

## Dimensionnement des systèmes PV

### SOLUTION DE EXERCICE 1 : Analyse de Faisabilité Basée sur le Mois le Plus Défavorable

Prendre conscience de l'importance des données du "pire mois" pour une conception fiable.

#### Données :

- Irradiation journalière ( $\text{Wh/m}^2/\text{j}$ ) :
  - **Juin:** 8544
  - **Décembre:** 3901
  - **Avril:** 7771
- Charge quotidienne :  $E_c=8500 \text{ Wh/j}$
- Proposition stagiaire :  $P_c=1500 \text{ Wc}$  (basée sur une moyenne annuelle de  $6000 \text{ Wh/m}^2/\text{j}$ )
- Coefficient de pertes globales :  $K=0,6$

#### 1. Puissance crête nécessaire basée sur le mois de juin

L'énergie à produire par le champ PV est :

$$E_p = E_c / K = 8500 / 0,6 \approx 14166,67 \text{ Wh}$$

La puissance crête nécessaire en juin est :

$$P_c = E_p / \text{Irradiation juin} = 14166,67 / 8,544 \approx 1658 \text{ Wc}$$

**Analyse :** Le système de  $1500 \text{ Wc}$  proposé par le stagiaire serait légèrement sous-dimensionné même en juin ( $1658 \text{ Wc}$  nécessaires). En décembre, avec une irradiation de  $3,9 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ , la puissance requise serait :

$$P_c = 14166,67 / 3,9 \approx 3632 \text{ Wc}$$

Le système de  $1500 \text{ Wc}$  ne couvrirait que 41% des besoins en décembre → **défaillance totale du système autonome.**

#### 2. Puissance crête nécessaire basée sur décembre avec $K=0,6$

Nous l'avons calculée ci-dessus :  $P_c \approx 3632 \text{ Wc}$ .

C'est la valeur de référence pour un dimensionnement fiable.

### 3. Pourquoi la méthode du stagiaire (moyenne annuelle) est-elle une erreur grave ?

#### Réponse argumentée :

- Un système photovoltaïque autonome (off-grid) ne peut pas se permettre de tomber en panne pendant les mois de faible ensoleillement. Contrairement à un système raccordé au réseau (qui peut importer de l'énergie), un site isolé dépend entièrement de la production locale et du stockage.
- En utilisant une moyenne annuelle, le stagiaire a lissé les variations saisonnières. Cela conduit à un sous-dimensionnement critique en hiver.
- **Conséquences pratiques :**
  - Décharge profonde et répétée des batteries en décembre/janvier.
  - Sulfatation irréversible des batteries au plomb, réduisant leur durée de vie de plusieurs années à quelques mois.
  - Coupures de courant fréquentes, insatisfaction du client et coûts supplémentaires pour remplacer prématurément les batteries ou ajouter des panneaux.

**Conclusion :** Le dimensionnement d'un système autonome doit **toujours** se baser sur le mois le plus défavorable (ici décembre avec  $3,9 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ ).

### SOLUTION DE EXERCICE 2 : Vérification des Calculs Numériques du Cas d'Étude (Avec Batteries)

Appliquer les formules fondamentales et valider l'exactitude des résultats du cours.

#### Données :

**Besoin journalier :**  $E_c = 9130 \text{ Wh/j}$

**Tension du système:**  $48 \text{ V}$

**Panneau solaire :**  $350 \text{ Wc}$ ,  $V_{mpp} \approx 35 \text{ V}$ ,  $I_{mpp} \approx 10 \text{ A}$

**Irradiation décembre :**  $3,9 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$

**Coefficient K :**  $0,6$

## 1. Recalcul de $E_p$ et $P_c$ :

Énergie à produire :

$$E_p = E_c / K = 9130 / 0,6 = 15216,67 \text{ Wh}$$

Puissance crête nécessaire :

$$P_c = E_p / E_{ns} = 15216,67 / 3,9 \approx 3901,71 \text{ Wc}$$

**Vérification :** Les résultats de l'énoncé (15217 Wh et 3902 Wc) sont corrects (aux arrondis près).

## 2. Câblage électrique (Strings) pour 12 panneaux – Tension système 48 V

Avec  $V_{mpp} \approx 35 \text{ V}$  par panneau, une mise en série de 2 panneaux donne environ 70 V. Cette tension est trop basse pour un régulateur MPPT 48 V efficace (la tension d'entrée doit être nettement supérieure à la tension batterie pour que le MPPT fonctionne correctement, idéalement 1,5 à 2 fois la tension nominale).

### Configuration recommandée :

- Mettre **4 panneaux en série** pour obtenir une tension MPP d'environ  $4 \times 35 = 140 \text{ V}$ . C'est parfait pour un régulateur MPPT 48 V.
- Pour 12 panneaux, on réalise **3 chaînes (strings) en parallèle, chaque chaîne comportant 4 panneaux en série**. Notation: **3P4S**.

