

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université M'hamed BOUGARA, Boumerdes**  
**Faculté des Sciences de l'Ingénieur**

**Ecole Doctorale en Energétique et Développement Durable**



Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de Magister

**OPTION**

Systèmes Energétiques Avancés

**Modélisation du vieillissement d'un module  
photovoltaïque**

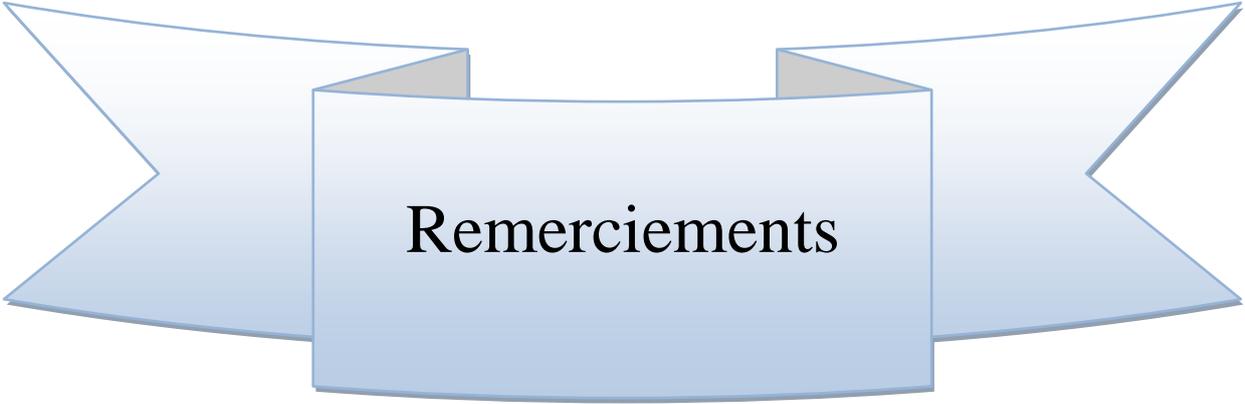
Présenté par : **Radhia DOUMANE**

Soutenu : juin 2011

**Examineurs :**

|                              |                                |                              |                             |
|------------------------------|--------------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| <b>Mohand TAZEROUT</b>       | <b>Professeur</b>              | <b>EMNantes/ France</b>      | <b>Président</b>            |
| <b>Abdelkrim LIAZID</b>      | <b>Professeur</b>              | <b>Enset/Oran</b>            | <b>Examineur</b>            |
| <b>Samir HANCHI</b>          | <b>Professeur</b>              | <b>EMP/Alger</b>             | <b>Examineur</b>            |
| <b>Khaled LOUBAR</b>         | <b>Maître de Conférences</b>   | <b>EMNantes/ France</b>      | <b>Examineur</b>            |
| <b>Jean-Félix DURASTANTI</b> | <b>Professeur</b>              | <b>Univ-PARISXII/ France</b> | <b>Directeur de mémoire</b> |
| <b>Mourad BALISTROU</b>      | <b>Maître de Conférences/A</b> | <b>UMBB/ Boumerdes</b>       | <b>Co- Directeur</b>        |

**Année Universitaire 2010/2011**



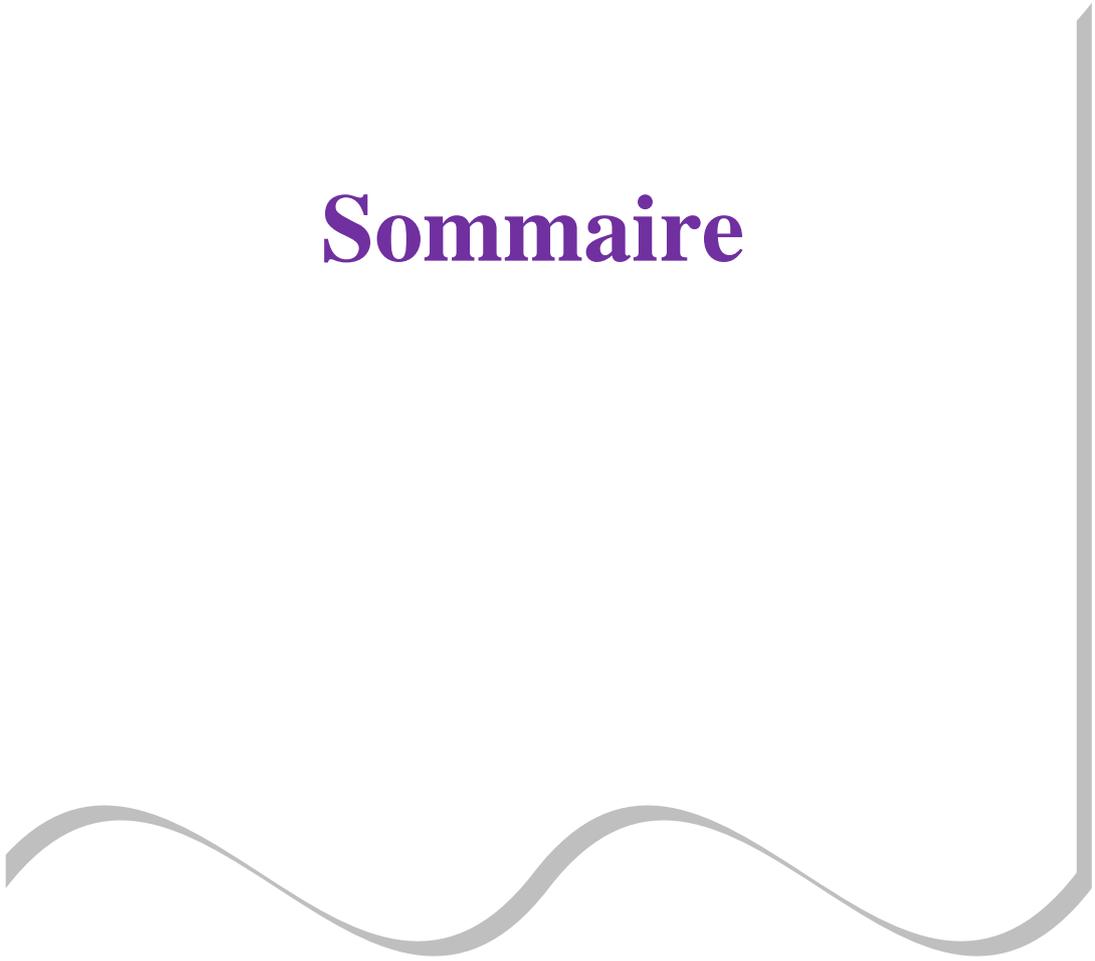
# Remerciements

Je voudrais commencer par remercier mon Directeur de mémoire Monsieur **Jean-Félix DURASTANTI** et mon Co- Directeur Monsieur **Mourad BALISTROU** qui m'ont aidé et soutenu pendant toute la période du stage au sein du laboratoire de l'Université **M'hamed BOUGARA, Boumerdes.**

Mes sincères remerciements sont également adressés à tous les enseignants algériens et français de l'école doctorale en énergétique et développement durable pour leur disponibilité et leur patience à nous assister sur la voie du savoir et de la recherche.

Sans oublier Monsieur **Pierre-Olivier LOGERAIS** Maître de Conférences en Énergétique à l'**Université PARIS XII** pour toute son aide, son suivi régulier et soutenu à distance pendant toute la période de mon stage et sa grande sympathie

# Sommaire



**Résumé**

|                     |          |
|---------------------|----------|
| <b>Introduction</b> | <b>1</b> |
|---------------------|----------|

**1<sup>ère</sup> partie : les cellules photovoltaïques**

|   |    |
|---|----|
| 1. Généralités  | 2  |
| 1-1. spectre solaire  | 2  |
| 1-2. historique du solaire photovoltaïque                               | 3  |
| 1-3. principe de l'effet photovoltaïque                                 | 3  |
| 1-4. réponse spectrale des cellules solaires photovoltaïque             | 5  |
| 1-5. les différentes technologies des cellules solaires photovoltaïques | 7  |
| 1-6. rendement des différentes technologies photovoltaïque              | 8  |
| 2. Circuit électrique équivalent  | 11 |
| 2-1. caractéristique courant- tension                                   | 13 |

**2<sup>ème</sup> partie : vieillissement d'un module photovoltaïque**

|  |    |
|--|----|
| 1. Le vieillissement des matériaux   | 14 |
| 2. La dégradation dans le temps  | 17 |
| 3. Technique expérimentales  | 18 |
| 3-1. essai de chaleur humide (DH : Damp Heat)                                  | 18 |
| 3-2. test de fatigue fortement accéléré (HAST: Highly Accelerated Stress Test) | 19 |
| 4. Evolution des paramètres avec le temps                                      | 20 |
| Conclusion   | 22 |

**3<sup>ème</sup> partie : modélisation du vieillissement d'un module photovoltaïque**

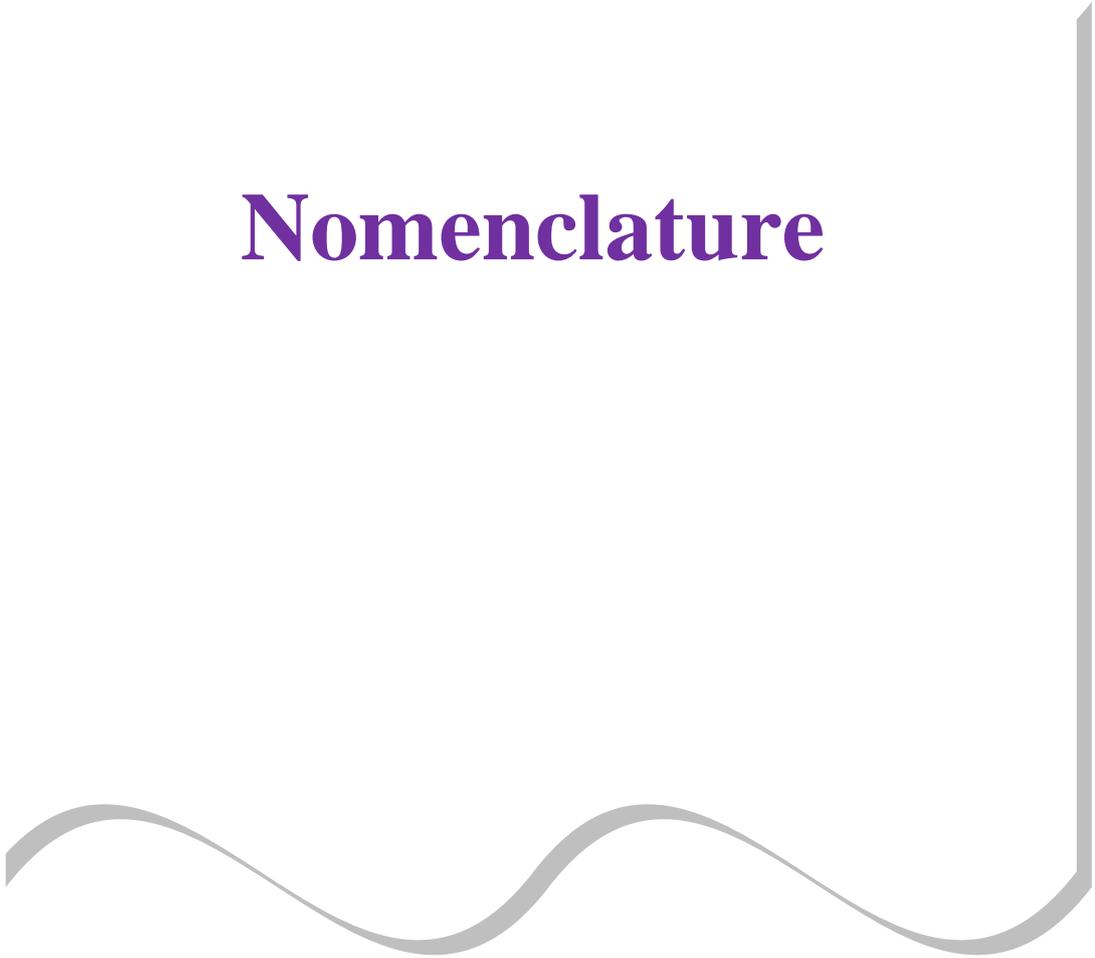
|  |    |
|--|----|
| 1. Module photovoltaïque Sharp NTS5E3E                                 | 23 |
| 2. Modèle « sans vieillissement »                                      | 23 |
| 3. Etablissement des lois d'évolution                                  | 25 |
| 3-1. fonction de transfert de la puissance maximale (P <sub>pm</sub> ) | 25 |
| 3-2. fonction de transfert de la résistance série (R <sub>ser</sub> )  | 27 |
| 3-3. fonction de transfert de la transmissivité ( $\tau$ )             | 28 |
| 3-4. fonction de transfert de la résistance shunt (R <sub>sh</sub> )   | 28 |
| 4. Modèle « avec vieillissement »                                      | 31 |
| 4-1. schéma-blocks des lois d'évolution sous Matlab/simulink           | 31 |
| 4-2. introduction des lois d'évolution dans le modèle                  | 32 |

**4<sup>ème</sup> partie : simulation du vieillissement du module photovoltaïque**

|  |    |
|--|----|
| 1. Dégradation des performances électriques suivant les conditions extérieures | 33 |
| 1-1. influence de la température ambiante                                      | 33 |
| 1-2. Influence de l'éclairement  | 33 |

|   |    |
|---|----|
| 2. Dégradation des performances électriques avec le vieillissement                                    | 34 |
| 2-1. dégradation de la transmissivité du verre et de l'EVA  | 34 |
| 2-2. dégradation de la résistance série   | 35 |
| 2-3. dégradation de la résistance shunt   | 36 |
| 2-4. dégradation avec les résistances série et shunt  | 36 |
| 2-5. dégradation globale de performance électrique  | 37 |
| 2-6. représentation de la dégradation du rendement  | 38 |
| Conclusion  | 39 |
| 3. Dégradation de la production d'électricité suivant l'implantation du module avec le vieillissement | 39 |
| 3-1. modélisation du gisement solaire   | 39 |
| 3-1.1. repérage de la position de l'observateur sur terre   | 39 |
| 3-1.2. repérage de la position du soleil  | 40 |
| 3-1.3. paramètres du temps  | 42 |
| 3-1.4. interaction du rayonnement solaire avec l'atmosphère terrestre                                 | 43 |
| 3-1.5. calcul de l'éclairement  | 45 |
| 3-1.6. le programme utilisé pour évaluer les performances du panneau en fonction de l'éclairement     | 46 |
| ➤ Le rayonnement global incident pour deux sites différents   | 46 |
| ➤ Le rayonnement global incident en fonction des conditions météorologique                            | 47 |
| ➤ La dégradation globale pour un cite donné   | 48 |
| Conclusion  | 50 |
| <b>Conclusion générale</b>  | 51 |
| <b>Références bibliographiques</b>  |    |
| <b>Annexes</b>  |    |

# Nomenclature



## Nomenclature

| symbole                   | définition  | unité            |
|---------------------------|---|------------------|
| $I_D$                     | L'intensité reçue à la surface de la terre                    | $[W/m^2]$        |
| $E_g$                     | l'énergie de gap  | $[eV]$           |
| $J_{sc}$                  | La densité de courant en court-circuit                        | $[A.cm^{-2}]$    |
| $R_s(\lambda)$            | la réponse spectrale  | $[A.W^{-1}]$     |
| $P_g(\lambda)$            | l'éclairement monochromatique global                          | $[W.m^{-2}]$     |
| $R_{sint}(\gamma\lambda)$ | La réponse spectrale interne                                  | $[A.W^{-1}]$     |
| $R(\lambda)$              | le coefficient de réflexion                                   |                  |
| $I_{ph}$                  | Le photocourant   | $[A]$            |
| $R_s$                     | résistance série  | $[\Omega]$       |
| $R_p$ ou $R_{sh}$         | résistance parallèle ou shunt                                 | $[\Omega]$       |
| $A$                       | le facteur d'idéalité de la jonction                          |                  |
| $I_1$                     | courant de la première diode                                  | $[A]$            |
| $I_2$                     | courant de la deuxième diode                                  | $[A]$            |
| $e$                       | la charge de l'électron                                       | $[C]$            |
| $k$                       | la constant de Boltzmann                                      | $[J/K]$          |
| $T_c$                     | température de jonction                                       | $[K]$            |
| $I_0$                     | courant de saturation de la diode                             | $[A]$            |
| $I_{pv,n}$                | photocourant aux conditions nominaux                          | $[A]$            |
| $I_{sc}$                  | intensité de court circuit                                    | $[A]$            |
| $V_{oc}$                  | tension en circuit ouvert                                     | $[V]$            |
| $V_{pm}$                  | Tension à puissance maximale                                  | $[V]$            |
| $I_{pm}$                  | Intensité à puissance maximale                                | $[A]$            |
| $P_m$                     | Puissance maximale  | $[W]$            |
| $K_I$                     | coefficient courant de court-circuit relatif à la température | $[A / ^\circ C]$ |
| $K_V$                     | coefficient tension en circuit-ouvert /température            | $[V / ^\circ C]$ |
| $N_s$                     | Nombre de cellules en série et                                |                  |
| $N_p$                     | Nombre de cellules en parallèle                               |                  |
| $R_{se}$                  | Résistance série globale                                      | $[\Omega]$       |
| $R_{she}$                 | Résistance shunt globale                                      | $[\Omega]$       |
| $R_C$                     | La charge   |                  |
| $tw$                      | l'âge de l'échantillon  | $[année]$        |
| $x$                       | Le temps caractéristique                                      | $[h]$            |
| $I_m$                     | Source de courant   | $[A]$            |
| $P_{max,m}$               | la puissance expérimentale maximale                           | $[W]$            |
| $P_{max,e}$               | la puissance au point maximal                                 | $[W]$            |
| $S$                       | la surface du module  | $[m^2]$          |
| $a$                       | L'azimut  | $[^\circ]$       |
| $\Delta t$                | La durée du jour  | $[h]$            |
| $H$                       | L'angle horaire   | $[^\circ]$       |
| $h$                       | La hauteur  | $[^\circ]$       |
| $TSV_{astr}$              | Le temps solaire vrai astronomique                            | $[h]$            |
| $C_1$                     | correction de fuseau  | $[h]$            |

## Nomenclature

|                        |   |                     |
|------------------------|---|---------------------|
| <b>C<sub>2</sub></b>   | correction de saison  | [h]                 |
| <b>TSV</b>             | Le Temps solaire vrai                                       | [h]                 |
| <b>TSM</b>             | Le temps solaire moyen                                      | [h]                 |
| <b>ET</b>              | équation du temps   | [mn]                |
| <b>TU</b>              | Le temps universel  | [h]                 |
| <b>TL</b>              | Le temps légal  | [h]                 |
| <b>mh</b>              | le trajet optique   | [m]                 |
| <b>W</b>               | La hauteur d'eau condensable                                | [cm]                |
| <b>t</b>               | la tension de vapeur  | [mbar]              |
| <b>Tau<sub>L</sub></b> | le facteur de trouble atmosphérique de Linke                |                     |
| <b>β<sub>a</sub></b>   | coefficient d'Angström                                      |                     |
| <b>alb</b>             | L'albédo  |                     |
| <b>difhor</b>          | Rayonnement diffus sur un plan horizontal                   | [W/m <sup>2</sup> ] |
| <b>dirsol</b>          | Rayonnement direct au sol                                   | [W/m <sup>2</sup> ] |
| <b>globhor</b>         | Rayonnement global sur un plan horizontal                   | [W/m <sup>2</sup> ] |
| <b>difinc</b>          | Rayonnement diffus reçu sur un plan incliné                 | [W/m <sup>2</sup> ] |
| <b>dirinc</b>          | éclairage direct sur une surface plane inclinée et orientée | [W/m <sup>2</sup> ] |
| <b>glob</b>            | L'éclairement global  | [W/m <sup>2</sup> ] |

| Symbole grec          | définition  | unité    |
|-----------------------|---|----------|
| <b>θ</b>              | L'angle du soleil par rapport au zénith                   | [°]      |
| <b>λ</b>              | la longueur d'onde  | [m]      |
| <b>φ</b>              | fraction de volume  |          |
| <b>φ<sub>g</sub></b>  | fraction de volume des sphères colloïdales dures en verre |          |
| <b>τ</b>              | <u>transmissivité</u>                                     |          |
| <b>μ</b>              | l'exposant de vieillissement                              |          |
| <b>α<sub>Pm</sub></b> | Coefficient de puissance relatif à la température         | [% / °C] |
| <b>λ</b>              | La longitude  | [°]      |
| <b>φ</b>              | La latitude   | [°]      |
| <b>z</b>              | L'altitude  | [m]      |
| <b>δ</b>              | La déclinaison  | [°]      |
| <b>η<sub>c</sub></b>  | Rendement de la cellule encapsulée                        | [%]      |
| <b>η<sub>m</sub></b>  | Rendement du module                                       | [%]      |

## Nomenclature

### Abréviations

| symbole                | définition                         |
|------------------------|------------------------------------|
| <b>BV</b>              | La bande de valence                |
| <b>BC</b>              | La bande conduction                |
| <b>mono c-Si</b>       | Le silicium mono cristallin        |
| <b>multi c-Si</b>      | Le silicium multi cristallin       |
| <b>EFG</b>             | Le silicium en ruban               |
| <b>a-Si</b>            | le silicium amorphe                |
| <b>CdTe</b>            | Le tellure de cadmium              |
| <b>CIS</b>             | Le diséléniure de cuivre           |
| <b>Poly c-Si</b>       | Le silicium poly cristallin        |
| <b>micro c-Si</b>      | Le silicium micro cristallin       |
| <b>GaAs</b>            | L'arséniure de gallium             |
| <b>CIGS</b>            | Le diséléniure de cuivre et indium |
| <b>TiO<sub>2</sub></b> | dioxyde de titane                  |
| <b>PV</b>              | photovoltaïque                     |
| <b>MSD</b>             | Mean Square Displacement           |
| <b>PVC</b>             | polychlorure de vinyle             |
| <b>SGR</b>             | soft glassy rheology               |
| <b>BPT</b>             | black panel temperatur             |
| <b>AET</b>             | Accelerat Exposition Test          |
| <b>PC</b>              | polycarbonate                      |
| <b>EVA</b>             | l'éthylène-vinyle-acétate          |
| <b>DH</b>              | Damp Heat                          |
| <b>HAST</b>            | Highly Accelerated Stress Test     |
| <b>STC</b>             | conditions de test standardisées   |
| <b>Dj</b>              | le nombre de jours de l'année      |
| <b>Ge</b>              | Germanium                          |
| <b>Si</b>              | Silicium                           |
| <b>GaAs</b>            | L'arséniure de Galium              |
| <b>InP</b>             | Phosphure d'indium                 |
| <b>CdS</b>             | Sulfure de cadmium                 |
| <b>CdTe</b>            | Tellure de cadmium                 |
| <b>UV</b>              | Ultra violet                       |
| <b>AM</b>              | Air Mass                           |

### **Résumé :**

Le nombre de modules photovoltaïques installés continue de croître de manière importante. Les installations ont une durée de vie estimée aux alentours d'une vingtaine d'année. Pendant cette période d'utilisation, les panneaux vont subir des dégradations causées par l'exposition au rayonnement solaire, à l'humidité et aux différences de températures. Dans cette étude, un modèle permettant d'estimer la dégradation des performances électriques pour un module photovoltaïque est établi. Les simulations sur une durée de 20 ans révèlent que la baisse de transmissivité due à l'altération des matériaux d'encapsulation entraîne une diminution importante de la puissance électrique produite et donc du rendement. Le modèle est complété par une entrée donnant le gisement solaire en un lieu d'implantation considéré avec des conditions atmosphériques données. La baisse de la puissance produite due au vieillissement est finalement simulée sur plusieurs années pour différents endroits.

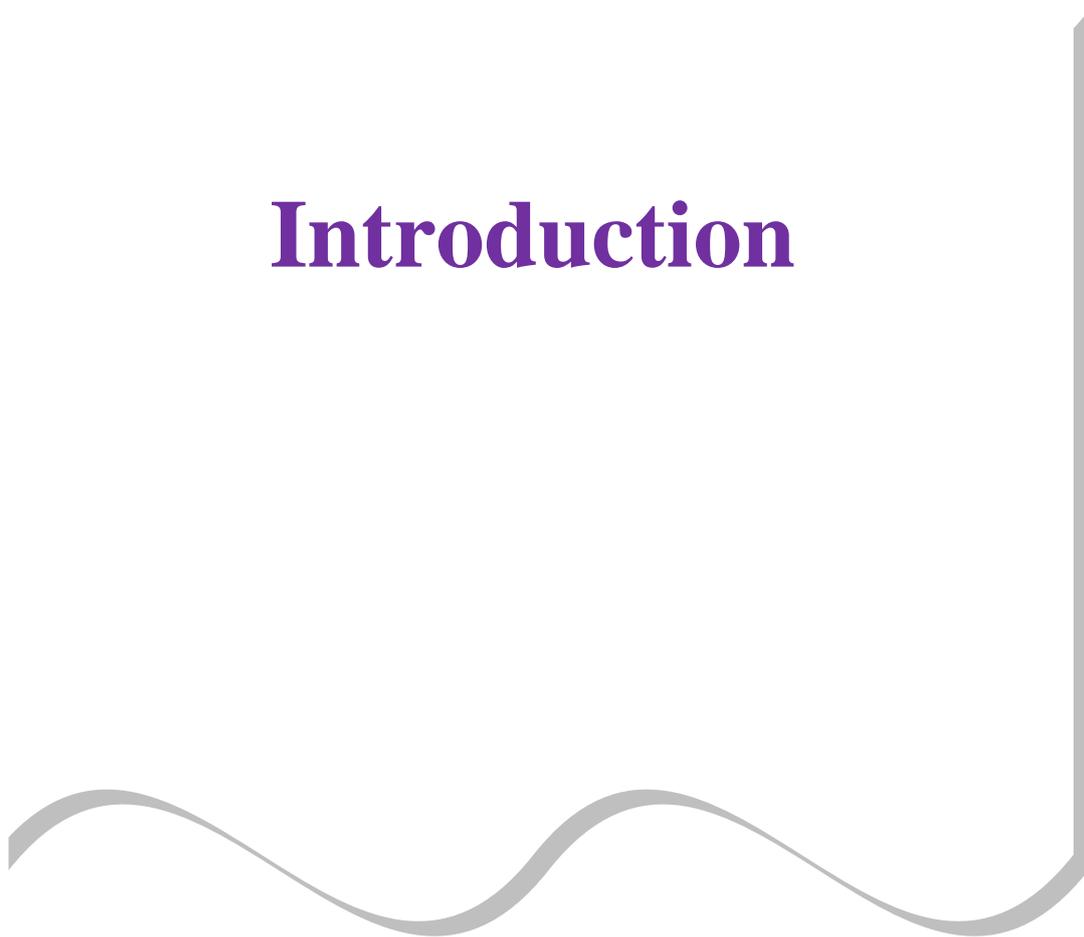
### **Summary:**

The number of installed photovoltaic modules keeps significantly increasing. Their lifetime duration is estimated for around twenty years. During this period, the panels are damaged due to sunlight, moisture and temperature difference exposures. In this study a model which allows to estimate the degradation of the electrical performance for a photovoltaic module is established. Simulations over a period of 20 years reveal that the transmissivity decrease of the encapsulation materials results in much lower generated electrical power and hence efficiency. The model is completed by an entry which gives the solar irradiation at a given location with weather data. Finally, the decrease of the electrical power occurring with aging is simulated over several years for different locations.

### **ملخص:**

عدد وحدات الخلايا الضوئية المنشأة في زيادة مستمرة، علماً أن مدة حياتها تراوح العشرين عاماً. في خلال هذه الفترة من الاستخدام تتضرر الصفائح الضوئية بتأثيرات الإشعاع الشمسي والرطوبة والتغيرات في درجة الحرارة. في هذه الدراسة تم تقديم نموذج يسمح بتقدير درجة تضرر الأداء الكهربائي لوحدة كهروضوئية. كشفت المحاكاة على مدى 20 عاماً أن انخفاض النفاذية الناتج عن تضرر مواد لتغليف يؤدي إلى انخفاض معتبر لشدة التيار الكهربائي. تم تزويد هذا النموذج بمدخل للتمكن من تقديم حقل الطاقة الشمسية في مكان معين تحت ظروف مناخية معينة. تمت إذن محاكاة انخفاض مردود الشدة الكهربائية عبر عدة سنوات و في عدة مواقع.

# Introduction



### **Introduction**

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. Le danger prévisible est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduise les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Étant donné que cette forme d'énergie couvre une grosse partie de la production énergétique actuelle, il s'avère nécessaire de trouver une autre solution pour prendre le relais, la contrainte imposée est d'utiliser une source d'énergie économique et peu polluante car la protection de l'environnement est devenue un point important dans le développement durable.

La recherche des ressources d'énergies alternatives est devenue donc une question cruciale de nos jours. Beaucoup de recherches scientifiques ont été menées, non seulement, dans le domaine de la production d'énergie nucléaire, mais également dans le secteur des sources d'énergie « illimitées », telles que la production d'électricité par le vent et la transformation d'énergie solaire. Dans ce dernier cas, la conception, l'optimisation et la réalisation des systèmes photovoltaïques sont des problèmes d'actualité pour une meilleure exploitation de l'énergie solaire.

Ces systèmes photovoltaïques générateurs d'électricité peuvent être exploités dans différents lieux : électrification des sites isolés, installation dans les bâtiments ou raccordement direct au réseau d'électricité, pendant une certaine période de fonctionnement appelée « durée de vie » des panneaux.

L'exposition extérieure des panneaux photovoltaïques regroupe une combinaison complexe de facteurs (le vent, la pluie, la neige, la chaleur, la lumière...) qui provoque leurs dégradations au cours du temps. Par conséquent, cette combinaison de facteurs a un impact négatif sur le rendement.

