

# Centrales photovoltaïques

Guide pour le dimensionnement  
et la réalisation de projets

A l'usage  
des bureaux d'ingénieurs

## **Centrales photovoltaïques**

### **Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs**

Le secteur économique du photovoltaïque se partage entre les petites installations pour l'alimentation de consommateurs isolés et les installations plus importantes qui sont la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain et pourraient couvrir 10% de la consommation d'électricité en Suisse au début du 21<sup>e</sup> siècle.

C'est plus particulièrement à l'usage des bureaux d'ingénieurs et des entreprises qui auront à étudier, construire et exploiter de telles centrales électriques que s'adresse ce cours qui comporte, en plus des bases théoriques nécessaires, une analyse des différentes dispositions possibles, un guide pour la conduite de projet et un chapitre consacré au dimensionnement avec présentation du nouveau logiciel PVSYST développé par l'Université de Genève dans le cadre d'une recherche financée par l'Office fédéral de l'énergie.

Les deux types de centrales photovoltaïques, autonomes et raccordées au réseau, sont étudiés dans le cadre de ce cours qui réserve une place importante à l'intégration architecturale des modules photovoltaïques.

#### Note:

La structure de ce document diffère de celle de la version originale en langue allemande constituée du manuel PACER N° 724.243 d, Photovoltaik-Planungsunterlagen für autonome und netzgekoppelte Anlagen, complété du manuel Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Inselanlagen und Verbundnetz, publié chez AT Verlag.

ISBN 3-905232-26-X

1996, 252 pages  
N° de commande 724.243 f

# **Centrales photovoltaïques**

**Guide pour le dimensionnement  
et la réalisation de projets**

**A l'usage des bureaux d'ingénieurs**

## Répertoire des auteurs

### Chapitres 1, 5, 6, 7, 10

- Jean-Marc Cottier, ing. EPFZ, 1200 Genève

### Chapitres 2, 4, 9

- André Mermoud, Dr phys., GAP Université de Genève, 1200 Genève

### Chapitres 3, 8

- Michel Villoz, ing. EPFL, 1170 Aubonne

### Chapitre 10

- Jean Graf, EPFL-DA-ITB-LESO, 1015 Lausanne

Avec des contributions de:

- Pierre Reichenbach, ing. ETS, ABTIE, 1205 Genève
- Moreno Sella, adjoint scientifique, OCEN, 1211 Genève
- Pascal Affolter et Jack Bonvin, ing. EPFL, EPFL-DA-ITB-LESO, 1015 Lausanne

### Correcteur

- Jean-Claude Scheder, 1038 Bercher

### Mise en page, photocomposition et flaschage

- DAC, 1006 Lausanne
- City Comp SA, 1110 Morges

### Direction du projet et coordination

- Jean Graf, EPFL-DA-ITB-LESO, 1015 Lausanne

## Associations de soutien

**ABTIE** Association des bureaux techniques d'ingénieurs en électricité

**ASE** Association suisse des électriciens

**OFEL** Office d'électricité de la Suisse romande

**PROMES** Association des professionnels romands de l'énergie solaire

**SIA** Société suisse des ingénieurs et des architectes

**UCS** Union des centrales suisses d'électricité

**UTS** Union technique suisse

ISBN 3-905232-26-X

Copyright © 1996 Office fédéral des questions conjoncturelles, 3003 Berne, juin 1996.

Reproduction d'extraits autorisée avec indication de la source.

Diffusion: Coordination romande du programme d'action «Construction et énergie» EPFL-LESO, Case postale 12, 1015 Lausanne (N° de commande 724.243 f).

# Avant-propos

D'une durée totale de 6 ans (1990-1995), le Programme d'action « Construction et Energie » se compose des trois programmes d'impulsions suivants :

PI-BAT– Entretien et rénovation des constructions

RAVEL– Utilisation rationnelle de l'électricité

PACER– Energies renouvelables

Ces trois programmes d'impulsions sont réalisés en étroite collaboration avec l'économie privée, les écoles et la Confédération. Ils doivent favoriser une croissance économique qualitative et, par là, conduire à une plus faible utilisation des matières premières et de l'énergie, avec pour corollaire un plus large recours au savoir-faire et à la matière grise.

Jusqu'ici, si l'on fait abstraction du potentiel hydroélectrique, la contribution des énergies renouvelables à notre bilan énergétique est négligeable. Aussi le programme PACER a-t-il été mis sur pied afin de remédier à cette situation. Dans ce but le programme cherche :

- à favoriser les applications dont le rapport prix/performance est le plus intéressant ;
- à apporter les connaissances nécessaires aux ingénieurs, aux architectes et aux installateurs ;
- à proposer une approche économique nouvelle qui prenne en compte les coûts externes ;
- à informer les autorités, ainsi que les maîtres de l'ouvrage.

## **Cours, manifestations, publications, vidéos, etc.**

Le programme PACER se consacre, en priorité, à la formation continue et à l'information. Le transfert de connaissances est basé sur les besoins de la pratique. Il s'appuie essentiellement sur des publications, des cours et d'autres manifestations. Les ingénieurs, architectes, installateurs, ainsi que les représentants de certaines branches spécialisées, en constituent le public cible. La diffusion plus large d'informations plus générales est également un élément important du programme. Elle vise les maîtres de l'ouvrage, les architectes, les ingénieurs et les autorités.

Le bulletin « Construction et Energie », qui paraît trois fois par an, fournit tous les détails sur ces activités. Ce bulletin peut être obtenu gratuitement sur simple demande. Chaque participant à un cours ou autre manifestation du programme reçoit une publication spécialement élaborée à cet effet. Toutes ces publications peuvent également être obtenues en s'adressant directement à la Coordination romande du programme d'action « Construction et Energie » EPFL-LESO, Case postale 12, 1015 Lausanne.

## **Compétences**

Afin de maîtriser cet ambitieux programme de formation, il a été fait appel à des spécialistes des divers domaines concernés ; ceux-ci

---

appartiennent au secteur privé, aux écoles ou aux associations professionnelles. Ces spécialistes sont épaulés par une commission qui comprend des représentants des associations, des écoles et des branches professionnelles concernées.

Ce sont également les associations professionnelles qui prennent en charge l'organisation des cours et des autres activités. Pour la préparation de ces activités une direction de programme a été mise en place ; elle se compose du Dr Jean-Bernard Gay, du Dr Charles Filleux, de M. Jean Graf, du Dr Arthur Wellinger ainsi que de Mme Irène WUILLEMIN et de M. Eric Mosimann. La préparation des différentes activités se fait au travers de groupes de travail, ceux-ci sont responsables du contenu de même que du maintien des délais et des budgets.

### **Documentation**

Le cours comprend les bases théoriques et les directives relatives aux différentes phases de la réalisation d'une centrale photovoltaïque. La présente publication sert de document didactique de base et comprend également certains « outils » de travail qui faciliteront la mise en œuvre d'un projet :

- la bibliographie, à la fin de chaque chapitre, permet de consulter les documents cités et d'approfondir la question ;
- le glossaire présente les termes nouveaux et donne leur définition exacte ;
- les annexes comportent des documents de référence qu'il est bon de consulter, tout en s'assurant qu'il n'existe pas de nouvelle édition ;
- le logiciel et son manuel d'utilisation représentent un puissant outil de calcul, mais aussi une bibliothèque de composants dynamique, pouvant être mise à jour au fur et à mesure de l'apparition de nouveaux produits.

La mise en page est aérée et comporte une large marge permettant aux participants au cours de noter leurs remarques personnelles.

Le présent document a fait l'objet d'une procédure de consultation, il a également été soumis à l'appréciation des participants au premier cours pilote. Ceci a permis aux auteurs d'effectuer les modifications nécessaires, ceux-ci étant toutefois libres de décider des corrections qu'ils souhaitaient apporter à leur texte. Dans ce sens ils assurent l'entière responsabilité de leurs textes. Des améliorations sont encore possibles et des suggestions éventuelles peuvent être adressées soit au directeur du cours, soit directement auprès de l'Office fédéral des questions conjoncturelles.

Pour terminer nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de la présente publication.

Office fédéral des questions conjoncturelles  
Service de la technologie  
Dr B. Hotz-Hart  
Vice-directeur

# Table des matières

---

<b>1.</b>	<b>Introduction</b>	<b>7</b>
1.1	Le développement du photovoltaïque	9
1.2	Le potentiel du photovoltaïque en Suisse	9
1.3	Les centrales photovoltaïques	10
1.4	La structure du cours	10

---

<b>2.</b>	<b>Rayonnement incident</b>	<b>13</b>
2.1	Géométrie solaire	15
2.2	Energie du soleil	19
2.3	Rayonnement horizontal	23
2.4	Rayonnement sur un plan incliné	27
2.5	Evaluations pratiques	29

---

<b>3.</b>	<b>Générateur solaire</b>	<b>37</b>
3.1	Effet photovoltaïque	39
3.2	Technologie des cellules photovoltaïques	48
3.3	Caractéristiques des cellules photovoltaïques	59
3.4	Structure d'un panneau photovoltaïque	62
3.5	Champ photovoltaïque	67
3.6	Dangers du courant continu	74

---

<b>4.</b>	<b>Onduleurs pour le réseau</b>	<b>79</b>
4.1	Installations autonomes et réseau	81
4.2	Caractéristiques des onduleurs	81
4.3	Spécifications du réseau et de l'environnement électromagnétique	83
4.4	Principes de fonctionnement	91
4.5	Précautions de montage	96

---

<b>5.</b>	<b>Centrales photovoltaïques raccordées au réseau</b>	<b>99</b>
5.1	Principe de raccordement	101
5.2	Éléments d'une installation	102
5.3	Protection et sécurité	106
5.4	Dispositif de mesures	111

---

<b>6.</b>	<b>Types de centrales photovoltaïques</b>	<b>113</b>
6.1	Analyse typologique	115
6.2	Analyse économique de l'intégration	118
6.3	Construction sur le terrain	120
6.4	Construction rapportée sur bâtiments	121
6.5	Construction intégrée au bâtiment	127
6.6	Centrales hybrides	129
6.7	Centre de démonstration	131

---

<b>7.</b>	<b>Conduite du projet</b>	<b>133</b>
7.1	Planification	135
7.2	Normes et prescriptions	139

---

7.3	Autorisations et procédure	139
7.4	Subventionnement	141
7.5	Tarifification	142
<hr/>		
<b>8.</b>	<b>Installations autonomes</b>	147
8.1	Systèmes	150
8.2	Générateurs	151
8.3	Batteries	153
8.4	Régulateurs	160
8.5	Onduleurs	164
8.6	Consommateurs	166
8.7	Dimensionnement	174
<hr/>		
<b>9.</b>	<b>Dimensionnement et mesures</b>	181
9.1	Prédimensionnement	183
9.2	Dimensionnement détaillé	187
9.3	Contrôles à la réception de l'installation	200
9.4	Mesures en exploitation	202
<hr/>		
<b>10.</b>	<b>Arguments économiques, écologiques, énergétiques</b>	209
10.1	Calcul économique	211
10.2	Coûts externes et surcoûts inventoriés du prix de l'énergie	215
10.3	Réponses à certaines critiques	224
10.4	Potentiel économique du photovoltaïque	228
<hr/>		
	<b>Glossaire</b>	231
<hr/>		
	<b>Adresses utiles</b>	241
<hr/>		
	<b>Liste des publications et vidéos du programme d'action PACER</b>	243
<hr/>		

# 1. Introduction

---

<b>1.1</b>	<b>Le développement du photovoltaïque</b>	9
<b>1.2</b>	<b>Le potentiel du photovoltaïque en Suisse</b>	9
<b>1.3</b>	<b>Les centrales photovoltaïques</b>	10
<b>1.4</b>	<b>La structure du cours</b>	10

---

# 1. Introduction

## 1.1 Le développement du photovoltaïque

Les coûts d'installation pour la production d'énergie électrique d'origine solaire n'ont pas encore atteint le niveau des coûts des autres producteurs qui alimentent les réseaux. De ce fait, le coût de production du kWh est encore supérieur au prix moyen de l'électricité en Europe.

Il en résulte que le photovoltaïque s'est principalement développé jusqu'à maintenant par l'acquisition de petites parts de marché, ou « niches économiques ». Il s'agissait principalement de l'alimentation de consommateurs isolés, non raccordés au réseau, pour lesquels l'alternative photovoltaïque était économiquement intéressante. La plupart de ces installations concernent des consommateurs relativement modestes, tels que chalets de week-end, cabanes de clubs alpins, relais hertziens, stations de pompage, signalisation routière et ferroviaire, etc. Leur puissance photovoltaïque installée varie entre quelques dizaines et quelques centaines de watts, et le stockage s'effectue habituellement avec des batteries.

Il n'en va plus de même depuis que des préoccupations touchant à la protection de l'environnement et à la conservation des ressources commencent à intervenir dans le choix des techniques et des énergies de demain. L'énergie photovoltaïque est potentiellement une source d'énergie inépuisable et relativement plus acceptable pour notre environnement. En outre, l'évolution des coûts à long terme, à la hausse pour les énergies non renouvelables et à la baisse pour le photovoltaïque, en fera un partenaire concurrentiel pour alimenter les réseaux dans quelques années.

Il n'en faut pas davantage pour que les autorités responsables et les organisations professionnelles intéressées s'efforcent déjà de prévoir le développement de cette nouvelle source d'énergie par des programmes d'encouragement et des cours de formation.

C'est dans ce cadre que se situe actuellement un marché pour une nouvelle forme de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau, qui sont la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain, et dont la puissance installée varie entre quelques kW et quelques centaines de kW.

## 1.2 Le potentiel du photovoltaïque en Suisse

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a publié deux études qui montrent que les installations photovoltaïques peuvent couvrir environ 10% de la consommation électrique de la Suisse.

Les surfaces nécessaires se trouvent sur les immeubles, les parkings ou le long des voies ferrées et des autoroutes. Vu la croissance du marché, la fabrication des générateurs photovoltaïques et des onduleurs prendra une telle ampleur que l'on peut s'attendre à d'importantes réductions de prix. Par sa nature même, le photovoltaïque aura des retombées économiques sur de nombreux secteurs de l'économie suisse ; mais, en revanche, son implantation sera lente. Il est vraisemblable que trente à quarante années seront nécessaires pour construire les centaines de milliers de petites centrales photovoltaïques qui, ensemble, fourniront les 10% de notre consommation d'électricité. C'est une des raisons pour lesquelles l'industrie et l'économie doivent être aidées au début de ce démarrage, mais c'est aussi l'occasion de s'investir dans cette industrie d'avenir.

### 1.3. Les centrales photovoltaïques

Une centrale photovoltaïque de 500 kW occupe une surface de captage d'environ 4500 m<sup>2</sup>. Selon la disposition des modules cela représente une surface au sol qui peut varier entre 4000 m<sup>2</sup> et 20000 m<sup>2</sup>. En façade on peut même dire que l'emprise au sol est nulle, mais la surface à équiper reste importante. Cette particularité de la production d'énergie photovoltaïque est un élément déterminant de tout projet photovoltaïque.

La réalisation d'une telle installation fait appel à des techniques, et à des corps de métiers très différents ; en particulier lorsque les éléments de captage sont intégrés à l'enveloppe même du bâtiment.

La liaison au réseau implique en outre un rapport nouveau avec la société « distributrice » d'électricité, lequel doit être négocié dans le cadre du projet.

Enfin, le maître d'ouvrage attend non seulement une réalisation techniquement parfaite, mais aussi une rentabilité économique qui réponde à ses prévisions.

Il résulte de ces particularités que la réalisation d'une centrale photovoltaïque est un projet assez complexe qui demande, au-delà de la réalisation technique, une attention particulière dans l'organisation du chantier, les démarches préalables et les calculs économiques. On peut dire par expérience que la réussite d'un tel projet dépend en partie d'une bonne définition des mandats de chaque partenaire et de la désignation d'un seul responsable.

### 1.4 La structure du cours

Destiné avant tout à des ingénieurs de bureaux d'études ou d'entreprises ayant en charge la réalisation d'une centrale photovoltaïque, ce cours ne comporte pas d'exercice de construction effective comme c'est le cas dans le précédent cours PACER « Générateurs photovoltaïques » (N° 724.242 f) destiné aux installateurs-électriciens.

Il comprend en première partie les bases nécessaires à la compréhension de la physique du rayonnement solaire et au fonctionnement des éléments d'un système photovoltaïque (chapitres 2, 3 et 4).

Il aborde ensuite la théorie des installations autonomes (chapitre 8) et couplées au réseau (chapitre 5).

En troisième partie il apporte une analyse des différents types de disposition des éléments de captage (chapitre 6) ainsi qu'un guide pour la conduite du projet (chapitre 7).

Le dimensionnement fait l'objet d'un chapitre détaillé avec la présentation du nouveau logiciel PVSYST développé par l'Université de Genève dans le cadre d'une recherche financée par l'OFEN (chapitre 9).

Le dernier chapitre (chapitre 10) rassemble en guise de conclusion quelques considérations de politique énergétique qui peuvent être utiles pour la défense d'un projet photovoltaïque d'une certaine importance.

---

## 2. Rayonnement incident

---

<b>2.1</b>	<b>Géométrie solaire</b>	15
2.1.1	Le système terre-soleil	15
2.1.2	Trajectoire du soleil	16
2.1.3	Temps solaire – temps légal	18
<hr/>		
<b>2.2</b>	<b>Energie du soleil</b>	19
2.2.1	Energie renouvelable	19
2.2.2	Rayonnement extraterrestre	20
2.2.3	La masse d'air	20
2.2.4	Rayonnements direct et diffus	21
2.2.5	Spectre du rayonnement	22
<hr/>		
<b>2.3</b>	<b>Rayonnement horizontal</b>	23
2.3.1	Mesures d'ensoleillement	23
2.3.2	Données météorologiques en Suisse	24
2.3.3	La base de données Météonorm	24
2.3.4	Corrections des données météo	25
2.3.5	Génération de données synthétiques	26
2.3.6	Modèle de rayonnement diffus	26
<hr/>		
<b>2.4</b>	<b>Rayonnement sur un plan incliné</b>	27
2.4.1	Définitions géométriques	27
2.4.2	Modèle de transposition	27
<hr/>		
<b>2.5</b>	<b>Evaluations pratiques</b>	29
2.5.1	Rayonnement horizontal	29
2.5.2	Rayonnement dans le plan capteur	30
2.5.3	Ombrages	35
<hr/>		
	<b>Références</b>	36

---

## 2. Rayonnement incident

***Ce chapitre doit nous amener à évaluer précisément le potentiel énergétique qu'on peut attendre du rayonnement solaire dans un lieu et pour une installation donnés. Après la géométrie solaire, nous verrons l'origine et la structure de l'énergie qui nous vient du soleil. Les données météorologiques déterminent l'énergie disponible pour le plan horizontal; elles doivent être transposées dans le plan incliné des capteurs, en tenant compte de divers effets perturbateurs tels que l'horizon, les réflexions du sol et les ombrages d'objets proches éventuels.***

### Logiciels utilisés

Une grande partie des informations de ce chapitre pourront être illustrées par le logiciel PVSYST. En particulier, les calculs de géométrie solaire, angles d'incidence, modèle de rayonnement pour un ciel clair, effets d'incidence, ombrages de sheds, etc, pourront être visualisés ou tabulés pour n'importe quel lieu terrestre. PVSYST contient une bibliothèque de données météo pour 22 stations suisses et permet de visualiser les données sous forme de tables et graphiques divers.

Le logiciel METEONORM'95 fournit des données météorologiques standard pour n'importe quelle commune de Suisse et quelques sites européens [5].

**PVSYST:  
géométrie solaire  
22 stations suisses**

**METEONORM'95:  
données météo standard**

### 2.1 Géométrie solaire

#### 2.1.1 Le système terre-soleil

Le soleil est une sphère de matière gazeuse, composée principalement d'hydrogène et d'hélium, dont le diamètre atteint environ 1.4 million de km.

La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers (cf. figure 2.1). Sa distance moyenne est de 149.6 millions de km, avec une variation de  $\pm 1.7\%$ . La terre traverse le grand axe de l'ellipse le 2 janvier (position la plus proche) et le 2 juillet (la plus éloignée du soleil). Depuis la terre, le diamètre apparent du soleil est vu sous un angle de  $0.5^\circ$ .

L'axe de rotation de la terre sur elle-même est incliné de  $23^\circ 27'$  par rapport au plan de l'écliptique (plan de l'orbite terrestre). On appelle déclinaison l'angle formé par l'axe terre-soleil avec le plan de l'équateur à un moment donné de l'année. La déclinaison  $\delta$  vaut donc  $+ 23^\circ 27'$  au solstice d'été,  $- 23^\circ 27'$  au solstice d'hiver, et est nulle aux équinoxes. Dans l'approximation d'une trajectoire circulaire, la déclinaison s'écrit, pour chaque jour de l'année:

$$\sin \delta \cong 0.4 \cdot \sin t,$$

où  $t$  désigne la coordonnée angulaire de la terre en prenant l'équinoxe de printemps pour origine.

**Trajectoire de la terre**

**Plan de l'écliptique  
Déclinaison  $\delta$**

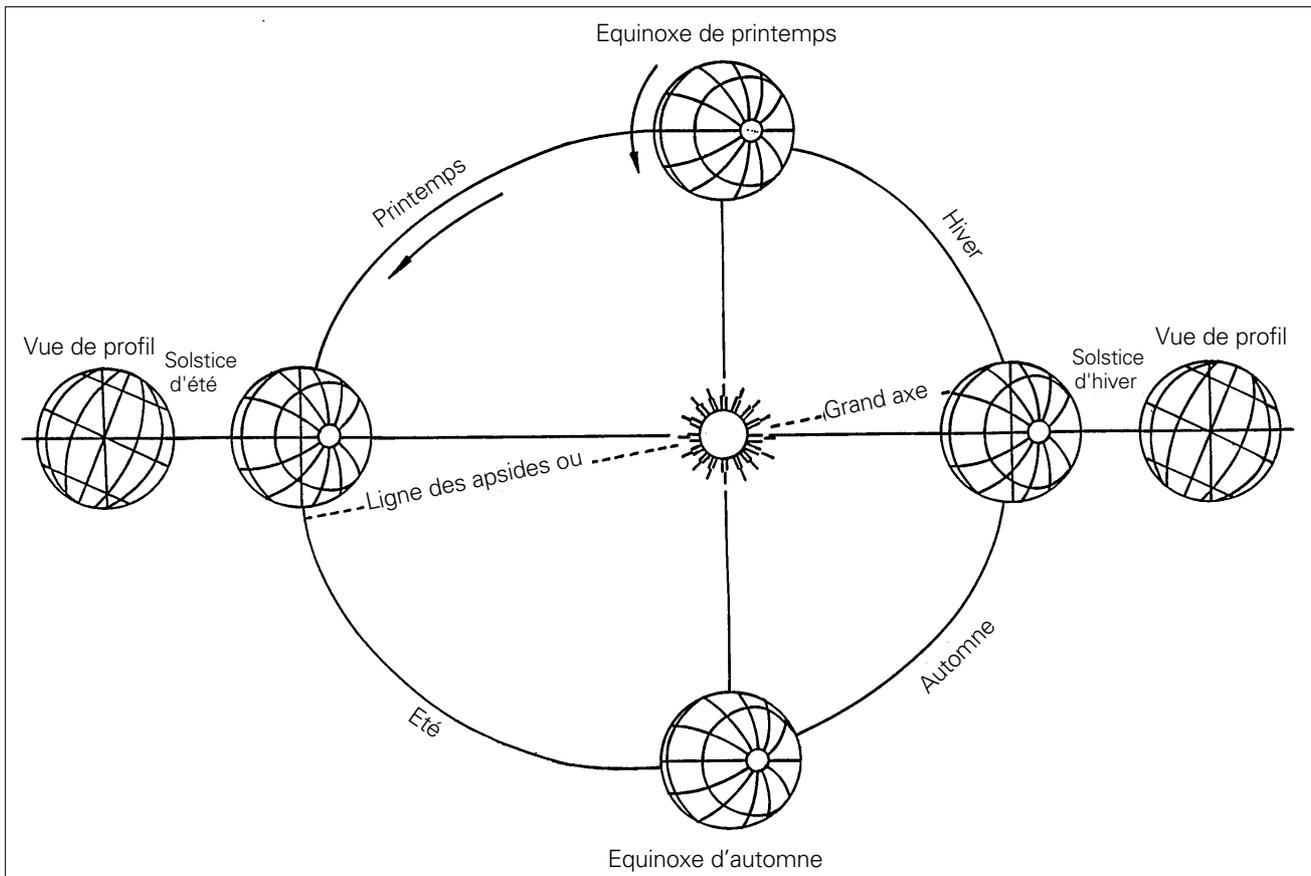


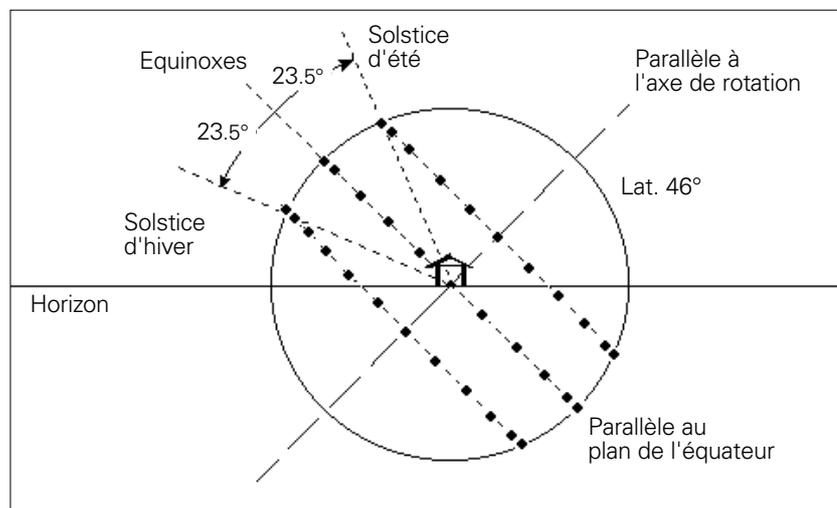
Figure 2.1  
Plan de l'écliptique:  
l'orbite terrestre et les saisons

### 2.1.2 Trajectoire du soleil

**Lieu géographique:  
latitude et longitude**

Toute application solaire nécessite la connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre, caractérisé par sa **latitude** (positive pour l'hémisphère Nord) et sa **longitude** (définie par rapport au méridien de Greenwich, positivement vers l'est).

Figure 2.2  
Trajectoires apparentes du soleil vues par un observateur terrestre: pour un jour donné, le soleil décrit un cercle centré sur l'axe de rotation de la terre, déplacé à un angle  $\delta$  par rapport au plan parallèle à l'équateur



Pour un observateur terrestre, en considérant la déclinaison comme constante sur une journée, le soleil décrit un cercle autour de l'axe de rotation de la terre (figure 2.2). Ce cercle est parallèle au plan de l'équateur, et sa hauteur apparente sur ce plan est donnée par la déclinaison.

Au cours de la journée, l'instant où le soleil passe par le méridien du lieu de l'observateur – c'est-à-dire où il est au sud dans notre hémisphère – est le midi «vrai». Pour un instant quelconque, l'angle horaire **AH** est l'angle, projeté sur le plan de l'équateur, entre le soleil et le midi vrai ; il vaut  $15^\circ$  par heure ( $360^\circ/24h$ ).

La position du soleil est définie par deux angles: sa hauteur **HS** – l'angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu – et son azimut **AZ** – l'angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est (sens antitrigonométrique dans l'hémisphère Nord) (figure 2.3).

### Angle horaire

### Positions du soleil : hauteur et azimut

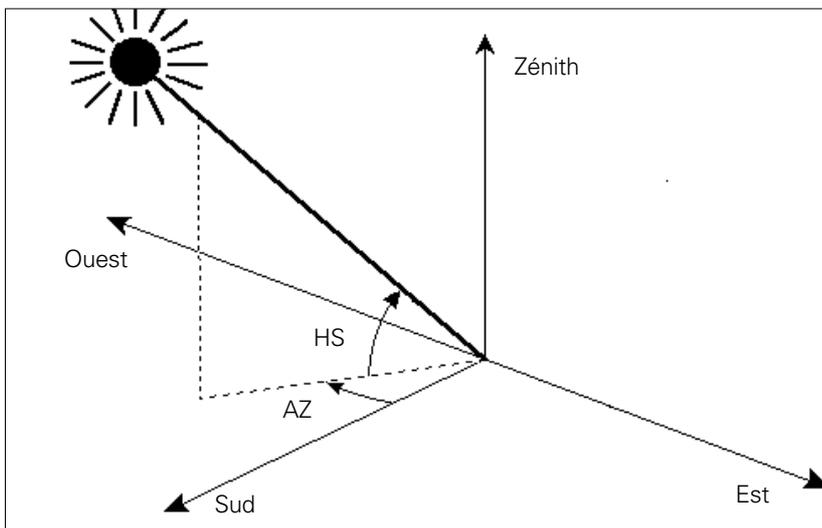


Figure 2.3  
Définition de la position du soleil

Le calcul de la position du soleil est fonction de la déclinaison (soit le jour de l'année), la latitude et l'angle horaire ; il est effectué à l'aide des expressions suivantes :

$$\begin{aligned} \sin HS &= \sin LAT \cdot \sin \delta + \cos LAT \cdot \cos \delta \cdot \cos AH \\ \sin AZ &= \cos \delta \cdot \sin AH / \cos HS \end{aligned}$$

On pourra tirer de nombreuses valeurs remarquables de ces deux expressions. Par exemple, l'heure du lever du soleil est donné par la condition  $HS = 0$ , soit :

$$\cos AH = - \operatorname{tg} LAT \cdot \operatorname{tg} \delta.$$

Ou encore : la hauteur maximale du soleil (à midi solaire) :

$$HS_{\max} = 90^\circ - LAT + \delta,$$

soit, pour Genève ( $46.2^\circ$  de latitude),  $HS_{\max} = 67.3^\circ$  au solstice d'été et  $20.3^\circ$  en hiver.

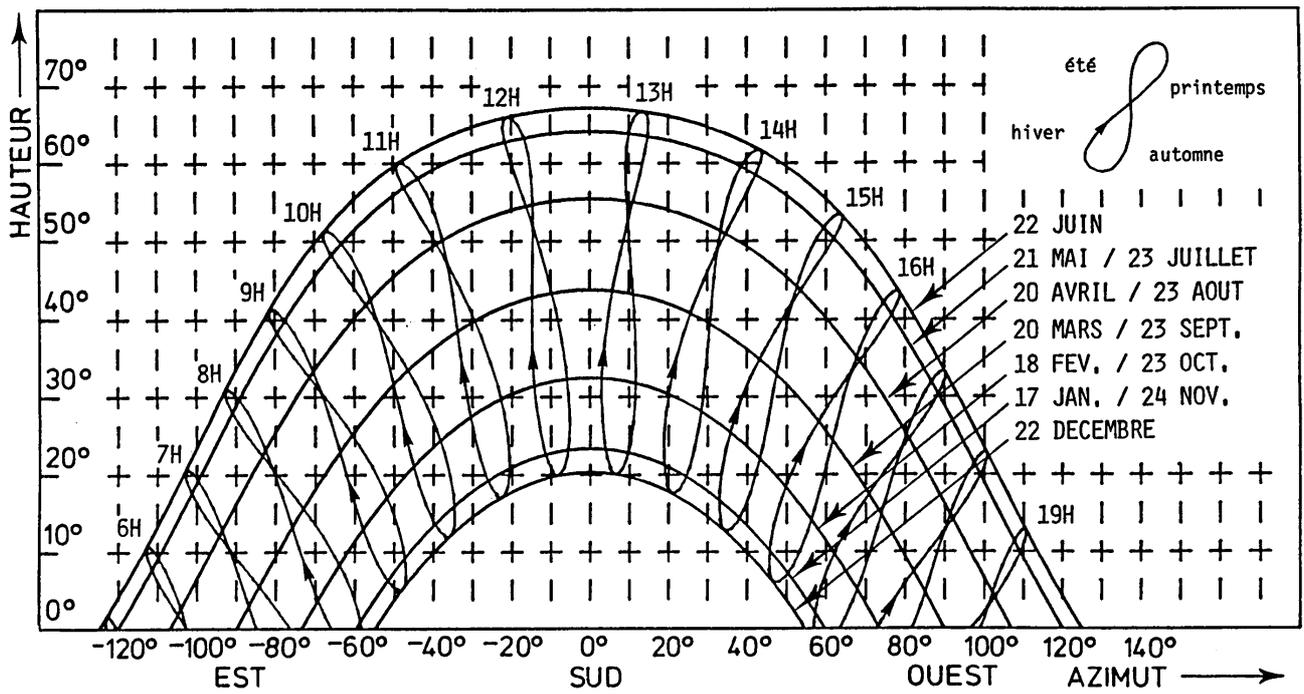


Figure 2.4  
Trajectoires du soleil à Genève  
(latitude 46°12'N,  
longitude 6°09'E). Le temps de  
référence est le temps  
légal d'hiver

### 2.1.3 Temps solaire – temps légal

#### Temps solaire vrai (TSV)

La durée du jour est définie par le passage du soleil à la verticale d'un méridien donné, correspondant à un tour de la terre sur elle-même, augmenté de l'arc décrit autour du soleil durant la journée. Cependant, l'écart entre deux passages n'est pas strictement constant au cours de l'année, pour les deux raisons suivantes :

- l'orbite de la terre est elliptique, et l'arc parcouru diffère selon la loi des aires de Képler. Cette contribution suit un comportement sinusoïdal d'amplitude  $\pm 7.8$  minutes ;
- l'obliquité de l'axe de rotation induit une seconde correction, ayant l'allure d'une sinusoïde avec une période de 6 mois, et une amplitude de  $\pm 10$  minutes.

#### Equation du temps (ET)

La composition de ces deux corrections, appelée équation du temps **ET**, est tracée sur la figure 2.5.

L'équation du temps varie lentement d'année en année, sous l'effet de la précession des équinoxes (rotation du grand axe de l'ellipse d'environ 20 minutes par an, soit un tour en 26000 ans) et est tabulée dans les tables de navigation. Elle peut être calculée, par exemple, grâce à une série de Fourier à 6 paramètres (valable pour 1980) :

$$ET = 0.0072 \cos J - 0.0528 \cos 2J - 0.0012 \cos 3J - 0.1229 \sin J - 0.1565 \sin 2J - 0.0041 \sin 3J$$

où

$$J = j \cdot 2\pi / 365.25, \quad j = N^\circ \text{ du jour de l'année.}$$

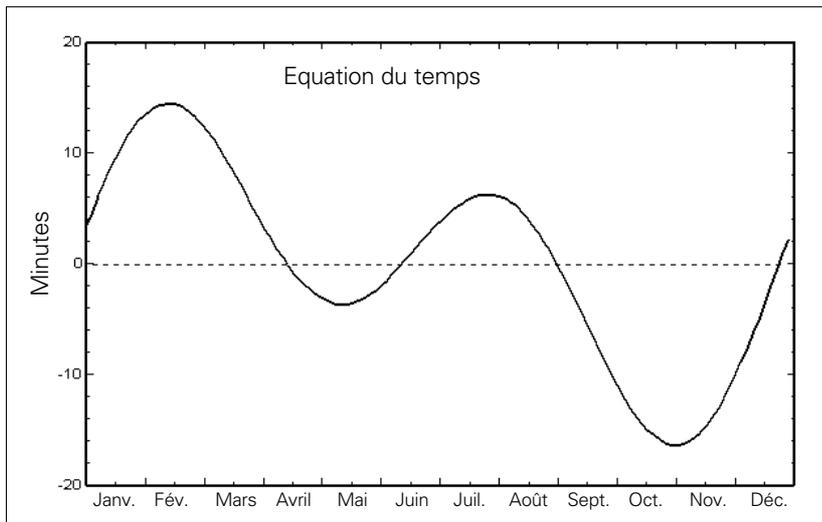


Figure 2.5  
La correction de l'équation du temps

Le temps légal en un lieu donné dépend encore de sa longitude. La référence de temps terrestre est donnée par le temps solaire moyen de Greenwich (GMT). Par convention, la surface terrestre est divisée en fuseaux horaires, correspondant à des décalages de une heure par rapport à GMT. L'Europe est dans le fuseau horaire N° 1 en hiver, et l'heure d'été correspond au fuseau N° 2.

Pour établir la relation définitive entre temps solaire vrai **TSV** et temps légal **TL**, on doit encore introduire la position (longitude) du lieu dans le fuseau horaire :

$$TL = TSV + FusH - Long/15^\circ + ET$$

Tous ces paramètres solaires peuvent être obtenus (tables ou graphiques) pour un lieu géographique quelconque dans le logiciel PVSYST.

## Temps légal (TL)

## 2.2 Energie du soleil

### 2.2.1 Energie renouvelable

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre. Outre l'apport direct sous forme de lumière et chaleur, elle est à l'origine de la biomasse (photosynthèse), du cycle de l'eau, des vents, des courants océaniques et, sous forme stockée, de nos réserves de gaz, pétrole et charbon.

Les seules ressources énergétiques non solaires sont la chaleur de la terre (géothermie, moins de  $1 \text{ W/m}^2$ ), les marées et l'énergie nucléaire (fission et peut-être fusion).

Nos réserves d'uranium sont très faibles (quelques dizaines d'années). Les énergies fossiles ne sont pas inépuisables, mais surtout leur utilisation mène à une libération de  $\text{CO}_2$  qui modifie l'équilibre global du bilan thermique de la planète par l'effet de serre. Si bien qu'à long terme, la seule solution viable pour l'homme, en attendant les réacteurs à fusion nucléaire (encore hypothétiques), est de se restreindre aux énergies renouvelables : solaire, hydraulique, vent, biomasse, marées et énergie thermique des mers.

### 2.2.2 Rayonnement extraterrestre

L'énergie du soleil est produite par réactions de fusion thermonucléaire, les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons + 2 neutrons) avec dégagement d'énergie. Cette énergie est émise dans l'espace par la surface du soleil, notamment sous forme d'ondes électromagnétiques. Le spectre de ce rayonnement correspond à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K, dont le maximum est situé dans le domaine visible.

#### Constante solaire

La densité moyenne d'énergie reçue par la terre, appelée constante solaire, est de **1367 W/m<sup>2</sup>**. La valeur réelle du rayonnement extraterrestre varie de ±3.3% au cours de l'année du fait de l'ellipticité de l'orbite terrestre :

#### Rayonnement extraterrestre

$$I_o = 1367 \cdot (1 + 0.033 \cdot \cos J) \text{ W/m}^2$$

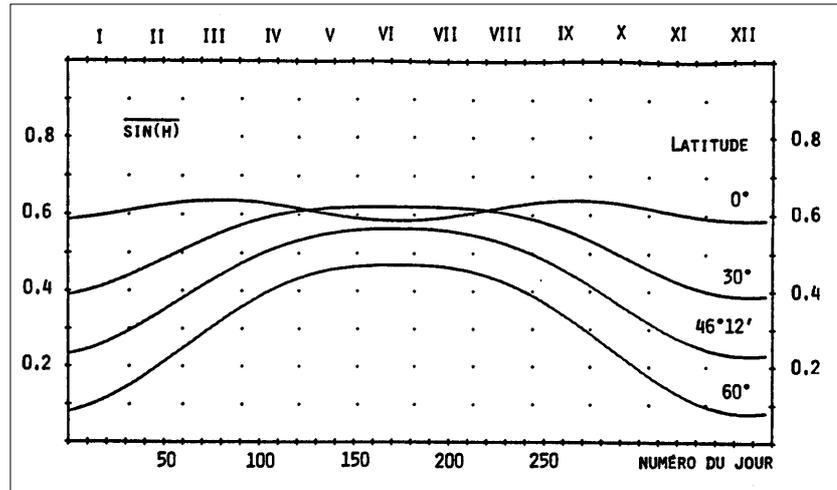
où  $J = j \cdot \pi / 365.25$ ,  
 $j = N^\circ$  du jour à partir du 1<sup>er</sup> janvier

Rapporté à un plan horizontal, le rayonnement extraterrestre est alors:  $I_{oh} = I_o \cdot \sin HS$ .

Et la moyenne du rayonnement sur 24 heures est obtenue par:  $I_o \cdot \langle \sin HS \rangle$ .

La figure 2.6 retrace la variation de  $\langle \sin HS \rangle$  au cours de l'année pour différentes latitudes.

Figure 2.6  
 Valeur moyenne  $\langle \sin h \rangle$  sur 24h,  
 pour différentes latitudes



### 2.2.3 La masse d'air

#### Masse d'air optique

La masse d'air optique est définie (par ciel clair) comme la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol, rapportée à la traversée verticale au niveau de la mer. En première approximation, elle s'exprime par :

$$MA = (1 - 0.1 \cdot \text{Altitude}) / \sin HS,$$

mais pour des hauteurs de soleil faibles (inférieures à 10 ou 15°), on doit tenir compte de la courbure de la terre.

Rappelons que la pression atmosphérique présente une distribution exponentielle en fonction de l'altitude, avec un facteur d'amortissement (diminution de  $1/e = 0,37$ ) d'environ 7.8 km. Pour les altitudes habituelles, cette approximation linéaire suffit.

## 2.2.4 Rayonnements direct et diffus

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

- Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.
- Le rayonnement diffus est constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet qu'il est isotrope, c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du soleil (composante appelée circumsolaire) et souvent un renforcement sur l'horizon, la bande horizon (cf. figure 2.11, p. 28).
- L'albédo est la partie réfléchie par le sol. Il dépend de l'environnement du site, il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

**Direct**

**Diffus**

**Albédo**

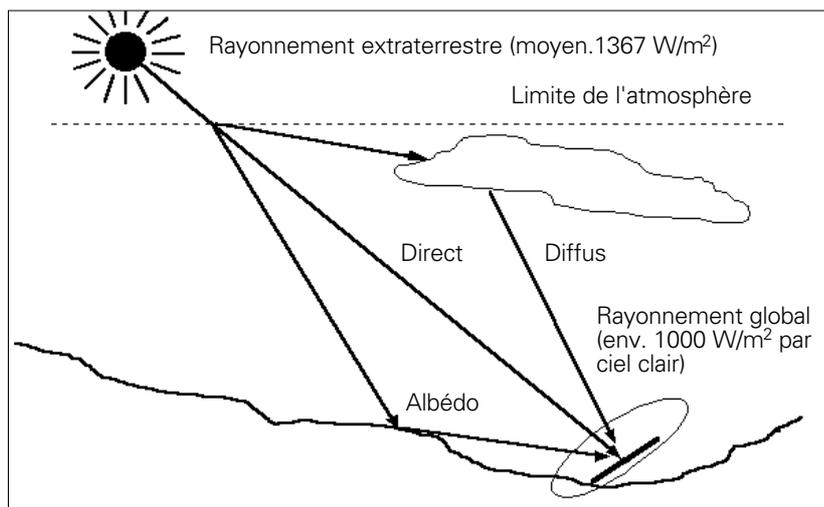


Figure 2.7  
Composantes du rayonnement solaire: extraterrestre, global = direct + diffus + albédo

On appelle direct normal le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une plus grande surface, et est donc moins intense (effet « cosinus ») :  $I_p = I_n \cdot \cos \alpha$ , où  $\alpha$  est l'angle d'incidence (voir figure 2.10, p. 27). Par temps clair, on obtient au sol un rayonnement normal de l'ordre de **1000 W/m<sup>2</sup>**.

**Direct normal**

La différence avec l'extraterrestre est en partie réfléchie vers l'espace par les hautes couches de l'atmosphère, et en partie absorbée et transformée en chaleur dans l'atmosphère. L'équilibre thermique de l'atmosphère (et de la terre) est assuré par la réémission vers l'espace de cette chaleur sous forme de rayonnement infrarouge.

Pour les besoins de divers modèles, nous définissons également l'indice de clarté  $k_t$ , comme le rapport du rayonnement au sol normalisé à l'extraterrestre. Cette grandeur est une mesure de l'atténuation dans l'atmosphère, et peut être définie pour chaque composante globale, diffuse et directe.

**Indice de clarté**

## 2.2.5 Spectre du rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de « grains » de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement lié à la longueur d'onde  $\lambda$  :

$$E = h \cdot \nu = h \cdot c / \lambda$$

où  $h$  est la constante de Planck,  $\nu$  la fréquence,  $c$  la vitesse de la lumière.

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de **AM0**. Sa distribution en énergie est répartie en :

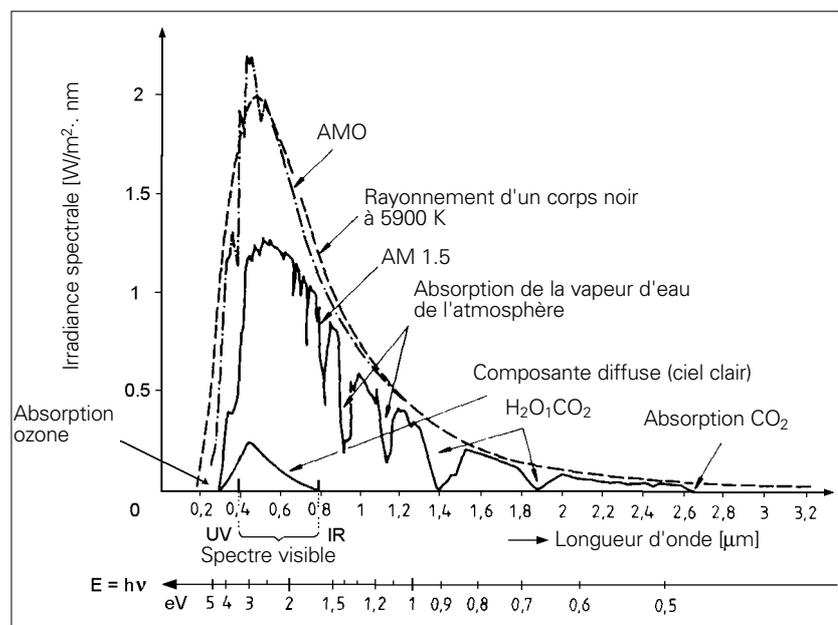
ultraviolet UV	$0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$	6.4%
visible	$0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$	48.0%
infrarouge IR	$0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$	45.6%

### Spectre AM 1.5 de référence

La figure 2.8 montre l'atténuation observée après le passage à travers une épaisseur d'atmosphère correspondant à 1.5 masse d'air. La définition de ce spectre de ciel clair, noté **AM 1.5**, sert de référence pour la mesure de cellules photovoltaïques. On peut également remarquer le spectre du diffus par beau temps, nettement renforcé vers le bleu du fait de la diffusion de Rayleigh sur l'air.

Les diffus par ciel couvert couvrent beaucoup mieux tout le spectre visible (ciel blanc). Cela a son importance car nous verrons par la suite que la sensibilité des cellules photovoltaïques est maximale dans les régions rouge et infrarouge.

Figure 2.8  
Spectre du rayonnement solaire:  
AM0 (extraterrestre) et AM1.5  
(épaisseur de 1.5 atmosphère,  
correspondant à une hauteur du  
soleil de 48° au niveau de la mer)



## 2.3 Rayonnement horizontal

### 2.3.1 Mesures d'ensoleillement

Le rayonnement solaire disponible au niveau du sol est quantifié, pour divers lieux, principalement par des mesures météorologiques.

Historiquement, ces mesures ont été enregistrées grâce à des **héliographes** de Campbell-Stokes : une boule de verre focalise les rayons sur un papier qui noircit. Ces mesures fournissaient un nombre d'heures d'ensoleillement, c'est-à-dire la durée pendant laquelle le rayonnement direct dépasse un certain seuil (par ailleurs mal déterminé, entre 150 et 250 W/m<sup>2</sup>). Cette information est évidemment peu précise, mais on en dispose de nombreuses mesures depuis très longtemps en météorologie. C'est pourquoi un modèle basé sur des corrélations a été développé pour tenter d'en tirer une quantification énergétique.

L'évaluation d'installations solaires nécessite des données d'irradiance, c'est-à-dire du flux d'énergie incidente sur une surface donnée par unité de temps et de surface, exprimée en **W/m<sup>2</sup>** (ou son intégration sur une durée déterminée, l'irradiation, en **kWh/m<sup>2</sup>** ou **MJ/m<sup>2</sup>**).

Les mesures météorologiques d'irradiance sont habituellement enregistrées pour le plan horizontal, par des « solarimètres », instruments de mesures fonctionnant principalement sur deux principes :

- les **pyranomètres** mettent à profit l'effet de serre dans une double coupole de verre, et utilisent des thermopiles pour déterminer la différence de température du senseur noir avec l'ambient. Ils enregistrent une très large fraction du spectre, et sont les plus précis (de l'ordre de 1 % lorsqu'ils sont soigneusement calibrés). Mais leur prix reste élevé (plus de 2000 FS).
- les **détecteurs photovoltaïques** sont plus dépendants de la température, et surtout présentent une réponse spectrale sélective localisée dans le rouge et l'infrarouge. Leur mesure dépend donc de la composition spectrale du rayonnement, et on ne peut guère en attendre une précision meilleure que 5%. Mais ils sont nettement plus économiques.
- les **cellules de référence**, calibrées et vendues par des centres « officiels » (par exemple le Centre de Recherche des Communautés Européennes CEC/JRC, à Ispra) sont un cas particulier de détecteurs photovoltaïques (PV).

Les cellules de référence sont normalement destinées à la mesure des performances de panneaux PV dans les conditions standard. Néanmoins, certains les utilisent pour la mesure en continu d'installations solaires, d'une part à cause de leur prix modique (de l'ordre de 500 FS), et d'autre part pour leur réponse spectrale proche de celle des panneaux. Cependant, le rayonnement ainsi mesuré est très difficile à relier avec précision au rayonnement global des mesures météorologiques. Nous préciserons ce point délicat dans le paragraphe 9.4.3.

En météorologie, les mesures les plus couramment disponibles portent sur le rayonnement **global dans le plan horizontal**.

L'évaluation de l'énergie incidente sur un plan quelconque est effectuée par des modèles de transposition, dont nous parlerons plus loin, qui font intervenir également la composante **directe**, ou la composante **diffuse**, ce qui revient au même puisque dans le plan horizontal, on a la relation : Global = Direct + Diffus

#### Durée d'ensoleillement

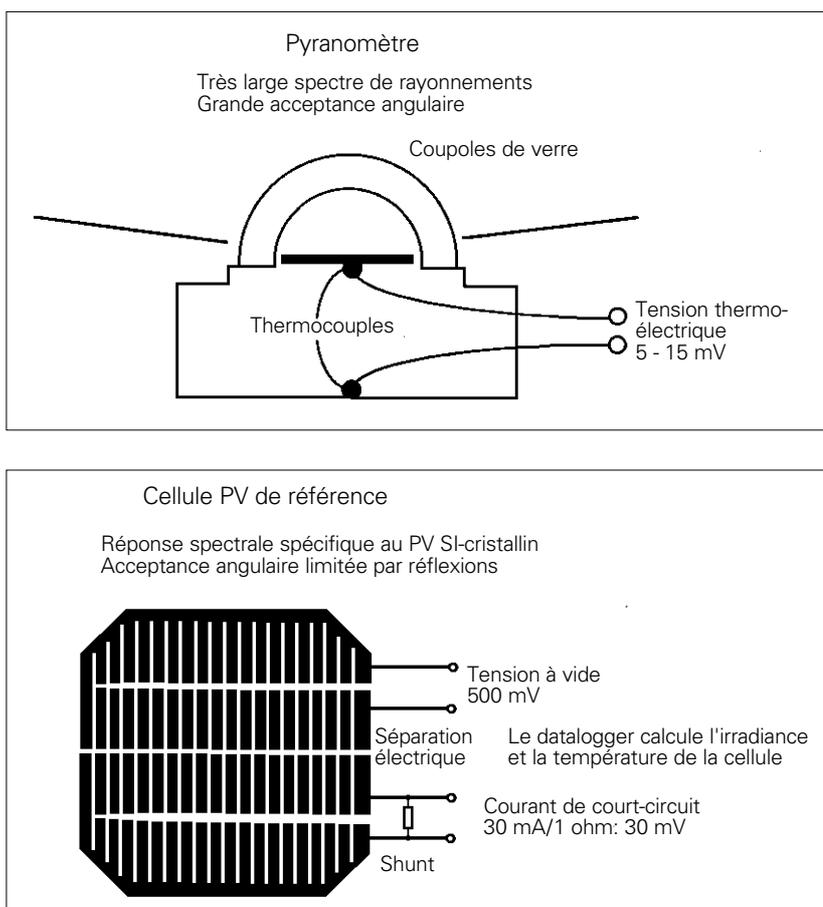
#### Irradiance (flux, W/m<sup>2</sup>)

#### Irradiation (énergie, kWh/ m<sup>2</sup>)

#### Mesures du global

#### Mesures météorologiques courantes : global horizontal

Figure 2.9  
Mesures du rayonnement solaire  
Pyranomètre et cellule PV  
de référence



### Mesures du diffus

Le moyen le plus simple pour mesurer la composante diffuse est d'utiliser un solarimètre, devant lequel on cache le rayonnement direct, soit par un arceau placé le long de la trajectoire diurne du soleil, soit par un cache mobile faisant un tour en 24 heures. Très peu de stations météorologiques en sont équipées, car ils nécessitent une surveillance et un réglage périodique de l'arceau ou du cache.

### 2.3.2 Données météorologiques en Suisse

En Suisse on dispose, depuis la fin des années 70 seulement, des données enregistrées par le réseau « Anetz » pour environ 55 stations réparties sur tout le territoire suisse. Ces données comportent en général, outre le global horizontal, la durée d'ensoleillement, la température, l'humidité, la direction et vitesse du vent, et ne sont publiées qu'en valeurs mensuelles.

Pour trois stations seulement (Kloten, Davos et Locarno), des mesures horaires incluant le diffus sont actuellement disponibles. D'autre part, des mesures très complètes ont été enregistrées de 1978 à 1982 à Genève par une équipe de l'Université.

### 2.3.3 La base de données Météonorm

Dès 1985, un effort considérable a été entrepris pour fournir aux concepteurs d'installations solaires un outil fiable et standardisé permettant d'évaluer rapidement le rayonnement solaire.

Le programme Météonorm'85 comprend une série de 4 publications exposant la méthodologie, ainsi qu'une synthèse des données du réseau Anetz, permettant d'évaluer l'énergie solaire disponible en n'importe quel lieu de Suisse, et sur des plans de diverses orientations, en **valeurs mensuelles** [2]. Ces données étaient surtout destinées au calcul d'installations thermiques, et incluent d'ailleurs des tables de la quantité d'énergie directement fournie par certains types de capteurs.

Ces publications ont été doublées d'un logiciel d'usage extrêmement simple et rapide, qui fournit l'ensoleillement et la température mensuels pour un lieu et dans un plan quelconques.

Mais si des données mensuelles peuvent suffire pour une première estimation des performances d'un système photovoltaïque (avec une précision de l'ordre de 10 à 20%), une analyse plus fine (dynamique) requiert des données détaillées (horaires) pour le global et le diffus. Cette exigence fait l'objet d'une refonte globale du programme Météonorm, sous l'appellation **Météonorm'95**, disponible depuis fin 1995. Cette nouvelle base de données appuie ses valeurs mensuelles sur des moyennes de 10 années de mesures (1983-1992) dans 64 stations, et fournit des **données horaires** [3] mesurées pour 22 stations (tableau 2.1).

**Météonorm'85 : valeurs mensuelles**

**Météonorm'95 : valeurs horaires**

Altdorf	Interlaken	St-Gall
Bâle Binningen	La Chaux-de-Fonds	St-Moritz-Samedan
Berne-Liebefeld	Locarno	Sion
Coire-Ems	Lucerne	Wynan
Davos	Lugano	Zurich-Kloten
Genève-Cointrin	Montana	Zurich-SMA
Glaris	Payerne	
Güthingen	Pully	

Tableau 2.1  
Données DRY dans Météonorm'95

Les données horaires seront fournies sous forme de « Design Reference Years » (DRY). Basées sur des mesures recueillies durant une dizaine d'années, les DRY sont une juxtaposition des 12 mois les plus significatifs choisis dans cet échantillon, pour obtenir une année moyenne représentative.

En attendant la sortie de Météonorm'95, on trouvera dans la bibliothèque de PVSYST les données DRY des 22 stations ci-dessus.

**2.3.4 Corrections des données météo**

Lorsqu'on voudra simuler un système photovoltaïque, il conviendra de choisir un site météorologique dont les conditions soient le plus représentatives du lieu du système. Or les valeurs météo peuvent varier, d'un lieu à l'autre, en fonction de divers paramètres: région, microclimat, brouillards, type et orientation du terrain, etc. L'altitude est un des paramètres les plus significatifs, notamment concernant la température; c'est pourquoi on définit une « distance climatique », comme la somme quadratique de la distance entre deux sites, et leur différence d'altitude affectée d'un poids de 100:

$$\text{DistClim} = (\text{DistHor}^2 + (100 \cdot \text{DiffAlt})^2)^{1/2}$$

**Distance climatique**

Pour assurer une précision de l'ordre de 5% sur le global, et 1°C sur la température, Météonorm'95 recommande de considérer comme acceptable une distance climatique jusqu'à 20 km. Cette exigence permet de délimiter des zones de validité autour des sites de mesure, qui peuvent être très réduites en régions montagneuses. Ainsi par exemple, pour la station de Sion, seul le fond de la vallée du Rhône de Martigny à Sierre est concerné.

### Corrections d'altitude

Pour tenter d'étendre ces zones, on peut envisager d'appliquer des corrections d'altitude: une analyse statistique de l'ensemble des données Anetz avait permis à Météonorm'85 de déterminer des gradients mensuels pour l'ensoleillement et la température, dépendant de la région climatique et de la saison (brouillards hivernaux). Bien que ces gradients aient été établis pour les données mensuelles, leur utilisation pour des simulations PV en valeurs horaires ne devraient pas introduire d'erreurs trop importantes en ce qui concerne la simulation de systèmes PV.

PVSYST permet d'effectuer cette correction d'altitude en cas de besoin.

### 2.3.5 Génération de données synthétiques

#### Génération de données horaires à partir de moyennes mensuelles

En dehors de ces zones de validité, ou pour des sites étrangers dont on ne connaît que les moyennes mensuelles, les simulations dynamiques requièrent la création de séquences artificielles de valeurs horaires pour le rayonnement et la température. Grâce à des méthodes statistiques basées sur un grand nombre de données météo enregistrées dans des régions climatiques différentes, il est possible de générer des valeurs horaires synthétiques qui reproduisent au mieux les distributions temporelles réalistes (successions de jours, successions d'heures dans la journée). Une telle génération sera proposée par Météonorm'95 et est implémentée dans le logiciel PVSYST avec les options suivantes: soit générer des suites de valeurs conformes aux distributions générales, mais parfaitement aléatoires, aboutissant à des moyennes mensuelles et annuelles non prédéterminées (on aura une distribution de « bonnes » et de « mauvaises » années), soit renormaliser ces données pour obtenir les moyennes mensuelles et annuelles fournies au départ.

### 2.3.6 Modèle de rayonnement diffus

#### Génération de données de rayonnement diffus

Le traitement de l'énergie reçue au niveau des cellules fait intervenir différemment les composantes directe et diffuse. Il est donc nécessaire de disposer d'une évaluation différenciée (global et diffus, ou direct et diffus) en **valeurs horaires**. Malheureusement, ces mesures sont rarement disponibles dans les bases de données météorologiques horaires, et ne sont pas fournies par le générateur synthétique. Nous devons donc encore recourir à un modèle, liant la proportion de diffus à la seule donnée disponible, soit le global horizontal. Un des modèles les plus performants à l'heure actuelle (Perez-Ineichen, [4]), utilisé dans METEONORM et PVSYST fait intervenir l'indice de clarté  $k_t$ , et une mesure de stabilité des conditions météo par la prise en compte de ses valeurs horaires précédente et suivante.

## 2.4 Rayonnement sur un plan incliné

### 2.4.1 Définitions géométriques

Un plan incliné est caractérisé par son **inclinaison**  $\beta$  (par rapport à l'horizontale), et son **orientation ou azimut**  $\gamma$  par rapport au sud (négatif vers l'est, sens antitrigonométrique).

L'**angle d'incidence**  $\alpha$  est l'angle formé entre la normale du plan et les rayons du soleil. On parle souvent d'**incidence normale** lorsque  $\alpha = 0$ , c'est-à-dire les rayons sont perpendiculaires au capteur.

L'angle d'incidence s'écrit, en fonction de la position du soleil (HS, AZ):

$$\cos \alpha = \cos \beta \sin HS + \sin \beta \cos HS \cos (AZ - \gamma)$$

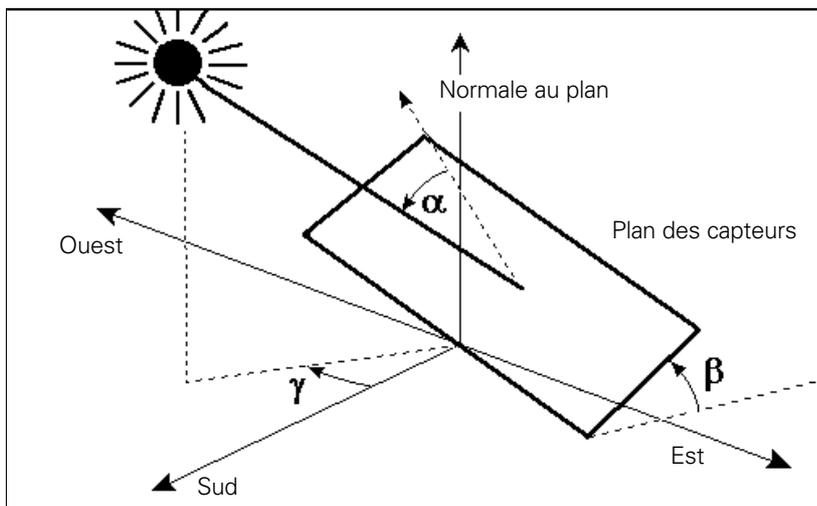


Figure 2.10  
Définition des angles pour un plan incliné: inclinaison  $\beta$ , azimut  $\gamma$  et angle d'incidence  $\alpha$

### 2.4.2 Modèle de transposition

La transposition du rayonnement du plan horizontal dans un plan quelconque dépend de la géométrie solaire, c'est donc un processus à caractère **instantané**. Dans la pratique, pour des valeurs horaires, on choisit la position du soleil au milieu de l'intervalle. Aux débuts et fins de journées, l'intervalle est délimité par le lever/coucher du soleil.

La transposition s'applique différemment pour chaque composante du rayonnement.

Pour la composante directe, il s'agit d'une projection dans un plan différent, donc d'une simple opération géométrique (effet « cosinus »),

$$\text{Direct}_p = \text{Direct}_h \cdot \cos \alpha / \sin HS$$

Le diffus peut être lui-même subdivisé en diverses contributions (cf. fig. 2.11). Pour le diffus isotrope, le rayonnement issu de la portion de ciel « vue » par le capteur vaut

$$\text{Diffus}_{\text{isop}} = \text{Diffus}_{\text{isoh}} \cdot (1 + \cos \beta) / 2$$

et le rayonnement sur la portion de sphère située au-dessous de l'horizon, issu des réflexions sur le sol (albédo), sera la fraction complémentaire :

$$\text{Albédo} = \rho \cdot \text{Global}_h \cdot (1 - \cos \beta) / 2$$

### Coefficient d'albédo

où le coefficient d'albédo  $\rho$  est une mesure de la réflectivité du sol, dépendant de sa structure (cf. tableau 2.2).

Tableau 2.2  
Coefficients d'albédo usuels

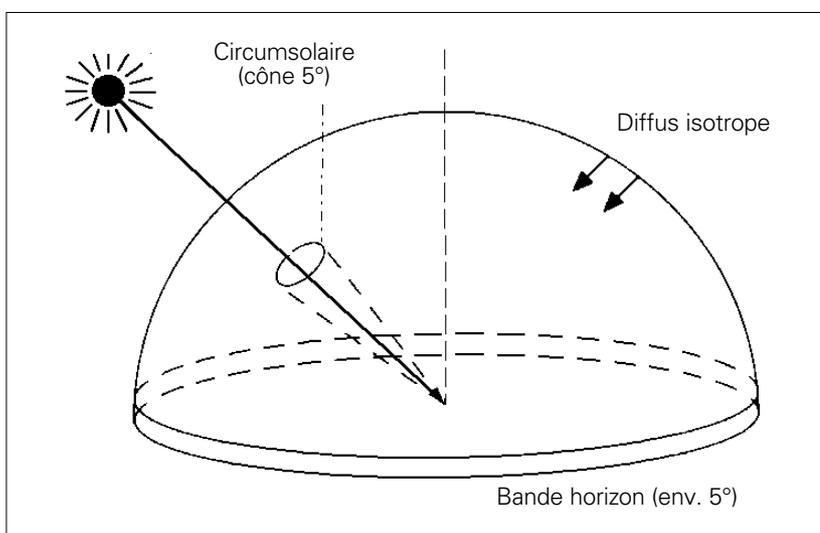
Milieu urbain	0.14 – 0.20
Herbe	0.15 – 0.25
Herbe fraîche	0.26
Neige fraîche	0.82
Neige mouillée	0.55 – 0.75
Asphalte sec	0.09 – 0.15
Asphalte mouillé	0.18
Béton	0.25 – 0.35
Tuiles rouges	0.33
Aluminium	0.85
Cuivre	0.74
Acier galvanisé neuf	0.35
Galvanisé très sale	0.08

Le rayonnement incident sur le plan des capteurs est alors la somme :

$$\text{Global}_p = \text{Direct}_p + \text{Diffus}_p + \text{Albédo}_p$$

Tout l'art des modèles de transposition sera alors d'évaluer la contribution relative de chaque composante selon la donnée du global et du diffus horizontal. Parmi ceux-ci, le **modèle de Perez** [5] est le plus performant : dans le diffus, il distingue les composantes circumsolaire, isotrope et bande-horizon, et les évalue selon une paramétrisation générale établie d'après des données mesurées dans plusieurs sites et différents climats.

Figure 2.11  
Composantes  
du rayonnement diffus



## 2.5 Evaluations pratiques

### 2.5.1 Rayonnement horizontal

La détermination détaillée des données météorologiques sera habituellement effectuée grâce aux logiciels Météonorm et PVSYST. Néanmoins, les grandes lignes du comportement général peuvent être pressenties grâce aux tableaux et figures suivants.

Le tableau 2.3 donne l'énergie mensuelle disponible dans le plan horizontal, pour diverses situations en Suisse. Les figures 2.12 et 2.13 montrent le global et diffus horizontal pour un beau jour, et les valeurs mensuelles 1992 à Genève.

Les énergies annuelles sont un peu plus faibles sur le Plateau qu'en montagne: 1234 kWh/m<sup>2</sup> à Genève, 1153 à Zurich, contre 1370 pour Sion ou Davos. Mais les écarts ne dépassent guère 10%.

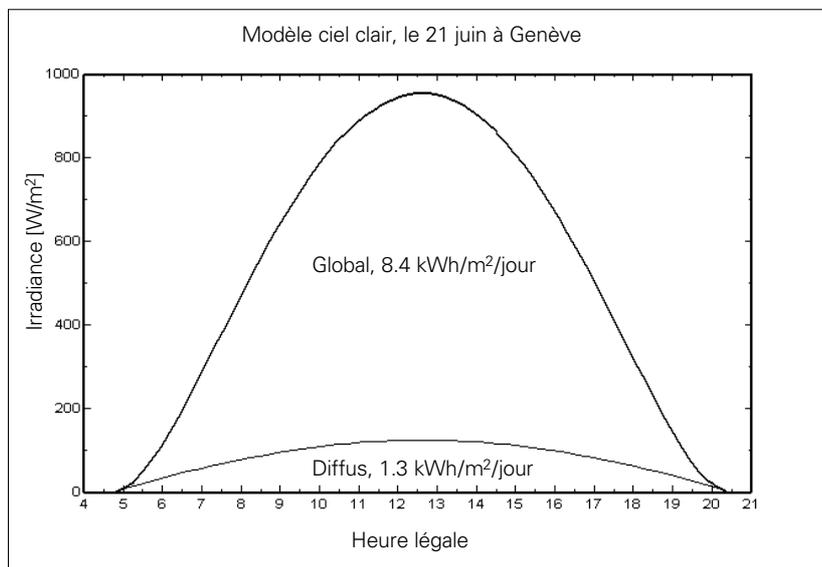


Figure 2.12  
Global et diffus horizontaux: modèle pour un beau jour

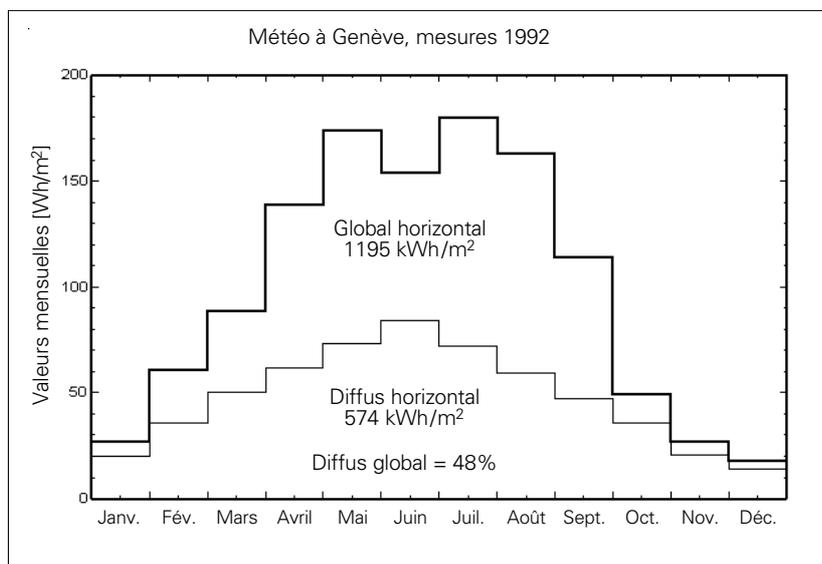


Figure 2.13  
Global et diffus mensuels à Genève

## 2.5.2 Rayonnement dans le plan capteur

### Facteur de transposition mensuel / annuel

L'effet de l'inclinaison et l'orientation des capteurs peut être évalué par le facteur de transposition, noté  $R(\beta, \gamma)$ , c'est-à-dire le rapport de l'énergie reçue sur le plan considéré, par rapport à la valeur horizontale.

$$\text{Global}_{\text{plan}}(\beta, \gamma) = R(\beta, \gamma) \cdot \text{Global}_{\text{horiz}}$$

Ces facteurs de transposition sont calculés à partir de données horaires, pour des périodes mensuelles ou annuelles. Ils sont en principe caractéristiques d'un lieu et d'un climat donnés.

La figure 2.14 est basée sur 3 ans de mesures à Genève, enregistrées dans 6 plans différents. Elle permet de visualiser rapidement l'effet de l'orientation sur la quantité de rayonnement disponible annuellement ou saisonnièrement.

Le facteur de transposition dépend du climat, et en particulier de la quantité de rayonnement diffus. Dans le climat de Genève, représentatif du Plateau suisse (avec brouillards hivernaux fréquents), la part du rayonnement diffus est de l'ordre de 47 à 53%; par contre, dans les régions montagneuses cette part peut être inférieure à 45%, voire 42%, et l'inclinaison optimale annuelle passe alors à 35-45°.

On peut remarquer que ce facteur dépend fortement de la période considérée: l'optimum annuel se situe autour de 30 à 40° sud, mais il est plus faible en été et plus fort en hiver, avec des inclinaisons respectivement de 25° et 45°.

On constatera que ces optimums ne sont pas très marqués: si on reste orienté au sud, une inclinaison de 60° fera perdre moins de 10% d'énergie, et l'installation en façade environ 35%. Mais aux fortes inclinaisons, les pertes augmentent assez vite à mesure que l'azimut s'éloigne du sud. D'autant plus que, dans ces cas, les pertes par réflexion sur les capteurs dues à l'incidence du rayonnement direct (cf. 9.2.8) prennent également de l'importance.

Si on désire effectuer une évaluation mensuelle un peu plus détaillée, on choisira, selon la situation, l'une des trois tables 2.4, 2.5 ou 2.6, établies par Météonorm à l'aide des données de Kloten, Davos ou Locarno. On peut y interpoler des facteurs de transposition pour l'orientation choisie, et les appliquer aux données mensuelles du lieu considéré.

Enfin, la figure 2.15 montre la distribution de valeurs journalières correspondant à 3 années de mesures à Genève, sur différents plans. La courbe-enveloppe correspond à un modèle de ciel clair.

