

TABLE DES MATIÈRES

| | Page |
|---|------|
| CHAPITRE 1 REVUE DE LITTERATURE..... | 8 |
| 1.1 Les panneaux photovoltaïques et leur application en bâtiment | 8 |
| 1.1.1 Description des systèmes..... | 8 |
| 1.1.2 Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau..... | 11 |
| 1.2 Évaluation de la performance des panneaux photovoltaïques | 17 |
| 1.2.1 L'analyse du cycle de vie..... | 18 |
| 1.2.2 Indicateurs de performance..... | 20 |
| 1.3 Méthodes de conception de l'installation photovoltaïque | 21 |
| 1.3.1 La méthode empirique ou à partir d'un guide..... | 21 |
| 1.3.2 La simulation à partir de la méthode des approximations successives..... | 23 |
| 1.3.3 La méthode optimisatrice..... | 27 |
| 1.3.4 Limites des études précédentes..... | 32 |
| 1.4 Résumé des travaux de Weimin Wang..... | 33 |
| 1.5 Conclusions..... | 34 |
| CHAPITRE 2 DÉVELOPPEMENT DU PROGRAMME DE SIMULATION DE L'INSTALLATION PV..... | 36 |
| 2.1 Indications sur la portée de la recherche..... | 36 |
| 2.2 La « consommation d'exergie cumulée étendue »..... | 37 |
| 2.2.1 L'exergie..... | 38 |
| 2.2.2 La consommation d'exergie cumulée (<i>CExC</i>) comme mesure de la diminution des ressources..... | 39 |
| 2.2.3 La consommation d'exergie d'« abatement » comme mesure des émissions de déchets..... | 41 |
| 2.2.4 La <i>CExC</i> étendue comme mesure de la diminution des ressources et des émissions de déchets..... | 43 |
| 2.3 Programme de simulation | 44 |
| 2.3.1 Variables de conception..... | 44 |
| 2.3.2 Modèle mathématique régissant la production d'électricité d'une installation photovoltaïque..... | 44 |
| 2.4 Fonctions objectives..... | 58 |
| 2.4.1 L'impact environnemental sur le cycle de vie (<i>LCEI</i>)..... | 58 |
| 2.4.2 Le coût sur le cycle de vie (<i>LCC</i>) | 61 |
| 2.4.3 Autres fonctions objectives..... | 62 |
| 2.5 Conclusions..... | 63 |
| CHAPITRE 3 FORMULATION DU SYSTEME BPV..... | 64 |
| 3.1 Rôle des composants des systèmes d'optimisation..... | 64 |
| 3.2 Architecture du système BPV..... | 65 |
| 3.2.1 Étape 1 : système d'optimisation de la performance du bâtiment | 65 |

| | | |
|---|--|-----|
| 3.2.2 | Étape 2 : système d'optimisation de la performance du bâtiment équipé de l'installation PV | 68 |
| 3.3 | Programmes de simulation..... | 71 |
| 3.3.1 | ASHRAE Toolkit pour le calcul des charges du bâtiment utilisé pour l'étape 1..... | 71 |
| 3.3.2 | Extensions du logiciel ASHRAE Toolkit utilisées pour l'étape 1 | 72 |
| 3.3.3 | PV Toolkit pour le calcul de la production d'électricité PV utilisée pour l'étape 2..... | 75 |
| 3.3.4 | Extensions du logiciel PV Toolkit utilisées pour la performance de l'installation PV lors de l'étape 2..... | 77 |
| 3.4 | Fichiers de données de simulation | 79 |
| 3.4.1 | Organisation des données pour le système d'optimisation du bâtiment | 80 |
| 3.4.2 | Organisation des données pour le système d'optimisation de l'installation PV (étape 2) | 80 |
| 3.5 | Fichiers d'entrée texte pour les programmes de simulation | 81 |
| 3.5.1 | Pour ASHRAE Toolkit (étape 1) | 81 |
| 3.5.2 | Pour PV Toolkit (étape 2)..... | 82 |
| 3.6 | Fichier d'entrée texte pour l'optimisateur de l'étape 2..... | 85 |
| 3.7 | Conclusions..... | 85 |
| CHAPITRE 4 VALIDATION DU PROGRAMME DE SIMULATION PV TOOLKIT | | 86 |
| 4.1 | Comparaison vis-à-vis du modèle de Duffie et Beckman | 86 |
| 4.1.1 | Contexte | 86 |
| 4.1.2 | Comparaison par rapport à l'exemple de Duffie et Beckman..... | 87 |
| 4.2 | Comparaison par rapport aux logiciels RETSCREEN et PVSYST..... | 89 |
| 4.2.1 | Contexte | 89 |
| 4.2.2 | Comparaison des valeurs mensuelles et annuelles de la production PV et des valeurs intermédiaires de calcul..... | 92 |
| 4.2.3 | Comparaison de l'influence du type de panneaux sur la production PV | 97 |
| 4.2.4 | Comparaison de l'influence de la pente sur la production PV..... | 99 |
| 4.2.5 | Comparaison de l'influence de l'azimut sur la production PV..... | 101 |
| 4.3 | Conclusions..... | 103 |
| CHAPITRE 5 ETUDE DE CAS | | 104 |
| 5.1 | Description du cas..... | 104 |
| 5.1.1 | Variables de conception..... | 104 |
| 5.1.2 | Réglage des paramètres..... | 105 |
| 5.2 | Résultats et discussions..... | 118 |
| 5.2.1 | Choix de l'alternative de conception du bâtiment seul..... | 118 |
| 5.2.2 | Résultats du système d'optimisation du bâtiment équipé..... | 124 |
| 5.3 | Influence des paramètres géographiques, économiques et environnementaux sur les résultats..... | 127 |
| 5.3.1 | Application à Montréal avec les radiations reçues à Mexico | 127 |
| 5.3.2 | Application en Allemagne | 130 |
| 5.3.3 | Application en France..... | 137 |

| | | |
|---|--|-----|
| 5.4 | Retour sur le cas de Montréal | 146 |
| 5.5 | Autres indicateurs de performance | 149 |
| 5.6 | Résumé..... | 153 |
| CONCLUSION..... | | 159 |
| ANNEXE I | CAPTURE D’ECRAN DU LOGICIEL PVSYST | 167 |
| ANNEXE II | CAPTURES D’ECRAN DU LOGICIEL RETSCREEN | 168 |
| ANNEXE III | ÉVOLUTION DE LA PERFORMANCE ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE DU BÂTIMENT SEUL EN FONCTION DES ALTERNATIVES DE CONCEPTION | 170 |
| ANNEXE IV | ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D’ELECTRICITÉ PV EN FONCTION DE LA PENTE DE L’INSTALLATION | 171 |
| ANNEXE V | ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION PV QUOTIDIENNE EN FONCTION DU MOIS DE L’ANNÉE..... | 174 |
| ANNEXE VI | RÉPARTITION DE LA PÉRIODE DE RETOUR ENVIRONNEMENTALE EN FONCTION DES DIFFÉRENTS COMPOSANTS DE L’INSTALLATION PV | 175 |
| ANNEXE VII | RÉPARTITION DE LA PÉRIODE DE RETOUR ÉCONOMIQUE EN FONCTION DES DIFFÉRENTS COMPOSANTS DE L’INSTALLATION PV..... | 176 |
| LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES..... | | 177 |

LISTE DES TABLEAUX

| | | Page |
|-------------|---|------|
| Tableau 1.1 | Capacité PV installée au Canada | 15 |
| Tableau 1.2 | Résumé d'études d'optimisation de la performance d'une installation PV..... | 30 |
| Tableau 2.1 | Comparaison entre l'énergie et l'exergie | 39 |
| Tableau 4.1 | Production PV détaillée pour la 16 ^{ème} heure de la journée | 87 |
| Tableau 4.2 | Comparaison des valeurs mensuelles et annuelles de la production PV et des valeurs intermédiaires de calcul pour 100 panneaux ASR 120; pente 37 degrés, azimut 0 degré..... | 94 |
| Tableau 4.3 | Comparaison des valeurs mensuelles et annuelles de la production PV et de ses intermédiaires de calcul pour 100 panneaux CS5C 85M; pente 37 degrés, azimut 0 degré..... | 96 |
| Tableau 4.4 | Comparaison de la production PV annuelle [kWh] pour 100 panneaux de chaque type avant le passage par l'onduleur; pente 37 degrés, azimut 0 degré..... | 98 |
| Tableau 4.5 | Comparaison de la production PV annuelle [kWh] en fonction de la pente de l'installation PV pour 100 panneaux Shell SQ 150 C; azimut 0 degré..... | 100 |
| Tableau 4.6 | Comparaison de la production PV annuelle [kWh] en fonction de l'azimut de l'installation PV pour 100 panneaux PhotoWatt 750 / 80W; pente 37 degrés | 102 |
| Tableau 5.1 | Liste des variables de conception pour l'étude de cas | 105 |
| Tableau 5.2 | Exergie chimique e_x des matériaux non fossiles..... | 107 |
| Tableau 5.3 | Coefficients d'émission de l'électricité produite pour différentes sources d'énergie | 109 |
| Tableau 5.4 | Principales caractéristiques des panneaux PV sélectionnés pour représenter les différents types de cellules..... | 112 |
| Tableau 5.5 | Coût initial CI en fonction du type de cellules, détail par composants de l'installation PV | 113 |

| | | |
|--------------|---|-----|
| Tableau 5.6 | Masses de matériaux (m_k) impliquées dans le processus de fabrication de l'installation PV en fonction du type de cellules, détails par composants [kg/Wp]..... | 114 |
| Tableau 5.7 | Calcul de la part de la consommation d'exergie cumulée ($CExC$) due à l'utilisation des matériaux en fonction du type de cellules | 115 |
| Tableau 5.8 | Énergie induite EN [MJ/Wp] en fonction du type de cellules, détails par composants | 116 |
| Tableau 5.9 | Émissions de déchets m_w et consommation d'exergie d'« abatement » ($AbatEx$) exprimés en équivalent de CO_2 , en fonction du type de cellules..... | 117 |
| Tableau 5.10 | Calcul de l'impact environnemental sur le cycle de vie ($LCEI$) [MJ] en fonction du type de cellules..... | 118 |
| Tableau 5.11 | Répartition de la consommation d'électricité annuelle [kWh/an] en fonction de la consommation due au chauffage et à la climatisation et de la consommation due à l'éclairage et à l'équipement | 121 |
| Tableau 5.12 | Répartition du coût sur le cycle de vie (LCC) [\$] en fonction des coûts initiaux (CI) et des coûts de fonctionnement (CF)..... | 122 |
| Tableau 5.13 | Répartition de l'impact environnemental sur le cycle de vie ($LCEI$) [MJ] en fonction de l'impact environnemental initial (EI) et de fonctionnement (EF)..... | 123 |
| Tableau 5.14 | Répartition de l'impact environnemental sur le cycle de vie ($LCEI$) [MJ] en fonction de la consommation d'exergie cumulée ($CExC$) et de la consommation d'exergie d'« abatement » ($AbatEx$) | 124 |
| Tableau 5.15 | Production d'électricité annuelle [kWh/an] pour un panneau PV de chaque type de cellules : ville de Montréal; pente : 37 degrés, azimut : 0 degré..... | 125 |
| Tableau 5.16 | Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour la ville de Montréal pour 10 panneaux de chaque type | 126 |
| Tableau 5.17 | Comparaison de la meilleure production d'électricité PV [kWh/an] pour Montréal et pour Montréal avec les caractéristiques géographiques de Mexicopour un panneau de chaque type de cellules; azimut 0 degré | 128 |

| | | |
|--------------|---|-----|
| Tableau 5.18 | Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé en fonction du type de cellules pour la ville de Montréal avec les caractéristiques géographiques de Mexico..... | 129 |
| Tableau 5.19 | Comparaison de la production d'électricité PV [kWh/an] pour un panneau de chaque type de cellules pour Montréal et Munich; pente : 37 degrés, azimut : 0 degré | 131 |
| Tableau 5.20 | Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé en fonction du type de cellules pour les villes de Munich après ajustements géographiques et de Montréal..... | 132 |
| Tableau 5.21 | Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour la ville de Munich en fonction du type de cellules et des paramètres modifiés | 137 |
| Tableau 5.22 | Comparaison de la production d'électricité PV [kWh/an] pour un panneau de chaque type de cellules pour Montréal et Bordeaux après ajustements géographiques; pente : 37 degrés, azimut : 0 degré | 138 |
| Tableau 5.23 | Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé en fonction du type de cellules pour les villes de Bordeaux après ajustements géographiques et de Montréal..... | 140 |
| Tableau 5.24 | Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour la ville de Bordeaux en fonction du type de cellules et des paramètres modifiés..... | 142 |
| Tableau 5.25 | Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour la ville de Montréal en fonction du type de cellules et des paramètres modifiés caractéristiques de l'Allemagne (Munich))..... | 147 |
| Tableau 5.26 | Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé en fonction des villes étudiées et du type de cellules pour 10 panneaux. | 157 |
| Tableau 5.27 | Résumé des résultats du système d'optimisation en fonction des villes étudiées et du type de cellules et mise en valeur des meilleures alternatives. | 158 |

LISTE DES FIGURES

| | | Page |
|------------|--|------|
| Figure 1.1 | Schéma d'un système photovoltaïque relié au réseau..... | 11 |
| Figure 1.2 | Puissance PV cumulée installée [MWp] par région. | 13 |
| Figure 1.3 | Développement du marché photovoltaïque par application..... | 14 |
| Figure 1.4 | Puissance photovoltaïque cumulée par type d'application et globalement sur le marché français..... | 17 |
| Figure 1.5 | Cycle de vie d'un produit..... | 18 |
| Figure 1.6 | Capture d'écran du logiciel PVSYST montrant les possibilités de disposition des panneaux. | 24 |
| Figure 1.7 | Capture d'écran du logiciel RETSCREEN montrant l'analyse économique d'une installation photovoltaïque. | 25 |
| Figure 2.1 | Dimensions d'un panneau PV..... | 55 |
| Figure 2.2 | Principales dimensions d'un panneau PV installé et de son ombre (Vue en plan)..... | 56 |
| Figure 2.3 | Schéma de disposition des panneaux en rangées successives (Vue de profil)..... | 57 |
| Figure 3.1 | Architecture du système d'optimisation du bâtiment : étape 1..... | 67 |
| Figure 3.2 | Architecture du système d'optimisation de l'étape 2..... | 70 |
| Figure 3.3 | Travail d'extension pour obtenir le <i>LCC</i> et le <i>LCEI</i> du bâtiment seul à partir d'ASHRAE Toolkit (étape 1). | 75 |
| Figure 3.4 | Travail d'extension pour obtenir le <i>LCC</i> et le <i>LCEI</i> de l'installation PV à partir de PV Toolkit (étape 2). | 79 |
| Figure 3.5 | Modèle pour le fichier de données d'un panneau PV..... | 81 |
| Figure 3.6 | Modèle pour le fichier <i>simulationData.txt</i> de l'étape 2. | 84 |
| Figure 4.1 | Évolution de la production PV sur une année pour 100 panneaux ASR 120; pente 37 degrés, azimut 0 degré..... | 95 |

| | | |
|------------|--|-----|
| Figure 4.2 | Évolution de la production PV sur une année pour 100 panneaux CS5C-85M; pente 37 degrés, azimut 0 degré. | 97 |
| Figure 4.3 | Comparaison de la production PV annuelle pour 100 panneaux de chaque type avant le passage par l'onduleur; pente 37 degrés, azimut 0 degré. | 99 |
| Figure 4.4 | Évolution de la production PV annuelle en fonction de la pente pour 100 panneaux Shell SQ 150 C; azimut 0 degré. | 101 |
| Figure 4.5 | Évolution de la production PV annuelle [kWh] en fonction de l'azimut pour 100 panneaux PhotoWatt 750 / 80W; pente 37 degrés. | 103 |
| Figure 5.1 | Évolution du <i>LCC</i> et du <i>LCEI</i> en fonction du nombre de panneaux et du type de cellules à Bordeaux. | 146 |
| Figure 5.2 | Évolution du EPT [années] en fonction de la localisation de l'installation et du type de cellules. | 151 |
| Figure 5.3 | Évolution du CPT [années] en fonction de la localisation de l'installation et du type de cellules. | 152 |
| Figure 5.4 | Répartition du EPT [années] en fonction du type de cellules, détails par composants de l'installation PV. | 153 |

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

| | |
|-----------------|--|
| <i>AbatEx</i> | Exergie d'« abatement » [MJ] |
| AC | Courant alternatif [V] |
| ACV | Analyse du cycle de vie |
| AG | Algorithme Génétique |
| ADEME | Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie |
| BPV | Bâtiment équipé de l'installation PV |
| BOS | Balance of system |
| BIPV | Système photovoltaïque intégré au bâtiment |
| <i>CExC</i> | Consommation d'exergie cumulée |
| CH ₄ | Méthane |
| CO ₂ | Dioxyde de carbone |
| <i>CPT</i> | Période de retour économique |
| DC | Courant continu [V] |
| EDF | Électricité de France |
| EPIA | Association de l'industrie photovoltaïque européenne |
| <i>EPT</i> | Période de retour environnementale |
| EU | Union Européenne |
| GIEC | Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat |
| IDD | Input Data Dictionary |
| IDF | Input Data File |
| IOT | Inclinaison, orientation, taille |

| | |
|------------------|--|
| <i>LCC</i> | Coût sur le cycle de vie (Life Cycle Cost) |
| <i>LCEI</i> | Coût environnemental sur le cycle de vie (Life Cycle Environmental Impact) |
| Mono. | Panneau à cellules monocristallines |
| Mt | Millions de tonnes |
| NOCT | Température de la cellule PV en condition de fonctionnement standard [° C] |
| NH ₃ | Ammoniac |
| N ₂ O | Oxyde nitrique |
| NO _x | Oxyde d'azote |
| PI | Indice désignant la phase initiale |
| PF | Indice désignant la phase de fonctionnement |
| Multi. | Panneau à cellules multicristallines |
| PV | Photovoltaïque |
| RNCan | Ressources Naturelles Canada |
| SO _x | Oxyde de soufre |
| USA | États-Unis d'Amérique |
| \$ | Dollar US |
| € | Euro |

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

| | |
|-------------|---|
| a | Taux d'intérêt effectif |
| A | Aire totale du champ PV [m^2] |
| A_{max} | Aire du toit du bâtiment [m^2] |
| $AbatEx$ | Consommation d'exergie d'« abatement » [MJ] |
| b_0 | Facteur intervenant dans l'ajustement de l'angle d'incidence |
| CA | Coût annuel de fonctionnement [\$] |
| CE | Coût de l'énergie [\$/kWh] |
| $CExC$ | Consommation d'exergie cumulée [MJ] |
| CF | Coût de fonctionnement sur le cycle de vie [\$] |
| CI | Coût de construction initial [\$] |
| $DPEq$ | Densité de puissance pour l'équipement [W/m^2] |
| $DPEc$ | Densité de puissance pour l'éclairage [W/m^2] |
| e | Exergie [MJ/kg] |
| e_k | Exergie chimique du matériau non fossile k [MJ/kg] |
| e_w | Exergie d'« abatement » unitaire du déchet émis w [MJ/kg] |
| E_{jm} | Production d'électricité d'origine PV pour l'heure j et le mois m [kWh] |
| E_{Bat} | Charges horaires du bâtiment [kWh] |
| E^*_{Bat} | Charges horaires du bâtiment avec les charges modifiées [kWh] |
| E_{PV} | Production horaire de l'installation PV [kWh] |
| E_{PVann} | Production annuelle d'électricité de l'installation PV |

| | |
|------------------|--|
| E_{BPV} | Charges horaires du bâtiment équipé de l'installation PV [kWh] |
| E_{sys} | Charge pour le chauffage ou pour la climatisation [kWh] |
| EN | Énergie induite [MJ] |
| EF | Impact environnemental dû à la phase de fonctionnement [MJ] |
| EI | Impact environnemental dû à la phase initiale [MJ] |
| g | Accélération de la gravité [m/s^2] |
| G_{NOCT} | Irradiance en condition d'opération standard, c'est-à-dire $800 W/m^2$ |
| G_{sc} | Constante solaire [W/m^2] |
| h_p | Hauteur du champ incliné [m] |
| H | Radiation quotidienne pour une surface horizontale [W/m^2] |
| \dot{H} | Moyenne mensuelle de la radiation pour une surface horizontale [W/m^2] |
| H_0 | Radiation extraterrestre quotidienne pour une surface horizontale [W/m^2] |
| i | Taux d'escompte |
| I | Radiation horaire pour une surface horizontale [W/m^2] |
| \dot{I} | Moyenne mensuelle de la radiation horaire pour une surface horizontale [W/m^2] |
| I_c | Radiation instantanée incidente au champ PV [W/m^2] |
| $\overline{I_c}$ | Moyenne mensuelle de la radiation horaire incidente au champ PV [W/m^2] |
| $\overline{I_0}$ | Radiation extraterrestre horaire [W/m^2] |
| I_{MP} | Valeur de I au point de puissance maximale [A] |

| | |
|-----------------------------|--|
| $\frac{\dot{I}_d}{\dot{I}}$ | Part moyenne mensuelle du rayonnement diffus comparé au rayonnement total reçu par les panneaux PV |
| $IP_{Chauffage}$ | Indice de performance pour le chauffage |
| $IP_{Climatisation}$ | Indice de performance pour la climatisation |
| j | Heure du mois étudié |
| k_t | Indice de clarté horaire |
| $k_{\tau\alpha}$ | Coefficient d'ajustement de l'angle d'incidence |
| $\overline{k_t}$ | Indice de clarté moyen horaire par mois |
| $\overline{K_T}$ | Indice de clarté moyen par mois |
| l | Largeur du panneau PV [m] |
| L | Longueur du panneau PV [m] |
| L' | Empreinte au sol du panneau PV [m] |
| L_{min} | Distance minimale à laisser entre deux rangées de panneaux PV [m] |
| LCC | Coût sur le cycle de vie [\$] |
| $LCEI$ | Impact environnemental sur le cycle de vie [MJ] |
| LCC_{Bat} | Coût sur le cycle de vie du bâtiment [\$] |
| LCC^*_{Bat} | Coût sur le cycle de vie du bâtiment avec les charges modifiées [\$] |
| LCC_{BPV} | Coût sur le cycle de vie du bâtiment et de l'installation PV [\$] |
| $LCEI_{Bat}$ | Impact environnemental sur le cycle de vie du bâtiment [MJ] |
| $LCEI^*_{Bat}$ | Impact environnemental sur le cycle de vie du bâtiment avec les charges modifiées [MJ] |

| | |
|---------------------|--|
| $LCEI_{BPV}$ | Impact environnemental sur le cycle de vie du bâtiment et de l'installation PV [MJ] |
| m | Mois de l'année étudié |
| $m_{Chauffage}$ | Nombre de mois pour la saison de chauffage |
| $m_{Climatisation}$ | Nombre de mois pour la saison de climatisation |
| m_k | Masse du matériau non fossile k [kg] |
| m_w | Masse du déchet émis w [kg] |
| Mt | Millions de tonnes [kg] |
| MW | Méga Watt [W] |
| n | Durée de vie [années] |
| Nb_{max} | Nombre maximum de panneaux qu'il est possible d'installer sur le toit |
| ON | Energie de fonctionnement annuelle [MJ] |
| p | Jour de référence |
| P | Facteur regroupant l'ensemble des pertes de l'installation photovoltaïque |
| P_M | Pertes considérant la déviation entre le fonctionnement réel et le fonctionnement spécifié par les constructeurs |
| P_p | Pertes considérant la puissance perdue au point de fonctionnement maximal |
| P_S | Pertes dues à la poussière |
| P_o | Pertes ohmiques |
| PI | Indice désignant la phase initiale |
| PF | Indice désignant la phase de fonctionnement |
| r | Taux d'augmentation des coûts de l'énergie |

| | |
|--------------|--|
| R_b | Rapport entre le rayonnement solaire direct sur un plan incliné et celui sur le plan de mesure |
| R_t | Rapport entre le rayonnement horaire et le rayonnement quotidien |
| S | Aire totale du plancher [m ²] |
| s | Entropie spécifique [J/kg K] |
| T_a | Température horaire moyenne de l'air [°C] |
| $T_{a,NOCT}$ | Température ambiante en condition d'opération standard, c'est-à-dire 20[°C] |
| T_c | Température de la cellule PV [°C] |
| $T_{c,NOCT}$ | Température de la cellule PV en condition d'opération standard [°C] |
| T_r | Température de référence |
| u | Énergie interne spécifique [J/kg] |
| U | Coefficient de transfert de chaleur global [W/m ² °C] |
| v | Vitesse [m/s] |
| V | Volume [m ³] |
| V_{MP} | Valeur de V au point de puissance maximale [V] |
| F | Ratio entre la hauteur du champ incliné et l'espacement minimal à respecter |
| W_p | Watt peak [W] |
| Wh | Watt Heure [J] |
| X | Vecteur de variables |
| z | Hauteur [m] |
| Z_i | Intermédiaire de calcul |

| | |
|-----------------|--|
| α | Facteur d'absorption |
| α_j | Rapport entre l'exergie et l'énergie induite pour le fossile j |
| γ | Azimut du champ PV [degrés] |
| δ | Déclinaison [degrés] |
| $\bar{\eta}$ | Rendement total de l'installation PV |
| η_{bos} | Rendement du reste de l'installation (Balance of System) |
| η_i | Rendement de l'onduleur |
| $\eta_{mp,ref}$ | Rendement du module au point de puissance maximal dans les conditions de référence |
| θ | Angle solaire : angle entre la surface normale et le rayonnement solaire direct [degrés] |
| θ_p | Inclinaison des panneaux PV par rapport à l'horizontale [degrés] |
| θ_z | Angle zénithal [degrés] |
| $\mu_{V_{oc}}$ | Coefficient de température de la tension en circuit ouvert [V/°C] |
| $\mu_{\eta,mp}$ | Coefficient de température au point de puissance maximale [°C ⁻¹] |
| ψ_j | Efficacité exergétique globale de la production et du transport pour la source d'énergie j |
| ρ | Réflectance (ou Albédo) du sol |
| τ | Transmittance (ou Facteur de transmission) |
| φ | Latitude de l'installation PV [degrés] |
| ω | Angle horaire [degrés] |
| ω_s | Angle horaire au coucher du soleil [degrés] |

INTRODUCTION

Contexte

Au cours des dernières décennies, la question des changements climatiques n'a cessé de prendre de l'ampleur. Selon le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), ce sont les émissions de gaz à effet de serre qui sont les principaux responsables des changements climatiques (GIEC, 2007). Au cours des deux siècles et demi derniers, les concentrations atmosphériques de gaz à effet de serre, tels que le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O), ont crû de manière alarmante (respectivement 31%, 151% et 17%) (Greenfacts, 2007). Ces augmentations favorisent l'accroissement de l'effet de serre, ce qui a plusieurs conséquences, notamment au niveau des températures. Le rapport du GIEC indique que la température moyenne à la surface de la terre a augmenté de 0.6 °C au cours du siècle dernier et que le niveau moyen de la mer s'est élevé de plus de 150 mm.

Or la principale cause de ces augmentations est l'utilisation de combustibles fossiles pour fournir de l'énergie. Au Canada par exemple, environ 80% des émissions de gaz à effet de serre sont dues à des activités humaines liées à l'utilisation des combustibles fossiles (Environnement Canada, 2003). Il est alors intéressant de souligner le lien entre le bâtiment et l'environnement. La consommation d'énergie dans les bâtiments représente environ 30% de l'énergie consommée au Canada et contribue dans les mêmes proportions à ses émissions de gaz à effet de serre (135 Mt équivalent CO₂ en 2001) (RNCanada, 2004b). Les proportions sont similaires aux États-Unis, où les bâtiments comptent pour 39% de l'énergie totale et 71% de l'électricité consommée (US DOE, 2004). Le fonctionnement des bâtiments nécessite donc des quantités colossales d'énergie qui génèrent de grandes quantités d'émissions polluantes. Il s'avère donc d'une importance capitale de chercher à abaisser ces quantités.

Déclaration du problème

Étant donné l'impact sur l'environnement que peuvent avoir les bâtiments, il est important d'intégrer la performance environnementale comme critère dans la conception du bâtiment. Le terme de bâtiment durable est une notion récente qui, selon Wooley et al. (1997), nécessite la prise en compte de l'utilisation des ressources et des émissions de déchets tout au long du cycle de vie. Les termes de bâtiments verts ou de bâtiments écoénergétiques sont parfois utilisés en lieu et place de bâtiments durables, même si leurs définitions varient légèrement. Les principes de base restent les mêmes quel que soit le terme utilisé : performance énergétique, efficacité des ressources utilisées et faibles émissions (U.S Green Building Council, 2003).

Il existe plusieurs axes de recherche concernant l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments, les deux principaux étant les mesures d'efficacité énergétique et l'utilisation d'énergies renouvelables. Concernant l'efficacité énergétique, le type d'enveloppe du bâtiment, des ouvertures ou leur orientation peuvent grandement influencer la consommation du bâtiment. C'est sur ces aspects que s'est concentré Wang (2005) à travers la création d'un système qui optimise la valeur des variables de conception du bâtiment citées ci-dessus en fonction du coût économique et de l'impact environnemental du bâtiment. Les différentes alternatives de conception du bâtiment sont sélectionnées à partir d'une base de données où sont répertoriés les coûts économiques et les impacts environnementaux de chaque produit utilisés dans la construction.

Afin d'abaisser la consommation énergétique du bâtiment, en plus de recourir à des mesures d'efficacités énergétiques, il est également possible d'incorporer l'utilisation d'énergies renouvelables telles que les énergies solaire, éolienne ou géothermique. Cette étude va se concentrer uniquement sur l'incorporation de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) à un bâtiment.

Un système photovoltaïque peut être soit autonome (par exemple pour l'électrification des sites isolés), soit raccordé au réseau. Dans ce dernier cas, l'électricité produite peut être

revendue à la compagnie d'électricité locale. Au cours des 20 dernières années, l'énergie solaire photovoltaïque s'est progressivement démocratisée. Des années de recherche et développement ont débouché sur l'augmentation de l'efficacité des modules PV, la réduction des coûts et l'augmentation de la productivité. La croissance mondiale du marché photovoltaïque est de 35% par an depuis dix ans, et elle s'est encore accélérée en 2007 (EPIA, 2008). Le prix d'achat des modules PV est passé de 30 \$/Wp en 1970 à 5 \$/Wp en 2003 (Holihan, 2003) et à environ 4 \$/Wp aujourd'hui (SolarBuzz, 2009). Le watt crête [Wp] est une unité, souvent utilisée pour comparer les rendements ou les coûts d'un module PV, représentant la puissance électrique maximale délivrée par une installation PV pour un ensoleillement standard. Le coût d'un système PV demeure malgré tout assez élevé comparé aux moyens de production d'électricité traditionnels. Ces prix assez importants rendent nécessaires l'optimisation des variables de conception telles que l'orientation, la pente, l'aire du champ PV et le type de panneaux PV.

Par ailleurs, même si le prix des technologies PV est devenu abordable et que ses bénéfices sociaux et environnementaux sont reconnus, le coût reste souvent un facteur prohibitif quand vient le temps d'intégrer la conception d'une installation PV aux projets de bâtiments. Les entrepreneurs considèrent souvent le coût initial comme principal critère de sélection et les panneaux photovoltaïques ont la réputation d'être trop chers ou non rentables. Ceci peut s'expliquer en partie par le manque de critères de performance économique et environnementale appropriés pour comparer les alternatives de conception. Il est donc essentiel de tenir compte à la fois de la performance environnementale et de la performance économique et ce, sur l'ensemble du cycle de vie du bâtiment et de l'installation PV, afin de mesurer correctement les bénéfices associés à son implantation.

Objectifs de recherche

L'objectif de ce projet de recherche est de mettre au point un système d'aide à la conception d'un bâtiment commercial incorporant sur son toit une installation photovoltaïque en fonction des performances économique et environnementale.

Wang (2005) a conçu un système d'optimisation des performances économiques et environnementales d'un bâtiment sans installation PV en fonction de ses principaux paramètres de conception (type d'ouvertures, isolation...). L'étude présentée dans ce mémoire vise à optimiser la performance d'un «bâtiment équipé», c'est-à-dire d'un bâtiment seul dont la performance sera fournie par le système d'optimisation de Wang (2005), avec l'ajout d'une installation PV. Celle-ci est fixée sur le toit du bâtiment et est connectée au réseau. Le système d'optimisation BPV (pour «bâtiment équipé de l'installation PV») prend en compte le coût économique sur le cycle de vie (*LCC*) ainsi que le coût environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*), à la fois pour le bâtiment et pour l'installation PV.

Plus précisément, la recherche vise à :

- Concevoir un programme de simulation d'une installation photovoltaïque (qui sera appelé PV Toolkit), prenant comme intrants les paramètres de l'installation PV (par exemple latitude de l'installation et rendement de la cellule PV). Les quatre paramètres pouvant être modifiés d'une simulation à l'autre sont appelés les variables de conception. Ce sont l'azimut et l'orientation du champ PV, ainsi que le nombre et le type de panneaux PV. Les extrants du programme de simulation sont les fonctions objectives : elles vont permettre de mesurer la performance du bâtiment. Les deux principales fonctions objectives sont le coût sur le cycle de vie (*LCC*) et l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*).
- Concevoir un système rendant possible l'optimisation des fonctions objectives, afin d'aboutir à la meilleure performance possible. Le système devra notamment permettre une optimisation simple (par exemple seulement le *LCC*) ou multiple (*LCC* et *LCEI*).
- Prendre en compte les différentes catégories d'impacts environnementaux pouvant avoir des conséquences globales, locales ou à long terme sur l'environnement. Ainsi, les impacts environnementaux ne se réduisent plus à la seule consommation énergétique, qui n'est pas un indicateur environnemental complet. En effet, un grand nombre d'impacts environnementaux ne sont pas directement reliés à la consommation d'énergie.
- Utiliser la méthode d'analyse sur le cycle de vie afin de considérer à la fois la phase de fonctionnement de l'installation PV, mais également sa construction. Les coûts de

construction initiaux et les impacts environnementaux liés à l'acquisition des matériaux et à leur érection sont ainsi pris en compte.

- Valider le système développé pour calculer la production électrique d'une installation PV par comparaison avec des logiciels commerciaux.
- Élaborer un système d'optimisation BPV (pour bâtiment équipé de l'installation PV) faisant intervenir le système d'optimisation du bâtiment seul conçu par Wang (2005) et le programme de simulation de l'installation PV. Le principal travail est d'assurer la communication entre les différents composants du système.
- Valider le système d'optimisation de la performance du bâtiment équipé à travers des études de cas. L'impact des différentes fonctions objectives sur les solutions optimales est étudié, à partir de quoi il devient possible d'établir des recommandations d'ordre général pour les concepteurs de telles installations. Plusieurs scénarios sont testés, dans lesquels varient le lieu d'implantation ou encore les politiques gouvernementales.

Méthodologie

Afin d'atteindre les objectifs cités ci-dessus, la méthodologie suivante est proposée :

- En premier lieu, une revue de littérature est menée afin d'identifier les points forts et les limites des études précédentes. Les différentes méthodes de conception d'une installation PV ainsi que les différents indicateurs de performance sont étudiés. Par la suite, une démarche originale émane de cette revue comme suit.
- Un programme de simulation de l'installation PV est développé. Un indicateur particulier, la notion de «consommation d'exergie cumulée étendue», est utilisé pour évaluer la performance environnementale de chaque alternative de conception de l'installation PV.
- Le programme de simulation est validé à partir de problèmes aux solutions connues et de comparaisons par rapport à des logiciels commerciaux.
- Un système d'optimisation est élaboré, faisant intervenir le système d'optimisation de Wang pour le bâtiment et le programme de simulation de l'installation PV. Le déroulement de l'optimisation se déroule en deux étapes principales :

- étape 1: lancement du système d'optimisation tel que créé par Wang optimisant la performance du bâtiment seul, cette étape se terminant par la sélection d'une alternative de conception pour le bâtiment, qui restera fixe tout au long de l'étape suivante.
- étape 2 : lancement du système d'optimisation du bâtiment équipé, constitué du bâtiment et de l'installation PV. Cette étape prend la forme d'une recherche systématique de l'alternative de conception de l'installation PV qui donnera les meilleures performances économique et environnementale du bâtiment équipé de l'installation PV. En effet, maintenant que les caractéristiques du bâtiment sont déterminées (forme, type et dimensions des ouvertures, types d'isolation...), seules les valeurs des variables de conception de l'installation PV (i.e. type et nombre de panneaux, azimut et orientation) peuvent être modifiées afin d'atteindre les meilleures performances économique et environnementale pour le bâtiment équipé.
- Une étude de cas est complétée pour démontrer la capacité du système à optimiser la conception d'une installation PV pour un bâtiment donné.

Organisation du mémoire

Le mémoire est organisé de la manière suivante :

- Le chapitre 1 présente un rapide descriptif des installations photovoltaïques, puis établit la revue de littérature des méthodes de conception d'installations photovoltaïques. Les points forts ainsi que les limites des approches précédentes sont soulignés afin de justifier la démarche proposée.
- Le chapitre 2 présente le développement du programme de simulation. A partir des principaux paramètres de conception de l'installation PV (azimut, type et nombre de panneaux, pente), le programme détermine la production électrique des panneaux ainsi que les coûts économiques et les impacts environnementaux associés.
- Le chapitre 3 explique le développement du système d'optimisation, qui vise à optimiser les performances économiques et environnementales du bâtiment équipé, et ce à travers deux étapes principales. La communication entre les différents composants du système

d'optimisation (les programmes de simulation, l'optimisateur, les fichiers de données ainsi que les intrants et extrants) y est expliquée en détail.

- Le chapitre 4 entend vérifier puis valider le programme de simulation de l'installation PV. Cette validation est effectuée à l'aide de comparaisons des résultats avec ceux obtenus par des logiciels commerciaux de conception d'installation PV.
- Le chapitre 5 utilise le système d'optimisation pour optimiser la conception d'un bâtiment équipé d'une l'installation PV selon deux critères de performance : l'impact environnemental sur le cycle de vie et le coût sur le cycle de vie. L'impact des changements de certains paramètres géographiques, économiques et environnementaux sur les résultats est étudié. Les résultats sont présentés puis analysés.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTERATURE

1.1 Les panneaux photovoltaïques et leur application en bâtiment

1.1.1 Description des systèmes

Le but d'un système photovoltaïque est de transformer la lumière du soleil en électricité. Relié à un bâtiment, un système photovoltaïque peut être soit autonome (par exemple pour l'électrification des sites isolés) soit raccordé au réseau. Dans ce dernier cas, l'électricité produite peut être revendue à la compagnie d'électricité locale. Dans le cadre de notre étude, nous allons seulement nous concentrer sur les systèmes PV connectés au réseau.

Les cellules photovoltaïques sont composées d'un matériau semi-conducteur (en général du silicium). Lorsque les photons frappent ces cellules, ils transfèrent leur énergie aux électrons du matériau. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, vers une grille collectrice située au-dessus, créant ainsi un courant électrique continu dont l'intensité est fonction de l'ensoleillement (ADEME, 2007).

Un système photovoltaïque relié au réseau est généralement composé :

- De modules photovoltaïques,
- D'un ou plusieurs onduleurs,
- De compteurs d'électricité, de câbles électriques pour les connexions,
- De divers composants optionnels (protection contre la foudre, fusibles et disjoncteurs, interrupteurs programmables, systèmes de mesure) (CIEE 2007).

Passons brièvement en revue les principaux composants des systèmes photovoltaïques.

Les modules photovoltaïques

Les modules sont des convertisseurs d'énergie lumineuse en électricité composés d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement. Les cellules photovoltaïques sont constituées de semi-conducteurs à base de silicium. Elles se présentent sous la forme de deux fines plaques en contact étroit. Ces semi-conducteurs sont pris en sandwich entre deux électrodes métalliques, et le tout est protégé par une vitre.

Les modules photovoltaïques se distinguent en fonction des technologies de silicium qu'ils utilisent. Le silicium est en effet le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles au niveau industriel. On distingue :

- Silicium monocristallin,
- Silicium multicristallin,
- Silicium amorphe.

Pour produire une cellule monocristalline, du silicium pur est nécessaire. Le silicium fondu va, lors de son refroidissement, former un seul cristal de grande dimension. Des tiges de silicium monocristallin sont alors extraites du cristal puis sciées en fines tranches. Ces cellules, en général d'un bleu uniforme, possèdent un très bon rendement (environ 16%) mais elles restent chères par rapport aux autres types de cellules (Labouret et Viloz, 2006).

Pour produire une cellule multicristalline (le terme polycristalline est également utilisé), du silicium liquide est coulé dans des blocs qui sont par la suite sciées en tranches. Au cours de la solidification, des structures cristallines de tailles diverses se forment, ce qui explique l'apparence bleue non uniforme des cellules. Ces cellules possèdent un bon rendement (environ 14%) et un coût moindre que les cellules monocristallines (Labouret et Viloz, 2006). Ce sont actuellement les plus utilisées dans le monde car elles sont souvent considérées comme les cellules possédant le meilleur rendement qualité / prix (Markvart et Castaner, 2005).

Les cellules amorphes sont fabriquées en déposant une fine couche du silicium sur une feuille d'un autre matériau comme du verre par exemple par un procédé de vaporisation sous vide. Le panneau est formé d'une seule pièce de couleur gris foncé et les cellules individuelles ne sont pas visibles contrairement aux autres types de cellules. L'épaisseur de la couche du silicium est de l'ordre du μm (micromètre). Les coûts de production sont moins élevés par rapport aux autres types de cellules notamment parce que les cellules amorphes nécessitent des coûts en matériau moindres (Labouret et Viloz, 2006). Mais leur efficacité est faible comparé aux deux autres types de cellules (environ 6%) et par conséquent elles sont principalement utilisées pour les équipement de faibles puissances (montres, calculatrices). Cependant, cette efficacité s'est améliorée au fil des années à tel point que les panneaux à cellules amorphes commencent à être perçus comme une alternative aux cellules cristallines. Un élément à considérer également est que les cellules amorphes étant moins performantes, plus de panneaux (et donc plus d'espace) seront nécessaires pour générer la même production (Markvart et Castaner, 2005).

L'étude ne considère que ces trois types de cellules PV, qui sont actuellement les plus répandues mondialement. Les autres types de cellules PV comme les cellules Tandem et multi jonction ne sont ainsi pas traitées.

Les onduleurs

Les convertisseurs ou onduleurs servent à transformer la tension continue fournie par les panneaux pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative.

Il existe deux types de convertisseurs :

- Les convertisseurs DC/DC (continu/continu) : servent pour convertir les tensions des batteries en tension DC différente pour alimenter un appareil spécial (chargeur de portable, radio, ordinateur portable, etc.),

- Les onduleurs DC/AC (continu/alternatif) : servent pour convertir la tension continue fournie par les modules photovoltaïques en tension alternative pour les récepteurs électriques.

1.1.2 Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Le principe de fonctionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau, schématisé à la Figure 1.1 est relativement simple : un champ de modules photovoltaïques est installé sur un bâtiment ou au sol. L'énergie produite par ces modules est ensuite directement envoyée sur le réseau électrique collectif (après que le courant continu des modules ait été converti en courant alternatif compatible avec le réseau) au lieu d'être stockée dans des batteries comme dans un système autonome.

Ce courant envoyé dans le réseau, mesuré par un compteur qui peut tourner dans les deux sens, est racheté par la compagnie d'électricité. L'intérêt de telles réalisations est de produire de la puissance à l'endroit même de la demande, en évitant les problèmes de stockage.

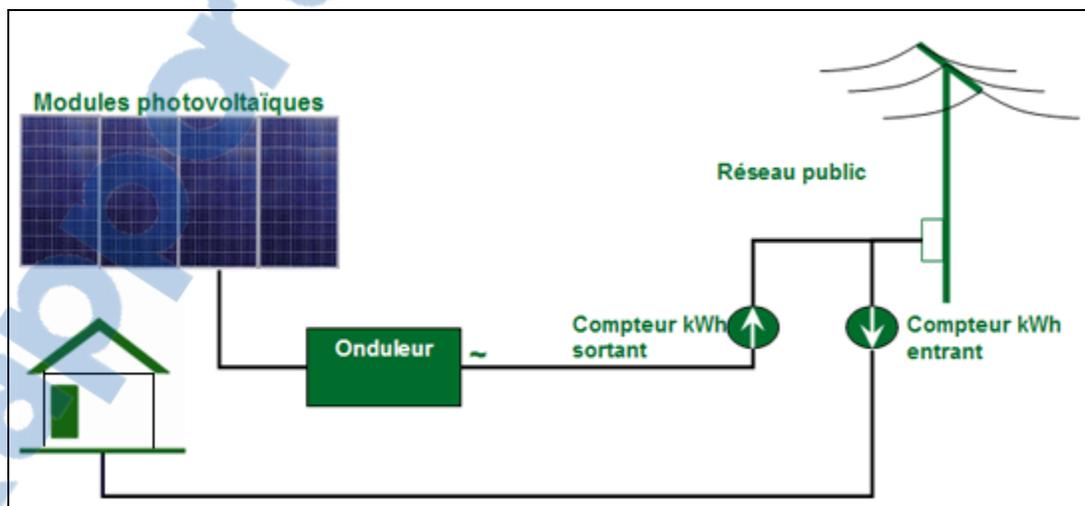


Figure 1.1 Schéma d'un système photovoltaïque relié au réseau.

Tirée de LVM Solaire (2007)

La Figure 1.2 présente le développement du marché photovoltaïque pour l'union européenne (EU) et pour le monde. La croissance mondiale du marché photovoltaïque est de 35% par an depuis dix ans, et elle s'est encore accélérée en 2007 (EPIA, 2008). C'est le développement rapide des installations connectées au réseau qui explique cette croissance actuelle, alors que les installations PV étaient conçues au départ pour répondre à des besoins électriques loin de tout réseau. La Figure 1.3 présente le développement du marché photovoltaïque par application : les installations connectées au réseau représentaient ainsi en 2004 près de 80 % du total des installations et cette part tend à augmenter. Ceci est dû au fait que certains pays ont voulu réduire leur dépendance aux produits pétroliers. Ces états mettent en place des programmes nationaux offrant des incitatifs financiers. De fait, l'entreprise publique ou privée qui gère l'électricité a la possibilité de racheter à un tarif plus élevé l'énergie produite par des modules photovoltaïques. Par exemple, l'Allemagne a multiplié par sept la puissance photovoltaïque installée sur son territoire entre 2000 et 2004 suite à la mise en place de tarifs incitatifs (EPIA, 2005).

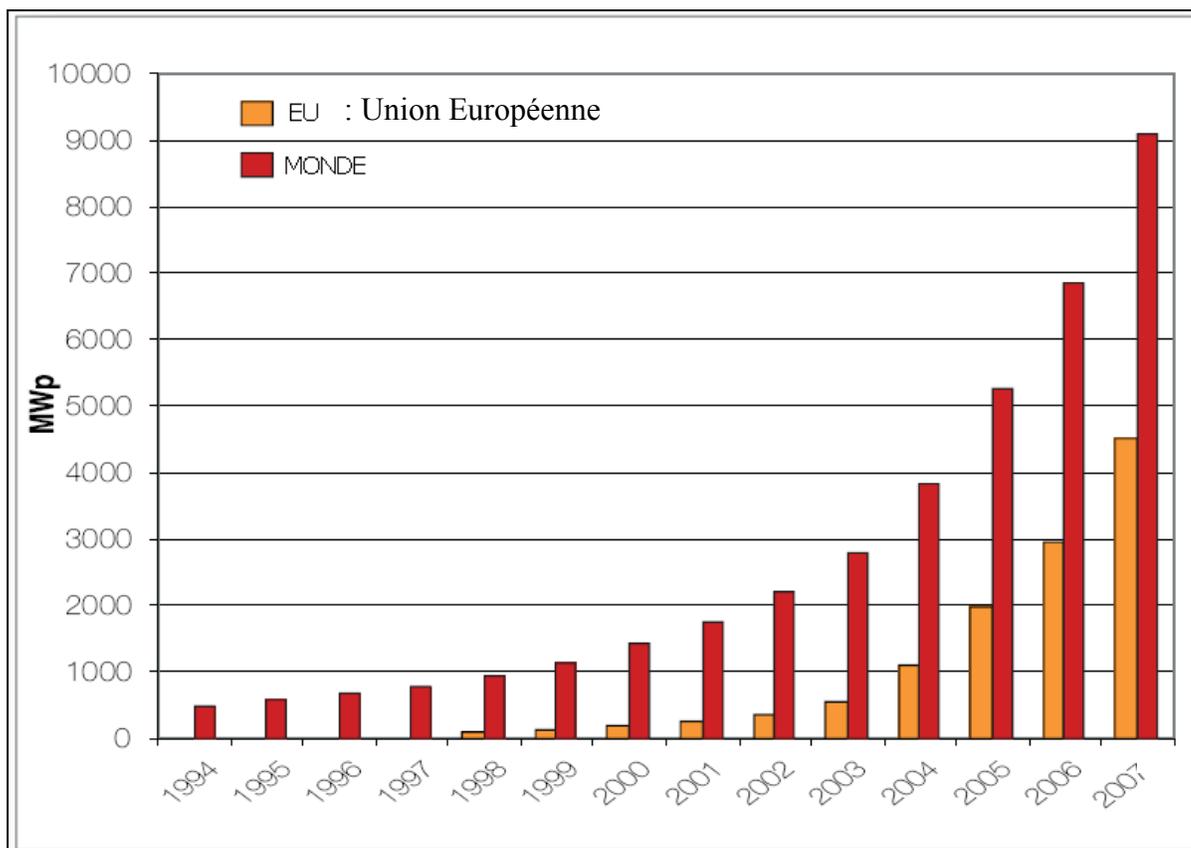


Figure 1.2 Puissance PV cumulée installée [MWp] par région.
Adaptée de EPIA (2008)

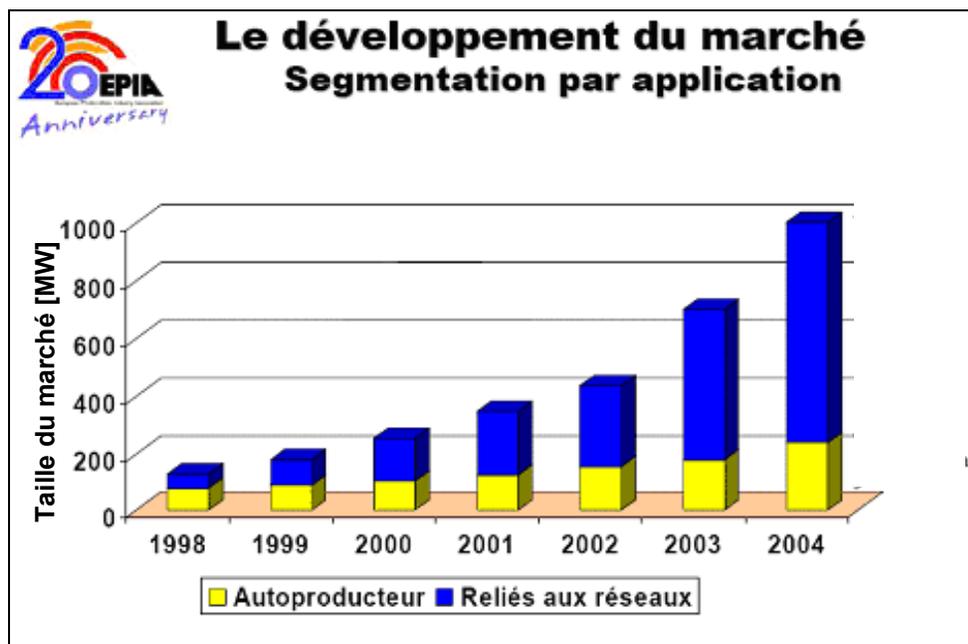


Figure 1.3 Développement du marché photovoltaïque par application.

Adaptée de EPIA (2005)

Les huit plus grandes firmes fabriquant des cellules photovoltaïques se partagent près de 50% du marché mondial. Leur part de marché est ici mise entre parenthèses. Il s'agit des sociétés japonaises Sharp (10.86%), Sanyo (4.37%), Kyocera (3.74%) et Mitsubishi Electric (3.49%), des entreprises chinoises Suntech (7.36%) et Trina Solar (5.62%), de l'américaine Sunpower (5.17%) et de l'allemande SolarWorld (5.74%) (EVO, 2008).