## 3. Courant de charge maximal délivré par le régulateur

Puissance crête réelle installée :  $P_{c, \text{reelle}} = 12 \times 350 = 4200 \text{ Wc}$

Le courant maximal côté batterie (48 V) est :

$$I_{\text{max}} = P_{c, \text{reelle}} / U_{\text{bat}} = 4200 / 48 = 87,5 \text{ A}$$

**Valeur correcte.** Le régulateur devra supporter au moins 87,5 A en sortie ; on prendra une marge de 20% soit environ 105 A.

## 4. Vérification du nombre de batteries (20 unités de 200 Ah / 12 V)

Capacité de stockage nécessaire ( $DOD = 60\% = 0,6$  ; autonomie  $N_j = 3 \text{ jours}$ ) :

$$Cs = \frac{Ec \times Nj}{DOD \times U} = \frac{9130 \times 3}{0,6 \times 48} = \frac{27390}{28,8} \approx 951,04 \text{ Ah}$$

Avec des batteries de 200 Ah sous 12 V, pour obtenir 48 V, on met 4 batteries en série (chaîne).

Nombre de chaînes parallèles nécessaires :

$$N_{chaînes} = 951/200 = 4,755 \rightarrow 5 \text{ chaînes}$$

Nombre total de batteries :  $5 \times 4 = 20$  batteries. **Correct.**

**Si DOD = 80% (0,8) :**

$$Cs = 27390/0,8 \times 48 = 27390/38,4 \approx 713,3 \text{ Ah}$$

Nombre de chaînes :  $713,3/200 = 3,57 \rightarrow 4$  chaînes.

Nombre total de batteries :  $4 \times 4 = 16$  batteries.

**Conséquence :** Avec  $DOD = 80\%$ , on économise 4 batteries, mais la durée de vie (nombre de cycles) sera réduite d'environ 30 à 50%. Pour des batteries au plomb, il est préférable de ne pas dépasser 50-60% de DOD pour garantir une longévité acceptable.

### SOLUTION DE EXERCICE 3 : Système de Pompage Solaire Direct (Sans Batteries)

#### Données:

- Pompe triphasée : 400 V AC, 4 kW
- Fonctionnement : 5 heures consécutives aux heures de pointe solaire
- Ensoleillement minimal en décembre :  $G_{min}=400 \text{ W/m}^2$
- Rendement de conversion (MPPT + VFD) :  $\eta=0,85$
- Panneau solaire : 450 Wc,  $V_{mpp}=41 \text{ V}$ ,  $I_{mpp}=11 \text{ A}$

#### 1. Puissance fournie par un panneau sous 400 W/m²

En première approximation, la puissance délivrée est proportionnelle à l'éclairement (on néglige l'effet de la température) :

$$P_{mod}(400) = P_c \times \frac{G_{min}}{1000} = 450 \times \frac{400}{1000} = 180 \text{ W}$$

## 2. Puissance DC nécessaire en amont du variateur

La puissance AC de la pompe est de 4 kW. En tenant compte du rendement de conversion :

$$P_{DC} = P_{AC} / \eta = 4000 / 0,85 \approx 4705,88 \text{ W}$$

Nous arrondirons à **4706 W**.

## 3. Nombre total de panneaux (N) pour garantir le fonctionnement sous 400 W/m²

Chaque panneau fournit 180 W dans ces conditions. Le nombre de panneaux nécessaire est :

$$N = P_{DC} / P_{mod}(400) = 4706 / 180 \approx 26,14$$

On prend **27 panneaux** (l'arrondi supérieur est impératif pour assurer le fonctionnement même par léger voile).

## 4. Conception des chaînes (Strings) – Tension d'entrée VFD = 600 V DC

- Tension MPP d'un panneau : 41 V.
- Nombre maximal de panneaux en série pour rester sous 600 V (en considérant une marge de sécurité, car la tension à vide  $V_{oc}$  est plus élevée) :

$$V_{oc} \approx 1,2 \times V_{mpp} \approx 49 \text{ V (estimation).}$$

$$N_{s,max} = 600 / 49 \approx 12,2 \rightarrow 12 \text{ panneaux maximum en série.}$$

Nous avons 27 panneaux. On cherche une configuration équilibrée.

Option : **9 panneaux en série** ( $9 \times 41 = 369 \text{ V}$  en MPP,  $9 \times 49 = 441 \text{ V}$  en circuit ouvert) → bien inférieur à 600 V.

Avec 27 panneaux, on aura **3 chaînes en parallèle de 9 panneaux en série** : configuration **3P9S**.

Cette configuration est optimale : tension élevée pour réduire les pertes dans les câbles, courant modéré par chaîne (~11 A).

