



Environnement
Canada

Environment
Canada

Évaluation de la performance environnementale des technologies solaires photovoltaïques

**Rapport financé dans le cadre du Fonds
pour l'énergie propre**

Environnement Canada, en partenariat avec CanmetÉNERGIE
de Ressources naturelles Canada



Canada

Version imprimée

N° de cat. : EN84-88/2012F

ISSN 978-1-100-99779-7

Version PDF

N° de cat. : EN84-88/2012F-PDF

ISSN 978-1-100-99780-3

Le contenu de cette publication ou de ce produit peut être reproduit en tout ou en partie, et par quelque moyen que ce soit, sous réserve que la reproduction soit effectuée uniquement à des fins personnelles ou publiques mais non commerciales, sans frais ni autre permission, à moins d'avis contraire.

On demande seulement :

- de faire preuve de diligence raisonnable en assurant l'exactitude du matériel reproduit;
- d'indiquer le titre complet du matériel reproduit et l'organisation qui en est l'auteur;
- d'indiquer que la reproduction est une copie d'un document officiel publié par le gouvernement du Canada et que la reproduction n'a pas été faite en association avec le gouvernement du Canada ni avec l'appui de celui-ci.

La reproduction et la distribution à des fins commerciales est interdite, sauf avec la permission écrite de l'administrateur des droits d'auteur de la Couronne du gouvernement du Canada, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada (TPSGC). Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec TPSGC au 613-996-6886 ou à droitdauteur.copyright@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

Photos de la page couverture : © Photos.com 2010, Getty Images

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre de l'Environnement, 2012

Table des matières

Table des matières	i
Avant-propos	1
Remerciements	2
Résumé	3
1. Contexte photovoltaïque canadien et mondial	8
1.1. Contexte photovoltaïque mondial.....	8
1.2. Contexte photovoltaïque canadien.....	10
2. Introduction aux systèmes photovoltaïques	12
2.1. Cellules solaires	12
2.1.1. Des cellules solaires aux systèmes photovoltaïques	13
2.1.2. Applications des systèmes photovoltaïques	14
2.1.2.1. Applications hors réseau et raccordées à un réseau à distance	14
2.1.2.2. Applications connectées au réseau	14
2.2. Aperçu des technologies photovoltaïques et du cycle de vie	15
2.2.1. Technologies photovoltaïques et statut de fabrication actuels	15
2.2.1.1. Silicium cristallin.....	15
2.2.1.2. Technologies en couches minces	16
2.2.1.3. Nouvelles technologies photovoltaïques (cellules photochimiques à colorant, cellules photovoltaïques organiques et cellules multijonctions à haut rendement III-V)	16
2.2.2. Cycle de vie des systèmes photovoltaïques : de l’approvisionnement en matériaux à la mise hors service.....	17
3. Méthodologie	19
3.1. Introduction.....	19
3.2. Analyse du cycle de vie	19
3.3. Limites des systèmes	20
3.4. Sources et limites des données	21
4. Temps de retour énergétique	21
4.1. Introduction.....	21
4.2. Temps de retour énergétique déclarés pour les systèmes photovoltaïques en couches minces et à base de silicium.....	23
4.3. Temps de retour énergétique et irradiation solaire photovoltaïques.....	26
4.3.1. Temps de retour énergétique et changement de technologie photovoltaïques	28
4.3.2. Le temps de retour énergétique varie selon le type d’application photovoltaïque.....	28
4.3.3. Temps de retour énergétique et efficacité des modules photovoltaïques	29
4.4. Domaines nécessitant un travail plus approfondi	30

5. Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques	32
5.1. Introduction.....	32
5.2. Émissions de gaz à effet de serre liées au cycle de vie.....	32
5.2.1. Émissions de gaz à effet de serre fluorés pendant l'étape de fabrication des modules photovoltaïques	35
5.3. Émissions de polluants atmosphériques liées au cycle de vie	35
5.4. Facteurs ayant une incidence sur les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques	36
5.4.1. Ensemble des réseaux d'électricité – Répercussions pour l'évaluation canadienne.....	36
5.4.2. Étapes du cycle de vie photovoltaïque.....	38
5.5. Comparaison avec d'autres technologies.....	38
5.5.1. Gaz à effet de serre.....	38
5.5.2. Polluants atmosphériques	39
5.6. Domaines nécessitant un travail plus approfondi	40
6. Métaux lourds et autres produits chimiques.....	41
6.1. Introduction.....	41
6.1.1. Répercussions	41
6.1.2. Tendances.....	42
6.1.3. Sources de renseignements et limites.....	43
6.2. Fabrication.....	44
6.2.1. Silicium monocristallin et polycristallin	46
6.2.2. Tellure de cadmium en couches minces	47
6.2.2.1. Total des émissions de cadmium.....	47
6.2.2.2. Émissions directes de cadmium.....	48
6.2.2.3. Émissions indirectes de cadmium	48
6.2.3. Autres technologies en couches minces.....	50
6.2.3.1. Diséléniure de cuivre et d'indium/Diséléniure de cuivre-indium- gallium	50
6.2.3.2. Silicium amorphe	51
6.2.4. Études de toxicologie sur les modules photovoltaïques	52
6.3. Exploitation et entretien.....	52
6.4. Mise hors service	53
6.4.1. Déchets.....	53
6.4.2. Recyclage.....	54
6.5. Comparaison avec d'autres technologies.....	56
6.6. Domaines nécessitant une recherche plus approfondie	57

7. Utilisation et qualité de l'eau	59
7.1. Introduction.....	59
7.1.1. Répercussions	59
7.1.2. Tendance.....	59
7.2. Fabrication.....	60
7.2.1. Utilisation de l'eau	60
7.2.2. Qualité de l'eau – Eutrophisation	61
7.3. Exploitation et entretien.....	61
7.4. Comparaison avec d'autres technologies.....	62
7.5. Domaines nécessitant un travail plus approfondi	63
8. Paysage et écologie	64
8.1. Introduction.....	64
8.1.1. Répercussions	64
8.1.2. Tendance.....	64
8.2. Fabrication.....	65
8.2.1. Utilisation des terres.....	65
8.2.2. Épuisement des ressources abiotiques	65
8.3. Exploitation et entretien.....	66
8.3.1. Utilisation des terres.....	66
8.3.2. Biodiversité.....	67
8.4. Mise hors service	68
8.4.1. Bonification des terres.....	68
8.4.2. Épuisement des ressources abiotiques	69
8.5. Comparaison avec d'autres technologies.....	69
8.6. Domaines nécessitant un travail plus approfondi	71
9. Conclusions.....	72
Glossaire.....	74
Références	85

Avant-propos

Le rapport *Évaluation de la performance environnementale des technologies solaires photovoltaïques* a été élaboré par Environnement Canada, en partenariat avec CanmetÉNERGIE de Ressources naturelles Canada et à l'aide des commentaires de la tâche 12 « Photovoltaic Environmental Health and Safety » (effets de la technologie photovoltaïque sur l'environnement, la santé et la sécurité) du programme portant sur les systèmes d'alimentation photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie et de plusieurs chercheurs canadiens et intervenants de l'industrie.

L'évaluation a été financée dans le cadre du Fonds pour l'énergie propre de un milliard de dollars annoncé par le gouvernement du Canada en 2009. Le Fonds pour l'énergie propre, qui fait partie du Plan d'action économique du Canada, investit dans des projets de démonstration d'envergure sur le captage et le stockage du carbone, dans des projets de démonstration à plus petite échelle de technologies d'énergie renouvelable et d'énergie de remplacement et dans des projets de recherche et de développement, y compris dans des évaluations de la technologie comme ce rapport.

La présente évaluation a été effectuée en partant du principe que les technologies d'énergie renouvelable ont, en général, moins de répercussions négatives sur l'environnement que la production d'électricité traditionnelle à partir de combustibles fossiles. En 2009, les National Academies of Sciences des États-Unis ont réalisé une analyse exhaustive des documents disponibles sur des technologies de production d'électricité comparatives, y compris des technologies d'énergie renouvelable variées. Les plages ont été généralement fournies en indiquant les rejets minimaux et maximaux dans l'environnement pour les technologies, les résultats tirés des documents variant considérablement. Cependant, les conclusions suivantes ont été formulées en ce qui a trait aux répercussions sur l'environnement :

- Les technologies d'électricité renouvelable ont intrinsèquement un cycle de vie des *émissions* de dioxyde de carbone faible par rapport à la production d'électricité traditionnelle à partir de combustibles fossiles.
- La plupart des émissions surviennent pendant la fabrication et le déploiement des technologies d'énergie renouvelable.
- À l'exception de l'énergie produite par biomasse, la production d'électricité renouvelable présente des émissions directes de polluants atmosphériques réglementés faibles ou nulles.
- La plupart des technologies d'énergie renouvelable consomment beaucoup moins d'eau et ont des répercussions bien moins importantes sur la qualité de l'eau.
- L'impact de l'utilisation des terres a tendance à demeurer localisé et certaines terres touchées peuvent également être utilisées à d'autres fins.
- À des taux de déploiement élevés, les répercussions locales peuvent être importantes.

L'évaluation est destinée à améliorer la compréhension scientifique et technique des technologies solaires photovoltaïques et à aider à appuyer l'élaboration d'une politique publique, d'une réglementation et de décisions d'investissement fédéral efficaces. Dans la mesure du possible, cette évaluation permet de comprendre les répercussions relatives sur l'environnement des diverses sources d'énergie électrique, ce qui est essentiel pour l'élaboration d'une politique éclairée en matière d'énergie et pour l'affectation de fonds pour les priorités de recherche stratégiques.

Remerciements

Ce rapport a été rendu possible grâce à l'appui financier du Fonds pour l'énergie propre. Il a été préparé par Kelly Vandeligt de la Division de l'impact des technologies et des programmes en technologie d'Environnement Canada, avec la participation de Sophie Pelland et Yves Poissant du Groupe de recherche en énergie photovoltaïque CanmetÉNERGIE de Ressources naturelles Canada à Varennes (Québec).

Cette évaluation a grandement bénéficié des connaissances et de l'expertise de nos pairs examinateurs : M. Vasilis Fthenakis, Ph.D., Brookhaven National Laboratory et de l'Université Columbia, 5N plus Inc. et le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services.

Nous sommes également reconnaissants de la coopération et de la contribution du Programme des systèmes d'énergie photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie et du Réseau d'innovation photovoltaïque du Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada. Nos sincères remerciements s'adressent à ces groupes qui nous ont invités à leurs réunions; les possibilités d'apprentissage offertes au cours de celles-ci se sont révélées essentielles pour la préparation de ce rapport.

Résumé

Renseignements généraux

L'évaluation de la performance environnementale des technologies solaires photovoltaïques a été menée dans un contexte où l'intérêt international et national est manifesté à l'égard des technologies photovoltaïques en tant que source d'énergie durable et renouvelable. Sur la scène internationale, la capacité photovoltaïque (PV) cumulative installée a augmenté de façon impressionnante de 68 % (AIE, 2011b) de 2009 à 2010, la plupart des installations ayant eu lieu dans un nombre limité de pays, notamment l'Allemagne, le Japon, l'Italie, les États-Unis, l'Espagne et la France. Au Canada, la capacité photovoltaïque installée a augmenté de plus de 22 % chaque année, entre 1993 et 2009 (AIE, 2009), et le secteur photovoltaïque emploie actuellement plus de 5 000 personnes et génère une valeur commerciale supérieure à un milliard de dollars par an.

Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire les émissions totales de gaz à effet de serre (GES) au Canada de 17 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020. Afin de contribuer à la réalisation de cet engagement et d'appuyer la recherche, l'élaboration et la mise à l'essai des technologies des énergies renouvelables et de remplacement, notamment les technologies photovoltaïques, le Fonds pour l'énergie propre a été annoncé en 2009.

Objectif

L'évaluation a pour but d'accroître la compréhension scientifique et technique des technologies photovoltaïques et d'appuyer une politique publique, une réglementation et des décisions d'investissement fédéral efficaces qui font la promotion du photovoltaïque et d'autres technologies d'énergie propre au Canada. Dans la mesure du possible, elle permet de comprendre les répercussions relatives sur l'environnement des diverses sources d'énergie électrique et détermine les lacunes en matière de connaissances, ce qui constitue une information essentielle pour l'élaboration d'une politique éclairée en matière d'énergie et pour l'affectation de fonds pour les priorités de recherche stratégiques.

Méthode

L'évaluation indique le contexte mondial et canadien du photovoltaïque, puis fournit une courte introduction aux cellules solaires, aux systèmes photovoltaïques, aux applications (y compris les applications hors réseau et à distance), un bref aperçu des principales technologies photovoltaïques actuellement disponibles sur le marché et un résumé du cycle de vie des systèmes photovoltaïques. Le corps du rapport est un examen exhaustif des études publiées dont les résultats sont présentés et abordés dans des chapitres organisés selon cinq indicateurs environnementaux : temps de retour énergétique, émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques, métaux lourds et autres produits chimiques, qualité et utilisation de l'eau, paysage et écologie. Chaque chapitre comprend une comparaison avec d'autres technologies, lorsque de tels renseignements sont disponibles.

Dans l'ensemble, l'évaluation fournit une évaluation de la performance environnementale des technologies photovoltaïques tout au long de leur cycle de vie complet : approvisionnement en matériaux, fabrication, utilisation, transmission, distribution et mise hors service de produits. Parmi ceux-ci, la fabrication représente l'étape la plus importante relativement aux conséquences environnementales des technologies photovoltaïques. Le rapport est axé sur deux catégories de technologies photovoltaïques, les modules en silicium cristallin (70 % de la production de modules selon l'enquête de l'Agence internationale de l'énergie) et les modules

en couches minces (30 % de la production de modules). Ces deux catégories sont considérées comme les plus importantes sur le marché canadien actuel. Des efforts ont été déployés pour examiner tous les documents disponibles qui pourraient s'avérer pertinents dans le contexte canadien, y compris les études menées en Europe occidentale où le climat pourrait être semblable à celui du Canada.

Résultats clés

L'évaluation et l'examen exhaustifs des technologies photovoltaïques durant le cycle de vie complet ont permis d'avoir une idée précise de leur performance mesurée par rapport aux indicateurs environnementaux clés. En résumé :

- Les technologies photovoltaïques ont, en général, moins de répercussions négatives sur l'environnement que la production d'électricité traditionnelle à partir de combustibles fossiles. Actuellement, de nombreuses entreprises d'énergie solaire satisfont aux normes nationales et internationales en matière de manipulation et d'atténuation des matières dangereuses, voire les dépassent.
- La mise hors service des modules photovoltaïques est perçue comme un défi environnemental pour l'industrie solaire. Pour relever ce défi, *PV CYCLE*¹, un programme international de l'industrie photovoltaïque qui s'attaque au défi de recyclage en Europe, a été établi. La première installation de démontage à grande échelle pour les modules en fin de vie a été introduite en Europe en 2009 dans le cadre du programme PV CYCLE.
- Le temps de retour énergétique d'un système photovoltaïque (le délai requis pour que le système produise la même quantité d'énergie qui a été utilisée pour le produire) a diminué considérablement ces dernières années, les études indiquant maintenant un temps de retour énergétique d'environ un an. Cela peut être attribué à l'efficacité accrue des modules, à une fabrication plus efficace et aux améliorations technologiques.
- Les systèmes photovoltaïques n'émettent pas de gaz à effet de serre ou de polluants atmosphériques dans des conditions normales d'exploitation. L'extraction des matières et les étapes de production représentent presque toutes les émissions dans le cycle de vie photovoltaïque. La plus grande préoccupation est liée aux émissions de gaz à effet de serre fluorés. Les tendances récentes montrent que les rejets de ces gaz sont en déclin, ce qui pourrait être attribué à des processus de fabrication plus efficaces et à l'utilisation de substances de remplacement.
- De petites quantités de métaux lourds, comme le cadmium et le plomb, sont utilisées pour la production de cellules photovoltaïques et peuvent provenir des déchets produits par la mise hors service des modules solaires à la fin de leur vie utile. Le tellurure de cadmium, un composé inorganique du cadmium largement utilisé dans les cellules photovoltaïques, devrait être séparé du cadmium élémentaire et de ses autres composés, étant donné qu'il présente moins de risques toxicologiques. Le cadmium est un sous-produit naturel de l'exploitation du zinc et des études laissent entendre qu'un moyen écologique de séquestrer le cadmium élémentaire consiste à l'utiliser dans des modules photovoltaïques. Le recyclage des modules photovoltaïques à la fin de leur vie permet de s'assurer que le cadmium est récupéré et réutilisé dans de nouveaux modules photovoltaïques maintenant et dans un avenir prévisible.

¹ Les mots et phrases en italique sont définis dans le glossaire.

- L'utilisation de l'eau dans le cycle de vie des technologies photovoltaïques provient principalement de l'utilisation en amont liée à la fabrication et est considérée comme étant minimale. Aucune eau n'est utilisée pendant le fonctionnement des systèmes photovoltaïques, sauf lorsque les modules sont nettoyés. En outre, les répercussions sur la qualité de l'eau sont jugées minimales.
- Les aménagements au sol peuvent avoir des répercussions importantes, bien que localisées, sur le paysage et l'écologie. Les aménagements sur le toit utilisent moins de terres, car ils sont installés sur des structures existantes. Plus l'efficacité du module augmente, plus l'utilisation des terres diminue. Cependant, il a été démontré que lorsque des centrales électriques photovoltaïques sont construites en utilisant les meilleures pratiques de gestion, elles peuvent offrir un avantage positif pour la biodiversité. Un autre avantage des centrales électriques photovoltaïques réside dans le fait qu'elles peuvent être situées sur des terres marginales et des *friches industrielles*. Elles peuvent également être utilisées sur des terres de qualité supérieure conjointement avec le pâturage du bétail et les cultures.

Discussion/conclusions

En général, les technologies photovoltaïques ont moins de répercussions négatives sur l'environnement que la production d'électricité traditionnelle à partir de combustibles fossiles, comme l'indique la section sur les résultats clés ci-dessus. Plus précisément, la comparaison des technologies photovoltaïques avec des moyens de production d'énergie plus traditionnels révèle des avantages mesurables, par exemple :

- Les émissions de cadmium à partir du cycle de vie des modules photovoltaïques à base de tellurure de cadmium sont de 100 à 360 fois inférieures à celles des centrales électriques alimentées au charbon dotées de dispositifs de contrôle des particules fonctionnant de façon optimale. Lorsqu'on les compare aux installations thermiques alimentées au charbon, chaque gigawattheure d'électricité produite pendant le fonctionnement des modules photovoltaïques de tellurure de cadmium peut en fait éviter l'émission de 8,8 g de cadmium provenant d'une installation alimentée au charbon ou l'émission d'environ 2 g de cadmium provenant d'une installation de ce type aux États-Unis, étant donné une concentration médiane de 0,5 mg/kg de cadmium dans le charbon des États-Unis.
- Des études ont indiqué que la consommation d'eau au cours de l'exploitation normale d'un système photovoltaïque est minimale (15 L/MWh) par rapport à d'autres technologies produisant de l'énergie. Dans le cadre de ces études, la seule technologie qui présentait des valeurs de consommation d'eau plus faibles était l'énergie éolienne en mer (4 L/MWh). Des valeurs considérablement plus élevées en matière de consommation d'eau ont été signalées pour le charbon (1 140 L/MWh), le nucléaire (1 500 L/MWh) et la vapeur pétrole/gaz (1 100 L/MWh).
- L'utilisation des terres pour les sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie photovoltaïque, est différente en ce sens que les sources d'énergie renouvelable utilisent les terres d'une façon statique (passive), tandis que les sources de carburant traditionnelles utilisent les ressources extraites des terres pendant leur phase d'exploitation et d'entretien.

En revanche, la croissance du secteur de l'énergie solaire pourrait avoir ses propres conséquences sur l'environnement. Par exemple, l'augmentation de la fabrication des modules photovoltaïques et la nécessité qui s'ensuit de les mettre hors service et de les éliminer pourrait créer une nouvelle vague de déchets électroniques. L'élimination des déchets liés à l'énergie photovoltaïque représente l'étape qui devrait entraîner

la plus forte incidence environnementale lorsque l'énergie photovoltaïque est évaluée sur la base d'un cycle de vie complet. Cela dit, le recyclage des modules photovoltaïques usés est maintenant commencé et il est démontré qu'il y a un potentiel d'améliorer le profil environnemental des technologies photovoltaïques.

Le présent rapport détermine également les domaines à chaque étape du cycle de vie photovoltaïque où l'on constate un manque de renseignements, comme le résume la section ci-dessous « Domaines nécessitant un travail plus approfondi ». Cette évaluation examine également l'état des connaissances sur les avantages et les conséquences associés à chaque étape du cycle de vie photovoltaïque. Dans l'ensemble, et malgré les mises en garde concernant les conséquences environnementales associées à la mise hors service, l'évaluation révèle les avantages actuels et les avantages futurs potentiels des technologies photovoltaïques à chaque phase du cycle de vie.

Domaines nécessitant un travail plus approfondi

L'évaluation a révélé des lacunes en matière de connaissances pour les cinq indicateurs environnementaux : temps de retour énergétique, émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques, métaux lourds et autres produits chimiques, qualité et utilisation de l'eau, paysage et écologie. Les domaines nécessitant un travail plus approfondi sont notamment les suivants :

- L'accès aux renseignements actuels est essentiel lorsque l'on considère l'indicateur de temps de retour énergétique, étant donné que les paramètres qui ont une incidence sur le temps de retour énergétique, y compris le rendement de conversion, l'épaisseur des plaquettes et l'utilisation des matières progressent continuellement. Le temps de retour énergétique pour les systèmes autonomes (Kaldellis *et al.*, 2010) dans les collectivités canadiennes éloignées fait défaut et la possibilité de nouvelles technologies de stockage pour faire diminuer le temps de retour énergétique relativement aux systèmes autonomes n'a pas été étudiée.
- Il manque également des renseignements concernant les émissions de gaz à effet de serre associées aux installations intégrées au bâtiment par rapport aux installations sur le toit, concernant les comparaisons des systèmes photovoltaïques avec d'autres sources d'énergie renouvelable et sur l'incidence des nouvelles technologies et des nouveaux processus. Il serait utile d'étudier davantage les rejets des gaz à effet de serre concernant les modules en couches minces de silicium amorphe, compte tenu des préoccupations au sujet des rejets de gaz fluorés à l'étape de la fabrication. Bien que l'accent ait été mis sur les émissions de gaz à effet de serre, peu d'auteurs ont abordé les polluants atmosphériques.
- Bon nombre des études actuellement disponibles ne permettent pas d'évaluer les émissions en matière de toxicité à titre d'indicateur. Dans le cas des analyses du cycle de vie (ACV) en général, différents modèles peuvent produire des résultats très différents, étant donné qu'une méthode de caractérisation standard concernant la toxicité n'est pas disponible. Malgré le fait que les métaux lourds et d'autres produits chimiques sont utilisés en petites quantités dans les modules photovoltaïques, puisque la production et le déploiement augmenteront ces prochaines années, il sera important de surveiller l'utilisation de ces substances afin de s'assurer qu'elles ne dépassent pas les limites établies et qu'elles ne présentent pas de risques pour la santé humaine et l'environnement. Une évaluation complète de la toxicité du tellure de cadmium et des facteurs de caractérisation spécifique de toxicité de l'ACV aiderait à comprendre les impacts environnementaux potentiels des technologies PV. Des études ont montré que sa toxicité est bien inférieure à celle du cadmium élémentaire ou métallique et de ses autres composés.

- Seules des données limitées sont disponibles sur l'utilisation de l'eau à l'étape de fabrication et le recyclage ou sur la recirculation de cette eau. L'incidence de l'utilisation de l'eau dans le recyclage des modules photovoltaïques en fin de vie n'a pas encore été étudiée. Une mesure normalisée pour rendre compte de la consommation d'eau, y compris le recyclage de l'eau, permettrait de fournir un compte rendu plus précis de l'utilisation de l'eau dans l'analyse du cycle de vie des systèmes photovoltaïques.
- La recherche continue à normaliser les paramètres pour évaluer l'intensité de l'utilisation des terres, la fragmentation de l'habitat, les multiples facteurs de stress sur la santé des populations et le risque d'effondrement des écosystèmes complexes (Turney et Fthenakis, 2011). À l'heure actuelle, de nombreuses catégories de répercussions sur les terres pour l'analyse du cycle de vie sont dépourvues de paramètres bien définis ou il existe un manque de consensus chez les spécialistes de l'analyse du cycle de vie. Les catégories de répercussions indirectes, telles que l'intensité de l'utilisation des terres, sont souvent utilisées pour évaluer les répercussions sur les terres dans le cadre de l'analyse du cycle de vie, mais aucun consensus n'a été établi à savoir quel paramètre décrit le mieux les effets d'une variété d'utilisations des terres.

1. Contexte photovoltaïque canadien et mondial

1.1. Contexte photovoltaïque mondial

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a indiqué qu'une révolution de la technologie énergétique est en cours et qu'une mise en œuvre généralisée des technologies à faible consommation de carbone permettra non seulement de relever le défi des changements climatiques, mais également d'améliorer la sécurité énergétique et le développement économique (AIE, 2010a).

Malgré la forte croissance au cours des dernières décennies, les systèmes photovoltaïques fournissent actuellement seulement 0,1 % de l'approvisionnement mondial en électricité (AIE, 2010b). Les scénarios potentiels de mise en œuvre varient grandement, des scénarios de maintien du « statu quo » dans lesquels l'énergie photovoltaïque demeure marginale dans le cadre de l'approvisionnement mondial en électricité, même en 2050, en passant par les cas médians où l'énergie photovoltaïque génère moins de 10 % de l'approvisionnement en 2030-2050, aux scénarios dynamiques dans lesquels l'énergie photovoltaïque fournit jusqu'à 12 % de l'électricité mondiale en 2030 et jusqu'à 33 % en 2050 (EPIA, 2011; Arvizu *et al.*, 2011). L'Agence internationale de l'énergie estime que, d'ici 2050, l'énergie photovoltaïque fournira environ 11 % de la production d'électricité mondiale et permettra d'éviter 2,3 milliards de tonnes d'émissions de dioxyde de carbone par an (AIE, 2010b).

En 1993, l'Agence internationale de l'énergie a mis sur pied le programme portant sur les systèmes d'alimentation photovoltaïque (programme portant sur les systèmes d'alimentation photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie), une entente de collaboration en recherche et développement conclue entre 16 pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), y compris le Canada. La mission du programme portant sur les systèmes d'alimentation photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie est d'améliorer la collaboration internationale afin d'accélérer l'élaboration et la mise en œuvre de *technologies photovoltaïques* en tant qu'option d'énergie renouvelable importante et durable. À la fin de 2009, on comptait 14 projets de recherche ou « tâches », parmi lesquels sept se poursuivent. La tâche 12 enquête sur les « problèmes de sécurité et de santé environnementales de l'énergie photovoltaïque ».

La capacité photovoltaïque cumulative dans le monde a augmenté pour passer de 103 MW en 1992 à 34 953 MW en 2010 (AIE, 2011a) (figure 1).

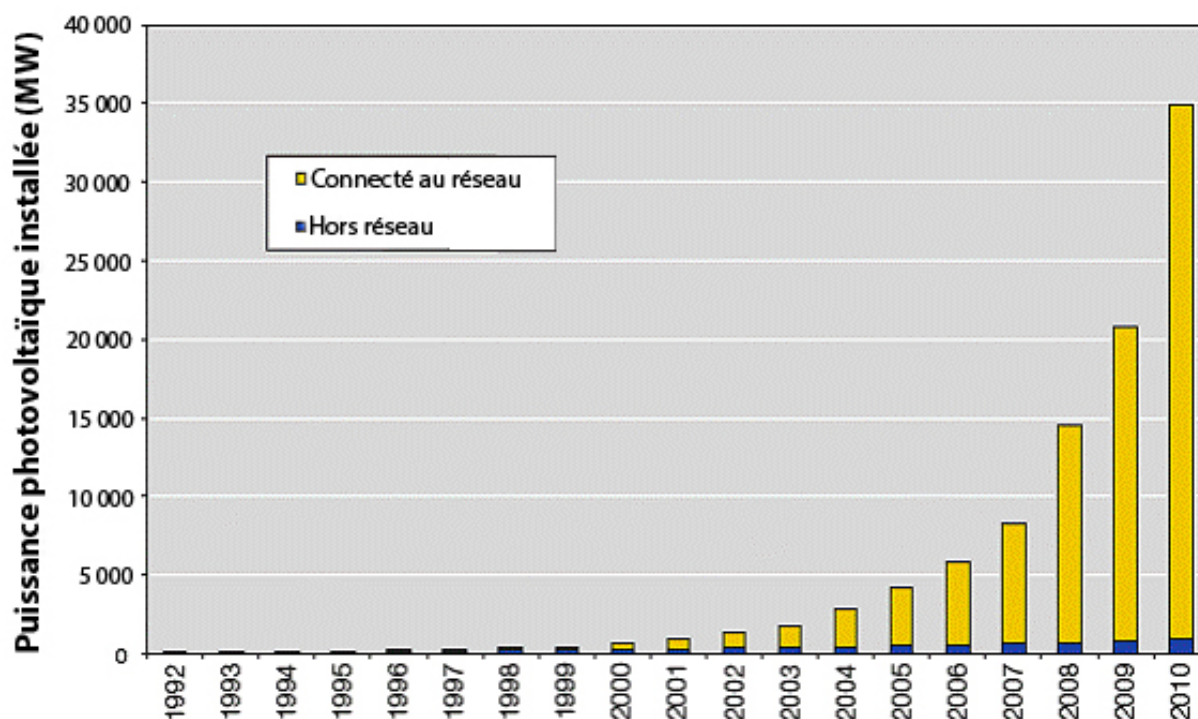


Figure 1 : Évolution de la capacité photovoltaïque installée cumulative dans les pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques de 1992 à 2010

Source : AIE, 2011b

La figure 1 montre l'évolution de la *capacité photovoltaïque installée* cumulative dans les pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques de 1992 à 2010, ainsi que les contributions respectives des *applications hors réseau* et *connectées au réseau* (AIE, 2011b). À la fin des années 1990 et au début des années 2000, les applications connectées au réseau ont commencé à supplanter les applications hors réseau à la suite de programmes de subvention, établis dans des pays tels que le Japon et l'Allemagne, et destinés à accélérer la mise en œuvre de systèmes photovoltaïques, à inciter aux réductions des coûts et à stimuler l'industrie photovoltaïque. Divers types de subventions ont été utilisés, les plus populaires étant les *tarifs de rachat* qui consistent en des contrats conclus avec des propriétaires de systèmes pour l'achat de l'électricité produite par un système photovoltaïque à un prix de soutien pendant une longue période de temps. À la fin de l'année 2009, les programmes de tarifs de rachat étaient en place dans plus de 50 pays (Arvizu *et al.*, 2011).

De 2009 à 2010, la capacité photovoltaïque installée cumulative a augmenté de façon impressionnante de 68 % (AIE, 2011b), la majeure partie des installations se trouvant dans un nombre limité de pays, notamment l'Allemagne, le Japon, l'Italie, les États-Unis, l'Espagne et la France. Le prix des modules photovoltaïques et de l'électricité produite par un système photovoltaïque a diminué de façon constante depuis l'introduction commerciale de ces systèmes dans les années 1950. Les modules photovoltaïques, par exemple, ont connu une réduction médiane de 20 % des coûts pour chaque doublement de la capacité de modules photovoltaïques fabriqués (Arvizu *et al.*, 2011). À l'heure actuelle, les prix les plus bas de l'électricité produite par un système photovoltaïque, qui sont associés à des centrales électriques photovoltaïques de grande échelle,

sont de l'ordre de 14,5 à 36,3 cents/kWh (Arvizu *et al.*, 2011). Bien que cela demeure supérieur au prix de détail de l'électricité dans la plupart des régions, *la parité avec le réseau* est prévue dans plusieurs régions d'ici la fin de la présente décennie (AIE, 2011b).

La croissance de l'énergie photovoltaïque est favorisée par des facteurs environnementaux et économiques. D'un point de vue environnemental, les systèmes photovoltaïques ne produisent pas d'émissions directes de gaz à effet de serre (GES) pendant une durée de vie utile normale de 20 à 30 ans et peuvent donc jouer un rôle dans l'atténuation des changements climatiques en supplantant la production d'électricité à partir de combustibles fossiles et à plus forte intensité d'émissions de gaz à effet de serre. Cela est étudié en détail dans un rapport récent du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (Arvizu *et al.*, 2011). D'un point de vue économique, l'industrie photovoltaïque est une industrie de haute technologie qui emploie près de 430 000 personnes dans les 16 *pays du programme portant sur les systèmes d'alimentation photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie* et dont l'estimation de la valeur commerciale totale en 2010 était à près de 60 milliards de dollars américains, soit le double de la valeur enregistrée l'année précédente (AIE, 2011b).