Au Canada

Historiquement, le Canada n'est pas un précurseur en matière d'énergie photovoltaïque. Le coût élevé de ce type d'installations (qui diminue mais reste important) combiné au faible coût de l'énergie au Canada (et encore plus au Québec, parce que l'électricité est essentiellement d'origine hydro) ont conduit les gouvernements successifs à ne pas mettre en valeur cette source d'énergie. Dans les années 80, les premières installations photovoltaïques ont commencé à se répandre, mais elles concernaient essentiellement quelques applications

hors réseaux (chalet isolé par exemple). Ce n'est qu'à partir des années 2000, avec la montée en puissance des courants écologiques et la signature du protocole de Kyoto, que le gouvernement a véritablement investi dans l'énergie photovoltaïque (Rowlands, 2005). La principale opportunité de développement réside dans les applications connectées au réseau, notamment les bâtiments. Pour encourager de telles initiatives, l'Ontario Power Authority a mis en place en 2007 un programme dans le cadre duquel l'électricité PV est payée 42 cents le kilowattheure (RNCAN, 2008). Hydro-Québec a rendu possible depuis 2005 le rachat de l'électricité PV sous forme de crédit d'électricité (Hydro-Québec, 2009). Ce type de mesures a contribué à la croissance du marché photovoltaïque canadien. Le Tableau 1.1 présente la capacité PV installée au Canada de 1992 à 2007. En 2007, la capacité PV installée du Canada est de 25.775 MW et le marché a connu une croissance soutenue de 23 % au cours des dix dernières années. En 2004 par exemple, le marché annuel des modules PV (c'est-à-dire la capacité PV installée cette année-là) correspondait à 2.14 MW comparativement à 1.83 MW en 2003 (RNCAN, 2004a).

Tableau 1.1 Capacité PV installée au Canada
Tiré de RNCAN (2008)

| Année | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|-----------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Puissance [kW] | 958 | 1 238 | 1 510 | 1 860 | 2 560 | 3 380 | 4 470 | 5 826 |

| Année | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
|-----------------------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Puissance [kW] | 7 154 | 8 836 | 9 997 | 11 830 | 13 884 | 16 746 | 20 484 | 25 775 |

Plusieurs entreprises canadiennes ont fait de gros efforts dans l'élaboration et la promotion des systèmes PV au Canada, comme en témoigne la croissance constante de la capacité installée et des investissements dans la fabrication. Des groupements tels que « L'association des industries solaires du Canada », « Énergie Solaire Québec » ou « Le réseau de recherche sur les bâtiments solaires » ont poursuivi leurs activités de promotion et/ou de

commercialisation au Canada. Mais d'importants efforts sont encore nécessaires pour encourager le développement du marché canadien des systèmes PV connectés au réseau.

En France

Historiquement, comme au Canada, le marché photovoltaïque français était un marché qui se concentrait sur les applications photovoltaïque en sites isolés. C'est à partir de 1999, grâce à l'implication de la France au sein du projet européen HIP HIP (« House integrated photovoltaic hightech in public ») (IST, 2008) que le marché français s'est réorienté vers les applications dites raccordées au réseau. Ce projet mis en place par l'union européenne entre 1999 et 2003 visait à répandre l'intégration de l'énergie solaire pour les bâtiments commerciaux et résidentiels. Même si aujourd'hui les applications en sites isolés représentent toujours la majorité des installations PV, le financement en photovoltaïque raccordé au réseau a été 6 fois plus important que celui installé en sites isolés en 2004. La Figure 1.4 présente la puissance photovoltaïque cumulée sur le marché français par type d'application et globalement. Pour la première fois en 2005, la puissance cumulée des applications photovoltaïques raccordées au réseau installée en France est devenue plus importante que celle des sites isolés (cf. Figure 1.4) (ADEME, 2007).

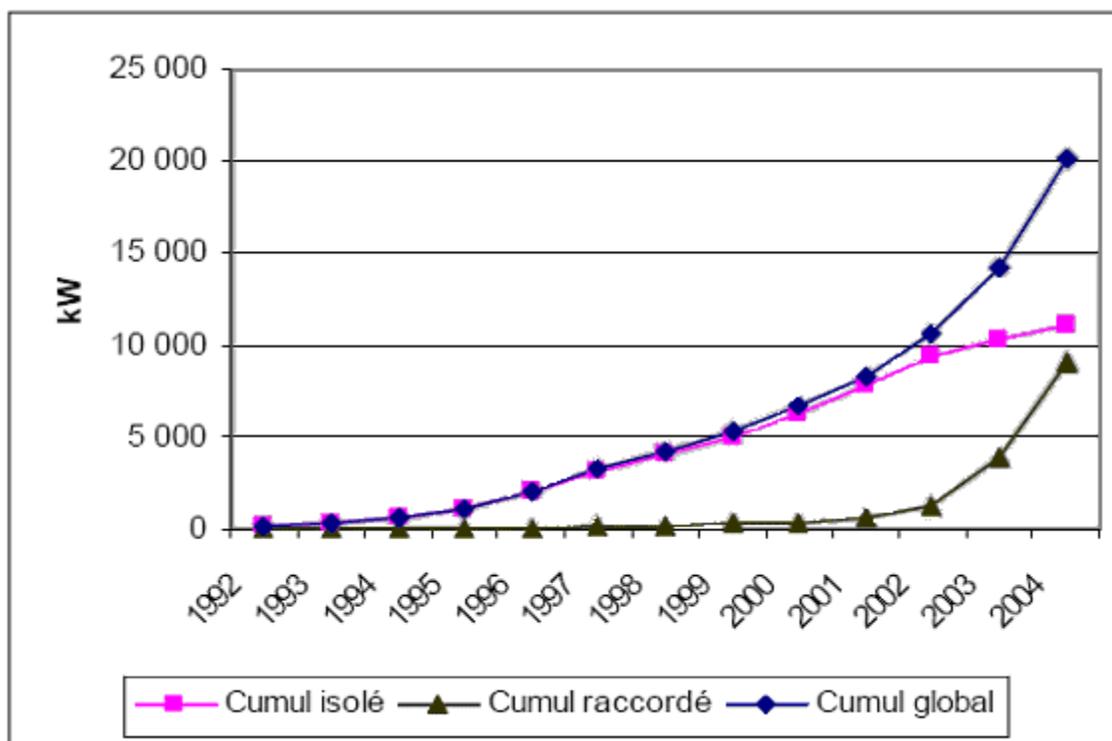


Figure 1.4 Puissance photovoltaïque cumulée par type d'application et globalement sur le marché français.

Adapté de ADEME (2007)

Le décollage du marché du photovoltaïque raccordé au réseau en France est remarquablement rapide, mais concerne des quantités faibles par rapport aux voisins européens, l'Allemagne par exemple. Le marché des sites isolés lui n'a jamais vraiment décollé. Ceci est dû à la densité du réseau électrique français et donc au faible potentiel de sites isolés en France (ADEME, 2007).

1.2 Évaluation de la performance des panneaux photovoltaïques

Plusieurs études ont été réalisées pour concevoir une installation photovoltaïque. Cette section entend passer en revue les études antérieures qui concernent le sujet. Parce que l'analyse du cycle de vie est fondamentale pour évaluer la performance environnementale d'une installation photovoltaïque, ses principes et les indicateurs de performance sont

brièvement présentés dans la première partie. Les travaux sur les optimisations des performances des installations photovoltaïques ainsi que leurs limites sont ensuite présentés.

1.2.1 L'analyse du cycle de vie

L'analyse du cycle de vie (ACV) est une méthode utilisée pour comprendre et évaluer les aspects environnementaux et les impacts potentiels d'un produit, d'un processus ou d'un service et ceci, de l'extraction des matières premières jusqu'à la mise à disposition finale (du berceau au tombeau produit) (Guinee, 2002). La Figure 1.5 présente le schéma du cycle de vie d'un produit.

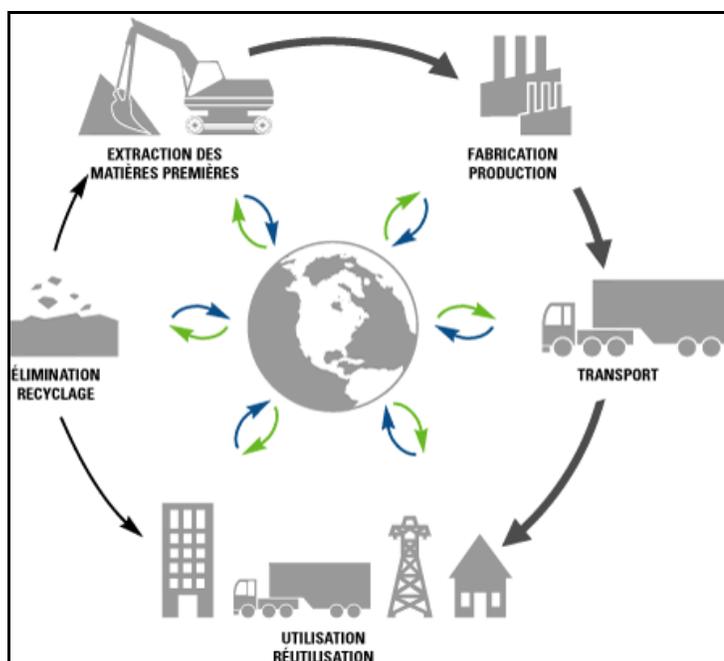


Figure 1.5 Cycle de vie d'un produit

Tirée de Alcan (2007)

L'ACV est divisée en quatre parties majeures : (1) Objectifs et champ de l'étude, (2) Inventaire et analyse de l'inventaire, (3) Évaluation de l'impact, (4) Interprétation des résultats (Wang, 2005). La première partie vise à définir pour qui et pourquoi l'étude est réalisée. Les frontières en termes de temps et d'espace sont déterminées. Par exemple, l'étude peut consister à comparer deux différentes alternatives en fonction de leur performance

environnementale. C'est pourquoi certains choix, comme celui des critères environnementaux et le choix des indicateurs qui en découlent, doivent être effectués dès cette phase.

Lors de la phase de l'inventaire, les intrants et les extrants du système étudié sont répertoriés. Une liste décrivant les quantités de ressources consommées (énergies et matériaux par exemple) et les quantités d'émissions de déchets est dressée (solides, liquides ou gazeux : émissions de CO₂ ou de mercure par exemple). L'inventaire et son analyse se font en quatre étapes (Wang, 2005) :

1. Rassembler les ressources requises et les émissions de déchets pour chaque matériau ou produit requis pour fabriquer le produit final, l'installation PV par exemple;
2. Déterminer la quantité requise pour chaque matériau et pour chaque produit;
3. Quantifier les émissions et extractions pour les étapes de construction sur le site et pour l'étape de démolition;
4. Déterminer les impacts environnementaux dus à l'utilisation du produit final.

Lors de l'évaluation des impacts, les intrants et extrants de l'étape d'analyse sont repris afin de déterminer leurs impacts environnementaux potentiels sur la santé humaine, la diminution des ressources, etc. Voici le détail des principales étapes (Guinee, 2002) :

- Choix des catégories d'impacts. En général, les catégories d'impacts comprennent la diminution des ressources, l'appauvrissement de l'ozone, le réchauffement climatique, l'acidification de l'air, les déchets solides.
- Classification. Chaque élément de l'inventaire se voit assigner une catégorie d'impact. Par exemple, les émissions de méthane (CH₄) sont classées dans la catégorie réchauffement climatique.
- Caractérisation. Cette étape vise à caractériser les intrants et les extrants en fonction de leur degré de contribution à un impact. Ceci amène à convertir tous les éléments participants

à un impact en une mesure commune permettant de produire un indicateur numérique. Un exemple simple est la caractérisation des substances participant au réchauffement climatique. Il est généralement admis que le CO₂ est la substance de référence. Ainsi toutes les autres substances participant à cet impact vont être converties en équivalent CO₂ en fonction de leur potentiel d'impact. Le méthane possédant un potentiel d'impact 20 fois plus important que le CO₂, chaque gramme de méthane équivaldra à 20 grammes équivalents CO₂.

- Normalisation : cette étape est optionnelle. Elle consiste à obtenir une valeur normée afin de la rendre comparable à d'autres valeurs du même domaine. Ainsi il peut être intéressant de ramener certains impacts à une valeur par individu.
- Pondération : L'objectif est de donner des valeurs de pondération à toutes les catégories afin de réunir tous les impacts environnementaux en une valeur unique. Si l'intérêt est évident pour le grand public (possibilité de comparer un score unique entre différents produits), il fait disparaître beaucoup d'informations et le choix des pondérations demeure assez subjectif.

La phase d'interprétation consiste à vérifier et à discuter la pertinence des résultats obtenus lors de l'évaluation des impacts par rapport aux buts fixés lors de la première étape. Les opportunités de réduire les impacts environnementaux du système sont également étudiées.

1.2.2 Indicateurs de performance

Même si la méthode de pondération a ses défauts, notamment sa subjectivité, un indicateur unique peut se révéler utile. En effet, si les résultats sont présentés en fonction de plusieurs impacts avec des échelles et des unités différentes, il devient difficile de comparer plusieurs alternatives. Un grand nombre d'indicateurs de performance ont été élaborés au cours des dernières décennies; selon la méthode utilisée pour intégrer les différentes catégories d'impacts, chaque indicateur peut être classé dans un des cinq groupes de méthodes de pondération. Ces cinq groupes, décrits en détail par Finnveden (1999) et de manière plus courte par Wang (2005), sont l'approche mandataire (ou approche proxy), l'approche technologique, l'approche monétaire, l'approche par panel et enfin l'approche distance-par-rapport-à-l'objectif. L'indicateur utilisé dans cette recherche et proposé par Wang (2005)

combine l'approche technologique et l'approche mandataire pour évaluer la performance environnementale de l'installation PV. Cet indicateur, la notion de consommation cumulée d'exergie étendue, sera détaillé dans la section 2.2.

1.3 Méthodes de conception de l'installation photovoltaïque

Lors de la conception d'une installation photovoltaïque, le principe est généralement de réduire au minimum les coûts tout en tenant compte des impacts sur l'environnement ainsi que d'autres critères de performance. Dans les précédentes études, les concepteurs ont mis en œuvre ce principe au travers de trois méthodes : la méthode empirique ou à partir d'un guide, la simulation à partir de la méthode des approximations successives et la méthode d'optimisation.

1.3.1 La méthode empirique ou à partir d'un guide

Les règles empiriques ou les guides de conception sont des énoncés, des tableaux ou des graphiques généraux qui vont aider le concepteur à prendre de bonnes décisions. Ce sont des règles facilement et rapidement applicables, puisque ne nécessitant pas de calculs, qui vont permettre d'accélérer la conception de l'installation tout en garantissant une bonne performance. La plupart des guides de conception vont se concentrer sur certains aspects, par exemple comment augmenter la quantité de radiations reçues par les panneaux. Ces informations se retrouvent dans des manuels tels que « l'énergie photovoltaïque » (Labouret et Viloz, 2006) ou bien dans le « Handbook of Photovoltaic Science and Engineering » (Luque, 2003). Des règles d'ordre générales, telles que « orienter le plus possible les panneaux photovoltaïques vers la direction Sud » paraissent évidentes et sont faciles à intégrer au processus de conception. Au contraire, certaines règles, notamment celles qui font apparaître des valeurs numériques, sont pratiques à titre de comparaison, mais peuvent se révéler peu utiles si elles sont énoncées dans un cadre trop précis. Par exemple, les panneaux photovoltaïques devraient être installés avec une pente de 30 degrés par rapport au sol à Carbondale, Illinois (Gong et Kulkarni, 2005). Si le bâtiment est installé à une latitude différente, la pente idéale va logiquement être modifiée.

De nombreux manuels aident à élaborer une installation qui produira le plus d'électricité possible en recommandant des valeurs appropriées pour certains composants de l'installation. Cependant, aucune suggestion n'est donnée sur la manière de satisfaire ces exigences. Par exemple, plusieurs panneaux PV peuvent posséder des productions électriques semblables mais induire des impacts environnementaux différents selon le processus de fabrication. Ainsi, s'il est possible de se procurer les coûts de différents types d'installation, il est très difficile d'obtenir des données sur les performances environnementales. En fait, malgré l'importance croissante consacrée à l'analyse du cycle de vie, il n'existe pas aujourd'hui de manuel comparant les impacts environnementaux des panneaux PV. Du point de vue des articles, Pacca et al. (2007) ont comparé la performance environnementale de deux panneaux photovoltaïques et ont mis en valeur les paramètres qui influencent la performance environnementale. Alsema (1996) a étudié en profondeur les impacts environnementaux générés par la production de cellules multicristallines mais pas pour les autres types de cellules. Le manque de manuel ou d'article référençant les impacts environnementaux des panneaux est préjudiciable et explique peut-être en partie pourquoi, la plupart du temps, ce sont les paramètres économiques et non environnementaux qui vont influencer la prise de décision.

Pourtant, dans d'autres domaines, comme par exemple l'efficacité énergétique des bâtiments, des manuels ont déterminé les impacts environnementaux des matériaux. Anink et al. (1996) ont classé les matériaux (par exemple, les isolants pour murs) en fonction de leur performance environnementale. Wooley et al. (1997) ont comparé des matériaux et des produits aux fonctions équivalentes en fonction de critères environnementaux et recommandent quelques « achats les plus avantageux ».

Dans beaucoup de situations, les manuels fournissent des informations très pertinentes qui peuvent servir de guide pour la conception d'une installation. Ils peuvent permettre de savoir quel objectif atteindre pour chaque critère. Cependant, aucune ou très peu d'attention est portée sur la manière d'atteindre cet objectif, ce qui est pourtant capital du point de vue de la

performance environnementale. La méthode basée uniquement sur les manuels n'est donc pas suffisante pour atteindre une bonne performance pour l'installation PV.

1.3.2 La simulation à partir de la méthode des approximations successives

Étant donné la complexité de la conception de l'installation photovoltaïque, les règles empiriques ou l'emploi des manuels ne suffisent plus. Les programmes de simulation de la production photovoltaïque sont précieux grâce à leur capacité à prendre en compte les relations entre les paramètres qui vont influencer la performance. Il est à noter que seuls les gratuits ou les logiciels commerciaux offrant une période d'essai ont été étudiés. Dépendamment des critères de performance qu'ils évaluent, les programmes de simulation peuvent être classés en plusieurs catégories.

Certains logiciels se concentrent uniquement sur la production électrique de l'installation photovoltaïque. Le logiciel PVSYST (CUEPE, 2008) en est un bon exemple. Il faut en premier lieu saisir les principaux paramètres de conception de l'installation, c'est-à-dire la localisation ainsi que le type et le nombre de panneaux, l'orientation et la pente à laquelle les panneaux sont installés. L'avantage est que l'on peut utiliser des valeurs par défaut pour certains paramètres qui ne sont pas encore connus. Le principal extrant est une estimation de la puissance (annuelle et mensuelle) fournie par les panneaux. Dans certains cas, si certains paramètres avancés sont déjà connus, tels que les pertes diverses en conditionnement de l'énergie, ou encore la disposition des panneaux (présentée à la Figure 1.6), il est possible de rentrer ces informations afin d'obtenir une évaluation plus précise de la performance électrique des panneaux.

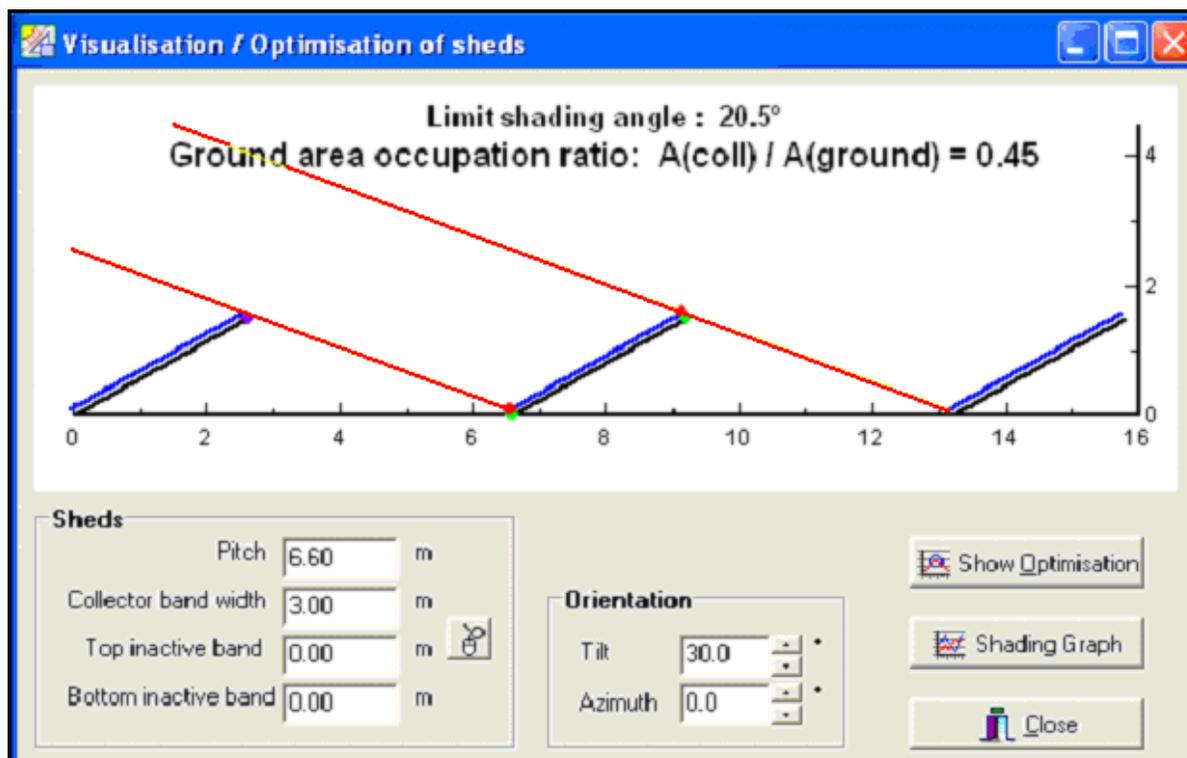


Figure 1.6 Capture d'écran du logiciel PVSYST montrant les possibilités de disposition des panneaux.

Tirée de CUEPE (2008)

Certains logiciels, comme RETSCREEN (RNCAN, 2007) ou MATEL MINI PV (KERYCHIP, 2004) tiennent compte de la consommation énergétique du bâtiment. Ils peuvent ainsi calculer quelle part de l'énergie produite par les panneaux va être utilisée par le bâtiment et quelle part va être revendue au réseau. Certains logiciels incorporent, de plus, une analyse économique de l'installation. La Figure 1.7 montre une capture d'écran de l'analyse économique du logiciel RETSCREEN. Le logiciel établit, en considérant le coût total de l'installation (construction, transport, installation, fonctionnement, réparation, maintenance) ainsi que la production annuelle d'électricité, les principaux résultats économiques : l'année de flux monétaire nul, la valeur actualisée nette (cf. Figure 1.7). Il est préférable de fournir préalablement quelques paramètres économiques (par défaut, des valeurs réalistes sont proposées) : ratio d'endettement, taux d'intérêt sur la dette, durée de l'emprunt. Il va ainsi devenir possible d'évaluer la performance de l'installation en fonction aussi de sa rentabilité économique et non plus seulement de la production électrique.

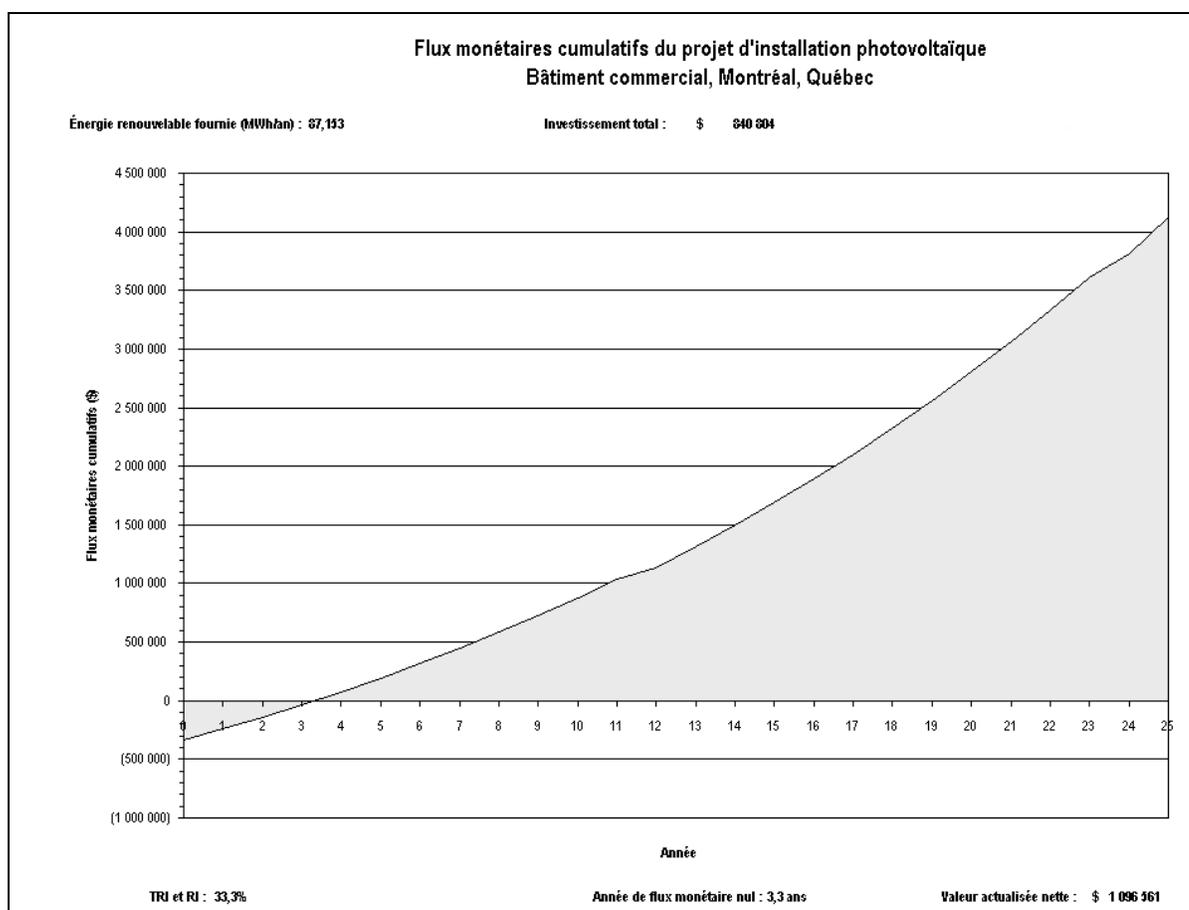


Figure 1.7 Capture d'écran du logiciel RETSCREEN montrant l'analyse économique d'une installation photovoltaïque.

Tirée de RNCan (2007)

Concernant les critères environnementaux, parmi les logiciels de conception d'une installation photovoltaïque testés, seul RETSCREEN inclut une analyse des réductions d'émission des gaz à effet de serre. Ce calcul ne tient cependant compte que de la phase de fonctionnement. Le logiciel détermine combien générer un kWh par le réseau va produire comme équivalent de CO₂ et ce à partir de la répartition des sources d'énergies servant à produire l'électricité. Il compare cette donnée à la quantité de gaz à effet de serre produit par un kWh d'origine photovoltaïque, soit 0 kg puisque l'installation PV ne possède pas d'énergie de fonctionnement. Puis, en faisant la différence, le logiciel établit la réduction annuelle d'émissions de gaz à effet de serre en tonne de CO₂ par an. Il est regrettable que

cette analyse ne tiennent compte que de la phase de fonctionnement et ne soit pas effectuée sur le cycle de vie, ce qui ferait apparaître les émissions de gaz à effets de serre liés à la fabrication des panneaux. En effet, il n'y a ici aucune trace de ce qui se passe pendant la fabrication de l'installation. Il faut cependant reconnaître que ces informations sont beaucoup plus difficiles à obtenir et qu'elles peuvent changer en fonction des procédés et des localisations.

L'énergie induite est l'énergie consommée par tous les processus associés à la production de l'installation, comprenant l'acquisition des matières premières, la fabrication, le transport, la construction et la maintenance. Ces dernières années, certains programmes ont été développés pour calculer l'énergie induite d'un bâtiment. Ces programmes, comme le logiciel ATHENA (2003) par exemple se limitent rarement au calcul de l'énergie induite; ils sont également capables d'analyser plusieurs catégories d'impacts environnementaux à partir de la méthode d'analyse du cycle de vie (ACV). Cependant, on n'a pas trouvé de programme spécifique à la conception d'une installation PV et capable d'évaluer les impacts environnementaux dus à l'énergie induite et aux émissions de gaz à effet de serre.

Les programmes de simulation jouent un rôle important dans la conception des installations photovoltaïques. Ils peuvent prédire la performance énergétique de chaque alternative de conception et ils peuvent aussi être utilisés pour étudier l'impact des paramètres de conception sur les critères de performance. Cependant, avec la simulation à partir de la méthode des approximations successives, les concepteurs doivent explorer manuellement l'espace de conception pour une meilleure conception de l'installation. Après avoir défini une alternative de conception, les programmes de simulation sont lancés pour évaluer sa performance. Si les résultats ne sont pas satisfaisants, quelques paramètres de conception sont modifiés et le programme de simulation est utilisé à nouveau pour déterminer la performance de la nouvelle alternative. Cette procédure est répétée jusqu'à ce que la performance soit jugée satisfaisante. Parce que l'espace de conception est vaste, les concepteurs ne vont en réalité explorer que quelques alternatives. Des solutions qui pourraient être meilleures ne sont pas étudiées. Ainsi, la simulation à partir de la méthode des

approximations successives n'est pas efficace pour parcourir l'espace de conception. De plus, les programmes de simulation nécessitent une importante saisie de données, entrer et modifier les données saisies est un processus coûteux en temps et qui peut générer des erreurs facilement.

1.3.3 La méthode optimisatrice

La méthode optimisatrice a pour but de trouver les solutions optimales par rapport à certains critères de performance prédéfinis. Contrairement aux méthodes des approximations successives, les méthodes d'optimisation présentent l'avantage d'explorer l'espace des solutions afin de déterminer la valeur optimale pour chaque variable. Par définition, l'optimisation est un processus automatique composé de trois étapes : la génération, la simulation et l'interprétation (Kumar et coll., 1991).

Appliquer l'optimisation à la conception d'une installation photovoltaïque pose un certain nombre de problèmes :

- Il y a des interactions complexes entre les différents paramètres et il y a plus d'un critère de performance à considérer.
- Les critères de performance d'une alternative de conception sont souvent évalués par différents programmes de simulation, qui sont difficiles à coupler au programme d'optimisation.
- Le modèle d'optimisation devra être capable de faire coexister à la fois les variables discrètes et les variables continues.
- L'espace de conception est large.

Le Tableau 1.2 présente les caractéristiques de certains projets de recherche visant à optimiser la performance d'une installation photovoltaïque. Ensuite, les limitations de ces études sont présentées. La colonne intitulée « fonction objective » indique quels sont les paramètres qui ont été optimisés. La colonne intitulée « variables » indique quels sont les paramètres principaux qui sont étudiés. La colonne « Simulation » indique si des logiciels

commerciaux ont été utilisés dans la recherche comme programmes de simulation. Chaque modèle est classé selon un des trois niveaux de généralisation. Si la recherche se concentre sur une seule installation avec peu de flexibilité, le niveau de généralisation sera considéré comme pauvre (P). Au contraire, si les concepteurs peuvent modifier le modèle, le niveau de généralisation est bon (B), le niveau moyen étant symbolisé par la lettre M.

Parmi les études qui ont cherché à optimiser la conception d'une installation photovoltaïque (cf. Tableau 1.2), les critères d'optimisation de la performance varient. Certaines études ne considèrent aucun paramètre économique ou environnemental, les seuls paramètres pris en compte étant ceux qui vont pouvoir augmenter la production photovoltaïque. Le but est simplement dans ce cas d'optimiser les gains solaires, comme par exemple dans le projet de Gong et Kulkarni (2005). Dans un premier temps, c'est l'angle d'inclinaison de l'installation par rapport à l'horizontale qui fait l'objet de l'optimisation : il faut récupérer le plus de radiations solaires en orientant la surface des panneaux de manière à ce que les panneaux soient le plus possible perpendiculaires aux radiations solaires.. Ensuite, c'est la taille de l'installation qui est optimisée. En effet, il est important que la consommation du bâtiment et la production des panneaux soient le plus en phase possible.

La plupart des études (Benatiallah et coll., 2007; Fernandez-Infantes, Contreras et Bernal-Agustin, 2006) se sont attachés à réaliser une optimisation économique, les critères retenus sont en général le temps de retour ou la valeur totale du projet. Ces études considèrent plusieurs systèmes photovoltaïques différents et choisissent celui qui sera le plus rentable. On n'a pas trouvé d'étude portant sur une optimisation uniquement environnementale mais une étude environnementale peut être présentée. Ainsi, dans l'article de Fernandez-Infantes, Contreras et Bernal-Agustin (2006), les auteurs montrent que l'installation PV permettra de sauver plusieurs tonnes de sources d'énergie puisque l'énergie produite par les panneaux n'aura pas à être produite à partir de sources d'énergie. Ils établissent également la quantité de gaz à effet de serre qui ne sera pas rejetée dans l'atmosphère grâce à l'utilisation des panneaux. Ces informations ont une valeur limitée puisqu'elles ne sont pas recueillies sur l'ensemble du cycle de vie mais seulement pendant la phase de fonctionnement. De plus,

d'autres catégories d'impacts, comme la diminution des ressources ou l'acidification de l'air pourraient être incluses dans ces études. La plupart du temps, lorsqu'une étude inclut une analyse environnementale, celle-ci est présente à titre indicatif. Elle n'est le plus souvent pas un outil d'aide à la prise de décision. Le but de l'étude sera justement de rétablir l'équilibre qui devrait exister entre l'optimisation économique et l'optimisation environnementale. Le concepteur pourra ensuite choisir de privilégier le côté environnemental ou économique de l'installation.

Pourtant, si aucune optimisation du point de vue de la performance environnementale n'a été rapportée jusqu'à ce jour pour les installations photovoltaïques, plusieurs études abordent cette optimisation vis-à-vis de la conception d'un bâtiment : une revue de ces optimisations a été rédigée par Wang (2005).

Tableau 1.2 Résumé d'études d'optimisation de la performance d'une installation PV

| Auteur, Date, Pays | Fonction(s) objective(s) | Variables | Simulation | Technique d'optimisation | Généralisation |
|---|--|--|-------------------|---|-----------------------|
| Panneaux PV installés sur le toit | | | | | |
| Gong et Kulkarni 2005, États-Unis | Gains solaires issus des panneaux PV | Inclinaison, orientation et taille (IOT) du champ PV | Non | Optimisation à partir du modèle de Duffie et Beckman (1991) | P |
| Fernandez-Infantes et coll., 2006, Espagne | Coût sur le cycle de vie | Pertes diverses et IOT du champ PV, puissance des onduleurs | Non | Calcul des gains solaires à partir d'un logiciel développé par l'université | M |
| Benatiallah et coll., 2007, Algérie | Production électrique de l'installation | IOT du champ PV, puissance des onduleurs | Non | Algorithme et logiciel développé par l'université | B |
| Panneaux PV installés en façade ventilée | | | | | |
| Yun et coll., 2007, Royaume-Uni | $PVEF = \frac{\text{Économies en éclairage} + \text{Production électrique des panneaux}}{\text{Consommation en chauffage} + \text{Consommation en climatisation}}$ | IOT du champ PV, profondeur de la chambre, charges en éclairage, isolation, types de fenêtres et pourcentage de fenestration | Oui ESP-r | Optimisation à partir du logiciel ESP-r. La façade choisie est celle qui obtient l'indice de performance le plus élevé lorsque les caractéristiques varient | M |

Tableau 1.2 Résumé d'études d'optimisation de la performance d'une installation PV (suite)

| Auteur, Date, Pays | Fonction(s) objective(s) | Variables | Simulation | Technique d'amélioration de la performance | Généralisation |
|---------------------------------|---|--|------------|---|----------------|
| Stamenic et coll., 2004, Canada | Performance du système BIPV, c'est-à-dire production électrique | IOT et caractéristiques électriques de l'installation PV | Non | Optimisation des performances de l'installation PV pour de faibles radiations par la création de « BIPV Optimizer » | B |
| Charron et coll., 2006, Canada | Rendement : $\frac{E_{PV} + Q_{air} \pm Q_{room} - E_{fan}}{G \times A}$ (1) | Pourcentage de fenestration, localisation des panneaux dans les façades, espace d'air entre les façades, systèmes d'ombrages | Non | La façade sélectionnée est celle qui obtient la meilleure performance lorsque les caractéristiques varient | B |
| Panneaux thermiques | | | | | |
| Kulkarni et coll., 2007, Inde | Volume de stockage [m ³] Aire du collecteur [m ²] | Température de l'eau, consommation du bâtiment | Non | Optimisation de la performance par la mise en évidence de zones Pareto | B |

(1) : E_{pv} : Électricité générée par le champ PV [J]

Q_{air} : Chaleur absorbée par l'air [J]

E_{trans} : Radiation solaire transmises à travers la double façade [J]

Q_{room} : Chaleur transférée à la pièce par la façade [J]

E_{fan} : Électricité consommée par le ventilateur [J]

G : Radiation solaire incidente [W/m²]

A : Aire totale de la double façade [m²]

1.3.4 Limites des études précédentes

Bien que les précédentes études permettent d'explorer des solutions de conception d'installations photovoltaïques, plusieurs limites viennent restreindre leur application pratique. Elles sont discutées ci-dessous.

D'abord, l'énergie induite et les impacts environnementaux sont négligés dans la plupart des études. Ceci peut être dû à l'une des trois raisons suivantes : a) il est difficile d'obtenir des données précises et pertinentes sur les impacts environnementaux pour chaque composant de l'installation PV, b) les simulations d'installations PV prenant en compte les impacts environnementaux sur le cycle de vie sont difficilement accessibles ou c) l'énergie induite et les impacts environnementaux ne sont pas directement reliés aux coûts de construction de l'installation, qui sont en général le souci principal de la plupart des clients et des concepteurs. De plus, la consommation d'énergie n'est pas un critère complet pour évaluer la performance environnementale car beaucoup d'impacts environnementaux associés à la production ou à la destruction de matériaux ne sont pas reliés à l'énergie. Ceci rend nécessaire l'ajout d'autres catégories d'impacts tels que la diminution des ressources et le réchauffement climatique au sein des fonctions objectives.

Ensuite, la plupart des études précédentes se concentrent uniquement sur la performance environnementale ou sur la performance économique. On n'a pas trouvé d'étude spécifique à une installation photovoltaïque optimisant à la fois la performance économique et environnementale dans des fonctions objectives séparées. En revanche, ce type d'optimisation a été réalisé dans le cadre de la conception d'un bâtiment durable. Wang (2005) a ainsi mentionné que deux types de techniques avaient alors été utilisés : un des deux critères est posé comme une contrainte, ou bien la méthode de la pondération est utilisée. Ces approches nécessitent des informations fournies à priori par les concepteurs, comme les valeurs limites pour la contrainte ou les coefficients de pondération pour les critères de performance. Mais il n'est pas facile de fixer les valeurs appropriées lorsque l'on ne connaît

pas bien à l'avance l'étendue de l'espace de conception. De plus, une seule solution optimale est obtenue lorsque les critères de performance sont traités séparément. Le concepteur ne peut pas connaître l'impact du changement d'un critère sur l'autre. Il devient alors difficile de prendre de bonnes décisions sans connaître la relation entre la performance environnementale et la performance économique.

1.4 Résumé des travaux de Weimin Wang

La thèse de Wang (2005) présente la conception et l'implémentation d'un système d'optimisation visant à améliorer la conception énergétique des bâtiments durables.

Dans le modèle d'optimisation, les variables sont principalement des paramètres de conception liés à l'enveloppe du bâtiment, tels que l'orientation, la forme du bâtiment, les types de murs, les types d'ouvertures, le pourcentage de fenestration etc. Le coût économique sur le cycle de vie ainsi que l'impact environnemental sur le cycle de vie sont les deux principales fonctions objectives qui évaluent respectivement les performances économique et environnementale du bâtiment étudié. Sont notamment incluses dans la recherche les catégories d'impacts suivantes : la diminution des ressources, le réchauffement climatique et l'acidification de l'air. Ces catégories sont regroupées sous la forme d'un indicateur appelé « consommation d'exergie cumulée étendue ».

Le système d'optimisation de la performance du bâtiment est constitué de quatre composants : les intrants et extrants, le programme de simulation, l'optimisateur et les fichiers de données. Un algorithme génétique (Wang, 2005) est mis en place dans l'optimisateur afin de résoudre les problèmes d'optimisation simple et multiples. Le programme ASHRAE Toolkit (Pedersen et coll., 2003) est utilisé comme programme de simulation : il permet de calculer les charges du bâtiment afin d'évaluer ensuite les fonctions objectives et de conclure sur la performance de l'alternative de conception sélectionnée. Une étude de cas est ensuite utilisée comme application du système. Une optimisation multiple, générée par algorithme génétique, est utilisée pour optimiser un bâtiment d'un seul étage en

fonction du coût économique sur le cycle de vie et de l'impact environnemental sur le cycle de vie. Finalement, l'étude de cas débouche sur des solutions multiples Pareto qui vont aider le concepteur à trouver le meilleur compromis entre la réduction des impacts environnementaux et l'augmentation des coûts qui en découle.

Ce mémoire s'inspire et prolonge le travail réalisé par Wang (2005). Il s'agit cette fois-ci d'optimiser la performance du bâtiment mais équipé de panneaux photovoltaïques, ceci en fonction des deux mêmes fonctions objectives : le coût économique sur le cycle de vie et le coût environnemental sur le cycle de vie. Cette fois-ci, les variables ne sont plus les paramètres de conception du bâtiment puisque une alternative de conception est sélectionnée pour le bâtiment et reste fixe jusqu'à la fin de l'optimisation, mais ceux des panneaux photovoltaïques : type de panneaux et nombre de panneaux, orientation et pente du champ PV. Le programme de simulation PV Toolkit est un programme créé spécialement pour l'étude permettant de mesurer la performance de l'installation PV. L'optimisation, simple ou multiple, est ensuite réalisée grâce au système d'optimisation détaillé dans la section 3.1. Le but est donc de trouver l'installation PV qui donnera au bâtiment équipé de l'installation PV les meilleures performances économique et environnementale.

1.5 Conclusions

En résumé, dans le cadre de la conception d'une installation photovoltaïque pour un bâtiment donné, le potentiel de l'optimisation est supérieur à celui des autres techniques. Les avantages principaux de l'optimisation peuvent être résumés comme suit :

- Cette technique peut trouver la solution optimale ou quasi optimale pour un problème prédéfini. La méthode optimisatrice produit ainsi généralement des meilleurs résultats que les méthodes qui s'appuient sur les connaissances.
- Le processus de recherche de la solution optimale est effectué automatiquement par les algorithmes d'optimisation. Ainsi, il est plus efficace que la méthode traditionnelle des approximations successives.

Malgré ces avantages, l'optimisation n'est pas une pratique de conception courante, et ceci principalement parce que construire le modèle et résoudre le problème de l'optimisation posent beaucoup de difficultés pour la majorité des concepteurs. L'approche proposée dans ce mémoire tente d'aplanir ces difficultés afin de faciliter la conception courante.

D'autre part, la plupart des études de conception d'installation PV se sont attachés à améliorer la production électrique de l'installation ou à en réduire son coût, mais rarement à en réduire l'impact environnemental. Lorsque une analyse environnementale est présente, dans certains cas elle ne prend pas en compte la notion d'analyse du cycle de vie, dans d'autres elle ne tient pas compte de l'énergie induite ou ne considère pas des catégories d'impacts tels que la diminution des ressources. L'approche proposée vise à considérer l'influence de ces éléments dans le calcul de la performance environnementale d'une installation PV.

CHAPITRE 2

DÉVELOPPEMENT DU PROGRAMME DE SIMULATION DE L'INSTALLATION PV

Ce chapitre présente le développement du programme de simulation d'une installation PV, pour lequel le nom PV Toolkit a été choisi. Ce programme est utilisé pour calculer la production électrique d'une installation PV, puis les performances économique et environnementale de cette installation. La production électrique de l'installation PV, ainsi que ses performances économique et environnementale, seront utilisées au cours du chapitre 3 afin de rechercher les meilleures performances économique et environnementale pour le bâtiment équipé sur son toit de l'installation PV. Après un bref exposé de la portée de la recherche, nous introduirons la notion de « consommation d'exergie cumulée étendue », qui sera utilisée comme fonction objective afin de traduire l'impact environnement sur le cycle de vie. Le programme de simulation est ensuite présenté, avec le détail de sa structure : ses variables et ses fonctions objectives.

2.1 Indications sur la portée de la recherche

Précisons la portée de la recherche : elle concerne l'incorporation d'une installation PV au sein d'un système de conception de bâtiments durables. Puisque la méthode de l'analyse du cycle de vie (ACV) est utilisée, il est nécessaire de définir clairement sa portée dans la recherche. L'étude prend en compte l'acquisition des ressources naturelles, la production des matériaux de construction, la construction sur le site et la phase de fonctionnement. La démolition n'est pas incluse dans l'étude. En effet, cette étape génère plus d'incertitudes sur l'ACV que les autres notamment parce que l'impact environnemental de la démolition dépend de la technologie disponible à la fin de la durée de vie des panneaux, qui est en général de 25 années.

L'ACV peut considérer les catégories d'impacts mondiales, continentales et à long terme (par exemple le réchauffement climatique) avec une précision acceptable. Mais à mesure que les catégories d'impacts considérées deviennent locales ou temporaires (écotoxicité par exemple), l'ACV devient de moins en moins précise (Barnthouse et coll.,1998). Les catégories d'impacts qui influent à long terme et à grande échelle sur l'environnement sont la diminution des ressources, le réchauffement de la planète et l'appauvrissement de la couche d'ozone (Barnthouse et coll.,1998). La recherche se concentre sur les panneaux PV, donc les gaz responsables de la diminution de la couche d'ozone provenant des réfrigérants ne sont pas pris en compte dans l'étude. Les catégories d'impact considérées sont ainsi la diminution des ressources, le réchauffement de la planète et l'acidification de l'air tandis que les catégories d'impacts locales ou temporaires ne sont pas prises en compte. Dans le cadre de la recherche, la diminution des ressources se concentre sur les combustibles fossiles (et plus généralement les sources d'énergie) et les matériaux, le réchauffement climatique considère trois gaz à effet de serre majeurs (CO_2 , CH_4 , N_2O), l'acidification considère deux gaz acides majeurs (SO_x et NO_x).

Les différentes catégories d'impacts utilisées s'expriment en des unités différentes. Des possibilités ont été suggérées dans la revue de littérature (section 1.2.1) afin de regrouper toutes ces catégories d'impacts en un seul indicateur. Dans cette étude, la « consommation d'exergie cumulée étendue », déjà utilisée par Wang (2005), sera l'indicateur utilisé pour évaluer l'impact environnement sur le cycle de vie.

2.2 La « consommation d'exergie cumulée étendue »

Cette section présente tout d'abord la notion d'exergie qui sera utilisée dans une des fonctions objectives. Ensuite, nous détaillerons la méthode sélectionnée pour intégrer l'exergie dans l'ACV afin de mesurer la diminution des ressources et les émissions de déchets.

2.2.1 L'exergie

L'exergie désigne « la quantité de travail maximum qui peut être extraite d'un système donné lorsqu'il se met à l'équilibre thermodynamique avec son environnement » (Szargut et coll., 1988). L'exergie est une propriété extensive (qui dépend de la masse du système, contrairement par exemple à la pression ou à la température) dont la valeur est déterminée par l'état du système au sein de son environnement. Ainsi, l'évaluation de l'exergie dépend à la fois de l'état du système étudié et des conditions de l'environnement de référence. Plusieurs modèles d'environnement de référence ont été résumés par Rozen et Dincer (1999); par exemple, dans le modèle développé par Szargut et al. (1988), l'environnement naturel est divisé entre la couche atmosphérique, la mer et la croûte terrestre.

La valeur de l'exergie peut être exprimée comme la somme de deux parties. L'exergie thermomécanique et l'exergie chimique, la première pouvant être divisée en trois composantes : l'exergie physique, l'exergie cinétique et l'exergie potentielle. L'exergie (e) peut être calculée ainsi (Moran et Shapiro, 2003) :

$$e = (u - u_0) + p_0(V - V_0) - T_0(s - s_0) + v^2 / 2 + gz + e^{CH} \quad (2.1)$$

où u , V , et s représentent respectivement l'énergie interne spécifique, le volume et l'entropie spécifique. L'indice 0 indique l'état de référence. Cette partie de l'équation représente l'exergie physique. Les éléments $v^2 / 2$ et gz sont respectivement l'énergie cinétique spécifique et l'énergie potentielle gravitationnelle. Le terme e^{CH} représente l'exergie chimique.

L'analyse de l'exergie est une méthode permettant l'évaluation de la performance d'un dispositif ou d'un processus, par la détermination de l'exergie au cours des différentes étapes de conversion de l'énergie. Grâce à ces informations, les efficacités peuvent être calculées et les processus impliquant les plus grandes pertes peuvent ainsi être identifiés (Wang, 2005). Comparé à l'énergie, l'exergie a donc l'avantage de pouvoir évaluer la qualité des différentes

sources d'énergie. Par exemple, l'indice de qualité de l'électricité et du chauffage urbain sont de 100% et de 30% respectivement (Wall, 1977). La comparaison de l'énergie et de l'exergie est résumée dans le Tableau 2.1.

Tableau 2.1 Comparaison entre l'énergie et l'exergie
Adapté de Szargut et al. (1988)

| Énergie | Exergie |
|---|--|
| Respecte la loi de la conservation | Ne respecte pas la loi de la conservation |
| Est un paramètre qui ne dépend que de l'état du sujet considéré | Est un paramètre qui dépend de deux états : celui du sujet considéré et celui de l'environnement de référence |
| Est une mesure quantitative seulement | Est une mesure quantitative et qualitative Mesure la capacité à effectuer un travail dans le futur Mesure l'impact potentiel d'un produit dans l'environnement |

Pour ces différentes raisons, les analyses de processus récentes utilisent l'analyse exergétique, qui fournit une vue plus réaliste comparée à l'approche énergétique. L'analyse exergétique est devenue une notion clé permettant une meilleure compréhension des processus, permettant de quantifier les sources d'inefficacité et d'évaluer les sources d'énergies les plus efficaces.

2.2.2 La consommation d'exergie cumulée (CExC) comme mesure de la diminution des ressources

L'exploitation des ressources peut provoquer la diminution progressive des ressources naturelles, citons par exemple la diminution des réserves économiquement exploitables de pétrole. Puisque plus d'énergie est consommée pour extraire l'huile qui est plus profondément enfouie, plus d'exergie est consommée au cours du processus de fabrication du

pétrole. Ceci provoquera par conséquent une augmentation de la consommation totale d'exergie requise pour n'importe quel produit nécessitant l'utilisation de pétrole.

La consommation d'exergie cumulée, proposée par Szargut et al. (1988), s'exprime comme la somme de l'exergie de toutes les ressources naturelles consommées au cours de toutes les étapes du processus de production. Contrairement à la consommation d'énergie cumulée, elle prend également en compte l'exergie chimique des matières premières non fossiles extraites de l'environnement.

Trois principales méthodes peuvent être utilisées pour calculer la consommation d'exergie cumulée (Szargut et coll., 1988). La première méthode consiste à évaluer tous les processus de fabrication de chaque produit utilisé. Le problème de cette méthode est qu'elle nécessite énormément de temps (Wang, 2005). La deuxième méthode utilise un système d'équations exprimant la consommation d'exergie cumulée des produits finis comme la somme des exergies cumulées de tous les produits intermédiaires et de toutes les ressources naturelles extraites de l'environnement. Le problème de cette méthode est la disponibilité des données : certains coefficients ne sont pas connus pour certains produits : en effet, il faudrait déterminer la production et la consommation de chaque produit intermédiaire utilisé pour la production du produit final (Wang, 2005).

La dernière méthode, qui est celle que nous allons utiliser, calcule la consommation d'exergie cumulée à partir de la consommation cumulée d'énergie. Ceci peut être fait pour deux raisons (Wang, 2005).

- Premièrement parce que le rapport entre l'exergie fossile (exergie chimique) et l'énergie fossile est connu. Par exemple, pour le charbon bitumineux, le pétrole et le diesel, ces rapports sont de 1.03, 0.99 et 0.99 respectivement (Szargut et coll., 1988). De plus ; la différence des rapports entre l'exergie et l'énergie pour différentes sources d'énergie est mineure. Ainsi, à partir de la consommation d'énergie cumulée, il est possible de calculer la consommation d'exergie cumulée (*CExC*) avec une précision acceptable même si on ignore les proportions de sources d'énergie utilisées pour produire l'énergie.

- Deuxièmement, pour la plupart des produits, la part dominante de la consommation d'exergie provient de la consommation d'exergie fossile. Comme décrit par (Szargut et coll., 1988), la consommation d'exergie cumulée (*CExC*) des matériaux non fossiles provient en grande partie de l'exergie fossile utilisée au cours des processus d'extraction ou de purification, alors que l'exergie provenant des ressources non fossiles (les minerais par exemple) est faible. Par exemple pour quelques matériaux communs, tels que l'acier, le cuivre, l'aluminium et le ciment, la part de *CExC* d'origine non fossile est respectivement de 11, 11, 6 et 6% (Szargut et coll., 1988). Ainsi, la consommation d'exergie des ressources non fossiles peut être raisonnablement mesurée.