Afin de mieux appréhender ces dégradations, des tests dits accélérés permettent de reproduire le vieillissement des panneaux photovoltaïques. Ils sont menés dans des enceintes climatiques dans des conditions poussées de température et de pression afin de reproduire en un temps restreint l'évolution de la dégradation des matériaux constitutifs des panneaux. Il est intéressant également de posséder un modèle permettant de simuler numériquement l'évolution du vieillissement d'un panneau photovoltaïque sur sa durée de vie estimée.

Ainsi, l'objectif de ce travail est d'établir un modèle permettant de simuler la diminution de l'efficacité de la puissance électrique produite par un panneau photovoltaïque causée par l'altération des matériaux dans le temps. Après avoir rappelé quelques généralités sur les cellules photovoltaïques, un état de l'art est dressé sur les différentes études réalisées sur le vieillissement des panneaux photovoltaïques, en insistant sur la notion de vieillissement des matériaux. Le modèle de vieillissement établi est ensuite présenté et les résultats des simulations sont analysés.

**1<sup>ère</sup> partie :**

**Les cellules photovoltaïques**



## 1. Généralités

### 1.1- Spectre solaire

La surface du Soleil peut être assimilée à celle d'un corps noir à la température d'environ 5800 K. En tenant compte de la surface apparente du Soleil et de la distance entre celui-ci et la Terre, un éclairement moyen dans l'année hors atmosphère de  $1,36 \text{ kW/m}^2$  est mesuré notamment à l'aide de satellites. Cette irradiance est pondérée par divers facteurs à la surface de la Terre : absorption par les molécules des différentes couches de l'atmosphère (ozone, oxygène, gaz carbonique, vapeur d'eau, poussières, aérosols), conditions climatiques, latitude du lieu et la saison.

Afin de comparer et d'unifier les performances des cellules photovoltaïques élaborées dans les différents laboratoires du monde, il a été institué la notion d'Air Mass (AM). Elle quantifie la quantité de puissance absorbée par l'atmosphère en fonction de l'angle  $\theta$  du soleil par rapport au zénith [1] :

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (\text{I.1})$$

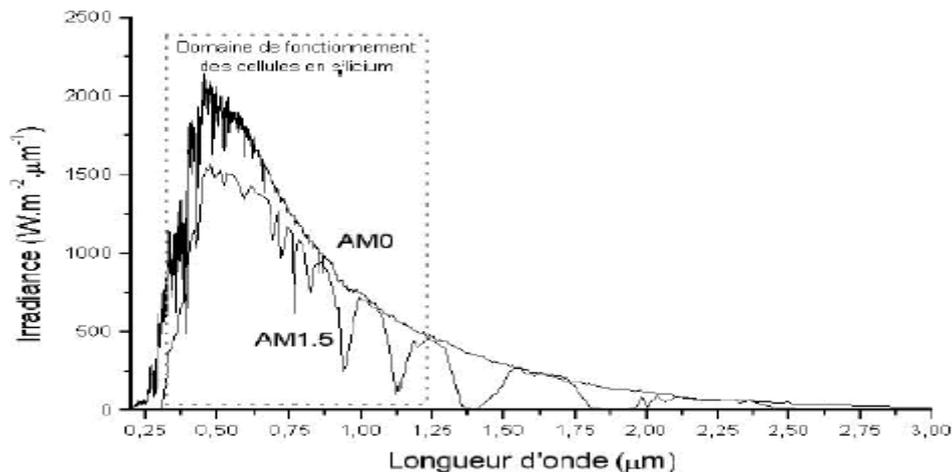
Si le Soleil est au zénith du lieu d'observation,  $\theta=0^\circ$  on aura  $AM=1$  (AM1). AM0 qui correspond à l'irradiance hors atmosphère est surtout utilisé pour prédire le comportement des cellules en vue d'applications spatiales.

Le spectre standard le plus étudié est le AM1.5G avec « G » signifiant « Global » car il tient compte à la fois des radiations directes et diffuses ; par opposition à AM1.5D qui ne tient compte que du rayonnement direct. AM1.5G donne une irradiance de  $970 \text{ W/m}^2$  mais a été arrondi à  $1 \text{ kW/m}^2$ . L'intensité  $I_D$  reçue à la surface de la terre peut être calculée grâce à la formule empirique suivante pour une surface perpendiculaire aux rayons incidents :

$$I_D = 1,353 \times (0,7^{AM})^{0,678} \quad (\text{I.2})$$

avec  $I_D$  en  $\text{kW/m}^2$ .

La figure I-1 montre le spectre solaire à la surface de la Terre. La partie la plus importante concerne le domaine visible et le proche infrarouge.



**Figure I-1.** Représentation graphique des spectres AM0 et AM1.5.

## **1.2-Historique du solaire photovoltaïque**

Parmi les dates marquantes des découvertes sur l'énergie photovoltaïque, citons les suivantes :

**1839** : Le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque.

**1875** : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une découverte anecdotique.

**1954** : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.

**1958** : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

**1973** : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.

**1983** : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

**1995** : Des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés au Japon et en Allemagne, et se généralisent depuis 2001.

## **1.3-Principe de l'effet photovoltaïque**

La cellule photovoltaïque, est composée d'un matériau semi-conducteur qui permet de capter l'énergie des photons composant la lumière. Dans un matériau conducteur, la bande de valence (BV) et la bande de conduction (BC) se confondent, ce qui fait que les électrons peuvent circuler facilement dans le réseau cristallin. Dans un matériau isolant, au contraire, la bande de valence et la bande de conduction sont séparées par ce qu'on appelle la bande interdite. Il faut beaucoup d'énergie aux électrons pour qu'ils puissent passer dans la bande de conduction, de l'ordre d'une dizaine d'électronvolts (ou eV). Dans un semi-conducteur, la largeur de la bande interdite est plus faible, de l'ordre de 0,5 à 2 eV. Cette énergie de transition d'une bande à l'autre est l'énergie de gap notée  $E_g$ . L'intérêt est de pouvoir utiliser l'énergie des photons de la lumière du Soleil pour faire passer les électrons de la bande de valence à la bande de conduction, ce qui en contre partie, crée un trou dans la bande de valence comme le montre la figure I.2 [2].

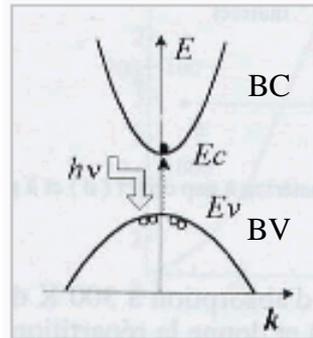


Figure I-2. Passage des électrons de la bande de valence (BV) à la bande de conduction (BC).

L'énergie des photons est fonction de la longueur d'onde de la lumière. Elle doit être supérieure ou égale à l'énergie du gap  $E_g$ . Le tableau I-1 donne l'énergie du gap pour différents matériaux semi-conducteurs à la température de 300 K (27°C).

|                  | Ge   | Si   | GaAs | InP  | CdS  | CdTe |
|------------------|------|------|------|------|------|------|
| $E_g(\text{eV})$ | 0,67 | 1,12 | 1,43 | 1,29 | 2,42 | 1,44 |

Tableau I-1. Énergie du gap pour différents matériaux semi-conducteurs à la température de 300 K.

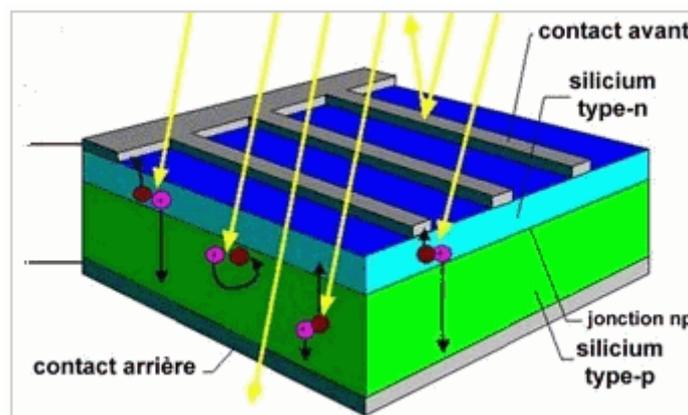


Figure I-3. Mouvement électrons-trous dans un matériau semi-conducteur.

En pratique, des « impuretés » sont introduites dans le réseau cristallin du semi-conducteur qui est le plus souvent du silicium. Le silicium a quatre électrons dans sa bande de valence, ce qui lui permet par les liaisons de covalence de garder une structure cristalline. L'ajout d'impuretés (quelque ppm) ayant cinq électrons dans la bande de valence (phosphore par exemple) se substituant au silicium, ajoute des électrons faiblement liés dans la structure cristalline, créant un semi-conducteur dopé N. De même, l'ajout d'impuretés ayant trois électrons dans la bande de valence (bore par exemple) se substituant au silicium enlève des électrons, donc ajoute des « trous » dans la structure cristalline, créant un semi-conducteur dopé P. La juxtaposition de ces deux semi-conducteurs dopés N et P permet de créer une jonction PN avec une différence de potentiel aux bornes de laquelle il est possible de récupérer les électrons délogés par des photons ayant suffisamment d'énergie (figure I-3).

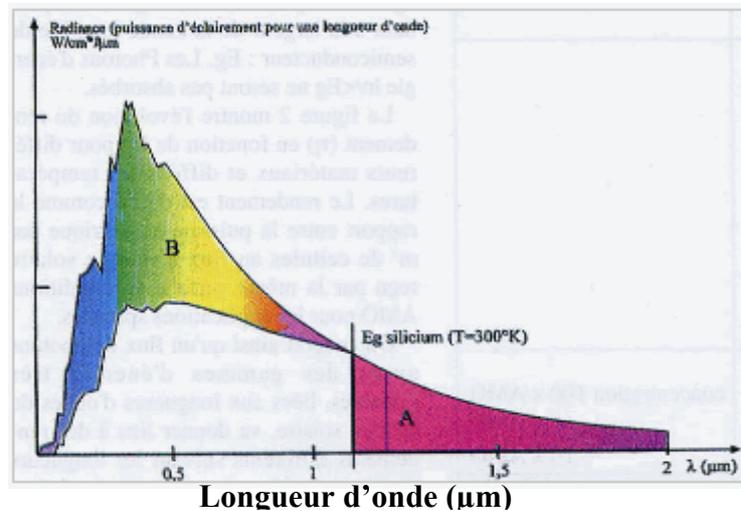
Électriquement, la cellule photovoltaïque, ou « photopile », se comporte donc comme une diode de grande dimension.

Il est à noter que les paires d'électrons trous créées par les photons ont tendance à se recombiner très rapidement. Un champ électrique est créé au niveau de la jonction PN. Il permet de ralentir ce phénomène et surtout de récupérer des électrons et des trous vers les électrodes.

### **1.4- Réponse spectrale des cellules photovoltaïques**

Suivant l'énergie de gap  $E_g$  du semi-conducteur, les photons ayant une énergie inférieure à  $E_g$  ne pourront pas être utilisés, et seront donc convertis en chaleur. Les photons ayant une énergie supérieure à  $E_g$  pourront eux déloger un électron utile, mais l'énergie excédentaire sera perdue elle aussi. C'est ce que montre le schéma suivant de la figure I-4 :

**Éclairement**  
( $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\mu\text{m}^{-1}$ )

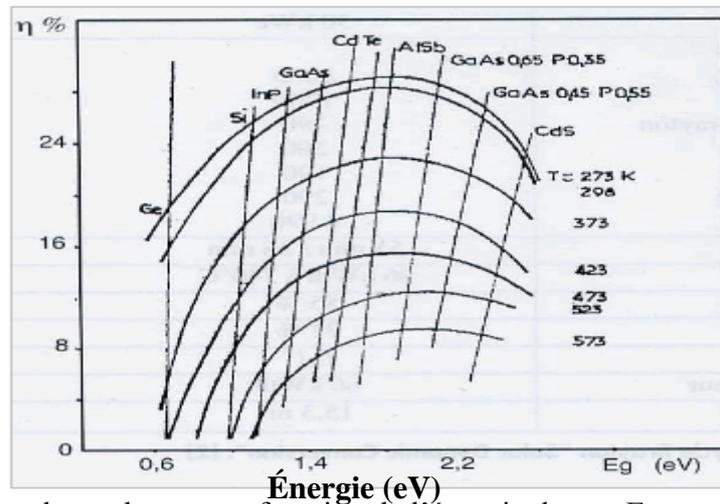


**Figure I-4.** Réponse spectrale pour le silicium.

La courbe spectrale de la figure (1-4) montre l'exploitation du spectre solaire hors atmosphère par une photopile au silicium. La zone A correspond à l'énergie perdue par les photons non absorbés (environ 23,5 %). La zone B correspond à l'excès d'énergie, non utilisée, par les photons d'énergie supérieure à  $E_g$  (environ 33 %). À ces pertes, s'ajoute celle du facteur de forme, celle due à la réflexion et celle de la surface des collecteurs, pour au final descendre à 10 – 15 % d'énergie utile.

La figure I-5 montre l'évolution du rendement en fonction de l'énergie de gap pour différents matériaux semi-conducteurs, en fonction de la température. Le rendement est défini comme le rapport entre la puissance électrique fournie par une certaine surface de cellule et le flux d'énergie solaire reçu par la même surface en condition-AM0 (spectre solaire hors atmosphère).

Rendement



**Figure I-5.** Évolution du rendement en fonction de l'énergie de gap  $E_g$  pour différents matériaux semi-conducteurs, en fonction de la température [3].

Les différentes courbes de réponses spectrales données ci-dessous sur la figure I-6 le sont pour une source lumineuse de spectre unitaire. Or le spectre solaire, en première approximation, s'apparente plutôt au spectre d'émission du corps noir de température de 5800 K.

La réponse spectrale est la valeur du courant de court-circuit  $J_{sc}$  de la cellule par unité de flux monochromatique incident [4] :

$$R_s(\lambda) = \frac{J_{sc}(\lambda)}{P_g(\lambda)} \quad (I.3)$$

avec  $\lambda$  la longueur d'onde en m ;

$R_s(\lambda)$  la réponse spectrale en  $A.W^{-1}$  ;

$P_g(\lambda)$  l'éclairement monochromatique global en  $W.m^{-2}$  ;

$J_{sc}(\lambda)$  désigne le courant de court-circuit, exprimé en  $A.cm^{-2}$ .

La réponse spectrale interne est la valeur du courant de court-circuit de la cellule, par unité de flux monochromatique traversant la surface de la cellule :

$$R_{s\ int}(\lambda) = \frac{J_{sc}(\lambda)}{P_g(\lambda)(1-R(\lambda))} \quad (I.4)$$

où  $R(\lambda)$  est le coefficient de réflexion du silicium.

Le photo-courant collecté à chaque longueur d'onde relative au nombre de photons incidents sur la surface à cette même longueur d'onde détermine la réponse spectrale du dispositif.

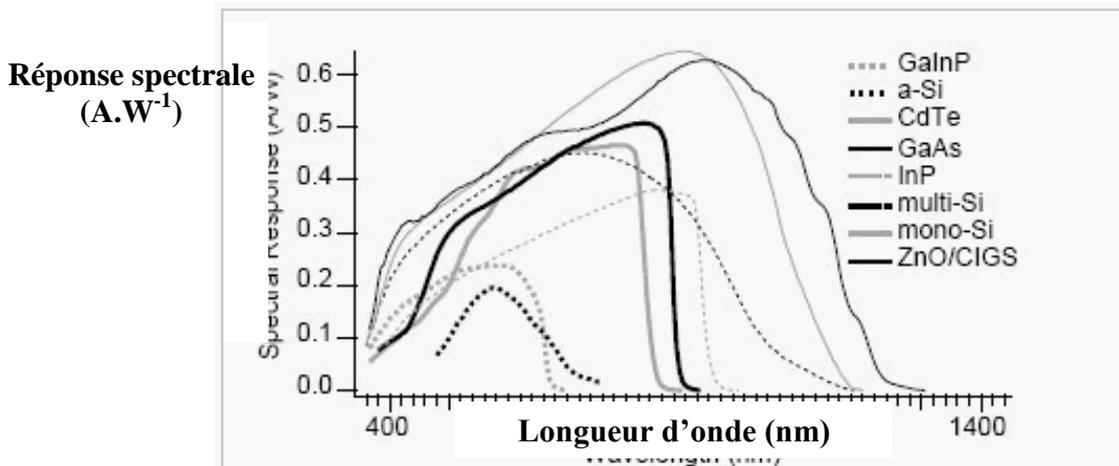


Figure I-6. Courbes de réponses spectrales de différents types de jonctions utilisés pour l'effet photovoltaïque [5].

### 1.5- Les différentes technologies de cellules photovoltaïques :

Deux grands familles de technologies existent actuellement : la première à base de silicium cristallin comprenant le mono et le multi-cristallin, couvre de l'ordre de 85% de la production mondiale. La deuxième famille, celle des couches minces comprend les cellules au silicium amorphe, polycristallin ou microcristallin, celle au tellure de cadmium, au cuivre indium sélénium et à l'arséniure de gallium. En outre, d'autres technologies sont en cours d'expérimentation comme les cellules organiques (polymères ou à base de fullerènes).

- ❖ **Le silicium mono cristallin (mono c-Si) :** la technologie mono cristalline est coûteuse car elle nécessite des barres de silicium pur. Son rendement est le plus élevé (14 à 16%), ce qui a l'avantage de réduire la taille des modules pour une même puissance, chose utile lorsqu'un gain de place est nécessaire.
- ❖ **Le silicium multi cristallin (multi c-Si) :** la technologie multi cristalline est obtenue par la refonte de chute de cristaux de silicium de l'industrie électronique et elle nécessite deux à trois fois moins d'énergie que la technologie précédente. Son rendement est un peu moindre (12 à 14 %) mais son coût est plus avantageux, ce qui permet à cette technologie de dominer actuellement le marché.
- ❖ **Le silicium en ruban (EFG) :** cette technique permet de s'affranchir des lingots et de la perte de silicium lors de la découpe. Il s'agit de cristalliser du silicium fondu (quelques dizaines de micromètre) sur un ruban souple. La consommation de silicium est divisée par deux (8 g par Wc contre 16 g par Wc). Une solution, EFG (Edge defined film Fed Growth), est testée de longue date et industrialisée par certains fabricants (RWE et Evergreen).
- ❖ **Les couches minces :** les principales filières couches minces sont le silicium amorphe (Sia) - utilisé depuis de longues années, dans les montres et calculatrices notamment le CdTe (hétéro jonction tellurure de cadmium, sulfure de cadmium) et le CIS (hétéro jonction de diséléniure cuivre indium/ sulfure de cadmium). La fabrication se réalise en automatique, avec tunnels pour les dépôts de couches et à l'aide de laser pour les connexions. Elle est adaptée aux grosses productions. Ces premières technologies ouvrent actuellement d'autres voies, sans que l'on sache laquelle dominera.

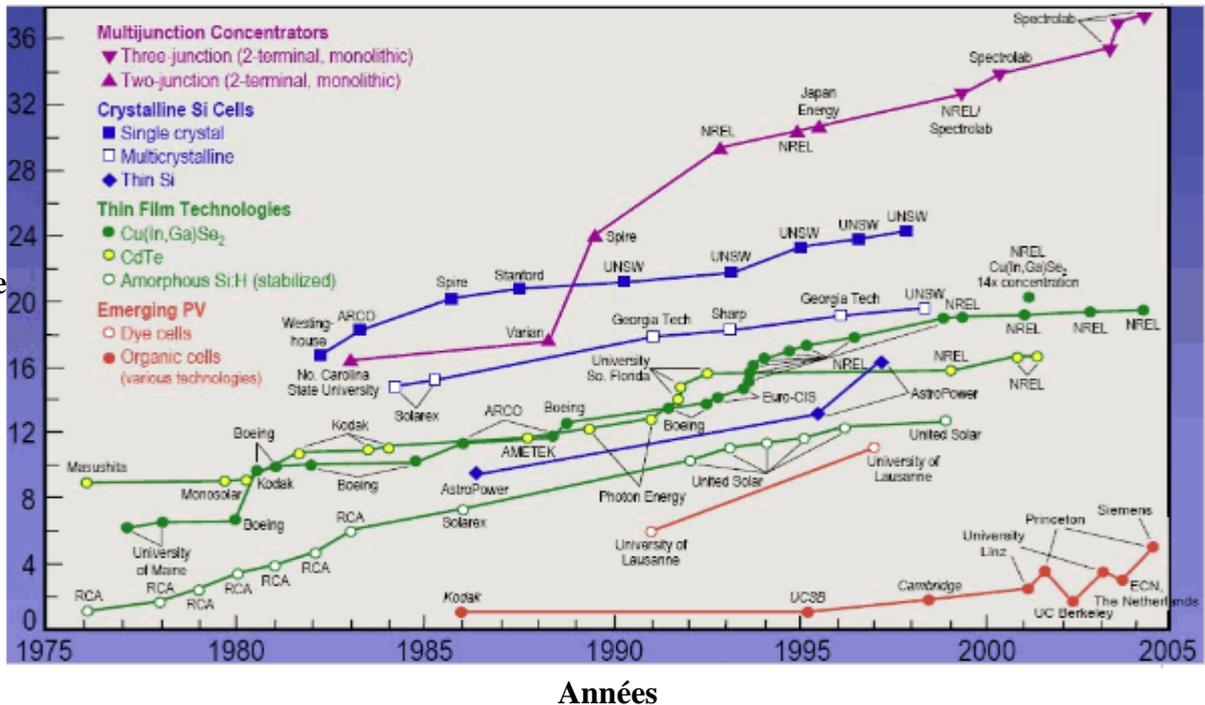
- ❖ **Le silicium amorphe (a-Si) :** c'est un matériau composé de silicium hydrogéné (état non cristallin) déposé sur un substrat de verre. D'un rendement moins bon que le cristallin (5-7%), le silicium amorphe est souvent appliqué à des appareils de petite puissance (calculatrices, lampes ou horodateurs), mais des firmes comme Solarex, Phototronix, Canon ou Fortum proposent des modules de tailles équivalentes à celles des modules cristallins. Sanyo a mis au point une technologie de silicium amorphe sur une couche de silicium mono-cristallin (technologie HIT) dont les rendements sont supérieurs à celui du silicium mono-cristallin (rendement de l'ordre de 19%).
- ❖ **Le silicium poly cristallin (Poly c-Si) ou micro cristallin (micro c-Si) :** il s'agit de déposer une couche mince (de l'ordre de 10 micromètres) sur un substrat de verre ou de céramique. Cette technologie, essentiellement développée par la société américaine Astropower (USA), est encore à l'étape de production pilote.
- ❖ **Le tellure de cadmium (CdTe) ou encore appelé hétéro jonction cadmium telluride - sulfure de cadmium :** composé poly-cristallin déposé sur substrat de verre. Les premières cellules ont été développées en 1972. Il y a quelques années, cette technologie semblait être la plus adaptée pour les couches minces. Mais les problèmes de coût et de toxicité posés par le cadmium ont pesé lourdement sur son développement, utilisation de  $7 \text{ g.m}^{-3}$  de cadmium (une batterie nickel-cadmium NiCd de taille standard en contient 10 g).
- ❖ **Le diséléniure de cuivre et indium (CIS ou CIGS) :** matériau composé de diséléniure de cuivre et d'indium combinés avec du sulfure de cadmium. Cette technologie de couches minces, qui permet d'atteindre des épaisseurs inférieures au micromètre, est présente aujourd'hui dans de nombreux projets industriels.
- ❖ **L'arséniure de gallium (GaAs) :** matériau mono-cristallin combiné avec différents matériaux. Les cellules photovoltaïques en couches minces qui intègrent cette technologie sont caractérisées par un haut rendement mais leur coût étant encore très élevé, leur utilisation reste cantonnée à des applications très spécifiques comme le domaine spatial.
- ❖ **Les cellules à colorant :** ces cellules inventées en 1991 par le chimiste suisse Michael Graetzel sont composées d'une poudre de cristaux à base de dioxyde de titane  $\text{TiO}_2$  associée à un électrolyte et à un colorant qui absorbe la lumière. Cette technologie en est encore au stade expérimental. Le rendement est moyen et la stabilité à long terme est mauvaise, mais sa fabrication est en théorie plus facile que les autres cellules, et la matière première est bon marché.
- ❖ **Les cellules organiques :** sont des cellules photovoltaïques dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Un semi-conducteur organique se présente sous la forme d'un cristal ou d'un polymère dont les caractéristiques principales sont la conduction par les électrons et les trous. Les molécules servant à la conception de ces semi-conducteurs sont composés de carbone.

Les avancées des travaux de recherche permettent d'améliorer d'années en années les technologies existantes, par exemple :

- réduction de l'épaisseur de la coupe des lingots de silicium
- amélioration du rendement d'un lingot par traitement de surface
- technologie CIS (diséléniure de cuivre et indium) avec des matériaux moins nobles
- technologie des nouveaux semi-conducteurs (les cellules à deux ou trois jonctions, les systèmes à concentration ...).

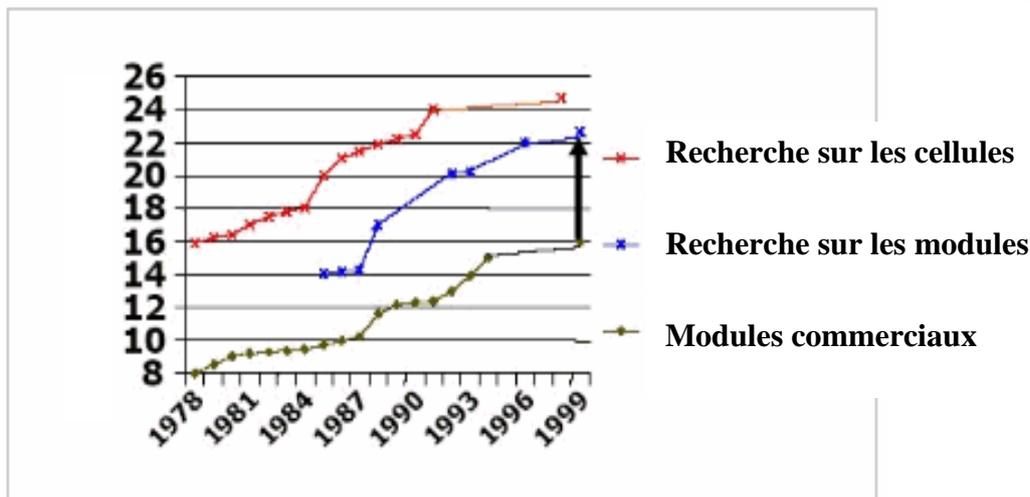
**1.6- Rendement des différentes technologies photovoltaïques**

Beaucoup de recherches sont effectuées sur la technologie des cellules photovoltaïques pour en améliorer le rendement et en diminuer les coûts. Pour augmenter les rendements, la tendance est aux couches en tandem silicium amorphe - silicium microcristallin et aux multicouches associant deux semi-conducteurs de sensibilités spectrales complémentaires.



**Figure I-7.** Rendement de différentes technologies de cellules PV en laboratoire [6].

Le rendement des cellules en laboratoire est en constante amélioration, entraînant vers le haut le rendement des modules photovoltaïques. Le décalage entre le rendement des cellules de laboratoire et celui des modules commercialisés est constant comme le souligne la figure I-8.



**Figure I-8.** Exemple d'évolution entre la recherche sur les cellules PV et la commercialisation [7].

Le tableau I-2 suivant présente le rendement des modules photovoltaïques pour les technologies les plus matures en 2002. Le tableau I-3 indique les avantages, les inconvénients et les perspectives des différentes technologies photovoltaïques [8].

| technologie   | Rendement typique d'un module | Rendement maxi en labo d'une cellule | Rendement théorique maximum [1] | Etat de la technologie en 2005 |
|---|-------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Silicium mono cristallin (mono c-Si)                        | 14-17 %                       | 24,7%                                | 27%                             | mature                         |
| Silicium multi cristallin (multi c-Si)                      | 12-15%                        | 19,8%                                | 27%                             | mature                         |
| Silicium amorphe (a-Si)                                     | 6-8%                          | 12,7%                                | 25%                             | mature                         |
| Silicium sur ruban (ou EFG) (de RWE Solar) [2]              | 12-14%                        | 27 %                                 | 27 %                            | mature                         |
| Silicium micro cristallin ( $\mu$ -Si)                      | 9-11%                         | 16,4%                                | 27%                             | Semi industriel                |
| Tellurure de cadmium (CdTe)                                 | 6-9% [3]                      | 16,0%                                | 28,5%                           | Semi industriel                |
| Diséléniure de cuivre et indium (CIS ou CIGS)               | 10-12%                        | 18,2%                                | 27,5%                           | Semi industriel                |
| Arséniure de gallium( AsGa)                                 | 18-20                         | 25.7                                 | 29%                             | Spatial                        |
| Matériaux organiques (TiO <sub>2</sub> ) (cellule Graetzel) | (10%)                         | 9 – 12%                              |                                 | Pré-industriel                 |

**Tableau I-2.** Rendement des différents types de cellules photovoltaïques.

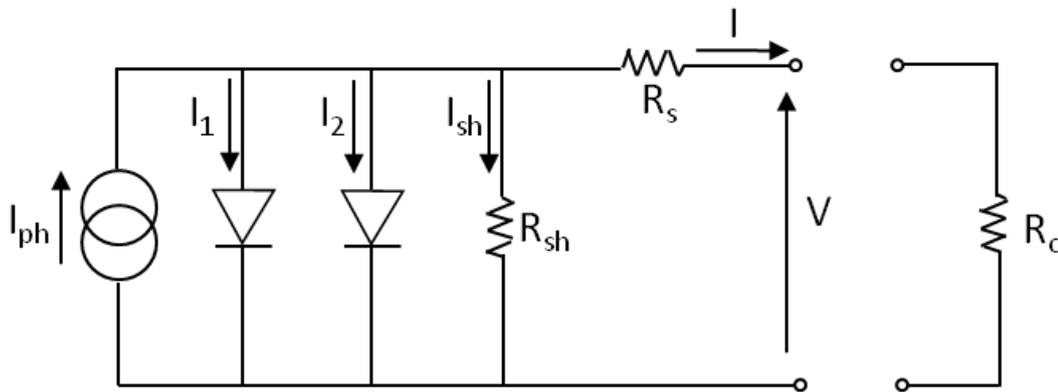
| Technologie               | Durée de vie                       | Avantages                           | Inconvénients   | Perspectives   |
|---------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|---|--|
| Silicium multi cristallin | 10 ans à 90% Pc<br>25 ans à 80% Pc | Bon rapport coût /puissance surface | Assez chère, 2 à 3 fois moins d'énergie pour la production que le mono c-Si | Devrait dominer le marché dans les dix prochaines années       |
| Silicium monocristallin   | 25 ans à 90% Pc<br>30 ans à 80% Pc | Meilleur rapport puissance/surface  | Chère et forte consommation en énergie pour la production                   | Bon avenir si le coût baisse en améliorant encore le rendement |
| Silicium amorphe          | 10 ans                             | Meilleur coût par Wc                | Faible rendement, donc grande surface de capteurs, faible durée de vie      | Promis à un grand avenir si amélioration de la durée de vie    |
| Silicium ruban            |                                    | Croissance rapide du cristal        |   | Décroissance du prix de production dans le futur               |
| CdTe                      |                                    |                                     | Utilise certains matériaux toxiques   | Décroissance du prix de production dans le futur               |
| CIS                       |                                    |                                     | Ressource en Indium limité  | Décroissance du prix de production dans le futur               |

**Tableau I-3.** Avantages, inconvénients et perspectives des différentes technologies photovoltaïques.

## 2. Circuit électrique équivalent d'une photopile

Une photopile peut être modélisée par un schéma électrique équivalent (figure I-9) [9]. Les pertes résistives et les mécanismes de recombinaison sont pris en compte à travers les différents composants électriques du circuit. Ainsi, le circuit est constitué de :

- ♦ une source idéale de courant  $I_{ph}$  en parallèle avec deux diodes, l'une permettant d'obtenir le courant de court-circuit, l'autre pour tenir compte des recombinaisons ;
- ♦ une résistance série  $R_s$  due à la contribution des résistances du front et de la base de la jonction PN et des contacts métalliques en particulier ceux en face avant ;
- ♦ une résistance parallèle ou shunt  $R_{sh}$  provenant des contacts métalliques et des résistances de fuite sur les bords de la photopile.