1.2. Contexte photovoltaïque canadien

La capacité photovoltaïque installée au Canada a augmenté de plus de 22 % chaque année, entre 1993 et 2009 (AIE, 2009). Le programme des tarifs de rachat garantis du gouvernement de l'Ontario favorise une mise en œuvre rapide de l'énergie photovoltaïque raccordée au réseau. Le total de la capacité photovoltaïque installée au Canada a atteint 281 MW en 2010, par rapport à 94 MW en 2009 (Dignard-Bailey et Ayoub, 2011). Dans le cadre du programme de tarifs de rachat garantis de l'Ontario, l'Ontario Power Authority (OPA) offre aux propriétaires de systèmes photovoltaïques des contrats pour acheter de l'électricité produite par des systèmes photovoltaïques à un prix de soutien. Les tarifs varient de 34,7 cents/kWh pour les systèmes photovoltaïques de grande échelle installés au sol à 54,9 cents/kWh pour les systèmes de moins de 10 kW installés sur les toits (OPA, 2012). À la fin de 2011, l'Ontario Power Authority a géré des contrats d'approvisionnement en électricité représentant 10 380 MW d'énergie renouvelable, dont 19,3 % provenait de l'énergie photovoltaïque (OPA, 2012). Bien que le plus grand nombre de demandes formulées dans le cadre de ces programmes visent de petits systèmes résidentiels, plus de 75 % de la capacité installée provient de centrales électriques photovoltaïques dont la production se mesure en mégawatts, comme à la centrale de Sarnia (80 MW).

Les fabricants canadiens d'énergie photovoltaïque participent aux différentes étapes du cycle de vie photovoltaïque, en produisant des matériaux (par exemple Calisolar et 5N plus), des modules et des cellules photovoltaïques (par exemple Centennial Solar, Day4 Energy, Heliene, Photowatt Canada, Celestica et Canadian Solar) *semi-conducteurs de qualité solaire* et de nombreux autres produits tout au long de la chaîne de valeur photovoltaïque. Récemment, l'exigence du programme de tarifs de rachat garantis relative au contenu national a attiré un grand nombre de nouvelles entreprises en Ontario, donnant lieu à une industrie dynamique et évoluant rapidement. Le secteur photovoltaïque au Canada emploie actuellement plus de 5 000 personnes et génère une valeur commerciale supérieure à un milliard de dollars par an. De plus, l'énergie solaire crée davantage d'emplois par mégawatt produit et par dollar investi que toute autre source d'énergie (Peters, 2010).

En décembre 2010, l'Association des industries solaires du Canada, en partenariat avec Ernst & Young, a publié *Vision du solaire 2025*, une feuille de route concernant l'avenir de l'industrie de l'énergie solaire canadienne (Association des industries solaires au Canada, 2010). Ce rapport prévoit que « d'ici 2025,

l'énergie solaire sera très répandue dans l'ensemble du Canada, ayant déjà atteint la capacité concurrentielle qui supprime le besoin de mesures incitatives du gouvernement, et sera reconnue comme un élément bien établi du portefeuille énergétique du Canada ».

Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire les émissions totales de gaz à effet de serre au Canada de 17 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020. Afin de contribuer à respecter cet engagement, le gouvernement du Canada prévoit un certain nombre d'activités de technologies propres qui permettent de faire progresser le photovoltaïque et d'autres technologies d'énergie renouvelable, notamment :

- la division de l'impact des technologies et des programmes en technologie, une division qui dirige le volet d'Environnement Canada dans des programmes fédéraux en technologie et qui analyse la performance environnementale des technologies nouvelles et émergentes pour informer les décideurs des politiques administratives.
- CanmetÉNERGIE de Ressources naturelles Canada, la plus grande organisation fédérale des sciences et technologies de l'énergie qui travaille sur les technologies d'énergie propre.
- le Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE), un programme fédéral mené par Ressources naturelles Canada qui finance la recherche et le développement de l'énergie durable. Le Programme de recherche et de développement énergétiques est offert par Environnement Canada et douze autres ministères et organismes.
- l'initiative écoÉNERGIE sur l'innovation, un nouveau programme de 97 millions de dollars pour la réalisation d'un ensemble exhaustif de projets de recherche, de développement et de démonstration qui appuient l'innovation en matière de technologie de l'énergie afin de produire et de consommer l'énergie d'une manière plus écologique et plus efficace (l'initiative écoÉNERGIE sur l'innovation remplace l'initiative écoÉNERGIE sur la technologie qui a pris fin en mars 2011).
- le Fonds pour l'énergie propre, un fonds qui investit dans des projets de démonstration à grande échelle de captage et de stockage du carbone et des projets de démonstration de moindre envergure de technologies fondées sur les énergies renouvelables et de remplacement, y compris la présente évaluation.

Les activités et projets photovoltaïques du gouvernement du Canada sont dirigés par le comité interministériel du portefeuille des systèmes à énergie renouvelable intégrés. Environnement Canada est représenté dans le cadre des systèmes à énergie renouvelable intégrés et aide à garantir les progrès des technologies propres prometteuses en tant que mesure complémentaire aux mesures réglementaires et d'application de la loi.

Enfin, les collectivités éloignées au Canada sont particulièrement bien placées pour profiter des systèmes photovoltaïques. Souvent, ces collectivités ne disposent pas d'infrastructures énergétiques classiques (p. ex. lignes électriques) et s'appuient fréquemment sur les groupes électrogènes diesel. Les projets photovoltaïques devraient améliorer la qualité de l'air à l'échelle régionale et réduire le risque de déversements de carburant étant donné qu'ils supplantent toute la production au moyen de diesel ou une partie de celle-ci.

2. Introduction aux systèmes photovoltaïques

2.1. Cellules solaires

Les systèmes photovoltaïques convertissent l'énergie du soleil directement en électricité. Leur élément de base est la cellule solaire (ou photovoltaïque), dont le fonctionnement est présenté de manière schématique à la figure 2. Les cellules solaires sont des diodes : elles regroupent deux couches (ou plus) de matériaux semi-conducteurs dont les propriétés sont manipulées de manière à créer un champ électrique permanent qui traverse la jonction des deux couches. Lorsque les photons heurtent la cellule solaire, ils excitent les électrons dans les semi-conducteurs. Certains de ces électrons sont transportés par le champ électrique et traversent la jonction ($p-n$), puis sont acheminés vers les interfaces conductrices sur la face supérieure de la cellule. Si la cellule est reliée à une charge, comme cela est le cas à la figure 2, ces électrons traverseront le circuit et approvisionneront la charge en électricité. L'électricité produite est, en général, approximativement proportionnelle à la quantité de lumière du soleil reçue par la cellule solaire.

Tel qu'indiqué à la section 2.3, il existe de nombreux types de cellules solaires correspondant à différents matériaux semi-conducteurs et à diverses dispositions de couches. Ces types de cellules diffèrent en ce qui a trait à leur maturité commerciale, à leur coût et à leur efficacité à convertir l'énergie solaire en électricité. L'efficacité des cellules offertes sur le marché varie d'environ 7 % à 18 % (AIE, 2009), les cellules à plusieurs points de contact les plus chères atteignant une efficacité record supérieure à 40 % (Green *et al.*, 2011). Parallèlement, les cellules solaires composées de matériaux peu coûteux dont l'efficacité ne représente qu'un faible pourcentage sont étudiées dans des laboratoires de recherche dans le but d'en augmenter l'efficacité et de réaliser des progrès décisifs en matière de coûts.

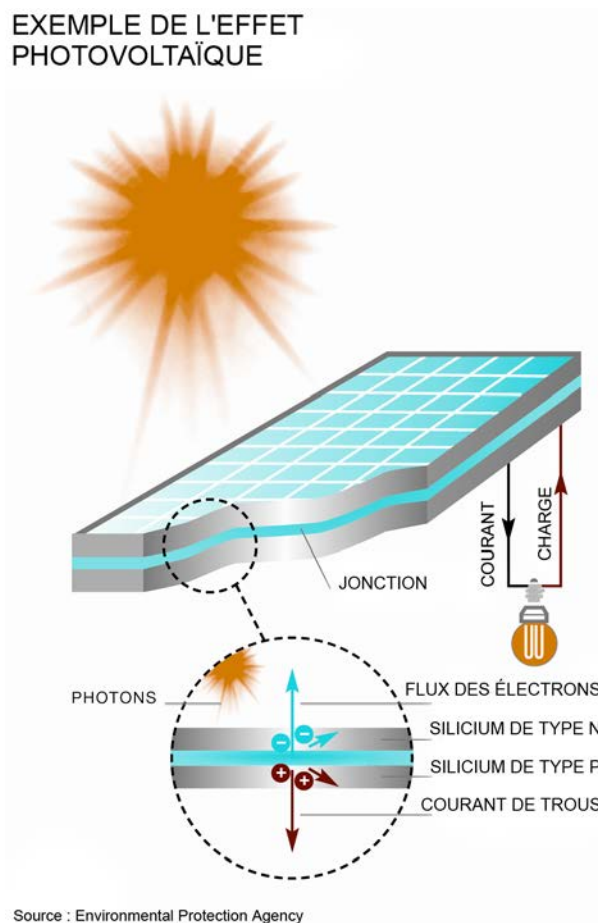


Figure 2 : Production de courant dans des cellules photovoltaïques lorsque les photons excitent les électrons qui traversent la jonction $p-n$

Source : Association européenne de l'industrie photovoltaïque (EPIA) – Greenpeace international, 2011

2.1.1. Des cellules solaires aux systèmes photovoltaïques

Des cellules photovoltaïques individuelles sont parfois utilisées pour alimenter des petits biens de consommation tels que les calculatrices, les montres et les *diodes électroluminescentes (DEL)*. Cependant, en général, plusieurs cellules sont reliées électriquement, laminées avec un *agent d'encapsulation* et placées entre une couverture frontale et une couverture arrière pour former un module solaire, comme l'indique la figure 2. De la même manière, les modules sont branchés entre eux pour former des matrices photovoltaïques qui sont montés dans des supports placés au sol ou sur les toits de bâtiments et sur les façades. Enfin, les *autres composants du système* qui dépendent du type d'application sont ajoutés aux réseaux pour former un système photovoltaïque. Les réseaux photovoltaïques produisant un courant continu (c.c.), des onduleurs sont habituellement utilisés pour le convertir en courant alternatif (c.a.) qui est utilisé par la plupart des appareils électriques. Les autres composants du système peuvent également comprendre des accumulateurs et des *régulateurs de charge*, lorsque le stockage est requis, des capteurs solaires pour permettre aux réseaux photovoltaïques de suivre le soleil (*système de poursuite solaire*), des miroirs et des verres pour les systèmes photovoltaïques avec concentrateurs et des *transformateurs* pour augmenter la tension du système photovoltaïque pour la connexion au réseau d'électricité.

2.1.2. Applications des systèmes photovoltaïques



Figure 3 : Applications des systèmes photovoltaïques : système résidentiel (à gauche) et centrale raccordée au réseau (à droite)

Crédit photo (gauche) : © Yves Poissant, crédit photo (droite) : © Pixomar/FreeDigitalPhotos.net

Les applications de systèmes photovoltaïques peuvent être divisées en deux grandes catégories : 1) les applications raccordées au réseau dans lesquelles les systèmes photovoltaïques sont raccordés à un réseau d'électricité centralisé et 2) les applications hors réseau et reliées à un réseau à distance dans lesquelles les systèmes photovoltaïques ne sont pas raccordés à un réseau d'électricité centralisé (figure 3).

2.1.2.1. Applications hors réseau et raccordées à un réseau à distance

Auparavant, les technologies photovoltaïques étaient surtout élaborées pour des applications hors réseau dans des marchés à créneaux, ces applications ayant été conçues au moment où l'énergie photovoltaïque était devenue rentable. Lorsqu'un emplacement est séparé de plus de un à deux kilomètres du réseau d'électricité ou lorsque les besoins en électricité sont moindres, l'énergie photovoltaïque et d'autres technologies de production sur place coûtent souvent moins cher que l'extension du réseau. L'énergie photovoltaïque présente également l'avantage de nécessiter peu d'entretien, ce qui est essentiel pour des endroits éloignés et sans personnel. Les systèmes photovoltaïques ont été utilisés pour alimenter une variété d'applications à distance, comme les postes de télécommunication, les aides à la navigation, les pompes à eau, les panneaux routiers, les éclairages et les stations de traitement de l'eau. Les systèmes photovoltaïques sont également utilisés pour les applications résidentielles, pour alimenter les résidences qui n'ont pas accès au réseau ainsi que les collectivités éloignées, en association avec d'autres sources d'énergie renouvelable et groupes électrogènes diesel. Ils sont également utilisés dans les pays en développement où 1,4 milliard de personnes n'ont pas accès à l'électricité (Arvizu *et al.*, 2011) et où les besoins en électricité sont faibles. Dans de tels endroits, ils sont utilisés dans l'électrification de villages, en ciblant habituellement l'éclairage et la réfrigération.

2.1.2.2. Applications connectées au réseau

Contrairement à de nombreux systèmes hors réseau, les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau n'ont pas besoin de dispositifs de stockage étant donné que l'électricité peut être importée à partir du réseau lorsque cela est nécessaire. Les coûts des systèmes raccordés au réseau sont donc inférieurs de près de 50 % à ceux des systèmes hors réseau. En revanche, les coûts d'électricité à partir de réseaux centralisés sont beaucoup plus faibles que ceux des réseaux à distance. Par conséquent, le système photovoltaïque

raccordé au réseau ne s'avère pas encore rentable, sauf dans des cas isolés. Pour cette raison, la croissance des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau a été dictée par divers programmes de subvention, comme cela a été mentionné aux sections 1.1 et 1.2. Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau vont des petits systèmes résidentiels installés sur le toit dont la production se mesure en quelques kilowatts aux centrales électriques photovoltaïques dont la production se mesure en millions de watts (figure 3).

2.2. Aperçu des technologies photovoltaïques et du cycle de vie

La présente section fournit une brève description des principales technologies photovoltaïques mises sur le marché, ainsi qu'un résumé du cycle de vie des systèmes photovoltaïques. Pour obtenir de plus amples renseignements sur ces sujets, les lecteurs peuvent consulter des références telles que Wolden *et al* (2011) et AIE (2011a, 2011b).

2.2.1. Technologies photovoltaïques et statut de fabrication actuels

Les technologies photovoltaïques sont fondées sur un certain nombre de matériaux semi-conducteurs et ont différentes phases de maturité. Les principales technologies photovoltaïques aujourd'hui sur le marché sont à base de *silicium cristallin* (monocristallin, polycristallin et silicium sous forme de ruban) et en *couches minces* (*tellure de cadmium* [CdTe], *silicium amorphe* [a-Si] et *diséléniure de cuivre-indium-gallium* [CIGS]). À partir de 2009 (Wolden *et al.*, 2011), les technologies de silicium cristallin (c-Si) représentaient 84 % du marché photovoltaïque (37 % de silicium monocristallin, 2 % de silicium sous forme de ruban et 45 % de silicium polycristallin) et les couches minces correspondaient à la part de marché restante, soit 16 % (13 % de tellure de cadmium, 2 % de silicium amorphe et 1 % de diséléniure de cuivre-indium-gallium). D'autres nouvelles technologies photovoltaïques, telles que les *cellules solaires photochimiques à colorant* et les *cellules photovoltaïques organiques* sont à la phase préindustrielle. Les *cellules solaires multijonctions à haut rendement III-V* à base d'arsénure de gallium sont principalement utilisées dans des secteurs de compétences tels que l'espace et les applications photovoltaïques concentrées.

2.2.1.1. Silicium cristallin

Le silicium est le deuxième élément le plus abondant sur Terre après l'oxygène et le semi-conducteur le plus abondant au monde. Le silicium cristallin a bénéficié de décennies de développement au sein de l'industrie des microélectroniques. Il est bien compris et sa stabilité de champ est démontrée. Pour ces raisons, les technologies photovoltaïques à base de silicium cristallin ont dominé le marché des modules terrestres de l'énergie photovoltaïque pendant plusieurs décennies et le dominent encore. L'efficacité des modules photovoltaïques à base de silicium monocristallin peut varier entre 14 % et 20 %. Des améliorations continues en matière de performance, de rendement et de fiabilité ont permis de diminuer les coûts de cette technologie. En raison du coût moins élevé des plaquettes en silicium polycristallin, les cellules à base de cette technologie ont vu le jour dans les années 1980 comme produit de remplacement du silicium monocristallin, bien que leur efficacité ait tendance à être légèrement plus faible. Il est possible de réduire davantage les coûts, notamment en utilisant des matières premières dont la pureté est plus faible, en diminuant l'utilisation du silicium par l'intermédiaire de *plaquettes sans entaille* (technologie du silicium sous forme de ruban) et en mettant au point des technologies de *silicium ultra fin*.

La fabrication d'un module photovoltaïque à base de silicium cristallin est divisée en plusieurs étapes, en commençant par le découpage des plaquettes, la fabrication des cellules et le montage du module. Au cours de l'étape des plaquettes, des lingots en silicium polycristallin ou monocristallin de qualité solaire sont tranchés en des plaquettes de 0,2 mm d'épaisseur. Au cours de l'étape des cellules, une *jonction p-n* est formée par diffusion des impuretés et des contacts électriques sont créés par l'application et le *frittage des pâtes de métallisation*. À l'étape du module, les cellules sont reliées physiquement et électroniquement, puis sont encapsulées par le verre et le plastique (*copolymère d'acétate de vinyle-éthylène*, Tedlar, etc.).

2.2.1.2. Technologies en couches minces

Comme le nom l'indique, les technologies en couches minces sont composées de couches de semi-conducteurs dont l'épaisseur est habituellement quelques micromètres (environ 100 fois plus fines que celles utilisées dans les technologies de silicium monocristallin ou polycristallin traditionnelles). Cette propriété est activée par le coefficient d'absorption de ces semi-conducteurs qui est supérieur à celui du silicium cristallin, donnant lieu à une diminution de la quantité de matériel utilisé et donc à des technologies moins dispendieuses. Sur la base du coût par watt, les modules à base de tellure de cadmium se caractérisent par le coût de production le moins cher, moins de 0,85 \$ par watt, par rapport à une moyenne de 1,60 \$ par watt pour les technologies cristallines en 2010. Le principal défi technologique pour les technologies en couches minces consiste à améliorer l'efficacité des modules qui varie de 7 % pour le silicium amorphe à 14 % pour le diséléniure de cuivre-indium-gallium, avec des modules à base de tellure de cadmium d'une efficacité d'environ 12 %.

L'étape de fabrication pour les technologies photovoltaïques en couches minces est relativement simple par rapport au silicium cristallin (donnant lieu à un avantage supplémentaire en matière de coût). La fabrication des modules photovoltaïques en couches minces s'appuie habituellement sur une série de dépôts de couches de semi-conducteur sur un verre ou un substrat en acier inoxydable suivie des étapes de fabrication du module (p. ex. l'encapsulation) semblables à celles utilisées pour les technologies de silicium cristallin. D'autres substrats flexibles peuvent parfois être utilisés pour obtenir des produits *photovoltaïques intégrés à un bâtiment*.

2.2.1.3. Nouvelles technologies photovoltaïques (cellules photochimiques à colorant, cellules photovoltaïques organiques et cellules multijonctions à haut rendement III-V)

Outre les technologies de silicium cristallin et en couches minces, un certain nombre de nouvelles technologies photovoltaïques connaissent les premières étapes de leur développement et d'autres technologies photovoltaïques sont en train d'apparaître dans des applications particulières. Bien que ces technologies ne soient pas très répandues, leurs caractéristiques uniques les rendent adaptées à des applications particulières dans l'espace, les déserts, des bâtiments et pour des produits de consommation.

Les cellules solaires photochimiques à colorant sont composées d'une *photoélectrode* (dioxyde de titane nanocristallin sensibilisé à des molécules de colorant organométalliques), d'une redox d'électrolyte (iode) et d'une électrode auxiliaire (platine). Ces cellules peuvent atteindre 11 % d'efficacité, mais il importe de tenir compte de certains aspects critiques tels que la stabilité (liée à l'encapsulation du dispositif) et la production de modules sur de grandes superficies pour que cette technologie rivalise avec d'autres technologies photovoltaïques sur le marché de l'électricité. Pour le moment, la plupart des produits sont axés sur le marché de la consommation (p. ex. les piles rechargeables pour les appareils électroniques

portatifs) et sur des applications intégrées à des bâtiments dans lesquelles différentes couleurs et divers niveaux de transparence peuvent être sélectionnés.

Les cellules photovoltaïques organiques, parfois appelées « cellules solaires plastiques », ont été grandement améliorées au cours des dix dernières années, les meilleures cellules atteignant 8 % d'efficacité et les produits commerciaux se rapprochant du rendement de conversion de 4 %. Le carbone est un élément abondant et les coûts de fabrication devraient être faibles. Cependant, ces cellules sont susceptibles de subir une dégradation chimique, physique et mécanique lorsqu'elles sont exposées à la lumière et à l'oxygène. L'objectif de fabrication actuel est d'augmenter la stabilité et la durée de vie des produits de trois à cinq ans afin de permettre aux applications électroniques de consommation de fonctionner.

Les cellules solaires multijonctions à haut rendement III-V à base d'arsénure de gallium ont été utilisées dans l'espace pendant des décennies. La caractéristique la plus intéressante de ces cellules est leur rendement de conversion élevé dont le taux peut dépasser 40 %. Cependant, cette efficacité élevée a un prix : les processus de fabrication et les conceptions des cellules sont complexes et des éléments rares sont utilisés. Le résultat final est une technologie qui peut coûter plus de 100 fois plus que les technologies de silicium cristallin et en couches minces traditionnelles. Afin de contourner ce problème pour les applications terrestres, pour lesquelles le coût par kilowattheure est le facteur de mérite par excellence, les systèmes photovoltaïques III-V utilisent des *concentrateurs* qui concentrent le composant direct de la lumière du soleil sur une petite zone (p. ex. 1 cm²), les facteurs de concentration se trouvant ainsi multipliés jusqu'à 2 000 fois. Bien que cette technologie mérite encore une étude plus poussée pour ce qui est du rendement des concentrateurs dans les conditions climatiques canadiennes et de la capacité de cette technologie à rivaliser avec les technologies photovoltaïques en champs de modules telles que le silicium cristallin et les couches minces, des concentrateurs ont été mis en place dans des endroits secs comme les déserts où un ciel sans nuage permet de veiller à ce qu'une grande partie de l'*insolation* annuelle soit reçue sous la forme d'ensoleillement direct (plutôt que sous la forme d'ensoleillement diffus qui ne peut pas être concentré).

Aucune de ces nouvelles technologies photovoltaïques n'a été examinée dans la présente évaluation, car elles sont pour la plupart à des étapes de développement et de démonstration et elles n'alimentent pas encore le marché de l'énergie photovoltaïque au Canada.

2.2.2. Cycle de vie des systèmes photovoltaïques : de l'approvisionnement en matériaux à la mise hors service

Du point de vue environnemental, l'*analyse du cycle de vie* d'une technologie énergétique prend en compte les répercussions à toutes les étapes de production, du début à la fin, c'est-à-dire de la production de carburant à la mise hors service (figure 4). Dans le cas de l'énergie photovoltaïque, les étapes montrées à la figure 4 sont simplifiées, car aucun carburant ne doit être préparé, aucun déchet ne résulte de la conversion de la lumière du soleil en électricité et peu d'entretien est requis au cours de son utilisation. Les répercussions sont donc principalement liées à la construction des installations (matières premières, fabrication de modules photovoltaïques et des autres composants du système, transport et fabrication d'installations) et, dans une certaine mesure, à la mise hors service et au recyclage à la fin de la durée de vie des systèmes photovoltaïques qui durent habituellement de 20 à 30 ans (AIE, 2009).

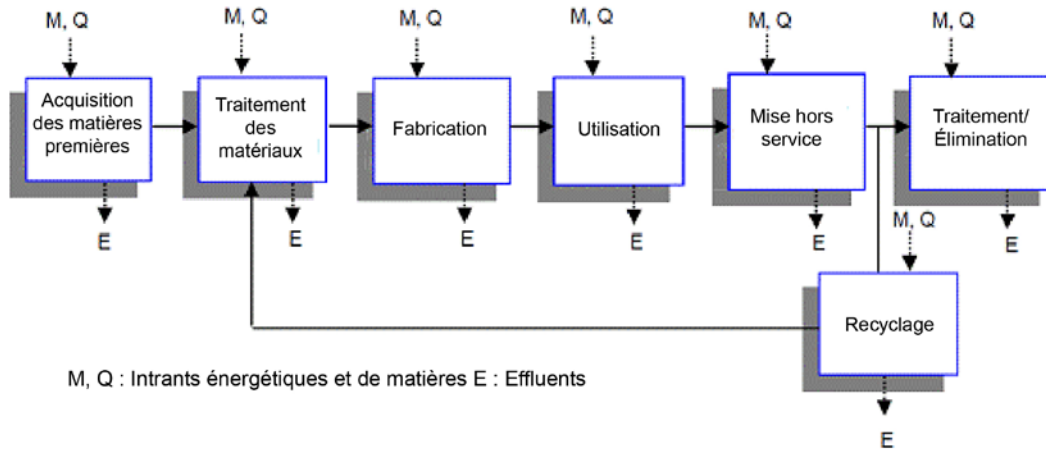


Figure 4 : Schéma du cycle de vie d'un système photovoltaïque, y compris les apports énergétiques et de matières et les effluents.

Source : Fthenakis *et al.*, 2011b

Le cycle de vie photovoltaïque commence donc par l'extraction de matières premières et se termine par l'élimination ou le recyclage et la récupération des composants photovoltaïques. Dans le cas des technologies de modules photovoltaïques à base de silicium cristallin, une quantité importante d'énergie est utilisée pour affiner et purifier le silicium de qualité métallurgique afin de le transformer en silicium de qualité solaire (> 99,999999 % pur). D'autres technologies en couches minces, telles que le tellure de cadmium, le silicium amorphe et le diséléniure de cuivre-indium-gallium, nécessitent moins d'apport énergétique, l'épaisseur des matières actives requises pour convertir la lumière du soleil en électricité étant près de 100 fois inférieure à l'épaisseur utilisée pour les technologies traditionnelles à base de silicium cristallin. Le cadmium et le tellure de qualité métallurgique pour les modules photovoltaïques à base de tellure de cadmium sont obtenus principalement sous la forme d'un sous-produit de la fusion du zinc et du cuivre, respectivement, et une purification plus poussée est requise pour obtenir une pureté de qualité solaire (> 99,999999 %). De la même manière, les métaux utilisés pour les modules photovoltaïques à base de diséléniure de cuivre-indium-gallium sont récupérés sous la forme de sous-produits de l'exploitation du zinc, tandis que le sélénium est récupéré principalement à partir de la production de cuivre. La fabrication du silicium amorphe requiert l'utilisation du silane, de l'hydrogène, possiblement du tétrahydure de germanium et d'autres gaz de *dopage*. Enfin, les matières premières comprennent aussi celles requises pour les encapsulations et les autres composants du système : par exemple, l'aluminium pour le cadre des modules, la silice pour le verre, le minerai cuprifère pour les câbles, les minerais de fer et de zinc pour les structures de fixation. Pendant l'étape d'installation du système photovoltaïque, les structures de soutien sont érigées, les systèmes photovoltaïques sont montés et les modules photovoltaïques, les câbles et le matériel de conditionnement d'énergie sont installés. À la fin de leur durée de vie, les systèmes photovoltaïques sont mis hors service et éliminés, les pièces et le matériel utiles étant recyclés.

3. Méthodologie

3.1. Introduction

La présente évaluation est basée sur une analyse documentaire complète

concentrée sur les études portant sur la technologie photovoltaïque publiées jusqu'à février 2012 inclusivement. Les renseignements tirés de l'analyse documentaire ont été organisés selon les indicateurs environnementaux suivants :

- *Temps de retour énergétique;*
- Émissions atmosphériques (gaz à effet de serre et polluants atmosphériques);
- Métaux lourds et autres produits chimiques;
- Utilisation et qualité de l'eau;
- Paysage et écologie.

Chaque chapitre comprend également une comparaison avec d'autres technologies, lorsque les renseignements de cette nature sont disponibles.

Cette évaluation examine l'état des connaissances sur les avantages et les conséquences associés à chaque étape du cycle de vie photovoltaïque : approvisionnement en matériaux, fabrication, utilisation, transmission, distribution et mise hors service de produits. Bien que chacune de ces phases ait été examinée, l'étape de fabrication est la phase la plus importante relativement aux conséquences environnementales des technologies photovoltaïques. En outre, pour plusieurs indicateurs, y compris le temps de retour énergétique, les renseignements sont habituellement publiés sous la forme d'une valeur totale relative au cycle de vie complet d'un système photovoltaïque.

3.2. Analyse du cycle de vie

Bon nombre des études examinées utilisent l'analyse du cycle de vie. L'analyse du cycle de vie est une méthode détaillée et quantitative qui comprend l'inventaire des intrants et des extrants d'un système, mesuré aux limites du système, ainsi qu'une évaluation des répercussions potentielles associées à ces intrants et extrants. Chaque étape du cycle de vie d'un produit consomme de l'énergie et des ressources non renouvelables et génère des émissions associées à certaines répercussions sur l'environnement qui peuvent être mondiales (appauvrissement de la couche d'ozone, réchauffement planétaire, etc.), régionales (*acidification, eutrophisation, smog*, etc.) ou locales (répercussions *toxicologiques* ou *écotoxicologiques*). Des lignes directrices générales sur la méthode de l'analyse du cycle de vie ont été publiées par l'Organisation internationale de normalisation (série des normes ISO 14040). L'analyse du cycle de vie comporte quatre étapes distinctes :

1. Définition des objectifs et de la portée : les produits ou services à évaluer sont définis, une base fonctionnelle aux fins de comparaisons (l'unité fonctionnelle) est choisie et le niveau de détail requis est défini.

2. Analyse de l'inventaire des *extractions* et des émissions : l'énergie et les matières premières principales utilisées, les émissions dans l'atmosphère, l'eau, le sol et les terres sont quantifiés pour chaque processus puis combinés dans l'organigramme du processus et associés à la base de l'unité fonctionnelle.
3. Évaluation des répercussions : les ressources utilisées et les émissions produites sont regroupées et quantifiées dans un nombre limité de catégories de répercussions sur l'environnement.
4. Interprétation : les résultats sont communiqués en offrant le plus d'information possible et le besoin et les possibilités d'améliorer le profil environnemental ou de réduire l'incidence des produits ou services sur l'environnement sont évalués systématiquement.

3.3. Limites des systèmes

Le présent rapport examine deux catégories des technologies photovoltaïques actuellement sur le marché :

- Les modules de silicium cristallin (70 % de la production de modules selon l'Agence internationale de l'énergie [2010c]);
- Les couches minces (30 % de la production de modules), en se concentrant sur les technologies les plus prometteuses telles que le tellure de cadmium, ainsi que sur d'autres technologies pour lesquelles des renseignements sont disponibles.

Bien que d'autres technologies photovoltaïques soient disponibles et que de nombreuses nouvelles technologies photovoltaïques soient à des étapes de développement et de démonstration, ces deux types de technologies ont été définis comme les technologies les plus importantes sur le marché photovoltaïque canadien actuel.

En ce qui a trait au système d'alimentation photovoltaïque, la présente évaluation est axée sur les technologies des modules photovoltaïques (modules photovoltaïques montés sur une structure ou pas). Cependant, elle comprend également les résultats concernant d'autres composants du système.

En raison de leur complexité et des limites des données, peu de résultats sont liés aux étapes du cycle de vie de l'approvisionnement et du recyclage. Bien que l'approvisionnement en matériaux soit une étape importante du cycle de vie photovoltaïque, les avantages pour l'environnement et les conséquences environnementales de la chaîne d'approvisionnement photovoltaïque n'ont pas été examinés. Par conséquent, les renseignements relativement au matériel sont inclus uniquement une fois que celui-ci est entré dans les installations de fabrication photovoltaïque. De même, de nombreux experts ont déterminé une lacune en matière de connaissances sur le recyclage des modules photovoltaïques. Jusqu'à l'introduction récente du recyclage de modules, des modules brisés ont probablement été éliminés dans des sites d'enfouissement. La longue durée de vie des modules solaires (de 20 à 30 ans) signifie qu'un recyclage en fin de vie à grande échelle devra probablement être mis en œuvre dans les 10 à 15 prochaines années pour les systèmes installés dans les années 1990. Les données sur les avantages pour l'environnement et les conséquences environnementales des installations qui recyclent les modules photovoltaïques, bien que limitées, sont communiquées lorsqu'elles sont disponibles.

