

Université Libre de Bruxelles

Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du Territoire

Faculté des Sciences

Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

**« Révolution énergétique et compétition pour les ressources minérales :
étude prospective du cas des systèmes solaires photovoltaïques »**

Mémoire de Fin d'Etudes présenté par
« MACÉ, Philippe »
en vue de l'obtention du grade académique de
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement
« Finalité Gestion de l'Environnement M-ENVIG »

Année Académique : 2019-2020

Directeur : Prof. Grégoire Wallenborn

Table des matières

Résumé	6
1. Introduction	7
1.1 Contexte.....	7
1.2 Problématique.....	8
1.3 Question de recherche	10
1.4 Plan de l'étude	10
2. Approche méthodologique.....	11
2.1 Périmètre de l'analyse	11
2.2 Horizon temporel.....	11
2.3 Vision prospective du marché PV	12
2.4 Revue de la littérature.....	17
3. Identification des ressources minérales.....	21
3.1 Technologies PV investiguées.....	21
3.2 Analyse par composant.....	23
3.2.1 Cellules et modules	25
3.2.2 Onduleurs	32
3.2.1 Autres composants	34
3.3 Inventaire des ressources minérales	36
3.4 Contribution potentielle du recyclage intra-sectoriel	39
4. Demande, production et réserves.....	41
4.1 Demande.....	41
4.2 Production primaire	43
4.3 Production secondaire.....	44
4.4 Réserves et ressources ultimes	45
5. Mise en regard prospective.....	47
5.1 Modélisation	47
5.2 Résultats de l'analyse	50
5.2.1 Structure de la demande cumulée.....	50
5.2.2 Demande et production annuelles	51
5.2.3 Contribution annuelle du recyclage.....	54
5.2.4 Demande cumulée, réserves et ressources ultimes.....	57
5.3 Caractérisation des risques de compétition	58
5.4 Discussion sur le rôle du PV.....	62
6. Conclusions	65
7. Bibliographie.....	68
8. Annexes	77

Table des tableaux

Table 2.1: Comparaison de différents scénarios de développement du marché mondial du solaire PV.....	15
Table 2.2 Scénarios de référence définis sur base de l'analyse des publications présentées ci-avant.....	16
Table 3.1 Tableau récapitulatif des paramètres évolutifs tels que définis dans le modèle paramétrique pour le c-Si.....	28
Table 3.2 Tableau récapitulatif des paramètres évolutifs tels que définis dans le modèle paramétrique pour le CIGS.....	29
Table 3.3 Tableau récapitulatif des paramètres évolutifs tels que définis dans le modèle paramétrique pour le CdTe.....	30
Table 3.4 Tableau récapitulatif des paramètres évolutifs tels que définis dans le modèle paramétrique pour le pérovskite.....	32
Table 3.5 Composition massique d'un onduleur solaire (élaboration à partir de [163]).....	32
Table 3.6 Caractéristiques et composition des onduleurs "types" ayant été définis pour l'analyse.....	33
Table 3.7 Composition des structures de montage pour modules PV (élaboration à partir de [121] [166] [167]).....	34
Table 3.8 Composition du ciment (élaboration à partir de [168]).....	34
Table 3.9 Composition du verre (élaboration à partir de [168]).....	36
Table 3.10 Quantité de pétrole brut nécessaire pour produire divers types de plastique (élaboration à partir de [172] [173]).....	36
Table 3.11 Inventaire des ressources minérales nécessaires à la fabrication et l'installation de systèmes PV en 2020 (kg/MWc).....	37
Table 3.12 Ressources minérales sélectionnées pour l'analyse prospective et présence dans listes de « criticité ».....	39
Table 4.1 Comparaison des taux de croissance annuels composés sur différentes périodes (en %/an).....	42
Table 4.2 Tableau récapitulatif de l'évolution estimée de la production primaire des ressources minérales sélectionnées.....	44
Table 4.3 Tableau récapitulatif des données pour les ressources minérales sélectionnées. Toutes les valeurs sont les plus récentes disponibles, majoritairement de 2019.....	46
Table 5.1 Parts de marché des sous-technologies spécifiques au c-Si (élaboration par l'auteur, en partie sur base de [7]).....	48
Table 5.2 Périodes au cours desquelles la demande annuelle est supérieure à la production primaire annuelle..	54
Table 5.3 Taux de recyclage et croissance nécessaire aux horizons 2030 et 2050, pour le trois scénarios de marché définis.....	56
Table 5.4 Année au cours de laquelle la demande cumulée pour une ressource minérale excède les réserves de 2019.....	58
Table 5.5 Caractérisation des risques de compétition possibles pour les ressources minérales sélectionnées, selon les trois scénarios de marché PV.....	60
Table 8.1 Caractéristiques des modules PV types, en 2020, équipant les systèmes PV dont la demande en ressources minérales est estimée et présentée dans les tableaux récapitulatifs.....	79
Table 8.2 Inventaire des ressources minérales nécessaires à la fabrication et l'installation de systèmes PV en 2030 (kg/MWc).....	80
Table 8.3 Inventaire des ressources minérales nécessaires à la fabrication et l'installation de systèmes PV en 2050 (kg/MWc).....	81
Table 8.4 Comparaison des résultats du présent travail avec ceux obtenus par d'autres chercheurs.....	83

Table des illustrations

Figure 1 Évolution de la capacité annuelle installée pour diverses technologies renouvelables productrices d'électricité [2]	7
Figure 2 Évolution de la capacité installée cumulée de solaire PV selon les 3 scénarios définis (élaboration par l'auteur)	16
Figure 3 Vue simplifiée des étapes du cycle de vie d'une ressource minérale utilisée dans un système PV (élaboration par l'auteur)	24
Figure 4 Vue schématisée des étapes du processus de fabrication d'une module c-Si (Adapté de [213]).....	25
Figure 5 Composition d'un module c-Si « type » [116]	27
Figure 6 Vue schématisée des étapes du processus de fabrication d'une module en couche mince (Adapté de [213])	28
Figure 7 Capacité PV décommissionnée chaque année dans le monde (élaboration par l'auteur).....	40
Figure 8 Classification schématique des réserves et ressources (à partir de [214]).....	45
Figure 9 Évolution des parts de marché des différentes technologies PV (élaboration par l'auteur, en partie sur base de [7]).....	47
Figure 10 Évolution de la répartition entre installations PV en toiture et au sol (élaboration par l'auteur à partir de [61])	48
Figure 11 Répartition de la demande cumulée 2020-2050 en ressources minérales, pour les trois scénarios de marché définis	50
Figure 12 Vision détaillée par ressource minérale sur l'évolution de la demande et de la production primaire annuelles (en tonnes).....	52
Figure 13 Vision détaillée par ressource minérale sur l'évolution de la demande et de la production primaire annuelles (en tonnes).....	53
Figure 14 Taux de recyclage annuels requis pour que la production secondaire couvre l'écart entre demande et production primaire, sur la période 2020-2050	55
Figure 15 Comparaison de la demande cumulée sur la période 2020-2050 avec les réserves et ressources ultimes, en tonnes	57
Figure 16 Critères utilisés pour définir les niveaux estimés de compétition à l'horizon 2050 (élaboration par l'auteur)	59
Figure 17 Lien entre demande cumulée due au PV sur la période 2020-2050 (axe X), intensité matérielle moyenne du secteur (taille des bulles) et risque de compétition estimé (axe Y), dans le scénario « Transition totale ».....	63
Figure 18 Comparaison des taux de croissance annuels composés de la demande future due au PV (histogrammes oranges) et de la demande globale historique (mesurés sur trois périodes différentes, indiqués par les traits bleus)	64
Figure 19 Simulation de la capacité solaire PV installée annuellement dans le monde, selon les trois scénarios de marché définis (élaboration par l'auteur sur base des chiffres cumulés définis à partir de la littérature)	77
Figure 20 Vue schématique de la sous-segmentation des technologies des technologies PV (Source: PVthin.org)	77
Figure 21 Vue schématique de la segmentation des technologies c-Si disponibles sur le marché en 2020 [109].	78
Figure 22 Lien entre demande cumulée due au PV sur la période 2020-2050 (axe X), intensité matérielle moyenne du secteur (taille des bulles) et risque de compétition estimé (axe Y), dans le scénario « Transition ambitieuse »	82
Figure 23 Lien entre demande cumulée due au PV sur la période 2020-2050 (axe X), intensité matérielle moyenne du secteur (taille des bulles) et risque de compétition estimé (axe Y), dans le scénario « Transition minimale ».	82
Figure 24 Pourcentage de couverture des réserves (telles qu'estimées en 2019) par la demande globale cumulée sur la période 2020-2050.....	83

Abréviations et glossaire

BGS – British Geological Survey, qui est le service géologique national du Royaume-Uni

BRGM – Bureau de Recherches Géologiques et Minière, qui est le service géologique national français

c-Si – Silicium cristallin, une technologie de cellule photovoltaïque à base de plaquettes de silicium

CIGS – Cuivre indium gallium sélénium, une technologie de cellule photovoltaïque en couche mince

CdTe – Tellure de cadmium, une technologie de cellule photovoltaïque en couche mince

DoE – Département (ministère) de l'Énergie des États-Unis

DoI – Département (ministère) de l'Intérieur des États-Unis

IPCC – International Panel for Climate Change, ou GIEC en français

JRC – Joint Research Center, qui est le service scientifique interne de la Commission européenne

NREL – National Renewable Energy Laboratory, qui fait partie du Département de l'Énergie des États-Unis

p.p. – Point de pourcentage

PV – Photovoltaïque

UNEP – Programme pour l'environnement des Nations Unies

UNFCCC – Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques

USGS – U.S. Geological Survey, qui est le service géologique national des États-Unis et fait partie du Département de l'Intérieur

TCAC – Taux de croissance annuel composé

TM – Scénario de développement du marché PV « Transition minimale »

TA – Scénario de développement du marché PV « Transition ambitieuse »

TT – Scénario de développement du marché PV « Transition totale »

Wc – Watts crête

Résumé

En vue de maintenir la hausse des températures bien au-dessous de 2,0°C, comme stipulé dans l'Accord de Paris sur le climat, tous les secteurs de l'économie mondiale ont un rôle à jouer. Dans ce cadre, la révolution (ou transition) énergétique, qui vise à réduire l'impact carbone du secteur énergétique, est cruciale. La tâche qu'il reste à accomplir est monumentale et ne sera pas exempte d'impacts, car elle repose sur une série de nouveaux dispositifs qui consomment des ressources minérales. Parmi ceux-ci, les systèmes PV occupent une place centrale. Dans le cadre de ce travail, plusieurs éléments ont été investigués afin d'établir quelle pression la demande en ressources minérales nécessaires au déploiement de systèmes PV imposerait aux réserves et ressources ultimes correspondantes, et si des compétitions pouvaient survenir avec les autres applications consommatrices de ces mêmes ressources minérales.

Pour ce faire, trois scénarios de développement du marché du solaire PV ont tout d'abord été définis. Ils ont été choisis car ils représentent des trajectoires plausibles, à différents niveaux de difficulté, dans une optique de révolution énergétique. Des recherches et une modélisation minutieuse ont ensuite permis d'inventorier et quantifier la demande actuelle et future en ressources minérales due aux systèmes PV, basés sur diverses technologies de cellules PV matures et émergentes, et pour diverses configurations. Seize de ces ressources minérales ont ensuite été sélectionnées. Pour chacune d'entre elles, la demande globale et la part due au déploiement de systèmes PV ont été évaluées, de 2019 à 2050. Cela s'est fait notamment en établissant des hypothèses sur les parts de marché annuelles des différents types de systèmes PV définis. La demande cumulée 2020-2050 pour les différentes ressources minérales a ensuite été confrontée aux niveaux de réserves et ressources ultimes tels qu'évalués en 2019. Les niveaux estimés de demande annuelle ont quant à eux été comparés aux estimations futures de la production primaire, celles-ci ayant été modélisées sur base de la théorie du pic de Hubbert. Les taux de recyclage annuels requis pour combler les écarts entre demande et production primaire annuelles ont aussi été calculés, dans le but de mesurer la contribution éventuellement nécessaire de la production secondaire. Enfin, une mise en regard multicritères utilisant ces informations a permis d'évaluer le niveau de risque de compétition pour chaque ressource minérale et de le résumer en un indicateur. La responsabilité du déploiement de systèmes PV dans ces possibles compétitions a aussi été discutée.

Il a pu être déduit de l'analyse que de nombreuses ressources minérales utilisées pour fabriquer les systèmes solaires PV présentent des risques importants de voir des compétitions apparaître dans les décennies futures. Cependant, aucune tendance générale ne se dégage et aucun lien évident n'existe entre risque élevé de compétition et pression exercée par le secteur PV. Dans une vaste majorité des cas, il n'y a pas de situation où, à lui seul, le déploiement à grande échelle des systèmes PV semble faire pencher la balance et déclencher des compétitions. Globalement, malgré les contraintes identifiées, les deux premiers scénarios de développement du marché PV semblent faisables, certes non sans difficultés. Le passage à une « Transition totale », impératif pour maximiser les chances de rester bien au-dessous de la barre des 2,0°C à l'horizon 2100, apparaît par contre comme un défi d'une toute autre ampleur.

1. Introduction

1.1 Contexte

Au cours de l'année 2019, les émissions globales de CO₂ sont restées stables par rapport à l'année précédente. Bien qu'encourageante, cette tendance est insuffisante en vue de maintenir le réchauffement climatique sous 2,0°C à 2100, comme stipulé dans l'Accord de Paris [1]. Pour accomplir cette ambition, tous les secteurs de l'économie mondiale ont un rôle à jouer. Dans ce cadre, la « transition énergétique », qui vise à réduire l'impact du secteur énergétique sur le changement climatique, est cruciale. Aujourd'hui, environ 10% seulement de la consommation énergétique finale totale est couverte par des énergies renouvelables [1]. Cela éclaire sur l'étendue de la tâche qu'il reste à accomplir, que l'on peut qualifier de révolution énergétique. Cette dernière ne sera pas exempte d'impacts, car elle repose sur une série de nouveaux dispositifs qui consomment des ressources minérales.

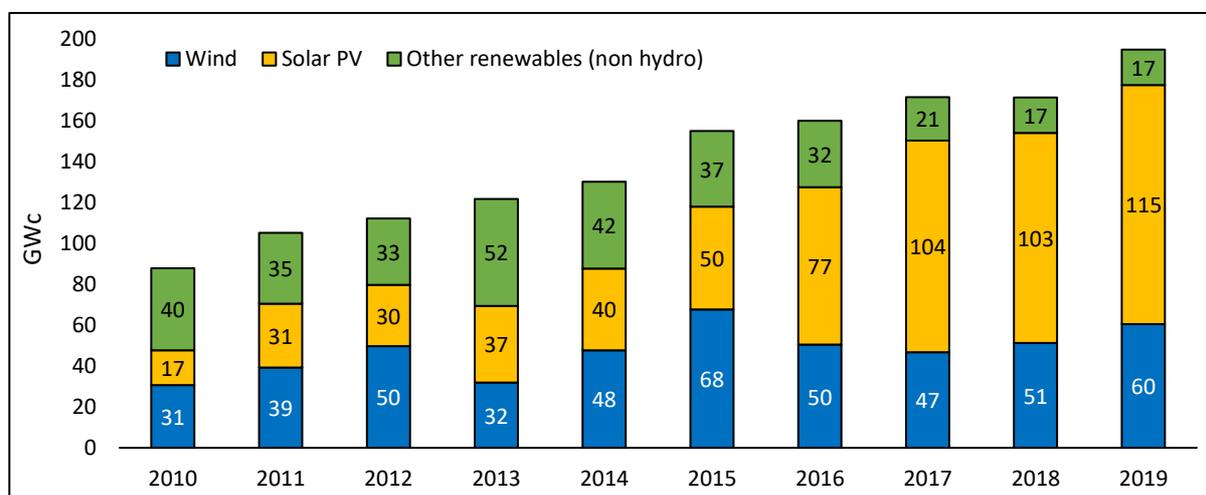


Figure 1 Évolution de la capacité annuelle installée pour diverses technologies renouvelables productrices d'électricité [2]

Parmi ces dispositifs, les systèmes solaires PV occupent une place centrale. Comme illustré ci-dessus, cette technologie a connu une croissance fulgurante ces dernières années, alors que d'autres technologies dites renouvelables ont vu leur développement annuel stagner, voire régresser. Ainsi, en 2019 les nouvelles installations productrices d'électricité utilisant des ressources renouvelables ont totalisé pratiquement 200 GWc. Parmi cette nouvelle capacité installée, environ 115 GWc sont dus au solaire PV, ce qui en fait de loin la première technologie contributrice [2]. L'éolien arrive second avec 60 GWc, les autres technologies réunies (géothermie, solaire à concentration, technologies marémotrice et houlomotrice, biomasse) contribuant à hauteur des quelques dizaines de GWc restant [3]. En estimant la puissance nominale moyenne d'un panneau solaire PV à environ 300 Wc, cela signifie que presque 350 millions de panneaux furent installés de par le monde sur la seule année 2019.

Par ailleurs, cette place centrale occupée par le solaire PV est vouée à croître dans les prochaines décennies. En effet, l'énergie solaire est la ressource renouvelable avec le potentiel technique théorique annuel le plus élevé, celui-ci étant compris entre 87,5 et 2770 PWh_{el} pour le solaire PV contre entre 23,6 et 161 PWh_{el} pour l'éolien [4]. Un potentiel théorique suffisant pour couvrir la demande électrique

mondiale annuelle telle qu'estimée à l'horizon 2050 [4]. De surcroît, cette ressource est répartie de façon assez égalitaire à la surface du globe, au contraire des énergies éolienne et hydroélectrique ou des ressources fossiles [5]. Un potentiel technique qui se traduit par des trajectoires systématiquement à la hausse. Que l'on considère les scénarios de développement de marché les plus conservateurs ou les plus ambitieux en ce qui concerne la pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique, le solaire PV y connaît toujours la croissance la plus soutenue [6] [7] [8] [9].

Parmi les facteurs explicatifs de cette place prépondérante du solaire PV, passée et à venir, la compétitivité économique de ce dernier par rapport aux autres sources génératrices d'électricité, à base de ressources renouvelables ou non, peut être mise en avant [9] [10] [11]. Une tendance qui est vouée à se maintenir, les technologies solaires photovoltaïque démontrant la courbe d'apprentissage (aussi appelée courbe d'expérience) la plus raide parmi les technologies renouvelables productrices d'électricité [12] [13] [14]. En outre, le solaire PV apparaît comme étant aussi une technologie générant plus d'emplois que les autres technologies renouvelables, à des niveaux de qualification très variés. Des millions de nouveaux emplois de par le monde devraient ainsi accompagner le développement de l'énergie solaire PV [8] [15] [16]. Ces emplois pouvant de plus être une opportunité pour les travailleurs actifs dans des secteurs énergétiques en déclin, comme celui du charbon [17]. Cette caractéristique du solaire PV apparaît comme un élément favorisant son acceptabilité par la population ainsi que par la classe politique, et constitue donc un facteur supplémentaire pouvant expliquer l'attrait de cette technologie par rapport à ses concurrentes.

1.2 Problématique

Il semble donc établi que dans le cadre d'une transition vers un système énergétique plus durable, le solaire photovoltaïque ait un rôle crucial à jouer. Dans ce cadre, la question de la durabilité des technologies solaires photovoltaïque actuelles et à venir, notamment en termes d'émissions de CO₂ ou de temps de retour énergétique, a déjà été analysée dans diverses études [18] [19].

D'autres aspects critiques des technologies dites « vertes » font aussi l'objet d'une attention particulière. La toxicité des matériaux qu'elles contiennent en fait partie. Par exemple, l'Union européenne a imposé des restrictions via la directive sur les substances toxiques contenues dans les équipements électriques et électroniques, communément désignée par l'abréviation RoHS [20]. Il est toutefois important de noter que les panneaux photovoltaïques bénéficient actuellement d'une exemption. Celle-ci peut cependant être révoquée lors de la prochaine révision de cette directive. La collecte et le traitement des déchets liés à ces équipements font aussi l'objet d'une législation européenne, que les producteurs de panneaux PV sont cette fois bien tenus de respecter [21].

Cependant, la question de la demande en ressources minérales et de la pression croissante que celle-ci exerce sur les réserves n'est que trop rarement soulevée. Au même titre que les possibles compétitions qui pourraient apparaître avec d'autres applications utilisatrices de ces mêmes ressources [22]. Lorsqu'elle est prise en compte, la notion de « ressources » n'apparaît la plupart du temps que lors des

étapes de collecte, de traitement et de recyclage des matériaux, et peu en amont, par exemple lors des phases de conception. Ainsi, la directive Ecodesign fait bien mention de la consommation en ressources (sans toutefois aborder l'aspect compétitif) comme s'agissant d'une problématique, mais celle-ci ne fait finalement l'objet d'aucune mesure dans le texte [23]. Ce dernier se rapportant presque exclusivement à l'empreinte écologique et les performances au cours de la vie opérationnelle des appareils et non à leur conception ou aux matériaux utilisés. On y retrouve notamment des obligations au niveau de la possibilité de réparer les objets, de la disponibilité des pièces nécessaires, de la difficulté d'effectuer les changements et réparations ainsi qu'aux outils nécessaires [23]. Quant à la régulation relative à la labélisation énergétique, elle est associée aux performances énergétiques en opération, et aucune référence n'est faite aux ressources [24]. Notons que les panneaux ou systèmes PV ne sont pour l'instant pas repris dans la liste des équipements tenus de respecter la directive Ecodesign, ni la labélisation énergétique [23] [24] [25]. Cela devrait néanmoins changer et le solaire PV y sera soumis à la prochaine révision de la directive. En effet, les composants constitutifs des systèmes PV vont faire leur entrée dans le prochain plan de travail, actuellement en préparation, le « Ecodesign Working Plan 2020-2024 ». Les limitations structurelles évoquées ci-dessus y sont toujours présentes [26]. L'Ecolabel, autre action prise à l'échelle européenne, aujourd'hui non contraignante, se penche sur la « circularité » de divers produits et leur empreinte environnementale en analysant notamment les matières premières utilisées ou les moyens d'extraction. Les systèmes de production d'énergie renouvelable ne sont cependant pas concernés [27]. Enfin, notons que des dispositions législatives similaires existent dans d'autres marchés actuellement importants, tels que la Chine, les États-Unis ou le Japon [28].

Les manquements mentionnés ci-dessus apparaissent aussi lors de communications officielles. Par exemple, dans sa communication concernant l'accélération de l'innovation dans le domaine des énergies « propres », la Commission européenne ne fait pas référence aux pressions qui s'exercent sur les ressources minérales et leur entrée en ligne de compte lors de la prise de décision [29]. Toutefois, des initiatives existent. Un groupe de travail a été mis en place, appelé le « Raw Materials Supply Group », faisant partie de la « Raw Materials Initiative » de la Commission européenne [30]. Bien qu'intéressante, cette initiative est globale, peu orientée vers le secteur des énergies renouvelables. Aussi, elle se focalise principalement sur l'approvisionnement responsable ainsi que le recyclage. De plus, elle n'adopte pas une vision prospective [31] [32].

Par ailleurs, de nombreuses nouvelles technologies sont en cours de développement, avec comme objectif principal la hausse des efficacités de conversion et, plus généralement, de l'amélioration des performances. Ces technologies sont explorées au niveau des cellules et modules PV mais aussi des éléments « secondaires » des systèmes tels que les onduleurs, les systèmes de montage et de suivi, les optimiseurs de performances ou encore les dispositifs de mesure et de gestion de l'énergie. Pour développer ces technologies, de nouvelles ressources minérales sont parfois nécessaires, d'une part, et la demande pour d'autres ressources augmente, d'autre part [33] [34]. Malheureusement, que ce soit

dans l'industrie ou dans le monde académique, cette demande en ressources minérales, si seulement elle fait partie de l'équation guidant les choix d'investissement, n'est souvent vue qu'à travers le prisme de la logique techno-économique [7]. Les régulateurs semblent aussi y porter un intérêt secondaire, comme démontré dans les paragraphes précédents. Ce qui empêche de saisir toute l'importance du problème et de poser des choix technologiques véritablement adéquats du point de vue de la durabilité.

1.3 Question de recherche

Ainsi, il paraît nécessaire de mener les recherches présentées ci-dessous afin d'estimer la demande en ressources minérales des systèmes solaires PV, à l'échelle mondiale et en vue d'une transition énergétique réussie, en considérant les technologies existantes et celles de demain. Ce document peut aussi permettre de comparer la pérennité des technologies PV investiguées et d'évaluer la justesse des choix posés par les industriels, les chercheurs et les décideurs politiques internationaux.

