



**HAL**  
open science

# ANALYSE DES DONNEES DE LA TOITURE DU CEREMA (2)

Jean-Paul Sawicki, Rémy Claverie, Michel Aillerie

► **To cite this version:**

Jean-Paul Sawicki, Rémy Claverie, Michel Aillerie. ANALYSE DES DONNEES DE LA TOITURE DU CEREMA (2). [Rapport de recherche] LMOPS. 2020. hal-03052856

**HAL Id: hal-03052856**

**<https://hal.science/hal-03052856>**

Submitted on 10 Dec 2020

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

## ANALYSE DES DONNEES DE LA TOITURE DU CEREMA DEUXIÈME PARTIE

### I. INFLUENCE DE LA CHUTE DE TENSION DES CÂBLES ET DES CONTACTS DES RELAIS

#### I.1 Hypothèses de calcul

- On fera les calculs de puissance en tenant compte de la résistance des câbles et de celle des relais de commutation (50 mΩ sur le module NI 9481).
- En première approximation le courant déduit de la mesure de tension d'une résistance de charge d'1 ohm peut être assimilé au courant de court-circuit. Cela est d'autant plus vrai que les conducteurs sont courts et de forte section.
- Si la commutation de la résistance de 10 ohms peut dans certains cas positionner le module à son point de puissance maximale (MPP), la différence de potentiel de cette résistance n'est pas celle du MPP en raison des chutes de tension dans les câbles et les contacts du relais.
- On considérera que la précision de la résistance (tolérance 0,1%) est suffisante dans un premier temps pour ne pas introduire de correctifs supplémentaires ni pour le courant (1mA d'imprécision pour 1A mesuré), ni pour la tension (10mV d'imprécision pour 10V mesurés).
- On suppose que la valeur des résistances de charge pouvant théoriquement dissiper 5W n'augmente pas une fois cette puissance dépassée. Dans le cas contraire il y aurait un risque de déplacer significativement le point de fonctionnement vers la droite sur la courbe I-V lors de la commutation de la résistance de 10 ohms (dissipation d'une dizaine de watt) avec probablement une augmentation artificielle de la tension mesurée. Ce phénomène pourrait être différent pour chacune des trois résistances, ce qui ne favoriserait pas la comparaison entre les trois modules PV.  
La mesure de l'intensité de pseudo court-circuit par contre pourrait être validée dans n'importe quel cas car la résistance de mesure correspondante (1 ohm) ne dissiperait que 1,5W environ aux conditions STC.
- Le fabricant garantit une puissance crête d'au moins 90% de la valeur typique, soit 18Wc au minimum. Cette imprécision peut se répercuter, sur la valeur de la tension de MPP et/ou sur le courant de MPP, donc probablement aussi sur la tension de circuit ouvert et/ou le courant de court-circuit.  
Aussi, **en l'absence des courbes I-V réelles** qui permettraient de bien caractériser les comportements des trois modules PV, les calculs qui vont suivre concernent le cas de **trois modules PV typiques, strictement identiques** donc, et soumis aux conditions STC (1000W/ m<sup>2</sup>, AM=1,5, 25°C) et de spécifications constructeurs suivantes :  
$$U_{co}=21,70V, I_{cc} =1,24A, U_{mpp}=17,40V, I_{mpp}=1,16A, P_c =20W.$$
- Comme hypothèse très simplificatrice on pose que la décroissance du courant est linéaire entre la valeur de court-circuit  $I_{cc}$  et le courant au point de puissance maximale  $I_{mpp}$ .

Une équation de droite s'en déduit :

$$I = a * U + 1,24 \quad \text{où} \quad a = \frac{1,16 - 1,24}{17,40 - 0} \simeq -0,0046 \text{ A/V} \quad (1)$$

Pour trouver le point de fonctionnement d'un module PV **distant** de la centrale d'acquisition il s'agit de calculer **la résistance totale** raccordée au module puis d'égaliser l'équation (1) à l'expression suivante issue de la classique loi d'Ohm:

$$I = \frac{U}{R} \quad (2)$$

autorisant ainsi le calcul de U puis de I.

