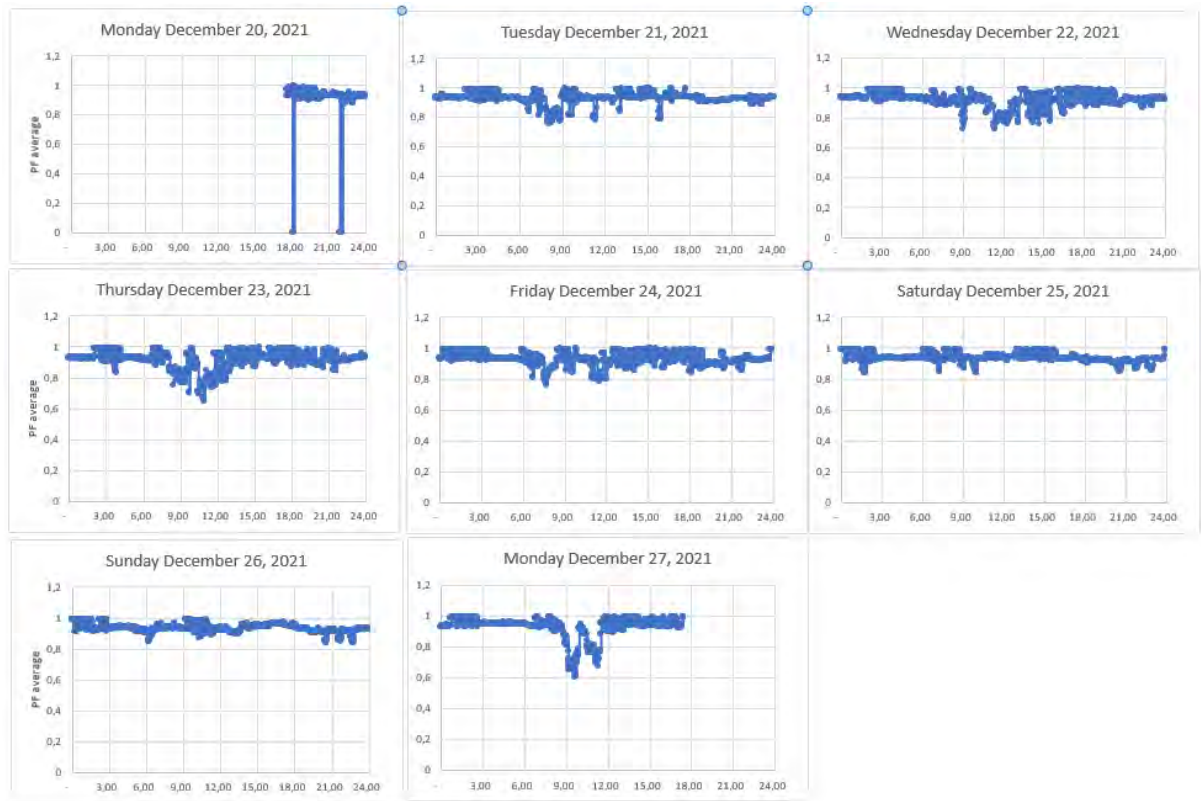


Figure 6 : daily variation of the average power factor values.

We notice that the power factor drops and becomes zero for the dates when sudden voltage drops were observed. The sudden drops in voltage are certainly attributable to micro outages.

5.3 Daily variation in total power demand

Figure 7 shows the daily variation of the total power measured by the grid analyzer.

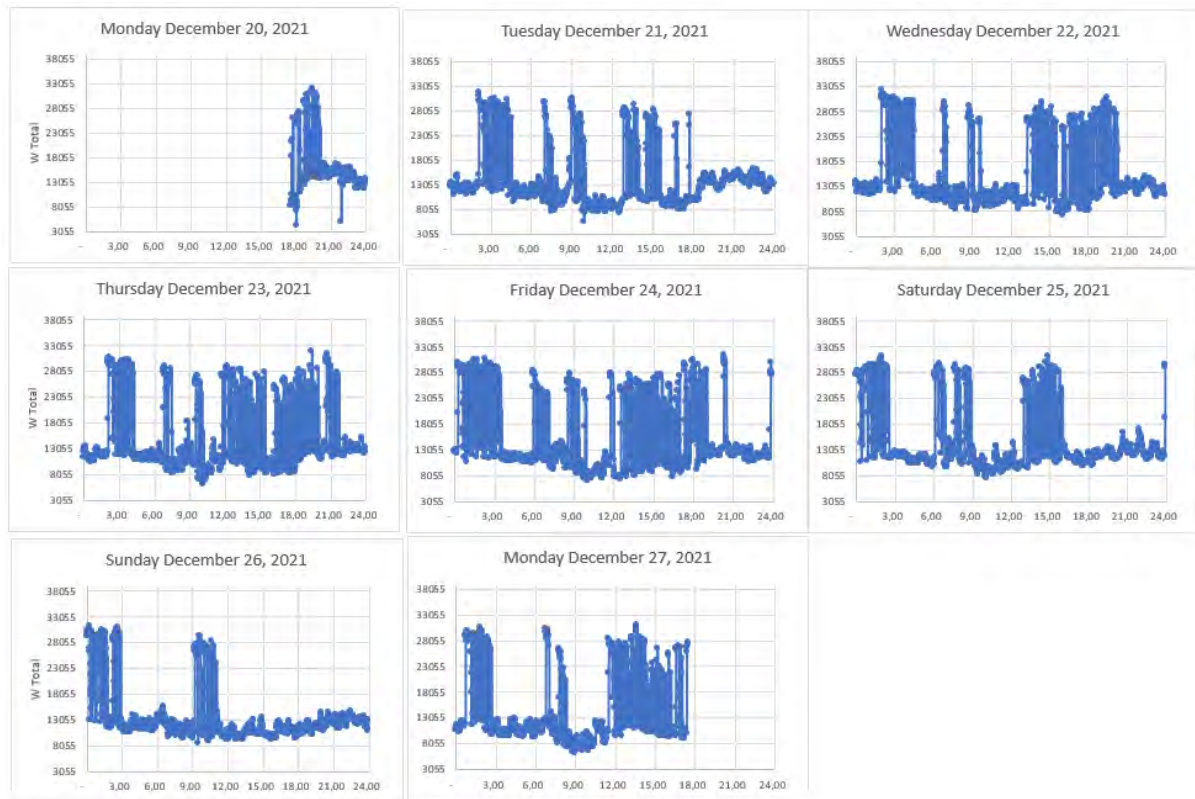


Figure 7 : daily variation of the total power measured by the grid analyzer

From the analysis of the previous graph, we can deduct the following:

- Over this second period of observation, the maximum value of the active power is 32.48 kW;
- Roughly, the power peaks are recorded in the same time slots: (1) 2am to 3am; (2) 6am to 8am; (3) 1pm to 3pm; (4) 6pm to 10pm.
- Considering 6am to 6pm as the daytime operating range, the daytime share of energy consumed varies from 45% to 50% for the 07 collection days.

5.4 Update on daily consumption

Table 1 shows the average daily consumption over the observation period

Table 1 : daily consumption over the second observation period

	Sum of kWh Phase 1	Sum of kWh Phase 2	Sum of kWh Phase 3	Sum of kWh Total
20/12/2021	28,87	32,58	39,19	100,64
21/12/2021	98,25	112,43	128,56	339,24
22/12/2021	108,55	120,05	145,94	374,53
23/12/2021	111,70	108,50	150,40	370,60
24/12/2021	114,97	112,88	149,76	377,61
25/12/2021	99,15	111,34	142,68	353,17
26/12/2021	86,63	104,82	134,50	325,95
27/12/2021	74,07	82,40	98,74	255,21

The highest consumption of 377,61 kWh/day, is recorded on Friday, December 24, 2021.

6. Comparison of the two data collection periods

The table below provides a comparison of the two periods based on the measured parameters.

Table 2 : Comparison of both periods of recording

	Period 1 From 11/11/2021 to 24/11/2021	Period 2 From 20/12/2021 to 27/12/2021
Variation of U1 (V)	0 to 410.1 V	127.1 to 408.5 V
Variation of U2(V)	0 to 408.9 V	127.8 to 407.4 V
Variation of U3(V)	0 to 408.8 V	126.4 to 405.4 V
Variation of PF	0.599 to 0.998	0,6 to 0.994
Power Variation (kW)	0 to 32.14 kW	0.013 to 32.48 kW
Daily energy consumption(kWh/day)	66,83 to 290,29 kWh/day	100.64 to 377,61 kWh/day
Ratio of diurnal use	45% to 51%	45% to 50%

PROJET LEOPARD

INSTALLATION D'ANALYSEUR RESEAU SUR LE SITE DE SONGHAI

EPAC

E-mail : fifatinf@gmail.com

Sommaire

1	CONTEXTE.....	3
2	OBJECTIFS	4
3	PRESENTATION DE L'ANALYSEUR RESEAU	4
4	LES DIFFERENTES ETAPES D'INSTALLATION DE L'EQUIPEMENT ET L'ENREGISTREMENT DES DONNEES	6
5	LES DIFFERENTES ETAPES D'EXTRACTION DE DONNEES	6
6	PROTOCOLE EXPERIMENTAL	6
7	BREF APERÇU DE LA PHASE D'INSTALLATION.....	7

1 CONTEXTE

Le centre Songhaï est alimenté électriquement par le réseau national via un abonnement de 250 kVA auprès de la SBEE. En plus de cette source principale, le centre dispose de deux groupes électrogènes de secours :

- Un groupe de 150 kVA, qui est utilisé pendant les heures creuses, les week-ends et les jours fériés ;
- Un second groupe de 250 kVA.

La figure N°1 présente les sources en présence et les départs prévu pour l'alimentation des charges

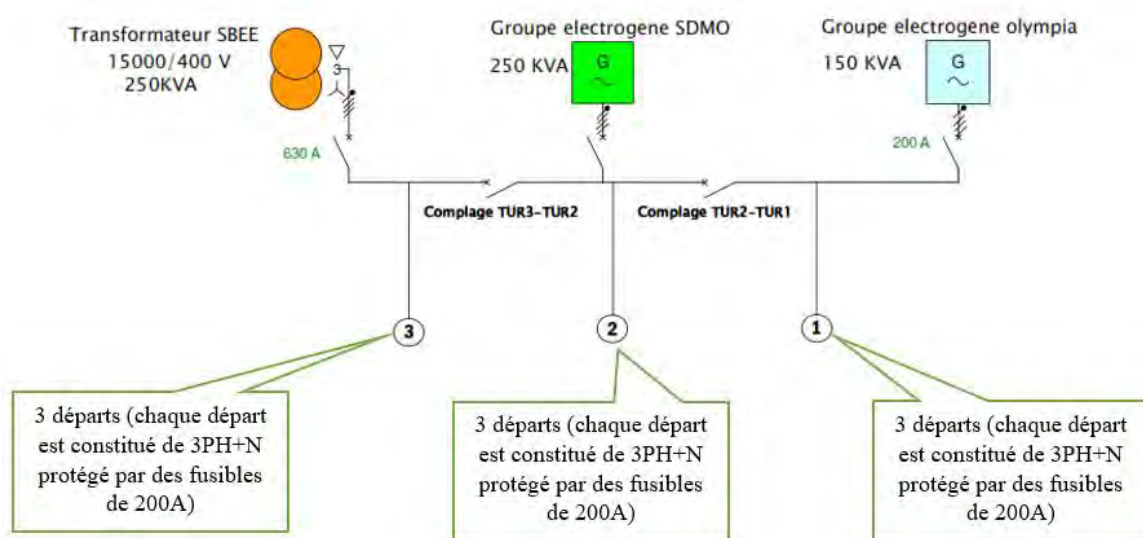


Figure 1 : Source d'énergie disponible sur le site du Projet Songhaï zone Ouest.

Dans le cadre du Projet LEOPARD, il est prévu l'installation d'une mini centrale sur un seul des départs du point 3 de la figure N°1. La figure N°2 présente les charges desservies par le départ retenu pour le village du projet LEOPARD.

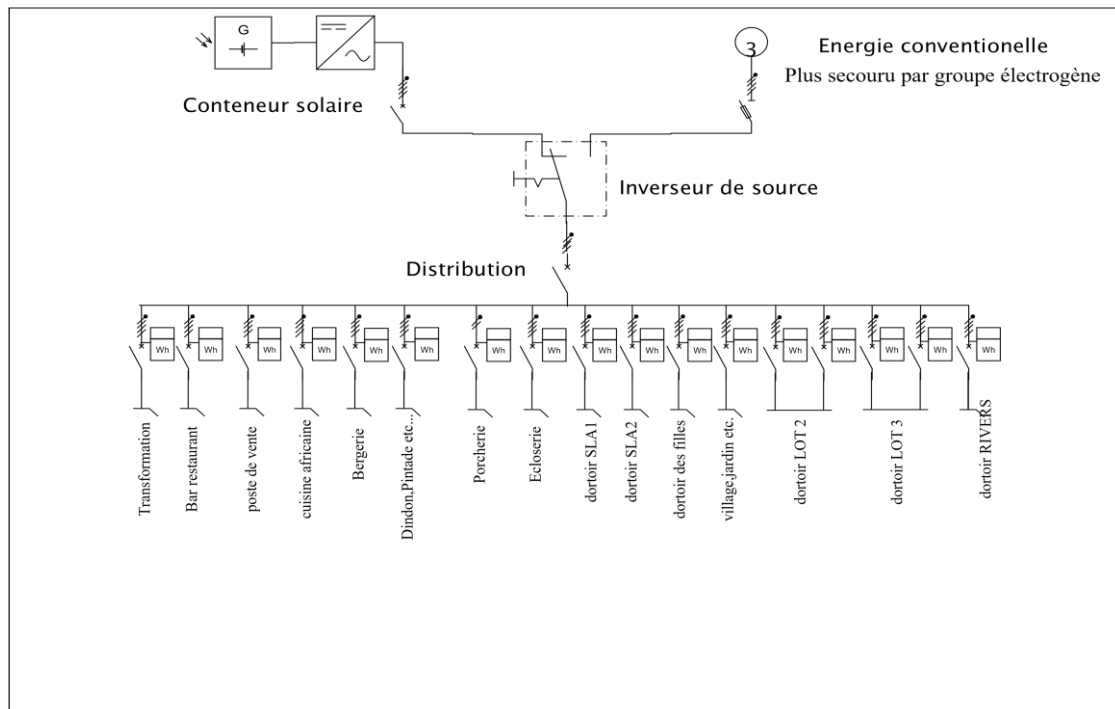


Figure 2 : Plan électrique du réseau du Projet Léopard

Les principales caractéristiques des charges à alimenter sont présentées en annexe à ce document.

Pour une meilleure appréciation des besoins énergétiques de la partie du centre à alimenter, une équipe du projet a installé le 09/11/2021, un analyseur réseau sur le départ desservant la section bénéficiaire (le village).

2 Objectifs

La durée prévue pour l'enregistrement est de deux semaines. Les objectifs principaux sont :

- Enregistrement du profil journalier de charge pendant les jours ouvrés et les jours fériés ;
- Identification des heures de pointe de puissance appelée ;
- Déterminer l'appel de puissance maximale.

3 Présentation de l'analyseur réseau

L'analyseur utilisé est le C.A 8335 du fabricant CHAUVIN ARNOUX. Le tableau N°1 présente les paramètres enregistrables par l'analyseur.

Tableau N°1 : Paramètres enregistrables par l'analyseur.

Unité	Désignation
Urms	Tension composée efficace.
Vrms	Tension simple efficace.
Arms	Courant efficace.
Uthd	Distorsion harmonique totale de la tension composée (THD-F).
Vthd	Distorsion harmonique totale de la tension simple (THD-F).
Athd	Distorsion harmonique totale du courant (THD-F).
Ucf	Facteur de crête de la tension composée.
Vcf	Facteur de crête de la tension simple.
Acf	Facteur de crête du courant.
W	Puissance active.
VAR	Puissance réactive.
VA	Puissance apparente.
PF	Facteur de puissance.
$\cos \Phi$	Cosinus du déphasage de la tension par rapport au courant (facteur de déplacement – DPF).
$\tan \Phi$	Tangente du déphasage de la tension par rapport au courant.
Vunb	Déséquilibre de la tension simple.
Aunb	Déséquilibre en courant.
Hz	Fréquence du réseau.
PST	Flicker court terme.
KF	Facteur K.

Le tableau N°2 présente les éléments constitutifs de l'analyseur réseau.

Tableau 2: les différents éléments constituant l'équipement

Matériel	Rôle	Image
ANALYSEUR	Permet d'observer en temps réel les informations enregistrées	
Câble USB de communication Ordinateur-Monitor type A-B	Permet d'avoir accès à partir du logiciel POWER HARMONICS ANALYZER des données enregistrées sur le moniteur	

Matériel	Rôle	Image
04 pinces ampèremétriques multi calibres : 1 - 10 - 100A	Permet de collecter les valeurs de l'intensité du courant (à accrocher au câble)	
05 cordons de mesure + pinces croco	Permet de collecter les valeurs de la tension du réseau (à relier à un endroit non isolé du circuit)	
01 adaptateur secteur	Permet d'alimenter par secteur l'analyseur réseau	

4 Les différentes étapes d'installation de l'équipement et l'enregistrement des données

Elles sont opérationnelles sur le terrain,

Il faut remarquer que l'équipe dispose d'un deuxième analyseur qui pourrait être installé sur d'autres points d'utilisation de la zone identifiée mais quelques contraintes sur le terrain n'ont pas permis de l'installer. Mais l'équipe a trouvé que les informations qui seront recueillies ne seront pas plus utiles à moins que l'on installe un appareil sur chacun des 15 points d'utilisation pour permettre de comparer la somme des résultats à celui recueilli sur l'analyseur principal. En conclusion un seul appareil a été installé à ce jour.

5 Les différentes étapes d'extraction des données

Elles sont faites en suivant le mode opératoire de l'appareil

6 Protocole expérimental

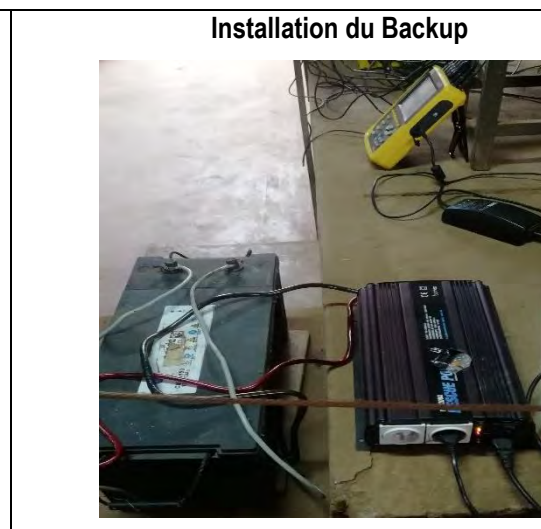
- ✓ La durée de l'enregistrement est de 14 jours intégrant 2 week-end avec un pas d'enregistrement de 01 minute.
- ✓ Il est prévu des simulations de coupure et de reprise secteur, pendant au moins 2 différentes heures de pointes.
- ✓ Les plages horaires de pointe sont ci-après identifiées par les responsables de Songhai à charge de la gestion du réseau ; il s'agit de : 7h à 13h et 15h à 19h.

- ✓ Les jours concernés par les simulations d'arrêt de production seront notés et considérés, tel, pour le traitement. Les arrêts et reprise secteur provoqués de production pendant les périodes de pointe, permettront de mieux apprécier l'appel de puissance au démarrage pendant les périodes de fortes sollicitations.
- ✓ Un technicien électricien est chargé du suivi journalier de l'installation. Il envoie sur une base journalière, tous les matins, les photos de l'enregistreur. Ce qui permet de s'assurer de la continuité de l'enregistrement ;
- ✓ Il est prévu aussi des descentes inopinées de l'équipe de l'EPAC pour des vérifications in-situ.

7 Bref aperçu de la phase d'installation

L'appareil a été installé dans le local technique et conformément aux prescriptions du fabricant. Pour assurer la continuité de l'enregistrement en cas de coupure de la SBEE, il a été installé un onduleur-chargeur de 1200 W avec une batterie de 150 Ah/12 V.

Galerie photos



Installation de l'analyseur réseau



Captures de l'Analyseur



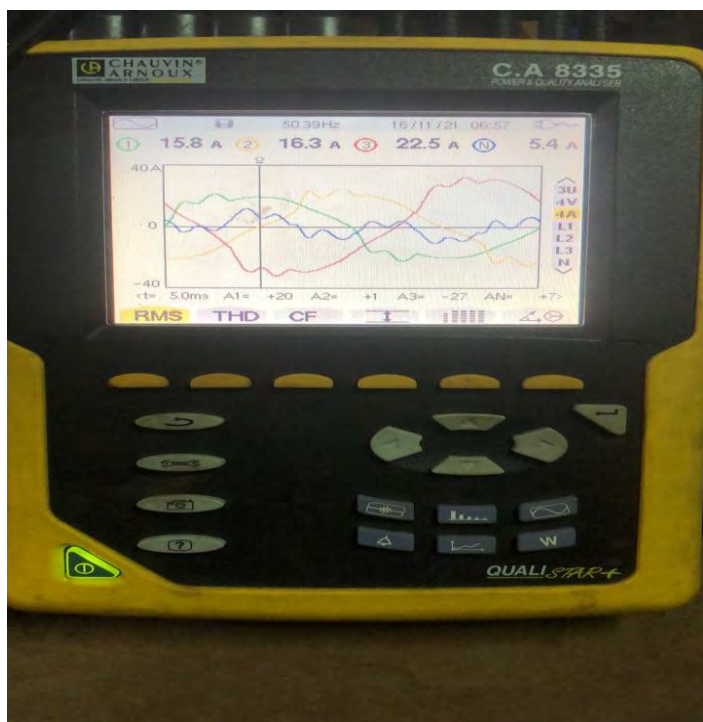
Lundi 15 Novembre à 7h22



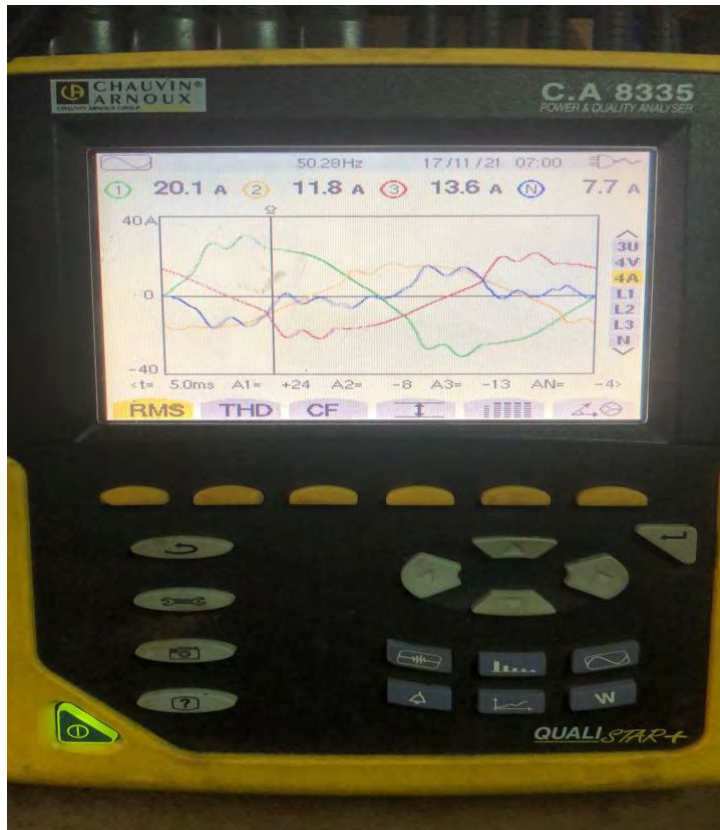
Lundi 15 Novembre à 16h39 à la Coupure Secteur