La question de recherche investiguée dans ce mémoire de fin d'études est donc la suivante : Dans le cadre d'un approvisionnement énergétique majoritairement renouvelable¹, quelle pression la demande en ressources minérales nécessaires au déploiement de systèmes PV imposerait aux réserves et ressources ultimes correspondantes, et des situations de compétition pourraient-elles survenir ?

1.4 Plan de l'étude

Pour répondre à cette interrogation, il va tout d'abord falloir identifier, à différents horizons temporels, la capacité solaire PV installée dans le monde. Ensuite, le périmètre de l'analyse sera clairement défini, c'est-à-dire ce qui est exactement entendu par système PV et lesquels de ses composants seront analysés. De plus, les variables technologiques à prendre en compte, aujourd'hui et demain, seront répertoriées et leur impact sur l'analyse identifié. Une revue de littérature sera également entreprise.

Ensuite, l'état de l'art technologique sera défini, afin de quantifier la demande en ressources minérales due aux installations solaires PV. Dans ce cadre, la chaîne de valeur du solaire PV, en ce compris les processus de fabrication, par élément constitutif choisi, sera en partie investiguée. Afin de pouvoir mesurer la demande future en ressources, l'évolution des parts de marché des différentes technologies PV, ainsi que diverses variables techniques, seront définies aux horizons temporels choisis. Un autre élément crucial de l'analyse est d'évaluer le statut des réserves, ressources ultimes, production primaire, mais aussi secondaire, pour les ressources minérales identifiées, et leur évolution probable dans le temps. Il sera fait de même avec la demande pour ces ressources, hors usage pour le solaire PV.

Ces étapes permettront de définir l'ensemble des paramètres du modèle à concevoir. Celui-ci permettra la mise en regard, aux années choisies, de la demande et de l'offre en ressources minérales nécessaires au développement du solaire PV. Enfin, les résultats seront analysés afin d'identifier les éventuelles compétitions pour l'usage de certaines ressources, ainsi que le rôle du déploiement des systèmes PV.

¹ Pour rappel, dans le cadre des accords de Paris pour le climat, conclus en 2015, l'objectif est d'arriver à un système d'approvisionnement énergétique mondial décarboné d'ici 2100 et de maintenir le réchauffement moyen sous 2°C [37].

2. Approche méthodologique

2.1 Périmètre de l'analyse

Comme le titre de ce mémoire de fin d'études l'indique, parmi les différents types de technologies renouvelables existants, le solaire PV a été sélectionné comme sujet de recherche. Ce choix du solaire PV se justifie du fait qu'il s'agit aujourd'hui d'une des technologies productrices d'électricité renouvelables les plus attractives, à plusieurs égards, comme évoqué dans l'introduction. Ce qui l'amènera vraisemblablement à jouer un rôle déterminant dans la révolution énergétique à venir d'ici la fin du siècle. Par ailleurs, il a été décidé de se focaliser sur une seule technologie car étudier l'ensemble des technologies renouvelables amenées à se développer aurait représenté une charge de travail trop importante pour un projet comme celui-ci. En ce qui concerne le périmètre de l'analyse, celui-ci se limite, par simplification, aux ressources minérales finales « directes », c'est-à-dire utilisées pour fabriquer les composants constitutifs des systèmes PV. Sont donc explicitement exclues de l'analyse l'ensemble des étapes liées à l'emballage et au transport de ces composants ou encore les ressources minérales mobilisées par les machines et outils nécessaires à la production de ces composants, leur transport, leur installation, leur entretien ou leur recyclage. La première étape est donc d'établir un inventaire des principaux éléments constitutifs d'un système solaire PV. Celui-ci est le suivant [35] [36]:

- Les panneaux PV ;
- La structure de montage et éventuellement de suivi ;
- Le(s) onduleur(s) et éventuellement optimiseur(s) ;
- Les composants électriques divers : les câbles et connecteurs, les boîtiers de jonctions électrique et compteur(s), le(s) transformateur(s) ou le relais de découplage au réseau électrique.

Il est important de noter que pour chacun de ces composants, différentes technologies cohabitent sur le marché, ce qui peut influencer la demande en ressource minérale, tant qualitativement que quantitativement. De plus, en fonction du type d'application, l'un ou l'autre de ces éléments pourrait ne pas être requis. Ici, par simplification, seuls les composants principaux seront analysés et le concept de système PV sera réduit à une forme de base, à savoir des panneaux PV, des onduleurs, des structures de montage, les câbles et connecteurs ainsi que les boîtiers électriques et les transformateurs, si applicable.

Enfin, le terme « ressource minérale », plutôt générique, a été choisi au détriment de « métaux » par exemple, afin de couvrir un spectre plus large de matériaux nécessaires au développement du solaire PV. Citons notamment la demande en verre ou produits plastiques. Ici, « ressource minérale » s'entend comme toute matière première non renouvelable, extraite de la croûte terrestre par l'homme.

2.2 Horizon temporel

Avant toute chose, il est nécessaire de poser un choix en ce qui concerne l'horizon temporel de l'étude. Ce choix doit pouvoir concilier réalisme et pertinence. En effet la vision prise doit être suffisamment éloignée dans le temps pour que le passage vers un système énergétique principalement renouvelable

puisse avoir eu lieu. Tant du point de vue économique que technologique. Le réalisme se réfère aussi au fait qu'il soit nécessaire de pouvoir estimer avec un degré d'incertitude acceptable divers paramètres cruciaux de l'analyse, au risque d'obtenir des résultats peu pertinents. Par exemple, le type de matériaux semiconducteur utilisé, les quantités requises, les efficacités de conversion ou encore la demande globale pour la ressource minérale en question. Ces deux contraintes constituent donc des limites intrinsèques, imposant de ne pas prendre des horizons temporels trop proches ou trop éloignés.

Afin de tenir compte de ces deux contraintes, les années 2030 et 2050 ont été choisies comme années de référence. En effet, en plus de respecter les deux contraintes évoquées ci-dessus, ces années sont des dates butoirs cruciales dans l'optique d'un respect de nos objectifs climatiques à long terme, notamment tels que définis dans l'accord de Paris. Comme déjà mentionné, il s'agit de transformer profondément le mix énergétique mondial pour qu'il soit décarboné d'ici la fin du siècle [37]. De plus, ces dates représentent des points d'inflexion potentiels si l'on considère la trajectoire tracée par les recommandations de l'IPCC afin de limiter l'augmentation moyenne des températures à 1,5°C et de ne pas dépasser notre crédit carbone [38] [39]. Ces recommandations sont sans équivoque et rappellent que même pour réaliser des objectifs à long terme, il faut agir dès maintenant. Il est important de noter que le degré d'incertitude sera bien entendu plus élevé pour les résultats concernant l'année 2050 que ceux qui concernent l'année 2030. Cet aspect sera pris en compte lors de l'analyse des résultats.

Par ailleurs, la revue de littérature qui a été menée et qui est présentée ci-après, ainsi que les scénarios investigués, permettent de confirmer que ces horizons temporels sont les plus pertinents à prendre en compte. En effet, qu'il s'agisse de scénarios généraux de marché ou de modélisation plus robuste, ce sont souvent ces dates butoirs qui sont utilisées. Outre l'IPCC, on peut mentionner de nombreux papiers de recherches et études, comme celles de l'IEA, l'IRENA ou Greenpeace, ainsi que les travaux menés par divers instituts et universités [40] [8] [41]. De plus, la plupart des objectifs définis au niveau national ou international, notamment au niveau de l'UE ou de l'UNFCCC, utilisent ces horizons temporels types.

2.3 Vision prospective du marché PV

L'une des étapes préliminaires de l'étude est de sélectionner les scénarios de développement de marché qui seront utilisés comme référence. Parmi les éléments importants auxquels il faut prêter attention lors de l'analyse et la sélection des scénarios, l'on peut citer la demande totale en énergie et sa répartition par vecteur. Ensuite, quelle est la pénétration de l'énergie solaire PV dans le mix électrique global, et donc quelle serait la capacité installée, à l'horizon temporel choisi ? Il s'agit d'une donnée primordiale afin de pouvoir estimer la demande en ressources. Remarquons que le but de cette section n'est pas de faire une analyse détaillée de tous les scénarios et projections du système énergétique qui existent. Il s'agit de faire un inventaire des principaux d'entre eux et de sélectionner, en adoptant un regard critique, ceux pouvant servir de base à la construction des hypothèses qui vont être utilisées pour les simulations.

De nombreux scénarios existent, produits par des organisations aux caractéristiques variées. Les acteurs historiques du marché de l'énergie, par exemple, sont parmi les premiers à avoir développé ce type de

projection, afin d'orienter leur stratégie d'investissement. Toutefois, les chiffres disponibles publiquement ne sont souvent que partiels. Total, par exemple, dans son « Total Energy Outlook 2040 », estime que la demande finale d'électricité globale sera approximativement de 45.000 TWh/an, dont plus de la moitié sera fournie par des systèmes renouvelables, majoritairement du solaire et de l'éolien [42]. De son côté, British Petroleum est plus conservateur, avec seulement un cinquième de la demande énergétique finale assurée par les renouvelables dans le monde à l'horizon 2050. En se focalisant sur l'électricité, les renouvelables atteignent presque 30%, dont un peu moins de la moitié assuré par le solaire [43]. Enfin, l'entreprise Shell est moins optimiste quant à la pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique global, qui n'atteindrait les 50% qu'à partir de 2075, dans le scénario le plus ambitieux. En se focalisant sur l'électricité, ce seuil est atteint bien plus tôt. À l'horizon 2050, il est estimé que l'éolien et le solaire couvrent plus des deux tiers de la demande électrique finale, le solaire étant dominant, atteignant même 5 TWc cumulés dès 2030 [44]. Dans ces scénarios, peu de chiffres précis sont fournis au niveau des quantités d'énergie produites ou des capacités installées. Il s'agit principalement de données relatives, ce qui limite les possibilités de les exploiter directement. En outre, étant donné le passif et la stratégie des entreprises concernées, la pertinence de ces chiffres peut être considérée comme limitée dans le contexte de cette étude qui, rappelons-le, envisage un futur où la place des énergies renouvelables est centrale. Ces chiffres démontrent également que ces acteurs économiques majeurs maintiennent une vision à contre-courant des objectifs qui ont été définis et validés à l'échelle internationale. Preuve s'il en fallait que la révolution énergétique reste un véritable défi et sera difficile à mettre en œuvre, ce qui nécessite de redoubler d'effort.

Afin de trouver des estimations plus en ligne avec cette ambition, il est préférable de se tourner vers les scénarios développés par d'autres organisations, intergouvernementales par exemple, ou des chercheurs. L'on peut citer par exemple ceux de l'International Energy Agency (IEA), de l'International Renewable Energy Agency (IRENA) ou de Greenpeace, qui comptent parmi les plus connus. Toutefois, ces scénarios présentent également des faiblesses structurelles, en particulier ceux de l'IEA, qui sont critiqués par de nombreux experts. Leurs scénarios, mis à jour annuellement dans le cadre de leur publication phare « World Energy Outlook » sont pointés du doigt pour le manque de vision et le fait qu'ils sous-estiment constamment le rôle des énergies renouvelables [5] [45] [46]. Toutefois, l'organisation internationale a récemment introduit un nouveau type de scénario dans ses analyses, appelé « Sustainable Development », dont les estimations sont plus ambitieuses et se rapprochent des chiffres publiés par l'IRENA ou Greenpeace, par exemple. Ces dernières, en particulier Greenpeace, ont historiquement été plus optimistes quant à la pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique [41] [47]. L'IRENA, quant à elle, est la première institution gouvernementale internationale qui confirme qu'à l'horizon 2050, un mix électrique alimenté à environ 100% par des énergies renouvelables est possible, même dans des pays ayant une demande d'électricité importante ou une croissance économique soutenue, comme la Chine, l'Inde ou l'Union européenne [48].

Des organisations d'autre nature publient également les résultats de leurs modélisations et simulations du système énergétique global. Parmi ces spécialistes du secteur de l'énergie, citons les cabinets d'études Bloomberg New Energy Finance, une référence de par la renommée de l'entreprise-mère, ainsi que DNV GL, qui a un ancrage européen et bénéficie aussi d'une renommée internationale. Leurs résultats sont mis à disposition dans leurs publications annuelles, le New Energy Outlook pour BNEF et le Energy Transition Outlook pour DNV GL. Les visions qu'ils y définissent pour le système énergétique global sont relativement similaires, bien que DNV GL soit un peu plus agressif lorsqu'il s'agit de prédire le développement du solaire PV [49] [9]. L'une comme l'autre prédit une capacité de production PV installée supérieure à l'IEA, l'IRENA ou Greenpeace. Le rapport de cette dernière date toutefois de 2015, époque à laquelle la compétitivité de l'énergie solaire PV était bien moindre.

Adoptant une approche légèrement différente, des chercheurs se sont également essayés à évaluer le rôle du PV dans le système énergétique de demain. En se basant entre autres sur une étude empirique de la décroissance des coûts et de la croissance rapide du marché, qui peut être résumé au sein d'une courbe d'apprentissage, ils ont estimé que le solaire PV deviendrait naturellement à l'avenir la première source génératrice d'électricité dans le monde, et ce déjà à moyen terme [50] [45]. Certains chercheurs ont pris une vision plus globale, simulant l'ensemble du système énergétique mondial dans toutes ses dimensions. Ils arrivent à une conclusion similaire, c'est-à-dire que le solaire PV, aux côtés de l'énergie éolienne, sera naturellement amené à jouer un rôle majeur. Selon une étude de 2018, un système énergétique global reposant principalement sur les énergies renouvelables est envisageable. Celui-ci impliquerait une capacité installée cumulée de pratiquement 45.000 GWc de PV à l'horizon 2050, ainsi que 5.000 GWc d'éolien [51]. D'autres chercheurs ont été encore plus loin en envisageant un système énergétique 100% renouvelable, en utilisant différents modèles informatiques [52] [53] [47] [54]. Ils arrivent à la conclusion qu'il s'agit d'une solution faisable à l'échelle mondiale, tant du point de vue économique, technique, de gestion du réseau et de la demande, et ce dès 2030 pour certains [55]. En 2013 déjà, une équipe de chercheurs s'est penchée sur la question et a estimé qu'un approvisionnement énergétique renouvelable à hauteur de 95% était possible à l'horizon 2050 [56]. En 2016, d'autres chercheurs sont arrivés à une conclusion assez similaire, estimant qu'une indépendance totale des combustibles fossiles n'est envisageable qu'à très long terme, celle-ci n'intervenant qu'en 2075. Ils estimèrent qu'en 2050, une capacité cumulée d'environ 60 TWc de solaire PV serait installée globalement, et que cette capacité augmenterait légèrement à l'horizon 2100 [57]. Aux États-Unis, des chercheurs de l'Université de Stanford, travaillant depuis une dizaine d'années sur la question, envisagent une croissance fulgurante jusqu'à 2040, impérative selon eux pour arriver à un mix énergétique 100% décarboné en 2050 [58] [59]. Aussi, ces dernières années des chercheurs de la Lappeeranta University of Technology en Finlande ainsi que l'Energy Watch Group ont simulé et analysé en détail le système énergétique des différentes régions du monde et la faisabilité d'une transition vers du 100% renouvelable, leurs résultats ayant été publiés dans une série d'études et de papiers [60] [5] [61] [62] [16] [63]. Dans le cas où l'ensemble de la demande énergétique globale devait

être couvert par des systèmes renouvelables, environ 13 TWc de solaire PV devrait être installé d'ici à 2030, cette estimation montant à plus de 60 TWc à l'horizon 2050. En effet, de par ses caractéristiques, le solaire PV apparaît dans leurs simulations comme la solution la plus à même de couvrir les besoins énergétiques globaux, les couvrant environ à 70% en 2050 [61]. Ce pourcentage est rendu possible par une flexibilisation de la demande, une électrification massive, une interconnexion croissante des réseaux électriques et le recours au stockage via des batteries mais aussi de l'hydrogène, produit à partir d'électricité renouvelable, pour le stockage saisonnier ou à usage du secteur industriel.

Une comparaison des estimations proposées dans les scénarios de ces organisations, au côté d'autres, est visible à la Table 2.1 qui suit. Notons que tous les scénarios évoqués ci-dessus n'y sont pas repris car les informations disponibles publiquement sont parfois incomplètes. Par exemple, des quantités d'énergie produite ou demandée sont fournies, sans vision sur les hypothèses d'efficacité de conversion ou d'irradiation, ce qui empêche de transformer ces données en capacité installée.

Table 2.1: Comparaison de différents scénarios de développement du marché mondial du solaire PV

Nom du scénario	Année de publication	Source	Capacité PV cumulée totale (en GWc)	
			2030	2050
IEA 2DS Scenario	2015	[64]	848	2.755
Greenpeace advanced [r]evolution	2015	[41]	3.725	9.295
IEA New Policy Scenario	2016	[40]	949	2.080*
IEA 450ppm Scenario	2016	[40]	1.278	3.477*
LUT 100% RE Power Sector	2017	[62]	6.980	21.959
Stanford 100% WWS Energy	2017	[58]	N/A	29.500
IEA New Policy Scenario	2018	[40]	1.589	4.060*
IEA Sustainable Development	2018	[40]	2.346	7.663*
Pursiheimo, E. et al.	2018	[51]	19.500	48.500
Teske, S. et al.	2019	[54]	5.100	12.700
IRENA 2019 REmap case	2019	[8]	2.480	8.519
BNEF NEO	2019	[9]	2.440	10.427*
DNV GL ETO	2019	[49]	3.270	11.560
LUT 100% RE Energy Sector	2019	[61]	10.209	63.380
Stanford 100% WWS Energy	2019	[59]	7.381**	21.588

*Extrapolation par l'auteur sur base des données intermédiaires, en faisant l'hypothèse que le taux de croissance annuel moyen sur la période 2040-2050 est similaire à celui estimé pour la période 2030-2040. **Estimation par l'auteur.

Ces exercices prospectifs ont leurs limites et détracteurs. Ces derniers pointent du doigt notamment le fait que leurs auteurs ne tiennent pas suffisamment compte des difficultés politiques ou sociologiques qui vont de pair avec la révolution énergétique. Ces aspects ne seraient que trop peu abordés dans ces études de faisabilité purement techno-économique [65]. Il est vrai qu'un virage vers un système énergétique 100% renouvelable requiert de repenser totalement notre rapport à l'énergie ainsi qu'une transformation en profondeur du paradigme offre-demande énergétique. Un autre aspect mis en avant comme possible faiblesse par les détracteurs est le fait que le solaire PV dépende d'hypothétique amélioration de ses performances et baisse de ses coûts, pour qu'il puisse effectivement jouer le rôle que de nombreux experts lui assignent [66] [52]. Ce qui nécessite aussi des investissements en recherche et développement et, potentiellement, des décisions politiques. Malgré tout, les auteurs des études évoquées ci-dessus sont bien conscients de ces limites et des incertitudes qui existent, qu'il s'agisse d'incertitudes au niveau des performances des technologies déployées, de leurs coûts, de la demande

énergétique totale ou par secteur, ou encore du niveau d'interconnexion des différentes régions étudiées. Sans parler des incertitudes liées à leur dépendance aux conditions météorologiques. Ces facteurs peuvent expliquer les disparités qui existent entre les différents scénarios. Toutefois, les chercheurs estiment que les contraintes techno-économiques sont réduites et les hypothèses suffisamment documentées. Ils rappellent aussi dès que possible aux décideurs et à la communauté scientifique que des décisions fortes sont impératives [55]. C'est d'ailleurs dans une optique de confrontation constante à la réalité que les estimations sont régulièrement actualisées, au fil des mises à jour des modèles et des hypothèses de calcul. Pour certains organismes, comme l'IEA, cette réévaluation se fait souvent à la hausse. Des organisations comme IRENA ou BNEF en sont d'autres exemples. L'on peut également citer les chercheurs de LUT, dont les estimations ont été environ multipliées par 3 entre 2017 et 2019, et ce principalement car les résultats de 2019 tiennent compte du fait que l'ensemble de la demande énergétique finale est couverte par des systèmes renouvelables, pas seulement la demande finale en électricité [62] [61]. Ainsi, des hypothèses relatives à l'électrification de nombreux secteurs ont été faites, poussant les chiffres de capacité installée à la hausse. Au contraire, les chercheurs de l'Université de Stanford ont revu les résultats de leurs simulations à la baisse entre 2017 et 2019 [58] [59].

Le choix final des scénarios de référence, définis à partir de la littérature, est présenté ci-après à la Table 2.2 ainsi qu'à la Figure 2, où leur progression dans le temps est comparée.

Table 2.2 Scénarios de référence définis sur base de l'analyse des publications présentées ci-avant

Nom du scénario	Organisation	Source	Capacité PV cumulée totale (en GWc)	
			2030	2050
Transition minimale	DNV GL	[49]	3.270	11.560
Transition ambitieuse	Stanford	[59]	7.381	21.588
Transition totale	LUT	[61]	10.209	63.380

Les scénarios de projections de marché choisis peuvent sembler hors normes, de prime abord. Mais le marché du solaire PV est déjà fort de 627 GWc de capacité cumulée installée dans le monde, fin 2019 [2]. Ainsi, pour arriver à 3,3 TWc au cours de l'année 2030, comme envisagé dans le scénario « Transition minimale », il faudrait installer 2,7 TWc en une dizaine d'années. Au regard du développement du marché actuel, cela semble réalisable. L'industrie, en tout cas, est prête à absorber

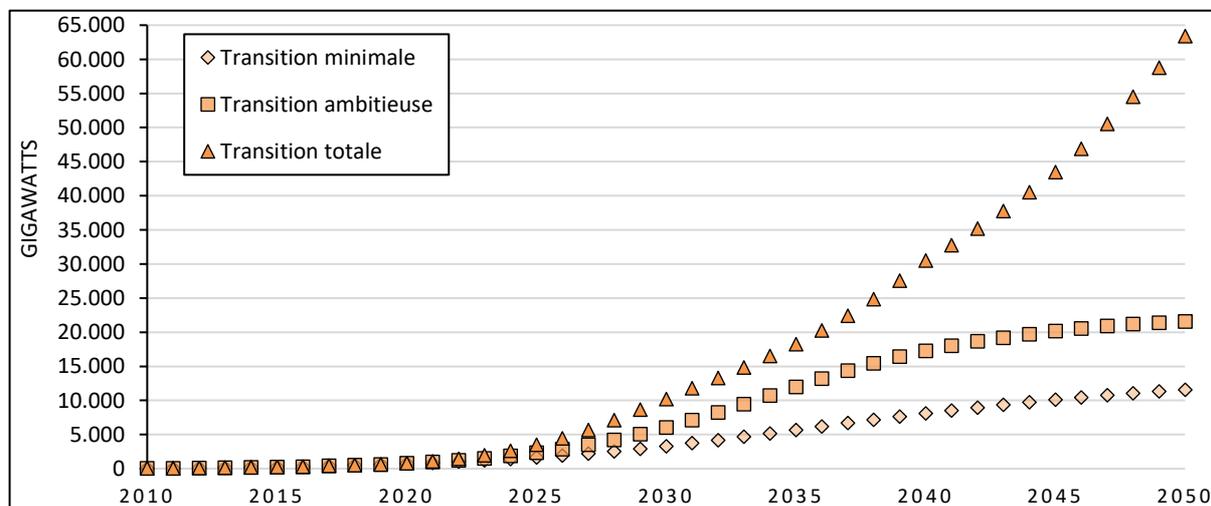


Figure 2 Évolution de la capacité installée cumulée de solaire PV selon les 3 scénarios définis (élaboration par l'auteur)

une telle demande, la capacité de production annuelle totale de modules PV étant déjà supérieure à 250 GWc [67]. Les deux autres scénarios, surtout le « Transition totale » présentant des capacités très importantes, apparaissent comme difficilement réalisables sans une prise de conscience profonde et un soutien total de la population et des décideurs politiques [39]. Une comparaison des développements annuels développés à partir des chiffres cumulés de ces scénarios est disponible en Annexe 1, tenant compte du renouvellement des systèmes arrivés en fin de vie et remplacés.