- Si on intègre la résistance des câbles et/ou celle des contacts des relais le point de fonctionnement du module se déplace vers la droite sur la courbe I-V, réduisant donc le courant circulant dans les résistances de charge.  
La tension de module augmente dans les cas du pseudo court-circuit sous 1 ohm et de la pseudo tension sous 10 ohms. Bien entendu les effets d'une grande longueur de câbles peuvent être contrebalancés par l'augmentation de leur section.

La résistance des conducteurs est très facile à calculer à partir de la simple relation :

$$R_{cond} = \frac{\rho L}{S}$$

Où  $\rho$  est la résistivité du conducteur exprimée en  $\Omega\text{m}$ , L la longueur aller-retour des conducteurs (entre les pôles + et - du module PV) exprimée en mètre et S leur section en mètre carré.

Dans les calculs effectués ci-dessous on prendra des conducteurs en cuivre donc présentant une résistivité  $\rho = 17.10^{-9} \Omega\text{m}$ .

## I.2 Simulation de la puissance calculée en fonction de plusieurs dispositions de modules PV (sous conditions STC).

**Avertissement :** les tableaux intermédiaires permettant de simuler, pour plusieurs configurations, la valeur du courant de pseudo court-circuit et la tension aux bornes de la résistance de 10 ohms ne figurent pas dans cette analyse

En particulier, les câbles de section de 0,25 mm<sup>2</sup> ont été écartés, car à partir de la distance de 40m environ l'équation de courant n'est plus valable (on dépasse en effet la tension de MPP). En outre cette section bien trop petite a de très faibles chances d'avoir été retenue!

On résume dans un tableau le calcul de la puissance de module PV en fonction de cinq sections de câble d'usage très courant, de dix distances **module PV/centrale d'acquisition** compatibles avec la configuration de toiture du CEREMA (la position du coffret contenant la centrale d'acquisition n'est pas connue) et en tenant compte de la résistance de contact des relais.

On rappelle que, pour coller au mieux avec les données expérimentales, la puissance simulée est le produit de la tension calculée aux bornes de la résistance de 10 ohms et du courant calculé circulant à travers la résistance d'1 ohm.

Section en mm <sup>2</sup>	Pcalc en W 5m	Pcalc en W 10m	Pcalc en W 15m	Pcalc en W 20m	Pcalc en W 25m	Pcalc en W 30m	Pcalc en W 35m	Pcalc en W 40m	Pcalc en W 45m	Pcalc en W 50m
0,5	14,581	14,537	14,493	14,449	14,405	14,362	14,318	14,275	14,232	14,190
0,75	14,596	14,567	14,537	14,508	14,478	14,449	14,420	14,391	14,362	14,333
1	14,604	14,581	14,559	14,537	14,515	14,493	14,471	14,449	14,427	14,405
1,5	14,611	14,596	14,581	14,567	14,552	14,537	14,522	14,508	14,493	14,478
2,5	14,617	14,608	14,599	14,590	14,581	14,573	14,564	14,555	14,546	14,537

### Interprétation des résultats :

Toutes les valeurs de puissance sont relativement proches l'une de l'autre : ainsi en prenant les deux cas extrêmes (panneau raccordé en 0,5 mm<sup>2</sup> à 50m de la centrale et panneau raccordé en 2,5mm<sup>2</sup> à 5m) la puissance du panneau le plus lointain n'est inférieure que de 2,9% à celle du plus proche.

Pour une même section de câble, cela va de 2,7% en 0,5 mm<sup>2</sup> à 0,5% en 2,5mm<sup>2</sup>, toujours pour les deux panneaux les plus extrêmes.

En réduisant l'écart entre les deux panneaux, l'un situé à 25 m, l'autre toujours à 50 m on a en 0,5 mm<sup>2</sup> un écart de puissance de 1,5% et qui descend à 0,3% en 2,5 mm<sup>2</sup>, toujours au profit du panneau le plus proche de la centrale.