Lundi 15 Novembre à 16h41 à la reprise secteur



Mardi 16 Novembre à 07h02



Mercredi 17 Novembre à 7h05



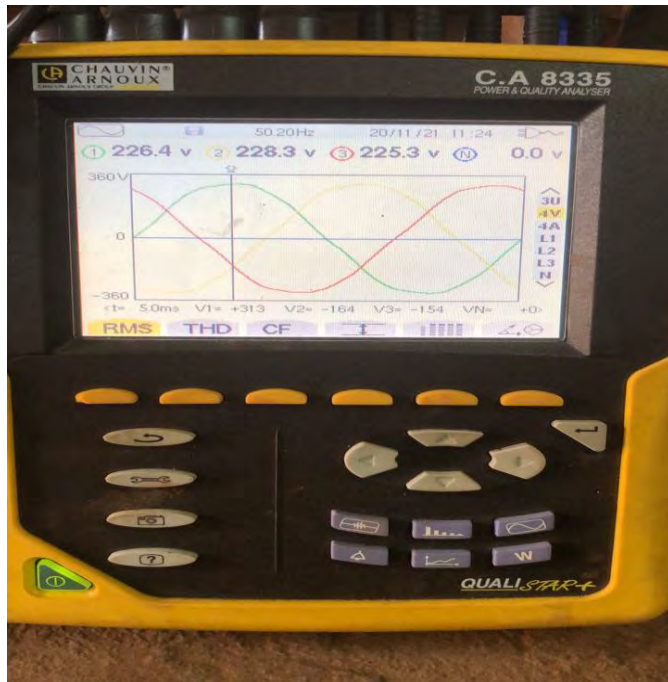
Jeudi 18 Novembre à 8h14



Vendredi 19 Novembre à 8h25



Samedi 20 Novembre à 11h28



Samedi 20 Novembre à 11h28 suite



Lundi 22 Novembre à 8h00

POINT DES EQUIPEMENTS ELECTRIQUES

Localisation : Transformation

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>Nbrs</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERATION</i>
BRASSEUR d'AIR	4	220V	65W	UTILISER PENDANT LA PRODUCTION
LAMPES	6	220V	36W	
PRISE				
INCUBATEUR	1	220V	2	UTILISER PENDANT LA PRODUCTION
FOUR A GAZ	1	220V	2,5A	UTILISER PENDANT LA PRODUCTION
FOUR Electrique	1	380	20 A	UTILISER PENDANT LA PRODUCTION
CONGELATEUR	1	220V	180W	UTILISER 24H/24
EXTRATEUR DE JUS (gingembre, mangue)	2	380v	3HP	UTILISATION SAISONNIERE
MOULIN A MAIS	1	380V	10HP	UTILISE 3 FOIS PAR SEMAINE
CLIMATISEUR	1	220V	1HP	UTILISER 24H/24

• Localisation : Bar Restaurant

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>Nbrs</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERATION</i>
LAMPES	5	220V	50W	UTILISER AUX HEURES D'OUVERTURE ET SELON LE BESOIN
	3	220V	16 W	
		220V	16W	
BRASSEURS D'AIR	15	220V	65W	UTILISER AUX HEURES D'OUVERTURE ET SELON LE BESOIN
TELEVISION	1	220V		UTILISATION SAISONNIERE
CONGELATEUR 600L	1	220V	210W (1.65A)	UTILISER 24H/24
CONGELATEUR 590L	2	220V	1,7 A	UTILISER 24H/24
TELEVISION	1	220V		

FOUR A GAZ	1	220V	2.5A	UTILISER AUX HEURES D'OUVERTURE ET SELON LE BESOIN
PRISE	18	220V		
ORDINATEURS	2	220V	60W	UTILISER AUX HEURES D'OUVERTURE ET SELON LE BESOIN
PRISE				
SPOT				

- **Localisation : Poste de vente**

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPES	13	220V	10W	UTILISER AUX HEURES D'OUVERTURE ET SELON LE BESOIN
BRASSEUR	7	220V	65W	UTILISER AUX HEURES D'OUVERTURE ET SELON LE BESOIN
FRIGO	1	220V	310W (2.8A)	UTILISER 24H/24
	1	220V	70W (0.67A)	
CONGELATEUR	1	220V	2,1A	UTILISER 24H/24
	1	220V	1,7 A	UTILISER 24H/24
ORDINATEURS	3	220V	60W	UTILISER AUX HEURES D'OUVERTURE SELON LA CAISSE OUVERTE
PRISES DE COURANT	11	220V		A USAGE DIVERSE

- **Localisation : cuisine africaine**

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPES	14/5	220V	16/24W	UTILISER PENDANT LA NUIT
CONGELATEUR 600L	3	220V	2,1A	UTILISER 24H/24
MOULIN A PIMENT	1	380V	4KW	UTLISER ENVIRON 4 FOIS PAR JOURS
PRISES DE COURANT	8	220V		
BRASSEUR d'AIR	2	220V	65W	UTILISER AUX HEURES D'OUVERTURE ET SELON LE BESOIN

- **Localisation : bergerie**

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPE	05	220V	10w	UTILISER PENDANT LA NUIT
PRISE	01	220V		
BRF (moteur électrique)	01	380V	11kw	

- **Localisation : dindon pintade jardin etc...**

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPE	12	220V	16 W	

	14	220V	36 W	UTILISER PENDANT
	11	220V	24 W	LA NUIT
PRISE	01	220V		
POMPE	1	220V	750W	USAGE JARDINAGE DEMARRE AU BESOIN
BRASSEUR D'AIR	1	220V	65 W	

- **Localisation : porcherie**

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPE	12	220V	10W	UTILISER PENDANT
	01	220V	18W	LA NUIT
PRISE DE COURANT	01	220V		

- **Localisation : écloserie**

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPES	3	220V	16 W	
	1	220V	18W	
ECLOSOIRE	2	220V	7,3/0,21A	
	2	220V	10,6A/0.21A	
PRISES	5	220V		

- **Localisation : dortoir LOT 2 (R+1)**

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPE	172	220V	16/18W	

PRISE DE COURANT	44	220V		
BRASSEUR D'AIR	44	220V	65W	

- Localisation : dortoir LOT 3 (R+1)

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPE	172	220V	16/18W	
PRISE DE COURANT	44	220V		
BRASSEUR D'AIR	44	220V	65W	

- Localisation : dortoir SLA2

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPE	72	220V	16/18W	
PRISE DE COURANT	44	220V		
BRASSEUR D'AIR	20	220V	65W	

- Localisation : dortoir SLA1

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
--------------------------------------	----------------------	-----------------------	-------------------------	---------------------------

LAMPE	32	220V	10/16/18W	
PRISE DE COURANT	33	220V		
BRASSEUR D'AIR	8	220V	65W	

• **Localisation : dortoir RIVERS**

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPE	13	220V	32 W	
PRISE DE COURANT	10	220V		
BRASSEUR D'AIR	2	220V	65W	
TELEVISION	1	220V		

Localisation : dortoir des filles

<i>TYPE D'EQUIPEMENTS</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>TENSION</i>	<i>PUISSANCE</i>	<i>OBSERVATION</i>
LAMPE	56	220V	32 /10/16/18W	
PRISE DE COURANT		220V		
BRASSEUR D'AIR	36	220V	65W	

Stefano Sanfilippo
Jean-Sébastien Cardot
Bruno Péchiné



European Institute
for Energy Research
by EDF and KIT

LEOPARD: MemoGrid Decision Helping tool for Local Multi- Energy System design

➤ Input data

- Available Data and EIFER Assumptions
 - PV Production: extraction and conversion to 1 year
 - Load curve: conversion to hourly and extension to 1 year
 - Low Demand Scenario
 - Medium Demand Scenario
 - High Demand Scenario

➤ Results

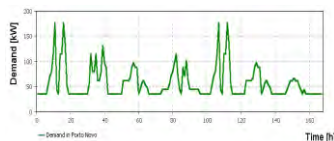
- Synthesis: Results Simulation on pre-design from ARESS
- Results Optimization (100-75-50-25% RE)
- Sensitivity Analysis RE > 95%

➤ Conclusions

Input data

MemoGrid and LEOPARD available data

Available Data and EIFER Assumptions



- Longitude and latitude of the site → Porto Novo
- Structure of the energy system → PV + Battery + Diesel/Grid
- Hourly load curve → 3 weeks (just some hours missing) → conversion to 1 year

Diesel



Diesel
ICE

- Diesel efficiency → 37%
- Diesel size → 1 * Peak Demand

PV



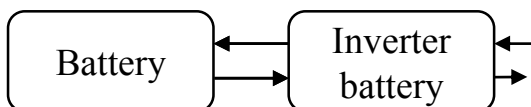
Inverter
PV

- PV Production → PVGIS → conversion to 1 year
- Inclination → Best (PVGIS)
- Azimuth → Best (PVGIS)
- PV → free system, monocrystalline
- Inverter PV sizing rule → 0,8 * Nominal Power PV
- Cooling system inverter → yes

Overview:

- Received data
- EIFER Assumptions

Available Data and EIFER Assumptions



- Number of hours max in out battery → 4 hours:
which battery exactly? When we know that we can set this info
- Battery fill: 20% to 80% → we assumed 20% and 100%
- Battery module → 5 kWh
- Inverter battery sizing rule → nominal power PV
- Cooling system inverter → yes

Economic Data for each technology: Default value

- Discount rate = 8 [%];
- Inflation rate = 3,5 [%];
- Life time of the project = 20 [years];
- Subsidiaries as percentage of Capex = 0 %;
- Investment cost per unit of technology [Euro/kW] → default;
- Life of technology [years]
 - Diesel = 20 years;
 - PV = 25 years;
 - Inverter PV = 10 years;
 - Battery = 12 years;
 - Inverter Battery = 10 years;
- Maintenance per year [Euro/year] → default;
- Maintenance per energy [Euro/kWh] → default;
- Initial Fuel price diesel [Euro/liter] = 0,8 euro/liter;.

Overview:

- Received data
- Open questions/missing info → then EIFER Assumption

PV Production: extraction and conversion to 1 year



PV production (PVGIS) for Porto-Novo → https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP

The screenshot shows the PVGIS web application interface. On the left is a map of West Africa with a location marker in Porto-Novo, Benin. The right panel contains configuration options:

- Cursor:** 17.032, -18.713
- Selected:** 6.496, 2.604
- Elevation (m):** 20
- Use terrain shadows:** ☒ Calculated horizon, ☐ Upload horizon file
- HOURLY RADIATION DATA:**
 - Solar radiation database*: PVGIS-SARAH
 - Start year*: 2005, End year*: 2016
 - Mounting type*: ☒ Fixed, ☐ Vertical axis, ☐ Inclined axis, ☐ Two axis
 - Slope [°]: (0-90), ☐ Optimize slope
 - Azimuth [°]: (-180-180), ☒ Optimize slope and azimuth
 - ☒ PV power
 - PV technology*: Crystalline silicon
 - Installed peak PV power [kWp]*: 1
 - System loss [%]*: 3
 - ☐ Radiation components

Buttons for downloading data as CSV or JSON are visible at the bottom of the configuration panel.

Available PV production years for: 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2014, 2015, 2016 (year 2013 is not available).

We calculated the hourly average over all of them, in order to have a meaningful representative year.

Latitude (decimal degrees):	6.496	
Longitude (decimal degrees):	2.604	
Elevation (m):	20	
Radiation database:	PVGIS-SARAH	
Slope:	9 deg. (optimum)	
Azimuth:	-6 deg. (optimum)	
Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):	1.0	
System losses (%):	3.0	

Load curve: conversion to hourly and extension to 1 year

We got values at minute timestep for 2 weeks of November and for 1 week of December. The minute load curves have been converted to hourly load curves.

We defined 3 scenarios:

- 1) **Low Demand Scenario** → average between the 2 weeks of November
- 2) **Medium Demand Scenario** → average between the 2 weeks of November and then average with the week of December
- 3) **High Demand Scenario** → we consider the week of December

Low Demand Scenario

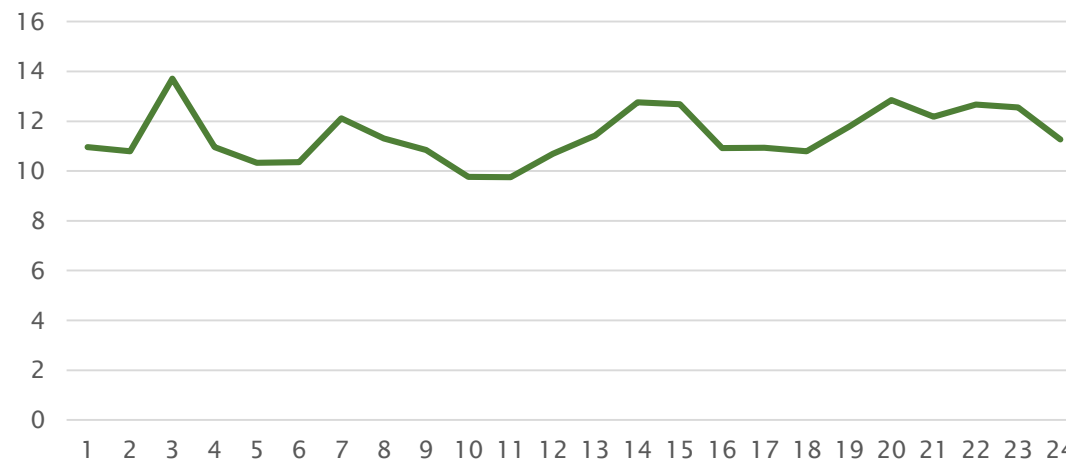
1) **Low Demand Scenario** → hourly average between the same day (Monday with Monday, Tuesday with Tuesday, and so on...) of the 2 weeks of November.

Missing data: globally for the 2 weeks of November 23 hours were missing.

- From midnight to 16:00 of 11/11/2021 → simplification of missing data as an average among the corresponding hours of the week 12-17/11/2021
- From 18:00 to 23:00 of 24/11/2021 → simplification of missing data as an average among the hours of the week 18-23/11/2021

	Thursday	Friday	Saturday	Sunday	Monday	Tuesday	Wednesday
0	11.15395	10.33375	10.72977	11.1778	11.52144	10.85524	10.92425
1	10.92773	9.928692	10.5084	11.33229	11.03165	10.82878	11.00057
2	11.87402	15.18907	17.56878	10.9802	10.88157	11.60212	17.84825
3	10.39665	9.636581	11.43408	10.97652	10.03621	11.57133	12.62902
4	10.13957	9.835223	10.70178	10.52648	10.11795	11.05673	9.919452
5	10.07102	9.603383	10.62083	10.78129	10.40988	11.12173	9.845611
6	10.99463	12.26279	13.79625	11.40668	11.35856	11.45564	13.52426
7	10.06119	9.614951	13.14184	10.66123	10.44373	10.20771	14.97149
8	11.52657	12.20544	9.34764	10.11353	11.38624	11.46216	9.881994
9	10.30778	7.092516	9.531596	10.42392	10.20191	11.30795	9.501077
10	9.404891	9.140134	10.82614	10.17413	10.28832	9.517945	8.907263
11	11.00108	9.647013	10.44583	10.45537	11.2584	11.60612	10.39344
12	11.49915	9.496222	11.71326	11.01715	11.11965	10.77876	14.29473
13	13.42846	15.89644	11.79581	11.28368	11.44909	11.94944	13.54293
14	12.96672	15.10041	12.63406	11.38278	11.94441	12.00887	12.76466
15	10.12117	11.3402	10.93569	10.20018	11.19891	11.42915	11.22373
16	9.468358	8.83347	12.08731	11.33538	9.551832	10.4473	14.78463
17	9.340965	9.159178	11.90154	10.00248	10.00565	12.9552	12.18513
18	9.495943	12.44814	12.86708	10.968	11.80562	13.51263	11.36211
19	10.9919	12.82901	13.79814	11.95094	13.39944	14.37905	12.57029
20	10.96105	12.8323	12.83653	11.9369	12.46794	12.60966	11.65204
21	11.92938	13.28279	13.54017	12.16468	13.16431	12.07247	12.5122
22	11.82699	14.13601	12.1743	12.3141	12.33076	12.35602	12.74186
23	10.71997	11.34622	11.87425	11.67294	11.28019	10.76659	11.24816

Average day of Low Scenario [kW]



→ This week has been extended to the whole year

Medium Demand Scenario

1) **Medium Demand Scenario** → hourly average between the same day (Monday with Monday, Tuesday with Tuesday, and so on...) of the 2 weeks of November. Then hourly average between the same day (Monday with Monday, Tuesday with Tuesday, and so on...) between the low demand scenario and the week of December.

- From midnight to 16 of 20/12/2021 → simplification of missing data as an average among the corresponding hours of the week 21-27/12/2021
- from 18:00 to 23:00 of 27/12/2021 → simplification of missing data as an average among the hours of the week 20-26/12/2021

	Average between Average November and week in December					
	Thursday	Friday	Saturday	Sunday	Monday	Tuesday
0	11.2723	16.34296	18.23479	18.37152	14.04223	11.74377
1	11.42763	16.60256	16.77862	16.34393	16.64647	11.5364
2	18.65938	18.54458	17.76655	16.28701	14.52335	17.07261
3	16.02323	13.32171	11.60658	11.31062	10.19795	17.15915
4	11.88959	10.5661	10.73572	11.25217	10.47073	14.45472
5	10.73886	11.14088	10.75368	11.36012	10.48885	11.11375
6	12.71467	14.68373	17.89782	12.2896	13.45666	11.8861
7	12.57393	10.90916	14.70061	10.88416	12.40244	12.33282
8	11.77475	14.48039	13.14039	10.45643	10.51722	11.65106
9	12.70952	10.26339	9.970898	14.90542	9.127265	15.74767
10	9.453055	8.841747	10.29432	14.328	10.06553	9.15918
11	12.25997	11.90457	10.25669	10.85335	14.26056	10.16743
12	16.40349	11.27602	11.4754	10.6857	14.93057	11.46761
13	15.82199	17.15896	15.95396	10.85479	15.8374	15.53306
14	13.81128	16.06341	15.61926	11.20016	13.67292	13.71228
15	11.33957	13.86173	14.62681	10.14555	12.48091	12.48123
16	12.00182	12.13313	12.08457	11.21675	13.04517	11.05146
17	13.5737	13.25142	11.38655	10.4703	12.07571	11.55479
18	13.80466	16.4072	12.28667	11.07999	13.67404	12.77709
19	14.35041	12.84552	13.10838	11.79184	14.42149	13.90085
20	14.17305	14.60512	12.68454	12.17909	13.60831	13.31924
21	14.71911	12.96487	13.28543	12.4739	13.61828	13.35527
22	12.35353	12.98503	12.47005	12.68864	12.79364	13.34901
23	11.75435	13.24538	12.87124	12.16705	12.25605	12.02123
24						11.72332

Average day of Medium Scenario [kW]



→ This week has been extended to the whole year

07.03.2022

High Demand Scenario



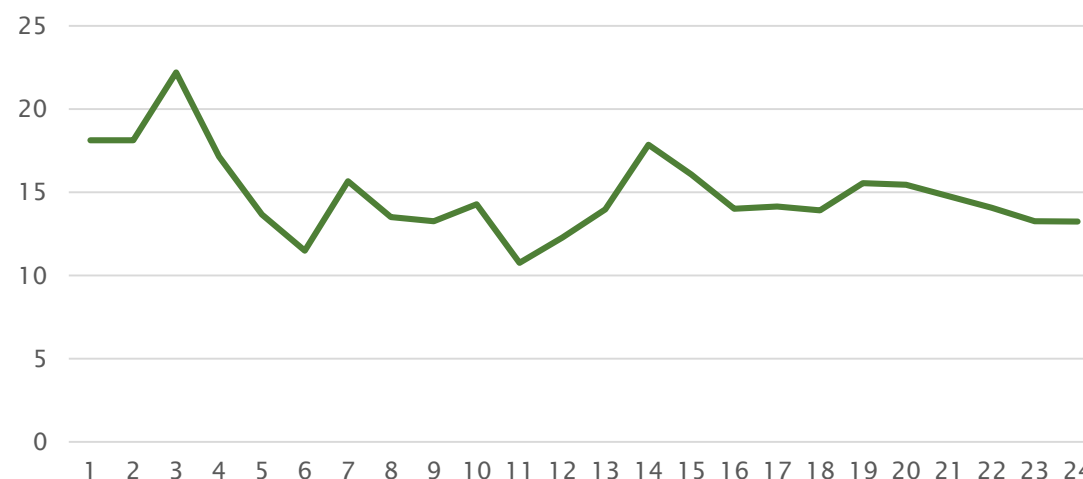
1) High Demand Scenario → week of December

Missing data: globally for the week of December 23 hours were missing.