3.4. Sources et limites des données

Cette évaluation est fondée sur un examen des documents disponibles. Elle présente l'état actuel des connaissances concernant les technologies photovoltaïques et toutes les données disponibles ont été prises en considération. Cependant, elle ne compare pas les différentes études au moyen de l'harmonisation, étant donné que la présente évaluation a pour but de discuter des répercussions des caractéristiques environnementales photovoltaïques au Canada uniquement. Étant donné qu'il y a peu de renseignements sur la situation canadienne, des efforts ont été déployés pour inclure tous les rapports qui portent sur le Canada en particulier et pour contextualiser ces renseignements en résumant l'état des connaissances à l'échelle mondiale sur les avantages pour l'environnement et sur les conséquences environnementales des technologies photovoltaïques.

Afin de présenter un point de vue canadien, les études les plus récentes et les plus pertinentes disponibles ont été incluses (p. ex. études de l'Europe occidentale où le climat peut être semblable à celui du Canada). Diverses sources ont été consultées, y compris les articles de journaux révisés par des pairs, les rapports publiés, les livres blancs et comptes rendus de conférences, les thèses universitaires, les rapports préliminaires de l'Agence internationale de l'énergie, et des spécialistes réputés du domaine.

4. Temps de retour énergétique

4.1. Introduction

Le temps de retour énergétique est défini comme la période de temps nécessaire à un système à énergie renouvelable pour générer la même quantité d'énergie (total de l'équivalent énergétique principal) qui a été consommée pour fabriquer le système lui-même (Fthenakis *et al.*, 2011a). Un des avantages du temps de retour énergétique est qu'il est facile à comprendre et qu'il peut être appliqué universellement à diverses technologies énergétiques. Différentes études le calculent en utilisant une méthode standard d'intrants et d'extrants (Laleman, Albrecht et Dewulf, 2011).

Formule pour calculer le temps de retour énergétique (Fthenakis *et al.*, 2011a)

$$\text{Temps de retour énergétique} = (E_{\text{mat}} + E_{\text{fabr}} + E_{\text{trans}} + E_{\text{inst}} + E_{\text{FDV}}) / (E_{\text{proda}}/\eta_{\text{R}} - E_{\text{expla}})$$

où :

E_{mat} =	Demande en énergie primaire pour produire le matériel qui compose le système photovoltaïque
E_{fabr} =	Demande en énergie primaire pour fabriquer le système photovoltaïque
E_{trans} =	Demande en énergie primaire pour transporter le matériel utilisé pendant le cycle de vie
E_{inst} =	Demande en énergie primaire pour installer le système
E_{FDV} =	Demande en énergie primaire pour la gestion de la fin de vie utile
E_{proda} =	Production d'électricité annuelle
η_{R} =	<i>Efficacité du réseau</i> , l'efficacité moyenne de la conversion de l'énergie primaire en électricité du côté de la demande
E_{expla} =	Demande annuelle en énergie pour l'exploitation et l'entretien en matière d'énergie primaire

Le temps de retour énergétique pour l'énergie photovoltaïque dépend de divers facteurs (Sherwani *et al.*, 2010; Niewlaar et Alsema, 1997), y compris :

- les sources d'électricité utilisées pour fabriquer les composants du système photovoltaïque;
- le rendement sur la durée de vie du système photovoltaïque (qui dépend de l'irradiation dans le plan des capteurs photovoltaïques et du rendement du système photovoltaïque);
- le *ratio de performance* du système photovoltaïque (indicateur de l'ensemble des pertes du système);
- le type d'application des systèmes (« hors réseau » par rapport à « raccordé au réseau », « intégré à un bâtiment » par rapport à « monté sur un support sur le toit » et par rapport à « monté au sol »);
- le type et l'efficacité des cellules solaires;
- d'autres facteurs (p. ex., processus de fabrication, type d'encapsulation utilisé).

4.2. Temps de retour énergétique déclarés pour les systèmes photovoltaïques en couches minces et à base de silicium

Tableau 1 : Résumé des temps de retour énergétique déclarés pour les technologies photovoltaïques au Canada, en Europe et aux États-Unis

Références	Type de technologie	Type d'installation	Temps de retour énergétique (années)	Efficacité (%)	Insolation globale dans un plan horizontal (kWh/m ² par an)	Ratio de performance
Énergie photovoltaïque à base de silicium						
Alsema (2000)	Polycristallin	Toit	2,50	13	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
	Monocristallin	Toit	3,10	14	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Alsema et de Wild-Scholten (2005); Fthenakis et Alsema (2006)	Polycristallin	Toit	2,20	13,2	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
	Monocristallin	Toit	2,70	14	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Meijer <i>et al.</i> (2003)	Polycristallin	Non indiqué	3,50	14,5	1 000 (Pays-Bas)	Non indiqué
Jungbluth (2005)	Polycristallin	Divers (façade, toit incliné, toit plat)	3,0–6,0	14,8	1 100 (Suisse)	0,75
de Wild-Scholten (2009)	Polycristallin	Toit	1,80	13,2	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
	Monocristallin	Toit	1,80	14,0	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Fthenakis <i>et al.</i> (2011b); Fthenakis <i>et al.</i> (2009); de Wild-Scholten (2009)	Polycristallin	Toit	1,70	13,2	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
	Monocristallin	Toit	1,70	14	1 700 (sud de l'Europe)	0,75

Tableau 1 : Résumé des temps de retour énergétique déclarés pour les technologies photovoltaïques au Canada, en Europe et aux États-Unis

Références	Type de technologie	Type d'installation	Temps de retour énergétique (années)	Efficacité (%)	Insolation globale dans un plan horizontal (kWh/m ² par an)	Ratio de performance
Énergie photovoltaïque à base de silicium						
Agence internationale de l'énergie (2006)	Polycristallin	Toit	2,13	Non indiqué	1 377 (Ottawa, Canada)	0,75
	Polycristallin	Façade	3,06	Non indiqué	1 377 (Ottawa, Canada)	0,75
	Polycristallin	Toit	2,32	Non indiqué	1 273 (Vancouver, Canada)	0,75
	Polycristallin	Façade	3,44	Non indiqué	1 273 (Vancouver, Canada)	0,75
Pacca <i>et al.</i> (2007)	Polycristallin	Toit	7,50	12,92	1 359 (Ann Arbor, Michigan)	0,75
Myrans (2009)	Monocristallin	Toit	2,40	17,4	1 303 (Toronto, Canada)	Non indiqué
Énergie photovoltaïque en couches minces						
Fthenakis et Alsema (2006)	Tellurure de cadmium (CdTe)	Monté au sol	0,80	9	1 700 (sud de l'Europe)	0,8
Raugei <i>et al.</i> (2007)	Tellurure de cadmium	Toit	1,50	9	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Jungbluth <i>et al.</i> (2008)	Tellurure de cadmium	Toit	2,70	7,1	1 117 (Suisse)	0,75
Raugei et Frankl (2009); de Wild Scholten (2009)	Tellurure de cadmium	Toit	~ 1,00	10	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Fthenakis <i>et al.</i> (2009)	Tellurure de cadmium	Monté au sol	0,87	10,9	1 700 (sud de l'Europe)	0,8

Tableau 1 : Résumé des temps de retour énergétique déclarés pour les technologies photovoltaïques au Canada, en Europe et aux États-Unis

Références	Type de technologie	Type d'installation	Temps de retour énergétique (années)	Efficacité (%)	Insolation globale dans un plan horizontal (kWh/m ² par an)	Ratio de performance
Énergie photovoltaïque en couches minces						
Fthenakis <i>et al.</i> (2011b); Fthenakis <i>et al.</i> (2009); de Wild-Scholten (2009)	Tellurure de cadmium	Toit	0,80	10,9	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Évaluation durable des systèmes à énergie solaire (SENSE, 2008)	Tellurure de cadmium	Monté au sol	2,20	10	1 200 (Francfort, Allemagne)	Non indiqué
			1,60		1 700 (Rome, Italie)	Non indiqué
			1,20		2 200 (ceinture solaire)	Non indiqué
	Diséléniure de cuivre-indium-gallium	Monté au sol	2,10	11,5	1 200 (Francfort, Allemagne)	Non indiqué
			1,50		1 700 (Rome, Italie)	Non indiqué
			1,20		2 200 (ceinture solaire)	Non indiqué
	Silicium amorphe	Monté au sol	2,60	5,5	1 200 (Francfort, Allemagne)	Non indiqué
			1,90		1 700 (Rome, Italie)	Non indiqué
			1,50		2 200 (ceinture solaire)	Non indiqué
Pacca <i>et al.</i> (2007)	Silicium amorphe	Toit	3,20	6,3	1 359 (Ann Arbor, Michigan)	0,75
Raugei <i>et al.</i> (2007)	Diséléniure de cuivre et d'indium (CIS)	Toit	2,80	11	1 700 (sud de l'Europe)	0,75

Nota : On suppose que la durée de vie d'un module photovoltaïque varie entre 20 et 30 ans. La « ceinture solaire » est la région qui est située dans le 35° de l'équateur.

Comme cela est indiqué ci-dessus, les estimations du temps de retour énergétique diffèrent d'après plusieurs études d'analyse du cycle de vie photovoltaïque. Une telle divergence reflète les hypothèses différentes concernant des paramètres clés tels que la conception des produits, l'irradiation solaire, le ratio de performance et la durée de vie. Les estimations diffèrent également en raison des différents types d'installations utilisés, comme les installations au sol, sur les toits et les façades. De plus, les évaluations sont souvent effectuées en se basant sur des renseignements désuets tirés de documents. Pour résoudre ces incohérences, la tâche 12 du programme sur les systèmes d'alimentation photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie a publié les lignes directrices en matière de méthode d'analyse du cycle de vie de l'électricité photovoltaïque (« Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity ») qui reflètent un consensus entre les spécialistes de l'analyse du cycle de vie aux États-Unis, en Europe et en Asie afin d'effectuer des analyses du cycle de vie équilibrées, transparentes et précises (Fthenakis *et al.*, 2011a).

4.3. Temps de retour énergétique et irradiation solaire photovoltaïque

Jungbluth *et al.* (2008 et 2012) ont fait remarquer l'importance de l'irradiation pour déterminer le temps de retour énergétique. Ils ont calculé le temps de retour énergétique dans l'ensemble de l'Europe pour les modules en silicium polycristallin à partir de l'irradiation globale totale par année. La figure 5 ci-dessous montre que le temps de retour énergétique diminue considérablement à mesure que l'irradiation annuelle augmente et inversement. De même, les études au tableau 1 qui examinent différents niveaux d'irradiation (Agence internationale de l'énergie, 2006; évaluation durable des systèmes à énergie solaire, SENSE, 2008) montrent invariablement la diminution du temps de retour énergétique à mesure que l'irradiation augmente. C'est ce qui devrait ressortir de la formule pour calculer le temps de retour énergétique indiquée à la section 4.1 : toutes choses étant égales (et sans tenir compte de l'utilisation énergétique pour l'exploitation et l'entretien), le temps de retour énergétique est, par rapport à une première approximation, inversement proportionnel à l'insolation annuelle reçue dans le plan de capteurs photovoltaïques.

Les valeurs annuelles d'irradiation concernant les études figurant dans le tableau 1 peuvent être comparées à l'irradiation annuelle pour différents emplacements au Canada grâce aux cartes du potentiel d'énergie photovoltaïque et d'insolation pour le Canada, par exemple, qui ont été élaborées par Ressources naturelles Canada et Environnement Canada (figure 6). L'insolation globale quotidienne moyenne pour une surface horizontale peut être multipliée par le nombre de jours dans une année pour obtenir la valeur de l'irradiation horizontale globale annuelle d'un emplacement donné. Cela peut ensuite être comparé aux valeurs d'irradiation figurant dans le tableau 1.

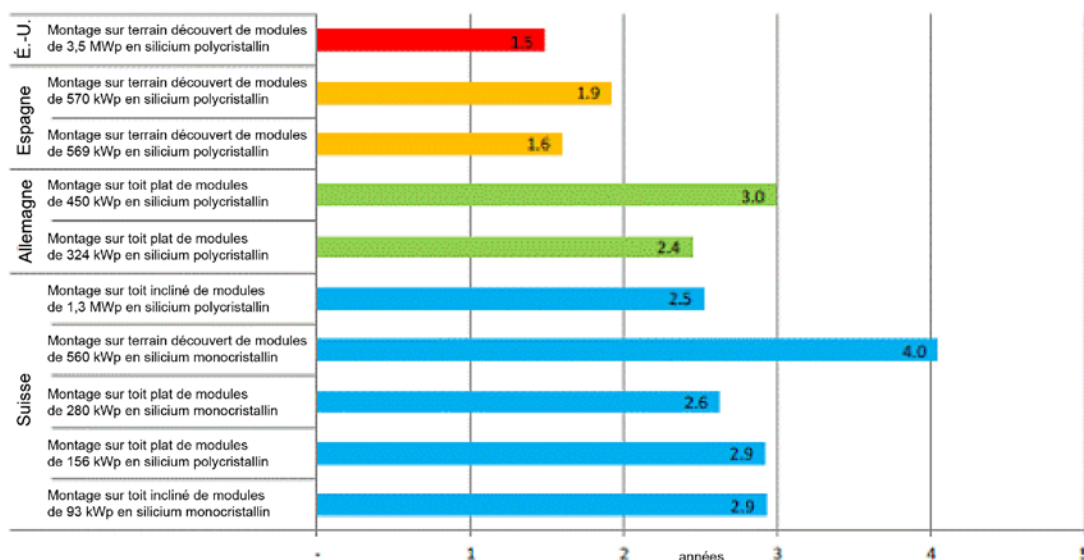


Figure 5 : Temps de retour énergétique de modules polycristallins de 3 kWp exploités aux États-Unis, en Espagne, en Allemagne et en Suisse

Source : Jungbluth *et al.*, 2012

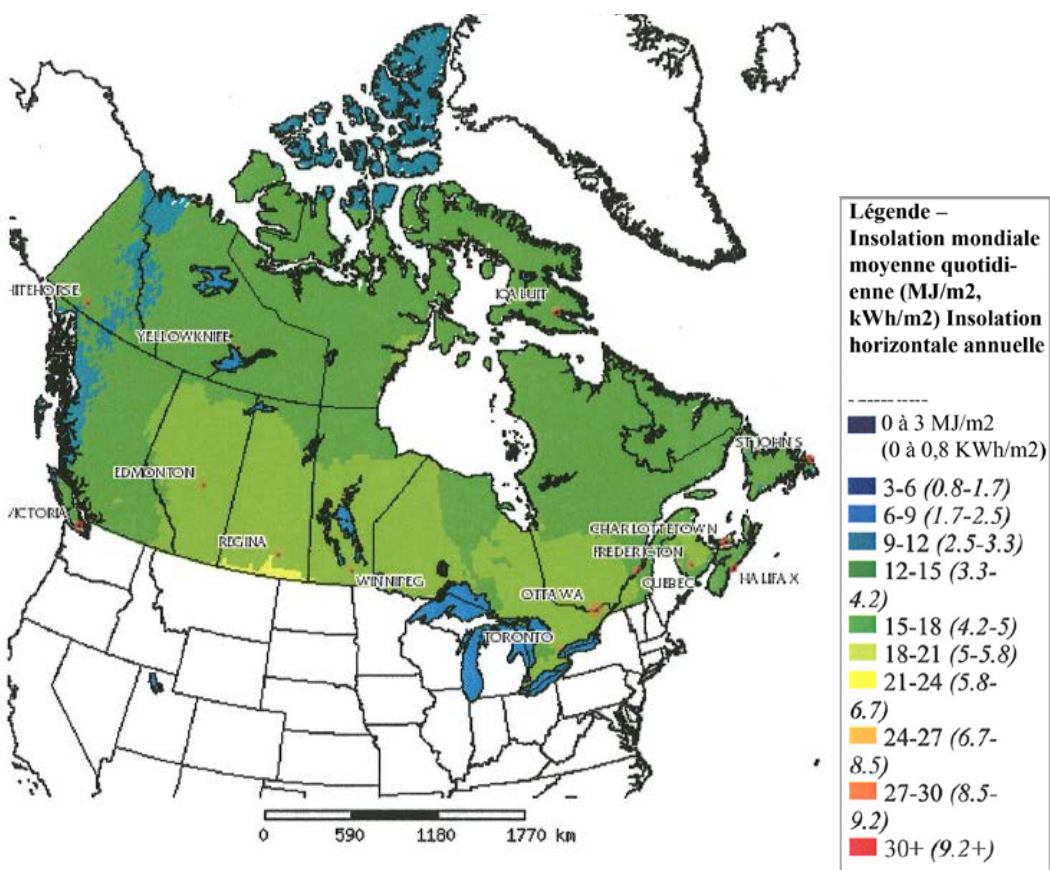


Figure 6 : Insolation quotidienne moyenne (kWh/m²) au Canada

Source : Ressources naturelles Canada, 2011

4.3.1. Temps de retour énergétique et changement de technologie photovoltaïque

Durant le cycle de vie photovoltaïque, une bonne partie de l'énergie est consommée au cours des premières étapes de la production de silicium et cette dernière prolonge le temps de retour énergétique par rapport aux modules qui ne sont pas à base de silicium (EPIA et Greenpeace international, 2011). Dans le cas de modules en silicium polycristallin, la production de silicium consomme 45 % de l'énergie primaire totale utilisée dans le cycle de vie d'un module (Fthenakis, Kim et Alsema, 2008). C'est pour cette raison que les technologies en couches minces et qui ne sont pas à base de silicium ont tendance à avoir un temps de retour énergétique inférieur.

Des études plus anciennes, telles que celle menée par Kato et ses collègues (1997), ont signalé des valeurs du temps de retour énergétique de 11 à 15,5 ans pour les systèmes en silicium cristallin. Cette fourchette plus large est en grande partie attribuable aux différentes hypothèses et règles d'attribution pour la modélisation des étapes de purification et de cristallisation de la production de silicium (Alsema, 2000; Fthenakis *et al.*, 2011b). De plus, jusqu'au début des années 2000, le silicium de qualité électronique rejeté issu de l'industrie des semi-conducteurs était collecté et utilisé pour la fabrication de plaquettes photovoltaïques, au moyen d'un processus plus énergivore que celui d'aujourd'hui. Le processus autrefois utilisé était le *processus de Siemens* qui produit une pureté supérieure à neuf 9 (silicium pur à 99,999999 %). Un processus de purification du silicium de qualité solaire spécialisé, le processus de Siemens modifié, a remplacé l'ancienne utilisation de silicium de qualité non classée issu de l'industrie des semi-conducteurs (Fthenakis *et al.*, 2011b). Le processus de Siemens modifié produit du silicium de qualité solaire d'une pureté de six à huit 9 et nécessite beaucoup moins d'énergie. Les valeurs du temps de retour énergétique sont donc meilleures.

Pour les modules à base de tellure de cadmium, le dépôt d'une couche mince est la phase la plus énergivore du cycle de vie, nécessitant 54 % d'énergie primaire (Fthenakis, Kim et Alsema, 2008). Fthenakis et Kim (2011b), dans leur étude de l'analyse du cycle de vie photovoltaïque, examinent le temps de retour énergétique des modules photovoltaïques à base de tellure de cadmium. Ils font remarquer l'importance des technologies changeantes pour le temps de retour énergétique. Ils mettent l'accent sur les améliorations récentes en matière de recyclage de la *boue de sciage*, un fluide utilisé pour le découpage des plaquettes. Fthenakis et Kim montrent que la récupération du carbure de silicium et de l'éther de polyoxyéthylène provenant de la boue diminue de 10 % le temps de retour énergétique des technologies photovoltaïques à base de silicium. Ils soulignent également que les technologies en couches minces telles que le diséléniure de cuivre et d'indium sont encore à l'étape de démonstration et que les répercussions sur l'environnement sont susceptibles de diminuer lorsque la production de ces modules augmentera et que les processus pourront être optimisés.

4.3.2. Le temps de retour énergétique varie selon le type d'application photovoltaïque

En général, les systèmes photovoltaïques intégrés au bâtiment présentent un temps de retour énergétique plus faible que les *centrales solaires* ou les systèmes autonomes, selon le projet d'évaluation durable des systèmes à énergie solaire de 2008 (SENSE). Cette étude fait état du temps de retour énergétique de trois types de technologies en fonction de la *demande en énergie primaire* du cycle de vie. Le temps de retour énergétique figurant dans le tableau 1 correspond aux applications montées au sol. Le rapport d'évaluation durable des systèmes à énergie solaire a également estimé le temps de retour énergétique relatif aux applications photovoltaïques intégrées au bâtiment pour le diséléniure de cuivre-indium-gallium, le silicium amorphe et le tellure de cadmium. Pour Francfort, en Allemagne (irradiation de 1 200 kWh/m² par an), les temps de retour énergétique étaient de 1,9, 1,8 et 1,9, respectivement, pour les

systèmes photovoltaïques intégrés au bâtiment, par rapport à 2,1, 2,6 et 2,2 pour les systèmes montés au sol. Les différences entre les temps de retour énergétiques des systèmes photovoltaïques intégrés au bâtiment et des systèmes montés au sol ont suivi la même tendance dans d'autres emplacements examinés et étaient de l'ordre de 20 % à 40 % pour un type de module photovoltaïque donné (Alsema, 2000; évaluation durable des systèmes à énergie solaire, SENSE, 2008).

En examinant la différence de temps de retour énergétique entre les systèmes connectés au réseau et les systèmes autonomes, un rapport sur l'atelier de la tâche 1 du programme sur les systèmes d'alimentation photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie de 1997 a fait remarquer que les systèmes autonomes ou assortis d'accumulateurs présenteraient un temps de retour énergétique considérablement plus élevé. Une étude de 2010 se servant des mesures de la Grèce a permis de constater que les temps de retour énergétique relatifs aux systèmes autonomes étaient de 3,5 à 6 ans (Kaldellis *et al.*, 2010). Les systèmes autonomes présentent un temps de retour énergétique plus élevé que celui des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, car ils sont habituellement dotés d'une capacité de stockage élevée, sous la forme de batteries d'accumulateurs au plomb, par exemple, et parce que l'excédent énergétique généré pendant les périodes d'irradiation élevée peut dépasser la capacité de stockage, entraînant le gaspillage de l'énergie. Pourtant, les auteurs concluent que les systèmes autonomes sont une source d'énergie financièrement viable et durable pour les personnes habitant dans des régions éloignées.

4.3.3. Temps de retour énergétique et efficacité des modules photovoltaïques

À mesure que les processus de fabrication de modules photovoltaïques progressent et que la quantité de matériel utilisé est réduite et recyclée en fin de vie, on s'attend à ce que les temps de retour énergétique photovoltaïque diminuent en conséquence (Held et Iig, 2011). De plus, toute augmentation du rendement de conversion électrique des modules photovoltaïques donne lieu à une amélioration proportionnelle du temps de retour énergétique (Fthenakis *et al.*, 2011b). Une efficacité des modules plus élevée signifie que moins de modules seront nécessaires pour une installation et donc que moins de supports seront ainsi requis et aussi que le temps de retour énergétique sera décroissant (Laleman *et al.*, 2011).

Depuis 2005, le temps de retour énergétique du tellure de cadmium en couches minces a baissé de 15 à 35 % et celui des modules photovoltaïques en silicium a diminué de 24 à 40 % du fait de l'augmentation de l'efficacité, de la diminution des exigences en matière d'électricité des modules à base de tellure de cadmium et des plaquettes plus minces utilisées pour les modules photovoltaïques en silicium (Fthenakis *et al.*, 2009). Dans une présentation faite en 2006 à l'atelier d'évaluation durable des systèmes à énergie solaire, à Dresde (Allemagne), Alsema s'est montré optimiste pour ce qui est des futurs développements des technologies photovoltaïques en général, en indiquant que des améliorations de 50 % du temps de retour énergétique pouvaient être attendues, compte tenu des changements qui touchent cette technologie.

En examinant le cas des systèmes à base de tellure de cadmium, des valeurs du temps de retour énergétique décroissantes ont été signalées à mesure que l'efficacité des modules a augmenté. Un temps de retour énergétique de 1,6 a été signalé par l'étude d'évaluation durable des systèmes à énergie solaire (SENSE, 2008), tandis qu'un temps de retour énergétique de moins d'un an a été signalé par Fthenakis et ses collègues (2009) et par de Wild-Scholten (2009). La valeur du temps de retour énergétique de 2,7, indiquée par Jungbluth *et al.* (2008), est liée à une insolation plus faible (comme cela peut être constaté dans le tableau 1). Au cours de cette période, l'efficacité du module à base de tellure de cadmium a augmenté : une efficacité atteignant 7,1 % a été notée par Jungbluth *et al.* (2008), tandis qu'une efficacité de 10,9 % a été signalée dans des publications ultérieures (Raugei et Frankl, 2009; de Wild-Scholten, 2009; EPIA/Greenpeace, 2011; Fthenakis *et al.*, 2011a). Une publication récente de l'Agence

internationale de l'énergie indique une efficacité des modules de 11,7 % concernant le tellure de cadmium (Fthenakis *et al.*, 2011b).

4.4. Domaines nécessitant un travail plus approfondi

Il existe une grande quantité de documents sur le temps de retour énergétique des technologies photovoltaïques. Certains auteurs, plus particulièrement Laleman, Albrecht et Dewulf (2011), font une distinction entre les pays à forte irradiation et ceux à faible irradiation. Ces auteurs ont tiré des conclusions concernant le temps de retour énergétique canadien en se fondant sur les données ecoinvent relatives aux pays à forte irradiation. Cependant, il est difficile de savoir dans quelle mesure le temps de retour énergétique d'une région et le type de système photovoltaïque peut s'appliquer à une autre région et à un autre système photovoltaïque.

Il y a une tendance à la baisse claire du temps de retour énergétique pour les technologies photovoltaïques et des mises à jour en temps opportun de l'indicateur du temps de retour énergétique sont justifiées (Fthenakis *et al.*, 2011b). Les paramètres qui touchent le temps de retour énergétique comprennent le rendement de conversion, l'épaisseur des plaquettes et l'utilisation du matériel. Ces paramètres s'améliorent constamment et, comme cela a été indiqué par Fthenakis et ses collègues (2011b) dans les publications les plus récentes, même les dernières estimations du temps de retour énergétique ne représentent pas les données les plus actuelles disponibles. Par exemple, on signale à présent que l'efficacité des modules concernant le tellure de cadmium est de 11,7 %, tandis que les renseignements actuels sur le temps de retour énergétique indiquent une efficacité des modules de 10,9 % (Fthenakis *et al.*, 2009; de Wild-Scholten, 2009). De plus, Fthenakis et ses collègues (2011b) font remarquer que l'épaisseur des plaquettes a également été réduite dans les technologies actuelles à environ 200 µm pour les plaquettes en silicium polycristallin et monocristallin.

Outre les renseignements concernant le tellure de cadmium, ceux portant sur le temps de retour énergétique d'autres technologies en couches minces, telles que le diséléniure de cuivre et d'indium et le diséléniure de cuivre-indium-gallium, sont limités. Meijer et ses collègues (2003) ont également déterminé des lacunes en matière de connaissances concernant leur étude de la technologie à base de phosphore de gallium d'indium. Les auteurs soulignent qu'étant donné que cette technologie est à une étape de démonstration, il est difficile de connaître la façon dont l'amélioration des processus aura une incidence sur sa performance environnementale. Les auteurs ont également fait remarquer le manque de renseignements concernant certains matériaux et la consommation d'énergie dans les processus de fabrication (p. ex. aucune donnée sur la production des composés du triméthyle, de l'arsine et de la phosphine). Les fabricants n'ont pas voulu fournir certains types de renseignements et cette difficulté à obtenir des données a constitué un obstacle pour l'étude.

En ce qui concerne diverses applications photovoltaïques, quelques études ont signalé les valeurs du temps de retour énergétique des systèmes photovoltaïques canadiens montés sur un toit ou une façade en 2006, mais elles n'ont pas fait la distinction entre les différents types de technologies photovoltaïques (AIE, 2006). Une autre étude a présenté des valeurs semblables concernant le temps de retour énergétique canadien d'un système photovoltaïque en silicium monocristallin installé sur un toit à Toronto (Myrans, 2009). Le potentiel des nouvelles technologies de stockage pour faire diminuer le temps de retour énergétique des systèmes autonomes (Kaldellis *et al.*, 2010) peut-être important pour des applications dans des collectivités canadiennes éloignées.

Divers spécialistes ont souligné que très peu de données existent sur l'étape de mise hors service du cycle de vie photovoltaïque (Raugei *et al.*, 2007; Meijer *et al.*, 2003). Certaines études, telles que le projet d'évaluation durable des systèmes à énergie solaire, ont déterminé des stratégies de recyclage possibles pour les modules photovoltaïques en couches minces (diséléniure de cuivre-indium-gallium, tellurure de cadmium et silicium amorphe) (évaluation durable des systèmes à énergie solaire, SENSE, 2008). Cependant, il existe peu de renseignements sur l'efficacité de ces stratégies de recyclage.

5. Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques

5.1. Introduction

Les systèmes photovoltaïques n'émettent pas de gaz à effet de serre ni aucun des *polluants atmosphériques* dans des conditions normales d'exploitation (EPIA/ Greenpeace International, 2011; Kaygusuz, 2009). Par conséquent, l'extraction des matières et les étapes de production génèrent presque toutes les émissions du cycle de vie photovoltaïque. Il n'existe aucune donnée publiée sur les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques aux étapes de recyclage et de mise hors service du cycle de vie photovoltaïque.

Le présent chapitre examine les valeurs des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques des technologies photovoltaïques de silicium cristallin et en couches minces, qui sont résumées dans les tableaux 2 et 3. Une série d'études a été utilisée pour remplir ces tableaux. Ces études ont été quelque peu divergentes par rapport à l'étendue des substances examinées et à la manière dont les substances ont été catégorisées.

Les gaz à effet de serre sont ces constituants gazeux de l'atmosphère, naturels et anthropiques, qui absorbent et émettent le rayonnement solaire (effet de serre). En raison principalement des activités humaines, les concentrations atmosphériques mondiales des gaz à effet de serre ont nettement augmenté depuis 1750 et le réchauffement du système climatique est sans équivoque (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat [GIEC], 2007). Les gaz à effet de serre examinés dans le présent chapitre comprennent le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O) et les gaz fluorés (Environnement Canada, 2010). Les polluants atmosphériques contribuent au smog et aux pluies acides et ont une incidence sur la santé humaine et l'environnement. Les polluants atmosphériques pris en compte ici comprennent les matières particulaires (MP), l'*ozone troposphérique* (O₃), les *oxydes de soufre* (SO_x), les *oxydes d'azote* (NO_x), les composés organiques volatils (COV) et le monoxyde de carbone (CO).

5.2. Émissions de gaz à effet de serre liées au cycle de vie

Dans les documents, les émissions de gaz à effet de serre pendant le fonctionnement des systèmes photovoltaïques ne sont pas apparues comme étant un problème. Bien qu'il n'existe aucune donnée publiée sur le recyclage et la mise hors service, les auteurs supposent habituellement que les mesures de recyclage appropriées sont en place pour déterminer les émissions de gaz à effet de serre.

Tableau 2 : Émissions déclarées de gaz à effet de serre du cycle de vie concernant les technologies photovoltaïques en silicium et en couches minces

Références	Type de technologie	Sources d'électricité	Émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie (équivalent CO ₂ , g/kWh)	Efficacité (%)	Insolation globale dans un plan horizontal (kWh/m ² par an)	Ratio de performance
Énergie photovoltaïque à base de silicium						
Alsema (2000)	Polycristallin	Union pour la coordination du transport de l'électricité ^a (UCTE ^a)	46	13	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
	Monocristallin	UCTE	63	14	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Alsema et de Wild-Scholten (2005); Fthenakis et Alsema (2006)	Polycristallin	UCTE et États-Unis	37	13,2	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
	Monocristallin	UCTE et États-Unis	45	14	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Jungbluth (2005)	Polycristallin	UCTE	39-110	14,8	1 100 (Suisse)	0,75
de Wild-Scholten (2009)	Polycristallin	États-Unis et UCTE	30	13,2	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
	Monocristallin	États-Unis et UCTE	30	14,0	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Fthenakis <i>et al.</i> (2011b); Fthenakis <i>et al.</i> (2009); de Wild-Scholten (2009)	Polycristallin	UCTE et États-Unis	28	13,2	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
	Monocristallin	UCTE et États-Unis	29	14	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Pacca <i>et al.</i> (2007)	Polycristallin	UCTE et États-Unis	72,4	12,9	1 359 (Ann Arbor, Michigan)	0,75

Tableau 2 : Émissions déclarées de gaz à effet de serre du cycle de vie concernant les technologies photovoltaïques en silicium et en couches minces

Références	Type de technologie	Sources d'électricité	Émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie (équivalent CO ₂ , g/kWh)	Efficacité (%)	Insolation globale dans un plan horizontal (kWh/m ² par an)	Ratio de performance
Énergie photovoltaïque en couches minces						
Fthenakis et Alsema (2006)	Tellurure de cadmium	États-Unis	19	9	1 700 (sud de l'Europe)	0,8
Raugei <i>et al.</i> (2007)	Tellurure de cadmium	UCTE	48	9	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Raugei et Frankl (2009); de Wild-Scholten (2009)	Tellurure de cadmium	UCTE et États-Unis	~ 20	10	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Fthenakis <i>et al.</i> (2009)	Tellurure de cadmium	UCTE et États-Unis	18	10,9	1 700 (sud de l'Europe)	0,8
Fthenakis <i>et al.</i> (2011b); Fthenakis <i>et al.</i> (2009); de Wild-Scholten (2009)	Tellurure de cadmium	UCTE et États-Unis	18	10,9	1 700 (sud de l'Europe)	0,75
Pacca <i>et al.</i> (2007)	Silicium amorphe	États-Unis et UCTE	34,3	6,3	1 359 (Ann Arbor, Michigan)	0,75

“UCTE = Union pour la coordination du transport de l'électricité, organisation responsable du fonctionnement et du développement du réseau de transmission en Europe continentale.

