

# Chapitre : 2 :

P1

## CONCEPTION & DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

### 2.1. INTRODUCTION

#### 2.1.1. Conception des SPV.

La Conception est un concept <sup>et très utilisé</sup> très vaste. Il englobe toutes les tâches et les spécificités à effectuer et tenir compte pour que le système fonctionne d'une manière satisfaisante, avec une meilleure fiabilité et un coût moindre.

Il existe plusieurs facteurs qui affectent la Conception d'un SPV. Comme par exemple :  
LE PROFIL DE CONSOMMATION ET LE RAYONNEMENT SOLAIRE.

#### 2.1.2. Dimensionnement des SPV

C'est un concept peu utilisé et il peut faire partie des tâches à effectuer dans la Conception.

Le dimensionnement d'un SPV est le calcul de la taille optimale d'une ind. PV (en tenant du GPV, Capacité stockage des SPV autonomes ...)

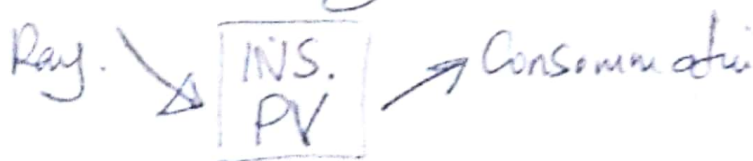
- Le dimensionnement est une étape critique dans le processus de conception d'une installation PV  
Pourquoi?

UNE INSTALLATION

- SURDIMENSIONNÉE = SURCOUTS + INEFFICACITÉ ÉNERGETIQUE
- SOUSDIMENSIONNÉE = ABSENCE DE FIABILITÉ + DÉFAILLANCE TECHNIQUE

Dimensionner une installation PV?

Calculer la partie optimale : Aire du GPV et la capacité de stockage (batteries).



Dilemme:

- Absence des données de ray.
- Profil de consommation peu ou pas connu

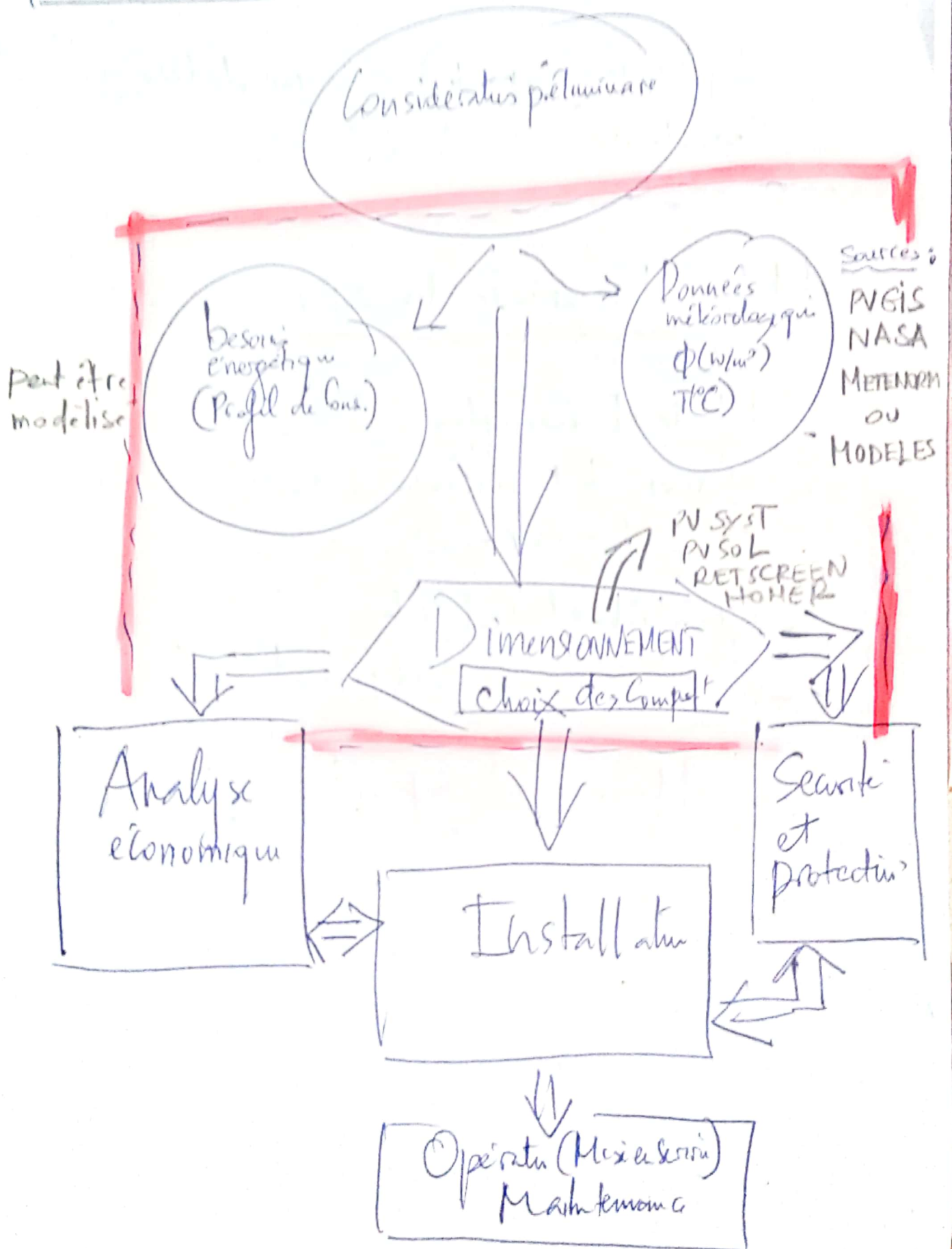
# Fiabilité d'une installation PV<sup>3</sup>