Une telle ambition semble toutefois indispensable car, de l'aveu même de certains auteurs, notamment ceux de l'étude de DNV GL, l'objectif de rester sous la barre des 2°C d'augmentation de la température moyenne d'ici la fin du siècle n'est pas atteignable, même en prenant comme référence leur scénario (« Transition minimale »), qui compte parmi les plus ambitieux. Selon ces experts, le crédit carbone à ne pas dépasser pour rester sous la barre des 2°C, tel que défini par l'IPCC, sera vraisemblablement épuisé en 2028 [49]. Pour arriver à limiter le réchauffement moyen sous 2°C, voire 1,5°C, il est donc impératif d'aller encore plus loin et de s'orienter vers un système énergétique 100% renouvelable. D'ailleurs, les « Intended Nationally Determined Contributions » définies par les pays signataires de l'accord de Paris pour le climat, dans le cadre de leur stratégie post 2020, une fois assemblés, sont insuffisantes et mèneraient toujours à une augmentation d'environ 3°C de la température moyenne à l'horizon 2100 [68] [69]. Un changement radical s'impose donc. Une philosophie qui apparaît au travers des recommandations de l'IPCC pour réussir un maintien à 1,5°C maximum. Parmi celles-ci, l'on peut citer l'électrification de l'ensemble des secteurs, une décarbonisation rapide et profonde de l'approvisionnement énergétique ainsi qu'une réduction de la demande énergétique [39]. C'est pourquoi des scénarios développés dans ce but-même, tels que ceux de Stanford ou de LUT, ont été choisis. De plus, ils sont extrêmement détaillés, adoptent une vision globale, simulent le système énergétique dans son ensemble, sont le fruit de nombreuses années de recherches et bénéficient d'un suivi constant.

2.4 Revue de la littérature

De nombreux travaux, plus ou moins récents, ont déjà été menés sur la question de l'utilisation des ressources par le secteur solaire photovoltaïque, en prenant des approches différentes. Dès 2005 par exemple, avant que le marché du solaire PV ne connaisse le développement qui est le sien aujourd'hui, le NREL s'est penché sur la question [70]. En partant de l'hypothèse que 75 TWc de capacité solaire PV cumulée seraient installés en 2065, ils ont mis en regard la demande en matériaux générée par cette capacité installée et la production mondiale pour ces matériaux. Pour le verre, l'aluminium, le cuivre, l'argent ou encore le plastique, ils arrivèrent à la conclusion que les besoins étaient bien supérieurs à l'offre disponible. Sans même tenir compte des usages concurrents pour ces matériaux. La conclusion fut la même pour divers métaux, comme l'indium, le tellure voire même le silicium purifié, en fonction des hypothèses appliquées. En 2010 ensuite, l'USGS publiait un rapport étudiant la situation des sous-produits d'autres minerais utilisés comme matériaux actifs pour fabriquer les cellules PV. Plus précisément ils étudièrent le cas du cadmium, gallium, germanium, indium, sélénium et du tellure. Les

conclusions furent assez similaires à l'étude du NREL, pointant que l'indium, le sélénium et le tellure pourraient faire l'objet de problèmes d'approvisionnement si la production ne croissait pas au moins au même rythme que la demande. Toutefois, les auteurs nuancèrent également ces résultats en mentionnant que des matériaux alternatifs pour les usages photovoltaïques ou concurrents pourraient limiter la pression sur ces semi-conducteurs, et que des réserves supplémentaires pourraient tout à fait être découvertes [71]. Ces semi-conducteurs, indispensables à la production des panneaux PV en couche mince, de par les contraintes sur leur disponibilité et les possibles goulots d'étranglement résultant de leur caractéristique de sous-produit, ont fait l'objet de nombreuses études depuis lors [72] [73] [74]. Leurs conclusions sont globalement similaires à l'étude de 2010 de l'USGS, mettant en exergue le risque non-négligeable de variation de l'offre, voire de pénurie, et de pression sur les prix. Sans oublier de relever les nombreuses incertitudes qui existent et la nécessité de suivre de très près l'évolution des technologies ainsi que du marché des matières premières et du solaire PV pour pouvoir émettre un avis éclairé. Toujours en 2010, le département de l'énergie des États-Unis publia une étude en partie basée sur les conclusions des travaux de l'USGS, étudiant le rôle des métaux dans le cadre d'une économie décarbonée. Leurs conclusions principales furent, d'une part, qu'il était difficile de tirer des conclusions étant donné le manque de données et les niveaux d'incertitudes importants, et d'autre part que plusieurs types de systèmes énergétiques, en ce compris les cellules solaires PV mais aussi les éoliennes ou les véhicules électriques, sont consommateurs de matériaux pour lesquels des risques de perturbations de la chaîne d'approvisionnement à court terme existent [75].

D'autres équipes ont analysé les besoins en métaux de diverses technologies productrices d'électricité, considérant à la fois les sources d'énergies renouvelables et conventionnelles. Les chercheurs les ont comparées et ont calculé quels seraient les besoins totaux à l'horizon 2050, selon divers scénarios. Ils en arrivent à la conclusion que pour remplir les objectifs de baisse d'émission de CO₂ préconisés par l'IPCC, il faudrait significativement augmenter la production de divers métaux, tels que le nickel, l'argent, l'uranium (dans l'hypothèse où l'énergie nucléaire ferait partie du mix électrique) ainsi que le cuivre et l'aluminium [76] [22] [77] [78]. Une croissance qui aurait elle-même des répercussions négatives, et potentiellement énormes, sur les émissions de gaz à effet de serre [79]. D'autres se sont concentrés sur les énergies « bas carbone » uniquement, arrivant à la conclusion que plusieurs métaux nécessaires à l'accomplissement des objectifs de déploiement des énergies renouvelables en Europe présentaient le risque de créer des goulots d'étranglement dans les décennies à venir [80].

Au niveau des institutions gouvernementales aussi, nationales ou internationales, plusieurs études pluridisciplinaires ont été publiées sur l'identification du niveau de « criticité » de diverses ressources minérales nécessaires à la décarbonisation de l'économie. Outre l'étude du DoE de 2010 mentionnée ci-avant, citons l'initiative lancée dès 2009 par les Nations Unies (UNEP), évaluant les métaux critiques pour les technologies renouvelables futures et leur potentiel pour le recyclage [81]. En 2016, un nouveau rapport de l'UNEP fut publié, abordant partiellement la question des ressources, dans le cadre plus

global de l'étude des risques et bénéfices liés au développement des technologies renouvelables [82]. Toutefois cette étude mettait plutôt l'accent sur l'opportunité que les technologies renouvelables représentent afin de faire baisser les émissions nettes de CO₂. Au niveau européen, en 2011, le Joint Research Center (JRC) de la Commission européenne a publié un rapport analysant le niveau de « criticité » de divers métaux nécessaires au développement des systèmes énergétiques définis dans le « Strategic Energy Technology Plan » [83] [84]. Il en résulta une liste de métaux dont le risque d'approvisionnement pour l'UE fut classé selon une échelle à trois niveaux, sur base de critères politiques (concentration de l'offre et instabilité politique) et de marché (offre et demande). À nouveau, des métaux tels que l'indium, le gallium ou encore le tellure furent pointés comme à haut risque, au contraire du cadmium, du nickel ou de l'argent, évalués comme présentant un risque faible. D'autres rapports sur le sujet furent publiés par la suite, et cette liste a été mise à jour en 2014 et en 2017, sans toutefois que les conclusions ne changent profondément [83] [85] [86] . On notera toutefois l'allongement de la liste des métaux identifiés comme « critiques ». En 2017 et 2018, deux autres rapports ont été publiés, toujours commandités par le JRC, analysant l'intégration des matériaux critiques dans l'économie circulaire et définissant les possibles décisions politiques et réglementaires à prendre par secteur pour atteindre les objectifs climatiques définis au niveau de l'UE [87] [88]. Plus récemment, un nouveau rapport a été publié par le JRC, se focalisant sur la demande en matières premières des technologies PV et éoliennes, dans le cadre d'un système énergétique décarboné [89]. Ce rapport contient des informations intéressantes, toutefois les résultats ne sont que des mesures absolues sans mise en regard avec les autres usages de ces mêmes matières premières. D'autres critiques peuvent être formulées, entre autres le fait que les scénarios de marché utilisés sont ceux de l'IEA, dont les faiblesses ont été évoquées, ou encore le fait qu'aucune technologie émergente n'est investiguée. De plus, de nombreuses sources utilisées, après analyse, peuvent être considérées comme obsolètes.

À l'échelle nationale, des initiatives ont également été lancées, avec des niveaux de détails variés, comme aux États-Unis, à nouveau, mais aussi aux Pays-Bas ou en Allemagne [90] [91] [92] [93]. Notons que la question de la menace possible que les métaux pourraient faire peser sur les énergies renouvelables été investiguée dans un mémoire, à l'IGEAT, il y a quelques années [94]. Les conclusions de ce travail sont similaires aux études mentionnées ci-dessus, sur lesquelles il est majoritairement basé.

Ensuite, des papiers de recherche et rapports se focalisant sur un métal en particulier, nécessaire à la fabrication des composants des systèmes solaires PV, furent également publiés, avec des visions plus ou moins prospectives. L'on peut évoquer le cuivre, par exemple, ou l'indium [95] [96]. Plus récemment, une étude sur la consommation d'argent par le secteur, dans le cas d'un déploiement à grande échelle, mettait l'accent sur la nécessité de continuer à investir dans la recherche pour faire diminuer la demande en argent par Wc de PV fabriqué, au risque de voir des pénuries apparaître [97]. Dans d'autres études, le cas des ressources minérales nécessaires au développement du photovoltaïque a été spécifiquement investigué avec une vision à l'horizon 2030 ou 2050 [98] [99] [100]. Les

conclusions de ces études sont assez variées, car dépendant beaucoup des hypothèses faites au niveau du développement du marché PV, de la part de marché des différents types de cellules solaires PV ou encore des hypothèses sur les améliorations technologiques et l'évolution de l'intensité matérielle. Certaines pointent l'argent mais aussi le silicium purifié comme contraintes possibles, alors que d'autres prédisent qu'aucun risque de sous production n'apparaîtra. Un consensus semble exister cependant en ce qui concerne les métaux servant à la fabrication des cellules PV en couche mince, qui sont unanimement pointés du doigt comme présentant un risque certain de goulot d'étranglement au niveau de la chaîne de valeur, dans le cas d'une croissance continue du marché. Toujours à un horizon à long terme, des chercheurs ont investigué le cas des métaux requis pour le développement du solaire PV, en se focalisant sur ceux qui sont des sous-produits de la production d'autres métaux [74] [101]. Ils ont par exemple étudié l'impact des prix sur le recyclage, ou les problèmes pouvant se poser si la production augmente trop vite par rapport à la demande, démontrant ainsi l'utilité d'une étude scrupuleuse du marché et des besoins futurs. Les chercheurs de Yale ont aussi mis en évidence les risques indirects réels pour les métaux principaux, dont l'offre pourrait exploser et les prix s'effondrer si la demande pour les sous-produits qui y sont attachés devait être rencontrée [102].

Dans l'ensemble, ces travaux constituent tous des sources intéressantes d'information, notamment pour leur approche méthodologique, les données ou hypothèses sur la production et la demande de divers matériaux, le recyclage ou encore les conclusions et pistes de réflexion suggérées. Cependant, plusieurs faiblesses peuvent être pointées, auxquelles le présent travail ambitionne de remédier. Tout d'abord, de nombreux travaux se contentent d'investiguer le cas d'une ressource unique, ou d'une poignée d'entre elles. De plus, peu d'entre eux adoptent une vision prospective au niveau du développement du marché du solaire PV, avec en ligne de mire un système énergétique global décarboné permettant d'atteindre nos objectifs climatiques. Aussi, bien que la « criticité » soit évoquée dans plusieurs publications, il n'y pas toujours d'évaluation des aspects compétitifs pour les diverses ressources minérales analysées. Enfin, étant donné l'évolution extrêmement rapide du secteur, tant au niveau technologique qu'au niveau des capacités installées, les données et hypothèses utilisées peuvent rapidement devenir obsolètes, ce qui soutient aussi la logique de mener de nouvelles investigations. Ce problème a par exemple été constaté pour des publications très récentes mais utilisant des sources obsolètes [54] [89] [103]. Ces éléments démontrent donc l'intérêt du présent travail. Celui-ci couvre en effet un spectre assez large de ressources minérales, et les usages concurrents sont également considérés, en plus de la consommation due exclusivement au secteur PV. Ensuite, une avancée importante est qu'un spectre technologique exhaustif, détaillé et à jour est pris en compte via une modélisation approfondie. Sont notamment incluses les technologies PV émergentes, les prévisions des performances futures ainsi que les parts de marché des différentes (sous-)technologies. Remarquons toutefois que cette approche nécessite de faire de nombreuses hypothèses, ce qui accroît l'incertitude mais donne à la fois une vision assez complète de l'étendue des possibles, à l'avenir. Une autre faiblesse pouvant être pointée est que l'analyse détaillée est uniquement appliquée au PV, les autres secteurs étant traités de façon agrégée.

Insistons enfin sur le fait que cette revue de littérature a permis de mettre en évidence le fait que l'on ne puisse se contenter d'une seule source lors de la lecture ou la préparation de tels exercices prospectifs. En effet, l'évaluation de la « criticité » d'une ressource, ou des différents types de risque y étant associés, peut mener à des résultats très différents en fonction des critères choisis et du poids qui leur est attribué, comme démontré dans divers papiers de recherche [104] [105] [106].

3. Identification des ressources minérales

3.1 Technologies PV investiguées

Suite à la présentation des composants constitutifs des systèmes PV à la section 2.1, il convient de développer plus en détails les différents types de systèmes et technologies qui seront investigués. Le premier élément à mettre en évidence est qu'en fonction de l'application, c'est-à-dire principalement en toiture ou au sol, la configuration du système PV ainsi que le type de technologie utilisée par composant peuvent varier. Il est donc primordial d'effectuer au préalable une segmentation du marché. Pour effectuer celle-ci, le découpage du marché utilisé à la fois dans les scénarios de Stanford et de la Lappeenranta University of Technology est repris, à savoir [59] [61]:

- Installation en toiture :
 - Segment résidentiel ;
 - Segment commercial et industriel ;
- Installation au sol (parfois appelé « ferme solaire »).

D'autres applications plus spécifiques existent, comme le solaire PV intégré aux bâtiments et aux éléments de construction ou le solaire PV flottant, par exemple. Bien qu'elles soient amenées à prendre de l'ampleur dans les décennies à venir, ces applications ne sont pas reprises ici car, d'une part, elles constituent des sous-niches de marché encore largement minoritaires et, d'autre part, car les éléments qui les composent ne diffèrent que marginalement de ceux qui sont utilisés pour les applications dites « classiques » listées ci-dessus. Ensuite, il est crucial de définir les types de cellules photovoltaïques qui seront étudiés. En effet, comme constaté grâce à la revue de littérature, le type de ressource minérale nécessaire varie énormément d'un semi-conducteur à l'autre. Aujourd'hui, deux familles majeures de cellules co-existent sur le marché PV, avec chacune ses segments [107] :

- Le silicium cristallin, fabriqué à partir de plaquettes de silicium purifié, avec plus précisément :
 - Le silicium polycristallin (aussi appelé multicristallin) ;
 - Le silicium monocristallin ;
- Les couches minces, déposée directement sur un substrat, tel que du verre, avec :
 - Le tellure de cadmium ;
 - Le cuivre indium gallium sélénium.

Notons que des sous-segments existent au niveau du silicium cristallin, avec de nombreux types de cellules disponibles sur le marché [108]. Une présentation schématique de ces sous-segments est

disponible en Annexe 2. Ceux-ci seront étudiés en détails car, bien que les processus de traitement de surface appliqués aux cellules qui différencient ses technologies consomment peu de ressources minérales, ils peuvent significativement impacter les performances. Les technologies ci-dessus sont communément appelées de première (c-Si) et deuxième génération (CIGS et CdTe). Elles ont toutes un niveau de maturité important, sont disponibles sur le marché depuis plusieurs années et sont produites à l'échelle industrielle. Mais des technologies émergentes, dites de troisième génération, sont aujourd'hui le centre d'attention de nombreux chercheurs et devraient sortir peu à peu des laboratoires pour faire leurs preuves sur le marché, dans les prochaines décennies. L'intérêt de ces technologies émergentes réside dans leur capacité à surmonter les divers obstacles auxquels sont confrontés les technologies PV de première et deuxième génération : efficacité commençant à atteindre un plateau, coûts de fabrication ne pouvant plus être compressés, empreinte environnementale trop importante ou encore utilisation de matériaux rares voire toxiques. Une vision d'ensemble est disponible en annexe à la Figure 20. Parmi ces technologies émergentes, toutes en couche mince, retenons principalement :

- Les cellules organiques (OPV) ;
- Les cellules pérovskites, en jonction simple ou en tandem (principalement avec du c-Si) ;
- Les cellules CZTS (cuivre zinc étain sélénium), aussi appelées k sterites ;
- Les cellules à pigment photosensible.

Ces quatre technologies ont aujourd'hui un niveau de développement technologique relativement avancé et présentent un potentiel pour un déploiement commercial à moyen ou long terme [109]. D'autres technologies PV émergentes existent, mais sont à des niveaux d'avancement moins importants et les perspectives de lancement sur le marché sont plus lointaines, ce qui rendrait l'analyse impossible [110]. Parmi ces quatre technologies émergentes, les cellules pérovskites ont connu le développement le plus fulgurant et apparaissent comme celles avec le plus grand potentiel disruptif, de par leur efficacité déjà comparable voire supérieure aux technologies concurrentes, en laboratoire en tout cas². Des projets de développement de lignes de production d'échelle industrielle sont déjà en cours³. Dans la section suivante, les technologies pérovskites seront donc investiguées, en jonction simple ainsi qu'en tandem avec des cellules c-Si. Les autres technologies émergentes ne le seront pas car les données fiables manquent et leur introduction sur le marché apparait plus hypothétique.

Au niveau des modules également, différentes configurations sont possibles. On pense tout d'abord au nombre de cellules par module. Dans le cas du c-Si, les tailles sont standardisées et les modules sont aujourd'hui typiquement constitués de 60 ou 72 cellules. Des différences peuvent aussi apparaître au niveau de la configuration du module, ce qui peut avoir un impact sur le type et la quantité de matériaux utilisés [111]. Pointons par exemple le fait que les modules peuvent ou non posséder un cadre en aluminium, ou que la face arrière du module peut être un composé plastique ou une plaque de verre.

² Cf. l'inventaire établi par le NREL des cellules certifiées les plus performantes : www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html

³ Cf. l'annonce d'Oxford PV : www.oxfordpv.com/news/oxford-pv-continues-prepare-volume-manufacturing

Ces différences seront prises en compte dans l'analyse, vu leur impact potentiel sur la demande en ressources minérales. Au niveau des technologies en couche mince, les dimensions sont moins standardisées, chaque fabricant optant pour les dimensions de son choix, en fonction de contraintes propres au marché visé et à ses capacités techniques. Mis à part cet aspect, les différences de conception au niveau des modules en couche mince sont toutefois moindres, avec des modules presque exclusivement en verre-verre, avec cadre en aluminium.

Concernant les éléments « secondaires » des systèmes solaires PV, les onduleurs peuvent aussi faire l'objet d'une segmentation, avec : (i) les micro-onduleurs, (ii) les onduleurs dits « string » et (iii) les onduleurs centraux. Cette segmentation ne sera toutefois pas prise en compte par la suite, et des moyennes basées sur la capacité des onduleurs, indépendantes du type d'onduleur considéré, seront établies. Les systèmes de montage, quant à eux, peuvent être divisés en deux grandes catégories : en montage fixe et en montage avec suiveur. Néanmoins, par simplification, cette différenciation ne sera pas prise en compte. D'abord car les informations manquent quant aux compositions des dispositifs de suivi, ensuite car leur impact est inexistant sur la capacité nominale installée par système PV, qui est pour rappel l'indicateur de développement de marché choisi, en Wc. Enfin, concernant le reste des composants des systèmes solaires PV, comme le câblage et les connecteurs, une vision générique et uniforme sera adoptée pour les divers types d'application, sans segmentation technologique. De plus, l'hypothèse est faite qu'aucune innovation technologique majeure ne fera son apparition sur le marché et que la demande en ressources minérales pour ces composants sera constante dans le temps.

Les hypothèses quant aux parts de marché de ces différentes technologies ou à leur évolution seront présentées dans la section dédiée à la modélisation.

3.2 Analyse par composant

Afin d'établir l'inventaire des ressources minérales nécessaires au déploiement des systèmes PV, la première étape est d'identifier les matériaux et consommables requis pour produire leurs quatre principaux composants. Pour ce faire, plusieurs stratégies ont été adoptées. Ainsi, dans le cas des modules, pour chacune des technologies PV énumérées, des recherches ont été menées afin d'identifier l'état de l'art des processus de fabrication, à l'échelle industrielle. Il a donc fallu étudier le déroulement et l'efficacité de ces étapes et processus de production, ainsi que les produits consommés et leurs quantités. Grâce aux données récoltées, un modèle paramétrique a été créé, permettant d'évaluer l'influence des facteurs les plus pertinents. Pour les technologies émergentes, les données collectées reposent sur les travaux prospectifs de divers chercheurs et industriels car aucune ligne de production à grande échelle n'est opérationnelle. Dans le cas des onduleurs, structures de montages ainsi que des câbles et connecteurs, une procédure simplifiée a été appliquée. Par manque d'information, les procédures de fabrication n'ont pu être reconstituées, la composition des produits finis a donc été étudiée.

À partir des données récoltées via ces deux approches, les ressources minérales ont pu être déduites. Dans ce cadre, il a été fait appel aux principes de la stœchiométrie, par exemple pour certains matériaux semi-conducteurs ou les composés plus complexes utilisés. Pour les alliages ou encore les produits transformés comme le verre et le béton, dont les constituants sont multiples, des recherches complémentaires ont été menées sur leur composition et leur fabrication. Cela a permis de remonter les étapes du cycle de vie des composants identifiées pour obtenir leur équivalent en ressource minérale. Une fois l'ensemble des ressources minérales identifiées par composant, elles sont additionnées pour obtenir une vision à l'échelle du système PV. Pour faciliter la compréhension et l'utilisation des résultats, ceux-ci sont normalisés et le kg par MWc installé est utilisé comme unité. Les chiffres ainsi exprimés représentent la demande en ressource minérale.

La logique suivie et ses différentes étapes sont résumées de manière schématique sur le diagramme ci-contre. Notons que les processus de raffinement, de transformation et de fabrication sont complexes et multiples, mais le détail des éventuelles phases intermédiaires n'est pas représenté, ce pour éviter d'alourdir le schéma. Pour rappel, comme exprimé par les cadres en pointillé rouge sur le diagramme, seules les ressources « directes » nécessaires à la fabrication des quatre composants principaux des systèmes PV sont considérées. Les étapes de transport ont entre autres été volontairement exclues de l'analyse. De plus, l'ensemble des machines et outils associés aux étapes qui seront étudiées, par exemple nécessaires à la fabrication des composants ou au recyclage, sont aussi exclues de l'analyse.

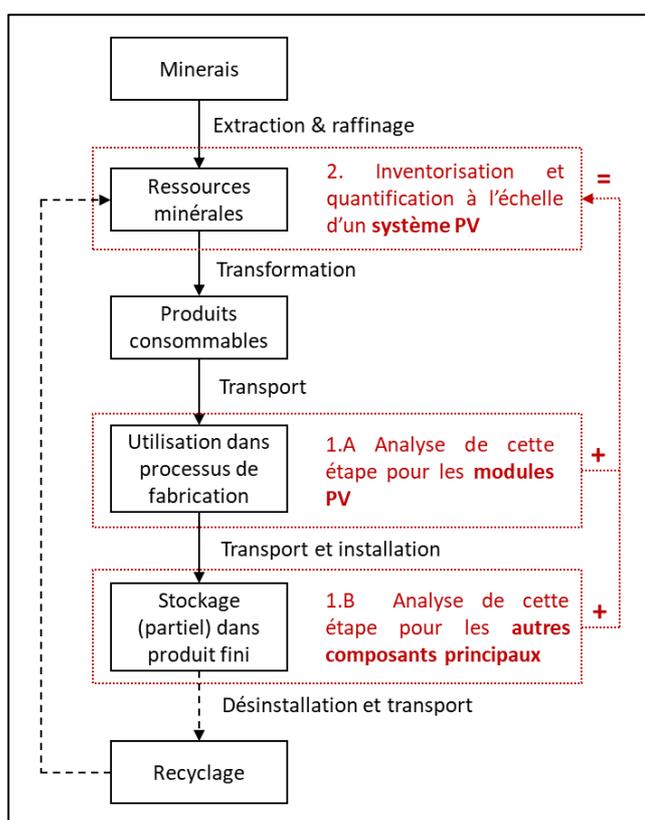


Figure 3 Vue simplifiée des étapes du cycle de vie d'une ressource minérale utilisée dans un système PV (élaboration par l'auteur)

Enfin, pour chaque technologie, une vision sur l'évolution probable de l'état de l'art aux horizons 2030 et 2050 est également fournie, afin de nourrir en hypothèses le modèle prospectif de la section 5.