- From midnight to 16:00 of 20/12/2021 → simplification of missing data as an average among the corresponding hours of the week 21-27/12/2021
- From 18:00 to 23:00 of 27/12/2021 → simplification of missing data as an average among the hours of the week 20-26/12/2021

	20_12	21_12	22_12	23_12	24_12	25_12	26_12	27_12
0	18.12027	12.6323	12.59873	11.39065	22.35218	25.7398	25.56523	16.56302
1	18.11222	12.24402	12.67182	11.92754	23.27642	23.04885	21.35557	22.26129
2	22.20356	22.5431	27.81371	25.44474	21.90009	17.96432	21.59382	18.16513
3	17.14107	22.74697	24.80039	21.64981	17.00685	11.77908	11.64472	10.35969
4	13.66759	17.85271	19.31279	13.6396	11.29698	10.76967	11.97786	10.82351
5	11.48541	11.10577	11.81371	11.40671	12.67837	10.88654	11.93895	10.56781
6	15.66212	12.31657	15.05218	14.43472	17.10468	21.99938	13.17253	15.55475
7	13.49581	14.45793	10.99509	15.08666	12.20336	16.25937	11.1071	14.36115
8	13.25467	11.83996	14.78381	12.02293	16.75534	16.93313	10.79933	9.648192
9	14.26751	20.1874	13.28991	15.11126	13.43426	10.4102	19.38692	8.052624
10	10.75738	8.800415	10.36958	9.501219	8.54336	9.762503	18.48186	9.842749
11	12.26852	8.728742	10.88832	13.51886	14.16213	10.06755	11.25133	17.26273
12	13.97336	12.15645	10.96012	21.30783	13.05582	11.23754	10.35424	18.74148
13	17.85548	19.11667	18.47099	18.21552	18.42148	20.11212	10.42591	20.22571
14	16.05484	15.41569	20.2625	14.65583	17.02641	18.60446	11.01755	15.40142
15	14.01127	13.53331	13.43258	12.55796	16.38327	18.31794	10.09093	13.7629
16	14.13735	11.65563	17.61926	14.53528	15.4328	12.08183	11.09812	16.53852
17	11.24178	10.15439	18.70747	17.80643	17.34366	10.87156	10.93811	14.14577
18	17.96816	12.04155	17.40967	18.11338	20.36625	11.70626	11.19197	15.54246
19	20.69817	13.42266	19.36156	17.70891	12.86202	12.41863	11.63274	15.44353
20	15.21347	14.02881	15.28159	17.38504	16.37795	12.53255	12.42128	14.74867
21	15.01481	14.63807	12.88331	17.50885	12.64696	13.03069	12.78313	14.07226
22	14.3548	14.342	13.55582	12.88007	11.83404	12.7658	13.06317	13.25653
23	12.68631	13.27586	12.19848	12.78873	15.14454	13.86822	12.66117	13.2319

Average day of High Scenario [kW]



→ This week has been extended to the whole year

Results Simulation

Synthesis : Results Simulation on pre-design based on ARESS technical inputs

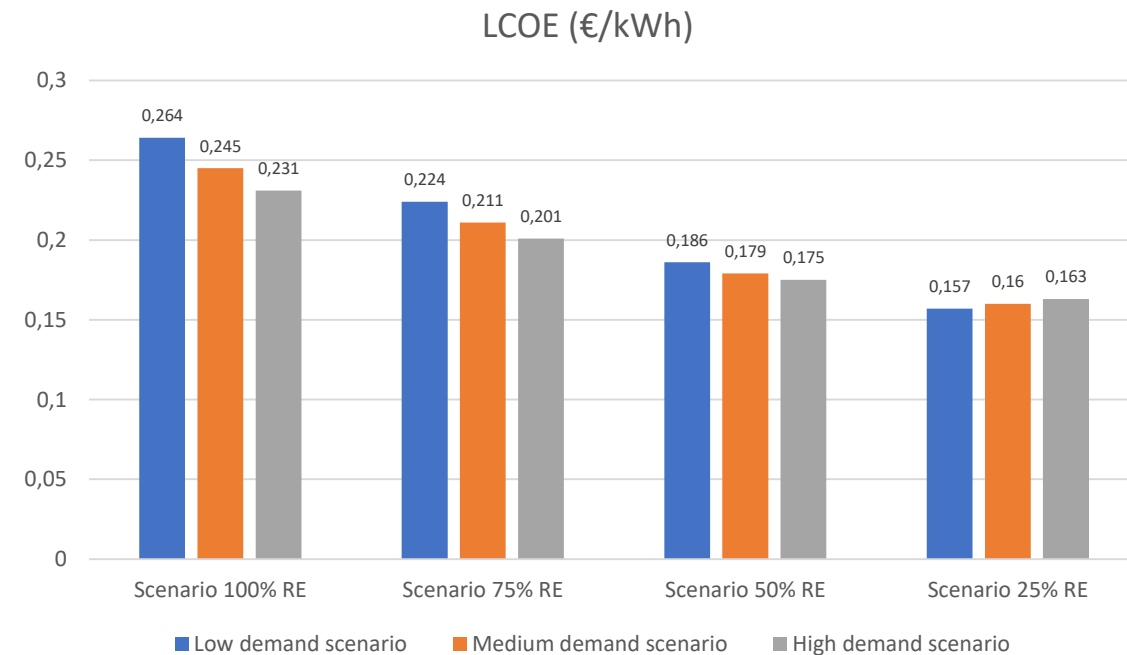
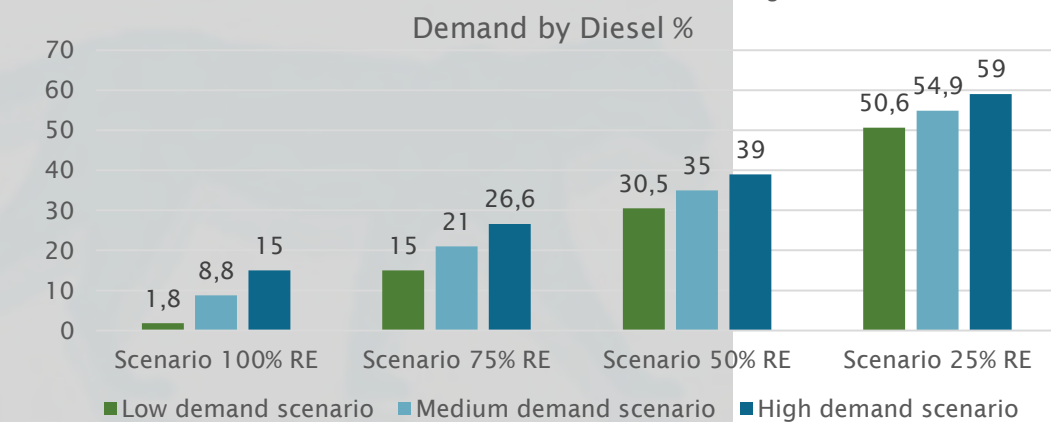
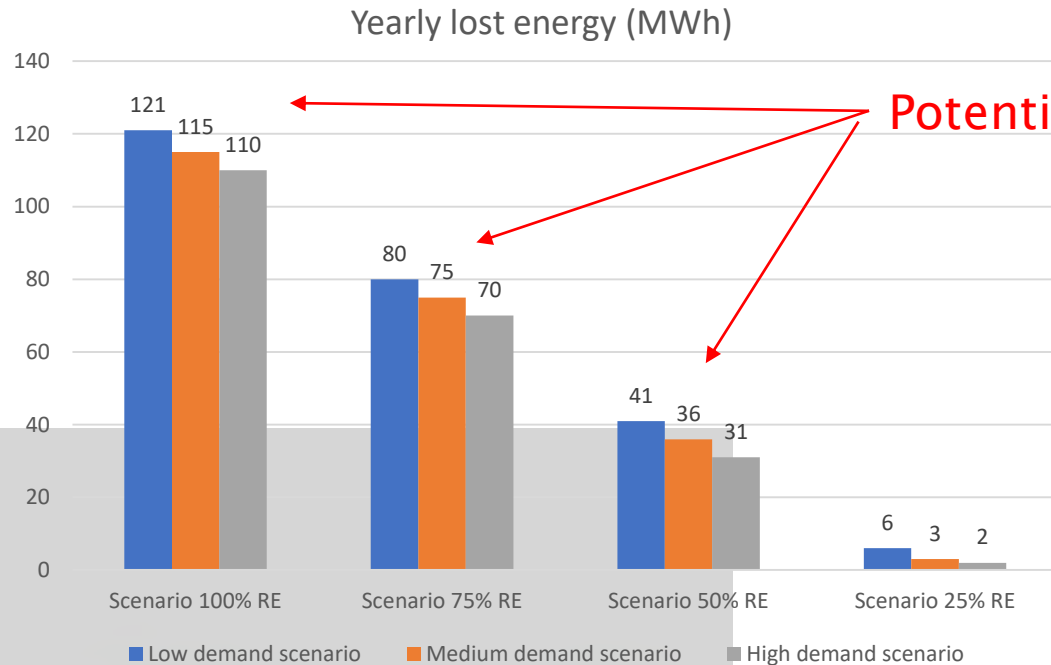


	Low demand Peak load: kW Daily demand: kWh Yearly demand : 100 MWh	Medium demand Peak load: kW Daily demand: kWh Yearly demand : 115 MWh	High demand Peak load: kW Daily demand: kWh Yearly demand : 130 MWh
Scenario 100% RE <i>PV: 148 kWp, Battery: 180kWh</i> RE Investment initial Cost Estimation EIFER: 258 k€	PV prod: 229 MWh Yearly lost energy: 121 MWh Demand by Diesel: 1.8 % LCOE: 0.264 Euro/kWh <i>Diesel action: 232 days/year</i>	PV prod: 229 MWh Yearly lost energy: 115 MWh Demand by Diesel: 8.8 % LCOE: 0.245 Euro/kWh <i>Diesel action: 364 days/year</i>	PV prod: 229 MWh Yearly lost energy: 110 MWh Demand by Diesel: 15 % LCOE: 0.231 Euro/kWh <i>Diesel action: 364 days/year</i>
Scenario 75% RE <i>PV: 111 kWp, Battery: 135 kWh</i> RE Investment initial Cost Estimation EIFER: 193 k€	PV prod: 172 MWh Yearly lost energy: 80 MWh Demand by Diesel: 15 % LCOE: 0.224 Euro/kWh <i>Diesel action: 364 days/year</i>	PV prod: 172 MWh Yearly lost energy: 75 MWh Demand by Diesel: 21 % LCOE: 0.211 Euro/kWh <i>Diesel action: 364 days/year</i>	PV prod: 172 MWh Yearly lost energy: 70 MWh Demand by Diesel: 26.6 % LCOE: 0.201 Euro/kWh <i>Diesel action: 365 days/year</i>
Scenario 50 % RE <i>PV: 74 kWp, Battery: 90 kWh</i> RE Investment initial Cost Estimation EIFER: 129 k€	PV prod: 115 MWh Yearly lost energy: 41 MWh Demand by Diesel: 30.5 % LCOE: 0.186 Euro/kWh <i>Diesel action: 365 days/year</i>	PV prod: 115 MWh Yearly lost energy: 36 MWh Demand by Diesel: 35 % LCOE: 0.179 Euro/kWh <i>Diesel action: 365 days/year</i>	PV prod: 115 MWh Yearly lost energy: 31 MWh Demand by Diesel: 39 % LCOE: 0.175 Euro/kWh <i>Diesel action: 365 days/year</i>
Scenario 25 % RE <i>PV: 37 kWp, Battery: 45 kWh</i> RE Investment initial Cost Estimation EIFER: 64 k€	PV prod: 57 MWh Yearly lost energy: 6 MWh Demand by Diesel: 50.6 % LCOE: 0.157 Euro/kWh <i>Diesel action: 365 days/year</i>	PV prod: 57 MWh Yearly lost energy: 3 MWh Demand by Diesel: 54.9 % LCOE: 0.160 Euro/kWh <i>Diesel action: 365 days/year</i>	PV prod: 57 MWh Yearly lost energy: 2 MWh Demand by Diesel: 59 % LCOE: 0.163 Euro/kWh <i>Diesel action: 365 days/year</i>

LCOE (€/kWh) is given for information only

07.03.2022

Results Simulation Graphs



% Diesel high in the scenario 100% RE!!!

Results Optimization

Results Optimization by EIFER (100-75-50-25% RE)



Our optimization finds the best solution based on the minimum LCOE

% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh	Medium demand Yearly demand : 115 MWh	High demand Yearly demand : 130 MWh
Scenario 100% RE	PV: 112 kW Battery: 205 kWh PV prod: 174 MWh Yearly lost energy: 66 MWh Demand by Diesel almost 0 % LCOE: 0.234 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 222 kEuro	PV: 132 kW Battery: 255 kWh PV prod: 205 MWh Yearly lost energy: 81 MWh Demand by Diesel almost 0 % LCOE: 0.245 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 267 kEuro	PV: 136 kW Battery: 305 kWh PV prod: 211 MWh Yearly lost energy: 71 MWh Demand by Diesel almost 0 % LCOE: 0.240 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 292 kEuro
Scenario 75% RE	PV: 59 kW Battery: 125 kWh PV prod: 91 MWh Yearly lost energy: 11 MWh Demand by Diesel: 24 % LCOE: 0.177 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 124 kEuro	PV: 68 kW Battery: 140 kWh PV prod: 106 MWh Yearly lost energy: 15 MWh Demand by Diesel: 24.7 % LCOE: 0.179 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 141 kEuro	PV: 78 kW Battery: 160 kWh PV prod: 121 MWh Yearly lost energy: 17 MWh Demand by Diesel: 24.7 % LCOE: 0.180 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 162 kEuro
Scenario 50 % RE	PV: 37 kW Battery: 50 kWh PV prod: 58 MWh Yearly lost energy: 5 MWh Demand by Diesel: 49 % LCOE: 0.157 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 66 kEuro	PV: 43 kW Battery: 55 kWh PV prod: 67 MWh Yearly lost energy: 7 MWh Demand by Diesel: 49.8 % LCOE: 0.160 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 76 kEuro	PV: 50 kW Battery: 65 kWh PV prod: 78 MWh Yearly lost energy: 9 MWh Demand by Diesel: 49.4 % LCOE: 0.164 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 89 kEuro
Scenario 25 % RE	PV: 37 kW Battery: 0 kWh PV prod: 58 MWh Yearly lost energy: 19 MWh Demand by Diesel: 62 % LCOE: 0.131 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 25 kEuro	PV: 43 kW Battery: 0 kWh PV prod: 67 MWh Yearly lost energy: 23 MWh Demand by Diesel: 63 % LCOE: 0.136 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 30 kEuro	PV: 53 kW Battery: 0 kWh PV prod: 82 MWh Yearly lost energy: 32 MWh Demand by Diesel: 63 % LCOE: 0.140 Euro/kWh RE Investment initial Cost Estimation = 36 kEuro

2

appendix

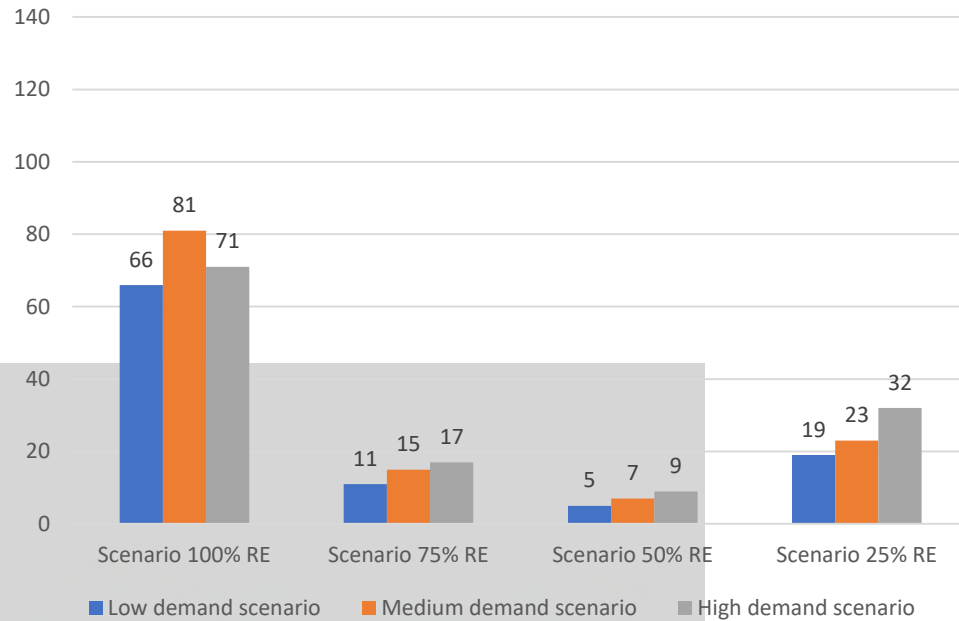
1

appendix

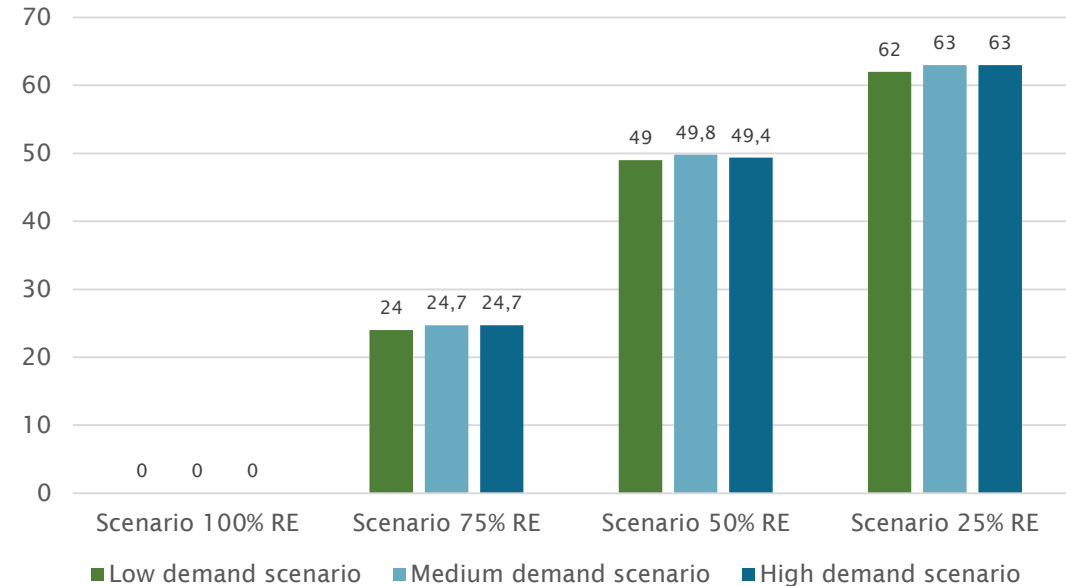
Results Optimization graphs (100-75-50-25% RE)



Yearly lost energy (MWh)



Demand by Diesel %



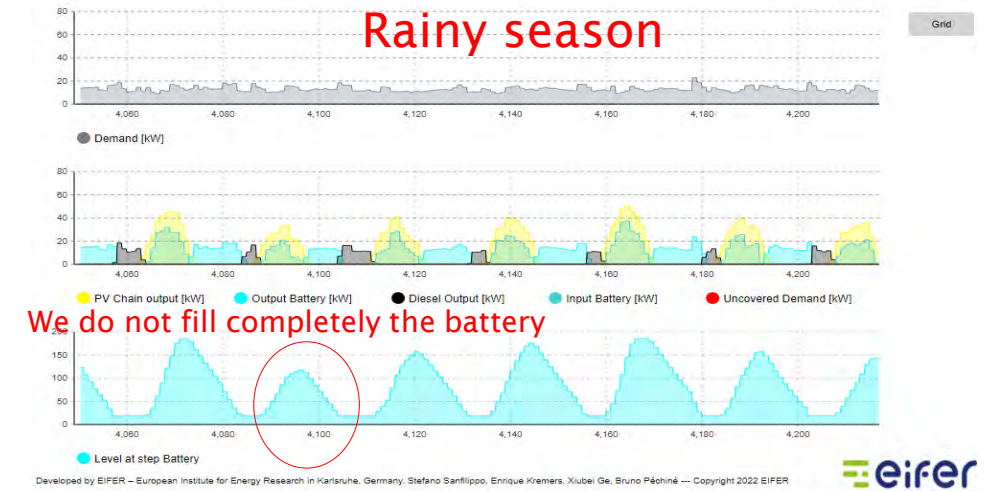
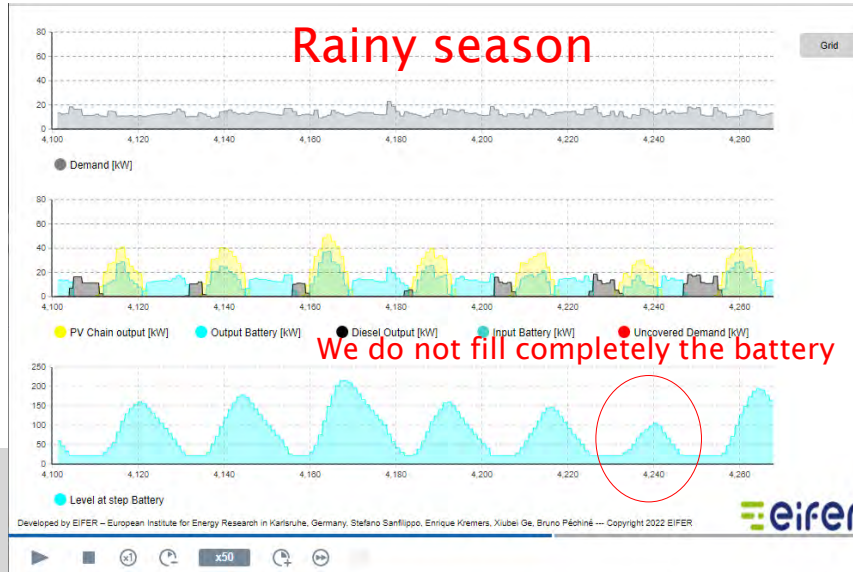
Sensitivity Analysis RE > 95%



Impact of the 100% and 95% renewable scenario on the LCOE and investment costs (CAPEX) :
-17% on LCOE, -23% on CAPEX

% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh Peak: 17.8 kW	Medium demand Yearly demand : 115 MWh Peak: 22.8 kW	High demand Yearly demand : 130 MWh Peak: 27.8 kW
1) Scenario RE > 100%	PV: 112 kW Battery: 205 kWh PV prod: 174 MWh Yearly lost energy: 66 MWh Demand by Diesel almost: 0 % LCOE: 0.234 Euro/kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 222 kEuro</i>	PV: 132 kW Battery: 255 kWh PV prod: 205 MWh Yearly lost energy: 81 MWh Demand by Diesel almost: 0 % LCOE: 0.245 Euro/kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 267 kEuro</i>	PV: 136 kW Battery: 305 kWh PV prod: 211 MWh Yearly lost energy: 71 MWh Demand by Diesel almost: 0 % LCOE: 0.240 Euro/kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 292 kEuro</i>
2) Scenario RE > 95%	PV: 79 kW Battery: 185 kWh PV prod: 122 MWh Yearly lost energy: 20 MWh Demand by Diesel: 4.4 % LCOE: 0.196 Euro/kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 173 kEuro</i>	PV: 89 kW Battery: 215 kWh PV prod: 138 MWh Yearly lost energy: 21 MWh Demand by Diesel: 4.6 % LCOE: 0.197 Euro/kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 197 kEuro</i>	PV: 100 kW Battery: 250 kWh PV prod: 155 MWh Yearly lost energy: 23 MWh Demand by Diesel: 4.6 % LCOE: 0.199 Euro/kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 225 kEuro</i>

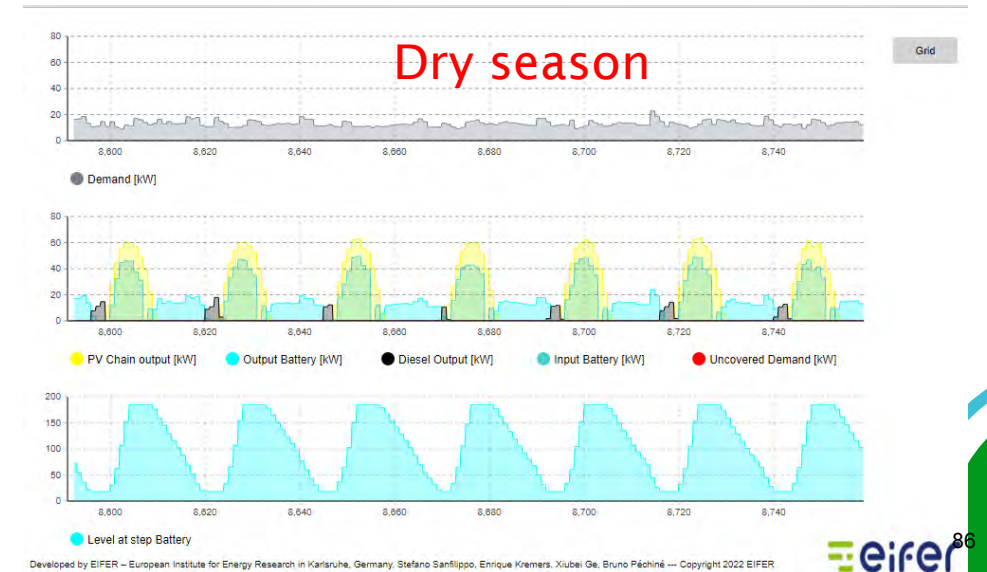
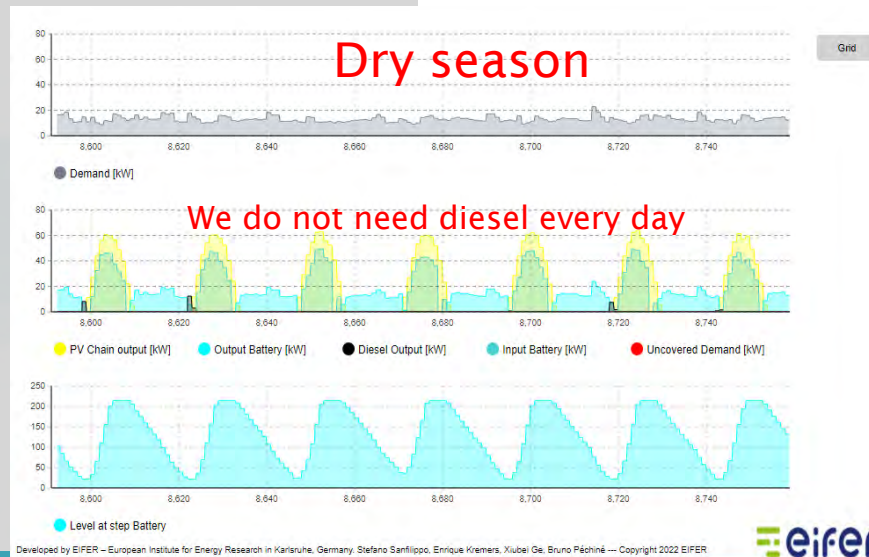
Scenario RE > 95 % (left) vs Scen RE > 90 %



When do we need diesel ?

Which moment/week
(rainy days) ?

How many days a year ?