Nota : On suppose que la durée de vie d'un module photovoltaïque varie entre 20 et 30 ans. Le rendement de conversion de l'ensemble des réseaux aux États-Unis est de 0,29; Union pour la coordination du transport de l'électricité, 0,31.

Comme cela est indiqué dans le tableau 2, le total des émissions du cycle de vie des gaz à effet de serre signalé (en *équivalence en gaz carbonique*, équivalent CO₂) était de 28 à 72,4 g/kWh pour le silicium cristallin (une étude indiquant des plages élevées de 110 g/kWh), et de 18 à 20 g/kWh pour le tellurure de cadmium (une étude signalant une plage élevée de 48 g/kWh). Les renseignements sur d'autres technologies en couches minces étaient limités et les estimations étendues font en sorte que les tendances des émissions de gaz à effet de serre demeurent difficiles à cerner. Les estimations ont été fondées sur les données européennes et américaines.

Comme l'indiquent des évaluations environnementales photovoltaïques semblables menées en Europe, le tellure de cadmium est clairement supérieur à d'autres technologies en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

Des chiffres plus anciens d'Alsema, dans le cadre de l'étude d'évaluation durable des systèmes à énergie solaire, indiquent une tendance à la baisse des émissions de gaz à effet de serre pour trois types de technologies de silicium (monocristallin, sous forme de ruban et polycristallin) (Alsema, 2006). Les chercheurs ont prédit que les émissions de gaz carbonique du cycle de vie pourraient chuter pour atteindre 17 g/kWh pour les technologies de silicium sous forme de ruban et 20 g/kWh pour les technologies de silicium polycristallin.

5.2.1. Émissions de gaz à effet de serre fluorés pendant l'étape de fabrication des modules photovoltaïques

Plusieurs auteurs se sont concentrés sur l'étape de fabrication des modules photovoltaïques pour examiner les rejets de *gaz fluorés*. Les gaz fluorés ont un *potentiel de réchauffement planétaire* élevé et peuvent aussi représenter des risques pour la santé. Dans l'ensemble, on estime que les rejets de gaz fluorés associés à la fabrication de modules photovoltaïques en silicium cristallin et en couches minces contribuent à environ 5 g/kWh (équivalent CO₂) des émissions de gaz à effet de serre (Alsema, 2006). Une étude de 2007 fondée sur les données de l'industrie a conclu que les émissions de gaz fluorés sont assez faibles pour la plupart des processus, à l'exception des étapes de texturation de surfaces sèches, qui contribuent à environ 8 g/kWh (équivalent CO₂; de Wild-Scholten *et al.*, 2007). Le trifluorure d'azote (NF₃), un des gaz fluorés les plus puissants, est utilisé pour nettoyer le matériel au moment de la fabrication de modules photovoltaïques en couches minces de silicium amorphe et de silicium nanocristallin et ajoute 2 et 7 g/kWh (équivalent CO₂), respectivement, aux processus relatifs à ce matériel. Une analyse des données de production et des mesures atmosphériques du NF₃ a déterminé une tendance à la baisse des rejets de ce gaz, ce qui pourrait être attribué à un traitement plus efficace (Fthenakis *et al.*, 2010).

Cependant, la préoccupation principale relative à l'utilisation des gaz fluorés provient de la fabrication de modules pour l'énergie solaire photovoltaïque de silicium cristallin, dans le cadre de laquelle le processus d'*isolation plasma des bords* à l'aide de gaz fluorés est encore courant dans l'industrie (SVTC, 2009; de Wild-Scholten *et al.*, 2007). En 2012, il sera obligatoire pour les fabricants de dispositifs à énergie solaire qui émettent 25 000 tonnes métriques ou plus d'émission des équivalents en CO₂ de signaler également les émissions de gaz fluorés à l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis (As You Sow, 2012).

5.3. Émissions de polluants atmosphériques liées au cycle de vie

Tableau 3 : Émissions déclarées de polluants atmosphériques et technologies photovoltaïques en couches minces

Technologie	NO _x (mg/kWh)	SO _x (mg/kWh)	Sources d'électricité	Insolation (kWh/m ² par an)	Ratio de performance	Type d'installation
Polycristallin	75–85	125–150	UCTE ^a	1 700	0,8	Monté au sol
Monocristallin	80–85	140–160	UCTE	1 700	0,8	Monté au sol

Tableau 3 : Émissions déclarées de polluants atmosphériques et technologies photovoltaïques en couches minces

Technologie	NO _x (mg/kWh)	SO _x (mg/kWh)	Sources d'électricité	Insolation (kWh/m ² par an)	Ratio de performance	Type d'installation
Tellurure de cadmium	35–45	50–90	UCTE	1 700	0,8	Monté au sol
Polycristallin	175–185	350–375	États-Unis	1 700	0,8	Monté au sol
Monocristallin	180–200	360–390	États-Unis	1 700	0,8	Monté au sol
Tellurure de cadmium	75–85	150–175	États-Unis	1 700	0,8	Monté au sol

^aUCTE = Union pour la coordination du transport de l'électricité, organisation responsable du fonctionnement et du développement du réseau de transmission en Europe continentale.

Nota : Les valeurs des polluants atmosphériques sont des estimations des graphiques (Fthenakis *et al.*, 2008) fondées sur tous les composants photovoltaïques et les autres composants du système et une durée de vie de 30 ans.

Les émissions de polluants atmosphériques pendant le cycle de vie d'un système photovoltaïque sont proportionnelles à la quantité de combustible brûlé pendant les étapes du traitement de son matériel et de fabrication (Fthenakis et Kim, 2011). Par conséquent, comme avec les émissions de gaz à effet de serre, les émissions de polluants atmosphériques sont largement influencées par l'ensemble des réseaux d'électricité régionaux. Peu d'études ont fait un compte rendu sur les émissions de polluants atmosphériques et aucune étude n'a fait un compte rendu sur les *matières particulaires* spécifiquement.

5.4. Facteurs ayant une incidence sur les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques

5.4.1. Ensemble des réseaux d'électricité – Répercussions pour l'évaluation canadienne

Comme cela est indiqué dans les tableaux 2 et 3, les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques des systèmes photovoltaïques sont grandement influencées par les méthodes de production d'électricité en amont (Fthenakis et Kim, 2011; Jungbluth *et al.*, 2008; García-Valverde *et al.*, 2009). Par exemple, le facteur d'émission de gaz à effet de serre du réseau d'électricité des États-Unis est supérieur en moyenne à celui du réseau d'électricité de l'Europe occidentale (tableau 4). L'effet de l'ensemble des réseaux donne lieu à des estimations des émissions de gaz à effet de serre plus élevées pour les modules produits aux États-Unis par rapport aux modules produits en Europe (Fthenakis et Alsema, 2006; Dones *et al.*, 2003; Franklin, 1998). En se fondant sur la base de données de l'inventaire des gaz à effet de serre d'Environnement Canada, l'intensité générale des gaz à effet de serre pour l'industrie canadienne de l'électricité (secteur des services publics, indépendants et producteurs industriels) en 2008 était de 200 g/kWh (équivalent CO₂; Environnement Canada, 2010b).

Fthenakis, Kim et Alsema (2008) ont signalé des émissions pour les polluants atmosphériques (NO_x et SO_x) pendant les cycles de vie photovoltaïques, et ont fourni également le total des gaz à effet de serre pour les sources d'électricité aux États-Unis et en Europe occidentale (tableau 4). Cette étude, fondée sur les données de production photovoltaïque de 2004 à 2006, a présenté les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques du cycle de vie des principaux systèmes photovoltaïques commerciaux : systèmes en silicium polycristallin et monocristallin ainsi qu'à base de tellure de cadmium en couches minces. Pour les modules en silicium cristallin, l'étude a constaté que les émissions des modules monocristallins sont élevées par rapport à celles des autres modules, en raison de l'énergie nécessaire pour le *processus de Czochralski*, la méthode de croissance cristalline utilisée pour obtenir des monocristaux de silicium.

Tableau 4 : Estimation des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques par ensemble de réseaux d'électricité régionaux

Région et sources de combustibles	Émissions de gaz à effet de serre associées aux sources de combustibles (équivalent CO ₂ , g/kWh)	Technologie	Émissions de gaz à effet de serre (équivalent CO ₂ , g/kWh)	NO _x (mg/kWh)	SO _x (mg/kWh)
Europe occidentale	484	Polycristallin	40–50	75–85	125–150
		Monocristallin	40–50	80–85	140–160
		Tellure de cadmium	15–25	35–45	50–90
États-Unis	678	Polycristallin	50–60	175–185	350–375
		Monocristallin	50–60	180–200	360–390
		Tellure de cadmium	20–30	75–85	150–175

Nota : Données de Fthenakis *et al.* (2008), fondées sur tous les composants photovoltaïques et les autres composants du système et sur une durée de vie de 30 ans.

Une étude de 2006 menée par l'Association des industries solaires du Canada, commanditée par Environnement Canada, a déterminé qu'il existait peu de données au Canada sur les répercussions sur l'environnement de l'énergie photovoltaïque en raison de la géographie et du climat uniques du Canada (irradiation, neige, etc.) et des sources d'électricité uniques (McMonagle, 2006). L'ensemble de l'électricité au Canada provient principalement de sources d'émissions de gaz à effet de serre faibles, 63 % étant issu de l'hydroélectricité, 17,4 % de la vapeur traditionnelle (y compris le charbon), 14,8 % découlant de sources nucléaires et 4,5 % provenant d'autres sources (Statistique Canada, 2010).

Le tableau 4 présente les émissions de gaz à effet de serre (NO_x et SO_x) pour les sources d'électricité en Europe et aux États-Unis. Le facteur d'émission de gaz à effet de serre du réseau d'électricité moyen aux États-Unis est supérieur à celui du réseau moyen en Europe occidentale (UCTE) (Fthenakis et Kim, 2011). L'intensité moyenne de gaz à effet de serre des réseaux au Canada, à 200 g/kWh (équivalent CO₂, à partir des données de 2008 de l'inventaire des gaz à effet de serre d'Environnement Canada), se

compare favorablement à celle d'autres régions et elle est plus faible que l'intensité moyenne de l'Union pour la coordination du transport de l'électricité.

5.4.2. Étapes du cycle de vie photovoltaïque

Le chapitre n'a pas examiné chaque étape du cycle de vie photovoltaïque pour deux raisons. D'abord parce que la plupart des auteurs signalent le total des émissions de gaz à effet de serre durant le cycle de vie photovoltaïque complet plutôt que de le faire par étape (tableau 1). Ensuite, parce que presque toutes les émissions dans le cycle de vie photovoltaïque découlent des étapes de l'approvisionnement et de fabrication (Fthenakis et Kim, 2011).

5.5. Comparaison avec d'autres technologies

Les systèmes photovoltaïques n'émettent pas d'émissions de quelque nature que ce soit dans des conditions normales d'exploitation (Association européenne de l'industrie photovoltaïque, EPIA, 2011; Kaygusuz, 2009). En comparaison, les centrales électriques au charbon ou au gaz naturel émettent considérablement plus de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques comparativement à l'énergie photovoltaïque (Jazayeri et al., 2008).

5.5.1. Gaz à effet de serre

Les estimations comparées concernant les intensités des émissions de gaz à effet de serre ont été compilées par le Canadian Energy Research Institute en 2008 (Jazayeri et al., 2008; tableau 5) pour la province de l'Ontario. Ces estimations montrent que le charbon et le gaz naturel émettent considérablement plus de gaz à effet de serre que les systèmes à énergie photovoltaïque. L'étude a inclus la préparation des combustibles, leur transport et les opérations de production d'électricité. Elle n'a pas inclus la construction, la mise hors service, la fabrication d'eau lourde et la gestion des déchets. Les données concernant l'énergie photovoltaïque comprennent toutes les étapes du cycle de vie, y compris la fabrication, la construction et la mise hors service, les systèmes photovoltaïques ne produisant pas d'émissions de gaz à effet de serre dans des conditions normales d'exploitation (EPIA/Greenpeace International, 2011; Kaygusuz, 2009).

Tableau 5 : Rejets dans l'environnement tout au long du cycle de vie et provenant de la production d'électricité en Ontario

Polluants	équivalent CO ₂ , t/TWh			
	Énergie nucléaire	Charbon	Gaz naturel	Énergie photovoltaïque*
Émissions de gaz à effet de serre	1 836,74	1 051 215,33	540 391,16	18 000-28 000

Source : Jazayeri *et al.*, 2008

* Les données de Fthenakis *et al.* 2011b, prévoient une durée de vie d'un module photovoltaïque comprise entre 20 et 30 ans. Le rendement de conversion de l'ensemble des réseaux aux États-Unis est de 0,29; Union pour la coordination du transport de l'électricité, 0,31.

En 2010, Environnement Canada a présenté le Rapport d'inventaire national canadien pour 1990-2008 sur les sources et puits de gaz à effet de serre (Environnement Canada, 2010c) à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, qui comprend en détail les émissions de gaz à effet de serre (équivalent CO₂) pour le secteur de l'électricité. En 2008, la production hydroélectrique est essentiellement à l'abri des émissions directes de gaz à effet de serre, sauf pour les émissions de CH₄ qui découlent de l'inondation des terres afin de créer des réservoirs et comptant pour 340 000 GWh. La production d'énergie nucléaire a été signalée comme la deuxième plus grande source d'électricité à l'abri des émissions de gaz à effet de serre, produisant 96 600 GWh. Ce rapport n'examine pas les émissions liées à l'exploitation de l'uranium (p. ex. traitement et élimination du combustible résiduaire pour l'énergie nucléaire). En 2008, la production d'électricité au charbon au Canada était responsable de 83 Mt d'émissions de gaz à effet de serre et de la production de 97 300 GWh. Les émissions totales de gaz à effet de serre issues du gaz naturel en 2008 étaient de 12,3 Mt et produisaient 26 700 GWh d'électricité (Environnement Canada, 2010c). Le rapport n'a pas fourni les émissions de gaz à effet de serre provenant des systèmes photovoltaïques. Cependant, comme cela a été mentionné précédemment, les systèmes photovoltaïques n'émettent pas d'émissions de gaz à effet de serre dans des conditions normales d'exploitation.

En 2003, Hydro-Québec a publié des fiches d'information pour comparer les options de production d'énergie électrique dans lesquelles l'analyse du cycle de vie des intensités des émissions de gaz à effet de serre était évaluée pour les différentes options de production d'énergie, y compris l'énergie photovoltaïque (Gagnon, 2003). Lorsque l'on compare les émissions de gaz à effet de serre dans l'ensemble du cycle de vie complet des technologies de production d'énergie, les technologies photovoltaïques renferment de nombreux avantages par rapport à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

5.5.2. Polluants atmosphériques

Les meilleures estimations comparées concernant les émissions de polluants atmosphériques sont une nouvelle fois présentées dans l'étude de 2008 du Canadian Energy Research Institute (Jazayeri *et al.*, 2008; tableau 6). Ces estimations montrent que le charbon et le gaz naturel émettent considérablement plus de polluants atmosphériques que les systèmes à énergie photovoltaïque.

Tableau 6 : Rejets dans l'environnement tout au long du cycle de vie et provenant de la production d'électricité en Ontario

Polluants	t/TWh			
	Énergie nucléaire	Charbon	Gaz naturel	Énergie photovoltaïque à base de tellurure de cadmium*
Total des polluants atmosphériques	12,42	6 712,78	1 452,63	s.o.
Oxydes d'azote	2,45	1 676,58	720,12	75–85
Dioxyde de soufre	8,54	3 907,36	363,32	150–175

Tableau 6 : Rejets dans l'environnement tout au long du cycle de vie et provenant de la production d'électricité en Ontario

Polluants	t/TWh			
	Énergie nucléaire	Charbon	Gaz naturel	Énergie photovoltaïque à base de tellure de cadmium*
Monoxyde de carbone	0,00	418,11	274,47	s.o.
Total des particules	0,61	685,68	20,91	s.o.
<i>Composés organiques volatils</i>	0,81	25,05	73,81	s.o.

Source : Jazayeri *et al.*, 2008

*Données de Fthenakis *et al.* (2008), fondées sur tous les composants photovoltaïques et les autres composants du système et sur une durée de vie de 30 ans.

5.6. Domaines nécessitant un travail plus approfondi

Il existe très peu de données sur l'étape de mise hors service (McMonagle, 2006), les installations intégrées au bâtiment par rapport à celles installées sur un toit (McMonagle, 2006), les répercussions des nouvelles technologies et des nouveaux processus sur les émissions de gaz à effet de serre et les comparaisons des systèmes photovoltaïques avec d'autres sources d'énergie renouvelable en ce qui a trait aux émissions de gaz à effet de serre. En outre, alors que l'accent est mis sur les émissions de gaz à effet de serre, peu d'auteurs abordent les polluants atmosphériques. Enfin, peu de renseignements sont disponibles sur les rejets des gaz à effet de serre des nouvelles technologies photovoltaïques. Ceci s'applique, par exemple aux rejets de gaz fluorés à l'étape de la fabrication des modules en couches minces de silicium amorphe.

Une étape de l'analyse du cycle de vie qui ne fait pas partie des analyses de cycle de vie publiées demeure l'incidence possible du défrichage du terrain requis pendant l'installation de grandes *centrales solaires* montées au sol. Dans les cas où de nombreux arbres sont enlevés, les émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie photovoltaïque peuvent augmenter considérablement, en raison de la perte de puits de carbone de compensation provenant des arbres (Turney et Fthenakis, 2011).

Une étude de l'Association des industries solaires du Canada de 2006 (McMonagle, 2006) a également mentionné d'autres domaines nécessitant la poursuite de travaux ou d'autres occasions de collecte de données, y compris :

- l'inclusion des avantages en matière de transport et de distribution et les conséquences dans l'analyse du cycle de vie photovoltaïque;
- les documents sur la durée de vie des modules photovoltaïques et l'incidence sur l'analyse du cycle de vie;
- une recherche plus approfondie sur les problèmes de mise hors service.

6. Métaux lourds et autres produits chimiques

6.1. Introduction

6.1.1. Répercussions

De nombreux résultats dans les documents récents laissent supposer que bien que certaines substances utilisées dans la fabrication des cellules solaires photovoltaïques soient jugées toxiques, elles ne présentent pas de risques, car elles sont utilisées en petites quantités. L'énergie photovoltaïque est souvent considérée comme une énergie dont la quantité de déchets est très minime, car aucun déchet n'est produit pendant son fonctionnement. Avec l'augmentation de la fabrication des systèmes photovoltaïques, les risques et conséquences possibles de l'utilisation de métaux lourds et autres produits chimiques dans la production de cellules photovoltaïques suscitent beaucoup l'attention. En outre, les déchets créés par la mise hors service des modules solaires à la fin de leur vie utile ne peuvent pas être ignorés.

Actuellement, de nombreuses entreprises d'énergie solaire satisfont aux normes nationales et internationales en matière de manipulation et d'atténuation des matières dangereuses, voire les dépassent (As You Sow, 2012). Des entreprises sont engagées dans des activités de recherche et de développement pour utiliser moins de matières dangereuses, avec l'objectif de réduire davantage les répercussions de la fabrication sur l'environnement. Par exemple, des entreprises modifient les processus pour éliminer l'utilisation de gaz dangereux ou atténuer leurs concentrations et passer à des solutions de rechange plus écologiques. Le plomb a été initialement utilisé dans la soudure pour relier les cellules en silicium cristallin aux modules. Cependant, des progrès en matière de fabrication ont maintenant abouti à une soudure sans plomb pour relier les cellules (As You Sow, 2012).

En vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, une substance est considérée comme toxique si elle est rejetée ou pourrait être rejetée dans l'environnement en quantité qui pourrait avoir une incidence nocive immédiate ou à long terme sur l'environnement ou sa diversité biologique; pourrait constituer un danger pour l'environnement sur lequel la vie dépend; ou pourrait constituer un danger au Canada pour la vie ou la santé humaine.

La mise hors service des modules photovoltaïques est perçue comme un défi environnemental pour l'industrie solaire. Pour relever ce défi, PV CYCLE, un programme international de l'industrie photovoltaïque qui s'attaque au défi de recyclage en Europe, a été établi. La première installation de démontage à grande échelle pour les modules en fin de vie a été introduite en Europe en 2009 dans le cadre du programme PV CYCLE. L'objectif du programme PV CYCLE est de recueillir au moins 65 % des modules en fin de vie, 85 % du contenu des modules devant être recyclé (Raugei *et al.*, 2012).

À l'heure actuelle, les modules photovoltaïques les plus couramment utilisés contiennent des métaux lourds tels que le plomb et le cadmium (tous deux considérés comme toxiques en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (1999)]), ainsi que le tellure et le sélénium qui sont jugés dangereux. Il est important de noter que ces substances sont utilisées en petites quantités dans la fabrication de modules photovoltaïques.

Le tellure de cadmium (CdTe) est un composé inorganique du cadmium qui a été ajouté à la Liste des substances toxiques de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* le 31 mars 2000.

Les composés du cadmium sont actuellement réglementés dans de nombreux pays en raison de leur toxicité chez les poissons et pour la faune et parce qu'ils peuvent être transmis aux humains par l'intermédiaire de la chaîne alimentaire (McDonald et Pearce, 2010). Le cadmium des cellules photovoltaïques peut également s'accumuler dans l'environnement naturel dans les sites d'enfouissement par lixiviation dans l'eau souterraine et l'eau de surface et peut pénétrer l'atmosphère par l'intermédiaire des émissions rejetées par les incinérateurs. Les incinérateurs utilisent un équipement antipollution qui capte le cadmium, mais les cendres de l'incinérateur qui en résultent contiennent alors le cadmium qui peut encore s'échapper dans l'environnement par le lixiviat des cendres (McDonald et Pearce, 2010).

Bien que les composés inorganiques du cadmium soient préoccupants, une évaluation de la toxicité totale du tellure de cadmium aiderait à la compréhension des répercussions environnementales éventuelles des technologies photovoltaïques. La toxicité du tellure de cadmium a été distinguée de celle du cadmium élémentaire et d'autres composés du cadmium (Zayed et Philippe, 2009; Kaczmar, 2011). Des études ont signalé que le tellure de cadmium :

- a des propriétés de solubilité et de biodisponibilité dans l'eau environ deux ordres de grandeur plus faibles que la solubilité et la biodisponibilité à 100 % du chlorure de cadmium (CdCl_2);
- ne libère pas facilement la forme ionique réactive du cadmium (Cd^{2+}) au contact de l'eau ou de liquides biologiques;
- a une faible toxicité aiguë en milieu aquatique, par inhalation et par voie orale et se révèle négatif dans le test de mutagénicité d'Ames, un essai biologique visant à évaluer le potentiel mutagène de composés chimiques.

Le cadmium est un sous-produit naturel de l'exploitation du zinc (Wolden *et al.*, 2011). Les chercheurs ont souvent soutenu que la fabrication de modules photovoltaïques à base de tellure de cadmium est le meilleur moyen de séquestrer le cadmium élémentaire d'une manière avantageuse pour l'environnement. La recherche sur les modules à base de tellure de cadmium a montré que, une fois incorporé au module photovoltaïque, l'exposition du cadmium est faible (Wolden *et al.*, 2011).

6.1.2. Tendances

De nombreux métaux lourds et autres produits chimiques actuellement utilisés dans le secteur photovoltaïque, y compris le cadmium et le plomb, sont progressivement éliminés des produits électroniques dans l'Union européenne en vertu d'une directive limitant l'utilisation de certaines substances dangereuses dans l'équipement électrique et électronique (directive 2002/95/EC relative à la limitation de l'utilisation de substances dangereuses). Dans la dernière refonte (ou révision) de la directive, une exemption a été prévue pour les modules photovoltaïques installés par des professionnels en vue d'être utilisés de façon permanente à un emplacement défini pour produire de l'énergie. Le 18 janvier 2012, le Parlement de l'Union européenne a officiellement voté une décision selon laquelle 85 % de tous les modules photovoltaïques en fin de vie en Europe doivent être recueillis et 80 % doivent être recyclés en vertu de la directive sur les déchets d'équipements électriques et électroniques (directive 2008/34/EC). Bon nombre de ces substances sont encore utilisées dans les produits d'équipement électrique et électronique aux États-Unis et dans d'autres pays, y compris le Canada.

L'augmentation de la fabrication des modules photovoltaïques et leur mise hors service et l'élimination qui s'ensuivent pourraient créer une nouvelle vague de déchets électroniques. La durée de vie d'un module photovoltaïque est de 20 à 30 ans (Fthenakis *et al.*, 2011a; SVTC, 2009). L'expansion rapide de

l'industrie photovoltaïque entraînera probablement des défis relativement à l'élimination des déchets au cours des 25 à 30 prochaines années (McDonald et Pearce, 2010). Cependant, First Solar recycle actuellement des modules photovoltaïques usés et il est démontré que ce type de recyclage du matériel a le potentiel d'améliorer le profil environnemental des technologies photovoltaïques (Held et Ilg, 2011).

La base de données de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) du Canada signale que les émissions totales de cadmium dans l'atmosphère pour 2010 ont représenté 15 881,3 kg. Les sources d'émissions les plus importantes étaient issues de l'industrie de la fonte et de l'affinage des métaux non ferreux (nickel, cuivre, zinc et plomb primaires et secondaires) correspondant à 12 747,3 kg des émissions atmosphériques en 2010. D'autres émissions atmosphériques représentant 1 074,3 kg ont découlé de sources non industrielles telles que la production d'électricité et la combustion de combustibles. La fabrication de systèmes photovoltaïques est une nouvelle activité au Canada et, de ce fait, aucune déclaration à la base de données de l'Inventaire national des rejets de polluants n'a encore été faite à ce jour concernant les émissions de cadmium découlant de ce secteur.

Le Département américain de l'Interior's Bureau of Mines (Liewellyn, 1994) a signalé qu'avant que la production de cadmium ne commence aux États-Unis, environ 85 % du cadmium provenant de concentrés de zinc se perdait dans l'environnement. Les mines de zinc aux États-Unis produisent également du germanium, de l'indium, du thorium, du gallium, de l'or et de l'argent. L'industrie photovoltaïque utilise ces substances dans la fabrication de ses produits et contribue ainsi à l'utilisation contrôlée de ces sous-produits qui, autrement, seraient éliminés dans des sites d'enfouissement où ils peuvent s'infiltrer dans l'environnement.

L'analyse du cycle de vie du cadmium utilisé dans les modules photovoltaïques laisse supposer que la croissance du secteur photovoltaïque a le potentiel de réduire la pollution environnementale générale et mondiale liée au cadmium provenant de l'exploitation minière (Raugei et Fthenakis, 2010). L'utilisation de technologies photovoltaïques à base de tellure de cadmium en couches minces offre un avantage si une approche de gestion du cycle de vie suffisante, telle que l'adoption d'un programme de reprise et de recyclage en fin de vie, est utilisée par l'industrie et empêche des émissions du cadmium additionnelles (Sinha *et al.*, 2008; Raugei et Fthenakis, 2010).

L'utilisation du cadmium dans les modules photovoltaïques à base de tellure de cadmium permet de séquestrer efficacement une quantité non négligeable de cadmium en le détournant des piles de stockage où une lixiviation et une contamination potentielle peuvent se produire (Raugei et Fthenakis, 2010). Ces piles de stockage seraient sinon éliminées en tant que déchets dangereux (Sinha *et al.*, 2008). Pour ajouter un avantage aux systèmes photovoltaïques, la technologie photovoltaïque à base de tellure de cadmium a le potentiel de diminuer les émissions de cadmium dans l'air lorsqu'elle remplace la production d'électricité au charbon qui émet habituellement de 100 à 360 fois plus de cadmium dans l'air que les systèmes photovoltaïques à base de tellure de cadmium pendant leur cycle de vie complet (Raugei et Fthenakis, 2010).

6.1.3. Sources de renseignements et limites

À l'exception du cadmium, les émissions directes des métaux lourds et autres produits chimiques provenant du traitement du matériel n'ont pas été étudiées en détail dans l'analyse du cycle de vie des systèmes photovoltaïques pour les raisons indiquées ci-dessous :

- les émissions pendant le traitement dépendent du choix des limites du système et de la méthode d'attribution qu'une étude de l'analyse du cycle de vie adopte;

- la quantité d'émissions constantes peut considérablement diminuer grâce aux avancées technologiques et à des normes réglementaires plus strictes;
- la quantité d'impuretés mélangées au métal de matrice détermine souvent les facteurs d'émission des métaux lourds.

Pour ces raisons, l'estimation des émissions de métaux lourds et autres produits chimiques provenant directement du traitement du matériel (p. ex. exploitation, fusion et purification) comporte d'importantes incertitudes (Fthenakis *et al.*, 2008). D'après les données de la base de donnéesecoinvent, une grande proportion d'émissions directes de plomb (80 %) provenant du traitement du matériel est liée à la fabrication du verre pour les modules photovoltaïques. Cependant, cela suppose que du verre de catégorie de construction est utilisé pour les modules photovoltaïques, tandis que le verre utilisé dans les modules photovoltaïques contient habituellement bien moins de plomb, car il n'est pas ajouté au verre utilisé dans leur production. Par conséquent, on peut supposer que les émissions de plomb sont inférieures à celles déclarées dans la base de donnéesecoinvent (de Wild-Sholten *et al.*, 2005).

6.2. Fabrication

De nombreux résultats dans les documents récents laissent supposer que bien que certaines substances utilisées dans la fabrication du matériau semi-conducteur pour les cellules solaires photovoltaïques soient jugées toxiques, elles ne présentent pas de risques, car elles sont utilisées en petites quantités (Electric Power Research Institute, 2003). Il existe une variété de répercussions sur l'environnement provenant de la fabrication de systèmes photovoltaïques, en fonction du type de système : polycristallin et monocristallin ou en couches minces (p. ex. tellure de cadmium, silicium amorphe, diséléniure de cuivre et d'indium/diséléniure de cuivre-indium-gallium). De nombreuses substances dont certaines sont dangereuses ou toxiques (tableau 7) ont été utilisées pour la fabrication des modules photovoltaïques.

Tableau 7 : Substances couramment utilisées dans la fabrication de cellules photovoltaïques

Type de cellule; substances utilisées				
Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Silicium amorphe	Tellure de cadmium	Cellules de diséléniure de cuivre et d'indium et cellules de diséléniure de cuivre-indium-gallium
Aluminium	Aluminium	Acétone	Cadmium	Cadmium
Ammoniac	Ammoniac	Aluminium	Chlorure de cadmium	Cuivre
Fluorure d'ammonium	Arsine	Chlorosilanes	Nickel	Hydruure gazeux
Acide chlorhydrique	Trichlorure de bore	Diborane	Soufre	Hydrogène gazeux
Acide fluorhydrique	Catalyseur de cuivre	Germane	Tellure	Sulfure d'hydrogène
Fluorure d'hydrogène	Diborane	Tétrafluorure de germanium (utilisé pour certains)	Dioxyde de tellure	Séléniure d'hydrogène

Tableau 7 : Substances couramment utilisées dans la fabrication de cellules photovoltaïques

Type de cellule; substances utilisées				
Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Silicium amorphe	Tellurure de cadmium	Cellules de diséléniure de cuivre et d'indium et cellules de diséléniure de cuivre-indium-gallium
Alcool isopropylique	Acétate d'éthyle	Acide chlorhydrique	Étain	Indium
Acide nitrique	Éthylène-acétate de vinyle	Acide fluorhydrique	Sulfate de cadmium	Molybdène
Azote	Acide chlorhydrique	Hydrogène	Sulfure de cadmium	Sélénium
Oxygène	Hydrogène	Alcool isopropylique		Zinc
Phosphore	Fluorure d'hydrogène	Azote		Hydroxyde de sélénium
Oxychlorure de phosphore	Peroxyde d'hydrogène	Phosphine		Gallium
Silane	Catalyseur d'ion amine	Acide phosphorique		Sulfure de cadmium (des substances de remplacement sont le sulfure de zinc ou le sulfate d'indium)
Silicium	Alcool isopropylique	Silane		
Argent	Acide nitrique	Tétrafluorure de silicium		
Hydroxyde de sodium	Azote	Silicium		
Acide sulfurique	Phosphine	Hydroxyde de sodium		
Étain	Trichlorure de phosphore	Étain		
	Silicium	Arsine		
	Dioxyde de silicium	Méthane		
	Silane			
	Trioxyde de silicium			
	Tétrachlorure de silicium			
	Argent			
	Hydroxyde de sodium			
	Chlorure stannique			

Tableau 7 : Substances couramment utilisées dans la fabrication de cellules photovoltaïques

Type de cellule; substances utilisées				
Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Silicium amorphe	Tellurure de cadmium	Cellules de diséléniure de cuivre et d'indium et cellules de diséléniure de cuivre-indium-gallium
	Acide sulfurique			
	Oxyde de tantale			
	Titane			
	Dioxyde de titane			
	Trichlorosilane			
	Hexafluorure de soufre			
	Trifluorure d'azote			

Source : Electric Power Research Institute, 2003; SVTC, 2009; Fthenakis et Kim, 2011

6.2.1. Silicium monocristallin et polycristallin

Le silicium monocristallin et polycristallin est produit en grandes quantités pour l'industrie informatique. Le silicium de qualité électronique est traité au moyen du processus de Siemens, un processus énergivore, comme cela a été étudié au chapitre 4 (Temps de retour énergétique). La production de silicium de qualité solaire, qui utilise un processus de Siemens modifié, retient un niveau plus élevé de métaux tels que le fer et l'aluminium (Wolden *et al.*, 2011). Des recherches actives sont effectuées pour établir le niveau de pureté qui peut être toléré par les cellules solaires, ainsi que pour concevoir des stratégies de traitement visant à atténuer ces défauts. Des améliorations sont prévues pour réduire l'écotoxicité associée à la production de silicium (Wolden *et al.*, 2011).