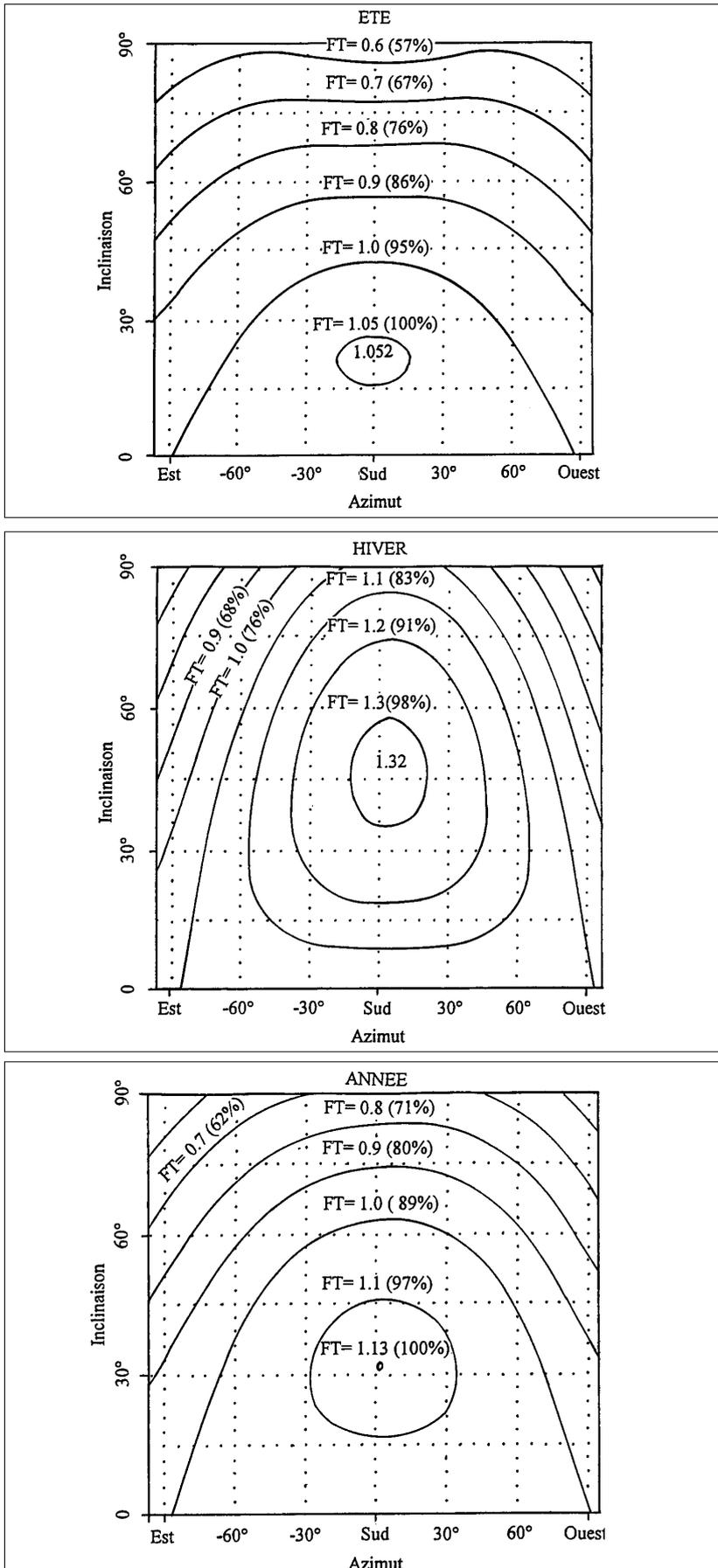


Figure 2.14  
Facteurs de transposition  
du global calculé pour Genève  
(valable pour le climat du Plateau  
suisse, mais pas en régions  
montagneuses)

## 2. Rayonnement incident

	JANV.	FEV.	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	JUIL.	AOUT	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.	ANNEE
BALE	1.03	1.64	2.61	4.07	4.87	5.40	5.52	4.55	3.50	2.26	1.13	0.87	3.13
BERNE	0.90	1.68	2.74	4.13	4.97	5.70	5.90	4.71	3.57	2.16	1.03	0.77	3.20
DAVOS	1.52	2.36	3.68	4.97	5.52	5.77	5.97	4.94	4.10	3.03	1.63	1.39	3.75
GENEVE	0.94	1.79	2.97	4.42	5.26	6.07	6.29	5.03	3.70	2.23	1.07	0.74	3.38
LA CHAUX- DE-FONDS	1.19	1.89	2.90	4.40	5.00	5.57	5.77	4.74	3.70	2.61	1.30	1.06	3.35
LAUSANNE	0.97	1.82	3.00	4.47	5.19	6.00	6.23	5.00	3.77	2.32	1.13	0.80	3.40
LUGANO	1.32	2.00	3.19	4.43	5.03	6.07	6.42	5.13	3.63	2.71	1.43	1.32	3.56
NEUCHATEL	0.84	1.64	2.74	4.40	5.16	6.10	6.16	4.90	3.60	1.94	0.90	0.65	3.26
SION	1.29	2.14	3.45	4.90	5.48	6.33	6.52	5.23	4.17	2.87	1.53	1.16	3.76
SAINT-GALL	0.97	1.75	2.74	4.17	5.03	5.50	5.71	4.61	3.57	2.19	1.13	0.77	3.19
ZURICH	0.84	1.64	2.68	4.17	5.06	5.70	5.81	4.71	3.57	2.03	0.97	0.68	3.16

Tableau 2.3  
Irradiation globale sur plan  
horizontal, en kWh/m<sup>2</sup>/jour,  
selon Météonorm

		R ( $\beta, \alpha$ )											
KLOTEN MOIS		JANV.	FEV.	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	JUIL.	AOUT	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.
Bêta Gamma													
0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	-90	.98	.98	.98	.97	.96	.96	.96	.97	.95	.93	.97	.98
30	-45	1.21	1.20	1.13	1.06	1.01	.99	1.01	1.04	1.09	1.13	1.25	1.20
30	0	1.28	1.27	1.17	1.07	1.01	.98	1.00	1.05	1.16	1.27	1.35	1.29
30	45	1.15	1.13	1.06	1.01	.97	.94	.95	1.00	1.10	1.21	1.20	1.16
30	90	.92	.91	.90	.89	.90	.89	.88	.90	.94	.99	.93	.93
45	-90	.94	.93	.93	.91	.89	.89	.90	.89	.86	.82	.92	.93
45	-45	1.24	1.23	1.12	1.03	.96	.93	.95	.99	1.07	1.13	1.29	1.24
45	0	1.35	1.32	1.17	1.04	.95	.90	.93	1.01	1.16	1.31	1.43	1.35
45	45	1.16	1.13	1.03	.95	.90	.87	.88	.94	1.08	1.23	1.23	1.18
45	90	.86	.84	.82	.82	.81	.80	.79	.82	.87	.94	.87	.88
60	-90	.87	.86	.85	.83	.81	.80	.82	.81	.77	.74	.86	.87
60	-45	1.23	1.20	1.07	.95	.87	.83	.86	.91	1.00	1.07	1.28	1.22
60	0	1.35	1.31	1.12	.96	.84	.79	.82	.92	1.10	1.30	1.45	1.36
60	45	1.13	1.09	.96	.87	.81	.77	.78	.86	1.01	1.20	1.20	1.15
60	90	.78	.76	.74	.73	.72	.71	.70	.73	.79	.87	.79	.80
90	-90	.68	.66	.85	.63	.60	.58	.61	.60	.58	.56	.67	.68
90	-45	1.04	.99	.84	.71	.61	.57	.60	.66	.75	.84	1.08	1.04
90	0	1.19	1.11	.88	.68	.55	.50	.51	.63	.84	1.08	1.28	1.20
90	45	.92	.87	.73	.63	.56	.52	.53	.61	.77	.98	1.00	.96
90	90	.59	.56	.55	.53	.53	.51	.50	.53	.58	.66	.61	.61
90	180	.48	.41	.39	.36	.35	.36	.34	.34	.34	.38	.43	.49

Tableau 2.4  
Facteurs de transposition mensuels  
pour Kloten  
(climat du Plateau)

LOCARNO MOIS		R ( $\beta, \alpha$ )											
		JANV.	FEV.	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	JUIL.	AOUT	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.
Bêta	Gamma												
0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	-90	1.00	1.00	1.00	.99	.97	.97	.98	.99	.97	.95	.95	.97
30	-45	1.45	1.31	1.20	1.09	1.02	1.00	1.02	1.07	1.14	1.26	1.36	1.48
30	0	1.61	1.39	1.24	1.09	1.01	.98	1.00	1.07	1.19	1.39	1.54	1.69
30	45	1.36	1.19	1.09	1.00	.95	.93	.94	.98	1.08	1.24	1.35	1.45
30	90	.89	.88	.86	.87	.88	.87	.86	.86	.89	.92	.94	.93
45	-90	.96	.96	.96	.94	.90	.90	.91	.93	.91	.90	.91	.93
45	-45	1.57	1.37	1.21	1.06	.97	.93	.96	1.04	1.13	1.31	1.44	1.62
45	0	1.79	1.48	1.26	1.05	.94	.90	.92	1.02	1.19	1.48	1.69	1.91
45	45	1.44	1.21	1.06	.94	.88	.85	.86	.92	1.05	1.27	1.43	1.56
45	90	.84	.80	.78	.79	.79	.78	.78	.77	.81	.86	.89	.88
60	-90	.90	.89	.89	.86	.82	.82	.82	.85	.83	.83	.84	.87
60	-45	1.60	1.36	1.17	.99	.87	.84	.86	.96	1.07	1.28	1.45	1.66
60	0	1.88	1.49	1.22	.97	.83	.78	.81	.93	1.14	1.49	1.76	2.03
60	45	1.45	1.17	.99	.86	.78	.75	.75	.82	.98	1.23	1.43	1.60
60	90	.76	.72	.70	.70	.69	.68	.67	.68	.72	.79	.82	.81
90	-90	.71	.70	.68	.65	.61	.60	.60	.63	.63	.64	.66	.68
90	-45	1.42	1.14	.92	.72	.61	.57	.60	.69	.82	1.04	1.25	1.49
90	0	1.73	1.29	.96	.67	.53	.47	.49	.62	.86	1.26	1.59	1.91
90	45	1.24	.93	.74	.61	.53	.50	.50	.57	.72	.99	1.23	1.41
90	90	.58	.53	.51	.51	.50	.49	.47	.49	.53	.60	.64	.63
90	180	.34	.34	.30	.31	.32	.34	.31	.30	.29	.29	.34	.34

Tableau 2.5  
Facteurs de transposition mensuels  
pour Locarno

DAVOS MOIS		R ( $\beta, \alpha$ )											
		JANV.	FEV.	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	JUIL.	AOUT	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.
Bêta	Gamma												
0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	-90	1.02	1.02	1.02	1.01	1.00	1.00	1.02	1.01	.99	.94	.93	.99
30	-45	1.44	1.30	1.19	1.09	1.03	1.02	1.05	1.09	1.18	1.29	1.33	1.48
30	0	1.57	1.38	1.21	1.08	1.00	.97	.99	1.06	1.22	1.44	1.51	1.68
30	45	1.33	1.19	1.07	.99	.93	.91	.91	.96	1.08	1.27	1.34	1.43
30	90	.89	.88	.87	.87	.86	.85	.82	.84	.86	.91	.94	.93
45	-90	1.00	.99	.98	.98	.95	.95	.98	.96	.94	.87	.88	.96
45	-45	1.57	1.37	1.21	1.08	.99	.96	1.00	1.06	1.19	1.34	1.40	1.63
45	0	1.75	1.47	1.24	1.06	.94	.89	.92	1.02	1.23	1.54	1.65	1.90
45	45	1.41	1.21	1.05	.94	.86	.82	.82	.89	1.04	1.31	1.42	1.56
45	90	.84	.82	.80	.80	.77	.75	.73	.75	.77	.84	.89	.89
60	-90	.95	.94	.93	.92	.87	.87	.90	.89	.86	.79	.81	.93
60	-45	1.62	1.38	1.19	1.03	.90	.87	.91	.98	1.13	1.31	1.40	1.69
60	0	1.85	1.50	1.22	.99	.83	.78	.81	.92	1.18	1.56	1.71	2.03
60	45	1.43	1.19	1.00	.87	.76	.72	.72	.80	.97	1.27	1.42	1.61
60	90	.78	.76	.74	.73	.68	.66	.63	.65	.68	.76	.82	.84
90	-90	.81	.79	.77	.75	.66	.66	.68	.67	.66	.60	.62	.79
90	-45	1.49	1.21	.99	.83	.65	.61	.65	.72	.87	1.06	1.20	1.57
90	0	1.75	1.35	1.02	.77	.54	.48	.50	.62	.90	1.33	1.55	1.96
90	45	1.27	1.00	.81	.68	.53	.49	.48	.55	.71	1.02	1.22	1.47
90	90	.65	.62	.60	.59	.49	.48	.45	.47	.49	.57	.64	.71
90	180	.46	.45	.45	.46	.36	.37	.33	.31	.27	.26	.37	.46

Tableau 2.6  
Facteurs de transposition mensuels  
pour Davos  
(climat alpin)

## 2. Rayonnement incident

TSV	4 H	5 H	6 H	7 H	8 H	9 H	10 H	11 H	12 H	13 H	14 H	15 H	16 H	17 H	18 H	19 H
JANV.	.	.	.	0	8	14	22	36	39	39	23	5	0	.	.	.
FEV.	.	.	0	6	23	45	66	89	103	100	78	30	9	0	.	.
MARS	.	0	5	28	62	106	144	159	172	158	125	78	36	5	0	.
AVR.	0	3	22	64	116	167	211	241	250	228	180	130	73	2	3	0
MAI	3	17	53	111	180	236	286	308	317	303	258	189	123	58	17	0
JUIN	3	25	64	123	194	266	325	353	363	333	289	211	145	80	31	3
JUIL.	3	25	75	150	228	300	361	403	414	397	356	267	170	83	30	9
AOUT	0	9	34	84	138	203	261	292	305	283	242	178	114	50	9	0
SEPT.	.	0	11	39	86	142	206	258	287	270	214	144	70	16	0	.
OCT.	.	.	3	11	25	53	92	139	164	158	122	61	23	3	.	.
NOV.	.	.	.	2	11	28	44	58	55	53	34	6	0	.	.	.
DEC	.	.	.	0	2	11	19	22	28	22	14	5	0	.	.	.

Tableau 2.7  
 Valeurs horaires moyennes du  
 rayonnement direct sur plan  
 horizontal, Klotten [Wh/m<sup>2</sup>]

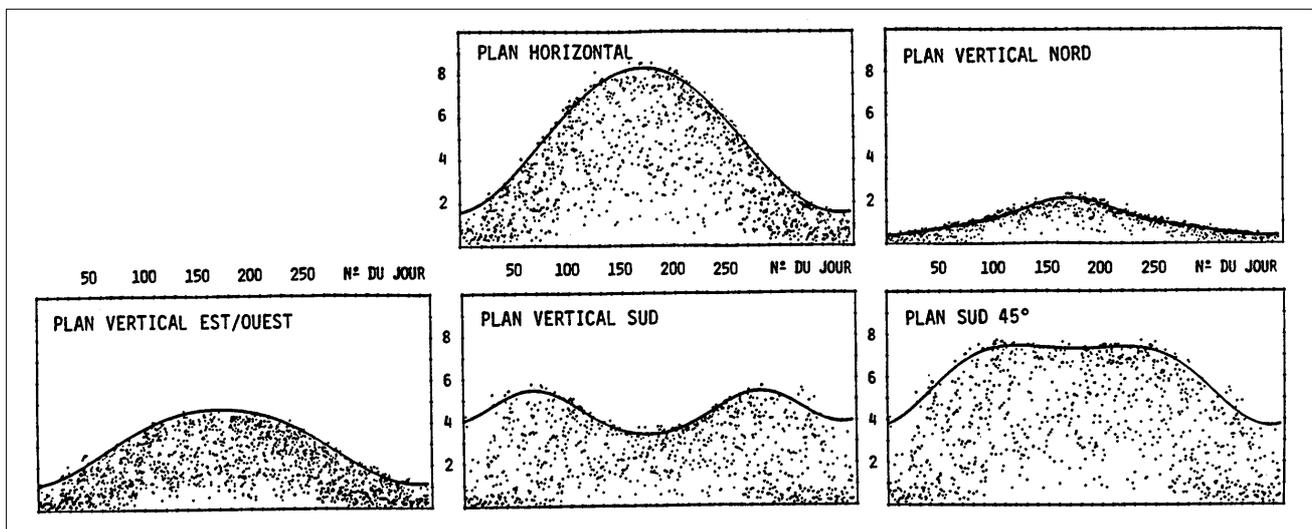


Figure 2.15  
 Distribution de valeurs du global  
 journalier [kWh/m<sup>2</sup>/jour]  
 pour 3 ans de mesures à Genève.  
 La courbe enveloppe correspond à  
 un modèle de beau jour

### 2.5.3 Ombrages

Nous distinguerons deux types d'ombrages :

- l'ombrage lointain correspond à la disparition du soleil derrière la ligne d'horizon. On peut supposer qu'à un instant donné, il affecte tout le champ de capteurs à la fois (fonctionnement en « tout ou rien »);
- l'ombrage proche : les obstacles proches portent des ombrages sur une partie seulement du champ. Leur traitement nécessite de reconstruire la géométrie exacte du système et de son environnement en 3 dimensions. Ils seront traités au paragraphe 9.2.5;
- les ombrages mutuels de sheds sont un cas particulier des ombrages proches : on en discutera également au paragraphe 9.1.1.

En valeurs horaires, les ombrages lointains, ou effets d'horizon, sont relativement simples à traiter si on suppose que le diffus n'est pas trop affecté. Il suffit alors d'annuler la contribution du rayonnement direct lorsque le soleil passe sous l'horizon, tout en conservant celle du diffus isotrope et de l'albédo.

La courbe de l'horizon doit être relevée, sur le terrain ou éventuellement une carte topographique, en mesurant l'angle d'élévation de l'horizon pour différents azimuts. Ces mesures peuvent être reportées sur le diagramme de hauteur/azimut du soleil. La figure 2.16 montre un exemple de profil d'horizon typique pour un environnement montagneux, enregistrée dans PVSYST.

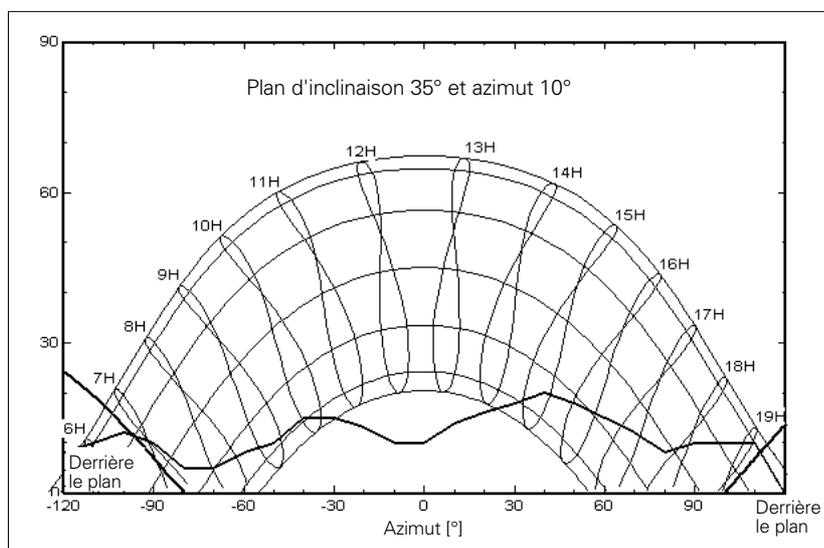


Figure 2.16  
Tracé de l'horizon dans le diagramme hauteur/azimut du soleil

On peut évaluer la perte d'énergie incidente correspondante en utilisant le tableau 2.7 des valeurs horaires du direct, mais PVSYST accomplit très bien ce travail !

Pour les valeurs mensuelles, le problème est plus complexe. L'équipe du nouveau programme Météonorm'95 a mis au point des méthodes spécifiques, et livre maintenant des données mesurées corrigées pour les perturbations de l'horizon lors de la prise de mesures sur chaque station météo, ce qui n'était pas le cas dans les données de Météonorm'85.

## Références

- [1] J.-A. Duffie, W.-A. Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes. J. Wiley & sons N.Y., 2nd edition, 1991.
- [2] P. Bremer, S. Kunz, R. Volz. METEONORM'85, Vol. 1 (théorie), Vol. 2 (Données), Vol. 3 (procédures de calcul), Vol. 4 (sources de données). Office fédéral de l'énergie, Berne (1986). Distribution: InfoEnergie, 2003 Neuchâtel.
- [3] Jan Remund, Esther Salvisberg, Stefan Kunz. METEONORM'95: Energie solaire et Météorologie. Manuel du concepteur – Notions de base et logiciel METEONORM V2.0. Meteotest et Office fédéral de l'énergie, Berne (1995). Distribution: InfoEnergie, 2003 Neuchâtel.
- [4] R. Perez, P. Ineichen, E.-L. Maxwell, R.-D. Seals, A. Zelenka: Dynamic Global to Direct Irradiance Conversion Models. ASHRAE Transactions, Vol. 98, Part I # 3578, 1992.
- [5] R. Perez et al. Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance. Solar Energy 44, pp. 271-289, 1990.

## 3. Générateur solaire

---

<b>3.1</b>	<b>Effet photovoltaïque</b>	39
3.1.1	Propriétés des semi-conducteurs	39
3.1.2	Principe de fonctionnement	41
3.1.3	Dopage des semi-conducteurs	41
3.1.4	Jonction p-n	43
3.1.5	Cellule solaire	45

---

<b>3.2</b>	<b>Technologie des cellules photovoltaïques</b>	48
3.2.1	Cellules monocristallines	48
3.2.2	Cellules polycristallines	51
3.2.3	Cellules amorphes	52
3.2.4	Autres technologies à couche mince	54
3.2.4.1	Cellules à l'arséniure de gallium (GaAs)	55
3.2.4.2	Cellules au tellure de cadmium (CdTe)	55
3.2.4.3	Cellules au sulfure de cadmium et de cuivre	55
3.2.4.4	Cellules au $\text{CuInSe}_2$	56
3.2.4.5	Cellules électrochimiques	56
3.2.5	Energie grise	58

---

<b>3.3</b>	<b>Caractéristiques des cellules photovoltaïques</b>	59
3.3.1	Courbe I-V en fonction de la lumière	59
3.3.2	Courbe I-V en fonction de la température	61

---

<b>3.4</b>	<b>Structure d'un panneau photovoltaïque</b>	62
3.4.1	Module au silicium cristallin	62
3.4.2	Panneau au silicium amorphe	65
3.4.3	Connexions	66

---

<b>3.5</b>	<b>Champ photovoltaïque</b>	67
3.5.1	Mise en série de modules, appairage	67
3.5.2	Effets de l'ombre	68
3.5.3	Protection par diode antiparallèle	70
3.5.4	Mise en parallèle de modules	71
3.5.5	Dimensionnement du champ photovoltaïque	73

---

<b>3.6</b>	<b>Dangers du courant continu</b>	74
3.6.1	Arc électrique	75
3.6.2	Risque d'incendie	75
3.6.3	Corrosion électrochimique	76

---

	<b>Références</b>	77
--	-------------------	----

---

## 3. Générateur solaire

***Lorsque la lumière atteint une cellule solaire, une partie de l'énergie incidente est convertie directement en électricité sans aucun mouvement ou réaction produisant des déchets ou pollutions. Cette propriété remarquable est au cœur de toute installation photovoltaïque. L'effet photovoltaïque fut observé pour la première fois par Becquerel en 1839 entre des électrodes plongées dans un électrolyte à la lumière. Dans un solide, c'est en 1876 que l'on observa un phénomène photoélectrique dans le sélénium et ce matériau fut utilisé pour la mesure de la lumière avant que le silicium ne soit développé.***

Les cellules solaires sont fabriquées depuis plus de trente ans et les quantités actuelles produites dépassent 50 MW par année (en 1993). Le développement des cellules solaires a suivi les progrès de l'industrie des semi-conducteurs, en particulier ceux de l'industrie du silicium qui constitue le principal matériau à partir duquel sont fabriquées les cellules. Les premières cellules ont été conçues pour permettre une alimentation électrique fonctionnant plusieurs années sur les satellites. De grandes sociétés de l'électronique se sont au début intéressées à cette technologie pour alimenter des sites isolés (mesures, télécommunications, balises...) avant que les successifs chocs pétroliers relancent leur intérêt dans les années septante. A partir de cette période, des sociétés spécialisées dans ce domaine se sont créées, tout d'abord aux USA, ensuite au Japon et en Europe. La technologie des cellules au silicium est maintenant bien maîtrisée et les nouveaux développements se concentrent sur l'amélioration du rendement et l'abaissement des coûts de fabrication. En parallèle avec ces produits existants, de nouvelles cellules, utilisant des phénomènes proches de la photosynthèse, pourraient apparaître sur le marché dans la prochaine décennie si les développements prometteurs obtenus en laboratoire se concrétisent par des produits industriels, notamment à l'EPFL par le professeur Graetzel (cf. 3.2.4.5).

Dans ce chapitre, on présente l'effet photovoltaïque, les technologies actuelles, les caractéristiques électriques des générateurs solaires et quelques effets du courant continu.

### 3.1 Effet photovoltaïque

Les cellules solaires actuellement sur le marché convertissent directement la lumière en électricité en utilisant certaines propriétés des matériaux semi-conducteurs. Pour comprendre le fonctionnement d'une cellule, on se limitera ci-dessous à décrire le phénomène dans le cas du silicium et l'on décrira d'autres matériaux au point 3.2.

#### 3.1.1 Propriétés des semi-conducteurs

On rappelle succinctement quelques définitions et équations qui permettront de mieux comprendre le fonctionnement d'une cellule solaire.

Le modèle des bandes d'énergie est utilisé pour décrire les solides à l'équilibre thermodynamique [1] et prévoir leur comportement électrique.

### Définitions :

L'équilibre thermodynamique indique qu'aucun transfert d'énergie n'existe entre deux systèmes.

Le *niveau d'énergie* d'un électron est l'énergie  $E$  qu'il faudrait lui fournir pour l'amener à l'extérieur du matériau.

Les lois de la mécanique quantique montrent que les niveaux d'énergie sont proches et se groupent en *bandes d'énergie*. A l'intérieur de ces bandes, il existe une continuité des niveaux d'énergie, alors que entre bandes, on définit une *bande interdite*.

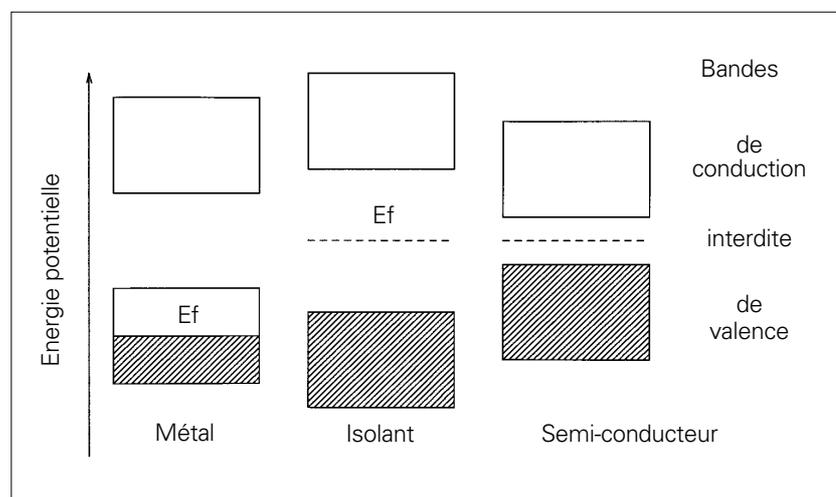
La bande correspondant aux électrons de la couche extérieure est appelée *bande de valence*, bande qui permet la liaison des atomes entre eux. L'énergie maximale de la bande de valence est  $E_v$ . La bande d'énergie immédiatement au-dessus de la bande de valence est appelée *bande de conduction*, son niveau d'énergie minimale est  $E_c$ . La conduction électrique utilise les électrons de cette bande. Les matériaux sont caractérisés par leur *niveau de Fermi*  $E_f$  qui correspond au potentiel électrochimique ou au travail de sortie des électrons dans le solide.

### Gap silicium = 1.12 eV

Les métaux ont une structure électronique où  $E_f$  se trouve à l'intérieur d'une bande permise. Les isolants ont une bande complètement occupée par les électrons et un large seuil avant la bande suivante qui est vide d'électrons à basse température, le niveau  $E_f$  est alors entre ces deux bandes permises. Une bande vide d'électrons ne peut évidemment pas participer au courant dans un cristal. Curieusement une bande pleine ne peut pas non plus conduire de courant : pour que le courant puisse s'établir, il faut que le matériau puisse changer de niveau d'énergie, ce qui est le cas des métaux où la bande de conduction n'est jamais pleine. Un semi-conducteur est un isolant qui présente une bande interdite (*gap*) de plus petite valeur qu'un isolant. A basse température, il est isolant ; à plus haute température, des électrons peuvent accéder à la bande de conduction et il manque des électrons dans la bande de valence. Le *gap* typique des cellules usuelles est de 1.12 eV pour le silicium à 300 K.

La figure 3.1 représente les bandes d'énergie des trois types de matériaux, isolants, conducteurs et semi-conducteurs.

Figure 3.1  
Bandes d'énergie des matériaux



### 3.1.2 Principe de fonctionnement

Pour créer un courant électrique dans un semi-conducteur, il faut lui fournir une énergie qui permet d'extraire des électrons de la bande de valence pour les transférer dans la bande de conduction, soit une énergie supérieure au *gap* de la bande interdite. La lumière dont les photons transportent une énergie  $E = h\nu$  permet d'atteindre cet effet : c'est l'effet photovoltaïque. La lumière pénétrant dans un semi-conducteur permet donc, si son énergie est supérieure au *gap* de faire passer le semi-conducteur de l'état isolant à l'état conducteur, ce phénomène augmentant lorsque la température du semi-conducteur s'élève. Lorsque un électron est extrait de la bande de valence pour passer dans la bande de conduction, il laisse derrière lui une vacance ou un trou à sa place : alors un autre électron proche de la bande de valence peut combler ce trou et laisser derrière lui à son tour un trou, on aura ainsi établi un courant de trous. Les deux types de courant ne seront pas différenciés, on parlera simplement de courant, qu'il s'agisse d'électrons ou de trous. De même on dit que l'absorption de l'énergie des photons par le semi-conducteur crée des paires de porteurs électron-trou. L'effet photoélectrique modifie simplement la conductivité électrique de certains semi-conducteurs : ceci est utilisé pour fabriquer des résistances dépendant de la lumière (LDR), composants largement utilisés dans les appareils photographiques et partout où la lumière doit être mesurée.

Pour transformer le semi-conducteur photosensible de composant passif en composant actif, il faut pouvoir générer un courant de porteurs, donc apporter une force qui obligera les électrons et les trous à s'écouler dans deux directions opposées. Cette force sera réalisée par un champ électrique interne provenant du dopage du semi-conducteur.

### 3.1.3 Dopage des semi-conducteurs

On présente ci-dessous l'exemple du silicium qui usuellement est dopé au bore ou au phosphore dans les cellules solaires.

Le dopage d'un semi-conducteur pur va permettre d'amener des charges excédentaires qui amélioreront la conductivité du matériau.

A la figure 3.2, on représente une vue plane des atomes de silicium (à 4 électrons dans la couche externe) qui sont chacun liés à quatre autres atomes de silicium. En regard on montre également les deux niveaux d'énergie  $E_c$ , bas de la bande de conduction et  $E_v$ , sommet de la bande de valence ainsi que la valeur  $E_g$ , largeur de la bande interdite ou *gap*.

En dopant le silicium avec des atomes étrangers de phosphore qui ont 5 électrons dans leur couche externe, un électron par atome de phosphore ne pourra pas se lier avec ses correspondants du silicium, il y aura alors un excédent de charges négatives dans le cristal (figure 3.3). Cet apport d'électrons crée un niveau d'énergie  $E_d$  dans la bande interdite proche de la bande de conduction : il suffit alors de peu d'énergie pour faire passer ces électrons dans la bande de conduction et créer un courant. Le silicium ainsi dopé est appelé *silicium de type n*.

Par symétrie, on peut également doper le silicium avec du bore qui a seulement trois électrons dans sa bande de valence. Le résultat est l'apparition d'un excédent de trous, donc de charges positives,

puisqu'il manque un électron à chaque atome de bore pour compléter les 4 électrons du silicium (figure 3.4). Il apparaît également un niveau d'énergie  $E_a$  dans la bande interdite juste au-dessus de la bande de valence. Ce matériau ainsi dopé est appelé *silicium de type p*.

Figure 3.2  
Silicium pur

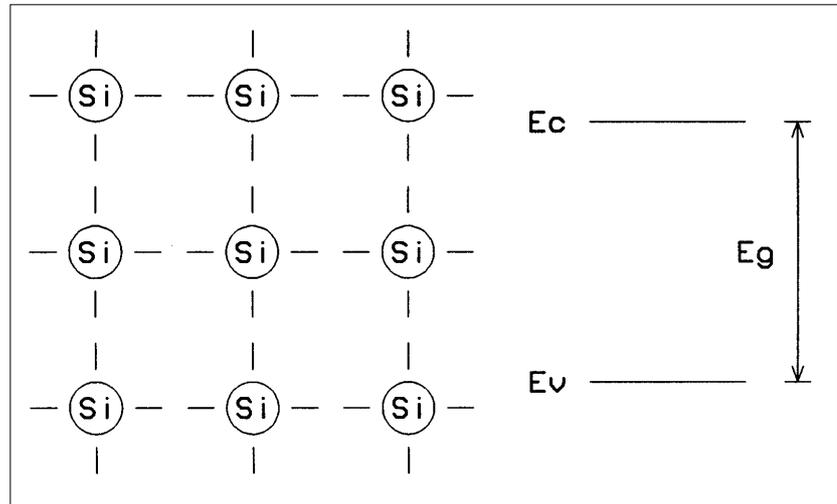


Figure 3.3  
Silicium de type n

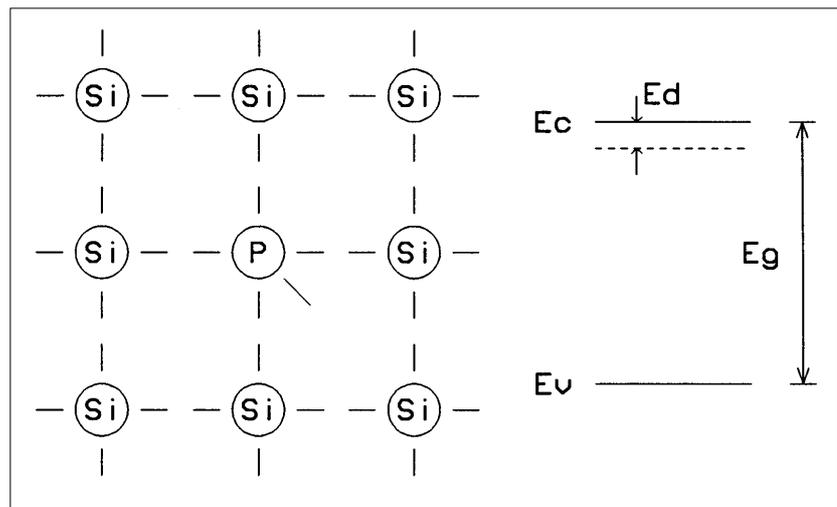
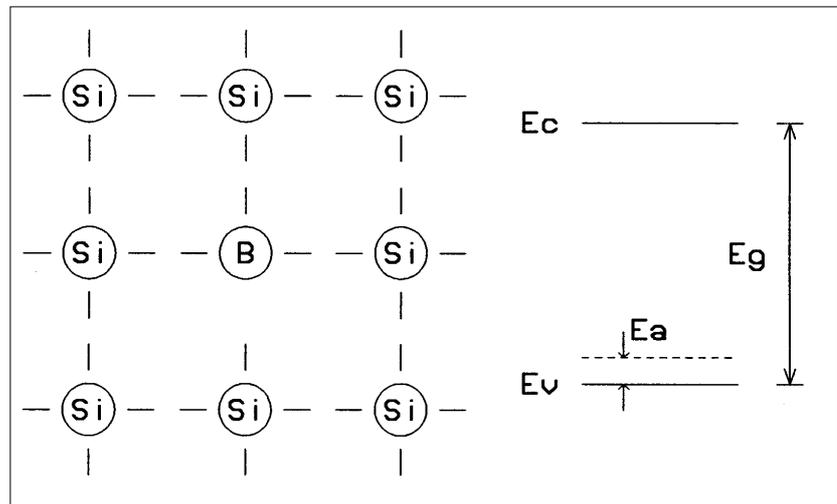


Figure 3.4  
Silicium de type p



On a vu que le dopage permet d'apporter des excès de charge positive ou négative au semi-conducteur et d'ainsi faciliter le passage d'un courant électrique. Il faut encore pour fabriquer une cellule solaire mettre en contact ces deux types de dopage pour profiter du champ électrique ainsi créé à l'interface entre les deux dopages : on appelle cet élément une jonction p-n.

### 3.1.4 Jonction p-n

La mise en contact de deux zones à dopages opposés dans un semi-conducteur constitue un élément fort connu : la diode. A l'interface où les concentrations d'atome étrangers font passer le silicium du type p au type n apparaît une région appelée zone de charge d'espace qui provient de la tendance des électrons excédentaires de la couche n à vouloir passer du côté p où ils sont attirés par les trous excédentaires et de la tendance des trous à vouloir passer du côté n par réciprocity. Cet échange de porteurs dans la zone de charge spatiale crée un champ électrique qui va contrebalancer l'échange de charges et rétablir l'équilibre thermique. On représente à la figure 3.5 la zone de charge spatiale et les courbes de champ électrique et de potentiel d'une jonction p-n.

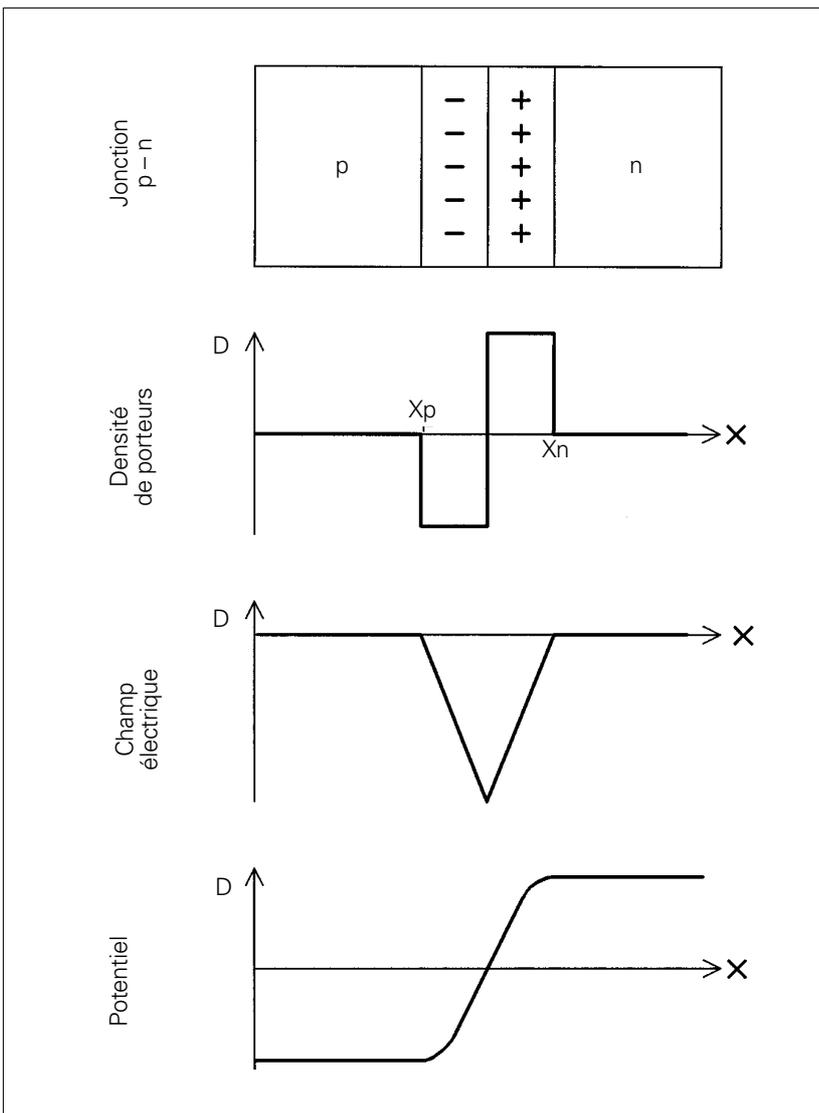
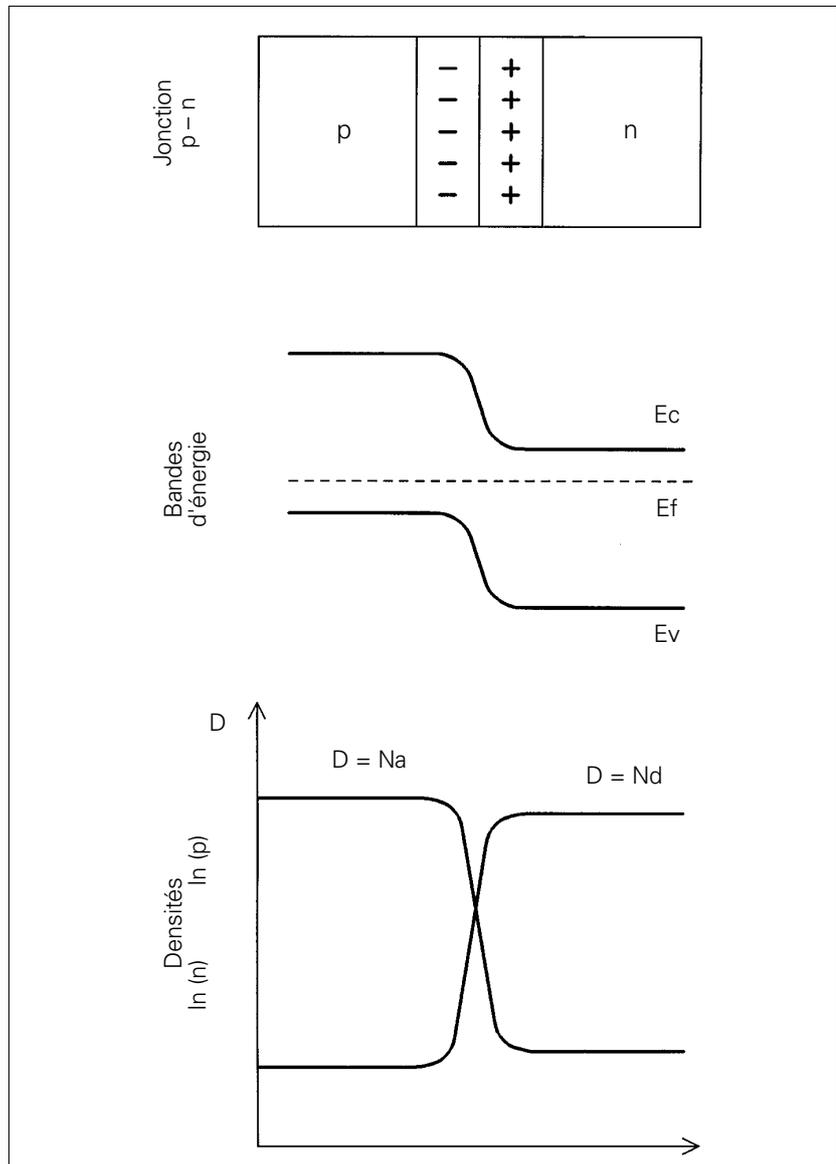


Figure 3.5  
Jonction p-n

Il est également intéressant de représenter les bandes d'énergie au voisinage de la transition p-n. Comme un corps à l'équilibre se caractérise par un seul niveau de Fermi, ce sont les bandes de valence et de conduction qui vont varier à la jonction pour suivre les variations de dopage. A la figure 3.6, on a tracé l'allure de ces variations ainsi que le logarithme naturel des concentrations d'électrons et trous à la jonction.

La barrière de potentiel créée par la jonction représente la principale caractéristique de la diode: le courant ne pourra pas passer dans le sens renforçant cette barrière mais seulement dans le sens inverse. On définit la tension extérieure imposée à la diode comme positive lorsqu'elle a pour effet de diminuer ce champ électrique interne. Lorsque la tension imposée est supérieure à la barrière de potentiel, le courant peut passer. Comme les niveaux d'énergie des semi-conducteurs dopés sont tous deux à l'intérieur de la bande interdite, la tension de passage qui correspond à la différence des deux potentiels est légèrement plus faible que le gap du semi-conducteur divisé par la charge élémentaire de l'électron.

Figure 3.6  
Bandes d'énergie et concentration  
des porteurs dans une jonction



En pratique on calcule une valeur à 300 K de :

$$V_d = (E_g/q) - (0.4V \dots 0.5V)$$

ce qui donne pour le silicium :

$$V_d = 1.12 \text{ eV}/q - 0.45 \text{ V} = 0.67\text{V}$$

Pour transformer la jonction p-n en diode, il faut encore lui ajouter des contacts métalliques ; on peut alors tracer sa caractéristique I - V en lui imposant une tension extérieure.

Si la tension imposée est positive, le courant va croître selon la loi exponentielle :

$$I = I_s (\exp (U/U_t) - 1)$$

qui peut se simplifier en (env. 1% d'erreur) :

$$I = I_s \exp (U/U_t)$$

avec:  $U$  = tension imposée à la diode  
 $U_t = kT/q = 26 \text{ mV}$  à 300 K  
 $k = 1.38 \cdot 10^{-23}$  constante de Boltzmann  
 $q = 1.602 \cdot 10^{-19}$  charge de l'électron  
 $T$  = température absolue en K  
 $I_s$  = courant de saturation

### Le courant dépend de la température

Lorsque la tension imposée est négative, le courant inverse va rester pratiquement nul jusqu'à ce que la tension atteigne une valeur qui laisse passer le courant par effet tunnel, propriété utilisée par les diodes zener, ou jusqu'à ce que la tension imposée provoque un claquage de la jonction par effet avalanche.

A la figure 3.7, on a représenté la courbe I - V typique d'une diode au silicium.

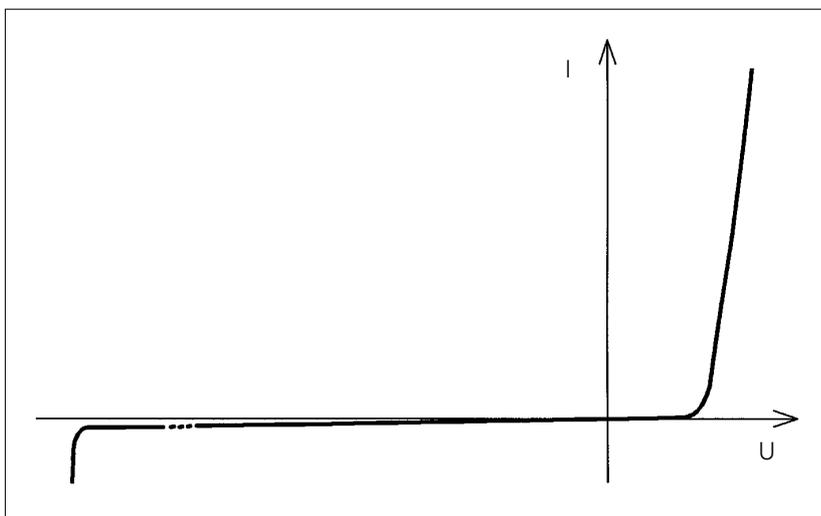


Figure 3.7  
Diode au silicium

### 3.1.5 Cellule solaire

La cellule solaire au silicium est une diode de grandes dimensions avec des caractéristiques de fabrication et d'aspect bien particulières. Lorsqu'on s'intéresse à capter la lumière avec un cristal de silicium, on s'aperçoit que le silicium réfléchit 30 % de la lumière reçue [2] dans les longueurs d'onde utiles à la surface de la terre. Ce phénomène

est dû à l'indice de réfraction élevé du silicium, passant de 2 dans le proche IR à 7 dans l'UV. Ceci impose l'ajout d'une couche anti-reflets à la surface du silicium si l'on veut améliorer quelque peu le rendement. Une autre propriété à étudier est de déterminer à quelle profondeur dans le cristal il faut fabriquer la jonction pour optimiser le rendement. On reviendra plus en détail sur ces critères au chapitre 3.2.

L'illumination d'une cellule solaire produit un courant proportionnel appelé *photocourant*, indépendant de la tension. Mais lorsque la tension augmente, une partie de ce courant est redissipé dans la jonction selon l'équation de la diode. La caractéristique  $I/V$  d'une cellule solaire s'écrit donc :

$$I = I_p - I_s [\exp(U/U_t) - 1]$$

où :  $I_p$  = photocourant  
 $I_s$  = courant de saturation de la diode

C'est une équation implicite dont la résolution  $I = f(V)$  doit faire appel à des méthodes d'approximations successives. On définit 2 points importants sur cette courbe :

– le courant de court-circuit, lorsque  $V = 0$ , vaut :

$$I_{sc} = I_p$$

– la tension de circuit ouvert, lorsque le courant est nul, s'écrit :

$$V_{oc} = (kT/q) \cdot \ln(1 + I_p/I_s)$$

**$I_{sc}$  = courant de court-circuit**  
 **$V_{oc}$  = tension ouverte**

ou pour  $I_{sc} = I_s$

$$V_{oc} = (kT/q) \cdot \ln(I_p/I_s)$$

Il est important de remarquer qu'elle varie avec le log de  $I_p$ , donc avec le log de l'illumination.

Le courant de saturation,  $I_s$ , dépend de la surface de la diode (donc de la cellule) et des caractéristiques de la jonction, il varie exponentiellement avec la température et double environ tous les 10 K. Cette dépendance en température compense largement le terme  $kT/q$  et la tension ouverte baisse avec la température, ce qui est important dans le dimensionnement des systèmes.

A la figure 3.8, on représente la caractéristique d'une diode dans les quatre quadrants, 1 & 2 sans lumière et 3 & 4 sous illumination. La lumière permet effectivement de tirer de l'énergie du composant, le courant étant de signe opposé à la tension (quadr. 4).

On remarque que la courbe sous illumination est simplement décalée vers le bas de la valeur  $I_{sc}$ , ce qui est normal, vu l'hypothèse d'une génération constante du courant par la lumière. La valeur  $V_{oc}$  représente en fait l'égalité du courant de génération par la lumière et du courant de « consommation » de la diode sans lumière.

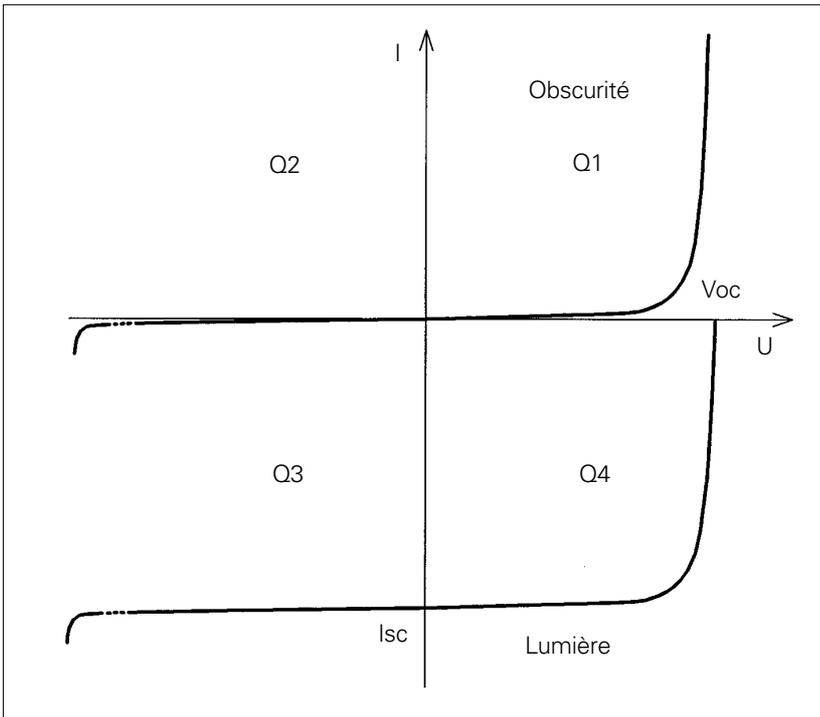


Figure 3.8  
Cellule solaire: caractéristique I/V

On peut compléter le schéma équivalent de la cellule solaire (figure 3.9) en ajoutant deux résistances pour tenir compte des pertes internes :  $R_s$  représente la résistance série qui tient compte des pertes ohmiques du matériau, des métallisations et du contact métal/semi-conducteur,  $R_p$  représente une résistance parallèle provenant de courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des inhomogénéités ou impuretés.

L'équation de la caractéristique I/V devient alors :

$$I = I_p - I_s [\exp (q (V + I \cdot R_s) / kT) - 1] - (V + I \cdot R_s) / R_p$$

et on remarque que le courant de court-circuit (condition  $V = 0$ ) n'est plus strictement égal à  $I_p$ .

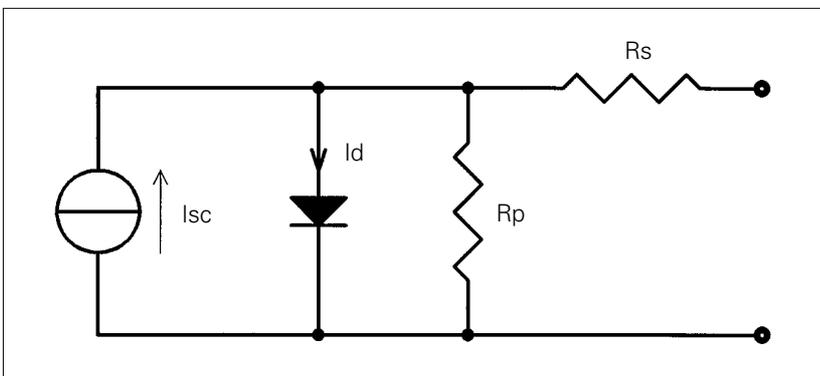


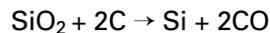
Figure 3.9  
Schéma équivalent d'une cellule solaire

## 3.2 Technologie des cellules photovoltaïques

Les trois premiers paragraphes seront consacrés exclusivement aux cellules fabriquées à partir de silicium, deuxième élément le plus abondant dans la croûte terrestre après l'oxygène. Le dernier sous-chapitre traitera des autres matériaux de base.

### Extraction du silicium

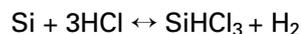
Le silicium n'existe pas pur mais seulement sous forme oxydée, étant le constituant de base du sable. Pour fabriquer du silicium pur, on utilise à la base du sable de quartz qui est cristallisé. Le procédé de raffinage est une réduction dans un four à arc électrique par du carbone, la réaction suit l'équation :



On fabrique de cette manière par année plus d'un million de tonnes de ce silicium, dit métallurgique. Sa pureté est de l'ordre de 98 à 99 %, les impuretés les plus importantes étant l'aluminium et le fer. Sa principale utilisation est comme composant de l'aluminium et de l'acier. Ce procédé d'extraction est relativement efficace, l'énergie consommée étant à peu près la même que pour l'extraction de l'aluminium ou du titane. Une petite proportion de cette production, quelques dizaines de tonnes, sera purifiée pour l'industrie de l'électronique.

### Purification du silicium

Pour obtenir un matériau suffisamment pur pour fabriquer des composants électroniques, on utilise le procédé Siemens qui lie le silicium à un gaz à partir d'acide chlorhydrique, le trichlorosilane qui est ensuite distillé par distillation fractionnée. L'équation de base qui est réversible pour la dernière opération est :



Le silicium se dépose ensuite sur une baguette de silicium chauffée sous forme de petits grains polycristallins. Ce dernier pas a un mauvais rendement de matière (env. 37 %) et nécessite beaucoup d'énergie, ce qui rend son coût plus élevé que le pas précédent.

### 3.2.1 Cellules monocristallines

Pour passer de l'étape précédente, silicium pur à environ 99.999 % polycristallin, à un matériau monocristallin utilisable pour les composants électroniques, on utilise une troisième étape également gourmande en énergie, le procédé Czochralski.

### Cristallisation du silicium

Le polycristal est fondu dans un creuset avec un peu de dopant, par exemple du bore pour obtenir un matériau de base de type p ; au sommet de ce bain, on place une bouture de silicium monocristallin dans l'orientation précise que l'on veut obtenir et l'on fait croître le cristal sous la bouture en tirant, tournant et contrôlant très précisément la température. On fait croître ainsi dans la même orientation que la bouture des cristaux de 1 à 2 mètres de long et jusqu'à 30 cm de diamètre. Pour obtenir des tranches de silicium (wafers) d'environ 200 à 400  $\mu\text{m}$ , épaisseur utilisable, il faut ensuite couper le matériau avec une scie diamantée, ce qui perd encore à peu près la moitié de la matière. On voit donc que le procédé total a un rendement en matière faible (15 à 20 %) et qu'il est très gourmand en énergie.

Les étapes suivantes de fabrication de la cellule seront :

- le décapage de la surface pour éliminer les défauts de sciage (par

ex. soude caustique à 40% et 120°C), on essaie en général d'obtenir une surface texturée en petites pyramides pour améliorer la collection de la lumière dans toutes les directions;

- une diffusion de phosphore pour réaliser la jonction (phosphine, 20 minutes à 900°C), ce dopage va contrebalancer le dopage initial p de la matière pour obtenir une couche n+ en surface et n à la jonction;
- un décapage de l'arrière et des côtés pour éliminer le phosphore amené partout lors de la diffusion mais non désiré;
- un dopage de l'arrière avec de l'aluminium (sérigraphie et cuisson), ce qui crée une diffusion p+ et une surface améliorant la collection des porteurs; on appelle cette couche champ de surface arrière (BSF, back surface field), ce qui n'est pas tout à fait approprié, le dopage ne changeant pas de polarité mais seulement de concentration. Les photons de grande longueur d'onde (rouges) générant des porteurs dans cette zone améliorent le courant de la cellule mais surtout la surface à faible taux de recombinaisons augmente la tension ouverte et donc le rendement de la cellule;
- le dépôt d'une couche antireflets sur l'avant (sérigraphie de  $TiO_2$  ou  $Ta_2O_5$  par exemple) et cuisson;
- le dépôt de la grille de métallisation avant (pâte d'argent sérigraphiée) et cuisson;
- le dépôt d'un métal soudable sur l'arrière (pâte d'argent sérigraphiée) et cuisson;
- le test et tri de toutes les cellules fabriquées.

### Fabrication de la cellule

La figure 3.10 montre en coupe (échelles non respectées) une cellule au silicium monocristallin.

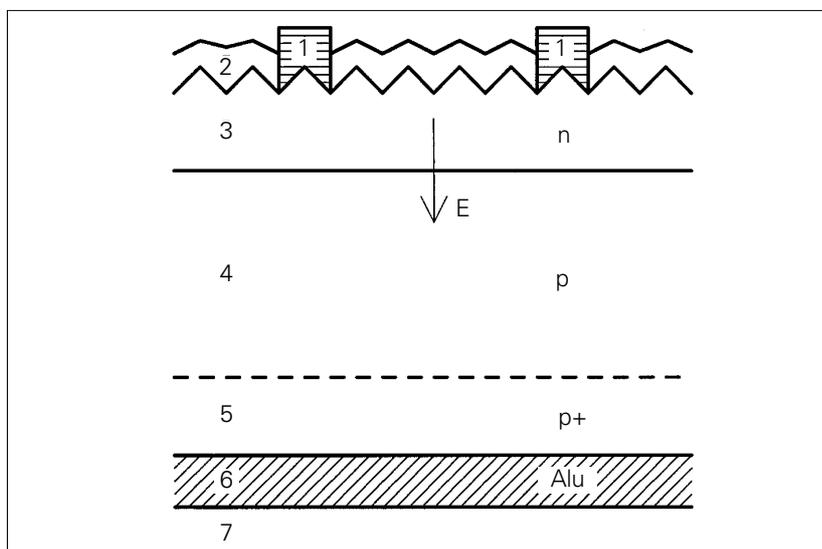


Figure 3.10  
Cellule au Si monocristallin

- 1 Grille de métallisation avant
- 2 Couche antireflets
- 3 Surface avant dopée n et texturée
- 3-4 Jonction et champ électrique
- 4 Substrat p
- 4-5 BSF, « champ » arrière
- 5 Dopage p+
- 6 Métallisation d'aluminium
- 7 Métallisation soudable

On voit donc que cette fabrication comprend beaucoup d'étapes et qu'elle va de nouveau consommer passablement d'énergie pour tous les traitements thermiques à des températures souvent entre 400 et 900°C. La tendance actuelle est de réaliser des chaînes de fabrication à procédés si possible secs pour éviter les manipulations de wafers telles que par exemple un transfert de cassette (décapage en milieu liquide) à une sérigraphie. Les différents traitements thermiques, et même parfois la diffusion, se font dans des fours à bande et le procédé peut être continu sans stock intermédiaire, ce qui facilite son automatisation. Une autre tendance est de scier toujours plus

fin, 100  $\mu\text{m}$  étant suffisant pour capter tout le spectre reçu sur terre, certains constructeurs essaient de traiter des wafers de 130 à 180  $\mu\text{m}$ , mais cette épaisseur est actuellement un minimum pour limiter la casse lors de manipulations et de chocs thermiques éventuels. Pour économiser de la matière, de nouvelles scies utilisent un fil très fin portant une poussière de diamant pour la coupe et permettant de perdre seulement 200  $\mu\text{m}$  de matière.

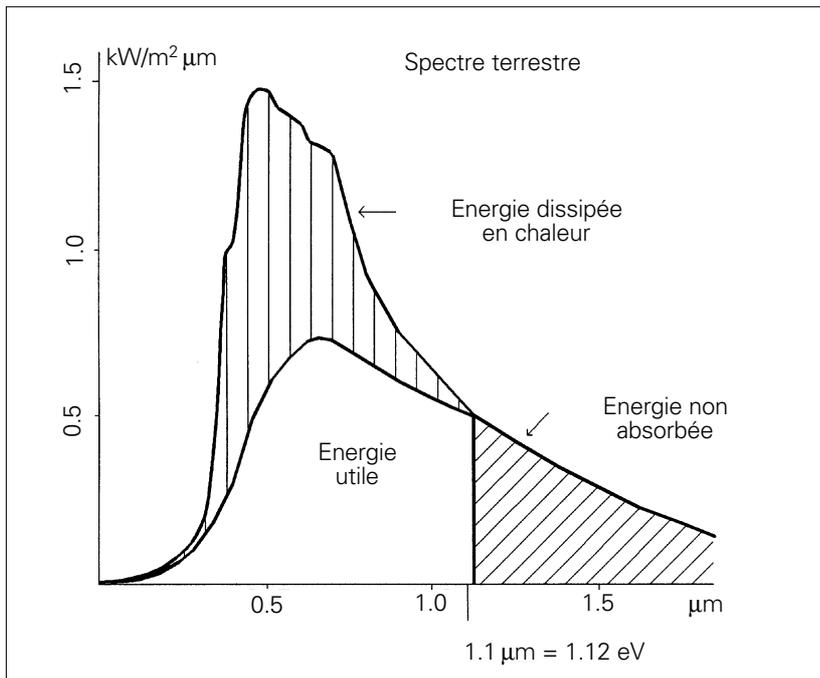
### Rendement des cellules

La cellule au silicium monocristallin (couramment disponible sur le marché) atteint actuellement les rendements les plus élevés : certains constructeurs multiplient les procédés sophistiqués : diffusion très proche de la surface avant pour améliorer la collection des photons de petite longueur d'onde (photons très énergétiques et pénétrant peu dans le silicium), métallisation avant extrêmement fine déposée au fond d'une gorge gravée au laser, 2 couches antireflets, pour atteindre jusqu'à 17 % de rendement. Mais la majorité des panneaux monocristallins sur le marché (en 1994) atteignent environ 13 à 14 % de rendement. Le rendement théorique maximal dépend du spectre lumineux reçu et du gap du semi-conducteur : pour le silicium où il vaut 1.12 eV à 300 K, seuls les photons de longueur d'onde inférieure à 1.1  $\mu\text{m}$  généreront donc des porteurs et même si son énergie est supérieure au gap, chaque photon générera seulement une paire de porteurs, l'excédent d'énergie étant dissipé en chaleur. En tenant compte de tous ces facteurs, le rendement théorique maximal est environ de 22 % pour le silicium cristallin. La figure 3.11 montre la portion de spectre générant effectivement du courant dans une cellule au silicium. On remarque que toute la lumière visible est utile, de même que le proche infrarouge et l'ultraviolet. Dans l'espace, le rendement théorique sera plus élevé, la proportion d'ultraviolet étant plus importante.

### Pertes de rendement

Les facteurs qui limitent encore le rendement sont :

- les pertes par réflexion que l'on peut limiter à 4% avec les effets d'une couche antireflets d'indice de réfraction de 2.3 et d'une encapsulation de verre (indice 1.5) ;
- les pertes par recombinaison : les porteurs générés par l'effet photovoltaïque se recombinent parfois localement au lieu d'être séparés par le champ électrique de la jonction, ceci arrive spécialement aux porteurs générés en profondeur ou en surface du wafer où les défauts sont plus denses et la présence d'impuretés plus importante, ce qui crée des centres de recombinaison. Des porteurs séparés par le champ électrique peuvent également être recombinés durant leur trajet vers une métallisation. La pureté du silicium, la distance de la jonction de la face avant, la qualité du *BSF* et la qualité du traitement de la surface jouent un rôle très important ;
- les pertes dues à l'ombre de la grille de métallisation frontale : on optimise la largeur et l'épaisseur de la grille, sa forme et sa densité vis-à-vis de la résistance surfacique du silicium pour obtenir le meilleur rendement ;
- les pertes ohmiques des métallisations avant et arrière et du matériau (*R<sub>s</sub>*) ainsi que les pertes parallèles (*R<sub>p</sub>*) ;
- les pertes dues à l'augmentation de température du matériau au soleil.


 Figure 3.11  
Spectres utiles

### 3.2.2 Cellules polycristallines

Le principal défaut des cellules monocristallines est leur coût qui provient en grande partie de l'utilisation d'un matériau de grande pureté et demandant beaucoup d'énergie pour sa fabrication. D'autre part, la pureté extrême du matériau, indispensable lorsqu'on fabrique des structures microscopiques (circuits intégrés) n'est peut-être pas nécessaire pour une grosse diode de plusieurs dizaines de  $\text{cm}^2$ . Dès le milieu des années 70, on a déterminé quels éléments étaient nocifs au bon rendement des cellules solaires et par quel moyen on pourrait fabriquer un cristal de silicium bon marché de qualité dite solaire. Ainsi est né le silicium polycristallin ou semi-cristallin de qualité solaire qui apparaît comme la juxtaposition de petits cristaux monocristallins d'orientations différentes et de dimensions du mm au cm. Le terme semi-cristallin est plus approprié, la taille des grains de cristaux étant nettement plus importante que dans les polycristaux usuels.

Pour fabriquer ce matériau, on refond tous les déchets provenant du tirage de monocristaux dans un creuset carré à température et atmosphère contrôlées. Le bloc obtenu est souvent un gros rectangle de 22 cm de côté et 15 cm de profondeur qui sera ensuite taillé en 4 parts de 10 x 10 x 15 cm avant d'être débité en wafers.

Le procédé économise ainsi de la surface, les wafers étant carrés et le rendement en matière est bon, les seules pertes provenant des bords en contact avec le creuset qui sont contaminés par des impuretés du creuset. La recristallisation a également pour effet d'améliorer localement la pureté du matériau, les impuretés étant concentrées aux frontières entre cristaux. Pour exploiter cette particularité, on a essayé d'utiliser comme matériau de base du silicium métallurgique. Cependant même si des cellules de 8 à 10% de rendement ont pu être fabriquées, la dispersion des résultats était trop importante et la proportion de wafers utilisables trop faible.

Les caractéristiques électriques des cellules polycristallines sont similaires aux monocristallines (même gap), seuls certains défauts

#### Silicium semi-cristallin

#### Silicium métallurgique

### Avantages + défauts du polycristal

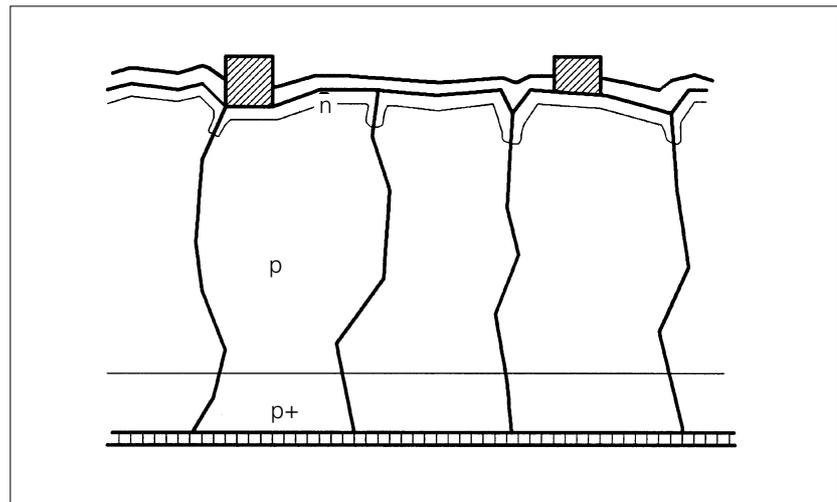
différencient ce matériau qui est actuellement le plus utilisé pour les cellules dont les rendements de conversion atteignent 11 à 13% en général.

La figure 3.12 présente une coupe de cellule polycristalline.

En comparaison des monocristallines, la fabrication de cellules avec un tel matériau est plus critique, les grains de cristaux n'ayant pas d'orientation préférentielle entraîne beaucoup d'effets non désirés :

- le décapage du silicium est moins homogène et produit des surfaces très irrégulières ;
- la diffusion de la jonction est irrégulière en profondeur et du phosphore a tendance à diffuser rapidement aux joints de grains ;
- la métallisation de la grille avant doit être plus épaisse pour compenser les marches entre grains, ce qui oblige aussi à augmenter sa largeur, les ombres sont ainsi plus importantes ;
- par sa structure, le matériau est plus sensible aux impuretés qui diffusent aux frontières de grains et shuntent la cellule ;
- par contre la structure polycristalline est plus résistante en cas de tension inverse : la puissance est dissipée entre les joints de grains, donc dans toute la surface, sous forme de rayonnement infrarouge alors que pour une cellule monocristalline, l'émission infrarouge a lieu seulement à la périphérie du wafer, générant des températures locales plus élevées.

Figure 3.12  
Cellule polycristalline



### 3.2.3 Cellules amorphes

La fabrication du silicium amorphe est encore moins critique que celle du polycristal. Directement à partir du silicium sous forme gazeuse (silane), on peut déposer sur différents substrats du silicium amorphe. On parle de silicium amorphe parce que le matériau n'a plus de structure cristalline : les atomes sont en général liés à quatre autres atomes mais sans ordre, ni périodicité ce qui entraîne des microvides lorsque un atome est parfois lié à seulement trois autres atomes. On parle ici de liaisons non satisfaites ou pendantes. Ces discontinuités créent beaucoup de niveaux d'énergie permis à travers la bande interdite (gap), ce qui empêche de doper effectivement le matériau ou d'obtenir des durées de vie raisonnables des porteurs. Cependant le silicium amorphe provenant du silane contient une proportion importante d'hydrogène (5 à 10%) qui va se lier à ces liai-

sons pendantes et à d'autres défauts du matériau, réduisant la densité d'états dans la bande interdite et permettant le dopage du matériau. La figure 3.13 montre un arrangement possible d'atomes de silicium amorphe.

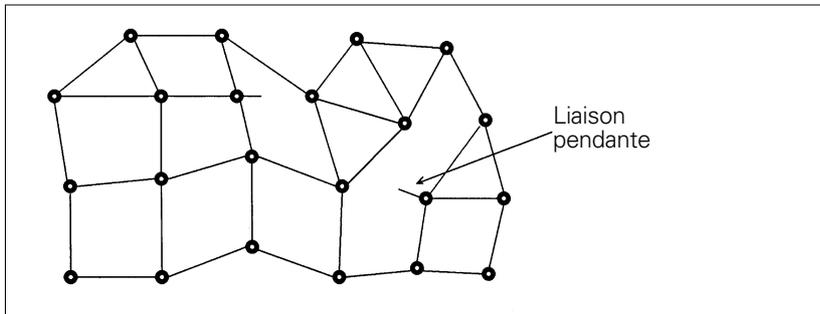


Figure 3.13  
Aspect du silicium amorphe

On fabrique ainsi un composé qui est un alliage de silicium amorphe et d'hydrogène : a-Si: H. Cet alliage présente un gap plus élevé que le silicium cristallin et absorbe la lumière beaucoup plus fortement, 1  $\mu\text{m}$  suffisant à capter le rayonnement reçu sur terre. Ce qui signifie que la quantité de silicium nécessaire n'est plus prépondérante en regard des autres coûts de la cellule. Des films de 1  $\mu\text{m}$  peuvent être déposés sur des substrats divers : sur le marché on trouve le plus souvent le verre (structure très proche) ou l'acier inoxydable, ce qui permet de fabriquer des panneaux peu fragiles et légers.

### Cellule couche mince

Le dopage est effectué lors du dépôt du matériau en ajoutant les éléments sous forme gazeuse au silane.

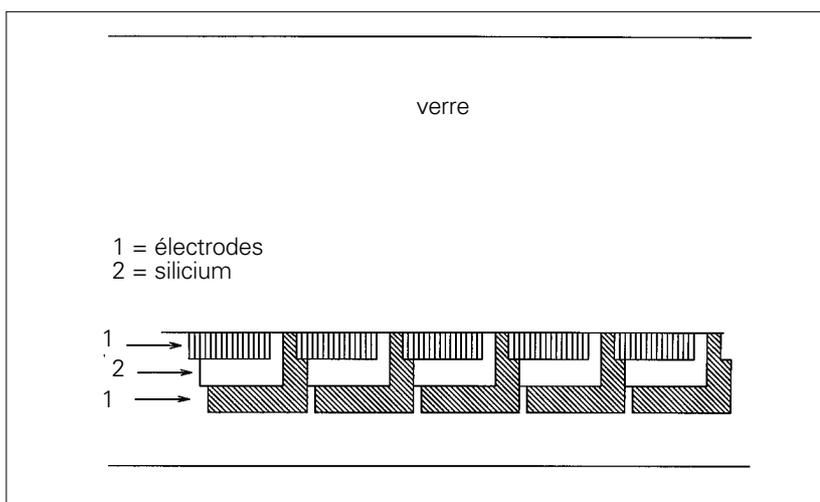
Les longueurs de diffusion (ou la durée de vie) des porteurs minoritaires sont très courtes dans ce matériau, ce qui rend le substrat peu conducteur et augmente beaucoup la résistance série. La seule partie active est la jonction, les porteurs générés ailleurs se recombinant le plus souvent localement. La structure inhomogène du matériau rend la structure instable : lors des premiers jours de fonctionnement, un panneau amorphe verra son courant diminuer de 10 à 20% pour ensuite se stabiliser. A l'état actuel de la technique, les fabricants de panneaux amorphes offrent une garantie d'au moins 5 à 10 années d'une baisse maximale de performance de 10%. Les cellules amorphes à gap plus élevé que le silicium cristallin ont une tension plus élevée mais le rendement maximal atteignable avec une jonction est de l'ordre de 13%. A part le coût de matière beaucoup plus faible, le principal avantage des cellules amorphes est leur faible épaisseur qui permet de réaliser une structure multicellules en séries à tension directement utilisable pour par exemple recharger une batterie. La technique utilisée est une succession d'opérations ressemblant au procédé planar des semi-conducteurs. Pour une cellule déposée sur du verre, on peut avoir les étapes suivantes :

### Procédé planar

- dépôt d'une métallisation transparente (par exemple oxyde de zinc) sur tout le verre
- dépôt de silicium amorphe dopé p;
- dépôt d'alliage a-Si: H;
- dépôt de silicium amorphe dopé n;
- délimitation des cellules (attaque chimique);
- dépôt des métallisations arrière en série avec les métallisations avant.

La figure 3.14 présente une telle cellule en coupe.

Figure 3.14  
Cellule amorphe



### Cellule multigaps

Un autre intérêt de la cellule amorphe est la possibilité de varier les dopants pour réaliser des structures multicouches à gap différents, chaque couche étant spécialisée dans la conversion d'une bande du spectre de lumière. Les panneaux sur le marché sont soit à une seule jonction avec des rendements de 4 à 6 %, soit à deux jonctions atteignant 7 à 9 %. Le développement des cellules amorphes a bénéficié de leur utilisation à grande échelle comme source de courant dans les calculettes solaires : plusieurs mégawatts de telles cellules sont fabriqués chaque année. Un avantage du silicium amorphe dans cet usage est son meilleur rendement à très faibles éclairagements et dans les petites longueurs d'onde (bleus d'éclairage fluorescent).

Le potentiel de réduction massive des prix des générateurs est une réalité avec cette technologie. En améliorant la stabilité des matériaux et en utilisant des structures multicouches, le rendement du silicium monocristallin devrait être dépassé pour un coût nettement inférieur dans une fabrication à grande échelle.

### 3.2.4 Autres technologies à couche mince

A part les cellules au silicium cristallin ou amorphe actuellement sur le marché, on a essayé une grande variété de techniques pour fabriquer un semi-conducteur meilleur marché avec lequel on pourrait fabriquer une cellule. On a ainsi essayé de faire croître du silicium monocristallin à partir de silicium polycristallin directement sur un substrat de graphite sous forme d'une feuille directement utilisable pour la fabrication de cellules : ce procédé donnait des résultats irréguliers à cause de la contamination du graphite et des inhomogénéités du cristal obtenu et il a été abandonné. Une autre forme de ruban donnait des meilleurs résultats : on tirait latéralement une feuille de monocristal depuis un bain de silicium en fusion, mais le procédé fut également abandonné car les dimensions (épaisseur) étaient difficilement contrôlables. Tous ces essais n'ont pas obtenu de résultats suffisamment probants ou n'ont pas trouvé de financement pour sortir des laboratoires.

Le futur des cellules photovoltaïques réside certainement dans les techniques à couche mince, soit à partir du silicium amorphe, soit d'autres cristaux semi-conducteurs ou de techniques totalement différentes comme par exemple celle développée à l'EPFL et s'inspirant de la photosynthèse.

### 3.2.4.1 Cellules à l'arséniure de gallium (GaAs)

Ce sont les cellules qui ont atteint les meilleurs rendements : on a réalisé 22% en laboratoire pour un maximum théorique d'environ 26%. Les cellules au GaAs ont un gap de 1,43 eV qui est une valeur proche de l'optimal pour le rayonnement reçu sur terre. Elles se caractérisent par une meilleure résistance aux températures élevées et par un plus faible coefficient de température en tension (env.  $-0.2\%/K$ ), ce qui les rend compétitives pour les systèmes à concentration de lumière. On a mesuré avec une cellule au GaAs en lumière 206 x concentrée un rendement de 29.2%. Le GaAs est beaucoup utilisé dans l'industrie de l'électronique pour réaliser des diodes lumineuses et la fabrication de cellules solaires reste liée à ces technologies. Un autre avantage du GaAs par rapport au silicium cristallin est qu'il absorbe toute la lumière dans moins de 10  $\mu\text{m}$ , ce qui permet d'utiliser le procédé de croissance épitaxiale des cristaux à partir d'un substrat fortement dopé, le dopage étant réalisé durant le processus. Les meilleurs résultats ont été atteints avec des cellules où la jonction se trouvait à moins de 1  $\mu\text{m}$  de l'avant. Il est également possible de fabriquer des cellules multiples à gaps différents : une cellule tandem GaAs et GaSb a atteint 37% de rendement pour une lumière concentrée de 100 x.

**Gap = 1.43 eV**

### 3.2.4.2 Cellules au tellure de cadmium (CdTe)

Plusieurs procédés partent de composés du cadmium, ce qui pourrait poser des problèmes écologiques de récupération en fin de vie de ces panneaux. Le premier mentionné ici, le tellure de cadmium a un gap de 1.5 eV, proche de l'optimal et les cellules fabriquées dans ce matériau ont atteint 12% en laboratoire et présentent une grande stabilité sans dégradation des performances.