## SOLUTION DE EXERCICE 4 : Simulation du Comportement des Batteries sur 3 Jours avec Ensoleillement Variable

### Données système :

- Champ PV:  $P_c=4200 \text{ Wc}$  Tension batterie : 48 V, capacité : 1000 Ah  $\rightarrow$  énergie stockable totale :  $48 \times 1000 = 48000 \text{ Wh}$
- Rendement global (du panneau à la charge AC) :  $\eta_{global}=0,82$  (d'après l'exercice précédent, nous le conservons)
- Profil de charge journalier :  $E_{charge}=12,7 \text{ kWh/j}=12700 \text{ Wh/j}$

### Irradiations journalières (décembre) :

| Jour | Irradiation (kWh/m <sup>2</sup> ) | Remarque |
|------|-----------------------------------|----------|
| 1    | 3,9                               | clair    |
| 2    | 1,8                               | nuageux  |
| 3    | 0,5                               | pluvieux |

### 1. Énergie journalière produite ( $E_{PV}$ ) pour chaque jour

Formule :  $E_{PV} = P_c \times E_{ns} \times \eta_{global}$

- **Jour 1 :**  $E_{PV1} = 4200 \times 3,9 \times 0,82 = 13431,6 \text{ Wh} \approx 13432 \text{ Wh}$
- **Jour 2 :**  $E_{PV2} = 4200 \times 1,8 \times 0,82 = 6199,2 \text{ Wh} \approx 6200 \text{ Wh}$
- **Jour 3 :**  $E_{PV3} = 4200 \times 0,5 \times 0,82 = 1722 \text{ Wh}$

### 2. État de charge (SOC) en fin de chaque journée

État initial : SOC = 90%  $\rightarrow$  énergie stockée =  $0,9 \times 48000 = 43200 \text{ Wh}$ .

#### Jour 1:

- $Bilan = E_{PV1} - E_{charge} = 13432 - 12700 = +732 \text{ Wh}$
- $\text{Énergie fin jour} = 43200 + 732 = 43932 \text{ Wh}$

- $SOC \text{ fin jour } 1 = \frac{43932}{48000} = 0,91525 \rightarrow 91,5\%$

#### Jour 2:

- Énergie début = 43932 Wh
- Bilan = 6200 – 12700 = –6500 Wh
- Énergie fin jour = 43932 – 6500 = 37432 Wh
- $SOC \text{ fin jour } 2 = \frac{37432}{48000} \approx 0,7798 \rightarrow 78,0\%$

#### Jour 3:

- Énergie début = 37432 Wh
- Bilan = 1722 – 12700 = –10978 Wh
- Énergie fin jour = 37432 – 10978 = 26454 Wh
- $SOC \text{ fin jour } 3 = \frac{26454}{48000} \approx 0,5511 \rightarrow 55,1\%$

### 3. Analyse de la robustesse

Le système parvient à alimenter la charge pendant les trois jours sans descendre sous un SOC de 55%. Avec une DOD maximale admissible de 60% (soit  $SOC > 40\%$ ), le système reste dans une zone de fonctionnement sûre. **Aucune décharge profonde ( $SOC < 30\%$ ) n'est survenue.**

Cependant, si un quatrième jour de mauvais temps survenait, le SOC chuterait dangereusement.

### 4. Proposition d'amélioration pour éviter $SOC < 30\%$ le troisième jour

L'objectif est d'augmenter la production du jour 3.

Supposons que nous ajoutons  $\Delta P_c$  en puissance crête. L'énergie supplémentaire produite le jour 3 serait :

$$\Delta E = \Delta P_c \times 0,5 \times 0,82 = \Delta P_c \times 0,41$$

Pour que le SOC reste supérieur à 30% en fin de jour 3, il faudrait que l'énergie stockée soit au moins  $0,3 \times 48000 = 14400 \text{ Wh}$ . Actuellement, nous finissons à 26454 Wh, donc nous avons une marge de  $26454 - 14400 = 12054 \text{ Wh}$ . Le système actuel est déjà très robuste.

Mais supposons que l'on souhaite garder le SOC au-dessus de 50% (24000 Wh) : il manquerait  $26454 - 24000 = 2454 \text{ Wh}$  de réserve.

L'énergie supplémentaire nécessaire est donc 2454 Wh.

$\Delta P_c = 2454 / 0,41 \approx 5985$  Wc, soit environ 17 panneaux de 350 Wc supplémentaires !

Cela double presque la taille du champ PV. Cette solution est économiquement peu pertinente.

**Conclusion :** Pour faire face à plusieurs jours consécutifs de très faible ensoleillement, il est souvent plus judicieux de :

- Augmenter légèrement la capacité batterie (passer à 1200 Ah par exemple),
- Ou prévoir un groupe électrogène d'appoint.