Aptitude (Capacité) à fournir de l'énergie en toute circonstance.

## 2.1.3 Ingenierie des SPV

- Etude et Conception
- Suivi de la réalisation
- Exploitation & maintenance
- Contrôle et Certification
- Innovation et Développement
- Management du projet
- |
- etc

## 2.2 CONCEPTION & DIM. D'UN SYSTEME



1) [re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/imaps/index.htm](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/imaps/index.htm)

The screenshot shows the PVGIS Interactive Maps interface. At the top, there is a search bar with the text "re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=africa". Below the search bar, there are navigation icons and a "Control" button. The main area features a map of Africa with various countries labeled, such as Morocco, Algeria, Egypt, Libya, Tunisia, Mali, Niger, Chad, Sudan, Ethiopia, Kenya, Tanzania, Mozambique, Zimbabwe, Botswana, Namibia, South Africa, and Madagascar. A search bar is also present on the map with the text "e.g. 'Morocco' or '45 2564, 16 05820'".

On the right side, there is a control panel titled "Average Daily Solar Irradiance". It includes a "Radiation database:" dropdown menu, a "Select month:" dropdown menu set to "January", and a "Daily radiation" button. Below these are sections for "Irradiance on a fixed plane" and "Irradiance on a 2-axis tracking plane". The "Irradiance on a fixed plane" section has "Inclination [0,90] 0 deg. (horizontal=0)" and "Orientation [-180;180] 0 deg. (east=90 south=0)". The "Irradiance on a 2-axis tracking plane" section has "Average global irradiance, 2-axis tracking" and "Clear-sky global irradiance, 2-axis tracking" checked. There are also "Output options" for "Show graphs", "Show horizon", "Web page", "Text file", and "PDF". A "Calculate" button and a "[help]" link are at the bottom of the control panel.

At the bottom of the map, there is a "Google" logo and a "Solar radiation" button. The footer contains the text "PVGIS - European Communities 2001-2007", "HelioClim-1 - Ecole Nationale de Paris-Aymeries 2001-2007", and "Map data © 2012 Tele Atlas".

2) <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=>

The screenshot shows the NASA Surface meteorology and Solar Energy - Location form. At the top, there is a NASA logo and the text "ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER". Below this is the title "NASA Surface meteorology and Solar Energy - Location".

The form has a section for "Enter BOTH latitude and longitude either in decimal degrees or degrees and minutes separated by a space". It includes an "Example" section with "Latitude 33.5" and "Longitude 90.75". There are two columns for "Latitude?" and "Longitude?" with input fields. Below these are "Submit" and "Reset" buttons. A note says "This form is 'Reset' if the input is out of range".

At the bottom, there is a "Link to SSE Data Set Home Page" and a "Support" section with the text "Support is available 24 hours a day at: eosweb.larc.nasa.gov. For additional information, see: Data Center: SSE User Service: eosweb.larc.nasa.gov. Documents generated on: 2012-11-11 14:48:50Z/2012".