**Gap = 1.5 eV**

### 3.2.4.3 Cellules tandem au sulfure de cadmium et de cuivre ( $\text{Cu}_2\text{S}/\text{CdS}$ )

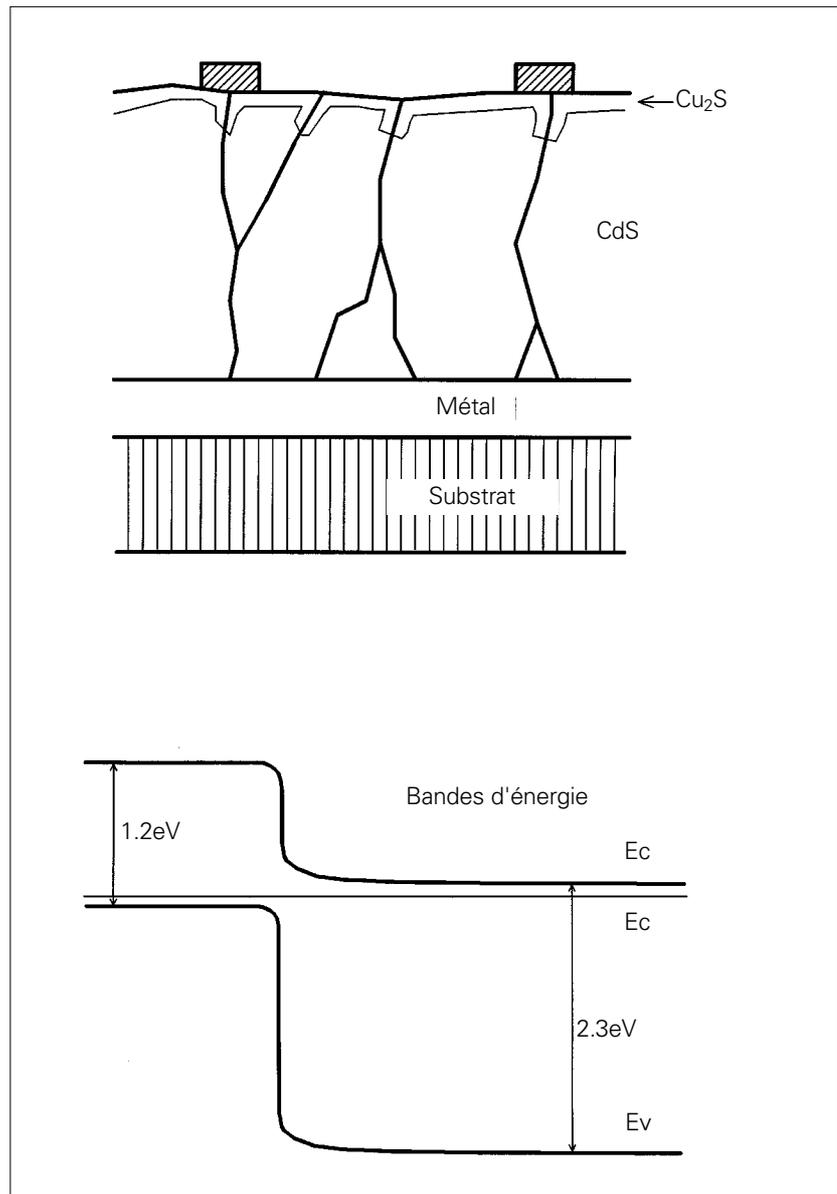
Le CdS est utilisé depuis 1954, la même année que la première cellule diffusée au silicium était présentée. Depuis, de nombreux essais ont été tentés pour fabriquer un produit commercialisable. Les cellules tandem au  $\text{Cu}_2\text{S}/\text{CdS}$  sont faciles à fabriquer à partir d'un substrat polycristallin de CdS d'environ 20  $\mu\text{m}$ . Le CdS est déposé sur un substrat de métal, de verre ou de métal recouvert de plastique par évaporation sous vide ; les cristaux obtenus peuvent avoir des grains de 5  $\mu\text{m}$  environ. Le tout est ensuite immergé dans une solution de chlorure de cuivre entre 80 et 100°C pendant 10 à 30 secondes. Ceci substitue le Cu pour le Cd dans une profondeur de 0.1 à 0.3  $\mu\text{m}$  créant la jonction  $\text{Cu}_2\text{S}/\text{CdS}$ . Ensuite on dépose une grille métallique. Le  $\text{Cu}_2\text{S}$  peut diffuser quelques microns aux frontières de grains ; la figure 3.15 montre en coupe une telle cellule ainsi que le diagramme des bandes d'énergie avec les gap différents des deux matériaux. Le  $\text{Cu}_2\text{S}$  est un matériau de type p avec un gap de 1.2 eV alors que le CdS est de type n avec un gap de 2.3 eV. On a mesuré en laboratoire des rendements jusqu'à 10% alors que l'on trouve sur le marché des panneaux à 5%.

**Gap = 1.2 eV et 2.3 eV**

Le principal désavantage du  $\text{Cu}_2\text{S}/\text{CdS}$ , à part l'aspect écologique, est le manque de stabilité provenant de sa sensibilité à l'environnement (humidité, moisissures, haute température, etc.) qui demande un très grand soin d'encapsulation.

**Ecologie!**

Figure 3.15  
Cellule au  $\text{Cu}_2\text{S}/\text{CdS}$



#### 3.2.4.4 Cellules au sélénure de cuivre et d'indium ( $\text{CuInSe}_2$ )

**Gap = 1 eV**

Ce matériau à gap d'environ 1 eV absorbe fortement la lumière. Une couche de  $0.5 \mu\text{m}$  est suffisante et, d'après le fabricant américain Arco, de petites cellules de  $3.6 \text{ cm}^2$  ont atteint 12.5% de rendement. Certains laboratoires utilisent au milieu de ce compound une couche de CdS, ce qui pose de nouveau le problème du Cd. Les développements actuels essaient de substituer au Cd un élément moins polluant. Ces cellules peuvent être intéressantes dans des cellules multijoncs comme fond, leur gap étant particulièrement faible et collectant les rouges et proches infrarouges.

#### 3.2.4.5 Cellules électrochimiques

**Photosynthèse**

On présente ici de façon très raccourcie la cellule mise au point à l'EPFL par l'équipe du professeur Graetzel. S'inspirant des mécanismes de la photosynthèse où la lumière est absorbée par les très nombreuses couches de chlorophylle, l'équipe de Lausanne a mis au point une cellule où la génération des porteurs et leur séparation sont

assurées par deux matériaux différents; le générateur de charge est un colorant absorbant qui est déposé sur un semi-conducteur à gap optimal ou proche de l'optimal. La structure présentée en 1993 utilise les composants suivants (figure 3.16) :

- sur un substrat de verre, on dépose tout d'abord une métallisation transparente, l'électrode négative;
- ensuite un semi-conducteur, le  $\text{TiO}_2$  (dioxyde de titane) qui établit un bon contact ohmique avec l'électrode;
- sur le  $\text{TiO}_2$  on ajoute un colorant à molécules complexes (l'absorbeur) dont la structure est proche de la chlorophylle.

Les photons vont libérer des porteurs dans le colorant qui va injecter des électrons dans le semi-conducteur de type n où ils ne pourront pas se recombiner: ce dopage n permet d'éviter d'utiliser un composant ultrapur et abaisse le coût du composant. On ajoute sur le colorant un électrolyte en parfait contact, ce qui permet aux trous restants dans le colorant d'être absorbés par l'électrolyte par réaction d'oxydoréduction, l'électrolyte fournissant les électrons. L'électrolyte est également en contact avec une électrode positive déposée sur une deuxième plaque de verre et lorsque l'on ferme le circuit entre les deux électrodes, le courant peut s'établir, les électrons provenant du semi-conducteur passant dans l'électrolyte en une réaction de réduction et le régénérant.

L'astuce principale de la cellule présentée provient de la texture du semi-conducteur: avec une surface plane, ce procédé pourrait au mieux récupérer environ 1% d'énergie solaire; dans la cellule réalisée, le  $\text{TiO}_2$  a une extrême rugosité qui permet de multiplier la surface en contact avec le colorant et l'électrolyte par environ 800.

### Rugosité élevée

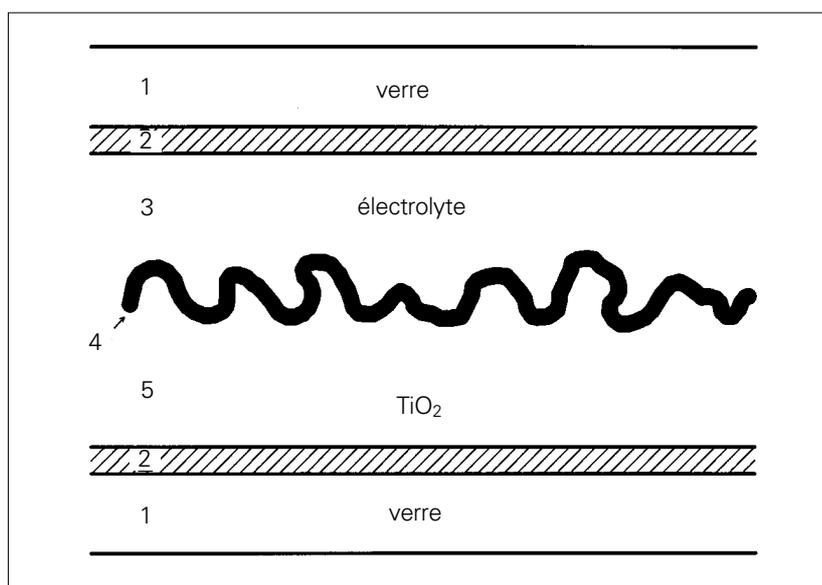


Figure 3.16  
Cellule Graetzel

Verres (1)  
Electrodes transparentes (2)  
Electrolyte (3)  
Colorant (4)  
Semi-conducteur (5)

Le  $\text{TiO}_2$  a un gap de 1.63 eV, proche de l'optimal, et permet d'atteindre plus de 0.7 V de tension ouverte. Les résultats présentés en 1993 sont de 10% de rendement.

**Gap = 1.63 eV**

Ces cellules sont particulièrement intéressantes pour les applications à faible luminosité car leurs pertes internes sont très faibles et leur transparence devrait permettre de développer également des applications dans le bâtiment (fenêtres...).

Il reste encore à démontrer la durée de vie du produit, un électrolyte liquide n'étant pas facile à encapsuler. Par contre l'intérêt de cette cellule est qu'elle utilise des éléments bon marché et abondants et que leur mise en fabrication pourrait être relativement simple sans traitements à haute température. Il paraît également possible d'imaginer une cellule à couches multiples pour mieux exploiter le spectre solaire et viser des rendements de l'ordre de 20 à 30 %.

Un autre aspect de ce composant provenant de la très grande surface développée est sa rétention de charge : la configuration actuelle stocke 1 coulomb par  $\text{cm}^2$ ; quand on coupe la lumière, le courant continue de passer pendant un bref laps de temps. Peut-être pourra-t-on exploiter cet effet pour fabriquer un véritable accumulateur solaire où l'énergie s'accumule à l'intérieur de la cellule ?

L'avenir nous dira si ce composant sortira de son laboratoire pour devenir une véritable cellule solaire.

### 3.2.5 Energie grise

Un aspect important lorsqu'on fabrique un générateur solaire est de savoir s'il va produire plus d'énergie dans sa vie qu'il n'en a fallu pour le fabriquer. Ce point a été examiné dès le début de la fabrication des cellules pour applications terrestres.

Des chiffres publiés en 1976 déjà [2] donnaient pour la production de 1 kg de silicium :

#### Silicium

Silicium métallurgique : 24 kWh/kg, silicium monocristal (Czochralski) : 680 kWh/kg. En ajoutant la coupe de l'époque, on produisait environ  $0.4 \text{ m}^2$  de wafer par kg, ce qui donne 2.5 kg pour  $1 \text{ m}^2$  et  $1700 \text{ kWh/m}^2$  de wafer ; la coupe et le wafer consomme 1.06 mm de matière pour des cellules de  $10 \times 10 \text{ cm}$  dans ce cas. En ajoutant la fabrication et tenant compte d'un rendement de fabrication de 90% pour obtenir des cellules de 12%, l'énergie grise atteint  $2170 \text{ kWh/m}^2$ . En Suisse de plaine, on reçoit en moyenne  $1000 \text{ kWh/m}^2$  annuel, ce qui avec 12% de rendement produit  $120 \text{ kWh/m}^2$ , dans ce cas il faudrait attendre 18 ans pour retrouver l'énergie grise. Nous avons mentionné ces chiffres anciens pour montrer les proportions : la purification du silicium et son sciage demande à elle seule 78% de l'énergie grise. En gardant ces mêmes chiffres et en changeant seulement le sciage et en estimant que 0.5 mm de silicium suffit (0.2 mm pertes et 0.3 mm pour le wafer), on produit alors  $0.85 \text{ m}^2$  de wafers par kg de silicium et l'énergie grise devient  $800 \text{ Wh/m}^2$  de wafer. L'énergie grise du panneau passe alors à  $1270 \text{ kWh/m}^2$  et le temps de récupération dans les mêmes conditions à 10.5 années. Ce petit exemple montre l'importance du sciage, mais, depuis cette étude, d'autres chiffres ont été publiés pour les trois procédés utilisant le silicium et, en 1989 [3], on publiait deux valeurs : la première comme étant l'état de la technique avec des usines produisant en moyenne 2 MW par an et une deuxième comme ce qu'il était possible d'atteindre en 5 ans pour des productions de 25 MW par usine. Le tableau 3.1 résume ces résultats en ramenant les chiffres au watt crête produit, ce qui est plus parlant, les panneaux n'ayant pas tous la même technologie et le même rendement au  $\text{m}^2$ . On remarque le net avantage de la technologie amorphe, cependant il faut relativiser ces valeurs si l'on tient compte des besoins annexes aux panneaux solaires comme la surface occupée, le câblage, les supports et accessoires nécessaires. En tenant compte de ces éléments qui sont défavorables à la technologie amorphe à plus faible rendement, on obtient le tableau 3.2 qui prend en compte le générateur complet installé et monté.

#### Cellule

#### Sciage

#### Augmentation de la production

Technologie	Année	Energie grise (kWh/Wp)	Rendement (%)
Mono-cristalline	1989	8.06	14
	1994	4.69	15.5
Poly-cristalline	1989	7.30	12
	1994	3.52	13.5
Amorphe	1989	4.22	6
	1994	2.54	8

Tableau 3.1  
Energie grise des modules seuls

En calculant le retour d'énergie prévu (valeurs de 1994) avec la même irradiation que plus haut (1000 kWh/m<sup>2</sup>), on voit que, pour un générateur amorphe de 8% de rendement, la durée est de 2.5 ans ; pour un polycristallin de 13.5%, la durée est de 3.5 ans et pour un monocristallin de 15.5%, la durée est de 4.7 ans.

### Pay-back time

Technologie	Année	Energie grise (kWh/Wp)	Relative (%)
Mono-cristalline	1989	11.0	100
	1994	5.9	53.6
Poly-cristalline	1989	10.8	98.2
	1994	5.0	45.5
Amorphe	1989	9.5	84.6
	1994	4.5	40.9

Tableau 3.2  
Energie grise des installations raccordées au réseau

Les chiffres espérés pour la production de masse (1994) sont proches les uns des autres et les valeurs relatives nous montrent que l'on espère gagner environ la moitié de l'énergie par rapport au standard monocristallin de 1989. On remarque également que les panneaux amorphes sont intéressants lorsqu'ils peuvent être utilisés dans de petits systèmes (10-20 W ou 1 panneau) où l'infrastructure est la même, quelle que soit la technologie.

## 3.3 Caractéristiques des cellules photovoltaïques

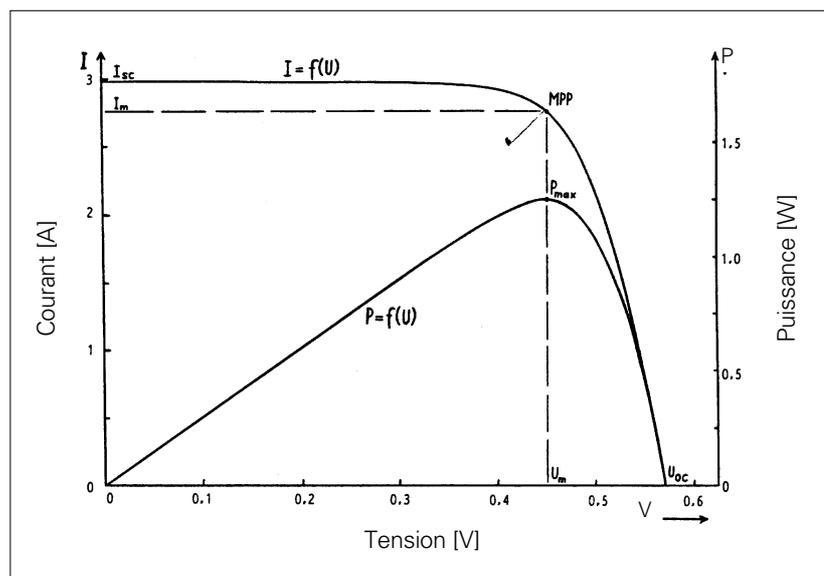
On présente ci-dessous les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques au silicium cristallin ou amorphe. Les autres technologies, difficilement disponibles sur le marché ne seront pas abordées ; cependant la majorité des effets décrits ici peuvent être transposés à d'autres cellules par simple ajustement de paramètres.

### 3.3.1 Courbe I-V en fonction de la lumière

La première caractéristique intéressante est de savoir comment une cellule réagit à différentes intensités lumineuses. En fin de fabrication, toutes les cellules sont mesurées sous une irradiance de 1 kW/m<sup>2</sup> et si possible spectre AM 1.5 à l'aide de sources lumineuses

au xénon qui permettent d'obtenir un spectre proche de celui du soleil. On contrôle également la température ambiante et celle du posage de mesure. Souvent les systèmes utilisent comme source de lumière un flash pour éviter la surchauffe, la cellule est alors chargée par une résistance variable pilotée par ordinateur pendant le flash, la machine mesurant également la lumière avec une cellule de référence et la température pour calculer les performances de la cellule. Une telle machine peut en général sortir une courbe I - V (cf. figure 3.17) à intensité nominale, ou trier rapidement en courant un lot de cellules fonctionnant à un point de tension fixe.

Figure 3.17  
Courbe I - V sous  $1 \text{ kW/m}^2$



La figure 3.17 présente une cellule monocristalline typique de  $10 \times 10 \text{ cm}$  : on a tracé la variation du courant par rapport à la tension ainsi que la courbe de puissance par rapport à la tension. On représente la courbe dans le quadrant 1 pour des raisons de commodité et facilité de lecture. On remarque que la courbe de puissance passe par un maximum à environ 0.45 volt, valeur typique dans cette technologie ; à cette tension  $V(\text{MPP})$ , on fait correspondre un courant  $I(\text{MPP})$  et, en traçant le rectangle passant par ces points, on définit la surface sous la courbe. Plus une cellule sera de bonne qualité, plus cette surface sera grande pour un courant inchangé et plus la courbe sera carrée. On définit ainsi le facteur de remplissage  $FF$  (Fill Factor) :

#### Fill Factor

$$FF = P_{\max} / (V_{oc} \cdot I_{sc})$$

Dans la fabrication, on va chercher à optimiser le fill factor sans perdre de courant ni de tension : en effet une cellule à grille de métallisation large aura peu de résistance série et un bon fill factor mais aura perdu du courant à cause de l'ombrage, l'optimum sera un compromis entre ces deux points. Les valeurs typiques de fill factor vont environ de 60 % (cellules amorphes ou médiocres) à 80 % (meilleures cellules).

La figure 3.18 présente une même cellule de  $10 \times 10 \text{ cm}$  à différents niveaux d'éclairage : on remarque que le courant est directement proportionnel à l'irradiance à ces niveaux d'éclairage. La tension par contre n'est pas très dégradée lorsque la lumière baisse ; dans une cellule monocristalline, la résistance parasite shunt reste assez éle-

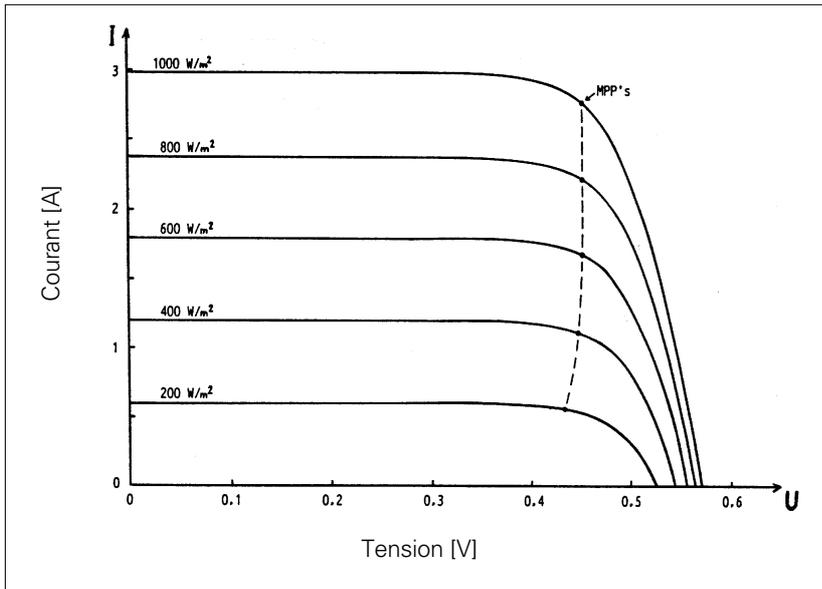


Figure 3.18  
Courbe I-V à différentes irradiances

vue et la cellule peut fournir une tension correcte même à petits éclairages. Pour une cellule polycristalline qui présente une plus faible résistance shunt, la tension peut parfois baisser de manière importante dès que la lumière est en dessous de 30 à 50 W/m<sup>2</sup> (3 à 5% du maximum). Au contraire, si une cellule présente une résistance parasite série importante, c'est à lumière élevée que la tension au point de puissance maximale en souffrira le plus: dans ce cas, lorsque l'irradiance baisse, le fill factor augmente et la courbe devient plus carrée (cas habituel des cellules amorphes).

### 3.3.2 Courbe I-V en fonction de la température

L'effet le plus important est l'influence de la température qui demandera des choix importants dans la conception des panneaux et des systèmes.

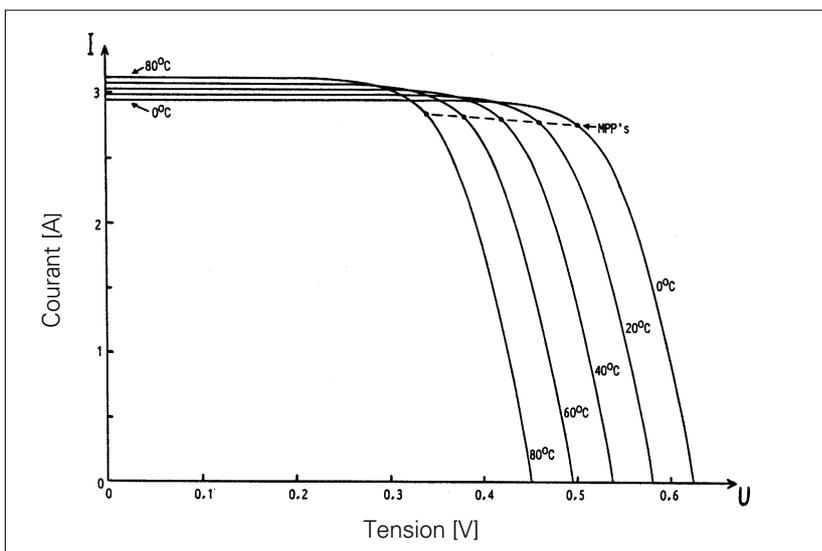


Figure 3.19  
Courbe I-V en fonction de la température

### Dépendance de la température

La figure 3.19 présente le comportement de la même cellule sous une lumière de  $1 \text{ kW/m}^2$  et à des températures entre 0 et  $80^\circ\text{C}$ . On remarque l'importance des variations de la tension qui perd environ 2 à  $2.5 \text{ mV/K}$  (env.  $0.41\%/K$ ) pour une cellule au silicium cristallin. Pour d'autres technologies, les coefficients de température baissent lorsque le gap augmente : pour le GaAs, l'effet est environ de la moitié (env.  $0.22\%/K$ ) et pour le silicium amorphe, l'effet est réduit de 30% (env.  $0.29\%/K$ ). Le courant gagne un petit peu d'intensité lorsque la température augmente ; ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap baissant lorsque la température augmente. L'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule en température est une perte de 0.4 à 0.5% par degré K.

## 3.4 Structure d'un panneau photovoltaïque

On a vu qu'une cellule au silicium cristallin présente une tension ouverte d'environ 0.55 à 0.6 V et un point de puissance maximale correspondant à environ 0.45 V. Les premiers panneaux ont été conçus pour pouvoir recharger une batterie standard au plomb de 12 V.

Considérant que le panneau doit pouvoir charger cette batterie jusqu'à sa tension maximale d'environ 14 V et que l'on va perdre 1 à 2 V en câblage et électronique de contrôle, il faudra dimensionner un panneau fonctionnant à environ 16 V à sa puissance maximale. Si l'on divise 16 par 0.45, on trouve le chiffre arrondi de 36, valeur extrêmement courante comme nombre de cellules en série des panneaux usuels du marché.

### Séries de cellules

En pratique, on pourra choisir sur une offre qui va de 30 à 44 cellules par panneau pour les modèles les plus courants. On commence à trouver des panneaux spéciaux comportant des nombres différents de cellules conçus pour les grands systèmes connectés sur le réseau qui travaillent souvent à plus de 100 V, mais ceux-ci sont encore l'exception et le panneau standard type 12 V est toujours largement majoritaire.

Les fonctions principales du panneau photovoltaïque sont la protection des cellules de l'environnement, leur mise en série pour atteindre une tension « utilisable » et une protection mécanique.

Irradiées par un spectre solaire au niveau de la terre, les cellules ont une durée de vie illimitée pourvu que les matériaux externes utilisés pour leur confection (métaux des contacts) soient protégés des atteintes de l'environnement. Pour les cellules à usage extraterrestre (satellites), leur durée de vie peut être limitée par des dopages dus aux radiations ionisantes solaires, radiations qui sur terre sont filtrées par l'atmosphère. Ci-dessous, on présente quelques possibilités de protection des cellules ainsi que les performances globales des panneaux obtenus.

### 3.4.1 Module au silicium cristallin

On utilise la même technologie pour réaliser des modules avec des cellules mono- ou polycristallines ; la seule différence est en général un nombre plus élevé de cellules pour les polycristallins, la tension

de leurs cellules au point de puissance maximale étant plus faible que celle des cellules monocristallines.

Deux technologies sont utilisées pour fabriquer un panneau solaire : la première s'appuie sur un verre trempé devant les cellules comme principal support mécanique, la seconde utilise un matériau arrière rigide comme support mécanique et une face avant plastifiée.

Le premier type est le plus courant (cf. figure 3.20) et les séquences de fabrication sont par exemple :

- Après le tri en courant à une tension donnée, dernière étape de la fabrication des cellules, on soude des bandes de cellules en plusieurs séries, la connexion du dessus d'une cellule au dessous de la cellule suivante se faisant par une bande de cuivre étamée plate (tab) ; la soudure peut être réalisée à la main avec un simple fer à souder, ou par des machines soudant par points. Le tab traverse en général les trois quarts de la cellule dessus avec plusieurs points de soudure pour abaisser la résistance série. La longueur de la chaîne correspond à la longueur du panneau où l'on dispose usuellement trois rangées de 10 à 12 cellules ou 4 rangées de 9 à 11 cellules. Le tab entre les cellules forme une petite boucle destinée à absorber les mouvements des cellules dus aux dilatations.
- On procède ensuite à un premier contrôle électrique et optique de la chaîne avec une source lumineuse de grande surface. Les chaînes sont alors placées en parallèle et reliées entre elles, la plupart du temps en série. Avant de procéder à l'encapsulation, il faut encore nettoyer les soudures pour éliminer les résidus de flux éventuels.
- Les matrices de cellules sont alors placées à l'envers dans une pile de matériaux comprenant : dessous une plaque de verre trempé, ensuite une couche d'EVA, ethylvinylacétate, une feuille de fibre de verre texturée pour l'évacuation de l'air, une feuille d'EVA et au sommet une feuille de matériau composite étanche (barrière d'humidité) ou une deuxième plaque de verre. L'EVA est utilisé comme matériau moulant et absorbant les dilatations ; il est également stable et ne vieillit pas aux UV.
- La pile est ensuite transférée dans un lamineur, machine à chambre étanche qui réalise le cycle suivant : évacuation de l'air entre les couches, différents cycles thermiques dont un passage à 150°C et compression pour liquifier l'EVA qui pénètre partout entre les couches ; on obtient après refroidissement un laminat, l'EVA ayant polymérisé et étant devenu transparent. Certains fabricants, pour accélérer la lamination qui prend facilement une heure, passent par le lamineur pour une étape raccourcie et transfèrent ensuite le panneau en étuve pour terminer la polymérisation. Les tabs de contacts + et - et souvent le point milieu sortent à travers la plaque composite arrière ou sur le côté dans le cas du verre ; certains fabricants percent le verre (qui doit être trempé après cette opération) pour laisser passer les contacts.  
Les passages de connexions, ainsi que les bords du laminat sont les endroits les plus fragiles du panneau, les plus susceptibles de laisser passer de l'humidité jusqu'aux cellules.
- On monte ensuite une boîte de connexion ou un connecteur à l'arrière englobant les sorties du panneau qui sont encore noyées dans la résine. Ensuite le laminat est entouré d'un joint étanche et utilisé tel quel dans le cas de modules intégrés à une structure porteuse (façade, toiture...) ou entouré d'un cadre en général en aluminium anodisé, le joint étanche absorbant les dilatations.

### **Tri**

### **Mise en série**

### **Contrôle électrique**

### **Encapsulation**

### **Lamination**

### **Connexions**

### **Cadre**

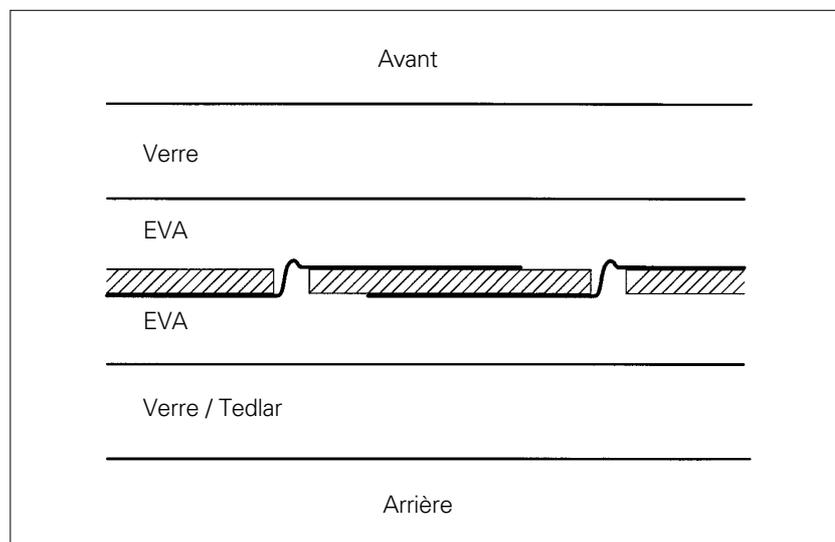
### Recommandation d'isolement

Pour les modules à double verre à contacts sortant latéralement, l'isolement électrique entre le cadre et les contacts est assez critique. Cette isolement dans le cas de systèmes liés au réseau doit être de deux fois la tension à vide du champ de panneaux plus 1000 V (normes internationales).

- La dernière opération est le test au simulateur solaire qui permet de trier les panneaux qui seront souvent vendus au watt.

Pour les techniques utilisant un support mécanique arrière comme certains panneaux couche mince placés sur les bateaux ou les véhicules de course solaire, le module est fabriqué de façon similaire, une plaque d'aluminium par exemple remplaçant la barrière d'humidité arrière et le verre avant étant remplacé par une couche plastique étanche et vieillissant bien aux UV.

Figure 3.20  
Coupe d'un panneau



Les premières techniques d'encapsulation utilisaient des résines silicones comme isolant à l'environnement, ce qui rendait le procédé « humide » et difficilement automatisable.

### Garantie

La technique de lamination est pratiquement sèche et peut être automatisée: elle est actuellement très au point et la plupart des fabricants donnent 10 ans de garantie, certains même 20 ans, pour les modules encapsulés sous verre trempé et montés dans un cadre. Les avantages du verre trempé comme support mécanique sont ses excellentes performances de transparence, son indice de réfraction qui améliore les performances de la couche antireflets des cellules et ses caractéristiques de dilatation très proches de celles des cellules, garantissant peu de tension mécanique entre les cellules.

Certains constructeurs ont essayé de noyer les cellules dans du verre acrylique pour obtenir une structure incassable, mais les dilatations internes détruisaient les connexions entre cellules.

### STC

La figure 3.21 présente la courbe I-V d'un panneau typique de 53 W en fonction de la température. La valeur de 53 W est une mesure sous une irradiance de 1 kW/m<sup>2</sup>, spectre AM 1.5 et température de 25°C. Ces valeurs sont appelées STC (Standard Test Conditions) et elles sont utilisées par tous les fabricants pour définir leurs produits. Mais ces conditions sont rarement rencontrées dans la réalité (sauf en

hiver) parce que la température d'un module au soleil est en général plus élevée que 25°C. Pour tenir compte de conditions plus réalistes et habituelles, les fabricants donnent une valeur de température typique des cellules lorsque la température ambiante est de 20°C, l'irradiance de 800 W/m<sup>2</sup> et le vent de 1m/sec. Cette valeur est appelée NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) et pour les panneaux standards, elle varie entre 45 et 50°C.

## NOCT

La puissance crête à la température NOCT est une bonne valeur lorsqu'on veut intégrer l'énergie que peut produire un panneau sur une année par exemple. On peut en première approximation multiplier cette puissance par le nombre de kWh/m<sup>2</sup> reçus dans l'année.

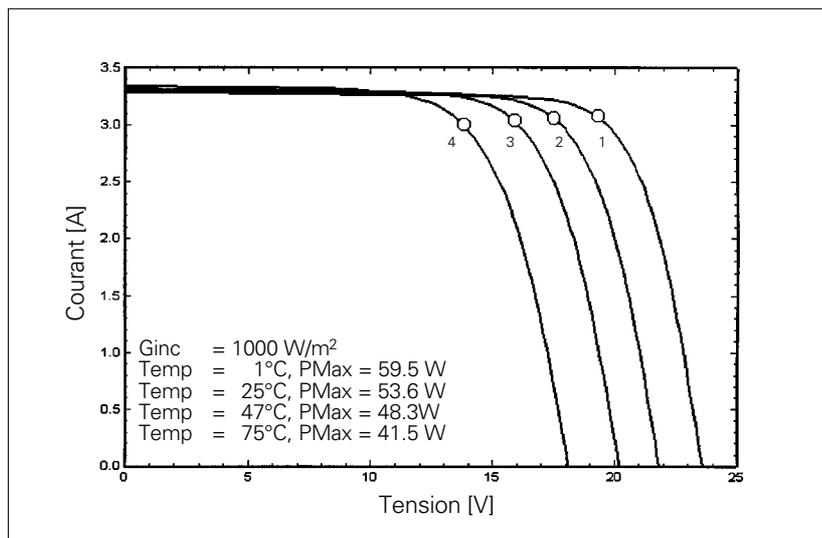


Figure 3.21  
Courbes I-V d'un panneau 53 W  
en fonction de la température

### 3.4.2 Panneau au silicium amorphe

Le panneau amorphe fabriqué sous verre est beaucoup plus simple à terminer: les cellules sont fabriquées sous le verre avant en même temps que leurs interconnexions en série. Il reste alors uniquement à protéger l'arrière de la cellule de l'environnement et à connecter le plus et le moins situés aux bords de la plaque de verre. Comme protection arrière, on utilise des films plastiques ou du verre avec un joint élastique entre les deux verres. L'ensemble est alors comme pour les panneaux cristallins entouré d'un joint et d'un cadre en aluminium ou en matière synthétique. Un connecteur est souvent collé au verre arrière, les connexions + et - étant cachées dans le cadre.

Pour les cellules amorphes fabriquées sur un support non isolant (ex. inox), il faut réaliser un panneau de la même manière qu'avec des cellules cristallines. Il existe sur le marché beaucoup de petits panneaux amorphes montés dans des substrats plastiques destinés à la recharge de petits accumulateurs, pour maintenir une batterie en pleine charge ou alimenter de petits ventilateurs ou autres petits consommateurs (lampes de jardin, alarmes...). Le panneau amorphe de petites dimensions (quelques cm<sup>2</sup>) a été tout d'abord développé pour alimenter les calculatrices portables: ce marché a représenté jusqu'à un équivalent de 3 MW de cellules amorphes par année.

Il existe également des modules amorphes de grandes dimensions de plus de 1 m<sup>2</sup> destinés à l'intégration dans les bâtiments. L'intérêt de tels modules est qu'ils devraient permettre de réduire à terme le

prix des panneaux intégrés, le rendement dans le cas de panneaux en façade n'étant pas un facteur de choix important lorsque la surface doit de toute façon être couverte ; le module devient dans ce cas un élément de construction comme les autres.

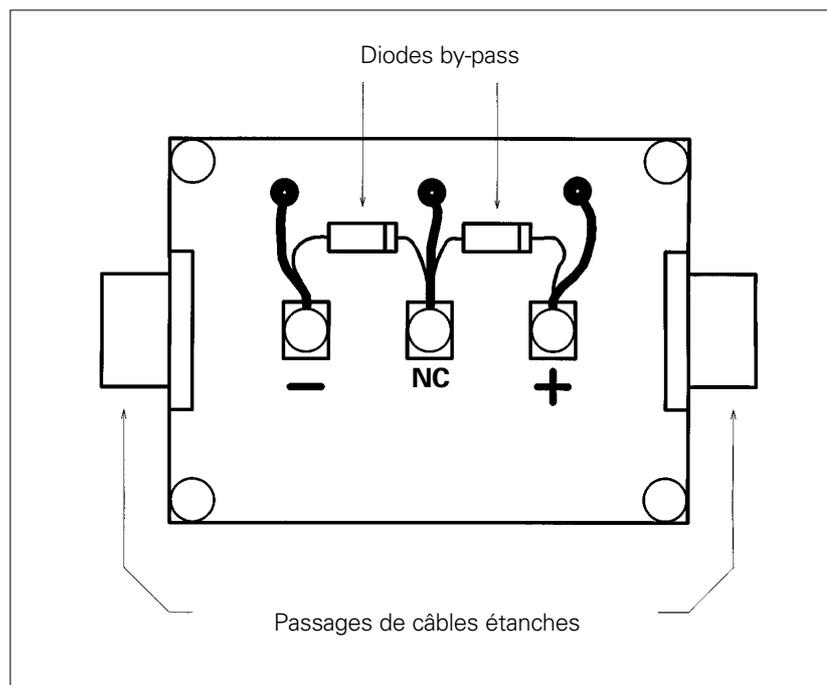
### 3.4.3 Connexions

Les connexions au panneau solaire sont importantes car elles vont souvent être déterminantes pour la durée de vie du module. Ces connexions sont le plus souvent rassemblées dans un ou deux boîtiers étanches à bornes à vis collés au dos du panneau ou fixés au cadre. Les sorties du panneau arrivant au bornier sont entourées de résine silicone. La plupart des borniers ont au moins trois bornes (standard européen) pour le plus, le moins et le point milieu. Dans ce même standard, on trouve souvent déjà installées deux diodes by-pass dont le rôle sera décrit au chapitre 3.5.3.

Les câbles de liaison arrivant dans le boîtier devront entrer depuis le bas pour réaliser une « goutte pendante » et éviter de transporter l'humidité courant le long des câbles.

La figure 3.22 présente un exemple de bornier typique de panneau européen. On remarque les deux diodes by-pass déjà montées en antiparallèle.

Figure 3.22  
Boîte de connexion



#### Protection de l'environnement

On s'assurera que de l'eau ne peut pas s'accumuler dans le boîtier et que les connexions sont bien serrées. Si les conditions ambiantes sont très corrosives (bords de mer), on peut noyer la boîte entière dans une résine silicone (à préparer en atelier dans une atmosphère sèche) ou utiliser des modules spéciaux sans boîtier avec sorties par câble.

Les laminats destinés à l'intégration aux bâtiments sont souvent uniquement pourvus de connecteurs sur câbles étanches.

## 3.5 Champ photovoltaïque

Le champ photovoltaïque est l'ensemble des panneaux montés en série et en parallèle pour atteindre une tension et un courant plus grands.

Pour déterminer le nombre de panneaux à utiliser en série et en parallèle, on part de la tension nominale à atteindre que l'on divise par la tension au point de puissance maximale d'un panneau au NOCT. Le nombre de panneaux en parallèle sera fonction de la puissance désirée. Lorsque plusieurs panneaux sont connectés en série, il faut se rappeler que, même à éclairage faible, la tension ouverte atteint environ 1.4 fois la tension au point de puissance maximale. Cette tension à vide multipliée par deux plus 1000 V est la valeur d'isolement prescrite pour les installations reliées au réseau. Pour un système typique de 3 kW comportant 6 panneaux en série fonctionnant à 100 V, la tension ouverte est d'environ 140 V et l'isolement prescrit de 1280 V.

Le montage d'un champ de panneaux photovoltaïques sur une structure existante (toit, terrasse...) entraîne une charge pondérale supplémentaire de l'ordre de 15 kg/m<sup>2</sup> de module. Cette masse ne devrait pas dépasser 15% de la charge maximale admise pour le toit ou la terrasse en question.

Les effets du vent sont également considérables surtout si les panneaux sont distants et non intégrés au bâtiment; un calcul permettant le dimensionnement des structures porteuses est proposé au chapitre 5.

L'aspect esthétique du champ doit être estimé avant sa construction : on essaiera de limiter au maximum l'impact visuel des panneaux qui reflètent la lumière par leur verre et de les intégrer le plus possible dans la structure déjà construite. Par exemple, on évitera de monter des panneaux sur un toit avec un angle différent de celui du toit. On préférera des supports bas sur une terrasse, moins visibles qu'une structure haute.

### 3.5.1 Mise en série de modules, appairage

La mise en série des modules permet d'augmenter la tension du champ.

Pour déterminer le nombre de panneaux à connecter en série, il faut connaître la tension nominale nécessaire et la tension de fonctionnement des modules.

Pour des systèmes autonomes chargeant des batteries, la tension nominale est le plus souvent un multiple de 12 V, tension de charge prévue pour les panneaux ayant de 33 à 40 cellules. Le choix dans ce cas dépend de la température ambiante du site qui détermine le choix du module, les panneaux à grands nombre de cellules pour les pays chauds, à nombre de cellules plus faible pour les pays tempérés. Ensuite on connecte en série le même nombre de panneaux que de batteries 12 V en série.

Pour les installations reliées au réseau, la tension nominale du champ devra se trouver si possible au milieu de la plage de fonctionnement de l'onduleur. Cette plage de tension correspond aux limites de fonctionnement du MPT (Max Power Tracker) de l'onduleur (cf. chapitre 4). Par exemple, un onduleur fonctionnant entre

### Installation réseau typique

80 et 120 V de tension d'entrée déterminera une tension nominale de 100 V. Ces 100 V de tension nominale devraient correspondre à la tension de puissance maximale des panneaux en série à NOCT, qui est proche de la valeur moyenne de fonctionnement sous nos latitudes. En prenant par exemple un panneau monocristallin de 36 cellules, dont on connaît le coefficient de température en tension (CT (V)) et les autres caractéristiques :

V (pmax)	=	17.4 V à 25°C
NOCT	=	47°C
CT (V)	=	- 73.5 mV/°C

on obtient

V (pmax)	=	15.8 V à NOCT
----------	---	---------------

et en connectant 6 modules en série, on obtient une tension de puissance maximale de champ :

V (pmax) ch.	=	94.8 V au NOC
--------------	---	---------------

Cette valeur est légèrement plus faible que l'optimum de 100 V mais elle devrait faire l'affaire.

### **Tension optimale**

On peut encore vérifier que, durant toute l'année, l'onduleur pourra fonctionner au point de puissance maximale du champ en estimant les températures extrêmes de l'hiver et de l'été.

La plage de température de modules correctement ventilés peut être estimée entre 0 et 60°C en plaine. Les valeurs de champ deviennent alors :

CT (V) ch	=	- 441 mV/°C
V (pmax)	=	115.5 V à 0°C
V (pmax)	=	89.1 V à 60°C

On remarque que les extrêmes sont bien à l'intérieur de la plage de fonctionnement de l'onduleur.

Un autre facteur est à considérer lorsqu'on connecte plusieurs modules en série : en première approximation, le courant obtenu sera limité par le courant du « plus mauvais panneau » de la chaîne. Il est donc intéressant, avant de monter un champ, de trier les panneaux et de connecter en série ceux ayant des courants à la puissance maximale le plus proche possible. Certains constructeurs indiquent les mesures détaillées de chaque panneau, ce qui facilite ce tri. Sinon, on peut trier les panneaux en les mesurant à l'aide d'une charge électronique à tension fixe, ou d'une batterie par beau temps. L'appariage permet de gagner quelques pourcent de courant et il est particulièrement important lorsqu'on travaille à tension fixée (charge d'une batterie d'un système isolé). Le programme PVSYST permet d'estimer les gains de l'appariage.

### **3.5.2 Effets de l'ombre**

On a vu que le courant d'un panneau ou d'un champ est limité par celui de la plus mauvaise cellule ou du plus mauvais panneau. L'ombre va jouer le même effet : si une seule cellule de la chaîne est à l'ombre, le courant total sera limité par le courant de cette cellule. Il est donc impératif d'éviter au maximum les ombres provoquées par les obstacles proches. Un piquet devant un champ photovoltaïque pourra considérablement réduire la puissance si son ombre balaie le champ durant la course du soleil.

Un autre effet beaucoup plus insidieux apparaît lorsqu'une cellule est ombrée, le reste du panneau étant au soleil : cet effet est appelé Hot Spot (point chaud) et il peut entraîner la destruction de la cellule ombrée.

### Hot Spot

On a vu que la cellule solaire n'est ni une source de courant, ni une source de tension mais qu'elle peut jouer ces deux rôles suivant la charge qui lui est connectée : c'est-à-dire qu'elle va fonctionner au point de puissance donné par la charge. En reprenant l'exemple du panneau à 36 cellules, on peut essayer de chiffrer les dégâts à une température de cellule de 25°C en partant des hypothèses suivantes :

- une cellule d'un panneau de la chaîne est ombrée par une feuille très opaque laissant passer seulement 20% de lumière ;
- toutes les autres cellules sont sous irradiance maximale.

La figure 3.23 présente la caractéristique I-V d'un panneau dans ces conditions : on remarque que le point de fonctionnement de la chaîne est calculable par itération pour déterminer le courant. Pour chiffrer l'exemple, on fait l'hypothèse que la chaîne n'est pas seule mais que d'autres chaînes en parallèle imposent une tension de fonctionnement de 105 V (point typique à 25°C de cellule).

Pour commencer, essayons un courant de fonctionnement de 2 A, correspondant à une tension nulle pour le panneau ombré. Pour les autres panneaux au soleil, la tension correspondante est de :

$$\begin{aligned} V(2A) &= 20 \text{ V} \\ V(5 \text{ pan}) &= 100 \text{ V} \end{aligned}$$

La tension atteinte est trop faible, le courant doit alors être légèrement plus faible. A 1.5 A, le panneau ombré fournit une tension de 4 V environ tandis que les panneaux au soleil atteignent :

$$\begin{aligned} V(1.5A) &= 21 \text{ V} \\ V(5 \text{ pan}) &= 105 \text{ V} \end{aligned}$$

La tension totale atteint maintenant :

$$V(\text{chaîne}) = 105 + 4 = 109 \text{ V}$$

Cela signifie que le point de fonctionnement doit se trouver entre ces deux valeurs et que la cellule ombrée aura un point de fonctionnement donné par environ :

$$\begin{aligned} V(\text{cell}) &= -18 \text{ V} \\ I(\text{cell}) &= 1.75 \text{ A} \end{aligned}$$

P (cell)	=	31.5 W
----------	---	--------

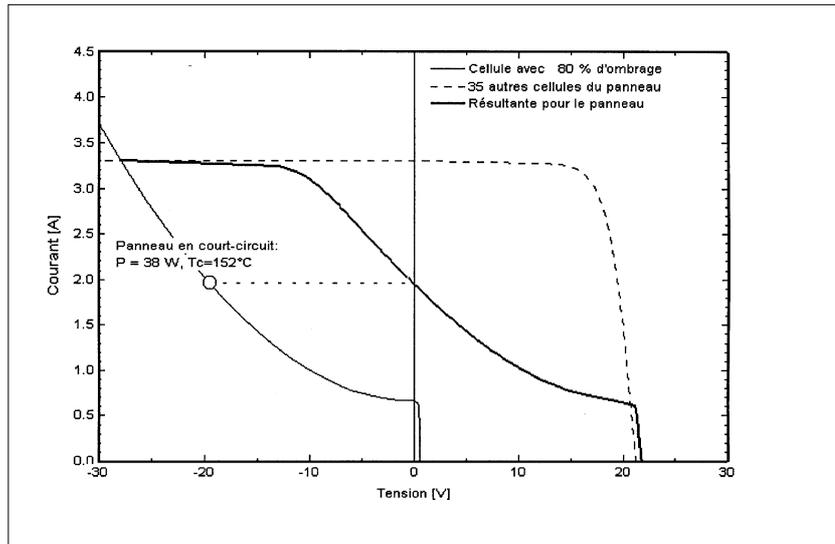
C'est l'effet Hot-Spot évoqué plus haut. A ce point, la cellule dépasse 100°C. Mais cet effet devient plus grave lorsque le panneau fonctionne à plus haute température. A NOCT, si le point de fonctionnement du champ est de 94.8 V (3.14), l'ensemble de la chaîne va travailler à 2.2 A et le point de fonctionnement de la cellule ombrée passe à :

$$\begin{aligned} V(\text{cell}) &= -22 \text{ V} \\ I(\text{cell}) &= 2.2 \text{ A} \end{aligned}$$

P (cell)	=	48.4 W
----------	---	--------

La puissance a fortement augmenté dans une ambiance plus chaude : dans ce cas les connections à la cellule ombrée risquent de s'ouvrir et le panneau ne laissera plus passer de courant.

Figure 3.23  
Panneau ombré sans protection



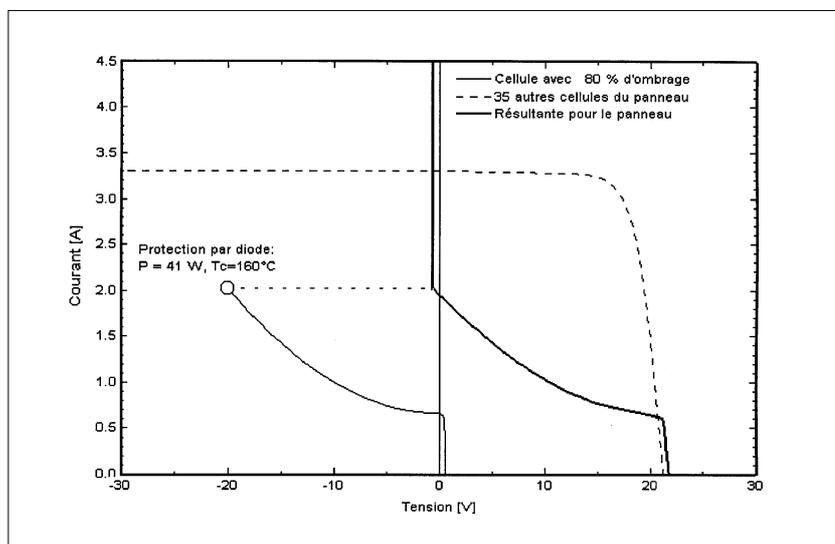
### 3.5.3 Protection par diode antiparallèle

#### Diode by-pass

Pour remédier à ce problème, on monte en parallèle avec chaque panneau, une ou deux diodes by-pass, en opposition, c'est-à-dire avec la cathode au + du panneau: la tension inverse du panneau ne peut alors pas dépasser la tension directe des diodes, soit environ 1 ou 2 V. La figure 3.24 présente la courbe I-V d'un panneau protégé par une diode by-pass.

On remarque qu'une cellule ombrée peut encore atteindre toute la tension directe des autres cellules du panneau et un courant de 2 A avant que la diode ne conduise. En reprenant les deux exemples ci-dessus, on remarque qu'à 25°C, la diode ne fonctionne pas, le panneau fournissant encore une légère tension positive; mais à 47°C (NOCT), la protection de la diode agit et limite la puissance dissipée par la cellule ombrée à 41 W au lieu de 48.4 W sans diode.

Figure 3.24  
Panneau et une diode by-pass



Ces deux exemples montrent qu'une diode by-pass n'est pas une protection absolue et qu'une cellule ombrée peut tout de même atteindre un point de fonctionnement qui pourra l'endommager. C'est pourquoi les normes européennes imposent des protections qui font appel à deux diodes by-pass. La figure 3.25 présente la courbe I-V d'un panneau ombré à deux diodes by-pass.

Dans ce cas, la puissance maximale que peut atteindre la cellule ombrée est de 11 W à 25°C, ce qui fait monter sa température à 61°C. Ce niveau de température n'est maintenant plus destructeur et le panneau est efficacement protégé.

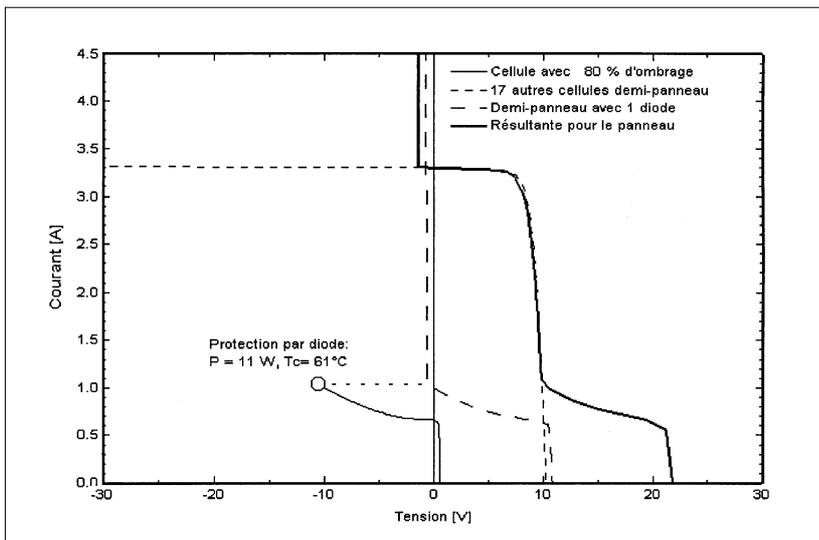


Figure 3.25  
Panneau et 2 diodes by-pass

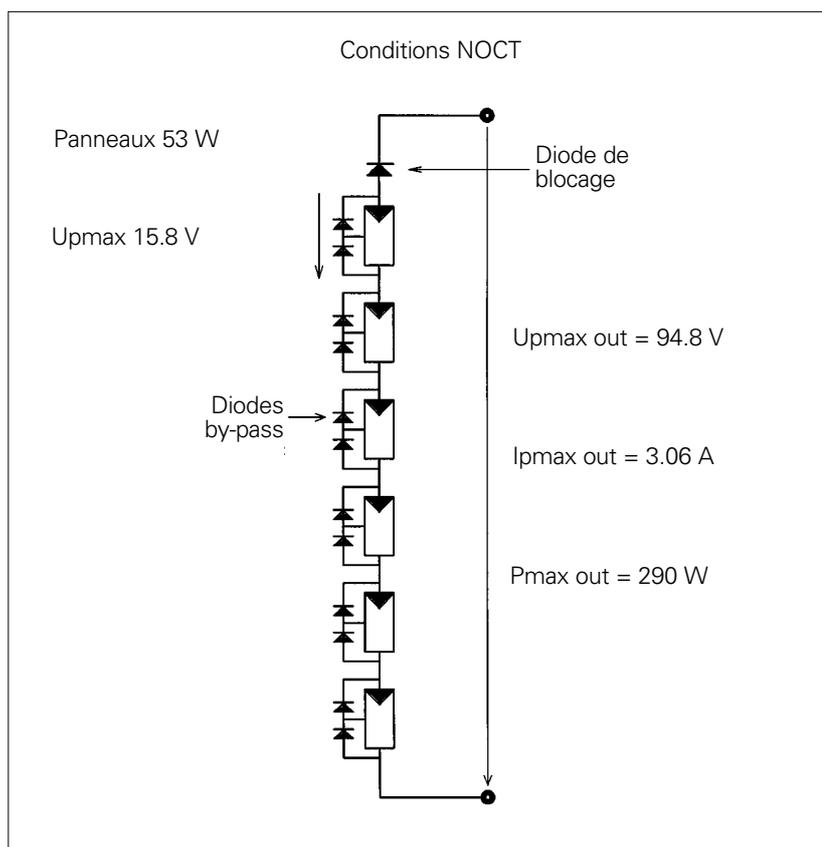
Ces courbes ont été tracées par le logiciel PVSYST qui permet de varier les données pour s'adapter à un cas de figure précis.

Le câblage de la chaîne de panneau est ainsi schématisé à la figure 3.26 où l'on montre le point milieu des panneaux où sont connectées les deux diodes by-pass.

La plupart des constructeurs font sortir ce point de la chaîne de cellules avec une seule connection, d'autres sortent deux câbles, ce qui permet d'éventuellement utiliser les panneaux à demi-tension en connectant chaque moitié en parallèle.

Un autre constructeur important groupe ses cellules en trois rangées, ce qui rend difficile la connexion du point milieu (au centre du panneau) : dans ce cas les deux diodes by-pass sont connectées en parallèle avec deux tiers du panneau, soit deux fois 24 cellules, ce qui donne une caractéristique ombrée tout à fait particulière si une cellule ombrée est au milieu du panneau.

Figure 3.26  
Chaîne de panneaux protégés



### 3.5.4 Mise en parallèle de modules

La mise en parallèle des modules ne pose pas de problème particulier. Plusieurs panneaux connectés en parallèle vont travailler à la même tension, leurs courants respectifs s'additionnant.

Un champ de panneaux photovoltaïques alimentant un onduleur comporte le plus souvent plusieurs chaînes de modules connectées en parallèle: l'exemple habituel d'installation de 3 kW à 6 modules en série comporte en général 9 à 10 chaînes en parallèle.

On a vu que l'appairage des panneaux mis en série est avantageux pour optimiser la puissance: pour optimiser la mise en parallèle, il faut si possible après appairage des courants essayer d'obtenir des sommes de tensions les plus homogènes possible entre chaînes et ajouter une diode en série avec chaque chaîne de panneaux.

#### Diode série (de blocage)

La diode série assure qu'aucun courant ne peut circuler d'une chaîne dans l'autre: par exemple, si une chaîne comporte des panneaux moins performants (résistance shunt plus faible), elle ne pourra pas absorber de courant provenant des autres chaînes. Ce phénomène est surtout important aux faibles niveaux d'irradiance ou lorsqu'un panneau d'une chaîne subit un ombrage. La présence de la diode série permet également de mesurer une chaîne de panneaux (par exemple courant de court-circuit) sans ouvrir le câblage.

Enfin, on groupera les modules de façon à ce qu'une ombre importante touche si possible tous les panneaux d'une même chaîne et non pas un panneau de chaque chaîne. Ceci est particulièrement important pour les modules montés sur une terrasse en sheds.

L'ombre du premier shed en hiver va commencer tout en bas du shed suivant: il faut si possible connecter les panneaux en séries horizontales de manière à ce que l'ombre horizontale touche tous les panneaux des mêmes chaînes. Dans ce cas la diode de blocage série par chaîne va empêcher un courant inverse vers la chaîne ombrée.

Il n'est pas utile d'effectuer des liaisons parallèles supplémentaires autres qu'aux extrémités de chaînes. Ceci pourrait être dangereux en cas d'ombre partielle, le courant inverse pouvant devenir important si plusieurs panneaux en parallèle peuvent le fournir. Dans le cas des panneaux de puissance comportant plusieurs cellules en parallèle, les diodes by-pass sont dimensionnées pour supporter la somme des courants pouvant provenir des cellules. On montre à la figure 3.27 un champ de panneaux typique.

### Ombre horizontale

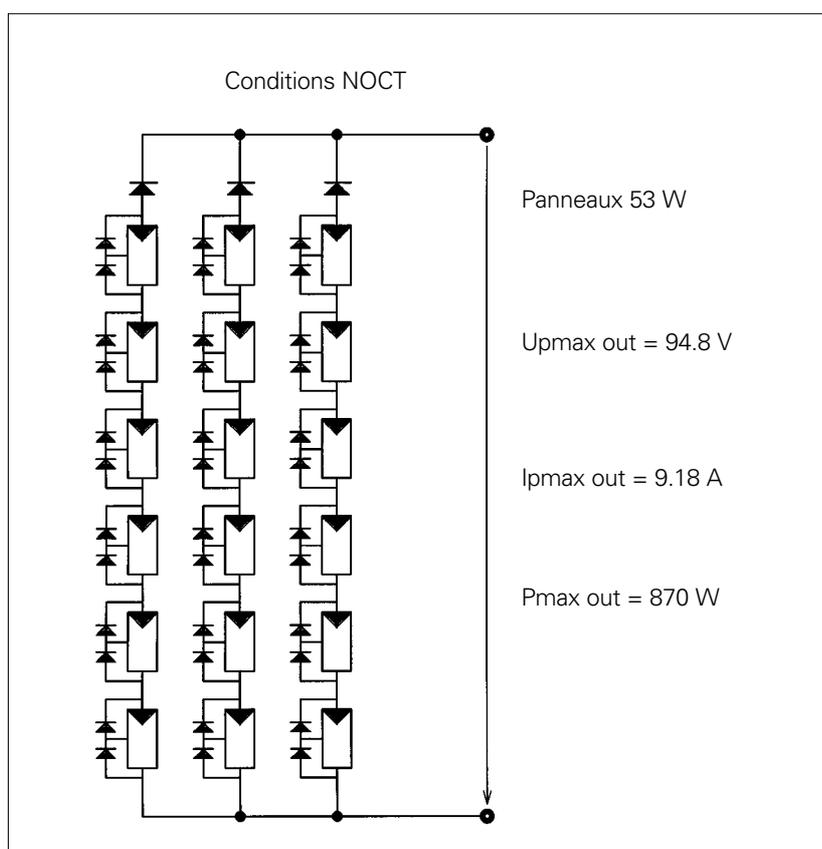


Figure 3.27  
Champ photovoltaïque

### 3.5.5 Dimensionnement du champ photovoltaïque

Ce point sera développé en détail au chapitre 8; cependant on peut remarquer que la majorité des petits systèmes de 3 kW installés en Suisse ces dernières années ont été systématiquement dimensionnés selon la règle puissance continue (panneaux) = puissance alternative (onduleur) sans s'intéresser au coût final de l'énergie qui en résultait. Un étude publiée en juin 1994 [4] montre que cette manière de faire est un peu naïve et que le surdimensionnement du champ de panneaux permet de produire du kWh photovoltaïque à meilleur coût.

Dans cette étude, deux installations sont mesurées et dans les deux cas, la puissance installée était surestimée par le fabricant (9 et 12 %); ceci a souvent été confirmé lorsque des installations en Suisse ont été mesurées par des laboratoires indépendants.

**Il est recommandé avant de commander des panneaux solaires d'obtenir une garantie de puissance du fournisseur et de préciser toutes les modalités de cette garantie: par exemple qui endosse la garantie, le fabricant ou l'importateur, où est le for juridique, etc.**

Cette remarque est également valable pour la garantie de durée de vie des panneaux. Si l'on veut dimensionner le champ photovoltaïque de manière à optimiser le coût de l'énergie produite, on verra que ce champ sera plus puissant que l'onduleur, ce qui nous impose de demander de la part du fabricant d'onduleurs une garantie spéciale:

**L'onduleur doit pouvoir fonctionner continuellement à sa puissance maximale même si le champ de panneaux peut fournir une puissance plus importante.**

## 3.6 Dangers du courant continu

Les installations photovoltaïques couplées au réseau utilisent des onduleurs dont la plage de tension est de plus en plus élevée. Ceci peut poser des problèmes dus à la nature du courant continu, dont les installateurs ou bureaux d'ingénieurs ont peu d'expérience.

Le courant fourni par un panneau solaire s'annule uniquement pendant l'obscurité: si un arc alimenté par des panneaux se forme, il sera extrêmement difficile de l'éteindre et, en général, l'extinction correspondra à la destruction de l'élément où l'arc s'est formé.

### Courants parasites

Une autre propriété du courant continu favorise l'apparition de courants parasites lorsque plusieurs métaux sont en contact dans une atmosphère humide. Ces courants parasites vont transformer la jonction des métaux en une pile, ce qui va décomposer le métal au potentiel électrochimique le plus faible; ce phénomène pratiquement négligeable avec du courant alternatif peut détruire des contacts en quelques mois si l'atmosphère est corrosive (air salin par exemple).

Enfin le courant continu est plus dangereux pour le corps humain: à faible dose, il provoque des désordres électrochimiques qui peuvent entraîner la mort et, à haute intensité, il provoque des brûlures très dangereuses. Les installations fonctionnant à moins de 50 V ne représentent pas de grand danger. Dès 120 V, par contre, il faut prévoir des mesures de protection spéciales.

Sur un chantier, il faut garder à l'esprit qu'un champ de panneaux génère une tension proche de la maximale dès le lever du jour, même par temps couvert. Lors des travaux de câblage, il faut être extrêmement prudent, spécialement sur les installations fonctionnant à plusieurs centaines de volts.

### 3.6.1 Arc électrique

C'est le phénomène le plus spectaculaire que l'on peut faire apparaître déjà avec quelques panneaux en série au soleil lors du câblage.

Entre deux conducteurs à polarisation opposée se forme un champ électrique qui dépend de leur espacement et de la tension. Si la distance est assez petite, l'air s'ionise par l'augmentation du champ: dans le cas du courant alternatif, l'inversion du champ à 50 Hz provoque chaque fois son annulation. Par contre en DC, l'ionisation ne baisse pas et le risque d'apparition d'un arc est beaucoup plus élevé. En application habituelle d'appareils ou installation en DC mais alimentées par le réseau, un arc va provoquer un court-circuit et une forte augmentation du courant qui en général déclenchera une protection (fusible, etc.). Dans le cas des panneaux photovoltaïques, le courant de court-circuit est pratiquement le même que le courant nominal et, d'autre part, il varie en fonction de la lumière. On ne peut donc pas protéger les appareils alimentés par des panneaux à l'aide des protections classiques.

L'arc atteint des températures de quelque 1000°C. Les pièces de toute matière entourant l'arc commencent à fondre, l'isolation à brûler et l'arc se propage le long des conducteurs.

Tous les appareils utilisés dans le câblage et surtout ceux qui doivent interrompre le courant du champ doivent être spécialement conçus pour supporter les niveaux de tension et courant continus du champ.

En particulier, les interrupteurs haute tension et courant DC contiennent des dispositifs spéciaux (plaques) pour fractionner un arc éventuel, dissiper son énergie et faciliter son extinction.

### 3.6.2 Risque d'incendie

Les conséquences d'un arc électrique peuvent conduire à un incendie qui pourra occasionner des dégâts locaux ou se propager et détruire un local technique ou une habitation. On peut citer plusieurs exemples:

- un contact défectueux, vis mal serrée ou corrodée, a permis l'apparition d'un arc électrique dans un onduleur: la borne a été détruite mais le feu ne s'est pas propagé, la panne ayant été détectée par un contrôle de routine;
- dans l'installation du Mont-Soleil (500 kW), lors d'un essai, un arc s'est formé sur un disjoncteur, s'est propagé dans tout le local de service et a détruit la régulation et l'onduleur;
- dans une installation photovoltaïque de 3 x 3 kW sur une ferme, un incendie a complètement détruit les combles et l'installation; le système fonctionnait à une tension nominale de 100 V mais les sectionneurs de ligne étaient garantis jusqu'à 60 Vdc. L'enquête prétend que l'incendie s'est déclaré à la suite d'une perturbation d'un répartiteur de charge qui était monté dans un boîtier polyamide inflammable. Ce boîtier était monté sur une poutre dans le grenier à foin. Tout ayant brûlé, on peut supposer que l'incendie a plutôt été provoqué par le boîtier qui s'est enflammé par un arc provenant d'un mauvais contact. Le sectionneur n'ayant pas été déclenché, l'hypothèse du mauvais contact est plus plausible.

En conclusion, il est recommandé d'utiliser des appareils conçus pour le DC, de les monter dans un boîtier métallique et d'isoler ce boîtier de tout matériau inflammable par exemple avec une plaque de Pical.

### 3.6.3 Corrosion électrochimique

La corrosion électrochimique peut apparaître à la jonction de 2 métaux en présence d'humidité. La corrosion va lentement détruire le métal au plus faible potentiel électrochimique. Pour que ce phénomène se produise, il faut :

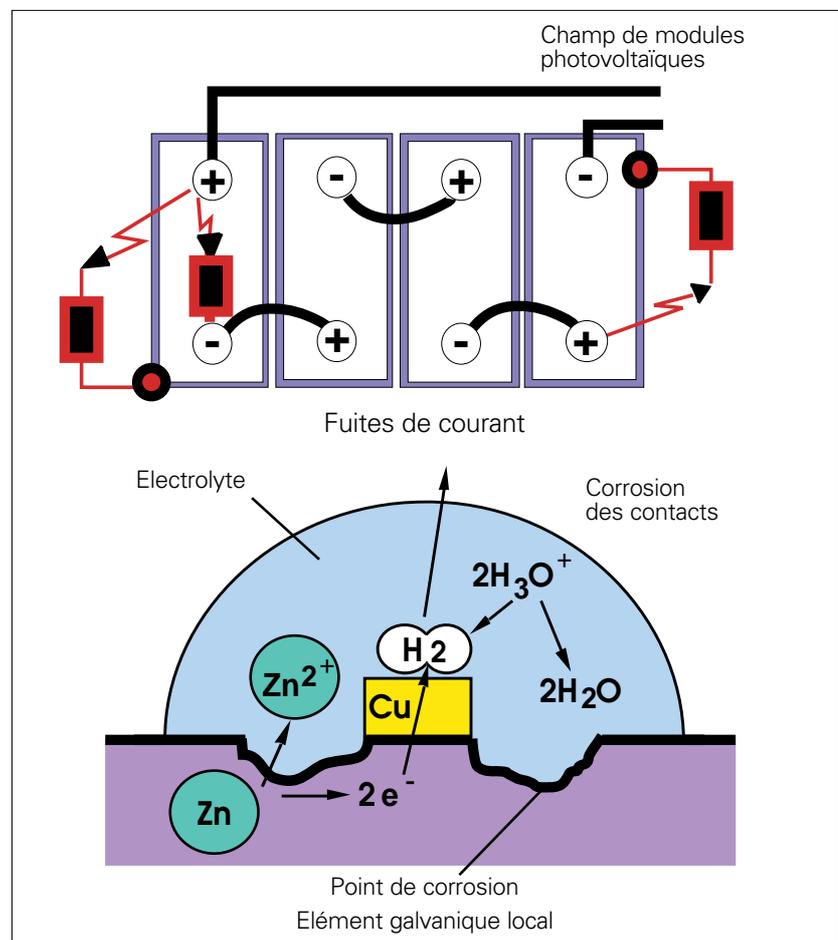
- un élément constitué de deux métaux différents ;
- une liaison électrique entre ces deux métaux ;
- un électrolyte pouvant entrer en contact avec les métaux et transporter les ions ; cet électrolyte peut être seulement en surface comme par exemple de la condensation

La vitesse de la corrosion dépend de la nature de l'électrolyte : en atmosphère saline, la vitesse augmente considérablement. Il faut ainsi veiller aux systèmes en bordure de mer ou proche de routes salées en hiver.

Le courant continu peut s'ajouter au courant galvanique et augmenter la vitesse de corrosion par un facteur 100.

La figure 3.28 résume les différentes formes de corrosion galvanique.

Figure 3.28  
Corrosion électrochimique



## Références

- [1] J.-D. Chatelain, *Traité d'électricité, Volume VII, Dispositifs à semi-conducteurs*, 1979 Editions Georgi, St-Saphorin
- [2] M.-A. Green, *Solar cells*, 1982 by Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J. 07632
- [3] H. Häberlin, *Photovoltaik*, 1991 AT Verlag Aarau
- [4] L. Keller, P. Affolter, *Optimisation de la surface du champ photovoltaïque*, 1994, Rapport ENET N° 9100290, Office fédéral de l'énergie

## 4. Onduleurs pour le réseau

---

<b>4.1</b>	<b>Installations autonomes et réseau</b>	81
------------	--	----

---

<b>4.2</b>	<b>Caractéristiques des onduleurs</b>	81
4.2.1	Onduleurs pour installations autonomes	82
4.2.2	Onduleurs pour le réseau	82

---

<b>4.3</b>	<b>Spécifications du réseau et de l'environnement électromagnétique</b>	83
4.3.1	Prescriptions	83
4.3.2	Couplage et synchronisation	83
4.3.3	Fonctionnement autonome	84
4.3.4	Perturbations de la tension du réseau	84
4.3.5	Perturbations basses fréquences	86
4.3.6	Signaux de commande du réseau	87
4.3.7	Perturbations électromagnétiques	87
4.3.8	Séparation galvanique	88
4.3.9	Pannes software et hardware	88
4.3.10	Efficacité	89
4.3.11	Plage d'entrée en tension	91

---

<b>4.4</b>	<b>Principes de fonctionnement</b>	91
4.4.1	Onduleurs pilotés par le réseau	91
4.4.2	Onduleurs à référence interne	91
4.4.3	Onduleurs à circuit HF intermédiaire	93
4.4.4	Onduleurs à synthèse de tension	94
4.4.5	Onduleurs distribués	95
4.4.6	Régulation et recherche du MPP	95
4.4.7	Interconnexion de plusieurs onduleurs	96

---

<b>4.5</b>	<b>Précautions de montage</b>	96
------------	-------------------------------	----

---

	<b>Références</b>	98
--	-------------------	----

---

## 4. Onduleurs pour le réseau

***Dans une installation raccordée au réseau, l'appareil de conditionnement de la puissance (onduleur) est l'élément clé, le plus délicat de l'installation. Situé à l'interface entre le champ PV et le réseau, il doit être adapté aux impératifs techniques et doit assurer la sécurité de deux sous-systèmes électriques très différents. Outre les divers principes de fonctionnement, nous verrons dans ce chapitre les précautions à observer lors du choix de l'appareil, pour l'adaptation aux normes de sécurité et de qualité du courant injecté dans le réseau.***

### 4.1 Installations autonomes et réseau

On distingue deux grandes classes d'installations photovoltaïques :

- les installations dites autonomes, où l'énergie produite au fil du soleil doit en général être stockée dans des batteries si l'utilisation n'est pas immédiate ;
- les installations raccordées au réseau, capables de débiter l'énergie produite (en surplus des besoins propres éventuels de l'utilisateur) dans le réseau.

Outre les applications industrielles (télécommunications, balises, etc.), les installations autonomes de production d'énergie peuvent avoir des dimensions « familiales » (de l'ordre de 100 à 500 Wp), ou alimenter les besoins d'une collectivité, d'un village, etc. (plusieurs kWp ou dizaines de kWp).

De même, les installations raccordées au réseau peuvent correspondre aux besoins énergétiques d'une famille, d'une entreprise, d'un bâtiment public. On parle alors d'autoproduction, avec des puissances installées de l'ordre de 1 à 4 kWp, (correspondant à la consommation annuelle d'une famille), ou plus. L'énergie non utilisée par le producteur est injectée dans le réseau, et l'énergie du réseau est utilisée lorsque la production solaire ne suffit pas. Dans ce cas, le réseau se comporte donc comme un **stockage virtuel d'énergie**.

Enfin, on envisage et construit également de grandes centrales solaires de production (100 kWp à plusieurs MWp). Compte tenu de la variabilité des apports solaires, on considère actuellement qu'une pénétration de 10 à 20% de production PV est acceptable pour le réseau dans les conditions actuelles.

### 4.2 Caractéristiques des onduleurs

La transformation du courant photovoltaïque, de nature essentiellement continue, en courant alternatif usuel 230 V / 50 Hz est effectuée par des appareils électroniques appelés **convertisseurs statiques**, ou **onduleurs**.

Les exigences d'entrée et de sortie, requises pour les installations autonomes et pour le couplage au réseau, sont extrêmement différentes, et les appareils correspondants forment deux classes bien distinctes de produits.

### 4.2.1 Onduleurs pour installations autonomes

Dans les installations autonomes familiales, la plupart des appareils fonctionnent directement sur le circuit continu de la batterie (12, 24 ou 48 V). L'usage d'un onduleur occasionne des pertes importantes, et devrait être réservé aux appareils non disponibles sur le marché en version courant continu, ou à l'emploi occasionnel d'appareils standard.

La gamme de puissance des onduleurs domestiques va de 100 à 2000 W. Ils fonctionnent avec une tension d'entrée fixe, et une puissance de sortie variable selon la charge. La forme du signal alternatif peut être carrée, trapézoïdale ou sinusoïdale. Pour une utilisation prolongée, la consommation à vide est un facteur déterminant.

Ces appareils seront décrits en détail dans le chapitre 8 sur les installations autonomes.

### 4.2.2 Onduleurs pour le réseau

Les onduleurs pour la connexion au réseau ont une puissance nominale d'environ 100 W à plusieurs centaines de kW. Jusqu'à 3.3 kW, ils fonctionnent en général en 230 V monophasé, alors qu'au-dessus, ils doivent être triphasés (basse ou moyenne tension).

Etant connecté directement sur le champ PV, leur tension et leur courant d'entrée sont donc très variables avec les conditions d'ensoleillement et de température ambiante (voir figures 3.18 et 3.19).

#### MPPT: recherche du point de puissance maximum

L'une des fonctions importantes de l'onduleur réseau est donc la recherche du point de puissance maximum (souvent notée **MPPT** pour Maximum Power Point Tracking), c'est-à-dire l'adaptation permanente de l'impédance d'entrée afin d'optimiser, à chaque instant, le produit  $P = U \cdot I$  sur la caractéristique du champ PV.

L'onduleur doit ensuite construire une (ou trois) tension (s) sinusoïdale (s) correspondant aux normes requises par le réseau. Les impératifs techniques suivants doivent alors être satisfaits :

- une parfaite synchronisation avec le réseau. Nous verrons qu'il existe deux types de synchronisation, les onduleurs pilotés par le réseau, et ceux à référence sinusoïdale interne ;
- déclenchement automatique en cas de coupure du réseau (pas de fonctionnement en îlot) ;
- limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau ;
- ne pas occasionner de déphasage important ;
- faible taux de fréquences harmoniques (signal proche de la sinusoïde) ;
- faibles perturbations électromagnétiques (hautes fréquences) ;
- insensibilité aux signaux de commande du réseau ;
- l'isolation galvanique (entre le champ et le réseau) est souhaitable.

D'autres qualités sont à surveiller lors du choix d'un onduleur :

- le rendement, au niveau de puissance usuelle de l'installation, doit être élevé ;
- enclenchement et déclenchement automatiques, avec un seuil d'irradiance faible ;

- qualité et précision de la recherche du point de puissance maximum ;
- plage d'entrée en tension ; elle conditionne le nombre de panneaux à connecter en série dans le champ ;
- comportement à puissance maximale : certains appareils se déconnectent, d'autres continuent de fonctionner en limitant la puissance ;
- protection en température ;
- consommation faible (nulle) sur le réseau durant la nuit ;
- affichage des paramètres de fonctionnement et des pannes ; possibilités de contrôle par ordinateur extérieur ;
- fiabilité, l'un des points cruciaux jusqu'à aujourd'hui ;
- encombrement et poids raisonnables ;
- pour le montage dans les habitations, niveau sonore acceptable.