## SOLUTION DE EXERCICE 5 : Optimisation de la Stratégie de Fonctionnement à l'aide d'un Modèle Prédictif

### Données :

- Pompe d'irrigation : 5,5 kW AC
- Champ solaire : 10 kWc, sans batterie
- Prévisions horaires du rayonnement (W/m<sup>2</sup>) :

| Heure                 | 8-9 | 9-10 | 10-11 | 11-12 | 12-13 | 13-14 | 14-15 | 15-16 | 16-17 |
|-----------------------|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| G (W/m <sup>2</sup> ) | 120 | 350  | 600   | 850   | 900   | 750   | 450   | 200   | 50    |

- Rendement global DC/AC :  $\eta = 0,85$
- Seuil de fonctionnement pompe :  $PAC > 5,5$  kW

### 1. Puissance électrique produite (PAC) pour chaque heure

La puissance AC disponible est :

$$PAC(t) = P_c \times G(t) \times 1000 \times \eta = 10000 \times G(t) \times 0,85 = 8,5 \times G(t) \text{ (en Watts)}$$



On obtient le tableau suivant :

| <i>Heure</i> | <i>G (W/m<sup>2</sup>)</i> | <i>Calcul P<sub>AC</sub> (W)</i> | <i>P<sub>AC</sub> (kW)</i> |
|--------------|----------------------------|----------------------------------|----------------------------|
| 8-9          | 120                        | $8,5 \times 120 = 1020$          | 1,02                       |
| 9-10         | 350                        | $8,5 \times 350 = 2975$          | 2,98                       |
| 10-11        | 600                        | $8,5 \times 600 = 5100$          | 5,10                       |
| 11-12        | 850                        | $8,5 \times 850 = 7225$          | 7,23                       |
| 12-13        | 900                        | $8,5 \times 900 = 7650$          | 7,65                       |
| 13-14        | 750                        | $8,5 \times 750 = 6375$          | 6,38                       |
| 14-15        | 450                        | $8,5 \times 450 = 3825$          | 3,83                       |
| 15-16        | 200                        | $8,5 \times 200 = 1700$          | 1,70                       |
| 16-17        | 50                         | $8,5 \times 50 = 425$            | 0,43                       |

## 2. Heures de fonctionnement continu possibles

La pompe nécessite  $P_{AC} > 5,5$  kW. D'après le tableau :

- 10-11 : 5,10 kW ( $< 5,5$ ) → **non**
- 11-12 : 7,23 kW → **oui**
- 12-13 : 7,65 kW → **oui**
- 13-14 : 6,38 kW → **oui**
- 14-15 : 3,83 kW → **non**

Heures de fonctionnement continu : de 11h à 14h, soit 3 heures consécutives.

## 3. Planning optimal pour 4 heures de fonctionnement

Avec les prévisions, il est impossible d'obtenir 4 heures **continues** car la puissance est insuffisante avant 11h et après 14h.

#### Solutions possibles:

- Fonctionnement fractionné : 30 min entre 10h30 et 11h (si la puissance le permet brièvement) + 3h de 11h à 14h + 30 min après 14h (risqué car la puissance chute vite).
- Utilisation d'un **variateur de fréquence (VFD)** permettant de réduire la vitesse de la pompe et donc sa puissance absorbée. Par exemple, en réduisant la puissance à 4 kW, on pourrait fonctionner de 10h30 à 14h30 (4 heures) car la puissance disponible est > 4 kW sur cette plage (10-11h : 5,1 kW, 14-15h : 3,83 kW → légèrement insuffisant à 14h, mais avec inertie, cela pourrait passer).

#### 4. Modification de conception pour le passage d'un nuage de 5 minutes

**Problème :** Une baisse soudaine de l'ensoleillement (nuage) fait chuter la puissance PV sous le seuil de 5,5 kW, provoquant l'arrêt de la pompe et un cycle de redémarrage.

**Solution proposée :** Ajouter un **banc de supercondensateurs** (ou un petit volant d'inertie) dimensionné pour fournir l'énergie nécessaire pendant quelques minutes.

#### Dimensionnement rapide :

Pour maintenir la pompe pendant 5 minutes (1/12 heure) à une puissance de 5,5 kW AC, l'énergie nécessaire côté AC est :

$$E_{AC} = 5500 \times 560 \approx 458 \text{ Wh}$$

En tenant compte du rendement de conversion, l'énergie à stocker côté DC :

$$E_{AC} = 4580,85 \approx 539 \text{ Wh}$$

Un banc de supercondensateurs de 600 Wh (environ 2 MJ) serait suffisant. Il se chargerait pendant les périodes de fort ensoleillement et se déchargerait lors des passages nuageux pour lisser la puissance.

**Alternative :** Un petit volant d'inertie couplé au moteur de la pompe peut également fournir l'inertie mécanique nécessaire pour franchir une courte baisse de puissance sans décrochage.