3.2.1 Cellules et modules

Silicium cristallin

Le point de départ de la fabrication des cellules PV à base de silicium cristallin est la réduction du quartz à haute teneur en SiO_2 (c'est-à-dire $\geq 98\%$) à partir d'une source de carbone, généralement du charbon, dans un four à arc électrique utilisant des électrodes à base, notamment, de graphite. L'efficacité de ce processus est d'environ 80%, ce qui permet d'obtenir 1 kg de silicium à partir d'environ 2,7 kg de quartz [112] [113]. Ce silicium a un niveau de pureté d'environ 99,0% (silicium 2N) et est appelé silicium métallurgique car il est principalement utilisé par l'industrie lourde dans le processus de fabrication de l'acier. Afin de satisfaire aux exigences des industries électronique et photovoltaïque, ce silicium doit être davantage purifié. Cette purification peut être effectuée via divers procédés, principalement le processus dit « Siemens », utilisé par une grande majorité de l'industrie [114]. Ce processus de purification, constitué lui-même de plusieurs étapes intermédiaires, a également une grande efficacité, permettant d'obtenir 1 kg de silicium de pureté solaire à partir de 1,04 kg de silicium métallurgique [112] [113] [115] [116]. D'autres procédés moins énergivores existent, comme la purification dans des réacteurs à lits fluidisés, ce qui peut permettre de réduire les coûts et surtout l'empreinte environnementale de la production [7]. Cependant, le déploiement de ce processus dans l'industrie est très faible, ce qui peut s'expliquer par les difficultés techniques associées et les gains économiques

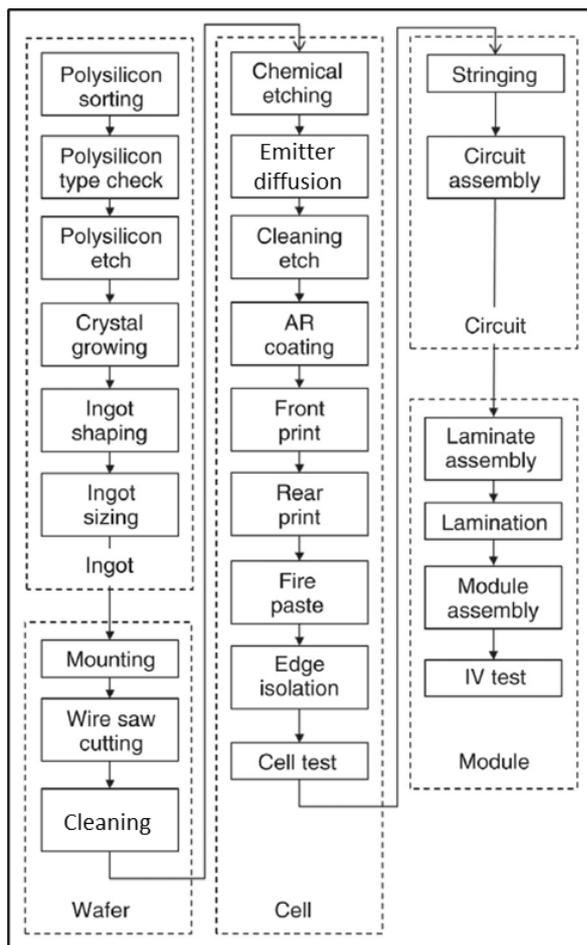


Figure 4 Vue schématisée des étapes du processus de fabrication d'une module c-Si (Adapté de [213])

parfois limités. Cette purification permet d'atteindre des niveaux de puretés allant de 99,999999999% (silicium 8N) à 99,999999999999% (silicium 11N), parfois désigné silicium de niveau solaire voire silicium de niveau électronique. Plus communément, il est appelé polysilicium et est utilisé par l'industrie photovoltaïque pour fabriquer des lingots de silicium cristallins [117].

Dans le cas du silicium monocristallin, ces lingots sont formés via le processus dit Czochralski. Dans le cas du silicium multicristallin, ils sont formés par solidification directionnelle. C'est à cette étape que les dopants sont introduits, généralement du bore dans le cas des lingots dits « p-type », qui constituent aujourd'hui la majorité du marché, et du phosphore dans le cas des lingots dits « n-type », en quantité infimes, de l'ordre de $< 0,5\%$ en masse [118] [119] [120]. Notons que les deux processus sont très efficaces, et ont une efficacité nette supérieure à 95% [112] [113] [115] [116]. Les

perdes sont principalement dues à la poussière non récupérable générée lors de la découpe des parties inférieures et supérieures des lingots, ainsi que lors de la découpe des côtés afin de rendre le lingot, à la base circulaire, (quasi-)rectangulaire. Ces parties coupées sont réintégrées dans la fournée suivante. Ensuite, ces lingots sont découpés en plaquettes, appelés « wafers » en anglais, qui seront ensuite traités pour obtenir des cellules PV [112] [113] [121] [115] [116]. Ce processus de découpe génère également des pertes, de l'ordre de 80 μm par pièce en moyenne. Les plaquettes ont actuellement une épaisseur allant de 160 μm à 180 μm , en fonction de la technologie considérée. De plus, un taux de rejet de 5% est considéré, lorsque les plaquettes ont des défauts ou ne respectent pas les minima de performance définis, et ne peuvent être recyclées [116]. Pour ces trois paramètres, une estimation de leur évolution a été établie, à partir de données issues de la recherche et de l'industrie [7] [122]. Pour cette découpe, des câbles constitués d'un cœur en acier inoxydable, ainsi que d'une surcouche de nickel contenant des morceaux microscopique de diamants sont utilisés, avec un taux d'utilisation compris entre 1,1 et 1,5 m par plaquette [116] [123] [124]. Un autre paramètre important est la taille de la plaquette. Aujourd'hui, il existe une grande diversité de tailles, ce qui influence la consommation de silicium par plaquette. Le format le plus commun actuellement utilisé dans l'industrie est le format G1, qui est de forme carrée avec des côtés de 158,75 mm de longueur [125]. En tenant compte de toutes ces étapes, il a été calculé qu'entre 15g et 17g de silicium (niveau solaire) sont nécessaires, en moyenne, par plaquette.

Les plaquettes sont nettoyées et subissent plusieurs traitements de surface afin d'être transformées en cellules PV proprement dites. La première étape consiste en la préparation de la surface de la cellule, suivie de l'application d'une couche de POCl_3 ou de BBr_3 par diffusion gazeuse afin de créer une jonction n-p (ou p-n). S'en suit une nouvelle étape de nettoyage et, dans le cas d'une cellule dite PERC, de déposition d'une première couche à l'arrière de la cellule, typiquement d'oxyde d'aluminium (~10 nm). Ensuite, une couche de nitrure de silicium hydrogéné ($\text{SiN}_x\text{:H}$) faisant office de couche anti-réflexion à l'avant (~75 nm) est appliquée par dépôt chimique en phase vapeur par plasma, surimposée à la couche dopée. Par le même procédé, une couche identique est appliquée à l'arrière pour faire office de passivation (75 nm) [116] [121] [126] [127] [128]. Notons que l'efficacité de déposition pour l'émetteur, ainsi que les couches anti-réflexive et de passivation est estimée à 65%, une partie des consommables restant entre autres sur les appareils de déposition et ne pouvant être recyclée [115]. Au cours de la dernière étape, les pâtes d'argent et d'aluminium sont appliquées, à l'avant et à l'arrière de la cellule, notamment pour former les interconnexions [116]. La consommation de pâte d'argent varie entre 0,36 et 0,79 mg par cm^2 de cellule, alors que la consommation de pâte d'aluminium varie entre 0,91 et 3,37 mg par cm^2 de cellule [7]. Ces deux paramètres, qui varient en fonction du fait que la cellule soit monofaciale ou bifaciale et de la technologie c-Si considérée, font parties de ceux qui évoluent dans le temps, dans le modèle paramétrique créé. Les pâtes sont constituées à 70% environ d'argent ou d'aluminium, mais contiennent aussi différents oxydes (zinc, silicium, aluminium, bismuth) et divers additifs [129] [130]. L'efficacité des cellules ainsi fabriquées varie, en 2020, entre 19,4% pour la technologie silicium multicristallin p-type avec couche d'aluminium à l'arrière (Al-BSF) et 23,7% pour

la technologie silicium monocristallin n-type en tandem avec du silicium amorphe (a-Si), dite aussi en hétérojonction (HJT) [7]. Dans le cas de cette dernière technologie, les étapes de préparation de la cellule varient substantiellement par rapport à ce qui a été développé ci-avant. Bien qu'elles aient été modélisées, ces étapes ne sont pas détaillées ici, mais les principes sont identiques. Les efficacités atteindront jusqu'à 25% en 2030 et 28% en 2050 [7] [131]. Enfin, ces cellules peuvent être découpées afin de former des demi-cellules, réduisant les pertes résistives une fois assemblées en modules. Par simplification, aucune perte additionnelle n'est considérée lors de la découpe laser des cellules [132].

Pour assembler ces (demi-)cellules en un module, les cellules sont connectées en série, celles-ci étant ensuite connectées en parallèle. On compte en général 60 cellules (ou 120 demi-cellules) pour les modules de taille « normale », avec 6 rangées de 10 cellules, chaque série contenant 2 rangées. Des modules de grande taille, constitué de 72 cellules (ou 144 demi-cellules) existent aussi, destinés aux grandes installations au sol [116]. Des déviations par rapport à ces standards commencent à apparaître sur le marché, avec un nombre adapté de cellules, par exemple 48, 66 ou 78. Ces variations sont dues à plusieurs facteurs. Citons les innovations menant à découper les cellules en 2 parties ou plus, et potentiellement à les superposer afin de minimiser la surface non active du module. Surtout, cela est dû

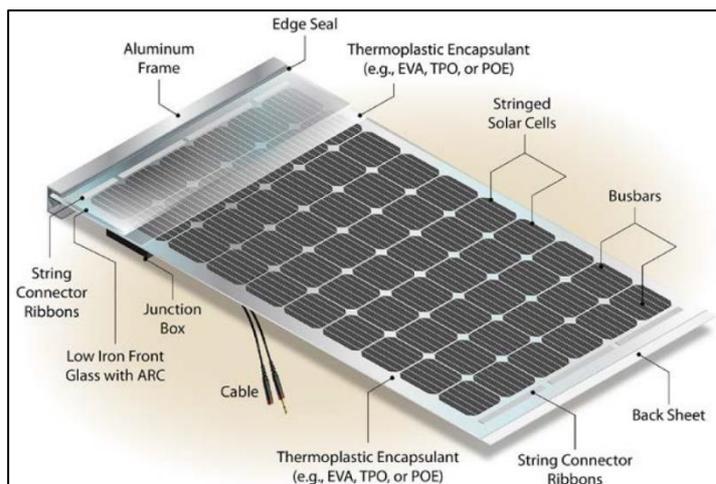


Figure 5 Composition d'un module c-Si « type » [116]

à l'agrandissement des cellules c-Si évoqués précédemment, qui impose dans certains cas aux assembleurs des adaptations afin de maintenir une taille et un poids acceptable pour leurs modules [133]. Une fois organisées en rangées, les cellules sont placées sur une feuille d'encapsulant, souvent de l'EVA (éthylène vinyle acétate), ou à base de POE (polyoléfine élastomère) en cas de module bifacial. Cette feuille d'encapsulant étant elle-même placée sur une plaque de verre à faible teneur en acier, traité avec un traitement anti-reflets, qui fera office de face avant. Ce verre a généralement une épaisseur de 3,2 mm, ce qui peut descendre jusqu'à 2 mm (de chaque côté) dans le cas d'un module verre-verre bifacial [7]. Puis, les cellules sont connectées par des points de soudure à l'aide de rubans métalliques, principalement constitués de cuivre mais contenant aussi du plomb, de l'étain, du niobium ou de l'argent [134] [113]. Une seconde feuille d'encapsulant est placée, ainsi qu'une plaque de verre ou une « backsheet » en plastique, généralement constituée d'une couche de PET (polytéréphtalate d'éthylène) en sandwich entre deux couches de PV(D)F (polyfluorure de vinyle ou de vinylidène) [135]. Le module passe ensuite dans un laminateur à chaud, le cadre en alliage d'aluminium anodisé ($AlMg_3$) est placé, ainsi que la boîte de jonction contenant les diodes et points de connexion entre les rangées de cellules [116] [135] [136]. Cette structure générale du module est schématisée à la Figure 5.

Notons que le périmètre de l'inventaire, dans le cas du c-Si, est effectué à partir de l'étape « fabrication des lingots », comme indiqué sur la Figure 4. Ce afin de mettre toutes les technologies PV sur un pied d'égalité. En effet, l'ensemble des processus de transformation permettant d'obtenir les ressources minérales identifiées n'est pas connu et ne sera pas étudié. Les quantités de Si solaire requises sont toutefois converties en Si métallique. Cela permet de classer l'ensemble des quantités de silicium purifié utilisées (par exemple, que ce soit pour les cellules PV ou dans des alliages) dans une catégorie unique, et de mettre le silicium sur un pied d'égalité avec les autres ressources minérales.

Enfin, ci-dessous est présenté un tableau récapitulatif des paramètres évolutifs du modèle ayant été développé. Les différentes sources pour ces paramètres sont reprises dans le texte ci-dessus. Pour l'année 2050, les données disponibles étant limitées, les valeurs ont été obtenues en extrapolant les taux annuels de variation estimés pour la période 2020-2030, ce peut être considéré comme conservateur.

Table 3.1 Tableau récapitulatif des paramètres évolutifs tels que définis dans le modèle paramétrique pour le c-Si

Étape	Paramètre	Unité	Valeur		
			2020	2030	2050
Plaquettes	Taux de rejet	[%]	5%	3%	1%
	Perte de découpe par pièce	[μm]	75–85	50–60	30
	Épaisseur	[μm]	160–180	120–160	50
Cellules	Efficacité de conversion	[%]	19,4%–23,7%	20%–25%	26,5%–28%
	Consommation de pâte d'Al	[mg/cm^2]	0,91–3,37	0,71–2,70	0,56–2,16
	Consommation de pâte d'Ag	[mg/cm^2]	0,36–0,79	0,20–0,38	0,11–0,18
Modules	Épaisseur de verre avant	[mm]	3,2	2,5	2,0
	Épaisseur de verre arrière	[mm]	2	1,8	1,5
	Épaisseur d'encapsulant	[mm]	0,45	0,38	0,30
	Ratio « cellule-à-module »	[%]	98,1%–101,0%	99,3%–103,3%	100,5%–105,7%

CIGS

Comme illustré sur la Figure 6, le processus de fabrication des modules dits en « couche mince » est moins complexe que celui des modules c-Si. Le nombre d'étapes est grandement réduit et la partie active est directement appliquée sur le substrat, généralement du verre, au contraire du procédé précédent où les cellules étaient préparées à l'avance, potentiellement sur un autre site, avant d'être assemblées avec le reste des composants pour obtenir le module final [137] [138] [139] [140] [141].

Dans le cas du CIGS, l'électrode arrière est d'abord appliquée sur le verre qui constituera la face arrière du module, après que ce dernier ait été traité. Cette couche d'électrode a 250 nm d'épaisseur et est communément constituée de molybdène. Ensuite une découpe au laser est effectuée avant que la couche de CIGS soit appliquée, celle-ci ayant une épaisseur de 2,0 μm . Celle-ci étant constituée, en masse relative, de 21% de cuivre, de 24% d'indium, de 7% de gallium et de 48% de sélénium [142]. La détermination de la part des ressources minérales

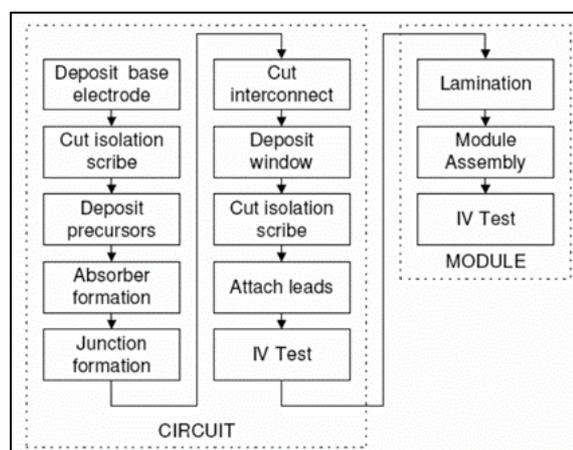


Figure 6 Vue schématisée des étapes du processus de fabrication d'une module en couche mince (Adapté de [213])

présentes dans cette couche active, ainsi que dans les couches composées de plusieurs matériaux, a été obtenue via la stœchiométrie, en transformant les parts atomiques relatives (at%) en parts massiques relatives (wt%). Directement sur cette couche active, une couche « tampon » de sulfure de cadmium (CdS) est appliquée, de 50 nm d'épaisseur, afin de former la jonction p-n. S'en suit une nouvelle découpe laser, et l'application d'un oxyde conducteur transparent. Cet oxyde est généralement composé de deux sous-couches. La première, de 70 nm d'épaisseur, est de l'oxyde de zinc intrinsèque (i-ZnO), c'est-à-dire non dopé. La seconde couche, de 250 nm d'épaisseur, est de l'oxyde de zinc dopé à l'aluminium ($\text{Al}_2\text{O}_3:\text{ZnO}$). Après une dernière découpe au laser, les interconnexions sont aussi appliquées, celles-ci étant composées d'aluminium revêtu de nickel, ayant une épaisseur de 2,5 μm et de 50 nm, respectivement [143]. Il est estimé que ces interconnexions occupent 10% de la surface active du module [144]. Enfin, une feuille d'encapsulant, à base d'EVA, ainsi qu'une plaque de verre qui fera office de face avant, sont placées avant lamination à chaud. L'épaisseur du verre est de 3,2 mm à l'avant et de 2,5 mm à l'arrière⁴. Le cadre en alliage d'aluminium anodisé est placé en dernier, ainsi qu'une boîte de jonction à l'arrière du module [141].

Notons que les taux d'utilisation des matériaux ayant été considérés dans le modèle paramétrique sont les taux nets, c'est-à-dire qu'ils ne tiennent pas compte des éventuels déchets qui sont réintégrés dans la chaîne de production. Ces taux ont été estimés via diverses sources et varient de 20% à 80%, en fonction du type de matériaux et de la technique de déposition employée (typiquement, vaporisation ou pulvérisation). Il s'agit de valeurs moyennes, car de nombreux procédés différents permettant d'arriver au même résultat existent. De plus, ces procédés sont appliqués avec des niveaux de maîtrise différents d'un fabricant à l'autre, ce qui génère de l'incertitude [145] [137] [143]. Ci-dessous est présenté un tableau récapitulatif des paramètres évolutifs du modèle ayant été développé.

Table 3.2 Tableau récapitulatif des paramètres évolutifs tels que définis dans le modèle paramétrique pour le CIGS

Paramètre	Unité	Valeur			Source(s)
		2020	2030	2050	
Efficacité moyenne des équipements	[%]	90%	95%	98%	[145]
Épaisseur de la couche de CIGS	[μm]	2,0	1,5	1,0	[137] [143]
Épaisseur de la couche de ZnO	[nm]	70	60	50	[142] [146]
Épaisseur de la couche d'AZO	[nm]	250	200	100	[147]
Épaisseur de verre avant	[mm]	3,2	3,0	2,5	Fiches techniques ⁴
Épaisseur de verre arrière	[mm]	2,5	2,2	2,0	
Épaisseur d'encapsulant	[mm]	0,45	0,38	0,30	[7]
Surface active couverte par interconnexions	[%]	10%	8%	5%	[144]
Efficacité de conversion module	[%]	15,0% ⁴	18,0%	22,0%	[148] [147]

CdTe

Le procédé de fabrication des modules à base de tellure de cadmium est très similaire au procédé de fabrication des modules CIGS. La différence la plus notable est que le sens du procédé est inversé. En effet, comme décrit ci-après, la première étape n'est pas l'application de l'électrode arrière sur la plaque

⁴ Valeurs définies en faisant une moyenne des données disponibles sur les fiches techniques des modules actuellement disponibles sur le marché des marques suivantes : Solibro, Avancis et NICE Solar Energy

de verre arrière, mais bien l'oxyde transparent conducteur qui sera positionné face au soleil une fois que le module aura été retourné (configuration dite en « superstrat ») [149] [140] [150]. Par simplification, la description des étapes est à nouveau allégée et focalisée sur les couches finales qui sont formées, faisant abstraction des éventuels précurseurs utilisés ou des formes intermédiaires de ces couches. Les remarques évoquées précédemment, relatives au taux d'utilisation des matériaux et la multiplicité des procédés existants, sont également valides pour cette technologie [145] [149].

Dans le cas des modules CdTe, la première étape consiste donc en l'application d'une couche de 200 nm d'épaisseur d'oxyde d'étain (potentiellement dopé au fluor), directement sur le verre, qui a été préalablement nettoyé. S'en suit une découpe laser dans la couche nouvellement formée et l'application de la couche « tampon » de sulfure de cadmium, de 50 nm d'épaisseur. Ensuite, la couche absorbante de tellure de cadmium est appliquée via différents précurseurs. Cette couche faisant finalement 2,5 µm d'épaisseur et étant constituée en masse à 47% de cadmium et 53% de tellure. S'en suit à nouveau une découpe au laser [140] [150]. La dernière couche, faisant office d'électrode arrière, est elle-même constituée de plusieurs sous-couches. Tout d'abord, de deux couches tampons de quelques nanomètres, l'une de cuivre et l'autre de tellure d'antimoine (Sb_2Te_3), sont appliquées. Une troisième couche tampon, de 50 nm d'épaisseur environ, est ensuite générée, constituée de tellure de cuivre (Cu_2Te). Enfin, l'électrode arrière en tant que telle est appliquée, communément à base de molybdène et de 300 nm d'épaisseur [150] [151]. Après une dernière découpe au laser, les interconnexions sont aussi appliquées, celles-ci étant composées d'aluminium revêtu de nickel, ayant une épaisseur de 2,5 µm et de 50 nm, respectivement [143]. Il est estimé que ces interconnexions occupent 10% de la surface active du module [144]. Enfin, une feuille d'encapsulant, à base d'EVA, ainsi qu'une plaque de verre qui fera office de face arrière, sont placées avant lamination à chaud. L'épaisseur du verre est de 2,8 mm à l'avant et de 2,2 mm à l'arrière⁵. Le cadre en alliage d'aluminium anodisé est placé en dernier, ainsi qu'une boîte de jonction à l'arrière du module [141]. Ci-dessous est présenté un tableau récapitulatif des paramètres évolutifs du modèle ayant été développé.

Table 3.3 Tableau récapitulatif des paramètres évolutifs tels que définis dans le modèle paramétrique pour le CdTe

Paramètre	Unité	Valeur			Source(s)
		2020	2030	2050	
Efficacité moyenne des équipements	[%]	90%	95%	98%	[145]
Épaisseur de la couche de CdTe	[µm]	2,5	1,5	1,0	[147]
Épaisseur de verre avant	[mm]	2,8	2,5	2,2	Fiches techniques ⁵
Épaisseur de verre arrière	[mm]	2,2	2,0	1,8	
Épaisseur d'encapsulant	[mm]	0,45	0,38	0,30	[7]
Surface active couverte par interconnexions	[%]	10%	8%	5%	[144]
Efficacité de conversion module	[%]	18,0% ⁵	21,0%	24,0%	[148] [152]

Pérovskite

Le cas des modules basés sur la technologie pérovskite est plus compliqué, car aucune ligne de production industrielle n'existe encore à ce jour. Cependant, la littérature est abondante, car de

⁵ Défini à partir des données disponibles sur les fiches techniques des modules les plus récents de First Solar

nombreux chercheurs et industriels travaillent sur le sujet, cette technologie étant très prometteuse, tant au niveau de ses performances que de son coût. Globalement, le procédé de fabrication de ces modules est similaire à celui des deux technologies en couche mince déjà présentées. En particulier, le procédé sélectionné suit la même logique que le procédé de fabrication des panneaux à base de CdTe, c'est-à-dire en « superstrat ». Une fois le verre nettoyé, une couche de 200 nm d'épaisseur d'oxyde d'indium-étain est appliquée, qui sera à l'avant du module, orienté vers le soleil. Ensuite, une découpe laser est effectuée et une couche de 60 nm d'épaisseur d'oxyde d'étain (SnO_2) est appliquée, qui fera office de couche de transport des électrons. La couche de pérovskite, à base de plomb (dans ce cas-ci, du $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$), est ensuite déposée, celle-ci ayant une épaisseur de 0,8 μm . Des pérovskites sans plomb existent mais présentent des performances bien moins attractives pour des applications commerciales que ceux utilisant du plomb. S'en suit une nouvelle découpe au laser et la déposition d'une couche de 75 nm d'épaisseur d'oxyde de nickel, qui fera office de couche de transport des porteurs de charge positifs. L'électrode arrière est ensuite déposée, de 75 nm d'épaisseur et constituée de cuivre [153] [154] [155] [156] [157] [158] [159]. Avant et après ces dépositions, de nouvelles découpes laser sont faites. Les interconnexions sont appliquées, celles-ci étant composées d'aluminium revêtu de nickel, ayant une épaisseur de 2,5 μm et de 50 nm, respectivement [143]. Il est estimé que ces interconnexions occupent 10% de la surface active du module [144]. Enfin, une feuille d'encapsulant, à base d'EVA, ainsi qu'une plaque de verre qui fera office de face arrière, sont placées avant lamination à chaud. L'épaisseur du verre est de 2,8 mm à l'avant et de 2,2 mm à l'arrière. Le cadre en alliage d'aluminium anodisé est placé en dernier, ainsi qu'une boîte de jonction à l'arrière du module [141].