La fabrication de cellules de silicium polycristallin et monocristallin génère des substances préoccupantes (à la fois toxiques et dangereuses) à des étapes variées, bien que les quantités soient infimes et, grâce à la mise en œuvre des meilleures pratiques, leur rejet dans l'environnement est de moins en moins probable (Wolden *et al.*, 2011; Fthenakis, 2003). Les étapes comprennent le découpage des plaquettes, le nettoyage, le marquage, le traitement et le montage des cellules solaires (Fthenakis, 2003). Les plaquettes sont tranchées au moyen d'une technologie de fil hélicoïdal, ce qui entraîne une perte supérieure à 50 % du silicium sous la forme de sciure ou d'entaille (Wolden *et al.*, 2011). Ce matériau peut être recyclé et ainsi détourné du flux de déchets de la fabrication, ce qui est avantageux pour l'environnement. Des techniques pour la production directe de plaquettes, qui supprimeraient le découpage au fil hélicoïdal et les entailles, seraient aussi avantageuses dans ce cas.

L'industrie photovoltaïque en Europe a adopté un programme pour la diminution, la reprise et la récupération des déchets nommé PV CYCLE. Cette initiative poursuit aussi l'examen de solutions de rechange écologiques pour la soudure, les boues et les solvants. Des efforts ont été déployés pour réduire les déchets corrosifs générés par le marquage et pour trouver des méthodes internes de neutralisation des solutions acides et alcalines, tandis que les efforts en matière de recyclage ont englobé le recyclage de fils

de coupe en acier inoxydable et la récupération du carbure de silicium et du polyglycol provenant de la boue (Fthenakis, 2003).

6.2.2. Tellurure de cadmium en couches minces

Avant que le cadmium puisse être utilisé pour fabriquer des cellules photovoltaïques à base de tellurure de cadmium en couches minces, l'éponge de cadmium (un précipité provenant de l'extraction et de la fusion du zinc et d'autres métaux) doit être purifiée à un cadmium de 99,999 % (Raugei et Fthenakis, 2010). Le tellure est un métalloïde rare qui est utilisé dans la fabrication de matériaux et de catalyseurs photosensibles (Fthenakis, 2004).

La production actuelle de tellurure de cadmium commence par un substrat en verre suivi par le dépôt successif d'un *oxyde conducteur transparent (OCT)*, d'une couche de fenêtre de type *n* (sulfure de cadmium [CdS]), d'un absorbeur à base de tellurure de cadmium de type *p* et d'un contact retour (de tellurure de zinc, de cuivre ou de carbone) (Wolden *et al.*, 2011).

Tableau 8 : Substances préoccupantes dans le cadre de la fabrication des cellules photovoltaïques à base de tellurure de cadmium

Substance	Utilisation	Préoccupation
Sulfate de cadmium	Couche de semi-conducteur en couches minces	Cadmium (composé d'origine) : effets nocifs sur la santé humaine et l'environnement; persistant et <i>bioaccumulable</i>
Tellurure de cadmium	Semi-conducteur en couches minces	Persistant, car il est un métal, mais ne s'est pas révélé être bioaccumulable; des études récentes ont montré que le tellurure de cadmium a une toxicité aiguë aquatique, par inhalation et par voie orale faible
Dioxyde de tellure	Produit la couche mince du tellurure de cadmium	Persistant dans l'environnement

Source : SVTC, 2009; Electric Power Research Institute, 2003; Kaczmar, 2011; Fthenakis et Kim, 2011; Canada, 2012

6.2.2.1. Total des émissions de cadmium

Les émissions de cadmium peuvent être directes ou indirectes. Les émissions directes de cadmium sont celles associées à l'extraction, à la fusion et à la purification du cadmium élémentaire. Les émissions indirectes de cadmium sont attribuables à l'utilisation de combustibles et de l'électricité pour la production et la fabrication d'un système photovoltaïque. Certains processus, comme la fabrication de modules photovoltaïques à base de tellurure de cadmium, émettent du cadmium directement et

indirectement, tandis que les étapes de fabrication de modules photovoltaïques en silicium cristallin émettent du cadmium seulement indirectement. Le total des émissions de cadmium directes et indirectes provenant de toutes les étapes de fabrication et de recyclage (stockage, dépôt, lasers, *recuit*, *suppression des bords*, marquage à l'acide, déchiqueteur de verre de recyclage et broyeur à marteaux de recyclage) représente un apport d'environ 0,5 g de cadmium par tonne (1 016 kg). Le total des émissions indirectes de cadmium du cycle de vie provenant des combustibles fossiles utilisés dans les sources d'électricité au cours du cycle de vie d'un module à base de tellure de cadmium est plus de dix fois (0,23 g/GWh) supérieur à celui des émissions directes de cadmium (0,02 g/GWh) (Fthenakis, 2009).

6.2.2.2. Émissions directes de cadmium

Les émissions directes de cadmium ont été calculées en se fondant sur une durée de vie du module de 30 ans, sur une efficacité de 9 % et sur une insolation moyenne aux États-Unis de 1 800 kWh/m² par an. Le total des émissions directes de cadmium pendant l'extraction, la fusion, la purification de l'élément et la synthèse du tellure de cadmium représente 0,015 g/GWh. Le total des émissions de cadmium pendant la fabrication du module correspond à 0,004 g/GWh (Fthenakis *et al.*, 2008).

Tableau 9 : Émissions atmosphériques de cadmium au cours du cycle de vie des modules photovoltaïques à base de tellure de cadmium

Étape du cycle de vie	Émissions	
	(cadmium en g/tonne)	(mg/GWh)
Extraction du minerai de zinc	2,70	0,02
Fusion et affinage du zinc	40,00	0,30
Purification du cadmium	6,00	7,79
Production de tellure de cadmium	6,00	7,79
Fabrication d'un module photovoltaïque à base de tellure de cadmium	0,40	0,52
Fonctionnement d'un module photovoltaïque à base de tellure de cadmium	0,05	0,06
Recyclage de module photovoltaïque à base de tellure de cadmium	0,10	0,13
Émissions totales	55,25	16,61

Source : Fthenakis, 2009; Fthenakis, 2004; Raugei et Fthenakis, 2010

6.2.2.3. Émissions indirectes de cadmium

La production d'électricité à l'aide de combustibles fossiles tels que le charbon émet des émissions de métaux lourds dans l'atmosphère pendant la combustion. En se fondant sur la demande en électricité pour les modules photovoltaïques et les autres composants du système (circuits, accumulateurs, onduleurs, etc.), les émissions indirectes de cadmium provenant de sources telles que le gaz naturel, le pétrole lourd et le charbon pour fournir de la chaleur et une énergie mécanique pendant le traitement du matériel, la régulation du climat pour l'usine et le transport des matériaux et produits ont été estimées. La plus grande

part des émissions de cadmium dans l'atmosphère n'est pas liée au type particulier de la technologie photovoltaïque fabriqué et mis en place, mais elle est plutôt associée à la production de *verre trempé*, de copolymère d'acétate de vinyle-éthylène et d'*oxyde conducteur transparent* utilisés dans la fabrication des modules (Raugei et Fthenakis, 2010). Les sources les plus importantes d'émissions indirectes de cadmium ont été l'utilisation du charbon pendant les processus d'élaboration de l'acier et l'utilisation du gaz naturel pendant les processus d'élaboration du verre. Les émissions de cadmium à partir du gaz naturel ne proviennent pas de la combustion du gaz lui-même, mais principalement de la fabrication de systèmes de chaudières (Fthenakis *et al.*, 2008). Les composants du système autres que les modules contribuent également à environ 25 % d'émissions atmosphériques supplémentaires de cadmium, provenant principalement de l'acier de la structure de soutien et du combustible utilisé pour la construction (Raugei et Fthenakis, 2010). Les émissions de cadmium du cycle de vie complet sont indiquées dans le tableau 9.

Les rejets aquatiques issus de la fabrication de cellules à base de tellure de cadmium sont nettoyés de sorte que les quantités de substances restantes sont inférieures aux limites acceptables. En Ohio et en Allemagne, où des cellules à base de tellure de cadmium sont produites, ces niveaux sont inférieurs à 0,3 mg/L (Ohio) et à 0,07 mg/L (Allemagne) et il n'existe pas de rejets dans le sol dans les usines de fabrication actuelles de systèmes photovoltaïques (Raugei et Fthenakis, 2010). Au Canada, les règlements concernant le rejet du cadmium dans les eaux usées indiquent des valeurs limites variant de 0,5 à 4,0 mg/L (Marbek Resource Consultants Inc., 2009) et le cadmium dans les effluents liquides des installations de fabrications de modules photovoltaïques à base de tellure de cadmium actuelles est bien inférieur à ces limites. Le cadmium total dans les effluents liquides est d'environ 300 g/production de 100 MW ou de 0,3 mg/m² (Raugei et Fthenakis, 2010). La base de données ecoinvent indique des rejets supplémentaires de 0,8 mg/m² dans l'eau douce par l'intermédiaire de la production de *l'oxyde conducteur transparent* et du verre trempé. Les composants du système autres que les modules ajoutent une autre quantité de rejets de 2,0 mg/m² (60 % du total) provenant de la construction en acier. Le total des rejets de cadmium dans l'eau représente un peu plus de 3 mg/m², ce qui s'inscrirait dans la plage définie par les règlements municipaux canadiens. Ces valeurs portent plus particulièrement sur la fabrication des modules, plutôt que sur le fonctionnement du système photovoltaïque. La figure 7 illustre le total des rejets déclarés de cadmium dans l'eau au Canada de 1999 à 2010 (Environnement Canada, 2011b).

Rejets de cadmium dans l'eau

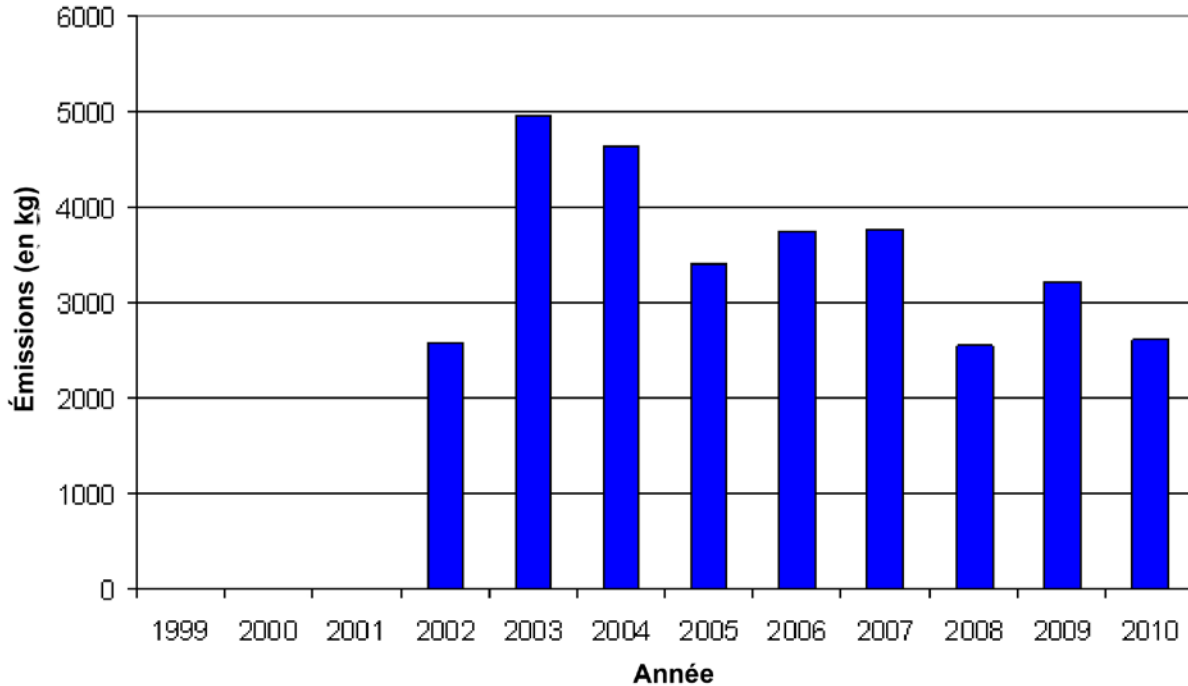


Figure 7 : Total des rejets de cadmium dans l'eau déclarés de 1999 à 2010 provenant de toutes les industries au Canada
Source : Environnement Canada, 2011b

6.2.3. Autres technologies en couches minces

6.2.3.1. Diséléniure de cuivre et d'indium/Diséléniure de cuivre-indium-gallium

Le CIS et le CIGS sont des technologies qui sont transformées par le dépôt d'un contact retour molybdène, puis d'un absorbeur CIGS de type p et par une fine couche tampon, avec de l'oxyde de zinc dopé servant de contact frontal (Wolden *et al.*, 2011). De nombreuses entreprises travaillent pour commercialiser cette technologie et l'approche pour la fabrication de l'absorbeur de séléniure de cuivre et d'indium et de séléniure de cuivre-indium-gallium comprend l'un des éléments suivants :

- *Coévaporation* : processus qui alterne entre des conditions riches en cuivre à des conditions pauvres en cuivre pour produire les gros grains et le matériau calibré indium et gallium.
- *Séléniation/sulfuration de films en métal* : processus en deux étapes dans lequel les métaux (cuivre, indium, gallium et soufre) sont rejetés dans le substrat et convertis en diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium par l'intermédiaire du recuit dans un environnement contenant des *chalcogénures* (vapeurs élémentaires ou hydrures gazeux).
- *Techniques non effectuées sous vide* : processus en deux étapes qui comprend l'application d'un revêtement, puis le recuit ou le frittage de métaux à haute température (Wolden *et al.*, 2011).

Le gallium, le cuivre et l'indium sont associés à une faible toxicité (Fthenakis, 2003). Comme cela a été mentionné ci-dessus, il existe peu de renseignements sur la toxicité des technologies à base de diséléniure de cuivre et d'indium et de diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium. Des études effectuées sur des animaux ont montré que le diséléniure de cuivre et d'indium présente une toxicité des voies respiratoires faible à modérée. En comparant le diséléniure de cuivre et d'indium, le diséléniure de cuivre et de gallium et le tellure de cadmium (comme cela a été examiné à la section 6.2.1.1), le diséléniure de cuivre et d'indium s'est révélé être moins toxique que le tellure de cadmium (Fthenakis, 2003).

De nombreux produits chimiques ont été utilisés dans la production de modules à base de diséléniure de cuivre et d'indium et de diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium (tableau 7). Le sélénium est une substance réglementée qui se bioaccumule dans la chaîne alimentaire et forme des composés tels que le sélénure d'hydrogène (SVTC, 2009). Il est utilisé comme la principale source de sélénium dans le dépôt de la couche de diséléniure de cuivre et d'indium et de diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium. Il est consommé à l'étape de séléniisation au cours de laquelle le sélénure d'hydrogène est introduit dans l'atmosphère d'un réacteur pour fournir l'excès de sélénium nécessaire pour réagir avec d'autres métaux (SVTC, 2009).

Utilisé à des températures élevées, comme au cours de la production de cristaux de diséléniure de cuivre et d'indium et de diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium, le sélénium a le potentiel de former le bioxyde de sélénium. Cela peut être rejeté dans une solution aqueuse où il forme le sélénium élémentaire qui est ensuite récupéré. Le taux de récupération du sélénium est élevé, mais n'atteint pas 100 % et des émissions fugitives se produisent (SVTC, 2009). Des enjeux environnementaux sont également liés à l'élimination des déchets de fabrication et à la fin de vie du module (se reporter à la section 6.4).

Une couche tampon de sulfure de cadmium est également utilisée dans les semi-conducteurs pour les cellules au diséléniure de cuivre et d'indium et au diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium (SVTC, 2009). L'utilisation du sulfure de cadmium présenterait intrinsèquement les mêmes problèmes de toxicité associés au tellure de cadmium évoqué précédemment. La couche de sulfure de cadmium peut être remplacée par une couche tampon de recharge de sulfure de zinc ou de sulfate d'indium. Cependant, le sulfure de cadmium est plus efficace (SVTC, 2009).

6.2.3.2. Silicium amorphe

Le silicium amorphe (a-Si) est fabriqué en déposant des couches de silicium par l'intermédiaire d'un processus de *dépôt chimique en phase vapeur* activé par plasma utilisant des mélanges de peroxyde d'hydrogène et de silane (Wolden *et al.*, 2011).

Les gaz de dopage utilisés tels que l'arsine, la phosphine et le germane (se reporter au tableau 7) sont toxiques, mais sont utilisés dans des quantités trop infimes pour représenter une menace importante pour la santé publique et l'environnement (Fthenakis, 2003). Au Canada, l'arsine est considérée comme une substance toxique en vertu de la LCPE (1999). La fuite de ces gaz peut entraîner des risques professionnels importants.

Le méthane est souvent mélangé aux flux de déchets du processus de dépôt pour brûler l'hydrogène supplémentaire (SVTC, 2009). Le méthane est inflammable et est un puissant gaz à effet de serre (se reporter au chapitre 5 : Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques).

Comme pour la fabrication de cellules monocristallines et polycristallines, il existe de nombreuses substances utilisées pour la fabrication de cellules au silicium amorphe qui présentent un risque pour la santé humaine et l'environnement.

6.2.4. Études de toxicologie sur les modules photovoltaïques

Bien que les études sur la toxicologie des modules photovoltaïques à base de tellure de cadmium soient limitées, le National Institute of Environmental Health Studies et les Brookhaven National Laboratories des États-Unis ont examiné les impacts toxicologiques sur des rats de laboratoire exposés au tellure de cadmium, au diséléniure de cuivre et d'indium et au diséléniure de cuivre et de gallium. L'étude était axée sur les effets systémiques, sur la reproduction et sur les poumons (Fthenakis *et al.*, 1999).

Les résultats de l'étude ont montré que le tellure de cadmium était la substance la plus toxique dans les modules photovoltaïques examinés, suivi du diséléniure de cuivre et d'indium, puis du diséléniure de cuivre et de gallium. L'exposition des rats de laboratoire au tellure de cadmium a entraîné une diminution importante de la prise de poids et, pour les voies respiratoires, la toxicité la plus élevée et la deuxième toxicité la plus élevée provoquant la mort (Electric Power Research Institute, 2003; Sinha *et al.*, 2008; Fthenakis *et al.*, 1999). Morgan *et al.* (1997) ont également examiné les effets toxicologiques du tellure de cadmium et les résultats ont révélé l'inhibition de la prise de poids, des effets possibles sur les reins, une inflammation des poumons, une fibrose pulmonaire et la mortalité chez les rats de laboratoire y ayant été exposés.

Comme ces études étaient fondées sur l'exposition par ingestion directe ou inhalation des composés, on suppose que les résultats constituaient une surestimation de l'exposition des organismes *biotiques* dans une installation de fabrication de systèmes photovoltaïques ou à proximité (Sinha *et al.*, 2008). La voie d'exposition par ingestion directe ou inhalation est une voie d'exposition improbable, étant donné que l'exposition réelle consisterait en l'inhalation de l'air ambiant contenant les produits chimiques trouvés dans les modules photovoltaïques (Electric Power Research Institute, 2003).

À partir de ces études, Fthenakis *et al.* (1999) ont établi une *dose de référence toxicologique* pour le tellure de cadmium en utilisant les protocoles et la méthodologie de l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis. Ils ont obtenu une dose de référence toxicologique de 0,0006 mg/kg/j pour le tellure de cadmium. Cette dose de référence toxicologique est semblable à celle de l'EPA concernant l'exposition au cadmium dans l'eau potable et qui correspond à 0,0005 mg/kg/j. Santé Canada utilise également une dose de référence toxicologique tirée de celle de l'EPA. La faible solubilité dans l'eau en comparaison avec d'autres composés du cadmium devrait réduire la toxicité du tellure de cadmium (Electric Power Research Institute, 2003; Sinha *et al.*, 2008).

6.3. Exploitation et entretien

Aucune émission n'est associée à la phase d'exploitation ou d'utilisation des modules photovoltaïques. Les modules sont fermés et scellés dans deux modules en verre et par conséquent, aucune émission n'est attendue pendant que les modules sont utilisés (Raugei et Fthenakis, 2010; Fthenakis, 2003; Fthenakis 2004; Sinha *et al.*, 2008).

Le cadmium trouvé dans un module photovoltaïque à base de tellure de cadmium ne présente aucune menace pendant l'utilisation normale du module photovoltaïque étant donné que le cadmium est présent en tant que tellure de cadmium et de sulfure de cadmium qui sont des composés chimiquement stables

(Raugei Fthenakis, 2010; Fthenakis, 2004). La pression de vapeur et la solubilité dans l'eau du tellure de cadmium sont essentiellement nulles (Sinha *et al.*, 2008). Par conséquent, il n'y a fondamentalement aucun potentiel d'exposition humaine au tellure de cadmium pendant l'utilisation normale et la durée de vie d'un module solaire à base de tellure de cadmium.

Il est possible qu'un module photovoltaïque à base de tellure de cadmium se brise pendant son exploitation et son entretien, exposant le tellure de cadmium à l'environnement. Dans le cas d'un tel rejet limité, le tellure de cadmium se disperserait dans l'air ambiant à des concentrations bien inférieures aux valeurs indiquées par les lignes directrices en matière d'exposition aiguë et serait par la suite dilué (Sinha *et al.*, 2008; Beckmann et Mennenga, 2011). Ce scénario est improbable, en raison de la liaison de laminats avec le matériau semi-conducteur. Outre des rejets atmosphériques limités, il est très improbable que l'exposition potentielle au cadmium provenant de la lixiviation, par les eaux de pluie, des modules brisés présente un risque potentiel pour la santé (Sinha *et al.*, 2011). Des études ont montré que des rejets limités de cadmium (0,04 % en vertu des protocoles de l'American Society for Testing and Materials/Underwriters Laboratories) pourraient se produire pendant un incendie (Fthenakis *et al.*, 2005).

6.4. Mise hors service

6.4.1. Déchets

L'élimination des modules photovoltaïques en fin de vie peut être un enjeu environnemental. Cependant, en raison de leur longue durée de vie (de 25 à 30 ans), la plupart des modules photovoltaïques n'ont pas atteint l'étape de l'élimination. Par conséquent, l'expérience ou les connaissances en matière d'élimination ou de recyclage des modules photovoltaïques sont très limitées. Le recyclage présente un certain nombre de défis en raison du laminage des couches du module (McMonagle, 2006). Comme avec d'autres éléments laminés, posés en couches et mélangés à des matériaux, il peut être difficile de séparer les différents composants de façon sécuritaire et efficace.

McMonagle (2006) a conclu que la gestion des déchets issus de la mise hors service des systèmes photovoltaïques est l'étape qui devrait entraîner la plus forte incidence environnementale lorsque l'énergie photovoltaïque est évaluée sur la base d'un cycle de vie complet. Les composants du système autres que les modules (montage de circuits, onduleurs, etc.) représentent une grande proportion de l'incidence environnementale des systèmes photovoltaïques, ainsi que la quantité importante de verre utilisé dans les modules (EPIA/Greenpeace International, 2006). Les métaux lourds et les substances organiques trouvés dans le matériau de capsule pourraient être entraînés par lixiviation hors des modules et dépasser les limites environnementales (McMonagle, 2006; EPIA/Greenpeace international, 2006). Des matériaux rares et précieux (y compris les rares *métalloïdes*, tels que le tellure, l'indium et le gallium) sont également des déchets provenant du cycle de vie d'un module photovoltaïque (Sander, 2007). Récupérer ces matériaux au moyen du recyclage permet d'éviter un épuisement des ressources (se reporter au chapitre 8 : Paysage et écologie).

Les circuits et les onduleurs (autres composants du système) associés aux systèmes photovoltaïques peuvent contenir des matières dangereuses telles que le plomb, les *ignifugeants bromés* et le *chrome hexavalent* (SVTC, 2009; Fthenakis, 2003). Pour les modules en silicium cristallin, les matières toxiques contenues dans le matériau semi-conducteur réel sont inférieures aux niveaux réglementés par l'EPA (SVTC, 2009).

Les modules photovoltaïques en silicium amorphe ne contiennent pas de matière toxique réglementée par l'EPA, celles-ci étant toutefois présentes dans certains autres composants du système, comme cela a été

indiqué ci-dessus (SVTC, 2009). Toutefois, l'arsine a été signalée comme étant utilisée dans la fabrication de modules en silicium amorphe (tableau 8). L'arsenic inorganique et ses composés figurent sur la Liste des substances toxiques de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Les modules en silicium amorphe se trouvent dans des produits de consommation tels que les lumières et les calculatrices solaires. Comme d'autres petits appareils électroniques, ils sont habituellement éliminés dans les flux de déchets ménagers et contribuent à l'ensemble des déchets électroniques dans les sites d'enfouissement.

Les modules à base de tellure de cadmium, de diséléniure de cuivre et d'indium et de diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium contiennent tous des composés de cadmium qui sont considérés comme étant toxiques pour l'environnement et la santé humaine. Les modules photovoltaïques à base de diséléniure de cuivre et d'indium et de diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium contiennent aussi du sélénium, une substance réglementée qui se bioaccumule dans la chaîne alimentaire et forme le sélénure d'hydrogène qui est très toxique et cancérigène (SVTC, 2009). En plus des autres composants du système, ces cellules photovoltaïques peuvent également constituer une préoccupation environnementale en raison de la présence des métaux lourds et autres produits chimiques dans les matériaux encapsulés.

Si ces modules se retrouvaient par inadvertance dans les incinérateurs de déchets municipaux, les métaux lourds se gazéifieraient et une partie serait rejetée dans l'atmosphère (Fthenakis, 2003). Les dépoussiéreurs électriques peuvent réduire ce rejet pour qu'il soit inférieur à 0,5 %. Les autres métaux lourds se retrouveraient dans les cendres de l'incinérateur qui seraient éliminées dans un site d'enfouissement contrôlé (Fthenakis, 2003).

Les modules qui sont éliminés dans les sites d'enfouissement municipaux comportent un risque de lixiviation des métaux lourds dans le sol environnant. La lixivabilité des métaux dans un site d'enfouissement est caractérisée par deux tests d'éluion : 1) le Toxicity Characterization Leachate Profile (TCLP) de l'EPA des États-Unis et 2) le DEV S4 de l'Allemagne. Si la concentration de métaux dépasse la limite de ces deux tests, les modules devront alors être recyclés ou éliminés comme des déchets dangereux. Les premiers modules à base de tellure de cadmium ont échoué aux tests de Toxicity Characterization Leachate Profile et de DEV S4 (Fthenakis, 2003). Les études actuelles ont révélé que les déchets des modules brisés réussissent l'essai de Toxicity Characterization Leachate Profile (Raugei *et al.*, 2012).

Les essais exploratoires avec un petit nombre de modules en silicium polycristallin se sont traduits par l'échec de certains modules au test de Toxicity Characterization Leachate Profile et par des valeurs dépassant la limite concernant le plomb d'environ 30 % (Fthenakis, 2003). Les modules en diséléniure de cuivre et d'indium ont réussi le test de Toxicity Characterization Leachate Profile concernant le sélénium. Le silicium amorphe a réussi le test de Toxicity Characterization Leachate Profile étant donné qu'il contient très peu de matières dangereuses (Fthenakis, 2003).

Le Toxicity Characterization Leachate Profile exige que les modules soient brisés en petits morceaux, tandis que la couche de photovoltaïque se trouve souvent entre deux couches de verre et est isolée de l'environnement lorsqu'elle est éliminée dans un site d'enfouissement. Le recyclage de ces modules permettrait la récupération des métaux précieux et réduirait le risque de contamination pour l'environnement.

6.4.2. Recyclage

Ces dernières années, le recyclage des modules photovoltaïques et l'analyse du cycle de vie ont retenu l'attention du monde entier. La deuxième Conférence internationale sur le recyclage des modules photovoltaïques s'est tenue en 2011 et la tâche 12 du programme sur les systèmes d'alimentation

photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie traite particulièrement de la sécurité et de l'écosalubrité de l'énergie photovoltaïque.

Depuis son introduction dans le marché photovoltaïque, le tellure de cadmium a fait l'objet de préoccupations relatives aux répercussions potentielles sur l'environnement et la santé humaine causées par l'utilisation du cadmium et la mise hors service en fin de vie (Raugei *et al.*, 2012). Le recyclage a été l'approche la plus recommandée pour la gestion en fin de vie des modules à base de tellure de cadmium. Afin de s'assurer que les modules sont recyclés, un fabricant important, First Solar, a mis en œuvre une politique de reprise par laquelle des fonds suffisants sont mis de côté pour assumer les coûts de collecte et de recyclage des modules et d'autres fabricants suivent aussi cet exemple (Raugei *et al.*, 2012).

Au Canada, de nombreux systèmes photovoltaïques dont la production se mesure en millions de watts sont installés en Ontario et équipés de modules First Solar. First Solar offre un recyclage sans conditions de ses modules et environ 90 % des éléments des modules sont récupérés.

Le recyclage des cellules solaires photovoltaïques en tellure de cadmium a été au centre des préoccupations de l'industrie photovoltaïque et les installations de recyclage fonctionnent dans toutes les usines de fabrication de First Solar (Allemagne, Perrysburg, Ohio et Kulim, Malaisie). Le recyclage des modules photovoltaïques usés à base de tellure de cadmium comprend le découpage et le concassage du module usé en fragments de la taille de petits pois qui sont ensuite lixiviés dans une solution diluée d'acide sulfurique et de peroxyde d'hydrogène (Raugei et Fthenakis, 2010). Le cadmium, le tellure de cadmium et le cuivre sont précipités de la solution et sont acheminés aux fins de retraitement dans des métaux d'une grande pureté. Les processus de recyclage utilisent des filtres HEPA hautement efficaces (99,97 % d'efficacité) de manière à ce que les émissions de cadmium rejetées dans l'air et provenant du concassage soient captées. Les émissions des résidus ont été calculées et représentent 0,4 mg/kg de cadmium traité (Raugei et Fthenakis, 2010).

Le programme international de l'industrie photovoltaïque, PV CYCLE, qui relève le défi du recyclage en Europe, a également été mis en place. La première installation de démontage à grande échelle pour les modules en fin de vie a été introduite en Europe en 2009 dans le cadre du programme PV CYCLE. L'objectif du programme PV CYCLE est de recueillir au moins 65 % des modules en fin de vie, 85 % du contenu des modules devant être recyclé (Raugei *et al.*, 2012).

Pour les modules photovoltaïques à base de diséléniure de cuivre et d'indium et de diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium, outre la réalisation d'un projet pilote, aucun processus de recyclage pour récupérer les matériaux aux fins de réutilisation n'a été mis au point (SVTC, 2009). L'indium est très rare et la valeur élevée de ce métal fera que le recyclage constituera une initiative importante.

Les produits à base de silicium amorphe pourraient être recyclés par l'intermédiaire d'un processus standard de récupération et de recyclage du verre (SVTC, 2009). Le plus grand défi du recyclage des cellules en silicium amorphe est qu'elles sont souvent intégrées à des produits et qu'elles finissent par être éliminées dans le flux de déchets ménagers. Par conséquent, le défi du recyclage de cette technologie photovoltaïque particulière demeure de changer les habitudes de consommation. La figure 8 illustre la tendance du recyclage du cadmium au Canada de 1999 à 2010 (Environnement Canada, 2011b).