Enfin, la méthode basée sur la consommation d'énergie cumulée est donc utilisée pour calculer la *CExC* et nous permettra de mesurer la diminution des ressources naturelles. L'utilisation de cette méthode nous permettra de calculer précisément la consommation d'exergie de ressources non fossiles. Le calcul est basé sur l'exergie chimique et la quantité de chaque ressource non fossile, comme nous le présenterons en détail dans la section 2.4.1.

2.2.3 La consommation d'exergie d'« abatement » comme mesure des émissions de déchets

L'exergie peut aussi permettre de mesurer les émissions de déchets. En effet, l'exergie peut évaluer le degré de déséquilibre entre une substance et son environnement; des relations rationnelles peuvent donc être établies entre le potentiel des impacts environnementaux et l'exergie des émissions de déchets (Ayres et coll., 1998; Rosen et Dincer, 1999). L'exergie d'« abatement » (*AbatEx*) est utilisée dans l'étude pour évaluer l'exergie requise pour isoler les émissions de l'environnement. Les trois principales méthodes pour caractériser la diminution des ressources dans le cadre de l'ACV sont étudiées par Finnveden et Ostlund (1997) et résumées par Wang (2005) :

- La méthode de la mesure directe exprime les effets nuisibles des émissions de déchets directement en termes de leur exergie. Le principal problème de cette méthode, comme

souligné par Szargut et al. (1988) réside dans le fait que l'exergie des déchets émis ne peut pas être ajoutée à la *CExC* des matériaux requis. Cette méthode ne permet donc pas de pouvoir utiliser un indicateur unique pour mesurer la diminution des ressources et l'émission de déchets.

- La méthode du coefficient de coût écologique, développée par Szargut et al. (1988), détermine les effets des déchets émis sur les ressources naturelles et sur les produits faits par l'homme. Il s'agit par exemple d'étudier l'effet des pluies acides dues aux émissions de SO_x sur la corrosion des bâtiments et sur la santé des forêts. Le coefficient de ressource naturelle et le coefficient de produit faits par l'homme sont les deux types de coefficients requis pour évaluer le coût écologique relié à ces émissions. Le problème de cette méthode est la détermination de ces coefficients (Wang, 2005). Étant donné le nombre de produits faits par l'homme, de ressources naturelles et de déchets émis, il est presque impossible de déterminer tous les coefficients requis.
- Dans la méthode de l'exergie d'« abatement », l'impact des émissions est déterminé par l'exergie nécessaire pour enlever ou isoler les émissions de l'environnement. Par exemple, l'exergie d'« abatement » du NO_x a été estimée à 16 MJ/kg, à partir des technologies impliquant la réaction chimique entre NO_x et NH_3 (Cornelissen, 1997). Bien que la valeur de l'exergie d'« abatement » d'un déchet émis dépende de la technologie utilisée, la méthode de l'exergie d'« abatement » est utilisée dans cette étude car elle a les avantages suivants : (1) elle peut être facilement appliquée une fois que l'exergie d'« abatement » est connue pour chaque déchet émis. (2) les données pour l'exergie d'« abatement » sont disponibles dans la littérature. Par exemple, les exergies d'« abatement » pour CO_2 et SO_x sont de 5.86 et 57 MJ/kg respectivement (Dewulf et coll., 2001). Enfin, l'exergie d'« abatement » peut être ajoutée directement à la *CExC* puisque, pour un processus donné, l'exergie d'« abatement » représente en fait la consommation d'exergie cumulée (*CExC*) nécessaire pour isoler ou enlever une émission de l'environnement.

2.2.4 La *CExC* étendue comme mesure de la diminution des ressources et des émissions de déchets

La *CExC* étendue est calculée comme la somme de la consommation cumulée d'exergie (*CExC*) et de la consommation d'exergie d'«abatement». Cet indicateur considère à la fois la diminution des ressources et les émissions de déchets dans l'environnement, et ceci tout au long du cycle de vie. Il s'agit d'un indicateur d'unification pour évaluer les impacts environnementaux sur le cycle de vie. Le terme « étendue » est ici utilisé pour montrer que la notion de *CExC* est étendue pour prendre en compte les émissions de déchets et parce que l'exergie d'« abatement » est la *CExC* correspondant à l'opération de retirer ou d'isoler les émissions de déchets. Bien que le terme soit récent, l'idée présente derrière la notion de *CExC* étendue a été utilisée par Zhang (1995) et par Wang (2005), parfois sous le terme d'« équivalent en exergie du total des ressources ». Les principaux avantages conférés par l'utilisation de la consommation de l'exergie étendue peuvent être résumés ainsi : cela permet de regrouper les différentes catégories d'impacts en une seule fonction objective. De plus, cela permet d'éviter la subjectivité utilisée habituellement pour pondérer les différents indicateurs (comme vu dans la section 1.2.1). Enfin, cela permet de prendre en compte les matériaux fossiles et non fossiles afin de caractériser la diminution des ressources.

La *CExC* étendue sera utilisée comme une des fonctions objectives dans le programme de simulation de l'installation PV qui sera présenté à la section 2.3.

2.3 Programme de simulation

2.3.1 Variables de conception

Une variable est un paramètre de conception qui peut être modifié d'une simulation à une autre, afin de pouvoir, pendant l'optimisation, trouver les valeurs les plus favorables pour les fonctions objectives sélectionnées. Les quatre variables de conception sont le type de panneaux photovoltaïques utilisés, le nombre de panneaux PV, l'azimut et la pente du champ PV. Les données nécessaires sont les données météorologiques (latitude du lieu sélectionné, radiations, températures), les données plus générales (les exergies chimiques des matériaux par exemple) et les données spécifiques à l'installation PV (coûts et impacts environnementaux associés aux différents composants), la contrainte étant l'aire du toit du bâtiment sur lequel l'installation est implantée. Ces données seront détaillées dans la section 5.1.2 consacré à l'étude de cas.

2.3.2 Modèle mathématique régissant la production d'électricité d'une installation photovoltaïque

La production électrique E_{jm} , pour la j ième heure de la journée tout le long du m ième mois de l'année d'un système PV peut être estimée selon la méthode développée par Siegel et al. (1981) et Clark et al. (1984). La production moyenne par heure du champ PV [kWh] peut être déterminée par la formule :

$$E_{jm} = A \times \bar{I}_c \times \bar{\eta} \times P \quad (2.2)$$

où A est la surface du champ PV [m^2]; \bar{I}_c , qui est la moyenne mensuelle de la radiation horaire incidente au champ PV, est calculée comme la somme des trois composantes de radiations correspondantes aux radiations directes, diffuses et reflétées par le sol [W/m^2]; $\bar{\eta}$ est le rendement global de l'installation PV et P est le facteur regroupant

l'ensemble des pertes du système, comprenant l'onduleur, le câblage et les pertes des panneaux eux-mêmes.

Calcul de la radiation incidente

Afin de déterminer \bar{I}_c , il est nécessaire de sélectionner le mois étudié et l'heure de ce mois. La première étape consiste à sélectionner un jour de référence pour le mois étudié. Il correspond au jour central du mois : par exemple pour le mois de mars, le jour de référence sera le 16eme jour du mois, donc le 75eme jour de l'année : ainsi $p=75$. Tous les calculs seront effectués pour ce jour de référence : la production totale sera obtenue en multipliant celle du jour de référence par le nombre de jours dans le mois. D'après Duffie et Beckman, (1991), \bar{I}_c peut être exprimé comme suit :

$$\bar{I}_c = i \left[\left(1 - \frac{d}{i} \right) R_b + \frac{d}{i} \left(\frac{1 + \cos \theta}{2} \right) + \rho \left(\frac{1 - \cos \theta}{2} \right) \right] \quad (2.3)$$

Les termes nécessaires au calcul de \bar{I}_c sont successivement présentés dans la section suivante, notamment les angles relatifs à la position du soleil et ceux relatifs à l'emplacement des panneaux. Ces angles sont calculés pour le milieu du créneau horaire sélectionné (i.e. 10h30 si on considère la 11eme heure de la journée : $j = 11$) et sont ensuite considérés constants sur toute l'heure. ρ représente la réflectance (ou albédo) du sol : une valeur constante de 0.2 est utilisée.

Angles relatifs à la position du soleil et des panneaux PV

La déclinaison δ est définie comme l'angle que font les rayons du soleil au midi solaire avec le plan de l'équateur terrestre, comptée de manière positive vers le nord ($-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$).

$$\delta = 23.45 \times \sin \left(2\pi \left(\frac{284 + p}{365} \right) \right) \quad (2.4)$$

L'angle horaire ω [degrés] est le déplacement angulaire du soleil à l'est ou à l'ouest par rapport au méridien local. Ce déplacement est dû à la rotation de la terre sur son axe de 15° par heure; cet angle est négatif le matin et positif l'après-midi.

$$\omega = \frac{\pi}{180} \times (j - 12.5) \quad (2.5)$$

L'angle solaire θ , [degrés] ou angle d'incidence du rayonnement direct, est relié aux autres angles par la relation suivante (Duffie et Beckman, 1991) :

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \times \sin \varphi \times \cos \theta_p - \sin \delta \times \cos \varphi \times \sin \theta_p \times \cos \gamma \\ & + \cos \delta \times \cos \varphi \times \cos \theta_p \times \cos \omega + \cos \delta \times \sin \varphi \times \sin \theta_p \times \cos \gamma \times \cos \omega \\ & + \cos \delta \times \sin \theta_p \times \sin \gamma \times \sin \omega \end{aligned} \quad (2.6)$$

où γ représente l'azimut [degrés], i.e. l'orientation de l'installation photovoltaïque ($-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ avec 0 correspondant au plein sud, négatif vers l'est et positif vers l'ouest).

θ_p [degrés] représente la pente de l'installation PV par rapport au plan horizontal ($0^\circ \leq \theta_p \leq 180^\circ$).

φ [degrés] est la latitude, ou angle entre l'installation PV et l'équateur, compté positivement vers le nord ($-90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$).

ω : angle horaire [degrés].

L'angle zénithal θ_z [degrés] représente l'angle, mesuré dans un plan vertical, entre la verticale et la ligne du soleil. L'origine de cet angle est le zénith.

$$\cos \theta_z = \sin \delta \times \sin \varphi + \cos \delta \times \cos \varphi \times \cos \omega \quad (2.7)$$

Enfin, il est nécessaire de calculer l'angle solaire au coucher du soleil : ω_s [degrés]

$$\omega_s = \arccos(-\tan \varphi \times \tan \delta) \quad (2.8)$$

Il devient possible de calculer R_b , le rapport entre le rayonnement solaire direct sur le plan incliné à la pente θ_p et celui sur le plan horizontal (Duffie et Beckman, 1991).

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.9)$$

Ainsi, pour calculer $\overline{I_c}$, il reste à expliciter deux éléments : \dot{I} et $\frac{\dot{I}_d}{\dot{I}}$.

Calcul de $\frac{\dot{I}_d}{\dot{I}}$:

D'après Erbs et al. (1982), la part moyenne mensuelle du rayonnement diffus comparé au rayonnement total reçu par les panneaux PV $\frac{\dot{I}_d}{\dot{I}}$ peut être exprimée ainsi :

$$\frac{\dot{I}_d}{\dot{I}} = 1.317 - 3.023 \overline{K_T} + 3.372 \overline{K_T}^2 - 1.769 \overline{K_T}^3 \quad (2.10)$$

Calcul de $\overline{K_T}$:

$$\overline{K_T} = \frac{\dot{H}}{H_0} \quad (2.11)$$

$$H_0 = \left(\frac{24 * 3600}{\pi} \right) \times G_{SC} \times \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{2\pi n}{365} \right) \times \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega_s + \omega_s \times \sin \varphi \times \sin \delta \right) \quad (2.12)$$

où H_0 symbolise la radiation extraterrestre quotidienne pour une surface horizontale [W/m^2]

G_{SC} représente la constante solaire : $1367 \text{ W}/\text{m}^2$.

\dot{H} représente la moyenne mensuelle de la radiation pour une surface horizontale, cette donnée est fournie par EnergyPlus (US DOE, 2008) [W/m^2].

$\overline{K_T}$, ou indice de clarté moyen pour chaque mois étudié, est ensuite calculé, ce qui permet d'en déduire $\frac{i}{i}$.

Pour trouver $\overline{i_c}$, il reste à calculer \dot{I} :

Calcul de \dot{I}

\dot{I} [W/m^2] est la moyenne mensuelle de la radiation horaire pour une surface horizontale. Elle est déduite de la moyenne mensuelle de la radiation pour une surface horizontale \dot{H} [W/m^2] par l'utilisation du ratio R_t : rapport entre le rayonnement reçu pendant l'heure étudiée et le rayonnement reçu pendant toute la journée (Duffie et Beckman, 1991) :

$$\text{Ainsi : } \dot{I} = R_t \times \dot{H} \quad (2.13)$$

$$\text{Avec } R_t = \frac{\pi}{24} \times \frac{(a + b \cos \omega)(\cos \omega - \cos \omega_s)}{\left(\sin \omega_s - \left(\frac{\pi \omega_s}{180} \right) \cos \omega_s \right)} \quad (2.14)$$

$$\begin{aligned} a &= 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 60) \\ \text{où} \quad b &= 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_s - 60) \end{aligned} \quad (2.15)$$

Et ω_s est l'angle solaire au coucher du soleil [degrés].

Tous les éléments nécessaires au calcul de \bar{I}_c ont donc été explicités :

$$\bar{I}_c = \dot{I} \left[\left(1 - \frac{\dot{I}}{\dot{I}} \right) R_b + \frac{\dot{I}}{\dot{I}} \left(\frac{1 + \cos \theta}{2} \frac{P}{P} \right) + \rho \left(\frac{1 - \cos \theta}{2} \frac{P}{P} \right) \right] \quad (2.3)$$

Calcul du rendement de l'installation PV

Le rendement global de l'installation peut être évalué par l'équation 2.16, selon Siegel et al. (1981) et Clark et al. (1984). Cette formule est également utilisée dans l'article de Gong et Kulkarni (2005) :

$$\bar{\eta} = \eta_{mp,ref} \left\{ 1 - \frac{\mu_{\eta,mp}}{\eta_{mp,ref}} (T_a - T_r) - \mu_{\eta,mp} \times \frac{\tau\alpha \times \bar{I}_c}{U \times \eta_{mp,ref} \times 3600} \times (1 - \eta_{mp,ref}) \times Z_i \right\} \quad (2.16)$$

T_a et T_r désignent respectivement la température horaire ambiante et la température de référence (25°C);

$\eta_{mp,ref}$ représente le rendement du module au point de puissance maximale dans les conditions de référence, tel que mentionné par le constructeur du panneau PV;

$\mu_{\eta,mp}$ désigne quant à lui le coefficient de température au point de puissance maximale;

Z_i , intermédiaire de calcul, est détaillé à l'équation 2.20.

Le terme $\frac{\tau\alpha}{U}$ a été évalué par Duffie et Beckman (1991), comme :

$$\frac{\tau\alpha}{U} = \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{NOCT}} = \frac{T_{c,NOCT} - 20}{800} \quad (2.17)$$

où U : Coefficient de transfert de chaleur global [$\text{W}/\text{m}^2 \text{°C}$];

τ : Transmittance (ou facteur de transmission);

α : Facteur d'absorption;

$T_{a,NOCT}$: Température ambiante en condition d'opération standard, c'est-à-dire $20[\text{°C}]$;

$T_{c,NOCT}$: Température de la cellule PV en condition d'opération standard [°C].

D'autre part, on a :

$$\mu_{\eta,mp} = \eta_{mp,ref} \times \frac{\mu_{V_{oc}}}{V_{MP}} \quad (\text{Duffie et Beckman, 1991}) \quad (2.18)$$

où $\mu_{V_{oc}}$ est le coefficient de température de la tension en circuit ouvert [$\text{V}/\text{°C}$];

V_{MP} désigne la valeur de la tension au point de puissance maximal [V];

$\eta_{mp,ref}$ représente le rendement du module au point de puissance maximale dans les conditions de référence, tel que mentionné par le constructeur du panneau PV.

La température de la cellule peut être déterminée par la formule suivante :

$$T_c = T_a + \left(\dot{H} \times R_b \times \frac{\tau\alpha}{U} \right) \times \left(1 - \frac{\eta_{mp,ref}}{\tau\alpha} \right) \quad (2.19)$$

où \dot{H} : Moyenne sur un mois de la radiation pour une surface horizontale [W/m^2] (données US DOE, 2008);

R_b : Rapport entre le rayonnement solaire direct sur un plan incliné et celui sur le plan de mesure (c'est-à-dire horizontal);

$\eta_{mp,ref}$: Rendement du module au point de puissance maximal dans les conditions de référence (donnée du constructeur).

Selon Duffie et Beckman (1991), le terme $(\tau\alpha)$ n'est généralement pas connu, mais une estimation de 0.9 peut être utilisée sans créer d'erreur significative car le terme $\frac{\eta_{mp,ref}}{(\tau\alpha)}$ est petit par rapport à l'unité.

D'autre part, Z_i est défini tel que :

$$Z_i = \left(\frac{\bar{I}_0}{I_c} \right)^2 \times \int_0^{I_{c,Max}} I_c^2 \times P(I_c) \times dI_c \quad (2.20)$$

où \bar{I}_c : Moyenne sur un mois de la radiation horaire incidente au champ PV [W/m^2] ;

\bar{I}_0 : Radiation extraterrestre pour une heure [W/m^2].

L'intégrale a été évaluée par Duffie et Beckman (1991), comme étant :

$$\begin{aligned} \int_0^{I_{c,Max}} I_c^2 \times P(I_c) \times dI_c &= a_1 \times \int_0^{k_t,Max} k_t^2 \times P(k_t) \times dk_t \\ &+ a_2 \times \int_0^{k_t,Max} k_t^2 \times \frac{I_d}{I} \times P(k_t) \times dk_t \\ &+ a_3 \times \int_0^{k_t,Max} k_t^2 \times P(k_t) \times \left(\frac{I_d}{I} \right)^2 \times dk_t \end{aligned} \quad (2.21)$$

Les paramètres a_1 , a_2 et a_3 sont des constantes pour une heure et un mois donnés :

$$\begin{aligned} a_1 &= (R_b)^2 + \rho \times (1 - \cos \theta_p) \times R_b + \frac{\rho^2 (1 - \cos \theta_p)^2}{4} \\ a_2 &= R_b \times (1 + \cos \theta_p - 2R_b) + \rho \times (1 + \cos \theta_p - 2R_b) \times \frac{1 - \cos \theta_p}{2} \\ a_3 &= \left(\frac{1 - \cos \theta_p}{2} - R_b \right)^2 \end{aligned} \quad (2.22)$$

Les intégrales ont été évaluées par Liu et Jordan (1960) :

$$\int_0^{k_t,Max} k_t^2 \times P(k_t) \times dk_t = -0.1551 + 0.9226 \bar{k}_t$$

$$\int_0^{k_t,Max} k_t^2 \times \frac{I_d}{I} \times P(k_t) \times dk_t = 0.1456 + 0.0544 \times \ln(\bar{k}_t) \quad (2.23)$$

$$\int_0^{k_t,Max} k_t^2 \times P(k_t) \times \left(\frac{I_d}{I}\right)^2 \times dk_t = \bar{k}_t \times (0.2769 - 0.3184 \bar{k}_t)$$

où $\bar{k}_t = \frac{\dot{I}}{I_0}$; \dot{I} a été précédemment calculé, il reste donc \bar{I}_0 à déterminer. \bar{I}_0 représente la radiation extraterrestre horaire et s'exprime ainsi, selon Duffie et Beckman (1991):

$$\bar{I}_0 = \left(\frac{12 \times 3600}{\pi} \right) \times G_{SC} \times \left\{ \begin{array}{l} 1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi n}{365}\right) \times \cos \varphi \times \cos \delta \times \left(\sin\left(\omega + \frac{0.75\pi}{180}\right) - \sin\left(\omega - \frac{0.75\pi}{180}\right) \right) \\ + \left(\frac{\pi}{180} \times \left(\omega + \frac{0.75\pi}{180} - \left(\omega - \frac{0.75\pi}{180} \right) \right) \times \sin \varphi \times \sin \delta \right) \end{array} \right\} \quad (2.24)$$

où G_{SC} : Constante solaire [W/m²], i.e. 1367 W/m²;

φ : Latitude de l'installation PV [degrés];

ω : Angle horaire [degrés];

δ : Déclinaison [degrés].

Tous les éléments nécessaires au calcul du rendement global de l'installation ont donc été explicités :

$$\bar{\eta} = \eta_{mp,ref} \left\{ 1 - \frac{\mu_{\eta,mp}}{\eta_{mp,ref}} (T_a - T_r) - \mu_{\eta,mp} \times \frac{\tau\alpha \times \bar{I}_c}{U \times \eta_{mp,ref} \times 3600} \times (1 - \eta_{mp,ref}) \times Z_i \right\} \quad (2.16)$$

Rappelons l'équation de calcul de la production électrique par les panneaux PV :

$$E_{jm} = A \times \bar{I}_c \times \bar{\eta} \times P \quad (2.2)$$

Le dernier élément manquant est P qui représente les différentes pertes de l'installation PV.

Modélisation des pertes

Les pertes du système sont modélisées à l'aide de la formule suivante :

$$P = \eta_i \cdot k_{\tau\alpha} \cdot (1 - P_S - P_P - P_M - P_O) \quad (2.25)$$

où η_i : rendement de l'onduleur . Sauf lorsqu'une valeur particulière est spécifiée, une valeur de 95% est considérée;

$k_{\tau\alpha}$ (Incidence Angle Modifier) : facteur qui va corriger l'angle d'incidence du soleil sur le champ PV en prenant en compte l'effet des vitrages des panneaux. PVSYST (CUEPE, 2008) recommande d'utiliser $b_0 = -0.05$ comme valeur standard pour les panneaux PV :

$$k_{\tau\alpha} = 1 + b_0 \times \left(-1 + \frac{1}{\cos \theta} \right) \quad (2.26)$$

P_M : déviation entre le fonctionnement réel et le fonctionnement spécifié par les constructeurs en réduisant le rendement de l'installation. La déviation standard est de 3 % (CUEPE, 2008);

P_p : pertes représentant la puissance perdue au point de fonctionnement maximal car les courbes Intensité/Tension ne sont pas rigoureusement identiques en fonctionnement et en conditions standards. Une perte de 2% (CUEPE, 2008) est ici considérée;

P_s : pertes imputables à la poussière. Ces valeurs peuvent être différentes en fonction du mois si désiré : une perte de 0.2% (CUEPE, 2008) est ici considérée pour chaque mois.

P_o : les pertes ohmiques considèrent les pertes dues au câblage et les pertes de tension dues à la diode : une perte de 0.4% (CUEPE, 2008) est ici considérée;

θ : angle solaire : angle entre la surface normale et le rayonnement solaire direct [degrés].

Il devient alors possible de calculer E_{jm} , la production électrique des panneaux PV pour l'heure j tout au long du mois m :

$$E_{jm} = A \times \overline{I_c} \times \overline{\eta} \times P \quad (2.2)$$

Disposition des panneaux sur le toit

Les panneaux PV sont installés sur le toit du bâtiment. Celui-ci possède une aire constante : A_{max} . Il est nécessaire de créer une fonction qui déterminera le nombre maximum de panneaux que l'on pourra placer sur le toit. D'autre part, les panneaux recevant les rayons du soleil vont créer une ombre, il est donc important de laisser une distance minimale entre les panneaux. En effet, si par exemple la moitié de la surface d'un panneau i ne peut pas recevoir de soleil parce qu'elle est constamment ombragée par un panneau voisin $i+1$, le panneau i n'est alors pas du tout utilisé à son potentiel maximal. La Figure 2.1 fait apparaître les dimensions d'un panneau PV. Soit un panneau de longueur L et de largeur l , installé avec une pente d'angle θ_p avec l'horizontale. Son empreinte au sol (autrement dit la surface que le

panneau occupe au sol) ainsi que l'ombre qu'il génère, vont déterminer les dimensions occupées par l'objet : « panneau et son ombre », comme présenté dans la Figure 2.2.

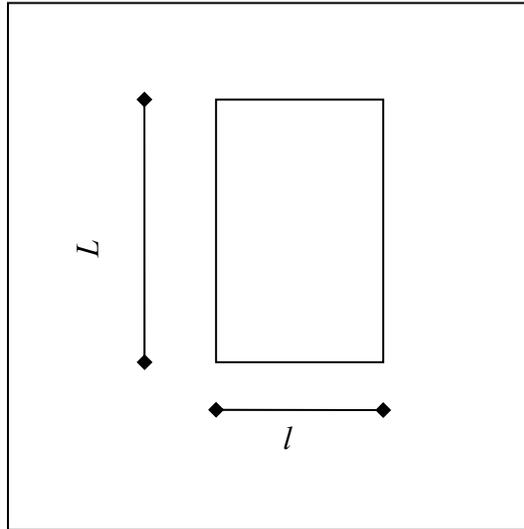


Figure 2.1 Dimensions d'un panneau PV.

Il est important de noter que c'est le seul endroit de l'étude où les dimensions considérées du panneau sont les dimensions réelles. Partout ailleurs dans les calculs, l'aire considérée du panneau est l'aire des cellules PV uniquement, un rapport de 1.06 étant appliqué entre l'aire des cellules PV et l'aire réelle, correspondant à 1.04 pour la longueur et à 1.02 pour la largeur.

$$L' = L \times \cos(\theta_p) \quad (2.27)$$

D'autre part, selon RNCAN (1998) :

$$L_{\min} = F \times h_p \quad (2.28)$$

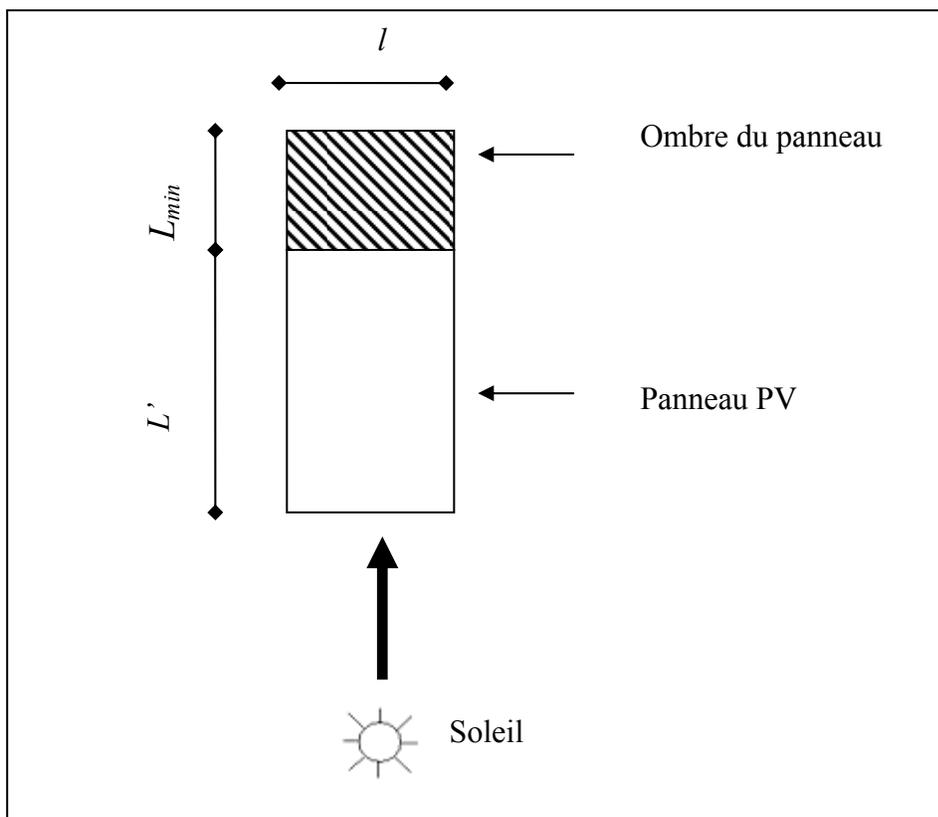


Figure 2.2 Principales dimensions d'un panneau PV installé et de son ombre (Vue en plan).

La Figure 2.3 schématise la disposition des panneaux en rangées successives, h_p correspondant à la hauteur du champ incliné en [m].

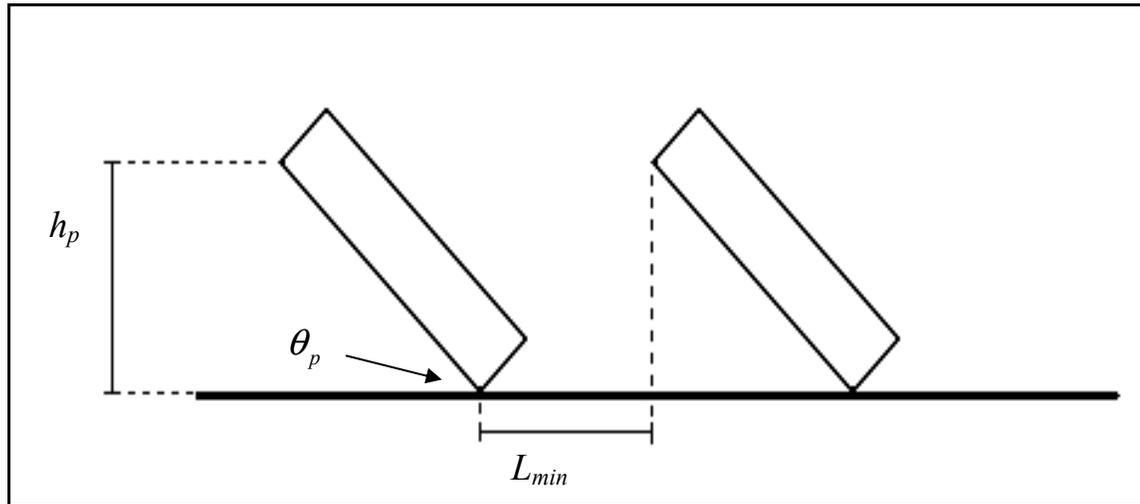


Figure 2.3 Schéma de disposition des panneaux en rangées successives (Vue de profil).

F correspond au ratio :

$$F = \frac{L_{min}}{h_p} \quad (2.29)$$

Ce ratio est déterminé en fonction de la latitude du site étudié. L'utilisation de ce ratio permet de minimiser les pertes par ombrages successifs tout en utilisant au maximum l'espace disponible. Par exemple, pour la latitude de Montréal, le ratio est de 3.7 (RNCAN, 1998). Ensuite, h_p est calculé en fonction de l'angle d'inclinaison des panneaux.

$$h_p = L \times \sin(\theta_p) \quad (2.30)$$

Par exemple, pour un angle d'inclinaison de 30° , la hauteur du champ incliné pour un module d'une longueur de 1.2 m est de 0.6 m et la distance minimale à respecter entre les deux rangées de panneau devra être de 2.22 m. Il devient alors possible de calculer le nombre maximum de panneaux par rangée Nb_{Max} , présenté à l'équation 2.31, en divisant l'aire totale du toit par la surface de l'objet « panneau PV + son ombre ». Cependant, toute la surface du toit n'est pas disponible, notamment sur le pourtour et parce que les équipements de

climatisation y sont installés, il a ainsi été estimé que la moitié de l'aire du toit pouvait être réellement remplie de panneaux PV, d'où un facteur correctif de 0.5.

$$Nb_{Max} = \frac{0.5 \cdot A_{Max}}{(L_{min} + L') \cdot l} \quad (2.31)$$

2.4 Fonctions objectives

Une fonction objective est un critère de performance quantifié. Les deux critères principaux considérés dans cette recherche sont la performance économique et la performance environnementale. La partie simulation vise à calculer les valeurs des fonctions objectives, la partie optimisation permet de rechercher les valeurs les plus favorables. Les phases du cycle de vie sont séparées en phase initiale (*PI*) et en phase de fonctionnement (*PF*). La phase initiale comprend l'extraction des ressources naturelles, la production des matériaux et la construction sur le site.

2.4.1 L'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*)

Comme mentionné dans la section 2.2.4, la « consommation d'exergie cumulée étendue » est utilisée comme indicateur pour évaluer la performance environnementale de l'installation PV. Pour un vecteur de variables X (un exemple est fourni à la page suivante), l'expression pour calculer l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) [MJ] est:

$$LCEI(X) = EI(X) + EF(X) \quad (2.32)$$

$$LCEI(X) = [CEx C_{PI}(X) + AbatEx_{PF}(X)] + [CExC_{PI}(X) + AbatEx_{PF}(X)] \quad (2.33)$$

avec

LCEI : Impact environnemental sur le cycle de vie [MJ];

EI : Impact environnemental dû à la phase initiale [MJ];
 EF : Impact environnemental dû à la phase de fonctionnement [MJ];
 $AbatEx$: Consommation d'exergie d'« abatement » [MJ];
 $CExC$: Consommation d'exergie cumulée [MJ];
 PI : Indice désignant la phase initiale;
 PF : Indice désignant la phase de fonctionnement;
 X : Vecteur de variables.

Par exemple, pour l'installation PV, un vecteur de variables contient les valeurs des quatre variables de conception. Ainsi, l'alternative de conception :

Azimut : 0 degrés, Pente : 37 degrés, Nombre de Panneaux : 100, et Type de panneaux : numéro 1

correspond au vecteur de variables :

$$\begin{pmatrix} 1 \\ 0 \\ 37 \\ 100 \end{pmatrix} \text{ avec } \begin{pmatrix} TypePanneaux \\ Azimut \\ Pente \\ NbPanneaux \end{pmatrix}.$$

La consommation d'exergie cumulée s'exprime comme la somme de l'exergie des ressources non fossiles (matériaux) et fossiles consommées pendant toutes les étapes du processus de fabrication. L'exergie des ressources non fossiles est calculée comme le produit de la masse et de son exergie chimique. L'exergie des ressources fossiles est obtenue en multipliant la valeur de la consommation en énergie par le ratio reliant l'exergie de la source d'énergie à son énergie induite. La consommation d'exergie cumulée ($CExC$) peut donc être exprimée ainsi

$$CExC = CExC_{PI} + CExC_{PF} \quad (2.34)$$

$$CExC_{PI} = \sum_j (\alpha_j \cdot EN_j) + \sum_k (e_k \cdot m_k) \quad (2.35)$$

$$CExC_{PF} = n \cdot \sum_i (\alpha_i \cdot \frac{ON_i}{\psi_i}) \quad (2.36)$$

où $CExC$: Consommation d'exergie cumulée [MJ];

PI : Indice désignant la phase initiale ;

PF : Indice désignant la phase de fonctionnement ;

EN_j : Énergie induite [MJ] pour la source d'énergie j consommé pendant la phase initiale ;

ON_i : Energie de fonctionnement annuelle pour la source d'énergie i [MJ] ;

n : Durée de vie [années] ;

e_k : Exergie chimique du matériau non fossile k [MJ/kg] ;

m_k : Masse du matériau non fossile k [kg] ;

α_i : Rapport entre l'exergie et l'énergie induite pour la source d'énergie i ;

ψ_i : Efficacité globale exergetique de production et de transport pour la source d'énergie i , utilisée pour convertir les sources d'énergie de fonctionnement en source d'énergie primaire.

$$AbatEx = \sum_w e_w \cdot m_w \quad (2.37)$$

où e_w : Exergie d'« abatement » unitaire du déchet émis w [MJ/kg] ;

m_w : Masse du déchet émis w [kg].

La consommation d'exergie d'« abatement » ($AbatEx$) est calculée comme le produit de la masse des émissions de déchets et de son exergie d'« abatement » unitaire. Pour les panneaux par exemple, la masse de chaque émission de déchet générée pendant la phase initiale est calculée en multipliant l'émission par unité d'aire par la surface des panneaux photovoltaïques. La masse de chaque émission de déchet générée pendant la phase de fonctionnement est calculée en multipliant la consommation d'énergie de fonctionnement du site par un facteur d'émission. Ce facteur d'émission de l'électricité fournie (dont le calcul est détaillé à la section 5.1.2) est calculé à partir du mélange électrique et de coefficients

d'émissions correspondants aux différentes sources d'énergie utilisées dans la production d'électricité (Gagnon et coll., 2002).

Le paramètre n , correspondant à la durée de vie, est défini par l'utilisateur. Les valeurs de e_k , e_w , α_i et ψ_i peuvent être trouvées dans plusieurs références (Szargut et coll., 1988 ; Dewulf et coll., 2001). Par exemple, l'exergie chimique e_k du gypse est de 50 kJ/kg (Szargut et coll., 1988) et l'efficacité globale exergetique de production et de transport pour le gaz naturel ψ_i est de 0.88 (Zhang, 1995). Pour les panneaux PV, l'énergie induite EN_j due à l'utilisation de la source d'énergie j , la masse des ressources non fossiles m_k , et la masse des émissions de déchets m_w sont calculés comme le produit de l'aire de l'élément et de ses valeurs spécifiques par unité d'aire. D'autre part, comme l'étude considère l'électricité comme seule source d'énergie de fonctionnement, l'indice j de l'équation 2.36 peut être retiré. Le détail de calcul de tous ces éléments est montré dans la section 5.1.2, relative à l'étude de cas.

2.4.2 Le coût sur le cycle de vie (LCC)

Le coût de fonctionnement sur le cycle de vie est calculé à partir du coût initial et du coût annuel de fonctionnement en tenant compte de la valeur financière cumulée sur le temps (CRNC, 1997). Tous les coûts considérés dans l'étude sont pris hors taxes.

$$LCC(X) = CI(X) + CF(X) \quad (2.39)$$

où X : Vecteur de variables ;

LCC : Coût sur le cycle de vie [€];

CI : Coût de construction initial de l'installation comprenant la structure de montage, les panneaux, les onduleurs et le reste du système [€] ;

CF : Coût de fonctionnement sur le cycle de vie comprenant les coûts de consommation d'énergie [€].

Le coût de fonctionnement sur le cycle de vie représente la valeur actuelle des coûts de l'énergie sur l'ensemble de la période d'étude, tenant compte du taux d'escompte et du taux d'augmentation de l'énergie.

$$CF(X) = CA(X) \cdot \frac{1 - (1 + a)^{-n}}{a} \quad (2.40)$$

où n : Durée de vie [années] ;

CA : Coût annuel de fonctionnement [\$] pour la première année ;

a : Taux d'intérêt effectif.

Le taux d'intérêt effectif est lié au taux d'escompte (i) et au taux d'augmentation des coûts de l'énergie (r). Il peut être calculé ainsi (RNCAN, 1997) :

$$a = \frac{i - r}{1 + r} \quad (2.41)$$

où i : Taux d'escompte, incluant l'inflation ;

r : Taux d'augmentation des coûts de l'énergie, incluant l'inflation.

2.4.3 Autres fonctions objectives

D'autres indicateurs économiques et environnementaux sont utilisés afin de mesurer la performance de l'installation PV. On peut notamment citer la période de retour économique et la période de retour environnementale, des indicateurs qui peuvent prendre notamment en compte d'éventuelles subventions de l'état. En effet, de nombreux pays développés ont mis en place des mesures incitatives afin de récompenser ceux qui investissent dans les énergies renouvelables. Ces mesures incitatives peuvent prendre la forme de crédits d'impôts ou de rachats par l'état de la production PV à un prix supérieur au prix de l'électricité vendue par le réseau. Ces indicateurs pourront notamment être utiles quand viendra le temps de comparer des installations similaires mais implantées dans des pays aux politiques différentes. Cet

aspect sera développé dans le chapitre relatif à l'étude de cas, plus précisément à la section 5.3.

2.5 Conclusions

En résumé, la portée de l'ACV est étendue à toutes les étapes sauf celles de la démolition. Les catégories d'impacts sont également étendues : n'est plus seulement considérée la consommation d'énergie, mais également la consommation des ressources non fossiles ainsi que les émissions dans l'air ayant des effets mondiaux et à long terme sur l'environnement. La « consommation d'exergie cumulée étendue » est utilisée comme indicateur pour unifier tous les impacts considérés et pour faciliter la comparaison entre les alternatives et la future optimisation.

Le programme PV Toolkit, construit spécifiquement dans le cadre de l'étude, fournit une estimation de la production électrique d'une installation PV, permettant à terme le calcul de la performance économique et environnementale de l'installation.

Le système possède désormais des variables, des contraintes et des fonctions objectives, ainsi les éléments sont réunis pour construire un modèle d'optimisation. En fonction du nombre de fonctions objectives sélectionnées, l'optimisation pourra être simple ou multiple. Le modèle d'optimisation ainsi que l'ossature du système seront discutés en détail dans le chapitre 3.

CHAPITRE 3

FORMULATION DU SYSTEME BPV

Ce chapitre présente le fonctionnement du système BPV (pour Bâtiment équipé de l'installation PV) composé de deux systèmes d'optimisation, soit celui du bâtiment seul (étape 1) et celui du bâtiment équipé de l'installation PV (étape 2). Chaque système est construit autour de quatre composants: les programmes de simulation, les fichiers d'entrée et de sortie, l'optimisateur et les fichiers de données de simulation. L'ossature du système est détaillée dans les sections 3.1 et 3.2 pour montrer les relations entre les différents composants. Ensuite, chaque composant est présenté séparément dans les sections subséquentes.

3.1 Rôle des composants des systèmes d'optimisation

Le fonctionnement du système BPV requiert la collaboration de deux systèmes d'optimisation : celui créé par Wang (2005) qui cherche à optimiser les performances économique et environnementale d'un bâtiment seul (étape 1) et celui créé dans le cadre de cette étude qui cherche à optimiser les performances économique et environnementale d'un bâtiment équipé d'une installation PV (étape 2). Ces deux systèmes d'optimisation sont chacun construits autour de quatre composants jouant des rôles différents : a) les fichiers d'entrée et de sortie permettent la communication avec l'utilisateur; b) l'optimisateur fournit les algorithmes d'optimisation; c) les programmes de simulation évaluent les fonctions objectives et les contraintes; d) les fichiers de données de simulation qui contiennent les données requises par ces programmes. Tous ces composants sont étroitement reliés. Avant de démarrer le processus d'optimisation, l'utilisateur doit tout d'abord se référer aux fichiers d'entrée pour adapter l'optimisation en définissant les paramètres de simulation et d'optimisation. Une fois le processus d'optimisation lancé, une relation étroite se développe entre l'optimisateur et les programmes de simulation. L'optimisateur transfère les valeurs des variables au programme de simulation. Se servant de ces valeurs, les programmes de simulation évaluent les fonctions objectives et retournent les résultats à l'optimisateur.

Durant le processus de simulation, ces programmes accèdent fréquemment aux fichiers de données de simulation permettant l'évaluation des fonctions objectives.

3.2 Architecture du système BPV

Dans le cadre de notre étude, le système d'optimisation de Wang est utilisé dans l'étape 1 alors que nous avons créé un second système d'optimisation pour l'étape 2.

3.2.1 Étape 1 : système d'optimisation de la performance du bâtiment (Wang 2005)

L'étape 1 consiste à lancer le système d'optimisation tel que créé par Wang (2005). Cette étape ne concerne donc que le bâtiment seul, sans l'installation PV. Le fonctionnement du système d'optimisation de Wang est schématisé à la Figure 3.1. L'utilisateur lance le système après avoir réglé les paramètres de simulation et d'optimisation. Les paramètres de simulation sont le choix des variables de conception (forme et orientation du bâtiment, type d'ouvertures, détails de l'enveloppe, fenestration...) et des contraintes. L'utilisateur pourrait par exemple choisir de ne pas inclure le type de fenêtres comme variable de conception : le type de fenêtres restera alors le même d'une simulation à une autre. Le système d'optimisation mis au point par Wang (2005) est basé sur les algorithmes génétiques. Les paramètres d'optimisation sont donc des critères tels que le nombre d'individus par génération, le nombre de générations ou la possibilité de mutations au sein des chromosomes; les algorithmes génétiques sont présentés en détail dans la section 4.4.2 du mémoire de Wang (2005).

L'optimisateur va ensuite sélectionner plusieurs alternatives de conception. Pour chaque alternative, l'optimisateur appelle le programme de simulation ASHRAE Toolkit (Pedersen et coll., 2003) qui calcule les charges horaires du bâtiment puis, par un travail d'extension (cf. section 3.3.2), la valeur du couple $LCC_{Bât}$, $LCEI_{Bât}$ en fonction de la valeur des alternatives de conception sélectionnées par l'optimisateur et des informations contenues dans les fichiers de données de simulation. À la fin du processus d'optimisation, l'optimisateur sélectionne les

alternatives de conception qui ont donné les meilleures performances au niveau du couple $LCC_{Bât}$, $LCEI_{Bât}$. Le processus de sélection est détaillé à la section 4.4.2 de Wang (2005). L'utilisateur doit alors choisir une alternative de conception pour le bâtiment parmi les individus sélectionnés en fonction de la performance recherchée. Ce processus est détaillé plus loin dans la section 5.2.1, relative à l'étude de cas. Une fois l'alternative de conception sélectionnée, celle-ci restera fixe tout au long de l'étape 2. Ainsi, entre autres, la forme et l'orientation du bâtiment, le pourcentage de fenestration, le type d'enveloppe et le type de fenêtres resteront fixes au cours de l'étape 2.

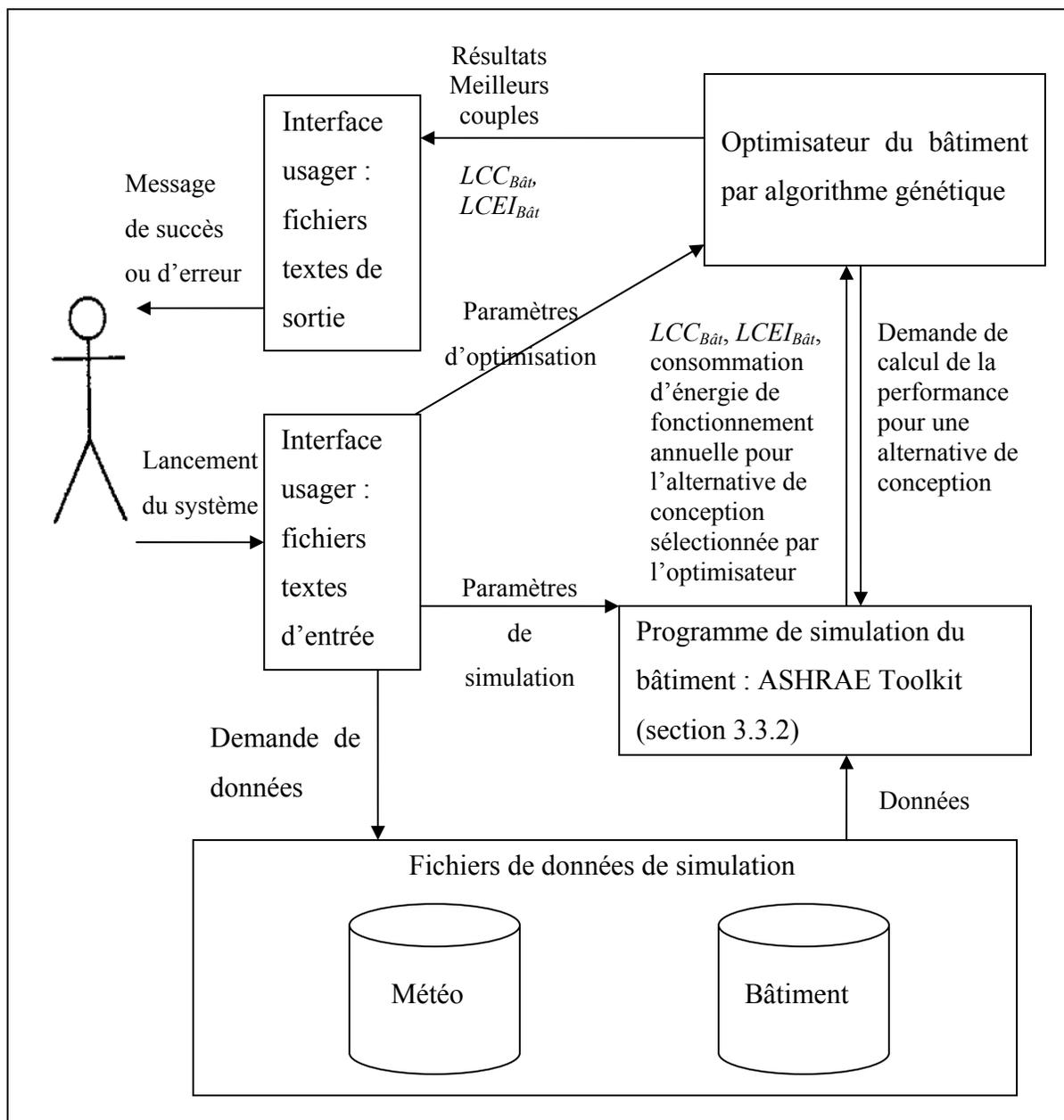


Figure 3.1 Architecture du système d'optimisation du bâtiment : étape 1.
Adaptée de Wang (2005)

3.2.2 Étape 2 : système d'optimisation de la performance du bâtiment équipé de l'installation PV

L'étape 2 consiste à lancer le système d'optimisation créé dans le cadre de l'étude. Le fonctionnement du système d'optimisation de l'étape 2 est schématisé à la Figure 3.2. L'utilisateur lance le système après avoir réglé les paramètres de simulation et d'optimisation. Les paramètres de simulation sont le choix des variables de conception (forme et orientation du champ PV, type et nombre de panneaux) et de la contrainte, soit l'aire du toit du bâtiment sélectionné à l'étape 1. Si l'utilisateur choisit par exemple de ne pas inclure l'orientation du champ PV comme variable de conception, l'orientation restera alors fixe d'une simulation à une autre.

Pour chaque alternative, l'optimisateur appelle le programme de simulation PV Toolkit qui calcule la production de l'installation PV en fonction de la valeur des alternatives de conception sélectionnées par l'optimisateur et des informations contenues dans les fichiers de données ((1) sur la Figure 3.2). Le programme de simulation PV Toolkit retourne la production PV de l'installation E_{PV} à l'optimisateur ainsi que le coût sur le cycle de vie (LCC_{PV}) et l'impact environnemental ($LCEI_{PV}$) qui sont associés à l'alternative de conception de l'installation PV sélectionnée ((2) sur la Figure 3.2)

L'optimisateur cherche ensuite à connaître les performances économique et environnementale du bâtiment avec ses nouvelles charges horaires. Le bâtiment équipé possède presque les mêmes caractéristiques que le bâtiment seul, seules les charges horaires ont été modifiées. En effet, pour chaque heure, on soustrait aux charges horaires la production PV horaire, correspondant au fait que les panneaux PV fournissent une certaine partie de la consommation du bâtiment; les nouvelles charges horaires du bâtiment sont ainsi obtenues :

$$E_{Bât}^* = E_{Bât} - E_{PV} \quad (3.1)$$

Les charges horaires du bâtiment ayant été ajustées, la performance du bâtiment n'est plus la même, il est donc nécessaire de faire appel au programme ASHRAE Toolkit et au travail d'extension (cf. section 3.3.2) pour calculer le nouveau couple $LCC^*_{Bât}$, $LCEI^*_{Bât}$ selon les nouvelles charges horaires ((3) et (4) sur la Figure 3.2)

Il s'agit ensuite de calculer la performance du bâtiment équipé, c'est-à-dire du bâtiment de base sélectionné dans l'étape 1 incorporant sur son toit l'installation PV sélectionnée dans l'étape 2. La performance du bâtiment équipé est donc égale à celle du bâtiment avec ses nouvelles charges horaires avec l'ajout de la performance de l'installation PV de l'étape 2 :

$$LCC_{BPV} = LCC^*_{Bât} + LCC_{PV}, LCEI_{BPV} = LCEI^*_{Bât} + LCEI_{PV} \quad (3.2)$$

Ensuite, une recherche itérative du meilleur couple pour le bâtiment équipé est lancée. Les caractéristiques du bâtiment restent fixes, donc seul l'installation PV est sujette au changement. L'optimisation prend ainsi la forme d'une recherche dans laquelle l'alternative de conception de l'installation PV détermine la performance du bâtiment équipé. L'optimisation est terminée lorsque toutes les alternatives de conception de l'installation PV ont été testées, et que l'alternative permettant au bâtiment équipé d'atteindre les meilleures performances économique et environnementale a été identifiée ((5) sur la Figure 3.2).