Certains de ces points sont repris dans les paragraphes suivants.

## 4.3 Spécifications du réseau et de l'environnement électromagnétique

### 4.3.1 Prescriptions

Les systèmes PV connectés au réseau doivent satisfaire aux normes de sécurité de l'IFICF/ESTI (Inspection fédérale des installations à courant fort), notamment en ce qui concerne les problèmes de construction mécanique, mise à terre et protection contre la foudre. Ces principes sont surtout liés à la construction du système capteur PV, ils seront traités dans le chapitre 5.

Les influences sur le réseau sont soumises aux prescriptions de l'ASE (Normes ASE 3600f et 3601f de l'Association suisse des électriciens), ou leurs équivalents européens (notamment les normes EN60555), et les émissions électromagnétiques aux normes des PTT ([3] à [8]).

Il faut préciser que la technologie est encore jeune, et que ces normes peuvent subir des modifications dans les années à venir.

### 4.3.2 Couplage et synchronisation

Même si certains onduleurs génèrent eux-mêmes leur propre sinusoïde de référence, la plupart ont besoin de la présence du réseau pour fonctionner.

L'enclenchement de l'onduleur doit se faire parfaitement en phase, ce qui nécessite la préexistence du réseau. Dans la pratique, l'onduleur est en général équipé d'un **interrupteur de marche**. L'opération de couplage au réseau ne doit en principe pas être réalisée directement, mais toujours à l'aide de cet interrupteur.

**L'enclenchement doit se faire en phase**

Inversement, on ne coupera jamais la connexion au réseau en un point proche de l'onduleur ; une coupure trop brusque en charge peut induire des pics transitoires, susceptibles d'endommager les commutateurs électroniques de l'étage de sortie. En cas de coupure acci-

dentelle, ces risques sont atténués avec la distance, par le jeu de l'inductivité de la ligne de transport.

### 4.3.3 Fonctionnement autonome

Pour des raisons évidentes de sécurité, l'onduleur ne doit plus fournir de tension en cas de coupure du réseau. Les prescriptions de l'IFICF / ESTI stipulent qu'il doit être coupé en moins de 5 secondes. Techniquement, cette exigence peut être difficile à réaliser dans certains cas, car si la consommation de l'utilisateur correspond environ à la production, on ne décèlera aucune variation significative de tension. Il faut donc chercher un autre critère de détection des coupures : habituellement, on fixe une fréquence propre du générateur différente de celle du réseau, et on détecte alors la dérive en fréquence lorsque la synchronisation disparaît. La plupart des appareils actuels se coupent dans une fraction de seconde.

### 4.3.4 Perturbations de la tension du réseau

#### Choix du point d'injection

L'injection de puissance dans le réseau provoque évidemment une augmentation de la tension. Cette augmentation est mesurée au **point d'injection**, qui doit être choisi aussi proche que possible du tableau de distribution dans une maison individuelle.

D'après les normes ASE et européennes, l'augmentation au point d'injection ne doit pas dépasser **3%** en basse tension (230/ 400 V), et **1.6%** en moyenne tension. Soulignons que la variabilité de la production (conditions météorologiques, jour-nuit) entraînera des variations correspondantes sur le réseau utilisateur au cours du temps.

De plus, dans tous les cas, la tension maximale admissible (230V/ 400 V + 6%, soit **244 V/ 424 V**) ne doit jamais être dépassée.

La surtension au point d'injection est déterminée par la structure et l'impédance du réseau. Dans le cas monophasé, le comportement du circuit général peut être analysé selon la figure 4.1. L'impédance déterminante pour les variations de tension au point d'injection est **l'impédance du réseau  $Z_{rés}$** .

L'impédance **de la ligne liant l'onduleur au point d'injection,  $Z_{liaison}$** , doit être minimisée selon le critère de la limitation en tension maximale admissible. En effet, l'onduleur lui-même doit être équipé d'une coupure automatique en cas de dépassement de cette limite, mesurée à la sortie de l'appareil. Les conditions de dépassement interviendront donc d'autant plus facilement que la chute de tension dans  $Z_{liaison}$  est importante. Par exemple, pour un onduleur de 3.3 kW (220 V/ 15 A) situé à 20 m du tableau et connecté par un câble de 2 x 2.5 mm<sup>2</sup>, cette chute de tension atteint 5.3 V! En pratique, on surdimensionnera donc souvent la section d'un facteur 2 ou 3.

L'impédance des lignes de transport se calcule de la manière suivante :

$$Z = R + L \cdot 2\pi f \text{ } [\Omega]$$

$$\text{où : } R = \rho \cdot l/s$$

$$l = \text{longueur de câble [m], } s = \text{section [mm}^2\text{].}$$

Selon la recommandation ASE, la résistivité du cuivre sera prise par sécurité à  $T = 60^\circ$ , soit :

$$\rho = 22 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m.}$$

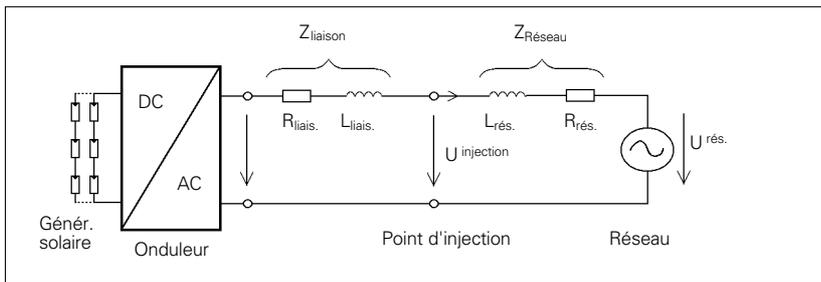


Figure 4.1  
Connexion d'un onduleur monophasé, et impédances caractéristiques pour le calcul des limites de tension

La réactance des lignes de transport dépend de l'environnement direct du câble et de sa structure mono/triphasée, mais très peu de sa section. La table 4.1 en donne les valeurs pour la fréquence fondamentale (50 Hz). Rappelons que la réactance est proportionnelle à la fréquence, et que l'impédance augmente donc avec l'ordre des harmoniques.

Type de ligne	Réactance à 50 Hz
Conducteur libre (lignes aériennes)	0.34 mΩ/m
Câble isolé monoconducteur	0.18 mΩ/m
Câble 4 conducteurs sous gaine ou tube	0.085 mΩ/m

Tableau 4.1  
Réactance de quelques types de câbles utilisés dans les réseaux de distribution

Il faut noter enfin qu'en monophasé, l'impédance prise en compte est celle de la somme des deux câbles, alors que, pour un montage triphasé, elle ne sera que la somme des 3 conducteurs extérieurs, agissant sur le transport des 3 tensions combinées. On peut considérer que l'impédance globale de la ligne triphasée n'est que 60% d'une ligne monophasée. Et sur le même point, on peut injecter 5 à 6 fois plus d'énergie en tri- qu'en monophasé pour la même chute de tension.

Pour une installation importante (quelques kW), et particulièrement en milieu rural où les lignes de distribution BT peuvent être longues, il sera nécessaire de contrôler la qualité du réseau complet, parfois jusqu'au transformateur moyenne tension. A titre indicatif, le tableau 4.2 donne les impédances des transformateurs MT usuels, pour le circuit secondaire.

On trouvera dans la référence [2] un exposé très détaillé et des exemples de calcul.

P nominale [kVA]	Résistance [mΩ]	Réactance à 50 Hz [mΩ]
63	42	104
100	25	69
160	14	45
250	8.6	30
400	5.4	20

Tableau 4.2  
Impédance des transformateurs MT 16 kV / 400 V au secondaire

### 4.3.5 Perturbations basse fréquence

#### Le taux d'harmoniques mesure la qualité de la sinusoïde

Selon le théorème de Fourier, tout signal périodique peut être décomposé en une somme de sinusoïdes – les harmoniques – dont les fréquences sont des multiples de la fréquence fondamentale (50Hz pour le réseau). Leur amplitude relative, appelée taux d'harmoniques, est une mesure de la déformation du signal par rapport à une sinusoïde pure.

Les onduleurs PV génèrent des harmoniques, qui dépendent beaucoup de leur principe de fonctionnement.

Pour les installations domestiques, les limites de l'injection de perturbations harmoniques dans le réseau sont régies par les normes ASE-3601-2 (1987) ou EN60555-2 [5]. Pour un **appareil** donné, ces normes stipulent un courant maximum admissible pour chaque harmonique (tableau 4.3).

Tableau 4.3  
Limites en courant des harmoniques selon la norme EN60555-2

Ordre	I max [A]	Ordre	I max [A]
2	1.08	3	2.30
4	0.43	5	1.14
6	0.30	7	0.77
		9	0.40
		11	0.33
		13	0.21
$8 \leq n \leq 40$	$0.23 \cdot 8/n$	$15 \leq n \leq 39$	$0.15 \cdot 15/n$

Toutefois, en cas de dépassement, et en accord avec le distributeur d'électricité, on peut néanmoins utiliser ces appareils si certaines conditions, liées cette fois à la qualité du réseau, sont respectées. Dans ce cas, il faut vérifier que les taux d'harmoniques en tension, mesurés au point d'injection (entre phase et neutre pour la basse tension, entre phases pour la moyenne tension), ne dépassent pas les valeurs de tableau 4.4.

Ce tableau dérive du précédent, en supposant une impédance du réseau de:

$$Z = 0.4 \Omega + j \cdot n \cdot 0.25 \Omega.$$

Tableau 4.4  
Limites en tension des harmoniques

Ordre	$\Delta U$ [%]	Ordre	$\Delta U$ [%]
2	0.3%	3	0.85%
4 - 40	0.2%	5	0.65%
		7	0.6%
		9,11	0.4%
		13	0.3%
		$15 \leq n \leq 39$	0.25%

#### Les harmoniques d'ordre multiple de 3 se renforcent dans le conducteur neutre

Certaines installations sont équipées de **3 onduleurs monophasés** montés en étoile, au lieu d'un seul appareil triphasé. Dans ce cas, au contraire des fondamentales qui se compensent, les harmoniques d'ordre multiple de 3 sont en phase dans le conducteur neutre, et

peuvent conduire à des courants très importants. On a pu observer dans de nombreuses installations que cette tension harmonique parasite pouvait perturber le fonctionnement des onduleurs, et même mener à des pannes irréversibles. Il est donc conseillé de n'utiliser ce montage que pour de petites puissances, et avec une impédance très faible du conducteur **neutre** au point d'injection. La séparation des lignes de neutre jusqu'au point d'injection (quelques dizaines de mètres) s'est souvent révélée efficace pour résoudre le problème.

#### 4.3.6 Signaux de commande du réseau

Le réseau électrique suisse est affecté par des signaux de commande (enclenchements de chauffe-eau, éclairage public, etc.) dans la gamme de fréquences située entre 300 Hz à 1100 Hz environ. Ces signaux peuvent atteindre des amplitudes de 20 V (limite admissible ASE). Historiquement, ils ont posé de graves problèmes au fonctionnement des onduleurs, surtout ceux provenant des Etats-Unis où de tels signaux n'existent pas. Ils provoquaient l'arrêt de l'appareil jusqu'au lendemain, et même parfois des pannes hardware.

Ces problèmes peuvent être contournés par l'utilisation de filtres; mais avec la difficulté que chaque distributeur utilise des fréquences différentes.

Inversement, les nouveaux appareils avec référence sinusoïdale interne fournissent un signal « propre », avec une tendance à atténuer ces signaux par compensation. L'installation de filtres spécifiques entre l'onduleur et le point d'injection peut donc être nécessaire si l'installation de la maison comporte des récepteurs pour ces signaux.

#### 4.3.7 Perturbations électromagnétiques

Le fonctionnement des onduleurs implique des commutations rapides de courants élevés, et génère donc des perturbations électromagnétiques dans une large plage de fréquences radio, s'étendant de 150 kHz à 30 MHz. Ces perturbations peuvent être émises soit par les connexions du réseau, soit par le circuit photovoltaïque, qui jouent le rôle d'antennes.

Les limites d'émission sont régies par une ordonnance des PTT, et reprises par des normes européennes sur les émissions E-M par les appareils ménager et autres appareils électriques dans l'habitat (EN-55014 et EN-50081-1, réf [7] et [8]). Les mesures sont effectuées à l'aide de sondes de contact, à travers un réseau d'adaptation d'impédance normalisé.

Les onduleurs doivent être équipés de filtres HF sur toutes leurs connexions vers l'extérieur. Malheureusement, du côté continu de certains appareils, ceux-ci sont omis ou insuffisants pour respecter les normes. Ceci est d'autant plus grave que l'onduleur fonctionne en permanence du matin au soir, et que dans l'habitat les appareils sensibles (télé, radio, ordinateur) sont en général situés à faible distance.

### 4.3.8 Séparation galvanique

La nécessité d'une séparation galvanique entre le champ de capteurs et le réseau est actuellement discutée chez les professionnels du solaire. Les avantages touchent essentiellement la sécurité :

- l'une ou l'autre polarité du circuit continu peut être mise à la terre indépendamment du réseau ;
- en cas de panne de l'onduleur, la tension du réseau ne risque pas de se retrouver sur le champ de capteurs ;
- inversement, aucun risque d'introduire des tensions continues dans le réseau ;
- en fonctionnement normal, des courants continus parasites pourraient occasionner une détérioration des contacts par effet galvanique ;
- la séparation permet de choisir la tension continue de fonctionnement du champ PV, indépendamment de celle du réseau.

Par contre, l'intérêt principal de l'élimination du transformateur est la simplification du circuit (le transformateur est un élément cher et encombrant), et l'amélioration du rendement (quelques %), spécialement intéressant dans la mesure où les pertes sont liées principalement à la puissance nominale du transformateur, alors que l'onduleur fonctionne la plupart du temps à charge partielle.

### 4.3.9 Pannes software et hardware

Contrairement aux panneaux PV, d'une fiabilité quasi absolue, les onduleurs sont le maillon faible des installations PV couplées au réseau. Ils sont responsables de la plupart des coupures de production recensées dans les installations réelles.

On distingue plusieurs types de dysfonctionnement.

Les plus banals sont les microcoupures momentanées, qui durent quelques secondes ou minutes. Ces coupures sont très fréquentes dans certaines installations ; elles n'ont pas d'incidence sur la production énergétique, mais peuvent perturber le réseau lors d'enclenchements/déclenchements rapides de fortes puissances.

Lors de certaines perturbations (transitoires réseau, surchauffe), certains appareils interrompent leur production, mais sont incapables de redémarrer « en charge » ; le démarrage n'a lieu que le lendemain, occasionnant la perte d'une demi-journée de production en moyenne.

Enfin, les pannes destructives surviennent le plus souvent au niveau des composants de sortie. Leur cause n'est pas toujours identifiable. Dans les modèles anciens, elles pouvaient résulter de perturbations dans le réseau telles que signaux de commande, surtensions transitoires de très courte durée, surtensions d'harmoniques dans le conducteur neutre. Certaines pannes ont également été causées par des modes de fonctionnement extrêmes, qui devraient normalement être supportés et traités par les sécurités de l'appareil : dépassement de la puissance maximale dans un champ expérimental surdimensionné, dépassement de la tension maximale de sortie par fort ensoleillement et demande faible du réseau, etc.

La probabilité des pannes est augmentée lors du fonctionnement à pleine puissance. On ne déplore habituellement que très peu de pannes destructives en hiver.

Les pannes de matériel occasionnent en général une perte de production de plusieurs semaines (délai de réparation, auquel il faut ajouter le retard de la découverte de la panne si le système n'est pas surveillé régulièrement).

Le taux de pannes est très variable d'une installation à l'autre: pour un même modèle d'onduleur, certaines installations ont fonctionné sans failles durant des années, alors que d'autres présentent deux ou trois pannes par an. Cette sensibilité peut être souvent attribuée à la qualité locale du réseau.

Notons toutefois que les onduleurs modernes présentent une fiabilité tout à fait acceptable aujourd'hui, et qui va en s'améliorant avec l'expérience des constructeurs (taux de disponibilité en 1994: 98%).

### 4.3.10 Efficacité

L'efficacité est la caractéristique cruciale de l'onduleur en fonctionnement. Elle varie avec la puissance selon les courbes de la figure 4.2, mesurées pour divers appareils du commerce par l'Ecole d'ingénieurs de Burgdorf (ISB). Ces efficacités sont caractérisées par une puissance de seuil, suivie d'une montée plus ou moins abrupte aux faibles puissances, et un maximum à environ la moitié de la puissance nominale.

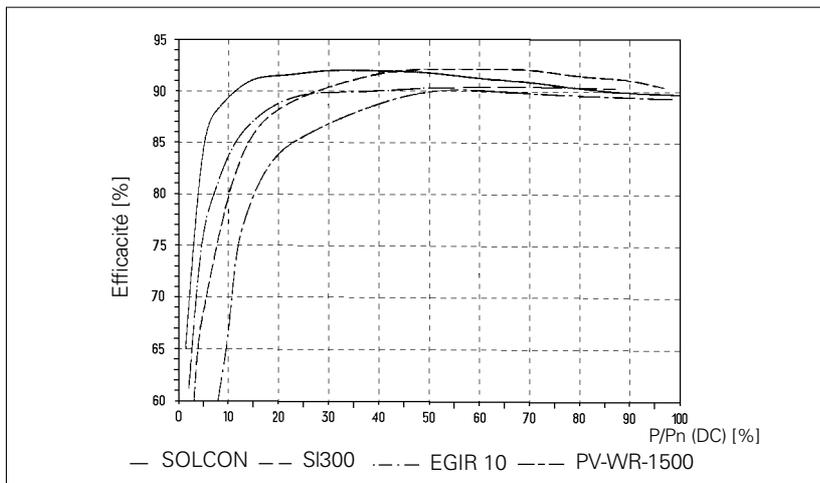
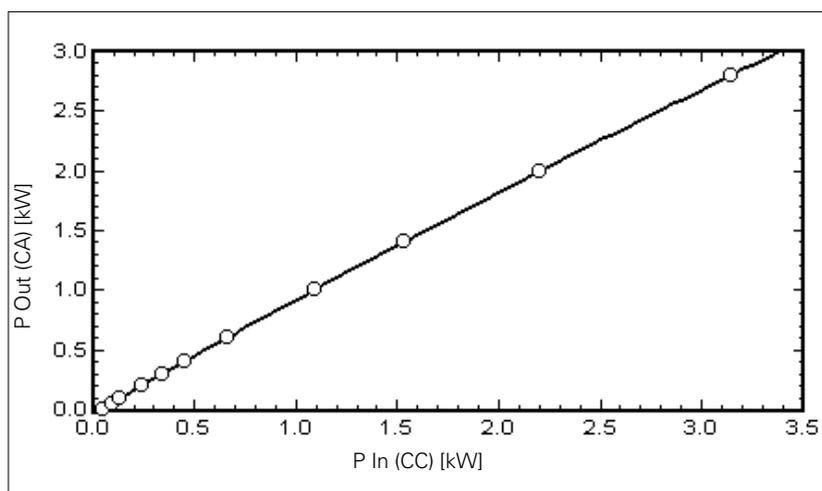


Figure 4.2  
Efficacités typiques de divers onduleurs de 1.5 à 3.3 kW, en fonction de la puissance de sortie (d'après [2])

Il faut souligner que l'allure incurvée de cette courbe, au-dessous du maximum, est la traduction d'un comportement pratiquement linéaire de la puissance de sortie en fonction de celle d'entrée, affecté d'un seuil correspondant à la consommation propre de l'appareil pour l'activation de ses circuits de commande. La figure 4.3 montre en effet la même courbe tracée dans les variables  $P_{out} = f(P_{in})$ , pour le SOLCON 3300.

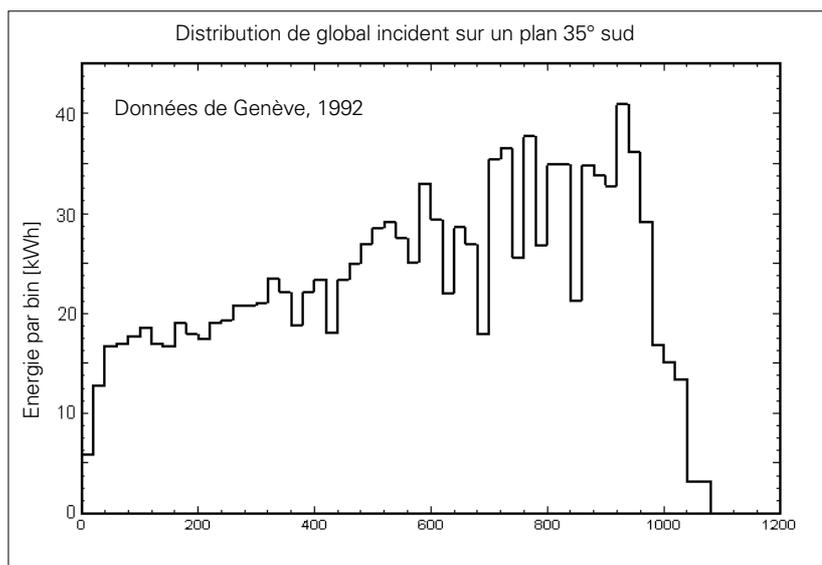
Bien que le maximum d'efficacité soit situé entre 90 et 93% selon les appareils, l'efficacité moyenne reste toujours bien en deçà de ces valeurs, du fait que l'installation PV fonctionne à différents niveaux de puissance. La figure 4.4 montre la distribution d'ensoleillement, mesurée dans un plan sud incliné à 35° pour les données de Genève.

Figure 4.3  
Caractéristique de l'onduleur  
SOLCON dans les variables  
d'entrée/sortie  $P_{out} = f(P_{in})$



Les pertes directes de rendement correspondent à la convolution de la distribution d'ensoleillement par le rendement de l'onduleur à chaque puissance correspondante.

Figure 4.4  
Distribution typique d'énergie  
incidente selon la puissance



On voit qu'elles dépendront du dimensionnement du champ par rapport à la puissance nominale de l'onduleur: si l'onduleur est sous-dimensionné, on tombe le plus souvent dans la partie incurvée de faible efficacité. La figure 4.2 indique que le SOLCON est de loin le plus favorable dans cette zone. Nous discuterons en détail l'avantage à surdimensionner le champ dans le chapitre 9.

Si on considère le fonctionnement annuel global, la simulation détaillée (effectuée dans cet exemple avec un SOLCON), indique que les pertes de l'onduleur en fonctionnement atteignent 9.7%, auxquelles il faut ajouter les pertes de seuil lorsque la tension minimale n'est pas atteinte (0.9%) ou la puissance DC est insuffisante (0.6%). Ainsi, pour une efficacité maximale de 92%, l'efficacité réelle n'est que de 89%.

### 4.3.11 Plage d'entrée en tension

La plage de tensions d'entrée admissibles pour l'onduleur détermine le nombre de panneaux à connecter en série. Pour prendre un exemple, le SI3000 est construit pour 3 panneaux de 36 cellules, et fonctionne entre 40 et 60 V, alors que le SOLCON admet 6 panneaux, et va de 80 à 120 V. L'avantage de travailler à une tension plus élevée est de diminuer le courant du champ : lorsqu'on double la tension, les pertes ohmiques du câblage sont divisées par quatre !

## 4.4 Principes de fonctionnement

### 4.4.1 Onduleurs pilotés par le réseau

Appelés aussi « à commutation extérieure », ces appareils sont relativement simples et bon marché. Les éléments de commutation sont des thyristors, enclenchés par un signal de commande et déclenchés lors du passage à zéro de la sinusoïde. Ils génèrent des signaux rectangulaires ou trapézoïdaux en montage triphasé, contenant beaucoup d'harmoniques. Le pilotage par le réseau implique un déphasage ( $\cos \phi$ ), et la connexion au réseau est effectuée à travers une très grosse self et un transformateur 50 Hz, accompagnés d'un filtre pour atténuer les harmoniques.

Les onduleurs à thyristors sont utilisés surtout pour de très grosses puissances. Cette technologie bénéficie d'un prix inférieur, car elle est appliquée à grande échelle dans d'autres domaines de conversion du courant. Mais, avec tous ses inconvénients, ce principe est de moins en moins utilisé aujourd'hui.

### 4.4.2 Onduleurs à référence interne

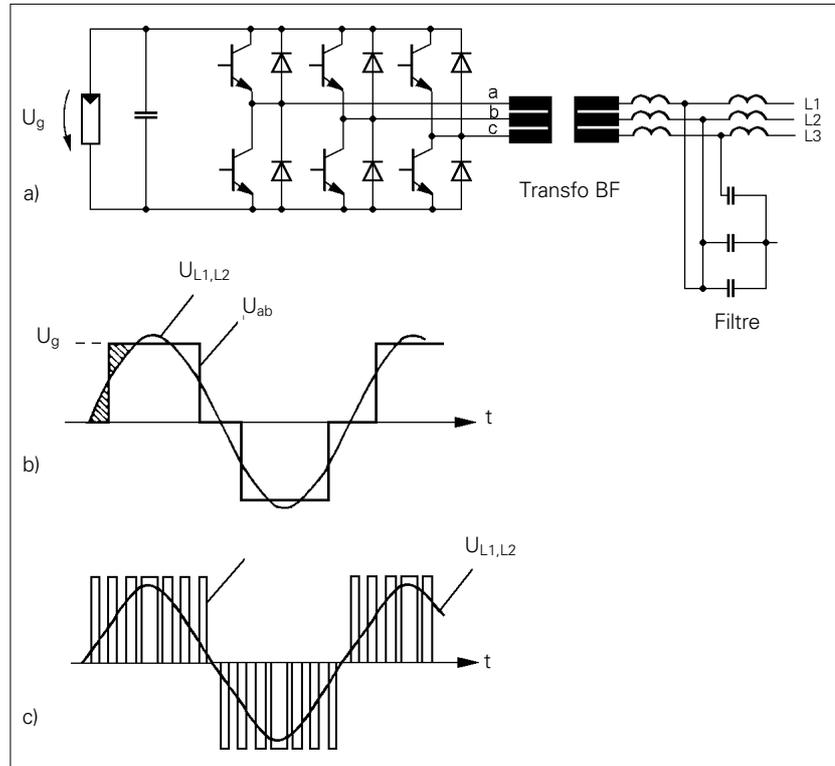
Une fois enclenchés, les thyristors ne peuvent être coupés que par le passage du courant à zéro.

Or, si l'on veut améliorer la qualité du « signal » produit (taux d'harmoniques et déphasage), il est nécessaire de commuter la puissance plusieurs fois par période. On devra donc avoir recours à des commutateurs électroniques plus sophistiqués, tels que les thyristors à coupure (GTO), transistors de puissance, MOSFET de puissance ou les nouveaux IGBT.

Le fonctionnement sera alors commandé par des signaux de référence internes. La figure 4.5. en indique les principes de base. Dans le cas le plus simple (b), dit à 6 impulsions, on génère un signal carré avec passage à zéro. Ce montage est utilisé sur certains gros onduleurs triphasés (dizaines de kVA), mais présente encore un fort taux d'harmoniques nécessitant un filtrage important. Avec leurs possibilités de commutation rapide, les nouvelles technologies de semi-conducteurs permettent d'utiliser la technique de modulation de largeur d'impulsion (PWM, pour Pulse Width Modulation), où la forme sinusoïdale du signal est reconstituée grâce à l'intégration d'une suite d'impulsions brèves de largeur variable. Cette technique est largement utilisée dans les alimentations à découpage. On peut montrer que N impulsions par demi-période permettent d'éliminer les harmoniques jusqu'au rang N.

Dans cette configuration, la connexion au réseau, et la séparation galvanique, est encore effectuée à travers un encombrant transformateur 50 Hz, avec des pertes importantes (de l'ordre de 5% de la puissance nominale pour quelques kVA).

**Figure 4.5**  
Principes de base d'un onduleur triphasé à référence interne (d'après [1]):  
b) tension de sortie pour commutation à 6 impulsions,  
c) modulation de largeur d'impulsions



### 4.4.3 Onduleurs à circuit HF intermédiaire

On peut diminuer sensiblement ces pertes par l'utilisation d'un transformateur haute fréquence (figure 4.6). On construit d'abord un onduleur à haute fréquence (de l'ordre de 10 à 100 kHz), qui génère des impulsions de largeur modulée. On introduit ensuite un transformateur HF, bien plus petit et de meilleures performances. La sortie de ce transformateur, redressée et filtrée, fournit deux demi-sinusoïdes de même signe, qu'il convient encore d'alterner à travers un pont de quatre thyristors.

Cette configuration est adoptée dans la plupart des onduleurs actuels, dans la gamme de quelques kW.

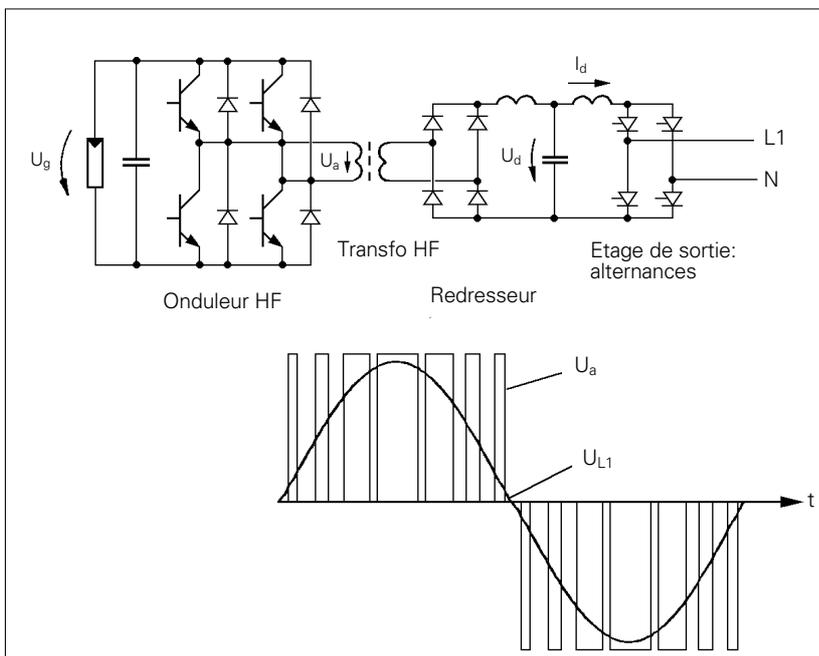


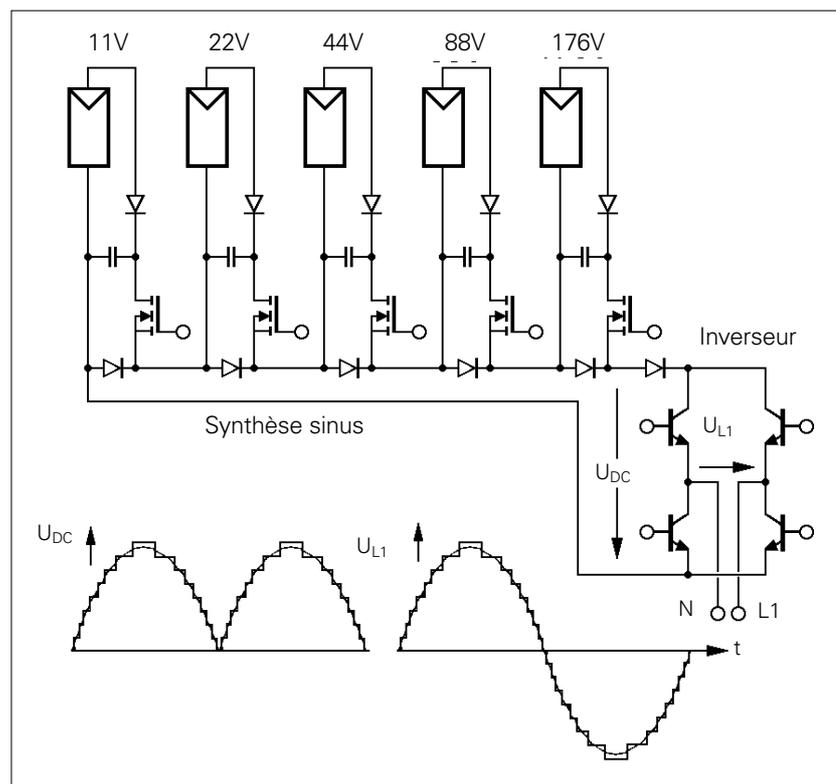
Figure 4.6  
Principe d'un onduleur avec modulation de largeur d'impulsion à haute fréquence, et isolation galvanique par transformateur HF (d'après [1])

#### 4.4.4 Onduleurs à synthèse de tension

Dans ce concept original, le champ de capteurs doit être fragmenté en divers sous-champs fournissant des tensions étagées en puissances de deux (cf. figure 4.7). La demi-sinusoïde est construite par additions binaires de ces tensions, selon le principe d'un convertisseur D/A. Chaque sous-champ est commuté individuellement à l'instant adéquat par un transistor, et stocke son énergie dans un condensateur entre deux contributions. Un étage de sortie doit également alterner les demi-sinusoïdes produites, mais il n'y a pas besoin de transformateur et le rendement peut donc être excellent, même à charge partielle.

Ce principe très simple a été proposé en Allemagne depuis plusieurs années. Malheureusement, tous les éléments du champ ne peuvent pas fonctionner simultanément à leur point de puissance maximum. De plus, il nécessite un câblage complexe, et l'adaptation du nombre de panneaux dans chaque sous-champ ne peut pas toujours être optimisé. Et en cas d'ombrage partiel, la forme de la sinusoïde peut être fortement perturbée. C'est pourquoi aucun appareil de ce type n'est actuellement commercialisé en Suisse.

Figure 4.7  
Principe d'un onduleur à synthèse  
de tension (d'après [1])



#### 4.4.5 Onduleurs distribués

Récemment est apparu sur le marché un nouveau concept de connexion au réseau, parfois appelé le « **panneau AC** ». Il s'agit d'un onduleur miniaturisé, d'une puissance de l'ordre de 100 W, monté directement sur le panneau PV.

Cette conception présente de nombreux avantages :

- le système de connexion est extrêmement simplifié, puisque tous les panneaux sont reliés en parallèle grâce à un seul câble 220 V AC ;
- on élimine ainsi les éléments délicats du câblage du champ : diodes de protection, boîte de connexion, ainsi que les problèmes liés aux courants continus (commutateurs DC, corrosion des contacts) ;
- les opérations de montage sont sans danger électrique, car ces appareils nécessitent la présence du réseau pour fonctionner ;
- les pertes de désadaptation des panneaux PV sont éliminées ; plus encore, les panneaux sont complètement indépendants les uns des autres, ils peuvent être montés dans différentes orientations sans inconvénient ;
- de même, les problèmes d'ombrages partiels ne se posent plus que pour chaque panneau individuel ;
- certains modèles sont équipés d'un transmetteur sériel d'informations, permettant de surveiller d'un seul coup le bon fonctionnement de tous les modules (onduleurs + panneaux) grâce à un ordinateur ;
- pour une production de masse, les prix devraient devenir compétitifs avec les onduleurs centralisés (certains constructeurs annoncent 0.5 à 1\$/W).

Dans les inconvénients restent à résoudre, la protection contre la foudre, la mise à la terre, les problèmes d'échauffement, etc.

#### 4.4.6 Régulation et recherche du MPP

Dans tous les appareils à PWM décrits ci-dessus, la commande de largeur des impulsions doit assurer les deux fonctions suivantes :

- la génération des demi-sinusoïdes qui seront ensuite alternées par l'étage de sortie ;
- l'adaptation de l'impédance d'entrée du convertisseur de manière à suivre, à tout instant, le point de puissance maximum du champ.

Cette régulation est habituellement gérée en temps réel par un microprocesseur. Si elles ne sont pas « lues » directement sur le réseau (auquel cas l'onduleur suivra le comportement du réseau, par exemple dans le SI3000), les valeurs de référence pour la sinusoïde sont stockées dans une EPROM, et restituées en phase grâce à un PLL (ex. le SOLCON).

La recherche du point de puissance maximum s'exécute par **approximations successives** : à partir de la tension à vide, l'onduleur « prélève » sur le condensateur (dont le rôle est de stocker l'énergie du champ durant une demi-période), la quantité d'énergie correspondant au maintien d'une tension donnée, et calcule la puissance moyenne obtenue durant un pas de temps donné. Pour le pas suivant, elle compare la puissance du dernier pas avec l'avant-dernier, et incrémente ou décrémente son prélèvement selon que l'énergie a augmenté ou diminué. La recherche du MPP implique

donc une perpétuelle oscillation autour de la valeur optimale réelle. Sa constante de temps peut être de quelques secondes ou dizaines de secondes, et la précision est en général de l'ordre du pour-cent.

#### 4.4.7 Interconnexion de plusieurs onduleurs

Pour des puissances supérieures à 10 kW, les onduleurs sont parfois modulaires: une seule unité de commande gère plusieurs modules de puissance.

D'autre part, pour améliorer le rendement à basse puissance, certains appareils peuvent fonctionner en « maître-esclave »: quand le premier onduleur atteint sa puissance maximale, il enclenche automatiquement la mise en parallèle du second. Le PV-WR-1800 de SMA peut travailler selon ce schéma.

### 4.5 Précautions de montage

L'onduleur sera en général placé, dans la mesure du possible, à proximité de la boîte de distribution du champ, de manière à minimiser les connexions DC et le transport des câbles de terre. De même, rappelons que la connexion au point d'injection peut être critique, et la section des câbles sera souvent surdimensionnée d'un facteur deux ou trois.

Pour une mise en/hors service commode, il est recommandé de prévoir, à proximité de l'onduleur, un commutateur DC côté champ si la boîte de connexions du champ est éloignée, ainsi qu'un disjoncteur côté réseau. Mais on veillera à n'actionner ces commutateurs qu'après avoir mis l'onduleur hors service avec sa commande propre.

L'énergie perdue par inefficacité de l'appareil est en partie convertie en chaleur dans l'appareil, d'où la nécessité de choisir un local abrité du soleil, bien ventilé, et d'assurer une bonne circulation de l'air autour de l'appareil (radiateurs) en fonctionnement normal.

Rappelons également que l'onduleur est susceptible de rayonner des perturbations électromagnétiques, et qu'il peut être nécessaire de choisir son emplacement, dans une maison d'habitation, en fonction des utilisations de la radio et la télévision, ainsi que du bruit phonique qu'il peut engendrer.

Le tableau 4.5 donne une liste de quelques onduleurs disponibles sur le marché suisse.

Type	Fabricant	Vendeur	Technologie	Puissance AC	Transfo	Effic. max.	Tension d'entrée	Affich. mesures	Liaison PC
<b>Onduleurs monophasés</b>									
ECOVERTER 1000	Victron (Hollande)	Total-Energie	PWM + IGBT	1 kVA	HF	93 %	50 - 90 V	Non	Non
POLYCON 2200 S, 3300 S	Studer (CH)	Studer (fin 94)	IGBT et MOSFET	2.2 kVA 3.3 kVA	Sans	97 %	100 - 750 V !	Oui	RS232
PV WR 1800	SMA (D)	Holinger, FlachGlas	Thyristors+ IGBT	1.8 kVA	HF	89 %	80 - 130 V	Oui	PV-DATA
SI-3000	Photoelectric inc., (USA)	Fabrimex	MOSFET, IGBT	3 kVA	HF	91 %	40 - 60 V 48 V nom.	Oui	Non
Siemens 1.5 kW	Siemens (D)	Fabrimex		1.5 kVA	BF	89 %	90 V nom.		
SOLARMAX S	Sputnik Eng. (CH)	Tritec	PWM, IGBT	3.3 kVA	HF	95 %	400 - 750 V	Oui	RS232, Modem, soft
SOLCON 3300/3400 HE	Hardmeier (CH)	Hardmeier	PWM+ MOSFET	3.3 kVA 3.4 kVA	HF	92 % 91,3%	80 - 120 V 70 - 140 V	Oui	RS232, SOLTALK
Sunking 5000	SMA	Holinger	PWM, IGBT	5.0 kVA	HF	93 %	240 - 400 V	Oui	RS232, Modem, soft
TOPCLASS 2500 Grid II 4000 Grid II	ASP-(CH,D)	Fabrimex, Flachglas	PWM+ MOSFET	2.2 kVA 3.3 kVA	BF	93% 94,3%	48 - 100 V 72 - 145 V 72 - 145 V	Oui	RS232
<b>Onduleurs triphasés</b>									
AEG - Telefunken	AEG - Telefunken			12 ... 150 kVA	BF	89-92 %	420 V		
ECOPOWER	Invertomatic (CH)	Invertomatic	PWM + IGBT	15 kVA .. 100 kVA	BF (option)	95 %	± 380 V nom 1000 V max	Oui	Oui, Modem Surv. fabricant
POLYCON 10000 S ... 60000 S	Studer (CH)	Studer	PWM, IGBT et/ou MOSFET	10.. 60 kVA	Sans	97 %	100 - 750 V !	Oui	RS232
Siemens	Siemens (D)	Fabrimex		3 - 5 kVA 10-100 K	BF BF	88 % > 90 %	192 V nom. 400 V nom.		
SMA	SMA (D)	Holinger		10 ... 200 kVA	BF	> 90 %	300 V nom		RS232, Modem, soft
SOLARMAX 20	Sputnik Eng. (CH)	Tritec	PWM + IGBT	12 kVA à 100 kVA	HF	93 %	450 - 800 V 550 V nom.	Oui	RS232, Modem

Tableau 4.5  
 Quelques onduleurs disponibles  
 sur le marché suisse (état 1994)

## Références

- [1] H. Häberlin. Photovoltaik. AT Verlag Aarau/Schweiz, 1991.
- [2] H. Häberlin. Photovoltaik-Wechselrichter für Netzverbundanlagen. Elektroniker 6 + 7, 1992.
- [3] Inspection fédérale des installations à courant fort: Prescriptions provisoires de sécurité pour les installations productrices d'énergie photovoltaïque, juin 1990, STI N° 233.0690 f.
- [4] Inspection fédérale des installations à courant fort: Prescriptions provisoires de sécurité. STI N° 233.0690 f, juin 1990. Marche en parallèle de générateurs électriques avec les réseaux basse tension. STI N° 219.1081 d/f, octobre 1981.
- [5] Norme ASE 3600 f, 1987: La limitation des perturbations électriques dans les réseaux de distribution (harmoniques et fluctuations de tension).
- [6] Norme ASE 3601 f, 1987/Norme européenne EN 60555: Effets en retour des appareils ménagers sur les réseaux électriques. (-1: concepts, -2: harmoniques, -3: fluctuations de tension).
- [7] EN55014, modif. 1, octobre 1988: Limites et méthodes de mesures pour les perturbations électromagnétiques des appareils ménagers.
- [8] GC PTT. Ordonnances suisses pour la protection contre les parasites, mai 1979.

Toutes les normes ci-dessus peuvent être obtenues à :  
ASE, Case postale, 8034 Zurich.

---

## 5. Centrales photovoltaïques raccordées au réseau

---

<b>5.1</b>	<b>Principe de raccordement</b>	101
<hr/>		
<b>5.2</b>	<b>Éléments d'une installation</b>	102
5.2.1	Modules	102
5.2.2	Câblage de champ	103
5.2.3	Câblage de liaison	103
5.2.4	Contacteur côté courant continu (DC)	103
5.2.5	Onduleur	106
5.2.6	Contacteur côté courant alternatif (AC)	106
5.2.7	Injection-comptage	106
<hr/>		
<b>5.3</b>	<b>Protection et sécurité</b>	106
5.3.1	Surtensions	106
5.3.2	Parafoudre et mise à terre	107
<hr/>		
<b>5.4</b>	<b>Dispositif de mesures</b>	111
<hr/>		
	<b>Références</b>	112

---

## 5. Centrales photovoltaïques raccordées au réseau

**Partout où le réseau de distribution électrique est à disposition il est possible de se passer de l'élément de stockage par un couplage au réseau. Dans ce cas c'est le réseau, ou plus exactement le barrage hydroélectrique qui joue le rôle de stockage.**

### 5.1 Principe de raccordement

Dans les pays disposant déjà d'un réseau de distribution électrique, une nouvelle pratique a vu le jour dans le courant des années 80.

Elle consiste à compenser les différences entre la production et la consommation grâce à un échange d'énergie avec le réseau. De cette façon, les installations photovoltaïques peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries et injecter dans le réseau tous les surplus d'énergie produits. Toute injection dans le réseau se traduit par une diminution de la demande sur les centrales hydroélectriques, et donc par une « réserve » d'eau qui pourra être mise à profit pendant la nuit, ou lors de périodes de faible insolation.

Plusieurs centaines d'installations de ce type sont maintenant en service en Suisse, dont certaines depuis une dizaine d'années, apportant la preuve de la parfaite compatibilité avec le réseau, et de la haute fiabilité de la production d'énergie.

La mise en service de centrales photovoltaïques dans un réseau de distribution électrique élargit le rôle du distributeur. En plus de sa fonction traditionnelle de répartiteur de l'énergie produite par les gros producteurs, le distributeur assure maintenant le rôle de compensateur entre les excédents et les insuffisances de la production d'électricité d'origine solaire.

**Le raccordement au réseau permet un échange d'énergie**

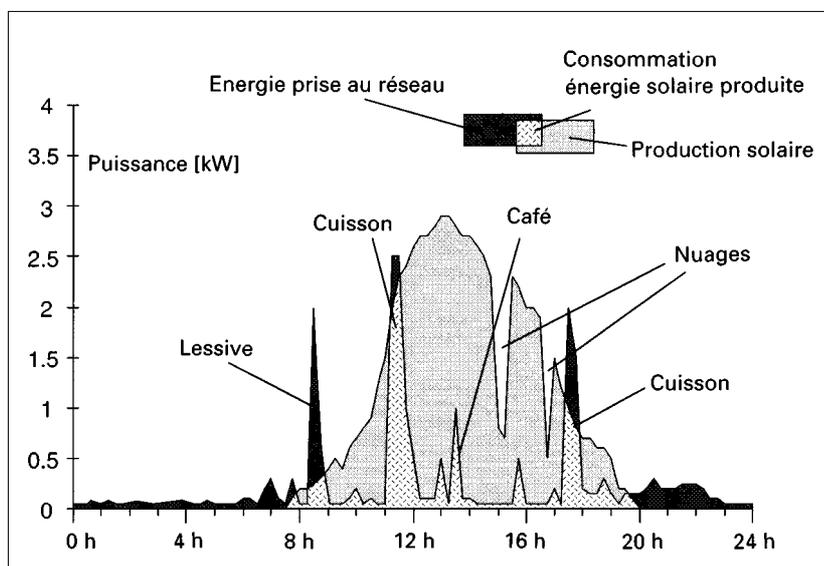


Figure 5.1  
Echange d'énergie électrique

Il s'ensuit que le flux du courant électrique dans les lignes de distribution n'est plus unidirectionnel et que le rapport commercial entre le distributeur et l'utilisateur n'est plus uniquement celui de fournisseur à client.

La plupart des entreprises suisses de distribution d'électricité acceptent maintenant de jouer ce rôle élargi, mais si l'on constate une certaine unité dans le domaine des prescriptions techniques, il n'en est pas de même dans celui de la tarification du courant produit.

Il est absolument nécessaire de s'assurer que les conditions de reprise du courant « solaire » souvent très favorables à un moment donné soient garanties au moins pendant la durée d'amortissement de l'installation, ce qui n'est malheureusement pas toujours le cas.

L'étude, l'engineering et la réalisation de centrales photovoltaïques raccordées au réseau demandent au bureau d'ingénieur beaucoup de qualités de négociateur et de diplomate.

Dans les cas, de plus en plus fréquents, de générateurs intégrés à la construction s'ajoute le dialogue permanent avec les architectes et avec tous les corps de métiers impliqués dans cette intégration.

Il n'est pas inutile de souligner que le projet d'intégration doit être engagé dès les premiers travaux de l'architecte pour assurer les meilleurs résultats.

La production annuelle d'une installation raccordée au réseau en Suisse varie entre 550 et 1050 kWh/kW peak

Les principales caractéristiques des générateurs photovoltaïques raccordés au réseau sont résumées ci-dessous (valeurs moyennes pour une orientation optimale en Suisse en 1995).

<b>Production annuelle :</b>	815 kWh/kW <sub>peak</sub>
<b>Variation annuelle :</b>	65% en été, 35% en hiver
<b>Variation journalière :</b>	70% entre 10 et 15 heures
<b>Surface de captage :</b>	8 m <sup>2</sup> /kW
<b>Coût d'investissement</b>	13000.- fr./kW
<b>Coût de production :</b>	1.- fr./kWh

## 5.2 Éléments d'une installation

### 5.2.1 Modules

Les principales caractéristiques des modules et des champs photovoltaïques ont été précisées au chapitre 3.

En pratique, le projet devra définir le type de modules par ses dimensions ou par le nombre de cellules qu'il comporte.

Les modules mono- et polycristallins les plus courants sont composés de 36 cellules disposées en 3 x 12 ou en 4 x 9.

Les dimensions des modules dépendent de celles des cellules ; de l'ordre de 100 x 100 mm, avec une tendance vers des cellules plus grandes pour les polycristallines.

Avec l'augmentation de la dimension des centrales photovoltaïques, les constructeurs proposent maintenant des modules composés de

plus de cellules, souvent 72 cellules, soit l'équivalent d'un module double.

Les très grands modules pour l'intégration, qui sont en quelque sorte des éléments de construction, sont adaptés à leur fonction et sont souvent confectionnés en fonction du projet.

### **Les modules intégrables sont des éléments de construction**

Les modules amorphes utilisables pour les centrales photovoltaïques ont des dimensions qui dépendent des équipements de production. Il faut rappeler qu'ils produisent environ la moitié moins d'électricité par unité de surface.

Habituellement toutes les cellules sont connectées en série, mais l'on commence à trouver aussi des modules avec câblages série/parallèle, plus particulièrement dans les modules « sur mesure ».

Un module photovoltaïque peut être encadré par un profil métallique ou non, selon le type d'utilisation ou de fixation prévu. A ce propos, il faut souligner que le cadre renforce la rigidité et quelquefois améliore l'étanchéité du laminat; en conséquence, il est important de s'assurer de l'étanchéité et de la rigidité des modules sans cadre.

Le module est l'élément producteur dont dépendra la puissance et l'énergie fournie par la centrale photovoltaïque. Il importe de bien s'assurer de la validité des indications du fournisseur qui vont servir de base au dimensionnement du chapitre 9.

Il peut arriver que les modules soient issus de lots différents et pour éviter les pertes par « mismatch » (dépareillement) un tri est nécessaire, (voir chapitre 3).

Pour de grosses installations, les contrats prévoient une garantie de puissance qui sera contrôlée à la mise en service.

## **5.2.2 Câblage de champ**

Une centrale photovoltaïque dans la gamme des 100 kW peut fonctionner sous une tension de 2 x 350 V DC avec des courants pouvant atteindre plusieurs dizaines d'ampères.

La qualité du câblage DC est un élément déterminant pour assurer la sécurité et l'efficacité de la production d'énergie.

La tension d'essai du câblage et des éléments (modules compris) est égale à deux fois la tension à vide maximale du générateur photovoltaïque plus 1000 V, soit plus de 2000 V pour l'exemple ci-dessus.

Le raccordement des modules représente des milliers de boîtiers de connexion dont la fiabilité est primordiale; en outre la commodité de montage n'est pas à négliger.

La plupart des modules courants ont des borniers avec serrage à vis qui devraient être contrôlés régulièrement, mais la tendance à utiliser des connecteurs embrochables apparaît, surtout pour les modèles destinés à l'intégration.

On commence à trouver également des boîtiers avec borniers avec contacts à ressort.

Le câblage du champ proprement dit est déterminé d'une part par les critères de mise en série et en parallèle des modules (exposés au chapitre 3) et d'autre part par la disposition géométrique des éléments, lesquels sont souvent préassemblés et précâblés par groupes.

Les sections de câbles doivent être calculées de façon à limiter la perte de puissance à environ 1% (voir feuille de calcul PVSYST).

$$P_V = I_N^2 [(\rho * l)/A]$$

$P_V$	=	Perte de puissance	[W]
$I_N$	=	Courant nominal	[A]
$\rho$	=	Résistance spécifique	
$\rho_{CU}$	=	0,02 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	
$l$	=	Longueur totale du câble	[m]
$A$	=	Section de câble	[ $\text{mm}^2$ ]

La perte d'énergie est proportionnelle au carré du courant, ce qui justifie dans les installations importantes de travailler à des tensions plus élevées.

Les diodes de chaîne en série entraînent des chutes de tension de l'ordre de 0,5 V pour les diodes schottky et 1,1 V pour les autres, ce qui engendre des pertes de puissance proportionnelles au courant des chaînes.

### **Les chutes de tension coûtent cher en photovoltaïque**

Les résistances de contact dans les borniers et dans les contacteurs entraînent également des pertes qui ne sont pas négligeables. Les résistances de passage peuvent atteindre 30 à 100 m $\Omega$  dans les borniers et 15 à 50 m $\Omega$  dans les disjoncteurs. Ces pertes se traduisent par l'échauffement des contacts.

Les protections contre les surtensions avec des varistors ne conduisent normalement que peu de courant, mais avec le vieillissement les courants de fuite peuvent augmenter et sont difficilement mesurables.

Le câblage du champ n'est normalement pas réalisé sous tube (sauf pour la protection mécanique des passages sur le sol) et les câbles doivent être résistants aux UV et comporter une double isolation.

Il existe sur le marché des câbles spécialement fabriqués pour les installations photovoltaïques.

Les coffrets de raccordement contiennent normalement les borniers séparés, positifs et négatifs, des arrivées de tous les câbles provenant des chaînes de modules en série. Ils contiennent également les diodes antiretour et les dispositifs de protection. Il faut rappeler que les fusibles ne protègent pas les circuits PV, du fait que le courant de court-circuit peut être plus faible que le courant nominal.

Un interrupteur DC n'est pas obligatoire à ce niveau s'il existe à l'entrée de l'onduleur, mais il peut s'avérer fort utile pour isoler des éléments du champ photovoltaïque pendant le montage ou des travaux sur le bâtiment.

Un champ photovoltaïque peut comprendre plusieurs coffrets disposés de façon à diminuer les longueurs de câbles et à optimiser les sections.

Les coffrets doivent répondre aux exigences d'étanchéité, de longévité et de sécurité ; ils doivent être largement dimensionnés pour permettre un câblage propre et bien accessible, et construits en matière ininflammable, si possible en métal.

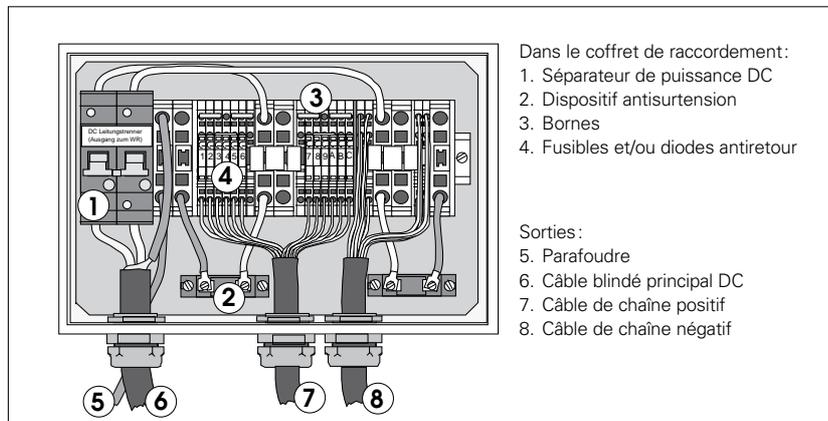


Figure 5.2  
Coffret de raccordement

### 5.2.3 Câblage de liaison

Les coffrets de raccordement, situés à proximité des capteurs, sont reliés au coffret de l'armoire d'entrée de l'onduleur par des câbles blindés, ou sous tubes métalliques.

La liaison sera conduite par le plus court chemin et la pénétration dans le bâtiment ne devra pas compromettre l'étanchéité de l'enveloppe.

Dans la mesure du possible le local pour le montage de l'onduleur sera choisi le plus près possible du champ photovoltaïque.

Certains onduleurs sont livrés dans des armoires étanches, ce qui permet leur montage extérieur, à proximité immédiate des générateurs. Cet avantage est appréciable dans le cas de montage sur toit plat, ou en terrain, mais il est rarement applicable dans les cas d'intégration architecturale des modules.

Ici encore, le choix des sections de câble devra garantir une perte maximale de puissance de l'ordre de 1%.

### 5.2.4 Contacteur côté courant continu (DC)

La plupart des onduleurs, tels que décrits dans le chapitre précédent, sont équipés de tous les dispositifs nécessaires pour assurer la sécurité de fonctionnement et la protection des personnes et du matériel.

Il peut toutefois être nécessaire, ou pratique, de regrouper dans une armoire d'entrée avant l'onduleur les câbles provenant de champs séparés, les sectionneurs DC, les dispositifs de protection antisurtensions.

Le contacteur principal DC doit pouvoir séparer le champ photovoltaïque sous charge. Il ne faut utiliser que des contacteurs conçus et testés pour commuter du **courant continu** à la tension nominale. Il ne doit pas être utilisé normalement pour arrêter le fonctionnement de l'onduleur.

**Un câblage au plus court diminue les pertes**

### 5.2.5 Onduleur

Le local de l'onduleur doit être bien ventilé, de façon à permettre l'évacuation de l'énergie thermique produite par les pertes de transformation. Les spécifications des onduleurs sont données au chapitre 4.

### 5.2.6 Contacteur côté courant alternatif (AC)

De même si le point d'injection dans le réseau est relativement éloigné, un disjoncteur AC et les protections de ligne seront montés dans une armoire de sortie, à proximité de l'onduleur. Il ne doit pas être utilisé pour interrompre le fonctionnement de l'onduleur.

### 5.2.7 Injection-comptage

**La puissance produite doit pouvoir être absorbée en totalité**

L'injection dans le réseau s'effectue à travers un tableau de distribution faisant partie de l'installation.

Pour choisir le point d'injection, il faut se rappeler que la centrale photovoltaïque produit un courant de puissance variable, dont le maximum dépend de la puissance installée et des conditions météorologiques.

Cette puissance doit pouvoir être absorbée sans perte par les consommateurs présents au point d'injection, ou en amont de ce point (voir les problèmes d'impédance au chapitre 4).

Tous les systèmes de synchronisation et de sécurité étant déjà compris dans l'onduleur, le point d'injection ne comporte pas de dispositif particulier, à l'exception d'un sectionneur AC et d'une mise en garde relative à la nature particulière de la ligne.

Le tableau au point d'injection comporte également les dispositifs de comptage décrits plus loin.

## 5.3 Protection et sécurité

### 5.3.1 Surtensions

Un générateur photovoltaïque est, par définition, une installation électrique extérieure qui doit être protégée contre les effets des intempéries telles que la pluie, le vent, la foudre, etc. D'autre part elle doit présenter toutes les conditions de sécurité nécessaires pour les personnes susceptibles de se déplacer à proximité.

Une protection générale contre les surtensions, par exemple par des varistors, doit être montée le plus près possible du champ, afin d'assurer la protection des modules.

Au cas où la ligne reliant le champ à l'onduleur présente une certaine longueur il faut également prévoir une protection contre les surtensions à l'entrée des câbles dans le bâtiment et, dans tous les cas, au tableau d'entrée de l'onduleur pour sa protection.

Les diodes de protection en série dans les chaînes, ou en parallèle sur les modules ou groupes de modules doivent être refroidies correctement. Pour une diode de chaîne la puissance à dissiper atteint au maximum la valeur de la chute de tension dans la diode multipliée par le courant de chaîne.

### 5.3.2 Parafoudre et mise à terre

*Ce chapitre est tiré des recommandations pour l'utilisation de l'énergie solaire SOFAS/PROMES/OFEN 1994 [1].*

Une installation photovoltaïque demande des moyens pour protéger les personnes et le matériel contre les dommages dus aux décharges atmosphériques.

#### Mise à terre

La mise à terre est un moyen de protection pour maintenir les tensions de contact ou de décharge aussi faibles que possible, pour que des personnes ou installations ne soient blessées ou endommagées. Les systèmes photovoltaïques à courant supérieur à 2 A sont considérés comme des installations à courant fort et doivent par conséquent être mis à terre.

#### Parafoudre

Le parafoudre provoque des influences nuisibles, à éviter, si possible, sur les objets, les personnes et installations avoisinantes. Un coup de foudre, ou son champ électromagnétique associé, sur une installation photovoltaïque provoque des surtensions par couplage inductif, capacitif ou galvanique, qu'il faut conduire à la terre. Les changements d'intensité du champ électrique terrestre proche pendant un orage provoquent des surtensions par couplage capacitif, sans que survienne un coup de foudre.

Les grandes pointes transitoires de courant qui surviennent lors de coups de foudre (quelque 10 kA/ms) induisent des tensions qui peuvent atteindre plusieurs centaines de kV dans les impédances et inductivités des parties frappées. En même temps apparaît un champ magnétique qui induit des tensions par couplage magnétique dans les parties parallèles des conducteurs touchés. Un coup de foudre rayonne également un champ électrique qui peut, dans un rayon de 100 mètres, endommager des composants électroniques insuffisamment protégés. Abstraction faite de l'effet thermique direct d'un coup de foudre, un générateur photovoltaïque est endommagé par les grandes différences de potentiel qui dépassent les capacités d'isolation des matériaux utilisés et qui peuvent conduire finalement à un incendie provoqué par des arcs électriques ou des surcharges des conducteurs.

Les normes établies pour les protections contre la foudre et les surtensions (ASE - directive 4022) distinguent les parafoudres extérieurs et intérieurs.

Le **parafoudre extérieur** a la mission d'éloigner le passage de la foudre des structures inflammables ou endommageables et de conduire le courant de l'éclair jusqu'à la terre, au moyen d'un conducteur métallique, avec la plus petite chute de tension possible. Le para-

foudre d'un édifice nécessite ainsi un système de conducteurs qui attirent la foudre, un système de conducteurs qui peut transporter (si possible à l'extérieur du bâtiment) le courant jusqu'à la terre et une mise à terre qui peut transmettre le courant à la terre. L'utilisation d'éclateurs, dans les installations photovoltaïques, est souvent peu pratique, à cause des problèmes d'ombrage. Dans ce cas, la protection extérieure se limitera à lier entre elles toutes les structures métalliques et à les mettre à terre.

Le **parafoudre intérieur** comprend tous les moyens nécessaires à protéger les objets des dégâts éventuels provoqués par des tensions ou des courants. Un moyen efficace de protection intérieure est la **compensation de potentiel**.

### **Un câblage serré fait partie d'une bonne protection**

Elle comprend la liaison électrique de toutes les parties métalliques d'un bâtiment (plomberie, chauffage, canalisations d'air, ascenseurs, façades métalliques, structures porteuses, manteaux de câbles, boîtiers de raccordement...) avec les conducteurs de la protection extérieure. Dans les grands édifices, une compensation de potentiel multiple est nécessaire pour limiter les tensions induites dans les câbles à des niveaux tolérables. Comme autre moyen de protection, il faut éviter, dans le câblage des champs de panneaux, de laisser des discontinuités qui peuvent être pénétrées par des champs électromagnétiques extérieurs, susceptibles d'induire des tensions dangereuses pendant les orages. Il faut concevoir le câblage de telle manière que les liaisons entrantes et sortantes des chaînes soient serrées et parallèles, afin de limiter au maximum la surface entre les câbles.

### **Exécution de parafoudre et mise à terre**

Les prescriptions provisoires de sécurité de l'Inspection fédérale des installations à courant fort (IFICF/ESTI) décrivent la réalisation de parafoudres et de mises à terre [2].

En voici les principales recommandations :

#### *«2.1.5 Mise à terre d'installations sans bâtiment»*

La mise à terre respectera les prescriptions de l'IFICF/ESTI et les normes ASE 3569.

Pour l'ensemble du champ de panneaux, il faut réaliser une compensation de potentiel avec mise à terre qui limite les tensions d'attouchements et d'arcs à 120 V pour des durées supérieures à 5 secondes.

Pour les grands systèmes à tension alternative (après l'onduleur) élevée, la mise à terre doit être approuvée par la compagnie d'électricité. Une séparation des mises à terre entre les parties à courant continu et alternatif peut parfois être envisagée pour éviter leur influence respective.

#### *«2.1.6 Mise à terre et parafoudre d'installations sur bâtiments»*

Pour la mise à terre, on applique la norme technique de l'ASE pour les installations à basse tension (SN ASE 1000-1/23). Une installation photovoltaïque productrice d'énergie nécessite dans tous les cas une mise à terre.

Pour le parafoudre du bâtiment, la norme ASE 4022 s'applique. En résumé, la norme n'exige pas qu'un bâtiment ou une installation photovoltaïque soient équipés de parafoudre.

Pour les modules montés sur une construction, ceux-ci peuvent s'accommoder des conditions existantes (voir schéma de principe plus loin). Le câble de liaison entre le coffret de répartition du champ et l'onduleur doit être blindé (gaine ou tuyau métallique) d'une structure de section minimale de 10 mm<sup>2</sup> équivalent cuivre. Du côté du coffret de répartition, il faut procéder comme suit :

- a) pour le bâtiment avec parafoudre extérieur, il faut relier le blindage du câble au parafoudre existant et aux structures métalliques (supports et cadres des panneaux);
- b) pour les bâtiments sans parafoudre extérieur, le blindage côté coffret sera relié aux structures métalliques pour réaliser la mise à terre. En parallèle à cette liaison, on ajoutera une mise à terre supplémentaire le plus près possible du câble ou l'on augmentera la section du blindage pour que la section totale soit de 25 mm<sup>2</sup> Cu au minimum;
- c) pour les bâtiments sans parafoudre extérieur et les panneaux sans cadre métallique et sans éclateur, le blindage sera relié uniquement aux éléments para-surtensions et éventuellement aux supports métalliques. Il faut tout de même respecter les précautions de câblage décrites ci-dessus et la section minimale de 25 mm<sup>2</sup> Cu de blindage qui améliorent la sécurité en cas de coup de foudre. En cas de modification ou d'agrandissement de l'installation, la mise à terre est ainsi déjà conforme.

Entre les pôles DC et la terre du blindage, on doit monter des éléments para-surtensions à l'entrée du bâtiment. Ceux-ci seront dans un coffret difficilement inflammable (métal si possible).

A l'entrée de l'onduleur, on montera de même de telles protections (de dimensions équivalentes) entre les deux pôles DC et la gaine de blindage. Le dimensionnement respectera les recommandations des fabricants. Pour des liaisons courtes entre le coffret et l'onduleur, un seul groupe de para-surtensions peut suffire.

S'il se trouve sur le bâtiment d'autres structures métalliques à moins de 1 mètre des panneaux solaires, celles-ci seront reliées aux panneaux pour réaliser la compensation de potentiel. Ce sera le cas par exemple pour un toit métallique, qui sera directement mis à terre, afin d'assurer une bonne protection.

Il n'en demeure pas moins que les forts courants induits dans les cadres des modules peuvent endommager les cellules qui ne se trouvent qu'à quelques mm de distance. Une étude récente [3] montre que l'on peut éliminer totalement le risque de dommage par le champ électromagnétique en augmentant cette distance de quelques centimètres et que l'on peut éviter les impacts de foudre sur les modules par un réseau de petites piques montées sur les châssis.

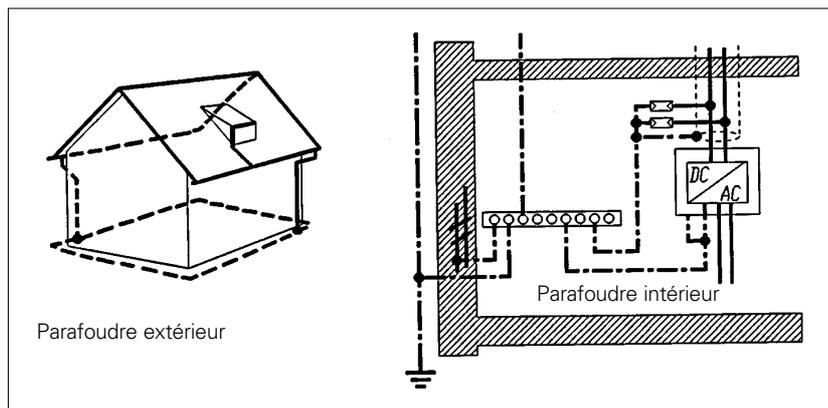


Figure 5.3  
Protection intérieure

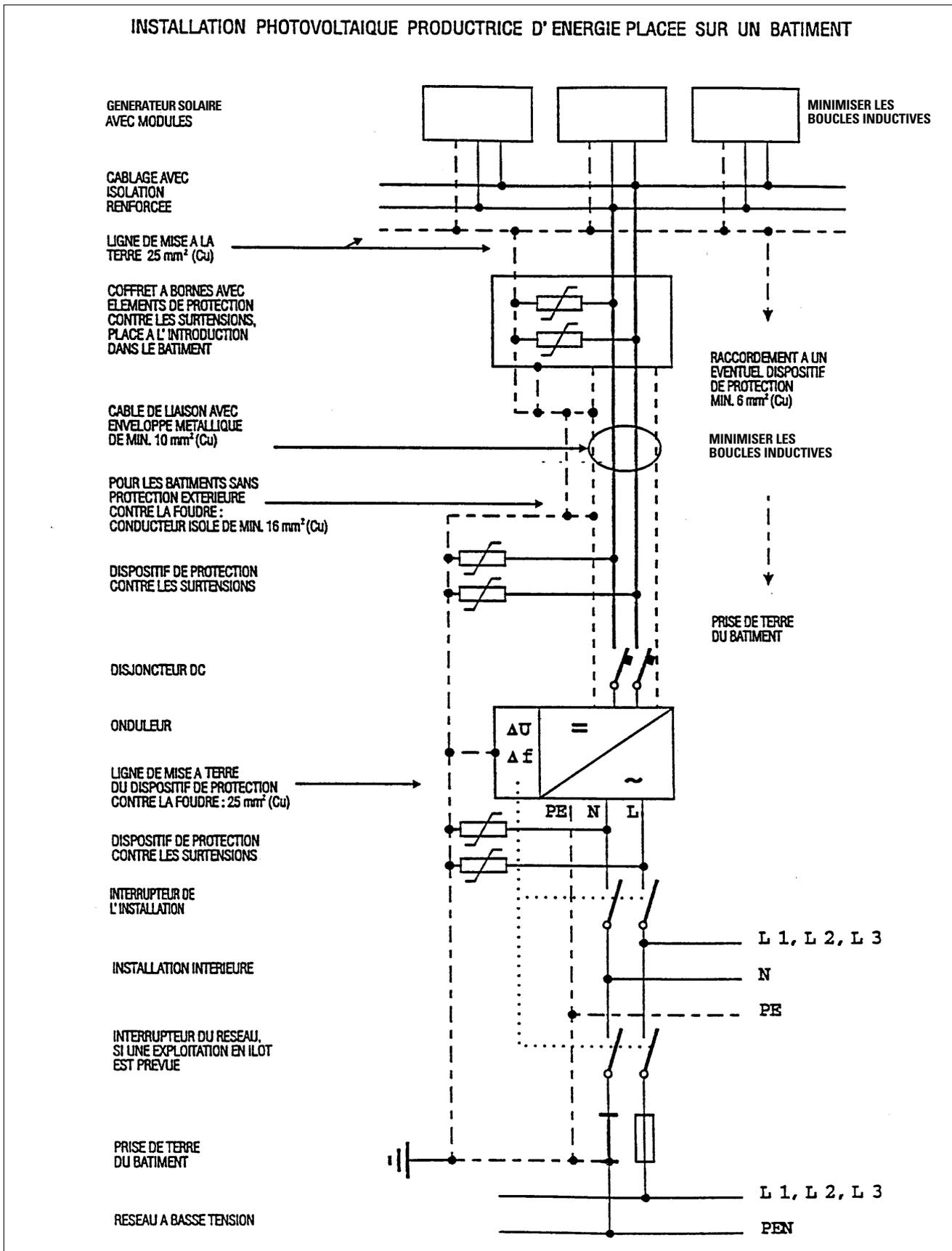


Figure 5.4  
Schéma de mise à terre

### 5.4 Dispositif de mesures

Il importe de faire une distinction entre les installations courantes, basées sur une technique éprouvée dans des conditions d'exploitation bien connues et les projets pilotes, ou de démonstration (R + D).

Dans le premier cas, l'onduleur fournit normalement les indications nécessaires pour s'assurer du bon fonctionnement de l'installation, en outre des relevés réguliers des compteurs de production permettront de déceler très vite une divergence entre les valeurs de l'énergie mesurées et celles calculées.

Dans le deuxième cas, un suivi plus précis est nécessaire, et souvent exigé par les organismes qui ont participé au financement.

Les systèmes de mesure nécessaires seront analysés au chapitre 9 ; ils peuvent consister en kits de mesure, munis d'un data-logger et d'un modem relié à un centre d'analyse des données, mais dans le cas de très grandes centrales plus complexes le système de mesure devient un projet en soi, souvent réalisé en collaboration avec une école technique.

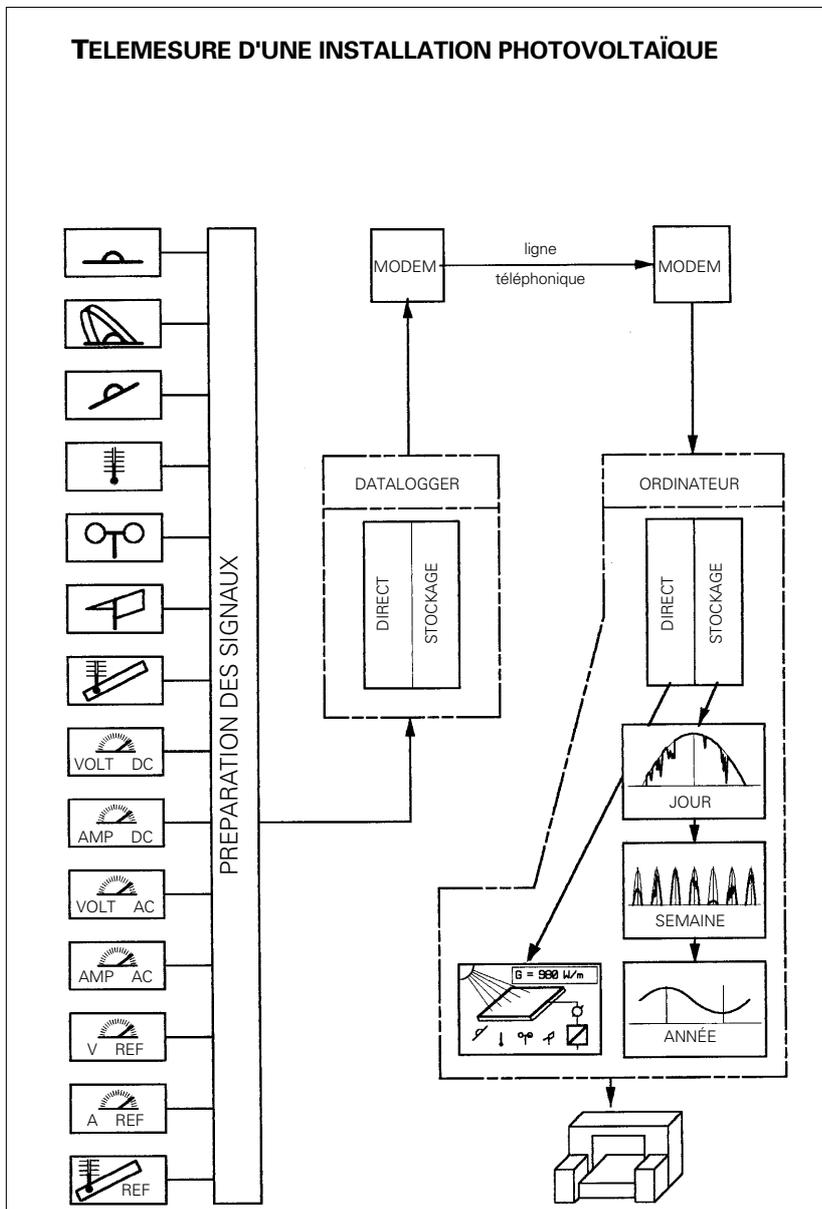


Figure 5.5  
Système de mesure

## Références

- [1] Recommandations SOFAS/PROMES/OFEN, Swissolar, Mellingerstrasse 39, 5400 Baden.
- [2] Prescriptions IFICF/ESTI N° 2330690 f, Drucksachenverwaltung, Luppenstrasse 1, 8320 Fehraltorf
- [3] Publication Prof. Häberlin, 12th PV Conf. Amsterdam, avril 1994, Poster 10B.12

## 6. Types de centrales photovoltaïques

---

<b>6.1</b>	<b>Analyse typologique</b>	115
6.1.1	Les centrales dans le terrain	115
6.1.2	Les centrales rapportées sur des bâtiments	115
6.1.3.	Les centrales intégrées aux bâtiments	115
6.1.4	Critères d'intégration	116

---

<b>6.2</b>	<b>Analyse économique de l'intégration</b>	118
6.2.1	Éléments de structure	118
6.2.2	Effet de substitution	118
6.2.3	Synergie de fonctions	119
6.2.4	Potentiel des surfaces disponibles	120

---

<b>6.3</b>	<b>Construction sur le terrain</b>	120
6.3.1	Structures	120
6.3.2	Câblage	121

---

<b>6.4.</b>	<b>Construction rapportée sur bâtiment</b>	121
6.4.1	Structures sur toits plats	122
6.4.2	Calcul des charges	122
6.4.3	Structures sur toits inclinés	126
6.4.4	Pose sur façade	127
6.4.5	Câblage	127

---

<b>6.5</b>	<b>Construction intégrée au bâtiment</b>	127
6.5.1	Principe général	128
6.5.2	Façades photovoltaïques	128
6.5.3	Toitures photovoltaïques	128

---

<b>6.6</b>	<b>Centrales hybrides</b>	129
6.6.1	Principe	129
6.6.2	Toitures hybrides	129
6.6.3	Façades hybrides	129

---

<b>6.7</b>	<b>Centre de démonstration</b>	131
6.7.1	Programme de l'AIE	131
6.7.2	Demosite	131

---

	<b>Références</b>	132
--	-------------------	-----

---

## 6. Types de centrales photovoltaïques

***Une centrale photovoltaïque de 500 kW représente une surface de captage d'environ 4500 m<sup>2</sup>. Selon la disposition des modules cela peut représenter une occupation de surface au sol qui varie de 4000 m<sup>2</sup> à 20 000 m<sup>2</sup>. Cette particularité de la production d'énergie photovoltaïque est un élément déterminant du projet.***

### 6.1 Analyse typologique

On peut distinguer trois façons de réaliser les grandes surfaces de modules photovoltaïques qui sont nécessaires au captage de l'énergie solaire.