Conclusions:

- Battery strategy design: **Load up to 100%** and not 80%.
- Economic **data missing**: complete the analysis (optimization) with economic data coming from ARESS
- EMS (Energy Management System): 0 to 5% diesel (sensitivity analysis with impacts on the LCOE and investment costs / **-23% on CAPEX** / **-17% on LCOE**)

Recommendations:

- medium demand seems to be the most representative
- minimum of 50% RE with EMS (for the same CAPEX in the pre-design)
- load curve is relatively stable during the day. It should be checked if it is possible to move some night consumption to the day → Possibility of switching to 100% RE with a reduction in night-time consumption



European Institute
for Energy Research
by EDF and KIT

Thank You



Stefano Sanfilippo



+49 (0) 721 6105 1705



stefano.sanfilippo@eifer.org



www.eifer.org

High Demand Best Design applied to all demand scenarios



1

% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh	Medium demand Yearly demand : 115 MWh	High demand Yearly demand : 130 MWh
Scenario 100% RE PV: 136 kW Battery: 305 kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 292 kEuro</i>	PV prod: 211 MWh Yearly lost energy: 101 MWh Demand by Diesel: 0 % LCOE: 0.304 Euro/kWh	PV prod: 211 MWh Yearly lost energy: 86 MWh Demand by Diesel: 0 % LCOE: 0.268 Euro/kWh	PV prod: 211 MWh Yearly lost energy: 71 MWh Demand by Diesel: 0 % LCOE: 0.240 Euro/kWh
Scenario 75% RE PV: 78 kW Battery: 160 kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 162 kEuro</i>	PV prod: 121 MWh Yearly lost energy: 25 MWh Demand by Diesel: 10 % LCOE: 0.192 Euro/kWh	PV prod: 121 MWh Yearly lost energy: 21 MWh Demand by Diesel: 17.9 % LCOE: 0.186 Euro/kWh	PV prod: 121 MWh Yearly lost energy: 17 MWh Demand by Diesel: 25 % LCOE: 0.181 Euro/kWh
Scenario 50 % RE PV: 50 kW Battery: 65 kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 89 kEuro</i>	PV prod: 78 MWh Yearly lost energy: 15 MWh Demand by Diesel: 41 % LCOE: 0.164 Euro/kWh	PV prod: 78 MWh Yearly lost energy: 12 MWh Demand by Diesel: 45 % LCOE: 0.163 Euro/kWh	PV prod: 78 MWh Yearly lost energy: 9 MWh Demand by Diesel: 49.4 % LCOE: 0.164 Euro/kWh
Scenario 25 % RE PV: 53 kW Battery: 0 kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 36 kEuro</i>	PV prod: 82 MWh Yearly lost energy: 40 MWh Demand by Diesel: 60 % LCOE: 0.134 Euro/kWh	PV prod: 82 MWh Yearly lost energy: 36 MWh Demand by Diesel: 61 % LCOE: 0.137 Euro/kWh	PV prod: 82 MWh Yearly lost energy: 32 MWh Demand by Diesel: 63 % LCOE: 0.140 Euro/kWh

Medium Demand Best Design applied to all demand scenarios



LEAP-RE



2

% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh	Medium demand Yearly demand : 115 MWh	High demand Yearly demand : 130 MWh
Scenario 100% RE PV: 132 kW Battery: 255 kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 267 kEuro</i>	PV prod: 205 MWh Yearly lost energy: 95 MWh Demand by Diesel: 0 % LCOE: 0.277 Euro/kWh	PV prod: 205 MWh Yearly lost energy: 80 MWh Demand by Diesel: 0 % LCOE: 0.245 Euro/kWh	PV prod: 205 MWh Yearly lost energy: 66 MWh Demand by Diesel: 0.7 % LCOE: 0.221 Euro/kWh
Scenario 75% RE PV: 68 kW Battery: 140 kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 141 kEuro</i>	PV prod: 105 MWh Yearly lost energy: 18 MWh Demand by Diesel: 17 % LCOE: 0.184 Euro/kWh	PV prod: 105 MWh Yearly lost energy: 14 MWh Demand by Diesel: 25 % LCOE: 0.179 Euro/kWh	PV prod: 105 MWh Yearly lost energy: 11 MWh Demand by Diesel: 31 % LCOE: 0.175 Euro/kWh
Scenario 50 % RE PV: 43 kW Battery: 55 kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 76 kEuro</i>	PV prod: 67 MWh Yearly lost energy: 10 MWh Demand by Diesel: 45.6 % LCOE: 0.159 Euro/kWh	PV prod: 67 MWh Yearly lost energy: 7 MWh Demand by Diesel: 50 % LCOE: 0.160 Euro/kWh	PV prod: 67 MWh Yearly lost energy: 4 MWh Demand by Diesel: 54 % LCOE: 0.163 Euro/kWh
Scenario 25 % RE PV: 43 kW Battery: 0 kWh <i>RE Investment initial Cost Estimation = 30 kEuro</i>	PV prod: 67 MWh Yearly lost energy: 27 MWh Demand by Diesel: 61 % LCOE: 0.131 Euro/kWh	PV prod: 67 MWh Yearly lost energy: 23 MWh Demand by Diesel: 63 % LCOE: 0.136 Euro/kWh	PV prod: 67 MWh Yearly lost energy: 20 MWh Demand by Diesel: 64 % LCOE: 0.140 Euro/kWh

07.03.2022

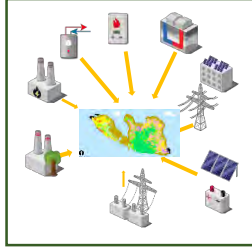


MemoGrid will allow to optimize the design of each microgrid.

MemoGrid Model

- Optimization is done through advanced meta-heuristics using the OptQuest solver applied on the simulation model.
- It searches, adjusts and analyzes input values and identifies the best possible outcomes with high efficiency, thanks to built-in algorithms and analysis techniques. It uses a wide variety of advanced search and predictive techniques
- The optimization method used is specialized on complex systems, which can hardly be optimized in analytical ways due to their large numbers of degrees of freedom in the decision variables.
- The optimization balances and analyzes even competing objectives, identifying the associated trade-offs, selecting the best input values, and determining the best possible outcomes.





LEOPARD Task

Development of a specialized tool for the design of micro-grids to design the solution i.e. PV panels, storage and associated power electronics in relation with load curves [EIFER] **WP 16**

MEMOGRID Simulation



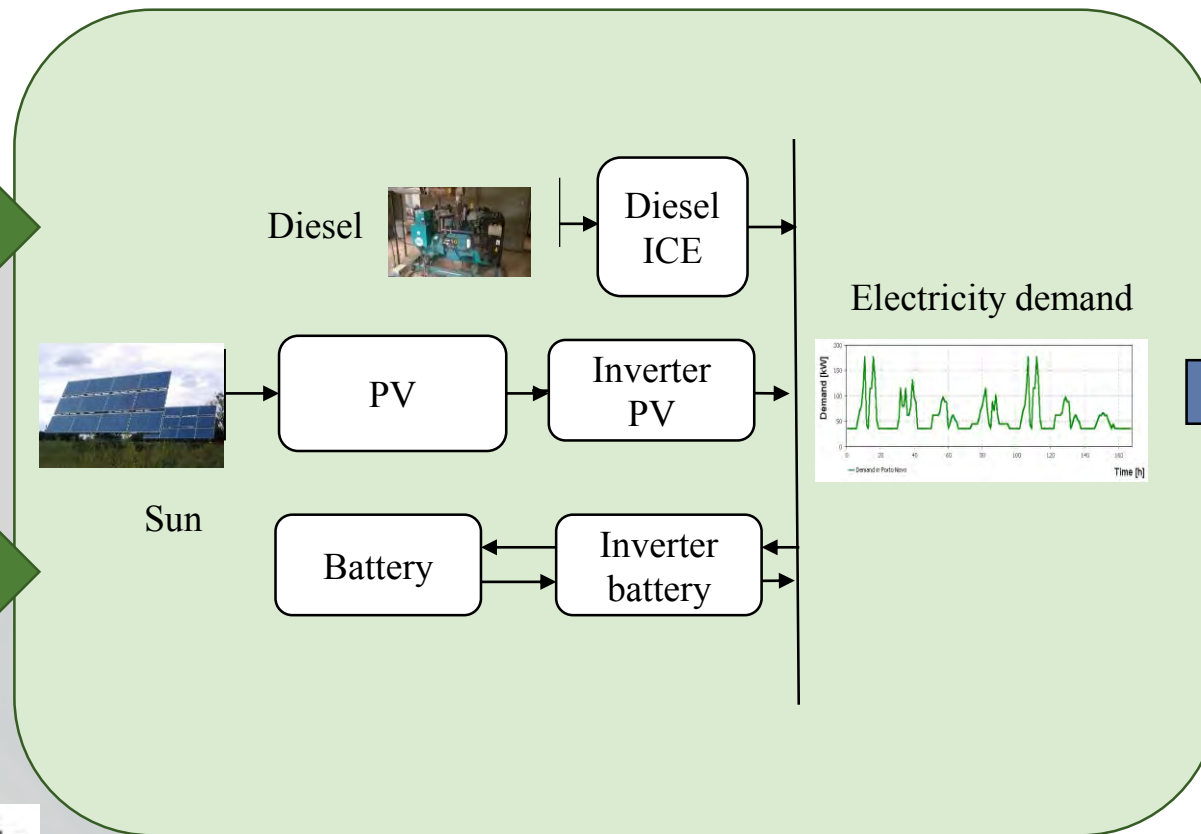
MemoGrid will allow to simulate the microgrid of the villages through a web interface

Inputs

- Environmental characteristics (irradiation, temperature)
- Load curve
- Technologies types and specifications
- Economic data (capex, opex)
- EnergyLogic → EIFER/EDF components library to develop Dynamic Energy Systems Simulation, using latest simulation approaches such as agent-based modelling



MemoGrid Model



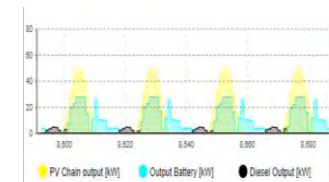
Inputs

Nominal power PV 90000

Capacity battery 80

Outputs

- Global share of production of the technologies
- Lost energy
- LCOE
- Real time behavior (share of production at hourly level)





MemoGrid will allow to optimize the design of each microgrid.

MemoGrid Model

Inputs

- **Villages coordinates** in order to evaluate the boundary conditions such as irradiation and temperature.
- **Load curve** of each village (households types, nb commercial client, nb public client, nb productive client, nb public lighting, evolution over the years of the load curve)
- **Technologies types and specifications** (kind of panel/battery, materials, efficiencies, minimum level of battery, nb hours for discharge of battery, nb for charge of battery, etc..)
- **Economic data:** investment costs, maintenance cost, life time, discount rate, inflation rate, etc..

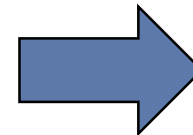


MemoGrid



Optimization requirements

- Maximum uncovered demand
- Maximum acceptable percentage of diesel



Outputs

- Best design (PV size and Battery capacity)
- Diesel percentage
- Lost energy
- Yearly diesel input
- LCOE

Results Optimization Sensitivity Analysis RE > 95



LEAP-RE



% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh Peak: 17.8 kW	Medium demand Yearly demand : 115 MWh Peak: 22.8 kW	High demand Yearly demand : 130 MWh Peak: 27.8 kW
Scenario 100% RE	PV: 112 kW Battery: 205 kWh PV prod: 174 MWh Yearly lost energy: 66 MWh Demand by Diesel almost 0 % LCOE: 0.234 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 264287 Euro Diesel action: 19 hours/year Diesel action: 19 days/year	PV: 132 kW Battery: 255 kWh PV prod: 205 MWh Yearly lost energy: 81 MWh Demand by Diesel almost 0 % LCOE: 0.245 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 323614 Euro Diesel action: 18 hours/year Diesel action: 18 days/year	PV: 136 kW Battery: 305 kWh PV prod: 211 MWh Yearly lost energy: 71 MWh Demand by Diesel almost 0 % LCOE: 0.240 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 284202 Euro Diesel action: 30 hours/year Diesel action: 30 days/year
Scenario RE >99%	PV: 89 kW Battery: 200 kWh PV prod: 138 MWh Yearly lost energy: 32 MWh Demand by Diesel: 0.9 % LCOE: 0.208 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 128233 Euro Diesel action: 176 hours/year Diesel action: 94 days/year	PV: 103 kW Battery: 230 kWh PV prod: 159 MWh Yearly lost energy: 37 MWh Demand by Diesel: 0.9 % LCOE: 0.209 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 148895 Euro Diesel action: 202 hours/year Diesel action: 113 days/year	PV: 117 kW Battery: 265 kWh PV prod: 181 MWh Yearly lost energy: 43 MWh Demand by Diesel: 1 % LCOE: 0.212 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 172370 Euro Diesel action: 172 hours/year Diesel action: 88 days/year
Scenario RE >98%	PV: 86 kW Battery: 195 kWh PV prod: 133 MWh Yearly lost energy: 28 MWh Demand by Diesel: 1.7 % LCOE: 0.2036 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 110115 Euro Diesel action: 321 hours/year Diesel action: 149 days/year	PV: 96 kW Battery: 230 kWh PV prod: 149 MWh Yearly lost energy: 28 MWh Demand by Diesel: 1.8 % LCOE: 0.204 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 112001 Euro Diesel action: 279 hours/year Diesel action: 103 days/year	PV: 108 kW Battery: 265 kWh PV prod: 168 MWh Yearly lost energy: 32 MWh Demand by Diesel: 2 % LCOE: 0.207 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 127530 Euro Diesel action: 361 hours/year Diesel action: 167 days/year
Scenario RE >97%	PV: 82 kW Battery: 190 kWh PV prod: 127 MWh Yearly lost energy: 23 MWh Demand by Diesel: 2.9 % LCOE: 0.199 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 93337 Euro Diesel action: 459 hours/year Diesel action: 185 days/year	PV: 94 kW Battery: 220 kWh PV prod: 145 MWh Yearly lost energy: 26 MWh Demand by Diesel: 2.8 % LCOE: 0.200 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 103427 Euro Diesel action: 473 hours/year Diesel action: 200 days/year	PV: 106 kW Battery: 255 kWh PV prod: 164 MWh Yearly lost energy: 29 MWh Demand by Diesel: 2.9 % LCOE: 0.202 Euro/kWh Potential Gain Selling lost Energy: 116001 Euro Diesel action: 434 hours/year Diesel action: 164 days/year
	PV: 80 kW Battery: 185 kWh PV prod: 125 MWh	PV: 91 kW Battery: 215 kWh PV prod: 142 MWh	PV: 103 kW Battery: 250 kWh PV prod: 160 MWh

Results Optimization Sensitivity Analysis RE > 95



% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh Peak: 17.8 kW	Medium demand Yearly demand : 115 MWh Peak: 22.8 kW	High demand Yearly demand : 130 MWh Peak: 27.8 kW
Scenario RE > 99%	PV: 89 kW Battery: 200 kWh PV prod: 138 MWh Yearly lost energy: 32 MWh Demand by Diesel: 0.9 % LCOE: 0.208 Euro/kWh Diesel action: 176 hours/year Diesel action: 94 days/year	PV: 103 kW Battery: 230 kWh PV prod: 159 MWh Yearly lost energy: 37 MWh Demand by Diesel: 0.9 % LCOE: 0.209 Euro/kWh Diesel action: 202 hours/year Diesel action: 113 days/year	PV: 117 kW Battery: 265 kWh PV prod: 181 MWh Yearly lost energy: 43 MWh Demand by Diesel: 1 % LCOE: 0.212 Euro/kWh Diesel action: 172 hours/year Diesel action: 88 days/year

Results Optimization Sensitivity Analysis RE > 95



% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh Peak: 17.8 kW	Medium demand Yearly demand : 115 MWh Peak: 22.8 kW	High demand Yearly demand : 130 MWh Peak: 27.8 kW
Scenario RE > 98%	PV: 86 kW Battery: 195 kWh PV prod: 133 MWh Yearly lost energy: 28 MWh Demand by Diesel: 1.7 % LCOE: 0.2036 Euro/kWh Diesel action: 321 hours/year Diesel action: 149 days/year	PV: 96 kW Battery: 230 kWh PV prod: 149 MWh Yearly lost energy: 28 MWh Demand by Diesel: 1.8 % LCOE: 0.204 Euro/kWh Diesel action: 279 hours/year Diesel action: 103 days/year	PV: 108 kW Battery: 265 kWh PV prod: 168 MWh Yearly lost energy: 32 MWh Demand by Diesel: 2 % LCOE: 0.207 Euro/kWh Diesel action: 361 hours/year Diesel action: 167 days/year

Results Optimization Sensitivity Analysis RE > 95



% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh Peak: 17.8 kW	Medium demand Yearly demand : 115 MWh Peak: 22.8 kW	High demand Yearly demand : 130 MWh Peak: 27.8 kW
Scenario RE > 97%	PV: 82 kW Battery: 190 kWh PV prod: 127 MWh Yearly lost energy: 23 MWh Demand by Diesel: 2.9 % LCOE: 0.199 Euro/kWh Diesel action: 459 hours/year Diesel action: 185 days/year	PV: 94 kW Battery: 220 kWh PV prod: 145 MWh Yearly lost energy: 26 MWh Demand by Diesel: 2.8 % LCOE: 0.200 Euro/kWh Diesel action: 473 hours/year Diesel action: 200 days/year	PV: 106 kW Battery: 255 kWh PV prod: 164 MWh Yearly lost energy: 29 MWh Demand by Diesel: 2.9 % LCOE: 0.202 Euro/kWh Diesel action: 434 hours/year Diesel action: 164 days/year

Results Optimization Sensitivity Analysis RE > 95



% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh Peak: 17.8 kW	Medium demand Yearly demand : 115 MWh Peak: 22.8 kW	High demand Yearly demand : 130 MWh Peak: 27.8 kW
Scenario RE > 96%	PV: 80 kW Battery: 185 kWh PV prod: 125 MWh Yearly lost energy: 22 MWh Demand by Diesel: 3.9 % LCOE: 0.1968 Euro/kWh Diesel action: 596 hours/year Diesel action: 239 days/year	PV: 91 kW Battery: 215 kWh PV prod: 142 MWh Yearly lost energy: 24 MWh Demand by Diesel: 3.9 % LCOE: 0.198 Euro/kWh Diesel action: 613 hours/year Diesel action: 255 days/year	PV: 103 kW Battery: 250 kWh PV prod: 160 MWh Yearly lost energy: 26 MWh Demand by Diesel: 3.9 % LCOE: 0.200 Euro/kWh Diesel action: 610 hours/year Diesel action: 260 days/year

Results Optimization Sensitivity Analysis RE > 95



% RE share and yearly demand (MWh/a)	Low demand Yearly demand : 100 MWh Peak: 17.8 kW	Medium demand Yearly demand : 115 MWh Peak: 22.8 kW	High demand Yearly demand : 130 MWh Peak: 27.8 kW
Scenario RE > 95%	PV: 79 kW Battery: 185 kWh PV prod: 122 MWh Yearly lost energy: 20 MWh Demand by Diesel: 4.4 % LCOE: 0.1957 Euro/kWh Diesel action: 658 hours/year Diesel action: 247 days/year	PV: 89 kW Battery: 215 kWh PV prod: 138 MWh Yearly lost energy: 21 MWh Demand by Diesel: 4.6 % LCOE: 0.1968 Euro/kWh Diesel action: 686 hours/year Diesel action: 267 days/year	PV: 100 kW Battery: 250 kWh PV prod: 155 MWh Yearly lost energy: 23 MWh Demand by Diesel: 4.6 % LCOE: 0.199 Euro/kWh Diesel action: 663 hours/year Diesel action: 245 days/year



**RAPPORT DE FIN D'INSTALLATION
LEOPARD
DU 23 au 27 AOÛT 2022**



EQUIPE ARESS

Le présent rapport est le résultat de la mission de finalisation du chantier LEOPARD à SONGHAÏ Porto-Novo, organisée par ARESS.

Les membres de la mission :

1. ABIBOU Abdoul-Azizou
2. GNACADJA Michel,
3. DJOTINHEKPON Fernand

OBJECTIFS DE LA MISSION

- Livraison d'équipements de finition du chantier,
- Finalisation du local technique,
- Lancement des premiers tests,
- Formation du client à la maintenance et une gestion efficace du matériel installé.

INSTALLATION

Les travaux réalisés sur site se résument en :

- ✓ Réalisation des strings et des conduites de câbles
- ✓ Tirage des câbles de terre et PV vers le local technique
- ✓ Aménagement du local technique
- ✓ Raccordement du champ PV au coffret de distribution CC
- ✓ Mise à jour et configuration des Quattros, RS & batteries BYD
- ✓ Test de fonctionnement à vide du système
- ✓ Pose du câble de raccordement aux récepteurs
- ✓ Formation du technicien du site à la maintenance et à la gestion efficace du système installé.

SUGGESTION

Prévoir d'extincteur type ABC dans le local technique

Autre

Coordonnée GPS: 6.499650, 2.614665

QUELQUES PHOTOS



QUELQUES PHOTOS



QUELQUES PHOTOS





ARESS

**Mission phase III de l'installation du
système solaire photovoltaïque de
Léopard II
Du 29 au 30 juin 2023**



Installation

Le présent rapport est le résultat d'une mission phase II de l'installation du système photovoltaïque Léopard II organisée au Bénin dans la commune de Bantè par ARESS du 29 au 30 juin 2023.