Recyclage de composés du cadmium

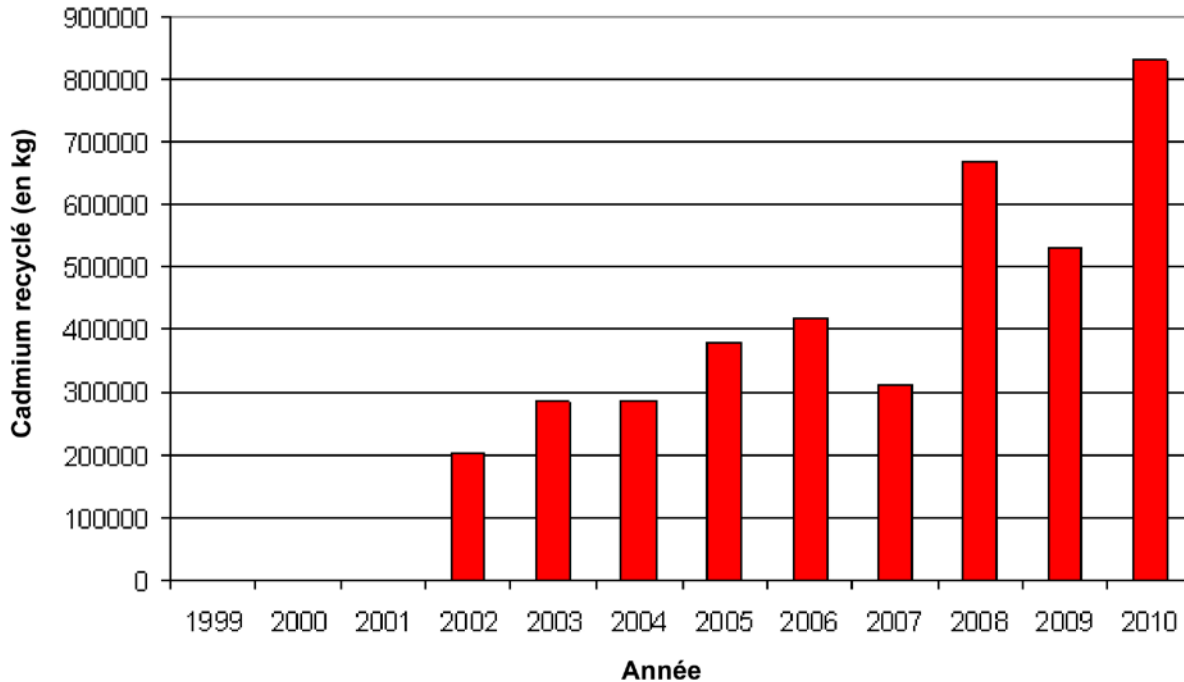


Figure 8 : Tendence du recyclage des composés de cadmium au Canada de 1999 à 2010 de toutes les industries
Source : Environnement Canada, 2011b

6.5. Comparaison avec d'autres technologies

Bien que le cadmium soit une source de préoccupation dans la fabrication et l'élimination des modules photovoltaïques, les émissions de cadmium découlant du cycle de vie du tellure de cadmium sont de 100 à 360 fois inférieures à celles des centrales électriques au charbon dotées de dispositifs de contrôle des particules fonctionnant de façon optimale. Lorsqu'on les compare aux installations thermiques alimentées au charbon, chaque gigawattheure d'électricité produite pendant le fonctionnement des modules photovoltaïques de tellure de cadmium peut empêcher l'émission de 8,8 g de cadmium provenant d'une installation alimentée au charbon en Europe ou l'émission d'environ 2 g de cadmium provenant d'une installation de ce type aux États-Unis, étant donné une concentration médiane de 0,5 mg/kg de cadmium dans le charbon des États-Unis (Fthenakis et Kim, 2006).

Sinha *et al.* (2008) ont déclaré que le remplacement de l'électricité générée par un réseau traditionnel par des systèmes photovoltaïques centraux présente des avantages importants pour l'environnement lesquels, notamment pour les modules photovoltaïques à base de tellure de cadmium, correspondent à des réductions de 89 à 98 % des émissions de gaz à effet de serre, de polluants atmosphériques, de métaux lourds et de déchets radioactifs. Les émissions de métaux lourds sont considérablement réduites, même pour les types de modules photovoltaïques qui utilisent directement des composés connexes.

Pour mettre en perspective les rejets de cadmium découlant des modules photovoltaïques à base de tellure de cadmium, il est utile de comparer les flux de cadmium des modules photovoltaïques à base

de tellure de cadmium à ceux des piles au nickel-cadmium (Ni-Cd). Les piles au nickel-cadmium sont largement considérées comme étant les moins dissipatives des utilisations principales actuelles de cadmium et elles sont de loin les plus grandes consommatrices de cadmium brut au monde, car elles absorbent environ 80 % de l'apport en cadmium primaire (Raugei *et al.*, 2012; Fthenakis, 2004). Dans les piles au nickel-cadmium, le cadmium est présent sous la forme de matières cadmium et hydroxyde de cadmium, qui sont moins stables et plus solubles que le tellure de cadmium (Fthenakis, 2004). La quantité de cadmium dans les piles au nickel-cadmium varie de 3,2 à 21 g en fonction de la taille; par ailleurs, une pile au nickel-cadmium ayant une taille moyenne AA ou C peut être rechargée entre 700 et 1 200 fois environ au cours de sa vie (Fthenakis, 2004). D'après les données provenant de l'industrie des piles au nickel-cadmium, une pile produirait une moyenne de 0,046 kWh/g de son poids, ce qui correspond à 0,306 kWh/g de cadmium contenu dans la pile. L'efficacité est donc considérablement plus faible si l'on utilise du cadmium dans les piles au nickel-cadmium plutôt que dans un module photovoltaïque à base de tellure de cadmium (Fthenakis, 2004).

6.6. Domaines nécessitant un travail plus approfondi

Il existe peu de renseignements publiés sur les répercussions du cycle de vie pour l'environnement liées à l'utilisation et à la gestion du cadmium. Dans l'industrie des mines et des fonderies, les stocks de cadmium ne sont pas déclarés ou classés en tant qu'émissions réelles provenant de l'extraction de minerai de zinc (Raugei et Fthenakis, 2010). Le manque d'information au sujet de leur gestion soulève des incertitudes quant à leurs effets sur l'environnement. Afin de comprendre pleinement les avantages ou les répercussions de l'utilisation du cadmium dans les produits tels que les cellules photovoltaïques, la gestion du cadmium et le stockage dans l'industrie des mines et des fonderies auraient besoin d'être examinés.

Il est important de distinguer les utilisations de cadmium en ce qui a trait à sa dissipation (p. ex. degré de propagation inévitable dans l'environnement) et enfin d'examiner le flux de déchets renfermant du cadmium en ce qui a trait à leurs formes physiques et chimiques étant donné qu'ils ont une incidence sur la mobilité et la toxicité (Fthenakis, 2004).

Bon nombre des études actuellement disponibles sont menées pour examiner le cycle de vie des émissions sur un plan quantitatif pour les gaz à effet de serre et le temps de retour énergétique, mais elles ne permettent pas d'évaluer les émissions en matière de toxicité à titre d'indicateur. Différents modèles peuvent produire des résultats très différents, étant donné qu'une méthode de caractérisation standard concernant la toxicité dans le cadre de l'analyse du cycle de vie n'est pas disponible. À mesure que les technologies photovoltaïques progressent, il est également important de recueillir des renseignements sur les substances utilisées tout au long du cycle de vie et de régulièrement mettre à jour les données afin de garantir la représentativité des résultats de l'analyse du cycle de vie.

De nombreux résultats dans les documents récents laissent supposer que bien que certaines substances utilisées dans la fabrication des cellules solaires photovoltaïques soient jugées toxiques, elles ne présentent pas de risques, car elles sont utilisées en petites quantités. La production et le déploiement des cellules solaires photovoltaïques augmenteront ces prochaines années et il sera important de surveiller l'utilisation de ces substances afin de s'assurer qu'elles ne dépassent pas les limites et qu'elles ne présentent pas de risques pour la santé humaine et l'environnement.

Une évaluation complète de la toxicité du tellure de cadmium et des facteurs de caractérisation spécifique de toxicité de l'ACV aiderait à comprendre les impacts environnementaux potentiels des technologies PV.

7. Utilisation et qualité de l'eau

7.1. Introduction

7.1.1. Répercussions

Le prélèvement de l'eau est mesuré d'après la quantité d'absorption, d'évacuation et de consommation. L'absorption d'eau est la quantité d'eau prélevée à partir d'une source pour une activité particulière pendant une période précise. L'eau qui est prélevée puis qui est renvoyée à la source ou à proximité de celle-ci correspond à l'évacuation d'eau. La consommation d'eau est la différence entre l'absorption d'eau et l'évacuation d'eau (Environnement Canada, 2010c).

L'utilisation de l'eau dans les systèmes photovoltaïques vise principalement une utilisation en amont liée à la fabrication. Cela comprend l'utilisation directe de l'eau pour nettoyer et refroidir les plaquettes en silicium, le verre, les cellules et les modules et pour préparer des solutions chimiques. Pour la production de semi-conducteurs et la purification du silicium, l'eau est également utilisée indirectement, sous la forme de quantités importantes d'énergie thermoélectrique qui repose sur des systèmes de refroidissement à l'eau (Fthenakis et Kim, 2010). Aucune eau n'est utilisée pendant le fonctionnement des systèmes photovoltaïques, sauf lorsque les modules sont nettoyés pour retirer la poussière ou la saleté (EPIA, 2012b). L'utilisation de l'eau à l'étape de fin de vie (p. ex. mise hors service et recyclage) n'est pas connue.

En ce qui a trait à la qualité de l'eau, le présent chapitre comprend une étude sur l'eutrophisation (enrichissement en éléments nutritifs). Les substances toxiques dans l'eau sont abordées au chapitre 6 (Métaux lourds et autres produits chimiques).

7.1.2. Tendances

L'utilisation de l'eau et les répercussions sur la qualité de l'eau associées à l'énergie photovoltaïque sont considérées comme minimales. Cela étant dit, le secteur canadien photovoltaïque évolue rapidement. Il a affiché une croissance de plus de 22 % par an entre 1993 et 2009 (AIE, 2009), et ce taux de croissance signifiera une utilisation accrue de l'eau et une augmentation des répercussions sur la qualité de l'eau associées à la fabrication, à la mise hors service et au recyclage des systèmes photovoltaïques, bien que l'incidence de ces dernières activités sur l'utilisation de l'eau ne soit pas encore connue. Cette incidence prendra de l'importance à mesure que la demande en eau continuera d'augmenter et que l'approvisionnement en eau douce sera de plus en plus limitée (Fthenakis et Kim, 2010; Environnement Canada, 2010c).

Pour bien situer le contexte, en 2005, 63 % (32 137 500 000 m³) de l'utilisation brute de l'eau au Canada provenait de la production d'énergie thermique qui comprend la production d'énergie traditionnelle (p. ex. les centrales électriques alimentées au charbon et au gaz naturel ainsi que l'hydroélectricité) et l'énergie nucléaire (Statistique Canada, 2007; Environnement Canada, 2010c). Cela est suivi par l'utilisation brute manufacturière (18,5 %), municipale (9,5 %) et agricole (9,4 %) de l'eau.

7.2. Fabrication

7.2.1. Utilisation de l'eau

L'utilisation de l'eau pendant la fabrication de systèmes photovoltaïques est considérée comme minime et, de ce fait, peu d'études à ce sujet existent. Le tableau 10 résume les prélèvements d'eau pour la fabrication de systèmes photovoltaïques et la construction de centrales électriques photovoltaïques. Les prélèvements d'eau sur place servent à nettoyer et à refroidir les plaquettes, les cellules et les modules.

Bien que l'utilisation générale de l'eau soit faible, la fabrication de systèmes photovoltaïques à base de silicium nécessite plus d'eau que celle des systèmes à base de tellure de cadmium en couches minces (Fthenakis et Kim, 2010). Pour les systèmes photovoltaïques à base de silicium, l'eau consommée tout au long de la fabrication d'un système est d'environ 200 L/MWh (Fthenakis et Kim, 2010). La plus grande partie de cette eau est utilisée dans la production de silicium d'une grande pureté. Pour les systèmes photovoltaïques à base de silicium polycristallin et monocristallin, la production de silicium représente 66 % et 68 % respectivement de l'utilisation d'eau en amont (Kammen *et al.*, 2011). L'eau est utilisée pour le refroidissement dans la fabrication des cellules, y compris la formation des contacts et l'isolation des bords (Fthenakis et Kim, 2010). Les prélèvements d'eau indirects pour les systèmes photovoltaïques à base de silicium sont liés à la production de silicium coulé et à la formation de monocristaux (Fthenakis et Kim, 2010).

Pour les systèmes photovoltaïques à base de tellure de cadmium en couches minces, le besoin en matériaux photovoltaïques dans la fabrication est plus faible. Combinée à un processus moins énergivore, comme cela a été décrit au chapitre 4 (Temps de retour énergétique) et indiqué dans le tableau 10, la consommation d'eau est plus faible que pour les systèmes photovoltaïques à base de silicium et correspond à environ 0,8 L/MWh (Fthenakis et Kim, 2010).

Tableau 10 : Prélèvements d'eau pour les technologies photovoltaïques pendant la fabrication et la construction de centrales électriques

Module ou autre composant d'un système PV	Efficacité du module (%)	Sur place (L/MWh)	En amont (L/MWh)
Silicium polycristallin	13,2	200	1 470
Silicium monocristallin	14,0	190	1 530
Tellure de cadmium	10,9	0,8	575
Cadre (basé sur l'énergie photovoltaïque du silicium polycristallin)	s.o.	s.o.	64
Composants autres que les modules (système photovoltaïque monté au sol)	s.o.	1,5	210

Nota : Calculs fondés sur l'insolation = 1 800 kWh/m² par an; durée de vie = 30 ans; ratio de performance = 0,8

Source : Fthenakis et Kim, 2010

7.2.2. Qualité de l'eau – Eutrophisation

La qualité de l'eau sera étudiée dans cette section, en ce qui a trait à l'eutrophisation (enrichissement en éléments nutritifs à un emplacement donné) seulement. Les substances toxiques dans l'eau sont abordées au chapitre 6 (Métaux lourds et autres produits chimiques) Les éléments nutritifs enrichis dans l'eau accélèrent la croissance des algues, ce qui empêche la lumière du soleil d'atteindre des profondeurs inférieures. La diminution de la photosynthèse et de la production d'oxygène entraîne finalement la mort des poissons et la décomposition anaérobie, y compris la production de sulfure d'hydrogène et de méthane ce qui, à son tour, est néfaste pour l'écosystème (De Keulenaer, 2006). Le *potentiel d'eutrophisation* est calculé dans des équivalents du phosphate (équivalents au PO₄).

Le tableau 11 fournit un aperçu du potentiel d'eutrophisation connexe relativement aux différents systèmes photovoltaïques. Pour les systèmes à base de diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium, les contributions les plus importantes au potentiel d'eutrophisation proviennent de la production d'électricité pour le processus de fabrication qui comprend le dépôt simultané d'un absorbeur et la production des composants du système autres que les modules (évaluation durable des systèmes à énergie solaire, SENSE, 2008). Pour les systèmes à base de silicium amorphe, le potentiel d'eutrophisation, ainsi que le *potentiel d'acidification*, sont principalement dus à la production des composants du système autres que les modules et à l'étape du dépôt chimique en phase vapeur activé par plasma (évaluation durable des systèmes à énergie solaire, SENSE, 2008). Pour la production de systèmes à base de tellurure de cadmium, les principaux contributeurs au potentiel d'eutrophisation sont l'acquisition des matières premières, la production de plaques de verre et les composants du système autres que les modules (sans inclure les cadres et les onduleurs) et la génération d'électricité utilisée dans la production (évaluation durable des systèmes à énergie solaire, SENSE, 2008).

Tableau 11 : Potentiel d'eutrophisation par kWp pour les technologies photovoltaïques

Technologie photovoltaïque ^a	Potentiel d'eutrophisation (équivalents en kg au PO ₄) par kWp ^b
Diséléniure de cuivre-indium-gallium	0,475
Silicium amorphe	0,45
Tellurure de cadmium	0,55

^a Comprend tous les autres composants du système.

^b kWp (valeur maximale en kilowatt) est l'extrait évalué d'un système photovoltaïque dans des conditions normales.

Source : SENSE, 2008

7.3. Exploitation et entretien

Au cours de l'exploitation et de l'entretien des systèmes photovoltaïques, l'eau est, dans certains cas, utilisée pour enlever la poussière et la saleté sur les modules, l'efficacité de la cellule étant réduite lorsque les modules sont sales (Kammen *et al.*, 2011). On a estimé que l'utilisation de l'eau pendant l'exploitation des systèmes photovoltaïques aux États-Unis représentait 15 L/MWh pour le nettoyage (Fthenakis et Kim, 2010; Leitner, Platts et National Renewable Energy Laboratory [NREL], 2002).

L'exploitation des systèmes photovoltaïques a également peu ou pas d'incidence sur la qualité de l'eau. L'eau utilisée pour le nettoyage, comme cela est décrit ci-dessus, aurait une incidence sur la qualité de l'eau semblable à celle observée pendant le nettoyage des fenêtres. Comme cela a été examiné auparavant au chapitre 6, il existe aussi un risque potentiel associé au rejet accidentel de produits chimiques (Grossmann *et al.*, 2010), si les modules photovoltaïques sont fracturés ou détruits par un incendie.

7.4. Comparaison avec d'autres technologies

Pour les systèmes photovoltaïques, la production d'électricité ne dépend pas des besoins en eau. Cette indépendance apporte aux technologies photovoltaïques un avantage supplémentaire, car l'installation peut être effectuée à des endroits où l'eau est rare, sans compromettre les ressources en eau locales (EPIA, 2012b). L'utilisation de l'eau pendant l'étape de fabrication de systèmes photovoltaïques est considérée comme étant minimale. En comparaison, les taux déclarés d'utilisation de l'eau sont très élevés pour les technologies produisant de l'énergie thermoélectrique, telles que les systèmes aux combustibles fossiles, les systèmes nucléaires, géothermiques, hydroélectriques et de la thermie solaire. Pour ces technologies, les prélèvements de consommation d'eau peuvent être de l'ordre de plusieurs milliers de litres par MWh et la consommation d'eau peut être de plusieurs centaines ou milliers de litres par MWh. Les prélèvements d'eau et la consommation d'eau sont importants, car l'accès à de grands plans d'eau est généralement nécessaire. On trouve une grande échelle de valeurs propres aux sites dans les documents (National Academy of Science, National Academy of Engineering et Conseil national de recherches du Canada, 2009).

Des études ont indiqué que la consommation d'eau au cours de l'exploitation normale d'un système photovoltaïque est minimale (15 L/MWh) par rapport à d'autres technologies produisant de l'énergie (Fthenakis et Kim, 2010b; Kammen *et al.*, 2011). Dans le cadre de ces études, la seule technologie dont les valeurs de consommation d'eau étaient plus faibles s'est révélée être l'énergie éolienne en mer (4 L/MWh). Des valeurs considérablement plus élevées en matière de consommation d'eau ont été signalées pour le charbon (1 140 L/MWh), le nucléaire (1 500 L/MWh) et la vapeur pétrole/gaz (1 100 L/MWh) (Fthenakis et Kim, 2010b; Kammen *et al.*, 2011).

Le tableau 12 montre les estimations comparatives des polluants de l'eau pour la province de l'Ontario. Le rejet des substances chimiques provenant du cycle de vie des technologies photovoltaïques a été examiné en détail au chapitre 6 (Métaux lourds et autres produits chimiques).

Tableau 12 : Rejets dans l'environnement tout au long du cycle de vie découlant de la production d'électricité en Ontario

Polluants de l'eau	Énergie nucléaire	Charbon	Gaz naturel	Énergie photovoltaïque
Composés du plomb (kg/TWh)	0,00	0,47	0,00	s.o.
Composés du mercure (kg/TWh)	0,00	0,13	0,00	s.o.
Composés de l'arsenic (kg/TWh)	0,19	1,56	0,00	s.o.
Radionucléides (TBq/TWh)	21,04	0,00	0,10	s.o.

Source : Jazayeri *et al.*, 2008

7.5. Domaines nécessitant un travail plus approfondi

L'incidence de l'utilisation de l'eau dans le recyclage des modules photovoltaïques en fin de vie n'a pas encore été étudiée. Le recyclage des modules photovoltaïques est encore à ses débuts, peu de modules ayant atteint l'étape de fin de vie. La prise en compte de l'utilisation de l'eau à l'étape de recyclage du système photovoltaïque offrira un compte rendu plus précis de l'utilisation de l'eau dans l'analyse du cycle de vie des systèmes photovoltaïques.

Les données disponibles sur l'utilisation de l'eau à l'étape de fabrication des systèmes photovoltaïques ou sur le recyclage ou la recirculation de l'eau sont limitées. Comme l'ont fait remarquer Kammen et ses collègues (2011), les méthodes de prise en compte de l'utilisation de l'eau dans le processus d'analyse du cycle de vie sont encore à leurs débuts. Il n'existe aucune mesure standard pour prendre en compte la consommation de l'eau, y compris le recyclage de l'eau, dans le processus d'analyse du cycle de vie.

Une autre lacune déterminée à la révision des documents demeure le manque de renseignements sur l'acidification et le potentiel d'eutrophisation pour ce qui est des systèmes photovoltaïques par rapport à d'autres systèmes de production d'électricité.

8. Paysage et écologie

8.1. Introduction

8.1.1. Répercussions

Les critiques des technologies photovoltaïques affirment souvent que les centrales ou stations photovoltaïques nécessitent beaucoup de terrain par rapport aux technologies traditionnelles de production d'énergie, comme le charbon et le gaz naturel. Des critiques semblables sont aussi formulées pour ce qui est des parcs éoliens. Les centrales ou stations photovoltaïques sont également passées à la loupe relativement à leurs répercussions sur la flore et la faune locales. Un reportage de la chaîne CNBC en 2009 a mis en évidence la controverse suscitée par une centrale solaire située dans le désert de Mojave aux États-Unis, en raison de préoccupations quant aux perturbations de l'habitat fragile des tortues du désert (Associated Press, 2009). L'analyse du cycle de vie de l'utilisation directe des terres utilise souvent des paramètres qui comprennent la transformation des terres (zone de terrain modifiée par rapport à un état de référence, mesurée en m^2) et l'occupation des terres (zone de terrain occupée et durée de l'occupation, mesurée en $m^2 \times \text{ans}$). L'examen de l'utilisation directe des terres laisse entendre que les renseignements actuels disponibles concernant cet indicateur sont trop incomplets pour décrire précisément le potentiel des dommages subis par l'écosystème (Fthenakis et Kim, 2009). À mesure que l'énergie photovoltaïque se développe, le débat sur ses répercussions directes sur le paysage et l'écologie gagne en intensité. Cependant, des preuves ayant été publiées indiquent que les centrales photovoltaïques de grande envergure situées dans des zones d'irradiation solaire élevée utilisent moins de terrain que certaines sources d'énergie traditionnelles, telles que le charbon, lorsque les terres utilisées pour l'exploitation minière sont prises en compte (Fthenakis et Kim, 2009).

Comme pour la fabrication d'autres appareils électroniques (p. ex. les téléphones cellulaires et les ordinateurs) et d'autres technologies d'énergie renouvelable (p. ex. les éoliennes et les véhicules électriques), la fabrication de modules photovoltaïques a des répercussions indirectes sur le paysage et l'écologie. Les modules photovoltaïques contiennent des métalloïdes (tellure, gallium et indium). L'extraction de métaux terreux aussi rares comporte des risques environnementaux élevés (Schuler *et al.*, 2011). À l'heure actuelle, la Chine fournit environ 95 % de l'approvisionnement en métaux terreux rares à l'échelle mondiale. Les principaux risques associés à l'extraction du métal sont les eaux usées ou les résidus produits pendant le processus de séparation et de concentration des métaux qui contiennent des solvants acides, des sous-produits radioactifs (thorium et uranium), des métaux lourds et des fluorures. Ces bassins de résidus contribuent aux répercussions importantes sur le paysage. En outre, il y a un risque potentiel que ces bassins de résidus soient défaillants (p. ex. fuites) et qu'ils entraînent des rejets propres à l'installation dans l'air et l'eau (de matériaux radioactifs, de métaux lourds et de fluorures), la contamination du sol et des dommages écologiques (Schüler *et al.*, 2011).

8.1.2. Tendances

Lorsque l'extraction, le transport et l'élimination de l'énergie non renouvelable sont pris en compte, l'utilisation des terres des systèmes photovoltaïques montés au sol est comparable à celle de combustibles non renouvelables, tandis que celle correspondant aux systèmes photovoltaïques installés sur le toit est

inférieure à celle-ci d'un ordre de grandeur (Kammen *et al.*, 2011). Le tableau 13 présente les valeurs déclarées de l'utilisation des terres pour les systèmes photovoltaïques montés au sol au Canada.

Tableau 13 : Valeurs de l'utilisation des terres pour les systèmes photovoltaïques dans les études canadiennes

Étude	Utilisation des terres
Pollution Probe	20 km ² /1 000 GWh
Ontario Power Authority	1 km ² /1 000 GWh
Association des industries solaires du Canada	5,1 km ² /1 000 GWh

Source : McMonagle, 2006

8.2. Fabrication

8.2.1. Utilisation des terres

L'utilisation indirecte des terres est liée à l'utilisation des matériaux et de l'énergie pendant la fabrication de systèmes photovoltaïques. Fthenakis et Kim (2009) ont évalué les inventaires du cycle de vie des modules photovoltaïques, des centrales électriques et de leurs composants et ont déterminé que l'utilisation indirecte des terres était négligeable par rapport à l'utilisation directe des terres. L'étude a révélé que l'utilisation indirecte des terres s'élevait à 18,4 m²/GWh pour le silicium polycristallin, à 18 m²/GWh pour le silicium monocristallin et à 15 m²/GWh pour le silicium sous forme de ruban. L'utilisation de terres supplémentaires pour la fabrication des autres composants du système a été déterminée comme représentant 7,5 m²/GWh. L'étude a été fondée sur une insolation de 1 800 kWh/m² par an et sur une durée de vie de la centrale de 30 ans. Une utilisation des terres inférieure à l'insolation canadienne moyenne serait plus élevée.

8.2.2. Épuisement des ressources abiotiques

L'épuisement des ressources *abiotiques* est la disponibilité décroissante de ressources naturelles, non vivantes et non renouvelables. Les exemples comprennent le minerai de fer ou le pétrole brut, et dans le cas des systèmes photovoltaïques, des matières telles que le sélénium ou le tellure. La disponibilité des ressources est une source de préoccupation pour l'industrie photovoltaïque en couches minces. La pénurie de ces ressources peut signifier qu'elles deviennent des éléments limitatifs de la fabrication des systèmes photovoltaïques. Le tellure est considéré comme l'élément limitatif du tellure de cadmium (Zweibel, 2010), l'indium et le sélénium sont des éléments limitatifs du diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium et le germanium est l'élément limitatif du silicium en couches minces (Grossmann *et al.*, 2010). Quelques années auparavant, un changement important touchant la production des matières premières du silicium s'est produit alors que l'industrie photovoltaïque devançait l'industrie des circuits intégrés en devenant le plus grand consommateur de silicium affiné. Cette transition a pris au dépourvu les fournisseurs de silicium et entraîné une pénurie et une augmentation des prix temporaires (Wolden *et al.*,

2011). Malgré cela, aucune congestion n'est prévisible pour le silicium utilisé pour les plaquettes ou les technologies en couches minces. Le silicium est le deuxième minéral le plus abondant dans la partie supérieure de la croûte terrestre (Grossmann *et al.*, 2010).

Pour la technologie à base de tellure de cadmium actuelle, la production de 1 GW de modules photovoltaïques nécessite 91 000 kg de tellure. Si toute la capacité installée des modules photovoltaïques à l'échelle mondiale en 2009 (7 GW) provenait de la technologie photovoltaïque à base de tellure de cadmium, environ 640 000 kg de tellure aurait été nécessaire (Zweibel, 2010). Cela est comparable à la production annuelle moyenne de tellure dans le monde entier. Cependant, la production de tellure augmente avec la croissance de la production du cuivre et de la récupération améliorée à partir des circuits de production du cuivre.

8.3. *Exploitation et entretien*

8.3.1. **Utilisation des terres**

Une configuration typique de système photovoltaïque monté au sol occupe plus de terrain que simplement la zone du module photovoltaïque. La superficie du terrain doit aussi être suffisante pour assurer un accès, l'entretien, ainsi que pour éviter l'ombrage.

De nombreux promoteurs de projets solaires aplanissent le terrain et érigent des clôtures autour des principales centrales solaires. Au cours de la planification et des études sur l'impact environnemental, une pratique exemplaire pour les promoteurs consiste à éloigner les espèces menacées ou en voie de disparition de terres perturbées. Les promoteurs peuvent également mettre en réserve des parcelles de terres vierges pour compenser la perte de l'habitat (Kammen *et al.*, 2010). Les options de sécurité qui permettent d'éviter les clôtures, comme les caméras de sécurité ou l'établissement de corridors biologiques dans l'ensemble d'une centrale solaire, peuvent permettre à la faune de se déplacer librement. Ces options aident à réduire les répercussions des options de sécurité sur l'écosystème environnant (Kammen *et al.*, 2010).

Les taux d'érosion du sol pour les centrales solaires photovoltaïques (montées au sol) dépendent grandement du type de couverture végétale. Les projets photovoltaïques qui sont élaborés de façon durable et qui utilisent des techniques de conservation du sol, comme des modules photovoltaïques élevés avec aux pieds, un couvert herbacé, peuvent réduire l'érosion du sol jusqu'à des taux négligeables (Graebig *et al.*, 2010; Agence allemande de l'énergie renouvelable, 2010). Ainsi, Graebig *et al.* (2010) ont déclaré que les champs de couvert herbacé, qui ne sont pas labourés, peuvent réduire l'érosion du sol à 0,08 t/ha par an.

L'utilisation des terres pour les sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie photovoltaïque, est différente en ce sens que les sources d'énergie renouvelable utilisent les terres d'une façon statique (passive), tandis que les sources de carburant traditionnelles utilisent les ressources extraites des terres pendant leur phase d'exploitation et d'entretien. Un autre avantage des centrales électriques photovoltaïques réside dans le fait qu'elles peuvent être situées sur des terres marginales et des *friches industrielles*. Elles peuvent également être utilisées sur des terres de qualité supérieure conjointement avec le pâturage du bétail et les cultures (Fthenakis et Kim, 2009).

Parmi toutes les technologies photovoltaïques, les installations photovoltaïques sur le toit utilisent le moins de terres, car elles se trouvent sur des terres déjà perturbées par le bâtiment sur lequel elles sont installées (Kammen *et al.*, 2011).

L'utilisation durable des terres par les centrales solaires comporte des avantages importants en diminuant les effets sur l'habitat des plantes et de la faune à l'échelle locale, comme cela est expliqué ci-dessous.

8.3.2. Biodiversité

Les centrales électriques photovoltaïques ont le potentiel d'offrir des avantages pour la faune (EPIA, 2012a). Elles peuvent éliminer les espèces envahissantes ou la surpopulation, offrir un habitat propice aux espèces endémiques et empêcher les perturbations des véhicules récréatifs hors route (Turney et Fthenakis, 2011).

En décembre 2010, l'Agence allemande de l'énergie renouvelable a réalisé un projet qui étudie l'incidence des centrales solaires sur la biodiversité. Les résultats de cette étude indiquent que les centrales solaires peuvent augmenter le nombre d'espèces dans une zone donnée (Agence allemande de l'énergie renouvelable, 2010). Lorsque les centrales solaires sont gérées de façon responsable, elles peuvent créer de nouveaux habitats pour les espèces et les plantes en voie de disparition et utiliser de façon positive des terres marginales ou restaurées. En 2005, l'Association allemande de conservation de la nature (NABU) et l'Association allemande de l'industrie solaire ont élaboré les critères de l'Association allemande de conservation de la nature, des lignes directrices qui définissent les exigences en matière de protection environnementale que les centrales solaires sont tenues de respecter. Les critères de l'Association allemande de conservation de la nature (Agence allemande de l'énergie renouvelable, 2010) sont notamment les suivants :

- zones tampons réservées aux espèces en voie de disparition;
- prise en considération de l'environnement local et des mesures compensatoires;
- participation de spécialistes locaux sur la planification écologique;
- souci d'éviter l'*imperméabilisation des sols* (pas plus de 1 % de la surface);
- sélection de cultures appropriées pour garantir la préservation de la diversité génétique à l'échelle locale;
- souci d'éviter les effets négatifs de l'installation de clôtures;
- élaboration d'un programme de surveillance adéquat.