**Figure I-9.** Schéma électrique équivalent à deux diodes d'une cellule photovoltaïque.

Les différentes composantes du courant sont données par :

$$I_1 = I_{S1}[\exp\{B_1(V - R_S I)\} - 1] \quad (I.5)$$

$$I_2 = I_{S2}[\exp\{B_2(V - R_S I)\} - 1] \quad (I.6)$$

$$I_{sh} = R_{sh}(V - R_S I) \quad (I.7)$$

L'intensité  $I$  en fonction de la tension  $V$  aux bornes de la cellule, délivrée pour la charge  $R_c$  est :

$$I = -I_{ph} + I_1 + I_2 + I_{sh} \quad (I.8)$$

soit :

$$I = I_{ph} - I_{S1}[\exp\{B_1(V - R_S I)\} - 1] - I_{S2}[\exp\{B_2(V - R_S I)\} - 1] - \frac{V + R_S I}{R_{sh}} \quad (I.9)$$

avec :

$$B_1 = e/(A_1 \times K \times T) \quad \text{et} \quad B_2 = e/(A_2 \times K \times T)$$

Dans ces expressions, on a :

$A$  : le facteur d'idéalité de la jonction égale à 1 ou 2 ;

$I_{ph}$  : le photocourant généré par la cellule (proportionnel au rayonnement incident) (en A).

$I_1$  : courant de la diode 1 qui représente le courant de fuite interne à une cellule causée par la jonction PN de la cellule (en A) ;

$I_2$  : le courant de diode modélise le phénomène de recombinaison des porteurs de charge (en A) ;

$R_{sh}$  : la résistance shunt représente les fuites autour de la jonction PN dues aux impuretés et celles sur les coins de cellule (en  $\Omega$ ) ;

$R_s$  : la résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi-conducteur, ainsi que les résistances ohmique et de contact au niveau des connexions des cellules (en  $\Omega$ ) ;

$e$  : la charge de l'électron ( $1,6.10^{-19}$  C) ;

$k$  : la constant de Boltzmann ( $1,38.10^{-23}$  J/K) ;

$T_c$  : température de jonction (en K).

Ce modèle peut être ramené à un modèle comportant une seule diode avec une bonne approximation car la valeur du courant de la diode 2,  $I_2$ , représentant les recombinaisons est négligeable (de l'ordre de  $10^{-11}$  A) par rapport à la valeur du photocourant  $I_{ph}$  (de l'ordre de  $10^{-2}$  A). Ceci s'explique par le fait que la structure cristalline au niveau de la jonction soit suffisamment de bonne qualité pour que les recombinaisons dans la zone de charge d'espace soient négligeables devant la diffusion des électrons et des trous [10].

L'expression de l'intensité  $I$  en fonction de la tension  $V$  se réduit alors à :

$$I = I_{ph} - I_0 [\exp(B_1(V + R_S I) - 1)] - \frac{V + R_S I}{R_{sh}} \quad (I.10)$$

$I_{pv}$  et  $I_0$  sont données par les équations suivantes [11] :

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \times \Delta T) \times \frac{G}{G_n} \quad (I.11)$$

$$I_0 = \frac{I_{scn} + K_I \times \Delta T}{\exp[(V_{ocn} + K_V \times \Delta T) \times \beta_1] - 1} \quad (I.12)$$

avec :

$I_0$  : courant de saturation de la diode (en A) ;

$I_{pv,n}$  : photocourant aux conditions nominaux (en A) ;

$I_{scn}$  : intensité de court circuit (en A) ;

$V_{ocn}$  : tension en circuit ouvert (en V) ;

$K_I$  : coefficient courant de court-circuit /température (en  $A.K^{-1}$ ) ;

$K_V$  : coefficient tension en circuit-ouvert /température (en  $V.K^{-1}$ ) ;

$\Delta T$  :  $T - T_n$  (en K).

L'expression (I-13) peut être étendue à un module photovoltaïque (PV) comportant  $N_s$  cellules en série et  $N_p$  cellules en parallèle. L'intensité  $I_{module}$  en fonction de la tension  $V$  aux bornes d'un module PV est :

$$I_{module} = I_p - I_0 \left[ \exp \left( \frac{B_1}{N} (V + R_{Se} I) - 1 \right) \right] - \frac{V + R_{Se} I}{R_{she}} \quad (I.13)$$

avec :

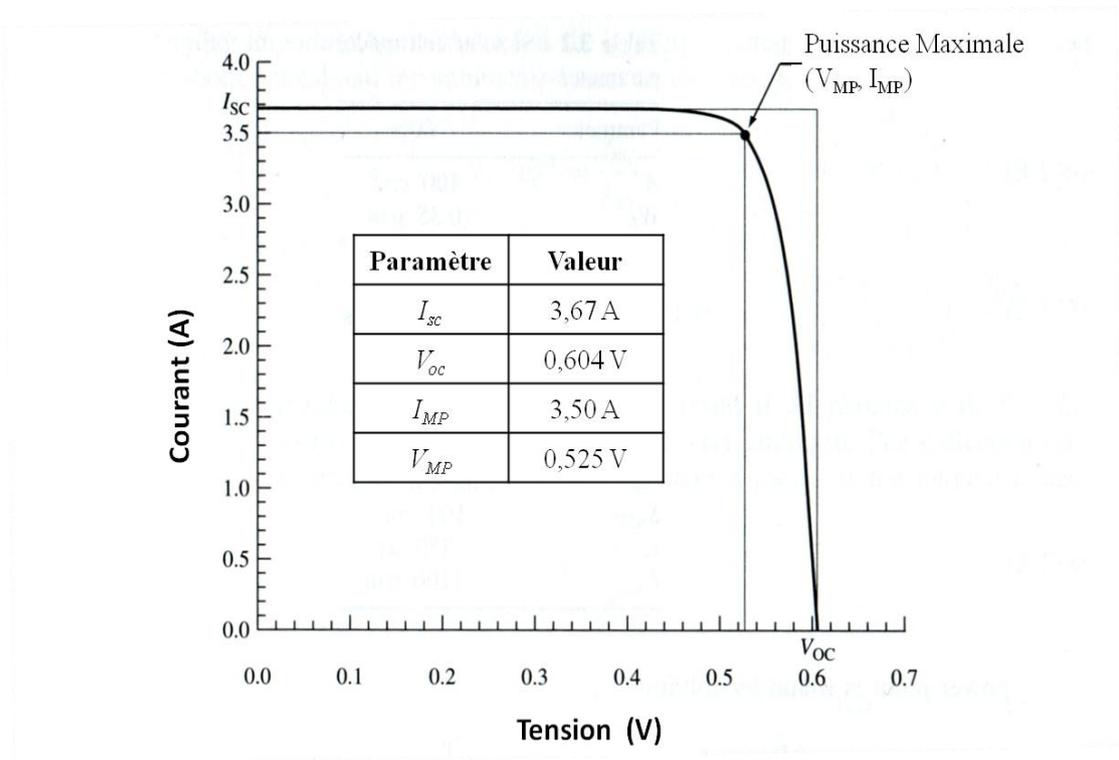
$$R_{Se} = N_s \cdot R_s \quad \text{et} \quad R_{she} = N_p \cdot R_{sh}$$

**2.1- Caractéristique courant-tension :**

La caractéristique courant-tension d'une photopile est généralement tracée pour un éclairement et une température donnés. La valeur de la charge  $R_c$  va fixer le point de fonctionnement. La figure suivante présente un exemple de la caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque typique avec ses valeurs de tension et de courant, ainsi que sa puissance maximale.

La charge optimale introduit dans le model est donnée par :

$$R_c = \frac{V_m}{I_m} \tag{I.14}$$



**Figure I-10.** Exemple de caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.

**2<sup>ème</sup> partie :**

**vieillissement d'un module  
photovoltaïque**



## **1. Le vieillissement des matériaux**

Le phénomène de vieillissement se produit pour des systèmes hors équilibre qui évoluent au cours du temps pour atteindre leurs états d'équilibre, plus stables. Le vieillissement se caractérise par un ralentissement de la dynamique interne du système au cours du temps.

Des études de la dynamique interne basées sur la rhéologie et la diffusion de la lumière ont permis d'apporter de nombreuses informations sur les comportements de ces systèmes comme le ralentissement de la relaxation.

Les premières analyses expérimentales du phénomène de vieillissement ont été obtenues par la diffusion de la lumière sur une sphère en verre colloïdale dur [12,13]. Même si le temps d'exécution de ces expériences était très court, les résultats montrent un ralentissement de la dynamique interne en fonction de l'âge pour les échantillons à fraction de volume  $\phi$  plus grande que  $\phi_g$  la fraction de volume des sphères colloïdales dures en verre ( $\phi_g \approx 0,58$ ) [14,15] ; en revanche, aucune différence n'est détectée quand  $\phi$  est plus petit que  $\phi_g$ . Les résultats des travaux de Van Megen et al. montrent les différents comportements de la dynamique interne des échantillons dans un état liquide surfondu et dans un état de verre [12].

Simoenova et Kegel [16] ont utilisé un microscope confocal pour suivre en temps réel la reprise de fluorescence après photo-blanchiment d'un petit volume dans une suspension concentrée de sphères dures et ont pu déterminer le moindre carré du déplacement (**MSD** : Mean Square Displacement). Ainsi, la relaxation des sphères dures en verre se produisant lors du vieillissement est bien mise en évidence.

Les mêmes résultats ont été obtenus par Courtland et Weeks [17], qui ont utilisé la microscopie confocale pour suivre le mouvement des particules du verre colloïdal individuellement en temps réel mais en trois dimensions. Ils ont constaté qu'initialement le **MSD** augmente linéairement avec le temps, puis se stabilise avant de remonter légèrement en fonction du temps. Ils ont constaté également que la dynamique interne est hétérogène dans l'espace et dans le temps. On observe en effet un ralentissement de la dynamique interne du système au cours du temps.

Des essais de rhéologie ont aussi été souvent utilisés pour sonder le phénomène de vieillissement. Par exemple Struik [18], en 1977, a étudié les propriétés rhéologiques du polychlorure de vinyle (PVC). Dans cette expérience Struik a fait passer de manière abrupte du (PVC) en dessous de la température vitreuse. Il apparaît alors que la contrainte nécessaire pour maintenir la déformation constante diminue au cours du temps ; donc le phénomène de vieillissement est caractérisé par le fait que le système met de plus en plus de temps à se relaxer lorsque l'âge de l'échantillon augmente.

L'un des modèles les plus abouti de la dynamique du vieillissement est le modèle de Bouchaud et Dean (1995-96) [19, 20]. Dans ce modèle les auteurs ont comparé l'énergie acquise par rapport à la position des particules les unes par rapport aux autres, ainsi que leurs vitesses. Le système va de configurations en configurations voisines en cherchant à augmenter sa stabilité. Ils expliquent ce dernier phénomène par un système qui passerait de puits en puits de profondeur de plus en plus grande et y resterait donc piégé sur un temps de plus en plus grands, menant ainsi à un ralentissement progressif de la dynamique interne.

Le modèle (SGR : soft glassy rheology) de Sollich et al. [21,22] dérive du modèle de Bouchaud et Dean, en prenant en compte la rhéologie des matériaux hors équilibre. Fielding [23] a notamment étudié le rôle du vieillissement des matériaux vitreux mous en rhéologie.

Dans plusieurs cas, la loi de puissance suivante est observée :

$$x = tw^\mu \quad (\text{II.1})$$

avec :

$x$  : le temps caractéristique ;  
 $tw$  : l'âge de l'échantillon ;  
 $\mu$  : l'exposant de vieillissement qui peut varier de manière significative : vieillissement entier ( $\mu \approx 1$ ) [24, 25, 26, 27] ; vieillissement secondaire ( $0,5 < \mu < 1$ ) [28, 29, 30] et hyper-vieillessement ( $\mu \approx 1,4$  et  $\mu \approx 1,8$ ) dans [31] et [32] respectivement.

Un régime particulier très rapide de vieillissement a été observé dans les gels colloïdaux fractals [26] et dans les échantillons de Laponite [33,34] pour lesquels le temps caractéristique  $\tau$  augmente exponentiellement avec l'âge de l'échantillon et est suivi d'une croissance plus lente de  $\tau$  correspondant à un vieillissement entier.

Les caractéristiques d'une dynamique de vieillissement pour un matériau sont : le temps de relaxation qui augmente avec l'âge du système et la dépendance en loi de puissance du temps de relaxation en fonction de l'âge.

Pour réduire l'effet du vieillissement et l'optimisation des modules solaires, les recherches se basent principalement sur l'efficacité des cellules avec un coût minimum sans s'intéresser véritablement aux matériaux d'encapsulation. Pern et Glick [35] ont mené une série d'études pour des essais d'exposition accélérée (AET) pour différents échantillons de cellules en silicium cristallin (c-Si) et en silicium amorphe (a-Si), encapsulées différemment. Des changements irréguliers de la densité de courant court-circuit, du facteur de forme et de l'efficacité des cellules ont été observés pour les échantillons en c-Si.

Différents type de décollements ont été remarqués séparément dans les mini-modules en (a-Si) sous un éclairage  $\approx 1,2$  UV à BPT (black panel temperatur) de 60-65°C et pour des couches isolantes en EGS à 9.0 UV et BPT de 145°C. Les adhésifs en silicium utilisés sous un rayonnement ultraviolet UV des films polymères superstrat semble causer une grande perte d'efficacité. Le nouveau isolant EGS peut être bon pour éviter l'irruption d'adhérence pour les modules qui fonctionnent à des températures inférieures à environ 85°C.

Puisque les modèles de brunissement d'EVA sont compliqués, des essais d'exposition accélérés (AET) ont été conçus pour étudier les effets de la diffusion du dioxyde de carbone CO<sub>2</sub>, des substrats de silicium cristallin, de l'intensité UV, de la température mais aussi pour évaluer la limite supérieure du facteur d'accélération pour la modélisation de ce type de module.

La nécessité de réduire le coût de fabrication des panneaux photovoltaïque combinée au traitement gourmand en énergie du silicium conduit à la réduction des épaisseurs des cellules. L'une des étapes la plus délicates pour les cellules minces est la connexion des fils aux cellules. Roschier [36] a examiné, des modules en silicium amorphe a-Si, des modules et des mini-modules prototypes en tellure de cadmium CdTe et des mini-modules prototype en CIGS

(cuivre, indium, gallium et sélénium), pour pouvoir caractériser leurs performances électriques et trouver les mécanismes de dégradation pendant les essais accélérés de vie. Les procédures de mesure par calibrage ont été étudiées et en particulier pour le choix du dispositif de référence pour les matériaux des couches minces photovoltaïques avec une réponse spectrale semblable à celle du matériau témoin. Ces dispositifs ont été exposés à l'essai de vie comportant l'essai de cycle thermique, l'essai humidité-gel, l'essai de chaleur humide, l'essai de chaleur sèche et le trempage léger.

Le scanner par laser a été utilisé pour examiner les mécanismes de dégradation observés [36]. Les résultats ont démontré que la cause principale de la dégradation était la pénétration d'humidité dans l'encapsulant du module. Cependant, les modules en a-Si ne montraient pas une grande sensibilité à la pénétration d'humidité, les modules prototypes en CdTe sont très sensibles à l'humidité alors que les mini-modules prototypes en CIGS ne présentent pas une assez grande sensibilité à la pénétration d'humidité.

Pour le trempage léger, les modules en a-Si se dégradent avec une stabilité à la fin de l'exposition à la lumière ; une diminution maximale de la puissance est distinguée pour les prototypes en CdTe alors qu'une augmentation de la puissance maximale et une diminution du facteur de forme sont observées pour les modules en CIGS. Dans ce travail ils ont montré que les normes actuelles des dispositifs de mesures et des essais ne peuvent pas être nécessairement appliqués particulièrement pour les couches minces en CdTe et CIGS ; donc il est important de concevoir un encapsulant approprié et fiable pour augmenter la durée de vie des modules en couches minces.

Hackmann et al [37] ont mené une étude pour évaluer la faisabilité technique du polycarbonate (PC) basée sur le procédé de stratification. Le procédé de stratification est effectué dans un appareil à une température de 100°C (basse température) pour un module avec comme matériaux d'encapsulation l'éthylène-vinyle-acétate (EVA) et des cellules en silicium multicristallin. Les résultats expérimentaux thermomécaniques sont comparés aux calculs numériques obtenus par la méthode des éléments finis. Les résultats expérimentaux et la modélisation thermomécanique indiquent que le matériau stratifié testé (PC) s'avère très intéressant à mettre en œuvre et que l'augmentation de l'épaisseur des couches PC ou EVA diminuent la contrainte de réalisation, donc de la déformation du matériau stratifié.

Pour minimiser les pertes dues à l'humidité, Carlsson et al. [38] ont développé une sonde pour mesurer la concentration d'humidité dans l'encapsulant polymère des panneaux photovoltaïques tel que l'EVA dans les expériences de vieillissement accéléré. Une épaisseur d'environ 5 µm d'un film poreux en dioxyde de titane TiO<sub>2</sub> est appliquée au verre substrat avec un revêtement conducteur sensible à l'humidité. La réponse est calibrée avec des expériences dans une chambre climatique pour les sondes ouvertes à l'environnement et des expériences de diffusion pour des sondes stratifiées sous un encapsulant.

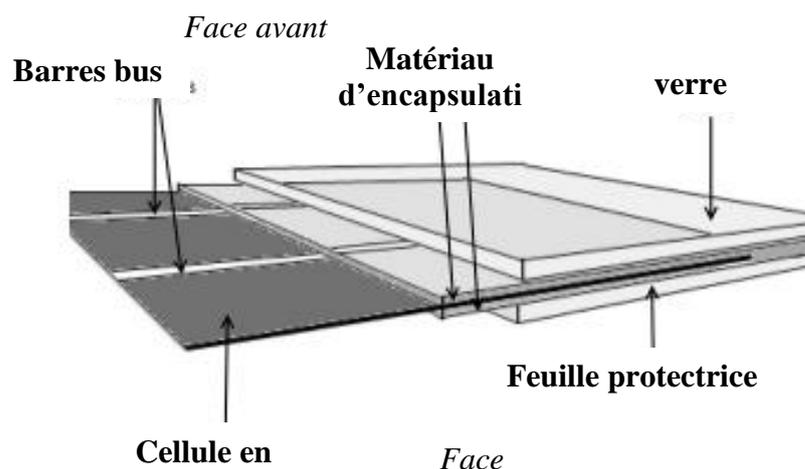
Pour l'interprétation des résultats expérimentaux de diffusion, un modèle de transport décrivant la diffusion de l'eau à travers l'interface polymère/TiO<sub>2</sub> est développé. Le modèle montre une dépendance linéaire de la concentration d'eau pour le calibrage ouvert et encapsulé. Cette sonde peut être utilisée également dans des expériences où les mesures de l'humidité sont prises à l'interface entre le substrat solide et l'encapsulant polymère.

Gabor et al. [39] ont décrit et réalisé un appareil de contrôle de fissures des cellules pour examiner et améliorer le processus de soudure. Un système d'électroluminescence de détection des fissures rapides et non destructives est développé pour donner une représentation des cellules fissurées dans le module. La méthode de modélisation par éléments finis a été utilisée pour expliquer la tendance des cellules à se fissurer davantage en chargeant la face du verre par rapport à celle de la face arrière. Le modèle utilisé implique la formation des microfissures durant le processus de métallisation et de soudure suivi de contraintes de traction causant ainsi la propagation de ces microfissures dans le module.

### 2. La dégradation dans le temps

Il est possible d'avoir une idée de l'évolution des matériaux constituant les modules photovoltaïques (PV) à l'aide des tests de vieillissement accélérés dont certains permettent de certifier les panneaux PV. Des lois de comportement pour différents facteurs peuvent être établies.

Le vieillissement des modules photovoltaïques se traduit par différentes dégradations. Ces dégradations touchent les différentes parties constitutives d'un panneau PV illustrées figure II-1. Ces différentes parties sont : le verre, les matériaux d'encapsulation (EVA, thermoplastique), la cellule en silicium, les matériaux réflecteurs à l'arrière de la cellule (aluminium et Tedlar par exemple), les collecteurs de charges et la feuille en polymère résistant à l'arrière. Notons également la présence de colle.



**Figure II-1.** Les différentes parties d'un module photovoltaïques soumis aux dégradations.

Ces dégradations sont dues à différents facteurs :

- ♦ **l'absorption d'humidité** conduit à un obscurcissement du verre dans sa partie inférieure en contact avec le matériau d'encapsulation ;

- ♦ **le brunissement** du matériau d'encapsulation qui apparaît avec le temps. Il est favorisé par l'absorption de la chaleur. Celle-ci devient d'autant plus importante que l'absorptivité du matériau dans le domaine spectral du bleu devient grande avec le brunissement. Cet échauffement peut engendrer d'autres dégradations comme l'apparition de bulles ou des décollements car les forces d'adhésion entre les différentes parties collées (verre-cellule-face arrière) deviennent moins importantes ;
- ♦ **la corrosion** due à la présence d'agents oxydants comme le dioxygène, l'humidité ou encore les acides présents dans l'atmosphère. Les connecteurs métalliques sont particulièrement vulnérables à la corrosion ;
- ♦ **l'ombrage** apparaît lorsqu'il y a de la corrosion au niveau du matériau d'encapsulation entraînant la présence de points chauds qui peuvent favoriser l'apparition de bulles ou des décollements ;
- ♦ **la dissolution de la colle** surtout au niveau de l'électrode arrière.

### 3. Techniques expérimentales

Les deux méthodes suivantes permettent d'accélérer le vieillissement des modules PV et peuvent être utilisés pour leurs certifications.

Ces deux tests permettent de simuler expérimentalement le vieillissement des modules photovoltaïques. Plus précisément, le but de ces tests est de déterminer l'aptitude des modules à supporter les effets de la chaleur et ceux de la pénétration de l'humidité sur le long terme. Les critères de validation pour les panneaux solaires soumis à ces tests sont selon la norme IEC61215 [40]:

- ❖ la non-apparition de défauts visuels majeurs ;
- ❖ la dégradation, par rapport à la valeur mesurée avant l'essai, de la puissance maximale de sortie, qui ne doit pas excéder 5% ;
- ❖ l'essai diélectrique et l'essai de courant de fuite doivent remplir les mêmes conditions que pour les mesures initiales.

#### **3-1. Essai de chaleur humide (DH : Damp Heat)**

L'essai de chaleur humide (DH :Damp Heat) est réalisé dans des chambres à atmosphère contrôlée (figure II-2). C'est un test de vieillissement bien connu pour les composants électroniques. Il a été employé depuis les années 70 pour les modules solaires et constitue une partie des étapes de certification des modules. Selon la norme IEC61215, un essai de 1000 heures dans une atmosphère à 85°C et 85% d'humidité est équivalent à une exposition extérieure de 20 ans à Miami dans l'état de Floride [40].



**Figure II-2.** Chambre climatique pour essai en chaleur humide.

L'inconvénient de l'essai avec la méthode DH est que la température cause une perte d'adhésion pour certains types de matériau d'encapsulation qui n'apparaîtrait pas à des températures ambiantes.

L'essai doit être mené selon la norme CEI 60068-2-78 avec les dispositions suivantes [40] :

- a) Pré-conditionnement : les modules étant à la température ambiante doivent être introduits dans l'étude sans pré-conditionnement.
- b) Sévérités : les sévérités suivantes sont appliquées ;
  - ✓ température de l'essai :  $85^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$  ;
  - ✓ humidité relative :  $85\% \pm 5\%$  ;
  - ✓ durée d'essai : 1000 h.

### **3-2. Test de fatigue fortement accéléré (HAST: Highly Accelerated Stress Test)**

En raison de la durée très longue de l'essai DH, l'essai de fatigue fortement accéléré a été développé [41]. La température et l'humidité sont augmentées afin d'accélérer encore plus les phénomènes de vieillissement. Cette augmentation est faite avec une régulation de pression qui permet de maintenir l'eau en-dessous de son point d'ébullition. Le facteur d'accélération (AF) est de l'ordre de 10 par rapport à la méthode DH.

La pression est pour chaque température :  $110^{\circ}\text{C}$ -0,12 MPa,  $120^{\circ}\text{C}$ -0,17 MPa et  $130^{\circ}\text{C}$ -0,23 MPa et la température doit être maintenue constante pendant la durée d'un essai.

L'essai doit être mené selon la norme DIN EN 60068-2-66 avec les dispositions suivantes [42] :

- a) Pré conditionnement : la durée de pré conditionnement est de 1,5 à 3 heures maximums pour permettre à la chambre d'obtenir les conditions d'essai.
- b) Sévérités :
- ✓ Températures et pressions de l'essai : 110°C-0,12 MPa ; 120°C-0,17 MPa ; 130°C-0,23 MPa  $\pm 2^\circ\text{C}$  ;
  - ✓ Humidité relative : 85%  $\pm 5\%$  ;
  - ✓ Durée d'essai : 100 h ;

### **4. Évolution des paramètres avec le temps**

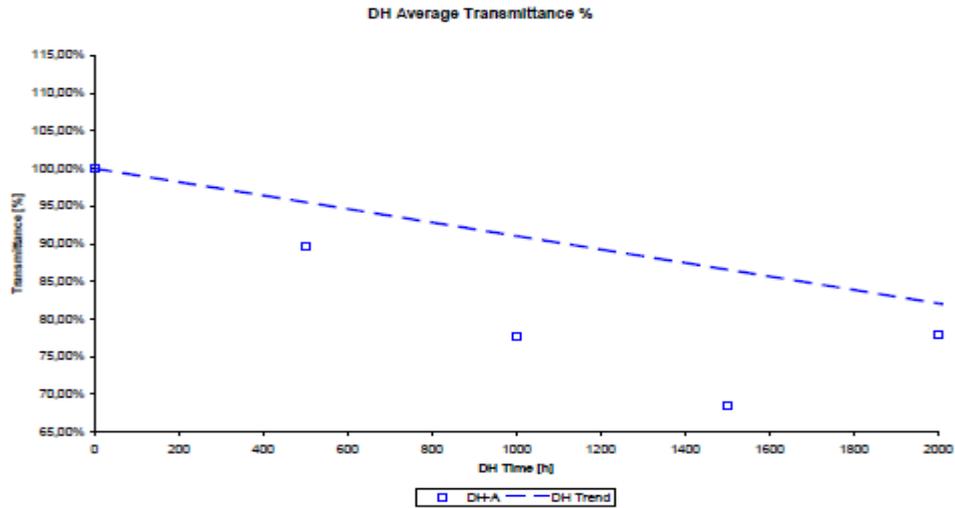
Dans ce travail, nous souhaitons modéliser le vieillissement des propriétés électriques d'un module PV. Il nous faut pour cela connaître les lois d'évolution dans le temps des résistances série et shunt, ainsi que celle de la transmissivité, puis de les intégrer dans le modèle.

Dans cette partie, nous allons chercher à déterminer ces lois que nous déduirons des résultats expérimentaux obtenus par T. Hulkoff, résultats qui sont rappelés ci-après [41]. Les évolutions de la transmissivité, de la caractéristique courant-tension, du point de puissance maximal et de la résistance série ont été obtenues pour des modules ayant différents types de matériaux d'encapsulation (EVA, thermoplastique, polyuréthane (TPU)) et en l'absence de celui-ci.

Lors de ces essais, les conséquences du vieillissement ont pu être reproduites par un essai en chaleur humide DH d'une durée de 2000 heures. Une brume blanchâtre commence à apparaître après 500 heures au niveau du matériau d'encapsulation et du verre. Au bout de 1000 heures, le matériau d'encapsulation prend une tonalité clairement brune. Cette décoloration continue à s'accroître jusqu'à 2000 heures. La corrosion apparaît au bout de 500 heures au niveau des connecteurs. Après 2000 heures d'essai, elle apparaît jusque dans la partie arrière de la cellule. Des décollements apparaissent sur les bords du module après 1000 heures d'essai.