Les membres technique de la mission :

1. Rodrigue H., Stech Savalou
2. Benoit O., Ingénieur
3. Laurine T., Stagiaire
4. Grégoire R., Stagiaire

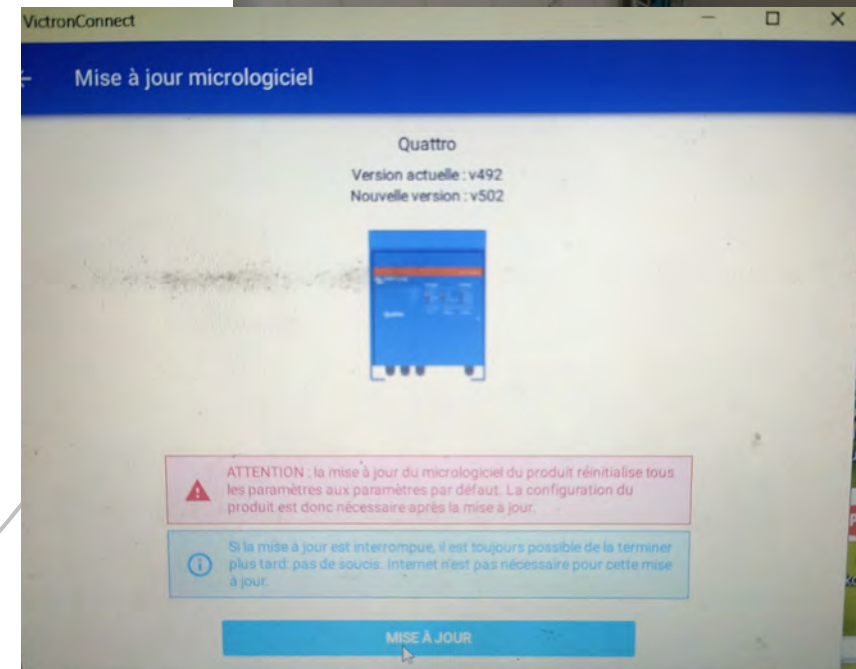
Objectif de la mission

- ❑ Tests et Lancement de l'installation photovoltaïque Léopard II



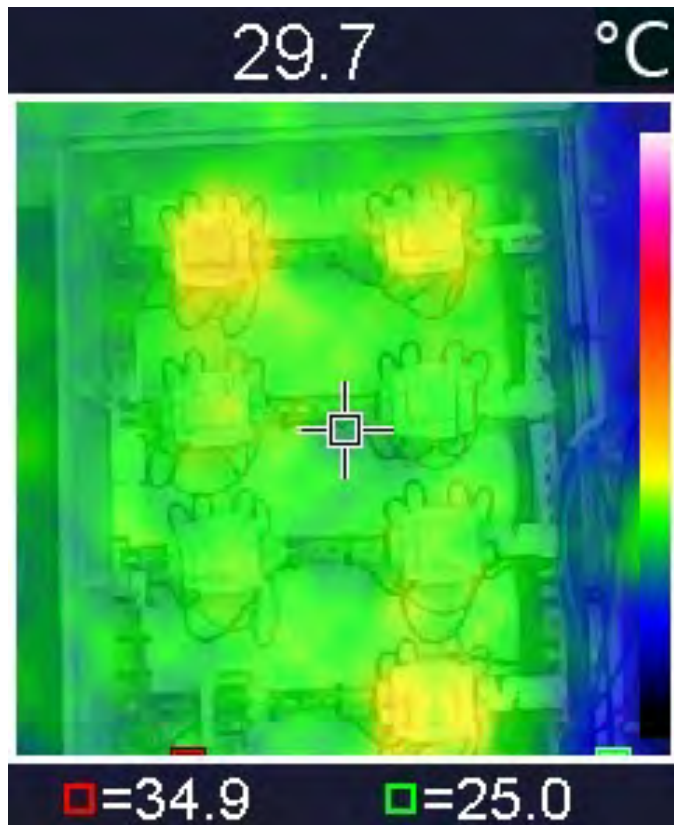
Résumé de l'installation

- ❑ Changement de la section du fil du câble de terre liée à la barrette
- ❑ Vérification de la continuité entre les panneaux et ajustement de la terre entre eux
- ❑ Étiquetage des strings
- ❑ Étiquetage des équipements
- ❑ Ajustement des connexions des coffrets
- ❑ Mise à jour des différents équipements
- ❑ Lancement de toute la centrale avec TV, climatiseur et ventilation en fonctionnement

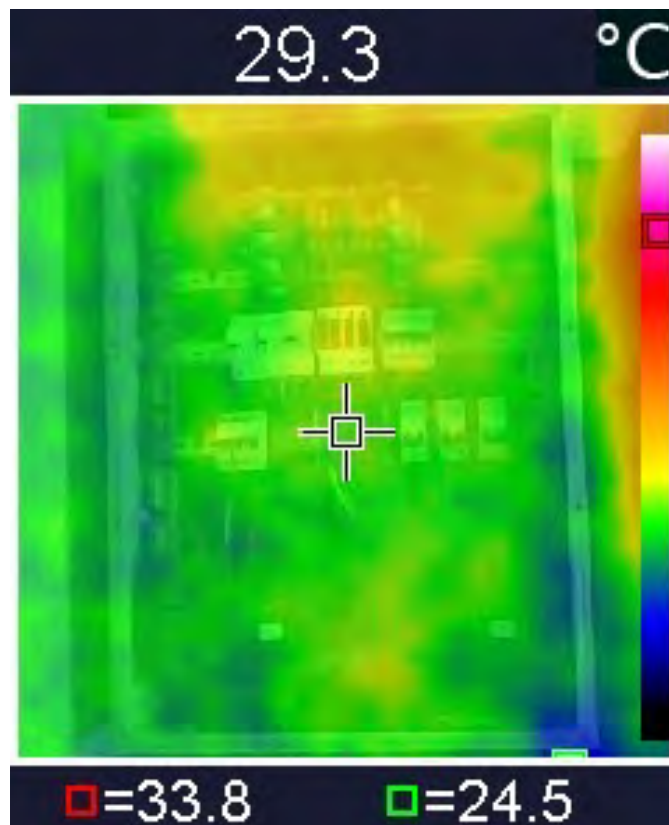


Résultat du lancement

Analyse thermique de la cabine et des équipements



Coffret DC : la température est aux alentours de 25°C ce qui correspond à la température ambiante



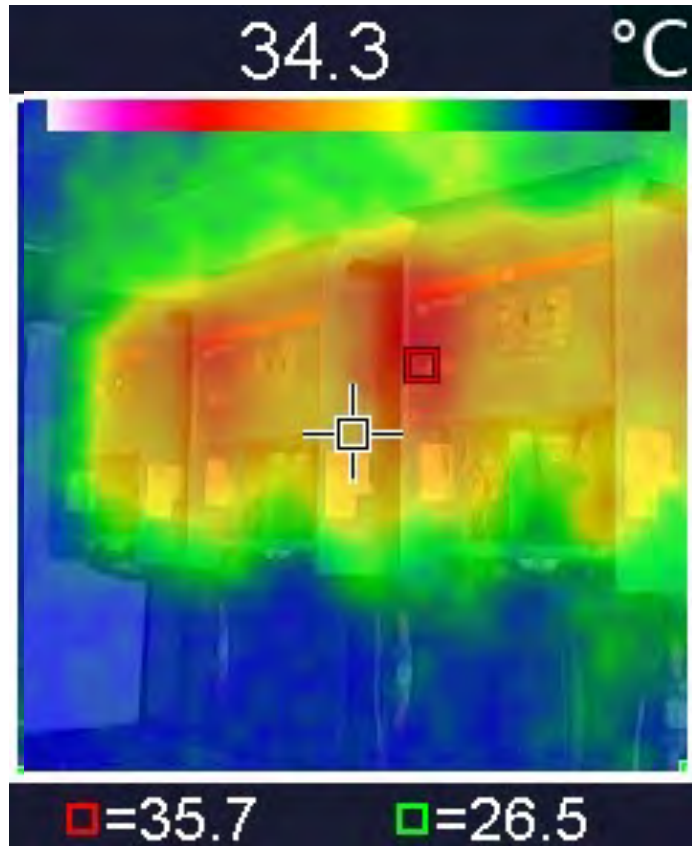
Coffret AC : la température est aux alentours de 25°C ce qui correspond à la température ambiante



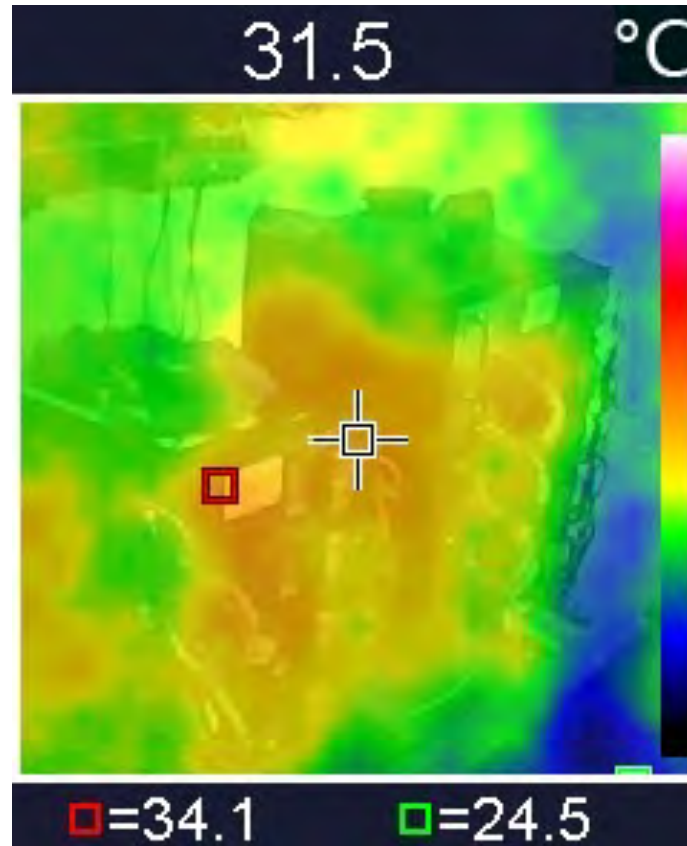
Conteneur : température aux alentours de 32°C avec une légèrement augmentation aux niveau des équipement

Résultat du lancement

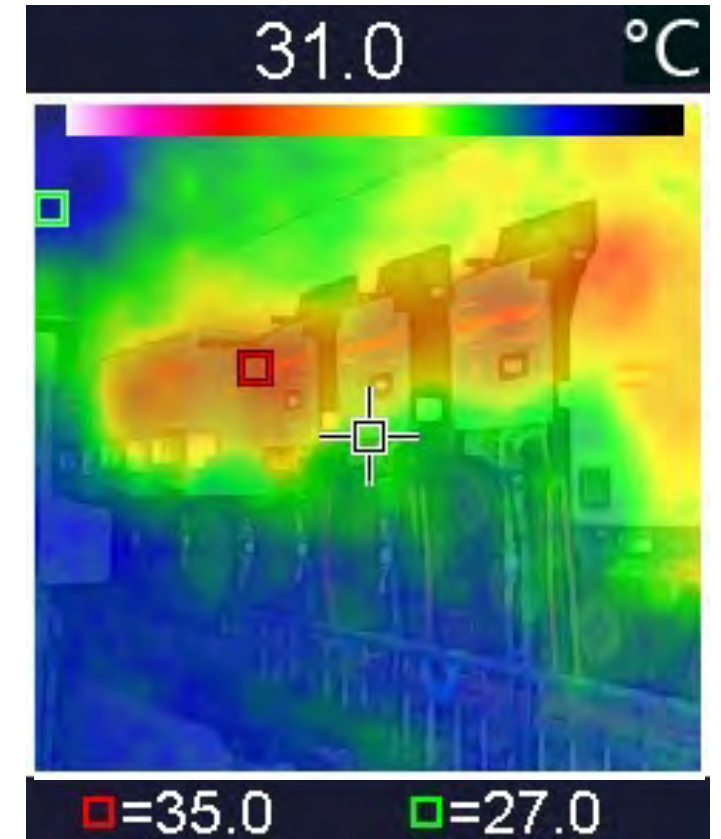
Analyse thermique de la cabine et des équipements



Quattro : les trois Quattro ont une température allant de 26°C sur les bords à 35°C en son centre



Batteries : les 9 batteries ont une température oscillant entre 25 et 34°C



Régulateurs : les trois Quattro ont une température allant de 27°C sur les bords à 35°C en son centre
Onduleur Réseau: le fronius est à 28°C sur les bords et on trouve un pique de chaleur à 34°C en son centre

Résultat du lancement

Analyse des régulateurs

		RS 1		RS 2		RS 3	
		théorique	réel	théorique	réel	théorique	réel
Champ solaire 1	Nombre de PV	7		7		8	
	Pmax (W)	3220	3033	3220	3091	3680	3635
	Tmax (V)	350	328.87	350	326.3	400	373.86
	Intensité (A)	9.2	6.5	9.2	4.9	9.2	5.6
Champ solaire 2	Nombre de PV	7		7		5	
	Pmax (W)	3220	2998	3220	3055	2300	2467
	Tmax (V)	350	329.59	350	326.6	250	234.75
	Intensité (A)	9.2	3.7	9.2	5.2	9.2	8.2
Puissance totale (W)		6440	3156	6440	3097	5980	3703

Résultat du lancement

Analyse des onduleurs chargeurs

	Q1		Q2		Q3	
	Théorique	Réel	Théorique	Réel	Théorique	Réel
Tension (V)	230	230	230	230	230	230
Intensité (A)	35	3.6	35	3.4	35	1.3
Puissance (VA)	8000	836	8000	781	8000	306
Fréquence (Hz)	50 ± 0,1%	49.9	50 ± 0,1%	49.9	50 ± 0,1%	49.9

	Partie DC
Tension (V)	55.47
Intensité (A)	37
Puissance DC (VA)	2023.9
Puissance AC (VA)	1923
Rendement	95.01%

Résultat du lancement

Analyse des onduleurs réseau



Le fronius fonctionne mais en l'absence de câble de gestion de données il n'est pas possible d'avoir plus d'information que ce graphique affiché sur le panneau de contrôle du fronius

Recommendations

- ☐ Boucher les trous présents au niveau du ferco à l'aide de gebmousse
- ☐ Ajouter les plans et schémas unifilaires lié à l'installation
- ☐ Remplacer les méga-fuse des RS par du 150A
- ☐ Ajouter le protocole de mise en marche et d'arrêt de l'installation
- ☐ Ajouter le data manager du Fronius pour la mise en ligne de ce dernier
- ☐ Mettre à disposition le câble et la télécommande de la TV
- ☐ Prendre la mesure de la terre qui n'a pas été effectué pour défaut lié à l'équipement

Localisation

Longitude:

8.3553380

Latitude:

1.9352670

Réseau mobile dominant

Moov



ARESS, la qualité du Solaire pour tous

- www.aress-group.com
- contact@aress-group.com 
- Facebook: [ARESS Sarl](#) 
- Twitter: [ARESS Officiel](#) 
- LinkedIn: ARESS SARL 
- 00229. 96.58.00.27 
- 00229.97.44.46.46
- 00229.65.80.12.05





Research & Innovation Action
Task 16.2.: INSTALLATION, OPERATION & ASSESSMENT

**Action 2: Quality control to check the containers and control system behaviour
during the lifetime of the micro-grids**

*Centre de Test des Systèmes Solaires (CT2S)
Dakar-Sénégal*

Disclaimer

The content of this report reflects only the author's view. The European Commission is not responsible for any use that may be made of the information it contains.

Document information

Grant Agreement	963530
Project Title	Long-Term Joint EU-AU Research and Innovation Partnership on Renewable Energy
Project Acronym	LEAP-RE
Project Coordinator	Vincent Chauvet (Vincent.chauvet@lgi-consulting.com) – LGI
Project Duration	1 st October 2020 – 31 st December 2025 (63 Months)
Related Work Package	WP16.2 LEOPARD
Related Task(s)	Quality control to check the containers and control system behaviour during the lifetime of the micro-grids
Lead Organisation	CT2S
Contributing Partner(s)	CT2S
Due Date	
Submission Date	January 2023
Dissemination level	

Table des matières

Table des matières.....	3
Liste des figures	5
Liste des tableaux.....	6
Liste des abréviations.....	7
Introduction	8
I. Présentation du système	8
I.1. Composition et disposition	8
I.2. Configuration du système	10
II. Inspection du système.....	12
II.1. Les champs PV	12
II.2. Le local technique	13
II.3. Les régulateurs de charge	14
II.4. Les onduleurs chargeurs	15
II.5. Les onduleurs réseau	15
II.6. Les batteries.....	16
II.7. Les coffrets	17
III. Les tests de performance	17
III.1. La production	18
III.1.1. Les spécifications techniques.....	18
III.1.2. Les caractéristiques I-V et P-V	19
III.2. La conversion.....	21
III.2.1. Les régulateurs.....	21
III.2.2. Les onduleurs chargeurs	22
III.2.3. Les onduleurs réseau	24
III.2.4. Le stockage	27
IV. L'inspection thermographique.....	27
IV.1. Les modules.....	27
IV.2. Le local technique.....	28
V. L'évaluation de la consommation globale.....	29
V.1. Le profil de charge.....	29
V.2. Analyse de la qualité du signal	30
VI. Les recommandations	31
VI.1. Les champs PV	31

VI.2. Le local technique.....	31
VI.3. Les régulateurs	32
VI.4. Les onduleurs	32
VI.5. Les coffrets.....	32
Conclusion.....	33

Liste des figures

Figure 1: Photo du site	9
Figure 2: Image du local technique	10
Figure 3: Point de distribution du système	10
Figure 4: Schéma de configuration du système	11
Figure 5: photo du champ 1	13
Figure 6: Photo du champ 2	13
Figure 7: Photo du champ 3	13
Figure 8: Extérieur du local	14
Figure 9: Borne de mise à la terre du local	14
Figure 10: Photo de R2 Figure 11: Emplacement du régulateur	14
Figure 12: Photo de C ₁ Figure 13: Câblage et protection de C ₂	15
Figure 14: F ₁ qui n'a pas encore démarré	16
Figure 15: Photo de F ₂	16
Figure 16: Barres de connexion Figure 17: Les armoires des batteries	16
Figure 18: Coffret AC _{out}	17
Figure 19: Parafoudre non relié à la terre	17
Figure 20: Caractéristiques I-V et P-V de R ₁	19
Figure 21: Caractéristiques I-V et P-V de R ₂	20
Figure 22: Caractéristiques I-V et P-V de R ₃	20
Figure 23: Caractéristiques I-V et P-V de F ₁	20
Figure 24: Caractéristiques I-V et P-V de F ₂	21
Figure 25: Variations des puissances d'entrée et de sortie de R ₂	21
Figure 26: Variations des puissances d'entrée et de sortie de R ₃	22
Figure 27: Variations de l'amplitude et la fréquence de la tension de C ₁	23
Figure 28: Variations des puissances de C ₂	23
Figure 29: Variations de la puissance et la tension DC de C ₃	24
Figure 30: Variations des puissances DC et AC de F ₁	24
Figure 31: Variations des conditions environnementales aux entrées de F ₁	25
Figure 32: Variations des puissances DC et AC de F ₂	26
Figure 33: Variations des conditions environnementales à l'entrée de F ₂	26
Figure 34: Image thermographique du champ 1	28
Figure 35 : Image thermographique du local technique	28
Figure 36: Profil de charge du système	29
Figure 37: Résumé de l'analyse de la qualité de la tension	30
Figure 38: Variations du taux de distorsion d'harmonique global sur chaque phase	30

Liste des tableaux

<i>Tableau 1: Composition des groupes photovoltaïques</i>	<i>12</i>
<i>Tableau 2: Données de performance des groupes PV</i>	<i>18</i>
<i>Tableau 3: Résumé des performances.....</i>	<i>22</i>
<i>Tableau 4: Résumé des performances de F_1.....</i>	<i>25</i>
<i>Tableau 5: Résumé des performances de F_2.....</i>	<i>26</i>
<i>Tableau 6 : Performances des batteries.....</i>	<i>27</i>
<i>Tableau 7: Les anomalies de tension</i>	<i>31</i>

Liste des abréviations

PV : Photovoltaïque

DC : Courant continu

AC: Courant alternatif

BMS: Système gestion des batteries

I-V: Courant - Tension

P-V: Puissance - Tension

MPPT : Recherche de point de puissance maximale

SOC: Etat de charge

DOD : Profondeur de décharge

P_{max} : Puissance maximale

V_{mpp} : Tension mesurée au point de puissance maximale

I_{mpp} : Courant mesuré au point de puissance maximale

V_{oc} : Tension mesurée aux bornes du module à vide (sans charge)

I_{sc} : Courant qui traverse le module lorsque celui-ci est court-circuité

F.F : Facteur de Forme ; caractérise l'écart entre la caractéristique réelle et celle idéale

OPC : Données fournies en conditions réelles

STC : Données fournies en condition standard

THD : Taux de distorsion harmonique

Introduction

Dans le cadre du projet LÉOPARD, une équipe du Centre de Test des Systèmes Solaires (CT2S) s'est rendu au centre Régional Songhaï (Porto Novo) pour une mission de réalisation de tests de mise en service, pour la fourniture de l'état de référence des équipements ainsi que l'étude de performance de la Mini centrale d'Energie containerisé de 36kWc installé dans ledit centre.

La mission conduite par le CT2S avec le support des équipes de SONGHAI, ARESS et EPAC a duré 7 jours (du 10 au 17 Décembre 2022) et s'est bien déroulé.

Ce rapport documente l'ensemble des activités réalisées sur les objectifs fixés. Sur la base des résultats obtenus une batteries de recommandations a été formulées en vue de l'amélioration de l'existant et ou corriger certains manquements afin d'optimiser les performances de la Mini centrale.

Le rapport est organisé autour de 6 parties :

Dans la première partie, il est fait une présentation globale du système. L'inspection de l'ensemble des éléments de la Mini centrale qui donne l'état général du système est présenté à la deuxième partie. Les tests de performances et d'imagerie sont respectivement présentés dans la troisième et la quatrième partie. L'évaluation du profil de charge (consommation) est faite dans la cinquième partie La sixième et dernière partie présente les recommandations faites pour l'amélioration de l'installation.

I. Présentation du système

Afin d'avoir une vue globale de l'installation, cette partie va permettre de présenter les éléments du système, leurs configurations et leurs spécifications techniques.

I.1. Composition et disposition

Le sous-système de production est composé de 80 modules photovoltaïques monocristallins de 455Wc du constructeur JA solar (modèle : JAM72S20-455/MR) disposés en 3 champs suivant leurs emplacements :

- Champ 1 (27,30kWc) : 60 modules installés sur un support au sol d'une hauteur de 2,5m
- Champ 2 (2,27kWc) : 5 modules installés sur le toit du conteneur (local technique)
- Champ 3 (6,82kWc) : 15 modules installés sur le toit de l'atelier à 3m du champ 1

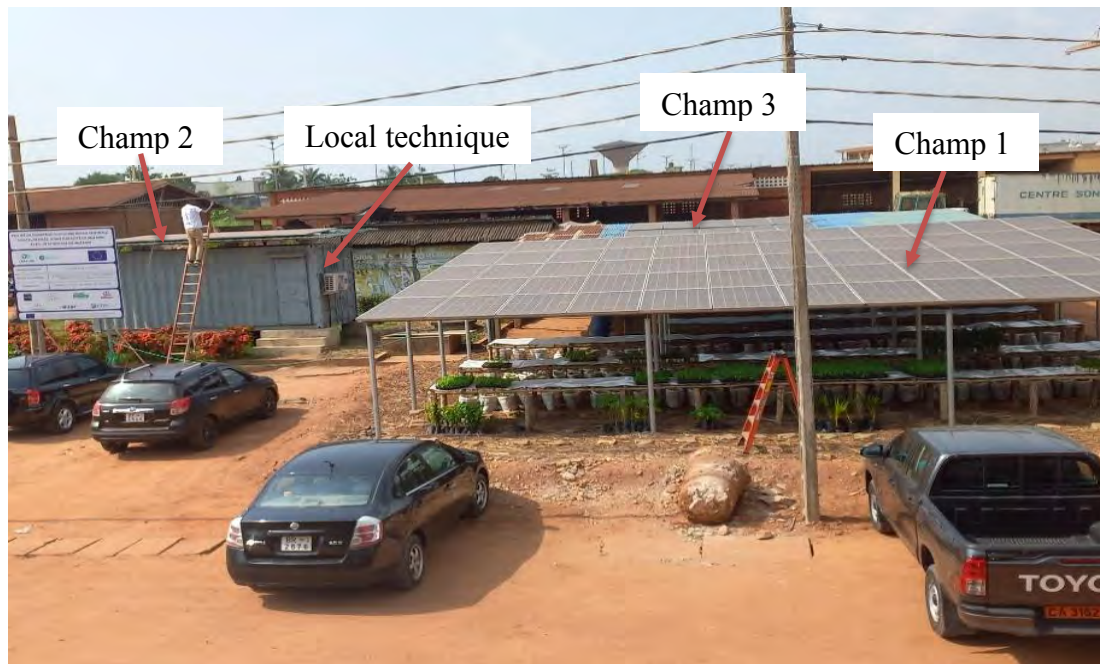


Figure 1: Photo du site

Les équipements de conditionnement et de stockage du système sont installés dans un conteneur situé à près de 5m du champ 1. Il contient les éléments suivants :

- 1 onduleur réseau de puissance 8kVA : *Fronius SYMO 8.2-3-M*, qui sera identifié F₁ dans la suite du document
- 1 onduleur réseau de puissance 6kVA : *Fronius SYMO 6.0-3-M*, qui sera identifié F₂ dans la suite du document
- 3 onduleurs chargeurs de puissance 10kVA : *Victron Quatro 48V/10000VA/140A*, qui seront identifiés C_{1, 2, 3} dans la suite du document
- 2 régulateurs de charge de 100A : *Victron MPPT RS 450/100-Tr*, qui seront identifiés R_{2, 3} dans la suite du document
- 3 batteries lithium de capacité 15,4kWh : *BYD*, qui seront identifiés B_{1, 2, 3} dans la suite du document
- 1 Coffret où sont effectuées les connexions vers les charges qui sera identifié coffret AC_{out} dans la suite du document
- 1 Coffret où devraient être effectuées les connexions vers le réseau publique et où est installé le Cerbo GX (appareil de contrôle et de communication) qui sera identifié coffret AC_{in} dans la suite du document
- 1 Coffret où sont effectuées les différentes connexions entre les champs PV et les équipements qui sera identifié coffret DC dans la suite du document

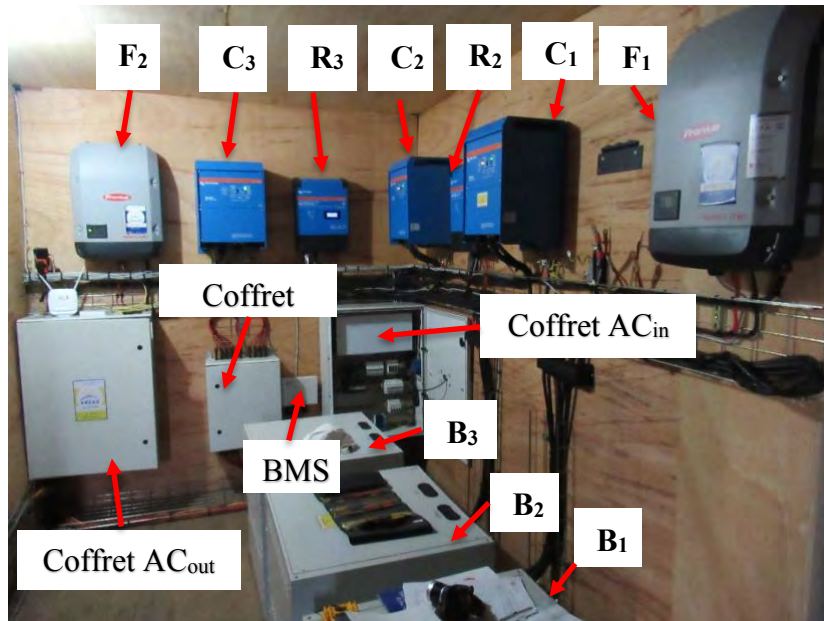


Figure 2: Image du local technique

Un système de commutation automatique de source d'alimentation des charges est installé au point de distribution, en dehors du local technique. Il effectue les commutations entre le générateur photovoltaïque et le réseau public suivant l'absence ou la présence de production.