Dans le cas d'une solution en tandem, c'est-à-dire en combinaison avec une seconde couche PV active afin de créer une seconde jonction p-n (ou n-p), une double couche de pérovskite peut être appliquée. Cependant, le type de cellule à double jonction le plus discuté aujourd'hui et le plus proche du marché est obtenu en apposant une couche de pérovskite sur une cellule c-Si. Dans ce cas-ci, une cellule HJT a été sélectionnée, comme développé par Oxford PV³. Pour obtenir une telle cellule, une cellule HJT doit d'abord être produite, sans métallisation de ses faces. Ensuite l'électrode à base de cuivre est appliquée à l'arrière de celle-ci, de 100 nm d'épaisseur. Puis, sur la couche supérieure d'oxyde d'indium-étain de la cellule HJT, une couche d'oxyde de nickel de 50 nm est appliquée, suivie de la couche active de pérovskite, identique à celle décrite ci-dessus. Celle-ci faisant 0,6 μm d'épaisseur. Par après, une couche de recombinaison composée notamment de LiF, de 1 nm d'épaisseur, est déposée. Avant qu'une couche d'oxyde d'étain de 20 nm d'épaisseur et une dernière couche d'oxyde d'indium-étain de 100 nm d'épaisseur soient appliquées. Enfin, la métallisation de la face avant de la cellule, à base de pâte d'argent, est effectuée [160] [153] [154]. Les dernières étapes pour assembler ces cellules en module sont similaires à celles décrites dans le cas des autres modules à base de cellules au silicium cristallin.

Notons que de nombreuses possibilités différentes existent, au niveau des procédés mais aussi de la composition chimique des cellules, avec divers choix pour chaque couche [155]. Les explications

reprises ci-dessus ne couvrent qu'une partie de ces possibilités et les modules commerciaux à base de pérovskite pourraient être différents. Un tableau récapitulatif des paramètres évolutifs du modèle ayant été développé est présenté ci-dessous.

Table 3.4 Tableau récapitulatif des paramètres évolutifs tels que définis dans le modèle paramétrique pour le pérovskite

Paramètre	Unité	Valeur			Source(s)
		2020	2030	2050	
Efficacité moyenne des équipements	[%]	90%	95%	98%	[145]
Épaisseur de la couche de pérovskite (jonction simple)	[µm]	0,8	0,7	0,5	[155] [158]
Épaisseur de la couche de pérovskite (tandem c-Si)	[µm]	0,6	0,5	0,4	[153]
Épaisseur de verre avant	[mm]	2,8	2,5	2,2	Voir Table
Épaisseur de verre arrière	[mm]	2,2	2,0	1,8	3.3
Épaisseur d'encapsulant	[mm]	0,45	0,38	0,30	[7]
Surface active couverte par interconnexions	[%]	10%	8%	5%	[144]
Efficacité de conversion module (jonction simple)	[%]	17,0%	23,0%	26,0%	[7] [159]
Efficacité de conversion cellule (tandem c-Si)	[%]	25,0%	29,0%	35,0%	[161] [162]

3.2.2 Onduleurs

Comme évoqué en introduction de cette section, une méthodologie différente de celle adoptée pour l'étude des cellules et modules est appliquée au cas des onduleurs. En effet, la littérature est bien moins abondante en ce qui concerne ce composant, ce qui impose d'appliquer une méthodologie simplifiée.

Les données de base proviennent d'une analyse de cycle de vie ayant été menée en 2016 pour des onduleurs solaires de petite capacité, c'est-à-dire inférieure à 20 kVA [163]. L'inventaire réalisé par ces chercheurs a tout d'abord permis d'établir la composition massique type d'un onduleur solaire, tel qu'indiqué dans le tableau ci-dessous. Il s'agit d'une vision simplifiée. Une étude plus approfondie permettrait d'identifier vraisemblablement des ressources minérales supplémentaires, par exemple entrant dans la composition des éléments du circuit imprimé, tels que les condensateurs et transistors.

Table 3.5 Composition massique d'un onduleur solaire (élaboration à partir de [163])

Unité	Cuivre	Aluminium	Acier	Carte de circuit imprimé et composants	Autres
[wt%]	17,0%	44,3%	8,0%	12,8%	17,9%

Ensuite, il a fallu définir une façon de lier la capacité de l'onduleur à sa masse totale. En effet, la capacité moyenne des onduleurs utilisés varie en fonction de la capacité moyenne de l'installation PV, ce qui peut mener à des différences importantes, notamment entre les installations en toiture et les grandes installations au sol. Ce car la relation qui existe entre masse et puissance nominale des onduleurs est non-linéaire et le ratio masse/puissance décroît généralement lorsque la puissance de l'onduleur augmente. Afin de définir la masse de l'onduleur (M) comme une fonction de sa puissance nominale (P), la formule suivante a été utilisée, rappelée dans l'étude de 2016 et initialement définie dans une étude de 2011 [163] [164]:

$$M = a * P^b \quad (1)$$

Cette formule (où $a = 6,03$ et $b = 0,68$) a été appliquée à des onduleurs de tailles différentes, dont les capacités « types » sont représentatives de ce qui peut généralement se rencontrer, en fonction de la taille du système, tant en toiture que pour les fermes solaires au sol. Dans ce dernier cas en particulier,

les deux puissances choisies illustrent les deux solutions qui co-existent sur le marché actuellement : des onduleurs « strings » de capacité moyenne et des onduleurs « centraux » de très grande capacité.

Table 3.6 Caractéristiques et composition des onduleurs "types" ayant été définis pour l'analyse

Paramètres	Unité	Onduleurs types en toiture			Onduleurs types au sol	
		5	10	25	125	2000
Puissance	[kVA]	5	10	25	125	2000
Masse totale	[kg]	18,0	28,9	53,8	160,8	1059,3
Ratio M/P	[kg/kVA]	3,6	2,9	2,2	1,3	0,5
Cuivre	[kg]	3,1	4,9	9,1	27,3	180,1
Aluminium	[kg]	8,0	12,8	23,8	71,2	469,3
Acier	[kg]	1,4	2,3	4,3	12,9	84,7
Circuit imprimé	[kg]	2,3	3,7	6,9	20,6	135,6
Autres	[kg]	3,2	5,2	9,6	28,8	189,6

Remarquons qu'outre l'amélioration de l'efficacité des onduleurs solaires, la diminution de leur taille et de leur poids est un des objectifs principaux des fabricants, ces dernières années. Il a fallu donc vérifier si les valeurs obtenues étaient toujours pertinentes, cette formule ayant été définie il y a plusieurs années. Des onduleurs proposés à la vente par les fabricants les plus connus ont été sélectionnés et leurs fiches techniques analysées. Dans le cas des onduleurs de petite capacité, les modèles SMA Sunny Boy 6.0, SMA Sunny Tripower 30000TL, Fronius Symo 5.0 et SolarEdge SE5000H ont respectivement un ratio M/P (en kg/kVA) de 2,9, 1,8, 4,0 et 1,8. Les estimations obtenues avec la formule apparaissent donc comme représentatives du marché. En ce qui concerne les onduleurs de plus grande capacité, les modèles Huawei SUN2000-185KTL, SMA MV Power Station 2400, Sungrow SG125HV et Sungrow SG3400 ont respectivement un ratio M/P (en kg/kVA) de 0,5, 1,4, 0,6 et 1,9. Bien que ces valeurs ne suivent pas exactement la même tendance que celle illustrée dans le tableau, où le ratio continue de diminuer avec la puissance, elles sont en moyenne représentatives de ce qui existe sur le marché dans ce segment. Donc, les valeurs utilisées pour les installations sur toiture ont été définies en faisant une moyenne des valeurs obtenues pour les onduleurs « types » de 5, 10 et 25 kVA, normalisées en kg de ressource minérale par kVA. Pour les installations au sol, les valeurs utilisées sont celles obtenues en faisant la moyenne des valeurs obtenues pour les onduleurs « types » de 125 et 2000 kVA.

Parmi les autres éléments dont il a été tenu compte, pointons le fait que l'acier utilisé est supposé être un alliage spécial, appelé « acier électrique » ou encore « acier-silicium », ce qui influence les ressources minérales nécessaires à sa fabrication [165]. De plus, à l'échelle du système, un ratio entre la puissance nominale totale des modules (DC) et la puissance nominale de l'onduleur (AC) de 1,25 a été considéré.

Enfin, au niveau des évolutions technologiques anticipées dans le cas des onduleurs, citons l'usage de matériaux semi-conducteurs composites qui commence à se répandre. En particulier, deux technologies de semiconducteur à large bande passante ont émergé sur le marché des transistors : à base de nitrure de gallium (GaN) et de carbure de silicium (SiC). Les avantages principaux de ces deux technologies par rapport aux solutions commerciales actuellement disponibles sur le marché étant une meilleure efficacité de conversion mais, surtout, de meilleures densités volumique et massique de puissance. Ce qui permet de réduire les coûts de transport et d'installation, tant pour les applications PV en toiture qu'au sol.

Toutefois, il est difficile d'estimer, à priori, dans quelle mesure ces innovations influenceront la demande en ressources minérales des onduleurs solaires. L'hypothèse est donc faite que les valeurs définies pour 2020 seront aussi valides pour les années 2030 et 2050.

3.2.1 Autres composants

Structures de montage

Quatre ressources entrent principalement dans la composition des structures de montage des modules PV. Les alliages d'aluminium tout d'abord, utilisés notamment pour fabriquer les éléments de fixation et de serrage des modules à la structure de montage. L'acier inoxydable, ensuite, composant majeur de la structure en tant que telle. Du plastique (polyéthylène haute densité) est également nécessaire, toutefois en quantité très faible comparé à l'aluminium et l'acier [121] [166] [167]. En outre, il est important de pointer les différences qui existent entre systèmes en toiture et au sol. Dans le cas des installations en toiture, la demande en aluminium et en acier, par m² de module, est moindre que dans le cas des installations au sol. Aussi, les fondations des structures de montage utilisées pour les installations PV au sol sont généralement renforcées en coulant du béton.

Table 3.7 Composition des structures de montage pour modules PV (élaboration à partir de [121] [166] [167])

Composant	Unité	Installation en toiture	Installation au sol
Alliage d'aluminium	[kg/m ²]	0,75	1,50
Acier	[kg/m ²]	0,70	2,10
Plastique	[kg/m ²]	0,000114	0,000114
Béton	[kg/m ²]	0	10,0

Afin de déduire une demande en ressources minérales à partir de ces composants, plusieurs hypothèses ont été faites. Tout d'abord, il est considéré que l'alliage d'aluminium est identique à celui utilisé pour fabriquer le cadre des modules (96,5% d'Al et 3% de Mg). L'acier inoxydable est supposé être commun, c'est-à-dire fait d'alliage 304 (71% de Fe, 18% de Cr, 8% de Ni, 2% de Mn). Dans le cas du béton, de multiples hypothèses sont nécessaires, sa composition pouvant largement varier en fonction des besoins et les données disponibles étant limitées. L'hypothèse est faite que celui-ci est composé (en masse) à 18% de ciment, 8% d'eau, 32% de sable et 42% de gravier. Ensuite, la composition du ciment a été estimée, et est renseignée ci-dessous [168].

Table 3.8 Composition du ciment (élaboration à partir de [168])

Unité	Chaux (CaO)	Silice (SiO ₂)	Alumine (Al ₂ O ₃)	Fe ₂ O ₃	MgO	Autres & pertes
[wt%]	61,9%	20,2%	4,7%	3,0%	2,6%	7,6%

Quant au sable, bien que celui-ci soit estimé être composé à 80% de silice (SiO₂), il est différencié de la silice dans la liste récapitulative des ressources minérales [169]. En effet, la silice entrant dans la composition du ciment, mais aussi du verre, n'est pas comparable car il s'agit de silice à haut niveau de pureté (≥95%) [168]. Le gravier n'est pas considéré, par simplification.

Remarquons aussi que dans l'inventaire général des ressources minérales, une différenciation est maintenue entre silice et silicium métallique, ainsi qu'entre alumine et aluminium, bien que dans les deux cas, les premiers soient à l'origine des seconds. De cette façon, une visibilité est maintenue sur les

usages qui sont faits des ressources minérales identifiées. La silice et l'alumine étant, dans le cas du ciment mais aussi du verre qui sera évoqué ci-après, utilisés comme ressources en tant que telles, sans raffinage supplémentaire. Enfin, le cas du plastique est plus complexe et sera aussi discuté ci-dessous.

Câbles et connecteurs

Au niveau des câbles et connecteurs, les composants sont moins nombreux. L'on distingue principalement le cuivre (0,26 kg par mètre de câble) et le plastique (0,13 kg par mètre de câble) [166] [121]. Afin de déterminer la longueur de câble moyenne nécessaire par module, les données de la littérature ont été utilisées [166]. Dans les cas des installations au sol, elles ont été actualisées afin de tenir compte des dernières avancées technologiques, à partir d'information publiques concernant des projets récents d'installation PV au sol⁶. Finalement, il est estimé que 4,4 m de câble DC et 0,1 m de câble AC sont requis, par module, pour une installation au sol. Dans le cas d'une installation en toiture, la moyenne descend à 1,5 m de câble DC et reste à 0,1 m de câble AC, par module. Enfin, faisons remarquer qu'ici ne sont pas pris en compte les éventuels câbles moyenne ou haute tension nécessaires pour raccorder l'installation au réseau électrique. Les lignes de transmission ou de distribution du réseau électrique sont également exclues de l'analyse.

Boîtier de jonction électrique et transformateur

En plus du câblage, l'appareillage électrique employé pour un système PV est constitué de boîtier(s) de jonction électrique, qui permettent de regrouper l'ensemble des câbles connectant les rangées de modules. Il est estimé que ceux-ci nécessitent 20 kg de cuivre et 60 kg d'acier par MWc de PV installé. Parmi ces 60 kg, un tiers est un alliage « normal » (de type 304) et deux tiers sont de l'acier « électrique » [170] [171]. En plus du boîtier de jonction, un transformateur est aussi nécessaire, dans le cas des installations au sol, afin d'adapter la tension avant réinjection de l'électricité générée sur le réseau moyenne ou haute tension. Il est estimé que ce transformateur requiert 80 kg de cuivre et 320 kg d'acier par MWc de PV installé. Les mêmes hypothèses sont faites que pour le boîtier de jonction, en ce qui concerne le type d'acier utilisé [170] [171]. Notons que les données sont en partie issues d'une analyse de cycle de vie d'une centrale éolienne, mais ces appareillages étant standardisés, liés à la puissance installée et ramenés à une unité normalisée, il a été estimé que les données pouvaient être utilisées.

Le cas du verre et des plastiques

Tout comme le ciment, le verre est lui-même composé de divers matériaux. Il est nécessaire d'étudier cette composition afin de déduire les ressources minérales requises pour fabriquer les faces avant et arrière, selon les cas, des modules PV. Avant tout, remarquons que toutes les plaques de verre utilisées comme face avant dans les modules PV sont équipées d'une couche anti-reflets de MgF₂, estimée à 90 nm d'épaisseur [154]. De plus, ce verre est un verre spécialement destiné à un usage dans des systèmes solaires, et sa composition est adaptée dans le but de maximiser la transmission du rayonnement solaire.

⁶ Voir par exemple <https://corporate.engie.be/fr/inauguration-du-kristal-solar-park/>

Il est donc appelé « verre solaire » ou « verre faible en fer », celui-ci étant présent à moins de 0,1% en masse. Sa composition est détaillée dans le tableau ci-dessous.

Table 3.9 Composition du verre (élaboration à partir de [168])

Unité	Silice (SiO ₂)	Na ₂ O	Chaux (CaO)	Alumine (Al ₂ O ₃)	MgO	Autres & pertes
[wt%]	72,4%	13,6%	11,5%	1,4%	0,3%	0,7%

La composition du plastique, utilisé sous diverses formes dans plusieurs composants constitutifs des systèmes solaire PV, peut aussi être analysée afin d'en déduire une demande en ressources minérales. L'analyse est plus complexe, car il est impossible de tirer des conclusions à partir de la composition des plastiques, constitué de chaînes de polymères, eux-mêmes étant issus du raffinage du pétrole. De plus, les sources manquent. Cependant, certaines existent et la moyenne d'entre elles a été utilisée pour déduire la quantité de pétrole brut nécessaire à la fabrication de divers types de plastique [172] [173].

Table 3.10 Quantité de pétrole brut nécessaire pour produire divers types de plastique (élaboration à partir de [172] [173])

Unité	PVF	PE	PP	PET
[kg/kg de pétrole brut]	1,33	0,72	0,68	0,97

3.3 Inventaire des ressources minérales

Au total, 390 variantes différentes de systèmes PV ont été définies à partir des combinaisons de divers paramètres, puis leur demande en ressources minérales estimée. Parmi ces paramètres, citons les différentes technologies de cellules PV présentées ci-avant et, dans le cas du c-Si, diverse sous-technologies (type de face arrière, avec ou sans cadre, etc.). Ces paramètres sont présentés en détails à la section 5.1. Pointons aussi qu'à l'échelle du système les facteurs suivants différencient les installations en toiture de celles au sol, ainsi que leur demande respective en ressources minérales :

- La taille des modules (dans le cas silicium cristallin) ;
- Le type d'onduleur utilisé ;
- Le type de structure de montage utilisé ;
- La demande moyenne en câbles et connecteurs ;
- La présence ou non d'un transformateur.

Pour faciliter la compréhension, huit modules PV représentatifs de ce qui peut communément se rencontrer sur le marché ont été sélectionnés. Les caractéristiques de ces modules sont reprises en Annexe 3. La demande en ressources minérales des systèmes PV équipés de ces modules a été estimée pour deux types d'applications, en toiture et au sol, ce qui mène à 16 séries de valeurs parmi les 390 déterminées. Au total, 32 ressources minérales ont été identifiées, comme présenté à la Table 3.11.

Enfin, notons que dans le cas des modules bifaciaux à base de cellules c-Si, la capacité nominale par module est légèrement plus élevée que pour un module monofacial semblable. Le gain dépendant fortement de la localisation et des caractéristiques du système (principalement l'albedo du sol, l'écart entre les rangées de modules et la hauteur des modules), une valeur générique a été prise, calculée en multipliant le coefficient de bifacialité (0,7 à 0,9) du module et un albedo type de 0,1 [133].

Table 3.11 Inventaire des ressources minérales nécessaires à la fabrication et l'installation de systèmes PV en 2020 (kg/MWc)

Ressource minérale	CdTe		CIGS		Pérovskite		Mono c-Si PERC (grandes cellules)		Mono c-Si PERC (cellules standards)		Mono c-Si HJT		Pérovskite/c-Si tandem		Multi c-Si Al-BSF	
	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol
Ag	0	0	0	0	0	0	11	10	11	10	24	22	22	21	13	13
Al	13.095	16.417	15.507	19.632	13.806	17.364	11.754	13.525	12.105	13.366	11.545	12.479	10.904	11.825	13.814	16.429
Alumine	1.000	1.470	1.368	1.932	1.059	1.557	553	1.028	572	889	543	947	515	898	660	1.254
B	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	0	0	0	0	3	3
Bi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
Br	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cd	65	65	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chaux	7.988	14.179	10.925	18.353	8.458	15.013	4.419	10.207	4.565	9.069	4.334	9.398	4.109	8.911	5.269	12.452
Cu	2.659	6.674	3.136	7.991	2.798	7.061	2.409	5.522	2.475	5.459	2.371	5.102	2.276	4.856	2.793	6.688
Cr	704	2.123	844	2.543	745	2.247	633	1.755	654	1.734	621	1.618	589	1.535	754	2.136
Fe	3.027	9.877	3.591	11.779	3.191	10.436	2.734	8.202	2.815	8.104	2.685	7.583	2.557	7.211	3.214	9.921
Ga	0	0	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
In	0	0	31	31	8	8	0	0	0	0	4	4	7	6	0	0
Li	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mg	510	1.506	634	1.830	540	1.595	405	1.210	419	1.178	397	1.114	377	1.056	483	1.476
Mn	79	237	95	284	84	251	71	196	74	194	70	181	66	172	85	239
Mo	22	22	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N	4	12	5	14	4	12	4	10	4	10	3	9	3	9	4	12
Nb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ni	313	944	375	1.130	334	1.002	297	794	306	785	290	732	277	696	353	967
P	2	5	2	6	2	6	3	6	3	6	9	10	8	10	3	7
Pb	0	0	0	0	9	9	1	1	1	1	1	1	6	5	1	1
Pétrole brut	4.784	7.717	5.740	9.259	5.066	8.172	9.076	8.645	9.376	10.407	8.901	7.959	8.440	7.547	10.821	10.546
S	3	5	3	6	1	4	1	3	1	3	1	3	1	3	1	4
Sable	0	14.225	0	17.067	0	15.062	0	11.648	0	11.507	0	10.724	0	10.169	0	14.210
Sb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Se	0	0	63	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Si	34	95	40	112	36	100	2.970	2.826	2.971	2.825	2.652	2.478	2.514	2.350	3.630	3.689
Silice	50.301	52.321	68.800	71.224	53.262	55.402	27.829	34.006	28.749	27.204	27.294	31.311	25.879	29.688	33.182	41.487
Sn	10	10	0	0	3	3	1	1	1	1	2	1	3	2	2	1
Te	70	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zn	0	0	20	20	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0

Sur le tableau précédent, l'on constate que plusieurs tendances générales se dessinent. Par exemple, les systèmes en toiture sont globalement moins demandeurs en ressources minérales, ce qui est dû à une consommation réduite en ressources minérales liées aux structures de montage et au transformateur. Remarquons également que pour les huit modules analysés, la silice est la ressource minérale la plus demandée, avec 25 tonnes par MWc pour le tandem pérovskite/c-Si et jusqu'à 69 tonnes par MWc pour le CIGS. Cette demande est principalement due à la demande en verre des panneaux et, dans une moindre mesure, à la demande en ciment pour les installations au sol. L'aluminium est la deuxième ressource minérale la plus consommée par MWc, avec des moyennes de 12 t/MWc en toiture et 15 t/MWc au sol. Celle-ci est en effet indispensable aux structures de montage, aux cadres des modules et entre dans la composition des pâtes de métallisation, des interconnexions ou de certaines couches d'électrode. La chaux, le pétrole brut et le fer complètent le top cinq des ressources minérales les plus demandées par MWc, que ce soit pour les installations en toiture ou au sol, bien que les ordres de grandeur varient. Le sable peut aussi être pointé du doigt dans le cas des systèmes PV au sol, cette ressource étant un composant important du béton, qui rappelons-le est indispensable aux fondations des structures de montage. Parmi les cinq ressources minérales suivantes les plus consommées, citons l'alumine (0,8 t/MWc en toiture et 1,2 t/MWc au sol) et des métaux tels que le cuivre (2,6 t/MWc en toiture et 6,2 t/MWc au sol), le chrome, le magnésium ou le nickel. Dans les cas des panneaux utilisant des cellules à base de c-Si, le silicium métallique apparaît également dans le top 10 des ressources minérales les plus consommées, avec une moyenne de 2,9 t/MWc pour les installations en toiture, et de 2,8 t/MWc au sol. La différence minime vient de la partie « onduleur », ceux-ci étant moins demandeur en silicium métallique (qui entre dans la composition de l'acier) par kWc lorsqu'il s'agit des installations au sol. Toujours pour les modules c-Si, l'argent est consommé à hauteur de 10 à 24 kg/MWc, ce qui le place à la quatorzième place. Pour les autres technologies, les matériaux « actifs » n'apparaissent pas parmi les dix ressources minérales les plus demandées. Le tellure et le cadmium se situent aux alentours de la quinzième place dans le cas du CdTe, avec respectivement 59 et 55 kg/MWc. Dans le cas du CIGS, outre le cuivre, la consommation de sélénium est de 95 kg/MWc (11^{ème}), d'indium de 47 kg/MWc (13^{ème}) et celle de gallium de 15 kg/MWc (17^{ème}). Enfin, les pérovskites sont peu demandeurs en ressources minérales. La consommation de plomb, principal constituant de la couche absorbante de ces cellules PV, n'est estimée qu'à 9 kg/MWc en jonction simple et à 6 kg/MWc en tandem avec une cellule c-Si. Les tableaux reprenant les valeurs estimées aux horizons 2030 et 2050 sont disponibles en annexe aux Table 8.2 et Table 8.3. Remarquons enfin que le passage à de plus grandes plaquettes et cellules n'a pas qu'un intérêt économique. En augmentant la puissance nominale des panneaux, cela permet aussi de réduire l'intensité matérielle globale des systèmes PV.