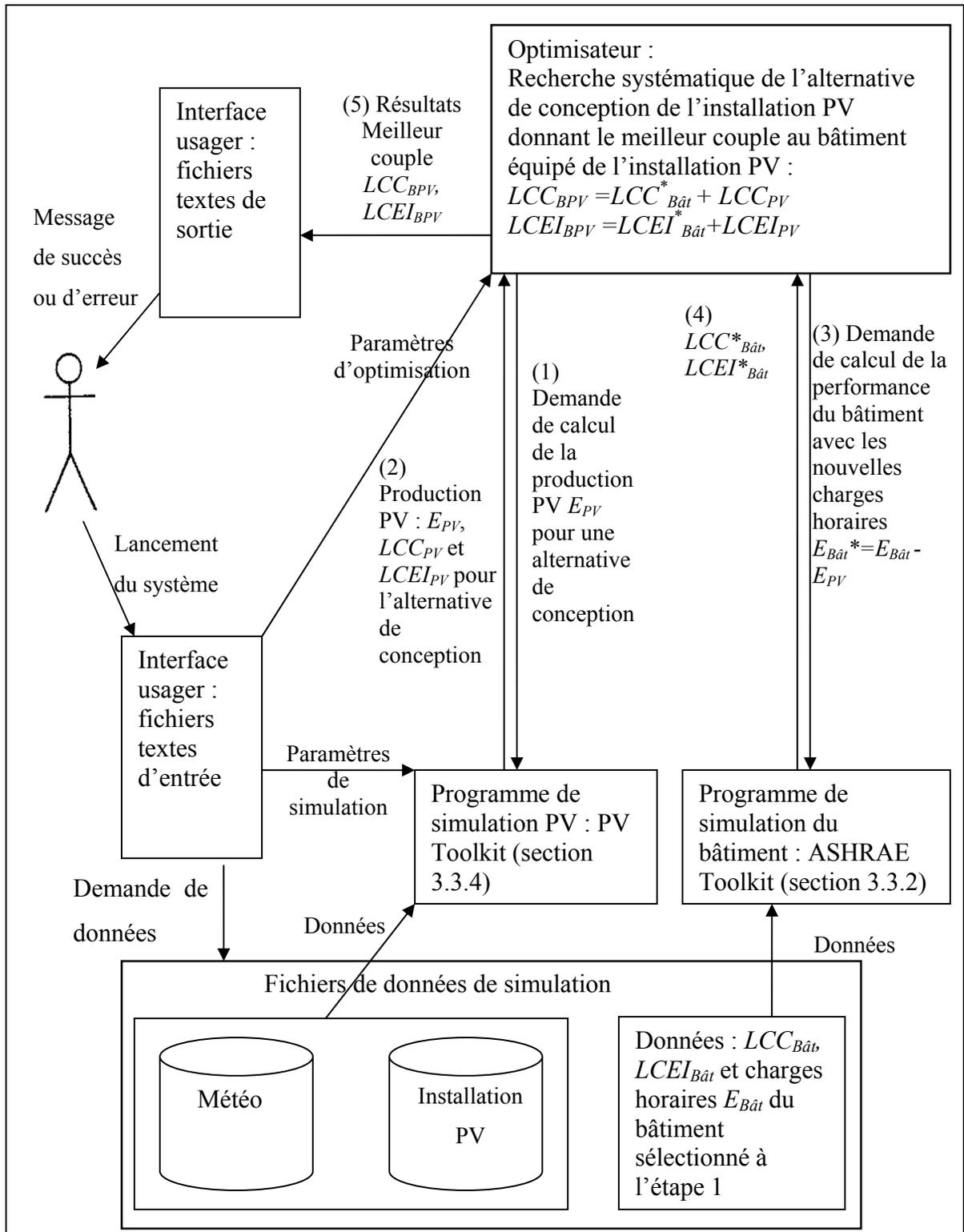


Figure 3.2 Architecture du système d'optimisation de l'étape 2.

3.3 Programmes de simulation

Les programmes de simulation évaluent les fonctions objectives et les contraintes. La première section donne une brève introduction à propos d'ASHRAE Toolkit (Pedersen et coll., 2003), un programme de simulation commercial employé dans l'étude pour calculer les charges du bâtiment. La deuxième partie reviendra sur PV Toolkit, le programme de simulation créé pour cette étude et détaillé dans la section 2.3.2. Enfin, le cheminement pour obtenir les valeurs des fonctions objectives à partir des extraits de ASHRAE Toolkit et de PV Toolkit sera détaillé aux sections 3.3.2 et 3.3.4.

3.3.1 ASHRAE Toolkit pour le calcul des charges du bâtiment utilisé pour l'étape 1 (Wang, 2005)

Le logiciel ASHRAE Toolkit est utilisé pour calculer les charges du bâtiment car il présente les avantages suivants :

- Le logiciel n'a pas d'interface utilisateur formelle, l'entrée et la sortie sont des fichiers textes ce qui facilite les communications avec d'autres programmes. Par exemple, les résultats écrits dans un fichier texte par le logiciel peuvent être lus directement par un autre logiciel.
- La source du code du logiciel est accessible. La procédure de calcul peut ainsi être inspectée et cela permet de plus à l'utilisateur de développer son propre code dans le cadre de besoins spécifiques.
- Le logiciel calcule les charges du bâtiment en utilisant la méthode du bilan thermique, qui est la méthode recommandée par ASHRAE (2001).

Le logiciel ASHRAE Toolkit est donc utilisé pour calculer les charges horaires pour une journée donnée. Comme le *LCC* et le *LCEI* sont les deux fonctions objectives utilisées dans le système d'optimisation, le logiciel ASHRAE doit être étendu pour calculer la valeur des fonctions objectives à partir des charges horaires.

3.3.2 Extensions du logiciel ASHRAE Toolkit utilisées pour l'étape 1 (Wang, 2005)

Le travail d'extension vise à combler l'écart entre les extraits du logiciel et les valeurs des fonctions objectives. Les fonctions objectives doivent donc être analysées afin de tracer leurs connections avec les charges horaires du bâtiment. Nous avons vu dans la section 2.4.2 que le *LCC* incluait deux composants : le coût initial et le coût de fonctionnement étalé sur la durée de vie du bâtiment. Le *LCEI* comprend également deux composants : l'impact environnemental initial et l'impact environnemental de fonctionnement. Le coût de fonctionnement et l'impact environnemental de fonctionnement sont reliés à la consommation d'énergie de fonctionnement annuelle ON [MJ] due au chauffage, à la climatisation, à l'éclairage et à l'équipement. Le terme équipement regroupe les équipements de bureaux traditionnels (ordinateurs, photocopieuses par exemple)

$$ON = ON_{Chauffage} + ON_{Climatisation} + ON_{Eclairage,Equipement} \quad (3.3)$$

soit (Wang,2005)

$$ON_{Eclairage,Equipement} = 0.108 \times S \times \sum_{mois=1}^{(m_{Chauffage} + m_{Climatisation})} \sum_{heure=1}^{24} DPEc + DPEq \quad (3.4)$$

$$ON_{Chauffage} = 0.108 \times \sum_{mois=1}^{m_{Chauffage}} \sum_{heure=1}^{24} \frac{\langle E_{sys} \rangle}{IP_{Chauffage}} \quad (3.5)$$

$$ON_{Climatisation} = 0.108 \times \sum_{mois=1}^{m_{Climatisation}} \sum_{heure=1}^{24} \frac{\langle -E_{sys} \rangle}{IP_{Climatisation}} \quad (3.6)$$

où $IP_{Chauffage}$, $IP_{Climatisation}$: Coefficients de performance pour le chauffage et la climatisation, respectivement;

$m_{Chauffage}$, $m_{Climatisation}$: Nombre de mois pour la saison de chauffage et pour la saison de climatisation, respectivement;

E_{sys} : Charge pour le chauffage ou pour la climatisation, respectivement [W];

$DPEq$: Densité de puissance pour l'équipement [W/m²];

DPE_c : Densité de puissance pour l'éclairage [W/m^2];

S : Aire totale du plancher [m^2];

La valeur constante 0.108 prend en compte le nombre de jours par mois et la conversion de Wh à MJ; c'est-à-dire $0.108 = 30 \times 3.6 / 1000$. Les charges de climatisation en période de chauffage et les charges de chauffage en période de climatisation sont considérées nulles, d'où l'utilisation de l'opérateur crochet $< >$. L'opérateur crochet retourne la valeur de l'opérande si l'opérande est positive, sinon l'opérateur retourne la valeur zéro.

Le travail d'extension pour obtenir le LCC et le $LCEI$ du bâtiment est illustré à la Figure 3.3. Le logiciel ASHRAE Toolkit est la base de travail, et le travail d'extension peut être résumé ainsi (Wang, 2005) :

- Préparer le fichier de données d'entrée pour chaque jour de référence pendant la saison de chauffage et pendant la saison de climatisation.
- Appeler le logiciel ASHRAE Toolkit (Pedersen et coll., 2003) pour chaque jour de référence pendant la saison de chauffage et pendant la saison de climatisation.
- Vérifier le fichier d'erreur pour voir si le logiciel a terminé avec succès les calculs.
- Obtenir la consommation d'énergie de fonctionnement annuelle pour le chauffage et pour la climatisation en tenant compte de l'efficacité des systèmes mécaniques.
- Obtenir la consommation d'énergie de fonctionnement pour l'éclairage et l'équipement à partir de l'aire du plancher et des densités prédéfinies.
- Ajouter les consommations d'énergie utilisées pour le chauffage, la climatisation, l'éclairage et l'équipement pour obtenir la consommation annuelle d'énergie de fonctionnement.
- Calculer le coût de fonctionnement sur le cycle de vie à partir de la consommation annuelle d'énergie de fonctionnement, de la durée de vie service du bâtiment, du taux d'augmentation des prix de l'énergie et du taux d'intérêt effectif.
- Calculer le coût initial de construction à partir de la géométrie du bâtiment et des données sur les coûts de construction par unité d'aire pour les murs, les fenêtres, les planchers, le toit et les pare-soleil.

- Ajouter le coût sur le cycle de vie de fonctionnement au coût initial pour obtenir le coût sur le cycle de vie (*LCC*) d'une alternative de conception.
- Calculer les impacts environnementaux de fonctionnement à partir de la consommation annuelle d'énergie de fonctionnement, la durée de vie en service et les facteurs d'émissions d'énergie de fonctionnement.
- Calculer l'impact environnemental initial à partir de la géométrie du bâtiment et des données sur les impacts environnementaux par unité d'aire pour les murs, les fenêtres, les planchers, les toits et les pare-soleil.
- Ajouter l'impact environnemental initial à l'impact environnemental de fonctionnement pour obtenir l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) d'une alternative de conception du bâtiment.

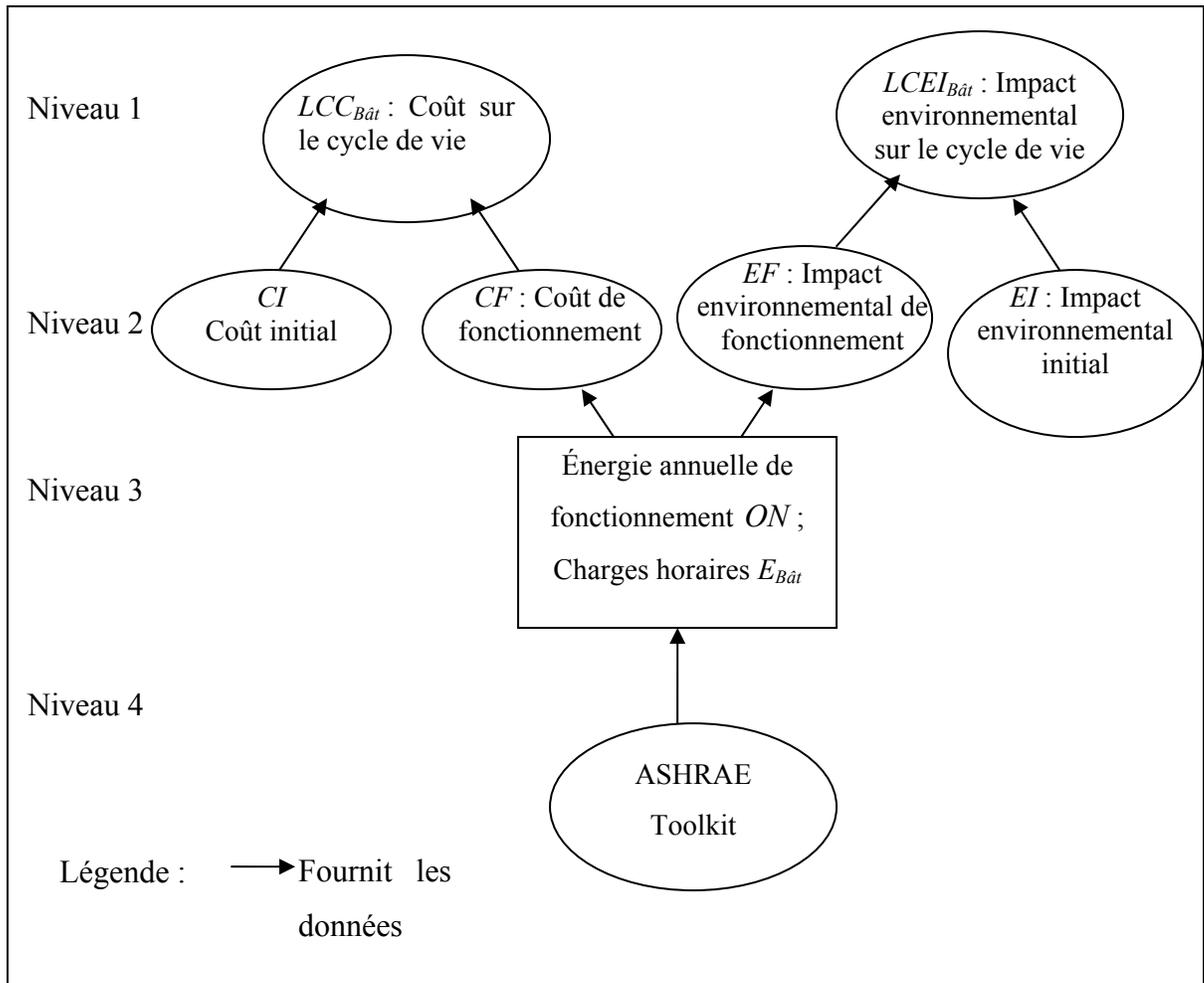


Figure 3.3 Travail d'extension pour obtenir le LCC et le $LCEI$ du bâtiment seul à partir d'ASHRAE Toolkit (étape 1).

Tirée de Wang (2005)

3.3.3 PV Toolkit pour le calcul de la production d'électricité PV utilisée pour l'étape 2

Comme expliqué dans la section 2.3.2, le programme PV Toolkit est utilisé pour calculer la production électrique de l'installation photovoltaïque. PV Toolkit a ainsi été conçu de manière à présenter les avantages suivants :

- De même que pour ASHRAE Toolkit, le programme n'a pas d'interface utilisateur formelle, l'entrée et la sortie étant des fichiers textes ce qui facilite les communications avec d'autres programmes. Par exemple, les résultats écrits dans un fichier texte par le

logiciel peuvent être lus directement par l'optimisateur, ce qui facilite grandement la communication entre les différents composants du système. A l'inverse, les résultats fournis par RETSCREEN sont présentés dans un tableau Excel ce qui pose des difficultés pour extraire les résultats et les rendre utilisables par l'optimisateur. D'autre part, les logiciels tels que PVSYST ou RETSCREEN, ne permettent pas de lancer une série de simulations. L'utilisateur doit extraire le résultat de la première simulation, puis lancer manuellement la simulation suivante. Ceci explique pourquoi il a été nécessaire de concevoir un programme de simulation spécifiquement pour l'étude.

- Le programme calcule la production électrique du champ PV de manière précise. Comme décrit dans la section 4.2, le logiciel PV Toolkit fournit une estimation de la production électrique très proche de celle fournie par le logiciel PVSYST, et ce lorsque on fait varier le type de panneaux, l'azimut et l'orientation de l'installation .

Le programme PV Toolkit utilise des fichiers textes comme entrée et sortie. Pour l'entrée, deux fichiers textes sont nécessaires, un dictionnaire des données d'entrée (Input Data Dictionary) appelé PVToolkit.idd et un fichier de données d'entrée (Input Data File) appelé PVToolkit.idf. Le fichier IDD définit le format fixe régissant l'organisation des objets et de leurs attributs. Le fichier IDF fournit les valeurs des données spécifiques pour les objets. Les valeurs des données dans le fichier IDF et les attributs dans le IDD sont couplés par l'utilisation de mots clés prédéfinis pour les objets. Un avantage particulier de cette méthode d'entrée des données est que la seule condition pour que les deux fichiers soient couplés est que le nom de chaque objet du fichier IDF soit unique et corresponde au mot clé prédéfini dans le fichier IDD. En sortie, le programme présente la production horaire dans un fichier texte PVToolkit.out. Un fichier texte intitulé PVToolkit.err est également généré pour indiquer si le programme s'est terminé avec succès. Dans le cas contraire, des informations sur les origines de l'erreur sont fournies.

Le programme PV Toolkit est donc utilisé pour calculer la production électrique horaire de l'installation PV pour une journée donnée. Comme le *LCC* et le *LCEI* sont les deux fonctions

objectives utilisées dans le système d'optimisation, le programme PV Toolkit doit être étendu pour calculer la valeur des fonctions objectives pour l'installation PV à partir des charges horaires.

3.3.4 Extensions du logiciel PV Toolkit utilisées pour la performance de l'installation PV lors de l'étape 2

Le travail d'extension vise à combler l'écart entre les extrants du logiciel PV Toolkit et les valeurs des fonctions objectives. Les fonctions objectives doivent donc être analysées afin de tracer leurs connections avec la production électrique de l'installation. Comme vu dans la section 2.4 , le *LCC* inclut deux composantes : le coût initial et le coût de fonctionnement pendant la durée de vie du bâtiment. Le *LCEI* comprend également deux composantes : l'impact environnemental initial et l'impact environnemental de fonctionnement. Au niveau de l'installation PV, le coût de fonctionnement est très faible mais non nul alors que l'impact environnemental de fonctionnement est nul, leur évaluation est détaillée dans la section 5.2, relative à l'étude de cas.

Le travail d'extension pour obtenir le *LCC* et le *LCEI* de l'installation PV est illustrée à la Figure 3.4 Le programme PV Toolkit est la base de travail, et le travail d'extension peut être résumé ainsi :

- Préparer le fichier de données d'entrée pour chaque jour de référence de l'année;
- Appeler le programme PV Toolkit pour chaque jour de référence de l'année;
- Vérifier le fichier d'erreur pour voir si le programme s'est terminé avec succès;
- Obtenir la production électrique annuelle de l'installation PV;
- Calculer le coût de fonctionnement sur le cycle de vie à partir de la consommation annuelle d'énergie de fonctionnement, de la durée de service de l'installation PV et du taux d'intérêt effectif;
- Calculer le coût initial de construction à partir du nombre et du type de panneaux utilisés et des données sur les coûts de construction pour les panneaux, les onduleurs, les structures de montage et les câbles de connexion;

- Ajouter le coût sur le cycle de vie de fonctionnement au coût initial pour obtenir le coût sur le cycle de vie (*LCC*) d'une alternative de conception;
- Calculer l'impact environnemental initial à partir du nombre et du type de panneaux utilisés et des données sur les impacts environnementaux pour les panneaux, les onduleurs, les structures de montage et les câbles de connexion;
- Ajouter l'impact environnemental initial à l'impact environnemental de fonctionnement (nul pour l'installation PV) pour obtenir l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) d'une alternative de conception de l'installation PV.

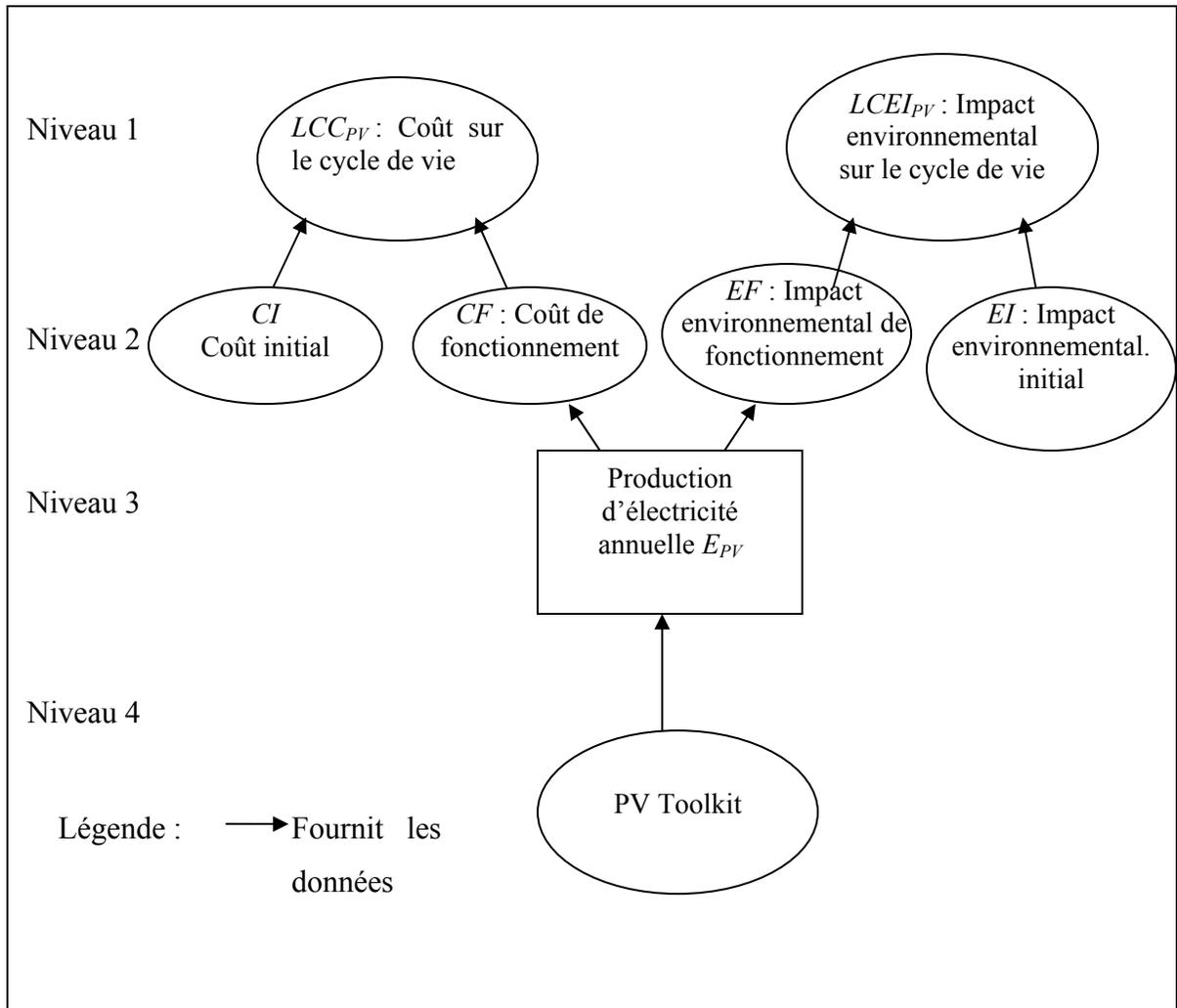


Figure 3.4 Travail d'extension pour obtenir le LCC et le $LCEI$ de l'installation PV à partir de PV Toolkit (étape 2).

3.4 Fichiers de données de simulation

Les fichiers de données de simulation jouent le rôle de la base de données; ils sont fréquemment consultés par les programmes de simulation au cours du processus d'optimisation. Cette section présente ici l'organisation de ces données. En général, un fichier de données correspond à une variable discrète représentant une entité possédant plusieurs attributs (Wang 2005). Ainsi, la relation entre le fichier de donnée et l'entité peut être vue de deux manières : (1) chaque enregistrement du fichier de donnée correspond à une

alternative potentielle de conception de l'entité; (2) chaque élément de donnée d'un enregistrement correspond à un attribut de l'entité.

3.4.1 Organisation des données pour le système d'optimisation du bâtiment (étape 1) (Wang, 2005)

Pour le bâtiment seul, les variables discrètes qui représentent des entités à plusieurs attributs sont les couches de l'enveloppe, les types de fenêtres et les types de pare-soleil. Des fichiers de données séparés sont nécessaires pour ces trois types d'entités, puisqu'ils n'ont pas les mêmes attributs (par exemple les fenêtres ont un attribut permettant de mesurer la capacité à transmettre la lumière du jour alors que les couches de l'enveloppe ou les pare-soleil n'en ont pas). L'organisation des données pour le bâtiment est détaillée par Wang (section 4.3.1 2005). Au final on trouve dix fichiers de données pour le bâtiment : huit pour les huit couches de l'enveloppe (isolation, finition, structure, revêtement...), un pour les fenêtres et un pour le type de pare-soleil.

3.4.2 Organisation des données pour le système d'optimisation de l'installation PV (étape 2)

Dans le cadre de l'étape 2, il est nécessaire de construire un fichier de données pour les panneaux PV, dont le modèle est présenté à la Figure 3.5. Les explications concernant les fichiers de données sont données ci-dessous :

- Les lettres A et N dans le modèle sont utilisées pour identifier la nature de l'élément (de donnée) du fichier de donnée (une chaîne alphabétique ou une valeur numérique). La signification de chaque élément est brièvement décrite après le « backslash » (\).
- Chaque élément de donnée est séparé par une virgule et chaque enregistrement se termine par un point virgule.

| | |
|-------|---|
| A1, | \nom complet du panneau (ou du type de cellules, cf. section 5.1.2.2) |
| A2, | \nom raccourci du panneau (ou du type de cellules, cf. section 5.1.2.2) |
| N1, | \coût [\$/100 m ²] |
| N2, | \énergie induite provenant de l'électricité [MJ/100 m ²] |
| N3, | \consommation de silice [kg/100 m ²] |
| N4, | \consommation d'aluminium [kg/100 m ²] |
| N5, | \consommation de cuivre [kg/100 m ²] |
| N6, | \consommation d'acier [kg/100 m ²] |
| N7, | \consommation de verre [kg/100 m ²] |
| N8, | \consommation de PVC [kg/100 m ²] |
| N9, | \émissions de CO ₂ [kg/100 m ²] |
| N10, | \émissions de CH ₄ [kg/100 m ²] |
| N11, | \émissions de N ₂ O [kg/100 m ²] |
| N12, | \émissions de SO _x [kg/100 m ²] |
| N13, | \émissions de NO _x [kg/100 m ²] |
| N14, | \rendement du module au point de puissance maximal dans les conditions de référence $\eta_{mp,ref}$ |
| N15, | \température de la cellule PV en condition d'opérations standard $T_{c,NOCT}$ [°C] |
| N16, | \coefficient de température au point de puissance maximale $\mu_{\eta,mp}$ [°C ⁻¹] |
| N17, | \valeur de la tension au point de puissance maximale V_{MP} [V] |
| N18, | \valeur de l'intensité au point de puissance maximale I_{MP} [A] |
| N19, | \tension en circuit ouvert [V] |
| N20, | \courant de court circuit [A] |
| N21, | \aire du panneau [m ²] |
| N22, | \largeur du panneau [m] |
| N23,; | \longueur du panneau [m] |

Figure 3.5 Modèle pour le fichier de données d'un panneau PV.

3.5 Fichiers d'entrée texte pour les programmes de simulation

3.5.1 Pour ASHRAE Toolkit (étape 1) (Wang 2005)

Les fichiers d'entrée pour le logiciel ASHRAE Toolkit, *toolkit.idf*, varient en fonction des alternatives de conception. Pour une alternative de conception donnée, le fichier *toolkit.idf* varie également en fonction des données météorologiques pour chaque jour de référence. Le fichier d'entrée pour le logiciel possède cependant des données qui restent fixes quelle que soit la journée sélectionnée, comme l'éclairage ou l'occupation du bâtiment. Pour faciliter la génération du fichier *toolkit.idf*, l'utilisateur doit préparer les fichiers textes suivants pour le

logiciel ASHRAE Toolkit : les fichiers de données météorologiques et le fichier *fixedPart.idf*. Chaque jour de référence possède un fichier météorologique, contenant les données telles que la date, les températures, l'humidité. Le fichier *fixedPart.idf* contient toutes les données qui demeurent constantes quelle que soit l'alternative de conception.

En plus des fichiers textes reliés au logiciel ASHRAE Toolkit, l'utilisateur doit préparer un autre fichier texte intitulé *simulationData.txt*, qui est nécessaire pour le travail d'extension fait sur les programmes de simulation (pour obtenir le *LCC* et le *LCEI* à partir des charges horaires), comme présenté dans la section 3.3.2. Le modèle du fichier *simulationData.txt* est présenté à la section 4.5.1 de Wang (2005).

3.5.2 Pour PV Toolkit (étape 2)

Le fichier d'entrée pour le programme PV Toolkit est un fichier texte constitué des valeurs des variables de conception de l'installation PV pour lesquelles l'optimisateur demande au programme de calculer la production PV. Par exemple, si l'optimisateur veut connaître la production électrique de l'installation pour 100 panneaux de type 1, un azimut de 0 degré et une orientation de 30 degrés, le fichier d'entrée pour le programme PV Toolkit sera (1,0,30,100).

Pour faciliter le calcul de la production électrique de l'installation PV, l'utilisateur doit préparer les fichiers textes de données météorologiques pour le programme PV Toolkit. Chaque jour de référence possède un fichier météorologique, contenant les données telles que la date, les radiations et les températures.

En plus des fichiers textes reliés au programme PV Toolkit, l'utilisateur doit préparer un autre fichier texte intitulé *simulationData.txt*, qui est nécessaire pour le travail d'extension fait sur les programmes de simulation, comme présenté dans la section 3.3.4. Le modèle du fichier *simulationData.txt* est présenté à la Figure 3.6. Les données contenues dans le fichier *simulationData.txt* sont divisées en trois sections : les données permettant le calcul de la

production d'électricité PV, les données pour le calcul du *LCC* et les données pour le calcul du *LCEI*. Chaque section est présentée après son identification, par exemple la section contenant les données permettant le calcul de la consommation d'énergie de fonctionnement est ainsi précédée de l'identification « #Début des données énergétiques# », comme présenté à la Figure 3.6. Cette séparation permet à l'utilisateur de pouvoir ignorer une ou plusieurs des sections de données. Si par exemple le problème d'optimisation est défini avec le *LCC* comme seule fonction objective, la section de donnée concernant le *LCEI* pourra être ignorée.

| | |
|--|---|
| # Début des données énergétiques# | |
| N1, | \aire du toit [m ²] |
| N2; | \durée de service de l'installation PV [années] |
| A1 ; | \chemin d'accès permettant l'exécution du programme PVToolkit.exe |
| A2-1,...,A2-12 ; | \chemin d'accès pour les fichiers de données météorologiques |
| # Début des données sur le LCC# (cf. section 2.4.1) | |
| N3; | \facteur de coût local |
| N4, | \taux d'escompte i |
| N5, | \taux d'augmentation des prix de l'électricité r |
| N6, | \coût de l'électricité pour la demande [\$/kW] |
| N7,; | \ coût de l'électricité pour la consommation [\$/kWh] |
| # Début des données sur le LCEI# (cf. section 2.4.1) | |
| N8,; | \rapport α entre l'exergie et l'énergie induite pour l'électricité |
| N9~N14,; | \exergie chimique pour les matériaux acier, aluminium, verre, cuivre, PVC, silice [MJ/kg] |
| N15,; | \valeur de l'efficacité générale ψ déterminée en fonction du mélange de sources d'énergie utilisé pour produire l'électricité du bâtiment |
| N16~N20,; | \facteur d'émission de déchets dépendant du type de sources d'énergie utilisé pour le fonctionnement du bâtiment [kg/MJ], pour les déchets : CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SO _x et NO _x (cf. section 5.1.2) |

Figure 3.6 Modèle pour le fichier *simulationData.txt* de l'étape 2.

3.6 Fichier d'entrée texte pour l'optimisateur de l'étape 2

Un fichier d'entrée texte est utilisé pour personnaliser l'optimisation en termes de sélection des fonctions objectives. Ainsi, l'optimisation pourra être simple (si une seule fonction objective est sélectionnée) ou multiple (si les deux fonctions objectives sont sélectionnées). Le fichier texte utilisé pour l'optimisation de l'étape 1 est détaillé par Wang (2005) à la section 4.5.2.

3.7 Conclusions

Le système BPV comporte deux systèmes d'optimisation composés chacun de programmes de simulation et de fichiers de données de simulation, de l'optimisateur, de l'entrée et de la sortie. Les programmes de simulation sont développés pour calculer le *LCC* et le *LCEI*, qui sont les deux fonctions objectives du modèle d'optimisation. Le logiciel ASHRAE Toolkit est utilisé pour calculer les charges du bâtiment et le logiciel PV Toolkit pour calculer la production électrique de l'installation PV. Les fichiers de données agissent comme une base de données pour les coûts de construction et les impacts environnementaux. L'optimisation globale se déroule en deux étapes. Tout d'abord il s'agit de choisir une alternative de conception pour le bâtiment seul. Puis lors de la seconde étape, l'optimisation prend la forme d'une recherche systématique de l'alternative de conception de l'installation PV qui fournira la meilleure performance économique (*LCC*) et environnementale (*LCEI*) au bâtiment équipé, constitué du bâtiment sélectionné à l'étape 1 équipé de l'installation PV. Les fichiers d'entrée permettent à l'utilisateur de personnaliser le problème d'optimisation en termes de variables et de fonctions objectives. Le fichier de sortie fournit les résultats d'optimisation finaux. Ce système d'optimisation est mis en application à travers une étude de cas dans le chapitre 5.

CHAPITRE 4

VALIDATION DU PROGRAMME DE SIMULATION PV TOOLKIT

Le but de ce chapitre est de valider le programme de simulation PV Toolkit présenté à la section 2.3. La première étape consiste à vérifier que les valeurs calculées par le programme PV Toolkit correspondent bien à celles calculées dans le cadre de l'exemple de Duffie et Beckman (1991). Dans un deuxième temps, il s'agit de comparer les résultats obtenus par le programme PV Toolkit avec ceux fournis par les logiciels commerciaux RETSCREEN et PVSYST. Sont notamment comparés l'influence du type de panneaux, de l'azimut et de la pente sur la production électrique de l'installation PV.

4.1 Comparaison vis-à-vis du modèle de Duffie et Beckman

4.1.1 Contexte

Il est tout d'abord nécessaire de valider les valeurs calculées par le programme PV Toolkit, expliqué en détail à la section 2.3, pour la production d'électricité d'origine PV. Un exemple de calcul de production PV est détaillé dans l'ouvrage de Duffie et Beckman (1991), à la fin du chapitre 13 « Design of Photovoltaic Systems ». Le but est de calculer la production horaire pour chaque mois de l'année grâce au programme de simulation et selon les indications fournies dans l'exemple, puis de comparer les résultats à ceux obtenus dans l'exemple. Le modèle mathématique permettant de calculer la production électrique des panneaux PV dans le programme PV Toolkit a été créé à partir du modèle de Duffie et Beckman (1991). Toutes les équations sont donc rigoureusement identiques, il faut cependant s'assurer d'une part que les données soient également identiques, et que le code corresponde aux équations, c'est-à-dire s'assurer que le programme calcule bien la production selon les équations du modèle de Duffie et Beckman (1991).

Tous les paramètres nécessaires au calcul de la production sont explicités dans l'exemple. Les données de température, de radiations et la latitude utilisées dans l'exemple sont copiées dans le programme de simulation. De même pour les valeurs des variables de conception: le nombre et le type de panneaux, l'orientation et la pente. Concernant le type de panneaux, l'exemple ne précise pas spécifiquement le type de panneau utilisé mais les caractéristiques indiquées dans l'ouvrage de Duffie et Beckman (1991) nous fournissent toutes les informations nécessaires au calcul de la production PV :

$$E_{jm} = A \times \bar{I}_c \times \bar{\eta} \times P \quad (2.2)$$

Il est à noter que, dans le modèle de Duffie et Beckman, les pertes P ne sont pas détaillées : un coefficient de pertes de 10 % est appliqué. Le programme PV Toolkit est donc temporairement modifié pour considérer le même coefficient de pertes afin de pouvoir comparer des données semblables. Le calcul des deux autres principaux éléments, à savoir l'efficacité $\bar{\eta}$ de l'installation PV et la radiation incidente \bar{I}_c , n'est pas modifié.

4.1.2 Comparaison par rapport à l'exemple de Duffie et Beckman

Les valeurs intermédiaires de calcul sont ici montrées pour la 16eme heure de la journée. Le Tableau 4.1 présente les valeurs fournies dans l'exemple de Duffie et Beckman (1991):

Tableau 4.1 Production PV détaillée pour la 16^{ème} heure de la journée
Tiré de Duffie et Beckman (1991)

| Heure | T_a [°C] | \bar{I}_c [MJ] | Z_i | $\bar{\eta}$ | E [Wh] |
|-------|------------|------------------|-------|--------------|----------|
| 15-16 | 11 | 1.11 | 1.728 | 0.093 | 49 |

Les équations 2.4 à 2.12 permettent de calculer tous les termes présents dans l'équation 2.3 :

$$\bar{I}_c = \dot{i} \left[\left(1 - \frac{\dot{d}}{\dot{i}} \right) R_b + \frac{\dot{i}}{\dot{i}} \left(\frac{1 + \cos \theta}{2} \frac{P}{P} \right) + \rho \left(\frac{1 - \cos \theta}{2} \frac{P}{P} \right) \right] \quad (2.3)$$

$$\bar{I}_c = 923684 \times \left[(1 - 0.409) \times 1.372 + 0.409 \cdot \left(\frac{1 + \cos(35)}{2} \right) + 0.2 \cdot \left(\frac{1 - \cos(35)}{2} \right) \right] = 1.1099 \cdot 10^6 \text{ J}$$

Les équations 2.21 à 2.24 permettent de calculer Z_i :

$$Z_i = \left(\frac{\bar{I}_0}{\bar{I}_c} \right)^2 \times \int_0^{I_{c,Max}} I_c^2 \times P(I_c) \times dI_c \quad (2.21)$$

$$Z_i = \left(\frac{2.1685}{1.1099} \right)^2 \times (1.9335 \times 0.25023 + (-1.28718) \times 0.100857 + 1.643 \times 0.0619) = 1.72849$$

Le calcul du rendement peut être déduit :

$$\bar{\eta} = \eta_{mp,ref} \left\{ 1 - \frac{\mu_{\eta,mp}}{\eta_{mp,ref}} (T_a - T_r) - \mu_{\eta,mp} \times \left(\frac{\tau \alpha}{U} \right) \frac{\bar{I}_c}{\eta_{mp,ref} \times 3600} \times (1 - \eta_{mp,ref}) \times Z_i \right\} \quad (2.16)$$

Soit

$$\bar{\eta} = 0.104 \left\{ 1 - \frac{0.0005}{0.104} (11 - 25) - 0.0005 \times \left(\frac{1}{32.5} \right) \frac{1.11 \cdot 10^6}{0.104 \times 3600} \times (1 - 0.104) \times 1.728 \right\} = 0.1036 \quad (2.16)$$

Cependant, il faut considérer un coefficient de perte de 10% pour respecter les conditions de l'exemple, le rendement final est donc :

$$\bar{\eta} = 0.103656 \times 0.9 = 0.09329$$

Finalemment, en utilisant l'équation 2.2 : $E_{jm} = A \times \overline{I_c} \times \overline{\eta} \times P$

$$E_{16,3} = 0.427 \times 1.11 \cdot 10^6 \times 0.093 / 3600 = 12.24 \text{ W}$$

L'installation PV est composée de 4 panneaux, soit une puissance totale de $12.24 \cdot 4 = 48.97$ W. L'erreur est de $\frac{48.97 - 49}{49} \cdot 100 = -0.06\%$. Des valeurs quasiment identiques sont donc trouvées, aussi bien au niveau de la production électrique des panneaux qu'au niveau des valeurs intermédiaires de calcul. Pour les autres heures de la journée, il y a également concordance des résultats. Ceci était attendu puisque le modèle mathématique régissant le programme de simulation est celui décrit dans l'ouvrage de Duffie et Beckman (1991). L'exemple et le programme dépendant des mêmes équations, il est donc normal que les résultats soient très proches. Cette étape nous permet donc de vérifier que le programme, qui incorpore le modèle présenté dans le chapitre 2, calcule la production PV et génère des résultats quasiment identiques à l'exemple de Duffie et Beckman.

4.2 Comparaison par rapport aux logiciels RETSCREEN et PVSYST

4.2.1 Contexte

L'étape suivante consiste à comparer les résultats obtenus grâce au programme PV Toolkit aux résultats obtenus par des logiciels commerciaux de simulation d'installation photovoltaïque. RETSCREEN (RNCAN, 2007) et PVSYST (CUEPE, 2008) sont les deux logiciels sélectionnés. Il est préalablement nécessaire de s'assurer que tous les paramètres de calcul sont les mêmes ou sont équivalents. En effet, si les données nécessaires de calcul ne sont pas strictement identiques ou équivalents, les résultats ne seront pas comparables. La latitude est réglée sur celle de Montréal. Il faut aussi s'assurer que les données sur les radiations et les températures sont identiques : les trois logiciels considèrent les mêmes

données fournies par EnergyPlus (US DOE, 2008). Ensuite, une base de données des panneaux est développée dans le programme de simulation : 7 panneaux (3 panneaux à cellules monocristallines, 2 panneaux à cellules multicristallines et 2 panneaux à cellules amorphes) présents à la fois dans les bases de données de PVSYST et de RETSCREEN sont sélectionnés.

Les caractéristiques de ces panneaux sont copiées dans le programme PV Toolkit à partir des données disponibles dans le logiciel RETSCREEN. Les caractéristiques les plus importantes du panneau sont les dimensions (longueur, largeur et aire), le rendement en condition standard, les tensions et intensité en circuit ouvert et au point de puissance maximal ainsi que les coefficients de température associés à la tension et à l'intensité. Une base de données des onduleurs est également créé à partir des informations fournies par RETSCREEN ou PVSYST : les principales caractéristiques copiées sont la puissance de l'onduleur, l'efficacité en fonctionnement normal (ainsi que les tensions et intensité maximales au point de fonctionnement maximal). Le programme PV Toolkit sélectionne ensuite l'onduleur dont la puissance se rapproche le plus de la puissance de l'installation (tout en vérifiant que les tensions et intensité de l'installation au point de fonctionnement maximal sont bien inférieures aux tensions et intensité maximales acceptables par l'onduleur, et que la puissance nominale de l'installation est supportable par l'onduleur).

Il faut également vérifier que les mêmes pertes sont considérées et que les valeurs associées à ces pertes sont identiques dans chaque logiciel. Il faut mentionner que PVSYST, comme le programme PV Toolkit, détaille les origines de chaque perte : 2% pour les pertes de puissance au point de fonctionnement maximal, 3 % pour les pertes entre le fonctionnement réel et le fonctionnement en conditions standard, etc. Le logiciel RETSCREEN considère pour sa part un coefficient de pertes globales (comme dans l'exemple de Duffie et Beckman, 1991) pour l'installation PV. Il est ainsi nécessaire d'établir une équivalence entre les deux afin de pouvoir les comparer.

Maintenant que la vérification est faite, et que les données sont bien équivalentes pour les 3 logiciels, la même production PV devrait être calculée pour n'importe quelle alternative de conception sélectionnée. Par exemple, l'alternative de conception (10, 0, 35, 4) correspond au choix suivant de variables de conception de l'installation PV :

Type de panneaux : 10 : Shell SP 75

Azimut : 0°

Pente : 35°

Nombre de panneaux : 4.

Par convention, les types de panneaux sont numérotés en commençant par le numéro 10 (afin de ne pas confondre avec les panneaux utilisés dans l'étude de cas qui seront eux numérotés à partir de 1)

Les panneaux utilisés pour comparer les résultats sont les suivants, le type de cellules étant indiqué entre parenthèses :

| | |
|--|--------------------------|
| 10: Canadian Solar: CS5C-85M (monocristallines): | $\eta_{mp,ref} = 15.1\%$ |
| 11: Kyocera: KC-80 (multicristallines): | $\eta_{mp,ref} = 12.6\%$ |
| 12: BP Solar : Millenia MST 50 MV (amorphes): | $\eta_{mp,ref} = 6.1\%$ |
| 13: Shell SQ 150 C (monocristallines): | $\eta_{mp,ref} = 11.4\%$ |
| 14: Schott Solar ASE 50 Al (monocristallines): | $\eta_{mp,ref} = 11.5\%$ |
| 15: ASR 120 (amorphes): | $\eta_{mp,ref} = 5.3\%$ |
| 16: PhotoWatt PW 750 / 80 (multicristallines): | $\eta_{mp,ref} = 11.3\%$ |

Plusieurs séries de résultats sont comparées. Tout d'abord, les productions d'électricité annuelles sont comparées pour des panneaux et des logiciels différents pour vérifier la concordance des résultats. Il faut ensuite vérifier l'influence du type de panneaux sur le résultat, c'est-à-dire vérifier que les productions PV trouvées par chaque logiciel sont comparables quel que soit le type de panneaux utilisés. Les résultats avec le panneau ayant le

rendement le plus faible et ceux avec le panneau ayant le rendement le plus fort sont ici présentés (deuxième et troisième séries de résultats). Les quatrième et cinquième séries de résultats compareront respectivement l'influence de la pente et de l'azimut sur le résultat. RETSCREEN ne fournit qu'un seul extrant susceptible d'être comparé : la production PV annuelle. PVSYST fournit quant à lui des données mensuelles ou annuelles sur la production PV, les radiations reçues ainsi que l'énergie dissipée sous forme de pertes. Ces données, particulièrement les données mensuelles, vont permettre de comparer plus précisément les résultats fournis par PVSYST et par le programme PV Toolkit.

4.2.2 Comparaison des valeurs mensuelles et annuelles de la production PV et des valeurs intermédiaires de calcul

Les deux séries de résultats suivantes proposent la comparaison de la production électrique de l'installation PV ainsi que des valeurs intermédiaires de calcul. Pour chaque valeur intermédiaire de calcul, les données mensuelles et annuelles fournies par PVSYST et par le programme PV Toolkit peuvent être comparées. Les différentes valeurs intermédiaires de calcul présentées sont la radiation incidente sur les panneaux $\overline{I_c}$, la production électrique avant la prise en compte des pertes et avant le passage par l'onduleur, la production électrique avec la prise en compte des pertes et après le passage par l'onduleur. Les premières et deuxièmes séries de résultats correspondent respectivement au panneau ayant le plus petit rendement en condition standard (ASR 120 : 5.3%) et celui ayant le plus grand (CS5C-85M : 15.1%).

Panneau ASR 120, alternative de conception (15, 0, 37, 100)

Le Tableau 4.2 et la Figure 4.1 présentent la comparaison des valeurs mensuelles et annuelles de la production PV et des valeurs intermédiaires de calcul pour le panneau ASR 120. Les valeurs de la radiation incidente calculées par les deux logiciels sont les mêmes (cf. Tableau 4.2) ce qui est logique puisque le modèle de calcul de cette radiation est le même dans le programme PV Toolkit que dans PVSYST. La valeur finale de la production électrique est légèrement supérieure pour le programme de simulation, mais l'écart est faible : 15 657 kWh contre 15 708 kWh (0.33% d'écart relatif). Les valeurs intermédiaires de calcul telles que la production avant pertes et avant onduleur ainsi que la production après pertes et avant onduleur suivent la même tendance, respectivement 0.21% et 0.25% d'écart relatif. Entre la quatrième colonne qui considère la production avant pertes et avant onduleur et la cinquième colonne qui considère le prix avant pertes et après onduleur, l'écart relatif entre les deux logiciels a peu varié : de 0.21% à 0.25%. Ceci montre que la prise en compte de l'onduleur n'a pas généré d'erreurs majeures sur les résultats puisque c'est le seul paramètre qui a été pris en compte en plus dans la cinquième colonne par rapport à la quatrième colonne du Tableau 4.2. Au-delà de la valeur annuelle, il est intéressant de voir que les valeurs mensuelles concordent également (cf. Figure 4.1): le plus grand écart entre les deux logiciels est trouvé pour le mois de novembre, soit 516 kWh contre 536 kWh ou 3.6% d'écart relatif.

Tableau 4.2 Comparaison des valeurs mensuelles et annuelles de la production PV et des valeurs intermédiaires de calcul pour 100 panneaux ASR 120; pente 37°, azimut 0°

| Mois | \bar{I}_c [kWh /m ²] | | Production PV avant pertes, avant onduleur [kWh] | | Production PV avant pertes, après onduleur [kWh] | | Production PV [kWh] | |
|-----------------------|---------------------------------------|---------------|--|---------------|---|---------------|------------------------|---------------|
| | PVSYST | PV Toolkit | PVSYST | PV Toolkit | PVSYST | PV Toolkit | PVSYST | PV Toolkit |
| Jan. | 82.2 | 82.16 | 957 | 970 | 875 | 885 | 854 | 864 |
| Fév. | 112.5 | 112.46 | 1335 | 1337 | 1216 | 1213 | 1187 | 1184 |
| Mars | 151.8 | 151.74 | 1826 | 1830 | 1662 | 1658 | 1621 | 1617 |
| Avril | 144.2 | 144.14 | 1738 | 1749 | 1576 | 1587 | 1537 | 1548 |
| Mai | 165.8 | 165.78 | 1977 | 1968 | 1786 | 1783 | 1741 | 1739 |
| Juin | 166.8 | 166.79 | 1958 | 1951 | 1764 | 1764 | 1720 | 1721 |
| Juil. | 172.2 | 172.16 | 2010 | 1997 | 1814 | 1808 | 1771 | 1764 |
| Août | 149.9 | 149.86 | 1739 | 1733 | 1571 | 1568 | 1531 | 1530 |
| Sept | 139.2 | 139.17 | 1629 | 1631 | 1475 | 1476 | 1438 | 1440 |
| Oct. | 107.4 | 107.44 | 1256 | 1268 | 1141 | 1151 | 1113 | 1123 |
| Nov. | 51.0 | 50.98 | 585 | 601 | 533 | 549 | 516 | 536 |
| Déc. | 62.1 | 62.16 | 708 | 720 | 646 | 658 | 629 | 642 |
| | | | | | | | | |
| Total | 1505.0 | 1504.84 | 17 718 | 17 755 | 16 059 | 16 100 | 15 657 | 15 708 |
| Différence [%] | -0.0106 | | +0.2088 | | +0.2553 | | +0.3257 | |

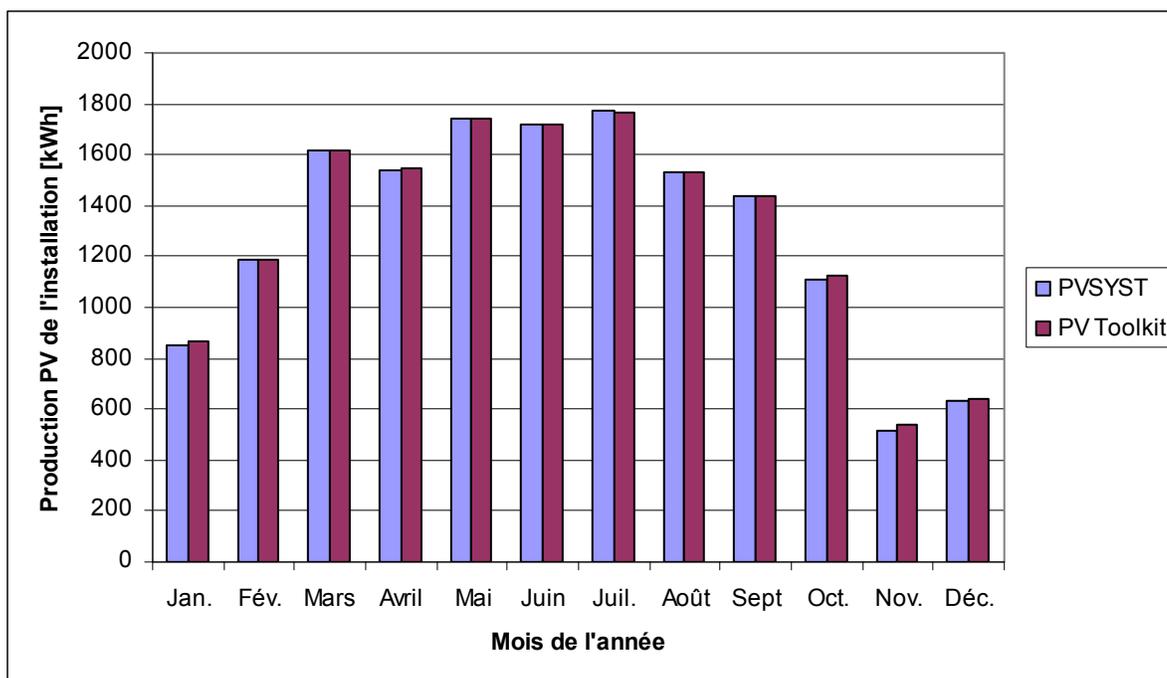


Figure 4.1 Évolution de la production PV sur une année pour 100 panneaux ASR 120; pente 37 degrés, azimut 0 degré.