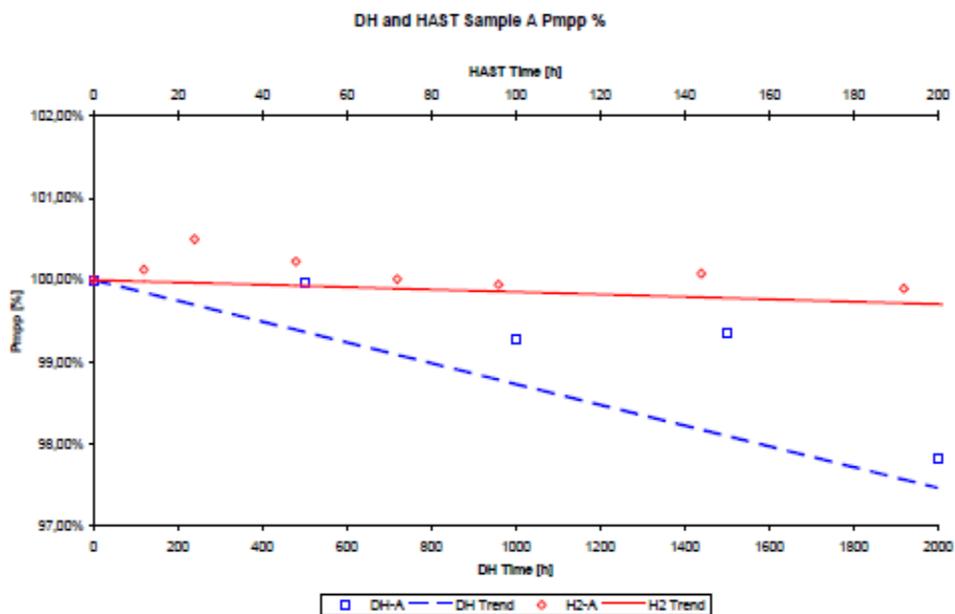
Pour des modules en silicium monocristallin, voici les résultats expérimentaux obtenus par Hulkof [41] que nous allons exploiter par la suite pour déterminer leurs lois d'évolution.

La transmissivité diminue avec le temps comme le montre la figure II-3 en raison d'un blanchiment au niveau de l'encapsulation.



**Figure II-3.** Évolution de la transmissivité moyenne des modules avec le test DH [41].

La puissance maximale  $P_{mpp}$  diminue. La dégradation de la puissance des modules est relativement petite montrant une diminution de 1% de  $P_{mpp}$  chaque 800 heures pour l'essai DH (Figure II-4).



**Figure II-4.** Évolution de la puissance maximale pour les tests DH et HAST [41].

La résistance série augmente avec le temps (figure II-5). La résistance série augmente avec à un taux d'environ de 0,5% toutes les 1100h avec la méthode DH.

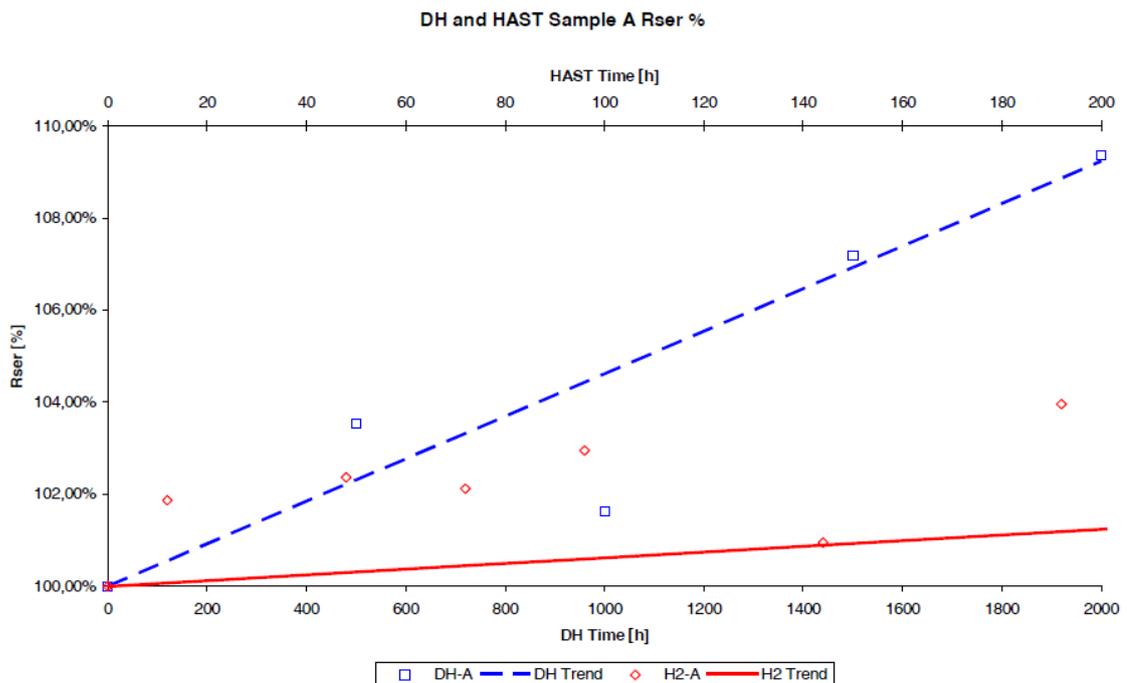


Figure II-5. Évolution de la résistance série pour les tests DH et HAST [41].

## Conclusion

Dans cette première partie du travail, une étude documentaire a permis de présenter le principe, la structure et le vieillissement des cellules photovoltaïques. Les méthodes de vieillissement accéléré des modules photovoltaïques ont été répertoriées, de même que les dégradations se produisant au cours du temps. Plusieurs paramètres varient comme la transmissivité au niveau du verre et du matériau d'encapsulation, la résistance série de la cellule et le point de puissance maximal, ce dernier est amené à être réduit avec le temps.

## **3<sup>ème</sup> partie :**

# **Modélisation du vieillissement d'un module photovoltaïque**



Le modèle d'un module photovoltaïque avec des cellules au silicium monocristallin intégrant des lois d'évolution dans le temps des différentes grandeurs électriques caractéristiques est ici établi afin de simuler la dégradation de ses performances électriques avec le vieillissement.

## 1. Module photovoltaïque Sharp NTS5E3E

Le module photovoltaïque **Sharp NTS5E3E** composé de 72 cellules en silicium monocristallin « 125,5 mm x 125,5 mm » connectées en série, ayant une puissance maximale de 185 W est considéré. Ce module est protégé par une plaque en verre trempé transparente, une résine EVA, un film arrière imperméable et un encadrement en aluminium.



### Caractéristiques du module Sharp NTS5E3E

sous des conditions de tests standardisées (STC) :  
ensoleillement : 1000 W/m<sup>2</sup> ;  
masse atmosphère AM : 1,5 ;  
température du module : 25°C

Tension en circuit ouvert  $V_{oc}$  : 44,9 V

Tension à puissance maximale (crête)  $V_{pm}$  : 36,21 V

Intensité de court circuit  $I_{sc}$  : 5,60 A

Intensité à puissance maximale (crête)  $I_{pm}$  : 5,11 A

Puissance maximale (crête)  $P_m$  : 185,0 W

Rendement de la cellule encapsulée  $\eta_c$  : 17,1 %

Rendement du module  $\eta_m$  : 14,2 %

Coefficients relatifs à la température :

- puissance  $\alpha_{pm}$  : - 0,485% / °C
- courant de cour-circuit  $\alpha_{isc}$  : +0,053A / °C
- tension en circuit-ouvert  $\alpha_{voc}$  : -156 mV / °C

**Figure III-1.** Caractéristiques du module photovoltaïque Sharp NTS5E3E.

La structure de ce module que nous allons modéliser est proche de celle du module utilisé dans les expériences de vieillissement de Hukloff [41]. Ce dernier est en effet constitué de cellules solaires en silicium monocristallin, d'une vitre en verre trempé et d'une encapsulation avec une résine en EVA.

## 2. Modèle « sans vieillissement »

Le module photovoltaïque Sharp NTS5E3E est modélisé par le schéma électrique équivalent présenté (paragraphe I.2) avec une seule diode. Rappelons que ce modèle comporte une source de courant ( $I_m$ ) et deux résistances ( $R_s$  et  $R_p$ ). La valeur du courant  $I_m$  est calculée en introduisant  $I_0$  (le courant de saturation de la diode) obtenu par la relation (I.12) et  $I_{pv}$  (le photocourant) est donné par (I.11).

Ce modèle a été réalisé dans l'environnement Matlab/Simulink. Les équations sont introduites dans le modèle par des blocs sous Simulink et le circuit électrique est réalisé grâce à l'environnement SimPowerSystems. Les figures III-2 à III-5 montrent les blocs représentant les différents éléments du modèle.

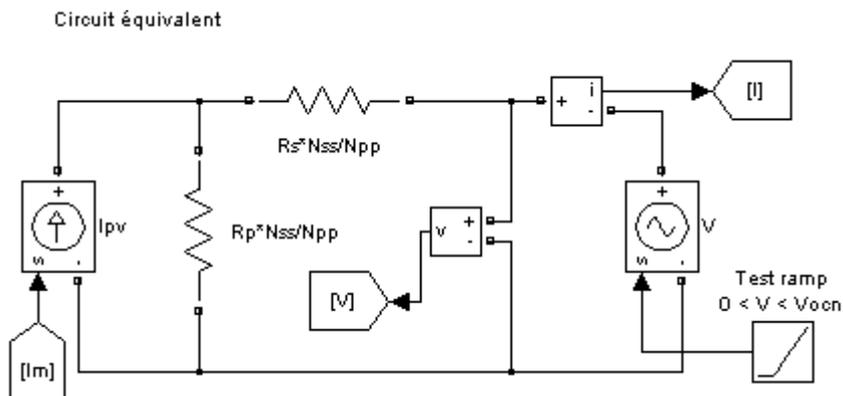


Figure III-2. Le modèle électrique équivalent d'un module photovoltaïque sous Matlab/Simulink.

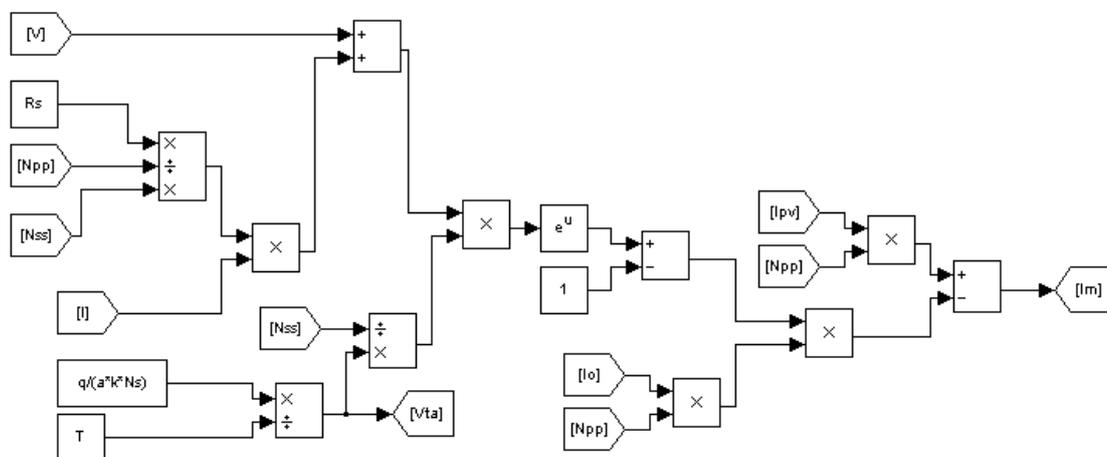


Figure III-3. La représentation du courant  $I_m$  sous Matlab/Simulink.

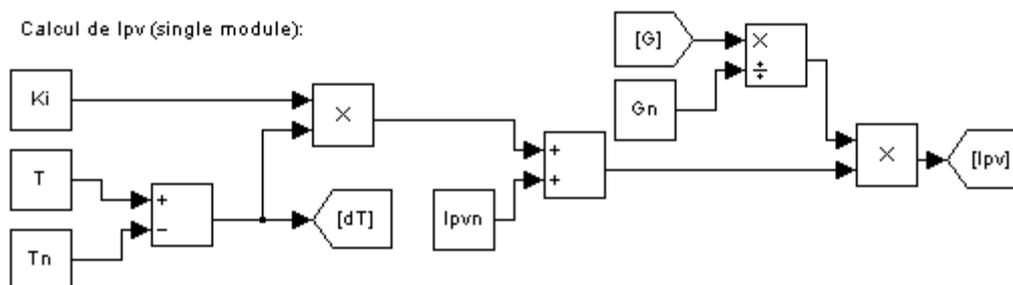


Figure III-4. La structure du photocourant sous Matlab/Simulink.

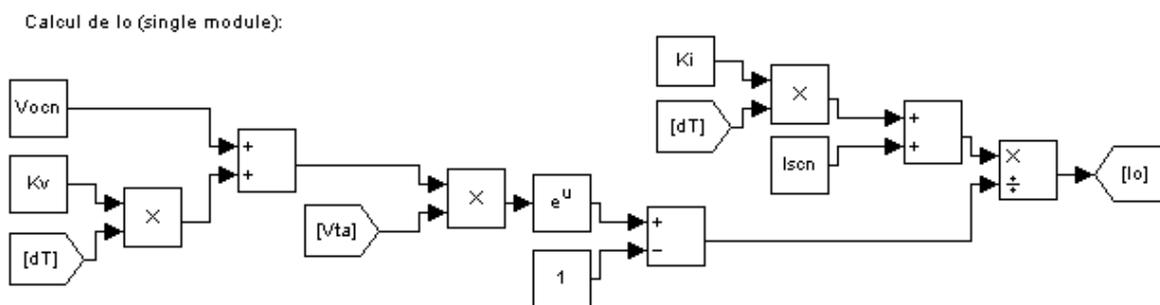


Figure III-5. La représentation du courant de saturation de la diode  $I_0$  sous Matlab/Simulink.

Dans ce modèle les caractéristiques entrées sont constantes et ne tiennent pas compte de l'altération des propriétés électriques dans le temps. Il est donc nécessaire d'introduire des lois d'évolution pour ces propriétés.

### 3. Établissement des lois d'évolution

À partir des évolutions expérimentales précédentes (paragraphe II.4), les lois d'évolution des différentes grandeurs peuvent être déterminées, puis entrées afin d'améliorer le modèle équivalent du module photovoltaïque présenté dans le paragraphe précédent. Nous avons donc pensé à déterminer les fonctions de transfert des évolutions des différentes grandeurs mesurées lors des essais expérimentaux de vieillissement accéléré en chaleur humide (DH) de Hukloff [41]. Les courbes des figures II-3 à II-5 donnent la réponse indicielle de ces grandeurs. La transformée de Laplace permet d'avoir les fonctions de transfert à introduire dans le modèle.

#### 3-1. Fonction de transfert de la puissance maximale (PPm)

L'évolution de la puissance pour l'essai chaleur humide est représentée sur la figure III-6.

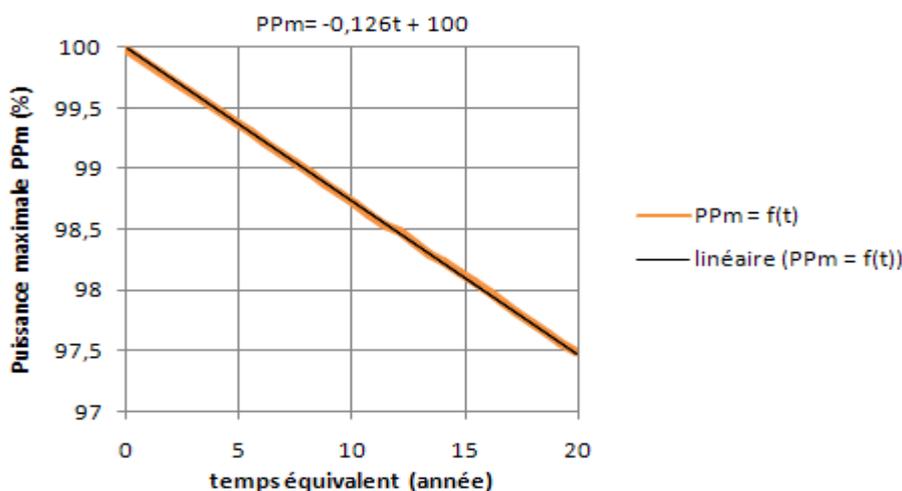


Figure III-6. Évolution équivalente de la puissance maximale.

L'équation de la courbe de tendance linéaire est donnée par :

$$PPm(t) = -0,126t + 100 \quad (\text{III.1})$$

L'expression générale de la fonction de transfert dans le domaine de Laplace s'écrit sous la forme :

$$S(p) = \int_0^{\infty} f(t)e^{-pt} dt \quad (\text{III.2})$$

En intégrant l'expression de la puissance dans l'équation générale on aura donc :

$$S(p) = \int_0^{\infty} PPm(t)e^{-pt} dt \quad (\text{III.3})$$

$$S(p) = \int_0^{\infty} (-0,126t + 100)e^{-pt} dt \quad (\text{III.4})$$

Plus précisément, ici  $S(p)$  est le signal de sortie, la réponse à un échelon.

Le signal d'entrée est donc un échelon unité (Heaviside)  $E(t) = 1$  pour  $t \geq 0$ , qui s'écrit dans le domaine de Laplace :

$$E(p) = \frac{1}{p}$$

La rampe obtenue de la forme  $t \cdot u(t)$  s'écrit dans le domaine de Laplace  $\frac{1}{p^2}$ .

On aura donc comme résultat :

$$S(p) = \left[ -0,126 \times \frac{1}{p^2} \right] + \frac{100}{p} \quad (\text{III.5})$$

Or, la fonction de transfert a pour expression :

$$G_{PPm}(p) = \frac{S(p)}{E(p)} \quad (\text{III.6})$$

$$G_{PPm}(p) = \frac{\left[ -0,126 \times \frac{1}{p^2} \right] + \frac{100}{p}}{\frac{1}{p}} \quad (\text{III.7})$$

$$G_{PPm}(p) = \frac{-0,126}{p} + 100 \quad (\text{III.8})$$

Sous une forme permettant d'avoir les zéros et les pôles (fonction de transfert à entrer dans Simulink par la suite) :

$$G_{PPm}(p) = \frac{100p - 0,126}{p} \quad (\text{III.9})$$

Ce résultat est exprimé en pourcentage par rapport au nombre d'années, si on utilise des valeurs on doit avoir :

$$G_{PP_m}(p) = \frac{p-1,26.10^{-3}}{p} \quad (\text{III.10})$$

### 3-2. Fonction de transfert de la résistance série ( $R_{ser}$ )

L'évolution de la résistance série pour l'essai chaleur humide est représentée figure III-7.

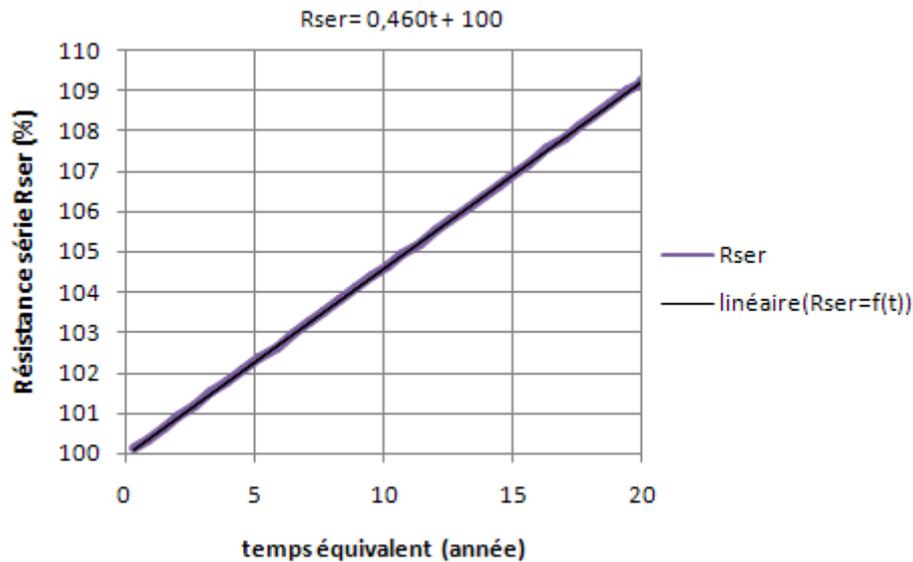


Figure III-7. Évolution équivalente de la résistance série.

L'équation de la courbe de tendance linéaire pour la résistance série est donnée par:

$$R_{ser} = 0,460t + 100 \quad (\text{III.11})$$

L'expression de la fonction de transfert dans le domaine de Laplace pour la résistance série est:

$$F(p) = \int_0^{\infty} (0,460t + 100)e^{-pt} dt \quad (\text{III.12})$$

On aura donc comme résultat :

$$F(p) = \left[ 0,460 \times \frac{1}{p^2} \right] + \frac{100}{p} \quad (\text{III.13})$$

La fonction de transfert s'exprime par :

$$G_{R_{ser}}(p) = \frac{F(p)}{E(p)} \quad (\text{III.14})$$

$$G_{R_{ser}}(p) = \frac{100p+0,460}{p} \quad (\text{III.15})$$

Le résultat « en nombre » est :

$$G_{R_{ser}}(p) = \frac{p+4,60.10^{-3}}{p} \quad (\text{III.16})$$

### 3-3. Fonction de transfert de la transmissivité ( $\tau$ )

L'évolution de la transmissivité pour l'essai chaleur humide est indiquée figure III-8.

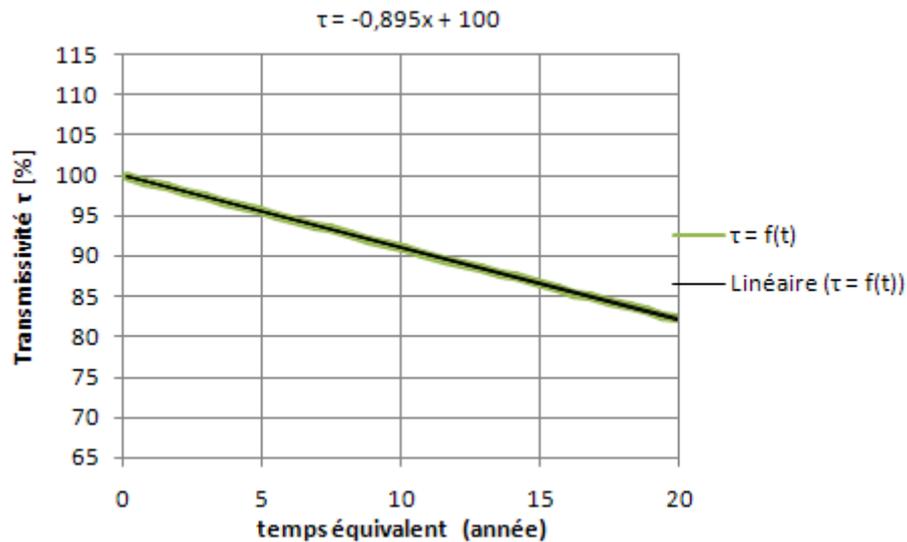


Figure III-8. Évolution équivalente de la transmissivité.

La courbe de tendance linéaire pour la transmissivité est donnée par l'équation suivante:

$$\tau(t) = -0,895t + 100 \quad (\text{III.17})$$

L'expression de la puissance dans le domaine de Laplace s'écrit sous la forme :

$$H(p) = \int_0^{\infty} (-0,895t + 100)e^{-pt} dt \quad (\text{III.18})$$

La fonction finale de transfert de la transmissivité est donnée par :

$$G_{\tau}(p) = \frac{-0,895}{p} + 100 \quad (\text{III.19})$$

Le résultat « en nombre » est :

$$G_{\tau}(p) = \frac{p-8,95 \cdot 10^{-3}}{p} \quad (\text{III.20})$$

### 3-4. Fonction de transfert de la résistance shunt $R_{sh}$

Dans les caractéristiques données par les constructeurs, les résistances série et parallèle ne sont pas données. Bien que ces résistances puissent être déterminées expérimentalement, il existe des méthodes numériques permettant de retrouver les valeurs de ces deux résistances à partir de la caractéristique courant-tension des cellules. Nous avons utilisé la méthode développée par Villalva et al. [11].

La méthode pour ajuster  $R_S$  et  $R_P$  est basée sur le fait qu'il y a une paire ( $R_S$ ,  $R_P$ ) qui vérifie :  $P_{\max, m} = P_{\max, e} = V_{mp} \times I_{mp}$ .

avec :

$P_{\max, m}$  : la puissance expérimentale maximale donnée sur la fiche technique.

$P_{\max, e}$  : la puissance au point maximal (MPP :Maximum Power Point).

Le but pour cette méthode est de trouver la solution  $R_s$  et donc  $R_p$  qui fasse que le pic de la courbe mathématique de puissance (P-V) coïncide avec le point maximal expérimental ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ). Ceci exige plusieurs itérations jusqu'à ce que la condition soit vérifiée.

Dans le processus d'itération l'incrémentation de  $R_s$  doit être lente, avec des pas suffisamment petits, à partir de  $R_s=0$  et la valeur initiale de la résistance parallèle peut être calculée par :

$$R_{p_{min}} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,n} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (III.21)$$

Le traçage des courbes P-V et I-V exige que :

$$I \in [0, I_{sc,n}] \text{ et } V \in [0, V_{oc,n}]$$

La résolution de l'équation n'est pas directe car  $I = f(V, I)$  et  $V = f(I, V)$  ; cette relation est résolue numériquement. Les valeurs de  $R_s$  et  $R_p$  sont initialement inconnues mais comme la solution de l'algorithme est raffinée le long des itérations successives, les valeurs de  $R_p$  et  $R_s$  tendent vers la meilleure solution.

À partir de cette méthode, les valeurs des deux résistances sont obtenues pour le module sharp NTS5E3E qui a une puissance maximale de  $P_{\max} = 185W$ :

$$R_s = 0,525\Omega \text{ et } R_p = 182\Omega.$$

Les courbes I-V et P-V ajustées obtenues sont données sur les figures III-9 et III-10.

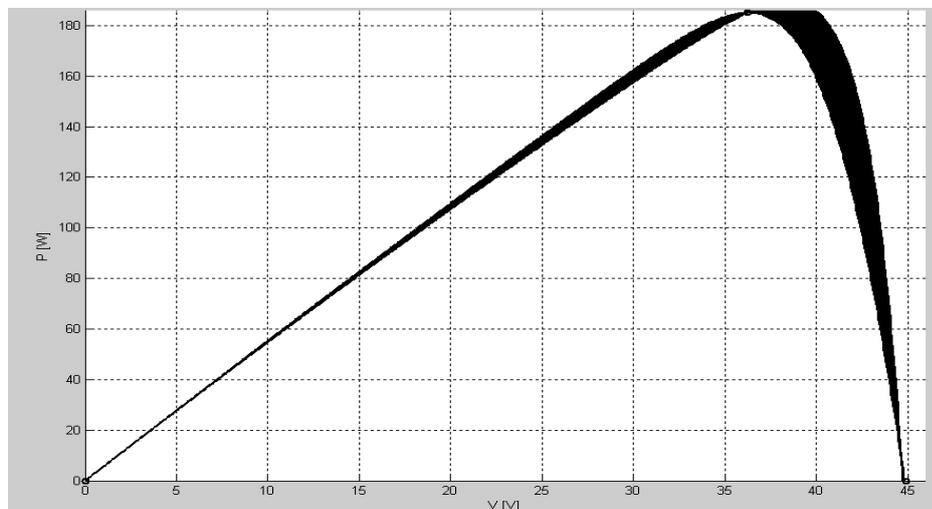


Figure III-9. Les caractéristiques P-V pour différents valeurs de  $R_s$  et  $R_p$  jusqu'à  $P_{\max, m} = P_{\max, e}$  pour le module sharp NTS5E3E.

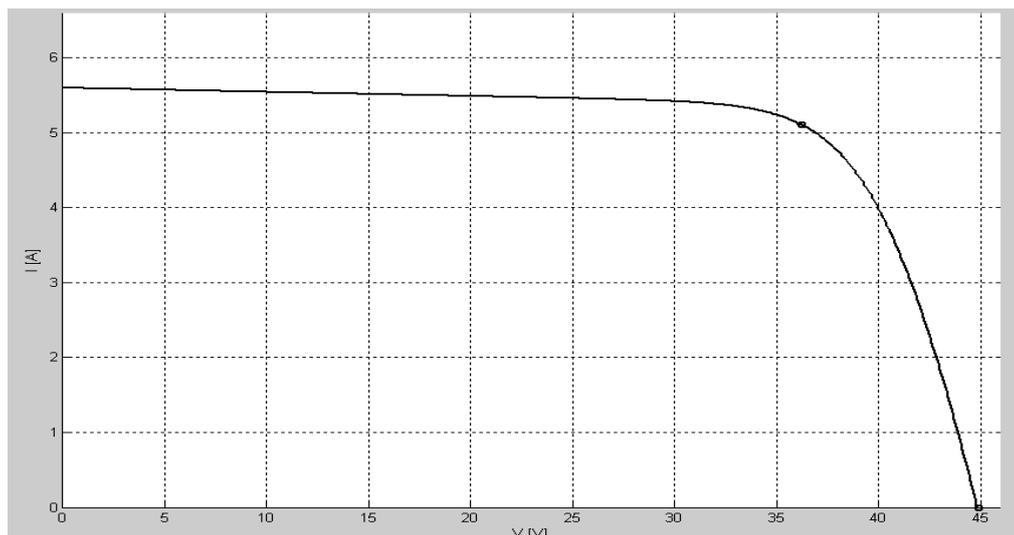


Figure III-10. La courbe I-V ajustée.

L'évolution de la résistance shunt non déterminée expérimentalement est déduite des valeurs obtenues pour les évolutions de la résistance série et de la puissance (figures II-4 et II-5).