## 2.3 Dimensionnement d'un système PV autonome

$$\frac{24}{\pi} \cdot \omega$$

### 2.3.1

Détermination de l'angle d'inclinaison optimal des modules PV  
 - Méthode du Quotient  $H_T / H_{Gt}(\beta)$

Pour déterminer l'angle  $\beta_{opt}$  on doit procéder comme suit :

**Etape 1** : On dresse le tableau des irradiances journalières moyennes mensuelles  $H_{Gt}$  en fonction de  $\beta$  ( $0^\circ \div 90^\circ$ ) (voir fig 1)

en utilisant les formules suivantes.

$$H_{Gt}(\beta) = \frac{\overline{R_B} \left[ \cos(\varphi - \beta) \cos(\delta) \sin(\omega_{ss}') + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_{ss}' \sin(\varphi - \beta) \sin(\delta) \right]}{\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_{ss}') + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_{ss}' \sin(\varphi) \sin(\delta)} H_{G_{Bh}}$$

$$+ \underbrace{\left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) H_{Dh}}_{H_{Gt}} + \underbrace{\left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \rho \cdot H_{Gh}}_{H_{Rt}}$$

avec  $\omega_{ss}' = \text{MIN} \left( \cos^{-1} \left( \frac{\cos(\varphi - \beta)}{\cos \delta} \right), \cos^{-1} \left( -\frac{\cos(\varphi - \beta)}{\cos \delta} \right) \right)$

$H_{G_{Bh}}, H_{Dh}, H_{Gh}$  sont connues

$\rho = \cos^2 \left( -\frac{1}{2}(\varphi + \delta) \right)$

**Etape 2** : On calcule le rapport  $\frac{E_T}{H_{GT}}$  pour chaque mois et angle d'inclinaison (voir Tab 2)

Mois Critique / inclinaison — Pour chaque inclinaison, on identifie la valeur maximale du rapport  $\frac{E_T}{H_{GT}}$  (qui correspond au mois plus défavorable). Ceci peut être confirmé en observant le tableau Tab 1 des irradiances.

$$\text{MAX} \left( \frac{E_T}{H_{GT}(k)} \mid k=1,2,\dots,12 \right)$$

— Ensuite, on doit choisir la valeur minimale des valeurs précédentes pour maximiser le captage énergétique solaire.

$$\text{MIN} \left\{ \text{MAX} \left( \frac{E_T}{H_{GT}(k)} \mid k=1,2,\dots,12 \right) \right\}_{\beta=0, \dots, 90}$$

Donc la valeur de  $\beta_{opt}$  correspond à cette équation.



$$H(\beta) \text{ kWh/m}^2/\text{j}$$

Mésis	G <sub>g</sub> Global (KWh/m <sup>2</sup> )						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Jan	1,385	1,514	1,584	1,625	1,636	1,617	1,569
Fe	2,036	2,139	2,176	2,176	2,139	2,066	1,960
Mar	3,062	3,104	3,078	3,004	2,882	2,718	2,516
A	4,040	4,041	3,970	3,837	3,647	3,405	3,119
Ma	4,121	4,109	4,024	3,872	3,658	3,387	3,069
Jun	4,743	4,702	4,587	4,399	4,143	3,828	3,464
Jul	4,558	4,526	4,421	4,244	4,002	3,701	3,352
A	4,071	4,075	4,005	3,870	3,674	3,423	3,126
Sep	3,571	3,584	3,530	3,421	3,260	3,053	2,806
Oct	2,374	2,467	2,492	2,474	2,415	2,316	2,180
Nov	1,624	1,744	1,803	1,829	1,823	1,785	1,716
D	1,205	1,342	1,422	1,476	1,501	1,499	1,467
TOT.	36,790	37,347	37,090	36,226	34,781	32,20	30,343

Fig 1  
Tab 1

$$E_T / H(\beta)$$

Mésis	G / E						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Jan	3,21	2,94	2,81	2,74	2,72	2,73	2,83
F	2,18	2,08	2,04	2,04	2,08	2,15	2,27
Mar	1,45	1,43	1,44	1,48	1,54	1,64	1,77
A	1,10	1,10	1,12	1,16	1,22	1,31	1,43
Ma	1,08	1,08	1,10	1,15	1,22	1,31	1,45
Jun	0,94	0,95	0,97	1,01	1,07	1,16	1,28
Jul	0,98	0,98	1,01	1,05	1,11	1,20	1,33
Ag	1,09	1,09	1,11	1,15	1,21	1,30	1,42
Sep	1,24	1,24	1,26	1,30	1,36	1,46	1,58
Oct	1,87	1,80	1,78	1,80	1,84	1,92	2,04
Nov	2,74	2,55	2,47	2,43	2,44	2,49	2,59
D	3,69	3,31	3,13	3,01	2,96	2,97	3,03
TOT.	1,45	1,43	1,44	1,47	1,53	1,63	1,76