Le niveau de puissance plus élevé pour un panneau proche s'explique par une moindre impédance de charge du panneau, donc un déplacement vers la gauche sur la courbe I-V. Ainsi lors de la commutation de chaque résistance un courant plus important apparaît, ce qui se répercute, et sur la valeur du pseudo court-circuit, et sur celle de la pseudo tension.

La disposition de panneaux identiques soumis aux mêmes conditions STC et la section des conducteurs employés a bien une influence sur le niveau de la puissance calculée même si l'écart apparaît peu important dans le cas de section de conducteurs « confortable ».

Néanmoins la littérature présente la plupart du temps des gains de puissance sur parcelles végétalisées relativement modestes : il est impératif ici de minimiser ce possible biais expérimental en s'assurant de relier à la centrale d'acquisition chaque module PV avec des conducteurs de même longueur et de même section.

Même si tous les pôles – des panneaux sont théoriquement au même potentiel grâce aux symétries il est préférable de recourir à des entrées différentielles, ce qui a été réalisé sur le banc expérimental.

Cette analyse du banc expérimental conduit en outre à un résultat des plus **surprenants** car complètement **contre intuitif**.

En effet, si l'évapo-transpiration des parcelles réduit (légèrement) la température de panneau, le courant de court-circuit doit (très) légèrement chuter, ainsi que « mécaniquement » celui du MPP alors que la tension de ce dernier doit se décaler un peu plus vers la droite sur la courbe I-V. Et c'est cette augmentation de tension qui est prépondérante dans l'augmentation de la puissance crête.

Avec la technique de mesure retenue qui repose sur la génération de courants provoqués par la commutation séquentielle des deux résistances de charge, on comprend sans difficulté que dans ce cas le calcul de la puissance aura plutôt tendance à donner une valeur plus faible sur un panneau refroidi à niveau d'éclairement égal, ce qui est plutôt contraire au résultat escompté.

**Une puissance calculée plus faible serait donc en fait le signe d'un panneau qui produit plus !**

Manifestement cette technique de mesure n'est adaptée qu'à la comparaison de panneaux soumis à des éclaircements différents, ce pour une température de module identique. Méthode des plus restrictives... A moins de raisonner à l'envers.

Pour y pallier, il faut une résistance variable qui s'adapte à la puissance maximale du panneau. Le choix d'un convertisseur qui jouera le rôle d'adaptateur d'impédance s'impose donc : DC/DC (les fameux boosts à transformateur ou non) mais aussi DC/AC (les fameux micro-onduleurs évoqués depuis maintenant 6 mois !).

### I.3 Calcul de l'écart relatif entre la puissance calculée et la puissance crête STC.

On comprend bien que le calcul de la puissance est artificiel car il ne correspond à aucune réalité physique : le courant aux bornes de la résistance d'1 ohm n'est pas celui du court-circuit et la tension mesurée aux bornes de la résistance de 10 ohms n'est pas celle du panneau, comme nous l'avons montré lors de la réflexion sur l'influence de la résistance des conducteurs.

Néanmoins, comme cette opération est faite à l'identique sur les trois modules PV on peut, avant de procéder à la comparaison de production entre module, chercher à estimer aux conditions STC l'écart de puissance avec la valeur crête théorique (20,184 W) en fonction des longueurs et sections des conducteurs.

En prenant les mêmes configurations que précédemment les différents écarts de puissance sont listés ci-dessous en relatif.

Section en mm <sup>2</sup>	$\Delta P$ en % 5m	$\Delta P$ en % 10m	$\Delta P$ en % 15m	$\Delta P$ en % 20m	$\Delta P$ en % 25m	$\Delta P$ en % 30m	$\Delta P$ en % 35m	$\Delta P$ en % 40m	$\Delta P$ en % 45m	$\Delta P$ en % 50m
0,5	-27,8	-28,0	-28,2	-28,4	-28,6	-28,8	-29,1	-29,3	-29,5	-29,7
0,75	-27,7	-27,8	-28,0	-28,1	-28,3	-28,4	-28,6	-28,7	-28,8	-29,0
1	-27,6	-27,8	-27,9	-28,0	-28,1	-28,2	-28,3	-28,4	-28,5	-28,6
1,5	-27,6	-27,7	-27,8	-27,8	-27,9	-28,0	-28,1	-28,1	-28,2	-28,3
2,5	-27,6	-27,6	-27,7	-27,7	-27,8	-27,8	-27,8	-27,9	-27,9	-28,0