On introduit dans le modèle de la détermination de la caractéristique I-V et de la puissance (voir chapitre 2), la valeur de la résistance série et on donne une valeur quelconque pour la résistance shunt. On lance le calcul et on regarde la puissance maximale obtenue. On relance jusqu'à trouver de proche en proche la valeur de la puissance maximale correspondante connue en changeant la valeur de la résistance shunt. Cette détermination est effectuée pour différents temps et permet d'avoir l'évolution de la résistance shunt pour l'essai de chaleur humide qui est représentée sur la figure III-11.

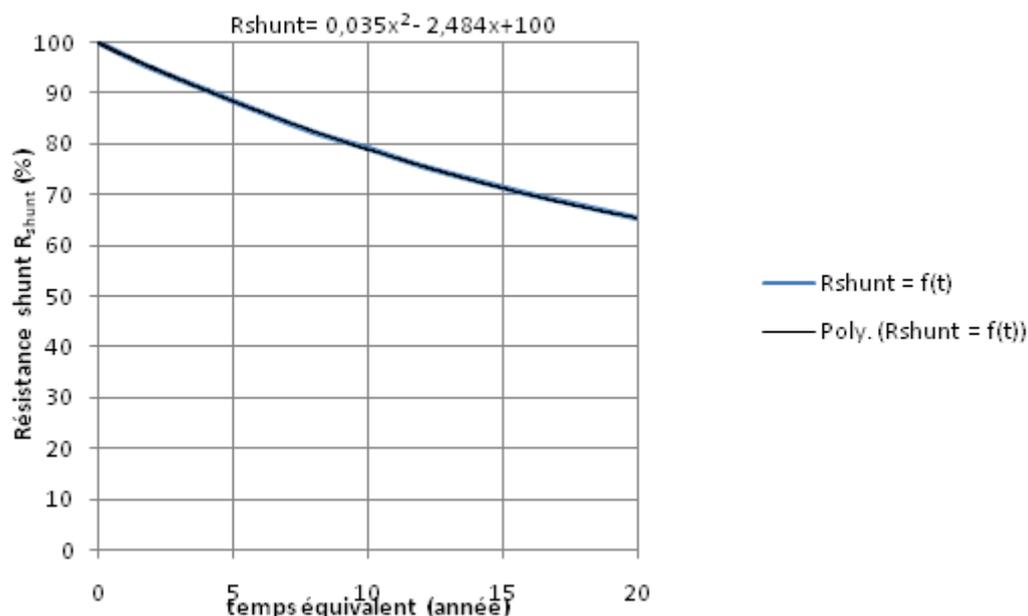


Figure III-11. Évolution équivalente de la résistance shunt.

L'équation de courbe de tendance poly nominale de la résistance shunt est donnée par:

$$R_{sh}(t) = 0,035t^2 - 2,484t + 100 \quad (III.22)$$

Dans le domaine de Laplace, l'équation de l'évolution de la résistance shunt s'écrit sous la forme :

$$R_{sh}(p) = \int_0^{\infty} (0,035t^2 - 2,484t + 100)e^{-pt} dt \quad (III.23)$$

La fonction de transfert est donnée donc par :

$$G_{Rsh}(p) = \frac{0,07}{p^3} - \frac{2,484}{p^2} + \frac{100}{p} \quad (III.24)$$

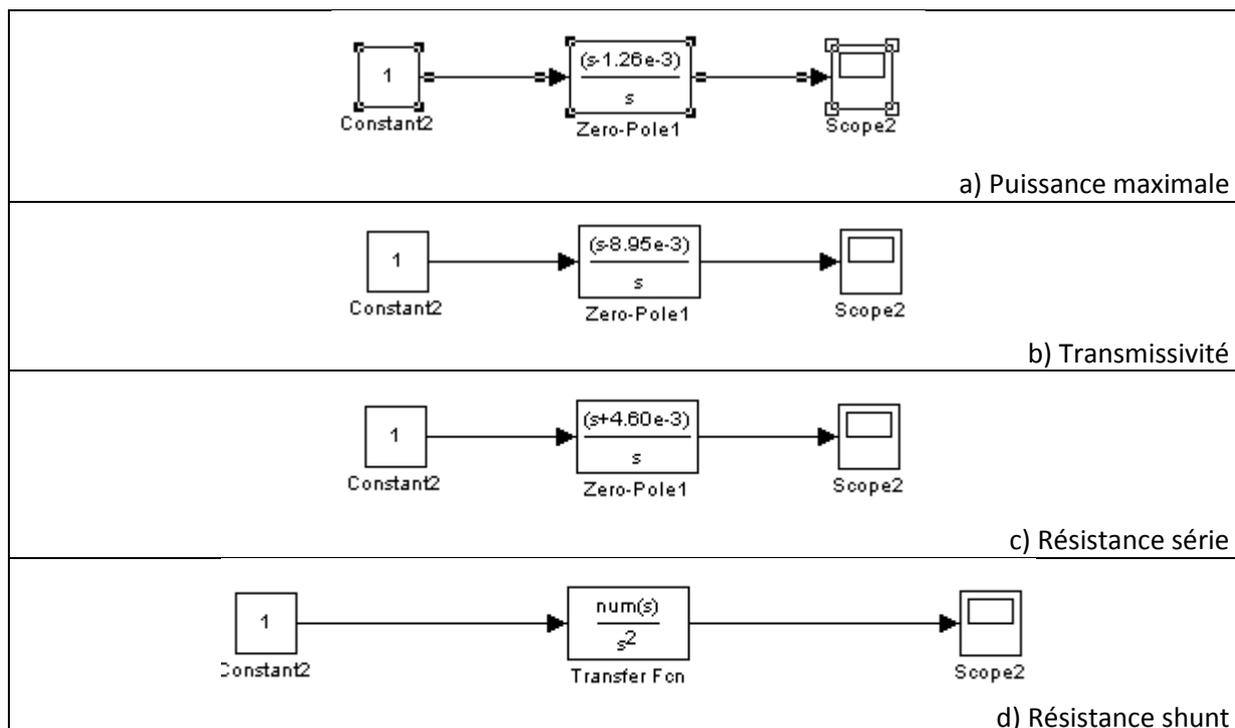
on obtient :

$$G_{Rsh}(p) = \frac{0,07 \cdot 10^{-2} - 2,484 \cdot 10^{-2} p + p^2}{p^2} \quad (III.25)$$

#### 4. Modèle « avec vieillissement »

##### 4-1. Schéma-blocs des lois d'évolution sous Matlab/Simulink

Les fonctions de transfert obtenues précédemment sont mises sous la forme de schéma-blocs sous Simulink ; ici, un échelon unité en entrée est considéré, ce dernier permet de vérifier les fonctions de transfert obtenues.



**Figure III-12.** Schéma-blocs sous Simulink de la puissance maximale.

#### 4-2. Introduction des lois d'évolution dans le modèle

Pour tenir compte de l'évolution de la transmissivité  $\tau(t)$ , de la résistance série  $R_s(t)$  et de la résistance shunt  $R_p(t)$  dans le modèle présenté dans le chapitre 2, leurs valeurs sont modifiées dans le programme indiquant aux blocs de Simulink les valeurs considérées (figure III-13). Une boucle permettant de faire des simulations à différents instants sans avoir à relancer le modèle a été programmée (annexe).

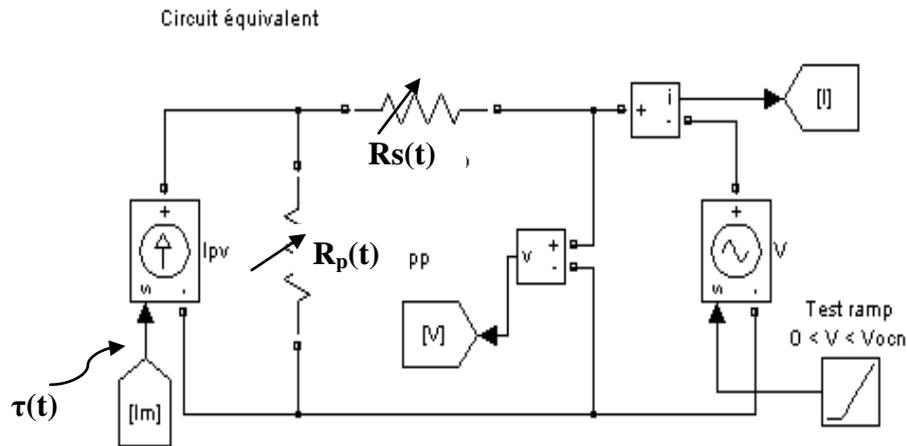


Figure III-13. Le modèle électrique équivalent d'un module photovoltaïque sous Matlab/Simulink.

Une autre solution aurait consisté à placer les fonctions de transfert de la transmissivité, de la résistance série et de la résistance shunt (figure III-12 b à d) chacune dans un « sub-block ». La grandeur physique constante auparavant est remplacée dans le modèle du module photovoltaïque par bloc pouvant être éclaté donnant sa loi d'évolution.

# 4<sup>ème</sup> partie :

## Simulation du vieillissement du module photovoltaïque



## 1. Dégradation des performances électriques suivant les conditions extérieures

Avant de traiter le vieillissement, il nous a semblé judicieux de vérifier l'influence de la température et de l'éclairement sur la production d'électricité du module considéré. L'influence de chaque paramètre sur le rendement est donnée par les graphes représentant les caractéristiques I-V et P-V.

### 1-1. Influence de la température ambiante

Les caractéristiques courant-tension et puissance-tension en fonction de la température ambiante sont données par la figure IV-1.

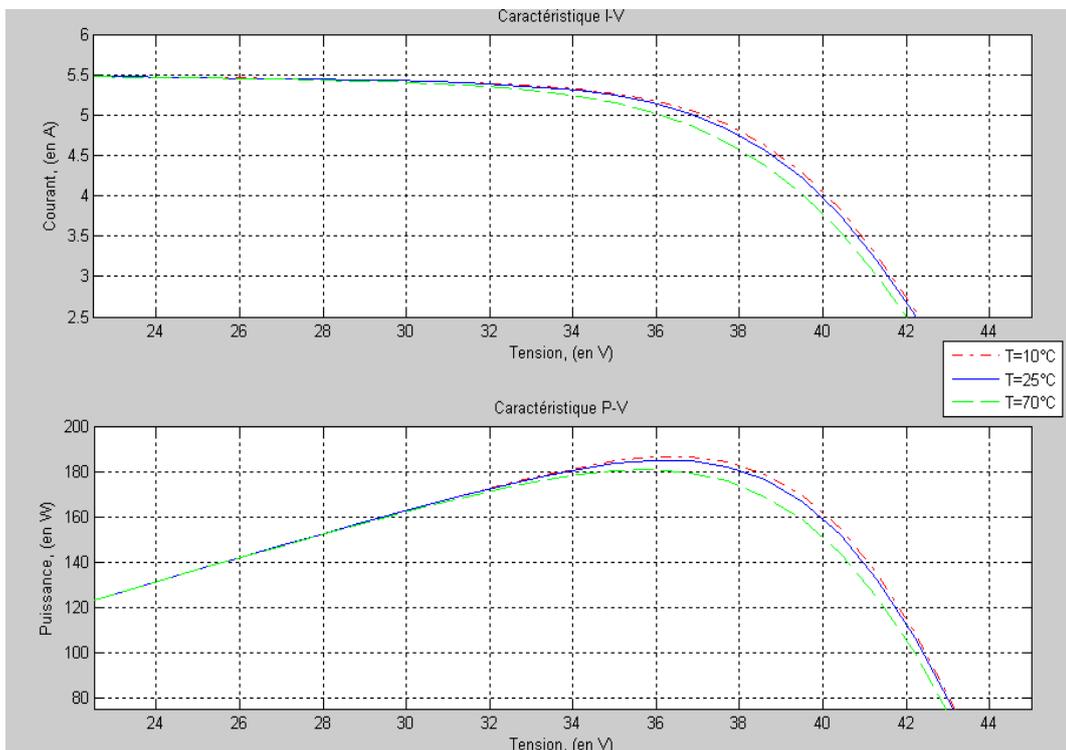


Figure IV-1. Caractéristiques I-V et P-V pour différentes valeurs de la température ambiante.

On vérifie avec ces résultats que l'augmentation de la température est accompagnée par une dégradation de la puissance maximale.

### 1-2. Influence de l'éclairement

Les caractéristiques courant-tension et puissance-tension en fonction de l'éclairement sont données par la figure IV-2.

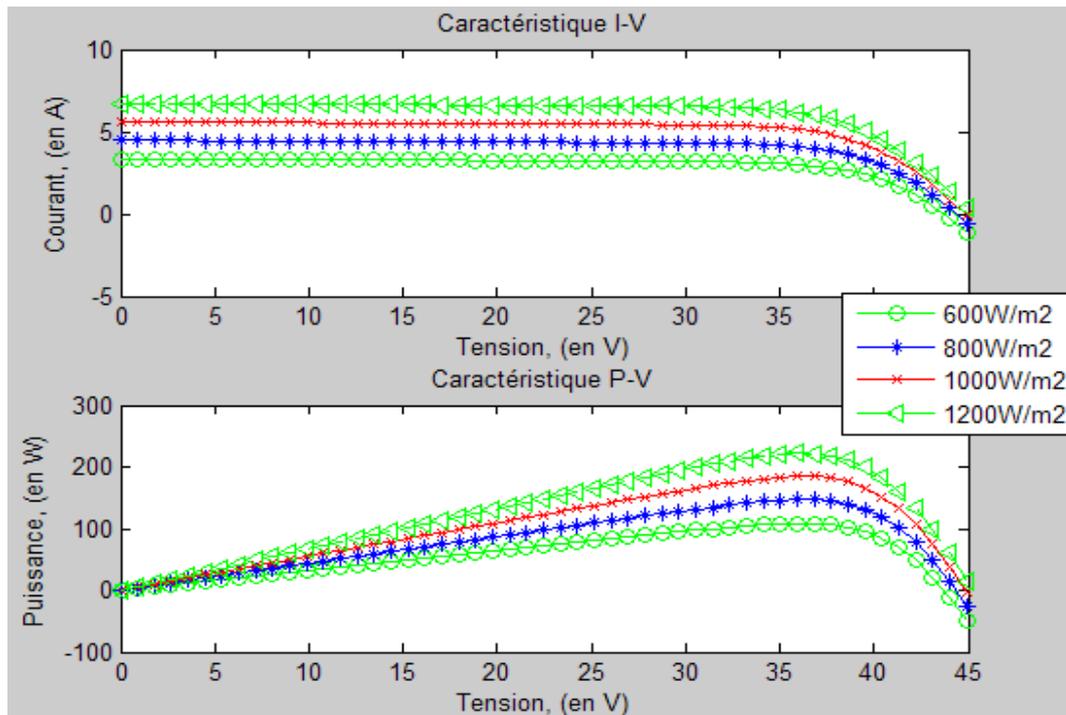


Figure IV-2. Caractéristiques I-V et P-V pour différentes valeurs de l'éclairement.

Plus l'éclairement est important et plus l'intensité délivrée est grande, ce qui se traduit par une augmentation de la puissance.

## 2. Dégradation des performances électriques avec le vieillissement

L'influence de la dégradation de chacune des grandeurs physiques du modèle, à savoir l'augmentation de la résistance série, la diminution de la résistance shunt et celle de la transmissivité, est appréciée sur une durée de 20 ans correspondant à la durée de vie estimée des modules photovoltaïques. Les résultats sont présentés pour des conditions STC (éclairement incident de  $1000 \text{ W.m}^{-2}$  et température de cellule de  $25^\circ\text{C}$ ).

### 2-1. Dégradation de la transmissivité du verre et de l'EVA

Les caractéristiques courant-tension et puissance-tension en fonction des valeurs issues de la loi d'évolution de la transmissivité sont montrées par la figure IV-3.

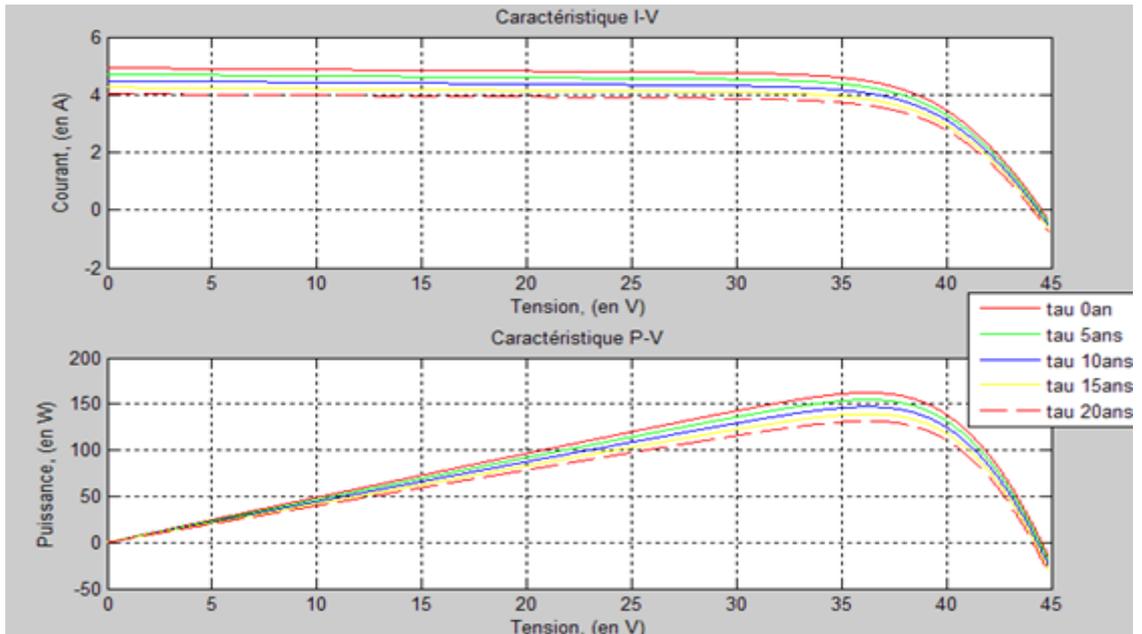


Figure IV-3. Caractéristiques I-V et P-V en fonction de la transmissivité.

D'après le graphe, on conclut que la transmissivité diminue pendant la durée de vie du panneau. Cette diminution de transmissivité conduit à une dégradation de la puissance maximale fournie de l'ordre de 19 % pendant les 20 ans de fonctionnement.

## 2-2. Dégradation de la résistance série

Les caractéristiques I-V et P-V en fonction des différentes valeurs de la résistance série issues de sa loi d'évolution sont données par la figure IV-4.

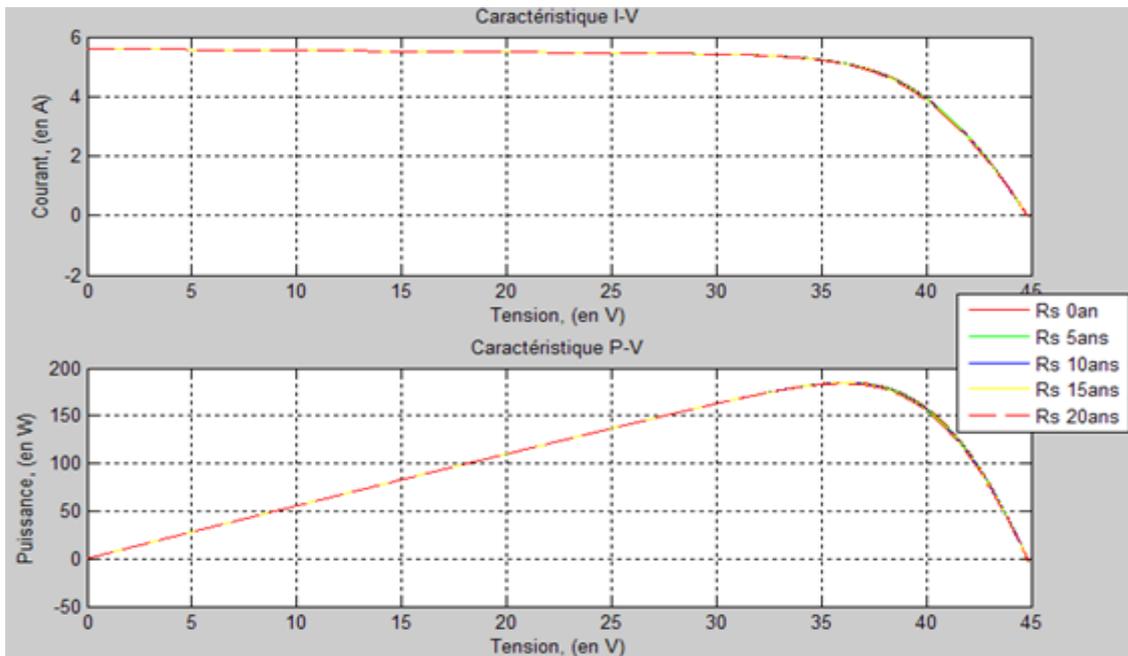
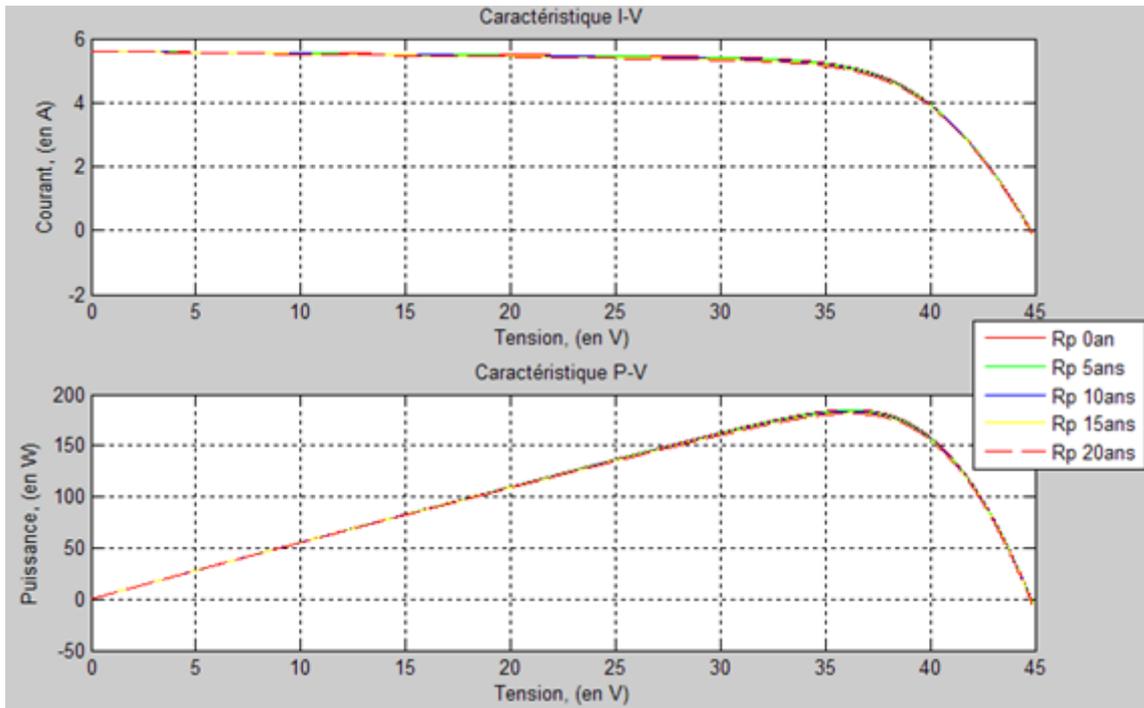


Figure IV-4. Caractéristiques I-V et P-V pour différentes valeurs de la résistance série.

On remarque que la résistance série augmente en fonction du temps (de la durée de vie du module). Cette augmentation de la résistance série provoque une diminution de la tension, donc de la puissance d'un taux de 0,65%.

### **2-3. Dégradation de la résistance shunt**

Les caractéristiques I-V et P-V en fonction des différentes valeurs de la résistance shunt issues de sa loi d'évolution sont données par la figure IV-5.



**Figure IV-5.** Caractéristiques I-V et P-V pour différentes valeurs de résistance shunt.

Pendant la durée de vie du module, on remarque une diminution de la résistance shunt et du courant, qui à son tour fait baisser la puissance maximale d'environ 1,9%.

### **2-4. Dégradation avec les résistances série et shunt**

Les caractéristiques I-V et P-V en fonction de la variation des deux résistances pendant la durée de vie du module sont données par la figure IV-6.

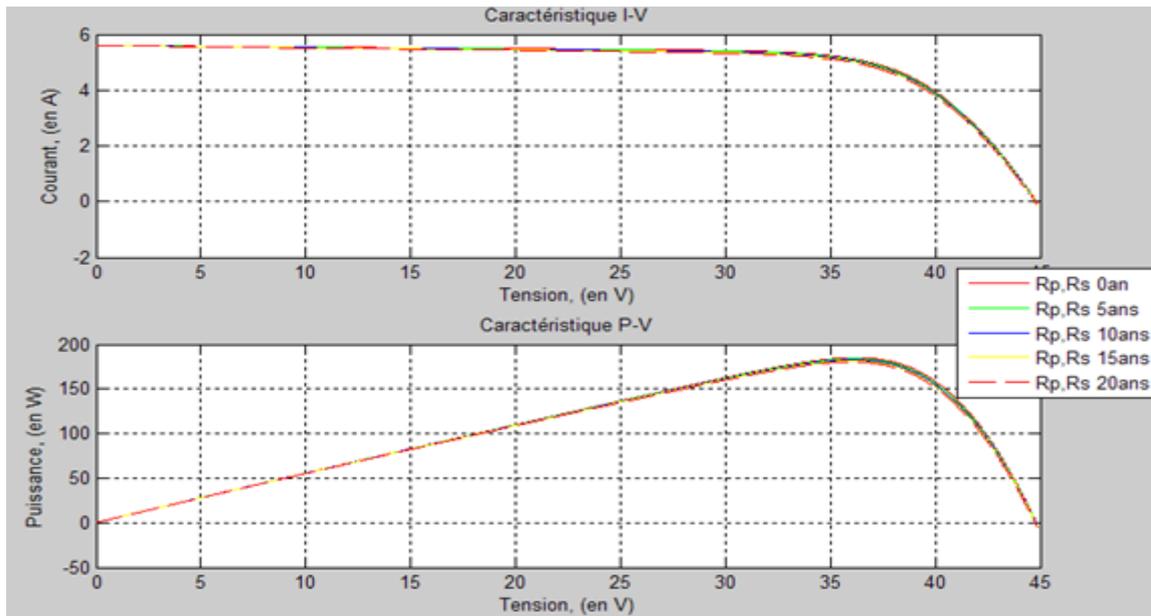


Figure IV-6. Caractéristiques I-V et P-V en fonction des deux résistances pour différents moments de la durée de vie du module.

Avec le temps, la caractéristique courant-tension est abaissée mais relativement peu. Ainsi, la puissance ne se dégrade pas beaucoup avec le temps en fonction des deux résistances d'environ 2,6% seulement pendant la durée de vie. Rappelons que ces résistances reproduisent l'altération des propriétés électriques au niveau du silicium et des électrodes.

### 2-5. Dégradation globale de performance électrique

Les caractéristiques I-V et P-V du modèle global pour différents moments de la durée de vie du module en fonction des évolutions de  $R_s$ ,  $R_p$  et  $\tau$  en même, soit toutes les dégradations, sont montrées figure IV-7.

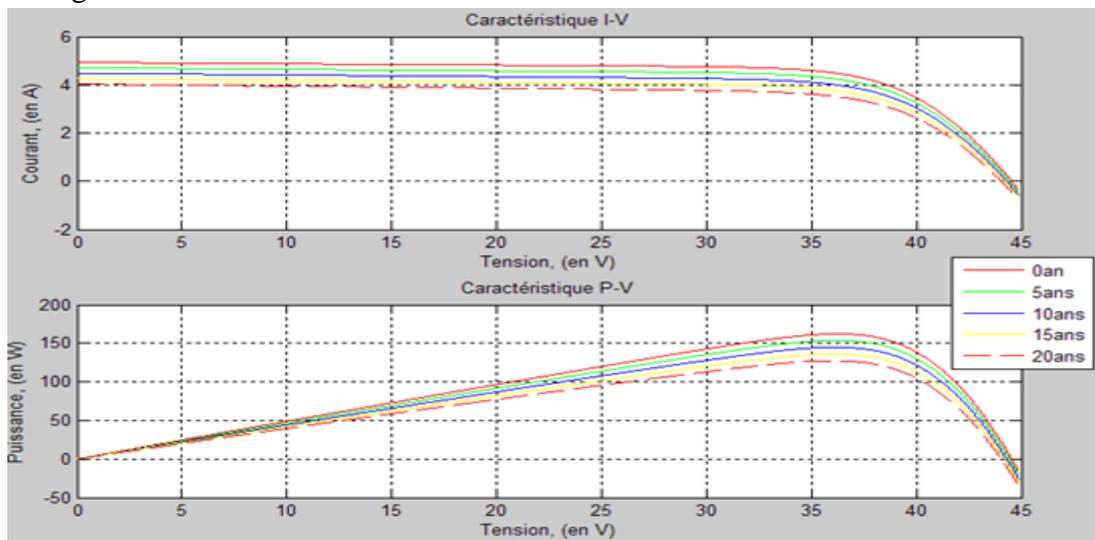


Figure IV-7. Les courbes I-V et P-V du model global pour différents moments de la durée de vie du module.

La caractéristique courant-tension est bien plus abaissée en précisant l'influence de la dégradation de la transmission du rayonnement incident à la jonction PN en silicium. L'obscurcissement du verre, le brunissement de l'EVA et l'apparition de bulles avec le temps sont grandement responsables de cette baisse de puissance estimée ici à 21% pour les 20 ans.

### 2-6. Représentation de la dégradation du rendement

Pour valoriser nos résultats, on propose de quantifier et de montrer la baisse du rendement. Pour cela, on propose de déterminer le rendement pour chaque caractéristique courant-tension.