#### 6.1.1 Les centrales dans le terrain

Dans ce type de construction, une structure ad hoc sert à orienter et à fixer les modules dans une direction optimale par rapport au soleil. En Suisse, une centrale de ce type se trouve au Mont-Soleil avec une puissance de 500 kW. En Californie des centrales de plusieurs MW ont été construites, certaines avec des systèmes de poursuite de la trajectoire du soleil; ce qui se justifie par la très grande proportion de rayonnement direct. A cause des problèmes d'ombrage le besoin de surface au sol représente sous nos latitudes environ 3 fois la surface de captage pour des sheds et 4 fois en tracking.

**L'orientation optimale est toujours possible dans le terrain**

#### 6.1.2 Les centrales rapportées sur des bâtiments

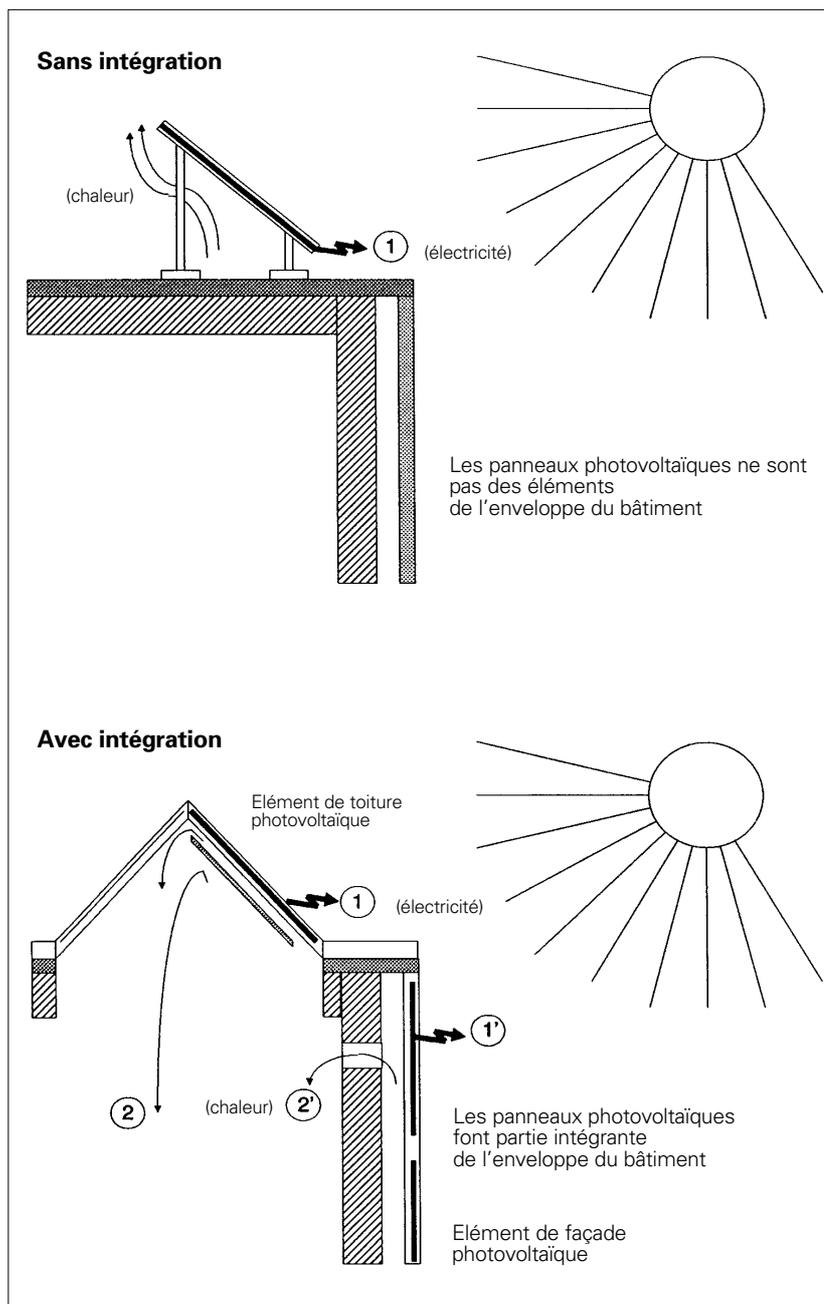
Lorsque l'orientation et l'inclinaison sont favorables, il est possible d'utiliser des structures construites comme supports pour les éléments photovoltaïques. On réalise de la sorte une économie appréciable de terrain, mais aussi de coût de construction pour les fondations et les structures elles-mêmes. Si la pente du toit est favorable le coefficient d'utilisation du sol peut être inférieur à l'unité.

#### 6.1.3 Les centrales intégrées aux bâtiments

Sur des bâtiments nouveaux, ou à l'occasion de restauration de façades et de toitures, il est possible de remplacer les éléments qui servent d'enveloppe au bâtiment par des éléments photovoltaïques. En plus des avantages du cas précédent, on obtient une meilleure intégration visuelle et l'on économise le coût des plaques de revêtement.

**L'efficacité des systèmes intégrés dépend du choix des surfaces**

Figure 6.1  
Principe de l'intégration



### 6.1.4 Critères d'intégration

Il faut être conscient que la disposition des modules photovoltaïques fixés ou intégrés à l'enveloppe d'un bâtiment n'est pas toujours optimale par rapport aux critères de captage du rayonnement solaire. Dans la mesure du possible on choisira les meilleurs emplacements et l'on tiendra compte dans une première évaluation des coefficients d'utilisation de surface et des coefficients de captage solaire approximatifs selon les schémas suivants [1].

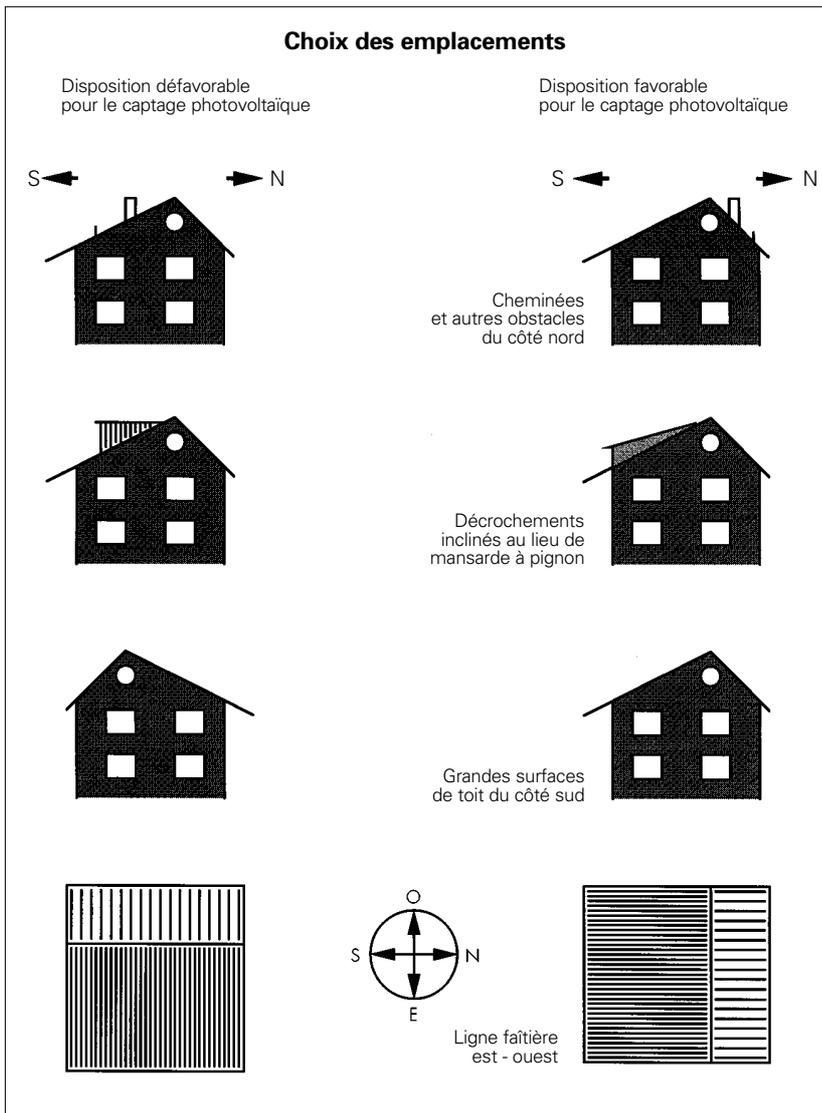


Figure 6.2  
Choix des emplacements

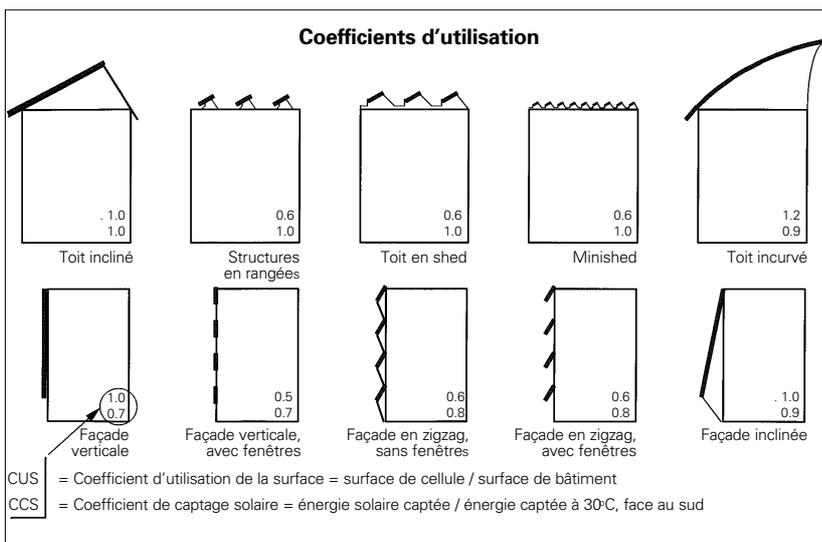


Figure 6.3  
Coefficients d'utilisation

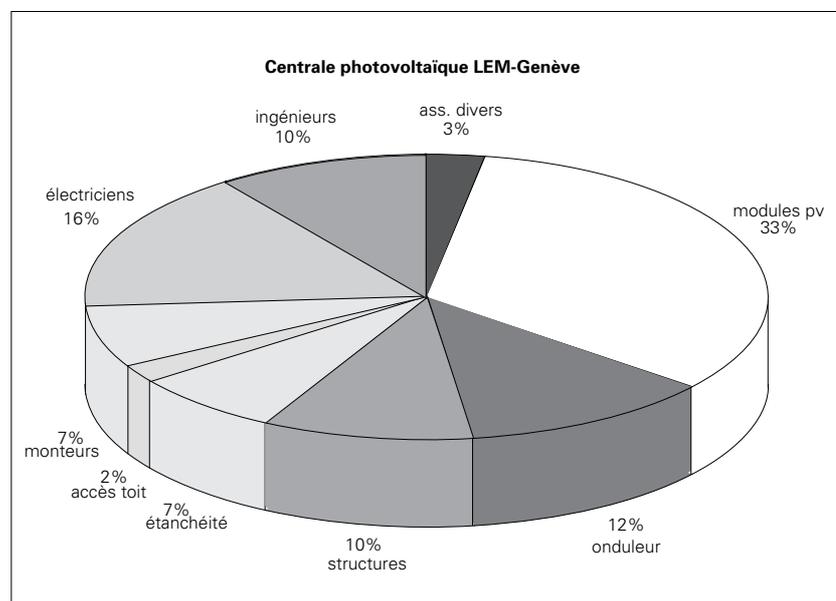
## 6.2 Analyse économique de l'intégration

### 6.2.1 Éléments de structure

Le coût des structures de support des éléments photovoltaïques représente une fraction de l'ordre de 10 à 20% du coût total de l'installation.

La centrale photovoltaïque du LEM à Genève, prise comme exemple, consiste en un champ de 88 modules de 110 W disposés de façon conventionnelle sur une toiture plate. Les honoraires des bureaux d'ingénieurs, qui ont participé de façon bénévole au projet dans le cadre d'un programme d'autoformation organisé par l'Office cantonal genevois de l'énergie, ont été ajoutés pour 10% [2].

Figure 6.4  
Répartition des coûts  
d'une centrale photovoltaïque  
non intégrée



La part associée à la structure est dans ce cas de 19,4%, dont une bonne partie pourrait être économisée en utilisant la structure d'un bâtiment comme élément porteur. Il faut toutefois noter que dans des projets pilotes cette économie est en partie compensée par une augmentation de coût de l'étude et de la conduite de chantier.

### 6.2.2 Effet de substitution

Lorsque les modules photovoltaïques sont conçus de façon à remplacer les matériaux qui servent d'enveloppe au bâtiment, il est logique de déduire du coût de la centrale photovoltaïque le coût des matériaux auxquels ils ont été substitués.

L'un des plus importants constructeurs de façades en Suisse fournit les indications suivantes [3]:

Façade métallique, y compris fenêtres et pare-soleil	1200 fr./m <sup>2</sup>
Façade métallique avec modules PV intégrés	1650 fr./m <sup>2</sup>

### 6.2.3 Synergie de fonctions

Par sa disposition en façade ou en toiture, l'élément photovoltaïque peut également jouer un rôle dans le contrôle de l'éclairage et du climat intérieur du bâtiment : les éléments peuvent être translucides et participer à l'éclairage des locaux. Ils peuvent être disposés en brise-soleil.

Ils peuvent être mobiles et contrôler la pénétration des rayons solaires.

**Par l'intégration une partie des coûts est reporté sur d'autres budgets**



Figure 6.5  
Brise-soleil au LESO-EPFL, 3,3 kW



Figure 6.6  
Ombrage mobile shadovoltaic

### 6.2.4 Potentiel des surfaces disponibles

Les surfaces de terrain propre à construire des centrales solaires en campagne et en montagne sont considérables, mais une multiplication d'installations de type Mont-Soleil porterait vite atteinte aux paysages et ne serait sans doute pas tolérée.

L'utilisation de l'environnement construit, par contre, ne soulèvera aucune objection et ne suppose aucune modification de nos comportements habituels.

A titre d'exemple, la centrale du Mont-Soleil occuperait la surface de la grande marquise de la gare de Lausanne.

La surface construite en Suisse représente plus de 2500 km<sup>2</sup>. L'utilisation de 4% de cette surface permettrait d'installer pour 10 GW de centrales photovoltaïques produisant environ 10 000 GWh/an, soit le cinquième de la consommation actuelle d'électricité.

Selon une étude portant sur le 1<sup>er</sup> arrondissement des CFF, les perons des gares à eux seuls représentent une surface de toiture de 0,4 km<sup>2</sup>, sur lesquels pourraient être installées des centrales photovoltaïques pour une puissance évaluée entre 6000 et 8000 kW [4].

## 6.3 Construction sur le terrain

Figure 6.7  
Mont-Soleil, 500 kW



### 6.3.1 Structures

Les centrales photovoltaïques construites sur le terrain sont, dans la mesure du possible, composées d'éléments pré-montés qui sont assemblés sur place.

Les modules sont fixés par groupes de 4 à 8 sur des cadres ou des profilés qui sont ensuite posés sur les structures qui assurent la fixation et la bonne orientation des modules.

Les structures doivent supporter la charge statique du poids des modules et, selon l'inclinaison une surcharge de neige ou de glace. En outre, elles doivent résister aux forces du vent qui peuvent être considérables en fonction de la disposition et de la grandeur des surfaces inclinées souvent très exposées.

La seule base existant actuellement est la norme SIA160 qui est applicable aux constructions et fournit une base de calcul relative à la charge statique du vent, avec quelques indications concernant les effets dynamiques. Un exemple de calcul est donné au chapitre suivant.

Une étude aérodynamique complète ou des essais en soufflerie ne sont envisageables que pour de très grandes unités [5].

Les modules, avec cadre sont généralement fixés par boulonnage, ceux sans cadres sont fixés par des profils ad hoc ou collés, ou fixés par boulons traversants.

### 6.3.2 Câblage

Pour faciliter le câblage et minimiser les effets d'ombrage, la surface de captage est généralement répartie en rangées parallèles est-ouest sur la largeur du terrain disponible.

Le câblage des rangées suivra naturellement les structures jusqu'aux coffrets de raccordement.

Les liaisons entre rangées et jusqu'aux onduleurs se font en caniveau.

## 6.4 Construction rapportée sur bâtiment



Figure 6.8  
SIG-Genève, 7,5 kW

### 6.4.1 Structures sur toits plats

Les constructions à usage industriel en Suisse comptent plus de surface de toits plats que de surface en toits inclinés.

Ces toitures sont des emplacements privilégiés pour capter l'énergie solaire, cependant la plupart de ces toits sont pourvus d'une étanchéité multicouche très délicate.

Pendant la pose et en service, le générateur photovoltaïque ne doit pas être la cause d'accidents, et il n'est pas question de percer cette surface pour fixer les structures.

Avec ce type de toiture il est nécessaire de poser des structures dont la stabilité est assurée par leur propre poids. Ces structures sont en général fixes mais adaptées à l'angle de captage optimum. Toute la structure peut être en béton, ou seulement le socle qui assure la stabilité par son poids et sur lequel vient se fixer une structure secondaire légère. Cette structure secondaire est composée de profilés rigides qui permettent d'adapter l'angle de captage au moment du montage. La plupart des constructeurs utilisent des profilés en aluminium, mais quelques installations ont été montées avec des matériaux moins gourmands en énergie pour des raisons évidentes. De bons résultats ont été obtenus avec le bois dans une installation réalisée par l'Ecole Suisse d'Ingénieurs et de Techniciens du Bois (ESIB) à Bienne, et avec des profilés en matière 100 % recyclable dans une installation réalisée par l'OCEN à Genève [6].

La préparation de la surface du toit avant la pose est importante pour éviter de blesser l'un des films étanches; le gravier et le sable doivent être enlevés et une plaque souple assurera une répartition uniforme de la pression sous les plaques de béton. Après la pose des structures, le sable et le gravier sont répartis de nouveau.

Certains toits sont recouverts de dalles de béton, ou comportent des nervures apparentes en béton, dans lesquelles les structures métalliques peuvent être directement fixées.

### 6.4.2 Calcul des charges

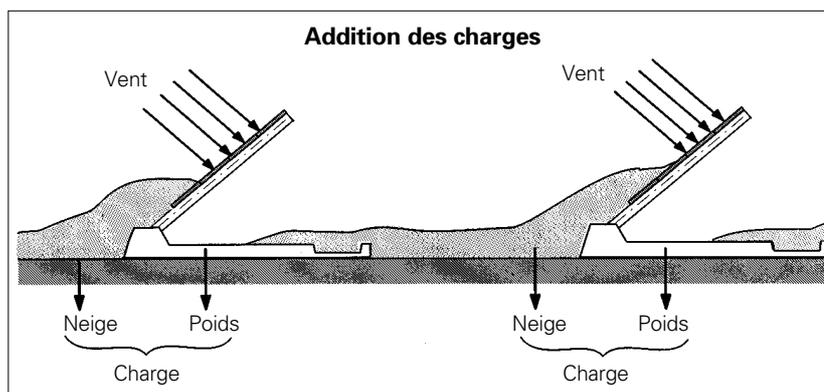
*Ce paragraphe est adapté de la version allemande du manuel PACER «Photovoltaik – Planungsunterlagen für autonome und netzgekoppelte Anlagen», Nr 724.243 D.*

Les forces engendrées par le poids de l'installation, la charge de neige et les effets du vent s'additionnent. La pression du vent exerce un effort perpendiculaire à la surface exposée.

Les effets de ces forces peuvent entraîner:

- une surcharge du toit;
- un arrachage des structures par dépression;
- un glissement ou une déformation.

Figure 6.9  
Addition des charges



Les tabelles suivantes donnent les valeurs de base pour le calcul selon la norme SIA 160.

h m	p kg/m <sup>2</sup>								
400	92	500	123	600	159	700	202	800	251
900	308	1000	371	1100	440	1200	516	1300	599
1400	688	1500	784	1600	886	1700	995	1800	1111
1900	1233	2000	1362						

h = altitude du lieu  
p = pression de la neige  
minimum 90 kg/m<sup>2</sup>

Figure 6.10  
Charge de la neige selon SIA 160

Les installations au-dessus de 2000 m et les conditions d'enneigement exceptionnelles doivent être étudiées tout particulièrement. Pour des pentes de toit  $\alpha < 60^\circ$  et lorsque le glissement de la neige n'est pas empêché, la charge de neige peut être évaluée à  $p' = p \cdot \cos \alpha$ . Sur des pentes plus fortes la neige ne tient en principe pas.

Hauteur au-dessus du sol	m	0-5	5-15	15-40	40-80	80-160	160-320
Pression du vent q	kg/m <sup>2</sup>	70	85	100	120	150	180

Figure 6.11  
Charge du vent selon SIA 160

Beaucoup de toits plats sont calculés avec de petites marges de sécurité pour tenir compte de la charge de neige.

Dans ces conditions il peut être hasardeux d'ajouter des contraintes supplémentaires importantes sans vérifier le dimensionnement des structures de la toiture; le concours d'un bureau de génie civil est alors nécessaire.

Le calcul des forces agissantes peut être fait en divisant l'installation en sections séparées, plus faciles à calculer. La figure 6.9 représente la coupe d'une installation-poids avec l'indication des forces agissantes. L'élément de calcul choisi est un support avec la surface de captage correspondante.

Les contraintes seront très différentes si le vent vient de devant ou de derrière les modules:

### Vent de face

La pression du vent q est représentée par une force agissant en un point au milieu de la surface de captage, laquelle force est divisée en deux composantes  $K_x$  et  $K_y$ .

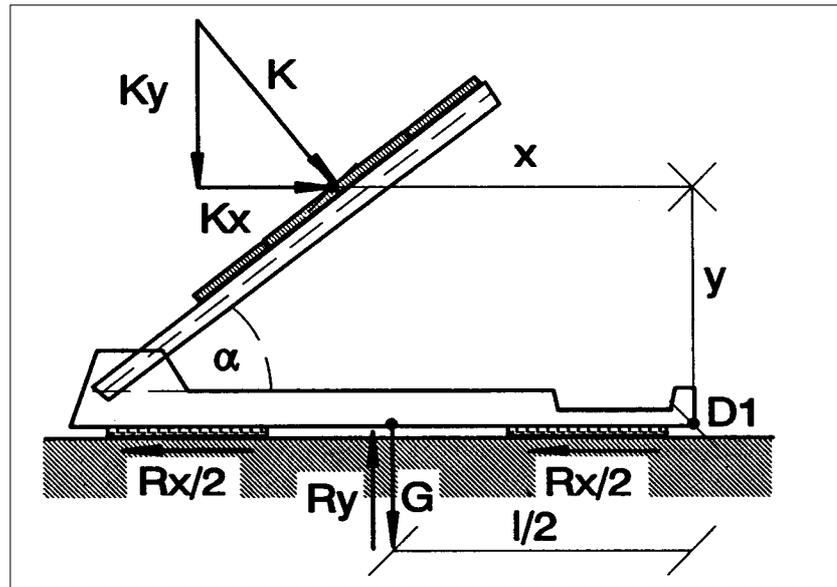
$$K = c \cdot q \cdot A$$

$$K_y = K \cdot \cos(\alpha)$$

$$K_x = K \cdot \sin(\alpha)$$

$q$  = pression du vent  
 $A$  = surface  
 $c$  = facteur de courant 1 – 1,5  
 $R$  = réaction  
 $D$  = axe du moment  
 $\alpha$  = angle de pente  
 $G$  = poids  
 $\mu$  = coefficient de frottement 0,7  
 $K$  = force du vent  
 $l$  = longueur du socle

Figure 6.12  
Forces exercées  
par un vent de face



Cette action du vent entraîne des forces et des moments par rapport au point D1.

#### Equilibre des forces

Direction y

$$R_y = K_y + G$$

Direction x

$$R_x = K_x$$

#### Moment par rapport à D1

$$K_x \cdot y = G \cdot l/2 + K_y \cdot x$$

#### Condition d'adhérence

$$R_x > \mu \cdot R_y = \mu \cdot (K_y + G)$$

#### Condition de basculement

$$K_x \cdot y < G \cdot l/2 + K_y \cdot x$$

La toiture doit être en mesure de supporter la force  $R_y$  en plus des autres charges. La résistance des structures portantes doit être vérifiée par le constructeur.

La force de frottement  $R_x$  doit être supérieure à la force d'entraînement horizontal  $K_x$ .

Le moment  $K_x \cdot y$  ne doit pas dépasser celui qui résulte du poids et de la composante horizontale du vent, ce qui montre l'importance de la longueur du socle.

### Vent de dos

Le calcul est le même que dans le cas précédent

#### Equilibre des forces

Direction y

$$R_y = G - K_y$$

Direction x

$$R_x = K_x$$

#### Moment par rapport à D1

$$K_x \cdot y = G \cdot l / 2 - K_y \cdot x$$

#### Condition d'adhérence

$$R_x > \mu \cdot R_y = \mu \cdot (G - K_y)$$

#### Condition de basculement

$$K_x \cdot y < G \cdot l / 2 - K_y \cdot x$$

Le danger de glissement et de basculement de la structure au point D<sub>2</sub> est important. L'effet de la prise du vent par l'arrière des panneaux peut être diminué par différentes mesures :

- augmentation du poids des structures ;
- montage d'un paravent ;
- prolongation des pieds vers l'avant.

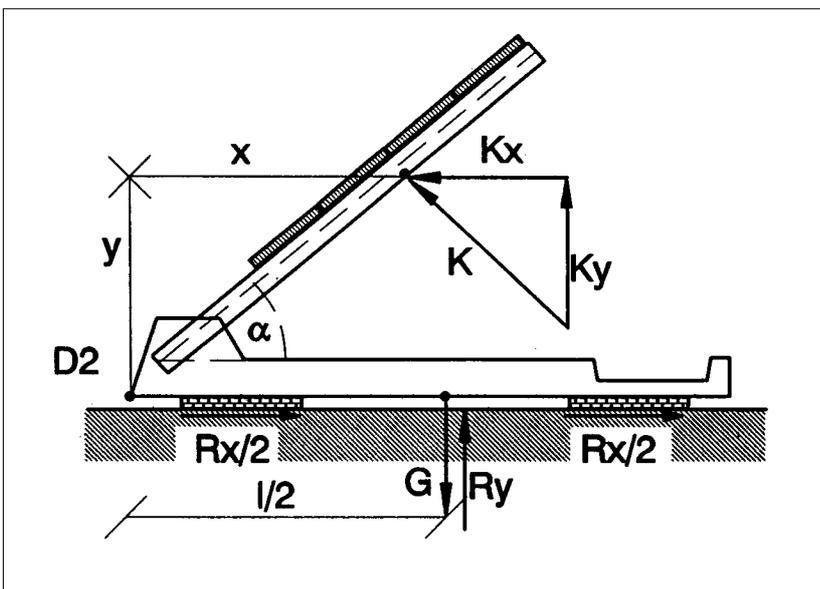


Figure 6.13  
Vent arrière

Les équations ci-dessus indiquent les valeurs marginales pour le dimensionnement de la structure portante. Le poids G doit être choisi de façon à éviter le glissement ou le basculement, mais sans dépasser les possibilités de charge du toit. La longueur des structures joue un rôle important dans la stabilité de l'ensemble.

Lorsque le toit ne supporte pas la surcharge calculée, il y a d'autres possibilités d'assurer une bonne stabilité à l'installation :

- plusieurs rangées sont montées sur une même construction, la force du vent ne suffit plus à faire basculer l'ensemble ;
- le montage sur les supports arrière de tôles pour dévier le vent permet également de diminuer le poids (voir plus loin sous intégration).

### 6.4.3 Structures sur toits inclinés

#### **La structure photovoltaïque est parallèle à la structure du toit sans la remplacer**

Une pente de toit bien orientée face au sud est également un emplacement privilégié.

Dans le cas d'immeubles existants, le générateur photovoltaïque sera posé parallèlement à la surface de tuiles au moyen d'une structure légère, laquelle sera ancrée directement sur la charpente du toit au moyen de pièces de liaison spéciales qui prennent la place d'une tuile (ce type de fixation existe pratiquement pour tous les modèles de tuiles).

Ces pièces peuvent être posées à intervalles relativement proches, ce qui fait que les forces transmises sont modérées.

Les problèmes particuliers à ce type de montage sont :

- transmettre toutes les forces agissant sur les modules à la structure du toit ;
- ne pas détruire l'étanchéité pendant le montage ;
- éviter les accumulations d'eau à proximité des boîtiers de connexion ou des passages de câbles ;
- assurer un bon refroidissement des modules par une distance adéquate.

Les points de fixation doivent également transmettre la force d'arrachement qui peut résulter des courants d'air sur les panneaux. Comme valeur indicative on peut prendre la valeur négative de la pression de vent donnée à la table du paragraphe précédent.

Une répartition correcte des charges sur les points de fixation est importante. Dans l'exemple ci-contre chaque panneau est fixé par quatre points de montage, et chaque point de montage est utilisé par quatre panneaux.

De ces considérations résulte que la surface d'action du vent par unité de fixation représente exactement la surface d'un panneau.

$$K = c \cdot q \cdot A$$

La force K est transmise par les éléments de fixation qui sont les points faibles de la structure. Plus ce nombre sera choisi petit, plus les forces seront importantes et plus grand sera le danger d'arrachement de l'un d'entre eux. Ce mode de calcul permet une optimisation empirique.

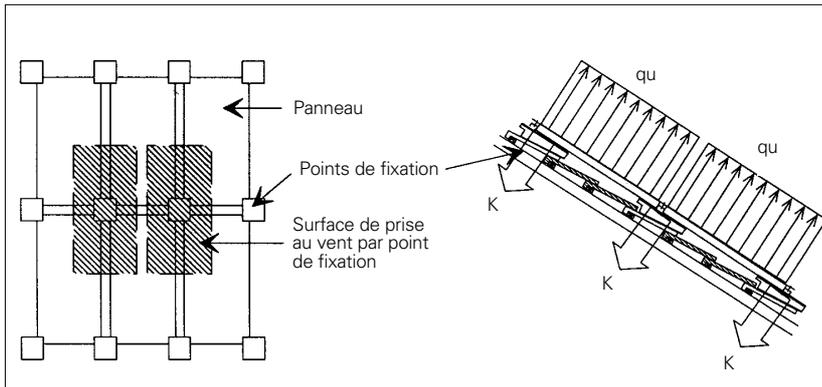


Figure 6.14  
Forces du vent sur un toit incliné

#### 6.4.4 Pose sur façade

Des modules photovoltaïques peuvent également être fixés contre une façade de façon identique à la précédente, en prenant garde à une bonne ventilation arrière dans le cas de façades de grande hauteur. Lors de pose en façade il ne faut pas perdre de vue les conditions de captage qui ne sont pas optimales.

Une façade sud présente des conditions de captage intéressantes en hiver, les façades est et ouest sont plus défavorisées et un calcul préliminaire est indispensable.

#### 6.4.5 Câblage

Les modules posés en toiture ou en façade sont difficilement accessibles et ne devraient pas avoir besoin de contrôle ou d'entretien ; en conséquence la qualité du câblage prend une importance toute particulière.

Les modules avec câbles embrochables sont préférables aux borniers à serrage à vis qui sont peu accessibles.

Pour faciliter le câblage des chaînes d'éléments photovoltaïques en façade et en toiture, une nouvelle gamme de connecteurs monopolaires a été conçue à cet effet [7].

### 6.5 Construction intégrée au bâtiment



Figure 6.15  
Façade de la Windmühle, Bienne,  
9 kW

### 6.5.1 Principe général

La technique de fixation des modules est en général la même que celle utilisée pour les éléments de construction qu'ils remplacent.

En conséquence, une toiture photovoltaïque intégrée fera appel aux techniques des couvreurs et une façade photovoltaïque intégrée à celles des façadiers.

Le rôle du responsable de l'étude, de la coordination et (ou) de la réalisation du projet sera essentiellement de spécifier les caractéristiques de l'élément photovoltaïque apte à remplacer l'élément de construction équivalent, tout en garantissant les conditions d'exploitation du générateur photovoltaïque

Il n'existe encore que peu de fabricants qui produisent des modules spécifiquement pour l'intégration, mais les principaux fournisseurs de modules standards élargissent leur gamme vers des modules plus grands (72 cellules par exemple), sans cadre et avec une bordure sans cellule plus large, permettant l'intégration.

Le module « sur mesure » est en général plus cher, mais il permet souvent d'adopter des techniques de montage plus performantes et s'adapte plus exactement au concept de l'architecte. Les premiers modules de ce type ont été conçus et fabriqués en 1990 par une entreprise suisse dont les réalisations sont illustrées par les figures 6.15, 6.16 et 6.17 [8].

### 6.5.2 Façades photovoltaïques

Les façades photovoltaïques utilisent les mêmes systèmes de fixation que les façades plaquées conventionnelles. Le plus souvent des rails verticaux sont fixés au gros œuvre, à une certaine distance pour tenir compte de l'isolation thermique et de la ventilation. Les brides de fixation doivent permettre un alignement très précis des rails et les déplacements longitudinaux dus à la dilatation. Les éléments de fixation des plaques photovoltaïques sur les rails doivent également assurer un bon alignement et un léger jeu vertical. En outre, le montage, le câblage et le remplacement éventuel d'un seul module doivent être possibles.

Un système de montage employé habituellement pour la fixation de plaques de céramique en revêtement de façade a déjà été utilisé dans plusieurs façades photovoltaïques avec de bons résultats [9].

### 6.5.3 Toitures photovoltaïques

**La structure photovoltaïque remplace la structure du toit dans toutes ses fonctions**

Lorsque les conditions le permettent, la méthode de fixation la plus sûre consiste à utiliser le lattage traditionnel et à disposer les plaques photovoltaïques en écailles de façon à assurer l'étanchéité des joints horizontaux par recouvrement. Dans ce cas les modules doivent naturellement comporter une bande sans cellules à leur partie supérieure. Toutefois le joint dans le sens vertical ne peut se faire par recouvrement comme pour les tuiles conventionnelles, sans poser de difficiles problèmes de refroidissement des modules. L'étanchéité est donc assurée par des profils verticaux ad hoc.

On trouve également de petits modules photovoltaïques dont le cadre présente toutes les particularités mécaniques d'une tuile de grandes dimensions [10].



Figure 6.16  
Toiture cylindrique d'un immeuble administratif à Genève, 9,6 kW

## 6.6 Centrales hybrides

### 6.6.1 Principe

Les modules intégrés doivent être convenablement refroidis par un courant d'air naturel ou forcé ménagé entre l'arrière des panneaux et la structure du bâtiment.

Sans augmentation de coût considérable, il est possible de prévoir l'utilisation de l'énergie thermique ainsi produite pour couvrir une partie des besoins du bâtiment.

Pour des utilisations à basse température, comme le préchauffage par exemple, il est possible d'optimiser la production d'électricité et de chaleur.

**L'échauffement des modules exposés au soleil constitue une source de chaleur gratuite**

### 6.6.2 Toitures hybrides

Les toitures qui se prêtent le mieux à une récupération de la chaleur sont celles qui présentent de grandes surfaces d'un seul tenant, ou les structures régulières en forme de sheds assez hauts.

Une grande fabrique de la région bâloise produit de cette façon de l'énergie thermique utilisée pour le chauffage avec stockage saisonnier et de l'électricité pour ses besoins propres. Grâce à une gestion rationnelle de l'énergie et à une récupération systématique de la chaleur, la couverture globale de ses besoins énergétiques atteint 70% [11].

### 6.6.3 Façades hybrides

Les parties de façade ne comportant pas de fenêtre peuvent également apporter une contribution au système de chauffage de l'immeuble.

Figure 6.17  
Bâtiment industriel à Kirchberg,  
18 kW<sub>e</sub>/-12kW<sub>th</sub>



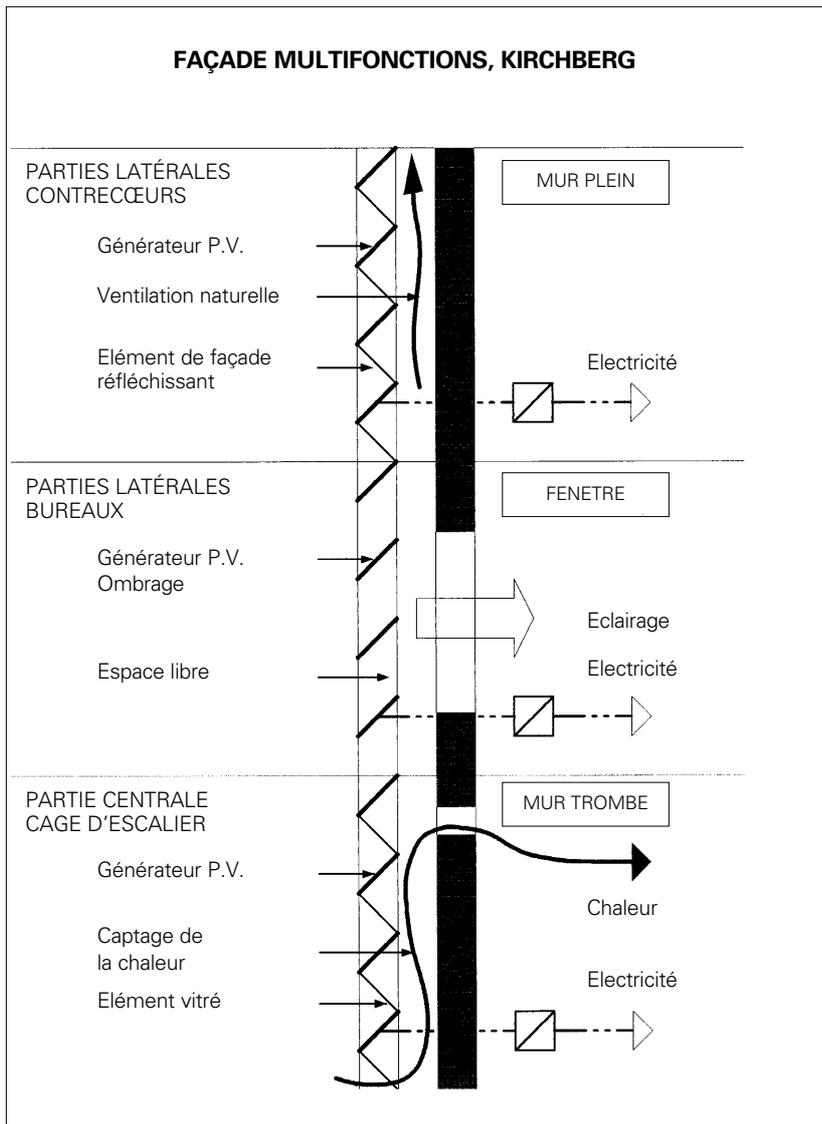


Figure 6.18  
Façade hybride

## 6.7 Centre de démonstration

### 6.7.1 Programme de l'AIE

L'Agence Internationale de l'Energie gère différents programmes relatifs aux énergies renouvelables.

Dans le cadre du programme « Solar Heating & Cooling Programme » la tâche 16 « Photovoltaics in Buildings » est particulièrement intéressante pour l'industrie photovoltaïque puisqu'elle concerne l'intégration des éléments de captage dans la structure des bâtiments. La responsabilité de cette tâche incombe à la Suisse [12].

### 6.7.2 Demosite

Dans le cadre de la tâche 16, et en collaboration avec l'OFEN, le LESO-EPFL a conçu et réalisé un centre expérimental dont le but est de mettre à disposition des fabricants d'éléments photovoltaïques un centre d'essais et de démonstration à l'usage des architectes et ingé-

nieurs désirant réaliser une intégration photovoltaïque. Au début de l'année 1996, une douzaine de systèmes différents ont permis à de nombreux visiteurs d'apprécier les solutions proposées par des constructeurs suisses et étrangers. Une visite à Demosite est souvent l'argument qui entraîne la décision de l'architecte ou du maître de l'ouvrage.

## Références

- [1] Sofas Tagung Bern 19.02.93, Platzierung der Solarzellenmodule an/in der Gebäudehülle, P. Toggweiler, PMS Energie 8617 Mönchaltorf
- [2] Développement d'une centrale PV à des fins de formation LEM SA/OCEN, M. Sella, Office cantonal genevois de l'énergie, 1204 Genève
- [3] Workshop 92, IEA Task 16, Profiles for Roof Integration, A. Haller, Schweizer AG, 8908 Hedingen
- [4] Etude OFEN 92, PV sur les marquises de gares, Bonnard et Gardel, 1007 Lausanne
- [5] Workshop 92, IEA Task 16, SIA Rules/Wind Loads, A. Schmid, Flugzeugwerke, 6032 Emmen.
- [6] Structures recyclables type LEM/OCEN, EBO AG, 8134 Adliswil
- [7] Connecteurs PV, Multicontact, 4123 Allschwill
- [8] Intégration photovoltaïque, Atlantis Energie, 3012 Berne
- [9] Workshop 92, IEA Task 16, Fassadensystem Aluhit, Wyss Metallbau, 6014 Littau
- [10] Workshop 92, IEA Task 16, Solar Tile Newtec, Ch. Meier, Alpha Real, 8008 Zürich
- [11] PV Gebäude-Bestandteil, Document SIA D 073, Fabrik der Zukunft zu 70% energieautark, A. Aerni, 4422 Arisdorf
- [12] Task 16: PV in buildings, représentant suisse P. Toggweiler, Enecolo AG, 8617 Mönchaltorf
- [13] Demosite, chef de projet Ch. Roecker, EPFL-LESO-PB, 1015 Lausanne

---

# 7. Conduite du projet

---

<b>7.1</b>	<b>Planification</b>	135
7.1.1	Preliminaires	135
7.1.2	Avant-projet	135
7.1.3	Projet	136
7.1.4	Mise en soumission et attribution	136
7.1.5	Contrat	136
7.1.6	Suivi du chantier	137
7.1.7	Mise en service	137
7.1.8	Documentation	138

---

<b>7.2</b>	<b>Normes et prescriptions</b>	139
------------	--------------------------------	-----

---

<b>7.3</b>	<b>Autorisations et procedure</b>	139
------------	-----------------------------------	-----

---

<b>7.4</b>	<b>Subventionnement</b>	140
7.4.1	Confederation	140
7.4.2	Cantons	141
7.4.3	Divers	141

---

<b>7.5</b>	<b>Tarification</b>	142
7.5.1	Conditions de rachat du courant	142
7.5.2	Dispositif de comptage	143

---

	<b>References</b>	145
--	-------------------	-----

---

## 7. Conduite du projet

**La réalisation d'une centrale photovoltaïque présente certaines particularités :**

- **le maître d'ouvrage attend de son investissement un retour économique ;**
- **la liaison au réseau implique une négociation avec la société distributrice ;**
- **les chantiers de construction et d'électricité sont conduits simultanément.**

**Toutes ces contraintes doivent être prises en compte dans la conduite du projet.**

### 7.1 Planification

La responsabilité générale de la réalisation d'une centrale photovoltaïque revient normalement au bureau d'ingénieur ou à l'entreprise qui est en charge du projet. Lorsque la centrale est intégrée dans l'enveloppe d'un bâtiment, l'architecte du projet va intervenir et il importe de bien définir dès le début les tâches et les responsabilités. Il est évident que la centrale photovoltaïque doit pouvoir être considérée comme une unité séparée dont le financement est déjà difficile et, en conséquence, les honoraires au pourcentage selon la norme SIA 108 des architectes et entreprises devront être évités. Dans le cas où la chose ne serait pas possible il est important d'établir un coût net du générateur et de reporter les coûts annexes sur le budget de construction.

Le déroulement d'un projet photovoltaïque suit la procédure habituelle aux chantiers de construction, avec quelques adjonctions. La succession des étapes est décrite ci-après :

#### 7.1.1 Préliminaires

L'énergie photovoltaïque est encore une source d'énergie coûteuse, et en partant du principe que l'énergie économisée est l'énergie la moins chère, une évaluation préliminaire de la gestion et de la conservation de l'énergie dans le bâtiment concerné permettra d'évaluer, si besoin est, les mesures à prendre avant la réalisation de la centrale photovoltaïque. Cette démarche est importante car la décision d'investissement, ou de subventionnement, est souvent prise dans un contexte énergétique plus général.

**Les mesures d'économie d'énergie passent avant les énergies renouvelables**

#### 7.1.2 Avant-projet

L'avant-projet comprendra l'étude des données climatiques locales et des règlements relatifs aux constructions, ainsi qu'un premier aperçu des possibilités de subventions.

La partie technique comprendra le choix des systèmes et des composants, ainsi qu'une première esquisse de la construction et du dimensionnement, incluant un calcul sommaire de la production d'énergie (voir 9.1 Prédimensionnement). Dans le cas d'une centrale

intégrée à la construction, une réunion avec l'architecte et le maître de l'ouvrage définira les surfaces à équiper.

La dernière partie comprendra les considérations économiques, telles qu'investissement, subventions, prix de revient du courant.

### 7.1.3 Projet

Les détails de la réalisation doivent être abordés dans cette phase, en particulier le dimensionnement exact de la partie électrique et de la partie construction (*voir 9.3 Contrôles à la réception de l'installation*).

Les installations photovoltaïques sont soumises à la procédure d'autorisation de construire habituelle. Celle-ci ne pose en général pas de problème en dehors des zones soumises à la protection des sites.

La demande de raccordement doit être présentée à la société de distribution locale, et le dossier du projet à l'inspecteur des courants forts (pour toute installation dépassant 3.3 kW par phase).

Les conditions de reprise du courant seront négociées à ce stade (*voir 7.5 Tarification*).

Le dossier du projet sera également présenté à l'Office cantonal de l'énergie pour la demande d'une subvention cantonale. Dans la plupart des cantons cet office transmet la demande à l'OFEN, à Berne, pour la subvention fédérale (*voir 7.4 Subventionnement*).

### 7.1.4 Mise en soumission et attribution

La préparation des appels d'offre pour les travaux et les équipements comprend également la partie bâtiment de l'installation.

La ligne de partage des responsabilités entre bâtiment et équipement photovoltaïque doit être clairement définie. Par exemple, l'électricien sera responsable des performances électriques et le couvreur de l'étanchéité.

Le planning des travaux sera établi en accord avec l'architecte et, le cas échéant, en fonction de l'avancement de la construction du bâtiment.

Les commandes ne seront passées qu'une fois les formalités avec les autorités terminées.

### 7.1.5 Contrat

L'utilisation d'un contrat est recommandée pour les grandes installations où l'offre ne donne pas les garanties suffisantes. Le formulaire SIA 1023 peut servir de base avec une définition aussi exacte que possible des éléments suivants:

#### *Article 1 Objet du contrat*

- Définition claire du travail
- Partenaires, sous-traitants, etc.
- Description détaillée des travaux
- Base de calcul des prix (cf. SIA 118 art. 38ff)

*Article 2 Éléments du contrat*

- Détail des offres reçues
- Accords particuliers, liaison au réseau
- Spécification de puissance
- Liste des plans du projet existants
- Conditions éventuelles SIA, ASE, etc.

*Article 4 Délais (cf. SIA 118 art. 92)*

- Inclure un planning détaillé
- Relever l'influence de la météo
- Dépendance des autres travaux

*Article 5 Juridiction (cf. SIA 118 art. 37)*

- Lieu du siège de l'entreprise responsable

*Article 6 Assurances*

- Indiquer les polices et les couvertures garanties.

*Article 7 Conditions de paiement*

- Indiquer avec précision les modalités
- Prévoir une garantie bancaire
- Prévoir le retard de mise en service dû à un retard général de chantier

*Article 8 Convention particulière*

- En cas de risque élevé, lié à l'utilisation de technologies nouvelles
- Report des garanties sur les garanties fournisseurs.

### **7.1.6 Suivi du chantier**

Si le bureau d'ingénieur est responsable de l'exécution, il faudra compter avec une participation aux réunions de chantier et de nombreux contacts avec les entreprises de construction et avec le bureau d'architecte.

Certains détails d'exécution ne figurent pas forcément sur les plans et peuvent poser des problèmes, comme par exemple une descente de gouttière qui peut porter ombrage à une façade photovoltaïque et devra être détournée au dernier moment !

Dans les cas de montage dans des conditions difficiles d'accès, un contrôle permanent du câblage est nécessaire ; on mesurera en particulier la tension à vide de chaque chaîne au fur et à mesure du montage.

Le bureau est également responsable de la sécurité des personnes et devra avertir par écrit les entreprises des mesures à prendre sur le chantier par rapport aux particularités du générateur photovoltaïque.

### **7.1.7 Mise en service**

Lorsque le montage d'une centrale photovoltaïque intégrée a lieu dans le cadre d'une construction nouvelle, la pose des modules doit avoir lieu en même temps que le montage de la façade, ou de la toiture pour garantir l'étanchéité du bâtiment. Par contre la mise en service ne pourra se faire qu'une fois le câblage intérieur de l'installation secteur terminé. Il en résulte souvent une difficulté à respecter le planning, ou un délai d'attente avant la mise en service.

Pour éviter des retards de paiement et des problèmes de garantie avec les fournisseurs, il est recommandé de procéder à une mise en

**Les réunions de chantier réservent souvent des surprises**

service provisoire qui comportera au moins la mesure de puissance DC du champ de modules et si possible un test de fonctionnement de l'onduleur avec une injection provisoire sur le réseau électrique de chantier.

De cette façon un décompte définitif pourra être présenté à l'architecte, avec une réserve concernant les prestations relatives à la mise en service définitive ; laquelle peut intervenir parfois plusieurs mois plus tard.

Pour des raisons de sécurité la centrale photovoltaïque ne sera mise en service permanent qu'après le raccordement au point d'injection définitif (voir 9.4 Contrôle à la réception).

### 7.1.8 Documentation

Une documentation est indispensable à toute installation photovoltaïque pour faciliter la mise en service, le dépannage, l'instruction du personnel et les modifications ou extensions de l'installation.

Cette documentation se trouvera dans un lieu facilement accessible, par exemple près de l'onduleur.

Dans la mesure du possible, la documentation comprendra les éléments suivants :

#### **Introduction, description**

- Introduction, prescriptions, bibliographie
- Conception générale du système
- Description de l'installation (év. sous 4)
- Rendements énergétiques calculés

#### **Service**

- Schéma bloc (év. sous 6)
- Check-lists d'entretien et explications
- Description de la signalisation

#### **En cas de panne**

- Liste des fournisseurs, adr., tél., fax
- Quittance des alarmes, remise en route
- Check-list des manuels d'instructions
- Liste des responsables de la sécurité

#### **Schémas de principe, fonctions**

- Schémas avec explications
- Description du fonctionnement
- Description des règles de sécurité

#### **Entretien et contrôle**

- Travaux de l'utilisateur
- Travaux des fournisseurs

#### **Annexes**

- Schémas électriques
- Plans d'installation
- Instructions de service (onduleurs, etc.)
- Protocoles de mesure, mise en service
- Liste des pièces de rechange

## 7.2 Normes et prescriptions

Par sa nature multidisciplinaire, une installation photovoltaïque est soumise aux différents règlements et recommandations des professions concernées.

En plus des normes citées dans les chapitres concernés, il peut être utile de consulter l'un des documents suivants :

- Loi sur les installations électriques
- Ordonnance sur la présentation des plans
- Ordonnance de l'inspecteur des courants forts
- Ordonnance sur la production d'électricité basse tension NEV
- Ordonnance sur les installations basse tension NIV
- Loi sur les accidents
- Ordonnance sur les mesures contre les accidents
- Normes sur les charges de vent et de neige SIA 160
- Prescriptions sur les parafoudres SN414402
- Ordonnances des installations intérieures des S.E. locaux
- Compatibilité de service en parallèle ASE 3601-1,2,3 (EN60555)
- Recommandations de l'USC pour l'injection dans le réseau
- Prescriptions de sécurité du travail CNA1805.f/44002.f/44009.f
- Prescriptions relatives aux petites installations IFICF/ESTI 232.1289

## 7.3 Autorisations et procédure

Dans les deux prescriptions de l'inspecteur des courants forts, le devoir de soumettre les plans est mentionné, dans les limites que nous résumons ci-dessous :

### 1. Installations isolées

- Les installations avec **Ucc < 120 V** ne sont pas soumises à l'obligation de soumettre les plans à l'IFICF/ESTI.
- Les installations avec **Ucc > 120V** sont soumises à l'obligation de soumettre les plans.
- Les installations avec **I > 2 A** sont soumises à l'obligation de soumettre les plans\*.

### 2. Installations reliées au réseau

- Les installations avec **P < 3,3 kW** par phase ne sont pas soumises à l'obligation de soumettre les plans à l'IFICF/ESTI.
- Les installations avec **P > 3,3 kW** par phase, ou **P > 10 kW** triphasé sont soumises à l'obligation de soumettre les plans.
- Toutes les installations doivent être annoncées aux Services électriques.

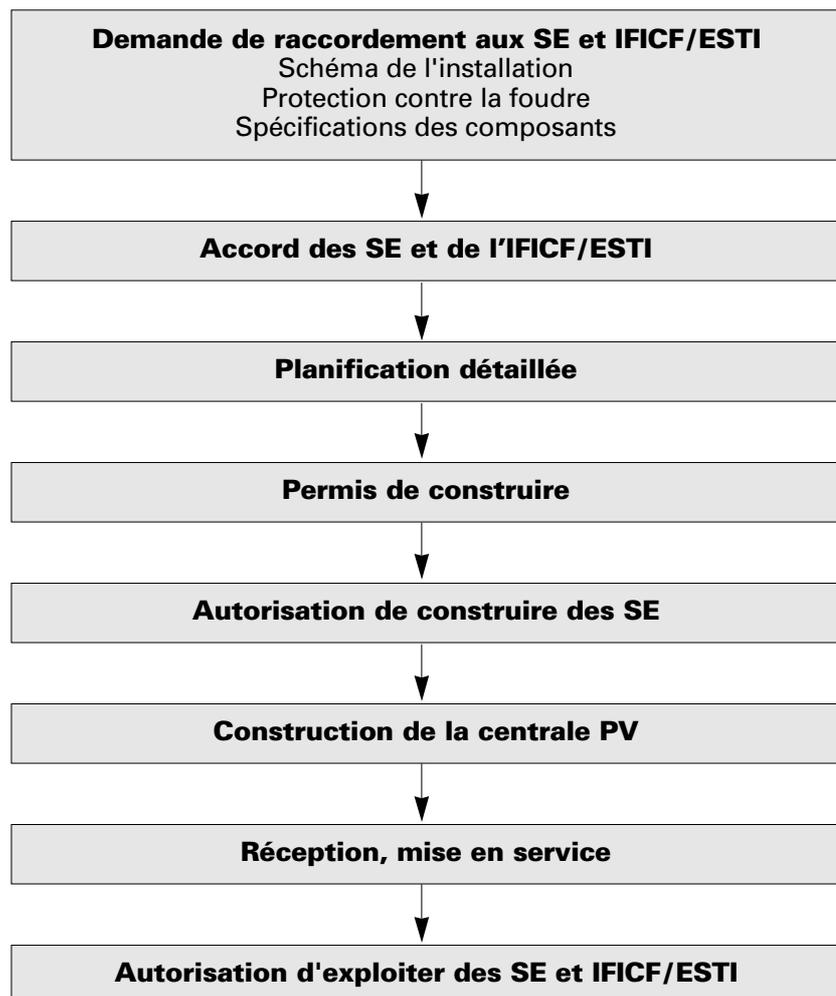
\*) Un règlement d'exception pour les petites installations est en préparation.

Le devoir de faire contrôler les installations existe pour tous les types de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau.

Certaines compagnies de distribution demandent que la mise en service se fasse en présence d'un de leurs représentants.

La procédure typique est décrite ci-dessous :

### PROCEDURE TYPIQUE



## **7.4 Subventionnement**

### **7.4.1 Confédération**

L'aide de la Confédération est basée sur l'arrêté fédéral sur l'énergie du 14 décembre 1990 qui prévoit à son article 12 l'encouragement de l'utilisation des énergies renouvelables.

Les limites de cette aide sont fixées par voie d'ordonnance, en particulier celle du 22 janvier 1992 qui définit dans son article 22 la notion d'installations pilotes et de démonstration (P + D) ainsi que la modification du 30 juin 1993.

La participation de la Confédération au financement des projets P + D est gérée dans le cadre du programme E2000 et pouvait aller jusqu'à 30% et exceptionnellement 60% des coûts imputables, étant entendu que la participation globale Canton + Confédération ne pouvait dépasser 80% (sauf exceptions).

En outre, dans le cadre du programme de lancement promu en 1992 il était prévu une contribution de 5000 fr./kW installé pour tout générateur photovoltaïque de 1 à 20 kW monté sur un bâtiment scolaire.

Tout renseignement complémentaire est à demander au responsable du secteur solaire actif de la section énergies renouvelables de la division «Technique énergétique» de l'Office fédéral de l'Énergie [1].

En raison de l'arrêté fédéral relatif aux réductions linéaires de budget (SR 616.62), les montants initialement prévus sont tous réduits de 10%.

### **7.4.2 Cantons**

Les aides cantonales peuvent se présenter sous différentes formes qui sont résumées dans la figure 7.1.

Dans tous les cas il est bon de se renseigner auprès de l'Office cantonal de l'énergie dont l'adresse figure dans le chapitre «Adresses utiles».

En Suisse romande, les informations sont diffusées par le journal ENERGIE édité par la Conférence romande des délégués à l'énergie.

### **7.4.3 Divers**

Les sociétés de distribution d'électricité encouragent parfois la production des énergies renouvelables par des tarifs intéressants pour la reprise du courant électrique (voir chapitre 7.5).

Canton	Déductions fiscales	Subventions	Documents à consulter	Date
Berne	X	P/C	Extrait du PV du Conseil exécutif	26.06.91
Fribourg	X	P	Règl. d'appl. de la Loi sur l'énergie Tarif Eai des SIG	31.08.88 01.01.93
Genève	X			
Jura	X	C	Loi sur les économies d'énergie	11.03.87
Neuchâtel	X			
Valais	X			
Vaud	X	Installations pilotes		

P = subventions privées  
C = subventions pour les communes

Figure 7.1  
Subventions cantonales directes

## 7.5 Tarification

### 7.5.1 Conditions de rachat du courant

Il n'existe pas de règle générale concernant les modalités de rachat du courant produit.

La décision appartient à chacune des 1200 sociétés distributrices qui ont des sensibilités différentes par rapport à la problématique des énergies renouvelables.

Différentes recommandations ont été publiées à ce jour, parmi lesquelles nous citerons celles de l'UCS concernant la rétribution des injections dans le réseau [3] et celui de l'OFEN concernant un modèle de contrat pour la reprise de l'électricité [4].

**En Allemagne certaines compagnies achètent le courant photovoltaïque au coût de production**

Le principe de rachat de l'UCS est la rétribution en fonction des coûts de l'électricité produite par de nouvelles installations en Suisse (0,16 fr./kWh); la revendication de l'industrie photovoltaïque est le rachat au coût de production réel (= 1 à 1,50 fr./kWh). En pratique le courant photovoltaïque se négocie entre ces deux prix limites.

Il faut noter une pratique assez répandue en Suisse alémanique, qui consiste à livrer du courant photovoltaïque à une certaine catégorie de consommateurs qui s'engagent à en financer la production. Différentes formes de financement sont exposées dans le rapport E 2000 sur les « Modèles de gestion des installations photovoltaïques par les S.E. » [5].

En Suisse romande l'ENSA, Electricité Neuchâteloise SA, a lancé en juin 1993 le club ENSOL, lequel met en souscription des tranches de production de 50, 100 ou 250 kWh solaires au prix de 1,20 fr/kWh.

Cette forme de subvention par le consommateur permet à des particuliers qui n'ont pas les moyens techniques ou financiers de construire une centrale photovoltaïque, de s'associer à la promotion

de l'énergie solaire; toutefois elle ne crée pas les conditions nécessaires au développement de l'industrie photovoltaïque.

A Genève, par exemple, en vertu de la loi sur l'énergie du 18 septembre 1986, et du règlement d'application du 31 août 1988, les Services Industriels de Genève ont introduit un tarif spécial « Eai » pour l'achat d'énergie électrique issue de sources renouvelables.

Le prix payé pour l'énergie refoulée dans le réseau est le prix de l'énergie du tarif Ei (soit 19,50 ct/kWh en hiver et 12,95 ct/kWh en été) majoré de 200 % (situation début 1994).

Il faut cependant noter que les SIG refusent de s'engager à appliquer ce prix pendant toute la durée d'amortissement du projet, ce qui enlève une bonne partie de l'intérêt de leur offre (situation fin 1994).

### **7.5.2 Dispositif de comptage**

La pose des compteurs répond à deux objectifs différents:

- mesurer l'énergie produite par la centrale photovoltaïque;
- régler financièrement les échanges d'énergie.

Selon l'importance de l'installation, l'OFEN considère 3 variantes qui sont présentées dans le schéma de la page suivante.

Les variantes 1 et 3 sont applicables aux producteurs consommateurs qui font appel au réseau pour compenser le déphasage entre leur production et leur consommation. Sur les petites installations (P <3kW) le compteur n'enregistre que la différence.

La variante 2 est adaptée aux centrales photovoltaïques d'une certaine importance dont la consommation propre est faible par rapport à la production. L'exploitant d'une telle installation est en principe une personne juridique autonome.

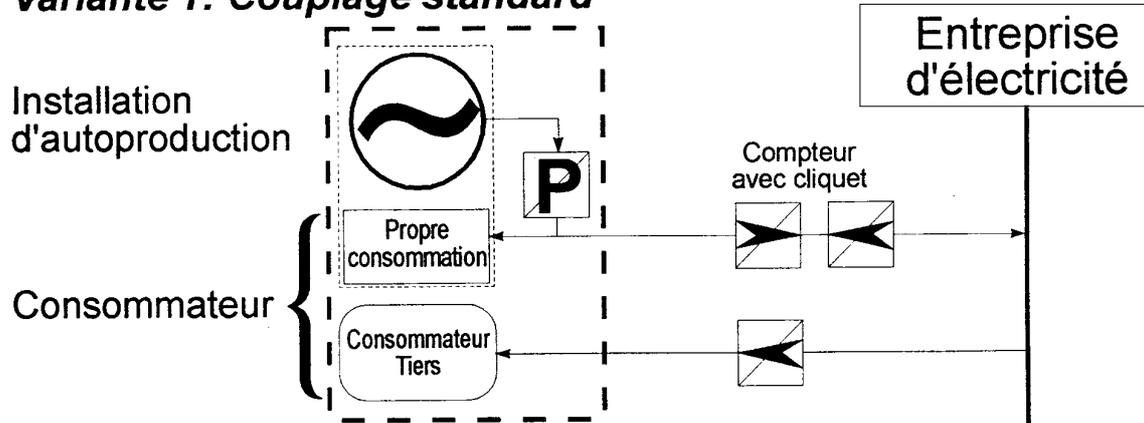
On constatera dans les trois cas la présence d'un compteur « production » qui est obligatoire en vertu de l'arrêté sur l'énergie pour permettre la prise en compte séparée de la production solaire au niveau fédéral. Lorsqu'une société distributrice d'électricité accorde un tarif préférentiel pour encourager la production d'énergie renouvelable, il est important de savoir si ce tarif est applicable à la totalité du courant produit, ou seulement au solde de courant injecté dans le réseau sur une certaine période.

De même il est important de s'assurer que les conditions favorables de reprise du courant sont valables sur la durée d'amortissement de l'installation.

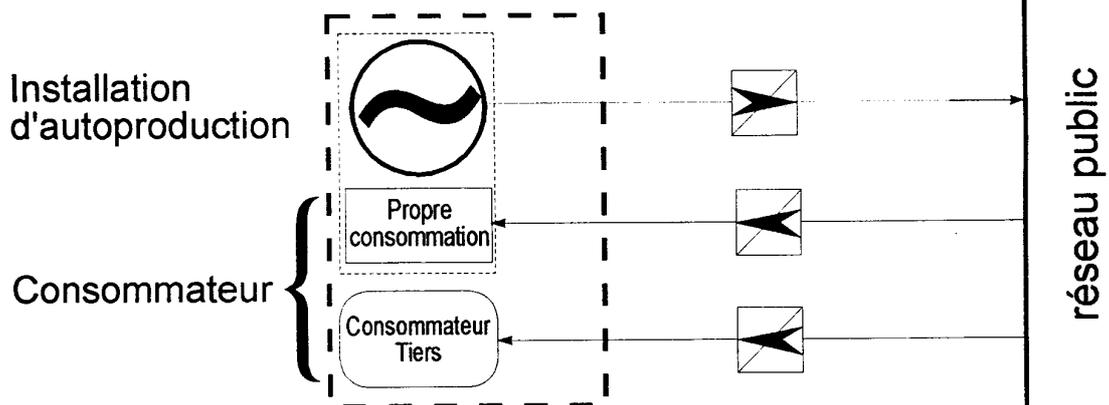
La notion d'autoproduiteur, qui est reprise dans plusieurs documents est ambiguë dans le sens où une centrale de type Mont-Soleil n'est certainement pas un autoproduiteur. Il est préférable d'utiliser la notion de producteur indépendant, ou de producteur décentralisé.

## Couplage des compteurs sur des installations productrices d'énergie

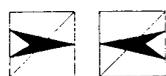
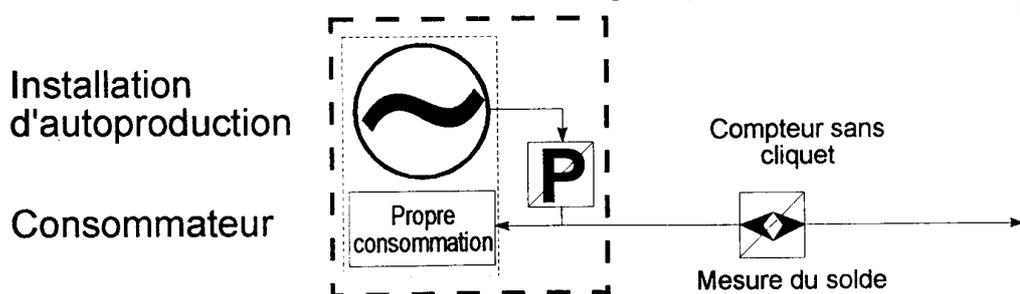
### Variante 1: Couplage standard



### Variante 2: après accord préalable



### Variante 3: Petites installations jusqu'à 3 kW



Compteur à double tarif



Compteur production

Figure 7.2  
Couplage des compteurs

## Références

- [1] Office fédéral de l'énergie, Division Technique énergétique, Section Energies renouvelables, Secteur solaire actif, M. Urs Wolfer, 3003 Berne  
Tél. 031/322 56 39 – Fax 031/382 43 07
  
- [2] Journal «L'Energie», Arpège, 21 Vy Creuse, 1260 Nyon  
Tél 022/361 92 52 – Fax 022/361 60 20
  
- [3] Rétribution des injections d'électricité dans le réseau d'approvisionnement – Recommandations pour la mise en pratique de l'arrêté sur l'énergie. Union des centrales suisses d'électricité, décembre 1992, Postfach 6140 – 8023 Zurich  
Tél. 01/211 51 91 – Fax 01/211 04 42
  
- [4] Conditions de raccordement des autoproducteurs – Modèles de contrat et commentaires, Département fédéral des transports, des communications et de l'énergie. Office fédéral de l'énergie, avril 1994, Kappelenstrasse 14, 3003 Berne  
Tél. 031/322 56 11 – Fax 031/382 43 07
  
- [5] Trägerschaftmodelle für Photovoltaikanlagen, unter Einbezug der Elektrizitätswerke. Projektgruppe der Elektrizitätswerke und der Solarenergiebranche, juillet 1993, c/o U.C.S, Postfach 6140, 8023 Zürich  
Tél. 01/211 51 91 – Fax 01/211 04 42

## 8. Installations autonomes

---

<b>8.1</b>	<b>Systèmes</b>	150
8.1.1	Systèmes photovoltaïques	150
8.1.2	Systèmes hybrides	151

---

<b>8.2</b>	<b>Générateurs</b>	151
8.2.1	Générateur solaire	151
8.2.2	Autres générateurs	152

---

<b>8.3</b>	<b>Batteries</b>	153
8.3.1	Batterie au plomb	153
8.3.1.1	Caractéristique de charge	154
8.3.1.2	Caractéristique de décharge	155
8.3.1.3	Influences de la température	156
8.3.1.4	Autres caractéristiques	156
8.3.2	Batterie au nickel-cadmium	158
8.3.2.1	Caractéristique de charge	158
8.3.2.2	Caractéristique de décharge	159
8.3.2.3	Influence de la température	159
8.3.2.4	Autres caractéristiques	159

---

<b>8.4</b>	<b>Régulateurs</b>	160
8.4.1	Régulateur shunt	161
8.4.2	Régulateur série	161
8.4.3	Maximum Power Tracker	163
8.4.4	Régulateur de décharge	163
8.4.5	Régulateurs/critères de choix	163

---

<b>8.5</b>	<b>Onduleurs</b>	164
8.5.1	Onduleur à onde sinusoïdale	165
8.5.2	Onduleur à onde carrée	165
8.5.3	Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale	165
8.5.4	Onduleurs/critères de choix	166

---

<b>8.6</b>	<b>Consommateurs</b>	166
8.6.1	Lampes	167
8.6.1.1	Lampes fluorescentes	167
8.6.1.2	Lampes à incandescence et halogène	169
8.6.1.3	Lampes portables	169
8.6.2	Radio – Téléviseurs	169
8.6.3	Pompes	170
8.6.3.1	Pompes au fil du soleil	170
8.6.3.2	Réseau d'eau sous pression	171
8.6.3.3	Circulateurs de chauffage	172
8.6.4	Réfrigérateurs	172
8.6.5	Ventilateurs	172
8.6.6	Ordinateurs et périphériques	173
8.6.7	Connectique et câblage	173

---

---

<b>8.7</b>	<b>Dimensionnement</b>	174
8.7.1	Tension minimale	174
8.7.2	Point de fonctionnement des modules	175
8.7.3	Calcul des consommateurs	175
8.7.4	Energie solaire disponible	175
8.7.5	Calcul de la puissance du générateur	176
8.7.6	Dimensionnement de la batterie	176

---

	<b>Références</b>	179
--	-------------------	-----

---

## 8. Installations autonomes

***Dans la plupart des installations solaires, on a besoin de l'énergie durant les périodes où il n'y a pas de soleil (jours sombres, nuit...), c'est pourquoi on a recours dans la plupart des cas à un accumulateur d'énergie; ceci est vrai qu'elles soient autonomes, où l'accumulateur est constitué d'une batterie, ou quelles soient reliées au réseau, où le réseau lui-même joue le rôle d'accumulateur.***

***Les installations sans accumulateur, beaucoup plus rares, sont par exemple des pompes à eau, systèmes utilisés dans les pays arides ou désertiques, ou des systèmes de ventilation ou séchage fonctionnant au fil du soleil.***

Pour dimensionner une installation autonome, il est important de connaître tous les besoins en énergie et d'utiliser des consommateurs présentant le plus haut rendement pour économiser sur la taille du générateur et de l'accumulateur.

Pour accumuler l'énergie, on utilise par exemple :

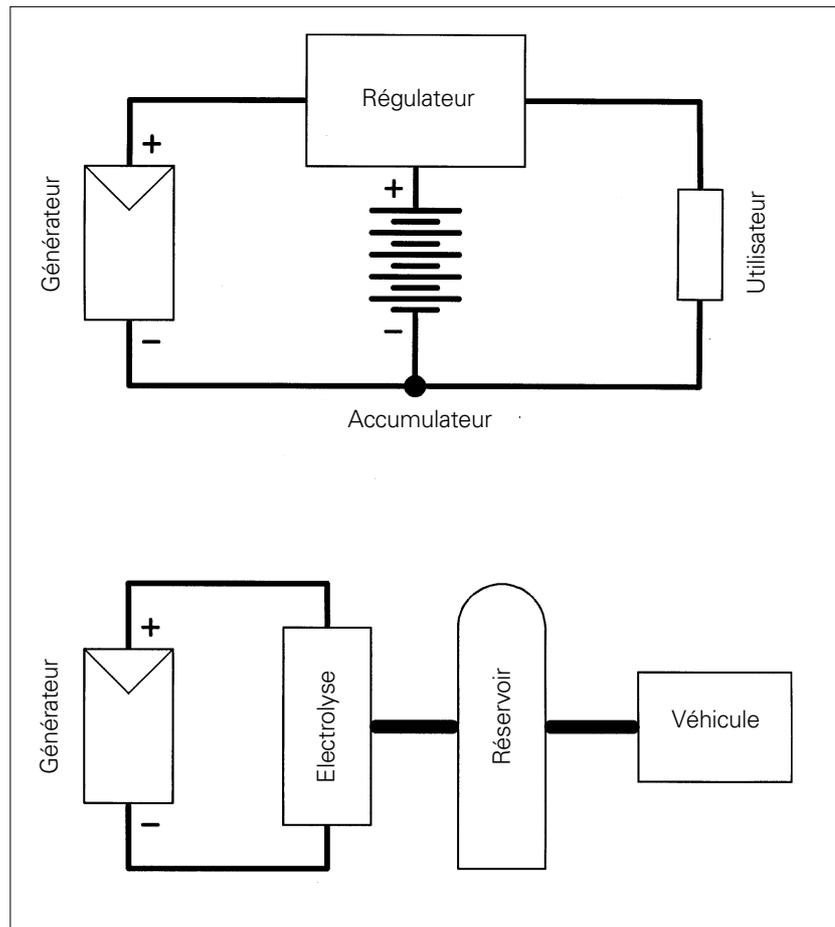
- des batteries au plomb (dans la majorité des cas) ;
- des batteries au Ni-Cd pour certains systèmes travaillant à basse température ;
- le pompage de l'eau pour faire tourner ensuite une génératrice hydraulique ;
- la catalyse de l'eau pour produire de l'hydrogène.

Dans ce chapitre, on décrira principalement les systèmes avec batteries au plomb ou au Ni-Cd et on analysera plus en détail les consommateurs bien adaptés à ces systèmes. On terminera par les règles de dimensionnement.

Les installations autonomes peuvent être classées en fonction de la puissance de leur générateur qui peut atteindre seulement quelques mW (montres, calculatrices...) ou jusqu'à environ 100 kW pour les plus grandes.

Les plus grandes installations indépendantes sont des microréseaux alimentant de petites communautés isolées (Afrique), certaines maisons isolées habitées toute l'année et non reliées au réseau, des systèmes de télécommunication (relais hertziens...) et les systèmes de pompage d'eau qui, souvent, fonctionnent sans batterie au fil du soleil. On a également alimenté des tunnels en ventilation et éclairage dans certains pays du Moyen-Orient. A la figure 8.1, on schématise les installations autonomes.

Figure 8.1  
Installations autonomes



## 8.1 Systèmes

Les installations autonomes peuvent être subdivisées en deux catégories suivant le type de leur générateur :

- générateur photovoltaïque uniquement ;
- générateur hybride comportant par exemple des panneaux photovoltaïques plus une éolienne ou un autre type de générateur.

Elles comportent souvent un système d'appoint (génératrice essence, ou diesel pour les plus grandes).

### 8.1.1 Systèmes photovoltaïques

C'est le type que nous décrivons le plus en détail et dont nous donnerons quelques règles de dimensionnement. L'application principale en Suisse est l'alimentation de chalets, alpages ou autres habitations isolées.

Une autre application qui demande un dimensionnement soigneux est la pompe au fil du soleil réservée en principe aux pays du sud mais qui est souvent conçue par des bureaux d'ingénieurs occidentaux, les fonds provenant de programmes d'aide nord-sud.

### 8.1.2 Systèmes hybrides

Ces systèmes ajoutent au système précédent un générateur complémentaire qui devrait si possible compenser le manque d'énergie lorsque l'ensoleillement est limité. On peut citer l'éolienne qui dans notre pays produit plus par mauvais temps ou le générateur thermo-électrique utilisant des éléments Peltier convertissant un gradient de température directement en courant continu. Ces derniers générateurs sont intéressants pour les chalets où le chauffage, en général à bois, permet ainsi de générer également de l'électricité et de recharger l'accumulateur.

Cependant le générateur hybride le plus courant utilise comme complément une génératrice à moteur (essence, diesel ou gaz), ce qui permet de trouver des solutions élégantes aux problèmes de dimensionnement de chalet utilisés toute l'année.

La génératrice a comme première fonction de recharger l'accumulateur lors de périodes de faible ensoleillement mais elle permet également d'alimenter des utilisateurs occasionnels en 230 Vac, tels que machines de bricolage, aspirateur... et ainsi de se passer d'un onduleur.