D'autres pratiques exemplaires recommandées dans les critères de l'Association allemande de conservation de la nature comprennent le souci d'éviter l'utilisation de pesticides et d'engrais, l'utilisation de moutons pour le pâturage afin de réduire les activités d'entretien du site et les évaluations des risques conformément à la Directive européenne sur la conservation des oiseaux sauvages (Directive 2009/147/EC) (Agence allemande de l'énergie renouvelable, 2010). L'Allemagne a ouvert la voie quant aux pratiques exemplaires pour le développement de centrales solaires.

Les répercussions sur la faune et l'habitat en raison de l'occupation des terres par les centrales électriques photovoltaïques ne sont pas bien comprises. Cependant, elles pourraient constituer un obstacle aux approbations pour la construction de centrales électriques photovoltaïques (Turney et Fthenakis, 2011). Le manque de connaissances est principalement attribuable au fait que la technologie est relativement récente. Comme cela a été expliqué ci-dessus, il existe des préoccupations concernant les effets potentiels sur la faune. Les centrales électriques sont habituellement clôturées, ce qui limite les déplacements des animaux. Cela peut avoir une incidence importante sur leur habitat en modifiant les endroits où les espèces se cachent, la stratégie par rapport aux proies et la disponibilité de la nourriture (Turney et Fthenakis, 2011). À cette fin, certaines clôtures ont des ouvertures pour permettre aux petits animaux d'entrer dans la zone de la centrale électrique photovoltaïque et d'en sortir. Comme cela a été mentionné auparavant, les corridors biologiques et les solutions de rechange aux clôtures constituent d'autres mesures possibles. En sciences animales, le concept de connectivité prend en compte la facilité avec laquelle la faune peut se déplacer sur l'ensemble des parcelles de terres et interagir. Ce concept sera avantageux pour mesurer les perturbations des habitats à partir de tendances régionales en matière d'utilisation des terres, y compris l'introduction de centrales électriques photovoltaïques à grande échelle (Turney et Fthenakis, 2011).

Il n'existe pas d'études quantitatives récentes quant aux répercussions sur la faune provoquées par les centrales électriques photovoltaïques. Toutefois, McCrary et ses collègues (1984) ont mené une analyse quantitative des répercussions qu'une centrale électrique solaire à concentration en Californie a pu entraîner pour la faune. L'étude a permis de conclure que six oiseaux par an mouraient et que des centaines d'insectes par heure étaient incinérés sous l'action de la lumière intense. On a conclu que ces répercussions étaient faibles par rapport à d'autres sources anthropiques de mortalité des oiseaux (Turney et Fthenakis, 2011).

8.4. *Mise hors service*

8.4.1. **Bonification des terres**

Lorsque des centrales photovoltaïques sont développées de façon responsable (comme cela a été expliqué à la section 8.3.2 [Biodiversité]), elles utilisent des terres en entraînant peu de perturbations. De nombreuses sources d'énergie sont associées à l'acidification des sols par l'intermédiaire du dépôt d'hydrogène, de sulfates et de nitrates provenant de l'acide sulfurique, de l'acide nitrique et des pluies acides (Enjeux de pollution, 2011). Le dépôt acide provenant des sources d'énergie est principalement associé à la combustion de combustibles fossiles. Le rétablissement des terres endommagées par le dépôt acide peut prendre des années, voire des décennies et, pour certains sols, même des siècles (Environmental Protection Agency des États-Unis, 2010). Comparée à la production traditionnelle de combustibles fossiles, l'acidification des sols provenant de la technologie photovoltaïque est négligeable.

Cependant, lorsqu'on la compare à la fabrication d'autres technologies d'énergie renouvelable, l'acidification des sols provenant de la fabrication de systèmes photovoltaïques est considérée comme une répercussion moyenne. Pehnt (2005) a signalé une acidification (équivalence du dioxyde de soufre, équivalent du SO₂) de 528 mg/kWh pour l'énergie photovoltaïque (silicium polycristallin). Cette valeur est relativement plus élevée que celles associées à l'énergie éolienne et l'hydroélectricité, mais beaucoup plus faible que celles liées au *biogaz* et à d'autres systèmes de chaleur renouvelable (p. ex. turbine à vapeur de déchets ligneux) (Pehnt, 2005). En outre, une efficacité et une durée de vie accrues des modules

photovoltaïques réduira les répercussions de l'acidification des technologies solaires photovoltaïques (Pehnt, 2005).

Une autre préoccupation concerne la récupération du sol et de l'écosystème après une perturbation. Comme pour la récupération à la suite de l'acidification, la récupération à la suite d'une perturbation peut exiger de nombreuses années ou décennies, en fonction de l'utilisation des terres. L'exploitation de mines de charbon à ciel ouvert perturbe les terres à tel point que la récupération peut prendre de 50 à 100 ans (Turney et Fthenakis, 2011). Cela est dû au fait que le sol a besoin de plusieurs décennies pour se régénérer.

Les perturbations causées par la mise hors service d'un système photovoltaïque devraient être minimales, car seule une petite quantité de sol est retirée (Turney et Fthenakis, 2011). Aucune structure majeure ou machine, comme des générateurs, réacteurs ou systèmes de refroidissement ne doivent être mis hors service, pour des raisons économiques et de sécurité, à la fin de vie d'une centrale électrique photovoltaïque, à l'exception des modules et des autres composants du système (Fthenakis et Kim, 2009).

8.4.2. Épuisement des ressources abiotiques

Le recyclage de modules photovoltaïques en couches minces mis hors service peut aider à atténuer l'épuisement des ressources abiotiques en offrant un autre approvisionnement en métalloïdes, comme le tellure utilisé pour les matériaux semi-conducteurs. Par exemple, First Solar Inc., un fabricant important de modules à base de tellure de cadmium, a publié des résultats qui indiquent que jusqu'à 95 % de son matériau semi-conducteur est recyclé (Krueger, 2011).

8.5. Comparaison avec d'autres technologies

Les enjeux liés aux paysages, y compris les considérations fauniques, peuvent poser problème pour l'énergie photovoltaïque, notamment parce que des installations photovoltaïques plus nombreuses et plus grandes sont envisagées à de nombreux endroits. Néanmoins, les répercussions sur le paysage ont tendance à demeurer localisées, tandis que certaines des terres touchées peuvent être simultanément utilisées à d'autres fins (p. ex. pâturage du bétail). L'analyse supplémentaire des terres touchées est minimale. Cependant, une étude récente menée par Turney et Fthenakis (2011) a montré que des centrales électriques photovoltaïques de grande envergure et montées au sol sont en grande partie bénéfiques en ce qui a trait aux indicateurs environnementaux de la faune et de l'habitat par rapport à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

Une façon de mesurer les répercussions des technologies produisant de l'énergie sur le paysage est l'efficacité de production de la technologie par unité de surface (m^2/MWh par an). Des études publiées ont fourni les comparaisons à la figure 9 et au tableau 14.

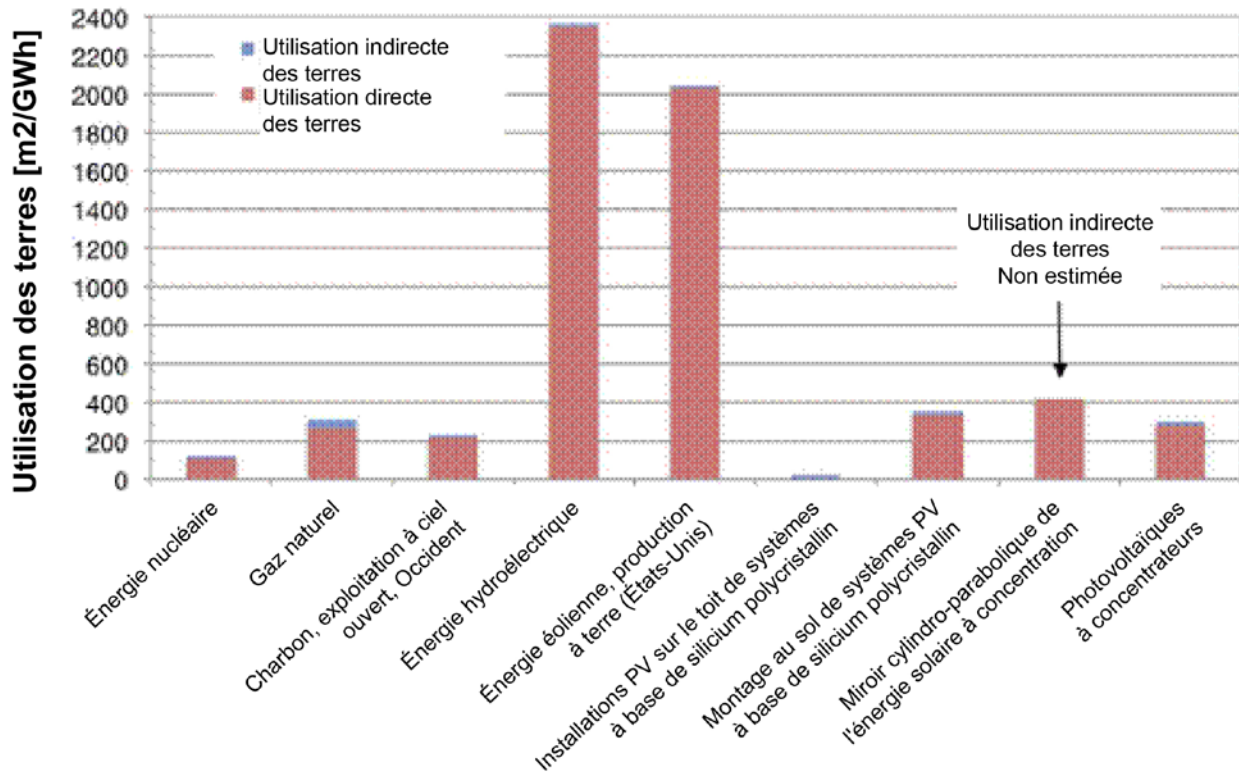


Figure 9 : Utilisation des terres (m^2/GWh) par des technologies produisant de l'énergie

Nota : Les valeurs correspondant à l'utilisation des terres comprennent l'utilisation directe et indirecte des terres et représentent des cas médians pour chaque technologie, y compris l'énergie solaire à concentration (ou énergie solaire thermique) et les photovoltaïques à concentrateur.

Source : Fthenakis et Kim, 2009; Kammen *et al.*, 2011

Tableau 14 : Comparaison des répercussions de l'électricité renouvelable sur le paysage

Source d'énergie	Valeurs – Utilisation des terres (m^2/MWh par an)
Gaz naturel ^a	0,45
Charbon ^a	4,4–5,80
Énergie nucléaire ^a	6,50
Énergie solaire	9,0–14,30
Énergie éolienne ^b	69–94
Hydroélectricité (à grande échelle)	122
Biomasse ^c	360–488

^aExclut l'extraction des ressources.

^bPermet des utilisations multiples (p. ex. le pâturage).

^cFondée sur une culture sans déchet.

Source : National Academy of Sciences, National Academy of Engineering et Conseil national de recherches du Canada (2010)

8.6. Domaines nécessitant un travail plus approfondi

L'absence de paramètres bien définis ou de consensus entre les spécialistes de l'analyse du cycle de vie touche de nombreuses catégories de répercussions sur les terres pour l'analyse du cycle de vie (Turney et Fthenakis, 2011). Les catégories de répercussions indirectes, telles que l'intensité de l'utilisation des terres, sont souvent utilisées pour évaluer les répercussions sur les terres dans le cadre de l'analyse du cycle de vie et aucun consensus n'a été établi à savoir quel paramètre décrit le mieux les effets d'une variété d'utilisations des terres. La recherche se poursuit sur les méthodes de mesure concernant l'intensité de l'utilisation des terres, la fragmentation de l'habitat, les multiples facteurs de stress sur la santé des populations et le risque d'effondrement des écosystèmes complexes (Turney et Fthenakis, 2011).

La normalisation des paramètres pour évaluer l'intensité de l'utilisation des terres et les répercussions sur l'habitat et les écosystèmes de même que la surveillance continue des répercussions sur les terres et les écosystèmes pourraient aider à la compréhension des répercussions environnementales potentielles des technologies photovoltaïques. Il est également important de suivre les nouveaux concepts d'écologie de rétablissement, tels que la connectivité. Le taux de remise en état du sol et de l'écosystème après la mise hors service de centrales électriques photovoltaïques est inconnu pour l'instant, car la remise en état pourrait prendre des décennies. (Turney et Fthenakis, 2011).

9. Conclusions

Cette évaluation arrive à la conclusion que les technologies photovoltaïques ont, en général, moins de répercussions négatives sur l'environnement que la production d'électricité traditionnelle à partir de combustibles fossiles. Le temps de retour énergétique d'un système photovoltaïque a diminué considérablement ces dernières années, des études indiquant maintenant un temps de retour énergétique d'environ un an. Les systèmes photovoltaïques n'émettent pas de gaz à effet de serre ou de polluants atmosphériques dans des conditions normales d'exploitation. De petites quantités de métaux lourds et d'autres produits chimiques, comme le cadmium et le plomb, sont utilisées pour la production de cellules photovoltaïques et peuvent provenir des déchets produits par la mise hors service, mais les modules photovoltaïques peuvent être un moyen écologique de séquestrer le cadmium élémentaire et il peut être récupéré et utilisé de nouveau lorsque les modules photovoltaïques sont recyclés. L'utilisation de l'eau et les répercussions sur la qualité de l'eau dans le cycle de vie des technologies photovoltaïques sont considérées comme minimales. Bien que les technologies photovoltaïques puissent nécessiter une quantité considérable de terres (plus souvent pour les applications montées au sol, moins souvent pour celles installées sur le toit), elles peuvent être localisées sur des terres marginales et des *friches industrielles* ou elles peuvent être installées sur des terres de qualité supérieure, conjointement avec le pâturage du bétail et les cultures. À mesure que l'efficacité du module augmentera, l'utilisation des terres diminuera et lorsque des centrales électriques photovoltaïques sont construites en utilisant les pratiques exemplaires de gestion, elles peuvent constituer un avantage pour la biodiversité. L'augmentation de la fabrication des modules photovoltaïques et la nécessité qui s'ensuit de les mettre hors service et de les éliminer pourrait créer une nouvelle vague de déchets électroniques, mais le recyclage des modules photovoltaïques usés qui est maintenant commencé a révélé des possibilités d'améliorer le profil environnemental des technologies photovoltaïques.

La comparaison des technologies photovoltaïques avec des moyens de production d'électricité plus traditionnels révèle des avantages mesurables. Les émissions de cadmium à partir du cycle de vie du tellure de cadmium sont de 100 à 360 fois inférieures à celles des centrales électriques au charbon dotées de dispositifs de contrôle des particules fonctionnant de façon optimale. Chaque gigawattheure d'électricité produite pendant le fonctionnement des modules photovoltaïques de tellure de cadmium peut éviter l'émission de 8,8 g de cadmium provenant d'une installation alimentée au charbon en Europe ou l'émission d'environ 2 g de cadmium provenant d'une installation de ce type aux États-Unis, étant donné une concentration médiane de 0,5 mg/kg de cadmium dans le charbon des États-Unis. La consommation d'eau au cours de l'exploitation normale d'un système photovoltaïque est minimale (15 L/MWh) par rapport à d'autres technologies de production d'énergie. Dans le cadre de ces études, seule la technologie dont les valeurs de consommation d'eau étaient plus faibles s'est révélée être l'énergie éolienne en mer (4 L/MWh). Des valeurs considérablement plus élevées en matière de consommation d'eau ont été signalées pour le charbon (1 140 L/MWh), le nucléaire (1 500 L/MWh) et la vapeur pétrole/gaz (1 100 L/MWh). L'utilisation des terres pour les sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie photovoltaïque, est statique (passive), tandis que les sources de carburant traditionnelles utilisent les terres de façon active au moment d'extraire les ressources (p. ex. le charbon).

Le présent rapport détermine également les domaines nécessitant un travail plus approfondi, ce qui comprend notamment le potentiel des nouvelles technologies de stockage pour faire diminuer le temps de retour énergétique des systèmes autonomes, ce qui pourrait être important pour des applications dans des collectivités canadiennes éloignées; les émissions de gaz à effet de serre associées aux installations intégrées au bâtiment par rapport aux installations sur un toit; les comparaisons des systèmes photovoltaïques avec d'autres sources d'énergie renouvelable; la toxicité du tellure de cadmium; l'utilisation de l'eau aux étapes de fabrication et de recyclage des systèmes photovoltaïques; la détermination des paramètres décrivant le mieux les effets d'une variété d'applications photovoltaïques terrestres.

Dans l'ensemble, et malgré les mises en garde concernant les conséquences environnementales associées à la mise hors service, l'évaluation révèle les avantages actuels et les avantages futurs potentiels des technologies photovoltaïques à chaque étape du cycle de vie.

Glossaire

Abiotique	Désigne des substances naturelles inorganiques telles que les minéraux. « L'épuisement des ressources abiotiques » est la raréfaction des ressources abiotiques telles que les métalloïdes utilisés dans la fabrication de systèmes photovoltaïques.
Acidification	Passage à l'état acide (alcalinité inférieure à 0). En sciences environnementales, la principale préoccupation est le dépôt atmosphérique de polluants tels que le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote responsables de l'acidification des eaux de surface et des sols qui a un effet nocif sur l'équilibre écologique.
Agent d'encapsulation	Substance utilisée pour laminier ou encapsuler des cellules solaires, pour fournir une protection physique, une isolation électrique et une conduction thermique.
Analyse du cycle de vie	Série systématique de procédures pour compiler et examiner les intrants et les extrants de matériaux et de l'énergie, ainsi que les répercussions environnementales connexes, directement attribuables au fonctionnement d'un système de produits ou de services tout au long de son cycle de vie.
Applications hors réseau	Systèmes énergétiques qui ne sont pas raccordés à un réseau central de transmission et de distribution d'électricité.
Applications connectées au réseau	Systèmes énergétiques raccordés à un réseau central de transmission et de distribution d'électricité.
Autres composants du système	Parties d'un système photovoltaïque autres que les capteurs photovoltaïques, y compris les commutateurs, les témoins, les compteurs, le matériel de conditionnement d'énergie, la structure de soutien des capteurs photovoltaïques et les composants de stockage de l'électricité, le cas échéant.
Bioaccumulable	Désigne l'accumulation de substances, souvent des toxines, dans un organisme. Certaines toxines s'accumulent dans des organismes à un rythme plus rapide que celui auquel elles sont éliminées, ce qui entraîne une augmentation de la toxicité.
Biogaz	Gaz produit par la biodégradation d'une matière organique en l'absence d'oxygène (digestion anaérobie ou fermentation), contenant principalement du méthane et du dioxyde de carbone.
Biomasse	Matière biologique d'organismes vivants ou vivants jusqu'à récemment. Par exemple : résidus forestiers ou matière animale ou déchets solides municipaux. Souvent utilisée pour produire des biocarburants.

Biotique	Désigne les éléments vivants d'une communauté; organismes comme des plantes ou des animaux.
Boue de sciage	Liquide utilisé dans le découpage des plaquettes en silicium.
Capacité photovoltaïque installée	Puissance nominale des conditions d'essai standard de tous les systèmes photovoltaïques actifs dans une zone donnée (région, pays ou groupe de pays).
Cellule multijonction à haut rendement III-V	Les cellules solaires multijonctions, couramment utilisées dans des applications spatiales, utilisent une combinaison de matériaux semi-conducteurs pour capter efficacement des photons de différentes énergies. Une série de cellules à simple jonction sont disposées en couches pour convertir les photons de différentes énergies. Fabriquée à partir des alliages des groupes III et V du tableau périodique.
Cellule photovoltaïque organique	Type de cellule photovoltaïque récemment développé fondé sur des polymères organiques conducteurs ou de petites molécules organiques qui absorbent la lumière et acheminent le courant. Aussi connu sous le nom de cellules solaires « polymères » ou « plastiques ».
Cellules solaires photochimiques à colorant	Cellule solaire en couches minces fondée sur un processus photoélectrochimique où le semi-conducteur est composé d'une <i>photoélectrode</i> (dioxyde de titane nanocristallin sensibilisé à des molécules de colorant organométalliques), d'une redox d'électrolyte (iode) et d'une électrode auxiliaire (platine). Cellule photochimique bien connue et développée par Michael Grätzel et Brian O'Regan en 1991. Elle est connue sous le nom de cellule de Grätzel.
Centrales solaires	A la même signification que les <i>parcs solaires</i> ; le terme « centrale solaire » a tendance à être utilisé pour les sites en zones agricoles.
Chalcogénure	Éléments chimiques figurant dans le groupe 16 du tableau périodique des éléments. Ce groupe est connu comme la famille d'oxygène et est composé d'éléments d'oxygène, de soufre, de sélénium, de tellure, du polonium (élément radioactif) et de l'élément synthétique, l'ununhexium.
Chrome hexavalent	Composés chimiques contenant du chrome à l'état d'oxydation +6.
Coévaporation	Coévaporation ou dépôt simultané. Il s'agit de la technique de fabrication de systèmes à base de diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium qui domine en laboratoire et d'une méthode importante dans l'industrie. Le processus de coévaporation dépose deux couches de diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium avec différentes stœchiométries sur un substrat chauffé et leur permet de s'entremêler.

Composés organiques volatils (COV)	Composés organiques contenant un ou plusieurs atomes de carbone qui s'évaporent facilement dans l'atmosphère. Les composés organiques volatils n'incluent pas des composés photochimiques non réactifs comme le méthane, l'éthane et les chlorofluorocarbones (CFC). Les composés organiques volatils sont les principaux précurseurs de la formation d'ozone troposphérique et de matières particulaires, les principaux composants du smog.
Concentrateurs	Verres et miroirs optiques qui concentrent la lumière du soleil sur des cellules photovoltaïques à concentration.
Copolymère d'acétate de vinyle-éthylène (CAV/E)	Substance utilisée comme <i>agent d'encapsulation</i> pour les cellules photovoltaïques.
Couches minces	Couche de matériau dont l'épaisseur varie de moins de un nanomètre à plusieurs micromètres. Les couches minces sont couramment utilisées pour les semi-conducteurs électroniques et les enduits optiques. Dans les cellules photovoltaïques, une ou plusieurs couches minces sont déposées sur un substrat. Les cellules photovoltaïques en couches minces sont catégorisées en fonction du matériau photovoltaïque utilisé, principalement le <i>silicium amorphe</i> (a-Si), le tellure de cadmium (CT ou CdTe) ou le sélénure de cuivre, d'indium et de gallium (CIS ou CIGS).
Demande en énergie primaire	Utilisation directe à la source ou approvisionnement aux utilisateurs en énergie qui n'a pas subi de conversion ou de transformation. Se rapporte aux combustibles bruts renouvelables et non renouvelables reçus en tant qu'intrants dans un système.
Dépôt chimique en phase vapeur (CVD)	Processus chimique utilisé pour produire des matières solides de grande pureté et de haute performance. Dans le cadre d'un processus de CVD typique, le substrat (plaquette) est exposé à un ou plusieurs précurseurs volatils qui réagissent ou se décomposent sur la surface du substrat pour produire le dépôt souhaité.
Diode électroluminescente (DEL)	Source de lumière fondée sur des matériaux semi-conducteurs. Utilisées dans une variété croissante d'applications commerciales, les DEL peuvent fournir de la lumière dans l'ensemble du spectre infrarouge, ultraviolet et visible. La lumière ainsi produite est très claire, tout en consommant moins d'énergie que les technologies d'éclairage traditionnelles.
Disélénure de cuivre, d'indium et de gallium	Voir Sélénure de cuivre, d'indium et de gallium

Dopage	Processus utilisé pour créer des matériaux semi-conducteurs dans lesquels l'atome d'un autre élément est introduit dans le cristal de silicium pour modifier ses propriétés électriques. L'élément introduit (dopant) est le plus souvent le phosphore (pour le silicium de type <i>n</i>) ou le bore (pour le silicium de type <i>p</i>). La méthode de dopage la plus courante consiste à revêtir de phosphore une couche de silicium, puis de chauffer la surface. D'autres méthodes d'introduction du phosphore dans le silicium comprennent la diffusion gazeuse, un processus de vaporisation de liquide, et une technique avec laquelle les ions de phosphore sont acheminés avec précision sur la surface du silicium. Le bore est introduit lorsque le silicium est purifié pour être utilisé dans des appareils photovoltaïques.
Dose de référence toxicologique	Estimation d'une exposition quotidienne qui, pour la population humaine (y compris des sous-groupes sensibles), ne présentera probablement pas de risques sérieux d'effets nocifs au cours d'une vie entière. Les doses de référence toxicologiques sont fondées sur des effets non cancérogènes.
Écotoxicologique	Relatif à la nature, aux effets et à la détection de substances nocives pour les communautés biologiques, les écosystèmes et processus qui les englobent.
Efficacité du réseau	Efficacité moyenne, du côté de la demande, de la conversion de l'énergie primaire en électricité.
Émissions	Rejets de substances dans l'environnement. Le plus souvent, des gaz sont rejetés dans l'atmosphère ou des effluents sont rejetés dans des plans d'eau.
Équivalence en gaz carbonique	Chaque gaz à effet de serre a une durée de vie atmosphérique moyenne unique ainsi qu'un potentiel de rétention de la chaleur. Aux fins de comparaison, les émissions de gaz à effet de serre sont déclarées en unités d'équivalence en gaz carbonique (équivalent CO ₂) – quantité de dioxyde de carbone requise pour produire un effet de réchauffement semblable. La valeur de l'équivalent en gaz carbonique est calculée en multipliant la quantité de gaz par son <i>potentiel de réchauffement planétaire</i> .
Eutrophisation	Surfertilisation d'un plan d'eau par des éléments nutritifs; production d'une quantité de matière organique plus importante que ce que les réactions d'auto-épuration peuvent traiter. Aussi connue sous le nom d'« enrichissement en éléments nutritifs ».
Extractions	Acquisition de matières premières d'origine naturelle, par l'extraction, le forage, l'exploitation forestière, etc.

Friches industrielles	Anciennes terres industrielles qui sont aujourd'hui vacantes ou sous-exploitées, mais qui pourraient être redéveloppées pour de nouvelles utilisations. Les friches industrielles peuvent être contaminées en raison des activités passées ou présentes.
Frittage	Utilisé pour façonner les matériaux et fondé sur une diffusion atomique, le frittage comprend le chauffage du matériau en poudre dans un moule à une température élevée, mais inférieure au point de fusion du matériau. Il est donc utile pour façonner les matériaux dont le point de fusion est élevé.
Gaz à effet de serre (GES)	Les gaz à effet de serre sont ces constituants gazeux de l'atmosphère, naturels et anthropiques, qui absorbent et émettent le rayonnement à des longueurs d'onde précises à l'intérieur du spectre de rayonnement infrarouge émis par la surface de la Terre, l'atmosphère et les nuages. Cette propriété entraîne l'effet de serre. La vapeur d'eau (H ₂ O), le dioxyde de carbone (CO ₂), l'oxyde d'azote (N ₂ O), le méthane (CH ₄) et l'ozone (O ₃) sont les principaux gaz à effet de serre présents dans l'atmosphère terrestre. De plus, on trouve un certain nombre de gaz à effet de serre totalement anthropiques dans l'atmosphère, comme l'hexafluorure de soufre (SF ₆), les hydrofluorocarbures (HFC) et les hydrocarbures perfluorés (PFC).
Gaz fluorés	Gaz variés contenant du fluor, largement utilisés dans des appareils et dispositifs pour remplacer les gaz appauvrissant la couche d'ozone tels que les chlorofluorocarbones, les hydrochlorofluorocarbures et les halons. Les gaz fluorés, comme les hydrofluorocarbures, les hydrocarbures perfluorés et l'hexafluorure de soufre, n'appauvrissent pas la couche d'ozone, mais ils sont considérés comme des gaz à effet de serre et contribuent aux changements climatiques.
Ignifugeants bromés	Grande variété de composés chimiques organobromés ajoutés aux matières pour inhiber leur inflammation et ralentir leur vitesse de combustion.
Imperméabilisation des sols	Couverture de la surface du sol à l'aide de matériaux imperméables pour le développement urbain et la construction d'infrastructure. Également utilisée pour décrire un changement de nature du sol entraînant l'imperméabilité (p. ex. tassement par l'utilisation de machines agricoles). Les zones imperméabilisées sont perdues à cause de l'agriculture et de la foresterie, tandis que les fonctions écologiques du sol (en tant que système tampon et de filtre ou en tant que puits de carbone) sont gravement altérées ou même perdues. Les sols environnants peuvent être influencés par le changement des configurations d'écoulement de l'eau ou par la fragmentation de l'habitat.
Insolation	Énergie du rayonnement solaire incident sur une surface donnée et pendant une période définie.

Irradiation globale dans un plan horizontal	Quantité totale de rayonnement solaire reçue par une surface horizontale.
Isolation plasma des bords	Dans la fabrication de cellules photovoltaïques, l'isolation des bords permet de supprimer la diffusion en phosphore sur les bords de la cellule, de sorte que l'émetteur avant est électriquement isolé de la cellule arrière. Un moyen courant d'obtenir ce résultat consiste à marquer au plasma les cellules à l'aide de gaz fluorés qui contribuent aux changements climatiques.
Jonction <i>p-n</i>	Dans une <i>diode à semi-conducteur</i> , l'interface entre deux types de matériaux, semi-conducteurs de type <i>p</i> et de type <i>n</i> . Ces matériaux sont formés en ajoutant des impuretés au silicium pur de haute pureté. Les semi-conducteurs de type <i>p</i> contiennent des « trous » qui simulent de façon positive les particules chargées, tandis que les semi-conducteurs de type <i>n</i> contiennent des électrons libres. Dans ce type de jonction, le courant électrique circule plus facilement dans une direction plutôt que dans l'autre.
Matières particulaires	Mélange complexe de très petites particules et gouttelettes liquides. Il est constitué d'un certain nombre de composants, y compris les acides (tels que les nitrates et les sulfates), les produits chimiques organiques, les métaux et les particules de poussière ou du sol.
Métalloïdes	Éléments chimiques dont les propriétés se situent entre celles des métaux et des non-métaux ou dans un mélange des deux.
Oxyde conducteur transparent (OCT)	Couche mince en oxyde métallique <i>dopé</i> principalement utilisée dans les dispositifs optoélectroniques tels que les modules plats et les photovoltaïques (y compris les éléments inorganiques et organiques, ainsi que les cellules solaires photochimiques à colorant). La plupart des OCT sont fabriqués avec des microstructures polycristallines ou en silicium amorphe. Ils utilisent des matériaux d'électrode dont la transmittance de la lumière incidente est supérieure à 80 % et les conductivités sont supérieures à 10 ³ S/cm pour assurer un transport efficace.
Oxydes d'azote (NO_x)	Terme englobant l'oxyde nitrique (NO) et le dioxyde d'azote (NO ₂) produits par la réaction de l'azote et des gaz d'oxygène pendant la combustion et constituant un principal facteur contribuant au smog.

Oxydes de soufre (SO_x)	Terme englobant de nombreux composés contenant du soufre et de l'oxygène; l'oxyde de soufre le plus courant est le dioxyde de soufre, qui est un facteur important du smog et de l' <i>acidification</i> . Bien que le dioxyde de soufre soit naturellement présent dans les volcans et les sources chaudes, les sources d'origine humaine comprennent le traitement du gaz corrosif, la production de sables bitumeux, la combustion du charbon, l'affinage des minerais, la fabrication de produits chimiques et le traitement et la combustion d'autres combustibles fossiles.
Ozone troposphérique	L'ozone (O ₃), le principal composant du smog, est créé au niveau du sol par la réaction chimique entre les oxydes d'azote (NO _x) et les composés organiques volatils (COV) en présence de la lumière du soleil.
Parcs solaires	Sites photovoltaïques de grande envergure produisant de l'électricité qui est ajoutée au réseau électrique. Se reporter également à <i>Centrales solaires</i> .
Parité avec le réseau	Situation économique dans laquelle le prix de l'électricité produite par une source renouvelable est égal au prix de détail de l'électricité produite à partir de sources traditionnelles.
Pâte de métallisation	Métal sous forme de pâte, appliqué sur les cellules photovoltaïques pour servir de contacts électriques pour les connexions en couches minces.
Pays du PVPS	Pays participant au programme portant sur les systèmes d'alimentation photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie. Les pays qui y participent à long terme sont l'Australie, l'Autriche, le Canada, le Danemark, la France, l'Allemagne, Israël, l'Italie, le Japon, la Corée, le Mexique, les Pays-Bas, la Norvège, le Portugal, l'Espagne, la Suède, la Suisse, le Royaume-Uni et les États-Unis. La Commission européenne et l'Association européenne de l'industrie photovoltaïque sont aussi des membres. La Malaisie, la Turquie, l'association américaine Solar Electric Power Association et la Chine sont de nouveaux participants.
Photoélectrode	Matériau qui absorbe la lumière pour produire du courant dans un circuit.
Photovoltaïques intégrés à un bâtiment	Photovoltaïques faisant partie intégrante d'un bâtiment. Les modules photovoltaïques peuvent servir de revêtement extérieur résistant aux intempéries ou être intégrés à l'enveloppe du bâtiment, comme au toit ou à la façade.
Plaquettes sans entaille	Plaquettes en silicium produites par une méthode d'implantation et de clivage, sans « entaille » (sciage et découpage) associées à des méthodes traditionnelles. Les plaquettes sont tranchées à partir de lingots de silicium monocristallin à une épaisseur de 50 µm ou moins, évitant ainsi l'utilisation de boues et la production de déchets.