Dans l'ensemble, les chiffres obtenus sont cohérents avec ce qui peut être trouvé dans la littérature, certains se retrouvant dans la partie basse des fourchettes identifiées (l'aluminium en général, l'argent et le silicium pour le c-Si), d'autres dans la moyenne (le cadmium et le tellure, par exemple) voire dans la partie haute (les éléments actifs du CIGS) [77] [89] [74] [103]. Rappelons que les chiffres qui

apparaissent dans la littérature varient énormément et qu'il est risqué de faire des comparaisons directes étant donné le manque de visibilité sur les détails sous-jacents. En se basant sur la revue de littérature et sur les résultats de cette analyse, seize ressources minérales ont été sélectionnées. Les matériaux absorbants ainsi que ceux entrant dans la composition des cellules ont par exemple été privilégiés, tout comme ceux ayant été identifiés par d'autres études comme « critiques » [22] [77] [89] [74] [103]. Ces ressources minérales et leur présence dans diverses listes de minéraux identifiés comme critiques sont présentées ci-dessous. Parmi celles identifiées comme largement consommées et non-sélectionnées, citons la silice, l'aluminium, la chaux, le fer ou l'alumine. En effet, d'une part, elles n'entrent pas dans la composition des éléments « actifs » des systèmes PV et d'autre part, elles ont été identifiées par plusieurs études comme ne présentant pas de risque d'approvisionnement à moyen terme [174].

Table 3.12 Ressources minérales sélectionnées pour l'analyse prospective et présence dans listes de « criticité »

Liste de criticité	Ag	Cd	Cr	Cu	Ga	In	Mg	Mn	Mo	Ni	Pb	Se	Si	Sn	Te	Zn
UE [175]					x	x	x						x			
US [176]			x		x	x	x	x						x	x	

3.4 Contribution potentielle du recyclage intra-sectoriel

Le recyclage peut contribuer à diminuer l'intensité nette des systèmes PV en ressources minérales, en permettant de récupérer divers matériaux provenant des systèmes PV décommissionnés. Dans cette section, le recyclage potentiel des composants des systèmes PV est investigué, afin d'identifier si ce secteur peut envisager, à moyen terme, de devenir auto-suffisant et fonctionner de façon circulaire.

Avant tout, il est important de noter que l'Union européenne est le seul territoire au sein duquel le recyclage des panneaux PV est obligatoire [177] [178] [179]. Dans le cadre de la directive WEEE (déchets d'équipements électriques et électroniques), les fabricants ont une « responsabilité étendue » et sont obligés de collecter leurs produits une fois ceux-ci arrivés en fin de vie. Pour assurer cette obligation, l'organisation PV Cycle a par exemple été créée à l'initiative de différentes entreprises et organisations, remplissant le rôle de collecteur de modules pour les fabricants dans plusieurs pays européens. En conséquence, en Europe, la collecte des modules atteint aujourd'hui des taux élevés, c'est-à-dire supérieurs à 85%, comme stipulé dans la directive. Toutefois, le taux de recyclage reste bas, même si de nombreux procédés existent. Cela est principalement dû au fait que les volumes sont encore trop réduits et les coûts de traitement trop importants au regard de la valeur des matériaux récupérés. Aujourd'hui, la plupart des modules collectés sont stockés, ou sont traités par des lignes de traitement génériques, ce qui limite le taux de récupération des matériaux car les processus ne sont pas ou peu adaptés. Ces processus permettent généralement de récupérer et recycler le verre et le cadre, ce qui est suffisant pour atteindre le taux de 80% en masse du module devant être recyclé, comme stipulé dans la directive WEEE [178] [180]. Une seule usine de traitement spécifiquement destinée à recycler les panneaux PV existe aujourd'hui en Europe. Elle ne traite que les panneaux équipés de cellules c-Si. Veolia et PV Cycle déclarent que les modules traités sur ce site sont recyclés à 96% (en masse) [181].

Pour estimer la quantité de déchets générés par un type de produit, les experts utilisent généralement la courbe de Weibull. Celle-ci tient notamment compte du fait qu'une partie mineure des produits sont endommagés au cours du transport ou de l'installation, ou encore sont décommissionnés dans les premières années d'utilisation à cause de défaillances techniques (~4% de probabilité de ne pas atteindre les 15 ans d'opérations dans le cas du PV) [179]. Cependant, dans le cas présent, une hypothèse simplificatrice est prise et il est simplement estimé que les ressources minérales mobilisées dans des systèmes PV pourront éventuellement entrer dans le circuit du recyclage à la fin de la durée de vie théorique des systèmes (égale à 25 ans de 2010 à 2014, 30 ans de 2015 à 2024, 35 ans de 2025 à 2039 et 40 ans à partir de 2040). Cela permet d'obtenir une approximation suffisamment représentative de la réalité vu les probabilités faibles de décommissionnement avant la fin de la durée de vie théorique des panneaux. Rappelons que la majorité des informations et réglementations existantes se réfèrent exclusivement aux panneaux PV. Par simplification, les autres composants des systèmes PV évoqués précédemment sont considérés comme ayant des taux de collecte et de recyclage équivalant.

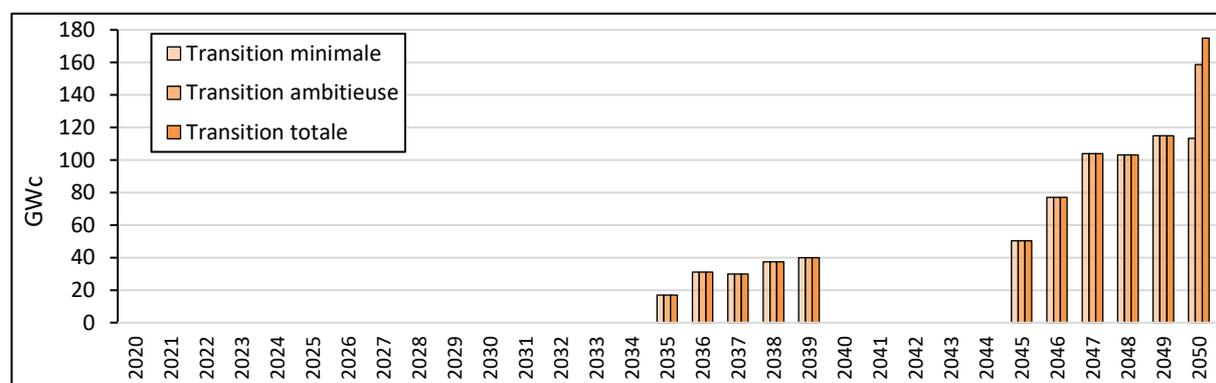


Figure 7 Capacité PV décommissionnée chaque année dans le monde (élaboration par l'auteur)

Sur la Figure 7 est présenté une évolution des capacités PV décommissionnées annuellement, selon les trois scénarios préalablement définis. On constate que les capacités sont nulles avant 2035, année où les premiers volumes installés à partir de 2010 arrivent à la fin de leur durée de vie théorique de 25 ans. Les capacités nulles entre 2040 et 2044 sont dues au passage en 2015 d'une durée de vie théorique de 25 ans à 30 ans. De plus, les capacités ne diffèrent pas entre les différents scénarios avant 2050, année au cours de laquelle les systèmes installés en 2020 arriveront au bout de leur durée de vie théorique de 30 ans.

Globalement, les capacités décommissionnées apparaissent comme des contributrices potentielles minimales de la demande en ressources minérales des systèmes PV. Même dans l'éventualité où les taux de récupération des ressources minérales qui composent les systèmes PV atteindraient des niveaux très élevés, c'est-à-dire supérieurs à 90% comme démontré par divers procédés, le recyclage intra-sectoriel ne semble pas prometteur à moyen terme [182] [183] [178] [180]. En effet, les capacités décommissionnées ne représentent, dans le meilleur des cas, que 47% de la capacité annuelle nouvellement installée. Par conséquent, la contribution du recyclage intra-sectoriel ne sera pas traitée de façon séparée et la question du recyclage sera traitée de façon globale pour chacune des ressources minérales sélectionnées, c'est-à-dire à l'échelle de la demande annuelle globale pour celles-ci.

4. Demande, production et réserves

Dans la section précédente, la demande en diverses ressources minérales due aux technologies solaires PV a été quantifiée. Afin de déterminer les contraintes auxquelles cette demande pourrait faire face à l'avenir, plusieurs pistes doivent être explorées. Ainsi, pour identifier les éventuels problèmes de pénurie ou de concurrence avec d'autres secteurs, il est crucial de s'intéresser à la fois à la demande annuelle globale pour chacune de ces ressources minérales et à l'évolution probable de leur production annuelle globale. Une mise en regard avec les réserves et les ressources ultimes peut aussi être effectuée [100]. Le cas des ressources minérales qui sont des sous-produits d'autres minéraux, bien que soumis à des dynamiques spécifiques, sera traité selon la même logique que les autres ressources minérales.

4.1 Demande

La première étape de cette partie de l'analyse consiste à définir la demande actuelle pour chacune des ressources minérales sélectionnées, et à identifier quelle part de cette demande est due au secteur solaire PV. Cette dernière est parfois renseignée par les différentes sources d'information disponibles. Lorsque ce n'est pas le cas, une estimation est effectuée sur base du modèle paramétrique et des données de marché 2019 [2] [7]. La demande actuelle en ressources minérales peut être complexe à estimer, les données, si seulement elles existent, variant en fonction des sources. Ici, plusieurs sources ont été utilisées, comme les « Fiches de criticité » du Bureau de Recherches Géologiques et Minières, ou encore les « Mineral Commodity Summaries » de l'US Geological Survey. De plus, les rapports annuels publiés par les diverses associations représentant les industriels actifs dans la production, la transformation ou le commerce des ressources minérales ciblées, ont été utilisés. L'ensemble des sources est renseigné dans la Table 4.3. Remarquons que les données relatives à la demande divergent sensiblement des données relatives à la production totale, même si ces données sont parfois utilisées de façon interchangeable, par facilité. Ces différences peuvent s'expliquer entre autres par l'existence de réserves stratégiques ou d'un certain délai entre des variations de la demande et l'adaptation de l'offre.

En ce qui concerne l'évolution de la demande due aux nombreux autres secteurs de l'économie, une hypothèse simplificatrice est appliquée. En effet, cette demande peut être influencée par de nombreux paramètres, géopolitiques, technologiques ou économiques, comme démontré dans la revue de littérature et les diverses listes de matériaux « critiques » qui existent. Sans parler des aspects géologiques, comme l'abondance et la concentration des minerais, le rythme des découvertes de nouveaux gisements ou la disponibilité des capacités d'extraction. Tenir compte de ces paramètres requiert d'avoir accès à de nombreuses données, ainsi qu'un travail de modélisation complexe, pour un résultat final non sans incertitudes. Par conséquent, pour simplifier, hypothèse est faite que la demande due aux autres secteurs que le PV suivra sur la période 2020-2050 une évolution linéaire, similaire à l'évolution constatée sur la période 1989-2019. C'est-à-dire que le taux de croissance annuel composé (TCAC) a été calculé à partir des données historiques, puis a été appliqué à la demande en ressources minérales due aux autres secteurs que le PV.

Cette hypothèse de croissance de la demande est cohérente avec la croissance anticipée de la population mondiale, l'augmentation du niveau de vie d'une partie de cette population et de l'activité économique qui y est associée, comme souligné par certains chercheurs [184]. Remarquons que cette vision pourrait être qualifiée de prudente. En effet, pour treize ressources minérales sur seize, le TCAC constaté sur les périodes plus récentes, par exemple 1999-2019 ou 2009-2019, est plus élevé que sur la période de 30 ans choisie, comme indiqué à la Table 4.1. Il est donc tout à fait possible que sur la période 2020-2050, la croissance de la demande en ressources minérales soit supérieure à l'hypothèse prise. Cela pourrait par exemple être dû aux nouvelles technologies, notamment liées à l'énergie comme les batteries, dont la demande va vraisemblablement croître et qui consomment aussi certaines de ces ressources minérales [77] [89] [103]. De plus, l'expérience a montré à plusieurs reprises que même lorsque l'intensité matérielle diminue dans un secteur, un effet rebond n'est pas à exclure, la demande totale en matière première pouvant alors augmenter⁷.

Notons aussi qu'à l'avenir, un maintien des niveaux actuels de demande (hors secteur PV), voire une décroissance de ceux-ci, n'est pas impossible. C'est une hypothèse qui a par exemple été posée par plusieurs chercheurs afin d'isoler certains secteurs économiques et de faciliter l'étude de leurs éventuels impacts sur la demande globale [77]. Bien qu'intéressante, cela semble être une hypothèse trop conservatrice et peu réaliste au regard des divers éléments évoqués ci-dessus. Elle a donc été exclue.

Dans l'ensemble, l'hypothèse de croissance de la demande (hors secteur PV) ayant été choisie devrait donc permettre d'identifier la limite basse déclenchant des éventuelles compétitions, tout en maintenant l'incertitude à un niveau acceptable. En d'autres mots, étant donné que les hypothèses prises semblent être dans la fourchette basse des croissances envisageables, les estimations des niveaux futurs de la demande (hors secteur PV) devraient également se trouver dans la partie basse de l'étendue des possibles. Donc, si l'analyse devait démontrer que des compétitions apparaîtront déjà à ces niveaux de demande, ces compétitions auront une probabilité significative de se produire, car tout niveau supérieur de demande, qui rappelons-le est tout à fait envisageable, verrait aussi des compétitions se déclencher.

Table 4.1 Comparaison des taux de croissance annuels composés sur différentes périodes (en %/an)

Période	Ag	Cd	Cr	Cu	Ga	In	Mg	Mn
1989-2019	1,7%	0,6%	3,7%	2,7%	7,2%	6,5%	4,0%	2,4%
1999-2019	2,2%	1,2%	5,0%	2,3%	7,5%	6,5%	5,1%	5,6%
2009-2019	1,9%	2,1%	7,8%	2,2%	15,0%	1,3%	6,1%	5,3%
Période	Mo	Ni	Pb	Se	Si	Sn	Te	Zn
1989-2019	2,6%	3,4%	0,9%	2,2%	4,4%	1,0%	5,0%	2,2%
1999-2019	4,1%	4,3%	1,9%	2,6%	4,9%	1,2%	6,5%	2,5%
2009-2019	2,8%	6,7%	1,8%	4,0%	7,6%	2,7%	14,5%	1,1%

⁷ Rappelé par Florian Fizaine (Université de Savoie Mont Blanc) au cours de la conférence « Les minerais dans l'économie circulaire : l'autre transition », organisée le 5 mai 2020 par le CEDD de l'ULB.

4.2 Production primaire

Ensuite, la production doit être elle aussi définie et projetée. Tout d'abord, rappelons que la production totale est égale à la somme de la production primaire, issue de l'extraction et du traitement, et de la production secondaire. La production minière, parfois différenciée de la production primaire, est dans ce cas-ci utilisée comme une approximation de la production primaire, par simplification. Les tonnages présentés se rapportant exclusivement au contenu estimé en ressource minérale concernée, après traitement du minerai et raffinage. Dans le cas des ressources minérales qui sont des sous-produits d'autres minerais, les données obtenues sont directement relatives à la production métallurgique primaire. Ces données relatives à la production minière sont assez largement disponibles. Parmi les sources utilisées et résumées pour chaque ressource minérale à la Table 4.3, citons principalement les bases de données de l'US Geological Survey ainsi que du British Geological Survey, les « Fiches de criticité » du Bureau de Recherches Géologiques et Minières et les rapports « World Mining Data » publiés par le Ministère autrichien de l'Agriculture, des Régions et du Tourisme.

La question de la projection de la production primaire des ressources minérales est complexe car dépendant de nombreux facteurs, similaires à ceux évoqués dans le cas de la demande. De nombreux chercheurs se sont penchés sur la question. Bien que critiquées et critiquables, des projections basées sur la théorie de Hubbert, définie en 1956 pour estimer le pic de la production de pétrole aux États-Unis, ont été appliquées à différents ressources minérales non-énergétiques [174] [77]. D'autres chercheurs clament que cette approche n'est pas adaptée aux ressources minérales non-énergétiques, dans un contexte global, et préfèrent d'autres méthodes [185] [184] [186] [187]. Certains d'entre eux ont par exemple lié la production des ressources minérales à la démographie, obtenant un indicateur en kg par capita, qu'ils ont appliqué aux projections de population pour déduire l'évolution de la production [185]. D'autres encore répliquent simplement à moyen terme le taux moyen de croissance annuel constaté ces dernières décennies [184] [187]. La théorie de Hubbert, comme tout exercice de modélisation, présente des limitations de par les nombreuses hypothèses posées, notamment que les prix et les technologies (d'exploration et d'extraction) restent relativement stables. Néanmoins, elle apparaît comme suffisamment robuste pour être appliquée, car ayant été vérifiée à plusieurs reprises avec des données empiriques [174]. La théorie du pic de Hubbert, telle qu'appliquée par Harald Sverdrup et al., a donc été utilisée pour estimer l'évolution de la production primaire des ressources minérales sélectionnées.

En se basant sur les données historiques de production mondiale, de 1960⁸ à 2019, obtenues via les sources précitées, et sur les estimations des niveaux de ressources ultimes résumées à la Table 4.3, la courbe de production mondiale future a été estimée, en utilisant les équations suivantes [174] :

$$P(t) = \frac{2 * P(t_{MAX})}{1 + \cosh(b * (t - t_{MAX}))} \quad (2)$$

⁸ Pour le sélénium, le silicium métallique et le tellure, les données à partir de 1989 ont été utilisées. Pour le gallium, l'année de départ est 1972, et pour l'indium celle-ci est 1971.

$$RU = 4 * \frac{P(t_{MAX})}{b} \quad (3)$$

Où $P(t)$ est la production primaire mondiale en année t ; $P(t_{MAX})$ est le pic de production primaire mondiale, en année t_{MAX} ; b est le coefficient de la courbe et RU est le niveau des ressources ultimes.

Le coefficient b est spécifique à chaque ressource minérale, tout comme $P(t_{MAX})$ et l'année t_{MAX} . Le premier est calculé à partir de l'équation (3). Les deux suivants sont calculés à l'aide de l'outil d'optimisation « Solver » inclus dans le logiciel Microsoft Excel. Pour ce faire, les valeurs de production primaire annuelle sont estimées pour la période 1800-2500 en utilisant l'équation (2), avec à la base des valeurs arbitraires pour les paramètres $P(t_{MAX})$ et t_{MAX} . Ensuite, la valeur optimale pour ces deux paramètres est obtenue avec « Solver » en fixant comme objectif la minimisation du niveau d'erreur, c'est-à-dire la minimisation de la somme des différences au carré entre les données historiques de production annuelle et les estimations obtenues avec les équations (2) et (3). La valeur de b est également indirectement modifiée et optimisée au cours de cet exercice, car liée à $P(t_{MAX})$ par l'équation (3). Ce niveau d'erreur est exprimé dans la Table 4.2 ci-dessous par le coefficient de détermination R^2 .

Les résultats obtenus, présentés ci-dessus, sont assez concordants avec les études sur lesquels la méthodologie a été en partie basée. Dans la plupart des cas, le coefficient de détermination R^2 est à un niveau élevé, avec seulement quatre cas sur seize où il est inférieur à 0,75. Deux cas en particulier sont problématiques, le plomb et le sélénium, avec un coefficient inférieur à 0,70. Le cas de ces ressources minérales sera tout de même traité, mais les résultats obtenus seront à prendre avec précaution étant donné le degré d'incertitude plus élevé que dans le cas des autres ressources minérales.

Table 4.2 Tableau récapitulatif de l'évolution estimée de la production primaire des ressources minérales sélectionnées

Ressource minérale	Production primaire 2030 (t)	Production primaire 2050 (t)	Année du pic de production	Pic de production (t)	R^2
Ag	27.994	25.351	2033	28.108	0,97
Cd	25.219	26.767	2059	26.931	0,80
Cr	16.751.946	29.710.870	2074	39.164.176	0,95
Cu	26.393.324	37.202.682	2077	44.923.224	0,99
Ga	1.221	6.968	2090	67.006	0,84
In	1.736	4.117	2070	5.789	0,90
Mg	1.746.973	3.849.949	2157	72.460.925	0,96
Mn	24.486.598	8.763.826	2027	25.000.000	0,79
Mo	305.903	265.273	2034	308.518	0,91
Ni	2.890.878	2.955.534	2041	3.082.169	0,91
Pb	4.697.637	5.285.326	2119	6.365.771	0,49
Se	4.686	7.398	2105	13.811	0,67
Si	5.124.426	13.098.826	2135	197.753.358	0,96
Sn	309.355	350.520	2189	546.120	0,74
Te	842	907	2041	1.034	0,73
Zn	14.570.188	15.410.714	2045	15.500.498	0,94

4.3 Production secondaire

La production secondaire est issue du recyclage des résidus de fabrication et de production ou des produits en fin de vie. Celle-ci n'est pas toujours facile à estimer, les données historiques étant

parcellaires. Pour cette raison, un équivalent à la production secondaire, sous la forme du taux de recyclage, est utilisé. Les données de ce type sont en effet plus faciles à obtenir. En outre, cette représentation sous forme d'un pourcentage plutôt qu'un nombre permettra d'intégrer la production secondaire dans la modélisation prospective de façon plus simple.

Le taux de recyclage qui est utilisé pour évaluer la production secondaire peut être étiqueté de différentes façons, mais il exprime toujours la même grandeur physique. Selon la définition proposée par l'UNEP, ce taux peut s'appeler « taux de contenu recyclé » ou encore « taux en apport recyclé »⁹, en fonction des hypothèses posées [188] [189]. Ce taux tient compte à la fois des efficacités de collecte, de pré-traitement et de recyclage des produits en fin de vie ainsi que des déchets de production et de fabrication. En d'autres termes, ce taux exprime la part de la production annuelle totale pour une ressource minérale qui est couverte par la production issue du recyclage des résidus, qu'ils soient « vieux » ou « neufs ». Dans les simulations, par simplification, ce taux sera appliqué à la demande globale. Les taux de recyclage estimés pour 2019 sont issus des associations représentatives de l'industrie des ressources minérales ciblées, ainsi que de la littérature scientifique [77]. La cohérence de ces chiffres a été vérifiée avec les données de l'UNEP [188].

4.4 Réserves et ressources ultimes

Quant aux réserves et ressources ultimes, les mêmes sources que celles utilisées pour définir les niveaux de production primaire ont été utilisées, complétées par d'autres sources, quand nécessaire [190]. Pour rappel, comme exprimé sur le diagramme ci-dessous, les réserves d'une ressource minérale se réfèrent aux quantités dont l'existence est démontrée et dont l'exploitation est techniquement possible et économiquement viable. Il s'agit donc d'une grandeur qui varie en fonction du progrès technique et des prix du marché. Les ressources ultimes d'une ressource minérale sont une estimation des quantités totales disponibles dans la croûte terrestre, en ce compris celles qui sont non-identifiées et non économiquement viables à l'heure actuelle. Il s'agit d'une grandeur beaucoup moins volatile que les réserves, même si elle peut varier en fonction de travaux de recherche, par exemple.