L'expression du rendement est donnée par :

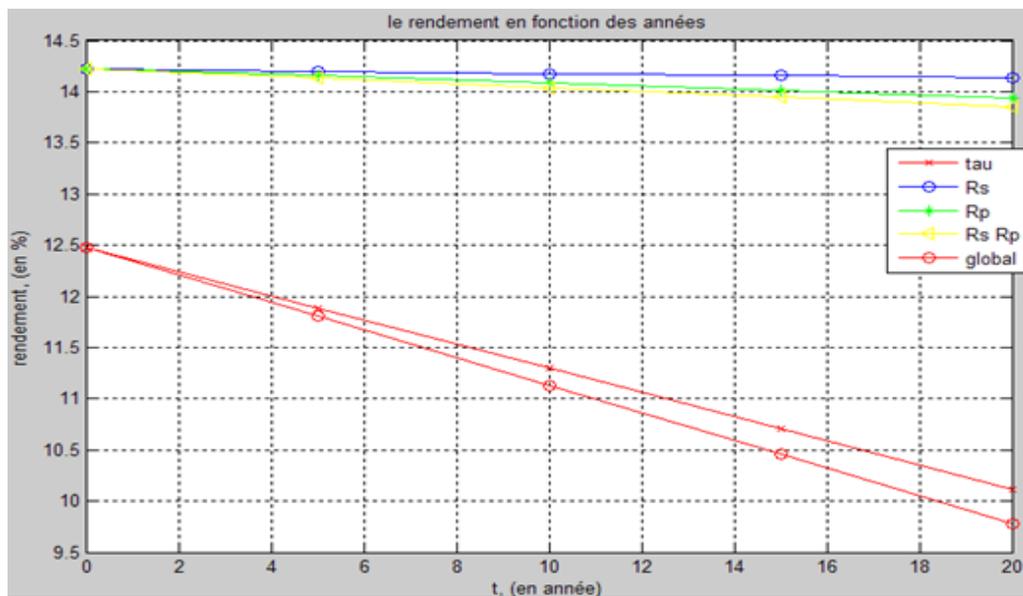
$$\eta = P_{ppm}/(\text{éclairage} \times S) \quad (\text{IV.1})$$

avec:

**P<sub>ppm</sub>** : puissance maximum ;

**S** : la surface du module ( $S=1,30095 \text{ m}^2$  pour le module Sharp).

L'évolution du rendement du module pendant toute sa durée de vie en fonction de la transmissivité, des résistances série et parallèle ainsi que la dégradation globale est indiquée figure IV-8.



**Figure IV-8.** La dégradation du rendement du module pendant toute sa durée de vie en fonction de la transmissivité, des résistances série et parallèle ainsi que la dégradation globale.

Pendant la durée de vie du module estimé de 20 ans, le rendement subit une diminution d'environ 2,7%. Cette baisse du rendement est principalement due à la dégradation de la transmissivité. Une diminution relativement faible, quelques dixièmes de pourcent, est distinguée en fonction de la résistance série et shunt causée par l'altération des propriétés électriques.

### **Conclusion**

L'objectif de cette étude était de comparer l'influence du vieillissement des parties du module permettant la conversion photovoltaïque et celles assurant l'encapsulation sur la performance de production d'électricité.

Une première vérification a permis de confirmer qu'une augmentation de la température ambiante entraînait bien une diminution de la puissance générée et qu'à l'inverse, un éclaircissement plus important résultait bien en une augmentation de l'intensité électrique délivrée par le module.

La diminution de la transmissivité des matériaux d'encapsulation (verre et EVA) dégrade significativement la puissance produite sur 20 ans d'utilisation. Les résistances série et parallèle changent pendant la durée de vie et provoquent une diminution relativement faible de la puissance. L'estimation réalisée ici montre que le point de puissance maximale est diminué d'environ 20% après 20 ans de fonctionnement. Ce modèle, relativement simple, permet de prédire le comportement du vieillissement des panneaux photovoltaïque et d'estimer la baisse de leurs performances.

### **3. Dégradation de la production d'électricité avec le vieillissement suivant l'implantation du module et les conditions climatiques**

Comme mentionner sur la partie précédente, l'influence du rayonnement global incident est très remarquable sur les performances des panneaux photovoltaïques. Ce dernier varie en fonction du lieu et de la date. L'objectif est d'apprécier à présent la baisse de l'intensité électrique suivant l'implantation du module en un endroit et suivant les conditions climatiques. Il est nécessaire d'ajouter au modèle de vieillissement établi, une entrée permettant de prendre en compte le gisement solaire à l'endroit et au moment considérés.

#### **3-1. Modélisation du gisement solaire**

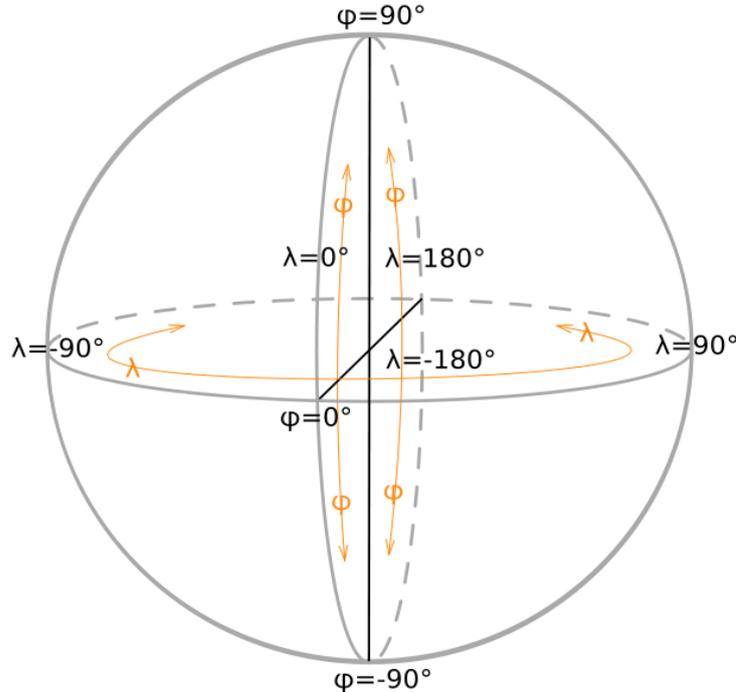
##### **3.1.1. Repérage de la position de l'observateur sur Terre**

##### **♦ Les coordonnées géographiques**

Tout point de la surface terrestre est repéré par ses coordonnées géographiques.

- **La longitude ( $\lambda$ )** : représente l'angle que fait le plan méridien passant par le lieu avec le plan méridien origine ; elle est comprise entre  $-180^\circ$  et  $+180^\circ$ . Les longitudes situées à l'Est du méridien de Greenwich sont positives alors que celles situées à l'Ouest sont négatives.
- **La latitude ( $\phi$ )** : est l'angle que fait le rayon joignant le centre de la Terre au lieu considéré avec le plan équatorial. Les latitudes de l'hémisphère Nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère Sud d'un signe négatif ; ses valeurs sont comprises ainsi entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$ .

- **L'altitude (z)** : correspond à la distance verticale entre un point et une surface de référence théorique, le niveau moyen de la mer.



**Figure IV-9.** Coordonnées terrestres.

### 3.1.2. Repérage de la position du Soleil

Les coordonnées angulaires du Soleil sont :

- ❖ **La déclinaison ( $\delta$ )** : angle entre la direction Terre-Soleil et le plan équatorial. Elle traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique. Cet angle varie de  $-23^\circ 27'$  au solstice d'hiver à  $23^\circ 27'$  au solstice d'été et il est nul aux équinoxes. Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}(Dj - 81)\right) \quad (\text{IV.2})$$

avec :

Dj : le nombre de jours de l'année compté à partir du 1<sup>er</sup> janvier.

- ❖ **L'angle horaire (H)** : l'angle horaire est formé par le plan méridien passant par le centre du Soleil et le plan vertical du lieu. Au midi solaire l'angle horaire (H) est égal à  $0^\circ$  et chaque heure correspond à  $15^\circ$ . L'angle (H) est compté négativement le matin lorsque le Soleil est vers l'Est et positivement le soir vers l'Ouest.

Au coucher du Soleil :

$$H_0 = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (\text{IV.3})$$

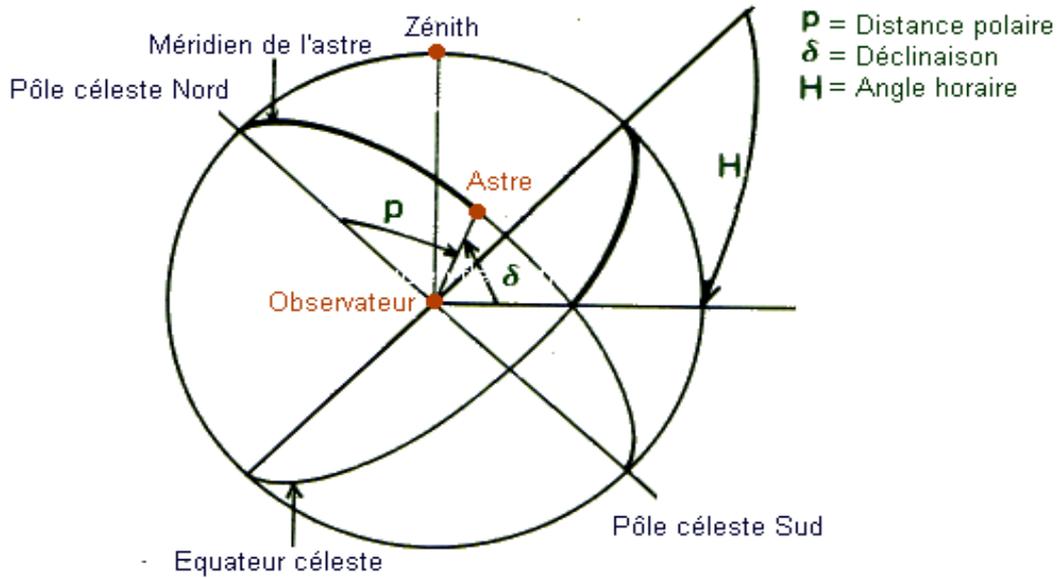


Figure IV-10. Coordonnées horaires.

❖ **La hauteur (h)** : elle détermine la longueur de la traversée de la l'atmosphère. Elle correspond à l'angle formé par la direction du Soleil et le plan horizontal. Il est compté de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  si le Soleil se trouve dans l'hémisphère Nord et de  $0$  à  $-90^\circ$  si le Soleil se trouve dans l'hémisphère Sud.

En pratique on exprime les angles (h) et (H) en fonction de la latitude du lieu, la déclinaison et l'angle horaire du soleil :

$$\sin h = \cos H \cos \delta \cos \varphi + \sin \varphi \sin \delta \quad (\text{IV.4})$$

$$\cos h \sin a = \cos \delta \sin H \quad (\text{IV.5})$$

❖ **L'azimut (a)** : c'est l'angle entre la projection de la direction du Soleil sur le plan horizontal du Sud. Il est compté positivement vers l'Ouest (le matin) et négativement vers l'Est (le soir).

$$\tan a = \frac{\sin H}{\sin \varphi \cos H - \cos \varphi \sin \delta} \quad (\text{IV.6})$$

Au coucher :

$$a_0 = \cos^{-1}\left(-\frac{\sin \delta}{\cos \varphi}\right) \quad (\text{IV.7})$$



La hauteur au midi solaire :

$$h_m = \sin^{-1}(\cos(\delta - \varphi)) \quad (\text{IV.10})$$

- **Le temps solaire moyen** : c'est le temps vrai corrigé par l'équation du temps qui rend compte des variations.

$$TSM = TSV - ET \text{ (mn)} \quad (\text{IV.11})$$

avec :

**ET** : l'équation du temps ; donnée par :

$$ET = -0,0002 + 0,4197 \cos(\beta) - 7,3509 \sin(\delta) - 3,2265 \cos(2\beta) - 9,3912 \sin(2\beta) - 0,0903 \cos 3\beta - 0,3361 \sin 2\beta. \quad (\text{IV.12})$$

et

$$\beta = \frac{360 \times Dj}{366}$$

- **Le temps universel** : à l'échelle mondiale, on a défini le temps universel (TU) qui est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich (**TU = TSM**). En un lieu de longitude  $\lambda$ , on a :

$$TU = TSM + \lambda/15 \quad (\text{IV.13})$$

- **Le temps légal** est l'heure officielle d'un état (horloges publiques).

$$TL = C_1 + C_2 \quad (\text{IV.14})$$

- **La durée du jour** : La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée entre le lever et le coucher du Soleil.

Il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du Soleil et de la Terre d'évaluer la durée théorique du jour. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de sa déclinaison. La durée du jour ( $\Delta t$ ) est donnée par

$$\Delta t = \left(\frac{2}{15}\right) \times \cos^{-1}(-\tan(\delta) \times \tan(\varphi)) \quad (\text{IV.15})$$

ou par :  $\Delta t = 2a_0/15$

avec :  $a_0$  : l'azimut au coucher.

**3.1.4. Interaction du rayonnement solaire avec l’atmosphère terrestre**

➤ **La distance optique atmosphérique**

Le rayonnement est atténué par le trajet optique qui est fonction de l’altitude et de l’inclinaison.

La masse atmosphérique (ou « Air Mass ») AM est le rapport de la distance parcourue dans l’atmosphère par un rayon à l’épaisseur verticale de l’atmosphère.

$$AM = 1/\sin (h) \tag{IV.16}$$

**Cas particuliers:**

**AM= 1** (h=90°) AM1 (Air Mass One)

**AM= 2** (h=30°) AM2

**AM= 0** (limite d’atmosphère terrestre AM0)

En tenant compte de la courbure de la Terre, le trajet optique est fonction de l’altitude donnée par :

$$mh = (1 - 0.1 \times z) / \sin(h) \tag{IV.17}$$

➤ **La valeur du rayonnement solaire hors-atmosphère**

Hors atmosphère, le rayonnement reçu par la Terre varie selon la période de l’année entre 1350 et 1450 W/m<sup>2</sup> avec une moyenne de 1353 W/m<sup>2</sup>.

Lors de sa traversée de l’atmosphère, le rayonnement solaire direct est affaibli par l’absorption et la diffusion des molécules gazeuses et des particules atmosphériques.

➤ **Le coefficient d’extinction ou facteur d’absorption (loi d’absorption du rayonnement)**

La loi de Beer-Lambert peut être appliquée pour décrire l’atténuation du rayonnement solaire à travers l’atmosphère. La loi est exprimée comme suit :

$$I = I_0 \exp \left( -AM(\tau_a + \tau_g + \tau_{NO_2} + \tau_w + \tau_{O_3} + \tau_r) \right) \tag{IV.18}$$

avec:

**AM** : facteur optique de la masse d’air

**τ** : coefficient de transparence de chaque éléments comme suit :

**a** : les aérosols qui absorbent et diffusent la lumière ;

**g** : mélange uniforme de gaz ; ils sont seulement absorbants ;

**NO<sub>2</sub>** : le dioxyde d’azote (provenant principalement de la pollution urbaine) ;

$w$  : l'absorption due à la vapeur d'eau;

$O_3$  : l'ozone absorbe seulement une partie des rayonnements ultraviolets ;

$r$  : la diffusion de Rayleigh (le coefficient de transmission après la diffusion moléculaire)

➤ **La hauteur d'eau condensable**

On appelle hauteur d'eau condensable, la hauteur d'eau liquide qui serait recueillie par  $\text{cm}^2$  si toute la vapeur était condensée ; on l'exprime en cm ou de préférence en  $\text{g.cm}^{-2}$ . Elle est reliée à la tension de vapeur par la formule empirique de Hahn :

$$W(\text{cm}) = 0.17t \quad (\text{IV.19})$$

où  $t$  (mbar) représente la tension de la vapeur d'eau au sol.

La hauteur d'eau condensable varie assez fortement suivant la latitude, la saison et l'humidité. Elle reste notamment comprise entre 0,5 et 6 cm. Une humidité relative de 50% au sol à une température de 20°C correspondant à  $t=11\text{mbar}$  et  $W=2\text{cm}$ .

➤ **le facteur de trouble atmosphérique de Linke**

Le calcul des moyennes décennales ou mensuelles conduit à des relations fonctionnelles entre les valeurs moyennes du trouble de Link  $T_L$ , du coefficient de trouble Angström  $\beta_a$  et de la tension de la vapeur d'eau  $t$ , telles que :

$$Tau_L = 1.6 + 16\beta_a + 0.5 \ln t \quad (\text{IV.20})$$

➤ **le coefficient de trouble ou coefficient d'Angström**

Il est aussi appelé coefficient de diffusion  $\beta_a$  (donne la couleur du ciel). Il varie entre 0,02 pour un ciel bleu profond ; 0,10 pour un ciel moyen ; 0,20 pour les zones urbaines et polluée et 0,80 pour un ciel laiteux.

➤ **L'albédo**

Ce terme étant généralement réservé au sol et aux nuages est une valeur moyenne de leur réflectivité pour le rayonnement considéré et pour tous les angles d'incidence possibles.

Par définition ; le corps noir possède un albédo nul.

$$a_1 = \text{energie réfléchie} / \text{energie totale reçue par rayonnement} \quad (\text{IV.21})$$

### 3.1.5. Calcul de l'éclairement

❖ **Rayonnement diffus sur un plan horizontal**

$$d\text{ifhor} = \text{ray}_{\text{moy}} / 25 \times (\sin(h)^{0.5}) \times (Tau_L - 0.5 - (\sin(h)^{0.5})) \quad (\text{IV.22})$$

avec

$$\text{ray}_{\text{moy}} = 1353 \text{W/m}^2.$$

❖ **Rayonnement direct au sol**

$$dirsol = ray_{moy} \times e^{(-mh \times Tau_L / (0.9 \times mh + 9.4))} \quad (IV.23)$$

❖ **Rayonnement global sur un plan horizontal**

$$globhor = (1270 - 56 \times Tau_L) \times (\sin(h)^{((Tau_L + 36) / 33)}) \quad (IV.24)$$

❖ **Rayonnement diffus reçu sur un plan d'inclinaison i**

$$difinc = \frac{(1 + \cos(i))}{2} \times difhor + (1 - \cos(i) / 2 \times a_1 \times globhor) \quad (IV.25)$$

❖ **l'éclairement direct sur une surface plane d'inclinaison (i) et d'orientation (γ) par rapport à la direction du Sud**

$$dirinc = dirsol \times (\cos(h) \times \sin(i) \times \cos(a - \gamma) + \sin(h) \times \cos(i)) \quad (IV.26)$$

❖ **l'éclairement global reçu par une surface plane, au sol, d'inclinaison (i) et d'orientation (γ) par rapport à la direction du Sud**

$$glob = dirinc + difinc \quad (IV.27)$$

**3.1.6. Le programme utilisé pour évaluer les performances du panneau en fonction de l'éclairement**

Cette partie présente le modèle de simulation avec vieillissement utilisant les équations de détermination de l'éclairement global qui permet de prédire les performances du panneau photovoltaïque « Sharp NTS5E3E » pour des conditions météorologiques et des sites d'implantations différents.

Pour mieux connaître le comportement de l'éclairement en fonction de ces paramètres, plusieurs comparaisons ont été faites et les résultats sont donnés sur les figures suivantes :

➤ **Le rayonnement global incident pour deux sites différents**

Dans cette partie une comparaison de l'éclairement et de la puissance pour deux sites différents (Toulouse et Biskra) a été effectuée. Les courbes de comparaison sont représentées sur la figure ci-dessous.

La ville de Biskra située en Algérie est caractérisée par son climat saharien ; a une latitude de 34°.48' Nord et une longitude de 5°.44' Est. Son altitude est de 85m.

Située à une altitude de 141m, Toulouse est une ville française caractérisée par sa latitude de 43°.6' et sa longitude de 1°.44'.

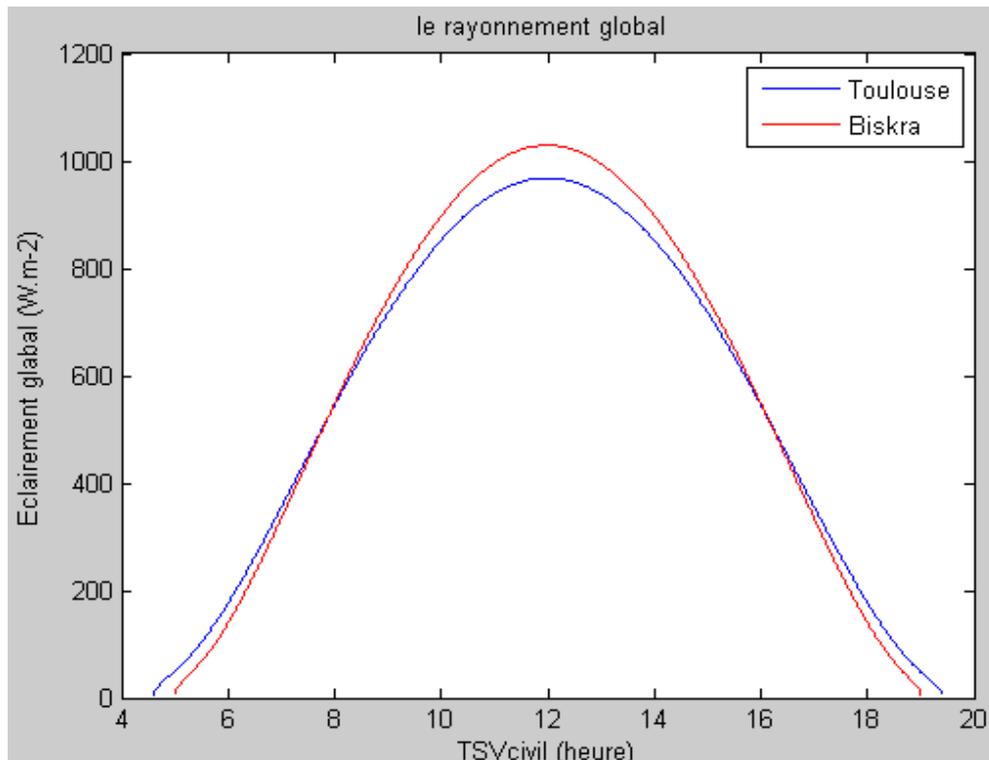


Figure IV-12. Eclairage suivant le lieu.

➤ **Le rayonnement global incident en fonction des conditions météorologiques**

Les conditions météorologiques changent au cours de l'année de saison en saison ; Pour cette raison la modélisation est lancée pour la ville de Biskra pour le 25 mars et le 20 juillet.

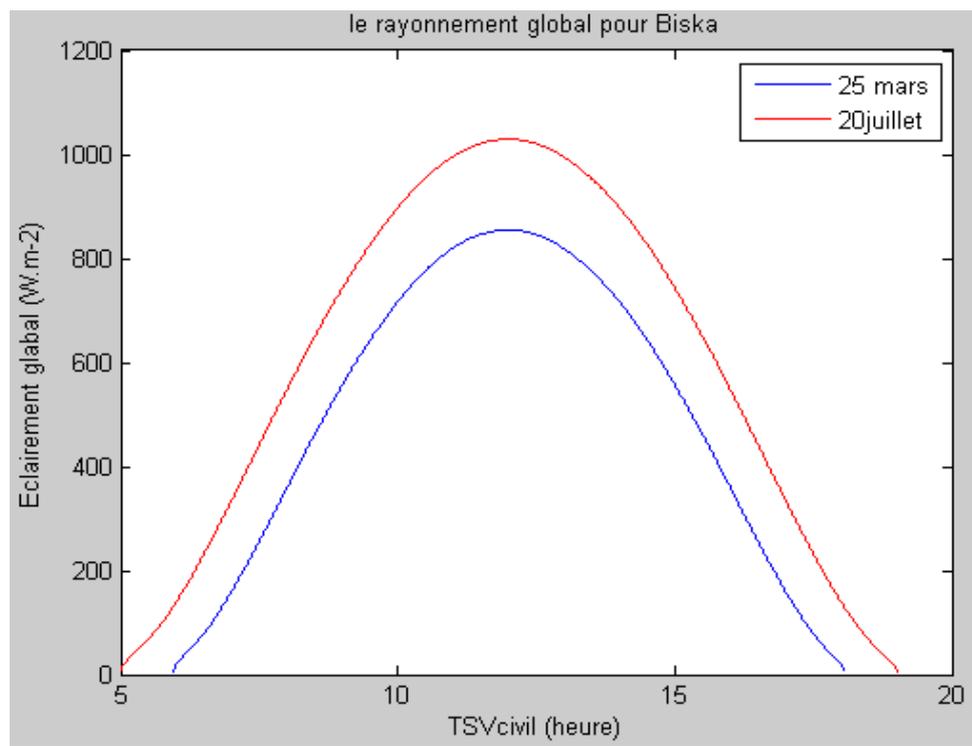
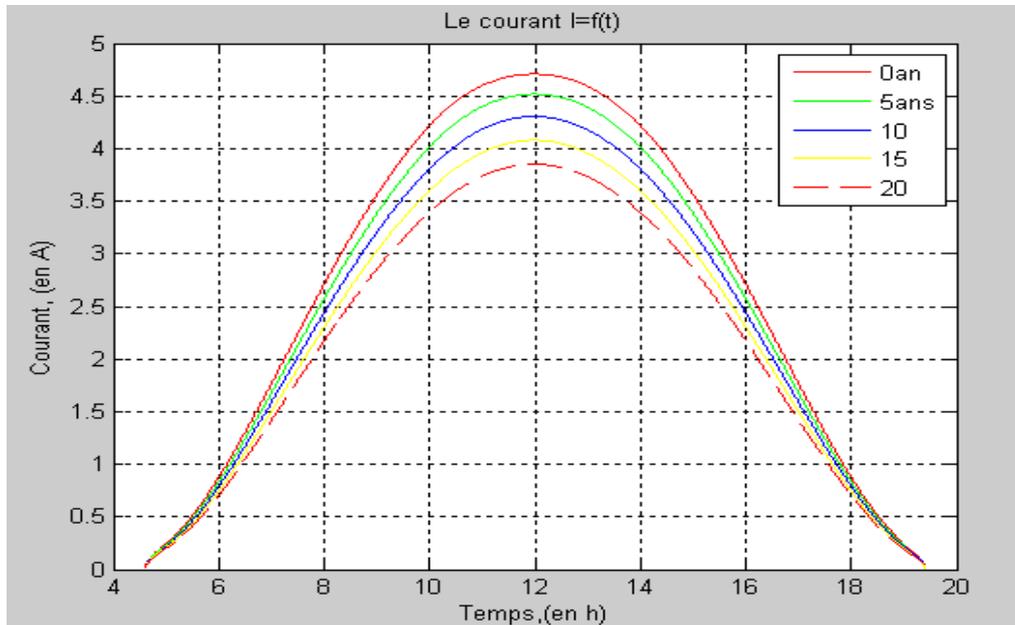


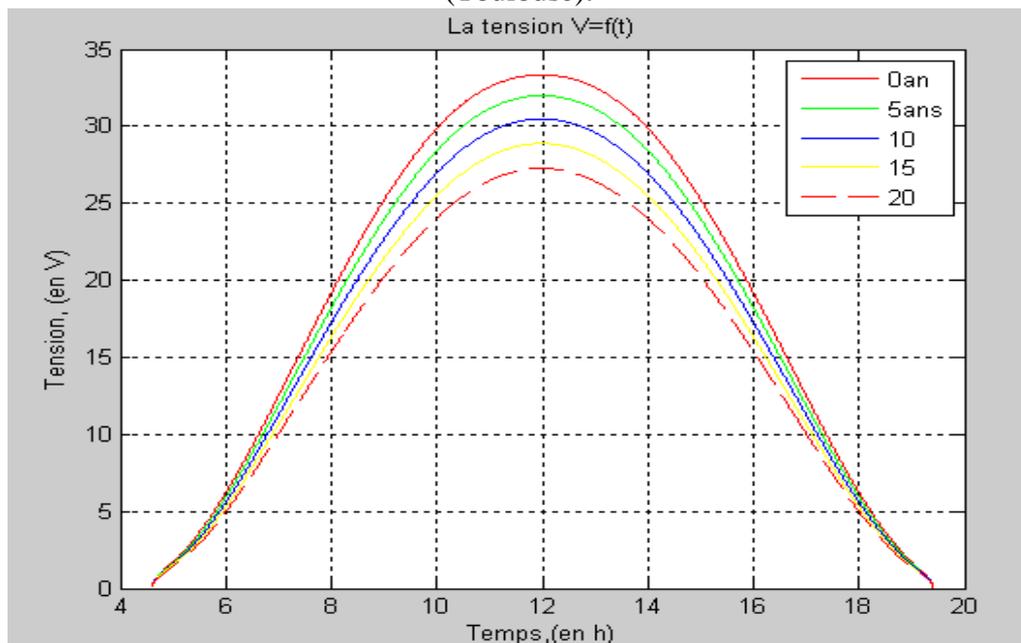
Figure IV-13. Eclairage suivant la saison.