Polluants atmosphériques	Au Canada, substances contribuant généralement au smog, à la mauvaise qualité de l'air et aux pluies acides et comprenant les <i>matières particulaires</i> d'un diamètre inférieur ou égal à 10 µm (MP ₁₀), les <i>matières particulaires</i> d'un diamètre inférieur ou égal à 2,5 µm (MP _{2,5}), les <i>oxydes de soufre</i> (SO _x), les <i>oxydes d'azote</i> (NO _x), les <i>composés organiques volatils</i> (COV), le monoxyde de carbone (CO) et l'ammoniac (NH ₃).
Potentiel d'acidification	Potentiel des émissions pour libérer les ions H ⁺ , acidifiant ainsi l'environnement, mesuré dans les unités équivalentes du dioxyde de soufre.
Potentiel de réchauffement planétaire (PRP)	Capacité de chaque gaz à effet de serre de piéger la chaleur dans l'atmosphère par rapport au dioxyde de carbone (CO ₂) sur une échelle de temps particulière, fondée sur un certain nombre de facteurs, y compris la capacité d'absorption de la chaleur (« rendement en rayonnement ») de chaque gaz, ainsi que la quantité de chaque gaz supprimé de l'atmosphère au cours d'un nombre donné d'années (« taux de décomposition »), par rapport à celui du dioxyde de carbone. Par exemple, le potentiel de réchauffement planétaire pour le méthane est 21. Par conséquent, on considère que chaque tonne de méthane émise a un effet de réchauffement cumulatif au cours des 100 prochaines années équivalant à 21 tonnes de dioxyde de carbone.
Potentiel d'eutrophisation	Potentiel des émissions pour provoquer l'enrichissement en éléments nutritifs de l'environnement, mesuré en unités équivalents du phosphate.
Processus de Czochralski	Méthode de croissance cristalline utilisée pour obtenir des monocristaux de matériaux semi-conducteurs, des métaux, des sels et des pierres précieuses synthétiques. Nommé d'après son découvreur, le chimiste polonais Jan Czochralski.
Processus de Siemens	Processus destiné à purifier le silicium pour l'industrie de l'électronique en produisant du silicium qui est pur à 99,99999999 %. Un processus modifié de Siemens spécialement conçu pour produire du <i>silicium de qualité solaire</i> utilise moins d'énergie et produit du silicium qui est légèrement moins pur (de 99,999999 % à 99,99999999 %).
PV CYCLE	PV CYCLE est une association sans but lucratif et indépendante chargée de gérer un projet de collecte et de recyclage des modules photovoltaïques en fin de vie dans toute l'Europe. Elle travaille pour le compte de fabricants et d'importateurs de modules photovoltaïques sur tous les marchés européens.

Qualité solaire	Matériau semi-conducteur (silicium polycristallin) suffisamment pur pour être utilisé pour les cellules photovoltaïques. Le silicium de qualité solaire n'est pas aussi pur que le silicium utilisé à des fins électroniques.
Rapport énergétique net	Rapport de 1) l'extrait énergétique utile au réseau et 2) l'énergie à base de combustibles fossiles consommée pendant la durée de vie de la technologie. Pour l'énergie photovoltaïque, le rapport énergétique net peut être calculé en divisant la durée de vie d'un système photovoltaïque par le temps de retour énergétique.
Ratio de performance	Rapport entre les extraits énergétiques réels et théoriquement possibles. Le ratio de performance peut être utilisé pour comparer les centrales photovoltaïques à différents emplacements dans le monde.
Recuit	Traitement thermique visant à modifier les conditions d'un métal, comme la force et la dureté. Les métaux sont habituellement chauffés, puis refroidis avant le poinçonnage, la mise en forme ou le formage.
Régulateur de charge	Appareil qui limite la vitesse à laquelle le courant électrique est ajouté à un accumulateur ou retiré de celui-ci. Aussi connu sous le nom de contrôleur de charge ou de régulateur d'accumulateur.
Sélénisation	Dans la production de couches minces à base de sélénium de cuivre, d'indium et de gallium et de sélénium de cuivre et d'indium, le sélénium est fourni, en phase gazeuse (par exemple en tant que H ₂ Se ou de Se élémentaire) à des températures élevées et est incorporé à la couche au moyen de l'absorption puis de la diffusion.
Séléniure de cuivre, d'indium et de gallium	Matériau semi-conducteur composé de cuivre, d'indium, de gallium et de sélénium. Également appelé diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium. Il est couramment utilisé en tant que matériel photovoltaïque en couches minces.
Semi-conducteur	Les matériaux à l'état solide sont classés comme des isolateurs, des semi-conducteurs ou des conducteurs, en fonction de leur conductivité et résistivité électrique. Les matériaux semi-conducteurs peuvent conduire l'électricité sous certaines conditions seulement et sont donc souvent utilisés pour contrôler le courant. Plusieurs matériaux semi-conducteurs sont utilisés à des fins commerciales, dont le silicium qui, utilisé dans les circuits intégrés, est le plus important.

Silicium amorphe (a-Si)	Forme de silicium dans lequel les atomes forment un réseau aléatoire continu, contrairement au silicium cristallin dans lequel les atomes forment un réseau cristallin. Le silicium amorphe est utilisé dans les couches minces. En raison de l'absence de mise en ordre à longue distance vers les atomes, les liaisons pendantes peuvent entraîner des comportements électriques anormaux. Pour utiliser le silicium amorphe dans les dispositifs, la densité des liaisons pendantes est souvent réduite au moyen de l'hydrogénation, produisant un « silicium amorphe hydrogéné » (a-Si:H).
Silicium cristallin (c-Si)	Atomes de silicium reliés les uns aux autres pour former un réseau cristallin. Ce réseau représente le matériau semi-conducteur utilisé dans de nombreux types de cellules photovoltaïques (PV). Il existe plusieurs formes de silicium cristallin. Dans le silicium monocristallin, matériau utilisé pour les circuits intégrés dans l'industrie de l'électronique, le réseau cristallin du solide entier est continu et ininterrompu, sans joints de grains. Dans le silicium polycristallin (ou multicristallin), plusieurs petits cristaux de silicium créent un grain visible ou un « effet à paillettes de métal ». Le silicium sous forme de ruban est une méthode de production de rubans de silicium polycristallin pour les cellules solaires.
Silicium ultra fin	Plaquettes de silicium dont l'épaisseur est inférieure à 100 µm, développées en tant que solution de rechange à moindre coût et à rendement de conversion élevé.
Suppression des bords	Les revêtements de verre pour les modules photovoltaïques en couches minces sont habituellement achetés en vrac, un film d'oxyde stanneux conducteur recouvrant toute la plaque de verre. Le film doit être retiré à partir des bords du verre par des méthodes mécaniques, chimiques ou au laser. Ce processus est appelé « suppression des bords ».
Système de poursuite solaire	Dispositif qui oriente un module photovoltaïque vers le soleil, réduisant l'angle d'incidence de la lumière afin de maximiser l'énergie produite.
Tarifs de rachat	Forme de subvention ou de mesure incitative concernant l'électricité provenant de sources renouvelables par laquelle les services publics concluent des contrats à long terme avec des propriétaires de systèmes pour acheter de l'électricité provenant de sources renouvelables selon un tarif de soutien qui reflète habituellement le coût de production.

Technologies photovoltaïques (PV)	Technologies qui convertissent la lumière du soleil en électricité, utilisées principalement pour les services d'électricité raccordés au réseau et visant à faire fonctionner des appareils résidentiels, de l'équipement commercial, les éclairages et les systèmes de climatisation dans tout type de bâtiments. Grâce aux systèmes autonomes et à l'utilisation d'accumulateurs, elles sont également bien adaptées aux régions éloignées où il n'existe pas de source d'électricité. Les modules photovoltaïques peuvent être montés au sol, installés sur le toit de bâtiments ou intégrés aux matériaux de construction pendant la fabrication.
Tellure de cadmium (CdTe)	Composé cristallin du cadmium et du tellure. Il est utilisé en tant que matériel photovoltaïque en couches minces.
Temps de retour énergétique	Période de temps nécessaire (en années) à un système photovoltaïque opérationnel pour générer la quantité d'énergie qui sera utilisée au cours de son cycle de vie.
Toxicologique	Relatif aux effets nocifs des agents chimiques, physiques ou biologiques sur les organismes vivants et sur l'écosystème.
Transformateur	Appareil servant à transférer l'énergie électrique d'un circuit à un autre. Les transformateurs permettent de changer la tension du courant alternatif (tension « augmentée » ou « diminuée »).
Verre trempé	Verre fabriqué au moyen d'un chauffage très élevé et d'un refroidissement rapide afin qu'il résiste à la chaleur et qu'il se brise sans former des bords coupants. Aussi connu sous le nom de verre de sécurité. Le verre trempé est largement utilisé dans les fenêtres de portes, les fenêtres de fours, les carafes des cafetières automatiques, les portes de douche, etc.

Références

- [AIE] Agence internationale de l'énergie. (2006). Compared Assessment of Selected Environmental Indicators of Photovoltaic Electricity, Report of IEA PVPS Task 10 (St-Ursen (Suisse) : Photovoltaic Power System Program de l'Agence internationale de l'énergie). Accès : <http://iea-pvps.org/index.php?id=9> [consulté le 3 octobre 2012].
- [AIE] Agence internationale de l'énergie. 2009. Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) Annual Report 2009. St-Ursen (Suisse) : Photovoltaic Power Systems Program de l'Agence internationale de l'énergie. Accès : <http://iea-pvps.org/index.php?id=6> [consulté le 10 janvier 2012].
- [AIE] Agence internationale de l'énergie. 2010a. Energy Technology Perspectives. St-Ursen (Suisse) : Photovoltaic Power Systems Program de l'Agence internationale de l'énergie.
- [AIE] Agence internationale de l'énergie. 2010b. Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy. St-Ursen (Suisse) : Photovoltaic Power Systems Program de l'Agence internationale de l'énergie. Accès : www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf [consulté le 6 septembre 2011].
- [AIE] Agence internationale de l'énergie. 2010c. Trends in Photovoltaic Applications – Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2009, Report IEA-PVPS T1-19:2010. St-Ursen (Suisse) : Photovoltaic Power Systems Program de l'Agence internationale de l'énergie. Accès : www.iea-pvps.org/index.php?id=32 [consulté le 22 février 2012].
- [AIE] Agence internationale de l'énergie. 2011a. Trends in Photovoltaic Applications — Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2009: Preliminary Statistical Data, Report IEA-PVPS T1-20:2011. St-Ursen (Suisse) : Photovoltaic Power Systems Program de l'Agence internationale de l'énergie. Accès : www.iea-pvps.org/index.php?id=32 [consulté le 6 septembre 2011].
- [AIE] Agence internationale de l'énergie. 2011b. Trends in Photovoltaic Applications – Survey Report of Selected IEA Countries between 2002 and 2010. Report IEA-PVPS T1-2011. St-Ursen (Suisse) : Photovoltaic Power Systems Program de l'Agence internationale de l'énergie.
- Alsema, E.A. 2000. Energy Pay-back time and CO₂ emissions of PV systems. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 8:17-25.
- Alsema, E.A. 2006. Life cycle assessment of PV technology: current status and further needs. Article présenté lors de l'atelier SENSE, Dresden (Allemagne).
- Alsema, E.A., de Wild-Scholten, M.J. 2005. Environmental Impacts of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production. Présenté lors de l'assemblée d'automne de la Materials Research Society, novembre 2005, Boston (MA).
- Arvizu, D., Balaya, P., Cabeza, L., Hollands, T., Jäger-Waldau, A., Kondo, M., Konseibo, C., Meleshko, V., Stein, W., Tamaura, Y., *et al.*, 2011. Direct solar energy. *In*: Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S., *et al.* (éd.) IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge (Royaume-Uni), New York (NY) : Cambridge University Press. Accès : <http://srren.ipcc-wg3.de/report> [consulté le 6 septembre 2011].
- As You Sow. 2012. Clean & Green: Best Practices in Photovoltaics. San Francisco, CA. Accès : www.asyousow.org/health_safety/solar_report.shtml

- Associated Press. 2009. Mojave desert a battleground over solar power. [Article paru le 24 mars]. Accès : www.msnbc.msn.com/id/29837101 [consulté le 16 février 2011].
- Association des industries solaires du Canada. 2010. Solar Vision 2025: Beyond Market Competitiveness. Ottawa (Ont.) : Association des industries solaires du Canada.
- Beckmann, J., Mennenga, A. 2011. Berechnung von Immissionen beim Brand einer Photovoltaik-Anlage aus Cadmiumtellurid-Modulen. Augsburg (Allemagne) : Bayerisches Landesamt für Umwelt. Accès : www.lfu.bayern.de/luft/doc/pvbraende.pdf.
- Bradshaw, K. 2009. Earth friendly elements, mined destructively. *The New York Times*, 25 décembre, Accès : www.nytimes.com/2009/12/26/business/global/26rare.html?pagewanted=all [consulté le 12 octobre 2011].
- Canada. 2012. Site Web des substances chimiques. Accès : www.chemicalsubstanceschimiques.gc.ca/index-fra.php [consulté le 26 mars 2012].
- Cha, A.E. 2008. Solar energy firms leave waste behind in China. *The Washington Post*, 9 mars 2008.
- De Keulenaer, H. 2006. Eutrophication potential (EP). Leonardo ENERGY. Accès : www.leonardo-energy.org/eutrophication-potential-ep [consulté le 20 septembre 2011].
- de Wild-Scholten, M. 2009. Sustainability: keeping the thin film industry green. Article présenté lors de la 2nd International Thin Film Conference, Munich (Allemagne).
- de Wild-Scholten, M.J., Alsema, E.A., Fthenakis, V.M., Agostinelli, G., Dekkers, H., Roth, K., Kinsig, V. 2007. Fluorinated greenhouse gases in photovoltaic module manufacturing: potential emissions and abatement strategies. Article présenté lors de la 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milan (Italie).
- de Wild-Scholten, M.J., Wambach, K., Alsema, E., Jager-Waldau, A. 2005. Implications of European environmental legislation for photovoltaic systems. Article présenté lors de la 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelone (Espagne).
- Dignard-Bailey, L., Ayoub, J. 2011. Situation présente et évolution de la technologie du photovoltaïque – Rapport annuel canadien 2010, Numéro du CTEC 2011-046. Ottawa : CanmetÉNERGIE, Ressources naturelles Canada. Texte complet disponible à l'adresse : http://198.103.48.154/fra/energies_renouvelables/pv_autonomes/publications/2011046.html
- Dones, R., Bauer, C., Bolliger, R., Burger, B., Faist Emmenegger, M., Frischknecht, R., Heck, T., Jungbluth, N., Röder, A. 2007. Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Rapport final, données ecoinvent v2.0, n° 6. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf (Suisse).
- [EPRI] Electric Power Research Institute. 2003. Potential Health and Environmental Impacts Associated with the Manufacture and Use of Photovoltaic Cells. Palo Alto (CA) : Electric Power Research Institute.
- Environnement Canada. 2010a. Émissions canadiennes de gaz à effet de serre. Accès : www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=EAF0E96A-1#section1 [consulté le 24 janvier 2012].
- Environnement Canada. 2010b. Inventaire canadien des gaz à effet de serre. Accès : www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=B710AE51-1#section7 [consulté le 23 janvier 2012].
- Environnement Canada. 2010c. Rapport d'inventaire national 1990-2008 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada. Présenté lors de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques le 15 avril 2010.

- Environnement Canada. 2010d. L'utilisation de l'eau. Accès : www.ec.gc.ca/eau-water/default.asp?lang=Fr&n=96F2B222-1 [consulté le 19 septembre 2011].
- Environnement Canada. 2011a. Principaux contaminants atmosphériques et polluants connexes. Accès : www.ec.gc.ca/air/default.asp?lang=Fr&n=7C43740B-1 [consulté le 23 janvier 2012].
- Environnement Canada. 2011b. Inventaire national des rejets de polluants [base de données]. Accès : http://ec.gc.ca/pdb/websol/emissions/ap/ap_result_f.cfm?year=2010&substance=cd&location=CA§or=&submit=Search [consulté en mars 2012].
- Environmental Protection Agency des États-Unis. 2010. Acid rain. Accès : www.epa.gov/acidrain/reducing/index.html [consulté le 12 octobre 2011].
- [EPIA] Association européenne de l'industrie photovoltaïque. 2012a. Sustainability of Photovoltaic Systems: Land Use and Biodiversity [fiche de renseignements]. Bruxelles (Belgique) : groupe de travail sur la durabilité de l'Association européenne de l'industrie photovoltaïque.
- [EPIA] Association européenne de l'industrie photovoltaïque. 2012b. Sustainability of Photovoltaic Systems: The Water Footprint [fiche de renseignements]. Bruxelles (Belgique) : groupe de travail sur la durabilité de l'Association européenne de l'industrie photovoltaïque.
- [EPIA] Association européenne de l'industrie photovoltaïque, Greenpeace International. 2011. Solar Generation: Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World, 6^e éd. Bruxelles (Belgique) : Association européenne de l'industrie photovoltaïque, Greenpeace International. Accès : www.epia.org/publications/epia-publications/solar-generation-6.html [consulté le 6 septembre 2011].
- Franklin Associates. 1998. USA LCI Database Documentation. Prairie Village (KS).
- Fthenakis, V.M. 2003. Overview of potential hazards. In: Markvart, T., Castafier, L. (éd.) Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Amsterdam (Pays-Bas) : Elsevier Science. p. 858-867.
- Fthenakis, V. 2004. Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 8:303-334.
- Fthenakis, V. 2009. Review of CdTe PV EH&S Aspects. Présenté au ministère français de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie – Ville durable, Aménagement et Construction durable – lors de la réunion d'examen portant sur le tellurure de cadmium photovoltaïque (CdTe PV), Frankfurt-Oder (Allemagne).
- Fthenakis, V., Clark, D.O., Moalem, M., Chandler, P., Ridgeway, R.G., Hulbert, F.E., Cooper, D.B., Maroulis, P.J. 2010. Life-cycle nitrogen trifluoride emissions from photovoltaics. *Environ. Sci. Technol.* 44(22): 8750–8757, doi:10.1021/es100401y.
- Fthenakis, V., Alsema, E. 2006. Photovoltaic energy payback times, greenhouse gas emissions and external costs: 2004–early 2005 status. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 44:275–280, doi: 10.1002/pip.706.
- Fthenakis, V., Frischknecht, R., Raugei, M., Kim, H.C., Alsema, E., Held, M., de Wild-Scholten, M. 2011a. Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity. 2^e éd. PVPS Task 12, Report T12-03. St-Ursen (Suisse) : Photovoltaic Power Systems Program de l'Agence internationale de l'énergie.
- Fthenakis, V.M., Fuhrmann, M., Heiser, J., Lanzirrotti, A., Fitts, J., Wang, W. 2005. Emissions and encapsulation of cadmium in CdTe PV modules during fires. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 13:713-723.

- Fthenakis, V.M., Kim, H.C. 2006. CdTe Photovoltaics: Life Cycle Environmental Profile and Comparisons. Article présenté lors du Symposium O de l'assemblée de la European Materials Research Society, Nice (France).
- Fthenakis, V., Kim, H.C. 2009. Land use and electricity generation: a life-cycle analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 13:1465-1474.
- Fthenakis, V., Kim, H.C. 2010. Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14:2039-2048.
- Fthenakis, V.M., Kim, H.C. 2011. Photovoltaics: life-cycle analyses. *Solar Energy* 85(8), 1609–1628.
- Fthenakis, V.M., Kim, H.C., Alsema, E. 2008. Emissions from photovoltaic life cycles. *Environ. Sci. Technol.* 42(6):2168–2174, doi:10.1021/es071763q.
- Fthenakis, V., Kim, H.C., Frishknecht, R., Raugei, M., Sinha, P., Stucki, M. 2011b. Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems. PVPS Task 12, Report T12-02. St-Ursen (Suisse) : Photovoltaic Power Systems Program de l'Agence internationale de l'énergie. Accès : www.iea-pvps.org [consulté le 22 février 2012].
- Fthenakis, V., Kim, H.C., Raugei, M., Krones, J. 2009. Update of PV Energy Payback Times and Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions. Article présenté lors de la 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hambourg (Allemagne).
- Fthenakis, V.M., Morris, S.C., Moskowitz, P.D., Morgan, D. 1999. Toxicity of CdTe, CIS, and CGS. *Prog. Photovolt.* 7:489-497.
- Gagnon, L. 2003. Comparing Power Generating Options: Greenhouse Gas Emissions [2002G130-1A]. Montréal : Hydro-Québec.
- Garcia-Valverde, R., Miguel, C., Martinez-Bejar, R., Urbina, A. 2009. Life cycle assessment study of a 4.2 kWp stand-alone photovoltaic system. *Solar Energy*, 83(9):1434-1445
- German Renewable Energy Agency. 2010. Solar Parks – Opportunities for Biodiversity [résumé en anglais du Report about Biodiversity in and around Solar Parks]. *Renews Spezial* 45. Accès : www.unendlich-viel-energie.de/en/details/article/523/solar-parks-opportunities-for-biodiversity-1.html [consulté le 22 février 2012].
- [GIEC] Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat. 2007. Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution du Groupe de travail I au Quatrième rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Solomon, S., Qin, D., Manning, M., Chen, Z., Marquis, M., Averyt, K.B., Tignor, M., Miller, H.L. (éd.) Cambridge (Royaume-Uni), New York (NY) : Cambridge University Press. 996 p.
- Graebig, M., Bringezu, S., Fenner, R. 2010. Comparative analysis of environment impacts of maize-biogas and photovoltaics on a land use basis. *Solar Energy* 84:1255-1263.
- Green, M.A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W. 2011. Solar cell efficiency tables (version 37). *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 19(1):84–92, doi:10.1002/pip.1088.
- Grossmann, W.D., Grossmann, I., Steininger, K. 2010. Indicators to determine winning renewable energy technologies with an application to photovoltaics. *Environ. Sci. Technol.* 44(13):4849-4855.
- Held, M., Iig, R. 2011. Update of environmental indicators and energy payback time of CdTe PV systems in Europe. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 19:614-626.

- Jazayeri, S., Kralovic, P., Honarvar, A., Abbas, N., Rozhon, J., Shabaneh, R., Walden, T. 2008. Comparative Life Cycle Assessment (LCA) of Base Load Electricity Generation in Ontario. Calgary (Alb.) : Canadian Energy Research Institute. p. 226.
- Jungbluth, N., Stucki, M., Flury, F., Frischknecht, R., Busser, S. (2012). Life Cycle Inventories of Photovoltaics. Accès : www.esu-services.ch/projects/pv
- Jungbluth, N., Tuchschnid M., de Wild-Scholten, M. 2008. Life Cycle Assessment of Photovoltaics: Update of ecoinvent data v2.0. Accès : www.esu-services.ch/projects/pv/
- Jungbluth, N. 2005. Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the Swiss ecoinvent database. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 13(5):429-446.
- Kaczmar, S. 2011. Evaluating the read-across approach on CdTe toxicity for CdTe photovoltaics. Article présenté lors de la 32^e assemblée annuelle de la Society of Environmental Toxicology and Chemistry North America, Boston (MA).
- Kaldellis, J.K., Zafirakis, D., Kondili, E. 2010. Energy pay-back period analysis of stand-alone photovoltaic systems. *Renew. Energy* 35:1444-1454.
- Kammen, D., Nelson, J., Mileva A., Johnston, J. 2011. An Assessment of the Environmental Impacts of Concentrator Photovoltaics and Modeling of Concentrator Photovoltaic Deployment Using the SWITCH Model. Berkeley (CA) : Renewable and Appropriate Energy Laboratory, Energy and Resources Group, Université de la Californie, campus de Berkeley. Accès : www.cpvconsortium.org/Portals/0/Berkeley_CPV_Environmental%20Report_11_04_2011- [consulté le 28 mars 2012].
- Kato, K., Murata, A., Sakuta, K. 1997. An evaluation on the life cycle of photovoltaic energy system considering production energy of off-grade silicon. *Solar Energy Mat. Solar Cells* 47:95-100.
- Kaygusuz, K. 2009. Environmental impacts of the solar energy systems. *Energy Sources Part A: Recovery Util. Environ. Eff.* 31(15), 1376–1386.
- Krueger, L. 2011. Overview of First Solar's Module Collection and Recycling Program. Article présenté lors de la 2nd International Conference on PV Module Recycling, Madrid (Espagne).
- Laleman, R., Albrecht, J., Dewulf, J. 2011. Life cycle analysis to estimate the environmental impact of residential photovoltaic systems in regions with a low solar irradiation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15(1), 267–281.
- Leitner, A., Platts Research and Consulting, National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2002. Fuel from the Sky: Solar Power's Potential for Western Energy Supply. NREL/SR-550-32160. Lakewood (CO) : National Renewable Energy Laboratory.
- Liewellyn, T.O. 1994. Cadmium (Material flow). Bureau of Mines, Information Circular 9380.
- Marbek Resource Consultants Inc. 2009. Model Sewer Use By Law Development Report. Ottawa : Conseil canadien des ministres de l'environnement. Accès : www.ccme.ca/assets/pdf/pn_1424_mwwe_md1_bylaw_dvlpmt_rpt.pdf [consulté le 23 février 2012].
- McCrary, M.D., McKernan, P.A.F., Wagner, W.D. 1984. Wildlife interactions at Solar One: final report. Rosemead (CA) : Southern California Edison.
- McDonald, N.C., Pearce, J.M. 2010. Producer responsibility and recycling solar photovoltaic modules. *Energy Policy* 38:741-747.

- McMonagle, R. 2006. The Environmental Attributes of Solar PV in the Canadian Context. Ottawa : Association des industries solaires du Canada.
- Meijer, A., Huijbregts, M.A.J., Schermer, J.J., Reijnders, L. 2003. Life-cycle assessment of photovoltaic modules: comparison of mc-Si, InGaP and InGaP/mc-Si solar modules. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 11(4), 275–287.
- Morgan, L.M., Shines, C.J., Jeter, S.P., Blazka, M.E., Elwell, P.E., Wilson, R.E., Ward, S.M., Price, H.C., Moskowitz, P.D. 1997. Comparative pulmonary absorption, distribution, and toxicity of copper gallium diselenide, copper indium diselenide, and cadmium telluride in Sprague-Dawley rats. *Toxicol. Appl. Pharmacol.* 147:399-410.
- Myrans, K. 2009. Comparative Energy and Carbon Assessment of Three Green Technologies for a Toronto Roof. Thèse de maîtrise en sciences, Graduate Department of Geography and Centre for Environment, Université de Toronto, Toronto (Ont.).
- Niewlaar, E., Alsema, E. 1997. Environmental Aspects of PV Power Systems. Article présenté lors du Task 1 Workshop du Photovoltaic Power Systems Program de l'Agence internationale de l'énergie, Utrecht (Pays-Bas).
- Ontario Power Authority. 2011a. Feed-in tariff program. Accès : <http://fit.powerauthority.on.ca> [consulté le 6 septembre 2011].
- Ontario Power Authority. 2011b. A Progress Report on Electricity Supply, Second Quarter 2011. Toronto (Ont.) : Ontario Power Authority.
- Ontario Power Authority. 2012. Ontario's Feed-in Tariff Program: Two-Year Review Report, Appendix 4. Accès : www.energy.gov.on.ca/en/fit-and-microfit-program/2-year-fit-review/appendix-4 [consulté 15 mai 2012].
- Pacca, S., Sivaraman, D., Keoleian, G.A. 2007. Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems. *Energy Policy* 35:3316-3326.
- Pehnt, M. 2005. Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. *Renew. Energy* 31:55-71.
- Peters, N. 2010. Promoting Solar Jobs. Princeton (NJ) : Université Princeton.
- Pollution Issues. 2011. Acid rain. Accès : www.pollutionissues.com/A-Bo/Acid-Rain.html [consulté le 12 octobre 2011].
- Raugei, M., Frankl, P. 2009. Life cycle impact and costs of photovoltaic systems: current state of the art and future outlooks. *Energy* 34:392-399.
- Raugei, M., Fthenakis, V. 2010. Cadmium flows and emissions from CdTe PV: future expectations. *Energy Policy* 38:5223-5228.
- Raugei, M., Bargigli, S., Ulgiati, S. 2007. Life cycle assessment and energy pay-back time of advanced photovoltaic modules: CdTe and CIS compared to poly-Si. *Energy* 32(8):1310-1318.
- Raugei, M., Isasa, M., Fullana Palmer, P. 2012. Potential Cd Emissions from end-of-life CdTe. *Int. J. Life Cycle Assess.* 17:192-198.
- Ressources naturelles Canada. 2011. Potentiel photovoltaïque et ensoleillement. Accès : <http://pv.nrcan.gc.ca/index.php?&lang=f> [consulté le 22 février 2012].

- Sander, K., Schilling, S., Reinschmidt, J., Wambach, K., Schlenker, S., Muller, A., Springer, J., Fouquet, D., Jelitte, A., Stryi-Hipp, G., *et al.* 2007. Study on the Development of a Takeback and Recovery System for Photovoltaic Products. Bruxelles (Belgique) : PV Cycles.
- Schüler, D., Buchert, M., Liu, R., Dittrich, S., Merz, C. 2011. Study on Rare Earths and Their Recycling. Freiburg (Allemagne) : Oko-Institute for Applied Ecology; Les Verts/Alliance Libre Européenne au Parlement Européen. Accès : www.oeko.de/oekodoc/1112/2011-003-en.pdf [consulté le 22 février 2012].
- [SENSE] Sustainable Evaluation of Solar Energy Systems. 2008. LCA Analysis. Revised Version 06. Stuttgart (Allemagne) : Sustainable Evaluation of Solar Energy Systems. Accès : www.sense-eu.net/fileadmin/user_upload/intern/documents/Results_and_Downloads/SENSE_LCA_results.pdf [consulté le 22 février 2012].
- Sherwani, A.F., Usmani, J.A., Varun. 2010. Life cycle assessment of solar based electricity generation systems: a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14:540-544.
- Silicon Valley Toxics Coalition. 2009. Towards a Just and Sustainable Solar Energy Industry [libre blanc]. San Jose, CA : Silicon Valley Toxics Coalition. Accès : http://svtc.org/wp-content/uploads/Silicon_Valley_Toxics_Coalition_-_Toward_a_Just_and_Sust.pdf [consulté le 22 février 2012].
- Sinha, P., Balas, R., Krueger, L. 2011. Fate and Transport Evaluation of Potential Leaching and Fire Risks from CdTe PV. Article présenté lors de la 37th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, Seattle (WA).
- Sinha, P., Kriegner, C.J., Schew, W.A., Kaczmar, S.W., Traister, M., Wilson, D.J. 2008. Regulatory policy governing cadmium telluride photovoltaics: a case study contrasting life cycle management with the precautionary principle. *Energy Policy* 36:381-387.
- Statistique Canada. 2007. Enquête sur l'eau dans les industries 2005. Accès : www23.statcan.gc.ca:81/imdb/p2SV_f.pl?Function=getSurvey&SurvId=29599&SurvVer=1&InstaId=29600&InstaVer=1&SDDS=5120&lang=en&db=imdb&adm=8&dis=2 [consulté le 30 mars 2012].
- Statistique Canada. 2010. Électricité mensuelle, enquête 2151. www.statcan.gc.ca/cgi-bin/imdb/p2SV.pl?Function=getSurvey&SDDS=2151&lang=en&db=imdb&adm=8&dis=2 [consulté le 22 février 2012].
- Thevenard, D., Pelland, S. 2011. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Solar Energy*. Accès : <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2011.05.006>
- Turney, D., Fthenakis, V. 2011. Environmental impacts from the installation and operation of large-scale solar power plants. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15:3261-3270.
- Wolden, C., Kurtin, J., Baxter, J., Repins, I., Shaheen, S., Torvik, J., Rockett, A., Fthenakis, V., Aydil, E. 2011. Photovoltaic manufacturing: present status, future prospects, and research needs. *J. Vacuum Sci. Technol.* A 29(3): 030801.
- Zayed, J., Philippe, S. 2009. Acute oral and inhalation toxicities in rats with cadmium telluride. *Int. J. Toxicol.* 29(4), 259–265.
- Zweibel, K. 2010. The impact of tellurium supply on cadmium telluride photovoltaics. *Science* 328:699-701.