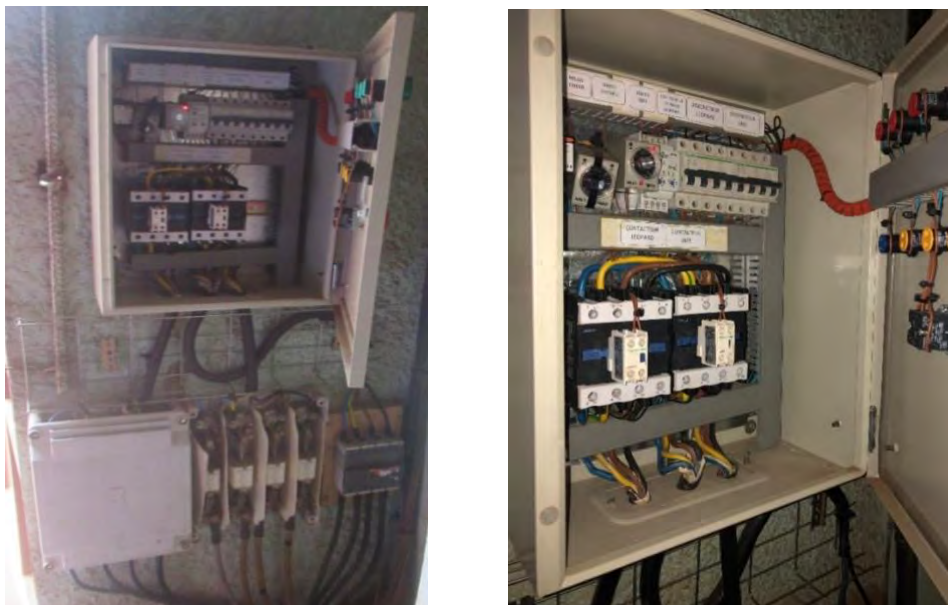


Figure 3: Point de distribution du système

I.2. Configuration du système

La configuration globale du système est représentée dans la figure suivante :

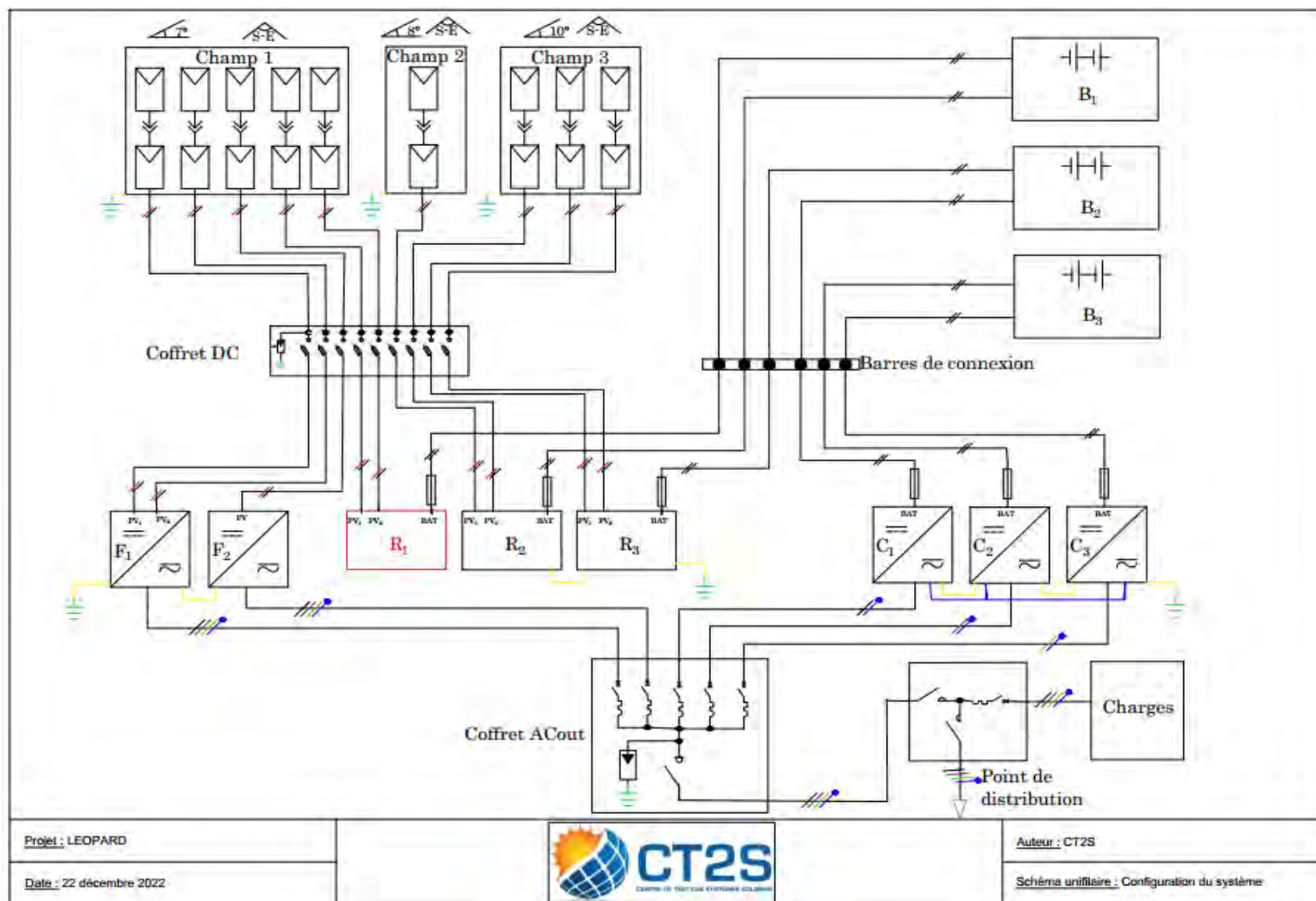


Figure 4: Schéma de configuration du système

Les champs PV forment 5 groupes (ensemble de modules connectés à un équipement) suivant l'équipement concerné. Un groupe peut être composé d'un ou de plusieurs chaînes suivant le nombre d'entrées disponibles sur l'équipement. Le tableau suivant donne la composition des groupes et de leurs équipements associés.

Tableau 1: Composition des groupes photovoltaïques

GROUPES PV	ÉQUIPEMENTS	ENTRÉES	MODULES	REMARQUE
1	R ₁	Chaîne 1	6	Régulateur absent
		Chaîne 2	6	
2	R ₂	Chaîne 1	7	-
		Chaîne 2	5	
3	R ₃	Chaîne 1	6	-
		Chaîne 2	6	
4	F ₁	Chaîne 1	15	-
		Chaîne 2	15	
5	F ₂	Chaîne 1	14	-

II. Inspection du système

L'inspection permet de déterminer l'état physique général du système ainsi que de vérifier la conformité de l'installation aux normes et sécurités en vigueur.

Références normatives

- UTE C 15-712-1 : Installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution
- UTE C-15-712-2 : Installations photovoltaïques
- Procédure interne **Pr-T05-3** : Test de système photovoltaïque niveau 3 - Partie 2 : Inspection visuelle

II.1. Les champs PV

L'inspection visuelle des champs photovoltaïques a permis de constater les éléments suivants :

✓ Le champ 1 est fixé sur un support en fer. La fixation des modules a été effectuée par soudure. Les champs 2 et 3 sont fixés sur des toits par un ensemble de rails. Les 3 champs sont orientés Sud-Est avec une inclinaison moyenne de 8°.

✓ Les interconnexions des modules sont bien effectuées avec leurs connecteurs et les boucles électromagnétiques sont minimisées. La mise à la terre, effectuée par ligne de modules et sur le support, est visible. Les câbles de groupe sont bien protégés dans des conduits et ces derniers sont bien fixés sur les différents supports.

✓ La face avant des panneaux est en bon état, aucun défaut visuel majeur n'a été décelé cependant ils étaient couverts de poussière.



Figure 5: photo du champ 1



Figure 6: Photo du champ 2



Figure 7: Photo du champ 3

II.2. Le local technique

Le local technique est installé dans un conteneur en fer. L'inspection du conteneur a permis de constater les éléments suivants :

- La climatisation du local est fonctionnelle et la température est réglée à 22°C. Son alimentation est bien indépendante de la production photovoltaïque,
- Le conteneur est bien relié à la terre,
- L'intérieur du local n'est pas entièrement isolé thermiquement : seule la partie où sont fixés les équipements est isolée,

- L'éclairage du local ainsi que le système de suivi à distance (routeur) ne sont pas indépendants de la production photovoltaïque,
- Absence de dossier technique (plan d'implantation, schémas électriques, procédure d'intervention, ...) ; cependant, il y a un registre des interventions.



Figure 8: Extérieur du local



Figure 9: Borne de mise à la terre du local

II.3. Les régulateurs de charge

Au niveau du système installé, 3 régulateurs sont prévus mais nous avons trouvé 2 régulateurs sur place. L'inspection a permis de constater les éléments suivants :

- Absence d'identification des régulateurs,
- Les régulateurs présentent un bon état physique général. La fixation et l'aération sont correctes,
- Les sections des câbles sont respectées et les interconnexions sont bien effectuées,
- Leurs bornes (+) vers la batterie sont protégées par des fusibles de 250A.



Figure 10: Photo de R2

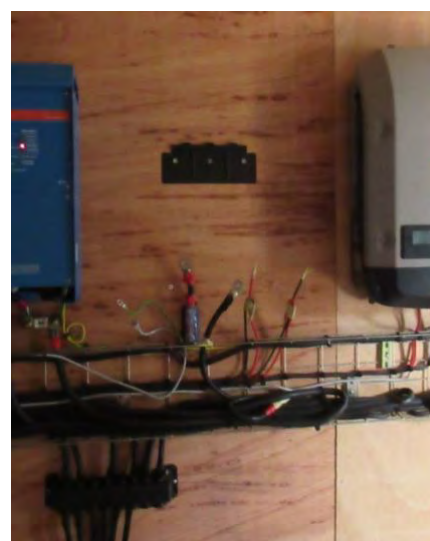


Figure 11: Emplacement du régulateur (R1) manquant

II.4. Les onduleurs chargeurs

Les onduleurs chargeurs sont synchronisés pour fournir, ensemble, une sortie triphasée. C₁ est configuré comme le « Master ». L'inspection a permis de relever les éléments suivants :

- Absence d'identification des onduleurs chargeurs,
- Les onduleurs chargeurs présentent un bon état physique général. La fixation et l'aération sont correctes,
- Les sections des câbles sont respectées et les interconnexions sont bien effectuées,
- Les bornes (+) de la batterie sont protégées par des fusibles de 500A,
- Absence de connexion des onduleurs chargeurs au réseau électrique.



Figure 12: Photo de C₁



Figure 13: Câblage et protection de C₂

II.5. Les onduleurs réseau

Les onduleurs réseau ont une sortie triphasée. Elles sont connectées en parallèle avec les sorties des onduleurs chargeurs (une phase par onduleur). L'inspection a permis de constater les éléments suivants :

- Absence d'identification des onduleurs réseau,
- La fonctionnalité des onduleurs réseau dépend de l'activation des sorties AC des onduleurs chargeurs : les onduleurs réseau ne démarrent que quand les onduleurs chargeurs auront détecté un état de charge des batteries suffisant (tension de redémarrage niveau bas),
- Ils présentent un bon état physique général. La fixation et l'aération sont correctes,
- Les sections des câbles sont respectées et les interconnexions sont bien effectuées.



Figure 14: F₁ qui n'a pas encore démarré



Figure 15: Photo de F₂

II.6. Les batteries

Chacune des batteries de 15,36 kWh est constituée de 2 éléments de 7,68 kWh connectés en série. La mise en parallèle des batteries ainsi que l'interconnexion avec les onduleurs et régulateurs sont faites au niveau des barres de connexion. L'inspection a permis de relever les éléments suivants :

- Absence d'identification des batteries,
- Elles présentent un bon état physique général,
- Les batteries disposent de leur propre BMS (Battery Management System),
- Les sections des câbles sont respectées et les interconnexions sont bien effectuées,
- Chaque borne des batteries est connectée à la barre par 2 câbles.

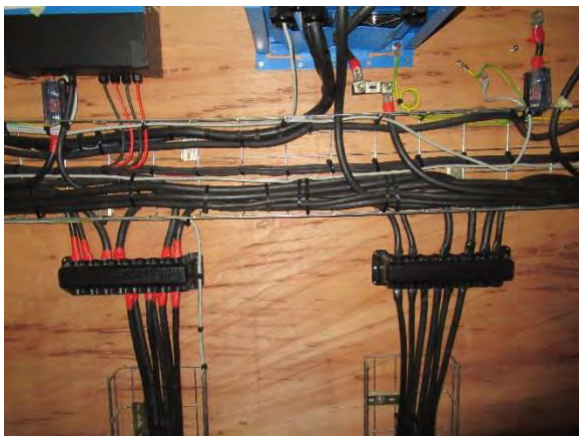


Figure 16: Barres de connexion



Figure 17: Les armoires des batteries

II.7. Les coffrets

Les arrivées des groupes PV arrivent au niveau du coffret DC, y sont protégées par fusibles et parafoudres puis partent pour les onduleurs réseau et les régulateurs. Les connexions entre les sorties des onduleurs réseau, des onduleurs chargeurs et le point de distribution des charges sont effectuées par des jeux de barres au niveau du coffret AC_{out}. L'inspection a permis de relever les éléments suivants :

- Absence d'identification des coffrets,
- Les arrivées et départs de câble de même que les dispositifs de protection (parafoudres et sectionneurs à fusible ou disjoncteurs) ne sont pas convenablement identifiés,
- Toutes les bornes sont bien protégées par les dispositifs de protection,
- Certains parafoudres ne sont pas reliés à la terre (coffrets AC_{in} et AC_{out}),
- Absence de protection différentielle dans les coffrets AC.



Figure 18: Coffret AC_{out}



Figure 19: Parafoudre non relié à la terre

III. Les tests de performance

Cette étape consiste à mesurer les performances de production, de conversion et de stockage d'énergie. Pour se faire chaque sous-système est testé séparément.

Références normatives

- Procédure interne **Pr-T05-3** : Test de système photovoltaïque niveau 3 - Partie 3 : Mesure des performances électriques
- IEC 61215 : Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres – Qualification de la conception et homologation
- IEC 60904-1 à IEC 60904-10 : Les dispositifs photovoltaïques

- IEC 62485-2 : Exigences de sécurité pour les batteries d'accumulateurs et les installations de batteries – Partie 2 : Batteries stationnaires.
- IEC 61427 : Accumulateurs pour les systèmes photovoltaïques (SPV) – Exigences générales et méthodes d'essais

III.1. La production

III.1.1. Les spécifications techniques

Pour évaluer la production photovoltaïque, les groupes PV sont testés un à un afin d'évaluer l'écart des spécifications techniques par rapports à celles du fabricant sur chaque entrée des équipements. Les performances des chaines sont consignées dans le tableau suivant :

Tableau 2: Données de performance des groupes PV

Groupes PV	Conditions	P _{max} [W]	V _{oc} [V]	V _{mpp} [V]	I _{mpp} [A]	I _{sc} [A]	F.F [%]	Irr. [W/m2]	Temp [°C]
-	Fabricant	455	49,8	41,8	10,88	11,41	80	1000	25
Groupe 1-1 6 modules	OPC	1874	265,8	225,6	8,31	9,32	76	858	59,4
	OPC_{moy}	312	44,3	37,6	8,31	9,32	76	858	59,4
	STC	404	48,8	42,4	9,53	10,69	77	1000	25,0
	Écarts[%]	-11,2	-2,1	1,3	-12,4	-6,2	-4	0,0	0,0
Groupe 1-2 6 modules	OPC	1888	267,3	227,1	8,31	9,85	72	874	58,9
	OPC_{moy}	315	44,6	37,9	8,31	9,85	72	874	58,9
	STC	399	49,0	42,6	9,37	11,10	73	1000	25,0
	Écarts[%]	-12,4	-1,8	1,8	-13,9	-2,6	-8,8	0,0	0,0
Groupe 2-1 7 modules	OPC	2182	313,7	269,2	8,11	9,77	71	879	58,2
	OPC_{moy}	312	44,8	38,5	8,11	9,77	71	879	58,2
	STC	391	49,1	43,1	9,08	10,88	73	1000	25,0
	Écarts[%]	-14,1	-1,5	2,9	-16,5	-4,6	-8,8	0,0	0,0
Groupe 2-2 5 modules	OPC	1559	222,7	194,2	8,02	9,78	72	894	59,9
	OPC_{moy}	312	44,5	38,9	8,02	9,78	72	894	59,9
	STC	386	49,0	43,6	8,84	10,77	73	1000	25,0
	Écarts[%]	-15,2	-1,6	4,4	-18,8	-5,5	-8,8	0,0	0,0
Groupe 3-1 6 modules	OPC	1940	266,6	227,9	8,51	9,66	75	874	61,0
	OPC_{moy}	323	44,4	38,0	8,51	9,66	75	874	61,0
	STC	412	49,1	43,0	9,58	10,88	77	1000	25,0
	Écarts[%]	-9,5	-1,5	2,8	-11,9	-4,6	-3,8	0,0	0,0
Groupe 3-2	OPC	1981	264,4	222,5	8,90	9,89	76	894	61,3
	OPC_{moy}	330	44,1	37,1	8,90	9,89	76	894	61,3

6 modules	STC	412	48,7	42,1	9,80	10,88	78	1000	25,0
	Écarts[%]	-9,4	-2,3	0,6	-9,9	-4,6	-2,5	0,0	0,0
Groupe 4-1 15 modules	OPC	4540	665,6	575,8	7,88	9,66	71	839	59,9
	OPC_{moy}	303	44,4	38,4	7,88	9,66	71	839	59,9
	STC	401	48,9	42,6	9,41	11,31	72	1000	25,0
	Écarts[%]	-12,0	-1,8	1,8	-13,5	-0,9	-10,0	0,0	0,0
Groupe 4-2 15 modules	OPC	4600	655,8	549,0	8,38	9,60	73	844	59,4
	OPC_{moy}	307	43,7	36,6	8,38	9,60	73	844	59,4
	STC	404	48,2	41,3	9,77	11,19	75	1000	25,0
	Écarts[%]	-11,3	-3,4	-1,3	-10,2	-1,9	-6,3	0,0	0,0
Groupe 5 14 modules	OPC	4262	617,8	526,8	8,09	9,81	70	850	61,6
	OPC_{moy}	304	44,1	37,6	8,09	9,81	70	850	61,6
	STC	399	48,9	42,7	9,36	11,31	72	1000	25,0
	Écarts[%]	-12,2	-2,0	2,0	-14,0	-0,9	-10,0	0,0	0,0

Observations :

Les puissances mesurées sont inférieures à celle annoncée par le fabricant avec des écarts moyens de **-11,8%** pour le groupe 1, **-14,6%** pour le groupe 2, **-9,4%** pour le groupe 3, **-11,6%** pour le groupe 4 et **-12,2%** pour le groupe 5. Les écarts les plus importantes sont notés au niveau des courants.