➤ **La dégradation globale pour un site donné**

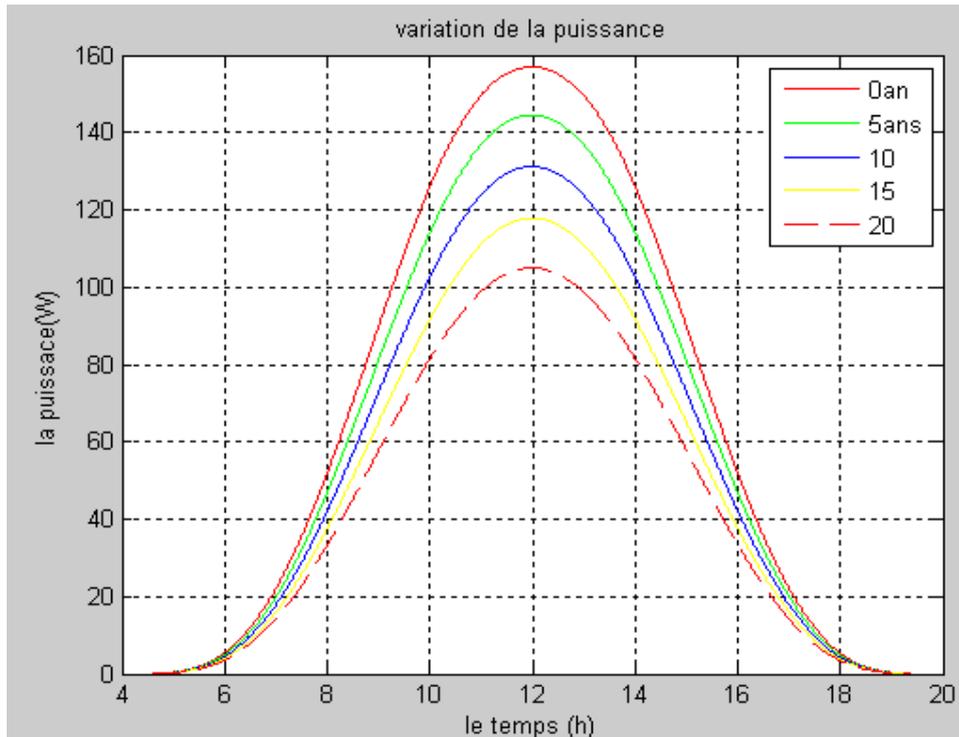
L'intensité, la tension et la puissance fournies sur une même journée pour exactement les mêmes conditions climatiques à différents instants de la durée de vie du module peuvent être calculées en mettant en application le code avec le gisement solaire. Le cas de Toulouse à la date du 20 juillet avec une température ambiante moyenne de 30°C est représenté sur les figures IV-14 à 16 suivantes :



**Figure IV-14.** La dégradation du courant pour une journée pendant la durée de vie du module (Toulouse).

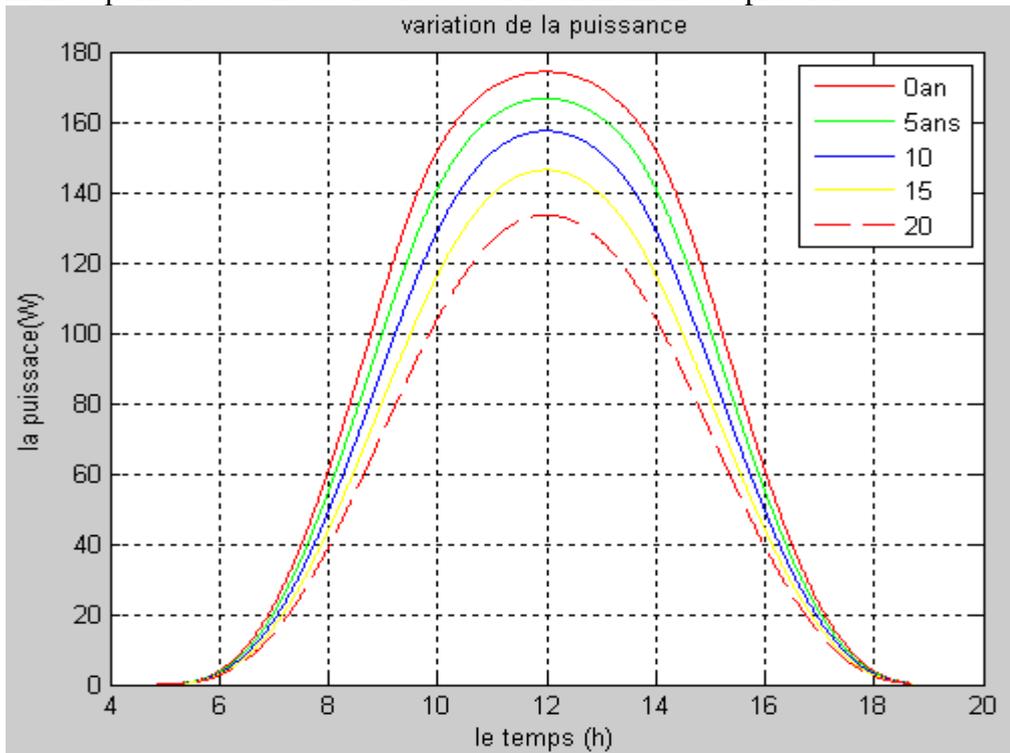


**Figure IV-15.** La dégradation de la tension pour une journée pendant la durée de vie du module (Toulouse).



**Figure IV-16.** La dégradation de la puissance fournie pour une journée pendant la durée de vie du module (Toulouse).

La courbe de puissance, à la même date pour Biskra a aussi été déterminée (figure IV-17). Elle est légèrement supérieure à celle de Toulouse car l'éclairement est plus fort.



**Figure IV-17.** La dégradation de la puissance fournie pour une journée pendant la durée de vie du module (Biskra).

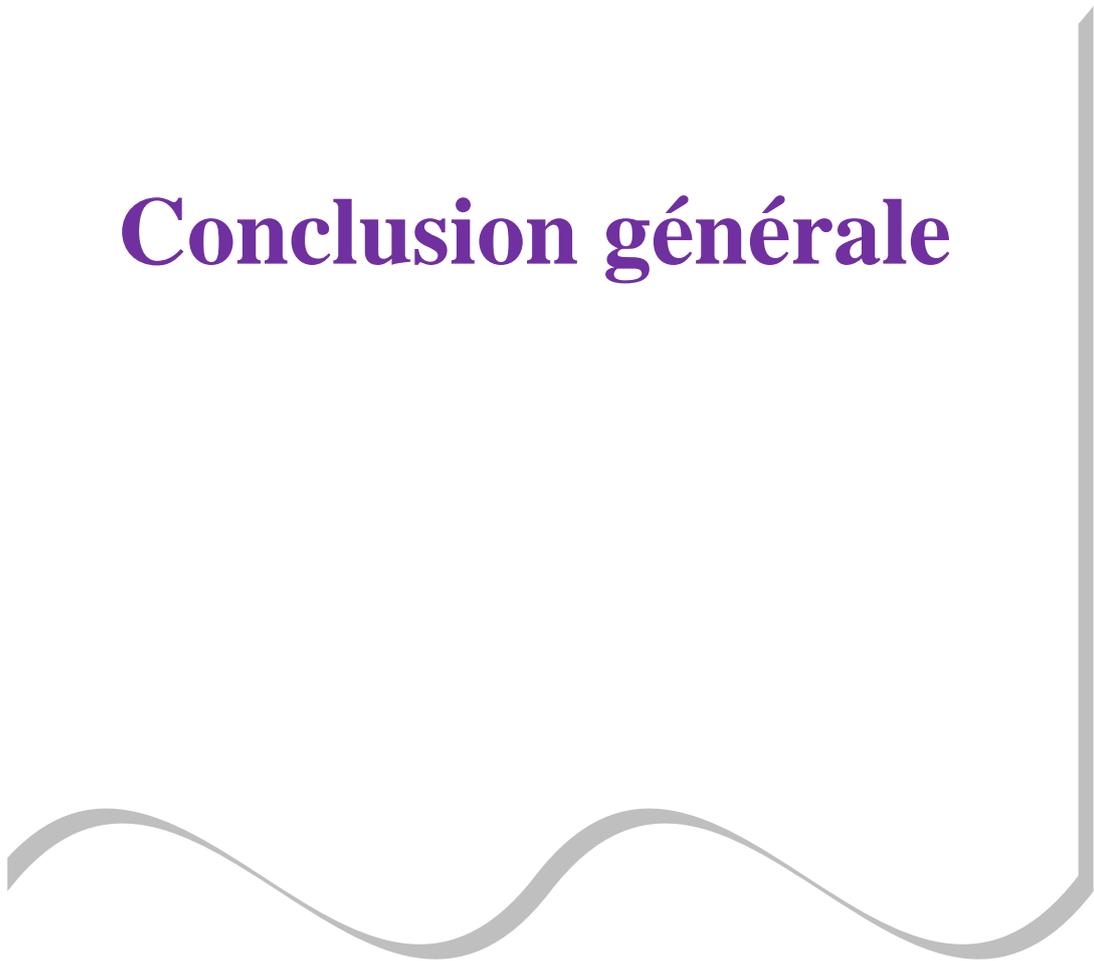
D'après les résultats obtenus, la dégradation globale de la puissance est de 23% pour Biskra et de 33% pour Toulouse au bout des 20 ans de durée de vie. Ceci nous mène à conclure que la dégradation des panneaux photovoltaïque change d'un endroit un autre en fonction des coordonnées géographiques et des conditions météorologiques.

### **Conclusion**

Cette modélisation permet d'apprécier la dégradation de la production d'électricité pour un utilisateur suivant l'endroit d'implantation et l'éclairement global reçu dépendant des coordonnées géographiques et des conditions météorologiques.

Puisque la puissance dépend fortement de l'éclairement et que l'influence des pertes dues au vieillissement des matériaux d'encapsulation des panneaux photovoltaïque est significative, un tel modèle permet de bien saisir la dégradation de performance et de prévoir l'électricité récupérée, l'entretien ou le remplacement des modules dans une unité photovoltaïque.

# Conclusion générale



### **Conclusion générale et perspectives**

Dans ce travail, la dégradation des performances de production d'électricité suivant le vieillissement d'un module photovoltaïque a été simulée pour différents lieux d'implantation. Un modèle de vieillissement des modules photovoltaïques a été établi.

Dans la première partie du travail, une étude documentaire a permis de présenter le principe, la structure et la modélisation des cellules photovoltaïques.

Les méthodes de vieillissement accéléré des modules photovoltaïques ont été répertoriées dans la deuxième partie, de même que les dégradations se produisant au cours du temps (obscurcissement des matériaux d'encapsulation, altération de la jonction PN et des électrodes). Un état de l'art des études expérimentales portant sur vieillissement est dressé où les études appliquées aux modules photovoltaïques ont été mises en avant.

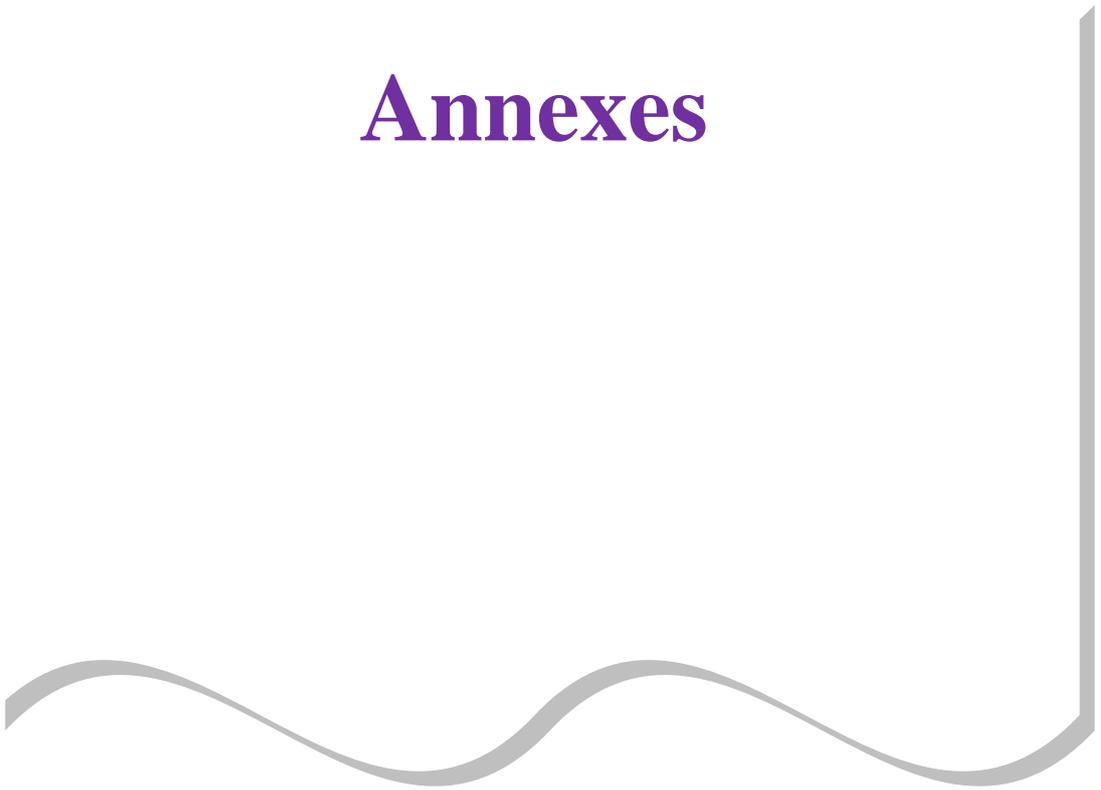
Les cellules photovoltaïques d'un module ont ensuite été modélisées par un circuit électrique équivalent. Le modèle a été amélioré pour tenir compte des dégradations engendrées par le vieillissement. Des lois d'évolution pour différents paramètres ont été introduites dans le modèle. Ces lois d'évolution ont été obtenues à partir de résultats expérimentaux obtenus par des essais en chaleur humide permettant de connaître la dégradation des propriétés électriques et optiques sur une durée de 20 ans.

Le cas du module photovoltaïque Sharp NTS5E3E a été simulé. La part de l'influence des paramètres électriques (résistances série et shunt) et optique (transmissivité) a pu être appréciée. En effet, l'altération des propriétés électriques engendre une perte de performance faible, le rendement ne diminuant que de quelques dixièmes de pourcent en 20 ans. Par contre, la réduction significative de la transmissivité due à l'altération du verre et de l'EVA (éthylène-vinyle-acétate) résulte en une baisse élevée, d'environ 2,7% sur 20 ans, du rendement du module photovoltaïque.

Enfin, une entrée permettant de tenir compte de l'endroit d'implantation du module considéré et des conditions climatiques a été ajoutée. Ainsi, le modèle permet d'apprécier la dégradation de la production d'électricité pour un utilisateur suivant l'endroit d'implantation et l'éclairement global reçu. Les résultats obtenus montrent que la diminution de la puissance produite est de 23% pour Biskra et de 33% pour Toulouse au bout des 20 ans de durée de vie pour une même journée ensoleillée et chaude d'été.

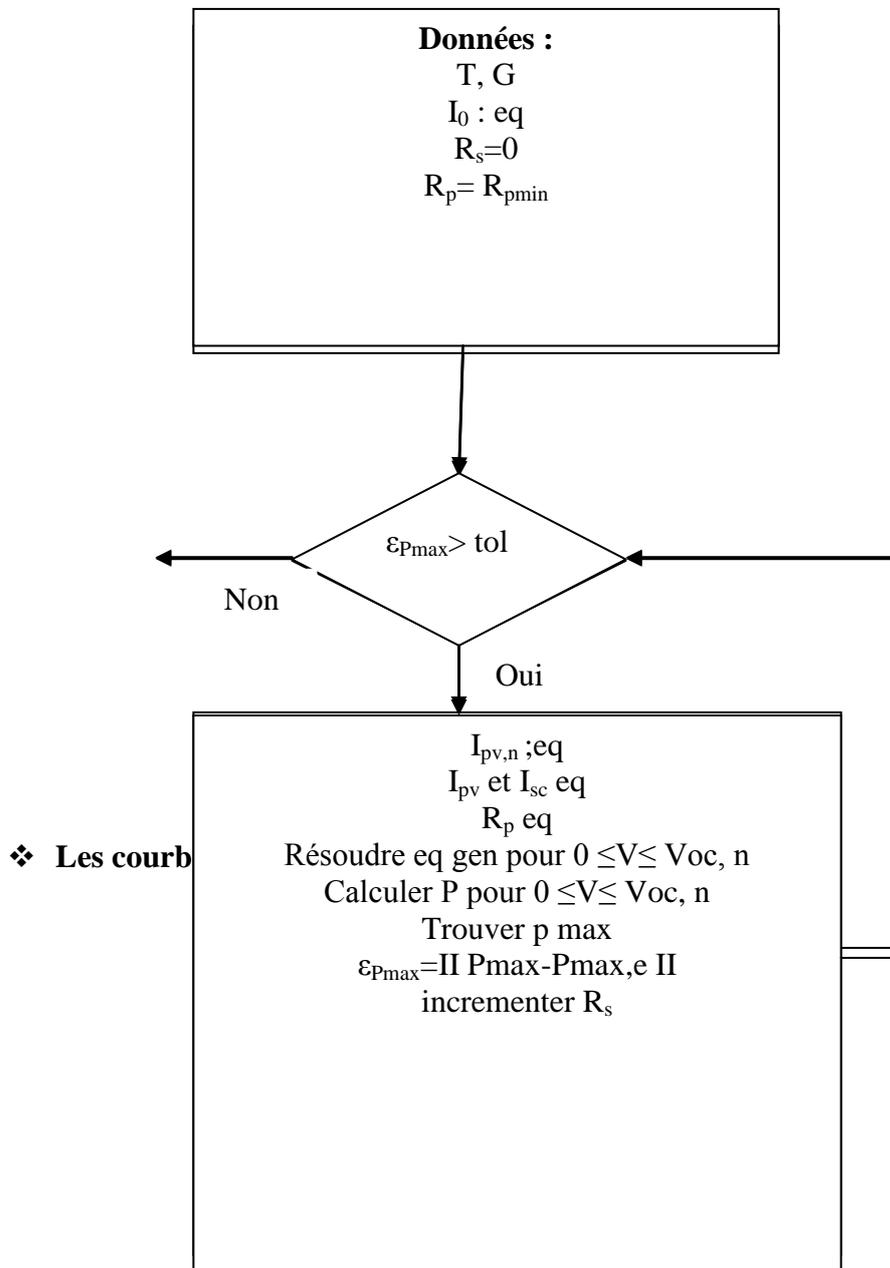
Ce modèle permet donc de prédire le comportement du vieillissement des panneaux photovoltaïque en silicium et d'estimer la baisse de leurs performances sur leur durée de vie estimée à 20 ans. Il permet donc de renseigner un utilisateur ou s'avèrerait intéressant dans une étude de faisabilité. Il permet de bien saisir la dégradation de performance et de prévoir l'électricité récupérée, l'entretien ou le remplacement des modules dans une unité photovoltaïque. Par la suite, les lois d'évolution introduites pourront être complétées par des lois corrélées à différents types de climats (température, humidité) et d'expositions (vent, pluie, poussière...) obtenues dans des enceintes climatique.

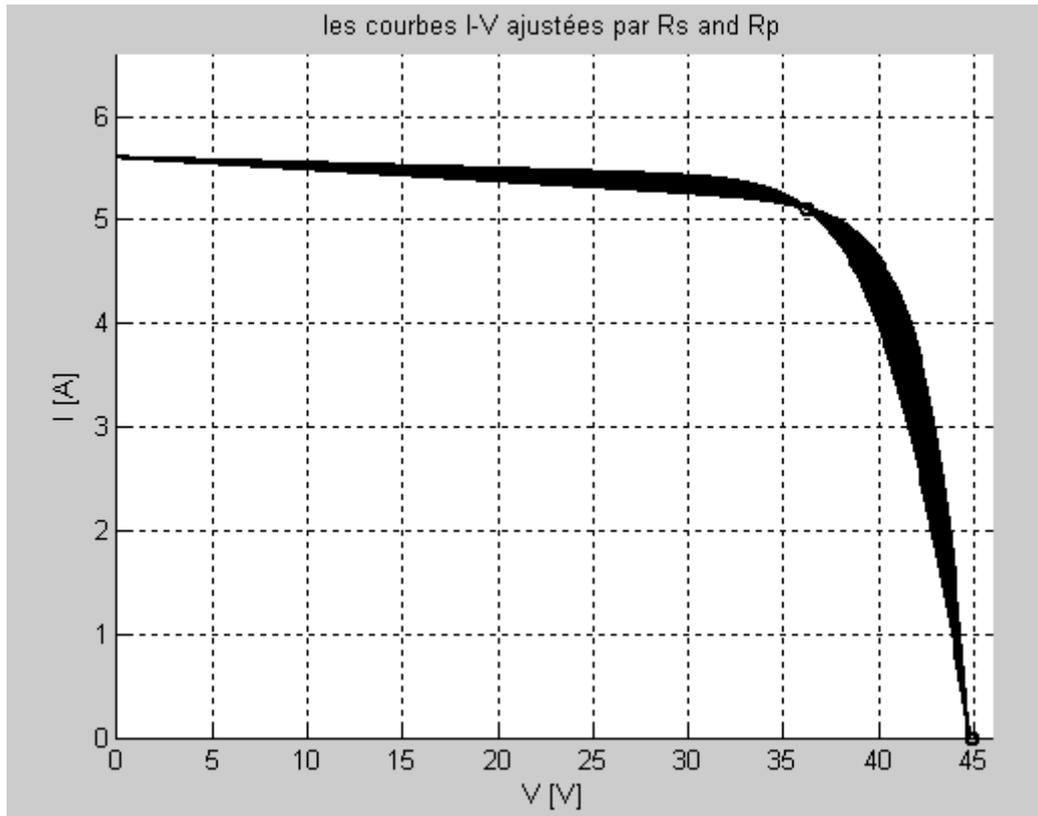
# Annexes



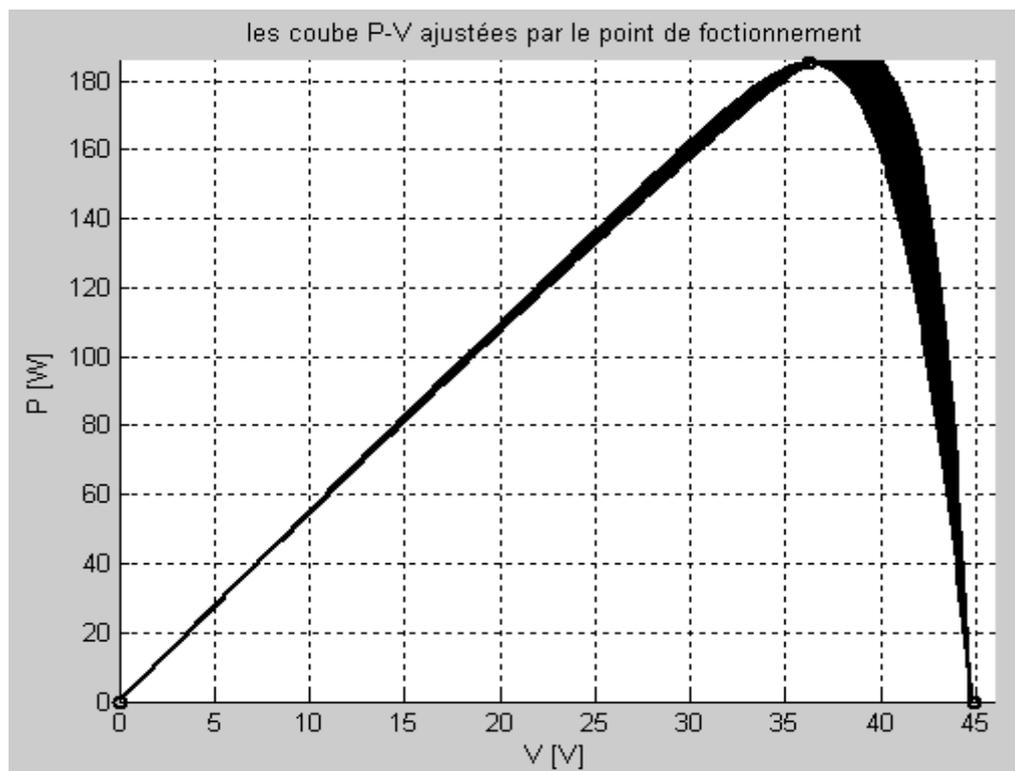
Annexe 1 :

- ❖ L'algorithme de la méthode utilisée pour ajuster les caractéristiques I-V et P-V.

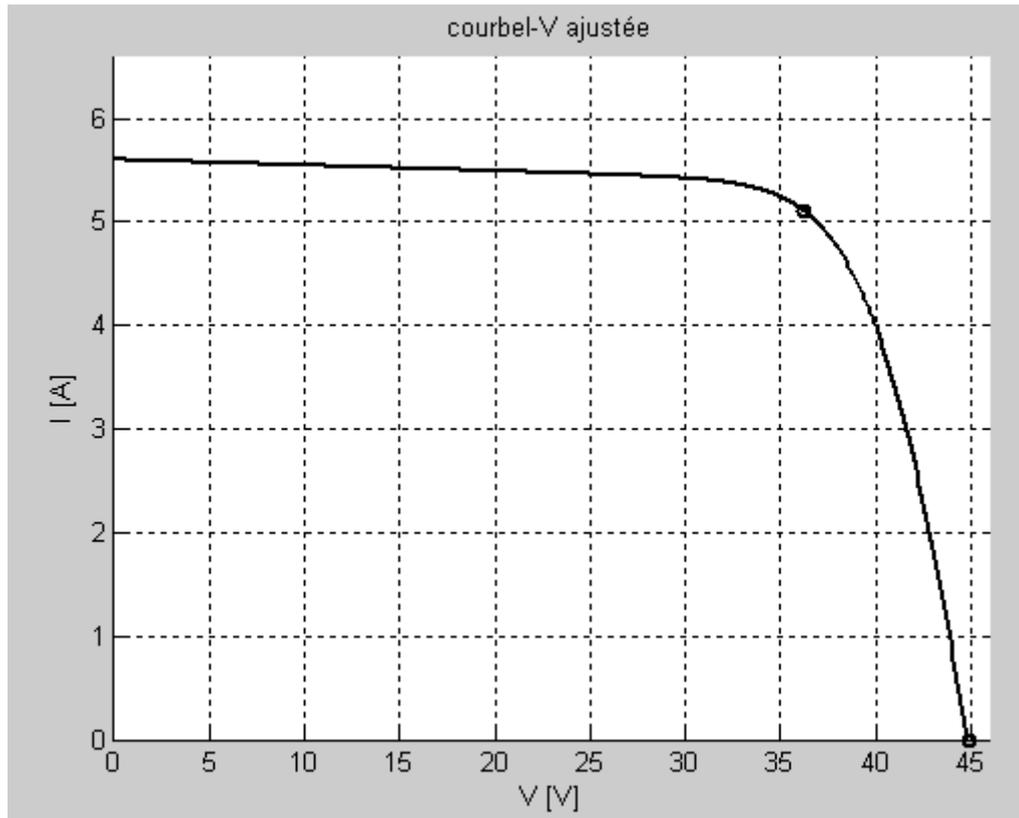




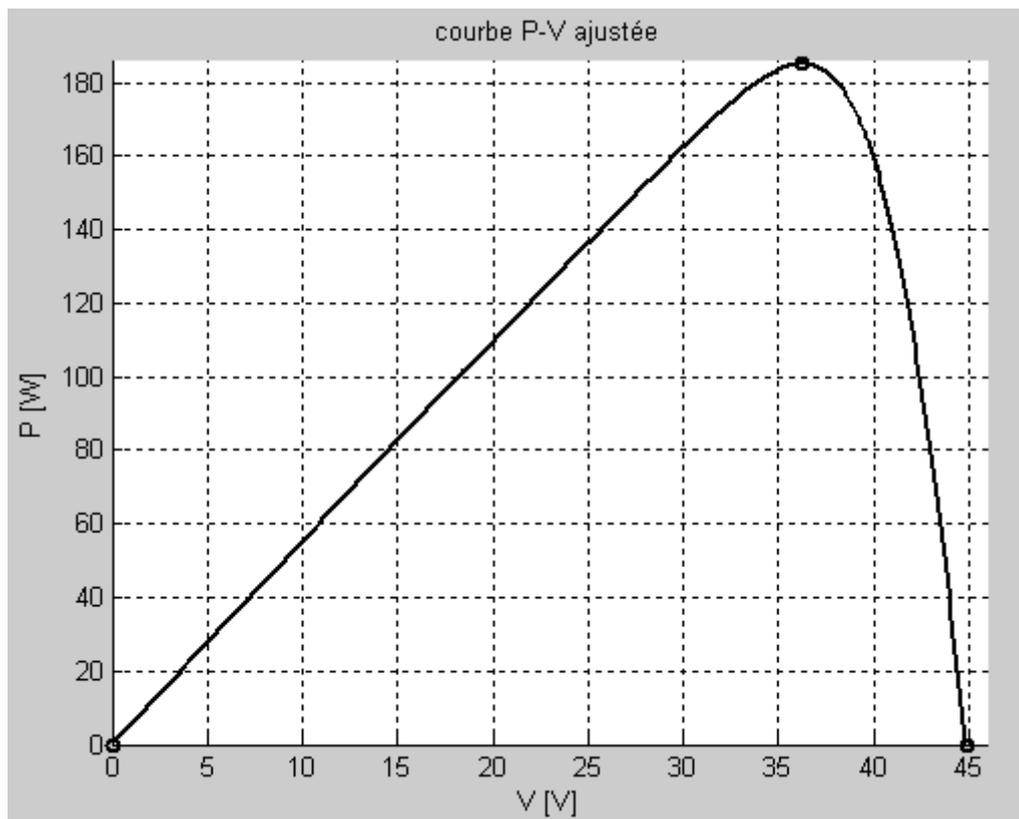
➤ Les courbes I-V ajustés par l'incrémentation de  $R_p$  et  $R_s$ .



➤ Les courbes P-V ajustés par le point de fonctionnement maximum.