Panneau CS5C 85M, alternative de conception : (10,0,37,100)

Le Tableau 4.3 et la Figure 4.2 présentent la comparaison des valeurs mensuelles et annuelles de la production PV et de ses intermédiaires de calcul pour le panneau CS5C 85M. La valeur de la radiation incidente trouvée par les deux logiciels est la même que dans la série de résultats précédente. Ceci s'explique par le fait que les panneaux sont situés exactement au même endroit et dans la même position que dans la série de résultats précédente. Comme dans la série de résultats précédente, les valeurs annuelles de la production PV concordent bien (cf. Figure 4.2): 10603 kWh contre 10578 kWh ou 0.24 % d'écart relatif. L'écart au niveau des valeurs intermédiaires de calcul est du même ordre : 0.26% pour la production avant pertes et avant onduleur, et 0.34 % pour la production après pertes et avant onduleur. Entre la quatrième colonne qui considère la production avant pertes et avant onduleur et la cinquième colonne qui considère le prix avant pertes et après onduleur, l'écart relatif entre

les deux logiciels a peu varié : de 0.26% à 0.34%. Ceci montre de nouveau que la prise en compte de l'onduleur n'a pas généré d'erreurs majeures sur les résultats puisque c'est le seul paramètre qui a été pris en compte en plus dans la cinquième colonne par rapport à la quatrième colonne du Tableau 4.3. Au niveau des valeurs mensuelles, le plus grand écart est de 2.7% pour le mois de février : 834 kWh contre 857 kWh (cf. Tableau 4.3).

Tableau 4.3 Comparaison des valeurs mensuelles et annuelles de la production PV et de ses intermédiaires de calcul pour 100 panneaux CS5C 85M; pente 37 degrés, azimut 0 degré

| Mois | \bar{I}_c [kWh /m ²] | | Production PV avant pertes, avant onduleur [kWh] | | Production PV avant pertes, après onduleur [kWh] | | Production PV [kWh] | |
|-----------------------|---------------------------------------|---------------|--|---------------|--|---------------|------------------------|---------------|
| | PVSYST | PV Toolkit | PVSYST | PV Toolkit | PVSYST | PV Toolkit | PVSYST | PV Toolkit |
| Jan. | 82.2 | 82.16 | 726 | 711 | 660 | 647 | 627 | 614 |
| Fév. | 112.5 | 112.46 | 991 | 971 | 899 | 878 | 857 | 834 |
| Mars | 151.8 | 151.74 | 1309 | 1280 | 1184 | 1156 | 1129 | 1098 |
| Avril | 144.2 | 144.14 | 1197 | 1208 | 1081 | 1093 | 1029 | 1038 |
| Mai | 165.8 | 165.78 | 1336 | 1364 | 1204 | 1232 | 1146 | 1171 |
| Juin | 166.8 | 166.79 | 1304 | 1333 | 1173 | 1202 | 1116 | 1142 |
| Juil. | 172.2 | 172.16 | 1339 | 1366 | 1206 | 1233 | 1148 | 1172 |
| Août | 149.9 | 149.86 | 1162 | 1184 | 1048 | 1068 | 996 | 1015 |
| Sept | 139.2 | 139.17 | 1112 | 1127 | 1004 | 1017 | 956 | 966 |
| Oct. | 107.4 | 107.44 | 884 | 867 | 801 | 785 | 761 | 745 |
| Nov. | 51.0 | 50.98 | 416 | 408 | 376 | 372 | 353 | 354 |
| Déc. | 62.1 | 62.16 | 536 | 524 | 486 | 478 | 460 | 454 |
| Total | 1505.0 | 1504.84 | 12 311 | 12 343 | 11 123 | 11 161 | 10 578 | 10 603 |
| Différence [%] | -0.0106 | | +0.2599 | | +0.3416 | | +0.2363 | |

Une capture d'écran du logiciel PVSYST est disponible en ANNEXE I, Figure I.1; elle montre la provenance des données fournies par PVSYST pour le Tableau 4.3.

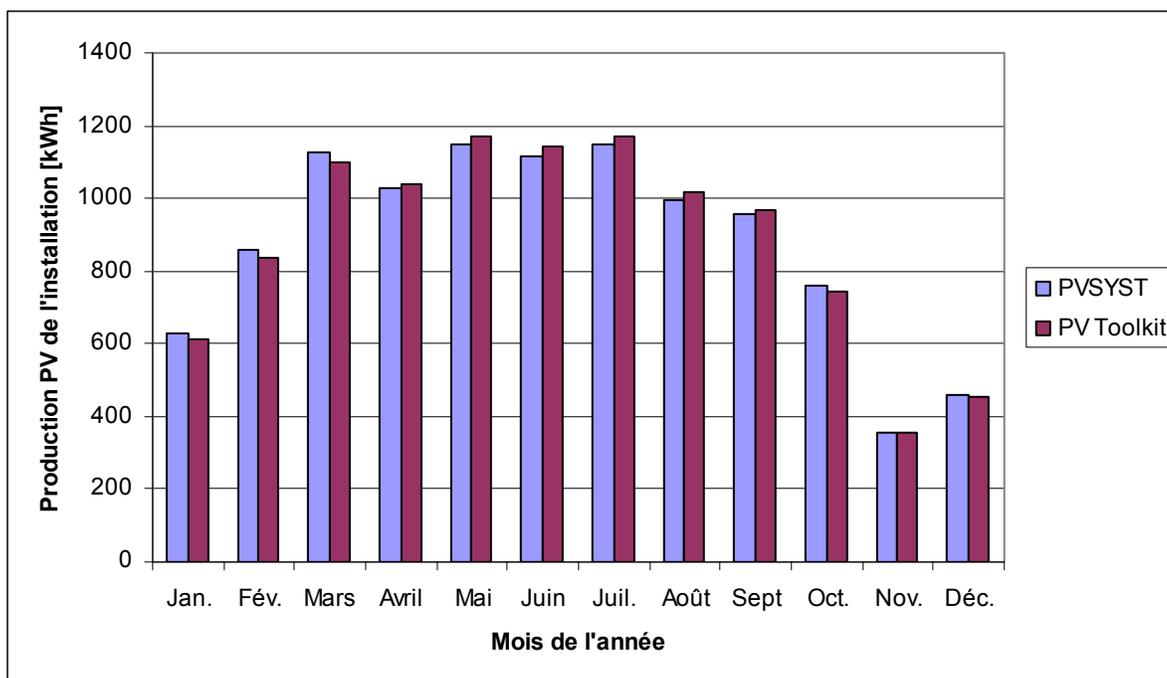


Figure 4.2 Évolution de la production PV sur une année pour 100 panneaux CS5C-85M; pente 37 degrés, azimut 0 degré.

4.2.3 Comparaison de l'influence du type de panneaux sur la production PV, alternative de conception (x, 0, 37, 100), où x : type de panneau

Le Tableau 4.4 et la Figure 4.3 présentent la comparaison de la production PV annuelle avant le passage par l'onduleur [kWh] en fonction du type de panneaux. La production annuelle est ici présentée avant la dernière étape, c'est-à-dire avant la transformation du courant continu en courant alternatif par l'onduleur. Il a pourtant été vérifié lors des deux premières séries de résultats que le comportement de l'onduleur était bien modélisé et qu'il ne causerait donc pas d'erreurs sur la valeur de la production finale d'électricité. Cependant, la production est ici présentée avant le passage dans l'onduleur car les bases de données utilisées par les 3 logiciels ne sont pas identiques. Ainsi, le logiciel PVSYST (qui choisit automatiquement l'onduleur à utiliser) ne sélectionnera par exemple pas le même onduleur que le programme de simulation, d'où des différences au niveau de la production électrique finale.

La plus grande différence de production entre le programme PV Toolkit et RETSCREEN est observée pour le panneau ASE 50 Al (5.4% de différence au Tableau 4.4). L'écart entre le programme de simulation et PVSYST demeure faible (moins de 1.1%) pour tous les types de panneaux (cf. Figure 4.3). La simulation effectuée par PVSYST prend en compte plus de paramètres par rapport à celle de RETSCREEN (notamment au niveau des pertes) et est donc considérée comme plus précise. Il est ainsi plus satisfaisant d'être proche du résultat fourni par PVSYST que de celui fourni par RESTCREEN. Globalement, il peut être observé que le changement du type de panneaux n'influe pas sur le résultat : les écarts de production entre les logiciels commercialisés et le programme PV Toolkit demeurent faibles.

Tableau 4.4 Comparaison de la production PV annuelle [kWh] pour 100 panneaux de chaque type avant le passage par l'onduleur; pente 37 degrés, azimut 0 degré

| | PVSYST [kWh] | RETSCREEN [kWh] (différence par rapport à PVSYST) [%] | PV Toolkit [kWh] (différence par rapport à PVSYST) [%] |
|-----------------------|---------------------|--|---|
| CS5C-85M | 11 123 | 11 283 (-1.43) | 11 161 (+0.34%) |
| Kyocera KC-80 | 10 559 | 10 619 (-0.57) | 10 528.6 (-0.29) |
| MST 50 MV | 6 770.2 | 6 652 (+1.74) | 6 721.61 (-1.05) |
| Shell SQ 150 C | 19 712 | 19 911 (-1.01) | 19 723 (+0.06) |
| ASE 50 Al | 6 296.3 | 6 637 (+5.41) | 6 273.54 (-0.36) |
| ASR 120 | 16 059 | 15 965 (-0.59) | 16 100 (+0.25) |
| PW 750 / 80W | 10 462 | 10 619 (+1.50) | 10 463 (+0.01) |

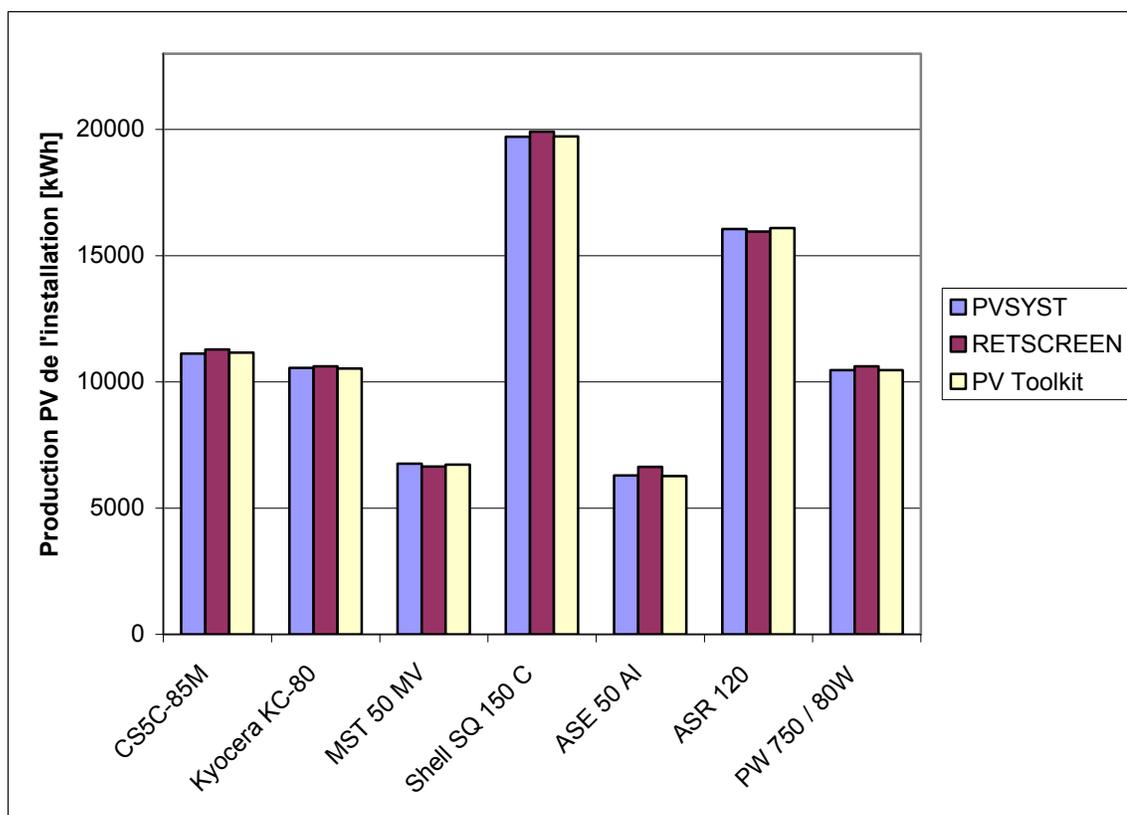


Figure 4.3 Comparaison de la production PV annuelle pour 100 panneaux de chaque type avant le passage par l'onduleur; pente 37 degrés, azimut 0 degré.

4.2.4 Comparaison de l'influence de la pente sur la production PV, alternative de conception : (13,0,x,100) : Shell SQ 150 C, où x : pente en degrés

La série de résultats suivante propose la comparaison de la production électrique de l'installation PV avant le passage dans l'onduleur (pour les raisons citées à la section 4.2.3). D'une simulation à l'autre, le paramètre qui va varier est la pente des panneaux. Le Tableau 4.5 et la Figure 4.4 présentent la comparaison de la production PV annuelle [kWh] en fonction de la pente de l'installation PV pour 100 panneaux Shell SQ 150 C.

Les résultats fournis par le programme de simulation et par PVSYST sont très proches : écart relatif entre 0 % et 0.38 % (cf. Tableau 4.5). Les valeurs fournies par RETSCREEN sont en revanche plus éloignées des valeurs des deux autres logiciels, et cet écart tend à augmenter à

mesure que la pente s'éloigne de 45°: écart relatif de 9.6% par rapport à PVSYST pour une pente de 90°; écart relatif de 0.83% pour une pente de 45°. Ceci peut être expliqué par le fait que RETSCREEN ne considère qu'un facteur global de pertes pour l'ensemble de l'installation (alors que dans le logiciel PVSYST tout comme dans le programme de simulation, la valeur des pertes évolue en fonction de l'azimut et de la pente) ou bien peut-être que les algorithmes de calcul sont différents de ceux utilisés par le programme PV Toolkit.

Tableau 4.5 Comparaison de la production PV annuelle [kWh] en fonction de la pente de l'installation PV pour 100 panneaux Shell SQ 150 C; azimut 0 degré

| Pente [degrés] | PVSYST [kWh] | RETSCREEN [kWh] (différence par rapport à PVSYST) [%] | PV Toolkit [kWh] (différence par rapport à PVSYST) [%] |
|-----------------------|---------------------|--|---|
| 0 | 16 751 | 17 046 (+1.76) | 16 785 (+0.20) |
| 5 | 17 506 | 17 644 (+0.79) | 17 525 (+0.11) |
| 10 | 18 160 | 18 165 (+0.03) | 18 203 (+0.24) |
| 15 | 18 696 | 18 600 (-0.51) | 18 739 (+0.23) |
| 20 | 19 128 | 18 947 (-0.95) | 19 141 (+0.07) |
| 25 | 19 443 | 19 205 (-1.22) | 19 465 (+0.11) |
| 30 | 19 642 | 19 381 (-1.33) | 19 650 (+0.04) |
| 35 | 19 719 | 19 469 (-1.27) | 19 731 (+0.06) |
| 40 | 19 688 | 19 464 (-1.14) | 19 658 (-0.15) |
| 45 | 19 528 | 19 365 (-0.83) | 19 481 (-0.24) |
| 50 | 19 249 | 19 172 (-0.40) | 19 209 (-0.21) |
| 55 | 18 851 | 18 887 (+0.19) | 18 800 (-0.27) |
| 60 | 18 359 | 18 511 (+0.83) | 18 359 (+0.00) |
| 65 | 17 766 | 18 052 (+1.61) | 17 804 (-0.21) |
| 70 | 17 069 | 17 521 (+2.65) | 17 097 (+0.16) |
| 75 | 16 263 | 16 909 (+3.97) | 16 290 (+0.17) |
| 80 | 15 351 | 16 222 (+5.67) | 15 340 (-0.07) |
| 85 | 14 366 | 15 460 (+7.62) | 14 420 (+0.38) |
| 90 | 13 351 | 14 635 (+9.62) | 13 401 (+0.37) |

Deux captures d'écran reproduites dans l'ANNEXE II, Figures II.1 et II.2, montrent un exemple de calcul du logiciel RETSCREEN pour l'alternative de conception (13,0,35,100) où la valeur de production PV trouvée est de 19 469 kWh.

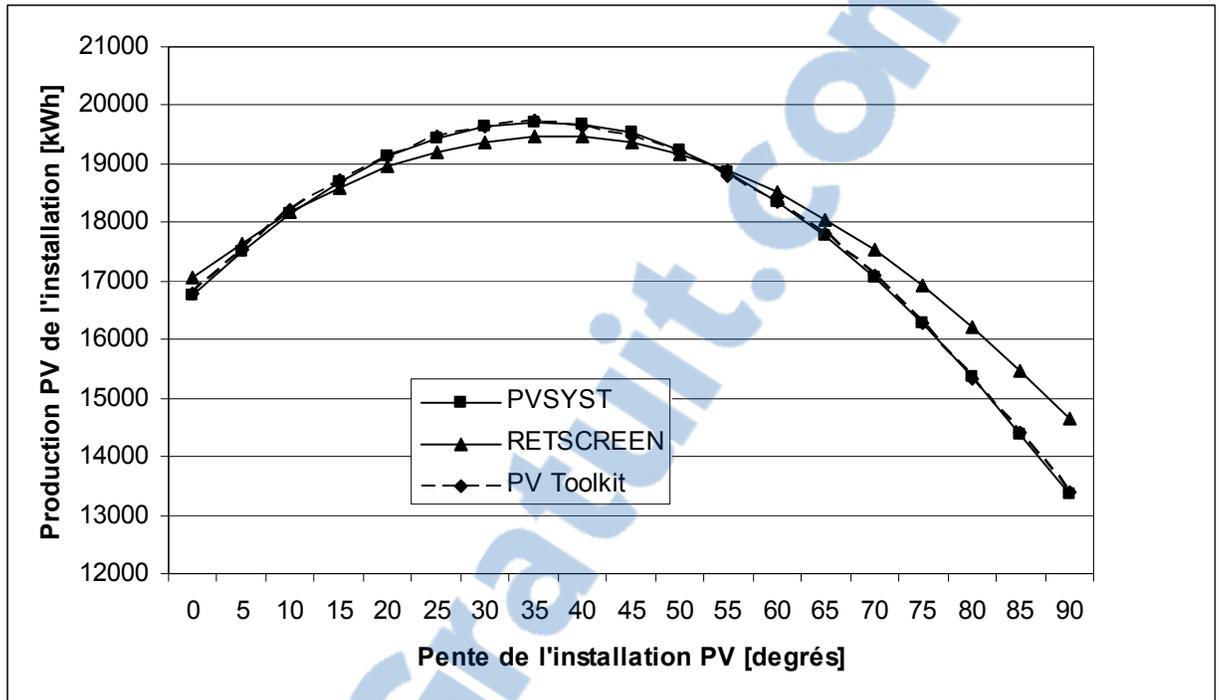


Figure 4.4 Évolution de la production PV annuelle en fonction de la pente pour 100 panneaux Shell SQ 150 C; azimut 0 degré.

4.2.5 Comparaison de l'influence de l'azimut sur la production PV, alternative de conception : (16,x,35,100) : PhotoWatt 750 / 80W où x : azimut en degrés

La série de résultats suivante propose la comparaison de la production électrique de l'installation PV avant le passage dans l'onduleur (pour les raisons citées à la section 4.2.3) : d'une simulation à l'autre, la variable est l'azimut [degrés] de l'installation. Le Tableau 4.6 et la Figure 4.5 présentent la comparaison de la production PV annuelle [kWh] en fonction de l'azimut de l'installation PV pour le panneau PhotoWatt 750 / 80W.

La Figure 4.5 ne fait apparaître la production PV que pour des azimuts positifs. La production PV pour des azimuts négatifs est quasiment symétrique par rapport à l'axe des ordonnées de la production pour des azimuts positifs. Les résultats fournis par le programme de simulation et par PVSYST sont assez proches : écart relatif entre 0.16 % (Azimut 0°) et 2.38 % (Azimut 180°) (cf. Tableau 4.6). Les valeurs fournies par RETSCREEN sont en revanche plus éloignées des valeurs des deux autres logiciels, et cet écart tend à augmenter

plus l'azimut s'éloigne de 0°: écart relatif de 11.6% par rapport à PVSYST pour un azimut de 180°; écart relatif de 0.8 % pour un azimut de 0°. Comme pour la pente (cf. section 4.2.4), ceci peut être expliqué par le fait que RETSCREEN ne considère qu'un facteur global de pertes pour l'ensemble de l'installation, ou bien peut-être que les algorithmes de calcul sont différents de ceux utilisés par le programme PV Toolkit.

Tableau 4.6 Comparaison de la production PV annuelle [kWh] en fonction de l'azimut de l'installation PV pour 100 panneaux PhotoWatt 750 / 80W; pente 37 degrés

| Azimut [degrés] | PVSYST [kWh] | RETSCREEN [kWh] (différence par rapport à PVSYST) [%] | PV Toolkit [kWh] (différence par rapport à PVSYST) [%] |
|------------------------|---------------------|--|---|
| 0 | 10 462 | 10 384 (-0.75) | 10 479 (+0.16) |
| 10 | 10 412 | 10 352 (-0.58) | 10 429 (+0.16) |
| 20 | 10 307 | 10 269 (-0.37) | 10 334 (+0.26) |
| 30 | 10 147 | 10 135 (-0.12) | 10 182 (+0.35) |
| 40 | 9 919 | 9 947 (+0.28) | 9 964 (+0.45) |
| 50 | 9 638 | 9 711 (+0.76) | 9 692 (+0.56) |
| 60 | 9 327 | 9 434 (+1.15) | 9 365 (+0.41) |
| 70 | 8 967 | 9 126 (+1.77) | 9 002 (+0.39) |
| 80 | 8 593 | 8 785 (+2.23) | 8 631 (+0.44) |
| 90 | 8 168 | 8 423 (+3.12) | 8 234 (+0.81) |
| 100 | 7 741 | 8 044 (+3.91) | 7 808 (+0.87) |
| 110 | 7 303 | 7 662 (+4.92) | 7 380 (+1.05) |
| 120 | 6 870 | 7 282 (+6.00) | 6 961 (+1.32) |
| 130 | 6 453 | 6 923 (+7.28) | 6 549 (+1.49) |
| 140 | 6 072 | 6 596 (+8.63) | 6 177 (+1.73) |
| 150 | 5 771 | 6 336 (+9.79) | 5 875 (+1.81) |
| 160 | 5 558 | 6 157 (+10.78) | 5 664 (+1.91) |
| 170 | 5 433 | 6 049 (+11.34) | 5 561 (+2.36) |
| 180 | 5 392 | 6 015 (+11.55) | 5 520 (+2.37) |

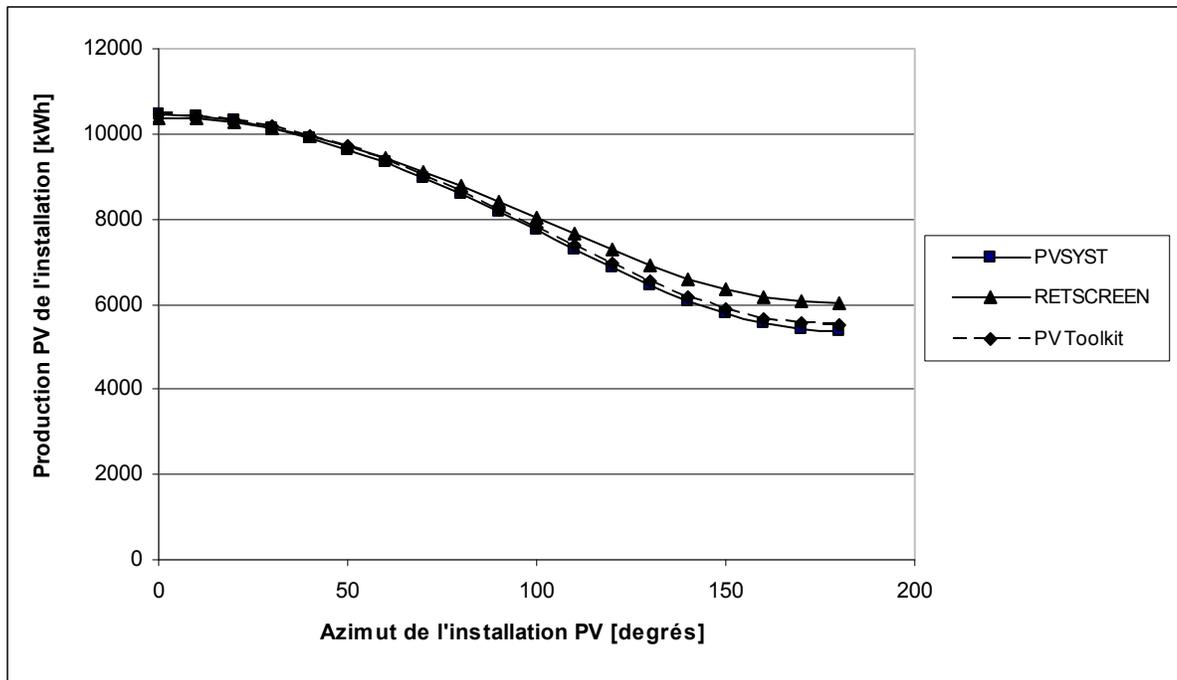


Figure 4.5 Évolution de la production PV annuelle [kWh] en fonction de l'azimut pour 100 panneaux PhotoWatt 750 / 80W; pente 37 degrés.

4.3 Conclusions

Les écarts de calcul de la production PV entre le programme PV Toolkit et deux logiciels commerciaux sont donc minimales, que ce soit au niveau des valeurs mensuelles ou annuelles, de la production finale ou des valeurs intermédiaires de calcul, ou quel que soit le type de panneaux sélectionnés. L'influence de la pente et de l'azimut sur les résultats a également été testée, et les écarts entre les valeurs fournies par les logiciels PVSYST et RETSCREEN et le programme de simulation restent encore minimales. Le programme de simulation développé dans le Chapitre 2 est donc considéré comme valide, ce qui nous permettra au chapitre suivant de l'utiliser dans l'étude de cas.

CHAPITRE 5

ETUDE DE CAS

Ce chapitre concerne l'application du système BPV, développé dans les chapitres précédents, pour optimiser un bâtiment équipé d'une installation PV. La première partie décrit l'étude de cas en termes de variables de conception, de sélection de paramètres et de recueil des données. Ensuite, les résultats sont présentés et discutés. Dans la troisième section, le cas de base est légèrement modifié, afin d'observer l'influence sur le résultat optimal de paramètres géographiques, économiques et environnementaux différents.

5.1 Description du cas

L'étude de cas vise la conception optimale d'un bâtiment équipé d'une installation PV situé à Montréal. Le champ PV est installé sur le toit plat du bâtiment. Le coût sur le cycle de vie (*LCC*) et l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) sont les deux fonctions objectives à minimiser. La période d'étude de l'analyse sur le cycle de vie (*ACV*) est de 40 ans et prévoit le remplacement de l'installation PV au bout de 25 années. Le bâtiment d'un étage possède une surface totale de 1000 m². Les simplifications suivantes sont reprises de l'étude de cas de Wang (2005) : l'électricité est la seule source d'énergie utilisée au cours de du fonctionnement du bâtiment et les tarifs de l'électricité ne changent pas en fonction des saisons. Au niveau de l'installation PV, l'électricité est la seule source d'énergie utilisée : l'installation PV ne possède pas d'énergie de fonctionnement, donc seule la phase initiale est concernée.

5.1.1 Variables de conception

Les variables de conception du bâtiment, qui sont utilisées à l'étape 1 (cf. section 3.2.1) du système BPV, sont listées par Wang (2005). Les variables de conception de l'installation PV, utilisées à l'étape 2 (cf. section 3.2.2) du système BPV, sont listées dans le Tableau 5.1. Ce tableau fournit le nom, le type et la plage de chaque variable. Dans la colonne des variables,

les lettres C et D représentent respectivement des variables continues et discrètes. Dans la colonne de la plage, ce sont les valeurs limites qui sont indiquées pour les variables continues alors que ce sont une série d'entiers pour les variables discrètes. La valeur maximale du nombre de panneaux est calculée selon les équations présentées à la section 2.3.2. Le type de cellules PV plutôt que le type de panneaux PV est choisi comme variable de conception pour des raisons qui seront détaillées à la section 5.1.2. Le nombre maximal de panneaux diffère en fonction du type de cellules (parce que les panneaux possèdent des surfaces différentes) et également en fonction de la pente de l'installation PV. Pour le moment, un x est utilisé pour représenter la valeur maximale, les valeurs numériques sont explicitées à la section 5.1.2.

Tableau 5.1 Liste des variables de conception pour l'étude de cas

| Nom de la variable | Type de variable | Plage |
|--------------------|------------------|---|
| Type de cellules | D | 1 : Monocristallines 2 : Multicristallines 3 : Amorphes |
| Azimut | C | [-180,180] |
| Pente | C | [0,180] |
| Nombre de panneaux | D | [0,x] |

C : continue D : discrète

x : Nombre de panneaux maximal, dépendant de la pente et du type de cellules

Une alternative de conception de l'installation PV est présentée sous la forme (Type de cellules, Azimut, Pente, Nombre de panneaux).

5.1.2 Réglage des paramètres

Les simplifications suivantes ont été faites par Wang au niveau du bâtiment : la période de chauffage est établie de novembre à mars (5 mois) et la période de climatisation de juin à août (3 mois). Chaque mois a besoin d'un jour de référence afin d'estimer la consommation énergétique et le calcul de la charge maximale. La température à respecter à l'intérieur du bâtiment est fixée à 21°C en période de chauffage et à 23°C en période de climatisation. Des

climatiseurs d'air en toiture avec un coefficient de performance de 3.0 sont utilisés ; des plinthes électriques sont utilisées pour le chauffage en considérant une efficacité de 100%. Les charges internes sont conformes au manuel ASHRAE (2001) et au Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments au Canada (RNCAN, 1997). Plus particulièrement, une densité de puissance de 18 [W/m²] est considérée pour l'éclairage et la densité d'occupation est de 25 [m² / personne]. Le modèle de Wang (2005) ne considère pas de charges d'éclairage et d'équipement (i.e. charges fixes) pour les mois situés hors saison de climatisation ou de chauffage (soit les mois de avril, mai, septembre et octobre), le modèle est donc ajusté afin d'attribuer des charges fixes identiques aux autres mois pour les quatre mois hors saisons.

Le taux d'escompte et le taux attendu d'augmentation de l'énergie (ces deux taux tenant compte de l'inflation) sont respectivement 3.25% et 2.41%, le premier étant la moyenne annuelle du taux d'escompte (Banque du Canada, 2006), le second étant calculé sur la moyenne des augmentations d'Hydro-Québec des trois dernières années. Pour les prix de l'électricité, le tarif général M (pour moyenne puissance) est utilisé. « Le tarif général M s'applique à l'abonnement dont la puissance à facturer minimale est d'au moins 100 kilowatts, mais inférieure à 5 000 kilowatts » (Hydro-Québec 2008). La structure du tarif M, effective au 1^{er} avril 2008, est la suivante : 13.44 \$ le kW de puissance à facturer, 0.0448 \$ par kWh pour les 210 000 premiers kWh, puis 0.0296 \$ par kWh pour le reste de la consommation électrique (Hydro-Québec, 2008).

Au niveau de l'installation PV, une partie de la production électrique de l'installation est directement utilisée par le bâtiment, que ce soit pour le chauffage, la climatisation, l'équipement ou l'éclairage. Le client possède alors le statut d'autoprodacteur : il produit de l'électricité à partir de sa propre installation pour répondre en tout ou en partie à ses besoins énergétiques (Hydro-Québec, 2009). Hydro-Québec permet depuis 2005, par le biais d'un programme appelé Mesurage Net, aux autoproduteurs « d'injecter [leurs] surplus d'électricité dans le réseau et d'obtenir en contrepartie des crédits sous forme de kilowattheures ». De plus, « la puissance installée des équipements d'autoproduction ne doit pas être supérieure au moindre de 50 kW ou de l'estimation de la puissance maximale

appelée de l'abonnement ». Ces crédits sont appliqués au solde de leur facture. Inversement, « si leur production ne suffit pas à combler leurs besoins, les autoproducteurs peuvent s'alimenter à partir du réseau d'Hydro-Québec et profiter d'une alimentation fiable ». Ainsi, Hydro-Québec ne rachète pas l'électricité mais fournit un crédit aux autoproducteurs. Au bout de deux ans, ce crédit est remis à zéro. Ainsi, l'autoproduteur n'a pas intérêt à produire plus que ce qu'il ne consomme en bilan sur une année puisque le surplus sera remis à zéro. En septembre 2008, sept personnes fournissaient de l'électricité à Hydro-Québec de cette façon, comme par exemple la maison du Rebut global à Baie St-Paul, et onze personnes sont en attente d'approbation (Vie en vert, 2008).

Rassemblement des données « générales »

Les valeurs de l'exergie chimique pour les matériaux sont référencées dans le Tableau 5.2 (Ignatenko et coll., 2007), l'exergie chimique correspond à e_k dans l'équation 2.35. Les valeurs des exergies d'«abatement» unitaires (e_w dans l'équation 2.37) sélectionnées dans l'étude pour le CO_2 , SO_x et NO_x sont respectivement de 5.86, 57 et 16 MJ/kg (Dewulf et coll., 2001). Les valeurs des coefficients d'émissions pour le CH_4 et le N_2O n'ont pas été trouvées dans la littérature et sont donc calculées en considérant que les coefficients d'émissions sont proportionnels au potentiel de réchauffement climatique. Ils sont calculés en multipliant le potentiel de réchauffement climatique du gaz sur une période de 100 ans, qui sont de 23 et de 296 respectivement pour le CH_4 et le N_2O , par le coefficient d'émission unitaire du CO_2 , (GIEC, 2007).

Tableau 5.2 Exergie chimique e_k des matériaux non fossiles
Adapté de Ignatenko et al. (2007)

| Matériaux non fossiles | Cuivre | Aluminium | Silice | Acier | Verre | PVC |
|--------------------------|--------|-----------|--------|-------|-------|--------|
| Exergie chimique [MJ/kg] | 2.113 | 32.904 | 30.521 | 6.721 | 0.037 | 0.0254 |

Comme l'électricité est la seule source d'énergie utilisée pour le fonctionnement du bâtiment, le facteur d'efficacité exergetique (ψ dans la formule 2.36) est calculé à partir du mélange de sources d'énergie produisant l'électricité locale. L'électricité produite au Québec est issue à 96% de l'hydro-électricité, à 2% du pétrole et à 2% du nucléaire (Government of Canada 2001). L'efficacité exergetique de l'électricité délivrée à partir de l'hydro, du pétrole et du nucléaire est respectivement de 0.86, 0.30 et 0.26 (Zhang, 1995). Les pertes de génération et de transport sont prises en compte dans le calcul de l'efficacité exergetique de l'électricité délivrée pour le pétrole et pour le nucléaire, mais les pertes de génération ne sont pas prises en compte pour l'hydro-électricité parce que l'hydro est une source d'énergie renouvelable. À partir des données ci-dessus, l'efficacité exergetique de l'électricité délivrée pour l'étude de cas peut être calculée comme suit :

$$\psi = \frac{1}{0.96/0.86 + 0.02/0.30 + 0.02/0.26} = 0.79 \quad (5.1)$$

Les facteurs d'émissions de l'électricité délivrée sont calculés à partir du mélange de sources d'énergie produisant l'électricité et des coefficients d'émission dus à la production d'électricité, et ce pour les différentes sources d'énergie utilisées. Les coefficients d'émission dus à la production d'électricité pour les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques les centrales nucléaires, les centrales au charbon et au gaz naturel sont répertoriés dans le Tableau 5.3. Ainsi, le facteur d'émission en équivalent de CO₂ de l'électricité utilisée dans l'étude de cas peut être calculé comme suit :

$$0.96 \times 4.167 \cdot 10^{-3} + 0.02 \times 2.161 \cdot 10^{-1} + 0.02 \times 4.167 \cdot 10^{-3} = 8.41 \cdot 10^{-3} \text{ [kg/MJ]} \quad (5.2)$$

Les facteurs d'émissions en SO_x et en NO_x sont calculés de la même manière, des valeurs de $4.64 \cdot 10^{-5}$ [kg/MJ] et de $1.89 \cdot 10^{-5}$ [kg/MJ] sont respectivement trouvées.

Tableau 5.3 Coefficients d'émission de l'électricité produite pour différentes sources d'énergie
Adapté de Gagnon et al. (2002)

| | Source d'énergie | | | | |
|---------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | Hydro | Pétrole | Nucléaire | Gaz naturel | Charbon |
| Équivalent en CO ₂ [kg/MJ] | $4.167 \cdot 10^{-3}$ | $2.161 \cdot 10^{-1}$ | $4.167 \cdot 10^{-3}$ | $1.234 \cdot 10^{-1}$ | $2.658 \cdot 10^{-1}$ |
| SO _x [kg/MJ] | $1.944 \cdot 10^{-6}$ | $2.226 \cdot 10^{-3}$ | $8.333 \cdot 10^{-7}$ | $8.748 \cdot 10^{-5}$ | $1.474 \cdot 10^{-3}$ |
| NO _x [kg/MJ] | $1.167 \cdot 10^{-5}$ | $3.850 \cdot 10^{-4}$ | $5.556 \cdot 10^{-7}$ | $1.925 \cdot 10^{-4}$ | $7.700 \cdot 10^{-4}$ |

Rassemblement des données spécifiques à l'installation PV

L'étude visait au départ à créer une base de données comportant plusieurs panneaux possédant des types de cellules différentes. Cependant, les recherches n'ont pas permis de trouver une étude ayant considéré plusieurs types de panneaux et recensant toutes les informations recherchées. Ces informations sont principalement les coûts initiaux (*CI*) des panneaux photovoltaïques et des autres composants de l'installation PV, leurs énergies induites *EN*, les émissions de déchets dus à la fabrication de l'installation PV m_w , et les quantités de matière impliquées dans les processus de fabrication m_k . Certaines études comparent les performances de différents panneaux PV, mais le plus souvent ce sont des comparaisons deux à deux. Dans l'article de Kannan et al. (2006), tous les critères recherchés sont fournis, mais l'étude ne porte que sur un seul panneau. Dans l'article de Kato et al. (1998), les données sur trois panneaux ayant chacun un type de cellules différentes sont rassemblées, mais les critères de performance sélectionnés sont différents des critères recherchés. En effet, dans l'article de Kato (1998), le critère économique est la période de retour de l'installation et le critère environnemental est les émissions de CO₂ de l'installation; il est ainsi impossible d'utiliser les données de l'article comme référence puisque des informations telles que l'énergie induite des panneaux ou les masses de matériaux ne sont pas fournies.

Puisqu'il apparaît impossible de trouver toutes les données requises dans une seule étude, il est tenté de rassembler les données requises à partir de plusieurs études, mais ceci pose d'autres problèmes. En effet, comme vu dans le paragraphe précédent, les critères ne sont pas forcément les mêmes d'une étude à l'autre. De plus, même lorsque les critères de performance utilisés sont les mêmes, les données ne sont pas toujours pour autant comparables. Au niveau de l'énergie induite par exemple, d'une étude à l'autre, un processus de fabrication différent peut être considéré. Ainsi dans l'article de Dones et al.(1998), le processus de fabrication de la cellule monocristalline est différent du processus décrit dans l'article de Kato et al.(1997) et par conséquent, les énergies induites sont différentes.

Ces raisons nous ont conduit à abandonner l'idée d'une base de données référençant les données économiques et environnementales pour plusieurs panneaux, et à nous orienter plutôt vers des données moyennes pour chaque type de cellule. Ceci pourrait permettre, à défaut de pouvoir créer une base de données, de dégager des recommandations vis-à-vis d'un type de cellule plutôt que d'un autre en fonction de l'utilisation désirée. Pour l'estimation de la production PV, des panneaux ayant des caractéristiques et des rendements proches des moyennes sont sélectionnés pour chaque type de cellule. Par exemple, la plage des rendements des panneaux PV en fonction du type de cellules utilisées sont décrits par Verstraeten (2007). Les rendements s'échelonnent généralement pour les panneaux à cellules monocristallines entre 12 et 16%, entre 11 et 14% pour les panneaux à cellules multicristallines et entre 5 et 8% pour les panneaux à cellules amorphes. Les panneaux sélectionnés pour chaque type de cellules sont ceux dont les rendements se situent le plus possible au centre de la plage des rendements parmi les panneaux sélectionnés à la section 4.2.1.

Le Tableau 5.4 décrit les principales caractéristiques des panneaux sélectionnées pour représenter les différents types de cellules. L'aire réelle des panneaux est utilisée pour déterminer le nombre maximal de panneaux qu'il est possible d'installer sur le toit (cf. section 2.3.2) alors que l'aire des cellules PV est utilisée pour déterminer la production

électrique des panneaux (cf. section 2.3.2), un coefficient de 1.06 étant appliqué entre les deux aires. Le Watt crête (Wp pour Watt peak) est une unité représentant la puissance électrique maximale délivrée par une installation solaire pour un ensoleillement standard (de 1000 W/m^2 à 25 °C). Cette unité est principalement utilisée pour comparer les rendements et les prix des panneaux photovoltaïques. La puissance crête d'un panneau, exprimée en Watt crête [Wp], correspond ainsi à la puissance maximale délivrée par le panneau pour un ensoleillement standard.

Rapport-Gratuit.com

Tableau 5.4 Principales caractéristiques des panneaux PV sélectionnés pour représenter les différents types de cellules

| Type de cellules | Nom du panneau de référence | Rendement du panneau $\eta_{mp,ref}$ [%] | Puissance crête [Wp] | Aire réelle du panneau [m ²] | Aire des cellules PV [m ²] | Nombre maximal de panneaux : Nb_{max} | |
|--------------------------|-----------------------------|---|----------------------|--|--|---|-------------|
| | | | | | | Pente : 37° | Pente : 17° |
| Monocristallines | Canadian Solar : CS5C 85M | 15.1 | 85 | 0.70 | 0.66 | 230 | 340 |
| Multicristallines | Kyocera : KC 80 | 12.6 | 80 | 0.68 | 0.64 | 240 | 350 |
| Amorphes | BP Solar : MST 50 MV | 6.1 | 50 | 1.24 | 1.17 | 120 | 180 |
| Références | (1) | (1) | (1) | | (1) | | |

(1) : RETSCREEN (RNCAN, 2007)

Les Tableaux 5.5 à 5.9 détaillent les différentes données nécessaires au calcul des deux fonctions objectives. Dans tous ces tableaux, la valeur associée à l'onduleur est toujours multipliée par deux pour traduire le remplacement de l'onduleur au bout de la moitié de la durée de vie de l'installation PV. Le Tableau 5.5 décrit le coût initial hors taxe (CI dans l'équation 2.39) par composant de l'installation PV pour chaque type de cellules. Le coût total [\$/Wp] est obtenu en sommant le coût relatif aux panneaux, au câblage, aux onduleurs et aux structures de montage. Le coût total [\$] par «panneau installé» (expression utilisée pour traduire le fait que le coût des panneaux et des autres composants de l'installation PV

est pris en compte) est obtenu en multipliant le coût total [\$/Wp] par la puissance crête [Wp] du panneau associé à chaque type de cellules.

Tableau 5.5 Coût initial *CI* en fonction du type de cellules, détail par composants de l'installation PV

| | Cellules monocristallines | Cellules multicristallines | Cellules amorphes | Références |
|--|---------------------------|----------------------------|-------------------|------------|
| Panneau [\$/Wp] | 4.24 | 4.10 | 3.02 | (2) |
| Câblage [\$/Wp] | 0.4204 | 0.4204 | 0.4204 | (3) |
| Pose [\$/Wp] | 0.8422 | 0.8422 | 0.8422 | (3) |
| Structure de montage [\$/Wp] | 0.6191 | 0.6191 | 0.6191 | (3) |
| Onduleur [\$/Wp] | 1.073×2 | 1.073×2 | 1.073×2 | (3) |
| Total [\$/Wp] | 8.267 | 8.127 | 7.047 | |
| Puissance crête [Wp] | 85 | 80 | 50 | |
| Total par panneau installé [\$] | 702.7 | 650.2 | 352.3 | |

(2) : Les prix des panneaux PV sont extraits du site Solarbuzz (2009) qui actualise chaque mois les prix grâce à des études de marché.

(3) : Erge et al. (2001).

Le coût de fonctionnement annuel (*CA* dans l'équation 2.40) de l'installation PV est estimé à 2.1×10^{-2} \$/Wp (SSES, 2008). Le coût de fonctionnement total (*CF*) est calculé à partir du coût de fonctionnement annuel selon l'équation 2.40. Le coût sur le cycle de vie (*LCC* dans l'équation 2.39) est obtenu en sommant le coût de fonctionnement *CF* et le coût initial *CI*.

Le Tableau 5.6 référence les quantités de matière impliquées dans le processus de fabrication de l'installation PV en fonction du type de cellules. Ces masses, exprimées en [kg/Wp], correspondent à m_k dans l'équation 2.35.

Tableau 5.6 Masses de matériaux (m_k) impliquées dans le processus de fabrication de l'installation PV en fonction du type de cellules, détails par composants [kg/Wp]

| | Cellules monocristallines | Cellules multicristallines | Cellules amorphes | Références | | |
|-----------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|------------|-----|-----|
| Panneau : | | | | | | |
| • Silice | $3.30 \cdot 10^{-1}$ | $2.80 \cdot 10^{-1}$ | $3.00 \cdot 10^{-3}$ | (4) | (5) | (6) |
| • Aluminium | $5.45 \cdot 10^{-1}$ | $5.45 \cdot 10^{-1}$ | $5.45 \cdot 10^{-1}$ | (5) | | |
| • Cuivre | $8.10 \cdot 10^{-2}$ | $8.10 \cdot 10^{-2}$ | $8.10 \cdot 10^{-2}$ | (5) | | |
| • PVC | $4.09 \cdot 10^{-1}$ | $4.09 \cdot 10^{-1}$ | $4.09 \cdot 10^{-1}$ | (5) | | |
| • Verre | 1.64 | 1.64 | 1.64 | (5) | | |
| Onduleur : | | | | | | |
| • Acier | $5.00 \cdot 10^{-3} \times 2$ | $5.00 \cdot 10^{-3} \times 2$ | $5.00 \cdot 10^{-3} \times 2$ | (5) | | |
| • Cuivre | $3.00 \cdot 10^{-3} \times 2$ | $3.00 \cdot 10^{-3} \times 2$ | $3.00 \cdot 10^{-3} \times 2$ | (5) | | |
| • PVC | $2.00 \cdot 10^{-3} \times 2$ | $2.00 \cdot 10^{-3} \times 2$ | $2.00 \cdot 10^{-3} \times 2$ | (5) | | |
| Câblage | | | | | | |
| • Cuivre | $4.70 \cdot 10^{-3}$ | $4.70 \cdot 10^{-3}$ | $4.70 \cdot 10^{-3}$ | (7) | | |
| • PVC | $2.80 \cdot 10^{-3}$ | $2.80 \cdot 10^{-3}$ | $2.80 \cdot 10^{-3}$ | (7) | | |
| Structure de montage | | | | | | |
| • Aluminium | $3.28 \cdot 10^{-2}$ | $3.28 \cdot 10^{-2}$ | $3.28 \cdot 10^{-2}$ | (8) | | |
| • Acier | $3.52 \cdot 10^{-3}$ | $3.52 \cdot 10^{-3}$ | $3.52 \cdot 10^{-3}$ | (8) | | |
| | | | | | | |
| Total : | | | | | | |
| • Aluminium | $5.78 \cdot 10^{-1}$ | $5.78 \cdot 10^{-1}$ | $5.78 \cdot 10^{-1}$ | | | |
| • Cuivre | $9.17 \cdot 10^{-2}$ | $9.17 \cdot 10^{-2}$ | $9.17 \cdot 10^{-2}$ | | | |
| • Acier | $1.35 \cdot 10^{-2}$ | $1.35 \cdot 10^{-2}$ | $1.35 \cdot 10^{-2}$ | | | |
| • PVC | $4.16 \cdot 10^{-1}$ | $4.16 \cdot 10^{-1}$ | $4.16 \cdot 10^{-1}$ | | | |
| • Silice | $3.30 \cdot 10^{-1}$ | $2.80 \cdot 10^{-1}$ | $3.00 \cdot 10^{-3}$ | | | |
| • Verre | 1.64 | 1.64 | 1.64 | | | |

(4) : Tchouate Heteu et coll., 2002

(5) : Kemmoku et coll., 2002

(6) : Alsema, 1996

(7) : KBE, 2007

(8) : Unirac, 2008, structure standard pour panneau sur toit plat

En multipliant les masses de matériaux m_k [kg/Wp] du Tableau 5.6 par leurs exergies chimiques respectives e_k [MJ/kg] référencées au Tableau 5.2, la consommation d'exergie due à l'utilisation des matériaux [MJ/Wp] ($\sum_k (e_k \cdot m_k)$) dans l'équation 2.35) est obtenue au Tableau 5.7 pour chaque type de cellules. Le total [MJ] par «panneau installé» est obtenu en multipliant le total [MJ/Wp] par la puissance crête [Wp] du panneau associé à chaque type de cellules.

Tableau 5.7 Calcul de la part de la consommation d'exergie cumulée (*CExC*) due à l'utilisation des matériaux en fonction du type de cellules

| | Cellules monocristallines | Cellules multicristallines | Cellules amorphes |
|--|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| Total [MJ/Wp] | 29.44 | 27.91 | 20.28 |
| Puissance crête [Wp] | 85 | 80 | 50 |
| Total par panneau installé [MJ] | 2 502 | 2 373 | 1 015 |

Le Tableau 5.8 référence les énergies induites *EN* par composant pour chaque type de cellules (*EN* dans l'équation 2.35). Le rapport entre l'énergie et l'exergie (α dans l'équation 2.35) pour l'électricité est 1 (Szargut et coll., 1988) et l'électricité est la seule source d'énergie considérée dans le processus de fabrication de l'installation PV. L'énergie induite totale [MJ/Wp], qui correspond à la part de la consommation d'exergie cumulée due à l'utilisation de ressources fossiles, est obtenue en sommant les énergies induites relatives aux panneaux, au câblage, aux onduleurs et aux structures de montage. L'énergie induite totale par «panneau installé» [MJ] est ensuite obtenue en multipliant l'énergie induite totale [MJ/Wp] par la puissance crête [Wp] du panneau associé à chaque type de cellules.

Tableau 5.8 Énergie induite EN [MJ/Wp] en fonction du type de cellules, détails par composants

| | Cellules monocristallines | Cellules multicristallines | Cellules amorphes | Références |
|--|---------------------------|----------------------------|-------------------|------------|
| Panneau [MJ/Wp] | 190.91 | 170.22 | 125.73 | (9) |
| Câblage [MJ/Wp] | 1.47 | 1.47 | 1.47 | (5) |
| Pose [MJ/Wp] | 0 | 0 | 0 | |
| Structure de montage [MJ/Wp] | 18.55 | 18.55 | 18.55 | (10) |
| Onduleur [MJ/Wp] | 3.09×2 | 3.09×2 | 3.09×2 | (10) |
| Total [MJ/Wp] | 217.11 | 196.42 | 151.93 | |
| Puissance crête [Wp] | 85 | 80 | 50 | |
| Total par panneau installé [MJ] | 18 454 | 15 713 | 7 596 | |

(9) : Hammond et coll., 2008

(5) : Kemmoku et coll., 2002

(10) : Kannan et coll., 2006

Le Tableau 5.9 référence les déchets émis au cours de la fabrication de l'installation PV (m_w dans l'équation 2.37) en équivalent de CO_2 et la consommation d'exergie d'«abattement» ($AbatEx$) par composant pour chaque type de cellules (cf. équation 2.37). Les émissions de CH_4 , de N_2O , de SO_x et de NO_x ont été regroupées en équivalent de CO_2 en utilisant les coefficients d'émissions déterminés à la section 5.1.2.1. Les données pour les émissions des panneaux sont fournies par Hammond et al. (2008). Les émissions pour les autres composants sont obtenues à partir des énergies induites correspondants en considérant une certaine proportion de sources d'énergies produisant l'énergie. Il s'agit d'une proportion typiquement industrielle utilisée par Hammond et al.(2008) pour établir les émissions de CO_2 des panneaux à partir de leur énergie induite. Les émissions totales [kg/Wp] sont obtenues en sommant les émissions relatives aux panneaux, au câblage, aux onduleurs et aux structures de montage. Les émissions par «panneau installé» [kg] sont ensuite obtenues en multipliant les émissions totales [kg/Wp] par la puissance crête [Wp] du panneau associé à chaque type

de cellule. Pour obtenir la consommation d'exergie d'« abatement » $AbatEx$ [MJ], il faut multiplier les émissions de CO_2 m_w [kg] par son exergie d'« abatement » unitaire e_w [MJ/kg] (soit 5.86) selon l'équation 2.37.