III.1.2. Les caractéristiques I-V et P-V

Les caractéristiques I-V et P-V des groupes par équipement concerné sont représentées dans les figures suivants :

LEGENDE : ■ I-V fabricant ■ I-V entrée 1 ■ I-V entrée 2
■ P-V fabricant ■ P-V entrée 1 ■ P-V entrée 2

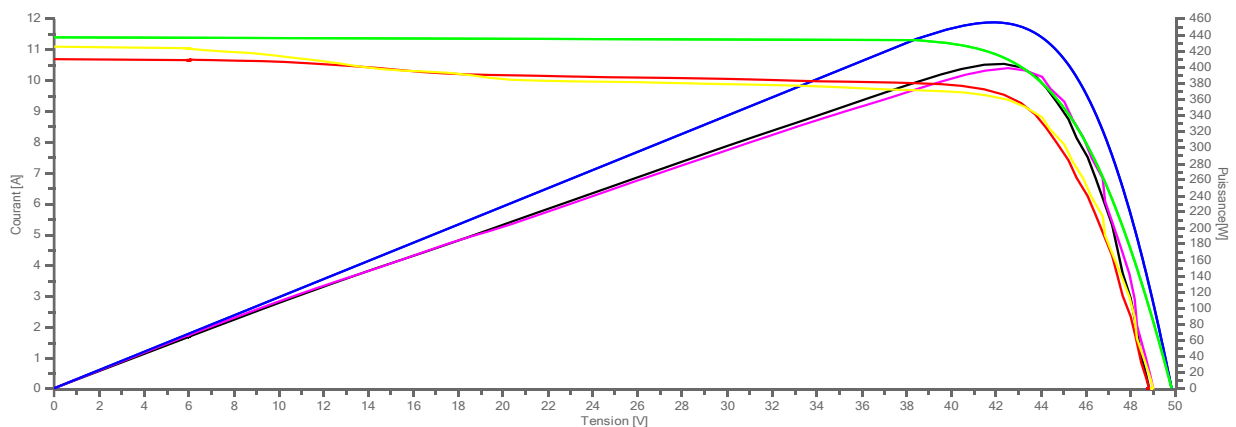


Figure 20: Caractéristiques I-V et P-V de R₁

LEGENDE : ■ I-V fabricant ■ I-V entrée 1 ■ I-V entrée 2
 ■ P-V fabricant ■ P-V entrée 1 ■ P-V entrée 2

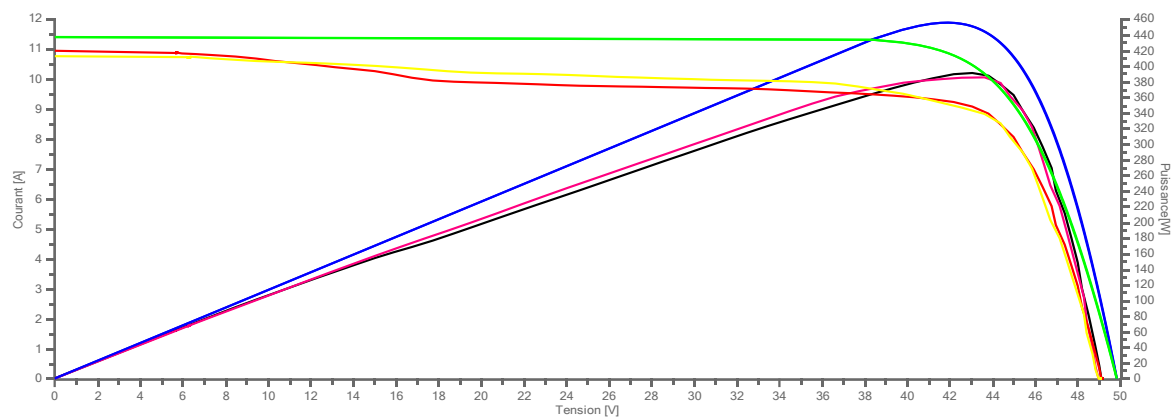


Figure 21: Caractéristiques I-V et P-V de R_2

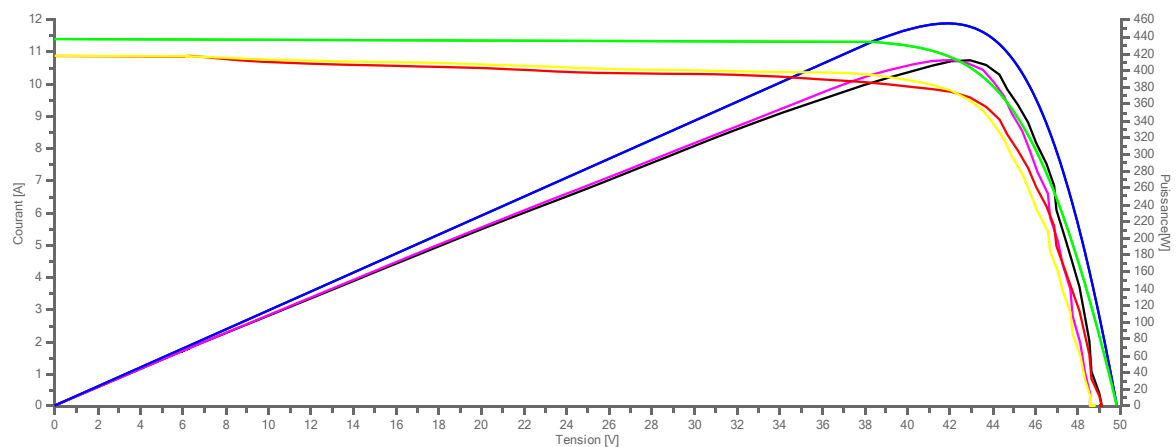


Figure 22: Caractéristiques I-V et P-V de R_3

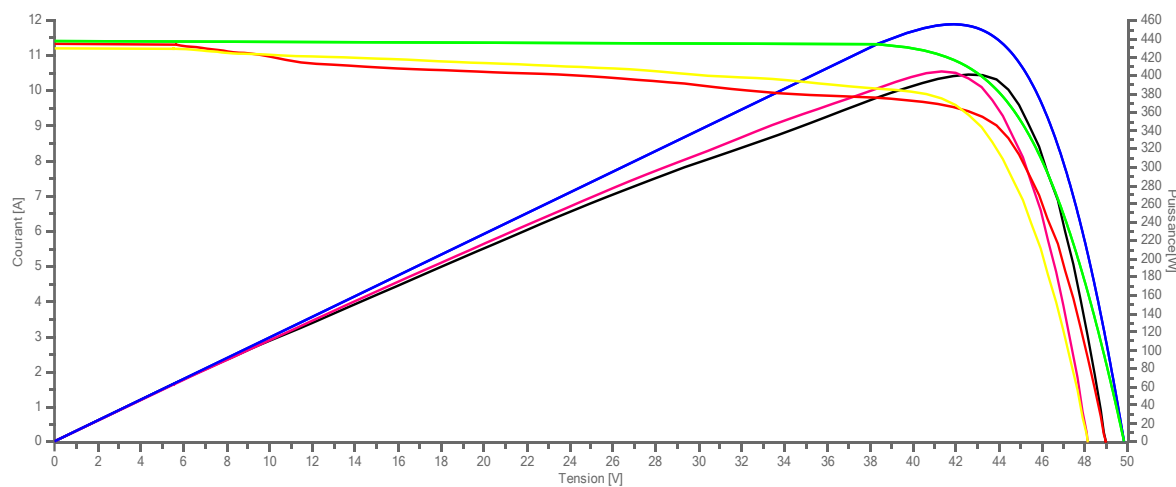


Figure 23: Caractéristiques I-V et P-V de F_1

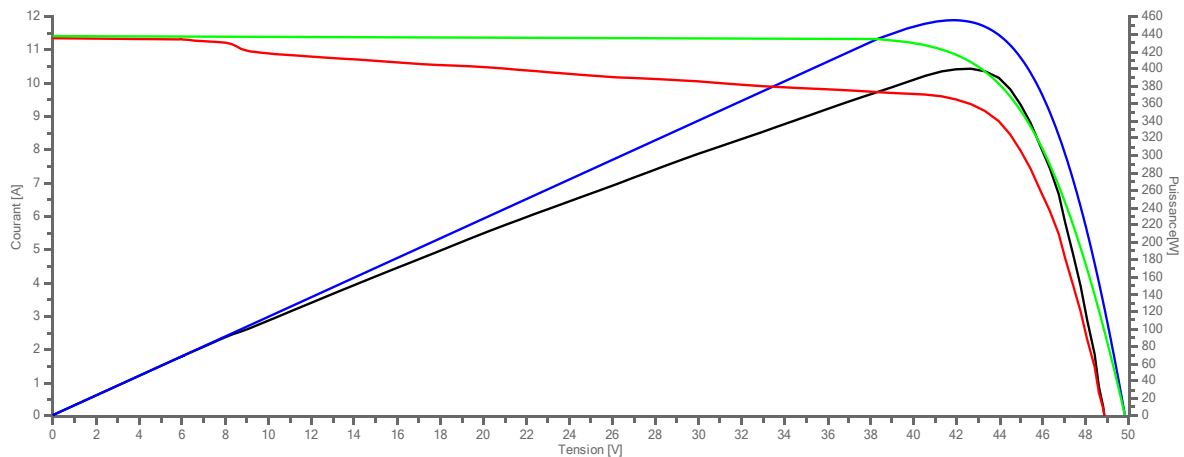


Figure 24: Caractéristiques I-V et P-V de F_2

Observations :

Les courbes IV présentent des paliers mineurs, ce qui montre la présence d'obstructions mineures sur les différents groupes durant le test. Il peut s'agir de la poussière, ce qui explique les écarts notés sur les puissances.

III.2. La conversion

Afin de déterminer la performance de conversion du système PV, les rendements des équipements sont mesurés par rapport à leurs rôles dans le système.

III.2.1. Les régulateurs

Les rendements des régulateurs sont mesurés en conditions réelles afin de déterminer la performance du MPPT. Les figures suivantes résument les résultats obtenus.

LEGENDE : ■ Puissance PV ■ Puissance batterie

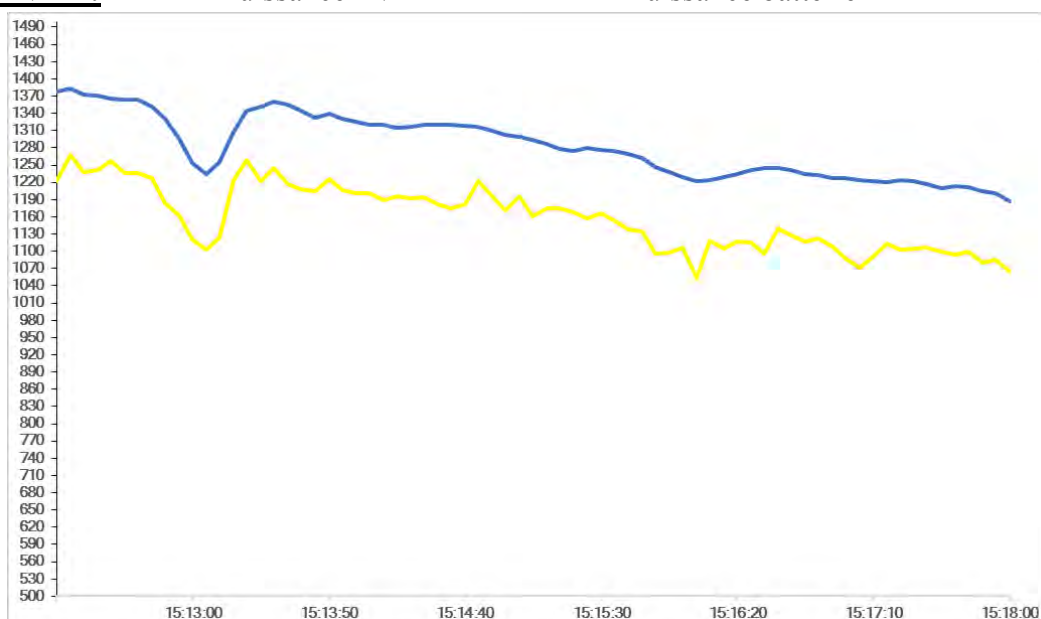


Figure 25: Variations des puissances d'entrée et de sortie de R_2

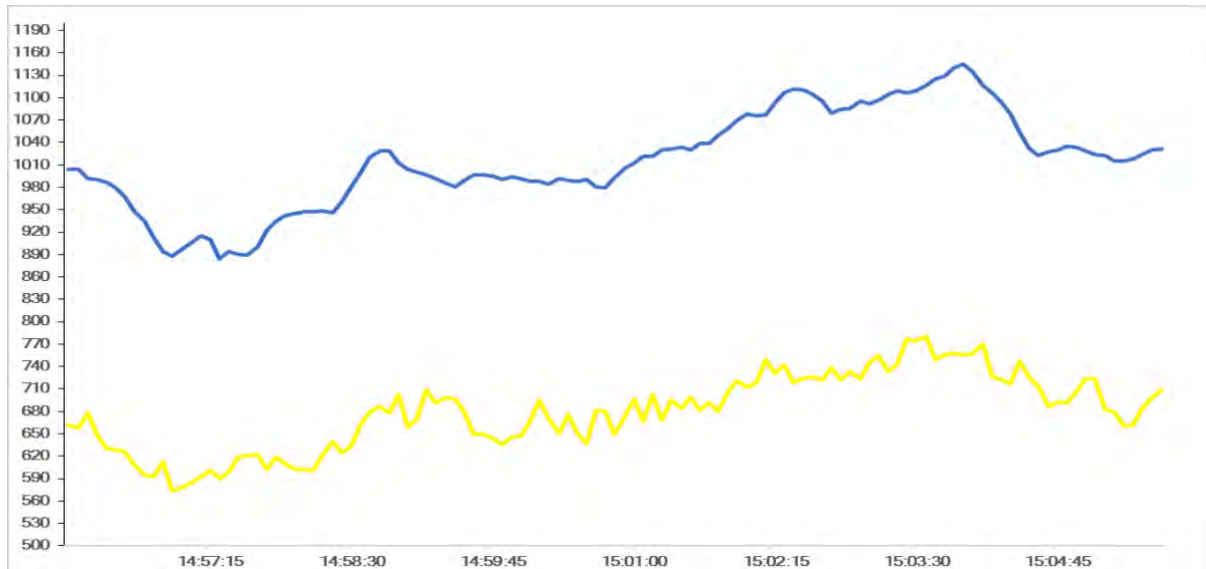


Figure 26: Variations des puissances d'entrée et de sortie de R3

Tableau 3: Résumé des performances

Régulateurs	Entrées PV [W]		Sortie batterie [W]	Rendement [%]
	Groupe n-1	Groupe n-2		
R ₂	91,42	343,6	363,94	84
	179,92	851,5	708,70	69
	178,77	802,3	695,81	71
R ₃	216,19	1092	1 223,73	94
	217,42	1005,1	1 054,50	86
	211,82	1165,6	1 221,49	89%

Observations :

Les rendements mesurés en conditions réelles sont acceptables compte tenu du niveau de charge des batteries

III.2.2. Les onduleurs chargeurs

La fonction d'ondulation des onduleurs chargeurs est évaluée dans cet partie à travers les mesures de rendements. Les figures suivantes résument les résultats obtenus.

Régulateurs	Puissance DC [W]	Puissance AC [W]	Charge [%]	Rendement [%]
C ₁	2238	2019	20	90,2
	3339	3045	30	91,2
	3840	3548	35	92,4
C ₂	1114	994	9,9	89,2
	1173	1050	10,5	89,5
	1217	1096	11,0	90,1
C ₃	3942	3571	36	90,6

	4938	4632	46	93,8
	5095	4794	48	94,1

Observations :

Le rendement moyen des onduleurs chargeurs est supérieur à 90% pour une charge moyenne inférieure à 50% de leurs puissances nominales, ce qui est très acceptable. Le signal de sortie présente une tension d'amplitude et de fréquence stables par rapport aux pics de puissance. Quelques figures montrant les variations des paramètres du signal de sortie sont représentées ci-dessous.

LEGENDE :

- Puissance DC
- Puissance AC
- Rendement
- Tension DC
- Tension AC
- Fréquence

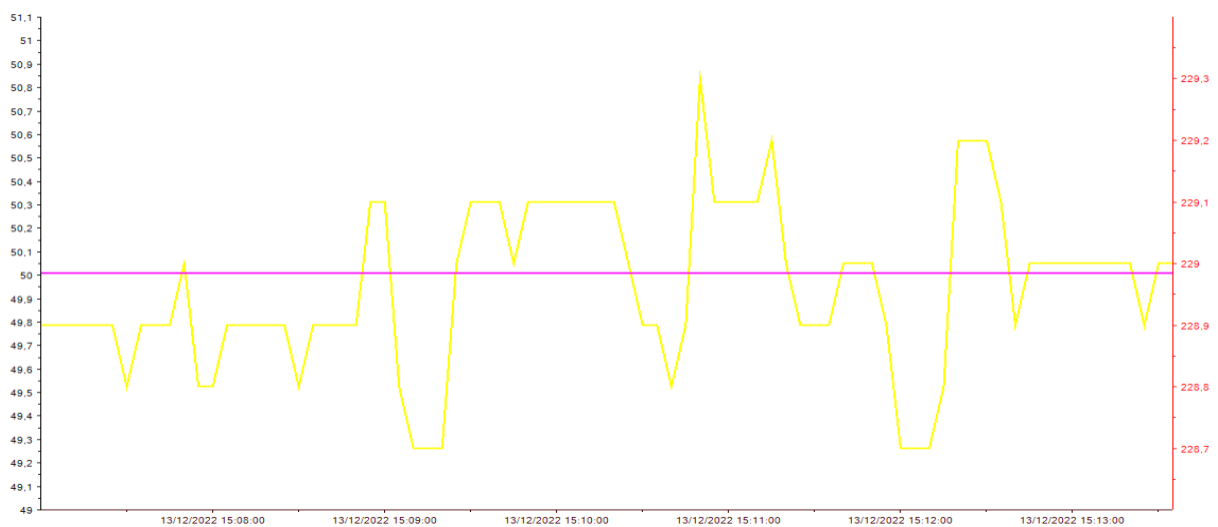


Figure 27: Variations de l'amplitude et la fréquence de la tension de C1

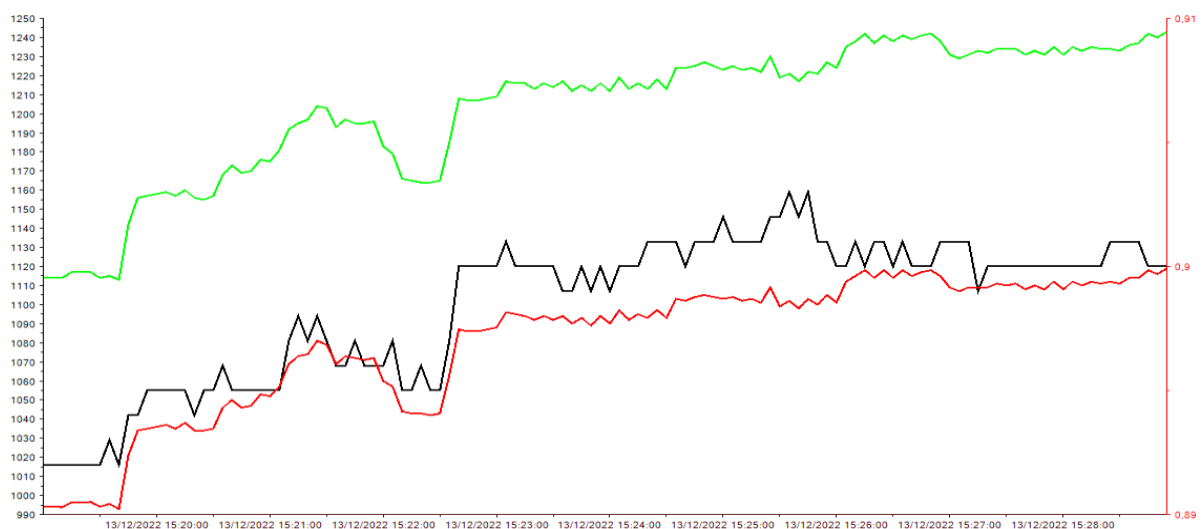


Figure 28: Variations des puissances de C2

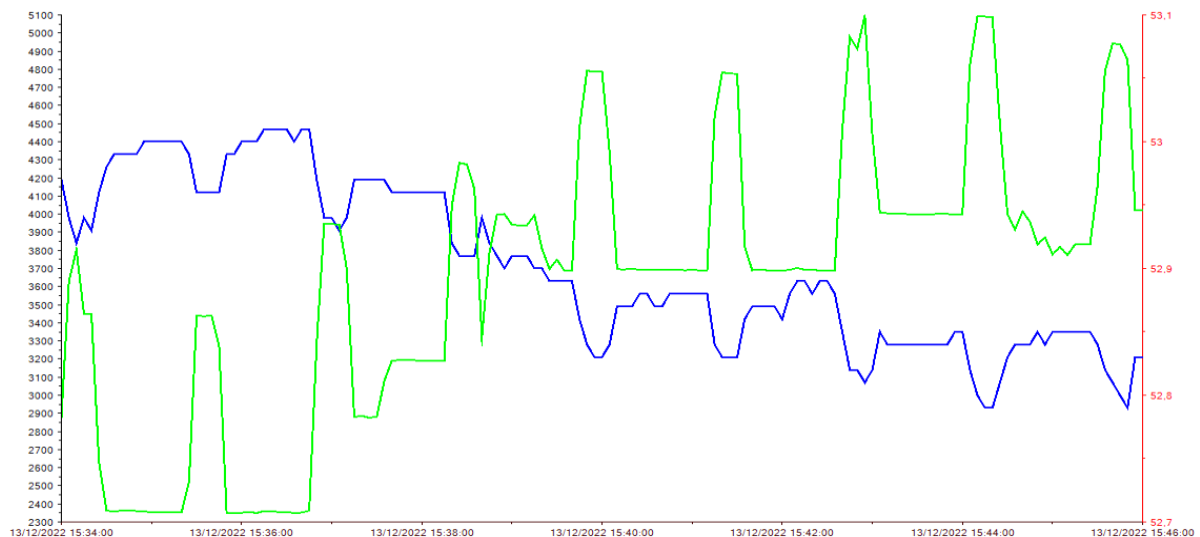


Figure 29: Variations de la puissance et la tension DC de C_3

III.2.3. Les onduleurs réseau

Ce test consiste à mesurer le ratio de performance du système. Ce paramètre d'évaluation globale du système d'injection se base sur les rendements DC (panneaux) et AC (conversion) ainsi que sur les paramètres environnementaux (irradiance, températures) et les pertes diverses afin d'évaluer la performance globale du système d'injection. Les illustrations suivantes donnent les résultats des tests.

LEGENDE : ■ Puissance DC ■ Puissance AC

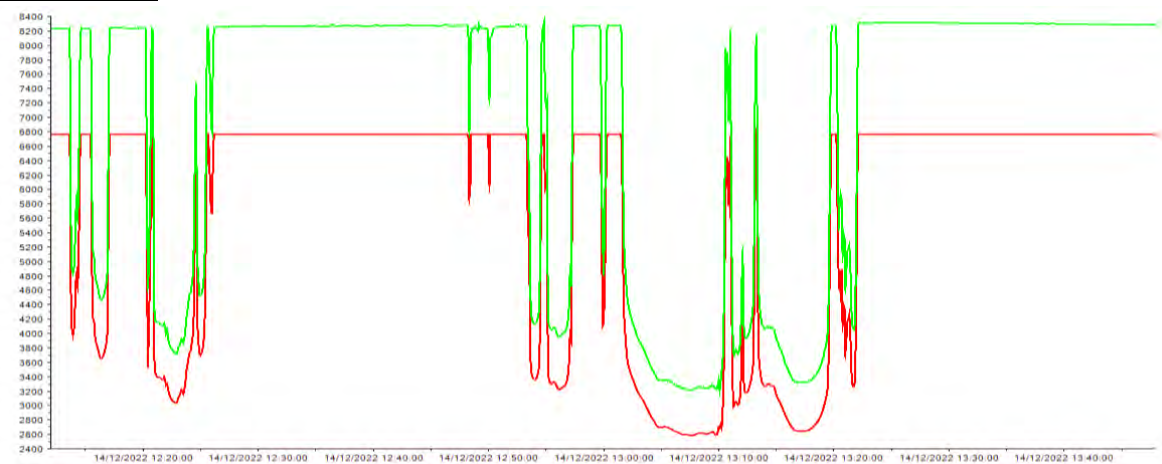


Figure 30: Variations des puissances DC et AC de F_1

LEGENDE : ■■■ Température cellule ■■■ Température ambiante ■■■ Irradiance

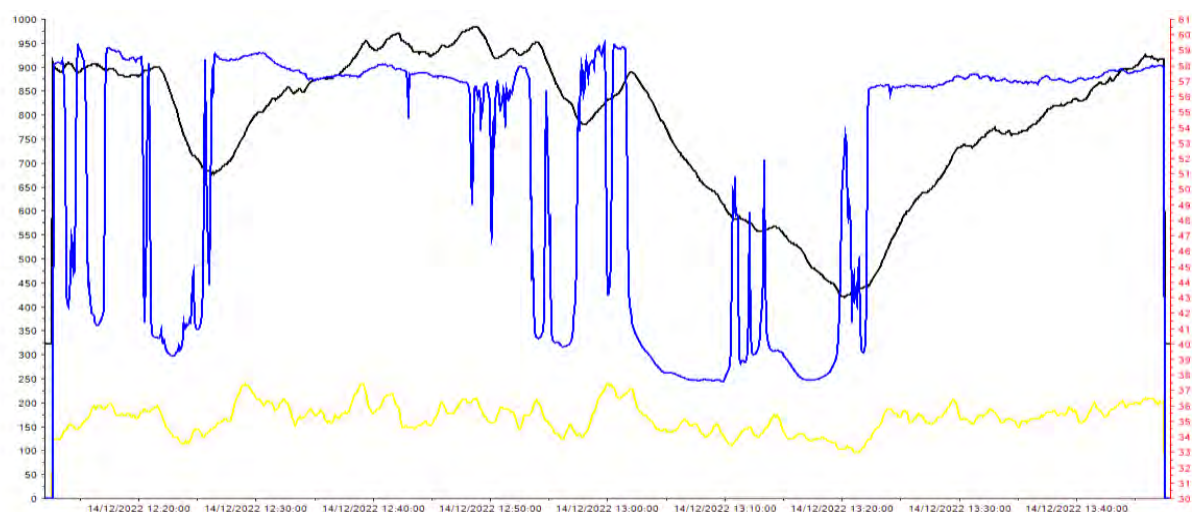


Figure 31: Variations des conditions environnementales aux entrées de F_1

Tableau 4: Résumé des performances de F_1

PARTIE DC		PARTIE AC	
Puissance nominale	13,65 kWc	Puissance moyenne	6,77 kW
Puissance moyenne	8,27 kW	Facteur de puissance	0,97
Tension	637,1 V	Rendement	82%
Courant	12,98 A	Tension composée 1-2	395,7 V
Rendement	88%	Courant phase 1	8,48 A
ENVIRONNEMENT		Tension composée 2-3	396,7 V
Irradiance	690 W/m ²	Courant phase 2	12,32 A
Température cellule	43°C	Tension composée 3-1	395,3 V
Température ambiante	33°C	Courant phase 3	12,36 A
Ratio de performance moyen = 72,6%			