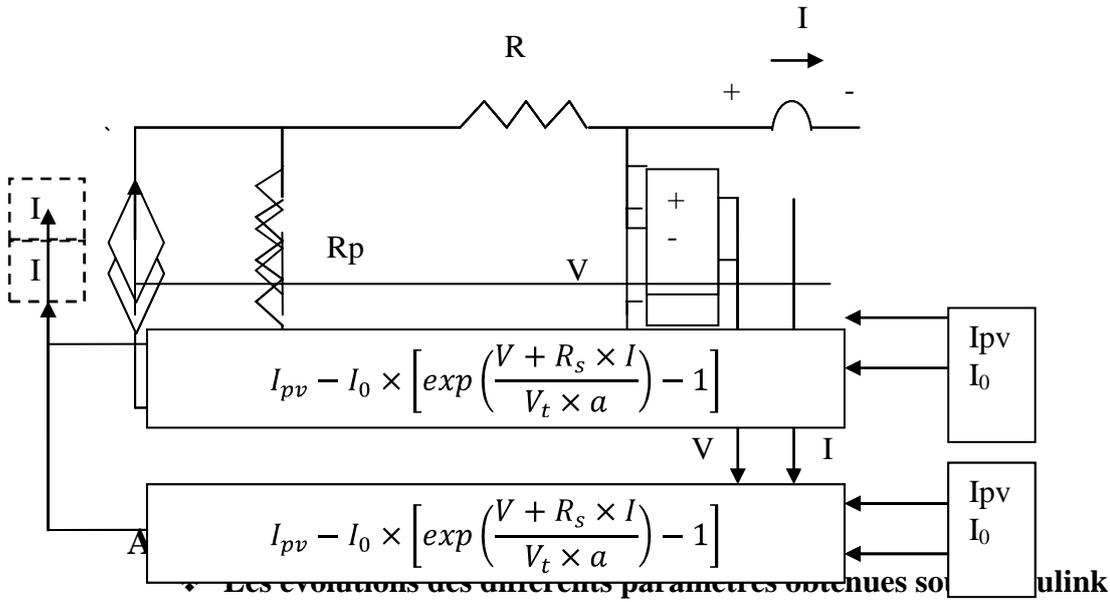
➤ La courbe I-V ajustée.



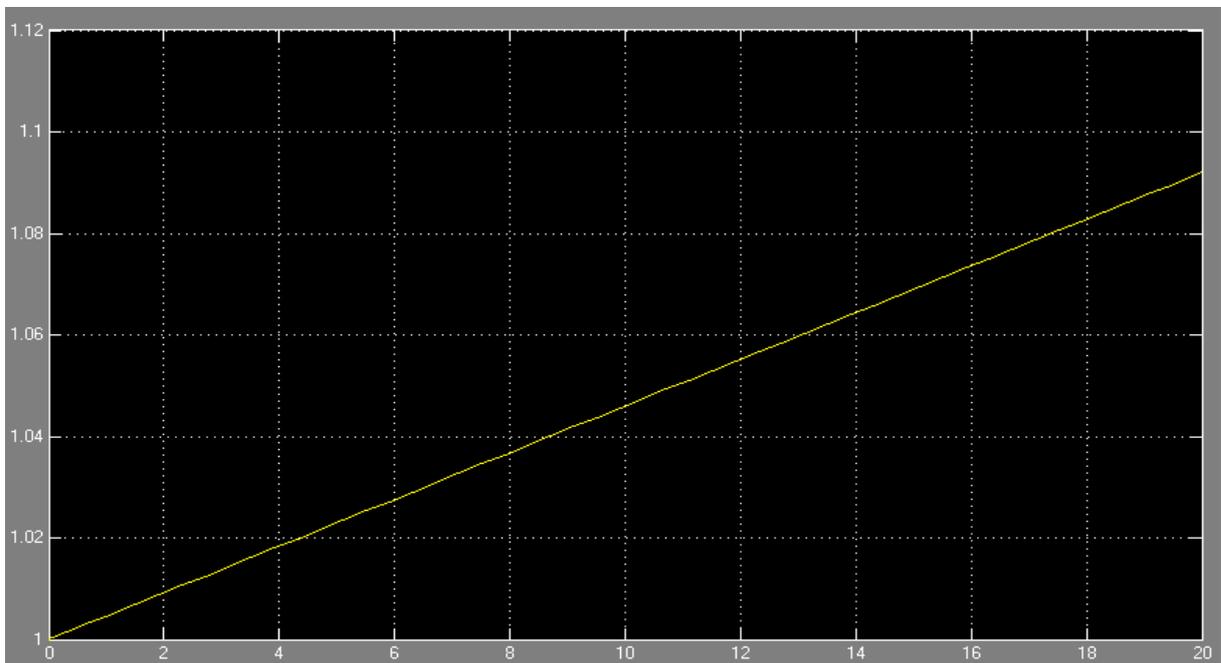
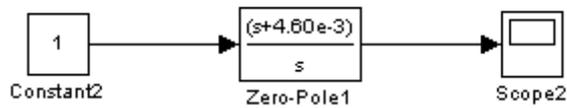
➤ La courbe P-V ajustée.

Annexe 2 :

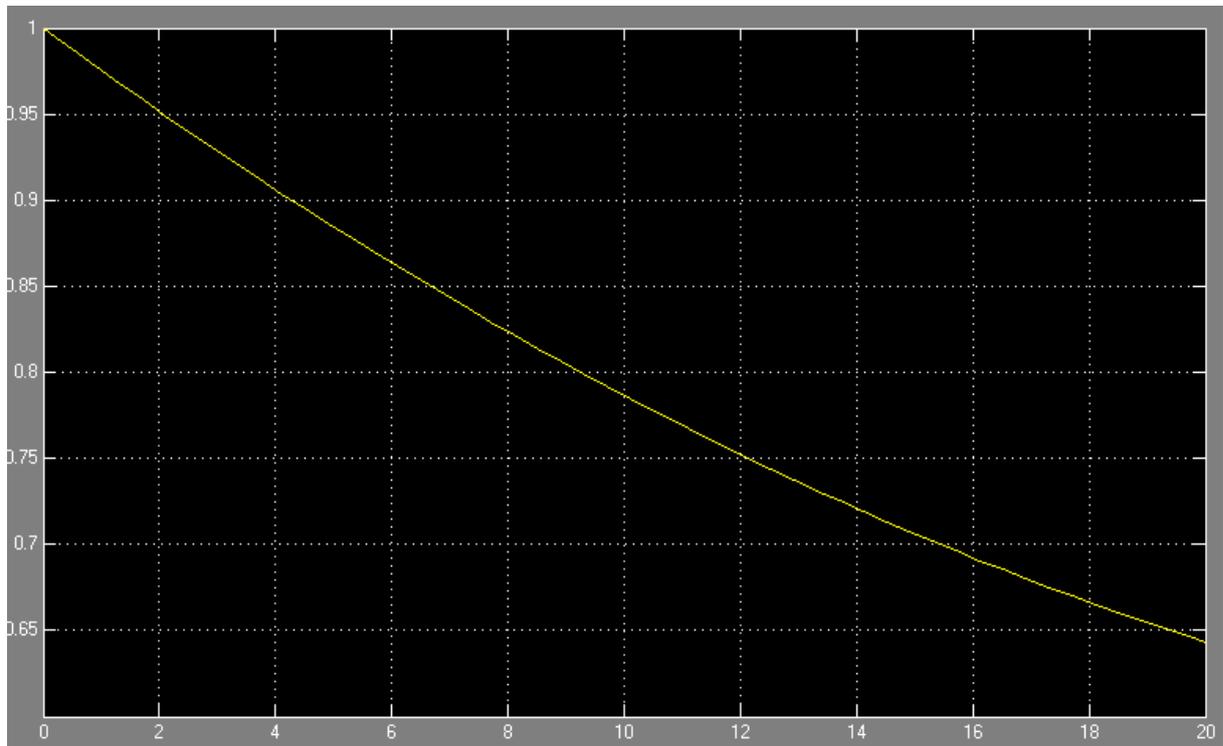
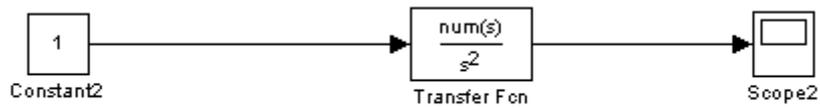
- ❖ **Modèle théorique avec une seule diode d'une cellule photovoltaïque comportant une résistance série et une résistance parallèle :**



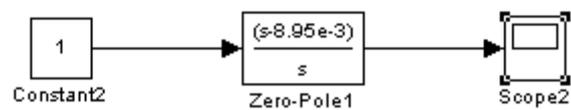
- **Evolution de la Résistance série linéaire obtenue sous Simulink**

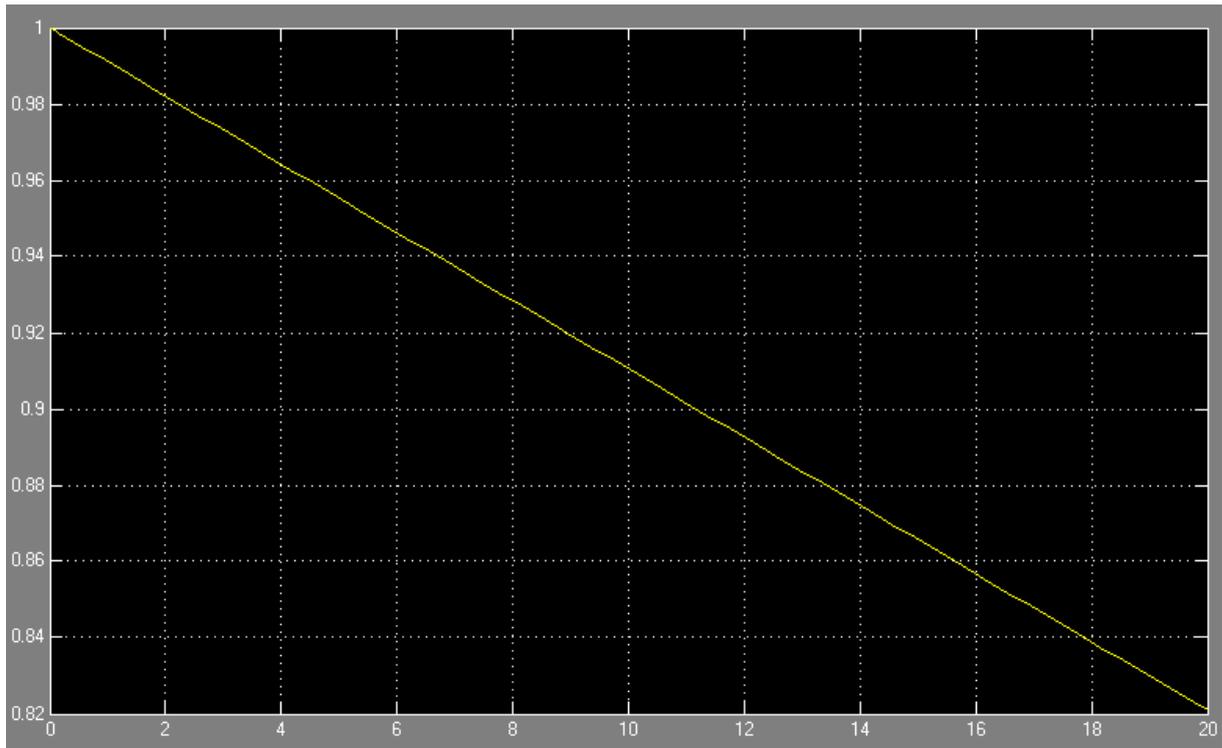


➤ Evolution de la Résistance shunt obtenue sous Simulink :



➤ Evolution de la transmissivité obtenue sous Simulink :

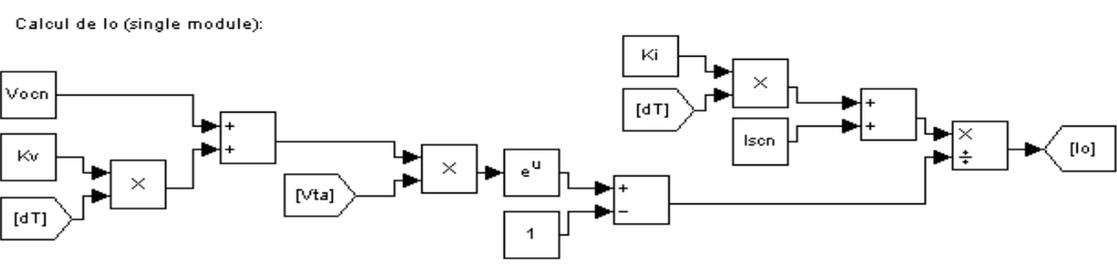
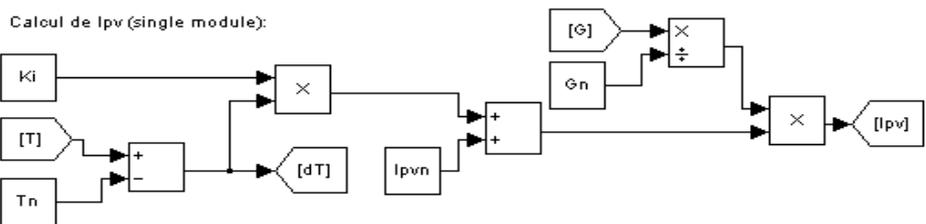
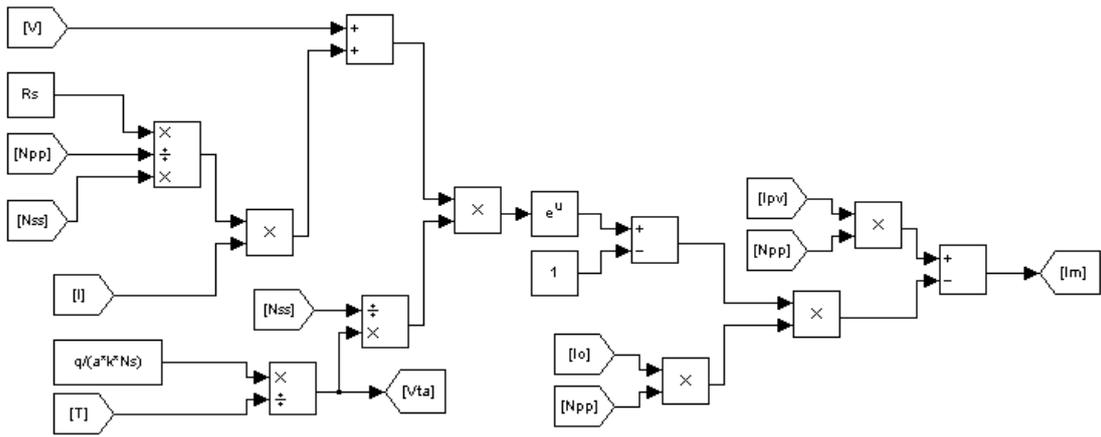
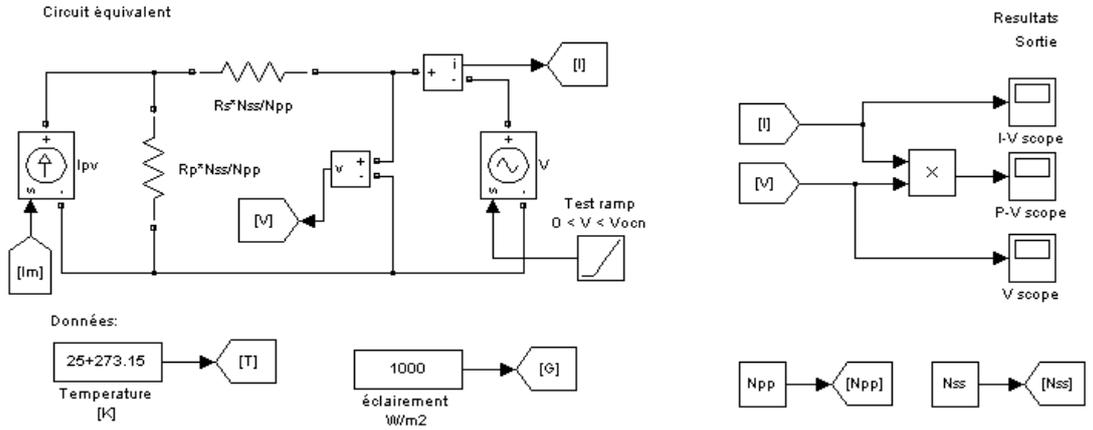




**Annexe 4 :**

- ❖ **Le modèle équivalent avec les entrées et les équations correspondantes présentés sous Simulink.**

# Annexes



**Annexe 5 :**

❖ **Les valeurs des puissances et du rendement du module :**

*1<sup>er</sup> cas : en fonction de la transmissivité*

*2<sup>ème</sup> cas : en fonction de la résistance série*

| La durée de vie du module (année) | La valeur de la transmissivité (%) | La puissance (W) | Le rendement (%) |
|-----------------------------------|------------------------------------|------------------|------------------|
| 0 an                              | 88                                 | 162.28           | 12.47            |
| 5 ans                             | 84                                 | 154.64           | 11.8             |
| 10 ans                            | 80                                 | 146.98           | 11.29            |
| 15 ans                            | 76                                 | 139.30           | 10.7             |
| 20 ans                            | 72                                 | 131.60           | 10.1             |

| La durée de vie du module (année) | La valeur de la résistance série ( $\Omega$ ) | La puissance (W) | Le rendement (%) |
|-----------------------------------|---|------------------|------------------|
| 0 an                              | 0.525   | 185              | 14.22            |
| 5 ans                             | 0.537   | 184.73           | 14.19            |
| 10 ans                            | 0.549   | 184.43           | 14.17            |
| 15 ans                            | 0.561   | 184.13           | 14.15            |
| 20 ans                            | 0.573   | 183.83           | 14.13            |

*3<sup>ème</sup> cas : en fonction de la résistance parallèle*

| La durée de vie du module (année) | La valeur de la résistance shunt ( $\Omega$ ) | La puissance (W) | Le rendement (%) |
|-----------------------------------|---|------------------|------------------|
| 0 an                              | 182   | 185              | 14.22            |
| 5 ans                             | 164.5   | 184.16           | 14.15            |
| 10 ans                            | 150.1   | 183.3            | 14.08            |
| 15 ans                            | 127.8   | 182.27           | 14.04            |
| 20 ans                            | 117   | 181.35           | 13.93            |

*4<sup>ème</sup> cas : en fonction des deux résistances série et parallèle*

| La durée de vie du module (année) | La puissance (W) | Le rendement (%) |
|-----------------------------------|------------------|------------------|
| 0 an                              | 185              | 14.22            |
| 5 ans                             | 183.87           | 14.13            |
| 10 ans                            | 182.65           | 14.03            |
| 15 ans                            | 181.41           | 13.94            |
| 20 ans                            | 180.22           | 13.85            |

## Annexes

---

### *5<sup>ème</sup> cas : la dégradation globale :*

| La durée de vie du module (année) | La puissance (W) | Le rendement (%) |
|-----------------------------------|------------------|------------------|
| 0 an                              | 162.28           | 12.47            |
| 5 ans                             | 153.56           | 11.8             |
| 10 ans                            | 144.79           | 11.13            |
| 15 ans                            | 136.01           | 10.45            |
| 20 ans                            | 127.28           | 9.78             |

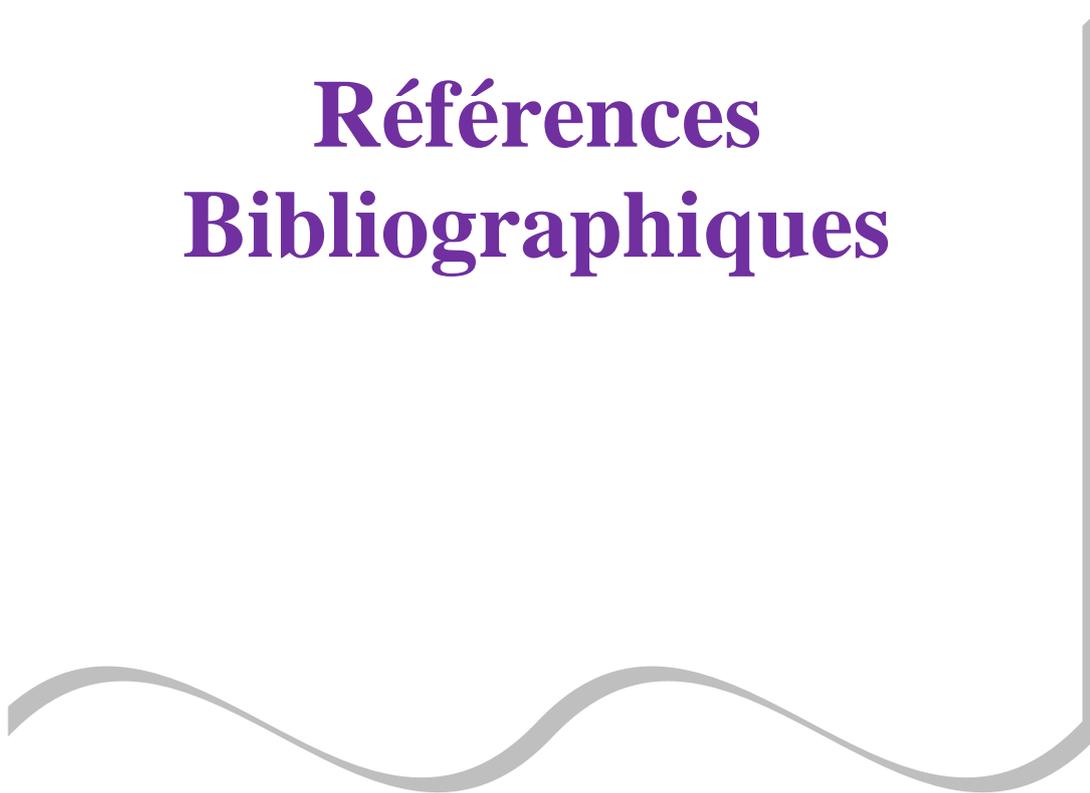
### *6<sup>ème</sup> cas : la dégradation globale pour Biskra le 20 juillet à 38°C :*

| La durée de vie du module (année) | L'éclairement global (W/m <sup>2</sup> ) | La puissance (W) | Le rendement (%) |
|-----------------------------------|--|------------------|------------------|
| 0 an                              | 1036.7                                   | 174.8            | 12.9             |
| 5 ans                             | 1036.7                                   | 167.3            | 12.4             |
| 10 ans                            | 1036.7                                   | 158.19           | 11.72            |
| 15 ans                            | 1036.7                                   | 147.2            | 10.91            |
| 20 ans                            | 1036.7                                   | 134.48           | 9.96             |

### *7<sup>ème</sup> cas : la dégradation globale pour Toulouse le 20 juillet à 30°C :*

| La durée de vie du module (année) | L'éclairement global (W/m <sup>2</sup> ) | La puissance (W) | Le rendement (%) |
|-----------------------------------|--|------------------|------------------|
| 0 an                              | 971                                      | 158              | 12.5             |
| 5 ans                             | 971                                      | 145.6            | 11.5             |
| 10 ans                            | 971                                      | 132.3            | 10.47            |
| 15 ans                            | 971                                      | 118.8            | 9.4              |
| 20 ans                            | 971                                      | 105.9            | 8.38             |

# Références Bibliographiques



### Références bibliographiques

- [1] O. Nichiporuk, (2005), *Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigués*, thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliqués de Lyon.
- [2] A. Ricaud, (année 1996), *Photopiles Solaires*, Presses Polytechniques et Universitaires romandes, Paris.
- [3] Revue de l'électricité et l'électronique n°5 de mai 1998.
- [4] Site NREL : <http://www.NREL.com>
- [5] Site oja-services.: [www.oja-services.nl/iea-pvps](http://www.oja-services.nl/iea-pvps)
- [6] N. Benaouda1, R. Aiouaz et M. Abersi, (2007), *Réponses spectrales et des Caractéristiques I - V des cellules solaires au silicium*, Revue des Energies Renouvelables ICRES-07, Tlemcen.
- [7] Site NREL: <http://www.pvmeas.com/solarcellspectralresponse.pdf>
- [8] site pvresources : [www.pvresources.com/index\\_photovoltaiic.php](http://www.pvresources.com/index_photovoltaiic.php).
- [9] P.H. Nguyen, C. Michel, J. Bottin, (1983), *Étude de la conversion photovoltaïque : effets des résistances parasites des photopiles*, Revue de physique appliquée, Vol. 18, pp. 775-779.
- [10] J.P. Charles, A. Haddi, A. Maouad, H. Bakhtiar, A. Zerga, A. Hoffmann, P. Mialhe, (2000), *La jonction, du Solaire à la Microélectronique*, Revue des Énergies Renouvelables, Vol. 3, pp. 1-16.
- [11] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, F. E. Ruppert, *Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays*, Brazilian Journal of Power Electronics, vol. 14 n°1, 2009, p. 35-45.
- [12] W. van Megen, T.C. Mortensen, S.R. Williams, J. Müller, (1998), *Measurement of the self-intermediate scattering function of suspensions of hard spherical particles near the glass transition*, Phys. Rev. E **58** 6073.
- [13] T.C. Mortensen, W. van Megen, (1999), *Dynamic light scattering measurements of single particle motions in hard-sphere suspensions near the glass transition*, Slow Dynamics in Complex Systems: Eighth Tohwa University Symp. ed M. Tokuyama, I. Oppenheim (New York: American Institute of Physics) p 3.
- [14] P.N. Pusey, W. van Megen, (1986), *Phase-behavior of concentrated suspensions of nearly hard colloidal spheres*, Nature **320** 340.
- [15] P.N. Pusey, W. van Megen, (1987), *Observation of a glass-transition in suspensions of spherical colloidal particles*, Phys. Rev. Lett. **59** 2083.
- [16] R. Richert (2002), *Heterogeneous dynamics in liquids: fluctuations in space and time*, J. Phys.: Condens. Matter **14** R703.

## *Références bibliographiques*

---

- [17] R.E. Courtland, E.R. Weeks , (2003), *Direct visualization of ageing in colloidal glasses* , J. Phys.: Condens. Matter **15** S359.
- [18] Struik K.L.C.E, (1977), *physical aging in amorphous polymers and others materials*, Elsevier, Houston.
- [19] C .Monthus and J-P. Bouchaud, (1996), *Models of traps and glass phenomenology*, J. Phys. A: Math. Gen. **29** 3847.
- [20] J-P. Bouchaud (2000), *Aging in glassy systems: new experiments, simple models and open questions*, Soft and Fragile Matter ed M Cates and M Evans (Bristol: Institute of Physics Publishing)
- [21] P. Sollich, F. Lequeux, P. H´ebraud , M.E. Cates , (1997), *Rheology of soft glassy materials* , Phys. Rev. Lett. **78** 2020.
- [22] P. Sollich, (1998), *Rheological constitutive equation for a model of soft glassy materials*, Phys. Rev. E **58** 738.
- [23] S.M. Fielding, Sollich, M.E. Cates, (2000), *Aging and rheology in soft materials*, J. Rheol. **44** 323.
- [24] A. Knaebel, M. Bellour , J-P Munch, V. Viasnoff ,F. Lequeux ,J.L. Harden , (2000), *Aging behaviour of laponite clay particle suspensions*, Europhys. Lett. **52** 73.
- [25] V. Viasnoff, F. Lequeux, (2002), *Rejuvenation and overaging in a colloidal glass under shear*, Phys. Rev. Lett. **89** 065701.
- [26] L. Cipelletti, S. Manley, R.C. Ball ,D.A. Weitz, (2000), *Universal aging features in the restructuring of fractal colloidal gels* ,Phys. Rev. Lett. **84** 2675.
- [27] M. Cloitre, R. Borrega , L. Leibler, (2000), *Rheological aging and rejuvenation in microgel pastes* , Phys. Rev. Lett. **85** 4819.
- [28] L. Ramos, L. Cipelletti ,(2001), *Ultraslow dynamics and stress relaxation in the aging of a soft glassy system* , Phys. Rev. Lett. **87** 245503.
- [29] C. Derec, A. Ajdari, G. Ducouret, F. Lequeux, (2000), *Rheological characterization of aging in a concentrated colloidal suspension*, C. R. Acad. Sci. Paris IV **1** 1115.
- [30] C. Derec, G. Ducouret, A. Ajdari, F. Lequeux, (2003), *Aging and nonlinear rheology in suspensions of polyethylene oxide-protected silica particles* , Phys. Rev. E **67** 061403.
- [31] H. Bissig, S. Romer, L. Cipelletti ,V. Trappe, P. Schurtenberger ,(2003), *Intermittent dynamics and hyperaging in dense colloidal gels*, Phys. Chem. Commun. **6** 21.
- [32] R. Bandyopadhyay, D. Liang, H. Yardimci, D.A. Sessoms, M.A. Borthwick, S.G.J. Mochrie, J.L. Harden, R.L. Leheny (2004), *Evolution of particle-scale dynamics in an aging clay suspension*, Phys. Rev. Lett. **93** 228302.

## *Références bibliographiques*

---

- [33] M. Bellour, A. Knaebel, J.L. Harden, F. Lequeux, J-P Munch, (2003), *Aging processes and scale dependence in soft glassy colloidal suspensions*, Phys. Rev. E **67** 031405.
- [34] B. Abou, D. Bonn, J. Meunier, (2001), *Aging dynamics in a colloidal glass*, Phys. Rev. E **64** 021510.
- [35] T. Carlsson, J. Halme, P. Lund, P. Konttinen, (2006), *Moisture sensor at glass/polymer interface for monitoring of photovoltaic module encapsulants*, Sensors and Actuators A 125, pp. 281–287.
- [36] A.M. Gabor, M. Ralli, S. Montminy, L. Alegria, C. Bordonaro, J. Woods, L. Felton, (2006), *Soldering induced damage to thin Si solar cells and detection of cracked cells in modules*, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, September 4-8, Dresden.
- [37] M.M. Hackmann, M.H.H. Meuwissen, T.L. Bots, J.A.H.M. Buijs, K.M. Broek, R. Kinderman, O.B.F. Tanck, F.M. Schuurman, (2004), *Technical feasibility study on polycarbonate solar panels*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 84, pp. 105–115.
- [38] F.J. Pern, S.H. Glick, (2000), *Photothermal stability of encapsulated Si solar cells and encapsulation materials upon accelerated exposures*, Solar Energy Materials and Solar Cells 61, pp. 153-188.
- [39] S. Roschier, (2000), *Development of procedures for performance measurements and lifetime testing of thin film photovoltaic devices*, Dissertation for the degree of Doctor Helsinki University of Technology.
- [40] Norme internationale, CEI 61215, (2005), *Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - qualification de la conception homologation*, deuxième édition.
- [41] T. Hukloff, (2009), *Usage of Highly Accelerated Stress Test (HAST) in Solar Module Ageing Procedures*, Master of Science Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden.
- [42] Norme DIN EN 60068-2-66: *Environmental testing - Part 2: Test methods - Test Cx: Damp heat, steady state (unsaturated pressurized vapour)* (IEC 60068-2-66:1994).