Tableau 5.9 Émissions de déchets m_w et consommation d'exergie d'« abatement » ($AbatEx$) exprimés en équivalent de CO_2 , en fonction du type de cellules

| | Cellules monocristallines | Cellules multicristallines | Cellules amorphes | Références |
|--|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|-------------------|
| Panneau [kg/Wp] | 9.395 | 8.075 | 6.34095 | (9) |
| Câblage [kg/Wp] | 0.07915 | 0.07915 | 0.07915 | |
| Structure de montage [kg/Wp] | 0.89 | 0.89 | 0.89 | |
| Onduleur [kg/Wp] | 0.14842×2 | 0.1484×2 | 0.1484×2 | |
| Total [kg/Wp] | 10.66095 | 9.34095 | 7.6069 | |
| Puissance crête [Wp] | 85 | 80 | 50 | |
| Total par panneau installé: [kg] | 906.1808 | 747.276 | 337.7975 | |
| Total : $AbatEx$ par panneau installé [MJ] | 5 310 | 4 379 | 2 229 | |

(9) : Hammond et al. (2008)

Le Tableau 5.10 référence l'impact environnemental sur le cycle de vie $LCEI$ [MJ] pour chaque type de cellules. L'installation PV n'ayant pas d'énergie de fonctionnement (comme expliqué à la section 3.5.2), l'impact environnemental de fonctionnement est nul. Ainsi, l'impact environnemental sur le cycle de vie correspond à l'impact environnemental initial et est donc calculé (selon la formule 2.34) comme la somme de la consommation d'exergie due à l'utilisation de matériaux obtenue au Tableau 5.7, de l'énergie induite obtenue au Tableau 5.8 et de la consommation d'exergie d'« abatement » obtenue au Tableau 5.9.

Tableau 5.10 Calcul de l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) [MJ] en fonction du type de cellules

| | Cellules monocristallines | Cellules multicristallines | Cellules amorphes |
|-------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| Exergie non fossile [MJ] | 2 502 | 2 373 | 1 015 |
| Exergie fossile [MJ] | 18 454 | 15 713 | 7 596 |
| Exergie d'« abatement » [MJ] | 5 310 | 4 379 | 2 229 |
| Total : <i>LCEI</i> [MJ] | 26 267 | 22 465 | 10 796 |

5.2 Résultats et discussions

5.2.1 Choix de l'alternative de conception du bâtiment seul

L'étape 1 du processus consiste à lancer le système d'optimisation de Wang, puis de sélectionner une alternative de conception du bâtiment qui restera fixe par la suite. Il peut s'agir d'une optimisation simple ou multiple. Lorsque l'optimisation se fait sur une seule fonction objective, le but est de trouver une solution alors que l'optimisation multi-objective vise à trouver un ensemble de solutions Pareto. Comme décrit par Wang (2005), une solution est dite optimum de Pareto si et seulement si elle n'est dominée par aucune autre solution parmi tout l'espace de conception. Si la solution X_1 domine la solution X_2 , cela signifie que X_1 n'est pas inférieure à X_2 pour tous les critères de performance considérés, mais est meilleure que X_2 pour au moins un critère. Les solutions Pareto ne sont pas dominées entre elles parce qu'aucune n'est meilleure que les autres pour tous les critères de performance considérés (Wang, 2005).

Après avoir exécuté le système d'optimisation de l'étape 1 trois fois, toutes les solutions non dominées sont regroupées pour former un front de solutions Pareto (cf. ANNEXE III). Ce front est composé de deux régions isolées, la zone A et la zone B, correspondant aux deux configurations de structure du bâtiment. La zone A possède une ossature en acier, la zone B une ossature en béton. L'ossature en acier est moins chère mais possède des impacts

environnementaux plus élevés que l'ossature en béton. Les solutions Pareto sont non dominées entre elles, ainsi on ne peut dire d'aucune de ces solutions qu'elle possède à la fois un plus faible coût et un plus faible impact environnemental par rapport à n'importe quelle autre solution du front Pareto. Il faut donc sélectionner la solution (parmi l'ensemble des solutions du front Pareto) en fonction de la performance recherchée pour le bâtiment.

Certaines caractéristiques (ou certaines valeurs des variables de conception) sont communes à la plupart de ces solutions, puisque le processus d'optimisation a progressivement attribué aux variables de conception les valeurs qui donnaient les meilleures performances. Ainsi :

- L'azimut converge vers 0 puisque c'est l'orientation qui permet la meilleure performance énergétique du bâtiment.
- La forme du bâtiment a convergé vers une forme rectangulaire plutôt qu'une forme en L, parce que la forme rectangulaire possède une plus petite surface d'enveloppe externe, réduisant ainsi les coûts de construction initiaux, les impacts environnementaux dus à la production et à la construction des matériaux et également la consommation d'énergie de fonctionnement (Wang, 2005). À propos de la forme rectangulaire, une forme proche du carré est préférable pour réduire les coûts puisqu'une forme carrée possède la surface d'enveloppe externe minimum. A l'opposé, une forme rectangulaire avec le grand coté orienté vers le sud sera meilleure pour la performance énergétique du bâtiment.
- Le rapport de fenestration pour les façades est, ouest et nord a convergé vers la valeur minimale (i.e. 0.2), puisque ces fenêtres ne permettent pas de gains solaires significatifs et que lorsque la fenestration augmente, les pertes augmentent également (Wang, 2005). Concernant la façade sud, lorsqu'on augmente la fenestration, le *LCC* augmente également parce que les fenêtres coûtent plus cher que les murs, en revanche le *LCEI* diminue puisque les gains solaires pendant la période de chauffage permettent de réduire la consommation d'énergie.
- Il ne devrait pas y avoir de pare-soleil pour les façades nord, est et ouest puisque d'une part il n'y a pas de rayonnement direct sur la façade nord et d'autre part parce que l'angle solaire est très bas pour les façades est et ouest. Cependant, le pare-soleil peut être une

solution pour la façade sud puisqu'il permet de bloquer une partie des rayons du soleil en été mais permet leur passage en hiver (Wang, 2005).

Étant donné que les différentes solutions appartenant à la même zone ont des caractéristiques similaires, une alternative de conception représentative est sélectionnée pour chaque zone. La solution choisie est située dans une position médiane de la zone Pareto correspondante. La solution qui va être conservée jusqu'à la fin de l'étude est la solution sélectionnée par Wang pour la zone A, c'est-à-dire la troisième solution dans le Tableau 7.8 de Wang (2005). Par rapport au système d'optimisation décrit par Wang (2005), certains paramètres ont été actualisés ou ajustés, comme les coûts de l'énergie, les taux d'escompte, les taux d'augmentation de l'énergie et les valeurs des charges fixes. Ainsi, les valeurs des fonctions objectives ne sont pas identiques entre les travaux de Wang et cette étude, même si les valeurs des variables de conception sont identiques. Il a cependant été vérifié que si tous les paramètres étaient laissés tels que décrits par Wang, les valeurs décrites dans son mémoire étaient bien retrouvées. Cependant, même si les valeurs des fonctions objectives ne sont pas identiques, l'allure des solutions reste la même avec deux zones Pareto comme le montre l'ANNEXE III. Les solutions que Wang avait identifiées comme solutions médianes sont toujours en position médiane au niveau des zones correspondantes. Ainsi, la solution 3 qui avait été sélectionnée par Wang peut être conservée comme alternative de conception du bâtiment de base jusqu'à la fin de l'étude, puisque l'actualisation de certains paramètres n'a pas influé sur la position de la solution au sein de la zone Pareto A.

Les principales caractéristiques du bâtiment seul sont ainsi : une forme rectangulaire presque carrée (ratio petit coté /grand coté de 0.93), un azimut de 0° , une structure en acier, une fenestration de 20% sur toutes les façades, aucun pare-soleil, pour un LCC de $8.481 \cdot 10^5$ \$, un $LCEI$ de $3.947 \cdot 10^7$ MJ et une consommation d'électricité de $1.828 \cdot 10^5$ kWh /an. Un pourcentage de fenestration minimal de 20% pour la façade sud est sélectionné comme meilleur compromis parce que lorsque le pourcentage de fenestration augmente, le LCC augmente et le $LCEI$ diminue.

Le Tableau 5.11 présente la répartition de l'énergie de fonctionnement annuelle du bâtiment (kWh/an) en fonction des charges de chauffage, climatisation et des charges fixes dues à l'équipement et à l'éclairage, les pourcentages indiquant la part de l'élément concerné par rapport à l'énergie de fonctionnement annuelle. Les observations suivantes peuvent être faites à partir du Tableau 5.11 :

Les charges d'éclairage et d'équipement représentent une part très importante (77%) de l'énergie de fonctionnement du bâtiment. A cause du climat froid de Montréal, le bâtiment consomme plus d'énergie pour le chauffage (13%) que pour la climatisation (10%).

Tableau 5.11 Répartition de la consommation d'électricité annuelle [kWh/an] en fonction de la consommation due au chauffage et à la climatisation et de la consommation due à l'éclairage et à l'équipement

| Consommation d'électricité [kWh/an] | Chauffage et climatisation [kWh/an] | | Éclairage et équipement [kWh/an] |
|---|-------------------------------------|--------------------------------|--|
| | Chauffage [kWh/an] | Climatisation [kWh/an] | |
| $1.828 \cdot 10^5$ (100 %) | $4.235 \cdot 10^4$ (23.2 %) | | $1.404 \cdot 10^5$ (76.8 %) |
| | $2.328 \cdot 10^4$ (12.8 %) | $1.907 \cdot 10^4$ (10.4 %) | |

Note : les pourcentages indiquent la part de l'élément concerné par rapport à la consommation d'électricité annuelle.

La répartition du coût sur le cycle de vie du bâtiment *LCC* en fonction du coût initial *CI* et du coût de fonctionnement *CF* est montrée au Tableau 5.12, les pourcentages indiquant la part de l'élément concerné par rapport au coût sur le cycle de vie. Le coût de fonctionnement est composé du coût de consommation dépendant directement de l'énergie de fonctionnement annuelle [kWh] et du coût dépendant de la charge maximale du bâtiment [kW]. Les observations suivantes peuvent être faites à partir du Tableau 5.12 :

Le coût de fonctionnement représente une part importante (plus de 60%) du coût sur le cycle de vie, et ce bien que le prix de l'électricité en vigueur au Québec soit bas. D'autre part, les coûts dus à la charge maximale du bâtiment représentent une part significative du coût sur le

cycle de vie (près de 30%), presque autant que les coûts de consommation de l'énergie, d'où l'importance d'inclure le coût dû à la charge dans le calcul du coût sur le cycle de vie du bâtiment.

Tableau 5.12 Répartition du coût sur le cycle de vie (*LCC*) [\$] en fonction des coûts initiaux (*CI*) et des coûts de fonctionnement (*CF*)

| Coût sur le cycle de vie <i>LCC</i> [\$] | Coût initial <i>CI</i> [\$] | Coût de fonctionnement <i>CF</i> [\$] | |
|--|--------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|
| | | Coût de consommation [\$] | Coût du à la charge maximale [\$] |
| $8.481 \cdot 10^5$ (100 %) | $3.250 \cdot 10^5$ (38.3 %) | $5.231 \cdot 10^5$ (61.7 %) | |
| | | $2.782 \cdot 10^5$ (32.8 %) | $2.449 \cdot 10^5$ (28.9%) |

Note : les pourcentages indiquent la part de l'élément concerné par rapport au coût sur le cycle de vie.

La répartition de l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) en fonction de l'impact environnemental initial *EI* et de l'impact environnemental de fonctionnement *EF* est montrée au Tableau 5.13, les pourcentages indiquant la part de l'élément concerné par rapport à l'impact environnemental sur le cycle de vie. L'impact environnemental initial et de fonctionnement sont tous les deux composés de la consommation d'exergie cumulée (*CExC*) et de l'exergie d'« abatement » (*AbatEx*). Les observations suivantes peuvent être faites à partir du Tableau 5.13 :

En terme d'impact environnemental, l'étape initiale contribue seulement à hauteur de 12% à l'impact environnemental sur le cycle de vie, alors que la phase de fonctionnement représente les 88% restants.

Tableau 5.13 Répartition de l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) [MJ] en fonction de l'impact environnemental initial (*EI*) et de fonctionnement (*EF*)

| Impact environnemental sur le cycle de vie <i>LCEI</i> [MJ] | Impact environnemental initial <i>EI</i> [MJ] | | Impact environnemental de fonctionnement <i>EF</i> [MJ] | |
|--|--|-------------------------------|--|-------------------------------|
| | <i>CExC</i> | <i>AbatEx</i> | <i>CExC</i> | <i>AbatEx</i> |
| $3.947 \cdot 10^7$ (100 %) | $4.782 \cdot 10^6$ (12.1 %) | | $3.469 \cdot 10^7$ (87.9 %) | |
| | $3.733 \cdot 10^6$ (9.4 %) | $1.049 \cdot 10^6$ (2.7 %) | $3.331 \cdot 10^7$ (84.4 %) | $1.374 \cdot 10^6$ (3.5 %) |

Note : les pourcentages indiquent la part de l'élément concerné par rapport à l'impact environnemental sur le cycle de vie.

La répartition de l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) en fonction de la consommation cumulée d'exergie (*CExC*) et de l'exergie d'« abatement » (*AbatEx*) est montrée au Tableau 5.14, les pourcentages indiquant la part de l'élément concerné par rapport à l'impact environnemental sur le cycle de vie. La *CExC* est composée de la consommation d'exergie due à l'utilisation de matériaux d'une part, et de l'exergie due à l'utilisation de ressources fossiles (ou énergie induite) d'autre part. Les observations suivantes peuvent être faites à partir du Tableau 5.14 :

Comparée à la consommation d'exergie due à l'utilisation de matériaux, la consommation d'exergie due à l'utilisation de ressources fossiles (ou énergie induite) joue un rôle dominant. La *CExC* représente une part très importante de l'impact environnemental (94%) sur le cycle de vie du bâtiment, alors que l'exergie d'« abatement » ne représente que 6%. Ceci est principalement dû au fait que l'électricité consommée pendant la phase de fonctionnement est en grande partie d'origine hydro et par conséquent génère peu d'émissions de déchets. D'autre part cette étude se limite aux émissions gazeuses et ayant des impacts mondiaux et à long terme sur l'environnement alors que certaines émissions solides ou pouvant avoir des impacts locaux ne sont pas prises en compte.

Tableau 5.14 Répartition de l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) [MJ] en fonction de la consommation d'exergie cumulée (*CExC*) et de la consommation d'exergie d'« abatement » (*AbatEx*)

| Impact environnemental sur le cycle de vie <i>LCEI</i> [MJ] | <i>CExC</i> [MJ] | | <i>AbatEx</i> [MJ] |
|---|-------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | Énergie induite | Matériaux | |
| 3.947 · 10 ⁷ (100 %) | 3.705 · 10 ⁷ (93.9 %) | | 2.424 · 10 ⁶ (6.1 %) |
| | 3.689 · 10 ⁷ (93.5 %) | 1.584 · 10 ⁵ (0.4 %) | |

Note : les pourcentages indiquent la part de l'élément concerné par rapport à l'impact environnemental sur le cycle de vie.

5.2.2 Résultats du système d'optimisation du bâtiment équipé

Les résultats du système d'optimisation de l'étape 2 (cf. section 3.2.2) permettent de dégager des solutions optimales. Concernant le nombre de panneaux PV, le système a dégagé les meilleures performances environnementale et économique pour un nombre de panneaux nul. S'il est demandé au système de sélectionner au moins un panneau, la pente de l'installation PV converge vers une valeur de 37 degrés (par rapport à l'horizontale) et l'azimut converge vers une valeur de 0 degré (orientation plein sud), valeurs permettant de maximiser les gains solaires et donc la production PV sur l'année. La Figure IV.2, ANNEXE IV présente la production PV annuelle en fonction de la pente de l'installation PV et montre une production PV annuelle maximale pour un angle de 37 degrés. La Figure IV.1, ANNEXE IV présente la production PV mensuelle en fonction de la pente de l'installation PV, il est observé qu'une valeur plus grande pour la pente de l'installation PV permet de maximiser les gains en hiver, lorsque les rayons du soleil arrivent avec un angle d'incidence plus faible, alors qu'un angle plus faible permet de maximiser les gains estivaux.

La production d'électricité annuelle [kWh/an] pour un panneau PV de chaque type de cellules est présentée au Tableau 5.15, pour une pente de l'installation PV de 37 degrés et un azimut de 0 degré; les panneaux à cellules monocristallines produisent annuellement 6 % (106.03 kWh/an contre 100.02 kWh/an) et 66% (106.03 kWh/an contre 63.86 kWh/an) plus d'électricité respectivement par rapport aux panneaux à cellules multicristallines et amorphes.

Tableau 5.15 Production d'électricité annuelle [kWh/an] pour un panneau PV de chaque type de cellules : ville de Montréal; pente : 37 degrés, azimut : 0 degré

| Type de cellules | Production PV [kWh/an] |
|--------------------------|------------------------|
| Monocristallines | 106.03 |
| Multicristallines | 100.02 |
| Amorphes | 63.86 |

Le Tableau 5.16 compare les performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé respectivement de 10 panneaux à cellules monocristallines (alternative de conception (1,0,37,10)), multicristallines (2,0,37,10) et amorphes (3,0,37,10) pour une pente de l'installation PV de 37 degrés et un azimut de 0 degré. Rappelons qu'une alternative de conception de l'installation PV est présentée sous la forme (Type de cellules, Azimut, Pente, Nombre de panneaux). Les pourcentages dans le Tableau 5.16 indiquent la différence de performance du bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul. Le Tableau 5.16 montre que quel que soit le type de cellules utilisées, le bâtiment seul possède toujours une meilleure performance des points de vue économique et environnemental. Par exemple, le coût sur le cycle de vie (*LCC*) et l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) du bâtiment équipé de 10 panneaux à cellules monocristallines est respectivement 1.6% et 0.8% supérieur au *LCC* et au *LCEI* du bâtiment seul. Ainsi, les panneaux sont considérés comme néfastes par le système puisque leur *LCC* et leur *LCEI* sont trop importants comparés aux bénéfiques (c'est-à-dire la production d'électricité) qu'ils apportent. La production d'électricité d'origine PV est considérée comme non rentable par le système aussi bien du point de vue économique que environnemental par rapport à la production d'électricité conventionnelle. S'il est

demandé au système de sélectionner au moins un panneau, le système choisit alors le panneau à cellules amorphes : comme le montre le Tableau 5.16; les panneaux à cellules amorphes possèdent un plus petit LCC ($8.547 \cdot 10^5$ pour les amorphes contre $8.614 \cdot 10^5$ et $8.602 \cdot 10^5$ pour les monocristallines et multicristallines) et un plus petit $LCEI$ ($3.956 \cdot 10^7$ pour les amorphes contre $3.979 \cdot 10^7$ et $3.973 \cdot 10^7$ pour les monocristallines et multicristallines) comparés aux panneaux à autres type de cellules. Ceci est dû au fait que même si c'est le type de cellules qui produit le moins d'électricité, son impact environnemental et son coût économique sont plus faibles comparés aux panneaux à autres types de cellules.

Tableau 5.16 Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour la ville de Montréal pour 10 panneaux de chaque type

| Bâtiment seul | | Type de cellules | Bâtiment équipé | |
|----------------------|--------------------|--------------------------|----------------------------|----------------------------|
| <i>LCC</i> [\$] | <i>LCEI</i> [MJ] | | <i>LCC</i> [\$] | <i>LCEI</i> [MJ] |
| $8.481 \cdot 10^5$ | $3.947 \cdot 10^7$ | Monocristallines | $8.614 \cdot 10^5$ (+1.6%) | $3.979 \cdot 10^7$ (+0.8%) |
| | | Multicristallines | $8.602 \cdot 10^5$ (+1.4%) | $3.973 \cdot 10^7$ (+0.7%) |
| | | Amorphes | $8.547 \cdot 10^5$ (+0.8%) | $3.956 \cdot 10^7$ (+0.2%) |

Note : les pourcentages indiquent la différence de performances (économique ou environnementale) du bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul.

L'installation de panneaux photovoltaïques à Montréal ne permet donc pas d'atteindre de meilleures performances économique et environnementale. En effet, quel que soit le type de cellules choisies, le coût économique et l'impact environnemental du bâtiment équipé sont toujours supérieurs aux valeurs obtenus pour le bâtiment seul (cf. Tableau 5.16). Nous allons dans un premier temps nous demander si cela est dû au fait que les radiations reçues à Montréal sont trop faibles, et ne permettent pas aux panneaux PV de produire assez d'électricité pour atteindre une meilleure performance que celle du bâtiment seul. Ainsi, nous allons étudier l'influence des radiations sur les performances du bâtiment équipé en utilisant

dans les calculs les radiations plus importantes reçues à Mexico à la place des radiations reçues à Montréal.

5.3 Influence des paramètres géographiques, économiques et environnementaux sur les résultats

5.3.1 Application à Montréal avec les radiations reçues à Mexico

Le but de la comparaison est de mesurer la différence de production électrique de l'installation PV (et les performances du bâtiment équipé qui en découlent) lorsque les radiations sont plus importantes. Ainsi, au niveau du bâtiment seul, rien n'est modifié, celui-ci possède les mêmes caractéristiques que le bâtiment seul de Montréal ($LCC : 8.481 \cdot 10^5$ \$, $LCEI : 3.947 \cdot 10^7$ MJ, consommation d'électricité annuelle : $1.828 \cdot 10^5$ kWh/an). Concernant l'installation PV, la latitude, les radiations et les températures ont été adaptées à la ville de Mexico selon les données EnergyPlus (US DOE, 2008).

Les paramètres d'ordre économique ou environnemental ne sont pas modifiés, puisque seule l'influence de certains paramètres veut être étudiée. Le système converge de nouveau vers la valeur 0 pour le nombre de panneaux. En fait, seule la valeur de la pente idéale change : s'il est imposé au système de sélectionner au moins un panneau, le système converge vers une valeur de 17 degrés, un angle faible afin de capter les rayons qui arrivent avec un angle d'incidence élevé tout au long de l'année à cause de la latitude tropicale. (La Figure IV.3, ANNEXE IV montre que la production PV annuelle est bien obtenue pour un angle de 17 degrés). Le Tableau 5.17 montre que, en prenant en compte les radiations reçues à Mexico, la production d'électricité annuelle d'origine PV a augmenté de 40 % pour chaque type de cellules par rapport à la production avec les radiations reçues à Montréal.

Tableau 5.17 Comparaison de la meilleure production d'électricité PV [kWh/an] pour Montréal et pour Montréal avec les caractéristiques géographiques de Mexico pour un panneau de chaque type de cellules; azimut 0 degré

| Type de cellules | Cas de base : Montréal Pente : 37 ° | Montréal avec radiations Mexico, Pente : 17 ° |
|--------------------------|--|--|
| Monocristallines | 106.03 | 148.71 |
| Multicristallines | 100.02 | 139.12 |
| Amorphes | 63.855 | 89.05 |

Le Tableau 5.18 illustre les comparaisons entre le bâtiment de base et le bâtiment équipé respectivement de 10 panneaux à cellules monocristallines (alternative de conception (1,0,17,10)), multicristallines (2,0,17,10) et amorphes (3,0,17,10). Les pourcentages indiquent la différence de performance entre le bâtiment équipé et le bâtiment seul. Le Tableau 5.18 montre que quel que soit le type de cellules utilisées, le bâtiment seul possède toujours une meilleure performance des points de vue économique et environnemental même si la production d'électricité d'origine PV a augmenté. Par exemple, le coût sur le cycle de vie (*LCC*) et l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) du bâtiment équipé de 10 panneaux à cellules monocristallines est respectivement 1.5% et 0.6% supérieur au *LCC* et au *LCEI* du bâtiment seul. Ainsi, les panneaux sont considérés comme néfastes par le système puisque leur coût économique et leur impact environnemental sont trop importants comparés aux bénéfices (c'est-à-dire la production PV) qu'ils apportent. La production d'électricité d'origine PV est jugée non rentable par le système aussi bien du point de vue économique qu'environnemental par rapport à la production d'électricité conventionnelle. L'écart de performance entre le bâtiment seul et le bâtiment équipé a cependant légèrement diminué en prenant en compte les radiations reçues à Mexico. Par exemple, pour 10 panneaux à cellules multicristallines, le Tableau 5.18 montre que le bâtiment équipé possède un *LCC* et un *LCEI* respectivement supérieurs de 1.5% et 0.6% par rapport au bâtiment de base alors que dans le Tableau 5.16, qui prenait en compte les radiations reçues à Montréal, le bâtiment équipé de 10 panneaux amorphes possède un *LCC* et un *LCEI* respectivement supérieurs de 1.6% et 0.8%.

S'il est demandé au système de sélectionner au moins un panneau, le système choisit alors, comme pour le cas de base de Montréal, le panneau à cellules amorphes : comme le montre le Tableau 5.18; les panneaux à cellules amorphes possèdent un plus petit LCC ($8.543 \cdot 10^5$ pour les amorphes contre $8.607 \cdot 10^5$ et $8.596 \cdot 10^5$ pour les monocristallines et multicristallines) et un plus petit $LCEI$ ($3.952 \cdot 10^7$ pour les amorphes contre $3.971 \cdot 10^7$ et $3.965 \cdot 10^7$ pour les monocristallines et multicristallines) comparés aux panneaux munis d'autres types de cellules. De même que pour le case de base de Montréal, ceci est dû au fait que même si c'est le type de cellules qui produit le moins d'électricité, son coût économique et son impact environnemental sont plus faibles comparés aux panneaux à autres types de cellules.

Tableau 5.18 Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé en fonction du type de cellules pour la ville de Montréal avec les caractéristiques géographiques de Mexico

| Bâtiment seul | | Bâtiment équipé | | |
|--------------------|--------------------|-------------------|----------------------------|----------------------------|
| LCC [\$] | $LCEI$ [MJ] | Type de cellules | LCC [\$] | $LCEI$ [MJ] |
| $8.481 \cdot 10^5$ | $3.947 \cdot 10^7$ | Monocristallines | $8.607 \cdot 10^5$ (+1.5%) | $3.971 \cdot 10^7$ (+0.6) |
| | | Multicristallines | $8.596 \cdot 10^5$ (+1.3%) | $3.965 \cdot 10^7$ (+0.5) |
| | | Amorphes | $8.543 \cdot 10^5$ (+0.7%) | $3.952 \cdot 10^7$ (+0.1%) |

Note : les pourcentages indiquent la différence de performances (économique ou environnementale) du bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul.

Des radiations beaucoup plus importantes ne permettent donc pas d'atteindre de meilleurs performances (économique et environnementale) pour le bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul même si l'écart de performance a légèrement diminué.

Nous allons désormais étudier l'influence d'autres critères, comme l'influence du coût de l'énergie, des politiques gouvernementales et du mélange de sources d'énergie utilisé pour produire l'électricité, en déplaçant le lieu d'implantation du bâtiment vers d'autres pays.

5.3.2 Application en Allemagne

Par rapport au cas de base de Montréal, dans un premier temps, seuls les paramètres géographiques (i.e. radiations, latitude et températures) sont ajustées à la ville de Munich (données EnergyPlus (US DOE, 2008)), ville choisie en Allemagne car ayant la latitude la plus proche de Montréal. Les résultats du système d'optimisation de l'étape 2 (cf. section 3.2.2) permettent de dégager des solutions optimales. Le système a dégagé les meilleures performances environnementale et économique pour un nombre de panneaux nul. S'il est demandé au système de sélectionner au moins un panneau, la pente de l'installation PV converge vers une valeur de 37 degrés (par rapport à l'horizontale) et l'azimut converge vers une valeur de 0 degré (orientation plein sud), ce qui était attendu pour la pente étant donné que les latitudes de Montréal et de Munich sont très proches.

Le Tableau 5.19 fait apparaître la production d'électricité PV [kWh/an] pour un panneau de chaque type de cellules à Montréal et à Munich, pour une pente de 37 degrés et un azimut de 0 degré. Il est à noter que, comme le montre le Tableau 5.19, la production PV à Munich est environ 16% inférieure à la production à Montréal (les radiations y sont plus faibles qu'à Montréal ce qui diminue la quantité de radiations reçues par les panneaux, et les températures y sont plus élevées ce qui diminue le rendement de la cellule PV, les températures ayant cependant moins d'influence que les radiations).

Tableau 5.19 Comparaison de la production d'électricité PV [kWh/an] pour un panneau de chaque type de cellules pour Montréal et Munich; pente : 37 degrés, azimut : 0 degré

| Type de cellules | Cas de base : Montréal | Munich |
|-------------------|------------------------|--------|
| Monocristallines | 106.03 | 91.28 |
| Multicristallines | 100.02 | 86.58 |
| Amorphes | 63.855 | 55.06 |

Le Tableau 5.20 fait apparaître les performances économique et environnementale du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour la ville de Munich après ajustements géographiques et pour la ville de Montréal, et ce pour les alternatives de conception (1,0,37,10), (2,0,37,10), (3,0,37,10). Les pourcentages indiquent la différence entre la performance du bâtiment seul et du bâtiment équipé. Comme le montre le Tableau 5.20, le bâtiment seul possède toujours une meilleure performance économique et environnementale par rapport au bâtiment équipé quel que soit le type de cellules. Par exemple, le bâtiment équipé à Munich de 10 panneaux à cellules monocristallines possède un *LCC* et un *LCEI* respectivement supérieurs de 1.6 % et 0.9%, écart de performance très proche de celui trouvé au Tableau 5.16 pour Montréal : 1.6% et 0.8%.

Les températures étant plus élevées à Munich par rapport à Montréal, les charges en chauffage sont moins élevées ce explique que le coût économique *LCC* et l'impact environnemental *LCEI* soit inférieurs à Munich ($8.319 \cdot 10^5$ et $3.741 \cdot 10^7$) par rapport à Montréal ($8.481 \cdot 10^5$ et $3.947 \cdot 10^7$). Le constat concernant le type de cellules est le même qu'à Montréal, les panneaux à cellules amorphes sont considérés par le système comme les moins néfastes puisque leur coût économique et leur impact environnemental sont inférieurs à ceux des panneaux à cellules monocristallines et multicristallines.

Il est ainsi constaté que les changements géographiques ont peu d'influence sur les performances du bâtiment équipé. Ainsi, le bâtiment seul possède toujours de meilleures performances économique et environnementale par rapport au bâtiment équipé et l'écart de

performance entre le bâtiment seul et le bâtiment équipé a très peu varié par rapport à Montréal.

Tableau 5.20 Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé en fonction du type de cellules pour les villes de Munich après ajustements géographiques et de Montréal

| | Cas de base : Montréal | | Munich | |
|-----------------------------------|------------------------|--------------------|----------------------------|----------------------------|
| | <i>LCC</i> [\$] | <i>LCEI</i> [MJ] | <i>LCC</i> [\$] | <i>LCEI</i> [MJ] |
| Bâtiment seul | $8.481 \cdot 10^5$ | $3.947 \cdot 10^7$ | $8.319 \cdot 10^5$ | $3.741 \cdot 10^7$ |
| Cellules monocristallines | $8.614 \cdot 10^5$ | $3.979 \cdot 10^7$ | $8.453 \cdot 10^5$ (+1.6%) | $3.776 \cdot 10^7$ (+0.9%) |
| Cellules multicristallines | $8.602 \cdot 10^5$ | $3.973 \cdot 10^7$ | $8.441 \cdot 10^5$ (+1.5%) | $3.769 \cdot 10^7$ (+0.8%) |
| Cellules amorphes | $8.547 \cdot 10^5$ | $3.956 \cdot 10^7$ | $8.374 \cdot 10^5$ (+0.8%) | $3.752 \cdot 10^7$ (+0.3%) |

Note : les pourcentages indiquent la différence de performances (économique ou environnementale) du bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul.

La prochaine étape consiste à intégrer les paramètres d'ordre économique et environnemental propres à l'Allemagne. Premièrement, le coût de l'énergie y est plus élevé qu'au Québec : 16.64 € le kW de puissance à facturer et 0.0927 € hors taxes en moyenne le kWh à usage industriel ou commercial (Observatoire de l'énergie, 2007). De plus, les valeurs du taux d'escompte et du taux d'augmentation des coûts de l'énergie sont ajustés, respectivement à 3.40 % (BCE, 2009) et 2.94 % (Eurostat, 2008). Un taux de change de 1.25 est appliqué entre le dollar US [\$] et l'euro [€], correspondant à la valeur moyenne du taux de change sur l'année écoulée. Deuxièmement, l'Allemagne permet le rachat de la production d'électricité PV par le distributeur d'électricité à un prix de 0.574 € /kWh (Porter, 2006). Les coûts initiaux et les impacts environnementaux initiaux du bâtiment et de l'installation PV ne sont pas modifiés, seule l'influence de la phase de fonctionnement est considérée. D'autre part, le mélange de sources d'énergie permettant la production d'électricité est différent du mélange

utilisé au Québec. Ainsi en Allemagne, la répartition est la suivante (ENS, 2008): 43.6 % de charbon, 23.3% de nucléaire, 13 % de gaz naturel. 5 % de pétrole et 15.1% d'hydro. L'efficacité exergétique de l'électricité délivrée à partir de l'hydro, du pétrole, du nucléaire, du charbon et du gaz naturel est respectivement de 0.86, 0.30, 0.26, 0.23 et 0.88 (Zhang, 1995). À partir des données ci-dessus, l'efficacité exergétique de l'électricité délivrée pour l'étude de cas peut être calculée comme suit :

$$\psi = \frac{1}{0.151/0.86 + 0.05/0.30 + 0.233/0.26 + 0.13/0.88 + 0.436/0.23} = 0.27 \quad (5.3)$$

Les facteurs d'émissions de l'électricité délivrée sont calculés à partir du mélange de sources d'énergie produisant l'électricité et des coefficients d'émission dus à la production d'électricité, et ce pour les différentes sources d'énergie utilisées. Les coefficients d'émission dus à la production d'électricité pour les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques, les centrales nucléaires, les centrales au charbon et au gaz naturel sont répertoriés dans le Tableau 5.3. Ainsi, le facteur d'émission en équivalent de CO₂ de l'électricité utilisée dans l'étude de cas peut être calculé comme suit :

$$0.151 \times 4.167 \cdot 10^{-3} + 0.05 \times 2.161 \cdot 10^{-1} + 0.233 \times 4.167 \cdot 10^{-3} + 0.13 \times 1.234 \cdot 10^{-1} + 0.436 \times 2.658 \cdot 10^{-1} = 1.443 \cdot 10^{-1} \text{ [kg/MJ]} \quad (5.4)$$

Les facteurs d'émissions en SO_x et en NO_x sont calculés de la même manière, des valeurs de 7.658 · 10⁻⁴ [kg/MJ] et de 3.819 · 10⁻⁴ [kg/MJ] sont respectivement trouvées.

Après avoir donc ajusté les paramètres géographiques, économiques et environnementaux à la ville de Munich, le système d'optimisation de l'étape 2 est lancé. Cette fois-ci, lorsque tous les paramètres propres à l'Allemagne sont appliqués, le nombre de panneaux converge vers le nombre maximum de panneaux (cf. section 2.3.2) qu'il est possible d'installer sur le toit, soit 230, 240 et 120 panneaux respectivement pour les panneaux à cellules monocristallines, multicristallines et amorphes. Ainsi, pour la première fois, le bâtiment équipé permet

d'atteindre de meilleures performances économique et environnementale par rapport au bâtiment seul. Le Tableau 5.21 compare les performances économique et environnementale du bâtiment seul et du bâtiment équipé en détaillant au fur et à mesure les paramètres modifiés afin d'en étudier l'influence séparément, et ce pour les alternatives de conception (1,0,37,230), (2,0,37,240) et (3,0,37,120). Les pourcentages indiquent l'écart de performance entre le bâtiment seul et le bâtiment équipé. La différence au niveau du nombre maximum de panneaux s'explique par la taille de ces derniers, les panneaux à cellules amorphes étant généralement plus grands que les panneaux à autres types de cellules (comme c'est le cas ici pour le MST 50MV par rapport aux panneaux CS5C 85 M et KC 80) pour compenser leur faible rendement.

La deuxième rangée du Tableau 5.21 montre que le prix de l'électricité en Allemagne, même s'il est supérieur au prix de l'électricité au Québec, ne permet pas au bâtiment équipé d'atteindre un coût économique *LCC* inférieur à celui du bâtiment seul. Les observations suivantes peuvent être faites suite à la prise en compte du prix allemand de l'énergie : le coût total du bâtiment a augmenté de 76% ($1.461 \cdot 10^6$ \$ contre $8.319 \cdot 10^5$ \$) mais l'écart de performance économique entre le bâtiment seul et le bâtiment équipé a diminué : par exemple, le bâtiment équipé de 120 panneaux amorphes possède un *LCC* supérieur de 4.3% au *LCC* du bâtiment seul lorsque l'on prend en compte le coût de l'énergie en vigueur en Allemagne alors que l'écart de performance est de 9.7% (cf. première rangée du Tableau 5.21) lorsque seuls les paramètres géographiques sont modifiés et que donc c'est le prix de l'énergie en vigueur au Québec qui est utilisé.

La troisième rangée du Tableau 5.21, qui prend en compte le coût de rachat de l'électricité d'origine PV à un prix supérieur au tarif du distributeur, fait apparaître pour la première fois une meilleure performance économique pour le bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul, et ce quel que soit le type de cellules. Le coût de rachat a donc une influence certaine sur la rentabilité économique de l'installation. Les panneaux à cellules multicristallines sont ceux qui donnent la meilleure performance économique : le *LCC* du bâtiment équipé est inférieur de 15% par rapport au bâtiment seul contre 14.3% pour les panneaux à cellules

monocristallines et 5.6% pour les panneaux à cellules amorphes. Ceci est dû au fait que la mise en place du coût de rachat rend rentable la production d'électricité d'origine PV; le système favorise alors les panneaux permettant la plus grosse production d'électricité PV soit les panneaux à cellules monocristallines et multicristallines. Puis le choix de panneaux à cellules multicristallines au détriment des panneaux à cellules monocristallines s'explique par le fait que les panneaux à cellules multicristallines sont certes de plus petits producteurs d'électricité (-5.4%) mais ceci est compensé par leur coût économique qui est inférieur de 9.6 %.

La quatrième rangée, qui prend en compte le mélange de sources d'énergie utilisé pour produire l'électricité en Allemagne, fait apparaître pour la première fois une meilleure performance environnementale pour le bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul, et ce quel que soit le type de cellules. L'impact environnemental du bâtiment *LCEI* seul a été multiplié par plus de 3 ($1.186 \cdot 10^8$ MJ contre $3.741 \cdot 10^7$ MJ) entre la première rangée du tableau qui prend en compte le mélange de sources d'énergie utilisé au Québec et la quatrième rangée qui prend en compte le mélange de sources d'énergie utilisé en Allemagne. Ceci est dû au fait qu'une grande proportion de l'électricité vient de sources d'énergie beaucoup plus polluantes (charbon à 44%) que les sources d'énergie utilisées au Québec (hydro à 96%), ce qui implique des facteurs d'émission plus élevés et une efficacité exergétique plus faible pour l'électricité produite à Munich par rapport à celle produite à Montréal. Les panneaux à cellules multicristallines sont ceux qui donnent la meilleure performance environnementale : le *LCEI* du bâtiment équipé est inférieur de 2.5 % par rapport au bâtiment seul, contre 1.6 % pour les panneaux à cellules monocristallines et 1.5 % pour les panneaux à cellules amorphes. A nombre de panneaux égal, le système aurait favorisé les panneaux à cellules amorphes car l'impact environnemental des panneaux à cellules multicristallines est 80% plus élevé que celui des panneaux à cellules amorphes et que les panneaux à cellules multicristallines produisent 58 % d'électricité de plus que les panneaux à cellules amorphes. Cependant, le nombre de panneaux maximum qu'il est possible d'installer sur le toit a une influence. Les panneaux à cellules amorphes ont un plus petit rendement et sont plus grands, ainsi lorsque le toit est rempli de panneaux à cellules

amorphes, la production du champ est trois fois inférieure à la production d'un champ qui serait rempli uniquement de panneaux à cellules multicristallines : 120 panneaux à cellules amorphes produisant chacun 55.06 kWh par an donne une production annuelle totale de $120 \times 55.06 = 6\,607$ kWh alors que 240 panneaux à cellules multicristallines produisant chacun 86.58 kWh par an donne une production annuelle totale de $240 \times 86.58 = 20\,779$ kWh. Or étant donné qu'à Munich, un kWh produit de manière PV possède un plus petit impact environnemental qu'un kWh produit de manière conventionnelle, le système favorise le plus gros producteur d'électricité d'origine PV, d'où le non-choix des panneaux à cellules amorphes. Puis le choix de panneaux à cellules multicristallines au détriment de panneaux à cellules monocristallines s'explique par le fait que les panneaux à cellules multicristallines sont certes de plus petits producteurs d'électricité (-5.4%) mais ceci est compensé par leur impact environnemental qui est inférieur de 14.5 %.

Enfin, la cinquième rangée du Tableau 5.21, qui prend en compte tous les paramètres modifiés, nous permet de résumer la situation : les coûts de rachat de l'électricité d'origine PV en vigueur en Allemagne, combiné au mélange de sources d'énergie qui y est utilisé pour produire l'électricité, permettent au bâtiment équipé d'atteindre de meilleures performances que celles du bâtiment seul. Les meilleures performances, que ce soit au niveau environnemental ou économique, sont obtenues pour un nombre maximal (i.e. 240) de panneaux à cellules multicristallines installés avec une pente de 37 degrés et un azimut de 0 degré (soit alternative de conception 2,0,37,240) : cette alternative est identifiée par un * à droite du Tableau 5.21.

Tableau 5.21 Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour la ville de Munich en fonction du type de cellules et des paramètres modifiés

| Paramètres modifiés | Bâtiment seul Munich | | Bâtiment équipé Munich | | |
|---|----------------------|--------------------|------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | <i>LCC</i> [\$] | <i>LCEI</i> [MJ] | Type de cellules | <i>LCC</i> [\$] | <i>LCEI</i> [MJ] |
| (1): Latitude, Radiations et Températures | $8.319 \cdot 10^5$ | $3.741 \cdot 10^7$ | Mono. | $1.142 \cdot 10^6$ (+37.2%) | $4.551 \cdot 10^7$ (+21.6%) |
| | | | Multi. | $1.125 \cdot 10^6$ (+35.3%) | $4.425 \cdot 10^7$ (+18.3%) |
| | | | Amorphes | $9.126 \cdot 10^5$ (+9.7%) | $3.875 \cdot 10^7$ (+3.6%) |
| (1) et (2) : Coût de l'énergie | $1.461 \cdot 10^6$ | $3.741 \cdot 10^7$ | Mono. | $1.714 \cdot 10^6$ (+17.3%) | $4.551 \cdot 10^7$ |
| | | | Multi. | $1.699 \cdot 10^6$ (+16.2%) | $4.425 \cdot 10^7$ |
| | | | Amorphes | $1.524 \cdot 10^6$ (+4.3%) | $3.875 \cdot 10^7$ |
| (1), (2) et (3) : Rachat de l'électricité | $1.461 \cdot 10^6$ | $3.741 \cdot 10^7$ | Mono. | $1.253 \cdot 10^6$ (-14.3%) | $4.551 \cdot 10^7$ |
| | | | Multi. | $1.242 \cdot 10^6$ (-15.0%) | $4.425 \cdot 10^7$ |
| | | | Amorphes | $1.379 \cdot 10^6$ (-5.6%) | $3.875 \cdot 10^7$ |
| (1) et (4) : Mélange de sources d'énergie | $8.319 \cdot 10^5$ | $1.186 \cdot 10^8$ | Mono. | $1.142 \cdot 10^6$ | $1.168 \cdot 10^8$ (-1.6%) |
| | | | Multi. | $1.125 \cdot 10^6$ | $1.157 \cdot 10^8$ (-2.5%) |
| | | | Amorphes | $9.126 \cdot 10^5$ | $1.169 \cdot 10^8$ (-1.5%) |
| (1), (2), (3) et (4) | $1.461 \cdot 10^6$ | $1.186 \cdot 10^8$ | Mono. | $1.253 \cdot 10^6$ | $1.168 \cdot 10^8$ |
| | | | Multi. | $1.242 \cdot 10^6$ | $1.157 \cdot 10^8$ |
| | | | Amorphes | $1.379 \cdot 10^6$ | $1.169 \cdot 10^8$ |

Note : les pourcentages indiquent la différence de performances (économique ou environnementale) du bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul.

5.3.3 Application en France

Par rapport au cas de base de Montréal, dans un premier temps, seuls les paramètres géographiques (radiations, latitude et températures) sont ajustés à la ville de Bordeaux (données EnergyPlus (US DOE, 2008)), ville choisie en France car ayant la latitude la plus

proche de Montréal. Les résultats du système d'optimisation de l'étape 2 (cf. section 3.2.2) permettent de dégager des solutions optimales. Le système a dégagé les meilleures performances environnementales et économiques pour un nombre de panneaux nul. S'il est demandé au système de sélectionner au moins un panneau, la pente de l'installation PV converge vers une valeur de 37 degrés (par rapport à l'horizontale) et l'azimut converge vers une valeur de 0 degré (orientation plein sud), ce qui était attendu pour la pente étant donné que les latitudes de Montréal et de Bordeaux sont très proches.

Le Tableau 5.22 fait apparaître la production d'électricité PV [kWh/an] pour un panneau de chaque type de cellules à Montréal et à Bordeaux, pour une pente de 37 degrés et un azimut de 0 degré. Il est à noter que, comme le montre le Tableau 5.22, la production PV à Bordeaux est environ 6% inférieure à la production à Montréal (les radiations y sont plus faibles qu'à Montréal ce qui diminue la quantité de radiations reçues par les panneaux, et les températures y sont plus élevées ce qui diminue le rendement de la cellule PV, les températures ayant cependant moins d'influence que les radiations).

Tableau 5.22 Comparaison de la production d'électricité PV [kWh/an] pour un panneau de chaque type de cellules pour Montréal et Bordeaux après ajustements géographiques; pente : 37 degrés, azimut : 0 degré

| Type de cellules | Cas de base : Montréal | Bordeaux |
|--------------------------|------------------------|----------|
| Monocristallines | 106.03 | 100.81 |
| Multicristallines | 100.02 | 95.31 |
| Amorphes | 63.855 | 59.82 |

Le Tableau 5.23 fait apparaître les performances économique et environnementale du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour la ville de Bordeaux après ajustements géographiques et pour la ville de Montréal, et ce pour les alternatives de conception (1,0,37,10), (2,0,37,10) , (3,0,37,10). Les pourcentages indiquent la différence entre la performance du bâtiment seul et du bâtiment équipé. Comme le montre le Tableau 5.23, le bâtiment seul possède toujours de meilleures performances économique et environnementale

par rapport au bâtiment équipé quel que soit le type de cellules. Par exemple, le bâtiment équipé à Bordeaux de 10 panneaux à cellules monocristallines possède un *LCC* et un *LCEI* supérieurs respectivement de 1.6 % et 0.9%, écart de performance très proche de celui trouvé au Tableau 5.16 pour Montréal : 1.6% et 0.8%.

Les températures étant plus élevées à Bordeaux par rapport à Montréal, les charges en chauffage sont moins élevées ce explique que le coût économique *LCC* et l'impact environnemental *LCEI* soient inférieurs à Bordeaux ($8.211 \cdot 10^5$ et $3.617 \cdot 10^7$) par rapport à Montréal ($8.481 \cdot 10^5$ et $3.947 \cdot 10^7$). Le constat concernant le type de cellules est le même qu'à Montréal, les panneaux à cellules amorphes sont considérés par le système comme les moins néfastes puisque leur coût économique et leur impact environnemental sont inférieurs à ceux des panneaux à cellules monocristallines et multicristallines.

Il est ainsi constaté que les changements géographiques ont peu d'influence sur les performances du bâtiment équipé. Ainsi, le bâtiment seul possède toujours une meilleure performance économique et environnementale par rapport au bâtiment équipé et l'écart de performance entre le bâtiment seul et le bâtiment équipé a très peu varié par rapport à Montréal.

Tableau 5.23 Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé en fonction du type de cellules pour les villes de Bordeaux après ajustements géographiques et de Montréal

| | Cas de base : Montréal | | Bordeaux | |
|-----------------------------------|------------------------|--------------------|----------------------------|----------------------------|
| | <i>LCC</i> [\$] | <i>LCEI</i> [MJ] | <i>LCC</i> [\$] | <i>LCEI</i> [MJ] |
| Bâtiment seul | $8.481 \cdot 10^5$ | $3.947 \cdot 10^7$ | $8.211 \cdot 10^5$ | $3.617 \cdot 10^7$ |
| Cellules monocristallines | $8.614 \cdot 10^5$ | $3.979 \cdot 10^7$ | $8.344 \cdot 10^5$ (+1.6%) | $3.650 \cdot 10^7$ (+0.9%) |
| Cellules multicristallines | $8.602 \cdot 10^5$ | $3.973 \cdot 10^7$ | $8.332 \cdot 10^5$ (+1.5%) | $3.643 \cdot 10^7$ (+0.8%) |
| Cellules amorphes | $8.535 \cdot 10^5$ | $3.956 \cdot 10^7$ | $8.278 \cdot 10^5$ (+0.8%) | $3.623 \cdot 10^7$ (+0.3%) |

Note : les pourcentages indiquent la différence de performances (économique ou environnementale) du bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul.

La prochaine étape consiste à intégrer les paramètres d'ordre économique et environnementaux propres à la France. Premièrement, le coût de l'énergie y est un peu plus élevé qu'au Québec : 0.064 € hors taxes en moyenne le kWh à usage industriel avec un coût 17.28 € par kW (EDF, 2008). De plus, les valeurs du taux d'escompte et du taux d'augmentation des coûts de l'énergie sont ajustés, respectivement à 3.40 % (BCE, 2009) et 2.43 % (Eurostat, 2008). Deuxièmement, la France permet le rachat de la production PV par le distributeur d'électricité à un prix de 0.55 € /kWh (France, 2006). Des crédits d'impôt pouvant aller jusqu'à 50% de la valeur de l'installation PV sont également applicables à certains bâtiments équipés d'installation PV, mais pas aux bâtiments commerciaux/institutionnels. Les coûts initiaux et les impacts environnementaux du bâtiment et de l'installation PV ne sont pas modifiés, seule l'influence de la phase de fonctionnement est ici considérée. D'autre part, le mélange de sources d'énergie permettant la production d'électricité est différent du mélange utilisé au Québec. Ainsi en France, la répartition est la suivante (Observatoire de l'énergie, 2008): 5.0 % de charbon, 77.1% de nucléaire, 4.7 % de

gaz naturel, 1.2 % du pétrole et 12 % d'origine hydro. L'efficacité exergetique de l'électricité produite délivrée à partir de l'hydro, du pétrole et du nucléaire est respectivement de 0.86, 0.30, 0.26, 0.23 et 0.88 (Zhang, 1995). À partir des données ci-dessus, l'efficacité exergetique de l'électricité délivrée pour l'étude de cas peut être calculée comme suit :

$$\psi = \frac{1}{0.12 / 0.86 + 0.012 / 0.30 + 0.771 / 0.26 + 0.05 / 0.23 + 0.047 / 0.88} = 0.30 \quad (5.5)$$

Les facteurs d'émissions de l'électricité délivrée sont calculés à partir du mélange de sources d'énergie produisant l'électricité et des coefficients d'émission dus à la production d'électricité, et ce pour les différentes sources d'énergie utilisées. Les coefficients d'émission dus à la production d'électricité pour les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques, les centrales nucléaires les centrales au charbon et au gaz naturel sont répertoriés dans le Tableau 5.3. Ainsi, le facteur d'émission en équivalent de CO₂ de l'électricité utilisée dans l'étude de cas peut être calculé comme suit :

$$0.12 \times 4.167 \cdot 10^{-3} + 0.012 \times 2.161 \cdot 10^{-1} + 0.771 \times 4.167 \cdot 10^{-3} + 0.047 \times 1.234 \cdot 10^{-1} + 0.05 \times 2.658 \cdot 10^{-1} = 2.539 \cdot 10^{-2} \text{ [kg / MJ]} \quad (5.6)$$

Les facteurs d'émissions en SO_x et en NO_x sont calculés de la même manière, des valeurs de $1.054 \cdot 10^{-4}$ [kg/MJ] et de $5.399 \cdot 10^{-5}$ [kg/MJ] sont respectivement trouvées.