	Ressources identifiées		Ressources non-identifiées		
	Démonstrées		Estimées	Hypothétiques	Spéculatives
	Mesurées	Indiquées			
Viabilité économique établie	Réserves				
Viabilité économique potentielle	Réserves de base				
Viabilité économique inexistante					Ressources ultimes

Figure 8 Classification schématique des réserves et ressources (à partir de [214])

⁹ En anglais, respectivement le « recycled content rate » (RC) et le « recycling input rate » (RIR)

Table 4.3 Tableau récapitulatif des données pour les ressources minérales sélectionnées. Toutes les valeurs sont les plus récentes disponibles, majoritairement de 2019

Ressource minérale	Demande (t)	Part due au PV ^a	Production primaire (t)	Taux de recyclage	Réserves (t)	Ressources ultimes (t)	Sources
Ag	31.000	5,0%	27.000	16%	560.000	2.900.000	[191] [192] [193]
Cd	21.000	1,0%	25.500	20%	400.000	6.000.000	[190] [193] [194] [195]
Cr	14.000.000	1,0%	12.760.000	20%	165.300.000	3.480.000.000	[193]
Cu	28.000.000	2,0%	20.000.000	30%	870.000.000	5.600.000.000	[193] [196]
Ga	400	3,0%	320	25%	1.500.000 ^b	3.000.000 ^b	[197] [193]
In	1.500	5,0%	760	46%	28.000 ^c	380.000	[198] [193]
Mg	1.325.000	8,0%	1.130.000	25%	5.100.000.000	7.200.000.000	[193] [194] [199]
Mn	18.000.000	0,1%	19.000.000	35%	810.000.000	1.030.000.000	[193] [200]
Mo	265.000	0,1%	290.000	30%	18.000.000	25.400.000	[193] [77] [201]
Ni	2.400.000	3,0%	2.700.000	30%	89.000.000	268.000.000	[193] [202]
Pb	11.810.000	0,0%	4.500.000	60%	90.000.000	2.000.000.000	[193]
Se	3.500	2,0%	4.000	10%	99.000	1.820.000 ^d	[193]
Si	2.900.000	15,0%	3.000.000	5%	N/A	16.489.872.000 ^e	[193] [203]
Sn	372.000	0,1%	310.000	25%	4.700.000	220.000.000	[193] [204] [205]
Te	550	37,0%	590	10%	31.000	50.000	[194] [206] [207] [208]
Zn	13.670.000	0,0%	13.000.000	15%	250.000.000	1.900.000.000	[193]

^a Estimé par l'auteur à partir des données de marché PV 2019 et du modèle paramétrique développé, vérifié par les données de la littérature, si disponibles (Ag, Ga, In, Si, Te)

^b Estimé à partir des réserves et ressources ultimes de bauxite, en faisant l'hypothèse d'une teneur en gallium de 50g par tonne, tel que proposé dans [197] et [209]

^c Estimé à partir des réserves de cuivre et de zinc, en faisant l'hypothèse que pour chaque tonne de métal principal produite, 25g d'indium peuvent être obtenus, tel que proposé dans [86]

^d Estimé sur base des ressources de cuivre en utilisant une moyenne de 0,325kg extrait par tonne de cuivre.

^e Estimé sur base de la masse de la lithosphère (sur les premiers 3 km uniquement), de la part de cette masse de lithosphère étant du quartz contenant de la silice, d'une estimation de la part de ces quartz ayant un niveau de pureté suffisamment élevé, de la teneur en silice de ceux-ci, de la quantité de silicium métallique extractible à partir de la silice, et enfin en faisant une hypothèse sur la part des gisements étant potentiellement atteignables.

5. Mise en regard prospective

5.1 Modélisation

Cette partie consiste à confronter la demande en ressources minérales due aux systèmes PV, selon les différents scénarios choisis, à la demande due aux autres secteurs. Pour pouvoir faire cette mise en regard, il est important de faire des hypothèses sur les parts de marché des différentes (sous-) technologies présentées dans la section 3. Pour ce faire, deux sources principales ont été utilisées. Tout d'abord, la feuille de route technologique, jusqu'à 2030, du secteur solaire PV à base de silicium cristallin, développée par une association regroupant une majorité des fabricants d'équipement de production actifs sur le marché, a été utilisée [7]. Cette feuille de route permet notamment de faire des hypothèses sur les types de cellules PV c-Si produites et installées, leurs tailles, leurs performances ainsi que d'autres caractéristiques des modules, qui peuvent impacter la demande en ressources minérales des systèmes PV. Les estimations disponibles dans cette publication ont prouvé par le passé être en ligne avec la réalité, et font autorité dans le secteur PV. Cependant, les valeurs renseignées ne vont que jusqu'à 2030, étant donné le manque de visibilité à plus long terme. Ainsi, pour la période 2031-2050, des hypothèses ont été faites concernant les différents paramètres technologiques, dans la continuité des tendances passées, avec comme postulat principal l'émergence des technologies dites de 3^{ème} génération, c'est-à-dire à base de pérovskites. Celles-ci passeraient en effet d'environ 5% de part de marché à l'horizon 2030 à 75% environ à l'horizon 2050. Une majeure partie étant due aux cellules « tandem » avec une couche de pérovskites appliquée sur des plaquettes de silicium monocristallin. La domination du silicium monocristallin PERC diminue progressivement, alors qu'il est anticipé que le silicium multicristallin disparaisse du marché peu après 2025. Les technologies en couche mince conventionnelle, c'est-à-dire le CIGS et le CdTe, voient leurs parts de marché rester négligeables, passant de 1% et 3% respectivement en 2019, à 1% et 2,5% en 2030 puis 0,5% et 1,5% en 2050.

En outre, d'autres paramètres sous-technologiques ont été estimés pour la période 2020-2050. Ceux-ci se rapportant aux technologies à base de silicium cristallin et ayant un impact sur la demande en ressources minérales des capacités installées. Citons par exemple une transition rapide vers les plaquettes dites de grande taille, vers les demi-cellules ainsi que vers les cellules et modules bifaciaux.

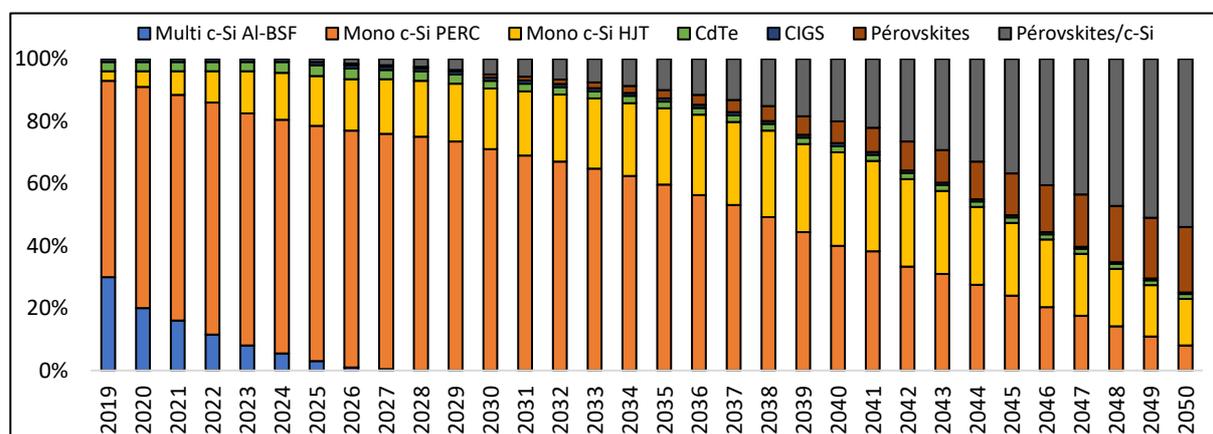
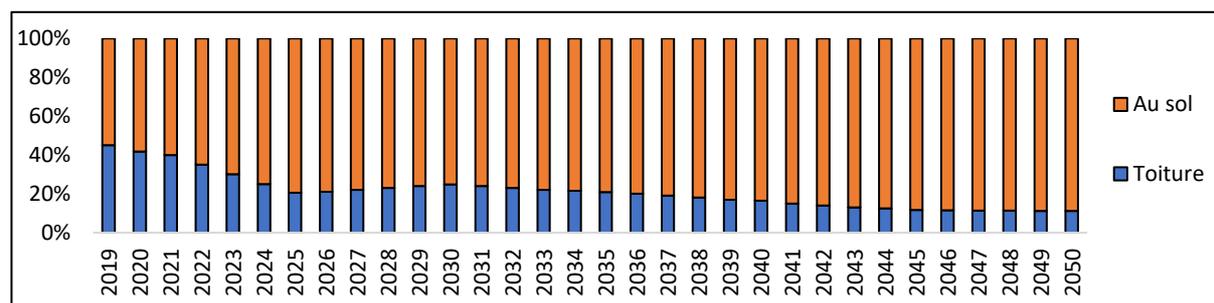


Figure 9 Évolution des parts de marché des différentes technologies PV (élaboration par l'auteur, en partie sur base de [7])

Table 5.1 Parts de marché des sous-technologies spécifiques au c-Si (élaboration par l'auteur, en partie sur base de [7])

Paramètres	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cellules formats ≥ M6	30%	75%	92%	95%	100%	100%	100%
Cellules formats < M6	70%	25%	8%	5%	0%	0%	0%
Demi-cellules	22%	53%	71%	81%	90%	95%	100%
Cellules pleine taille	78%	47%	29%	19%	10%	5%	0%
Arrière module en verre	15%	25%	35%	35%	35%	35%	35%
Arrière module en plastique	85%	75%	65%	65%	65%	65%	65%
Module avec cadre	91%	81%	72%	72%	72%	72%	72%
Module sans cadre	9%	19%	28%	28%	28%	28%	28%
Modules monofaciaux	80%	50%	30%	16%	0%	0%	0%
Modules bifaciaux	20%	50%	70%	84%	100%	100%	100%

Ces différents paramètres sous-technologiques pour le silicium cristallin, en ce compris les cellules tandem pérovskites/c-Si, tout comme les parts de marché des technologies PV sont présentées à la Figure 9 et à la Table 5.1. Ensuite, la répartition de la capacité PV installée annuellement dans le monde entre installations en toiture et au sol, jusqu'à 2050, a été estimée à partir de la source utilisée pour définir un des scénarios de développement de marché, le plus ambitieux appelé « Transition totale » [61]. Cette donnée est importante car elle impacte directement la demande en ressources minérales, via des facteurs tels que la taille des modules c-Si (60 ou 72 cellules), le type d'onduleur, la longueur totale de câblage nécessaire ou encore la présence ou non de transformateur.

**Figure 10** Évolution de la répartition entre installations PV en toiture et au sol (élaboration par l'auteur à partir de [61])

Comme déjà mentionné, il y a au total 390 types de systèmes PV testés, issus des combinaisons des différents paramètres présentés ci-dessus. Plus précisément, il y a 6 types de systèmes PV à base de technologies en couche mince, obtenus en combinant les trois technologies de cette famille (CdTe, CIGS, pérovskites) et les deux types d'installation (toiture ou sol). Dans le cas du c-Si, il y a 384 types de systèmes PV, obtenus en combinant (i) le type d'installation (toiture ou sol), (ii) l'une des quatre technologies c-Si présentées à la Figure 9 et (iii) les paramètres sous-technologiques supplémentaires présentés à la Table 5.1. Comme chacun de ces paramètres est associé à une part de marché annuelle, en les multipliant il est possible d'obtenir la part de marché annuelle de chacun des 390 types de système PV. Ces derniers sont désignés dans les équations ci-après par la lettre x.

Une fois ces facteurs pris en compte, il est possible d'estimer la capacité PV en GWc installée annuellement entre 2020 et 2050, pour chaque type de système PV, par l'équation suivante :

$$C_{i,n,x} = M_{n,x} * CT_{i,n} \quad (4)$$

Où i est le scénario de marché ; n est l'année ; x le type de système PV considéré ; M est la part de marché en % ; et CT est la capacité PV totale installée annuellement. Celle-ci, exprimée en GWc, est elle-même définie par :

$$CT_{i,n} = CN_{i,n} + CD_{i,n} \quad (5)$$

Où CN est la capacité des systèmes nouvellement installés et CD est la capacité installée pour remplacer les systèmes PV décommissionnés car arrivés à la fin de leur durée de vie théorique.

La demande en ressource minérale associée à l'ensemble de ces types de systèmes PV, exprimée en tonnes, est calculée pour chaque scénario i et chaque année n , via l'équation suivante :

$$DP_{i,n,r} = \sum_{x=1}^{390} C_{i,n,x} * (P_{i,n,x,r} + O_{i,n,x,r} + S_{i,n,x,r} + CC_{i,n,x,r} + BT_{i,n,x,r}) \quad (6)$$

Où r est la ressource minérale ; P , O , S , CC et BT représentent la demande annuelle en ressource minérale r , spécifique au type de système PV et scénario considérés, exprimée en tonnes par GWc, due respectivement aux panneaux, onduleurs, structures de montage, câbles et connecteurs, boîtiers de jonction et transformateurs.

La demande pour cette même ressource minérale due aux autres secteurs de l'économie est estimée via :

$$DR_{n,r} = DR_{2019,r} * (1 + c_r)^n \quad (7)$$

Où $DR_{2019,r}$ est la demande en ressource minérale r due aux secteurs autres que le solaire PV, définie en 2019 ; et c_r est le taux de croissance annuel composé de la demande pour la ressource minérale r , tel que calculé sur la période 1989-2019.

Quant à la demande globale pour la ressource minérale r en année n , pour chaque scénario i , elle est donnée par l'équation :

$$D_{i,n,r} = DP_{i,n,r} + DR_{n,r} \quad (8)$$

La demande globale cumulée en une ressource minérale r sur la période 2020-2050, pour chaque scénario i , est donc calculée par l'équation :

$$D_{i,r} = \sum_{n=2020}^{2050} D_{i,n,r} \quad (9)$$

Enfin, les productions primaire et secondaire annuelles nécessaires pour couvrir la demande globale en une ressource minérale r sont liées par l'équation suivante :

$$P_{n,r} = D_{i,n,r} * (1 - r_{n,r}) \quad (10)$$

Où $P_{n,r}$ est la production primaire annuelle déterminée via la théorie du pic de Hubbert, présentée par les équations (2) et (3) de la section 4.2 ; et $r_{n,r}$ est le taux de recyclage annuel global, utilisé comme approximation de la production secondaire. La production primaire et la demande globale étant connues, cette équation permet de déduire le taux de recyclage annuel requis pour couvrir la demande globale pour cette ressource minérale r , en année n , non couverte par la production primaire.

5.2 Résultats de l'analyse

Les résultats de la mise en regard de la demande en ressources minérales due aux systèmes PV ainsi qu'aux autres secteurs de l'économie, des niveaux de production primaire, des réserves et ressources ultimes peuvent être présentés et analysés de plusieurs façons. Celles-ci sont reprises ci-après.

5.2.1 Structure de la demande cumulée

Ci-dessous sont exposées les parts relatives de la demande globale cumulée sur la période 2020-2050, c'est-à-dire la répartition entre demande due aux systèmes PV et aux autres secteurs de l'économie, pour les trois scénarios de marché définis à la section 2.3. Rappelons que sur ce graphique, ainsi que pour les suivants, « TM » se réfère au scénario « Transition minimale », « TA » au scénario « Transition ambitieuse » et TT au scénario « Transition totale ».

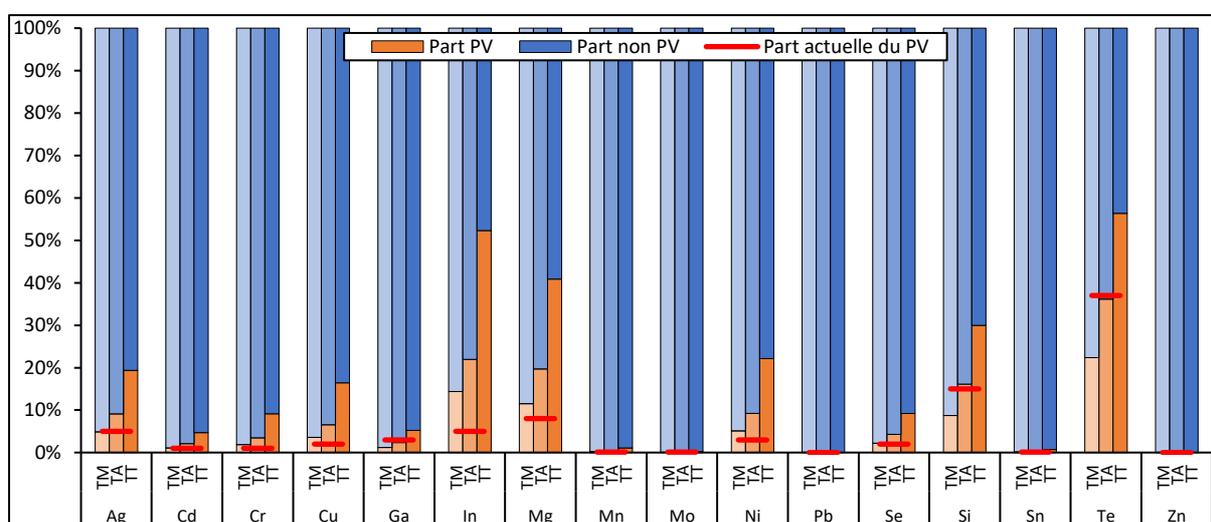


Figure 11 Répartition relative de la demande cumulée 2020-2050, pour les trois scénarios de marché définis

Pour six des ressources minérales analysées, en l'occurrence le gallium, le manganèse, le molybdène, le plomb, l'étain et le zinc, la demande future due au déploiement des systèmes PV ne semble pas, ou très peu, impacter la structure de la demande globale. En d'autres termes, pour ces six ressources minérales, sur la période de 31 années allant de début 2020 à fin 2050, la part de la demande globale cumulée due aux systèmes PV reste assez similaire à la part constatée en 2019. Dans certains cas, elle y est même inférieure. Ce constat est valide pour les trois scénarios définis.

Ensuite, la situation du silicium et du tellure est également assez favorable. Pour ces deux ressources minérales, lorsque les scénarios « Transition minimale » ou même « Transition ambitieuse » sont considérés, la part due aux systèmes PV dans la demande globale cumulée est égale voire inférieure à la part constatée en 2019. Toutefois, si le scénario « Transition totale » est pris en compte, cette part relative dans la demande globale augmente significativement, doublant de 15% à 30% dans le cas du silicium et passant de 37% à 56% dans le cas du tellure.

La situation du cadmium, du chrome et du sélénium est potentiellement plus problématique que celle des ressources minérales précitées. Bien que pour ces trois ressources minérales l'on constate aussi des parts relatives dues au PV faibles, c'est-à-dire inférieures à 10%, celles-ci augmentent substantiellement

par rapport à la situation de 2019, dans les trois scénarios. Cela est particulièrement frappant dans le cas du scénario « Transition totale ». En effet, lorsque celui-ci est pris en compte, la part relative du PV peut potentiellement passer de 1% à 5% dans le cas du cadmium, de 1% à 9% dans le cas du chrome et de 2% à 9% dans le cas du sélénium.

Enfin, pour l'argent, le cuivre, l'indium, le magnésium et le nickel, la situation estimée sur la période 2020-2050 est plus préoccupante. En effet, pour ces cinq ressources minérales, dans les trois scénarios définis, la part due au PV dans la demande globale augmente significativement par rapport à 2019. De plus, les niveaux atteints sont majoritairement supérieurs à 10%, parfois largement. Le cas de l'indium en particulier peut être souligné, avec un passage de la part du PV dans la demande globale de 5% à 15%, 22% et 52% dans les scénarios « Transition minimale », « Transition ambitieuse » et « Transition totale », respectivement. La demande relative de magnésium due au PV présente également une estimation de croissance importante, passant de 8% à 11%, 20% voire 41% dans les différents scénarios.

5.2.2 Demande et production annuelles

Après avoir étudié la structure de la demande cumulée, l'analyse peut être affinée en passant à l'étude de la demande et de la production annuelles. Sur les deux pages suivantes sont présentés, pour les seize ressources minérales sélectionnées et les trois scénarios de marché, les résultats des simulations. Les histogrammes empilés reprennent les niveaux de demande annuels dus aux systèmes PV (partie orange) et aux autres secteurs de l'économie (partie bleue). La courbe jaune traduit les niveaux de la production primaire, tels qu'estimés à partir de la production historique et des ressources ultimes, avec les équations (2) et (3) basées sur la théorie du pic de Hubbert. Toutes les données sont exprimées en tonnes.

La première constatation est que dans de nombreux cas, la production primaire ne peut couvrir la demande totale, ce parfois dès 2020. Seuls le cadmium, le gallium, le sélénium et le silicium affichent une demande inférieure, ou très proche, de la production primaire. Dans le cas des autres ressources minérales analysées, la demande annuelle est presque systématiquement supérieure à la production primaire annuelle, ce qui donne une première indication sur les éventuelles compétitions entre secteurs pouvant survenir. Notons toutefois que cela reste à mettre en balance avec la production secondaire, qui sera passée en revue à la section suivante.

Il est ensuite intéressant de remarquer qu'une part importante de la demande globale due aux systèmes PV ne mène pas nécessairement à une pression insoutenable sur cette demande globale, comme illustré par le cas du silicium. Au contraire même, des ressources minérales pour lesquelles la part due au PV est (très) faible affichent des écarts importants et récurrents entre demande et production annuelles, à l'image du manganèse, du nickel, du plomb, de l'étain et du zinc. Ces ressources minérales étant très largement consommées dans d'autres secteurs de l'économie, le PV n'a que très peu d'influence sur la demande annuelle globale mais pourrait, malgré tout, faire face à de féroces compétitions. Les résultats pour le manganèse sont particulièrement frappants, avec une production primaire potentiellement en décroissance rapide dès 2028.