### Interprétation :

Conséquence des choix techniques retenus, des impédances de charge plus faibles se traduisent par une puissance calculée plus importante, ce qui réduit l'écart avec la valeur crête aux conditions STC. Le tableau précédent confirme cet état de fait avec un écart minimal pour un module PV situé tout près de la centrale, quelle que soit la section du conducteur.

Assez net pour des faibles sections, l'écart se réduit pour deux modules distants lorsque la section des conducteurs augmente.

Enfin, dans tous les cas de figure, la puissance calculée est toujours inférieure de plus de 27% à la puissance crête aux conditions STC.

#### I. 4 Influence de la valeur réelle des résistances de charge.

**Avertissement :** les résultats énoncés ici concernent des calculs antérieurs ne tenant pas compte des résistances de contact des relais. Ils doivent donc être appréhendés comme des ordres de grandeur, sachant que le rajout de 50 m $\Omega$  ne doit pas changer grand-chose dans le calcul des écarts de puissance.

Sans lister tous les cas de figure, la tolérance de 0,1% sur la résistance d'1 ohm n'influe que très faiblement sur le calcul de la puissance : on gagne environ 1/10<sup>ième</sup> de mW, lorsque la résistance est inférieure à la valeur nominale (0,999 ohm) et on perd la même valeur dans le cas contraire (1,001 ohm).

Pour la résistance de 10 ohms, cette tolérance fait varier la puissance de l'ordre de 6/10<sup>èmes</sup> de mW, là encore en positif lorsque la résistance est inférieure à la valeur nominale et en négatif dans le cas contraire.

Ainsi, en se plaçant dans les conditions les plus défavorables les erreurs d'estimation dues aux résistances de charge sont de l'ordre de 1,4 mW entre deux panneaux identiques aux conditions STC. Cette très faible valeur peut être négligée.

## II CONCLUSIONS

En se plaçant dans les conditions idéales de trois modules PV ayant exactement les mêmes courbes I-V le banc expérimental est théoriquement capable :

-) de distinguer des niveaux de puissance différents entre modules PV ayant le même éclairage, la même exposition et présentant la même température de cellules s'ils sont installés à une distance différente de la centrale d'acquisition et /ou s'ils sont raccordés par des conducteurs de section différente. Dans ce cas le module PV le plus proche de la centrale d'acquisition présentera la puissance calculée la plus élevée,

-) de distinguer des niveaux de puissance différents entre modules PV situés exactement à la même distance de la centrale d'acquisition, ayant le même éclairage, la même exposition mais présentant une température de cellules différente. Dans ce cas **c'est le panneau à la puissance calculée la plus petite qui est en fait celui qui produit le plus**, en raison de son courant de court-circuit plus faible signe de décalage vers la droite de la tension de MPP,

La puissance calculée n'atteint théoriquement jamais la valeur crête STC même si l'impédance totale (résistance de charge, des conducteurs et des contacts des relais) permet au module PV de se positionner au MPP.

Cette méthode de calcul nécessite que toutes les résistances de charge aient exactement les valeurs nominales (dans les limites des tolérances constructeur), sinon les points de mesures ne sont pas identiques sur chacun des modules, interdisant toute tentative de comparaison de puissance rigoureuse.

Enfin, tout ceci repose sur l'hypothèse que la résistance de 10 ohms ne s'altère pas lorsqu'elle est soumise à une puissance supérieure à 5W (ce que permet assez facilement un module de 20Wc, même sans les conditions STC) et que bien entendu, hypothèse du début, le courant décroisse linéairement entre l'intensité de court-circuit et celle du MPP.