## 8.2 Générateurs

Voici quelles sont les caractéristiques optimales des générateurs pour installations autonomes:

### 8.2.1 Générateur solaire

Le premier choix du générateur est celui de la technologie :

Les panneaux amorphes seront en général réservés aux applications de faible puissance, leur prix n'étant pas plus intéressant pour des modules de plus de 25 W. Un autre cas particulier peut être leur utilisation dans des sites parfois partiellement ombragés : ici le panneau amorphe (sur substrat verre) est avantageux parce que ses cellules sont de grande longueur (typiquement la longueur du panneau) et une ombre partielle occultera seulement une partie de la surface des cellules et non une ou plusieurs cellules complètes de la chaîne.

**Panneau amorphe optimal à petite puissance**

Les panneaux cristallins seront réservés à toutes les applications plus puissantes et aux besoins de petite puissance où la surface à disposition est réduite (systèmes portables...).

**Panneau cristallin optimal à grande puissance**

Une fois la technologie déterminée, on choisira le panneau en fonction de plusieurs critères :

- point de fonctionnement (tension, courant) ;
- plage de température ambiante ;
- fréquence et période des besoins.

A partir de ce cahier des charges, plusieurs fournisseurs seront sélectionnés, les critères de choix finaux seront alors :

- la qualité et la garantie ;
- le prix ;
- le montage (facilité d'installation, câblage, aspects pratiques...);
- l'esthétique.

Dans les installations autonomes, même si un seul panneau est installé, le dimensionnement devra respecter les mêmes critères que pour un champ photovoltaïque d'installation raccordée au réseau (cf. chapitre 3.5).

Pour les systèmes sans accumulation, le générateur devra si possible produire le maximum d'énergie à la tension de fonctionnement de l'utilisateur: par exemple rester dans la plage de tension du MPT d'une pompe au fil du soleil à la température des modules.

### Tension de fonctionnement

Pour les systèmes à accumulation de petite puissance (< 500 W), il est rare d'utiliser un régulateur à MPT. Dans ce cas, on comparera les panneaux qui fournissent le maximum de courant à la tension nominale de charge, cette tension valant: la tension maximale de l'accumulateur + la chute de tension à travers la diode de blocage + les pertes de ligne. Pour un système typique 12 V à batterie plomb-acide, on aura à 25°C: 14 V au maximum pour la batterie + environ 1 V tolérable pour les autres pertes si la diode est de type schottky (faibles pertes), soit environ 15 V. On choisira dans ce cas un panneau qui, à sa température de fonctionnement, donne le courant désiré à:

$$V_{nom} = 15 \text{ V}$$

Il faut ensuite connaître la température de fonctionnement typique du générateur: pour un système utilisé en été, on peut en première approximation utiliser la valeur NOCT sous nos latitudes, pour autant que le panneau soit bien ventilé (arrière ouvert). Pour les pays chauds, une valeur moyenne est la température ambiante + 30 à 40°C suivant le type et la construction du panneau (couleur, matériaux...), et suivant la ventilation.

La fréquence, les besoins et la période d'utilisation sont également importants: pour alimenter en lumière un chalet de week-end utilisé toute l'année, on ne prendra pas l'été comme référence parce que les besoins en lumière seront faibles à la belle saison; par contre si un réfrigérateur est également alimenté, c'est en général l'été qui sera la référence.

On voit que le cahier des charges du point de fonctionnement du générateur est ici beaucoup plus complexe que pour un système lié au réseau.

### 8.2.2 Autres générateurs

L'éolienne est un complément appréciable des systèmes solaires en pays tempérés; cependant son utilisation est recommandée uniquement chez des clients ayant de bonnes notions de mécanique et capables de s'occuper de la maintenance de tels générateurs. Si l'éolienne fonctionne par vents relativement faibles, son apport sera important mais sa maintenance également, les risques de casse augmentant. Si elle fonctionne seulement par vent fort, il faudra la réserver aux endroits très exposés pour que son apport ne soit pas négligeable. Les critères de point de fonctionnement sont les mêmes que pour les générateurs solaires avec l'influence de la température en moins.

Le thermogénérateur est une curiosité qui ne s'est pas réellement développée: basée sur l'effet Peltier réversible utilisé en général dans le sens courant → gradient thermique pour refroidir des composants

électroniques, il pourrait être un complément utile en hiver mais son utilisation demande quelques précautions: les éléments Peltier ne supportent en général pas une température supérieure à 240°C et ont un rendement de conversion faible (environ 4%). Ces générateurs sont en général associés à un chauffe-eau, l'eau étant la source froide du gradient de température, la source chaude étant le plus souvent un feu de bois.

La génératrice à essence, diesel ou à gaz, est un complément plus facile à mettre en œuvre. Son prix est bon marché et correspond à environ 2 panneaux de 50 W si l'on inclut un chargeur de 20 A. Ses inconvénients sont la pollution, le bruit, son alimentation, sa maintenance et sa faible durée de vie. Cependant elle permet de rendre possible à coût abordable l'alimentation de sites isolés en hiver.

Le dimensionnement sera basé sur une réduction maximale du temps de fonctionnement pour limiter ses nuisances. La taille du générateur solaire par rapport à l'apport de la génératrice sera un compromis acceptable pour l'utilisateur.

### 8.3 Batteries

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes sont en général de type plomb-acide. Les batteries au cadmium-nickel sont rarement utilisées car leur prix est beaucoup plus élevé; cependant on en donnera quelques paramètres typiques, leur emploi étant plus fréquent dans les applications professionnelles.

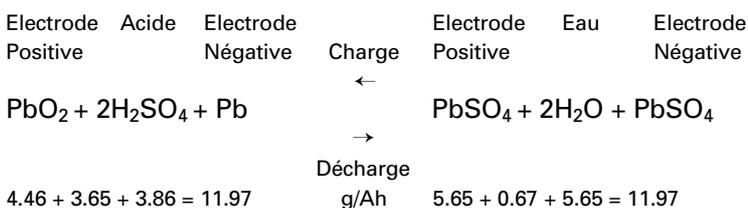
#### 8.3.1 Batterie au plomb

Ce type est très connu par son utilisation dans les automobiles; le tableau ci-dessous rappelle les différences principales entre les batteries solaire et de démarrage:

Caractéristique	Batterie	
	solaire	démarrage
Courant	<< capacité	> capacité
Rendement	élevé	moyen
Cyclable	oui	faible
Autodécharge	faible	moyenne

Ce tableau donne les caractéristiques les plus recherchées d'une batterie solaire, à savoir, un rendement élevé, une grande durée de vie avec un grand nombre de cycles et une autodécharge faible.

Le comportement électrochimique d'une batterie suit l'équation suivante:



### Variation de densité de l'électrolyte

La masse positive chargée est en dioxyde de plomb brun, la masse négative chargée est en plomb gris spongieux. Durant la décharge, une partie de l'électrolyte se lie au plomb et le transforme en sulfate de plomb; cette transformation produit de l'eau, ce qui fait baisser la densité de l'électrolyte. On peut calculer cette variation de densité en fonction de la charge/décharge: pour chaque Ah de décharge, 3.654 g d'acide se lie au plomb et 0.672 g d'eau est produit; la charge produisant les mêmes valeurs en retour. Cette variation de densité est facile à mesurer dans les batteries ouvertes pour contrôler l'état de charge.

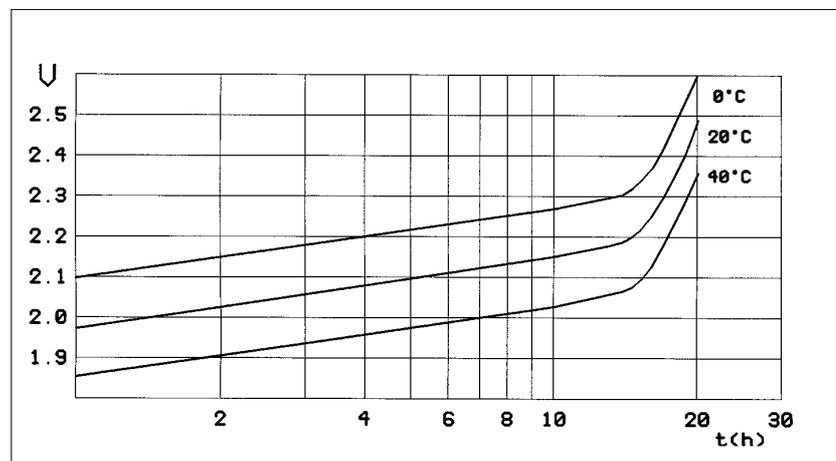
La variation de densité de l'électrolyte a un autre effet important qui limite l'emploi des batteries à basse température, sa température de congélation augmentant lorsque la batterie est déchargée.

Chaque cellule de batterie plomb fournit une tension moyenne de 2V et l'on assemble en série/parallèle le nombre d'éléments nécessaires pour atteindre une tension et un courant désirés. Les petites capacités vont souvent par batteries de 6 ou 12 V (3 ou 6 cellules en série) alors que les grandes capacités partent d'éléments 2 V, qui peuvent atteindre jusqu'à 2000 Ah, connectés en série.

#### 8.3.1.1 Caractéristique de charge

La figure 8.2 représente l'allure de la courbe de charge à courant constant d'une batterie au plomb pour différentes températures.

Figure 8.2  
Caractéristique de charge  
d'une batterie au plomb



On remarque que la tension augmente rapidement lorsque la batterie approche de la pleine charge; ceci facilite la conception de régulateurs. D'autre part, les courbes en températures suivent des parallèles régulières et on peut déterminer une dépendance linéaire de la tension maximale en température qui vaut par cellule 2 V:

$$dV_{\max}(T) = -6 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$$

### 8.3.1.2 Caractéristique de décharge

La figure 8.3 représente les courbes de décharge à différents courants.

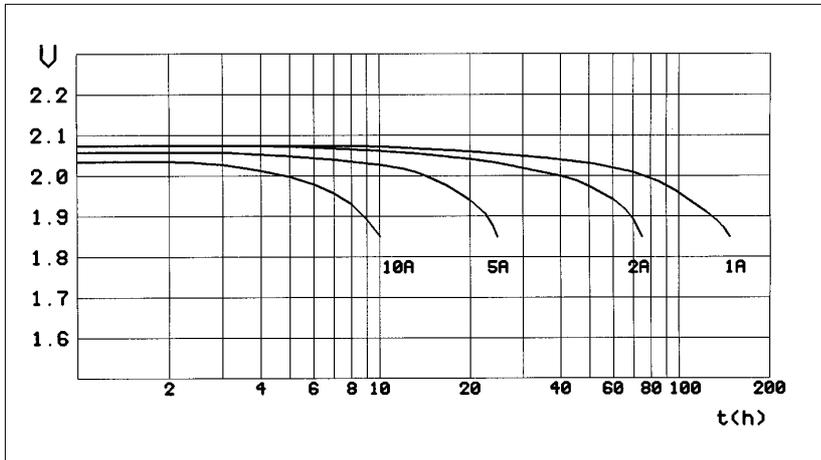


Figure 8.3  
Caractéristique de décharge, batterie de 100 Ah (C10)

La première observation est que la tension baisse lorsque le courant augmente, de même que la tension minimale autorisée sans endommager la batterie : cet effet est dû à la résistance interne. On en tiendra compte pour les régulateurs si les courants de décharge dépassent  $C/10$ . Un autre effet que l'on observe sur cette courbe est que la capacité baisse lorsque le courant augmente : à la capacité de référence de 100 Ah correspond une décharge en 10 h, et donc un courant de 10 A. A plus petites courants, le produit courant par le temps dépasse 100 Ah alors qu'à plus grands courants, c'est l'inverse. On peut ainsi déterminer la courbe 8.4 qui présente la capacité en fonction du temps de décharge de la batterie.

Pour comparer deux batteries, il faut connaître leur capacité au même courant de décharge, ou au moins à la même vitesse de décharge. Pour de petits systèmes isolés, la valeur de capacité pour une décharge de 20 heures est assez pratique : c'est souvent le niveau de courant d'un système pour chalet de week-end.

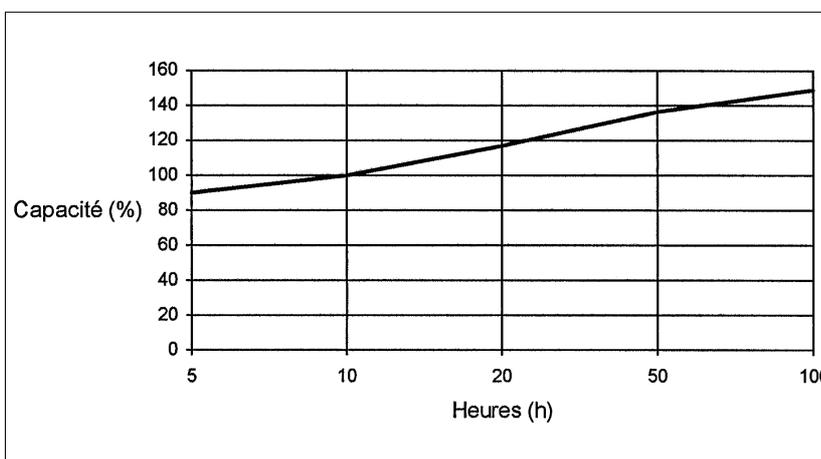
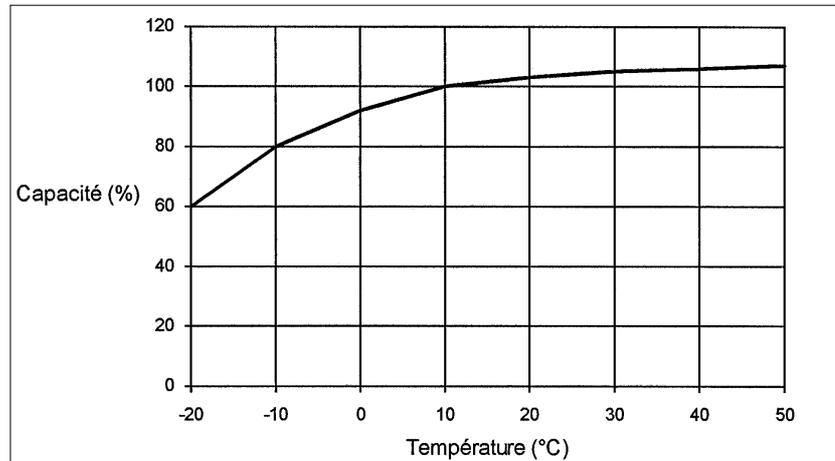


Figure 8.4  
Capacité/temps de décharge

### 8.3.1.3 Influences de la température

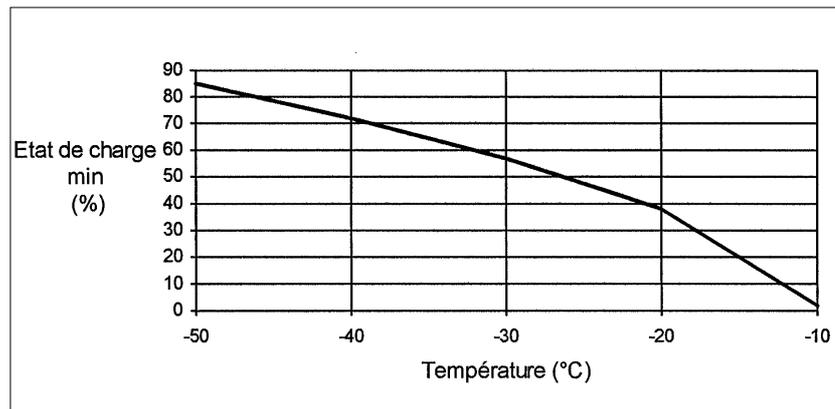
Figure 8.5  
Capacité/température



#### Danger de gel

La température ambiante influence la capacité. On remarque que, au-dessous de 0°C, la capacité baisse rapidement (figure 8.5); il faut pour une utilisation à ces températures limiter fortement l'usage de l'accumulateur ou augmenter fortement sa capacité pour éviter sa destruction par le gel. On utilise dans ce cas un régulateur à tension de coupure ajustable qui permet de couper les utilisateurs au-dessus du point de congélation de l'électrolyte. Pour les systèmes travaillant au-dessous de 0°C, on utilisera un régulateur qui compense la tension maximale de charge de  $-6 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  (8.3). A température élevée ( $>25^\circ\text{C}$ ), il faut également prévoir la compensation thermique pour éviter l'évaporation de l'électrolyte; à ces températures, on utilise souvent un électrolyte moins concentré pour limiter la corrosion interne de la batterie. La figure 8.6 donne le minimum d'état de charge à respecter d'une batterie de 100 Ah/10h en fonction de la température pour éviter la congélation de l'électrolyte.

Figure 8.6  
Etat de charge minimal  
sans congélation



### 8.3.1.4 Autres caractéristiques

#### Rendement

Le rendement à petits courants de charge/décharge est pratiquement constant: pour une batterie neuve on prend une valeur de 0.83 en Wh ou 0.9 en Ah. Pour une batterie professionnelle, type tubulaire, cette valeur peut atteindre jusqu'à 0.98 en Ah.

## Cyclage et durée de vie

Pour une batterie solaire à plaques ou étanche, le nombre de cycles charge/décharge est d'environ 200 cycles à 80% de profondeur de décharge; à 30% de décharge, il dépasse en général 800 cycles. La durée de vie de telles batteries dépasse souvent 5 ans et peut atteindre jusqu'à 10 années. Les batteries blocs tubulaires dépassent 4500 cycles à 30% de décharge et elles durent plus de 10 années.

## Autodécharge

Cette valeur varie d'un constructeur à l'autre car elle dépend des matériaux utilisés (alliage de plomb, séparateurs ...). Une bonne batterie solaire ne devrait pas avoir plus de 3 à 5% de perte de capacité mensuelle à 20°C. L'autodécharge augmente avec la température et triple à 30°C par rapport à 20°C.

## Mise en série/parallèle, montage

On peut connecter en série/parallèle des batteries solaires exactement identiques et de même âge. Pour la mise en parallèle, il faut veiller à l'équilibrage des courants par un câblage symétrique. Pour chaque chaîne de batterie, monter un fusible en série dans le câblage. Il est toujours avantageux de surdimensionner une batterie au départ, la mise en parallèle de batteries d'âges différents étant fortement déconseillée, la batterie la plus âgée faisant vieillir prématurément la nouvelle. Il est également meilleur d'utiliser une grande batterie plutôt que deux petites totalisant la même capacité.

Il faut toujours prévoir une bonne ventilation des batteries pour éviter l'accumulation de gaz explosif. De même un bac étanche supplémentaire est une bonne protection en cas de fuite d'acide qui attaque toutes les matières organiques. Les batteries étanches sont utiles pour les applications portables.

## Prix

Le choix d'une technologie sera fonction de l'utilisation et non d'un coût minimal de stockage. Pour un système peu utilisé comme un chalet de week-end avec 50 à 100 cycles partiels par an, on choisira la batterie la moins chère parce qu'il serait impossible de rentabiliser une batterie tubulaire. Par contre pour une utilisation quotidienne, le choix du tubulaire ou d'une technologie intermédiaire s'impose.

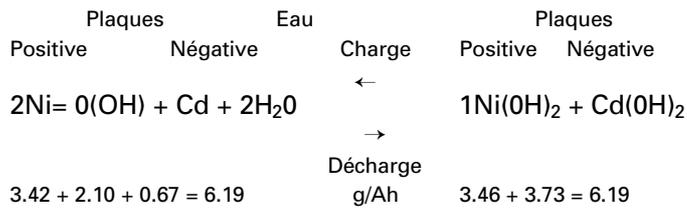
Dans le tableau ci-dessous, on compare l'investissement moyen par kWh à 20 h de décharge et le coût de l'énergie chargée/déchargée à 30% de décharge (sans compter les frais financiers, de remplacement et d'entretien).

Technologie	Cycles à 30%	Investissement Fr./kWh	Coût énergétique Fr./kWh
Etanche	800	320.-	1.33
Plaques	800	250.-	1.04
Batt. OPzS	2800	550.-	0.65
Tubulaire bloc	4500	970.-	0.72

Dans l'analyse du coût d'un système réel, il faudra tenir compte des frais éventuels de remplacement ou d'entretien, spécialement si le site est difficilement accessible.

### 8.3.2 Batterie au nickel-cadmium

Dans ce paragraphe, on va passer en revue de manière raccourcie les mêmes points que pour la batterie au plomb. La batterie au Ni-Cd, beaucoup plus chère que celle au plomb, n'est pratiquement pas utilisée pour les systèmes solaires privés mais seulement pour des applications professionnelles.

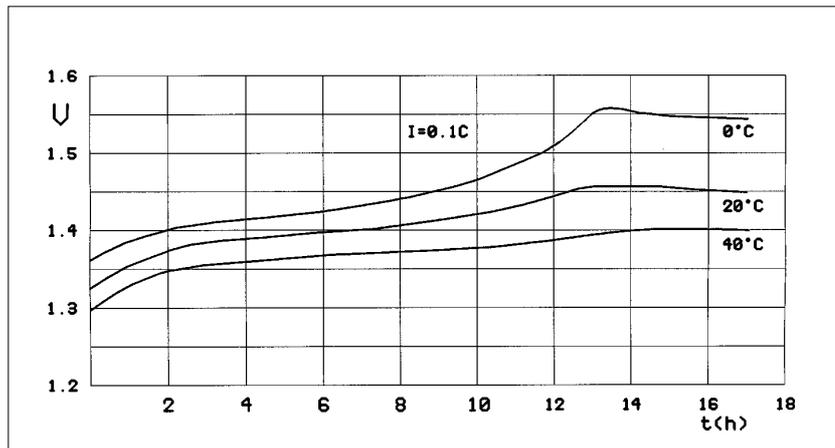


L'électrolyte KOH n'apparaît pas dans la relation, il fournit seulement une petite partie de l'eau et sa densité ne varie pratiquement pas.

#### 8.3.2.1 Caractéristique de charge

La figure 8.6 présente une courbe typique de charge à courant constant pour une cellule Ni-Cd à trois températures différentes.

Figure 8.7  
Caractéristique de charge,  
cellule Ni-Cd



On remarque que les courbes de charge varient en fonction de la température et que la fin de charge dépend également de la température.

Ces effets rendent la conception d'un régulateur solaire difficile: en effet le courant du panneau varie avec l'ensoleillement et la forte dépendance à la température impose une compensation thermique. Pour cette raison, les batteries au Ni-Cd sont dimensionnées de manière à tolérer un courant permanent de charge, ce qui est possible si ce courant ne dépasse pas quelques pour-cent de la capacité.

### 8.3.2.2 Caractéristique de décharge

La caractéristique de décharge des cellules Ni-Cd varie suivant leur technologie, la température et le niveau de courant. On ne présente pas ici de courbe particulière, chaque fournisseur ayant des données différentes.

Un point important à noter est que le Ni-Cd peut être complètement déchargé, ce qui rend la présence d'un régulateur de décharge superflu si les utilisateurs tolèrent de fonctionner jusqu'à 0 V.

Contrairement aux batteries au plomb, les batteries au Ni-Cd ont une capacité qui varie peu avec le courant de décharge : par exemple à une capacité de 102 Ah/5 h correspond une capacité de 110 Ah/100 h.

### 8.3.2.3 Influence de la température

On a vu que la courbe de charge (figure 8.6) est fortement influencée par la température. La température influence également la capacité (figure 8.7), mais un des principaux avantages sur le plomb est que le Ni-Cd ne gèle pas

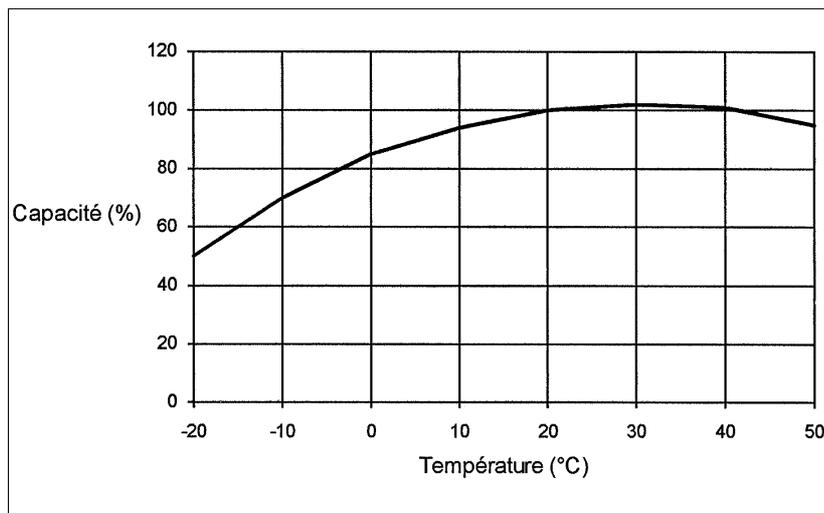


Figure 8.8  
Capacité/température, cellule Ni-Cd

### 8.3.2.4 Autres caractéristiques

#### Rendement

Le rendement charge/décharge est en général plus faible que pour le plomb : calculé en Ah, il vaut en général 70 à 80 % pour les petites cellules de 0.5 à 7 Ah. Pour les éléments de grande capacité travaillant à des courants de quelques pour-cent de leur capacité, le rendement peut atteindre 90 %.

#### Cyclage et durée de vie

C'est le paramètre le plus favorable du Ni-Cd : elles supportent en général 1000 cycles à 80 % de décharge, d'être stockées déchargées 3 à 5 ans et leur durée de vie atteint facilement 10 ans.

### **Autodécharge**

Ce paramètre est beaucoup moins favorable au Ni-Cd. Leurs pertes sont en moyenne 5 à 10 fois plus élevées que celles de batteries au plomb stockées à une température équivalente.

### **Mise en série/parallèle, montage**

Ici également, le Ni-Cd demande plus de soins : lorsqu'on monte plusieurs cellules de 1.2 V en série, si le système n'est pas équipé d'un régulateur coupant les utilisateurs au-dessous d'environ 1 V par cellule, il faut impérativement mesurer tous les éléments de batterie et appairer les capacités avant de les connecter en série. Si les éléments ne sont pas identiques, en cas de décharge totale, l'élément à plus faible capacité va devoir supporter une inversion de sa tension alors que les autres cellules peuvent encore débiter du courant : cet effet réduit rapidement la durée de vie de cet élément.

Pour la mise en parallèle, les mêmes précautions que pour le plomb doivent être observées.

Le montage de petits éléments Ni-Cd est en général plus facile grâce à leur étanchéité. Pour les grandes batteries, le bac étanche est également une bonne précaution.

### **Prix**

Les batteries Ni-Cd sont nettement plus chères que celles au plomb : leur prix d'achat au kWh atteint environ Fr. 2000.- ; leurs durée de vie et cyclage étant comparable aux batteries blocs tubulaires, leur coût énergétique est environ le double, soit environ Fr. 1.40/kWh. Mais les batteries Ni-Cd, supportant une décharge totale, permettent de dimensionner des systèmes à puissance photovoltaïque légèrement réduite et sans régulateur, ce qui peut partiellement compenser leur surcoût.

## **8.4 Régulateurs**

Les régulateurs de charge de batterie au plomb pour installations autonomes photovoltaïques peuvent se caractériser en trois groupes principaux :

- les régulateurs série qui incorporent un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur pour arrêter la charge ;
- les régulateurs shunt qui ont un interrupteur en parallèle avec le générateur pour couper la charge, ce qui impose la présence d'une diode de blocage dans le régulateur ;
- les régulateurs à Maximum Power Tracker (MPT) qui utilisent un circuit spécial cherchant le point de puissance maximale du générateur pour charger l'accumulateur avec le plus grand courant possible.

A ces trois types de circuit, il faut ajouter en général un régulateur de décharge qui va empêcher une décharge profonde de la batterie en coupant les utilisateurs à une tension précise. Ce circuit sera toujours du type série.

### 8.4.1 Régulateur shunt

Le régulateur shunt est en général réservé aux générateurs comportant peu de panneaux avec un courant qui dépasse rarement 10 à 15 ampères. Ce type de circuit impose une diode de blocage dans le régulateur, donc une dissipation de puissance locale lors de la charge. Les bons régulateurs sont équipés d'une diode « schottky » à faible tension directe: une valeur typique de tension directe est environ 0.6 V, ce qui à 15 A correspond à 9 W de dissipation (radiateur extérieur ou boîtier métallique). La valeur de 15 A est aussi une valeur maximale pour éviter de trop grandes sections de câble. La charge s'effectue en deux temps: tant que la tension maximale de charge n'est pas atteinte, tout le courant du générateur est transféré à l'accumulateur; lorsque cette tension maximale est atteinte, le circuit court-circuite le générateur en fermant un interrupteur sur le circuit. Lorsque la tension de batterie est redescendue à une deuxième tension précise, la charge recommence. L'interrupteur sur le circuit est le plus souvent un transistor MOS qui, bien dimensionné, dissipe en général moins de puissance que la diode de blocage. On peut aussi trouver des transistors à jonction dissipant l'équivalent de la diode schottky ou des relais, mais ces derniers sont moins fiables et vont limiter la durée de vie du régulateur. Pour des installations à large plage de température ( $T < 0^{\circ}\text{C}$  &  $T > 30^{\circ}\text{C}$ ), il faut utiliser un régulateur qui mesure la température ambiante et adapte la tension maximale de charge en conséquence. Une valeur typique de compensation est  $-6 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$  par cellule 2V de batterie.

### Echauffement Compensation thermique

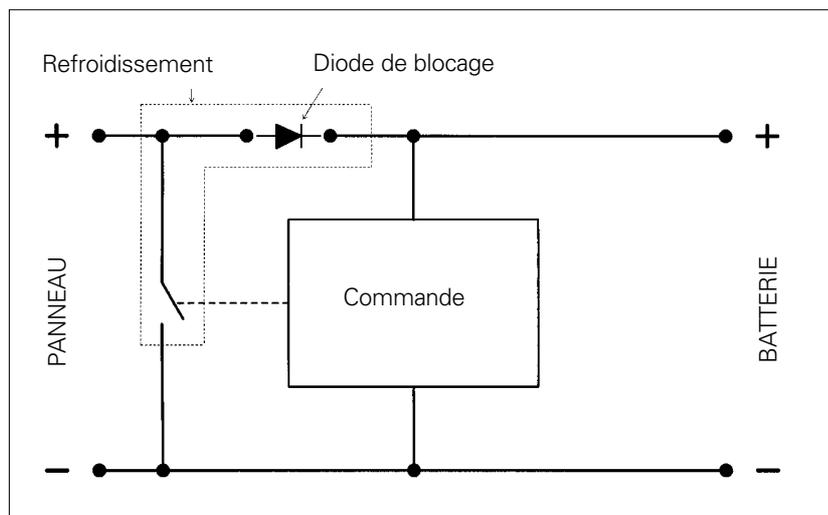


Figure 8.9  
Régulateur shunt

### 8.4.2 Régulateur série

Le régulateur série fonctionne de la même manière que le shunt (cycle de charge, compensation thermique) mais son interrupteur en série n'oblige pas la présence de diode de blocage sur le circuit; celles-ci seront le plus souvent placées dans les boîtes de jonction des panneaux solaires. L'utilité réelle de la diode de blocage doit être examinée avec soin:

**Dans les pays tempérés**, les besoins d'énergie solaire sont en général beaucoup plus élevés en hiver (sauf pour réfrigération) qu'en été: dans ce cas, la diode de blocage ne gêne pas, le panneau ayant une réserve de tension suffisante à froid.

**Dans les pays chauds**, il faut estimer le gain ou la perte de la diode de blocage: ici, les besoins sont en général plus importants en été (ventilation et réfrigération). En estimant que la nuit égale le jour en durée, la perte nocturne sera égale au courant inverse du panneau fois 12 h. Ce courant inverse est fortement dépendant de la technologie du fabricant, il varie entre quelques mA et 50 mA pour les modules modernes de 50 W. Pour citer un exemple, nous avons mesuré le courant inverse à 12 V d'un panneau BP 250 comme égal à 26 mA. La perte nocturne en Ah sera alors:

$$P (\text{nuit}) = 12 \cdot 26 \cdot 10^{-3} = 0.312 \text{ Ah}$$

### Estimer les pertes des diodes de blocage pour les pays chauds

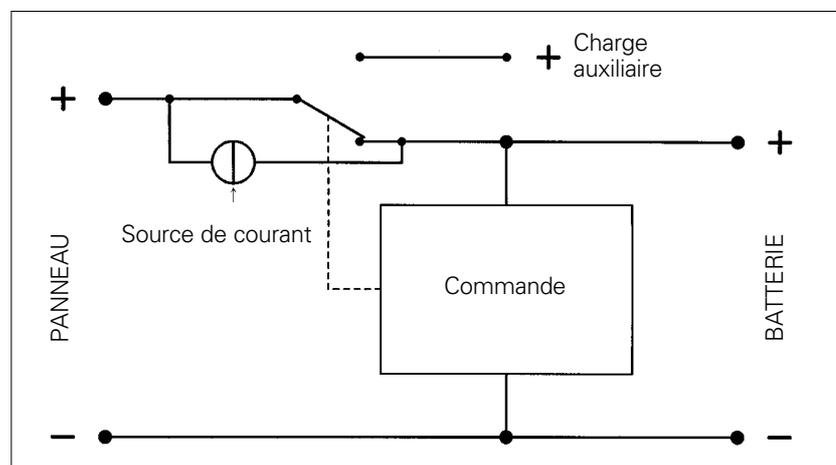
En examinant la courbe I/V du panneau BP (prog. PVsyst), on mesure une différence de 0.16 A entre 14 et 14.5 V (points de fonctionnement « moyens » avec et sans diode schottky) à une température de panneau de 70°C. On peut donc affirmer qu'il suffit de 2 heures de fonctionnement à 70°C sous 1 kW/m<sup>2</sup> d'irradiance pour compenser la perte nocturne. A 55°C, la différence de courant est de 0.11 A; à cette température, la compensation prend donc environ 3 heures.

Pour ce panneau, il est avantageux de travailler en pays chaud sans diode de blocage et avec un régulateur série. Pour déterminer ce choix, il faut mesurer plusieurs panneaux pour connaître la dispersion des courants inverses.

### Récupération du surplus d'énergie

L'interrupteur série est souvent un relais de grand courant (20 à 30 A), ce qui permet d'avoir un petit circuit sans dissipation interne importante. Pour limiter les commutations, le circuit est souvent équipé d'une source de courant en parallèle avec le relais qui compensera sa consommation et l'autodécharge de la batterie lorsque le relais travaille. L'emploi d'un relais permet également de dériver le courant du générateur vers une autre sortie lorsque la batterie est pleinement chargée. On peut ainsi récupérer l'excédent d'énergie produite en le dissipant sous forme thermique par exemple, ce qui est toujours bienvenu dans les installations en haute altitude. Le courant du régulateur série est limité par la capacité de coupure du relais ou par la dissipation de puissance du transistor série choisi: typiquement, il est limité aux générateurs chargeant moins de 30 A (par relais).

Figure 8.10  
Régulateur série



### 8.4.3 Maximum Power Tracker

Le MPT est un dispositif qui doit permettre une économie de coût panneaux et câblage dans les installations de grandes puissances. Ce circuit travaille en général à plus haute tension que celle de l'accumulateur, typiquement 2 à 3 fois celle-ci, ce qui permet de réduire la section des câbles ou de limiter leur perte. Le MPT travaillant au point de puissance maximale du générateur quelle que soit sa température ou quelle que soit la tension de la batterie améliore le rendement de charge. Le MPT est rentable uniquement pour les grands systèmes pouvant utiliser toute l'énergie produite toute l'année dans une grande plage de température ; sinon il est plus économique de monter des panneaux avec une tension adaptée à la charge (nombre de cellules) et à la saison du plus grand besoin d'énergie.

### 8.4.4 Régulateur de décharge

Ce dispositif est nécessaire pour tous les systèmes où la protection de la batterie est prioritaire. Un contre-exemple est l'éclairage solaire d'un voilier : il vaut mieux endommager sa batterie en continuant d'alimenter ses feux de position que naviguer tous feux éteints pour sauver sa batterie et risquer une collision. La tension de délestage sera si possible inversement proportionnelle au courant de sortie pour respecter les caractéristiques de décharge des batteries (valable pour les régulateurs à grands courants). Pour les régulateurs simples travaillant à des courants de moins de 10% de la capacité, il faut couper les sorties lorsqu'il reste 10 à 20% de capacité dans la batterie (à  $T > 0^{\circ}\text{C}$ ).

#### **Empêcher une décharge profonde de la batterie**

Pour la majorité des systèmes, le régulateur de décharge (en général incorporé au régulateur de charge) est nécessaire. Deux types seront utilisés :

- les régulateurs automatiques à réenclenchement automatique des sorties après coupure (systèmes non habités) ;
- les régulateurs manuels qui nécessitent une intervention humaine après coupure et sont recommandés pour les systèmes habités.

Les régulateurs manuels permettent de couper tous les utilisateurs en partant du site. Avec un régulateur automatique, si l'on oublie un utilisateur enclenché, la batterie va suivre des cycles de charge/décharge lents destructeurs à long terme : par exemple une lampe oubliée allumée en hiver dans un petit chalet provoque la coupure de la sortie à 11 V : le lendemain, la batterie, si elle remonte à 12 V (soleil) rallume la lampe qui redécharge la batterie jusqu'à 11 V (2<sup>e</sup> coupure). Ces cycles entre 10 et 20% de capacité détruisent une batterie en quelques mois et sont dangereux en cas de basse température de la batterie.

### 8.4.5 Régulateurs/critères de choix

- Diode de blocage de type « schottky » (si nécessaire) ;
- Bornes de qualité, accès facile ;
- Consommation interne minimale (quelques mA au maximum) ;
- Compensation thermique de la charge ( $T > 30^{\circ}\text{C}$  et  $T < 0^{\circ}\text{C}$ ) ;
- Réenclenchement manuel des sorties pour systèmes habités ;
- Indicateurs de pleine charge et de coupure de la sortie ;
- Protection des sorties (fusibles).

### Pays tempérés

Puissance du générateur	Type de régulateur		
	Shunt	Série	MPT
< 100 W	***	***	-
100 à 500 W	***	***	**
> 500 W	**	***	***

\*\*\* Bien adapté    \*\* Possible    \* Mal adapté

### Pays chauds

En général le régulateur série est mieux adapté.

## 8.5 Onduleurs

Les onduleurs utilisés dans les installations solaires autonomes sont caractérisés par leur technologie et par la forme d'onde qu'ils génèrent.

Nous décrivons uniquement les onduleurs statiques, les génératrices AC alimentées par un moteur à courant continu n'étant pratiquement pas utilisées pour ces applications.

Les principaux types produisent une onde sinusoïdale, une onde carrée ou une onde dite pseudo-sinusoïdale. Le choix de l'onduleur va dépendre des utilisateurs qu'il devra faire fonctionner; ce choix s'appuyant sur des critères valables pour n'importe quelle onde. Les critères principaux sont :

#### Précision de la tension de sortie

Ce chiffre est donné en % par rapport à 230 Vac. Utile dans certaines utilisations, appareils électroniques délicats, Hi-Fi...). L'onduleur doit être stable quelle que soit sa charge et quelle que soit sa tension d'entrée.

#### Résistance aux surcharges et au courant réactif

Pour arriver à démarrer certaines charges, l'onduleur doit produire souvent plusieurs fois sa puissance maximale pendant un temps assez bref. Comme exemple de charge à démarrage difficile, on peut citer les réfrigérateurs (P démarrage 5 à 10 fois P nominale) et les moteurs déjà chargés mécaniquement.

#### Distorsion harmonique

Dans certaines utilisations sensibles, la présence d'harmoniques est une gêne audible (Hi-Fi) où elle perturbe le fonctionnement de la charge (moteurs).

## Rendement

C'est sans conteste le critère de choix principal. On désire perdre le moins d'énergie possible entre les batteries et la charge en 230 Vac.

On s'intéresse à la courbe de rendement en fonction de la charge de l'onduleur : les appareils modernes performants atteignent un rendement supérieur à 90% dès une charge de 5 à 10% de leur puissance nominale.

Mais le rendement des appareils consommateurs peut dépendre de la forme de l'onde : par exemple un moteur alimenté par une onde carrée a un très mauvais rendement et va chauffer.

## Consommation en mode d'attente (stand-by)

C'est une donnée très importante pour les onduleurs qui travaillent occasionnellement et restent branchés en permanence. Souvent dans ces cas la consommation à vide est plus importante que la consommation utile. Un onduleur performant de 500 W/12 V consomme par exemple 0.4 A en attente, ce qui fait 9.6 Ah/ou 115Wh/j. Il faudrait si possible déclencher l'onduleur entre deux utilisations.

### 8.5.1 Onduleur à onde sinusoïdale

Les onduleurs modernes sinusoïdaux pour installations indépendantes utilisent les mêmes techniques que celles développées pour la liaison au réseau. Les circuits sont plus simples à mettre en œuvre, les protections et synchronisation au réseau n'existant pas. On trouve ainsi sur le marché de petits onduleurs (100 à 500 W) utilisant la technique HF intermédiaire (cf. 3.4.3) sans filtre de sortie ; le signal haute fréquence toujours présent peut ainsi éventuellement perturber la charge. Les appareils plus puissants utilisant cette technique ont en général un filtre éliminant les harmoniques HF.

## Observer le rendement en fonction de la puissance

### Onduleur sophistiqué

### 8.5.2 Onduleur à onde carrée

C'est la technique la plus simple pour générer une onde alternative. Dans ce cas, on commande deux transistors dans le primaire d'un transformateur par un oscillateur de 50 Hz. S'il est parfaitement carré, le signal généré va produire une somme d'harmoniques impaires qui ne pourront souvent pas alimenter sans problème des charges inductives. Les appareils utilisant cette technique n'ont pas de réglage de la tension de sortie : celle-ci va donc varier avec la charge et la tension d'entrée.

### Onduleur simple

### 8.5.3 Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale

Ce sont en général les appareils les plus performants en terme de rendement. La technique utilisée part d'un oscillateur à modulation de largeur d'impulsion à 50 Hz commandant deux transistors dans le primaire d'un transformateur. Le signal produit est un double carré (positif et négatif) avec passages par zéro : le passage par zéro à chaque commutation réduit les harmoniques par rapport au signal carré. Le carré de largeur variable en fonction de la charge et de la tension d'entrée permet un ajustage précis de la tension de sortie.

Cette impulsion de largeur variable permet également de faire fonctionner l'onduleur à tension de sortie plus faible en mode d'attente à faible consommation : dès qu'une charge est branchée, un circuit la détecte et fait fonctionner l'onduleur à 230 Vac.

#### 8.5.4 Onduleurs/critères de choix

Avant de choisir un onduleur il faut s'assurer :

- qu'une solution en courant continu toujours plus économe en énergie n'existe pas ;
- que la consommation éventuelle en mode d'attente ne pénalise pas trop l'installation solaire ;
- que l'onduleur peut démarrer la charge (essai !);
- que son rendement est suffisant au point de fonctionnement de la charge ;
- que la charge tolère la distorsion de l'onduleur ;
- que les variations de la tension de sortie sont acceptées par la charge ;
- que l'onduleur est protégé contre les surcharges côté DC et AC et contre la surchauffe ;
- que l'onduleur coupe les utilisateurs en cas de basse tension DC.

### 8.6 Consommateurs

Les consommateurs utilisés dans les installations autonomes doivent avoir un rendement maximum et doivent pouvoir fonctionner avec fiabilité dans la plage de tension de l'accumulateur :

- pour les systèmes avec batteries au plomb, en 12 V nominal par exemple, la plage usuelle va de 14 à 10-11 V à 25°C. Pour d'autres tensions nominales, la plage sera la même en proportion ;
- pour des systèmes à batteries au Ni-Cd, l'utilisateur doit supporter de fonctionner jusqu'à +25% de la tension nominale environ et au-dessous jusqu'à 0 V. Si la sous-tension n'est pas tolérable, il faut ajouter un régulateur de décharge qui coupe la sortie au-dessous du seuil acceptable.

Les systèmes photovoltaïques autonomes ont induit des améliorations de rendement dans pratiquement tous les consommateurs spécialement développés pour ce marché.

**Consommateurs spécialement développés pour le solaire = meilleur rendement**

Dans la conception d'une installation, il est presque toujours plus avantageux de chercher des consommateurs fonctionnant en courant continu ou de les adapter plutôt que d'ajouter un onduleur et un consommateur en 230 Vac. Ceci est également valable pour les petites machines, machines à traire, moulin à céréales, groupes de froid, etc. En général, les moteurs DC de quelques kW ont un rendement supérieur à ceux en AC et un onduleur perd toujours au minimum 10% de son énergie en chaleur.

Enfin pour l'alimentation de chalets, habitations isolées sous nos latitudes, il est souvent profitable de remplacer l'onduleur destiné à alimenter des consommateurs occasionnels par une petite génératrice qui permet également de charger les batteries en hiver.

## 8.6.1 Lampes

Les lampes représentent les principaux consommateurs des systèmes autonomes. Le principal type utilisé est la lampe fluorescente qui présente le rendement le plus élevé. Les autres sources de lumière comme les lampes à incandescence et à halogène seront réservées aux courtes durées d'utilisation. On utilise parfois des lampes à vapeur de sodium pour des candélabres, leur rendement est plus élevé mais leur lumière orange monochromatique et leur prix limitent leur usage.

**Lampe fluorescente = rendement élevé**

### 8.6.1.1 Lampes fluorescentes

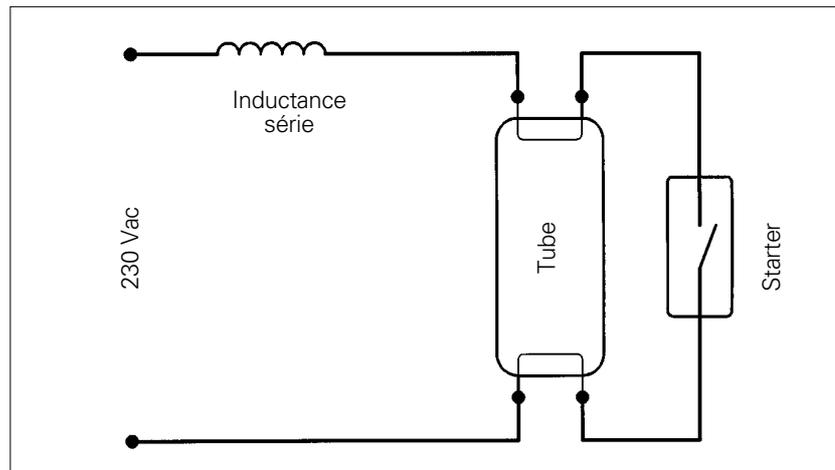
Ce sont les lampes les mieux adaptées en terme de rendement. Le tableau 8.1 ci-dessous donne les valeurs de flux lumineux et de rendement des meilleurs tubes de chaque dimension ainsi que quelques valeurs pour les lampes à incandescence, à halogène et à vapeur de sodium. Nous avons utilisé les valeurs des modèles Osram mais ces données comparatives sont valables pour d'autres fournisseurs de lampes. Tous les modèles sont à basse tension (12 ou 24 V), les types fluorescents et à vapeurs de sodium doivent être alimentés par des ballasts électroniques.

Type de lampe	Puissance (W)	Dimensions (cm)	Flux (lm)	Rendements. (lm/W) (rel.)	
Incandescence	25	dia 6 x 10.5	325	<b>13</b>	<b>0.8</b>
Incandescence	40	dia 6 x 10.5	580	<b>14.5</b>	<b>0.9</b>
Incandescence	60	dia 6 x 10.5	980	<b>16.3</b>	<b>1.0</b>
Halogène	10	dia 0.9 x 3.1	120	<b>12</b>	<b>0.74</b>
Halogène	20	dia 0.9 x 3.1	350	<b>17.5</b>	<b>1.07</b>
Halogène	35	dia 1.2 x 4.4	650	<b>18.6</b>	<b>1.14</b>
Halogène	50	dia 1.2 x 4.4	1000	<b>20</b>	<b>1.23</b>
Halogène	100	dia 1.2 x 4.4	2300	<b>23</b>	<b>1.41</b>
Fluo. droite	8	dia 1.6 x 29	430	<b>54</b>	<b>3.31</b>
Fluo. droite	13	dia 1.6 x 52	950	<b>73</b>	<b>4.48</b>
Fluo. U (PL)	9	2.7 x 14.5	600	<b>67</b>	<b>4.11</b>
Fluo. U (PL)	11	2.7 x 21.5	900	<b>82</b>	<b>5.03</b>
Fluo. U (PL double)	10	3.4 x 9.5	600	<b>60</b>	<b>3.68</b>
Fluo. droite	18	dia 2.6 x 59	1450	<b>81</b>	<b>4.97</b>
Fluo. droite	36	dia 2.6 x 120	3450	<b>96</b>	<b>5.89</b>
Sodium	18	dia 5.3 x 22	1800	<b>100</b>	<b>6.14</b>
Sodium	36	dia 5.3 x 31	4800	<b>137</b>	<b>8.41</b>

Tableau 8.1  
Flux lumineux et rendement de lampes

Ce tableau montre que le rendement augmente avec la puissance, ceci pour tous les types de lampes. Pour comparer les valeurs, nous avons pris comme référence la lampe à incandescence de 60 W qui correspond à une puissance très fréquente pour une petite lampe. Les valeurs de rendement des lampes fluorescentes ne tiennent pas compte des pertes du ballast mais celles-ci sont compensées par le gain dû au fonctionnement à haute fréquence (20 à 50 kHz) qui atteint de 10 à 15% selon les tubes par rapport à 50 Hz.

Figure 8.11  
Lampe fluorescente en AC/50 Hz



Pour qu'un tube fluorescent émette de la lumière, il faut faire passer un courant électrique entre les deux électrodes du tube : ce courant est véhiculé par le plasma qui s'établit dans le gaz remplissant le tube. Le plasma ne peut s'établir que si la tension atteint une tension élevée dépendant de la longueur du tube et du gaz utilisé ; par exemple pour une tube de 120 cm, il faut au minimum 700 volts pour que le courant passe. Pour abaisser cette tension, on chauffe les deux électrodes pour libérer plus facilement des électrons, ce qui facilite également le démarrage à froid. A 230 Vac et 50 Hz, on insère avec le tube une inductance sur un pôle et un starter comme indiqué sur la figure 8.11 : lorsque le montage est mis sous tension, le starter, qui contient un gaz du même type que le tube, s'allume et chauffe, son bi-lame se ferme, ce qui fait passer un grand courant dans les électrodes du tube qui chauffent. Le starter, étant fermé, s'est éteint ; il refroidit et s'ouvre, ce qui provoque une tension élevée aux bornes du tube due à l'inductance série. L'enclenchement peut durer quelques secondes suivant la phase et la tension instantanées où cette séquence se passe, ce qui explique les clignotements usuels au démarrage.

En basse tension DC, pour remplacer le starter et l'inductance, on fabrique un élévateur de tension à haute fréquence qui, lorsqu'il n'est pas chargé, fournit une tension assez élevée pour démarrer le tube. Les fabricants proposent un grand choix de lampes fluorescentes en 12 et 24 Vdc : elles sont en général proposées sous forme de réglettes en boîtier aluminium ou plastique et conçues pour le marché du caravanning. On peut également trouver les ballasts électroniques seuls pour alimenter par exemple des tubes en forme de U (type « PL ») qui peuvent être incorporés plus facilement dans des lampes de forme traditionnelle.

## Critères de choix

- Circuit à préchauffage des électrodes garantissant un nombre d'enclenchements élevé (par exemple 5000 au minimum). Les circuits sans préchauffage noircissent le tube aux extrémités, les électrodes en se détruisant s'y déposant.
- Oscillateur HF produisant une onde sinusoïdale: une étude récente a montré que la durée de vie de telles lampes [1] était nettement plus élevée. D'autre part, les lampes à onde sinusoïdale produisent beaucoup moins d'interférences radio, ce qui est important pour les produits vendus en Afrique, où la radio AM est pratiquement la seule reçue dans les campagnes.
- Circuit à haut rendement, résistant aux variations de tension (par exemple de 10 à 14 V) et à la température ambiante.
- Circuit résistant au vieillissement du tube et supportant de fonctionner sans tube: lorsque le tube vieillit, il est plus difficile à démarrer et peut parfois s'allumer «à moitié», l'oscillateur électronique n'est alors pas correctement chargé.

Peu de fournisseurs peuvent répondre à tous ces critères; il faut alors faire un compromis et choisir en fonction de l'usage.

### 8.6.1.2 Lampes à incandescence et halogène

Lorsqu'on compare les rendements lumineux (tableau 8.1) on remarque que les lampes à incandescence ont entre 4 et 6 fois moins de rendement à puissance égale que les fluorescentes: on peut alors recommander ces lampes uniquement pour des utilisations très courtes (par exemple corridor avec minuterie). La lampe halogène est très légèrement meilleure, son rendement à puissance égale étant 20% supérieur à la lampe incandescente, mais il faut la garder pour le même type d'utilisation de courte durée.

**A réserver pour les éclairages occasionnels ou de courtes durées**

### 8.6.1.3 Lampes portables

Les lampes portables sont un cas particulier des lampes fluorescentes: elles incorporent en plus une électronique de contrôle de la batterie.

## Critères de choix supplémentaires

- Éviter les modèles incorporant le panneau avec la lampe: la batterie dans un boîtier panneau-lampe au soleil peut atteindre jusqu'à 70°C (mesuré sur une lampe d'un grand constructeur en Afrique).
- Si la batterie est de type Ni-Cd, s'assurer qu'il y a un délestage en basse tension, sinon le tube vieillira trop vite.
- Avec une batterie au plomb, s'assurer que le régulateur de charge est de type série pour que l'on puisse recharger depuis un autre système ou un chargeur secteur. Contrôler qu'il existe également un régulateur de décharge (délestage à basse tension).
- S'assurer que la consommation continue éventuelle de la batterie (par le régulateur) ne pénalise pas le stockage.

## 8.6.2 Radio – téléviseurs

Le choix des radios et chaînes Hi-Fi est très grand en 12 V grâce aux autoradios. Le critère de choix principal, à qualité d'écoute égale, est la consommation continue la plus faible.

Pour les téléviseurs, le choix est plus limité : pour les appareils à alimentation directe DC, seuls quelques modèles de petits formats sont disponibles, la consommation des grands tubes restant importante. Si l'utilisation du téléviseur est rare, il peut être avantageux de récupérer une petite TV noir/blanc et d'ajouter un petit onduleur (100 W).

## 8.6.3 Pompes

Le pompage de l'eau est une des priorités du solaire en Afrique. Pour les utilisations en Europe, les besoins les plus courants sont la mise en pression de l'eau d'une habitation.

### 8.6.3.1 Pompe au fil du soleil

Une installation de pompage solaire en site isolé doit être soigneusement conçue : même si la technique est parfaitement adaptée, une pompe demande toujours de la maintenance, donc un minimum de formation des utilisateurs. D'autre part, la pompe doit s'adapter aux conditions locales de pompage : comment va évoluer la nappe phréatique lorsqu'on pompe plus fortement, quels seront les variations de niveau, les variations de qualité de l'eau, etc.

On ne détaillera pas ici les avantages et inconvénients des systèmes avec ou sans batterie ; avant d'installer une pompe directement sur un générateur solaire, il faudra s'assurer que celle-ci accepte les grandes variations de courant et tension du générateur durant la journée.

Trois systèmes principaux de pompes sont disponibles :

#### En général de grande puissance

- **Les pompes centrifuges** sont destinées aux forages relativement profonds (en solaire typiquement jusqu'à 120 m) : les pompes sont entraînées soit par un moteur à courant continu, étanche immergé ou en surface avec un arbre, soit par un moteur alternatif immergé alimenté par un onduleur. La hauteur de refoulement est proportionnelle à la puissance de la pompe, ce qui limite ce type aux relativement grandes puissances (> kW, dizaines de l/min). Le rendement moyen est le plus mauvais des systèmes disponibles, typiquement de 30%. Ce système est délicat si le niveau de la nappe varie fortement, la pompe ne supportant pas de tourner à sec ; la pompe est également très sensible à la qualité de l'eau. En cas de problème mécanique, tout le système est au fond du forage ou du puits, la maintenance et le contrôle sont difficiles.

#### Pompe simple et fiable

- **Les pompes béliers** sont intéressantes pour des forages jusqu'à 100 m parce que les seules parties mécaniques immergées sont deux clapets, le pompage de l'eau se faisant en surface par une pompe « standard » entraînée par un moteur quelconque. Le rendement est meilleur, de l'ordre de 40%. L'intérêt de cette technique est que la hauteur de refoulement ne dépend pas de la puissance : des systèmes pour habitations isolées à besoins réduits sont disponibles. La maintenance des éléments mécaniques les

plus sollicités (pièces tournantes) est en surface, donc beaucoup facilitée. De plus le système immergé tolère une qualité de l'eau moins bonne et permet de travailler avec très peu de fond.

- **Les pompes à membrane** sont également intéressantes jusqu'à environ 60 m pour les petits besoins (quelques l/min). Fonctionnant à l'aide d'un moteur DC étanche, leur rendement peut atteindre 50%. La pompe est assez tolérante aux variations de qualité de l'eau et peut fonctionner à sec ; un problème rencontré est que certains modèles ne supportent pas une trop grande pression à l'entrée (variation de hauteur de la nappe). Le désavantage principal est une durée de vie plus limitée qui impose une maintenance accrue.

**Rendement élevé mais durée de vie limitée**

### 8.6.3.2 Réseau d'eau sous pression

Le pompage principal sous nos latitudes est la mise en pression d'eau d'une habitation. Le système utilise soit une pompe commandée par un pressostat, démarrant lorsqu'un utilisateur ouvre un robinet (cf. figure 8.2), soit un réservoir dans les combles alimenté depuis un puits par la pompe.

Les deux systèmes ont leurs avantages et leurs inconvénients.

Le **système en pression** permet d'assurer une pression élevée, ce qui est agréable pour le fonctionnement d'une douche ou pour tirer rapidement de l'eau. Un autre avantage est qu'il n'y a pas de grand réservoir à purger en hiver ; les désavantages sont que la pompe s'enclenche chaque fois que l'on tire plus de quelques litres d'eau (dépendant de la taille du vase d'expansion) et que la robinetterie doit tenir continuellement la pression.

**Confort «moderne»**

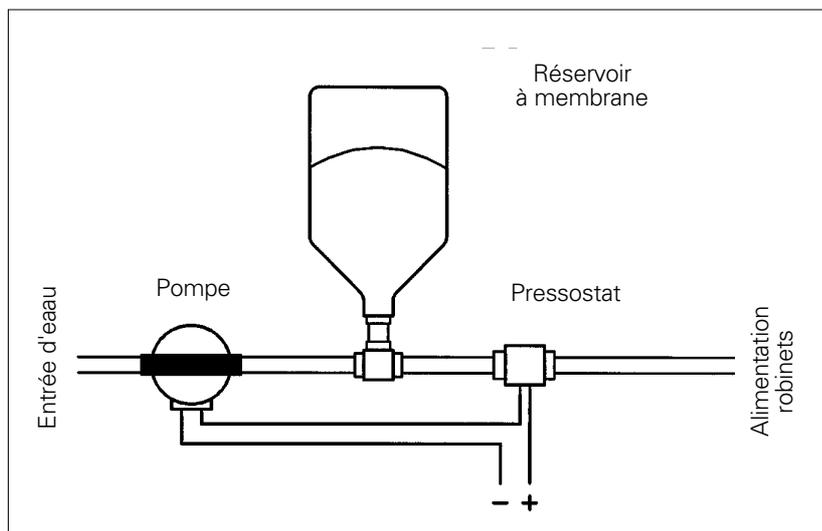


Figure 8.12  
Système de pompe en pression

Le **système à accumulation** est plus simple à mettre en œuvre : la résistance à la pression de la robinetterie n'est pas critique, la pompe peut être commandée soit par un système automatique à flotteur dans le réservoir, soit manuellement. Les désavantages sont la faible pression et la nécessité de purger le réservoir en hiver.

Pour ces deux moyens, on peut utiliser des pompes centrifuges ou à membranes du type de celles développées pour les bateaux.

### 8.6.3.3 Circulateurs de chauffage

Un troisième usage des pompes solaires est la commande de la pompe de circulation de capteurs solaires. La pompe peut soit fonctionner au fil du soleil, en espérant que son débit est adapté aux performances thermiques des capteurs ou être enclenchée par un régulateur mesurant la différence de température collecteurs/accumulateur. Les pompes pour cet usage sont en général centrifuges: des modèles entre 8 et 40 W permettent de résoudre les cas habituels pour des besoins familiaux. Le même type de circulateur peut être utilisé par exemple pour un chauffage central à bois dans un chalet.

### 8.6.4 Réfrigérateurs

Les réfrigérateurs pour installations autonomes utilisent des compresseurs fonctionnant avec un moteur DC et une armoire à isolation renforcée. Leur prix est beaucoup plus élevé que les modèles standards en 230 Vac (environ 2 à 3 fois plus cher) mais leur consommation est inférieure à la moitié pour les meilleurs modèles. Pour améliorer le rendement des réfrigérateurs ou congélateurs, il faut:

- les placer dans un endroit frais, à différence de température intérieure/extérieure la plus faible possible;
- s'assurer que l'échangeur est bien ventilé pour qu'il puisse travailler efficacement;
- ajouter des accumulateurs de froid (glaçons ou éléments fermés) pour que le compresseur travaille plus longtemps et moins souvent, son efficacité est ainsi augmentée;
- les charger avec des aliments aussi froids que possible pour éviter de devoir les refroidir;
- ne pas les utiliser en hiver.

On trouve aussi des réfrigérateurs à vaccins pour les dispensaires médicaux isolés; ceux-ci ont été testés par l'OMS où l'on peut en obtenir les résultats.

#### Moteur chargé au démarrage

Il est fortement déconseillé d'utiliser un réfrigérateur en 230 Vac alimenté par un onduleur: même si la puissance du compresseur est seulement de 50 à 100 W, l'onduleur devra être capable de démarrer une charge facilement 10 fois plus élevée suivant l'état de charge mécanique du moteur. D'autre part la consommation continue de l'onduleur pourra être une part importante de l'énergie et les modèles 230 Vac sont moins bien isolés que les modèles solaires spécialement développés.

### 8.6.5 Ventilateurs

Pour la ventilation de petits espaces, on trouve des ventilateurs DC utilisés en électronique. Certains sont même déjà montés avec des cellules solaires dans une bouche de ventilation pour caravane ou bateau.

Pour les besoins plus importants, séchage du foin par exemple, beaucoup de ventilateurs industriels peuvent être obtenus avec un moteur DC. Pour ces besoins, le système de démarrage du moteur est plus difficile à résoudre que la modification en DC.

Pour les pays chauds, on trouve un ventilateur plafonnier en 24 Vdc qui a environ 40% plus de rendement que son équivalent en 230 Vac.

### 8.6.6 Ordinateurs et périphériques

La plupart des ordinateurs portables peuvent être connectés à une alimentation 12 Vdc (prise allume-cigares), ce qui résout le problème d'alimentation. Pour évaluer la consommation réelle, il est conseillé de mesurer l'appareil en tenant compte des cycles de charge/décharge de l'accumulateur intégré qui est le plus souvent au Ni-Cd.

Pour l'imprimante, les modèles les moins gourmands en énergie sont les modèles à jet d'encre (12 à 150 W); les modèles à impact consomment en général plus de 100 W et les types à laser de 300 à 1500 W.

### 8.6.7 Connectique et câblage

Peu de fournisseurs proposent des connecteurs spéciaux pour le solaire. L'un cependant offre une gamme de prise, fiches et interrupteurs bien adaptés (CMR, cf [5]): les contacts sont largement dimensionnés (tiennent plus de 50 A) et indétrompables. Il existe même la possibilité de monter un fusible miniature à l'intérieur de la fiche (Imax 16 A). Parallèlement, il offre aussi des régulateurs utilisant ces prises, ce qui permet une maintenance et un contrôle faciles, les entrées/sorties pouvant être déconnectées sans accès au câblage.



Pour le câblage d'installations autonomes, les recommandations du chapitre 5.2.2 sont toujours valables.

Pour le câblage intérieur, on peut tirer par exemple du fil rigide de 2.5 mm<sup>2</sup> et en connecter plusieurs en parallèle. On peut admettre qu'une perte de 0.5 V est un maximum en 12 V: le tableau 8.2 indique les longueurs correspondantes à une telle perte pour différents courants et sections de câble (aller et retour).

Tableau 8.2  
Longueur de câble pour 0.5 V  
de perte de tension

Courant (A)	Section 2 · X mm <sup>2</sup>				
	1.5	2.5	4	6	10
1	18.8	32.1	50.0	75.0	125.0
3	6.2	10.4	16.7	25.0	41.7
5	3.8	6.3	10.0	15.0	25.0
7	2.7	4.5	7.1	10.7	17.9
9	2.1	3.5	5.6	8.3	13.9
12	1.6	2.6	4.2	6.3	10.4
15	1.3	2.1	3.3	5.0	8.3

**On remarque qu'avec la section usuelle de 1.5 mm<sup>2</sup> et une charge de 100 W/12 V, il ne faut pas dépasser une longueur de 2 mètres !**

## 8.7 Dimensionnement

Le dimensionnement d'une installation autonome est beaucoup plus complexe que celui d'une installation reliée au réseau: il faut connaître:

- les besoins réels de l'utilisateur durant l'année;
- les données climatiques locales (irradiances, ombres, températures, brouillard, microclimat, etc.);
- le degré de fiabilité désiré;
- les caractéristiques de charge du panneau choisi;
- les caractéristiques de l'accumulateur et des consommateurs.

Les différents paragraphes expliquent une manière simple de calculer un système si l'on dispose d'un ordinateur avec tableur.

### 8.7.1 Tension nominale

Le choix de la tension nominale sera dicté par les conditions suivantes:

- taille de l'endroit à électrifier;
- grandeur des besoins;
- consommateurs disponibles fonctionnant à la tension nominale.

Les tensions usuelles de 12 et 24 V sont les plus utilisées. Des systèmes fonctionnant à 48 ou 108 Vdc sont réservés à des applications spéciales pour de grandes installations (> kW).

Pour tous les systèmes de quelques panneaux de 50 W avec de petites distances de câblage, la tension de 12 V est préférable parce que le choix des consommateurs est le plus grand.

On choisira de travailler en 24 V lorsque les distances de câblage seront importantes ou lorsque la puissance sera élevée; également lorsqu'on veut dissuader les utilisateurs de connecter n'importe quel consommateur 12 V sur le système.

### 8.7.2 Point de fonctionnement des modules

On a vu que pour charger une batterie 12 V, le panneau devait travailler à une tension d'environ 15 V (8.1). Pour simplifier les calculs, on considérera que le panneau fonctionne à cette tension et l'on prendra le courant correspondant, les calculs d'énergie étant en Ah. Le rendement charge/décharge vaut alors 90% pour une batterie au plomb. Si le générateur est constitué de modules de 50 W, on prend en première approximation le courant de charge à 15 V et à NOCT. Par exemple pour le Siemens M50, ce courant vaut environ 2.9 A. Si la consommation principale est en hiver, on peut prendre le courant à 20 ou 25°C et dans ce cas, ce courant vaut environ 3.05 A.

**Calculs en ampère  
et ampère-heure**

### 8.7.3 Calcul des consommateurs

C'est la première information à obtenir de l'utilisateur ; il faut en général lui expliquer quels sont les consommateurs utilisables et quels sont les critères de choix.

Ensuite on calcule pour chaque mois la somme des consommations en Ah. Le tableau 8.3 présente un exemple de dimensionnement avec des consommateurs variés pour un chalet de week-end à 4 chambres occupé en moyenne par trois personnes. Le chalet est situé à Leysin (VD), on peut monter des panneaux sur une orientation de 10° ouest selon un angle libre ; le montage est accessible si l'on veut changer l'inclinaison durant l'année. Il n'y a pas d'ombre proche ou lointaine, l'horizon est dégagé.

**Estimer toutes les  
consommations  
durant l'année**

On liste tout d'abord tous les besoins journaliers et ensuite on somme les besoins mensuels en multipliant par le taux d'occupation.

On estime que les besoins d'éclairage sont en moyenne une lampe de 13 W par personne, soit 3.25 A pour le tout. Les besoins journaliers sont de :

- 8 h/j en hiver (26 Ah/j) ;
- 6 h/j en automne et printemps (19.5 Ah/j) ;
- 4 h/j en été (13 Ah/j).

De mai à septembre, un réfrigérateur consomme 400 Wh/j, soit 33Ah/j.

Un téléviseur consommant 4 A fonctionne 2 h/j en été (8 Ah/j) et 4h/j le reste de l'année (16 Ah/j).

Le chalet est occupé :

- tous les week-ends (6 jours/mois) de décembre à mars ;
- un week-end sur deux le reste de l'année (3 jours/mois) ;
- une semaine à Nouvel An (3 jours en décembre, 3 en janvier) ;
- trois semaines en août (total 21 jours).

Les besoins sont résumés au point 3 du tableau 8.3 avec les consommations journalières, le taux d'occupation mensuel et la consommation totale mensuelle.

### 8.7.4 Energie solaire disponible

Pour déterminer l'énergie solaire disponible, il faut disposer de tables statistiques d'irradiations. Pour la Suisse, on utilise METEONORM [2] ; pour l'Europe, par exemple les tables établies par la CEE [3] et

pour le monde celles de l'Université du Wisconsin [4]. Les données sont aussi disponibles sous forme d'un programme qui calcule également l'énergie dans un plan quelconque.

Comme première approximation, on peut utiliser les valeurs du tableau 8.3 et prendre la plus proche localité.

Aux points 1 et 2 du tableau 8.3, on a indiqué les valeurs de l'exemple du chalet situé à Leysin :

- sous 1, les irradiances sont indiquées en valeurs mensuelles à l'horizontale et pour les trois angles de 30, 45 et 60°, l'orientation étant ici de 10° ouest ;
- sous 2, les mêmes irradiances sont indiquées en valeurs journalières, plus parlantes pour estimer la production d'un panneau.

En cas d'ombrage lointain (montagne...), il faut soit connaître les heures de lever et coucher du soleil chaque mois, soit reproduire l'horizon sur une figure de trajectoire du soleil (cf. figure 2.4). Cette dernière méthode est nécessaire si l'obstacle est plus proche (arbre, maison...) et produit une ombre une partie de la journée seulement. Ensuite on utilise une table de densité d'irradiance (tableau 2.7) pour calculer la perte due à l'ombre pour chaque mois ou plus facilement avec le logiciel PVSYST.

### 8.7.5 Calcul de la puissance du générateur

La méthode la plus simple consiste à calculer ce que produit un panneau standard de 50 W à partir des données d'irradiation du lieu et ensuite à chercher combien de panneaux sont nécessaires pour compenser la consommation.

Dans l'exemple du chalet de Leysin, on liste le courant de charge d'un panneau pour chaque mois pour tenir compte des variations de température (point 4, 1ère ligne), ensuite on calcule l'énergie en Ah/mois que produit le nombre de panneaux choisis. On inclut ici le rendement de charge/décharge qui vaut 0.9 environ pour une batterie au plomb.

Enfin, on choisit l'inclinaison optimale du générateur, celui-ci dans cet exemple étant accessible : un bon choix est 60° d'octobre à février, 30° le reste de l'année (ligne 5 du point 4).

On voit qu'avec un choix de 2 panneaux de 50 W, un déficit énergétique apparaît seulement en août où le chalet est utilisé 3 semaines entières ; celui-ci peut être compensé par le choix d'une batterie de capacité supérieure ou par l'ajout d'un troisième panneau.

### 8.7.6 Dimensionnement de la batterie

Le dimensionnement de la batterie dépend du degré de fiabilité que l'on désire atteindre. Dans une région où l'ensoleillement est régulier et réparti de manière assez uniforme durant l'année, la capacité peut être de seulement 4 à 5 jours de consommation. Sous nos latitudes et spécialement en plaine, on peut avoir plusieurs semaines consécutives de temps maussade : dans ce cas, la capacité devrait idéalement dépasser cette « pire » période. En Suisse, on installe souvent une capacité équivalant à 3 – 4 semaines de consommation, ce qui permet de décharger la batterie de seulement 10 à 30% et prolonge sa durée de vie. Il est prudent de surdimensionner la capacité

d'une nouvelle installation de chalet, l'augmentation du confort apporté par le solaire poussant les utilisateurs à plus fréquenter leur chalet. D'autre part, on peut après quelques années d'expérience ajouter des panneaux si nécessaire mais il est déconseillé de connecter en parallèle des batteries d'âges différents. Dans l'exemple du chalet, une capacité d'environ 300 à 400 Ah correspond à la consommation moyenne mensuelle sauf pour la période de vacances en été. Pour calculer les variations de capacité, on utilise la formule :

$$\text{Cap (m)} = \min [(\text{Cap (m-1)}); \text{Cap (m-1)} - \text{Cons (m)} + \text{Prod (m)}]$$

On fait encore l'hypothèse que la batterie est pleine au mois de mai pour partir sur une valeur plausible.

Si la consommation journalière est élevée par rapport à la capacité, il faut affiner le calcul et travailler par périodes de 15 jours ou 1 semaine pour suivre les variations de capacité. Dans l'exemple présenté, le cas est à la limite, la consommation journalière étant élevée par rapport à la capacité prévue, la fiabilité sera assez faible pour la période de vacances.

Tableau 8.3  
Exemple de dimensionnement

File:	LEYSIN	LOCATION:	LEYSIN										
		EXEMPLE	PACER2										
<b>1. IRRADIATIONS MENSUELLES (kWh/m<sup>2</sup> . mois)</b>													
<b>OR.</b>	<b>ANGL.</b>	<b>JANV.</b>	<b>FEV.</b>	<b>MARS</b>	<b>AVR.</b>	<b>MAI</b>	<b>JUIN</b>	<b>JUIL.</b>	<b>AOUT</b>	<b>SEPT.</b>	<b>OCT.</b>	<b>NOV.</b>	<b>DEC.</b>
	0°	44.7	62.7	106.9	144.8	169.4	180.6	193.0	158.8	120.9	89.5	46.5	39.6
10°O	30°	69.5	85.9	129.2	158.0	171.0	176.9	192.2	167.3	140.8	119.9	67.8	65.8
10°O	45°	76.8	91.3	131.2	153.5	160.4	163.4	178.7	160.1	140.7	126.3	73.7	74.0
10°O	60°	80.0	91.9	126.7	141.9	143.1	143.4	157.7	145.6	133.8	126.0	75.7	78.1
<b>2. IRRADIATIONS JOURNALIERES (kWh/m<sup>2</sup> . j)</b>													
	0°	1.47	2.06	3.50	4.75	5.55	5.92	6.33	5.21	3.96	2.93	1.52	1.30
10°O	30°	2.28	2.82	4.24	5.18	5.61	5.80	6.30	5.49	4.62	3.93	2.22	2.16
10°O	45°	2.52	2.99	4.30	5.03	5.26	5.36	5.86	5.25	4.61	4.14	2.42	2.43
10°O	60°	2.62	3.01	4.15	4.65	4.69	4.70	5.17	4.77	4.39	4.13	2.48	2.56
<b>3. BESOINS (Ah/j) TENSION: 12 V</b>													
LUMIERE		26.0	19.5	19.5	19.5	13.0	13.0	13.0	13.0	19.5	19.5	26.0	26.0
TV		16.0	16.0	16.0	16.0	8.0	8.0	8.0	8.0	16.0	16.0	16.0	16.0
FRIGO		0.0	0.0	0.0	9.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		42.0	35.5	35.5	44.5	54.0	54.0	54.0	54.0	68.5	35.5	42.0	42.0
OCCUPATION		9	6	6	6	6	6	6	21	6	6	6	9
<b>CONSOM./M</b>		<b>378</b>	<b>213</b>	<b>213</b>	<b>267</b>	<b>324</b>	<b>324</b>	<b>324</b>	<b>1134</b>	<b>411</b>	<b>213</b>	<b>252</b>	<b>378</b>
<b>4. PRODUCTION PHOTOVOLTAIQUE (Ah/mois) NB DE PANNEAUX 2 RENDEMENT: 0.9</b>													
<b>I PANNEAU</b>		3.05	3.05	3.05	3.00	2.95	2.90	2.90	2.90	2.95	3.00	3.05	3.05
10°O	30°	382	472	709	853	908	923	1003	873	748	647	372	361
10°O	45°	422	501	720	829	852	853	933	836	747	682	405	406
10°O	60°	439	505	696	766	760	749	823	760	710	680	416	429
<b>PROD. 30/60°</b>		<b>439</b>	<b>505</b>	<b>709</b>	<b>853</b>	<b>908</b>	<b>923</b>	<b>1003</b>	<b>873</b>	<b>748</b>	<b>680</b>	<b>416</b>	<b>429</b>
<b>5. DEFICIT ENERGETIQUE (Ah/mois)</b>													
10°O	30/60°	0	0	0	0	0	0	0	0	-261	0	0	0
<b>6. ETAT DE CHARGE BATTERIE (Ah) CAPACITE: 300 Ah PLEINE EN MAI</b>													
		300	300	300	300	300	300	300	39	300	300	300	300

## Références

- [1] F. Garcia Rosillo, F. Chenlo, F. Fabero (1994). Performance and reliability of fluorescent lamps and ballasts for stand alone PV systems. Proceedings of the 12th Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam.
- [2] METEONORM. Office fédéral de l'énergie, OFEN, 3003 Berne. Diffusion: InfoEnergie, 2003 Neuchâtel.
- [3] Atlas européen du rayonnement solaire. Commissions des Communautés Européennes. 1984 – Volumes 1 et 2. Verlag TÜV Rheinland.
- [4] World distribution of solar radiation. Report N° 21, Solar energy laboratory, the University of Wisconsin, July 1966.
- [5] C.M.R. CP 18, 2416 Les Brenets

## 9. Dimensionnement et mesures

---

<b>9.1</b>	<b>Prédimensionnement</b>	183
9.1.1	Puissance installée	183
9.1.2	Energie produite	186
<hr/>		
<b>9.2</b>	<b>Dimensionnement détaillé</b>	187
9.2.1	Effets perturbateurs	187
9.2.2	Simulation: le logiciel PVSYST	189
9.2.3	Projet: site et météo	180
9.2.4	L'énergie incidente	191
9.2.5	Les ombrages proches	191
9.2.6	Ombrages et production électrique	193
9.2.7	Définition du champ PV	193
9.2.8	Facteur d'incidence	195
9.2.9	Définition du système	197
9.2.10	Dimensionnement de l'onduleur	197
<hr/>		
<b>9.3</b>	<b>Contrôles à la réception de l'installation</b>	200
9.3.1	Contrôle du champ	200
9.3.2	Contrôles de l'onduleur	201
<hr/>		
<b>9.4</b>	<b>Mesures en exploitation</b>	202
9.4.1	Contrôle d'exploitation périodique	202
9.4.2	Mesures continues détaillées	202
9.4.3	Prise des mesures	203
9.4.4	Analyse et présentation des données	204
<hr/>		
	<b>Références</b>	208

---

## 9. Dimensionnement et mesures

***Nous distinguerons deux niveaux de dimensionnement des installations: d'abord un prédimensionnement grossier, au stade de l'avant-projet, à l'aide de tables et abaques; puis une étude fine, en vue de la réalisation, en s'appuyant sur le logiciel PVSYST.***

***Nous verrons ensuite les mesures à effectuer sur l'installation, à la réception et en exploitation, ainsi qu'une manière normalisée de présenter les résultats.***

### 9.1 Prédimensionnement

#### 9.1.1 Puissance installée

Au stade de l'avant-projet, l'ingénieur essayera de situer, en collaboration avec l'architecte, les surfaces disponibles pour recevoir des capteurs solaires. Son rôle est alors d'évaluer grossièrement la puissance PV qu'il est possible d'installer (en fonction de la technologie choisie), ainsi que les énergies annuelles qu'on peut en attendre a priori, selon l'orientation ou certains choix constructifs particuliers.