Observations :

- La puissance moyenne injectée dans le système est de 6,7kW
- Le rendement des panneaux (groupe 4) est de **88%** > 85%, ce qui est très acceptable
- Le rendement de conversion (82%) est acceptable par rapport aux conditions
- Le ratio de performance global est de **72,6%** > 70%, ce qui est acceptable

LEGENDE : ■ Puissance DC ■ Puissance AC
■ Température cellule ■ Température ambiante ■ Irradiance

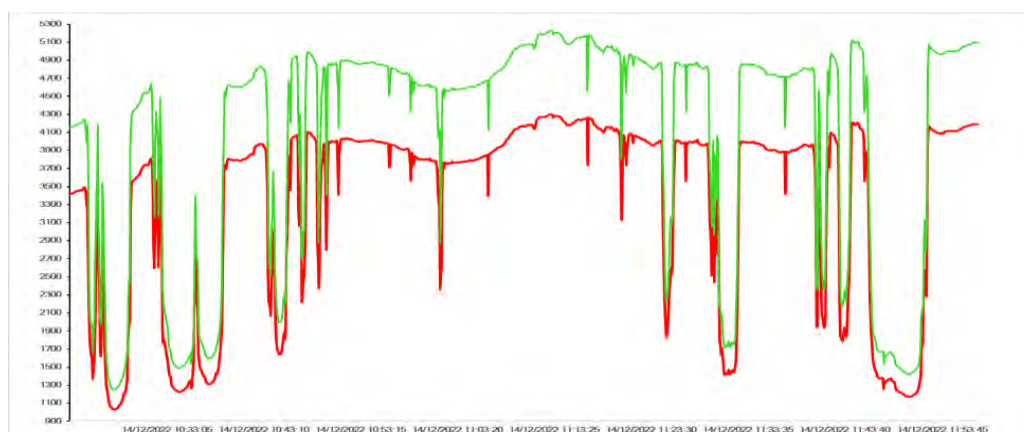


Figure 32: Variations des puissances DC et AC de F₂

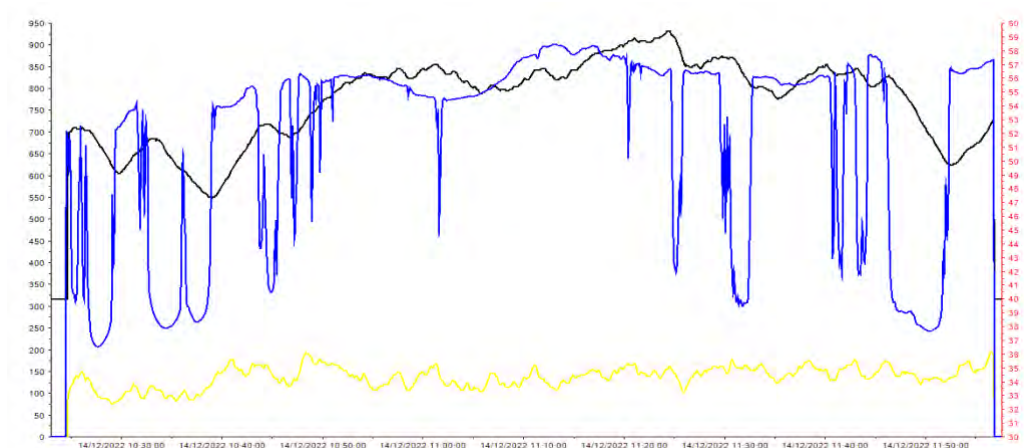


Figure 33: Variations des conditions environnementales à l'entrée de F₂

Tableau 5: Résumé des performances de F₂

PARTIE DC		PARTIE AC	
Puissance nominale	6,37 kWc	Puissance moyenne	4,05 kW
Puissance moyenne	4,30 kW	Facteur de puissance	0,85
Tension	541,4 V	Rendement	81%
Courant	7,94 A	Tension composée 1-2	397,8 V
Rendement	89%	Courant phase 1	6,36 A
ENVIRONNEMENT		Tension composée 2-3	398,8 V
Irradiance	705 W/m ²	Courant phase 2	6,38 A
Température cellule	49°C	Tension composée 3-1	397,2 V
Température ambiante	32°C	Courant phase 3	6,32 A
Ratio de performance moyen = 71,2%			

Observations :

- La puissance moyenne injectée dans le système est de 4,05kW
- Le rendement des panneaux (groupe 5) est de **89%**>85%, ce qui est très acceptable
- Le rendement de conversion (81%) est acceptable par rapport aux conditions

- Le ratio de performance global est de **71,2%** >70%, ce qui est acceptable

III.2.4. Le stockage

Le banc de stockage est composé de 3 éléments de 48V, en parallèle, capables de stocker 46,08 kWh. Les performances du banc ont été étudiées lors d'un cycle complet pour un état de charge (Stat Of Charge : SOC) allant de 10% à 93%. Les résultats ont permis de voir que les batteries présentent de bonnes performances dans un régime de fonctionnement dynamique et réel avec de bons rendements. De plus, les résistances internes sont conformes pour les états chargés et déchargés de la batterie.

Rendement coulombique = **88,18%**

Rendement énergétique = **87,90%**

Tableau 6 : Performances des batteries

	Batterie 1		Batterie 2		Batterie 3	
	Voc (V)	Résistance interne (mΩ)	Voc (V)	Résistance interne (mΩ)	Voc (V)	Résistance interne (mΩ)
Chargée : SOC=93%	53,45	4,64	53,43	3,60	53,44	4,01
Déchargée : DOD=90%	52,22	5,38	52,19	3,69	52,17	4,15

IV. L'inspection thermographique

Cette étape consiste à visualiser et évaluer les écarts de température sur les champs PV et le local technique afin de détecter les éventuelles dissipations de puissance.

Référence normative

- Procédure interne **Pr-T05-3** : Test de système photovoltaïque niveau 3 - Partie 4 : Inspection thermographique

IV.1. Les modules

L'inspection thermographique a été effectuée en charge après le nettoyage du champ. L'imagerie thermographique qui montre la dispersion de la température sur la surface des champs a été effectuée. L'image du champ 1 est présentée sur la figure suivante :

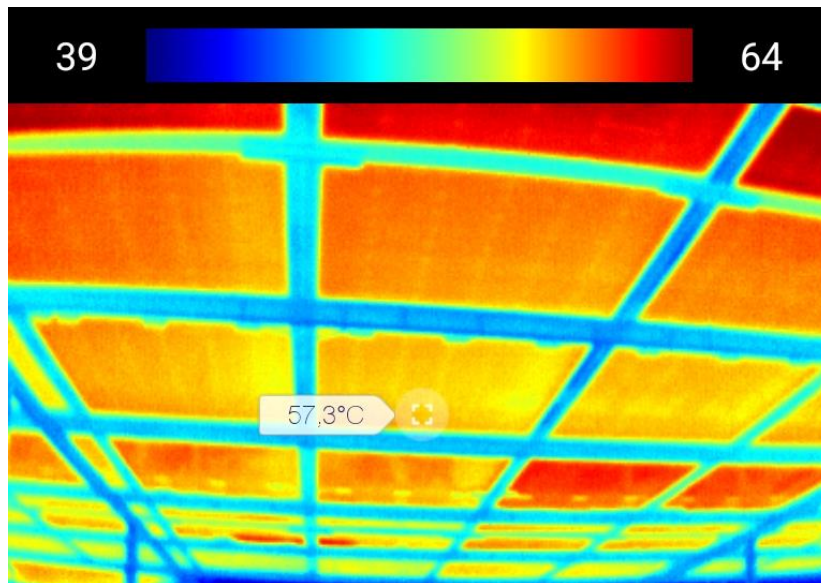


Figure 34: Image thermographique du champ 1

Observations :

La différence de température maximale au niveau du champ est de 6,4°C et la dispersion de la température à travers les modules est homogène et traduit l'absence de module défectueux à ce stade.

IV.2. Le local technique

L'inspection du local a été effectuée après 2h de fonctionnement des équipements. L'image thermographique qui montre la dispersion de la température dans le local technique est présentée sur la figure suivante :

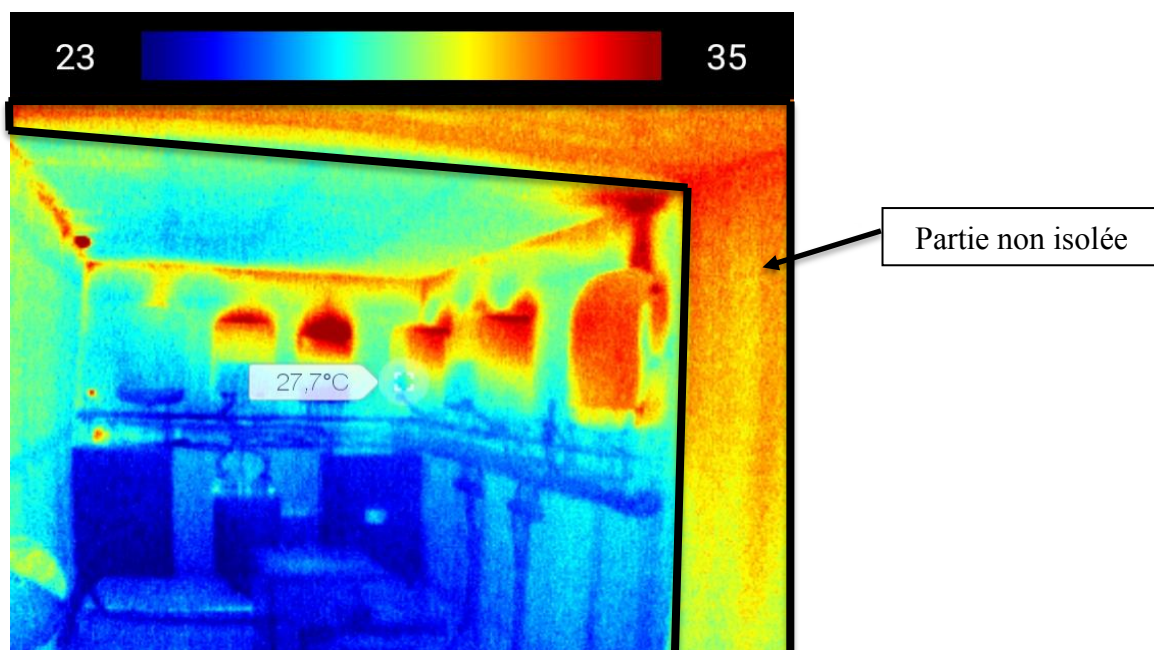


Figure 35 : Image thermographique du local technique

Observations :

Les équipements ont des températures acceptables cependant la mauvaise isolation du local technique est bien visible et entraîne un fonctionnement excessif de la climatisation et ralentit le refroidissement des équipements surtout en période de forte chaleur.

V. L'évaluation de la consommation globale

Afin de mesurer la consommation journalière réelle du système, indépendamment de la production photovoltaïque, des mesures ont été effectuées au niveau du point de distribution (en aval du commutateur de source).

Références normatives

- Procédure interne **Pr-T05-3** : Test de système photovoltaïque niveau 3 - Partie 6 : Analyse de la qualité du signal de sortie
- EN 50160 : Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution

V.1. Le profil de charge

Le profil de charge journalier du système est représenté sur la figure suivante :

LEGENDE : ■ Puissance totale ■ Phase 1 ■ Phase 2 ■ Phase 3

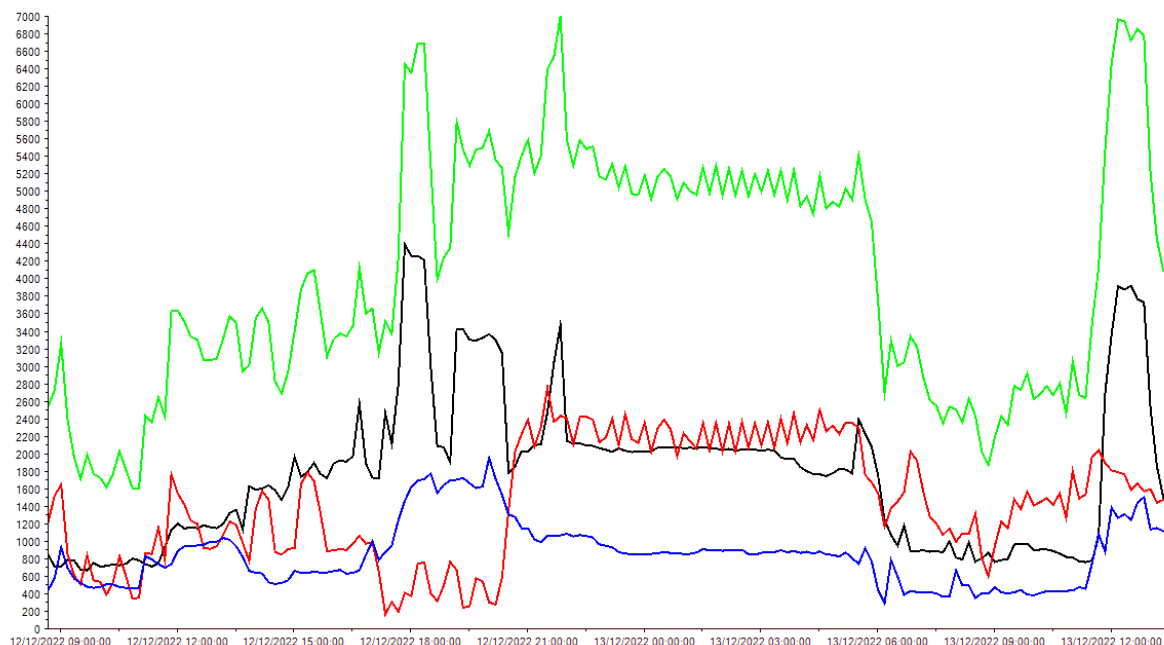


Figure 36: Profil de charge du système

Observations :

- Les pics de consommation les plus importantes sont survenus vers 18h et vers 4h du matin. La consommation moyenne est 4,1kW.

- Les puissances limites sont consignées dans le tableau suivant :

	Puissance moyenne	Puissance maximale	Puissance minimale
Phase 1	1775	4373 à 17h50	668W à 9h40
Phase 2	1463	2754 à 21h30	167W à 17h20
Phase 3	855	1952W à 20h	294W à 6h11
Total	4070	7000W à 21h51	1607W à 10h51

V.2. Analyse de la qualité du signal

L'analyse du signal permet de détecter les anomalies de tensions (pics, creux, déséquilibre ...).

Les figures suivantes nous présentent les résultats du test :

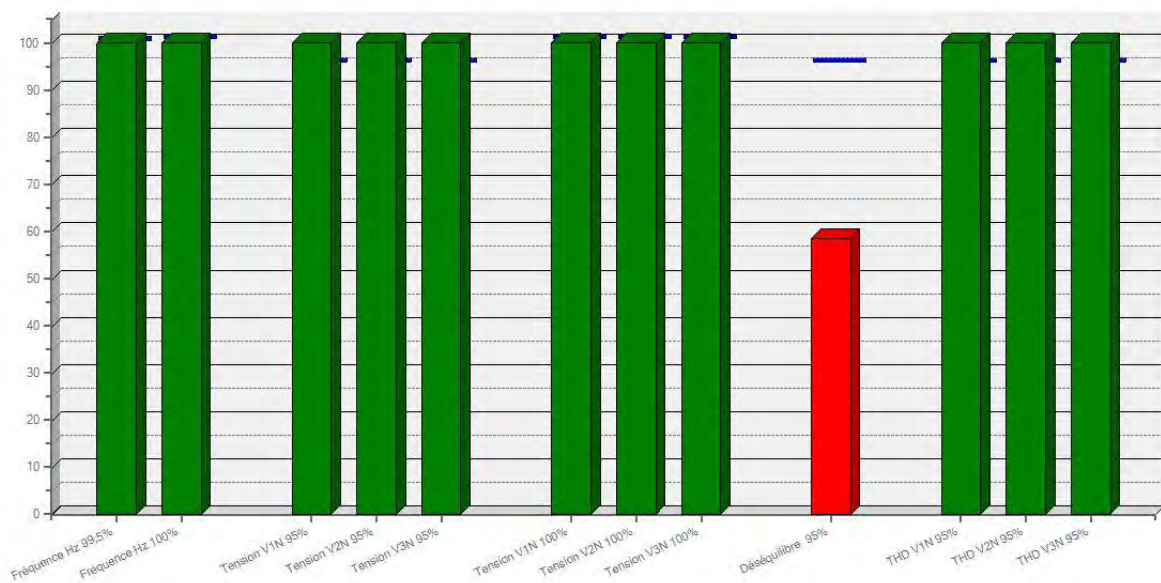


Figure 37: Résumé de l'analyse de la qualité de la tension

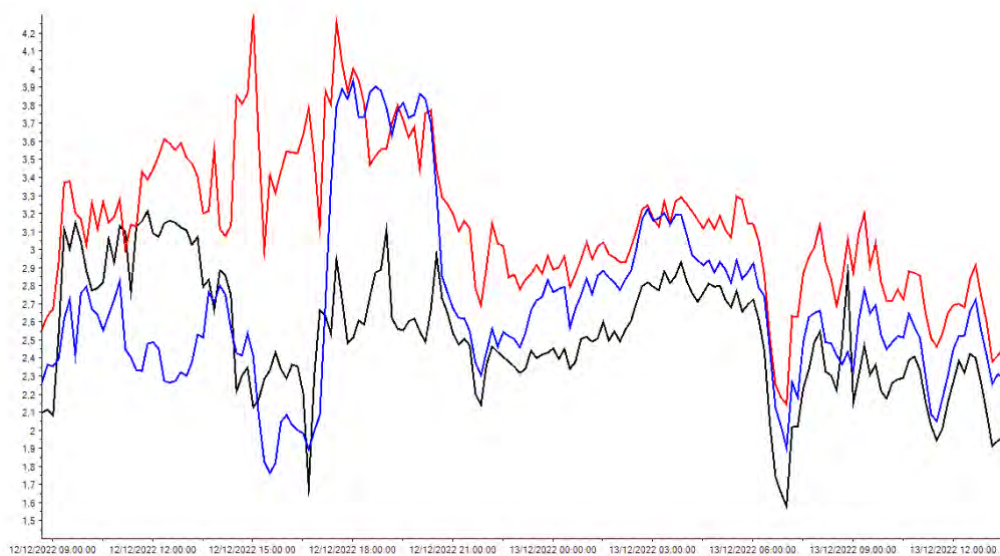


Figure 38: Variations du taux de distorsion d'harmonique global sur chaque phase

Tableau 7: Les anomalies de tension

Phase	Type	Date et Heure	Longueur [s]	Pic
1	Creux	12/12/2022 09:15:49.98	08.17	0,10
3	Creux	12/12/2022 09:15:49.98	08.17	0,09
2	Creux	12/12/2022 09:15:49.98	08.18	0,09
3	Creux	12/12/2022 10:03:38.44	00.08	193,62
3	Pic	12/12/2022 10:03:38.68	00.08	246,98
3	Creux	12/12/2022 14:03:01.28	00.06	202,81
3	Creux	12/12/2022 15:10:28.30	00.06	205,94
2	Creux	12/12/2022 20:36:45.25	06.93	0,10
3	Creux	12/12/2022 20:36:45.26	06.91	0,10
1	Creux	12/12/2022 20:36:45.26	06.92	0,11
1	Creux	13/12/2022 06:00:31.12	00.28	183,47
2	Creux	13/12/2022 06:00:31.17	00.24	206,11
3	Creux	13/12/2022 08:46:56.89	08.12	0,10
1	Creux	13/12/2022 08:46:56.90	08.12	0,10
2	Creux	13/12/2022 08:46:56.90	08.12	0,10
1	Creux	13/12/2022 09:01:48.95	06.94	0,11
2	Creux	13/12/2022 09:01:48.95	06.94	0,10
3	Creux	13/12/2022 09:01:48.95	06.94	0,10
2	Creux	12/12/2022 20:36:45.25	06.93	0,10

Observations :

La fréquence ainsi que l'amplitude des tensions des phases sont stables et le taux de distorsion harmonique global est acceptable (<5%), cependant les phases sont déséquilibrées.

VI. Les recommandations

Les non-conformités dans une installation solaire réduisent les performances et augmentent les risques pour les équipements et les opérateurs. Afin de rendre cette installation conforme aux normes et sécurité mais aussi d'améliorer sa performance, des recommandations sont émises.

VI.1. Les champs PV

Définir un programme de nettoyage des panneaux : Ils doivent être nettoyé au moins une fois par semaine. Pour se faire utiliser une perche ou un autre moyen mais **ne pas marcher sur les panneaux**

VI.2. Le local technique

- Isoler entièrement l'intérieur du local technique afin de favoriser une bonne efficacité énergétique et un bon refroidissement des équipements
- Rendre l'alimentation de l'éclairage et du routeur indépendante du système solaire. Prévoir aussi une prise indépendante dans le local
- Mettre à disposition un dossier technique dans le local. Ce dossier sera composé de

- Schéma synoptique du système (disponible dans ce rapport)
- Plan d'implantation des composants et des canalisations
- Nomenclature des équipements installés et références des éléments de remplacement (fusibles, parafoudre, etc)
- Schéma électrique du tableau de distribution des charges
- Procédure d'intervention sur le système et consignes de sécurité

VI.3. Les régulateurs

- Installer le régulateur manquant ou distribuer le groupe 1, inutilisé, aux autres régulateurs
- Remplacer les fusibles de 250A à la sortie des régulateurs par des fusibles de 150A, comme exigé par le fabricant

VI.4. Les onduleurs

- Alimenter le coffret AC_{in} par le réseau public afin de connecter les entrées AC_{in} des onduleurs chargeurs et d'utiliser leurs commutateurs intégrés. Cela entraîne :
 - Augmentation de la production des onduleurs réseau qui ne vont plus dépendre de l'état de charge des batteries
 - Une redondance dans le système : en cas de panne des régulateurs, onduleur ou batteries, l'onduleur réseau pourra fonctionner et inversement
 - Réduction du temps de charge des batteries qui recevront une puissance supplémentaire des onduleurs réseau
- Identifier les onduleurs

VI.5. Les coffrets

- Identifier les coffrets, les arrivées et les départs de câbles
- Relier tous les parafoudres à la terre
- Installer un dispositif de protection différentielle au moins dans les points suivants :
 - Sorties AC des onduleurs
 - Arrivée du point de distribution dans le réseau

Les charges

- Revoir la distribution des charges connectées au système PV afin d'ajuster les puissances de sorte à avoir une puissance moyenne consommée autour de 80% soit 28kW.

- La puissance consommée doit être convenablement répartie sur les phases de sorte qu'elles soient bien équilibrées.

Conclusion

Ce rapport recense l'ensemble des activités réalisées dans le cadre des tests de mise en service de la mini centrale d'Energie Propre et l'état des références des équipements installés.

Une batterie de tests de contrôle qualité sur l'ensemble des composants du système pris isolément (Panneaux, régulateurs, onduleurs, batteries, dispositifs de protection, câbles.) et l'étude de performance du système a été effectuée. Il a mis en exergue l'état de référence du matériel qui globalement passent les tests de performance et donc sont de bonne qualité. L'étude a relevé également quelques manquements (absence de composants ou pose de composants dont les caractéristiques ne respectent les normes de sécurité pour la protection des équipements).

Il a été ainsi recensé tous ces éléments pour des recommandations en vue d'amélioration de l'installations.

Un point extrême important à fixer assez rapidement au-delà des éléments d'amélioration sur l'installation est l'optimisation du Profil de charge. Ce point devrait faire l'objet d'une étude rapide entre ARESS, Songhaï et EPAC. Le CT2S se propose d'être en appui à distance pour la réalisation de cette tâche.

Cette mission a eu le Soutien des partenaires du Benin Songhai, Aress et EPAC. Nous les remercions vivement pour tout leur support.

Une mention spéciale au Centre songhaï qui au-delà du support technique a facilité les aspects logistiques de la mission (accueil à l'aéroport et transfert sur site, accommodation, etc.)