Tab 2  
Fig 2

L'angle d'inclinaison optimal  $\beta$   
Correspond au rapport min des max  $\left( \frac{E_T}{H(\beta)} \right)$  / chaque mois

$$\text{MIN} \left\{ \left( \text{MAX} \left( \frac{E_T}{H(\beta)} \right) \right)_{k=1,2,\dots,12} \right\}_{\beta=0,10,\dots,60}$$

## 2.3.2. Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Une fois la demande énergétique ainsi que l'inclinaison optimale et l'irradiation correspondante sont déterminées, on procède au dimensionnement du GPV

Méthode 1 utilisant PR (Performance Ratio ou  $\eta_{\text{global du syst}}$ )

On définit le "performance ratio" comme étant le rapport :

$$PR = \frac{\text{Rendement réel du système PV}}{\text{Rendement nominal du système PV}}$$

$$= \frac{E_T \text{ (Wh/m}^2\text{)}}{(H_{G_t}(\beta) \times A) \text{ (Wh/m}^2\text{)}} \text{ (m}^2\text{)}$$

$$\frac{P_G^* \text{ (W/m}^2\text{)}}{(G^* \cdot A) \text{ (W/m}^2\text{)}} \text{ (m}^2\text{)}$$

$$= \frac{E_T / H_{G_t}(\beta)}{P_G^* / G^*}$$

$$= \frac{E_T}{H_{G_t} \cdot P_G^*} = \frac{E_T}{NH_{G_t} \cdot P_G^*}$$

✓ le rapport  $(H_{GC}/G^*)$  représente le nombre d'heures  $NH_{GC}^*$  où le générateur photovoltaïque fonctionne à sa puissance nominale (à  $P_G^*$  ou STC)

✓  $E_T$ : est la consommation énergétique ( $Wh/m^2/j$ ) ramené au BPV  $(E_T = \frac{P_{DC} + \frac{P_{AC}}{\eta_{load}}}{\eta_{res} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{cnd}}$ )

Donc le PR représente le rendement du système fonctionnant à sa puissance nominale tout en considérant qu'il n'y a pas de perte il peut être exprimé en fonction de l'indice de perte  $F_P$  (losses factor)

$$PR = 1 - F_P$$

✓  $F_P$ : facteur de pertes dues aux

- Mismatch (ombrage, ...)
- Connexions
- Non suivi du MPP (
- $P_{G\text{ grille}} \neq P_G^*$  fournie par le constructeur etc.

Généralement  $F_P < 25\%$

Remarque: Valeur typique de  $PR = 0,65 \div 0,9$

- Calcul du nombre total de modules ( $P_H^*$  est donnée)

$$N_{TM} = \frac{P_G^*}{P_H^*}$$

$$N_T = \text{INT} \left( \frac{E_T}{N_H P_G^* \cdot P_H^* \cdot PR} \right) + 1$$

- Calcul du nombre de modules en série

Il se calcule à partir de la tension nominale  $P_G$  et tension de la batterie au repos (branches de ponts)

$$N_{MS} = \text{INT} \left( \frac{V_{DC-N}}{V_H^*} \right) + 1$$

- Calcul du nombre de branches de modules

en parallèle

$$N_{MP} = \frac{N_T}{N_{MS}}$$

le nombre de module total corrigé:  $N_T = N_{MS} \times N_{MP}$   
 et la puissance du générateur  $P_G^* = N_T \cdot x \cdot P_H^*$

Exemple : Calculer  $N_T$  ;  $N_{ms}$  ;  $N_{mp}$

Si  $V_{oc-n} =$

$PR = 0,5$

$P_H^* = 180$  ;  $H_G = 332 \text{ wh/m}^2/\text{h}$  ;  $V_H^* = 18 \text{ V}$

$E_T = 2755 \text{ wh/m}^2/\text{h}$

$$N_T = \text{INT} \left( \frac{2755}{180 \times 3,32 \times 0,5} \right) + 1$$

$$= 5 + 1 = 6$$

$$N_{ms} = \left( \frac{\text{INT} \left( \frac{V_{oc-n}}{V_H^*} \right) + 1}{V_H^*} \right) = \left( \frac{24}{18} \right) + 1 = 2$$