Après avoir donc ajusté les paramètres géographiques, économiques et environnementaux à la ville de Bordeaux, le système d'optimisation de l'étape 2 est lancé. Lorsque tous les paramètres propres à la France sont appliqués, le système n'a pu dégager un nombre idéal de panneaux. Le Tableau 5.24 compare les performances économique et environnementale du bâtiment seul et du bâtiment équipé en détaillant au fur et à mesure les paramètres modifiés afin d'en étudier l'influence séparément; et ce pour les alternatives de conception (1,0,37,10), (2,0,37,10) , (3,0,37,10), Les pourcentages indiquent l'écart de performance entre le bâtiment équipé et le bâtiment seul.

Tableau 5.24 Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour la ville de Bordeaux en fonction du type de cellules et des paramètres modifiés

| Paramètres modifiés | Bâtiment seul Bordeaux | | Bâtiment équipé Bordeaux | | |
|--|---------------------------|--------------------|--------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | <i>LCC</i> [\$] | <i>LCEI</i> [MJ] | Type de cellules | <i>LCC</i> [\$] | <i>LCEI</i> [MJ] |
| (1) : Latitude, Radiations et Températures | $8.211 \cdot 10^5$ | $3.617 \cdot 10^7$ | Mono. | $8.344 \cdot 10^5$ (+1.6%) | $3.650 \cdot 10^7$ |
| | | | Multi. | $8.332 \cdot 10^5$ (+1.5%) | $3.643 \cdot 10^7$ |
| | | | Amorphes | $8.278 \cdot 10^5$ (+0.8%) | $3.627 \cdot 10^7$ |
| (1) et (2) : Coût de l'énergie | $1.147 \cdot 10^6$ | $3.617 \cdot 10^7$ | Mono. | $1.159 \cdot 10^6$ (+1.1%) | $3.650 \cdot 10^7$ |
| | | | Multi. | $1.158 \cdot 10^6$ (+1.0%) | $3.643 \cdot 10^7$ |
| | | | Amorphes | $1.153 \cdot 10^6$ (+0.5%) | $3.627 \cdot 10^7$ |
| (1), (2) et (3) : Rachat de l'électricité | $1.147 \cdot 10^6$ | $3.617 \cdot 10^7$ | Mono. | $1.139 \cdot 10^6$ (-0.7%) | $3.650 \cdot 10^7$ |
| | | | Multi. | $1.139 \cdot 10^6$ (-0.7%) | $3.643 \cdot 10^7$ |
| | | | Amorphes | $1.141 \cdot 10^6$ (-0.5%) | $3.627 \cdot 10^7$ |
| (1) et (4) : Mélange de sources d'énergie | $8.211 \cdot 10^5$ | $6.386 \cdot 10^7$ | Mono. | $8.344 \cdot 10^5$ | $6.403 \cdot 10^7$ (+0.3%) |
| | | | Multi. | $8.332 \cdot 10^5$ | $6.397 \cdot 10^7$ (+0.2%) |
| | | | Amorphes | $8.278 \cdot 10^5$ | $6.387 \cdot 10^7$ (+0.0%) |
| (1), (2), (3) et (4) | $1.147 \cdot 10^6$ | $6.386 \cdot 10^7$ | Mono. | $1.139 \cdot 10^6$ | $6.403 \cdot 10^7$ |
| | | | Multi. | $1.139 \cdot 10^6$ | $6.397 \cdot 10^7$ |
| | | | Amorphes | $1.141 \cdot 10^6$ | $6.387 \cdot 10^7$ |

Note : les pourcentages indiquent la différence de performances (économique ou environnementale) du bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul.

La deuxième rangée du Tableau 5.24 montre que le prix de l'électricité en France, même s'il est supérieur au prix de l'électricité au Québec, ne permet pas au bâtiment équipé d'atteindre un coût économique *LCC* inférieur à celui du bâtiment seul, constat qui avait déjà été fait pour la ville de Munich. Les observations suivantes peuvent être faites suite à la prise en compte du prix français de l'énergie : le coût total du bâtiment a augmenté de 40 %

($1.147 \cdot 10^6$ \$ contre $8.211 \cdot 10^5$ \$)) mais l'écart de performance économique entre le bâtiment seul et le bâtiment équipé a diminué : par exemple, le bâtiment équipé de 10 panneaux amorphes possède un *LCC* supérieur de 0.5% au *LCC* du bâtiment seul lorsque l'on prend en compte le coût de l'énergie en vigueur en France alors que l'écart de performance est de 0.8% (cf. première rangée du Tableau 5.24) lorsque seuls les paramètres géographiques sont modifiés et que donc c'est le prix de l'énergie en vigueur au Québec qui est appliqué.

La troisième rangée du Tableau 5.24, qui prend en compte le coût de rachat de l'électricité d'origine PV à un prix supérieur au tarif du distributeur, fait apparaître comme pour Munich une meilleure performance économique pour le bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul, et ce quelque soit le type de cellules. Si le *LCC* était considéré comme la seule fonction objective, le système convergerait vers un nombre de panneau maximum. Les panneaux à cellules multicristallines sont de nouveau ceux qui donnent la meilleure performance économique pour les mêmes raisons que pour la ville de Munich à savoir que le système favorise le plus gros producteur d'électricité: le *LCC* du bâtiment seul est supérieur de 0.7% par rapport au bâtiment seul contre 0.7% pour les panneaux à cellules monocristallines et 0.5% pour les panneaux à cellules amorphes.

La quatrième rangée du Tableau 5.24, qui prend en compte le mélange de sources d'énergie utilisé pour produire l'électricité en France, fait apparaître une meilleure performance environnementale pour le bâtiment seul par rapport au bâtiment équipé comme ce qui avait été observé pour la ville de Montréal. Si le *LCEI* était considéré comme la seule fonction objective, le système convergerait vers un nombre de panneau nul. L'impact environnemental du bâtiment seul a été multiplié par près de deux fois ($6.386 \cdot 10^7$ MJ contre $3.617 \cdot 10^7$ MJ) entre la première rangée du Tableau 5.24 qui prenait en compte le mélange de sources d'énergie utilisé au Québec et la quatrième rangée qui prend en compte le mélange de sources d'énergie utilisé en France (pour la ville de Munich, l'impact avait été multiplié par plus de trois fois par rapport à celui de Montréal). L'électricité d'origine nucléaire, qui est la principale source d'énergie utilisée pour produire l'électricité en France (77%), est en effet considérée comme peu polluante par rapport à l'Allemagne. Les coefficients d'émission

sont par exemple plus élevés pour l'hydroélectricité que pour l'énergie nucléaire. De plus, comme les déchets solides ne sont pas considérés dans l'étude, il n'est pas possible d'associer un impact à la production de déchets radioactifs, qui sont le principal problème posé par la production d'électricité à partir du nucléaire. Ainsi, au niveau de l'impact environnemental *LCEI*, le système considère l'énergie d'origine PV comme non rentable du point de vue environnemental et favorise l'utilisation d'électricité conventionnelle comme unique énergie de fonctionnement plutôt que d'utiliser les panneaux PV pour produire une partie de cette énergie. Les panneaux à cellules amorphes sont ceux qui sont considérés par le système comme étant les moins néfastes au niveau de la performance environnementale, leur performance étant quasi équivalente : 0.02% de plus ($6.387 \cdot 10^7$ pour le bâtiment équipé contre $6.386 \cdot 10^7$ pour le bâtiment seul), contre +0.2% pour les panneaux à cellules multicristallines et +0.3% pour les panneaux à cellules monocristallines : ceci est dû au fait que les panneaux à cellules amorphes sont les panneaux possédant le plus faible impact environnemental.

Finalement, la cinquième rangée du Tableau 5.24, qui prend en compte tous les paramètres modifiés, nous permet de résumer la situation : les coûts de rachat de l'électricité d'origine PV en vigueur en France permettent au bâtiment équipé d'atteindre une meilleure performance économique que celle du bâtiment seul alors que c'est le contraire pour la performance environnementale lorsque le mélange de sources d'énergie utilisé pour produire l'électricité est pris en compte. Ainsi, du point de vue économique, le système cherche à mettre le plus de panneaux possibles alors que c'est le contraire du point de vue environnemental. La Figure 5.1 montre l'évolution de la performance environnementale et économique du bâtiment équipé en fonction du type de cellules et du nombre de panneaux. Les trois droites se rejoignent au point correspondant à 0 panneau, puis chaque point de chaque droite correspond à 10, 20, 30...120 panneaux. Ainsi un point correspond à 10 panneaux de plus que le point situé à sa droite (le long de la droite). Lorsque le nombre de panneaux augmente l'impact environnemental du bâtiment augmente beaucoup plus vite pour les panneaux à cellules monocristallines et multicristallines que pour les panneaux à cellules amorphes. Ceci se traduit sur la figure par le fait que la droite pour les panneaux amorphes

semble être horizontale alors qu'elle est inclinée pour les deux autres types de cellules. D'autre part, la performance économique de l'installation est moins satisfaisante pour les panneaux à cellules amorphes que pour les deux autres types de panneaux (ce qui se traduit sur la figure par le fait que les points correspondant à 120 panneaux sont plus à gauche du graphique pour les panneaux à cellules monocristallines et à cellules multicristallines que pour les panneaux amorphes). Cependant, l'écart de performance environnementale entre les panneaux à cellules amorphes et les autres panneaux est plus important que l'écart de performance économique : les différents points correspondant à 120 panneaux sont plus éloignés verticalement qu'horizontalement. Les panneaux à cellules amorphes sont ainsi ceux qui fourniront dans l'ensemble les meilleures performances. La performance économique sera certes moins bonne que ce qu'elle aurait été si les panneaux à cellules monocristallines ou multicristallines avaient été utilisés mais la performance globale est beaucoup plus équilibrée. Les performances les plus équilibrées sont donc obtenues pour un nombre maximal (i.e. 120) de panneaux à cellules amorphes installés avec une pente de 37 degrés et un azimut de 0 degré (soit l'alternative de conception 3,0,37,120) : cette alternative est encerclée sur la Figure 5.1.

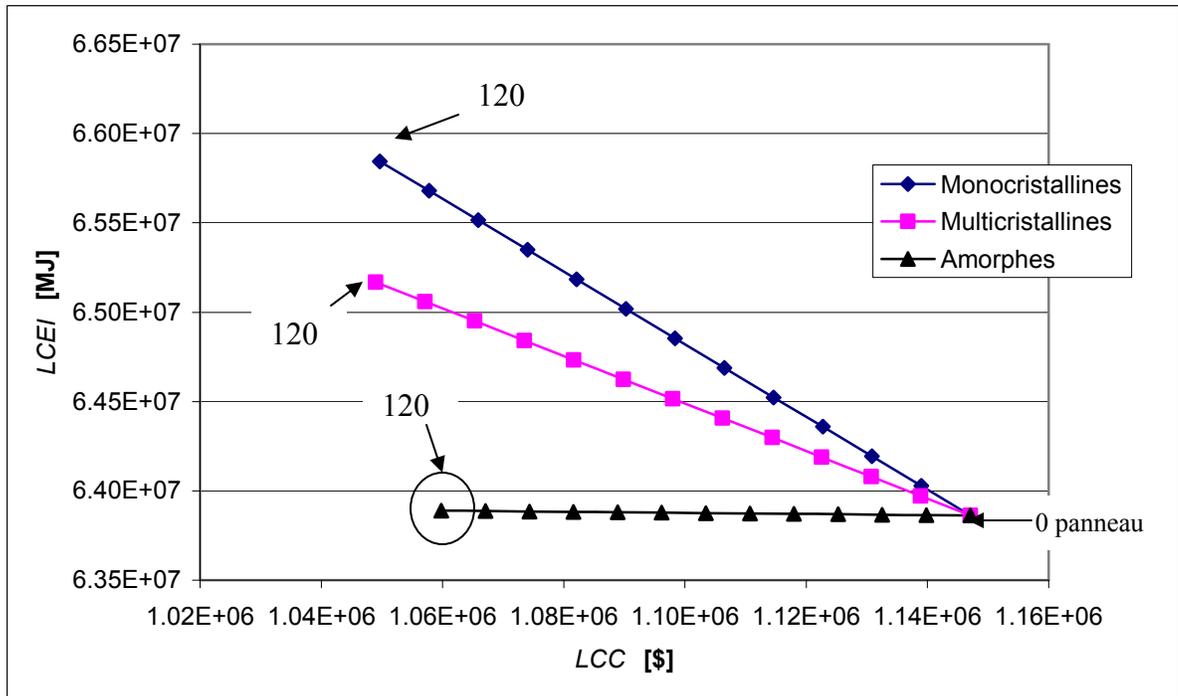


Figure 5.1 Évolution du LCC et du LCEI en fonction du nombre de panneaux et du type de cellules à Bordeaux.

5.4 Retour sur le cas de Montréal

Après avoir constaté que les caractéristiques de certains pays comme l'Allemagne permettent au bâtiment équipé d'atteindre une meilleure performance par rapport au bâtiment seul des points de vue environnemental et économique, nous allons imaginer quelles pourraient être les performances du bâtiment équipé à Montréal si certaines caractéristiques propres à l'Allemagne étaient copiées.

Le Tableau 5.25 présente la comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé en fonction des paramètres modifiés pour les alternatives de conception (1,0,37,230), (2,0,37,240), (3,0,37,120), les pourcentages indiquent l'écart de performance entre le bâtiment équipé et le bâtiment seul. Par exemple, le Tableau 5.25 compare dans la première rangée la performance du bâtiment équipé et du bâtiment seul si le prix de l'électricité en vigueur en Allemagne était appliqué, puis dans la deuxième rangée si le coût de rachat de

l'électricité en vigueur en Allemagne était appliqué. La troisième rangée correspond au cas hypothétique où le mélange de sources d'énergie en vigueur en Allemagne serait appliqué.

Tableau 5.25 Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour la ville de Montréal en fonction du type de cellules et des paramètres modifiés caractéristiques de l'Allemagne (Munich)

| Paramètres modifiés de l'Allemagne | Bâtiment seul | | Bâtiment équipé | | |
|--------------------------------------|--------------------|--------------------|------------------|-----------------------------|----------------------------|
| | LCC [\$] | LCEI [MJ] | Type de cellules | LCC [\$] | LCEI [MJ] |
| (2) : Coût de l'énergie | $1.507 \cdot 10^6$ | $3.947 \cdot 10^7$ | Mono. | $1.745 \cdot 10^6$ (+15.8%) | $4.692 \cdot 10^7$ |
| | | | Multi. | $1.730 \cdot 10^6$ (+14.8%) | $4.570 \cdot 10^7$ |
| | | | Amorphes | $1.565 \cdot 10^6$ (+3.9) | $4.061 \cdot 10^7$ |
| (2) et (3) : Rachat de l'électricité | $1.507 \cdot 10^6$ | $3.947 \cdot 10^7$ | Mono. | $1.209 \cdot 10^6$ (-19.8%) | $4.692 \cdot 10^7$ |
| | | | Multi. | $1.203 \cdot 10^6$ (-20.2%) | $4.570 \cdot 10^7$ |
| | | | Amorphes | $1.397 \cdot 10^6$ (-7.3%) | $4.061 \cdot 10^7$ |
| (4) : Mélange de sources d'énergie | $8.481 \cdot 10^5$ | $1.258 \cdot 10^8$ | Mono. | $1.153 \cdot 10^6$ (+36.0%) | $1.217 \cdot 10^8$ (-3.2%) |
| | | | Multi. | $1.137 \cdot 10^6$ (+34.1%) | $1.207 \cdot 10^8$ (-4.1%) |
| | | | Amorphes | $9.272 \cdot 10^5$ (+9.3%) | $1.233 \cdot 10^8$ (-2.0%) |
| (2), (3) et (4) | $1.507 \cdot 10^6$ | $1.258 \cdot 10^8$ | Mono. | $1.209 \cdot 10^6$ | $1.217 \cdot 10^8$ |
| | | | Multi. | $1.203 \cdot 10^6$ | $1.207 \cdot 10^8$ |
| | | | Amorphes | $1.397 \cdot 10^6$ | $1.233 \cdot 10^8$ |

Note : les pourcentages indiquent la différence de performances (économique ou environnementale) du bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul.

Pour chaque paramètre modifié, le constat qui avait été fait pour la ville de Munich s'applique également à la ville de Montréal. Ainsi la première rangée du Tableau 5.25 nous montre que le coût de l'énergie allemand, bien que plus important que le coût en vigueur au Québec, ne permet pas au bâtiment équipé d'atteindre une meilleure performance

économique que le bâtiment seul. Par exemple, le bâtiment équipé de 240 panneaux à cellules multicristallines possède un *LCC* supérieur de 14.8 % par rapport au bâtiment seul. Les deuxièmes et troisièmes rangés nous montre que le coût de rachat et le mélange de sources d'énergie en vigueur en Allemagne permettent au bâtiment équipé d'atteindre de meilleures performances respectivement économique et environnementale que le bâtiment seul. Par exemple, le bâtiment équipé de 240 panneaux à cellules multicristallines possède un *LCC* inférieur de 20.2 % par rapport au bâtiment seul lorsque le coût de rachat de l'électricité allemand est pris en compte. Lorsque le mélange de sources d'énergie en vigueur en Allemagne est utilisé, le bâtiment équipé de 240 panneaux à cellules multicristallines possède un *LCEI* inférieur de 4.1 % par rapport au bâtiment seul. Le fait que les résultats soient similaires à Montréal et à Munich était attendu : en effet, si tous les paramètres économiques et environnementaux de l'Allemagne sont appliqués à la ville de Montréal, les seules différences subsistant sont les paramètres géographiques (latitude, radiations, températures). Or, le Tableau 5.20 a montré que les ajustements géographiques avaient peu d'influence sur les performances économiques et environnementale du bâtiment, il est donc normal que des résultats similaires soient trouvés : l'alternative de conception donnant les meilleures résultats sera, comme pour la ville de Munich, l'alternative (2,0,37,230). Lorsque l'on compare les performances entre le Tableau 5.25 et la Tableau 5.21, la performance est toujours légèrement meilleure pour la ville de Montréal que pour la ville de Munich, que ce soit au niveau environnemental ou économique. Par exemple avec seulement le coût de l'énergie modifié, le bâtiment équipé de panneaux à cellules amorphes à Montréal a un coût supérieur de 3.9% (cf. Tableau 5.25) au coût du bâtiment seul, alors que le bâtiment équipé de panneaux à cellules amorphes à Munich a un coût supérieur de 4.3% (cf. Tableau 5.21) au coût du bâtiment seul. Ce léger écart est principalement dû à la différence de production électrique des panneaux PV entre les deux villes : production supérieure de 16% en moyenne pour Montréal.

5.5 Autres indicateurs de performance

La section suivante propose de comparer les performances de l'installation PV en fonction du pays d'implantation selon d'autres indicateurs, à savoir la période de retour environnementale (ou « energy payback time », EPT) et la période de retour économique (ou « cost payback time », CPT). Ces deux indicateurs, qui concernent la performance de l'installation PV seule (sans le bâtiment) correspondent respectivement à la durée au bout de laquelle l'installation PV aura produit autant d'énergie que sa fabrication n'en a nécessité et à la durée au bout de laquelle l'installation PV aura permis d'économiser autant d'argent que sa fabrication n'en a coûté. En terme d'équation, le EPT [années] peut être exprimé ainsi, avec $LCEI_{PV}$ [MJ] représentant l'impact environnemental des panneaux PV et $E_{PV\text{ ann}}$ [MJ/an] représentant la production d'électricité PV annuelle :

$$EPT = \frac{LCEI_{PV}}{E_{PV\text{ ann}}} \quad (5.7)$$

A noter que c'est l'impact environnemental initial et non l'impact environnemental sur le cycle de vie ($LCEI_{PV}$) qui devrait être utilisé dans l'équation 5.7, puisque la définition du EPT fait référence à la fabrication seulement (et donc exclut la phase de fonctionnement) : cependant, comme l'installation PV ne possède pas d'impact environnemental d'opération, le terme $LCEI_{PV}$ est égal à l'impact environnemental initial et peut donc être directement utilisé.

Le CPT [années] peut lui être exprimé en fonction du coût initial (CI) [\$] de fabrication et pose de l'installation PV, du coût de l'énergie CE [\$/MJ] et de E_{PV} [MJ/an], la production annuelle d'électricité d'origine PV.

$$CPT = \frac{CI}{CE \times E_{PV\text{ ann}}} \quad (5.8)$$

La Figure 5.2 et la Figure 5.3 présentent respectivement le *EPT* et le *CPT* pour un panneau de chaque type installé à Montréal, Munich et Bordeaux avec une pente de 37 degrés et à Montréal avec les radiations de Mexico et une pente de 17 degrés; un azimut de 0 degré est utilisé pour toutes les villes.

La période de retour environnementale (*EPT*) est définie comme l'impact environnemental divisé par la production annuelle, or l'impact environnemental est supposé le même pour les quatre villes considérées, donc seule la production d'électricité PV va influencer la période de retour environnementale. Ainsi, par rapport à Montréal (cf. Figure 5.2), la valeur de E_{PV} a été multipliée par respectivement 1.4, 0.86 et 1.05 pour les villes de Montréal avec les radiations de Mexico, Munich et Bordeaux, donc les périodes de retour environnementales évoluent inversement. Concernant le type de cellules, les panneaux à cellules amorphes sont ceux qui fournissent les périodes de retour environnementales les plus faibles parce que, même si un panneau produit environ 1.6 fois moins qu'un panneau à cellules multicristallines, son impact environnemental est 2.1 fois inférieur (cf. Figure 5.2). La meilleure période de retour environnementale est obtenue pour les panneaux à cellules amorphes installés à Montréal en considérant les radiations de Mexico : 34 années ce qui est supérieur à la durée de vie réelle de l'installation PV (25 années).

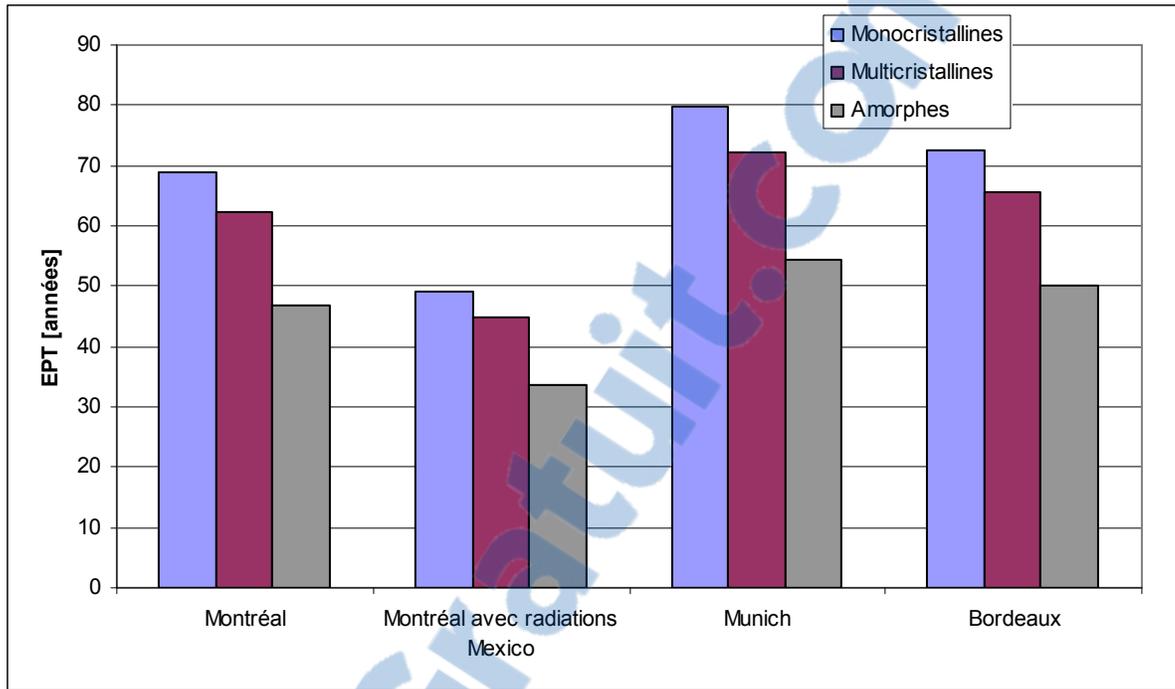


Figure 5.2 Évolution du *EPT* [années] en fonction de la localisation de l'installation et du type de cellules.

La Figure 5.3 fait apparaître l'influence du coût de l'énergie : en effet, le coût initial étant supposé le même pour les quatre villes considérées, seul le coût de l'énergie va influencer la période de retour économique. Dans un premier temps, on peut observer que le coût de l'énergie, plus important à Munich qu'à Montréal, permet à l'installation PV située à Munich d'atteindre une période de retour de 59 ans pour les panneaux à cellules amorphes contre 132 pour Montréal. Puis, pour les villes de Munich et de Bordeaux, le coût de rachat de l'électricité PV est considéré dans le calcul du *CPT* à la place du coût de l'énergie conventionnelle. Comme le coût de rachat est bien supérieur au coût de l'énergie conventionnelle (par exemple 6 fois supérieur en Allemagne), le *CPT* va considérablement diminuer : celle-ci va par exemple passer, pour les panneaux à cellules amorphes, à 10 ans à Munich et à 9 ans à Bordeaux (cf. Figure 5.3). Pour la première fois, la période de retour économique est inférieure à la durée de vie réelle de l'installation PV. Un coût de rachat de l'électricité d'origine PV incitatif permet ainsi d'atteindre une bonne rentabilité économique puisque l'installation devrait avoir été rentabilisée au bout de 10 ans alors que sa durée de vie

réelle est de 25 années. Concernant le type de cellules, les panneaux à cellules amorphes sont toujours ceux qui fournissent les périodes de retour économiques les plus faibles parce que, même si un panneau produit environ 1.6 fois moins qu'un panneau à cellules multicristallines, son coût est 1.8 fois inférieur (cf. Figure 5.3).

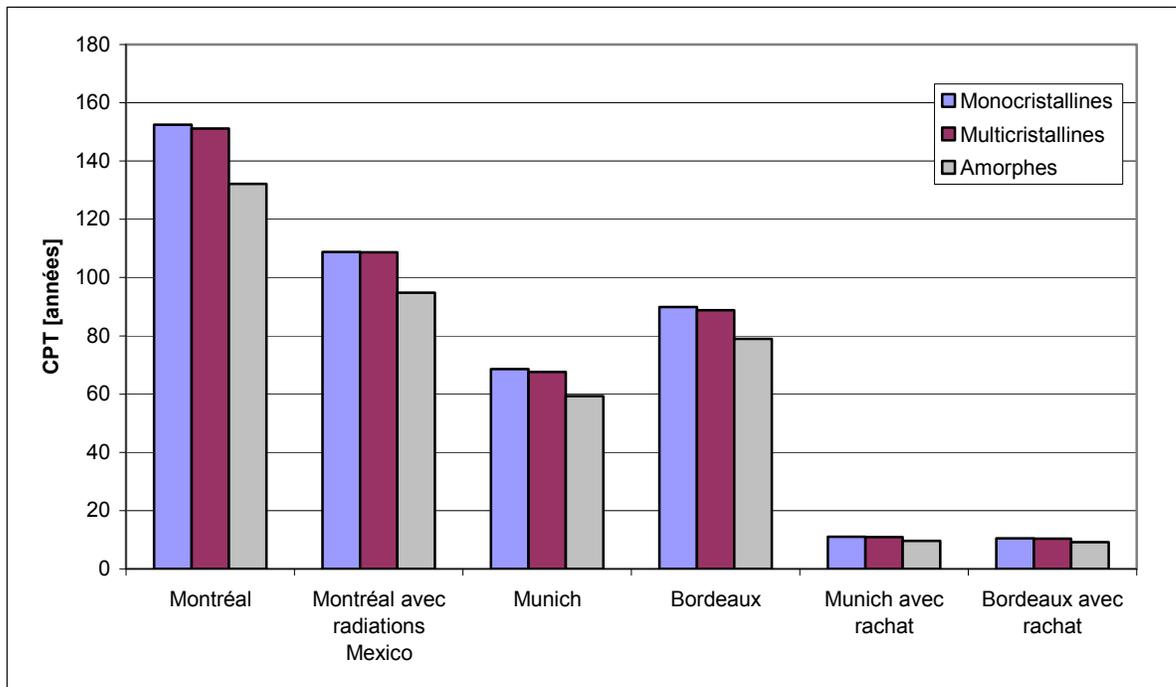


Figure 5.3 Évolution du *CPT* [années] en fonction de la localisation de l'installation et du type de cellules.

La Figure 5.4 présente la répartition de la période de retour environnementale en fonction du type de panneaux. La part de l'exergie due à la consommation de ressources fossiles (ou énergie induite) représente respectivement 68%, 67% et 68% de l'exergie totale pour les panneaux à cellules monocristallines, multicristallines et amorphes. La part de l'exergie due à la consommation de matériaux non fossiles est respectivement de 12%, 13%, et 12%, et la part de l'exergie d'« abattement » est de 20% pour les trois types de cellules. A titre informatif, l'ANNEXE VI et l'ANNEXE VI, présentent respectivement la répartition de la période de retour économique et de la période de retour environnementale en fonction des différents composants de l'installation PV (onduleur, panneaux, structure et câblage).

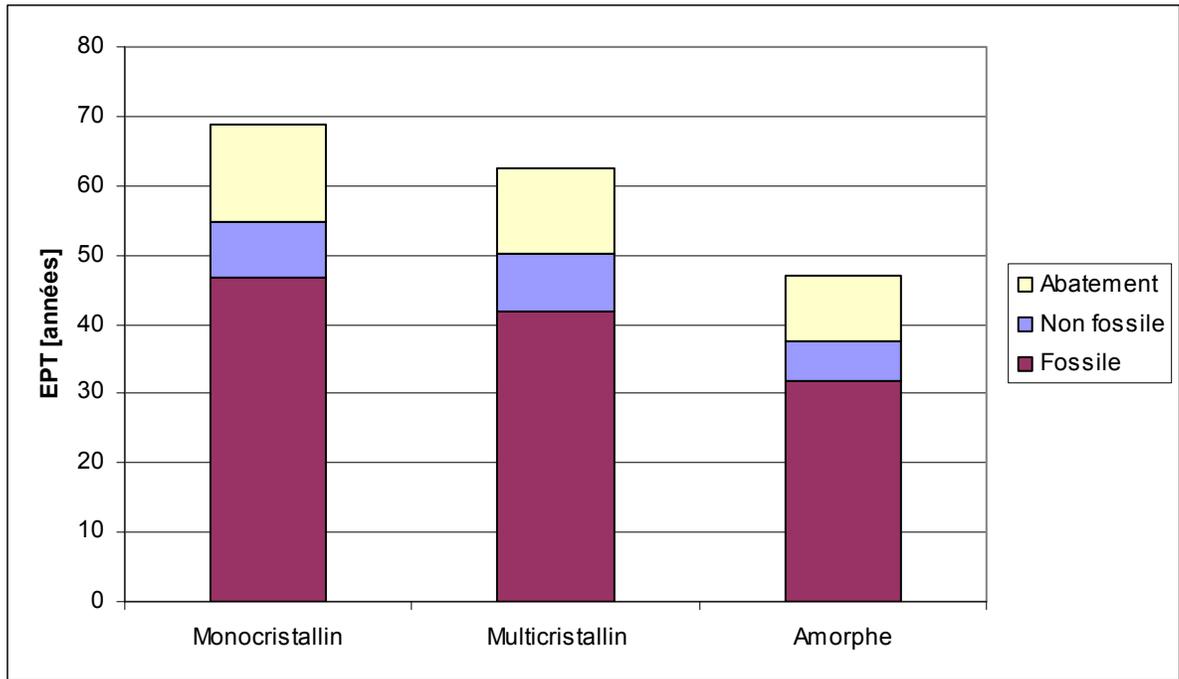


Figure 5.4 Répartition du *EPT* [années] en fonction du type de cellules, détails par composants de l'installation PV.

5.6 Résumé

Le système d'optimisation BPV a été tout d'abord mis à l'essai pour la ville de Montréal. Après avoir choisi les caractéristiques du bâtiment seul qui resteront fixes par la suite, le système d'optimisation de la performance du bâtiment équipé est lancé. Le Tableau 5.26 compare les performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé pour 10 panneaux en fonction des villes étudiées et du type de cellules. Le nombre de panneaux fixe permet de mesurer seulement l'influence du type de cellules et de la ville sélectionnée. Pour la ville de Montréal, le système aboutit à un nombre idéal de panneau nul. Ainsi, quel que soit le nombre ou le type de panneaux installés, les performances économique et environnementale du bâtiment seul seront toujours meilleures que la performance du bâtiment équipé (cf. rangée (1) du Tableau 5.26). Nous nous sommes demandés dans un premier temps si ce n'était pas les radiations trop faibles à Montréal qui rendent impossible cette rentabilité et avons donc utilisé les radiations reçues à Mexico plutôt que celles reçues à Montréal. La

production d'électricité PV a certes augmenté de 40 % mais le bâtiment seul possède toujours de meilleures performances que le bâtiment équipé (cf. rangée (2) du Tableau 5.26). L'étape suivante a donc consisté à étudier l'influence des paramètres économiques et environnementaux. Le bâtiment a ainsi été déplacé vers la ville de Munich, en Allemagne. Le coût élevé de l'énergie, combiné au fait que l'Allemagne autorise le rachat de l'électricité d'origine PV à un prix plus de 6 fois supérieur au prix conventionnel de l'électricité, permet la mise en place d'une installation rentable économiquement. D'autre part, l'électricité produite en Allemagne, beaucoup plus polluante et beaucoup moins efficace qu'au Québec, permet la mise en place d'une installation PV rentable environnementalement (cf. rangée (3) du Tableau 5.26). Ensuite, le bâtiment a été déplacé vers la ville de Bordeaux, en France. Les paramètres économiques étant proches des paramètres économiques allemands, des résultats similaires sont trouvés, soit une rentabilité économique de l'installation PV. En revanche, du point de vue environnemental, le nucléaire étant considéré comme une énergie peu polluante selon les critères considérés, l'installation PV n'est pas rentable environnementalement en France (cf. rangée (4) du Tableau 5.26) sauf pour les panneaux à cellules amorphes où la performance environnementale du bâtiment équipé est équivalente à celle du bâtiment seul.

Enfin, c'est le très faible coût de l'énergie, combiné au fait que le gouvernement n'a pas mis en place un système de rachat de l'électricité PV à un tarif supérieur au tarif de l'électricité conventionnelle, qui rend impossible la mise en place d'une installation PV rentable économiquement. D'autre part, c'est la très grande propreté et efficacité de l'électricité produite au Québec rend impossible la mise en place d'une installation PV rentable d'un point de vue environnemental. Il a ainsi été vérifié que si le gouvernement du Québec mettait en place des incitatifs économiques similaires à ceux en vigueur en Allemagne, l'installation PV deviendrait rentable économiquement. De même, dans le cas hypothétique où le mélange de sources d'énergie produisant l'électricité était le même mélange qu'en Allemagne, l'installation PV deviendrait rentable environnementalement (cf. rangée (5) du Tableau 5.26).

Concernant le type de cellules, les panneaux à cellules amorphes sont à privilégier lorsque l'installation PV n'est pas rentable puisque leur impact environnemental et leur coût sont inférieurs à ceux des autres types de cellules. En revanche, lorsque l'installation PV est rentable, les panneaux à cellules multicristallines sont généralement les plus avantageux.

Le Tableau 5.27 résume les résultats du système d'optimisation en fonction des villes étudiées et du type de cellules et met en valeur des meilleures alternatives de conception de l'installation PV. Par rapport au Tableau 5.26, le Tableau 5.27 fait apparaître en surligné l'alternative de conception de l'installation PV qui permette au bâtiment équipé d'atteindre les meilleures performances économique et environnementale : ainsi, alors que le Tableau 5.26 compare les résultats pour un nombre constant de 10 panneaux, le Tableau 5.27 fait apparaître le nombre idéal de panneaux. De plus, le Tableau 5.27 permet d'explicitier les meilleures valeurs des performances économique et environnementale pour le bâtiment équipé : par exemple, pour la ville de Munich, les meilleures performances sont dégagées pour l'alternative de conception (2,0,37,240) et permettent au bâtiment équipé d'atteindre des performances économique et environnementale inférieures de respectivement 15% et 2.5% par rapport aux performances du bâtiment seul (cf. rangée (3) du Tableau 5.27).

La dernière section du chapitre compare les périodes de retour économique et environnementale de l'installation PV seule en fonction de la localisation de l'installation et du type de cellules. Concernant le type de cellules, les meilleurs résultats sont obtenus pour les panneaux à cellules amorphes, puisque bien que leur production soit 1.6 fois inférieure aux autres types de cellules, leur coût économique *LCC* et leur impact environnemental *LCEI* sont respectivement 2.1 et 1.8 fois inférieur. Concernant la localisation, les meilleurs résultats économiques sont obtenus pour la ville de Bordeaux lorsque l'influence du coût de rachat de l'électricité est pris en compte : la meilleure période de retour économique (9 années) est obtenue pour les panneaux amorphes installés Bordeaux. Les meilleurs résultats environnementaux sont pour leur part obtenus pour la ville de Montréal en considérant les radiations de Mexico, les radiations plus élevées permettant de diviser par 1.4 la période de retour environnementale par rapport à Montréal : la meilleure période de retour

environnementale (34 années) est obtenue pour les panneaux amorphes installés à Montréal en considérant les radiations de Mexico.

Tableau 5.26 Comparaison des performances du bâtiment seul et du bâtiment équipé en fonction des villes étudiées et du type de cellules pour 10 panneaux.

| Ville étudiée | Bâtiment seul | | Bâtiment équipé | | | |
|---|--------------------|--------------------|------------------|----------------------------|----------------------------|--|
| | LCC [\$] | LCEI [MJ] | Type de cellules | LCC [\$] | LCEI [MJ] | Alternative de conception PV présentée |
| (1) Montréal | $8.481 \cdot 10^5$ | $3.947 \cdot 10^7$ | Mono. | $8.614 \cdot 10^5$ (+1.6%) | $3.979 \cdot 10^7$ (+0.8%) | 1,0,37,10 |
| | | | Multi. | $8.602 \cdot 10^5$ (+1.5%) | $3.973 \cdot 10^7$ (+0.7%) | 2,0,37,10 |
| | | | Amorphes | $8.547 \cdot 10^5$ (+0.8%) | $3.956 \cdot 10^7$ (+0.2%) | 3,0,37,10 |
| (2) Montréal avec les paramètres géographiques de Mexico | $8.481 \cdot 10^5$ | $3.947 \cdot 10^7$ | Mono. | $8.607 \cdot 10^5$ (+1.5%) | $3.971 \cdot 10^7$ (+0.6) | 1,0,17,10 |
| | | | Multi. | $8.596 \cdot 10^5$ (+1.3%) | $3.965 \cdot 10^7$ (+0.5) | 2,0,17,10 |
| | | | Amorphes | $8.543 \cdot 10^5$ (+0.7%) | $3.952 \cdot 10^7$ (+0.1%) | 3,0,17,10 |
| (3) Munich | $1.461 \cdot 10^6$ | $1.186 \cdot 10^8$ | Mono. | $1.452 \cdot 10^6$ (-0.6%) | $1.186 \cdot 10^8$ (-0.0%) | 1,0,37,10 |
| | | | Multi. | $1.452 \cdot 10^6$ (-0.6%) | $1.185 \cdot 10^8$ (-0.0%) | 2,0,37,10 |
| | | | Amorphe | $1.455 \cdot 10^6$ (-0.4%) | $1.185 \cdot 10^8$ (-0.1%) | 3,0,37,10 |
| (4) Bordeaux | $1.147 \cdot 10^6$ | $6.386 \cdot 10^7$ | Mono. | $1.139 \cdot 10^6$ (-0.7%) | $6.403 \cdot 10^7$ (+0.3%) | 1,0,37,10 |
| | | | Multi. | $1.139 \cdot 10^6$ (-0.7%) | $6.397 \cdot 10^7$ (+0.2%) | 2,0,37,10 |
| | | | Amorphes | $1.141 \cdot 10^6$ (-0.5%) | $6.387 \cdot 10^7$ (+0.0%) | 3,0,37,10 |
| (5) Montréal avec les caractéristiques de Munich | $1.507 \cdot 10^6$ | $1.258 \cdot 10^8$ | Mono. | $1.494 \cdot 10^6$ (-0.9%) | $1.256 \cdot 10^8$ (-0.2%) | 1,0,37,10 |
| | | | Multi. | $1.494 \cdot 10^6$ (-0.9%) | $1.256 \cdot 10^8$ (-0.2%) | 2,0,37,10 |
| | | | Amorphes | $1.498 \cdot 10^6$ (-0.6%) | $1.256 \cdot 10^8$ (-0.2%) | 3,0,37,10 |

Note : les pourcentages indiquent la différence de performance (économique ou environnementale) du bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul.

Tableau 5.27 Résumé des résultats du système d'optimisation en fonction des villes étudiées et du type de cellules et mise en valeur des meilleures alternatives.

| Ville étudiée | Bâtiment seul | | Bâtiment équipé | | | | Meilleure alternative |
|--|-----------------------|-----------------------|------------------|--------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| | LCC [\$] | LCEI [MJ] | Type de cellules | LCC [\$] | LCEI [MJ] | Alternative de conception PV | |
| (1) Montréal | 8.481·10 ⁵ | 3.947·10 ⁷ | Mono. | 8.614·10 ⁵ (+1.6%) | 3.979·10 ⁷ (+0.8%) | 1,0,37,10 | 0 panneau x, x, x, 0 |
| | | | Multi. | 8.602·10 ⁵ (+1.5%) | 3.973·10 ⁷ (+0.7%) | 2,0,37,10 | |
| | | | Amorphes | 8.547·10 ⁵ (+0.8%) | 3.956·10 ⁷ (+0.2%) | 3,0,37,10 | |
| (2) Montréal avec les paramètres géographiques de Mexico | 8.481·10 ⁵ | 3.947·10 ⁷ | Mono. | 8.607·10 ⁵ (+1.5%) | 3.971·10 ⁷ (+0.6%) | 1,0,17,10 | 0 panneau x, x, x, 0 |
| | | | Multi. | 8.596·10 ⁵ (+1.3%) | 3.965·10 ⁷ (+0.5%) | 2,0,17,10 | |
| | | | Amorphes | 8.543·10 ⁵ (+0.7%) | 3.952·10 ⁷ (+0.1%) | 3,0,17,10 | |
| (3) Munich | 1.461·10 ⁶ | 1.186·10 ⁸ | Mono. | 1.253·10 ⁶ (-14.3%) | 1.168·10 ⁸ (-1.6%) | 1,0,37,230 | 2,0,37,240 |
| | | | Multi. | 1.242·10 ⁶ (-15.0%) | 1.157·10 ⁸ (-2.5%) | 2,0,37,240 | |
| | | | Amorphe | 1.379·10 ⁶ (-5.6%) | 1.169·10 ⁸ (-1.5%) | 3,0,37,120 | |
| (4) Bordeaux | 1.147·10 ⁶ | 6.386·10 ⁷ | Mono. | 9.603·10 ⁵ (-16.2%) | 6.766·10 ⁷ (+6.0%) | 1,0,37,230 | 3,0,37,120 |
| | | | Multi. | 9.508·10 ⁵ (-17.1%) | 6.647·10 ⁷ (+4.1%) | 2,0,37,240 | |
| | | | Amorphes | 1.074·10 ⁶ (-6.4%) | 6.389·10 ⁷ (+0.1%) | 3,0,37,120 | |
| (5) Montréal avec les caractéristiques de Munich | 1.507·10 ⁶ | 1.258·10 ⁸ | Mono. | 1.209·10 ⁶ (-19.8%) | 1.217·10 ⁸ (-3.2%) | 1,0,37,230 | 2,0,37,240 |
| | | | Multi. | 1.203·10 ⁶ (-20.2%) | 1.207·10 ⁸ (-4.1%) | 2,0,37,240 | |
| | | | Amorphes | 1.397·10 ⁶ (-7.3%) | 1.233·10 ⁸ (-2.0%) | 3,0,37,120 | |

Note : les pourcentages indiquent la différence de performance (économique ou environnementale) du bâtiment équipé par rapport au bâtiment seul. La lettre x est ici utilisée pour montrer que n'importe quelle valeur est attribuable à ces variables.

CONCLUSION

Résumé

Améliorer la performance environnementale d'un bâtiment contribue à la réalisation d'une société dite durable. Plusieurs décisions influençant grandement la performance du bâtiment sont prises au cours de la phase conceptuelle, lorsque plusieurs alternatives de conception sont possibles. La performance du bâtiment va en effet grandement varier selon par exemple le type d'enveloppe choisi par le concepteur. Wang (2005) a développé un outil permettant de comparer l'influence de telles variables de conception et ainsi optimiser la performance du bâtiment. Un autre moyen d'améliorer la performance d'un bâtiment peut être l'incorporation d'énergies renouvelables : c'est sur cet aspect, et plus particulièrement sur l'implantation d'une installation photovoltaïque (PV), que nous nous sommes concentrés. L'étude aboutit ainsi à la réalisation d'un système d'aide à la conception, basé sur l'optimisation des performances économique et environnementale d'un bâtiment commercial équipé sur son toit d'une installation PV.

L'étude s'attache en premier lieu à rappeler les principaux composants d'une installation PV, ainsi que les situations présente et passée de l'industrie PV. Puis les différentes méthodes de conception de l'installation PV utilisées dans les études précédentes sont étudiées. La performance environnementale y est souvent négligée au profit de la performance économique. L'analyse du cycle de vie (ACV) est la méthodologie utilisée pour évaluer la performance environnementale du bâtiment et de l'installation PV. Les catégories d'impact prennent en compte la diminution des ressources, le réchauffement climatique et l'acidification, lesquels ont des impacts mondiaux et à long terme sur l'environnement. Ces catégories sont unifiées en un seul indicateur, la « consommation d'exergie cumulée étendue » (*CExC* étendue) (cf. section 2.2.2), qui est la somme de la consommation d'exergie cumulée (*CExC*) et de la consommation d'exergie d'« abatement » (*AbatEx*). La *CExC* évalue la diminution des ressources fossiles et non fossiles. La consommation d'exergie d'« abatement » évalue les émissions de déchets, ce qui inclut trois gaz à effet de serre

majeurs (CO_2 , CH_4 , N_2O) pour le réchauffement climatique et deux gaz acides majeurs (SO_x et NO_x) pour l'acidification de l'air.

Le système d'optimisation BPV, détaillé dans le chapitre 3, inclut les principaux aspects suivants :

- Les quatre variables de conception de l'installation PV sont des variables discrètes (type de cellules PV et nombre de panneaux) ou continues (azimut et pente de l'installation).
- Le système d'optimisation cherche à minimiser la valeur de deux fonctions objectives : le coût sur le cycle de vie (*LCC*) et l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*). Le premier inclut les coûts initiaux de construction ainsi que les coûts de fonctionnement, le second inclut les impacts environnementaux induits dus à la phase initiale (i.e. l'acquisition des ressources naturelles, la production des matériaux et la construction sur le site) et les impacts environnementaux dus à la phase de fonctionnement.

Les différentes combinaisons de variables peuvent aboutir en une variété de problèmes d'optimisation pouvant être résolus grâce au système d'optimisation. Le système d'optimisation BPV est fabriqué autour de deux systèmes d'optimisation : celui du bâtiment seul et celui du bâtiment équipé de l'installation PV, construits chacun à partir de quatre composants :

- Les fichiers textes d'entrée et de sortie, qui permettent de personnaliser le problème d'optimisation, d'obtenir les résultats et de collecter des informations sur les éventuelles erreurs.
- Les programmes de simulation, qui sont utilisés pour évaluer les fonctions objectives
- Les fichiers de données de simulation qui sont utilisés pour stocker les données (par exemple le coût initial et l'énergie induite) requises par les programmes de simulation

- L'optimisateur, utilisé pour trouver les solutions optimales parmi l'espace des variables de conception.

À travers les fichiers textes d'entrée, un problème d'optimisation peut être personnalisé en définissant les variables de conception, les contraintes, les paramètres d'optimisation et de simulation. Le logiciel ASHRAE Toolkit (Pedersen et coll., 2003) est utilisé dans la recherche comme programme de simulation pour le calcul de la performance du bâtiment seul (comme dans l'étude de Wang (2005)) alors que le programme PV Toolkit, conçu pour l'occasion, est utilisé pour le calcul de la performance de l'installation PV. La performance du bâtiment équipé de l'installation PV est obtenue à partir de ces deux programmes de simulation. La première étape de l'optimisation consiste à sélectionner le bâtiment seul (sans l'installation PV) qui restera fixe jusqu'à la fin de l'étude. L'optimisation prend ensuite la forme d'une recherche systématique de l'alternative de conception de l'installation PV qui permettra au bâtiment équipé d'atteindre les meilleures performances environnementale et économique.

L'étude de cas présentée au chapitre 6 vise à appliquer le système d'optimisation à la conception d'un bâtiment commercial équipé d'une installation PV pour la ville de Montréal. Le *LCC* et le *LCEI* sont les deux fonctions objectives à minimiser simultanément. Les résultats permettent aux concepteurs de mieux comprendre les relations entre le coût économique et l'impact environnemental ainsi qu'entre les caractéristiques du bâtiment et de l'installation PV. Les résultats permettent de mettre en valeur les solutions les plus avantageuses en recommandant à chaque fois une pente et un azimut, un nombre et un certain type de cellules PV. Puis, l'influence de certains paramètres géographiques, économiques et environnementaux sur les résultats est établie par le biais d'études paramétriques.

Contributions

Les contributions de l'étude dans le domaine de l'intégration de systèmes PV pour la conception de bâtiments durables peuvent être résumées ainsi :

- Cette étude se démarque des études précédentes car elle vise à optimiser la conception sur le cycle de vie d'un bâtiment équipé d'une installation PV. L'analyse du cycle de vie (ACV) est une des notions majeures dans l'évaluation de la performance environnementale d'une installation PV. Cependant, la plupart des études précédentes se réduisent à un des trois aspects suivants : (1) les études de cas, qui appliquent la méthode de l'analyse du cycle de vie afin de documenter au cas par cas la performance de l'installation PV, (2) les programmes de simulation qui intègrent les procédures de l'ACV pour l'installation PV, (3) les études optimisatrices qui utilisent généralement l'énergie induite ou les émissions de CO₂ pour évaluer la performance environnementale des différentes alternatives de conception de l'installation PV. Comparée aux études précédentes, celle-ci intègre les trois aspects cités ci-dessus afin de trouver automatiquement les alternatives de conception optimales ou quasi-optimales pour le bâtiment équipé de l'installation PV, en fonction de ses performances économique et environnementale.
- Dans l'étude de Wang (2005), la « consommation d'exergie cumulée étendue » (*CExC* étendue) est utilisée comme indicateur de performance environnementale du bâtiment seul. Cette fois-ci, en plus d'être utilisée comme indicateur de performance environnementale du bâtiment seul, la *CExC* étendue est utilisée comme indicateur de performance environnementale de l'installation PV (cf. section 2.2). Comme l'optimisation sur le cycle de vie considère un certain nombre de catégories d'impacts, incluant la diminution des ressources, le réchauffement climatique et l'acidification de l'air, l'intégration de ces catégories d'impacts au sein d'un indicateur unique est souvent requise afin de réduire le nombre de fonctions objectives. La plupart des méthodes d'intégration disponibles nécessitent de normaliser les différents impacts et de leur attribuer des pondérations. Les coefficients de normalisation et de pondération sont tous

les deux subjectifs et peuvent avoir une influence certaine sur les résultats. A l'inverse, l'indicateur de la « consommation d'exergie cumulée étendue » (*CExC* étendue) ne nécessite pas de tels coefficients, ce qui réduit l'impact de la subjectivité sur les résultats. De plus, l'étude utilise une méthode simple à suivre pour calculer la *CExC* de l'installation PV : cette méthode a été utilisée par Wang (2005) pour calculer la *CExC* du bâtiment. Cette fois-ci, en plus d'être utilisée pour calculer la *CExC* du bâtiment seul, la méthode est en plus utilisée pour calculer la *CExC* de l'installation PV. Comme discuté dans la section 2.2, la méthode inclut l'exergie d'origine fossile et l'exergie d'origine non fossile dans le calcul de la *CExC*. L'exergie d'origine fossile est obtenue en convertissant l'énergie induite de la phase initiale et l'énergie de fonctionnement de la phase de fonctionnement. L'exergie non fossile est calculée à partir des quantités de matériaux consommés et de l'exergie chimique de ces matériaux. Ainsi, par rapport aux autres méthodes utilisées dans les études précédentes, la méthode utilisée dans l'étude possède deux avantages : (1) elle est plus simple que les méthodes nécessitant des analyses de processus détaillées utilisant l'exergie; et (2) elle améliore la précision de la méthode basée sur la consommation d'énergie cumulée en prenant en compte l'exergie d'origine non fossile.