Par définition, la puissance installée est la puissance nominale des panneaux PV, donnée par le constructeur pour les conditions standard (1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5). On l'exprime souvent en Wp ou kWp (p pour « peak »).

La première évaluation de la puissance qu'il est possible d'installer devra tenir compte de divers types de contraintes:

- **L'orientation générale:** étant donné le prix encore élevé des panneaux PV, il est nécessaire de choisir des orientations très favorables à la production d'énergie. L'influence de l'orientation est indiquée par la figure 2.14, qui montre le facteur de transposition, mais aussi la perte d'énergie annuelle ou saisonnière par rapport à l'optimum (graphique valable pour un climat de plaine). Pour les installations couplées au réseau, si le prix de l'énergie ne varie pas trop entre l'été et l'hiver, on se référera plutôt à un optimum annuel. La recherche d'une optimisation hivernale (impliquant des panneaux plus inclinés), ne se justifie que pour des sites montagneux et très bien ensoleillés en hiver. Une autre raison d'incliner plus fortement les panneaux en montagne est de faciliter le glissement de la neige.

On constate que l'optimum annuel est peu marqué et laisse, pour les toitures, une large marge d'inclinaisons (15-45°) et azimuts (sud  $\pm 30^\circ$ ) sans pertes notoires. Les installations en façade sont évidemment moins favorables et ne conservent qu'une efficacité relative de 65% au sud, se dégradant rapidement lorsqu'on s'en écarte.

- **L'homogénéité du champ:** lorsqu'on branche des modules PV en série et en parallèle pour former un champ, la caractéristique globale du champ est la somme des caractéristiques (en tension et courant) des panneaux. Cependant, si certains panneaux sont

**La puissance installée est la puissance nominale des capteurs aux conditions standard**

**L'optimum de l'orientation est relativement peu marqué**

**Tous les capteurs devraient avoir la même orientation**

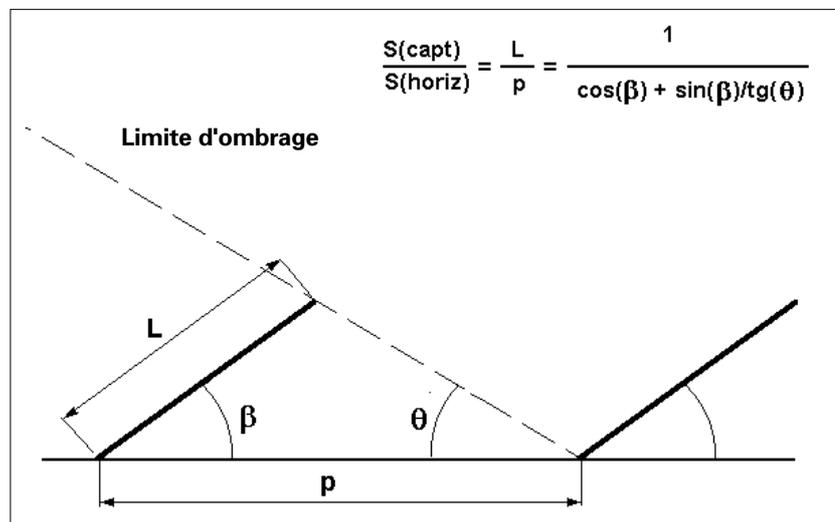
**L'optimisation des sheds est un compromis entre l'inclinaison et la surface occupée**

déficients, la puissance totale qu'on peut extraire diminue rapidement, de manière non linéaire, car certains panneaux ne travaillent plus à leur point de puissance maximum. C'est pourquoi un champ inhomogène, formé de modules orientés dans différentes directions, et donc sous des éclairagements différents à chaque instant de la journée, ne pourra jamais fournir sa puissance maximale.

L'ingénieur devra donc veiller à conserver l'ensemble des capteurs d'un champ dans une même orientation. Par champ, on considère ici tous les capteurs connectés sur une entrée d'un onduleur, c'est-à-dire l'élément qui assure le suivi de la puissance maximum.

- **Optimisation de sheds**: trois paramètres fondamentaux caractérisent une structure en sheds sur une toiture plate: l'inclinaison des panneaux, l'espacement entre sheds  $p$  et la largeur de chaque bande de capteurs  $L$ .

Figure 9.1  
Angle limite d'ombrages  
pour des sheds



Cependant, seul le rapport  $L/p$  et l'inclinaison restent significatifs lors d'une optimisation. Pour limiter les ombrages mutuels, on peut admettre sous nos latitudes une hauteur limite du soleil de  $18^\circ$  environ, pour une orientation au sud. L'ombrage prend alors l'allure indiquée sur la figure 9.2, et reste acceptable durant tout l'hiver pour une orientation sud.

Une orientation différente correspond simplement à une translation de cette courbe selon l'axe des azimuts: on voit donc que les effets d'ombrage seront plus importants en cas d'orientations autres que le sud.

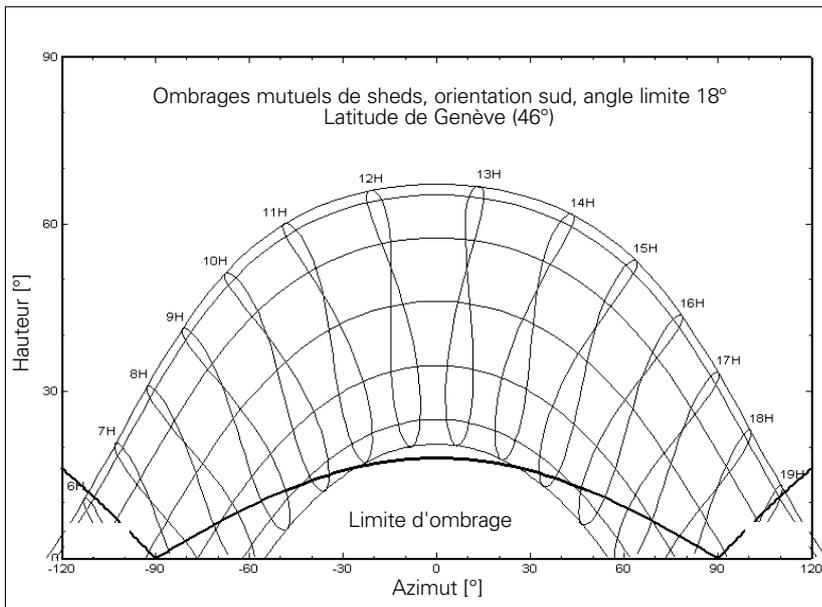


Figure 9.2  
Ombres mutuelles de sheds  
(longueur infinie) pour une  
orientation sud, angle limite 18°

Pour une surface horizontale donnée, la surface de capteurs qu'on peut installer en respectant un angle d'ombrage prédéterminé est donc maximum pour des capteurs horizontaux, et diminue à mesure qu'on incline les capteurs. Pour une inclinaison raisonnable de 30°, elle avoisine les 40% de la surface horizontale disponible.

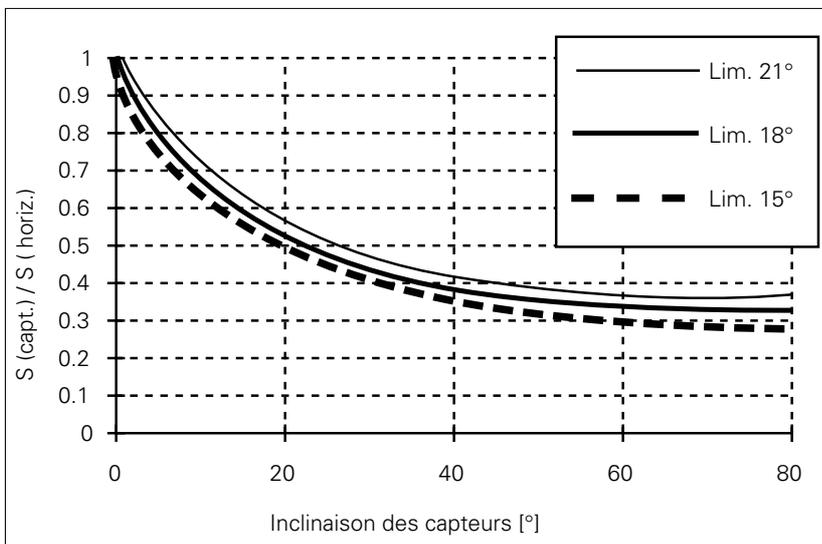


Figure 9.3  
Taux d'occupation du sol selon  
l'inclinaison des capteurs, pour  
diverses limites d'ombrage  $\theta$

- **La technologie envisagée:** plusieurs types de capteurs sont offerts sur le marché ; le choix peut dépendre de l'énergie désirée, mais également de considérations esthétiques à discuter avec l'architecte : les cellules monocristallines restent généralement très sombres, mais bien structurées, alors que les polycristallines offrent des reflets bleutés et moirés, les panneaux amorphes ont une homogénéité noire, etc. ; sans compter les composants futurs en couches minces, où l'on peut envisager toute une gamme de couleurs. Certains fabricants proposent des panneaux ajourés, formés de deux couches de verre avec des cellules suffisamment espacées pour laisser filtrer la lumière, et qui peuvent servir de brise-soleil du plus bel effet...

**La technologie sera choisie en fonction de la puissance requise, de critères esthétiques et du prix**

Evidemment, chacune de ces variantes est caractérisée par une efficacité propre, ce qui peut se traduire par une « puissance installée » spécifique par unité de surface. Cette efficacité varie dans une fourchette d'environ 12% pour des cellules monocristallines, à environ 6% dans le cas de panneaux amorphes. Il est donc nécessaire d'en tenir compte lors du prédimensionnement.

- **Capteurs sur mesure**: dans de nombreux cas d'intégration, les contraintes de construction ne pourront s'accommoder de panneaux aux dimensions existantes: il existe maintenant sur le marché des fabricants (suisses) de panneaux sur mesure. Ceux-ci restent évidemment encore un peu plus chers, mais permettent souvent de trouver des solutions optimales.
- **Le prix**: dans les conditions actuelles du marché, le prix spécifique **par watt** est relativement équivalent pour les panneaux cristallins (mono et poly), et les panneaux amorphes. Cette répartition des prix entre les diverses technologies semble être une conséquence des lois du marché, et ne devrait donc pas trop changer dans l'avenir. Mais on peut considérer que les panneaux amorphes occuperont une plus grande surface et occasionneront des coûts d'installation plus importants. Ceux-ci n'ont d'ailleurs pratiquement pas été utilisés dans des installations de puissance jusqu'à maintenant.

### 9.1.2 Energie produite

Les choix discutés au paragraphe précédent concernent la puissance installée, liée à la quantité de capteurs. La production d'énergie qu'on peut en attendre est un second volet du prédimensionnement. Sa détermination nécessite l'évaluation de l'énergie incidente dans le plan des capteurs, elle est donc liée à la météorologie et à l'orientation choisie.

Pour un lieu situé en Suisse, cette évaluation est donnée en valeurs mensuelles par Météonorm (chap. 2, réf. [2]). Pour une première estimation rapide, on pourra suivre la procédure manuelle décrite au paragraphe 2.5. Le logiciel Météonorm fournit directement les valeurs adéquates.

En première approximation, l'énergie produite par le champ PV est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente. Cette énergie est obtenue directement à partir de la puissance installée, qui est, rappelons-le, la puissance produite par l'installation sous une irradiance de  $1 \text{ kW/m}^2$  aux conditions standard. On peut donc considérer que chaque  $\text{kWh/m}^2$  d'énergie incidente permettra au champ de fournir l'équivalent de sa puissance nominale pendant une heure, donc:

$$EPV [\text{kWh}] = P_{\text{Inst}} [\text{kWp/kW/m}^2] \cdot E_{\text{inc}} [\text{kWh/m}^2]$$

Dans cette expression, il faut observer que la puissance installée est une valeur relative à une irradiation donnée, sa dimension se référant à une surface!

Cette énergie concerne la puissance théorique aux conditions standard. Il faut considérer qu'en fonctionnement les cellules s'échauffent sous l'effet de l'absorption du rayonnement solaire, et donc que leur efficacité varie. La variation est négative pour le Si cristallin (facteur d'environ  $-0.5\%/^{\circ}\text{C}$ ), mais peut être très faible ou même posi-

tive pour d'autres technologies (amorphes, etc.). Avec du SI cristallin, on peut admettre une perte globale de 3% en moyenne annuelle pour des panneaux bien ventilés (sheds libres), et plus dans le cas contraire (façades, intégration).

D'autres pertes sont à prendre en considération : pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, dispersion des caractéristiques, etc. Parmi celles-ci, la contribution la plus importante est certainement celle de l'onduleur, dont on ne peut attendre une efficacité annuelle meilleure que 88 à 90% dans l'état actuel de la technologie. Globalement, l'expérience montre que l'efficacité globale du système, rapportée à la puissance nominale installée, ne dépasse guère 70 à 75% habituellement et peut atteindre 80% dans les meilleures installations. Cette efficacité apparaît souvent dans la littérature sous le nom de « **rapport de performance** » (noté **PR** pour Performance Ratio), dont la définition exacte sera donnée au paragraphe 9.4.4.

Durant cette phase de prédimensionnement, l'ingénieur veillera aussi à tous les éléments qui peuvent porter ombrage au champ. Au besoin, il établira une carte de la ligne d'horizon, qu'il pourra reporter sur un diagramme de la position du soleil en hauteur/azimut (par exemple à l'aide de PVSYST, rubrique « énergie incidente », cf. paragraphe 2.5.3). Il existe des méthodes manuelles pour estimer l'énergie perdue par ombrage lointain, mais leur fiabilité n'est pas suffisamment garantie et leur exposé n'en vaut pas la peine lorsqu'on dispose de PVSYST!

**Première approximation:**  
**Energie produite =**  
 $P_{nom} \cdot E_{inc} \cdot PR$

## 9.2 Dimensionnement détaillé

Le dimensionnement détaillé d'une installation a pour objectif de fixer les modalités de construction, en fonction de critères techniques, économiques et d'efficacité énergétique. Il comporte :

- le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement, etc.);
- la disposition détaillée du champ de capteurs (orientation, mode de montage, câblage, etc.);
- l'estimation de l'énergie produite;
- une évaluation des coûts de construction, et le prix du kWh résultant.

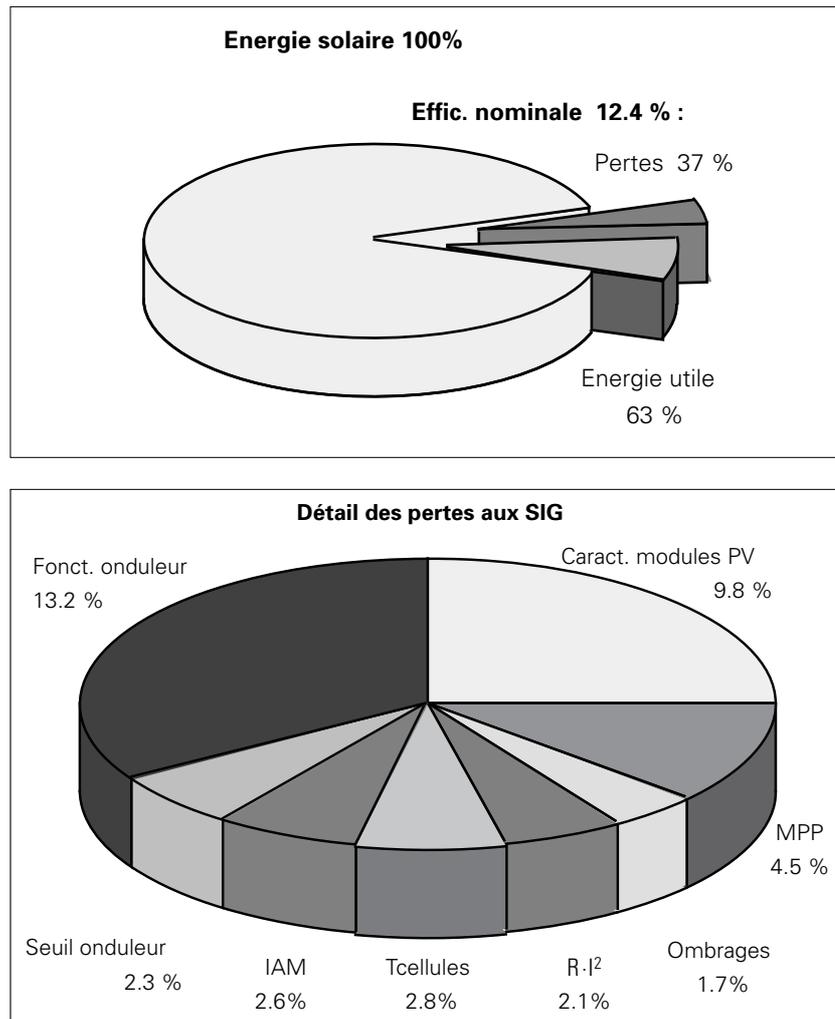
Pour les analyses d'efficacité énergétique et les optimisations selon divers choix techniques, l'outil principal sera la simulation du système, grâce au logiciel PVSYST.

### 9.2.1 Effets perturbateurs

L'étude détaillée d'un système PV doit permettre de déterminer l'énergie produite par le système, en tenant compte de tous les effets perturbateurs possibles.

Les divers effets à prendre en considération ont été identifiés lors de la mesure et l'analyse des données d'installations en fonctionnement réel. Pour fixer les idées, la figure 9.4 montre les performances du système de 7.5 kW des SIG, à Genève, sur une année de fonctionnement. Indépendamment des pannes d'onduleurs, qui n'ont pas été prises en compte ici, les pertes, rapportées à la puissance nominale installée, ont été de 37%.

Figure 9.4  
Répartition des pertes  
de fonctionnement pour l'installation  
des SIG, durant l'année 1992



Deux contributions sont prépondérantes dans ce bilan:

- Les caractéristiques des panneaux PV sont, en moyenne, 10% au-dessous des spécifications du fabricant.
- L'efficacité des onduleurs en fonctionnement est de 87% de la puissance nominale, mais seulement de 83% si l'on se réfère à la puissance DC disponible à la sortie du champ.

On constate que les autres « pertes » se répartissent en parts équivalentes de sources diverses:

- MPP: l'efficacité du champ à puissance maximum n'est pas constante, mais diminue selon le logarithme de l'ensoleillement vers les faibles valeurs.
- l'ombrage d'une balustrade de sécurité se manifeste au cours de l'après-midi;
- les pertes ohmiques sont élevées, dues à la faible tension d'entrée des onduleurs;
- la température des cellules en fonctionnement, pondérée par l'ensoleillement, avoisine les 35° en moyenne annuelle;
- la perte «IAM» est due aux effets d'incidence lorsque le rayonnement n'est pas perpendiculaire au capteur;
- le seuil de l'onduleur correspond à une irradiance de 150 W/m<sup>2</sup> sur les capteurs.

L'état de propreté des capteurs n'a pas été pris en compte. Des capteurs très sales peuvent perdre quelques pour-cent, mais cette perte reste habituellement inférieure à 2 ou 3%, dans des conditions normales (lavage par la pluie).

Cette énumération donne un aperçu des multiples perturbations à envisager. Certaines pourront rester négligeables ou au contraire devenir prépondérantes selon les caractéristiques du système et les choix constructifs. On constate qu'aucune d'entre elles ne peut être négligée à priori au profit d'une autre.

C'est pourquoi un dimensionnement réaliste doit faire appel à un logiciel détaillé, tel que PVSYST. Le fonctionnement du système global et l'évaluation de chaque perte s'appuient en général sur des modélisations physiques, dépendant de paramètres qui doivent être déterminés et fournis par l'opérateur.

Cette analyse n'inclut pas les pertes aléatoires, imputables aux pannes de fonctionnement surtout de l'onduleur, ou autres perturbations de caractère occasionnel (neige, grosses salissures telles que feuilles, etc.).

### **9.2.2 Simulation : le logiciel PVSYST**

Les objectifs de la simulation du système PV sont, d'une part, de fournir une estimation de l'énergie produite et sa distribution dans le temps et, d'autre part de quantifier les effets perturbateurs de manière à identifier les points faibles et optimiser l'ensemble de l'installation.

Le processus de simulation de PVSYST calcule le comportement du système et l'ensemble des perturbations pour chaque heure de fonctionnement, à partir des données d'entrée, c'est-à-dire de l'énergie disponible définie par la base météo.

Le système est caractérisé par un ensemble de paramètres, répartis en plusieurs groupes fonctionnels : la définition de l'énergie incidente dans le plan des capteurs, les ombrages proches, le champ PV, la structure du système, faisant intervenir des composants regroupés dans une bibliothèque. Les besoins de l'utilisateur peuvent être modélisés si le réseau ne peut absorber toute l'énergie produite, ou si on doit appliquer une tarification différente entre énergie consommée sur place et énergie revendue.

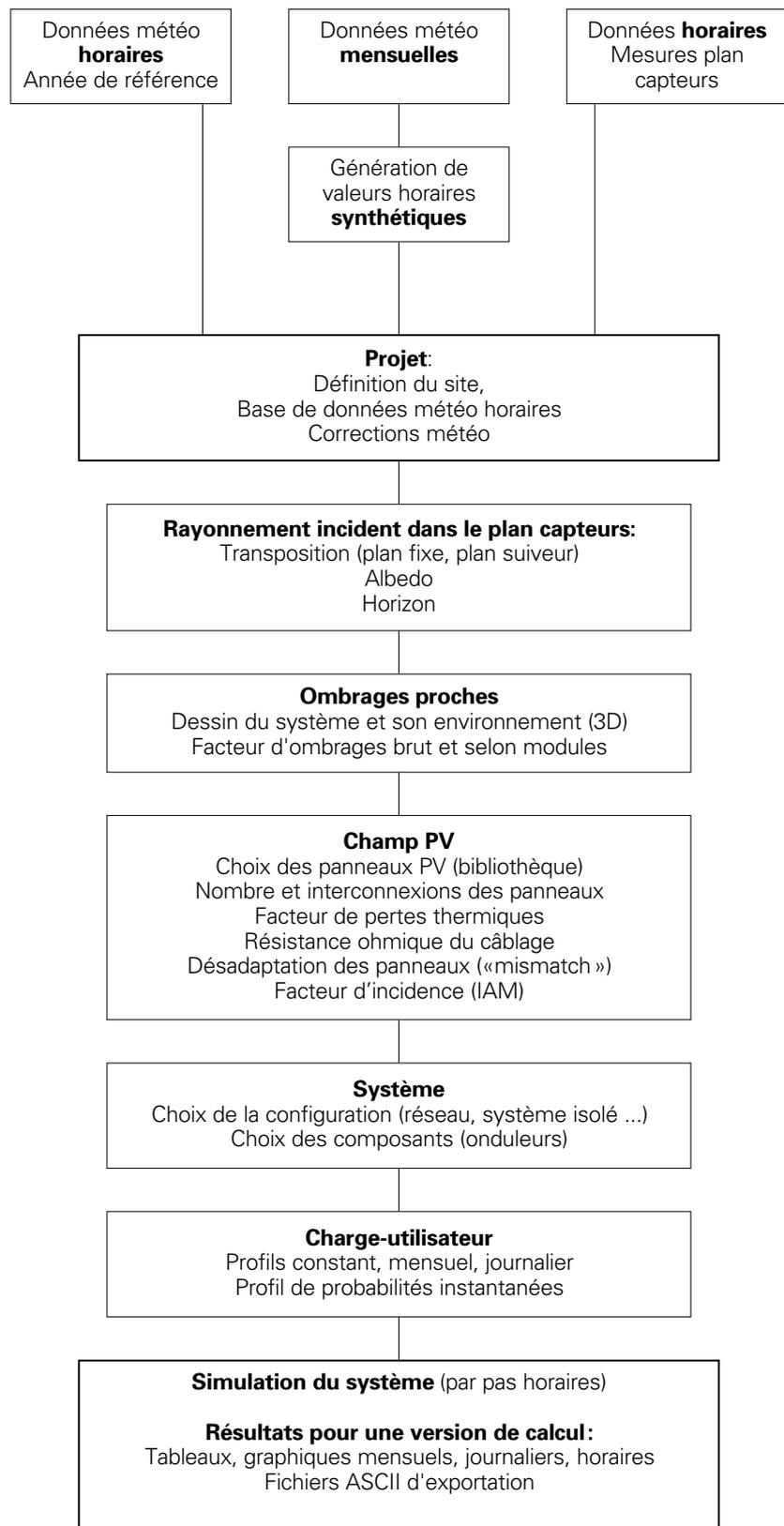
Le lecteur se référera au mode d'emploi du logiciel pour les détails d'utilisation.

### **9.2.3 Projet : site et météo**

Dans PVSYST, l'étude d'une installation donnée est effectuée dans le cadre d'un projet, qui fixe les données du site et de la météo. Pour un projet donné, l'opérateur peut définir diverses variantes de chaque groupe de paramètres et exécuter la simulation pour toute combinaison désirée.

Le site contient les paramètres géographiques de l'installation (latitude, longitude, altitude, fuseau horaire), nécessaires aux calculs de géométrie solaire.

Figure 9.5  
Organigramme du processus  
de simulation PVSYST



Le fichier météo de base doit être préparé, dans le format interne du programme, soit à partir de données ASCII en valeurs horaires, soit en synthétisant des valeurs horaires artificielles à partir de données mensuelles.

Des fichiers horaires DRY pour les 22 stations du tableau 2.1 sont livrés avec le logiciel, prêts à l'emploi. D'autres sources de données, par exemple des valeurs mesurées, peuvent être introduites grâce à un module programmable d'interprétation de formats ASCII.

### 9.2.4 L'énergie incidente

L'énergie incidente est essentiellement le résultat de la transposition du rayonnement dans le plan des capteurs. Elle fait intervenir les paramètres suivants :

- le type de champ : fixe, suiveur un ou deux axes, ou avec ajustement saisonnier ;
- l'orientation du champ (inclinaison et azimut) ;
- le coefficient d'albédo (peut être défini mensuellement pour tenir compte d'une éventuelle couverture neigeuse) ;
- la hauteur d'horizon, pour les ombrages lointains.

Nous avons déjà discuté des implications de l'orientation dans le paragraphe 2.5.2 et le début de ce chapitre. Le choix d'une orientation dépend de multiples facteurs (latitude, quantité de direct, glissement de la neige ou nettoyage par la pluie, etc.) ainsi que de ce qu'on veut optimiser (énergie annuelle, hivernale).

L'option de poursuite du soleil par des capteurs mobiles peut paraître séduisante. Bien qu'elle soit largement utilisée dans les grandes centrales en régions désertiques (Californie, Israël), elle ne se justifie pas dans nos régions pour les raisons suivantes :

- l'effet d'orientation est surtout marqué pour la composante directe. Avec les 48 à 52% de diffus sur le Plateau, un plan qui suit constamment le soleil ne reçoit guère plus que 20% d'énergie supplémentaire par rapport à un plan fixe à 35° sud ;
- la structure d'orientation est coûteuse. Elle doit résister au vent et à la neige ;
- contrairement aux panneaux PV, cette structure comporte des pièces mobiles, est donc sujette à usure et nécessite de l'entretien ;
- l'esthétique en milieu urbain en pâtit ;
- pour éviter les ombrages mutuels, de telles structures nécessitent une grande surface au sol ;
- la puissance supplémentaire peut être fournie à meilleur coût par l'addition d'une surface équivalente de panneaux PV fixes.

Une orientation selon un seul axe est plus simple à mettre en œuvre, mais conserve une majorité des inconvénients cités. L'option la plus adaptée dans nos régions peut être une structure mécanique simple autorisant un ajustement saisonnier de l'inclinaison. Mais le gain reste faible, et l'expérience montre que les propriétaires négligent très vite de prendre en charge une telle opération.

### 9.2.5 Les ombrages proches

Avec la généralisation des systèmes PV et l'intégration des capteurs dans le bâtiment, rares sont les installations qui ne subissent pas un problème d'ombrage (arbre, cheminée, mât, pan de mur, etc.). Or il

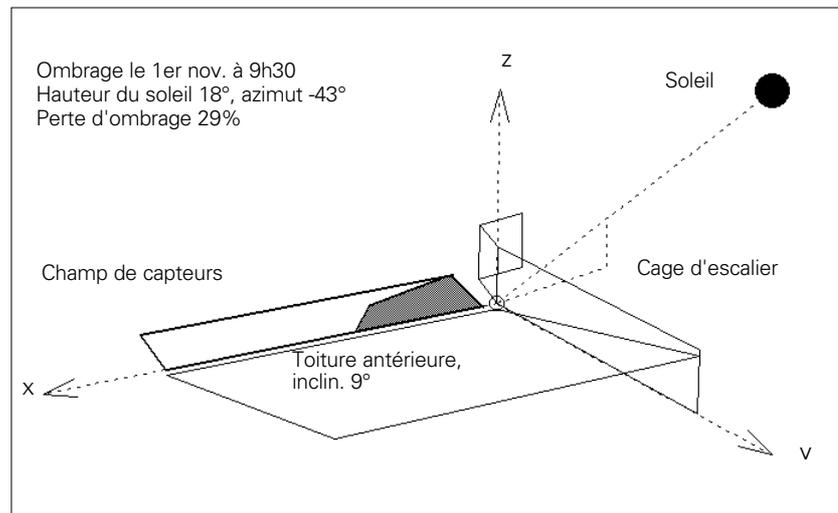
**L'énergie incidente est l'énergie disponible dans le plan des capteurs**

est quasiment impossible d'appréhender intuitivement les pertes liées aux ombrages proches.

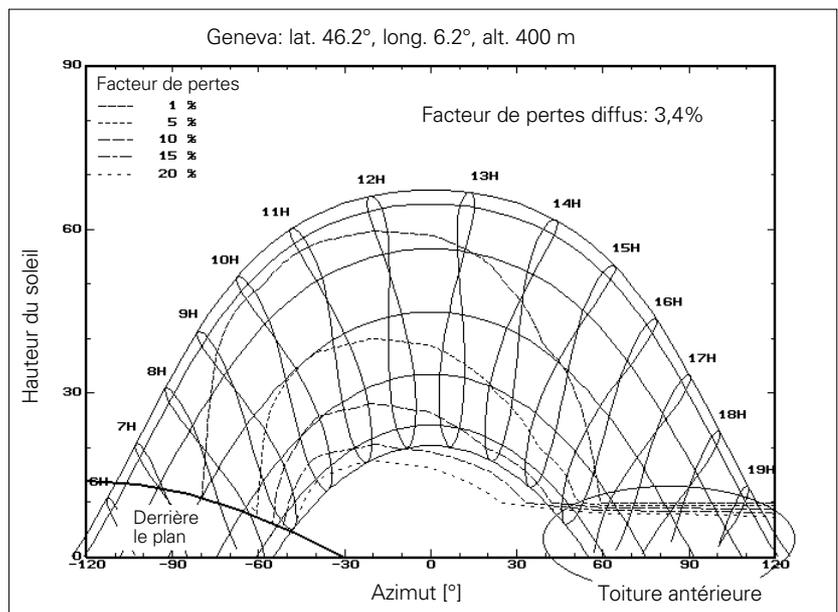
Contrairement à l'ombrage lointain, les obstacles proches portent des ombres sur une partie seulement du champ. Leur traitement nécessite de reconstruire la géométrie exacte du système et son environnement, en trois dimensions. Pour une position donnée du soleil, on définira le facteur d'ombrage comme la fraction ombrée par rapport à la surface totale du champ. Pour connaître l'effet sur l'énergie utilisable, le facteur d'ombrage doit être évalué à tout instant de l'année, ce qui nécessite un processus de simulation avec un pas de temps court (horaire par exemple).

Le logiciel PVSYST dispose d'un outil CAO simplifié pour de tels traitements. L'opérateur construit son système en assemblant des formes élémentaires prédéterminées. Il peut ensuite visualiser, en perspective, l'ombre portée pour toute position du soleil ou instant de l'année.

**Figure 9.6**  
Exemple de la représentation géométrique d'un système PV et de son environnement



**Figure 9.7**  
Courbes d'iso-ombrages correspondantes dans le diagramme hauteur/azimut



Pour les besoins de la simulation, le programme établit une grille de facteurs d'ombrage selon la position (hauteur et azimut) du soleil, dans laquelle il suffira ensuite d'interpoler.

Il peut reporter, sur le diagramme hauteur/azimut, des courbes d'iso-ombrage (figure 9.7), ce qui donne visuellement une bonne idée de la situation en fonction des périodes de l'année.

Le facteur d'ombrage doit être appliqué à la composante directe de l'ensoleillement. Pour évaluer l'effet des obstacles sur la composante diffuse (isotrope), on intègre le facteur d'ombrage sur la portion de ciel « vue » par les capteurs. Ce facteur d'ombrage pour le diffus isotrope est indépendant de la position du soleil, et reste donc constant durant l'année entière.

De même, on supposera que l'albédo, dans la direction des obstacles au sol, est négligeable. On intègre le facteur d'ombrage au sol sur la portion de sphère entre le prolongement inférieure du champ et le sol. Ce coefficient est également constant durant l'année.

**Le facteur d'ombrage est appliqué à la composante directe**

**L'effet des ombrages sur le diffus et l'albédo est constant au cours de l'année**

### 9.2.6 Ombrages et production électrique

Les ombrages partiels sur un champ PV produisent en réalité des effets beaucoup plus complexes, si l'on se rappelle du fait que lorsqu'une seule cellule est ombrée, c'est le courant de toute la chaîne de cellules en série avec elle qui est limité. Même avec les diodes by-pass de protection, cette chaîne ne participe plus que marginalement à la production du champ. On a ainsi des effets non linéaires pratiquement impossibles à résoudre dans le cadre d'une telle simulation.

C'est pourquoi le logiciel offre la possibilité de partitionner le champ en rectangles, représentant chacun une chaîne de panneaux en série. On définit alors un facteur d'ombrage « effectif », en supposant que tout élément touché par l'ombrage devient inactif. Cette hypothèse est certes pessimiste, mais elle donne une limite supérieure aux pertes d'ombrage réelles.

Lorsque la géométrie de l'ombrage est bien caractérisée, l'ingénieur aura intérêt à organiser le câblage du champ de manière à regrouper les modules susceptibles d'encourir une ombre simultanément. Par exemple, dans le cas de sheds, les modules du bas seront si possible connectés en série.

### 9.2.7 Définition du champ PV

A ce stade, le logiciel connaît l'énergie arrivant réellement sur la surface des capteurs. Il faut maintenant définir les paramètres du champ.

On choisit d'abord l'élément de base, le panneau PV, dans la bibliothèque des composants disponibles sur le marché. Le programme suppose que tous les panneaux du système sont identiques.

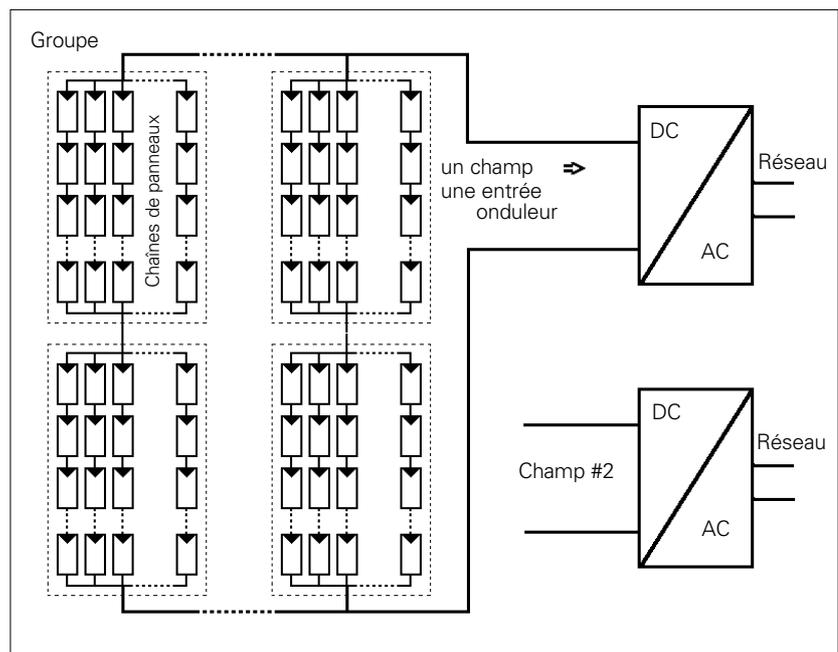
On définit ensuite le nombre de panneaux, et leur interconnexion en série/parallèles, avec les possibilités de regroupement définies dans le cadre de la figure 9.8. Plusieurs panneaux en série et parallèle forment des groupes; on peut éventuellement connecter plusieurs groupes en série et parallèle pour former un champ. Un champ est connecté sur une entrée d'onduleur. Le système peut comporter plusieurs champs identiques (avec plusieurs onduleurs).

**Choix des panneaux**

**Interconnexions**

Figure 9.8  
Câblage des modules  
pour former un champ

**Un champ est caractérisé  
par une entrée onduleur**



Ceci fixe les caractéristiques globales du système (puissance nominale, courant et tension, surfaces brute et active).

#### **Pertes thermiques**

Le type de montage mécanique influera sur le comportement thermique: il est important de veiller à une bonne ventilation, de façon à limiter la température des cellules exposées au soleil, et donc la perte d'efficacité correspondante (de l'ordre de  $-0.5\%$  de la puissance par  $^{\circ}\text{C}$ ). La température des cellules est calculée par un bilan thermique entre l'énergie absorbée et l'énergie perdue, d'après un facteur de déperditions thermiques dépendant de la vitesse du vent:

$$k \text{ [W/m}^2\text{K]} = k_{\text{base}} + k_{\text{vent}} \cdot v \text{ [m/s]}$$

Pour une structure en sheds, avec libre circulation devant et derrière les panneaux, on peut admettre, d'après diverses mesures sur des sites réels:

$$k_{\text{base}} = 20 \text{ [W/m}^2\text{K]}, \quad k_{\text{vent}} = 6 \text{ [W/m}^2\text{K/m/s]}$$

#### **Résistance du câblage**

Le logiciel propose une grille de calcul pour la résistance de câblage d'un champ (interconnexions entre panneaux, groupes, et champ-onduleur).

#### **Dispersion des caractéristiques des panneaux**

La perte due à la dispersion des caractéristiques des panneaux (pertes de « mismatch »), est une valeur fixe, dépendant du mode de fonctionnement (MPP ou tension fixe). Un outil graphique permet de l'estimer si l'on connaît la distribution réelle des courants ou puissances nominales des panneaux de l'installation, qui peut être demandée au fournisseur. Un tri préalable, pour regrouper les panneaux les plus proches dans des mêmes séries, permet de diminuer significativement cette perte.

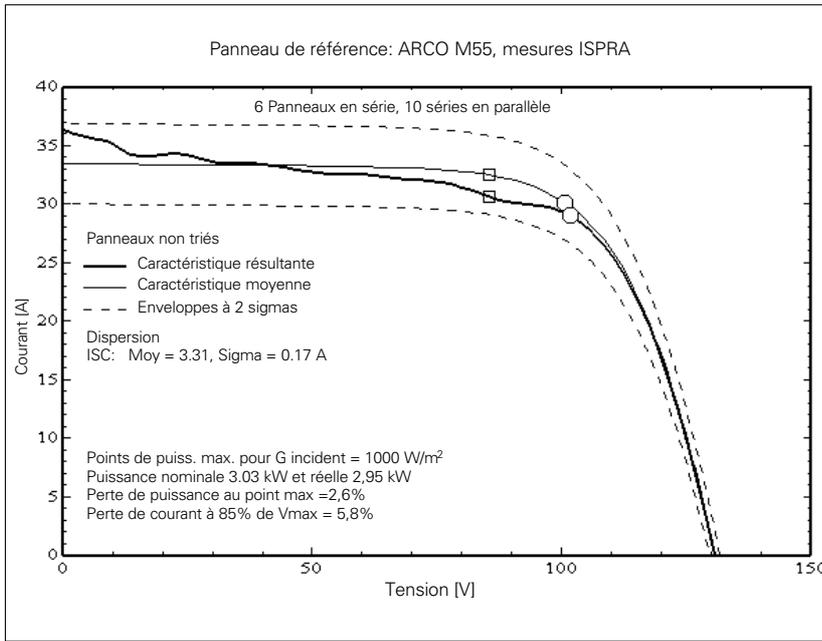


Figure 9.9  
Caractéristique I/V résultante d'un champ de 10 chaînes de 6 panneaux, en supposant une distribution gaussienne du courant nominal, de dispersion (déviatoin standard) 5%

### 9.2.8 Facteur d'incidence

Dans le groupe de définition du champ PV, le dernier paramètre nécessaire concerne les pertes par réflexion dues à l'incidence non normale.

La quantité de rayonnement transmis à la surface de la cellule obéit aux lois de Fresnel (figure 9.10). Pour une incidence normale, la perte par réflexion, d'environ 5%, est déjà incluse dans l'efficacité du panneau donnée par le constructeur. Mais elle augmente lorsque les rayons sont inclinés; il s'agit donc de définir une correction. Dans la suite, nous appellerons cette correction «IAM» pour «Incidence Angle Modifier».

#### Perte d'incidence, ou «IAM»

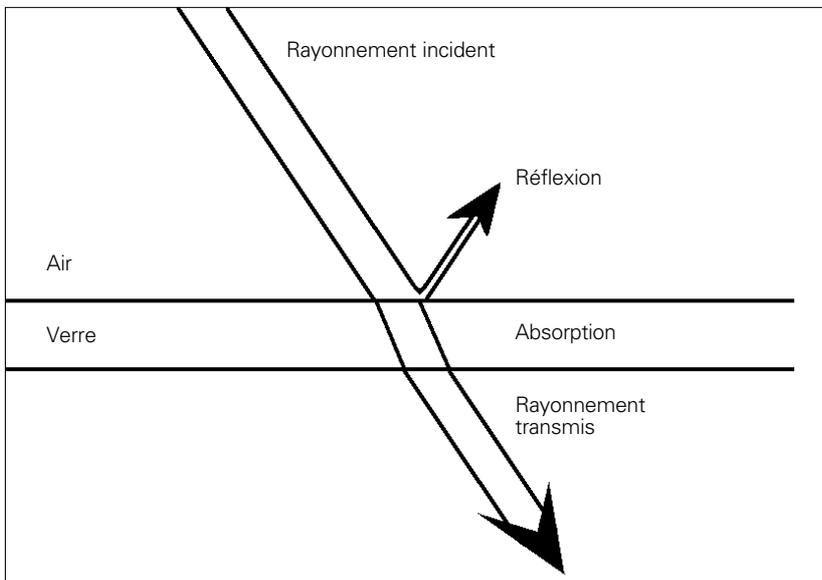


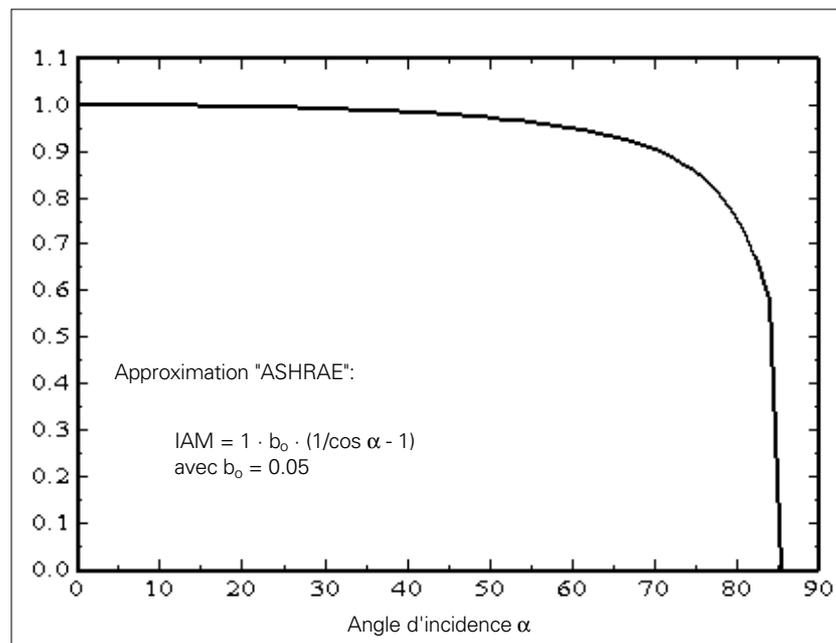
Figure 9.10  
Lois de Fresnel pour la transmission d'un vitrage

Pour les simulations, le calcul complet des lois de Fresnel est un peu complexe. Il existe une paramétrisation simple, qui approxime cette loi avec une précision suffisante et a été adoptée par le bureau des standards américain «ASHRAE» :

$$IAM = 1 - b_0 \cdot (1/\cos \alpha - 1)$$

où  $\alpha$  est l'angle d'incidence. Pour un vitrage simple, on prend habituellement  $b_0 = 0.1$ , mais avec un panneau PV, la cellule est directement collée sous le vitrage et les mesures indiquent qu'il faut plutôt choisir  **$b_0 = 0.05$** . Le logiciel laisse la possibilité de définir des profils exotiques pour l'utilisation de panneaux spéciaux.

Figure 9.11  
Correction IAM  
selon l'angle d'incidence  $\alpha$



On constate sur la figure 9.11 que, pour les incidences inférieures à 60°, il n'y a pas trop de problèmes. Dans une installation bien orientée, les incidences plus rasantes correspondent à des heures de faible ensoleillement. Cependant, ce facteur peut devenir important en moyenne pour les mauvaises orientations, par exemple en façade.

Le facteur d'IAM est applicable au rayonnement direct.

Pour le diffus isotrope, le facteur d'IAM doit être intégré sur toutes les directions de la voûte céleste vues par le capteur. On peut montrer que, pour une demi-sphère (plan horizontal),  $IAM_{diffus} = 1 - b_0$ . Le logiciel calcule le facteur  $IAM_{diffus}$  pour la situation réelle des capteurs dans le champ. Comme pour l'ombrage, ce facteur reste constant au cours de l'année. Le calcul du rayonnement « effectif » atteignant les cellules s'écrit donc :

$$Global_{eff} = IAM(\alpha) \cdot Direct + IAM_{diffus} \cdot Diffus$$

En moyenne annuelle, les pertes d'IAM restent limitées à 2 ou 3%.

## 9.2.9 Définition du système

Les paramètres du champ permettent de calculer l'énergie électrique potentiellement disponible à la sortie du champ PV, s'il fonctionnait toujours au MPP (Maximum Power Point).

Cependant, la conduite du champ est assurée par les convertisseurs d'énergie du système. L'énergie réellement extraite du champ dépend donc de la qualité de recherche du point de puissance maximum, ou de la tension de fonctionnement (point de fonctionnement) s'il s'agit d'un utilisateur à tension ou résistance fixée.

Dans le logiciel PVSYST, le pas suivant concerne la configuration du système (couplé au réseau, isolé avec batteries, etc.). Nous limiterons ici la discussion aux systèmes couplés au réseau, où l'onduleur effectue la recherche du point de puissance maximum.

Pour la définition du système, l'opérateur est invité à choisir un type d'onduleur dans la librairie. Cet onduleur pourra être unique ou multiple selon le nombre de champs définis précédemment. Le programme teste la compatibilité de l'onduleur choisi avec les données du champ : tension d'entrée selon le nombre de panneaux en série, ordre de grandeur de la puissance nominale.

## 9.2.10 Dimensionnement de l'onduleur

On peut penser, en première analyse, qu'il suffit de connecter une puissance du champ PV égale à la puissance maximale de l'onduleur. Dans la réalité, c'est la démarche la plus suivie. Mais nous allons voir que ce n'est pas la meilleure.

Nous avons vu au chapitre 4 que l'efficacité d'un onduleur est maximale aux environs de la moitié de sa puissance nominale, et qu'elle décroît lorsque la puissance diminue. Il est donc déconseillé d'utiliser un onduleur surdimensionné par rapport à la puissance effective du champ, car il travaillera plus souvent dans la partie du coude d'efficacité.

Par contre, on peut se demander quelle est la puissance optimale du champ pour un onduleur donné.

- Il faut d'abord se rappeler que la puissance nominale de l'onduleur est habituellement exprimée en termes de puissance de sortie : la puissance maximale correspondante du champ sera donc :

$$P_{DCMax} = 1/\varepsilon \cdot P_{ACMax}$$

(où  $\varepsilon$  = efficacité), soit environ 10% supérieure.

- D'autre part, la puissance **maximale DC** ne doit pas être confondue avec la puissance **nominale du champ**, définie pour les conditions standard. La puissance maximale que l'on peut tirer du champ est liée à l'ensoleillement dans le plan considéré et à la température du champ dans les conditions d'irradiation maximum. Elle n'est pas définie a priori, on peut recourir au logiciel PVSYST pour la déterminer précisément : les figures 9.12 et 9.13 montrent les distributions de puissance d'un champ de 3.18 kWp, pour un plan 30° sud et pour une façade sud, correspondant aux conditions météorologiques de la figure 4.4.

**Eviter l'utilisation d'un onduleur surdimensionné**

**La puissance maximale du champ est le plus souvent inférieure à la puissance nominale installée**

Figure 9.12  
Distribution de puissance au MPP  
pour un champ de 3.18 kW à 30° sud

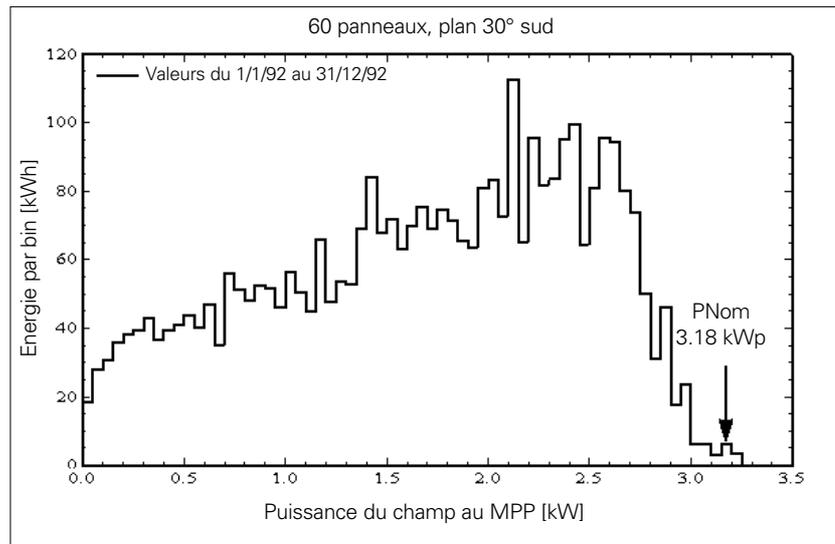
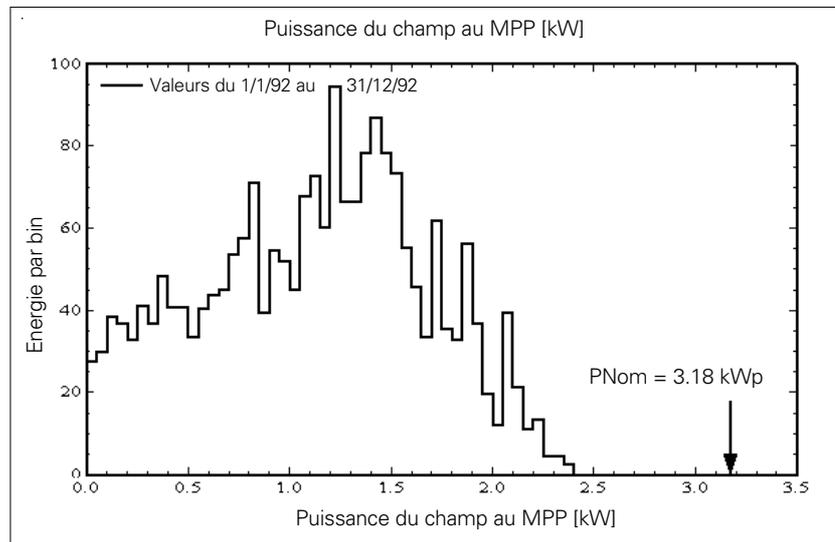


Figure 9.13  
Distribution de puissance au MPP  
pour le même champ en façade sud



Dans la mesure où l'appareil supporte des surpuissances temporaires (ce qui est normal: il doit comporter les sécurités nécessaires!), on peut admettre que la puissance maximale du champ à 30° est de 3 kW environ, alors qu'elle ne dépasse pas 2.4 kW en façade.

Enfin, la puissance réelle aux conditions standard est le plus souvent inférieure à la puissance nominale spécifiée par le fabricant. Ce défaut de performances est difficile à intégrer dans le dimensionnement, car inconnu avant la commande. Néanmoins, on peut tabler sur une perte située habituellement entre 5 et 12%.

Ainsi, la puissance optimale du champ sera supérieure à la puissance nominale de l'onduleur, pour les deux raisons suivantes:

- une raison physique: en augmentant la puissance du champ, on travaille plus haut dans la région du coude et le rendement global augmente jusqu'à être compensé par les pertes aux hautes puissances. La perte au seuil est moins marquée avec les onduleurs les plus modernes, qui présentent de bonnes performances aux faibles puissances;

- et surtout une raison économique : le prix de l'onduleur étant fixé, son coût relatif dans l'installation diminue lorsqu'on augmente la puissance de capteurs.

Mais les optimisations sont liées à une caractéristique essentielle des onduleurs : au-delà de la puissance maximale, certains modèles limitent leur puissance à la puissance nominale en déplaçant le point de fonctionnement sur la caractéristique I/V du champ, alors que d'autres comportent des sécurités qui coupent purement et simplement la production (parfois jusqu'au lendemain matin...). Le surdimensionnement est évidemment beaucoup plus délicat avec les appareils à coupure. Heureusement, les appareils modernes sont maintenant équipés de dispositifs à limitation.

L'optimisation de la dimension du champ (exprimée en puissance nominale fabricant), en fonction de celle de l'onduleur, a été très soigneusement étudiée dans [1] et [2]. La figure 9.14 montre l'énergie qu'on peut obtenir, en surdimensionnant le champ, pour 3 cas de figure. Si le système à coupure chute fortement à partir de 110 %, les systèmes à limitation restent beaucoup plus stables.

### Utiliser un onduleur «à limitation» lorsque le champ est surdimensionné

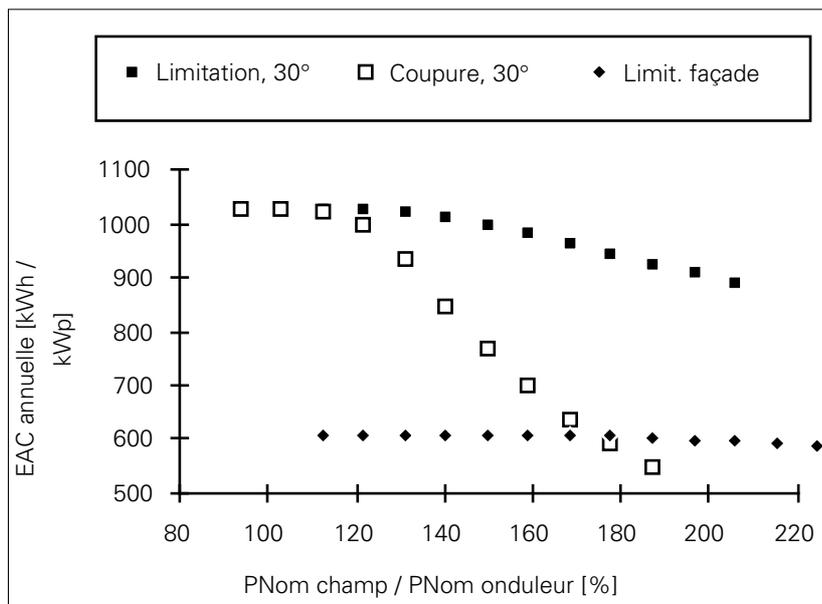
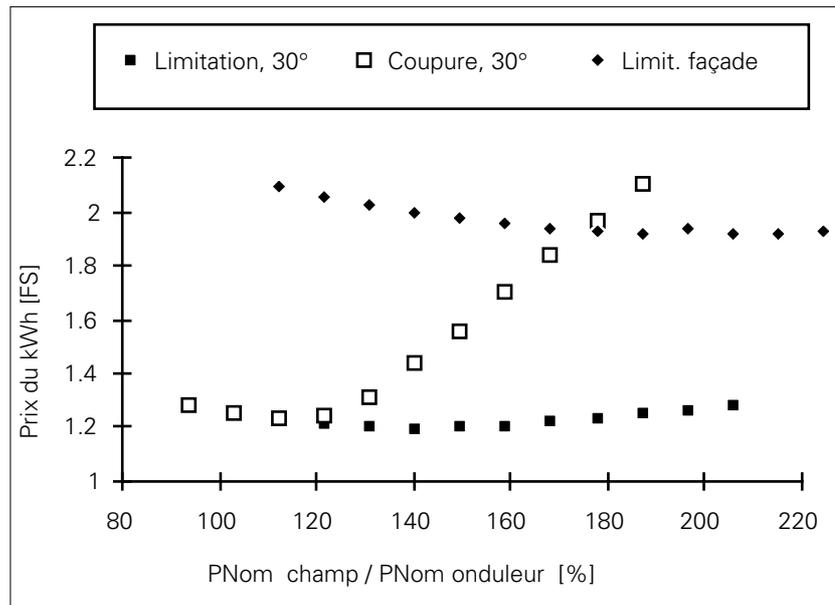


Figure 9.14  
Energie selon le surdimensionnement du champ, pour des plans orientés au sud

Pour les mêmes cas, la figure 9.15 indique le prix du kWh, calculé avec PVSYST en utilisant les hypothèses économiques de l'étude [2] :

- coût de construction fixe (onduleur 7500 FS, frais d'installation, raccordement, etc. 1500 FS) ;
- coûts proportionnels à la puissance installée : capteurs 9 FS/Wp, supports, montage 2 FS/Wp ;
- crédit 6.5%, amortissement sur 20 ans ;
- frais d'entretien 200 FS/an.

Figure 9.15  
Optimum économique selon le surdimensionnement du champ, pour des plans orientés au sud



Conformément aux conclusions de cette étude, on constate qu'un onduleur à coupure peut supporter un champ (orienté sud 30°) surdimensionné de 120%, mais surtout que l'optimum avec un onduleur à limitation est beaucoup moins marqué, aux environs de 140% à 150%. Pour une façade sud, cet optimum est repoussé au-delà de 200%!

Ces résultats ne tiennent pas compte du défaut de caractéristiques par rapport aux spécifications du fabricant, qui augmente encore ces optimums d'un facteur 5 à 12%.

Avec la baisse des coûts proportionnels (prix des capteurs), les optimums obtenus ci-dessus seront encore plus élevés.

D'autre part, il faut bien faire attention que ces résultats sont établis pour le climat du Plateau suisse. Dans des conditions différentes (montagne par exemple), il peut être nécessaire de réétudier l'optimisation à l'aide de PVSYST.

### 9.3 Contrôles à la réception de l'installation

La vérification finale du bon fonctionnement de l'installation, au niveau du captage, sera effectuée par l'installateur.

Avant la mise en service en parallèle avec le réseau public, l'installation doit d'abord être contrôlée par l'entreprise d'électricité compétente.

#### 9.3.1 Contrôle du champ

Les vérifications du montage du champ comporteront les mesures suivantes:

- **les mises à terre** de toutes les parties de l'installation – supports, cadres des capteurs, connexions jusqu'à l'onduleur, liaison au

circuit parafoudre seront inspectés visuellement et doivent être conformes aux exigences exposées dans le chapitre 5.3.

- **l'isolement du champ** par rapport à la terre doit être supérieur au double de la tension de service, plus 1000 V (cf. 5.2.2). Les essais seront effectués au niveau du coffret de répartition du champ, en déconnectant la liaison vers l'onduleur, ainsi que tous les dispositifs parasurtensions ;
- **la tension à vide** de chaque chaîne de modules est mesurée en retirant le support de la diode ou du fusible série correspondant. Cette tension est très peu dépendante du rayonnement et son homogénéité d'une chaîne à l'autre peut être contrôlée même par temps couvert ;
- **le courant de court-circuit** de chaque chaîne individuelle donne une indication de la qualité des panneaux et des effets d'ombrages éventuels. Il est proportionnel à l'irradiance et très peu dépendant de la température. Si on dispose d'une mesure du rayonnement dans le plan des capteurs (solarimètre ou cellule de référence), il peut être comparé à la valeur correspondante spécifiée par le fabricant.  
Après avoir retiré la diode ou fusible, il est théoriquement possible de mesurer le courant de court-circuit en branchant un ampèremètre aux bornes de la chaîne; cependant, le branchement direct de la pointe de touche occasionne des étincelles impressionnantes qui détériorent les contacts! Il est préférable de disposer d'un interrupteur DC pour enclencher le court-circuit dans l'ampèremètre lors de la mesure.
- **La caractéristique I/V** globale du champ n'est **pas mesurable** facilement: elle nécessite une charge variable, capable d'absorber la puissance nominale !

### 9.3.2 Contrôles de l'onduleur

L'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau. Les contrôles devront donc attendre la visite des services compétents. Ceux-ci vérifieront les paramètres touchant aux exigences des installations domestiques et aux prescriptions de l'entreprise distributrice, en particulier: la qualité de la mise à terre, la surtension occasionnée par l'injection de puissance, les harmoniques et émissions électromagnétiques, etc.

Si l'installation ne présente pas de défaut, le compteur d'injection sera monté et l'entreprise d'électricité procédera à la mise en service provisoire. Pendant au moins une semaine, elle mesurera la tension, les surtensions et le courant injecté par l'installation PV dans le réseau public.

Si les valeurs mesurées ne dépassent pas les valeurs admises, le propriétaire de l'installation reçoit une autorisation d'exploitation en parallèle avec le réseau, ainsi qu'un contrat pour la fourniture de l'énergie injectée.

La plupart des onduleurs disposent maintenant d'une connexion permettant de contrôler leur fonctionnement par un PC. Ce contrôle fournit en général la tension DC, ainsi que les tension, courant et puissance du côté alternatif.

Certains mémorisent les données sur une certaine durée, permettant ainsi de retracer l'histoire du fonctionnement du système. Cette connexion PC sera utile non seulement à la mise en service, mais aussi pour un contrôle périodique du fonctionnement de l'installation.

## 9.4 Mesures en exploitation

Les mesures en exploitation peuvent être réalisées sur deux niveaux :

- soit un contrôle périodique simple, par exemple mensuel, de la production globale de l'installation, sans investissement supplémentaire ;
- soit, pour les installations de recherche ou projet pilotes, une mesure continue de divers paramètres, en vue d'une analyse détaillée du fonctionnement du système.

### 9.4.1 Contrôle d'exploitation périodique

Le contrôle d'exploitation le plus simple ne comporte en général pas de mesures des conditions météorologiques : on ne pourra donc pas en déduire une estimation directe de l'efficacité du système, mais seulement une tendance d'évolution à long terme.

Le contrôle le plus rudimentaire est simplement le relevé périodique (hebdomadaire, mensuel) du compteur d'énergie injectée, et éventuellement du compteur d'énergie consommée par l'unité d'habitation.

Même si on dispose de données d'une station météorologique proche, et si on peut faire correspondre les dates de relevés avec les intervalles de mesures météo disponibles (par exemple un relevé à la fin de chaque mois), on ne peut pas comparer directement les valeurs obtenues. En effet, l'efficacité du système est définie par rapport à l'énergie incidente dans le plan des capteurs, alors que les valeurs météorologiques sont données pour le plan horizontal. Il faut donc appliquer le facteur de transposition (voir chapitre 2), ce qui entraîne des incertitudes supplémentaires.

Au cas où on effectue la mesure du rayonnement sur l'installation, le solarimètre (détecteur PV ou cellule de référence) doit être placé parallèlement au plan des capteurs, dans un endroit suffisamment dégagé (haut des sheds par exemple). La mesure de l'énergie incidente suppose l'intégration du signal, réalisée par un appareil électronique spécialisé équipé d'un compteur.

Avec ces données minimales, outre les bilans mensuels et annuels, le résultat le plus parlant sera présenté sous forme de diagramme d'entrée/sortie (p. ex. en valeurs mensuelles ou hebdomadaires), obtenu en reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (transposée). Les points de fonctionnement doivent s'aligner sur une droite, dont la pente, en première approximation, est directement liée à l'efficacité du système.

### 9.4.2 Mesures continues détaillées

Les mesures détaillées (« monitoring ») exigent un investissement important ; elles ne sont effectuées que sur quelques installations pilotes, par un personnel spécialisé (chercheurs, instituts, bureaux d'étude, etc.). Elles comportent deux volets :

- l'enregistrement des données, grâce à un matériel spécifique de mesures (datalogger ou PC, solarimètre, diverses mesures électriques et de températures) ;
- l'analyse de ces données, qui doit conduire à une compréhension approfondie des performances et du comportement du système.

Ces mesures sont en général conduites sur une longue période (une année ou plus).

Les objectifs des mesures détaillées, et de leur analyse, peuvent être résumés de la manière suivante :

- déterminer les performances, la fiabilité et la durabilité de l'installation et ses composants ;
- évaluer la qualité de la conception et du dimensionnement ;
- identifier les inefficacités et pertes du système et de ses composants, et leur lien avec les conditions d'utilisation ;
- fournir à l'utilisateur les informations pour optimiser la gestion de son installation ;
- éventuellement fournir les données nécessaires à l'évaluation du potentiel de la technologie du PV dans l'approvisionnement énergétique.

Pour dégager les principes généraux régissant le fonctionnement et la gestion des installations PV, il est intéressant de pouvoir comparer les mesures de diverses installations entre elles, pour différentes tailles et conceptions de systèmes, différentes applications, travaillant sous différents climats.

Dans ce but, le JRC (Joint Research Center) des Communautés Européennes à ISPRA, a établi une normalisation concernant la prise de données, les formats de stockage et la présentation des résultats (réf. [3] et [4]). Le JRC offre un service d'analyse pour une évaluation standard du système et supporte la gestion d'une banque de données de ces mesures de systèmes, disponible à travers le réseau informatique public.

Les paragraphes suivants résument succinctement les exigences du JRC.

### 9.4.3 Prise des mesures

Les mesures doivent être enregistrées en **valeurs horaires**, et stockées dans un format ASCII spécifié.

Pour une installation couplée au réseau, les paramètres à enregistrer sont résumés dans la table 9.1. Les températures doivent être déterminées avec une précision de  $\pm 2^\circ\text{C}$ , et les paramètres électriques à  $\pm 2\%$  du fond d'échelle.

Le rayonnement doit être mesuré grâce à une **cellule PV de référence certifiée** (le centre d'ISPRA peut fournir des cellules calibrées). L'opérateur doit mettre un soin particulier à son alignement dans le plan des capteurs.

Par rapport à un pyranomètre, le choix d'une cellule de référence peut se discuter (cf. 2.3.1). La recommandation du JRC est vraisemblablement basée sur le coût (500 FS pour une cellule, contre 3000 FS environ pour un bon pyranomètre). Mais la mesure PV est biaisée par sa sensibilité spectrale, et ne peut être reliée directement à l'irradiation globale. Or, pour être comparables entre diverses installations et conformes aux simulations prévisionnelles, les performances d'une installation PV **doivent être caractérisées** par rapport à l'irradiation globale sur tout le spectre, **correspondant aux données météorologiques**. En effet, seules les données météo peuvent servir de base de données standard, communes à tous les sites.

### Normalisation pour la prise de mesures

Tableau 9.1  
Ensemble minimum de paramètres  
à enregistrer lors de mesures  
détaillées selon JRC / Ispra

Paramètre	Symbole	Unités
Irradiance globale (plan capteurs)	$G_I$	W /m <sup>2</sup>
Température ambiante à l'ombre	$T_{am}$	°C
Tension du champ	$V_A$	V
Courant du champ (total)	$I_A$	A
Tension à l'entrée de l'onduleur	$V_I$	V
Courant sortie onduleur	$I_C$	A
Puissance sortie onduleur	$P_{IO}$	kW
Puissance délivrée au réseau	$P_{TU}$	kW
Puissance consommée sur le réseau	$P_{FU}$	kW
Non-disponibilité du système	$t_{NAV}$	hr

Mentionnons également que la disposition en sheds occulte la composante d'albédo, ainsi que la partie inférieure de la voûte céleste pour le diffus (bande horizon). Par rapport à un rayonnement mesuré « hors » du champ (mesure de référence météorologique), ces pertes devraient être prises en compte explicitement. Dans la pratique courante, la mesure du rayonnement au niveau du shed peut être inférieure de plusieurs pour-cent au rayonnement théorique réel, ce qui favorisera l'évaluation des performances réelles du système dans l'analyse globale.

#### 9.4.4 Analyse et présentation des données

Les résultats doivent être présentés de manière claire, compréhensibles par les utilisateurs. Le tableau 9.3 donne un exemple de fiche normalisée, résumant les principaux paramètres et résultats pour un système donné.

Pour faciliter les comparaisons entre diverses installations, le JRC a défini une liste de paramètres, grandeurs mesurées et indices de performances, et précisé la manière de les établir. Concernant les systèmes reliés aux réseaux, ces définitions apparaissent en détail dans le tableau 9.2.

#### Les indices de performances sont normalisés à la puissance nominale installée

On remarquera tout particulièrement les définitions des indices de performance normalisés, faisant référence à la puissance nominale aux conditions standard. Ces quantités sont indépendantes de la taille, de la situation et de l'orientation du champ, et permettent donc une comparaison directe et immédiate de systèmes entre eux.

Dans ces définitions, l'énergie est exprimée en kWh par kWp installé, sur un intervalle d'une journée. On considère que chaque kWh/m<sup>2</sup> d'énergie incidente devrait idéalement permettre au système de fournir sa puissance nominale pendant une heure (cf. 9.2.1) ou, en d'autres termes, cela représente le temps de fonctionnement équivalent sous une irradiance constante de 1 kW/m<sup>2</sup>, que l'on peut donc aussi exprimer en **heures par jour**.

Intuitivement, la « **production** » solaire de référence  $Y_r$  représente l'énergie solaire disponible dans le plan des capteurs. Numériquement, elle correspond simplement à la moyenne journalière d'énergie incidente (sur la période  $\tau$  considérée) exprimée en kWh/m<sup>2</sup>/jour.

Tableau 9.2  
 Quelques définitions et paramètres  
 pour la présentation standardisée des  
 données, selon la nomenclature du  
 JRC/Ispra

Paramètre	Symbole	Unités
<b>Météo</b> Irradiation dans le plan des capteurs = $\int G_I dt$ Conditions standard: 1 kW/m <sup>2</sup> , 25°C, AM1.5 Irradiance aux STC Energie dans le plan capteur: $G_C \cdot A_A$ Période de mesure considérée	$G_C$ STC $G_{STC}$ $E_{S,A}$ $\tau$	kWh/m <sup>2</sup> --- 1 kW/m <sup>2</sup> kWh/m <sup>2</sup> jours, mois
<b>Champ photovoltaïque</b> Puissance nominale (aux STC selon constructeur) Surface du champ (surface brute des modules) Efficacité nominale selon STC: $P_o / (A_A \cdot G_{STC})$ Energie de sortie de champ: $\int I_A \cdot V_A dt / 1000$ Efficacité du champ: $E_A / E_{S,A}$	$P_o$ $A_A$ $\eta_{A, Norm}$ $E_A$ $\eta_{A, Mean}$	kWp m <sup>2</sup> kWh ---
<b>Conditionnement de puissance / Onduleur</b> Energie DC entrée onduleur: $\int I_A \cdot V_I dt / 1000$ Energie AC sortie onduleur: $\int P_{IO} dt$ Efficacité énergétique onduleur: $E_{IO} / E_{II}$	$E_{II}$ $E_{IO}$ $\eta_I$	kWh kWh ---
<b>Réseau</b> Energie fournie au réseau: $\int P_{TU} dt$ Energie consommée du réseau $\int P_{FU} dt$	$E_{TU}$ $E_{FU}$	kWh kWh
<b>Indices de performance système (Y = "Yields")</b> Taux d'indisponibilité du système (pannes): $\int t_{NAV} / \tau$ Energie solaire de référence: $\int_{jour} G_I dt / G_{STC}$ Production du champ: $\int_{jour} E_{A, jour} dt / P_o$ Production finale: $\int_{jour} E_{IO, jour} dt / P_o$ Pertes de captage: $Y_r - Y_A$ Pertes du système: $Y_A - Y_f$ Indice de performance /Performance Ratio) $Y_f / Y_r$ Rapport de pertes de captage $L_c / Y_r$ Rapport de pertes système: $L_s / Y_r$ Efficacité globale du système PV: $E_{IO, jour} / E_{S, A, jour}$	$O$ $Y_r$ $Y_A$ $Y_f$ $L_c$ $L_s$ $PR$ $L_c R$ $L_s R$ $\eta_{tot}$	--- kWh/m <sup>2</sup> /jour kWh/ (jour · kWp) --- --- --- --- ---

La production du champ  $Y_A$  correspond à l'énergie produite quotidiennement par le champ par  $kW_p$ ; en l'absence de pertes,  $Y_A$  serait égal à  $Y_r$ . La production du système  $Y_f$  est l'équivalent à la sortie de l'onduleur. Les pertes  $L_c$  et  $L_s$  sont donc simplement les pertes correspondantes respectivement dans le champ et dans le conditionnement de l'énergie.

Finalement, le **rapport de performance PR** représente l'**efficacité du système global** par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée. Pour les meilleurs systèmes, le PR ne dépasse guère 80 %.

Les figures 9.16 et 9.17 donnent un exemple de la représentation de ces valeurs pour l'installation des SIG.