$$N_{mp} = \frac{N_T}{N_{ms}} = \frac{6}{2} = 3$$

Donc  $N_T = N_{ms} \times N_{mp} = 6$

$$P_G^* = N_T \times P_H^* = 6 \times 180 = 1080 \text{ Wc}$$

Méthode 2 :  $\overline{T_c} = \overline{T_a} + \frac{\overline{G_t} (\text{NOCT} - 20)}{800}$  ;

avec  $\overline{G_t} = \frac{H_G}{D_j}$  où  $D_j$  est la durée du jour

et le rendement moy du module :

$$\eta_M = \eta_M^* (1 - \gamma (\overline{T_c} - 25))$$

$$N_{TH} = \frac{(P_{oc} + P_{ac}/\eta_{cond}) / (\eta_{ls} \cdot \eta_{cond} \cdot \eta_{rej})}{\overline{G_t} \cdot \eta_M \cdot \frac{A_M(\text{ré})}{F_r}}$$

ou  $F_r$  : facteur de rayonnement

## le rendement moyen

le rendement moyen du champ de modules (GPN)  
est fonction de température moyenne  $T_c$ :

$$\eta_G = \eta_G^* [1 - \gamma (T_c - 25^\circ)]$$

où

$\eta_G^*$  est le rendement du module à la température de référence  $25^\circ$ .

$\gamma$  est le coefficient de Température par le rendement du module

L'utilisateur peut choisir  $\gamma$  d'après la technologie utilisée.

Type de module	$\eta^*$ (%)	NOCT	$\gamma$ (%/°C)
Si mono-cristallin	13,0	45	0,40
Si polycristallin	11,0	45	0,40
Si amorphe	5,0	50	0,11
CdTe	7,0	46	0,24
CuInSe <sub>2</sub> (CIS)	7	47	0,46

Caractéristiques du module PV pour des technologies suivantes

la  $T^{\circ}$  cellule est reliée à la température ambiante moyenne du mois  $T_a$  par la formule d'Evans.

$$T_c - T_a = (219 + 832 \overline{T_t}) \frac{NOCT - 20}{800}$$

ou

$$T_c - T_a = \frac{G_t}{G_t} \frac{NOCT - 20}{800}$$

$G_t$  ( $W/m^2$ )



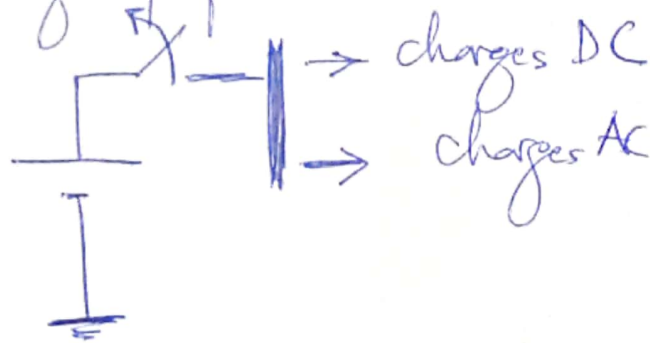
2.3. 3.

## Dimensionnement du système de stockage

Pour déterminer la capacité des accumulateurs, on doit tenir compte des paramètres suivants :

1/ La profondeur maximale de décharge  $DOD_{MAX}$   
(DOD : Depth Of discharge)

C'est le niveau de décharge à atteindre avant la déconnexion du régulateur pour protéger la batterie contre les décharges profondes



Pour les batteries au Pb-acide, la valeur typique de  $DOD_{MAX} = 0,7 \div 0,8$

2/ Nombre de jours d'autonomie :  $N_{aut}$   
C'est le nombre de jours consécutifs qu'en absence



du rayonnement solaire, le système PV est capable de subvenir aux besoins énergétiques sans dépasser le  $DOD_{MAX}$ . Les jours d'autonomie peuvent aussi dépendre d'autres facteurs tels que: le type d'instabilité, et les conditions climatiques du site... etc.

Alors :

La capacité batterie est la q<sup>té</sup> d'énergie à stocker pour assurer les jours d'autonomie

ou

$$C_n (Wh) = \frac{E_T \cdot N_{aut}}{DOD_{MAX}}$$

ou

$$C_n (Ah) = \frac{C_n (Wh)}{V_{B-N}}$$

$C_n$  : Capacité nominale de la batterie (Wh ou Ah)

$E_T$  : Énergie demandée ramené au SPV (Wh)

$DOD_{MAX}$  : Profondeur maximale de décharge

$V_{B-N}$  : Tension nominale de la batterie, (V)

2.3.4

## Dimensionnement du régulateur de charge

Le régulateur est l'élément qui contrôle la charge et la décharge de la batterie

Charge  $\Rightarrow$  GPV - Batterie

Décharge  $\Rightarrow$  Batterie - utilisation (charges AC et DC)

Pour dimensionner un REGULATEUR, on doit isoler le courant MAX qui circule dans l'installation PV.