- L'étude utilise un programme de simulation de la production de l'installation PV appelé PV Toolkit qui a été spécialement conçu dans le cadre de l'étude. Il a été nécessaire de développer le programme afin de garantir une communication facile entre le programme de simulation et l'optimisateur par le biais de fichiers textes alors que des difficultés auraient été posées par l'utilisation de programmes de simulation commerciaux. Le travail d'extension, nécessaire pour obtenir les valeurs des fonctions objectives à partir de la production PV, est également facilité par l'utilisation du programme PV Toolkit. Le programme est ensuite validé par la comparaison de résultats avec les valeurs trouvées par les logiciels commerciaux RETSCREEN (RNCAN, 2007) et PVSYST (CUEPE, 2008).

- Un système d'optimisation appelé BPV de la performance d'un bâtiment équipé d'une installation PV a été créé, le but étant de trouver l'alternative de conception de l'installation PV qui permettra au bâtiment équipé d'atteindre les meilleures performances environnementale et économique. Le système prend en compte plusieurs aspects importants comme l'interface simulation-optimisation, l'organisation des données et l'analyse des éventuelles erreurs d'exécution des programmes de simulation. Le système d'optimisation créé est flexible et permet de résoudre des problèmes d'optimisation simple (sur une seule fonction objective) ou multiple (sur plusieurs fonctions objectives) alors que la plupart des études précédentes étaient consacrées à résoudre des problèmes d'optimisation simples. Le système permet également plus de liberté à l'utilisateur par la possibilité de modifier les fichiers de données (par exemple les émissions rejetées ou les coûts initiaux) sans intervenir dans la programmation (cf. section 3.5).
- L'étude de cas vise à appliquer le système BPV d'optimisation à la conception d'un bâtiment équipé d'une installation PV. Le *LCC* et le *LCEI* sont les deux fonctions objectives à minimiser simultanément. Les données collectées n'ayant pas permis de construire une base de données des panneaux, ce sont plutôt les trois types de cellules principales (i.e. monocristallines, multicristallines et amorphes) qui sont sélectionnés comme une des variables de conception de l'installation PV avec l'azimut, la pente de l'installation, ainsi que le nombre de panneaux. L'étude de cas montre que l'installation PV n'est pas rentable économiquement ou environnementalement à Montréal, le système favorisant l'électricité conventionnelle comme énergie de fonctionnement du bâtiment. La non-rentabilité économique est due au très bas coût de l'électricité au Québec, combinée à l'absence de tarifs incitatifs de rachat de l'électricité d'origine PV. La non-rentabilité environnementale est due à la très grande propreté et efficacité de l'électricité conventionnelle au Québec. Les simulations montrent que l'installation PV devient rentable économiquement et environnementalement pour une ville comme Munich, en Allemagne, où un coût de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque très intéressant (à un prix 6 fois supérieur au coût de l'électricité conventionnelle) est proposé et où

l'électricité conventionnelle est beaucoup plus polluante. Les simulations montrent également que dans le cas hypothétique où les tarifs de rachat de l'électricité en vigueur en Allemagne, ainsi que le mélange de sources d'énergie servant à produire l'électricité en Allemagne étaient appliqués à la ville de Montréal, l'installation PV deviendrait rentable à la fois économiquement et environnementalement. Ceci prouve que ce sont plus les caractéristiques économiques et environnementales qui déterminent la rentabilité d'une installation PV plutôt que les paramètres géographiques. Concernant le type de cellules, les panneaux à cellules amorphes sont à privilégier lorsque l'installation PV n'est pas rentable puisque leur impact environnemental et leur coût sont inférieurs à ceux des autres types de panneaux. En revanche, lorsque l'installation PV est rentable, les panneaux à cellules multicristallines sont généralement les plus avantageux.

Recommandations pour travaux futurs

Le système d'optimisation BPV peut être amélioré d'un certain nombre de manières. Les recherches futures pourraient s'orienter dans les directions suivantes :

- Si les données nécessaires sont obtenues pour un nombre de panneaux suffisant, les fichiers de données du système pourraient être ajustés afin de développer une base de données des panneaux PV. Ceci permettrait de recommander directement un certain type de panneau plutôt qu'un type de cellules.
- Le système pourrait incorporer dans sa conception d'autres technologies liées à l'utilisation d'énergies renouvelables. L'impact sur les performances du bâtiment de la mise en place d'une éolienne ou d'une installation géothermique (thermopompe par exemple) pourrait ainsi être étudié. Il deviendrait alors possible de comparer l'impact relatif de l'installation d'énergies renouvelables sur les performances du bâtiment.
- Plus globalement, le système pourrait incorporer dans sa conception d'autres technologies liées aux bâtiments durables. Il serait par exemple possible de prendre en compte les systèmes mécaniques du bâtiment qui ont une influence sur la performance

énergétique du bâtiment. Il pourrait également être intéressant de mesurer la performance du bâtiment au niveau de la qualité de l'air intérieur ou bien au niveau de la consommation d'eau.

ANNEXE I

CAPTURE D'ECRAN DU LOGICIEL PVSYST

| Simulation variant | | | | | | | | |
|----------------------------------|--------------------|--------------|--------------------|--------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| Balances and main results | | | | | | | | |
| | GlobHor | T Amb | GlobInc | GlobEff | EArray | EOutInv | EffArrR | EffSysR |
| | kWh/m ² | °C | kWh/m ² | kWh/m ² | kWh | kWh | % | % |
| January | 50.0 | -9.50 | 84.6 | 82.2 | 660 | 627 | 11.76 | 11.18 |
| February | 73.0 | -7.80 | 115.6 | 112.5 | 899 | 857 | 11.71 | 11.16 |
| March | 120.0 | -1.70 | 156.3 | 151.8 | 1184 | 1129 | 11.42 | 10.89 |
| April | 138.0 | 6.50 | 148.8 | 144.2 | 1081 | 1029 | 10.95 | 10.42 |
| May | 176.0 | 13.70 | 171.4 | 165.8 | 1204 | 1146 | 10.59 | 10.08 |
| June | 186.0 | 18.70 | 172.5 | 166.8 | 1173 | 1116 | 10.25 | 9.75 |
| July | 186.0 | 21.50 | 178.0 | 172.2 | 1206 | 1148 | 10.22 | 9.72 |
| August | 151.0 | 20.40 | 154.7 | 149.9 | 1048 | 996 | 10.21 | 9.71 |
| September | 121.0 | 14.90 | 143.4 | 139.2 | 1004 | 956 | 10.56 | 10.05 |
| October | 79.0 | 8.30 | 110.5 | 107.4 | 801 | 761 | 10.92 | 10.38 |
| November | 37.0 | 2.20 | 52.6 | 51.0 | 376 | 353 | 10.78 | 10.12 |
| December | 37.0 | -6.20 | 63.9 | 62.1 | 486 | 460 | 11.46 | 10.84 |
| Year | 1354.0 | 6.83 | 1552.2 | 1505.0 | 11123 | 10578 | 10.80 | 10.27 |

Figure I.1 Capture d'écran du logiciel PVSYST faisant apparaître les principaux extraits du logiciel.
Tirée de CUEPE (2008)

Note : la colonne GlobInc contient les valeurs de la colonne radiation incidente ($\overline{I_c}$) copiées dans le Tableau 4.3.

La colonne E Array contient les valeurs de la production PV après pertes et avant le passage par l'onduleur copiées dans le Tableau 4.3.

La colonne EOutInv contient les valeurs de la production PV après pertes et après le passage par l'onduleur copiées dans le Tableau 4.3.

ANNEXE II

CAPTURES D'ÉCRAN DU LOGICIEL RETSCREEN

| Évaluation de la ressource solaire et calcul de la charge RETScreen® - Projet d'installation photovoltaïque | | | | | |
|---|---|--|------------------------------------|--|--------------------------------|
| Latitude du site et position du champ PV | | | Données | Notes/Plage | |
| Station météorologique la plus proche du projet | | | Montreal, QC | voir la base de données météorologiques | |
| Latitude du lieu du projet | °N | | 45,5 | -90,0 à 90,0 | |
| Système de positionnement du champ PV | - | | Fixe | | |
| Inclinaison du champ PV | ° | | 35,0 | 0,0 à 90,0 | |
| Orientation du champ PV p.r à l'azimut | ° | | 0,0 | 0,0 à 180,0 | |
| Données mensuelles | | | | | |
| Mois | Portion d'utilisation du système dans le mois (0 - 1) | Moyenne mensuelle du rayonnement quotidien sur l'horizontale (kWh/m ² /j) | Température moyenne mensuelle (°C) | Moyenne du rayonnement quotidien sur le champ PV (kWh/m ² /j) | Fraction solaire mensuelle (%) |
| janvier | 1,00 | 1,53 | -10,3 | 2,76 | - |
| février | 1,00 | 2,39 | -8,8 | 3,74 | - |
| mars | 1,00 | 3,56 | -2,4 | 4,56 | - |
| avril | 1,00 | 4,31 | 5,7 | 4,62 | - |
| mai | 1,00 | 5,14 | 12,9 | 5,02 | - |
| juin | 1,00 | 5,72 | 18,0 | 5,36 | - |
| juillet | 1,00 | 5,81 | 20,8 | 5,55 | - |
| août | 1,00 | 4,78 | 19,4 | 4,93 | - |
| septembre | 1,00 | 3,75 | 14,5 | 4,38 | - |
| octobre | 1,00 | 2,31 | 8,3 | 3,14 | - |
| novembre | 1,00 | 1,28 | 1,6 | 1,93 | - |
| décembre | 1,00 | 1,06 | -6,9 | 1,83 | - |
| | | | Annuel | Période d'utilisation | |
| Rayonnement solaire sur l'horizontale | | MWh/m ² | 1,27 | 1,27 | |
| Rayonnement solaire sur la surface inclinée | | MWh/m ² | 1,46 | 1,46 | |
| Température moyenne | | °C | 6,1 | 6,1 | |

Figure II.1 Capture d'écran du logiciel RETSCREEN faisant apparaître les ressources solaires.

Tirée de RNCAN (2008)

| Modèle énergétique RETScreen® - Projet d'installation photovoltaïque | | | Formation et aide |
|--|--------------------|----------------------------|--|
| Caractéristiques du site | | | |
| | | Données | Notes/Plage |
| Nom du projet | | Bâtiment commercial | voir le Manuel de l'utilisateur en ligne |
| Lieu du projet | | Montréal, QC | |
| Station météorologique la plus proche du projet | - | Montreal, QC | → compléter la feuille Ressource solaire et charge |
| Latitude du lieu du projet | °N | 45,5 | -90,0 à 90,0 |
| Rayonnement solaire annuel (surface inclinée) | MWh/m ² | 1,46 | |
| Température moyenne annuelle | °C | 6,1 | -20,0 à 30,0 |
| Paramètres du système | | | |
| | | Données | Notes/Plage |
| Type d'application | - | Raccordé au réseau | |
| Type de réseau électrique | - | Réseau central | |
| Taux d'absorption de l'énergie PV | % | 100,0% | |
| Champ PV | | | |
| Type de module PV | - | mono-Si | |
| Manufacturier de modules PV / # de modèle | | Shell/ 8Q 150-C | voir la base de données de produits |
| Rendement nominal du module PV | % | 11,4% | 4,0% à 15,0% |
| Température nominale des cellules en opération | °C | 45 | 40 à 55 |
| Coefficient de température du module PV | % / °C | 0,40% | 0,10% à 0,50% |
| Pertes diverses du champ PV | % | 10,0% | 0,0% à 20,0% |
| Puissance nominale du champ PV | kWp | 15,00 | |
| Surface du champ PV | m ² | 131,6 | |
| Conditionnement de l'énergie | | | |
| Rendement moyen de l'onduleur | % | 100% | 80% à 95% |
| Puissance de l'onduleur (CC à CA) suggérée | kW (CA) | 15,0 | |
| Puissance de l'onduleur | kW (CA) | 72,0 | |
| Pertes diverses du conditionnement de l'énergie | % | 0% | 0% à 10% |
| Production annuelle d'énergie (12,00 mois considérés) | | | |
| | | Données | Notes/Plage |
| Rendement au m ² | kWh/m ² | 148,0 | |
| Rendement global du système PV | % | 10,2% | |
| Facteur d'utilisation du système PV | % | 14,8% | |
| Énergie renouvelable captée | MWh | 19,469 | |
| Énergie renouvelable fournie | MWh | 19,469 | |
| | kWh | 19 469 | |
| Excédent disponible d'ÉR | MWh | 0,000 | |
| | | | compléter la feuille Analyse des coûts |

Figure II.2 Capture d'écran du logiciel RETSCREEN faisant apparaître les principales caractéristiques de l'installation PV et la production d'électricité PV annuelle.

Tirée de RNCAN (2008)

Note : la valeur de la production PV finale qui se trouve dans le Tableau 4.5 est calculée en bas de la Figure II.2 de l'ANNEXE II : 19 469 kWh. Les pertes globales (10%) apparaissent au milieu de la deuxième page.

ANNEXE III

ÉVOLUTION DE LA PERFORMANCE ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE DU BÂTIMENT SEUL EN FONCTION DES ALTERNATIVES DE CONCEPTION

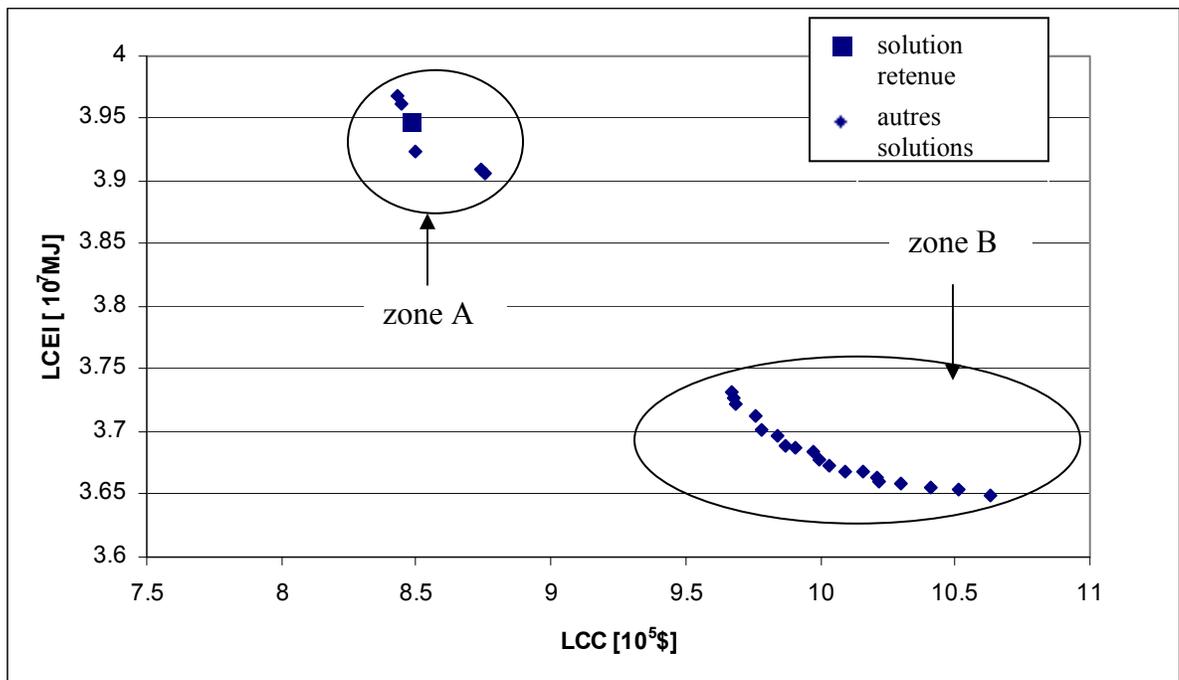


Figure III.1 Évolution de la performance économique [\$] et environnementale [MJ] du bâtiment seul en fonction des alternatives de conception.

Note : les deux zones entourées correspondent aux deux zones Pareto, l'alternative de conception du bâtiment sélectionnée dans cette étude est représentée par un pointeur carré alors que des losanges sont utilisés pour les autres alternatives.

ANNEXE IV

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PV EN FONCTION DE LA PENTE DE L'INSTALLATION

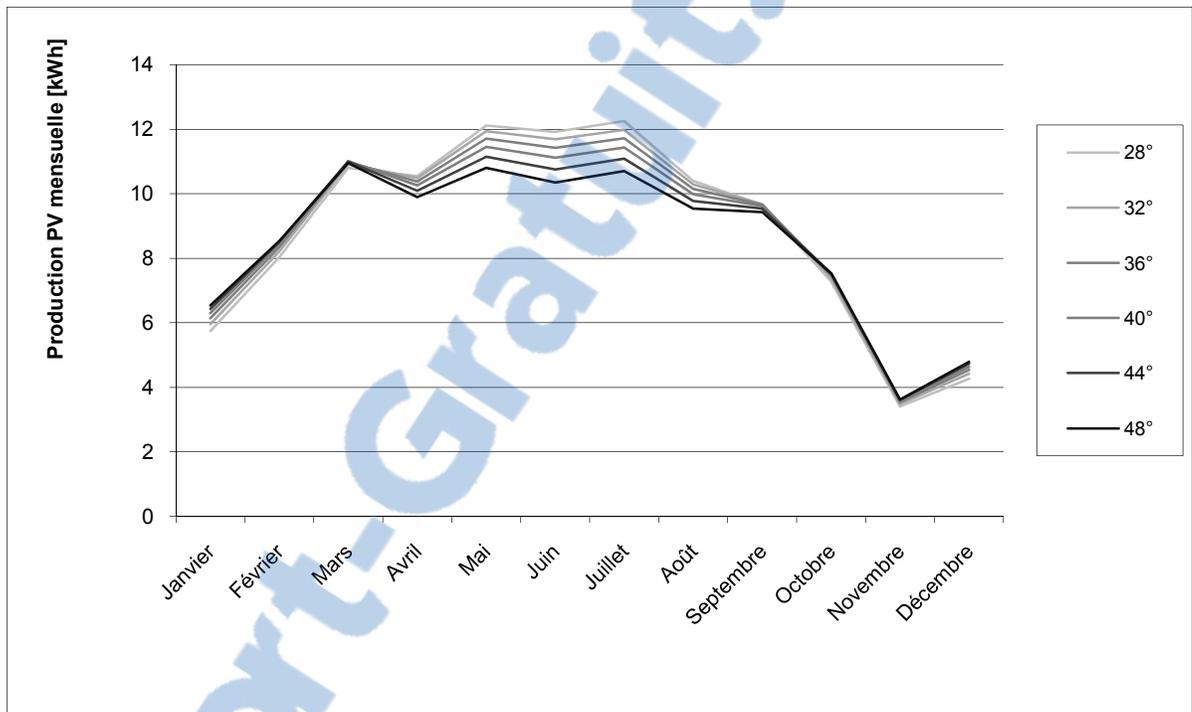


Figure IV.1 Évolution de la production d'électricité PV mensuelle [kWh] en fonction de la pente de l'installation.

Note : l'alternative de conception est (1,0,x,1), x représentant la pente de l'installation PV

Ville : Montréal

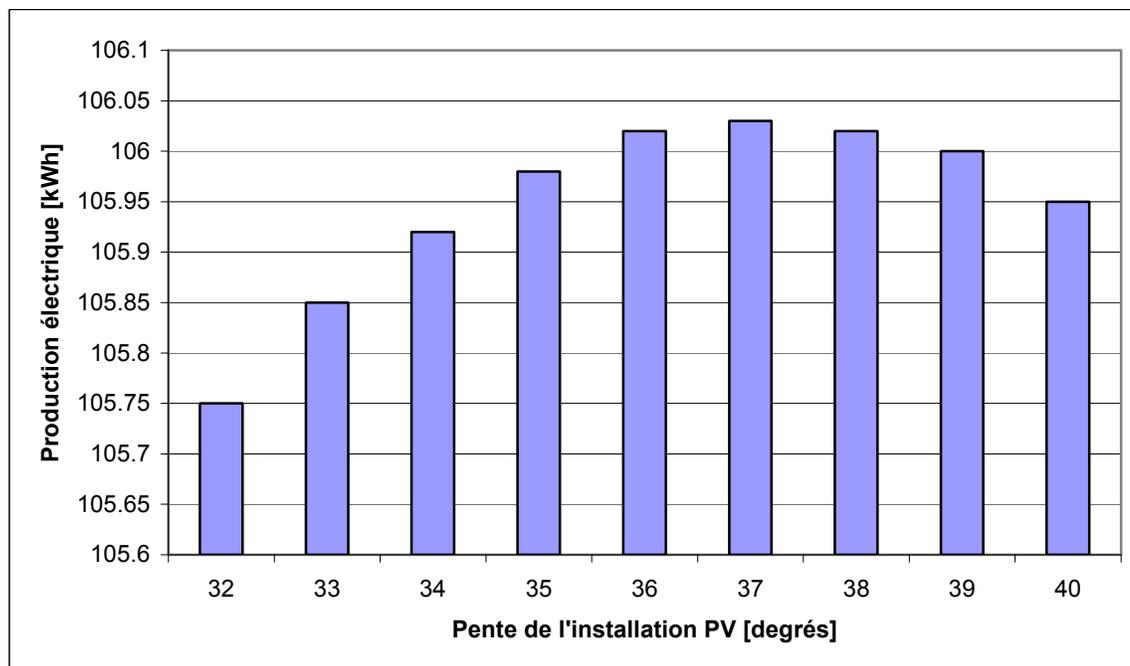


Figure IV.2 Évolution de la production d'électricité PV mensuelle [kWh] en fonction de la pente de l'installation.

Note : l'alternative de conception est (1,0,x,1), : x représentant la pente de l'installation PV

Ville : Montréal

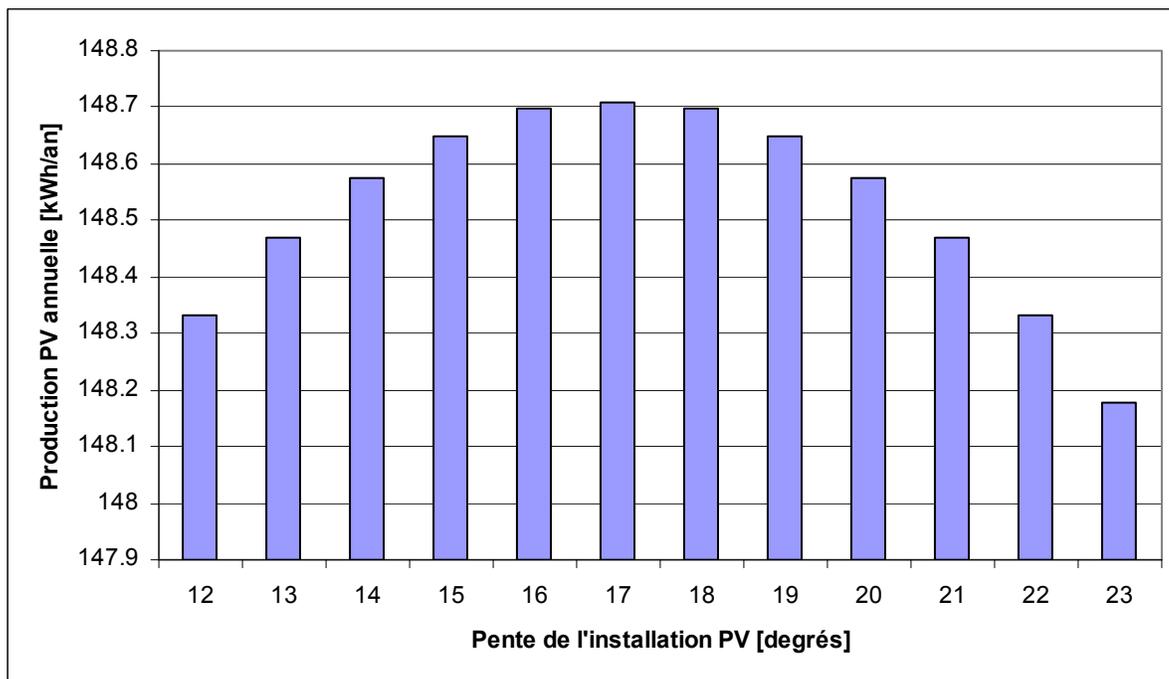


Figure IV.3 Évolution de la production d'électricité PV mensuelle [kWh] en fonction de la pente de l'installation.

Note : l'alternative de conception est (1,0,x,1), x représentant la pente de l'installation PV
Ville : Mexico

ANNEXE V

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION PV QUOTIDIENNE EN FONCTION DU MOIS DE L'ANNÉE

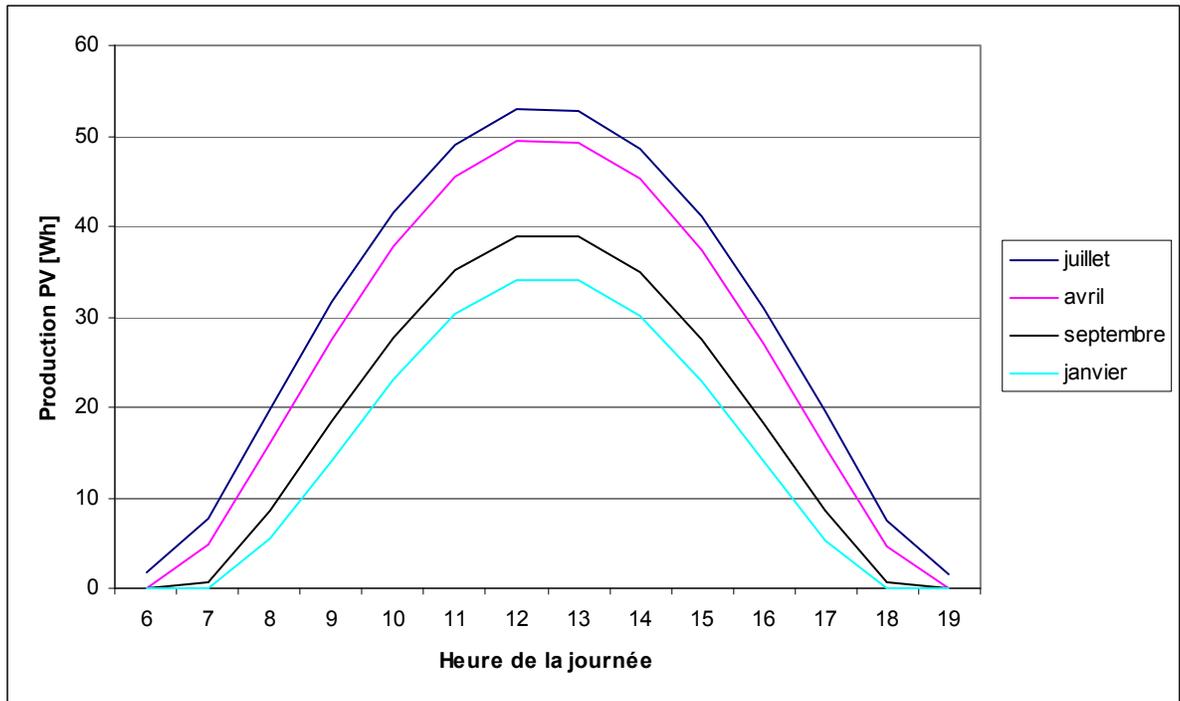


Figure V.1 Évolution de la production PV horaire en fonction du mois de l'année

Note : l'alternative de conception est (1,0,37,1); Ville : Montréal

ANNEXE VI

RÉPARTITION DE LA PÉRIODE DE RETOUR ENVIRONNEMENTALE EN FONCTION DES DIFFÉRENTS COMPOSANTS DE L'INSTALLATION PV

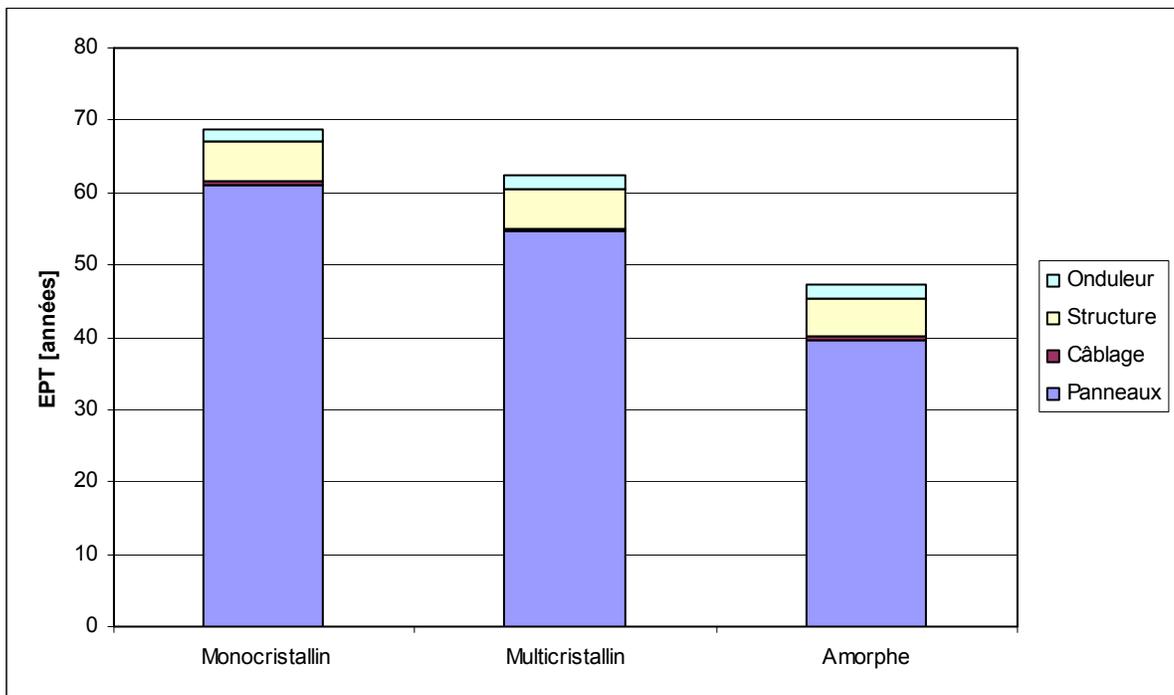


Figure VI.1 Répartition de la période de retour environnementale de l'installation PV en fonction de ses différents composants

Note : l'alternative de conception est (x,0,37,1) : x représentant le type de cellules PV

Ville : Montréal

ANNEXE VII

RÉPARTITION DE LA PÉRIODE DE RETOUR ÉCONOMIQUE EN FONCTION DES DIFFÉRENTS COMPOSANTS DE L'INSTALLATION PV

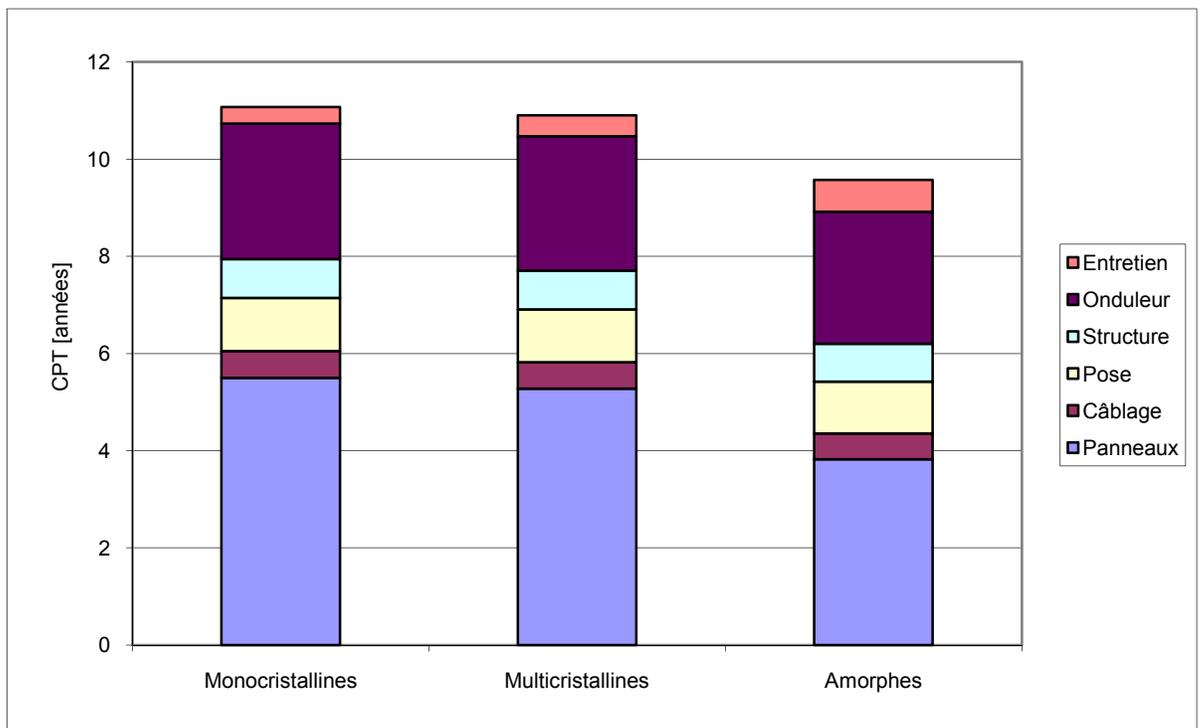


Figure VII.1 Répartition de la période de retour économique (CPT) de l'installation PV en fonction de ses différents composants

Note : l'alternative de conception est (x,0,37,1), : x représentant le type de cellules PV

Ville : Munich en prenant en compte le coût de rachat de l'électricité d'origine PV

LISTE DE RÉFÉRENCES

- Anink D., C. Boonstra et J. Mak. 1996. *Handbook of sustainable building: An environmental preference method for selection of materials for use in construction and refurbishment*, First Edition. London, UK: James& James Ltd., 175 p.
- Annex 31. 2001. *A survey of LCA tools, assessment frameworks, rating systems, technical guidelines, catalogues, checklists and certificates (Technical Report)*. « Annex 31: Energy-Related Environmental Impact of Buildings, Directory of Tools ». United Kingdom, 114 p.
- ADEME. 2007. «Énergies renouvelables». In *Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie*. En ligne. <<http://www.ademe.fr/>>. Consulté le 17 mars 2007.
- Alcan, 2005. «Rapport sur la durabilité ». In *Responsabilité à l'égard des produits*. En ligne. <http://www.publications.alcan.com/sustainability/2005/fr/pages/issue_8_product_analysis_lifecycle.html>. Consulté le 26 novembre 2007
- Alsema, E.A. 1996. *Environmental aspects of solar cell modules*. Summary report, Report nr. 96074. Utrecht University, Netherlands, 43 p.
- ASHRAE. 2001. *ASHRAE handbook of fundamentals*. Atlanta, Georgia: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.
- ATHENA EIE. 2003. *The ATHENA sustainable materials institute*. Version 3.0. Logiciel. Ottawa, Canada
- Ayres, R. U., L. W. Ayres et K. Martinas. 1998. « Exergy, waste accounting, and life-cycle analysis ». *Energy* (Oxford), vol. 23, n° 5, p. 355-363.
- Banque du Canada. 2006. «Taux officiel d'escompte ». In Département des études monétaires et financières. En ligne. <http://www.bankofcanada.ca/pdf/annual_page1_page2.pdf>. Consulté le 10 mars 2009.
- Barnthouse, L., J. Fava, K. Humphreys, R. Hunt, L. Laibson, S. Noesen, G. Norris, J. Owens, J. Todd, B. Vigon, K. Weitz et J. Young. 1998. « Life cycle impact assessment: the state-of-the-art ». 2nd ed. Pensacola, FL: SETAC Press, 145 p.
- Benatiallah, A., R. Mostefaoui, M. Boubekri et N. Boubekri. 2007. « A simulation model for sizing PV installations ». *Desalination*, vol. 209, n° 1-3 SPEC ISS, p. 97-101.

- BCE. 2009. « Taux directeurs de la Banque Centrale Européenne au 5 mars 2009 ». In *Banque de France*. En ligne.
<http://www.banque-france.net/fr/poli_mone/telechar/taux/TauxDir_FR.pdf>.
Consulté le 10 mars 2009.
- Charron, Remi, et Andreas K. Athienitis. 2006. « Optimization of the performance of double-facades with integrated photovoltaic panels and motorized blinds ». *Solar Energy*, vol. 80, n° 5, p. 482-491.
- CIEE. 2007. « Installations raccordées au réseau ». In *Centre d'Information sur l'Énergie et l'Environnement: Solaire Photovoltaïque*. En ligne.
<<http://www.ciele.org/filieres/solairephotovoltaïque.htm>>. Consulté le 31 février 2007.
- Clark, D.R., Klein, S.A. et Beckman, W.A., 1984. « A method for estimating the performance of photovoltaic systems ». *Solar Energy* 33, 551–555.
- CNRC (Conseil national de recherches du Canada). 1997. *Code: Modèle national de l'énergie pour les bâtiments*. Première Édition. Ottawa, Canada: Commission canadienne des codes du bâtiment et de prévention des incendies.
- Cornelissen RL. 1997. « Thermodynamics and sustainable development— the use of exergy analysis and the reduction of irreversibility ». Ph.D. Thesis, Laboratory of Thermal Engineering, University of Twente, Enschede, The Netherlands;
- CUEPE (Centre universitaire d'études des problèmes de l'énergie). 2008. *PVSYSY*. Version 4.21. Logiciel. Genève, Suisse: CUEPE.
- Dewulf, J., H. Van Langenhove et J. Dirckx. 2001. « Exergy analysis in the assessment of the sustainability of waste gas treatment systems ». *Science of the Total Environment*, vol. 273, n° 1-3, p. 41-52.
- Dones, R., et R. Frischknecht. 1998. « Life-cycle assessment of photovoltaic systems: results of Swiss studies on energy chains ». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 6, n° 2, p. 117-125.
- Duffie, J.A., W.A. Beckman. 1991. *Solar Engineering of Thermal Processes*, Second Edition. New York: Wiley-Interscience, 919 p.
- EDF. 2008. « Electricité de France-tarif jaune au 15 août 2008 ». In Collectivité EDF. En ligne.
<http://collectivite.edf.fr/fichiers/fckeditor/File/PDFs_collectivites/Tarifs%20Jaune%20au%2015_08_2008.pdf>. Consulté le 10 mars 2009.

- ENS. 2008. « Power generation, Germany ». In *European Nuclear Society*. En ligne. <<http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/p/pow-gen-ger.htm>>. Consulté le 10 mars 2009.
- Environnement Canada. 2003. « Canada's Greenhouse Gas Inventory 1990 -2001 ». In *Environnement Canada: Changements climatiques*. En ligne. <http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/1990_01_report/executive.cfm>. Consulté le 23 juin 2007.
- EPIA. 2005. « Global Market Outlook for Photovoltaics until 2007 ». In *European Photovoltaic Industry Association: Publications*. En ligne. <<http://www.epia.org/>>. Consulté le 28 octobre 2008
- EPIA. 2008. « Global Market Outlook for Photovoltaics until 2012 ». In *European Photovoltaic Industry Association: Publications*. En ligne. <http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/publications/epia/EPIA_MarketPublication_18feb.pdf>. Consulté le 2 novembre 2008.
- Erbs, D. G., S. A. Klein et J. A. Duffie. 1982. « Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation ». *Solar Energy*, vol. 28, n° 4, p. 293-302.
- Erge, T., N. U. Hoffmann et K. Kiefer. 2001. « The German experience with grid-connected PV-systems ». *Solar Energy*, vol. 70, n° 6, p. 479-87.
- Eurostat. 2008. « Statistiques générales et détaillées ». In *Statistiques détaillées de l'union Européenne et des pays adhérents*. En ligne. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=1090,1&_dad=portal&_schema=PORTAL>. Consulté le 10 mars 2009.
- EVO. 2008. « Dossier: les constructeurs de panneaux solaires photovoltaïques ». In *Energies Verte Online: le portail des énergies renouvelables et du développement durable*. En ligne. <http://www.energies-renouvelable.com/nouvelle/dossier_fabricant_panneaux_solaire_photovoltaique.html>. Consulté le 2 novembre 2008.
- Fernandez-Infantes, Alberto, Javier Contreras et Jose L. Bernal-Agustin. 2006. « Design of grid connected PV systems considering electrical, economical and environmental aspects: A practical case ». *Renewable Energy*, vol. 31, n° 13, p. 2042-2062.
- Finnveden, G., et P. Ostlund. 1997. « Exergies of natural resources in life-cycle assessment and other applications ». *Energy*, vol. 22, n° 9, p. 923-31.

- Finnveden G. 1999. *A critical review of operational valuation/weighting methods for life cycle assessment*. « Technical report », AFR-Report 253. Stockholm, Sweden: Swedish Environmental Research Institute.
- France. A jour au 26 juillet 2006. *Arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil*. En ligne .France : Éditeur : ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.
<<http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/tarif-achat-photovoltaique.pdf>>.
Consulté le 10 mars 2009.
- Gagnon, Luc, Camille Belanger et Yohji Uchiyama. 2002. « Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001 ». *Energy Policy*, vol. 30, n° 14, p. 1267-1278.
- GIEC. 2007. *Bilan 2007 des changements climatiques: Rapport de synthèse*. Genève, Suisse: Cambridge University Press. 103 p.
- Gong, Xiangyang, et Manohar Kulkarni. 2005. « Design optimization of a large scale rooftop photovoltaic system ». *Solar Energy*, vol. 78, n° 3, p. 362-374.
- Government of Canada. 2001. *Canada's third national report on climate change: Actions to meet commitments under the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Ottawa, Canada.
- GreenFacts. 2007. « Quelles sont les causes du réchauffement climatique? ». In *GreenFacts: Faits sur la santé en l'environnement*. En ligne.
<<http://www.greenfacts.org/fr/changement-climatique-re4/l-2/1-causes-naturelles-humaines.htm#0>>. Consulté le 20 août 2008.
- Guinee, J.B. 2002. *Handbook on life-cycle assessment : Operational guide on ISO standards*, First edition. The Netherlands : Kluwer Academic Publishers . 716 p.
- Hammond, G.P. et C.I. Jones. 2008. « Embodied energy and carbon in construction materials », *Proc. Instn Civil. Engrs: Energy*, in press.
- Holihan, P., 2003. « Technology, Manufacturing, and Market Trends in the U.S. and International Photovoltaics Industry ». In *Energy Information Association: Official Energy Statistics from the U.S. Government*. En ligne.
<http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/rea_issues/solar.html>. Consulté le 18 juillet 2007.
- Hydro-Québec. 2008. « Tarifs et conditions du distributeur, effectifs au 1^{er} avril 2008 ». In *Hydro-Québec: Publications*. En ligne.
<http://www.hydroquebec.com/publications/fr/tarifs/pdf/frais_service.pdf>. Consulté le 18 juillet 2008.

- Hydro-Québec. 2009. «Option de mesurage net». In *Hydro-Québec:Autoproduction*. En ligne. <<http://www.hydroquebec.com/autoproduction/fr/index.html>>. Consulté le 18 janvier 2009.
- Ignatenko, O., A. van Schaik et M. A. Reuter. 2007. « Exergy as a tool for evaluation of the resource efficiency of recycling systems ». *Minerals Engineering*, vol. 20, n° 9 SPEC ISS, p. 862-874.
- IST. 2008. « House Integrated PV - Hightech in Public » In *First World Portal*. En ligne. <<http://www.ist-world.org/ProjectDetails.aspx?ProjectId=d12aca4642c24115b63d64be179fa121&SourceDatabaseId=e4fcfde0182a45898e8741a1abae3984>>. Consulté le 12 décembre 2008.
- Kannan, R., K. C. Leong, R. Osman, H. K. Ho et C. P. Tso. 2006. « Life cycle assessment study of solar PV systems: An example of a 2.7 kWp distributed solar PV system in Singapore ». *Solar Energy*, vol. 80, n° 5, p. 555-563.
- Kato, K., A. Murata et K. Sakuta. 1997. « An evaluation on the life cycle of photovoltaic energy system considering production energy of off-grade silicon ». *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 47, p. 95-100.
- Kato, K., A. Murata et K. Sakuta. 1998. « Energy pay-back time and life-cycle CO2 emission of residential PV power system with silicon PV module ». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 6, n° 2, p. 105-115.
- KBE. 2007. « Solarkabel datenblaetter ». In *KBE Elektrotechnik GmbH*. En ligne. <http://www.kbe-elektrotechnik.de/pdf/datenblaetter/solar_pur_tuv_ul.pdf>. Consulté le 10 mars 2009.
- Kemmoku, Y., K. Ishikawa, S. Nakagawa, T. Kawamoto et T. Sakakibara. 2002. « Life cycle CO2 emissions of a photovoltaic/wind/diesel generating system ». *Electrical Engineering in Japan*, vol. 138, n° 2, p. 14-23.
- KERYCHIP. 2004. *MATEL MINI PV*. Version 3.0. Logiciel. Viborg, Danemark : KERYCHIP
- Kolodner, Janet L. 1991. « Improving human decision making through case-based decision aiding ». *AI Magazine*, vol. 12, n° 2, p. 52-68.
- Kulkarni, Govind N., Shireesh B. Kedare et Santanu Bandyopadhyay. 2007. « Determination of design space and optimization of solar water heating systems ». *Solar Energy*, vol. 81, n° 8, p. 958-968.

- Kumar, B., R. D. Coyne, M. A. Rosenman, A. D. Radford, M. Balachandran et J. S. Gero. 1991. « Knowledge-based design systems ». *Computing Systems in Engineering: An International Journal*, vol. 2, n° 4, p. 425.
- Labouret A. et M. Viloz. 2006. *Énergie solaire photovoltaïque*, 3ème édition. Paris, Dunod, Le Moniteur, 349 p.
- Liu, B. Y. H., et R. C. Jordan. 1960. « Interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation ». *Solar Energy*, vol. 4, n° 3, p. 1-19.
- Luque, A. et S. Hegedus. 2003. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, First Edition. New York: John Wiley & Sons, 1138 p.
- LVM Solaire. 2007. « Composants d'un système photovoltaïque". In *LVM Solaire*. En ligne. <<http://www.lvmsolaire.fr/Des-cristaux-pour-transformer-le.html>>. Consulté le 20 mars 2007.
- Markvart, T. et L. Castaner. 2005. *Solar cells: materials, manufacture and operation*, First edition. Oxford: Elsevier Advanced Technology, 555 p.
- Menke D.M., G.A. Davis et B.W. Bigon. 1996. *Evaluation of life-cycle assessment tools*. «Technical Report». Center for Clean Products and Clean Technologies, The University of Tennessee, U.S.A, 60 p.
- Moran, M.J. et H.N. Shapiro. 2003. *Fundamentals of engineering thermodynamic*. Fifth Edition. New York: John Wiley & Sons. 120 p.
- Observatoire de l'énergie. 2007. « Prix du gaz et de l'électricité en Europe au 1er janvier 2007 ». In *Énergies et matières premières*. En ligne. <<http://www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/pdf/hanprix2.pdf>>. Consulté le 10 mars 2009.
- Observatoire de l'énergie. 2008. « Statistiques énergétiques France ». In *Énergies et matières premières*. En ligne. <<http://www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/pdf/depliant.pdf>>. Consulté le 10 Mars 2009.
- Pacca, Sergio, Deepak Sivaraman et Gregory A. Keoleian. 2007. « Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems ». *Energy Policy*, vol. 35, n° 6, p. 3316-3326.
- Pedersen, C.O., D.E. Fisher, R.J. Liesen et R.K. Strand. 2003. « ASHRAE Toolkit for building load calculations ». *ASHRAE Transactions*, vol 109(1), p. 583-589.
- Porter, K. 2006. « Feed-In Tariffs ». In *California Energy Comissions*. En ligne. <http://www.energy.ca.gov/2007_energypolicy/documents/2006-08-

[22_workshop/presentations/4-FEED-IN_TARIFFS-K-PORTER.PDF](#)>. Consulté le 10 mars 2009.

RNCan. 1997. *Model national energy code of Canada for buildings*. Ottawa, Canada.

RNCan. 1998. *Manuel de conception des systèmes photovoltaïques autonomes*. Édition révisée en 1998. Varennes, Québec: Ressources Naturelles Canada.

RNCan. 2004a. « Situation présente et évolution du photovoltaïque ; Rapport annuel canadien ». In *Ressources Naturelles Canada: Publications et logiciels*. En ligne. <<http://cetc-varenes.nrcan.gc.ca/fichier.php/codectec/Fr/2005-090/2005-090f.pdf>>. Consulté le 26 novembre 2007.

RNCan. 2004b. *Energy efficiency trends in Canada, 1990 to 2002*. Ottawa, Canada.

RNCan. 2007. *RETSCREEN*. Version 3.2. Logiciel. Varennes, Québec: Ressources Naturelles Canada.

RNCan. 2008. « Capacité PV installée au Canada ». In *Ressources Naturelles Canada: Publications et logiciels*. En ligne. <http://cetc-ctec.nrcan.gc.ca/fra/energies_propres/pv_batiments/publications/2008027.html>. Consulté le 2 novembre 2008.

Rosen, Marc A., et Ibrahim Dincer. 1999. « Exergy analysis of waste emissions ». *International Journal of Energy Research*, vol. 23, n° 13, p. 1153-1163.

Rowlands, I. H. 2005b. « Solar PV electricity and market characteristics: two Canadian case-studies ». *Renewable Energy*, vol. 30, n° 6, p. 815-34.

Siegel, M. D., S. A. Klein et W. A. Beckman. 1981. « A simplified method for estimating the monthly-average performance of photovoltaic systems ». *Solar Energy*, vol. 26, n° 5, p. 413-18.

Solarbuzz. 2009. « Price survey ». In *Solarbuzz*. En ligne. <<http://www.solarbuzz.com/SolarPrices.htm>>. Consulté le 10 mars 2009.

SSES (Société suisse pour l'énergie solaire).2008. « Calcul des coûts ». In *Techniques énergétiques: énergie photovoltaïque*. En ligne. <www.sses.ch/fileadmin/x_bibli/8_downFiles/2_aktuelles/polit/Wirtschaftlichkeit_21_4_08_F.xls>. Consulté le 10 février 2009.

Stamenic, Ljubisav, Eric Smiley et Karim Karim. 2004. « Low light conditions modelling for building integrated photovoltaic (BIPV) systems ». *Solar Energy*, vol. 77, n° 1, p. 37-45.

- Szargut J, D Morris et F Steward. 1988 . « Exergy analysis of thermal, chemical, and metallurgical process ». New York: Hemisphere Publishing.
- Tchouate Heteu, P., et L. Bolle. 2002. *Bilans énergétiques et environnemental des filieres de production d'électricité. Aspects méthodologiques*. Rapport technique. Louvain (Belgique): Université catholique de Louvain, 21 p.
- Unirac. 2008. « Solar Mount Rail System : datasheet». In Unirac: Roof mounting. En ligne. <http://www.unirac.com/pdf/sm_datash.pdf>. Consulté le 10 mars 2009.
- US DOE. 2004. « Building energy databook ».In *Department of Energy: buildings databook*. En ligne. <<http://www.buildingsdatabook.eren.doe.gov>>. Consulté le 4 juin 2007.
- US DOE. 2008. « EnergyPlus; Weather Data ».In *Department of Energy: Energy efficiency and renewable energy*. En ligne. <http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data.cfm>. Consulté le 4 juillet 2008.
- U.S Green Building Council. 2003. *Green building rating system for new construction & major renovations (LEED-NC)*. Version 2.1
- Verstraeten, David. 2007. « État des lieux de la technologie photovoltaïque; cellules, modules, systèmes». In *Centre spatial de Liège*. En ligne. <http://www.ef4.be/documents/evenements/pv-comment-reussir-rw/021_csl_d_verstraeten.pdf>. Consulté le 24 février 2009.
- Vie en vert. 2008. « Panneaux photovoltaïques». In *Télé-Québec: la vie en vert*. En ligne. <<http://vieenvert.telequebec.tv/occurrence.aspx?id=383>>. Consulté le 10 mars 2009.
- Wall, G. 1977. *Exergy: A useful concept within resource accounting*. « Technical Report». Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden,
- Wang, Weimin. 2005. « A simulation-based optimization system for green building design ». Ph.D., Canada, Concordia University (Canada), 283 p. <<http://proquest.umi.com/pqdweb?did=932404551&Fmt=7&clientId=46962&RQT=309&VName=PQD>>. Consulté le 02 décembre 2008.
- Wang, Weimin, Radu Zmeureanu et Hugues Rivard. 2005b. « Applying multi-objective genetic algorithms in green building design optimization ». *Building and Environment*, vol. 40, n° 11, p. 1512-1525.

- Wooley, T., S. Kimmins, et P. Harrison.1997. « *Green building handbook: a guide to building products and their impact on the environment* ». Second Edition. London, UK: Taylor & Francis, 192 p.
- Yun, Geun Young, Mike McEvoy et Koen Steemers. 2007. « Design and overall energy performance of a ventilated photovoltaic facade ». *Solar Energy*, vol. 81, n° 3, p. 383-394.
- Zhang M. 1995. « Analysis of energy conversion systems, including material and global warming aspects ». Ph.D. Thesis, Department of Mechanical Engineering, Oregon State University, Corvallis, OR.130 p.