Tableau 9.3  
Exemple d'une fiche-résumé  
caractérisant l'installation des SIG  
(limitée aux paramètres concernant  
les installations liées au réseau)

<b>Site : Genève</b>	
Puissance nominale	$P_o = 7.63 \text{ kW}$
Surface totale	$A_A = 61.3 \text{ m}^2$
Taux de pannes (partielles)	$O = 0.024$
Période de mesures	1/1/92 - 31/12/92
Taux d'acquisition de mesures	100%
<b>Données climatiques</b>	
Energie incidente plan capteurs	$E_{S, A} = 82'290 \text{ kWh}$
Irradiation moyenne journalière	$G_C = 3.67 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$
<b>Bilans du système</b>	
Energie totale à la sortie du champ	$E_A = 6875 \text{ kWh}$
Energie totale fournie par le système	$E_{IO} = 5835 \text{ kWh}$
Energie fournie au réseau	$E_{TU} = 5835 \text{ kWh}$
<b>Bilans et efficacités des composants</b>	
Efficacité des onduleurs	$\eta_l = 84.9\%$
<b>Indices de performance</b>	
Energie solaire de référence:	$Y_r = 3.67 \text{ heures/jour}$
Production du champ:	$Y_A = 2.46 \text{ heures/jour}$
Production finale:	$Y_f = 2.09 \text{ heures/jour}$
Pertes de captage:	$L_c = 0.21 \text{ heures/jour}$
Pertes du système:	$L_s = 0.37 \text{ heures/jour}$
Indice de performance (Performance Ratio)	$PR = 0.57 \text{ (sans panne: } 0.65)$
Efficacité globale du système:	$\eta_{tot} = 7.09\%$ (sans panne: 8.07 %)

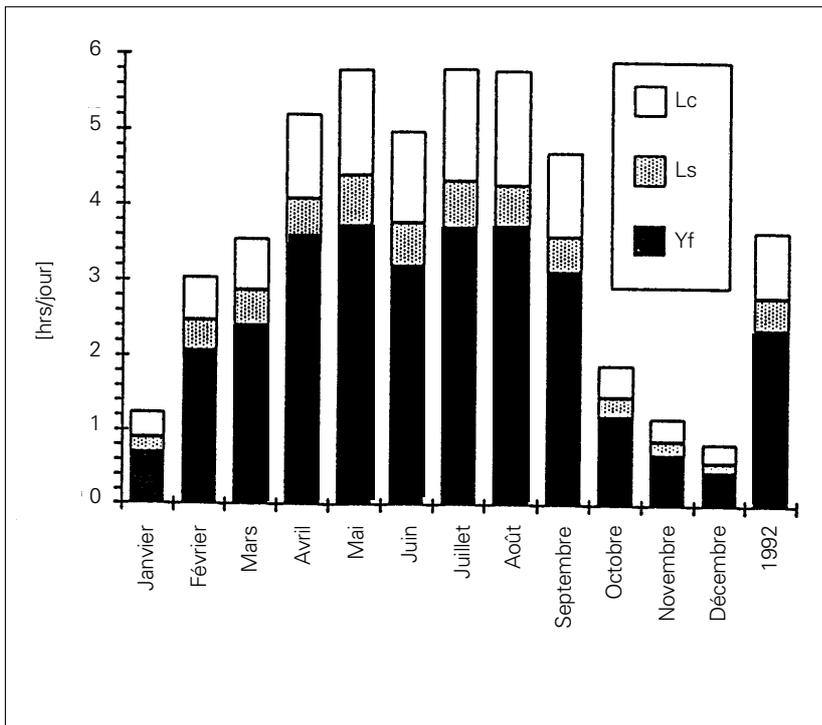


Figure 9.16  
Représentation mensuelle des indices de production («Yields») pour les périodes sans panne

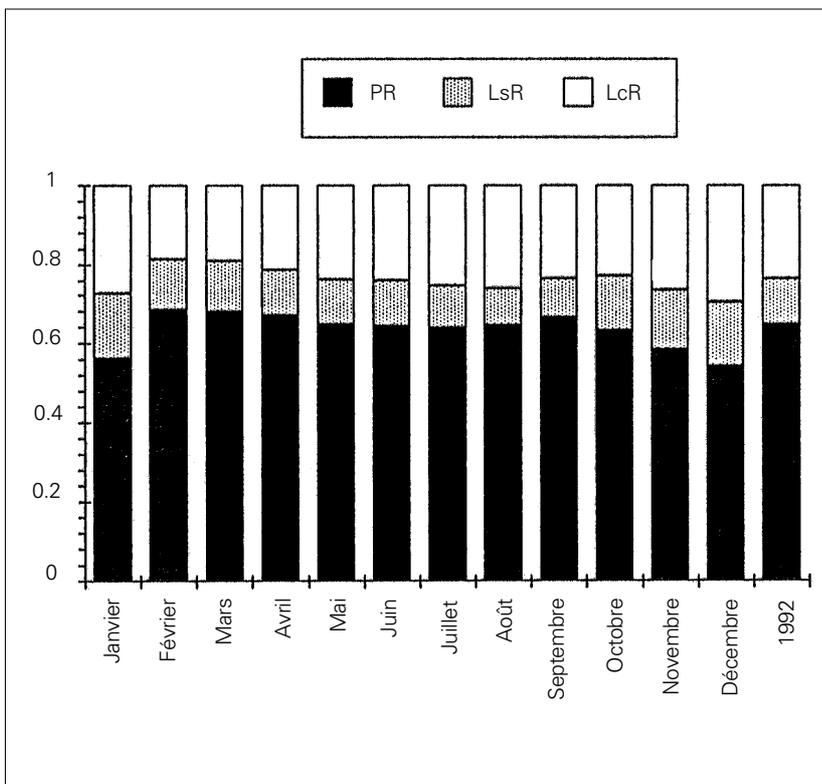


Figure 9.17  
Représentation mensuelle des indices de performance pour les périodes sans panne

## Références

- [1] L. Keller, P. Affolter. Optimisation de la surface des panneaux PV en fonction du convertisseur statique (simulations). Bureau Keller-Burnier/OFEN, Novembre 1990.
- [2] L. Keller, P. Affolter. Optimisation de la surface du champ PV. Mesures et validation de la simulation. Bureau Keller-Burnier et EPFL, OFEN, Mai 1994.
- [3] Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants. Document A, Photovoltaic System Monitoring. (CEC/JRC Ispra, Issue 4.2, juin 1993).
- [4] Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants. Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data. (CEC/JRC Ispra, Issue 4.1, juin 1993).

# 10. Arguments économiques, écologiques, énergétiques

---

<b>10.1</b>	<b>Calcul économique</b>	211
10.1.1	Production de courant annuelle	211
10.1.2	Charge financière annuelle	211
10.1.3	Dépenses de fonctionnement annuelles	212
10.1.4	Valeur effective du courant produit	212
10.1.5	Modèles de financement	213

---

<b>10.2</b>	<b>Coûts externes et surcoûts inventoriés du prix de l'énergie</b>	215
10.2.1	Energie: prix bas, mais coûts élevés	215
10.2.2	Coûts externes et conséquences sur le prix de l'énergie	217
10.2.2.1	Quel est le volume des coûts externes?	217
10.2.2.2	Surcoûts inventoriés du prix de l'énergie calculés en fonction de coûts externes	220
10.2.3	Appréciation des résultats	222
10.2.4	Remarques finales, perspectives	223

---

<b>10.3</b>	<b>Réponse à certaines critiques</b>	224
10.3.1	Demande trop de terrains	224
10.3.2	Non-rentabilité	224
10.3.3	Investissements trop élevés	225
10.3.4	Attendre les progrès techniques	225
10.3.5	Retour énergétique trop faible	225
10.3.6	Bilan écologique défavorable	226
10.3.7	Trop cher pour Energie 2000	227
10.3.8	Besoin de stockage par pompage	227
10.3.9	Provoque des déchets polluants	227

---

<b>10.4</b>	<b>Potentiel économique du photovoltaïque</b>	228
10.4.1	Potentiel à court terme	228
10.4.2	Potentiel à moyen terme	229
10.4.3	Potentiel à long terme	229

---

# 10. Arguments économiques, écologiques, énergétiques

## 10.1 Calcul économique

Le coût de production du courant photovoltaïque est une fonction des 3 facteurs suivants :

- **Production de courant annuelle**
- **Charge financière annuelle**
- **Dépenses de fonctionnement annuelles**

### 10.1.1 Production de courant annuelle

La quantité de courant produite pendant une année dépend de la qualité de l'ensoleillement et de la qualité de l'installation.

Le premier facteur dépend bien entendu des conditions climatiques, mais aussi de l'orientation des plans de captage et des éventuels problèmes d'ombrage comme cela a été exposé au deuxième chapitre. Il est important de se rappeler que le même investissement en matériel peut produire deux fois plus d'énergie dans la péninsule Arabique que sur le Plateau suisse.

La qualité de l'installation dépend d'un dimensionnement correct de tous les éléments et, naturellement, de leur rendement de transformation. Le potentiel d'amélioration de rendement pour les onduleurs n'est plus très important, mais pour les générateurs photovoltaïques les progrès sont continus et les rendements en laboratoires dépassent 25%.

### 10.1.2 Charge financière annuelle

L'amortissement du capital investi dans l'équipement de production est, de loin, la plus grande partie des coûts de production. Comme pour les centrales électriques conventionnelles il est normal de compter avec des durées d'amortissement compatibles avec les durées de vie du matériel. Des générateurs photovoltaïques en service depuis 20 à 30 ans n'ont pas montré de diminution de rendement et les durées d'amortissement appliquées aux installations hydrauliques de l'ordre de 40 ans seraient logique. Compte tenu du manque d'expérience dans ce domaine la plupart des calculs sont faits sur la base de 25 ans.

La charge financière annuelle, ou annuité, se compose de la part de remboursement du capital et de la part d'intérêts à payer. L'annuité peut être fixe ou variable, mais pour les calculs de coût de l'énergie on calcule des annuités fixes selon la formule suivante:

$$a = \frac{A \cdot r (1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

dans lequel:

a = annuité recherchée

A = capital emprunté

r = taux d'intérêt

n = durée de l'amortissement

Pour tenir compte de la dépréciation de la monnaie il convient de prendre un taux d'intérêt  $r'$  actualisé qui est égal à la différence entre le taux d'intérêt et le taux d'inflation.

Le tableau suivant donne la valeur des annuités fixes pour un capital de Fr.100'000.-.

Taux d'intérêt	Années d'amortissement								
	10	12	15	20	25	30	35	40	50
0.05	12950	11283	9634	8024	7095	6505	6107	5828	5478
0.055	13267	11603	9963	8368	7455	6881	6497	6232	5906
0.06	13587	11928	10296	8718	7823	7265	6897	6646	6344
0.065	13910	12257	10635	9076	8198	7658	7306	7069	6791
0.07	14238	12590	10979	9439	8581	8059	7723	7501	7246
0.075	14569	12928	11329	9809	8971	8467	8148	7940	7707
0.08	14904	13270	11683	10185	9368	8883	8580	8386	8174
0.09	15582	13965	12406	10955	10181	9734	9664	9296	9123

### 10.1.3 Dépenses de fonctionnement annuelles

Le fonctionnement d'une centrale photovoltaïque est 100% automatique. Les dépenses de fonctionnement consistent d'une part en frais de contrôle et d'entretien, et d'autre part en une réserve pour remplacement d'éléments à titre préventif. Il s'agit principalement des batteries pour les installations isolées et de modules remplaçables pour les onduleurs des installations reliées au réseau. En outre, il est prudent de prévoir le remplacement des protections de surtensions tous les 10 à 20 ans, de même que les câblages entre modules qui ne sont pas posés sous tubes.

### 10.1.4 Valeur effective du courant produit

La structure de la demande d'électricité fait ressortir une grosse différence entre l'énergie de ruban et l'énergie de pointe. La valeur du courant est donc une fonction bien définie de la période du jour pendant laquelle il est consommé, respectivement mis à disposition de l'utilisateur. De même, la demande est plus forte en hiver qu'en été et, dans une certaine mesure, la compensation se fait par les réserves des barrages hydrauliques, avec repompage le cas échéant. L'optimisation de la **valeur effective** du courant produit pourra amener un choix d'inclinaison des surfaces de captage tel que près de 45% de l'énergie soit produite pendant la moitié hivernale de l'année. Cet argument revalorise le cas de capteurs en façade.

Par la liaison au réseau, les centrales solaires et les barrages hydro-électriques peuvent être considérés comme un tout. Pendant la production d'électricité solaire d'importantes réserves d'eau ne sont pas consommées. Par temps couvert les barrages reprennent la couverture du besoin.

Ce mode de production est justifié par le fait que, bien que la capacité des barrages soit très importante, elle ne couvre qu'environ 18% de la charge moyenne de la période hivernale et qu'en conséquence, l'eau accumulée dans les barrages pendant cette période doit être utilisée parcimonieusement pour éviter que les barrages ne soient vides en début d'année. Le courant solaire contribue donc à prolonger la réserve d'énergie.

La tarification du courant électrique en Suisse n'est pas uniforme, mais d'une façon générale le tarif est fonction du niveau de tension du réseau de distribution; plus le voltage est élevé, plus le prix est bas. Suivant l'importance de la centrale photovoltaïque, le courant sera injecté à un niveau de tension donné.

Au niveau haute tension, le courant se négocie en dessous de 0.10fr./kWh, toutefois il est connu que les nouvelles unités de production hydrauliques ou thermiques présentent des coûts de production qui peuvent dépasser 0.15 fr./kWh. Dans le sens d'une politique à long terme visant à maintenir une certaine indépendance énergétique, un coût de production supérieur au courant importé est également justifié.

Si le courant est injecté dans un réseau moyenne tension, il ne pourra être considéré comme énergie de pointe que si le réseau dispose de centrales hydrauliques avec accumulation, sinon le courant manquant les jours sans soleil devrait être acheté au prix fort.

La problématique de l'apport économique d'une production électrique d'origine solaire dans un réseau de distribution est complexe et n'a pas fait l'objet d'études exhaustives en Suisse. Une étude de ce genre a été menée par Pacific Gas & Electric Company [1].

### **10.1.5 Modèles de financement**

Aussi longtemps que le prix de revient du kWh sera supérieur à la valeur effective du courant produit, la différence sera couverte par un financement extérieur, sous l'une des formes évoquées au chapitre 7.

Il importe de différencier les financements par subventions à l'équipement qui réduisent artificiellement la charge financière annuelle et les financements par adaptation du tarif de l'électricité solaire aux conditions de production.

Les installations financées par des subventions ont permis la réalisation de projets pilotes qui ont fait connaître la technique et ont assuré la fiabilité des systèmes. Toutefois, cette méthode n'a pas permis de réunir les conditions économiques nécessaires à l'éclosion d'un véritable secteur industriel. La précarité des subventions, réduites au gré de la santé économique générale, n'est pas de nature à encourager le financement à long terme nécessaire au développement industriel.

Le financement par l'adaptation du prix d'achat du kWh solaire à son prix de revient réel est la seule solution capable d'amener le photovoltaïque au niveau des autres producteurs d'énergie électrique.

En fait, le développement de toutes les nouvelles sources d'énergie a été financé de cette façon et le photovoltaïque est aujourd'hui prêt à rejoindre les modes de production conventionnels.

Ce mode de financement, préconisé par les associations professionnelles de l'énergie solaire, est connu en Allemagne sous le nom de Modèle d'Aix-la-Chapelle. En juin 1993, le Conseil municipal d'Aix-la-Chapelle a demandé au directeur de la mairie de mettre en œuvre le plus rapidement possible, par tous les moyens juridiques disponibles, une rémunération couvrant les coûts de production du courant photovoltaïque fourni au réseau, ce qui a été reconnu comme un modèle tout à fait acceptable en 1994 par le Ministère de l'industrie du Land de Rhénanie-Westphalie.

### Modèle d'Aix-la-Chapelle

#### Définition du modèle

Une rétribution qui couvre les coûts de production signifie que les distributeurs d'énergie achètent le courant d'origine solaire et éolien livré au réseau à un prix calculé de manière à couvrir les frais d'installation et de fonctionnement. **Les surcoûts qui en résulteraient pour les distributeurs peuvent être imputés par eux à leurs clients.**

#### Investissement

Une installation photovoltaïque optimisée, d'une puissance installée de 5 kWc implique aujourd'hui un investissement de DM 20.000.- par kWc.

#### Durée d'amortissement

Les installations de production d'électricité sont généralement amorties en 20 ans.

#### Intérêts

Les calculs de coûts dans l'industrie électrique se basent sur l'intérêt réel (intérêt nominal, inflation), même lorsque le prix de vente du produit (courant électrique) est lié à l'inflation.

Dans le cas d'une rémunération couvrant les coûts de production, l'exploitant d'une installation photovoltaïque reçoit pendant toute la période d'amortissement un prix indépendant des augmentations courantes du prix. C'est pourquoi il faut compter avec un intérêt nominal des crédits d'investissement (actuellement environ 8%).

#### Fonctionnement

Les coûts de fonctionnement des installations photovoltaïques du programme des 1000 toits (entretien, réparations, assurances) se sont élevés à 1% des investissements.

#### Rendement annuel

Les installations photovoltaïques du programme des 1000 toits ont eu un rendement annuel de 1000 kWh par kW de puissance installée.

#### Calcul

Investissement par kWc de puissance installée		20.000.- DM
Intérêt sur 20 ans	(800.- DM/an)	16.000.- DM
Fonctionnement sur 20 ans	(200.- DM/an)	4.000.- DM
TOTAL		40.000.- DM
Production électrique en 20 ans		20.000 kWh
Coût de production du courant		2.- DM/kWh
Prix payé par le distributeur		2.- DM/kWh

#### Et que se passe-t-il au bout de 20 ans ?

Si, comme nous le pensons, une installation photovoltaïque reste exploitée plus de 20 ans, l'exploitant n'en tirera aucun avantage exagéré. En effet, la rémunération couvrant les coûts de production n'est fixée que pour 20 ans. Par la suite, l'exploitant ne reçoit plus que le prix du kWh normal, alors qu'il doit continuer à payer le fonctionnement. L'exploitant est en réalité moins bien placé que la compagnie électrique qui touche le même prix au kWh, après la fin de l'amortissement de ses installations conventionnelles.

## 10.2 Coûts externes et surcoûts inventoriés du prix de l'énergie

Extrait de la version abrégée du rapport de synthèse «Coûts externes et surcoûts inventoriés du prix de l'énergie dans les domaines de l'électricité et de la chaleur» 1994, N° de commande 724.270.7 f OCFIM/EDMZ, 3000 Berne.

### 10.2.1 Energie: prix bas, mais coûts élevés

Malgré les crises pétrolières des années 1970 et 1980, la consommation d'énergie en Suisse a continué d'augmenter. Un regard sur le développement des prix **réels**<sup>1</sup> de l'énergie fournit une explication partielle à ce fait préoccupant: au niveau réel, l'énergie est devenue continuellement moins chère durant ces dernières années, le prix du pétrole se situant aujourd'hui au niveau de celui de 1970! Malgré une consommation en hausse, nous dépensons aujourd'hui nettement moins d'argent pour l'énergie qu'au début de 1970.

Une autre évolution est moins connue et difficilement chiffrable: si les **prix** de l'énergie ont diminué en termes réels, leurs **coûts** macro-économiques ont augmenté. La pollution de l'air est à l'origine de coûts dus à des maladies des voies respiratoires ou des troubles circulatoires, à des pertes de productions agricoles, à des atteintes aux forêts et aux bâtiments. A cela s'ajoute la menace de l'effet de serre, dont les premières répercussions semblent déjà s'annoncer sous forme de dommages dus aux tempêtes ou d'inondations. Aux coûts courants dus aux charges pesant sur l'environnement, il convient d'ajouter les risques d'accidents. Il s'agit ici principalement des risques d'accidents majeurs lors de la production d'électricité (rupture de barrage ou accident majeur dans une centrale nucléaire), dont la probabilité de réalisation est certes très faible, mais qui, s'ils se produisaient, pourraient être tout à fait catastrophiques. Ces risques constituent eux aussi des coûts.

A côté des catégories habituelles de coûts telles que coûts de matières premières, d'exploitation, de capital et de main-d'œuvre, notre système énergétique engendre donc – dans presque tous les domaines de la vie courante – des coûts qui n'apparaissent pas dans les prix de l'énergie. Ils ne sont donc pas supportés par ceux qui en sont à l'origine, puis par les consommateurs, mais par la collectivité. C'est pourquoi ces coûts sont considérés comme des **coûts externes** (par opposition aux coûts internes tels que les coûts de la main-d'œuvre, du capital et autres, qui sont payés par ceux qui en sont à l'origine). Au total, notre consommation d'énergie coûte donc nettement plus que ce que nous payons pour elle.

---

<sup>1</sup> Prix réels de l'énergie: prix actuels (nominaux) de l'énergie diminués du renchérissement. Evolution des prix réels de l'énergie 1980 -1992: électricité -15 %; huile de chauffage extralégère -54 %; gaz: -24 %; essence -41 %; bois -4 %; charbon +2 %.

Les analyses décrites dans ce rapport cherchent à chiffrer ces coûts externes environnementaux et ceux dus aux risques qui découlent de la consommation d'énergie en Suisse et de les confronter aux prix du marché dans le domaine de l'approvisionnement en électricité et en chaleur. L'étude révèle les éléments suivants :

- En 1990, la production et la consommation d'énergie ont causé des coûts externes d'un ordre de grandeur qui se situe entre 6,7 et 12 mia. de francs/an, y compris environ 4,0 à 7,2 mia. de francs pour l'approvisionnement en électricité et en chaleur. Les risques d'accidents dans la production d'électricité (rupture de barrage ou accident dans une centrale nucléaire) ne sont pas inclus. Avec une fourchette de 5,2 à 7,4 mia. de francs/an, les coûts d'évitement de l'effet de serre constituent la part du lion des coûts externes de la production et de la consommation d'énergie.

Il s'avère qu'une stratégie de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (réduction de 50% des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2025) menacerait moins les coûts qu'une évolution non influencée du trend actuel : autrement dit, les coûts d'évitement de CO<sub>2</sub> devraient être significativement moindres que les coûts qui découleraient de la survenue de l'effet de serre (les indications sur les coûts des atteintes sont encore hypothétiques et s'appuient sur une fourchette qui s'établit entre 1,7 et 44 mia. de francs/an).

- Les « vrais » coûts de l'approvisionnement énergétique se situent encore nettement plus haut que les coûts payés aujourd'hui augmentés des coûts externes que nous avons calculés : de nombreux coûts externes n'ont pas pu être appréhendés ou calculés (par exemple des « coûts » immatériels tels que la souffrance ou la douleur), d'autres sont encore inconnus et ne peuvent être que soupçonnés. Les 6,7 à 12 mia. de francs/an évalués (y compris les coûts d'évitement de l'effet de serre) pourraient constituer la limite inférieure du total des coûts externes. S'ils étaient répercutés sur la consommation actuelle, les dépenses pour l'énergie seraient ainsi augmentées de 30 à 60% et passeraient de quelque 19 mia. de francs (1992) à environ 26 à 31 mia. de francs/an.
- Si l'on répercute les coûts externes évalués sur les prix de l'énergie dans le domaine de l'électricité et de la chaleur, en fonction de ceux qui les causent, c'est pour l'huile de chauffage que l'on obtient les plus grandes disparités. Pour l'huile de chauffage extralégère, les coûts se situeraient entre 140 et 220% des prix du marché de 1992 alors que pour l'huile de chauffage moyenne et lourde, les différences de prix seraient encore plus importantes. D'autre part, le prix du gaz naturel augmenterait de 70 à 100%, celui du bois de 25 à 50% et celui de l'électricité de 5 à 11% (sans prise en considération des risques d'accident).
- L'estimation des risques de rupture de barrage ou d'accidents majeurs dans les centrales nucléaires (très faible probabilité, mais potentiel de dommage extraordinairement élevé) dépend fondamentalement de l'attitude de la population envers de tels risques. Il existe différents concepts pour la monétarisation des attitudes face au risque, qui mènent à des suppléments de prix de l'électricité de l'ordre de 0,1 ct. par kWh à 2 à 14 ct. par kWh.

Cet état de fait montre que l'énergie est consommée aujourd'hui à un prix trop bas. Les prix de l'énergie actuels envoient des signaux erronés aux agents économiques, ce qui a comme conséquence que l'énergie est trop consommée et pas assez économisée.

## 10.2.2 Coûts externes et conséquences sur le prix de l'énergie

Les coûts externes sont évalués pour l'ensemble de l'approvisionnement suisse en énergie en 1990, c'est-à-dire y compris les coûts externes de la consommation d'énergie pour les transports (mais sans les coûts externes des transports qui ne se rapportent pas à la consommation d'énergie tels que les coûts externes d'accidents, de bruits et d'encombrement). Le relèvement du prix de l'énergie calculé en fonction de coûts externes (SIPE) a été toutefois réservé aux seules utilisations de l'énergie dans les domaines de l'électricité et de la chaleur.

### 10.2.2.1 Quel est le volume des coûts externes ?

Avec les connaissances empiriques disponibles actuellement, il n'est pas possible d'entreprendre un calcul complet, ne fût-ce qu'approximativement, de tous les coûts externes de l'approvisionnement en énergie. Il est cependant possible d'appréhender, dans certains domaines, une part des externalités dont on suppose l'existence.

Pour les dommages aux matériaux ou les atteintes à la santé dus à la pollution de l'air, il existe, du moins en principe, la possibilité d'établir des relations **quantitatives** entre pollutions et dommages à l'aide d'analyses dose-réponse et/ou d'examens épidémiologiques. Il peut être montré qu'il existe des relations non équivoques entre certains polluants (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, poussières, ozone) et la fréquence de symptômes de (certaines) maladies. La relation de cause à effet entre pollution de l'air et dommages aux bâtiments est également visible. Des pertes agricoles dues à des valeurs d'ozone élevées peuvent aussi être démontrées empiriquement.

Dans d'autres domaines toutefois, des manques de connaissance doivent être reconnus. Les préjudices sur le monde animal et végétal ne sont guère mesurables par les sciences naturelles et souvent encore que partiellement examinés. Dans le domaine empirique, l'effet de faibles doses radioactives s'appuie sur des informations très lacunaires sur la catastrophe de Tchernobyl ou sur les analyses des effets retardés à Hiroshima et Nagasaki, ces dernières n'aboutissant qu'à des conclusions de portée limitée. Les conséquences d'une catastrophe climatique sont également concernées. Selon les connaissances actuelles, il faut s'attendre à une élévation du niveau de la mer et à un accroissement de la fréquence des phénomènes climatiques extrêmes. La désertification de grandes surfaces (habitées) et le déclenchement de vagues d'émigration massive ne sont pas exclus. Une quantification ou même une monétarisation de ces processus n'est possible qu'à l'aide d'hypothèses les plus diverses. Ces dernières sont discutées ci-après.

Ainsi, **l'évaluation monétaire immédiate du niveau des dommages** (soit ce que l'on appelle le **coût des dommages**) sur la base de comportements dûment vérifiés sur le plan empirique n'est possible que dans les domaines suivants (voir les références en annexe):

- pertes de productions agricoles;
- dommages aux bâtiments;

- coûts des dommages aux forêts (pertes de revenus de l'économie forestière, coûts pour la construction d'ouvrages supplémentaires nécessaires ou de mesures de protection), et
- coûts de la santé (pertes de production dues à la maladie, coûts de traitement).

Dans un petit nombre de domaines (valeur de récréation et d'existence de la flore et de la faune, par exemple), une forme de **monétarisation des préférences individuelles** est possible. Par contre, les estimations concernant les coûts de l'effet de serre doivent encore être considérées comme étant hypothétiques. Par conséquent, seuls les **coûts d'évitement**<sup>2</sup> seront retenus dans l'estimation des coûts externes relatifs à l'effet de serre.

Les estimations de coûts qui figurent dans le tableau de la page ci-contre ne sont donc pas complètes, puisque des aspects essentiels n'ont pas pu être quantifiés. Les indications correspondent donc plutôt à la « pointe de l'iceberg » des coûts externes. La largeur des fourchettes des estimations – particulièrement marquée pour ce qui est des coûts externes de l'effet de serre – montre bien les incertitudes considérables qui pèsent sur les estimations.

En 1990, les coûts externes monétarisables de la consommation suisse d'énergie<sup>3</sup> se sont situés entre 6,7 et 12 mia. de francs/an. Si l'on ne prend pas en considération l'effet de serre, les coûts externes restant s'élèvent encore entre 1,5 et 4,8 mia. de francs. Les coûts externes des risques d'accident lors de la production d'électricité ne sont pas encore considérés ici. En raison du caractère fondamentalement différent de la monétarisation de risques de dommages, ils sont traités séparément.

---

<sup>2</sup> Coûts d'évitement: coûts (supplémentaires) nécessaires à la réalisation d'un certain objectif de politique de l'environnement; ici coûts supplémentaires, afin de réduire, jusqu'en 2025, les émissions de CO<sub>2</sub> de moitié par rapport au trend des émissions de CO<sub>2</sub>.

<sup>3</sup> Externalités globales comme l'effet de serre et la pollution des mers: part suisse en tant que part aux émissions totales, respectivement à la consommation globale d'énergie. Externalités locales/régionales (pollution de l'air): dommages en Suisse plus les dommages basés sur les émissions lors de la transformation de l'énergie (évalués sur la base de l'évaluation en Suisse des coûts des dommages).

<b>Dommages identifiables dans le domaine de l'énergie (chaleur, électricité, transports)</b>	<b>Estimations de coûts vérifiées mio. de fr./an</b>	<b>Estimations de coûts partiellement vérifiées mio. de fr./an</b>	
<b>Dommages aux forêts</b> vraisemblablement dus à des polluants atmosphériques	-	Economie forestière Dangers naturels Agriculture de montagne Tourisme Valeur de récréation et d'existence <b>Total</b> <b>Dont revenant à l'énergie</b>	330-560 410-1'770 40-50 310 0-200 <b>1'090-2'890</b> <b>545-1'445</b>
<b>Pertes de productions agricoles</b> dues à des taux d'ozone plus élevés	65-140	-	
<b>Maladies des voies respiratoires et du cœur/troubles circulatoires</b> dus à des émissions d'oxydes d'azote, de dioxyde de soufre et de poussières plus élevées		Pertes de production due à: - maladies des voies respiratoires - maladies du cœur/troubles circulatoires	260-790 120-1'060
<b>Dommages aux bâtiments</b> dus aux émissions de polluants atmosphériques	Coûts de capital 260-760	Coûts de nettoyage supplémentaires 60-200	
<b>Pollutions de la mer et du sol</b> dus au <b>transport et au stockage</b> de pétrole, produits pétroliers et gaz naturel		- produits pétroliers minéraux: part de la Suisse au volume mondial des dommages - gaz: - charbon:	6-29 négligeable pas analysé
<b>Cas de décès</b> dans l' <b>exploitation normale</b> de <b>centrales nucléaires</b>		3-14	
<b>Dégâts naturels</b> et pertes de production agricoles dus à l' <b>exploitation normale</b> de centrales hydrauliques		Centrales d'accumulation Centrales au fil de l'eau	102-267 28-73
<b>Dommages d'espace naturel</b> dus aux <b>transports de courant</b>		12-23	
<b>Total sans effet de serre</b>	<b>325-900</b>	<b>1'136-3'901</b>	
Incidences de l' <b>effet de serre</b> relevant de l'énergie		Part suisse aux <b>dommages</b> mondiaux estimés Volume de coûts selon le <b>concept du coût d'évitement</b>	1'670-43'600 <b>5'200-7'400</b>
<b>Total coûts vérifiés et partiellement vérifiés:</b> - avec les coûts des dommages de l'effet de serre - avec les coûts d'évitement de l'effet de serre		3'130-48'400 <b>6'660-12'200</b>	

Tableau 10.1: Tableau synoptique des estimations concernant les coûts externes dans le domaine de l'énergie (sans la monétarisation des risques de dommages de la production d'électricité)

### 10.2.2.2 Surcoûts inventoriés du prix de l'énergie calculés en fonction de coûts externes

Si l'on répartit les coûts externes de la **pollution atmosphérique** sur les émissions de polluants qui en sont à l'origine, on obtient des **suppléments d'émissions** [en francs/kg de polluant atmosphérique]. Si les émissions de polluants atmosphériques spécifiques d'un système énergétique sont connues, les coûts externes de la **pollution atmosphérique** [en francs par kWh d'input énergétique] engendrée par ce système peuvent être calculés à l'aide des suppléments d'émissions.

#### Suppléments d'émissions:

par kg d'émission annuelle	SO <sub>2</sub>	11,5-26,9 francs/kg
	NO <sub>x</sub>	13,8-32,3 francs/kg
en plus pour les émissions en été <sup>4</sup> :	NO <sub>x-SO</sub>	14,3-33,5 francs/kg
	COV <sub>SO</sub>	12,4-30,7 francs/kg

**Les surcoûts inventoriés du prix de l'énergie calculés en fonction des coûts externes (SIPE)** montrent le niveau des coûts externes monétarisables des différents agents énergétiques. Ces surcoûts ne dépendent pas uniquement de l'agent énergétique, mais aussi du système énergétique dans lequel les agents énergétiques sont consommés (c'est-à-dire de ses émissions spécifiques, respectivement de ses technologies de combustion et d'assainissement des gaz d'échappement).

Le tableau 10.2 fournit une vue d'ensemble des augmentations du prix de l'énergie calculées pour différents systèmes de chauffage, ainsi que pour la production et la distribution de courant électrique. Les SIPE estimés se présentent généralement sous la forme de **fourchettes**, afin de tenir compte des incertitudes existantes. La **Variante SIPE 1** se base généralement sur des évaluations des coûts des dommages qui sont cependant problématiques dans le cas de l'effet de serre. C'est pourquoi nous préférons la **Variante SIPE 2** qui estime les coûts externes de l'effet de serre à travers les coûts d'évitement. Afin de clarifier et d'illustrer l'influence des coûts de l'effet de serre, une **Variante SIPE 3**, sans ces derniers, a été isolée.

Pour les systèmes énergétiques de production et distribution de chaleur, les SIPE contiennent aussi les coûts externes qui sont entraînés par le conditionnement des combustibles (précombustion) (effets externes lors de la préparation des agents énergétiques, estimés avec suppléments d'émissions suisses établis dans le cadre de la présente étude). Outre la valeur moyenne de SIPE pour les centrales d'accumulation, au fil de l'eau et nucléaires, pour les usines thermiques, des SIPE résultant de la production mixte de courant sont établis. Les SIPE sont présentés sans les coûts externes de risques. Les coûts externes d'événements importants, mais extrêmement rares (rupture de barrage, grand accident de centrale nucléaire), ne sont pas pris en considération.

<sup>4</sup> NOX-SO: émissions d'oxyde d'azote en été; COV: émissions d'hydrocarbures en été (en raison de la formation d'ozone).

Système énergétique/ agent énergétique	Prix 1994 de l'énergie finale	Surcoûts inventoriés du prix de l'énergie calculé sur la base de		
		Coût du dommage général  <b>Variante SIPE 1</b>	Coût du dommage Effet de serre Coûts d'évitement  <b>Variante SIPE 2</b>	Coût du dommage, mais sans coûts externes de l'effet de serre  <b>Variante SIPE 3</b>
	[ct./kWh]	[ct./kWh]	[ct./kWh]	[ct./kWh]
<b>Gaz naturel</b>			<b>3,0 (AFB)</b>	
Soufflante	5	1,4 - 27	3,4 - 5,1	0,4 - 0,8
Atmosphérique	5	1,5 - 27	3,5 - 5,3	0,5 - 1,1
Low NO <sub>x</sub>	5	1,3 - 27	3,4 - 5,0	0,3 - 0,6
Gaz	5	1,3 - 27	3,4 - 5,1	0,3 - 0,8
	[ct./kWh]	[ct./kWh]	[ct./kWh]	[ct./kWh]
<b>Huile de chauffage légère</b>			<b>4,5 (AFB)</b>	
Low NO <sub>x</sub>	3	2,4 - 38	4,9 - 7,6	1,0 - 2,4
Chaudière à brûleur		2,4 - 38	4,9 - 7,6	1,0 - 2,4
<b>Huile lourde</b>				
Industrie (huile lourde)	1,5	4,6 - 44	6,0 - 10,3	3,2 - 3,9
<b>Bois</b>			<b>4,5 (AFB)</b>	
Copeaux humides	4	1,7 - 3,9	0,9 - 2,1	1,7 - 7,6
<b>Electricité sans coûts du risque</b>				
Centrale au fil de l'eau			0,4 - 0,9	
Centrale à accumulation			0,5 - 1,3	
Centrale nucléaire			0,3 - 0,6	
Installation à turbine (gaz)			4,3 - 7,0	
<b>Electricité Mix CH</b> (sans coûts du risque)			0,8 - 1,8	
<b>Electricité Mix UCPTÉ</b> (sans coûts du risque)			5,0 - 7,9	
<b>Electricité Mix CH / UCPTÉ</b> (sans coûts du risque)	15,6		<b>4,0 (AFB)</b>	

Augmentation du prix de revient de l'électricité photovoltaïque lors de la prise en considération des coûts externes de construction, transport et élimination

	Prix de revient actuel (ct./kWh)		Augmentation du prix de revient (sans coûts du risque) (ct./kWh)	
Electricité produite par une installation photovoltaïque de 3 kW	80 - 100		2 - 3	

Tableau 10.2: Surcoûts inventoriés du prix de l'énergie calculés en fonction des coûts externes (SIPE) en comparaison avec les prix actuels de l'énergie. Trois variantes, sans les suppléments de risque pour les risques d'accident lors de la production d'électricité.

**Variante SIPE 1:** SIPE sur la base d'estimations de coûts de dommages.

**Variante SIPE 2:** pour l'effet de serre, les SIPE reposent sur les **coûts d'évitement**; pour les autres domaines, ce sont les coûts des dommages qui sont utilisés (avec la prise en considération de la réduction de la consommation d'énergie suite à une stratégie d'évitement).

**Variante SIPE 3:** SIPE sur la base d'estimations des coûts des dommages, mais **sans les coûts externes de l'effet de serre**.

### 10.2.3 Appréciation des résultats

Les résultats du tableau 10.2, par définition, ne sont pas complets. De nombreux coûts externes d'ordre immatériel ne peuvent pas (encore) être appréhendés et d'autres ne sont pas connus dans la mesure où il subsiste un manque de clarté sur les relations de cause à effet (effets possibles de synergie et d'accumulation, etc.) ou parce que les effets eux-mêmes ne se sont pas encore manifestés. Des incertitudes considérables pèsent également sur ces résultats – ce dont rendent compte les fourchettes de chiffres.

Compte tenu à la fois de ce manque d'exhaustivité et de ces incertitudes, les résultats de l'étude indiquent pour nous une limite inférieure pour les coûts externes et les SIPE. Ils peuvent être considérés comme étant la « pointe » monétaire de « l'iceberg » des coûts externes.

Compte tenu du caractère probabiliste de l'effet de serre, des incertitudes existantes et du fait de l'irréversibilité vraisemblable d'une modification climatique – si elle se réalisait – la Variante SIPE 2, qui estime les coûts de l'effet de serre à l'aide de la méthode des coûts d'évitement, devrait être préférée.

Les résultats sont clairs : même cette estimation minimale des coûts externes engendrerait un doublement (gaz) ou un triplement (huile de chauffage extralégère) du prix des agents énergétiques fossiles. La prise en compte des coûts externes améliorerait nettement la compétitivité du bois-énergie (en raison de sa neutralité dans le cycle du carbone) ; pour sa part, le gaz naturel serait également plus compétitif face à l'huile de chauffage extralégère. Pour l'électricité, les résultats établis doivent être interprétés. Les coûts externes sans les risques d'accident se situent dans la Variante SIPE 2 entre 0,8 et 1,8 ct./kWh, c'est-à-dire dans un ordre de grandeur de 5 à 11 % des coûts moyens déclarés de 1990. Il faut cependant encore ajouter les coûts externes de risque qui dépendent de l'évaluation du risque et de l'attitude des individus face au risque.

Par le biais des surcoûts inventoriés de prix comptabilisés ici, l'énergie dans les domaines de l'électricité et de la chaleur devrait devenir plus chère tandis que, via les prix relatifs, les techniques permettant d'économiser l'énergie, ainsi que les énergies renouvelables, devraient devenir meilleur marché. Plus encore, si les coûts externes de production, de distribution, d'installation et de tri des déchets étaient aussi comptabilisés, la capacité concurrentielle des moyens d'économiser l'énergie serait très nettement augmentée (au niveau de l'isolation des façades, dalles, fenêtres, conduits...). En considérant ces mesures sur le plan économique, elles se montrent en partie plus économiques que les solutions conventionnelles sans mesures d'économie d'énergie.

Les coûts « vrais » de l'électricité solaire (installations photovoltaïques) et la chaleur produite à partir de capteurs solaires sont également touchés, quoique de manière faible (+3 à +10%) par le relèvement des prix lié à la production, au transport et à l'installation (SIPE). Néanmoins, même lorsqu'il est tenu compte d'importants surcoûts inventoriés de prix dus aux effets externes dans les systèmes énergétiques conventionnels, la production solaire d'électricité et de chaleur tend à rester non économique.

#### 10.2.4 Remarques finales, perspectives

Dans le cadre d'ENERGIE 2000, l'Office fédéral des constructions a l'intention d'intégrer les surcoûts inventoriés du prix de l'énergie dans ses décisions d'investissement. Dans le programme d'action PACER, les calculs de rentabilité utilisés dans les cours et les publications vont être élargis en fonction des coûts externes monétarisables, c'est-à-dire les SIPE. Par ailleurs, les formations PACER correspondantes vont rendre l'utilisation des calculs de rentabilité élargis plus accessibles aux investisseurs comme aux décideurs.

Les informations et les résultats livrés par cette étude – aussi nouveaux et concrets qu'ils soient – ne suffisent cependant pas pour marquer définitivement l'avance sur le chemin des décisions macro-économiquement et écologiquement rationnelles. Des informations sont certes disponibles, mais il manque encore l'incitation monétaire pour les investisseurs (privés). La taxe CO<sub>2</sub>, que le Conseil fédéral a mise en consultation, représente un tel instrument incitatif, même si les niveaux de taxe discutés actuellement semblent encore trop bas par rapport aux résultats obtenus ici.

L'étude signale également quelques lacunes de connaissances et de recherche, qui devraient être comblées dans l'intérêt de la politique de l'environnement et de l'énergie, et qui sont présentées ci-dessous :

- Les externalités de l'exploitation de l'énergie hydraulique n'ont pu être quantifiées que très imparfaitement. Les données nécessaires manquent encore dans une large mesure et n'ont pas pu être élaborées dans le cadre de cette étude.
- La question des risques d'accidents majeurs dans les centrales hydrauliques et nucléaires nécessite un approfondissement. Tout d'abord, il s'agit ici de déterminer les risques pour lesquels il n'existe, en particulier pour les centrales hydrauliques, quasiment pas de données fondamentales pour la Suisse (incidences, analyses de risque). En outre, pour les risques avec une probabilité de réalisation extrêmement faible et des incidences très fortes (et incertaines), il s'agit aussi d'évaluer les risques (évaluation précise des préférences des individus face au risque).
- L'effet de serre engendre l'élément de coût externe le plus important. Les prévisions climatiques sont encore incertaines et vont le rester dans le futur proche. Nous considérons – comme cela a déjà été mentionné – l'adoption d'un objectif « politique » de réduction de CO<sub>2</sub> comme le procédé adéquat dans la situation de risque donnée. Les coûts d'évitement ont été calculés ici de manière tout à fait statique car on n'en sait pas beaucoup plus sur les futures technologies de substitution que ce qui existe actuellement. Il serait intéressant d'élaborer une estimation des coûts d'évitement dans le temps, par exemple avec une perspective technologique jusqu'à l'an 2025 (et en se basant sur les trends de développement du passé). Finalement, la thématique des externalités, respectivement des coûts externes, doit être rendue accessible au public intéressé sous une forme adéquate.

## 10.3 Réponse à certaines critiques

La connaissance des possibilités et des limites de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque est encore très incomplète et souvent basée sur des préjugés ; dans ce sens les opinions exprimées dans la presse jouent un très grand rôle. Il est fréquent que des arguments « décisifs » soient avancés contre le photovoltaïque !

Les réponses à ces critiques ont été élaborées par le directeur du programme d'encouragement au photovoltaïque d'Énergie 2000 [2].

### 10.3.1 Demande trop de terrains

#### Critique

Une utilisation intensive du photovoltaïque emploierait des surfaces déraisonnables de terrain, par exemple 66 km<sup>2</sup> pour la production de 2500 millions de kWh qui correspond à celle de la centrale de Mühleberg.

#### Réponse

Cet argument n'est pertinent que dans le cas d'installations construites sur le terrain. Notre civilisation a déjà « consommé » suffisamment de terrains cultivables pour la construction, qui permettraient la pose d'une infrastructure photovoltaïque intégrée aux constructions, suffisante pour la production de beaucoup plus que 2500 millions de kWh sans utilisation de nouveaux terrains.

La surface construite en Suisse représentait en 1991 plus de 2400 km<sup>2</sup>. Dans les dernières années la presque totalité des centrales solaires suisses a été réalisée sur des toitures et des façades, mais aussi sur des barrières d'autoroute par exemple.

### 10.3.2 Non-rentabilité

#### Critique

Le photovoltaïque n'est pas économique, même à long terme et n'a donc aucune perspective comme producteur d'énergie.

#### Réponse

Le photovoltaïque, à l'origine utilisé principalement dans l'espace sans préoccupations économiques, ne se trouve, comme moyen de production d'énergie électrique, qu'au tout début de sa courbe d'apprentissage technico-économique.

Avec une production mondiale annuelle de l'ordre de 60 MW (dont moins de 10% destiné aux installations reliées au réseau) on peut considérer les coûts de production actuels de l'ordre de 1 fr./kWh comme extrêmement avantageux. Avec de si petits volumes de réalisation les premières centrales électriques du début du siècle avaient des coûts de production considérablement plus élevés.

La diminution nécessaire des coûts est possible par le transfert des progrès technologiques des laboratoires vers une production industrielle de produits fiables. Les modules photovoltaïque représentent actuellement entre 35% et 50% du coût des installations reliées au réseau.

Pour les autres éléments (onduleur, structures, câblage, engineering) l'industrie suisse dispose d'un large savoir-faire. Cette part des coûts ne peut être réduite que par l'expérience effective de réalisations.

### 10.3.3 Investissements trop élevés

#### Critique

Si l'on compare les coûts d'investissement de nouvelles centrales nucléaires, comme Leibstadt (1984) 6 fr./W avec ceux des centrales photovoltaïques actuelles de 20 fr./W on ne voit pas comment cette différence pourrait être comblée.

#### Réponse

De telles comparaisons ne doivent pas être conduites sur la base des coûts de construction uniquement. Une comparaison valable doit prendre en compte la totalité des coûts nécessaires à la production de l'énergie (construction, combustibles, entretien, démolition, élimination). Le photovoltaïque, se présente alors de façon beaucoup plus favorable aujourd'hui déjà. En comparaison avec une centrale nucléaire il est possible d'investir 3 à 4 fois plus dans la réalisation d'une centrale photovoltaïque, car les 3/4 des coûts de fonctionnement d'une centrale nucléaire sont liés au combustible, au fonctionnement et à l'entretien, sans compter le démantèlement !

Les coûts de distribution de l'électricité entrent pour environ 50% dans le prix du courant à la prise. Le courant photovoltaïque est produit de façon décentralisée à proximité de son lieu de consommation. Une fois construite, une centrale photovoltaïque n'entraîne pas de coûts de combustible et un minimum de frais d'entretien.

### 10.3.4 Attendre les progrès techniques

#### Critique

Il n'est pas raisonnable d'installer des cellules actuellement sur le marché avec des rendements de 10 à 15% alors qu'en laboratoire sont testées des cellules avec un rendement de 25%.

#### Réponse

Des progrès significatifs ont été réalisés en laboratoire ces dernières années, mais ces innovations ne seront appliquées par l'industrie aux produits commerciaux que lorsque le marché aura atteint une dimension suffisante. En effet, les investissements pour la recherche ne représentent qu'environ 10% des investissements nécessaires à la mise en production d'une nouvelle technologie.

Les résultats de la recherche et du développement ne seront transmis à l'industrie que lorsque la demande du marché garantira les investissements nécessaires.

### 10.3.5 Retour énergétique trop faible

#### Critique

Les installations photovoltaïques ont un mauvais facteur énergétique, c'est-à-dire que le rapport entre l'énergie produite pendant leur durée de vie et l'énergie consommée pendant leur fabrication est défavorable.

### Réponse

Sur la base des modules photovoltaïques mono et polycristallins fabriqués avec la technique actuelle, une centrale photovoltaïque a besoin de 4 à 7 années pour produire l'équivalent énergétique consommé par sa fabrication. Ce qui donne pour une durée de vie de 20 à 30 ans un facteur retour énergétique compris entre 4,3 et 7,5. Et encore ce calcul ne tient pas compte des conditions favorables du démantèlement d'installations photovoltaïques. En effet ces installations se composent, à côté de la couche photovoltaïque ultra-mince, de matériaux usuels pour lesquels existe déjà en Suisse des circuits de recyclage, de telle sorte que la consommation d'énergie de fabrication peut être amortie de 30 à 50%. Avec les technologies des films minces le temps de «remboursement énergétique» sera ramené à moins d'un an.

Toutes les installations de production d'énergie qui travaillent sans énergie renouvelable ont besoin de plus d'énergie qu'elles ne pourront en produire. Une chaudière au fuel, par exemple, a besoin d'énergie pour sa construction, pendant son fonctionnement et pour sa destruction. L'apport de l'installation, c'est-à-dire la chaleur produite est toujours plus faible que le contenu énergétique du combustible; son facteur énergétique est toujours inférieur à 1. Sans parler des dommages causés à la qualité de l'air.

### 10.3.6 Bilan écologique défavorable

#### Critique

La charge écologique du photovoltaïque est considérable: le temps de retour écologique en CO<sub>2</sub> de la centrale de Mont-Soleil se situe à plus de 12 ans.

#### Réponse

On entend par temps de retour écologique d'une installation photovoltaïque la durée pendant laquelle elle doit produire sans charge pour l'environnement pour compenser la charge d'une centrale conventionnelle ayant produit l'énergie nécessaire à sa fabrication.

La valeur de 12 années résulte d'un travail de semestre effectué à l'EPFZ sur la centrale de Mont-Soleil, laquelle est une installation pilote qui, par sa construction dans le terrain, demande un investissement en matériaux nettement supérieur à la majorité des centrales intégrées construites en Suisse. En reprenant les chiffres de cette étude pour une centrale intégrée on constate une diminution de plus de 40% des émissions de CO<sub>2</sub>; en outre cette étude ne tient pas compte des progrès réalisés, ces dernières années, dans la fabrication des modules photovoltaïques.

De toute façon, ce genre de calcul appliqué aux autres moyens de production d'énergie montre que l'hydraulique et le photovoltaïque sont sensiblement plus «propres» que toutes les énergies non renouvelables.

Il faut naturellement aussi considérer l'énergie nécessaire à l'extraction du combustible. La production d'un MWh de courant électrique consomme 4.1 gr. d'uranium 238. Ceci représente l'extraction de 640 kg de minerai d'uranium en Australie ou en Afrique du Sud. Toute cette chaîne d'approvisionnement représente une charge considérable pour l'environnement et le CO<sub>2</sub>.

Le même MWh peut aussi être produit avec 300 kg de charbon ou 200 kg de fuel.

Le photovoltaïque consomme pour la même quantité de courant 2 à 5 kg de verre, 0,1 à 1 kg de cadre, 1,5 kg de silicium et aucun combustible.

### **10.3.7 Trop cher pour Energie 2000**

#### **Critique**

Pour atteindre les objectifs fixés par le programme E2000 il faudrait investir des milliards rien que pour le photovoltaïque. En comparaison avec les autres objectifs de notre programme d'économie d'énergie, la dépense est démesurément élevée.

#### **Réponse**

Le photovoltaïque est une partie d'Energie 2000. L'ensemble des énergies renouvelables (sans l'hydraulique) devraient d'ici l'an 2000 couvrir 0.5% des besoins de courant. Le photovoltaïque devrait en fournir le quart, c'est-à-dire un apport annuel de 55 millions de kWh, ce qui représente une puissance installée de 50 MW, soit environ 20 fois la valeur de 1992. Cela représente une augmentation de la surface de module par habitant de 5.4 x 5.4 cm à 27 x 27 cm !

La réalisation de ce programme (en prix de 1992), représenterait un surcoût de 800 millions de francs, lequel répercuté sur le prix moyen entraînerait une augmentation de prix du courant de 0,2 ct./kWh pendant 8 ans. La contrepartie de l'effort serait de réaliser les conditions nécessaires pour lancer une industrie photovoltaïque pour le prochain millénaire

### **10.3.8 Besoin de stockage par pompage**

#### **Critique**

L'emploi du photovoltaïque entraînerait en Suisse la nécessité de construire des installations de pompage-turbinage supplémentaires.

#### **Réponse**

Les centrales photovoltaïques produisent du courant de jour, c'est-à-dire que l'énergie est produite au moment de la plus grande consommation. Les installations de pompage-turbinage transforment l'énergie de bande des centrales thermiques en énergie de pointe immédiatement disponible. Il n'est donc pas nécessaire de construire des installations de pompage supplémentaire pour atteindre les objectifs d'Energie 2000. La capacité des bassins de stockage est suffisante pour assurer la couverture des vides de la production photovoltaïque. Ce n'est qu'avec une part d'environ 8% de photovoltaïque que le problème commencerait à se poser.

### **10.3.9 Provoque des déchets polluants**

#### **Critique**

Beaucoup de panneaux photovoltaïque contiennent des matières à base d'arsenic qui termineront leur vie dans les décharges.

### Réponse

Toutes les installations en service en Suisse utilisent des cellules au silicium, mono ou polycristallin. Le matériel de base est le silicium qui est l'élément le plus répandu à la surface du globe.

C'est un élément chimiquement stable et non polluant qui ne peut en aucun cas laisser de résidus dangereux.

Les cellules qui ont motivé cette critique sont des cellules à l'arséniure de gallium qui sont testées dans des laboratoires américains et présentent des rendements supérieurs à 30%. Toutefois ces cellules doivent travailler sous concentration avec des systèmes orientés vers le soleil dans des conditions qui ne sont pas applicables en Suisse (trop de rayonnement diffus).

Sur la base de recherches conduites par des laboratoires américains, il n'existe aucun problème en fin de vie des modules photovoltaïques utilisés en Suisse.

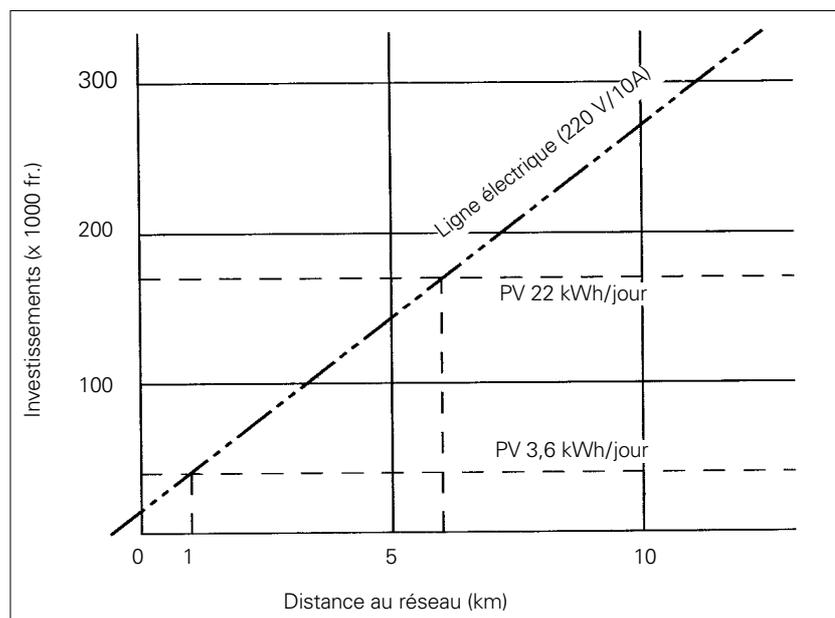
## 10.4 Potentiel économique du photovoltaïque

### 10.4.1 Potentiel à court terme

Le potentiel économique actuel est limité aux installations isolées pour lesquelles les coûts d'installation de lignes électriques seraient supérieurs à l'investissement photovoltaïque. Dans de telles installations qui nécessitent un stockage par batterie, la limite de compétitivité dépend de la longueur de la ligne qui devrait être installée et de son environnement (plaine ou montagne, ligne aérienne ou enterrée).

Pour une consommation journalière donnée on détermine la puissance crête du générateur photovoltaïque et l'investissement correspondant que l'on compare au coût de raccordement.

Figure 10.1:  
Comparaison des coûts



Depuis 1994 l'alimentation électrique de sites isolés fait en France l'objet d'une étude préliminaire mettant en compétition de façon objective tous les modes de production possibles.

Le plus grand potentiel pour ce genre d'installation se trouve malgré tout dans les pays en développement (PED).

### 10.4.2 Potentiel à moyen terme

Le développement du photovoltaïque pour ces prochaines années va dépendre de la rapidité avec laquelle les sociétés de distribution vont l'admettre comme source de courant pour alimenter le réseau au même titre que les autres sources thermiques et hydrauliques.

Il est certain que les augmentations substantielles du prix de l'électricité qui ont débuté en 1994 et qui sont encore prévues pour plusieurs années vont rapprocher toujours plus le prix du courant photovoltaïque de la plage des prix qui entrent dans la composition du prix moyen facturé au consommateur.

### 10.4.3 Potentiel à long terme

La part de courant photovoltaïque dans la palette des ressources énergétiques présente des limites dues à différents facteurs. Parmi les principaux il faut citer la compatibilité des surfaces de captage avec l'environnement (plus particulièrement avec l'environnement construit pour la Suisse) et la capacité d'absorption du réseau en fonction des particularités d'une production décentralisée et périodiquement variable.

Un parc de 2000 MW serait en mesure de produire du courant de pointe toute l'année, pratiquement sans faire appel à la capacité de stockage hydraulique.

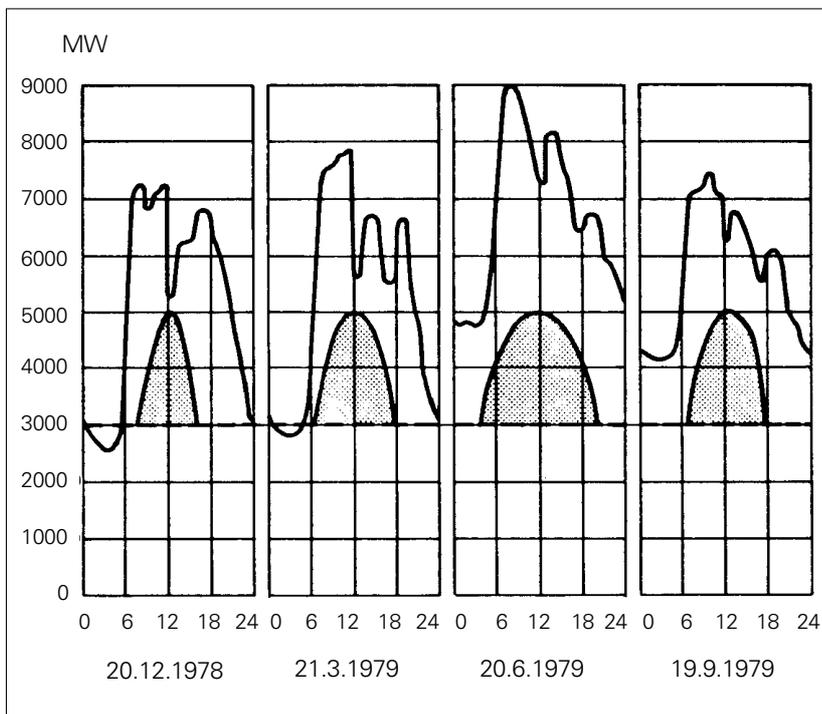


Figure 10.2:  
Apport d'une production  
de 2000 MW photovoltaïque

Pour conserver l'intérêt de la production de courant de pointe, une combinaison avec la production hydroélectrique est nécessaire au dessus de 2000 MW. Au delà de 8% de photovoltaïque il serait nécessaire de trouver de nouvelles formes de stockage [3].

Le potentiel à long terme peut donc être évalué à 4000 MW, ce qui est parfaitement compatible avec l'inventaire des surfaces construites utilisables en Suisse.

### Références

- [1] Photovoltaics as a demand-side management option  
Benefits of a utility-customer partnership  
Wenger, Hoff, Perez, World Energy Congress Atlanta 1992
- [2] Behauptungen und Stellungnahmen zum Thema Photovoltaik  
Thomas Nordmann, PV Förderprogrammleiter E2000, TNC  
Consulting, 8708 Männedorf
- [3] Wirtschaftlichkeit Speicherkraftwerke  
Michael Höckel, Bulletin UCS 2/1995

# Glossaire

## **Accumulateur**

Ensemble des batteries montées en série/parallèle d'une installation autonome. Dans le cas d'une installation raccordée au réseau, le réseau lui-même joue le rôle d'accumulateur.

## **Albédo**

Coefficient de réflexion du sol.

## **AM (Air Mass)**

Valeur décrivant le type de spectre solaire utilisé pour une mesure. AM exprime la quantité d'atmosphère que traversent les rayons du soleil.

$AM = 1/\sin$  (hauteur du soleil au niveau de la mer). La valeur minimale d'AM est 1 lorsque le soleil est à la verticale (atmosphère minimale).

AM 0 = extraterrestre, AM 1.5 correspond à une hauteur de soleil de 42°.

## **Amorphe** (cellules, panneaux)

Les cellules amorphes sont formées par le dépôt de couches très fines (métaux, silicium amorphe a-Si) sur un support adéquat (en général verre ou acier inox (voir silicium)).

## **Angle d'incidence**

Angle entre les rayons du soleil et la normale au plan de capteurs.

## **Angle horaire**

Angle, projeté sur le plan de l'équateur, entre le soleil et le midi vrai. Il varie de 15° par heure.

## **Autonome**

Installation indépendante du réseau, en général dotée d'un stockage (batteries).

## **Azimut**

Orientation par rapport au sud, compté négativement vers l'est (sens antitrigonométrique dans l'hémisphère nord, trigonométrique dans l'hémisphère sud).

## **Capteurs hybrides**

Capteurs solaires capables de produire simultanément de l'énergie électrique et de l'énergie thermique.

## **Cellule de référence**

Instrument de mesure d'irradiance, utilisant l'effet photovoltaïque et biaisé par son acceptance spectrale.

## **Cellule solaire**

Éléments photovoltaïques actifs mis en série dans un module solaire.

**Centrale photovoltaïque**

Champ photovoltaïque d'une certaine importance, considéré comme un producteur d'énergie électrique, au même titre qu'une centrale thermique ou hydraulique.

**Chaîne**

Ensemble de panneaux connectés en série pour augmenter la tension de fonctionnement. Des chaînes équivalentes peuvent être connectées en parallèle.

**Champ photovoltaïque**

Ensemble des panneaux câblés en série/parallèle connectés à une seule entrée de l'unité de conditionnement d'énergie chargée de la recherche du point de puissance maximum (MPPT).

**Charge utilisateur**

Demande (besoins) d'énergie électrique de la part de l'utilisateur du système PV.

**Coffret de répartition**

Coffret réunissant toutes les connexions des chaînes de panneaux d'un générateur photovoltaïque pour la mise en parallèle. Contient également des protections contre les surtensions, contacteur DC et éventuellement les diodes séries des chaînes.

**Collecteur hybride**

Collecteur solaire utilisant également l'énergie thermique produite par un panneau photovoltaïque.

**Compensation thermique**

Correction de tension à apporter en fonction de la température dans la charge d'une batterie.

Valeur typique pour le plomb:  $-5 \text{ mV/K}$ .

**Compteur électrique avec cliquet**

Compteur électrique normal qui ne peut tourner que dans le sens de la consommation.

**Compteur électrique sans cliquet**

Compteur électrique spécial qui peut tourner dans les deux sens et permet de déduire de la facture le courant réinjecté dans le réseau.

**Compteur électrique de production**

Compteur électrique destiné exclusivement au comptage de l'énergie produite par une centrale photovoltaïque à des fins de contrôle et de facturation de l'énergie produite.

**Constante solaire**

Densité moyenne d'énergie reçue par la terre ( $1367 \text{ W/m}^2$ ); voir «Rayonnement extraterrestre».

**Courant de court-circuit (Isc)**

Courant que délivre un panneau solaire en court-circuit.

**Courbe I/V**

Caractéristique courant/tension d'une cellule ou d'un panneau solaire; courbe en fonction de l'irradiance, de la température...

**Déclinaison**

Angle entre l'axe terre-soleil et le plan de l'équateur à un moment donné de l'année.

**Diode by-pass** (ou antiparallèle)

Diode montée en parallèle inverse avec un panneau ou une partie de panneau (par exemple 1/2 panneau). Evite les tensions inverses destructrices aux bornes des cellules ombrées en cas d'ombre partielle sur un panneau d'une chaîne de panneaux.

**Diode de blocage**

Diode mise en série avec un panneau ou une chaîne de panneaux :

- pour les installations couplées au réseau, évite que le courant puisse circuler d'une chaîne dans l'autre ;
- pour les installations autonomes, bloque le courant inverse durant la nuit.

**Distance climatique**

Somme quadratique de la distance entre deux sites, et leur différence d'altitude affectée d'un poids de 100 (définition de Météonorm).

**Durée de vie**

La durée de vie des modules est estimée à plus de 25 ans – elle sera influencée par les atteintes de l'environnement et la qualité de l'encapsulation (cellules cristallines). Pour l'électronique associée (onduleurs, régulateurs...) cette durée devrait dépasser 15 ans.

**Ecliptique**

Plan de la trajectoire de la terre autour du soleil.

**Electrification décentralisée**

Electrification en dehors du réseau électrique, réalisée à une échelle locale, en utilisant l'énergie solaire, éolienne, hydraulique, la biomasse ou encore un groupe électrogène.

**Energie grise**

L'énergie grise est l'énergie totale qu'il a fallu consommer pour fabriquer un produit ; valeur spécialement intéressante dans le cas d'un panneau solaire.

**Energie incidente**

Energie lumineuse ou rayonnement disponible dans le plan des capteurs.

**Equation du temps**

Variations de la référence de temps au cours de l'année, dues à l'ellipticité de l'orbite terrestre et l'obliquité de son axe de rotation ( $\pm 15$  minutes environ).

**ESTI**

European Solar Test Installation. Laboratoire de mesure de la CEE à Ispra (I).

**ESTI** = sigle allemand pour **IFICF**

**Façade photovoltaïque**

Façade dont les éléments de revêtement sont constitués par des éléments photovoltaïques.

**Facteur de forme** (FF – Fill factor)

Quotient de la puissance maximale d'une cellule (panneau) sur le produit courant de court-circuit par tension ouverte ;  
 $FF = P_{max} / (I_{sc} \cdot V_{oc})$

**Facteur de perte d'ombrage**

Fraction ombrée de la surface de champ PV ; c'est le complément du « facteur d'ombrage ».

**Facteur de pertes thermiques**

Facteur de pertes, exprimé en  $[W/m^2]$ , caractéristique du champ, dépend du type de montage des panneaux. Il conditionnera la température du champ selon le rayonnement incident.

**Facteur de rendement**

Le facteur de rendement exprime le rapport entre l'énergie que produira un module ou une installation durant sa durée de vie et l'énergie grise de ce module ou de cette installation.

**Facteur de transposition**

Rapport du rayonnement sur un plan incliné, normalisé au rayonnement global horizontal.

**Facteur d'incidence, IAM**

Atténuation du rayonnement transmis à la cellule selon l'angle d'incidence (lois de réflexions et transmissions de Fresnel), par rapport à une incidence normale.

**Facteur d'ombrage**

Fraction illuminée de la surface du champ PV ; c'est le complément du facteur de perte d'ombrage.

**Facteur d'ombrage sur le diffus**

Intégrale du facteur d'ombrage sur la portion de sphère « vue » par les capteurs ; elle est constante au cours de l'année.

**Générateur solaire**

Ensemble du ou des panneaux solaires connectés en série/parallèle.

**Hauteur du soleil**

Angle entre la direction du soleil et le plan horizontal.

**IAM («Incidence Angle Modifier»)**

Voir « facteur d'incidence ».

**IFICF**

Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI en allemand).

**Inclinaison**

Angle entre un plan de capteurs et l'horizontale.

**Indice de performance (Y pour « Yields »)**

Mesure de l'énergie d'un champ ou d'un système, normalisée à la puissance nominale installée. Ces quantités, définies par le JRC/ISPRA, sont indépendantes de la taille du système, et exprimées en heures par jour (heures équivalentes de fonctionnement à  $1000 W/m^2$  et  $25^{\circ}C$ ).

**Installation autonome**

Installation solaire indépendante du réseau. Par exemple alimentation électrique de chalet, émetteur de télécommunication, etc., avec stockage d'énergie (batteries) ou sans stockage comme pompage d'eau, ventilation et séchage, etc.

**Installation couplée au réseau**

Installation transférant l'énergie du générateur au réseau électrique à l'aide d'un onduleur.

**Intégration photovoltaïque**

Action visant à remplacer des éléments de construction par des éléments photovoltaïques remplissant les mêmes fonctions architecturales.

**Irradiance**

Densité de flux de rayonnement (puissance), exprimé en  $W/m^2$ .

**Irradiation**

Energie de rayonnement pour une durée déterminée, exprimée en  $kWh/m^2$  ou  $MJ/m^2$ .

**Isc**

Courant de court-circuit du panneau.

**JRC (Joint Research Center)**

Centre de recherche des Communautés européennes, installé à Ispra, en Italie (voir aussi ESTI).

**Laminat**

Module sans cadre destiné à l'intégration dans une autre structure (façade, toit, etc.).

**Masse d'air optique**

Quantité d'atmosphère, par rapport à la traversée verticale de l'atmosphère au niveau de la mer.

Voir AM (Air Mass).

**Mismatch**

Voir « pertes d'adaptation ».

**Module ou panneau solaire**

Élément de base d'une installation photovoltaïque: constitué de suffisamment de cellules en série pour atteindre une tension utilisable.

**MPP (Maximum Power Point)**

Point de puissance maximale d'une cellule ou d'un panneau.

**MPT (Maximum Power Tracker)**

Dispositif cherchant à faire fonctionner un générateur solaire à son point de puissance maximale pour en tirer une énergie maximale (utilisé dans les onduleurs couplés au réseau et dans certains régulateurs).

**Mur Trombe**

Système de captage solaire thermique pour façades, basé sur la production d'air chaud entre un mur et un revêtement transparent.

**NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)**

Température réelle des cellules d'un module fonctionnant aux conditions suivantes:

- température ambiante de  $20\text{ °C}$ ;
- irradiance solaire de  $800\text{ W}/m^2$ ;
- spectre AM 1.5;
- vitesse de vent de  $1\text{ m}/s$ ;

Les valeurs typiques de NOCT sont entre  $45$  et  $60\text{ °C}$ .

**Ombfrage** (partiel)

En cas d'ombfrage d'une ou plusieurs cellules d'un panneau, le courant total du panneau est réduit en conséquence. Si l'ombfrage est prévu avant construction (par exemple montage en sheds), le câblage adéquat des panneaux en séries horizontales limitera son influence (voir également diode by-pass).

**Ombfrage lointain**

Ombfrage suffisamment lointain pour que l'ombre se manifeste sur tout le champ quasiment simultanément (effet d'horizon).

**Ombrages proches**

Effets d'obstacles proches, portant des ombres partielles sur un champ PV.

**Onduleur**

Appareil électronique de conditionnement de puissance, pour transformer le courant continu (champ PV, batterie) en courant alternatif. Les onduleurs pour la connexion au réseau pilotent en général la recherche du point de puissance maximum du champ PV.

**Pertes d'adaptation**

Facteur de pertes dû à la dispersion des caractéristiques des panneaux (courant de court-circuit, tension) dans un champ.

**Photovoltaïque (effet)**

Effet permettant de libérer des charges électriques dans un semi-conducteur sous l'effet de la lumière.

**Photovoltaïque (PV)**

Utilisation de l'effet photovoltaïque pour la production d'électricité.

**PR (Performance Ratio)**

Rapport de performance d'une installation, normalisé à la puissance nominale installée du champ.

**Puissances**– **Puissance maximale  $P_{max}$  [W]**

Produit du courant par la tension au point de puissance maximale d'une cellule ou d'un panneau solaire.

– **Puissance nominale [W]**

Puissance maximale aux conditions STC.

– **Puissance garantie**

Puissance nominale du module moins la marge de puissance (typiquement 5 à 10%); valeur minimale garantie par le fabricant.

– **Puissance effective en service.**

Puissance mesurée aux conditions STC. Valeur donnée par le fabricant ou testée par un laboratoire indépendant.

**Puissance crête installée ( $W_p$ )**

Puissance que délivre un générateur photovoltaïque fonctionnant à sa puissance nominale STC (voir ce terme).

Les installations photovoltaïques sont en général caractérisées par la somme des puissances STC des panneaux du champ.

**Pyranomètre**

Instrument de mesure d'irradiance, utilisant l'effet de serre, ayant une large acceptation spectrale et angulaire (mesure du rayonnement global).

**PWM («Pulse Width Modulation »)**

Technique de traitement de signaux de puissance à haute fréquence, utilisée dans les onduleurs.

**Rayonnement direct**

Rayonnement venant directement du soleil, sans diffusion sur l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles : il peut former des ombres et être concentré par des miroirs.

**Rayonnement diffus**

Rayonnement diffusé par l'atmosphère (air, nébulosité). On le décompose parfois en composantes isotrope, circumsolaire et bande horizon.

**Rayonnement extraterrestre**

Rayonnement à l'extérieur de l'atmosphère ; il varie de  $\pm 3.3\%$  au cours de l'année autour de sa moyenne de  $1367 \text{ W/m}^2$  (voir « constante solaire »).

**Rendement d'une installation photovoltaïque**

Rapport de la puissance générée par une installation photovoltaïque par rapport à l'irradiance solaire reçue sur la surface des panneaux.

**Rendement d'un module**

Rapport de la puissance maximale générée par rapport à l'irradiance reçue sur toute la surface du module.

**Rendement pondéré européen**

Valeur moyenne de rendement d'un onduleur d'installation couplée au réseau fonctionnant dans des conditions météorologiques moyennes pour l'Europe.

**Régulateur**

Dispositif électronique ou électromécanique empêchant la surcharge d'une batterie au plomb. Est souvent couplé à un deuxième circuit délestant la sortie lorsque la batterie est déchargée pour éviter une trop grande décharge de la batterie.

**Résistance de câblage**

Résistance globale des câbles de connexion, « vue » de l'onduleur.

**Silicium mono/polycristallin (c-Si)**

Silicium utilisé pour la fabrication de cellules mono ou polycristallines.

**Spectre du rayonnement**

Distribution en longueurs d'onde.

**STC (Standard Test Conditions)**

Conditions de référence pour la mesure des modules solaires selon IEC 904-1 :

- irradiance de  $1000 \text{ W/m}^2$  ;
- température de cellule de  $25^\circ\text{C}$  ;
- spectre AM 1.5.

**Synergie de fonctions**

Effet obtenu par l'intégration architecturale des modules photovoltaïques qui peuvent remplir d'autres fonctions, telles que ombrage, éclairage, éléments de façade ou de couverture.

**Système photovoltaïque connecté au réseau**

Générateur photovoltaïque utilisant le réseau comme réservoir pour injecter les surplus de production et soutirer les besoins pendant les périodes d'ensoleillement insuffisant.

**Système photovoltaïque indépendant (ou en îlot)**

Générateur photovoltaïque produisant l'énergie pour un consommateur isolé non connecté au réseau. Comporte en général des éléments de stockage ou un système hybride.

**Système hybride**

Combinaison d'un générateur photovoltaïque, ou éolien, avec un générateur d'appoint utilisant une énergie non renouvelable pour limiter les problèmes et les coûts de stockage de l'électricité dans des batteries. Désigne également un système mixte photovoltaïque et éolien.

**Température (cellule)**

Température effective des cellules d'un panneau sous des conditions d'ambiance et d'irradiance données (voir aussi NOCT).

**Température (coefficients)****– Puissance [%/K]**

Variation de puissance d'un module en fonction de la température des cellules; valeurs typiques:  $-0.4$  à  $-0.55\%$  pour le c-Si,  $-0.3\%$  pour le a-Si.

**– Tension ouverte [mV/K]**

Variation de tension d'un module en fonction de la température des cellules, dépend du nombre de cellules en série. Valeurs typiques:  $-2$  mV/K par cellule pour le c-Si (avec 36 cellules, on atteint  $-72$  mV/K),  $-60$  mV/K pour un type de module a-Si de tension nominale équivalente.

**– Courant de court-circuit [mA/K]**

Variation de courant d'un module en fonction de la température des cellules, dépend de la surface des cellules. Valeurs typiques  $1.8$  mA/K pour un panneau à cellules de  $10 \times 10$  cm c-Si (panneau 50 W),  $2.5$  mA/K pour un panneau a-Si de puissance équivalente.

**Temps de récupération d'énergie**

En anglais pay back time, temps qu'il va falloir attendre pour qu'un panneau ou une installation complète ait produit son énergie grise (voir ce terme). En améliorant la technologie et le rendement et en augmentant les quantités produites, cette valeur baisse régulièrement pour les modules photovoltaïques.

**Temps légal (TL)**

Temps officiel des horloges.

**Temps solaire (TSV)**

Référence de temps où le « midi vrai » correspond au passage du soleil à la verticale du méridien du lieu.

**Tension d'essai**

Tension maximale injectée au panneau pour le tester (par exemple, tension d'essai d'isolement).

**Tension ouverte (Voc)**

Tension délivrée par un panneau sans charge.

**Toiture photovoltaïque**

Toiture dont les éléments de revêtement sont constitués par des éléments photovoltaïques.

**Voc**

Tension ouverte d'un module.

# Adresses utiles

## Liste des offices cantonaux de l'énergie

<b>FRIBOURG</b>	<b>Département des transports et de l'énergie</b> Rue Joseph-Piller 13 1701 Fribourg Tél. 037/25 28 41/43/46 Fax 037/25 28 48	Monsieur Serge Boschung Chef de la section Energie
<b>GENEVE</b>	<b>Office cantonal de l'énergie</b> Rue du Puits-St-Pierre 4 1204 Genève Tél. 022/319 23 23 Fax 022/319 20 94	Monsieur Jean-Pascal Genoud Directeur de l'Office
<b>JURA</b>	<b>Service des transports et de l'énergie</b> Rue des Moulins 2 2800 Delémont Tél. 066/21 53 90 Fax 066/22 76 18	Monsieur Gérard Kaech Chef du service de l'énergie
<b>JURA BERNOIS</b>	<b>Service d'information sur les économies d'énergie</b> Rue de la préfecture 2 2608 Courtélary Tél. 039/44 18 40 Fax 039/44 15 17	
<b>NEUCHATEL</b>	<b>Service cantonal de l'énergie</b> Rue de Tivoli 16 Case postale 24 2003 Neuchâtel Tél. 038/39 47 26 Fax 038/39 60 60	Monsieur Jean-Luc Juvet Chef du service de l'énergie
<b>VALAIS</b>	<b>Département cantonal de l'énergie</b> Avenue du Midi 7 1950 Sion Tél. 027/60 31 00 Fax 027/60 30 04	Monsieur Moritz Steiner Chef du service de l'énergie

**VAUD**

**Délégation cantonale  
à l'énergie**

Rue du Valentin 10  
1014 Lausanne  
Tél. 021/316 70 16  
Fax 021/316 70 36

Monsieur Charly  
Cornu  
Délégué à l'énergie