### Côté GPV-Batterie :

Le courant que produit un GPV est la somme des courants des modules PV fonctionnant à plein rendement :

$$I_G = (N_{MS} \cdot I_M^*) \times 1,25$$

$I_M^*$  : courant max (aux STC) d'un module

$N_{MP}$  : Nombre de modules PV en // (A) <sup>branches</sup>

1,25 : le nombre 1,25 est le facteur de sécurité pour éviter l'endommagement du régulateur

## Côté Batterie - utilisation

Le courant de décharge se détermine en tenant compte de toutes les charges dans le même temps.

$$I_L = \left( \frac{P_{DC}}{V_{N-B}} + \frac{P_{AC}}{220} \right) \times 1,25$$

ou:

$I_L$  est le courant de charge (A)

$P_{DC}$  : Puissance des charges à DC (W)

$V_{N-B}$  : Tension nominale de la batterie (V)

$P_{AC}$  : Puissance des charges à AC (W)

Alors le courant du régulateur est:

$$I_{REG} = \text{MAX} (I_G, I_L)$$

## 2.3.5. Dimensionnement de l'onduleur

Pour choisir un onduleur, les paramètres sont les suivants:

1/ Puissance nominale (W); "P<sub>o.N</sub>"

Elle est légèrement inférieure à P<sub>AC</sub>.

Il est déconseillé de surdimensionner l'onduleur et ce, pour s'assurer qu'il fonctionne à plein rendement

$$P_{o.N} \leq P_{AC}$$

2/ Tension nominale d'entrée (V); "V<sub>o.i</sub>"

C'est la tension du système de stockage plus une certaine marge (à raison de la variation de tension batterie)

3/ Tension de Sortie (Tension efficace); V<sub>AC</sub> (V)

4/ Fréquence de fonctionnement (Hz)

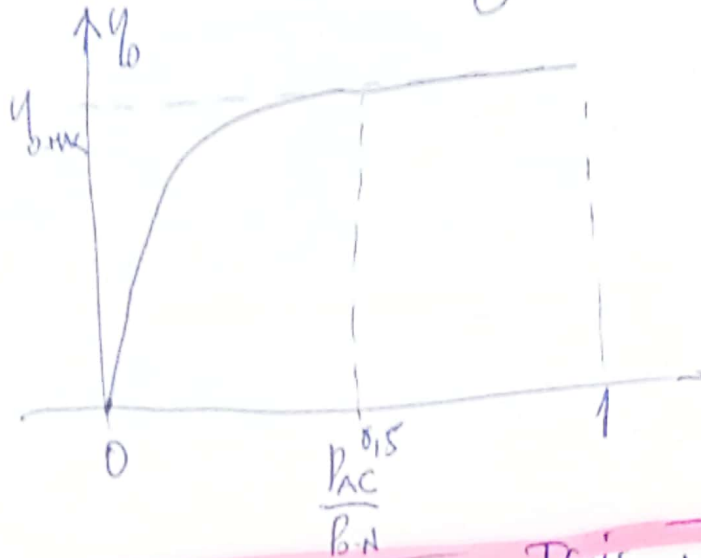
$$f = 50 \text{ Hz}$$

## 5/ Rendement

$$\eta_0 = f\left(\frac{P_{AC}}{P_{0-N}}\right)$$

$$\eta_0 = 0 \div 1$$

Carte du rendement en fonction du taux de charge



Pour dimensionner un ordinateur ~~...~~ <sup>Trois</sup> hypothèses peut être considérées :

1<sup>ère</sup> hypothèse : Toutes les charges AC fonctionnent en même temps.

$$P_{0-N} \leq P_{AC}$$

2<sup>e</sup> hypothèse : Quelques charges AC fonctionnent en même temps

$$P_{0-N} \leq 0,75 P_{AC}$$

ou 0,75 est un facteur de sécurité

3<sup>e</sup> hypothèse : On peut dimensionner un ordinateur par rapport à une pointe de puissance  $P_{ACMAX}$  alors

$$P_{0-N} \leq P_{ACMAX}$$