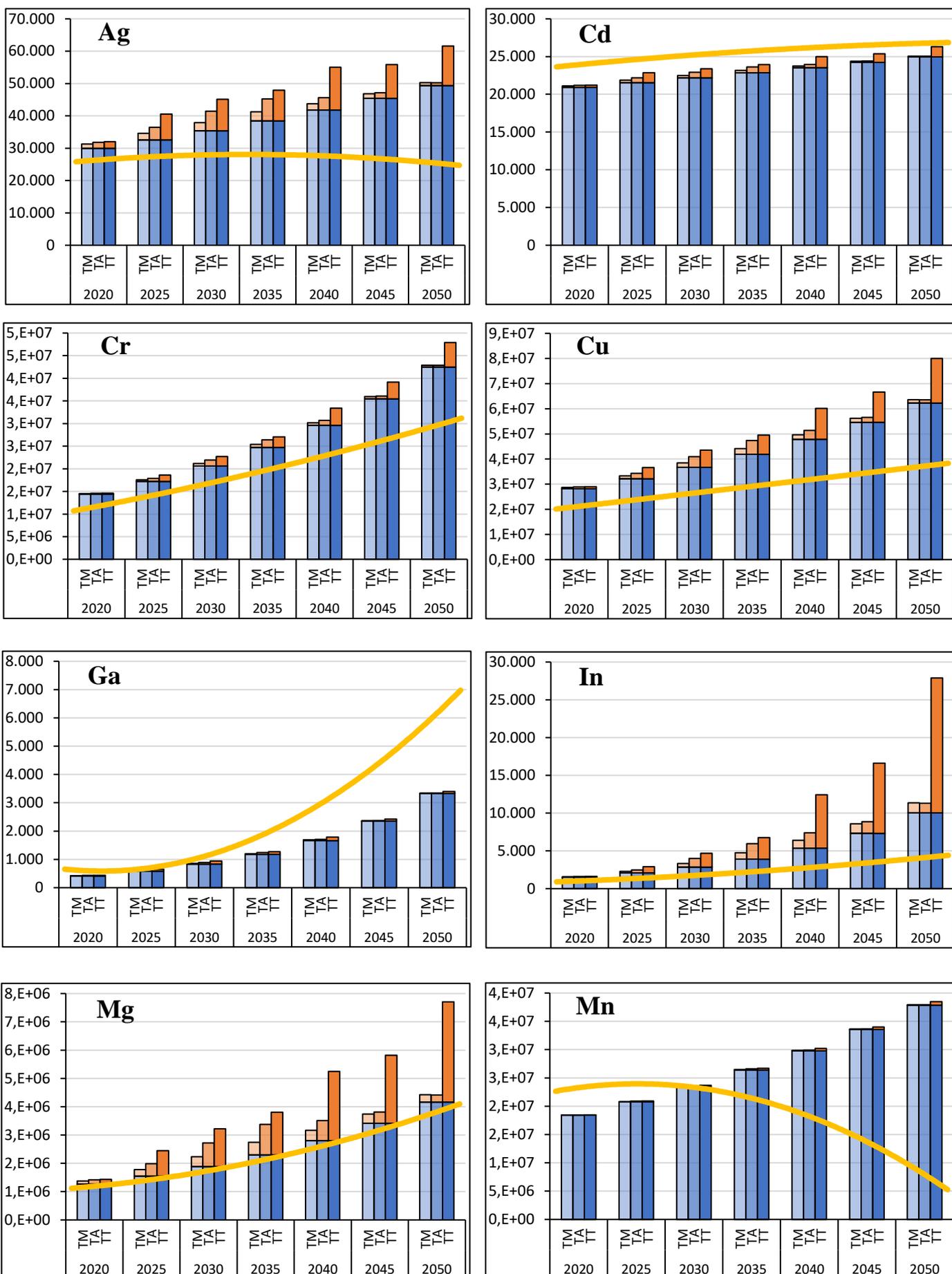


Figure 12 Vision détaillée par ressource minérale sur l'évolution de la demande et de la production primaire annuelles (en tonnes)

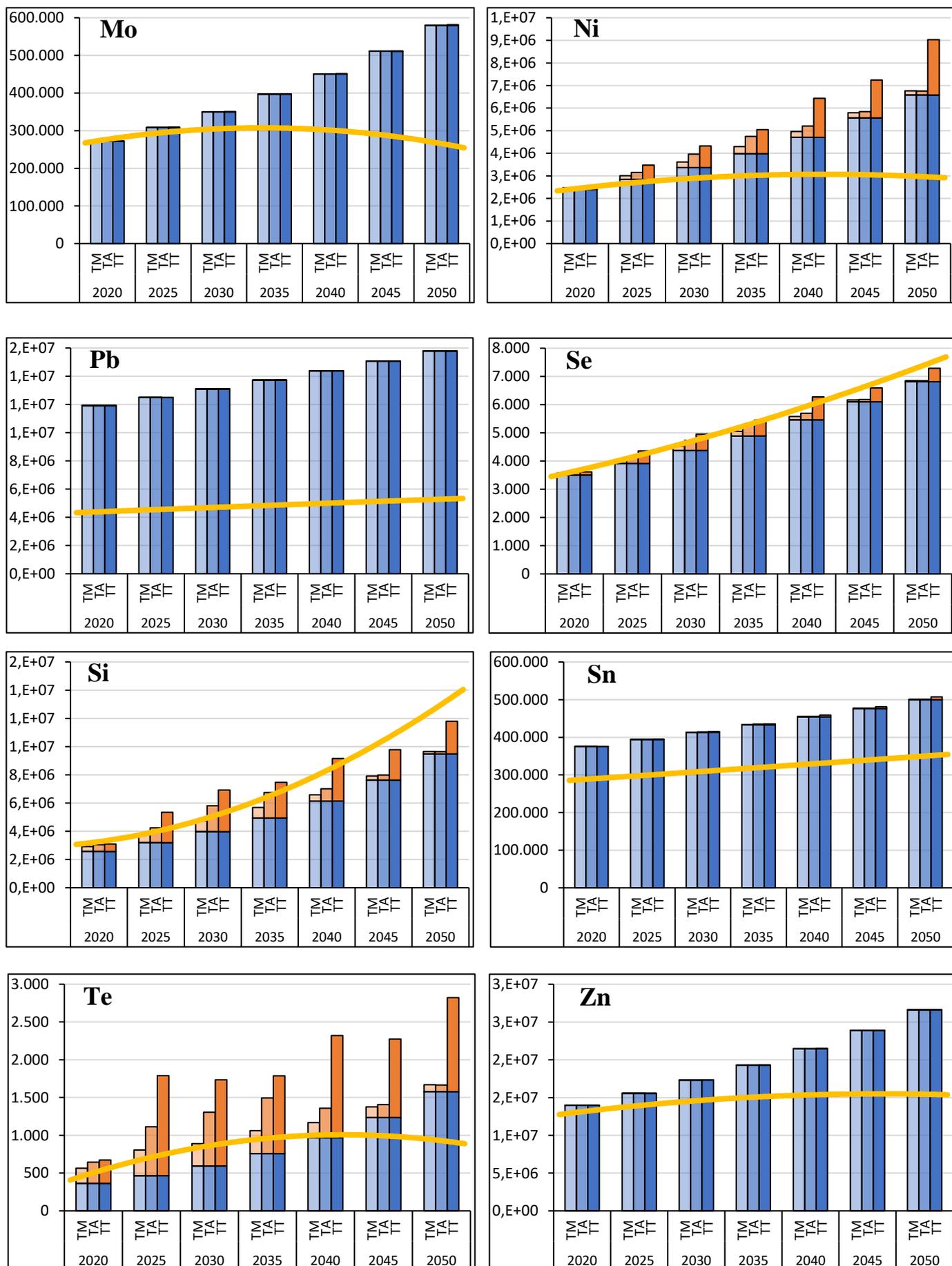


Figure 13 Vision détaillée par ressource minérale sur l'évolution de la demande et de la production primaire annuelles (en tonnes)

Quant au molybdène, il affiche une tendance similaire, avec une décroissance rapide de la production primaire suite au pic estimé être atteint en 2034. Même si les quantités absolues consommées sont bien moindres que dans le cas des quatre ressources minérales métalliques précitées, des tensions concurrentielles pourraient donc également apparaître.

Le cas du magnésium peut aussi être mis en avant. En effet, sur le graphique il est assez évident que la contribution des systèmes PV à la demande, bien que minoritaire dans la demande globale (même si ce constat doit être tempéré dans le cas du scénario « Transition totale »), peut contribuer à déclencher des compétitions. Sans la demande due au PV, la demande annuelle globale serait beaucoup plus proche des niveaux de production primaire annuelle.

Les différentes périodes au cours desquelles la demande annuelle est supérieure à la production primaire annuelle sont reprises précisément dans le tableau ci-dessous. Remarquons que ces indications par année effacent les différences d'amplitude qui existent entre scénarios de développement de marché, il doit donc être vu comme un complément analytique aux graphiques. Là où les seuils sont parfois à peine dépassés dans le cas du scénario « Transition minimale », ils le sont souvent dans des proportions beaucoup plus importantes dans le cas du scénario « Transition totale ». Cela est surtout vrai pour l'argent, le cuivre, l'indium, le magnésium, le nickel, le silicium et le tellure, en particulier après 2030, lorsque le déploiement des systèmes PV dans ce scénario augmente de façon extrême.

Table 5.2 Périodes au cours desquelles la demande annuelle est supérieure à la production primaire annuelle

Ressource	Transition minimale	Transition ambitieuse	Transition totale
Ag	2020 à 2050	2020 à 2050	2020 à 2050
Cd	Pas atteint	Pas atteint	Pas atteint
Cr	2020 à 2050	2020 à 2050	2020 à 2050
Cu	2020 à 2050	2020 à 2050	2020 à 2050
Ga	Pas atteint	Pas atteint	Pas atteint
In	2020 à 2050	2020 à 2050	2020 à 2050
Mg	2020 à 2050	2020 à 2050	2020 à 2050
Mn	2032 à 2050	2031 à 2050	2031 à 2050
Mo	2022 à 2050	2022 à 2050	2022 à 2050
Ni	2020 à 2050	2020 à 2050	2020 à 2050
Pb	2020 à 2050	2020 à 2050	2020 à 2050
Se	Pas atteint	2025 à 2035	2021 à 2045
Si	Pas atteint	2023 à 2036	2021 à 2043
Sn	2020 à 2050	2020 à 2050	2020 à 2050
Te	2020 à 2050	2020 à 2050	2020 à 2050
Zn	2020 à 2050	2020 à 2050	2020 à 2050

5.2.3 Contribution annuelle du recyclage

Après s'être penché sur la production primaire annuelle et avoir quantifié les écarts futurs qui pourraient exister avec la demande, intéressons-nous à la production secondaire. Comme expliqué précédemment et exprimé par l'équation (10), par simplification celle-ci est mesurée via le taux de recyclage.

Sur la Figure 14 ci-dessous sont repris, pour chaque ressource minérale et scénario, les 31 taux de recyclage annuels requis sur la période 2020-2050 pour couvrir l'écart existant entre demande et production primaire annuelles. Ils sont illustrés par les points blancs à cercle bleu. Ces taux peuvent être

comparés aux taux de recyclage estimé en 2019, indiqué pour chaque ressource minérale par un trait rouge. Remarquons que le cadmium et le gallium ne sont pas repris sur ce graphique car les simulations indiquent que la production primaire est toujours suffisante pour couvrir la demande annuelle sur la période 2020-2050, comme indiqué à la section précédente.

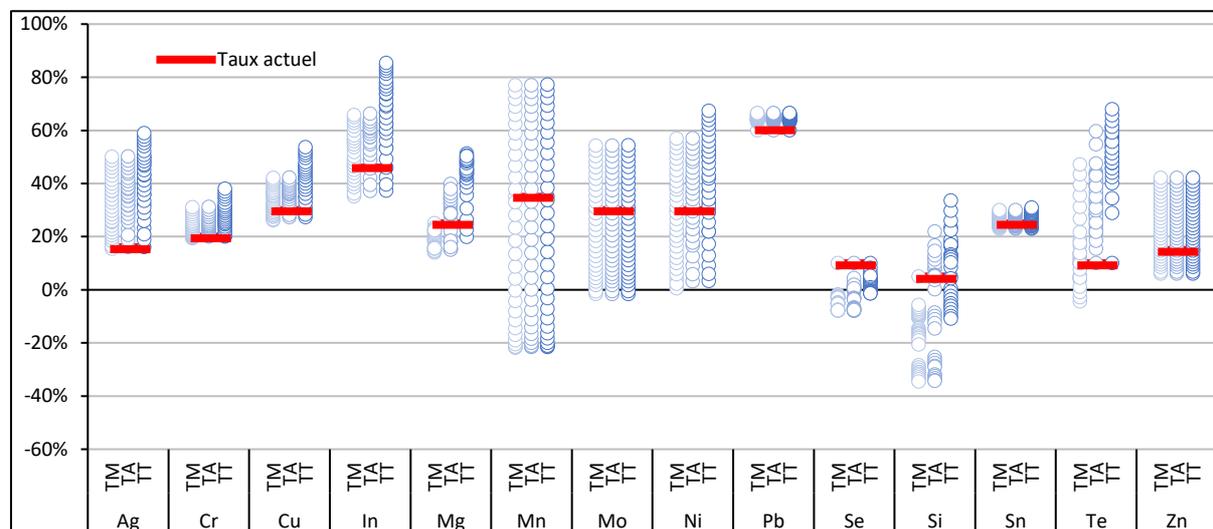


Figure 14 Taux de recyclage annuels requis pour que la production secondaire couvre l'écart entre demande et production primaire, sur la période 2020-2050

À nouveau, des tendances claires se dégagent. Par exemple, il semble évident que dans le cas de l'argent, du chrome, du cuivre, du plomb, de l'étain et dans une certaine mesure du tellure, le taux de recyclage à atteindre annuellement pour compenser l'écart entre demande et production primaire peut constituer un obstacle. En effet, pour l'ensemble de la période 2020-2050, ou presque, ce taux est supérieur au taux constaté en 2019. Des améliorations au niveau de la collecte ainsi que des procédés de pré-traitement et de recyclage doivent donc impérativement être développés, au risque d'aggraver les situations de compétition. D'autant plus qu'il s'agit de taux relatifs, appliqués à des quantités (pour rappel, la demande globale annuelle) absolues en croissance constante, comme illustré en section 5.2.2.

De leur côté, l'indium, le zinc et, dans une moindre mesure, le magnésium présentent également des situations assez critiques. À l'exception du scénario « Transition minimale » pour le magnésium, la majorité des taux de recyclage requis sur la période 2020-2050 sont supérieurs à ceux constatés en 2019. Ceux-ci peuvent aller jusqu'à doubler (magnésium) et presque tripler dans certains cas (zinc). De plus, ces taux sont en croissance au fur et à mesure que l'on avance sur la période analysée. Cependant, cette croissance semble maîtrisable, à l'horizon 2050, comme indiqué par les chiffres de la Table 5.3.

La situation du manganèse, du molybdène, du nickel et du silicium est plus contrastée. Par rapport aux taux de recyclage estimé en 2019, les taux mesurés pour la période 2020-2050 sont distribués de façon assez égalitaire au-dessous et au-dessus de ce palier. Dans le cas du silicium, cela est surtout vrai pour les scénarios « Transition ambitieuse » et « Transition totale », alors que le scénario « Transition minimale » présente des chiffres bien plus favorables. Il est aussi intéressant de noter que la situation s'améliore au fil du temps. À partir de 2032 dans le scénario « Transition ambitieuse » et de 2041 dans

le scénario « Transition totale », le taux de recyclage annuel requis passe en dessous du niveau de 2019. Dans le cas du manganèse, du molybdène et du nickel par contre, la situation a tendance à empirer avec le temps. En effet, les taux de recyclage annuels requis croissent de façon constante au fur et à mesure que l'on avance sur la période 2020-2050. Pour ces trois ressources minérales, à partir de 2038, dans les trois scénarios de marché, les taux de recyclage annuels requis sont supérieurs au taux mesuré en 2019. Enfin, le sélénium se détache à nouveau de façon positive des autres ressources minérales, dans la mesure où pour les trois scénarios, les taux de recyclage requis à l'avenir sont inférieurs ou égaux au taux de recyclage estimé en 2019. Cela n'est constaté que dans deux autres cas, en l'occurrence pour le magnésium et le silicium, mais dans le scénario « Transition minimale » uniquement.

Dans le tableau ci-dessous sont repris les taux de recyclage annuels requis pour combler l'écart entre demande et production primaire, pour les années 2030 et 2050. Par ailleurs, une vision sur la croissance annuelle nécessaire du taux 2019 pour atteindre ces taux mesurés aux horizons 2030 et 2050 est proposée, en points de pourcentage absolus. L'indication « N/A » est présente lorsque le taux de recyclage requis est en fait négatif, car la production primaire annuelle couvre la demande.

Globalement, la croissance annuelle (en points de pourcentage) du taux de recyclage nécessaire à l'horizon 2050 est assez homogène et semble, dans la plupart des cas, suffisamment limitée pour que cela soit gérable par les différents secteurs concernés. L'on pointera tout de même les cas de l'argent, du manganèse, du tellure et du zinc, qui requièrent tous, dans les trois scénarios de marché, une croissance annuelle d'environ 1 p.p., et de près de 2 p.p. pour le tellure dans le cas du scénario « Transition totale ». À l'horizon 2030, la situation est plus critique qu'à 2050, en particulier dans le cas du scénario « Transition totale », et le déploiement rapide des systèmes PV au cours de la prochaine décennie pourrait mettre une pression très importante sur la production secondaire. Notamment sur l'argent, l'indium, le magnésium, le silicium ou encore le tellure.

Table 5.3 Taux de recyclage et croissance nécessaire aux horizons 2030 et 2050, pour le trois scénarios de marché définis

Res sou rce	Taux 2019	Taux estimé 2030			Croissance annuelle à 2030 (en p.p.)			Taux estimé 2050			Croissance annuelle à 2050 (en p.p.)		
		TM	TA	TT	TM	TA	TT	TM	TA	TT	TM	TA	TT
Ag	16%	26%	32%	38%	0,9	1,5	2,0	50%	50%	59%	1,1	1,1	1,4
Cd	20%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Cr	20%	21%	24%	26%	0,1	0,3	0,6	31%	31%	38%	0,3	0,3	0,6
Cu	30%	31%	36%	39%	0,1	0,5	0,8	42%	41%	54%	0,4	0,4	0,8
Ga	25%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
In	46%	48%	57%	63%	0,2	1,0	1,5	64%	64%	85%	0,6	0,6	1,3
Mg	25%	22%	36%	46%	-0,3	1,0	1,9	13%	13%	50%	-0,4	-0,4	0,8
Mn	35%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	77%	77%	77%	1,4	1,4	1,4
Mo	30%	13%	13%	13%	-1,6	-1,6	-1,6	54%	54%	54%	0,8	0,8	0,8
Ni	30%	20%	27%	33%	-0,9	-0,3	0,3	56%	56%	67%	0,8	0,8	1,2
Pb	60%	64%	64%	64%	0,4	0,4	0,4	67%	67%	67%	0,2	0,2	0,2
Se	10%	N/A	1%	5%	N/A	-0,8	-0,4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Si	5%	N/A	12%	26%	N/A	0,6	1,9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Sn	25%	25%	25%	25%	0,0	0,0	0,0	30%	30%	31%	0,2	0,2	0,2
Te	10%	5%	35%	51%	-0,4	2,3	3,8	46%	46%	68%	1,2	1,1	1,9
Zn	15%	16%	16%	16%	0,1	0,1	0,1	42%	42%	42%	0,9	0,9	0,9

5.2.4 Demande cumulée, réserves et ressources ultimes

Dans cette sous-section, une vue d'ensemble est adoptée et la demande cumulée pour chaque ressource minérale est mise en regard des niveaux de réserves et de ressources ultimes, tels qu'estimés en 2019. Les valeurs de l'axe Y sont en tonnes et l'échelle est logarithmique, pour en garantir la lisibilité. Un graphique supplémentaire indiquant le degré de couverture (en %) des réserves (telles qu'estimées en 2019) par la demande globale cumulée sur la période 2020-2050 est disponible en Annexe 5.

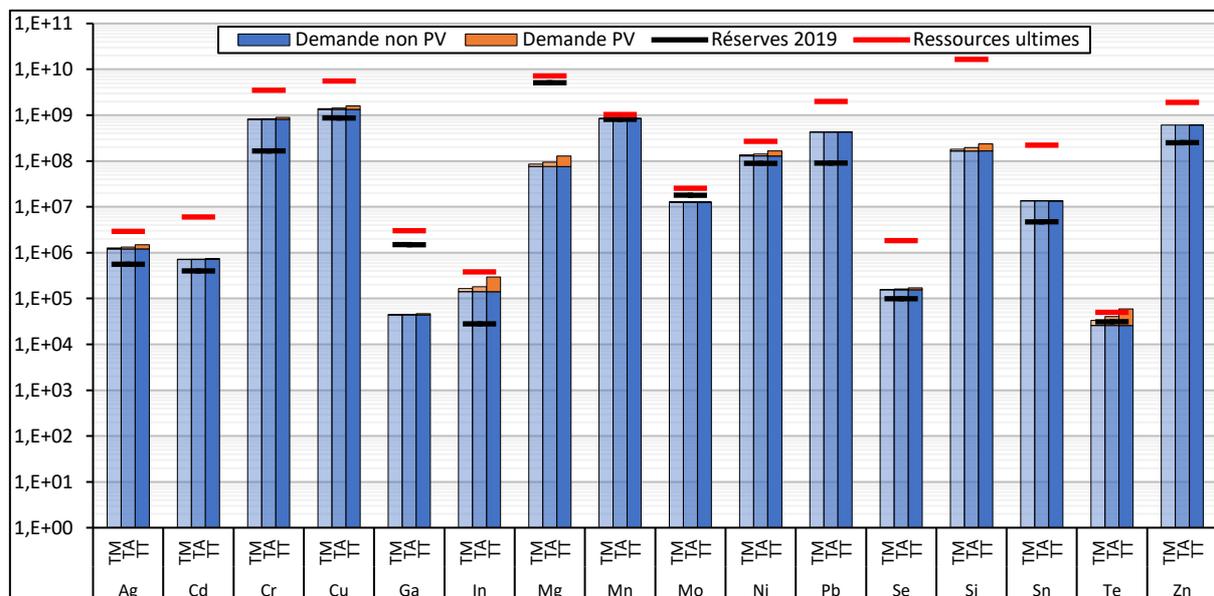


Figure 15 Comparaison de la demande cumulée sur la période 2020-2050 avec les réserves et ressources ultimes, en tonnes

La première conclusion importante qui peut être tirée de ce graphique est que la demande cumulée sur la période 2020-2050 n'atteint jamais le niveau des ressources ultimes, à l'exception d'un cas (sur 48). Cette demande cumulée en est proche dans plusieurs cas, par exemple avec l'indium, le manganèse, le nickel ou le tellure. Dans ce dernier cas, la demande cumulée dépasse même le niveau de ressources ultimes (évalué à 50.000 tonnes) lorsque le scénario « Transition totale » est considéré, à partir de 2047. Ensuite, les réserves, telles qu'estimées en 2019, peuvent être mises en regard de la demande cumulée sur la période 2020-2050. Sur cette période, seules les demandes cumulées en gallium, en magnésium ainsi qu'en molybdène n'atteignent pas le niveau de réserves estimé en 2019. Les autres ressources minérales (excepté le silicium pour lequel le niveau de réserves n'est pas connu), voient toutes leur demande cumulée dépasser les réserves avant 2050. Le chrome et le plomb apparaissent comme les cas les plus critiques, avec un niveau atteint dès 2029 et 2027, respectivement, dans les trois scénarios. Sur la période 2020-2050, la demande cumulée en chrome pourrait même atteindre 500% des réserves évaluées en 2019. Ce chiffre atteindrait plus de 450% dans le cas du plomb.

Cinq autres ressources verraient leur demande cumulée dépasser les réserves au cours des années 2030, à savoir l'indium (2030 ou 2031), l'étain (2031), l'argent (2033 à 2035 en fonction du scénario), le zinc (2035) et le cadmium (2037). Pour ces ressources minérales, la demande cumulée sur la période 2020-2050 atteindrait un degré de couverture des réserves estimées en 2019 entre 200% et 1000%. Dans le

cas du cuivre, du nickel et du sélénium, la demande cumulée égalerait les réserves aux alentours de 2040, avec des différences d'un à trois ans entre les scénarios. Cette demande cumulée, dans le cas de ces trois ressources minérales, culminerait à environ 150% des réserves. Le tellure, quant à lui, montre un écart encore plus important entre les scénarios, égal à environ 10 ans. La demande cumulée pourrait égaler les réserves à partir de 2039 dans le scénario « Transition totale », alors que cela ne serait le cas qu'aux alentours de 2049 si le scénario « Transition minimale » est considéré. Enfin, la demande cumulée en manganèse n'égalerait le niveau des réserves estimé en 2019 qu'en toute fin de période, en 2050, pour les trois scénarios. Ces dates sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Table 5.4 Année au cours de laquelle la demande cumulée pour une ressource minérale excède les réserves de 2019

Ressource	Transition minimale	Transition ambitieuse	Transition totale
Ag	2035	2034	2033
Cd	2037	2037	2037
Cr	2029	2029	2029
Cu	2042	2041	2040
Ga	Pas atteint	Pas atteint	Pas atteint
In	2031	2030	2030
Mg	Pas atteint	Pas atteint	Pas atteint
Mn	2050	2050	2050
Mo	Pas atteint	Pas atteint	Pas atteint
Ni	2043	2042	2040
Pb	2027	2027	2027
Se	2041	2041	2040
Si	N/A*	N/A*	N/A*
Sn	2031	2031	2031
Te	2049	2044	2039
Zn	2035	2035	2035

* N/A indique qu'il n'y a pas d'informations disponibles concernant les réserves

5.3 Caractérisation des risques de compétition

L'ensemble des résultats générés par la modélisation et présentés ci-avant fournissent des informations cruciales pour identifier les éventuelles compétitions auxquelles le secteur PV pourrait être confronté à l'avenir. Toutefois, ces informations étant très nombreuses, en tirer des conclusions peut s'avérer complexe. Il convient donc de trouver un moyen de les regrouper et de les interpréter, par exemple en créant un indicateur. Cela permettra d'en faire un outil plus pratique, pouvant éventuellement aider à la prise de décision. Cette approche simplificatrice engendre une perte d'information, mais celle-ci est réduite. De plus, les détails repris dans les sections précédentes peuvent permettre d'affiner l'analyse si besoin est. Les divers critères ayant été établis sont résumés sur le diagramme de la Figure 16.

Quatre questions ont été définies, basées sur les données et résultats présentés précédemment et inspirées d'une méthodologie appliquée dans une étude de 2017 [77]. Les deux premières questions mettent en regard la demande cumulée sur la période 2020-2050 et les ressources ultimes ainsi que les réserves, telles qu'estimées en 2019. Si cette demande est supérieure au niveau des ressources ultimes, le risque de voir des compétitions apparaître est évalué comme « critique ». Si la demande cumulée n'est pas supérieure aux ressources ultimes, elle est comparée aux réserves 2019. Dans le cas où les réserves 2019 sont inférieures à la demande cumulée deux scénarios sont possibles : (i) la demande annuelle est en

moyenne supérieure à la production primaire annuelle sur la période 2020-2050, et le risque de voir des compétitions apparaître est « très élevé » ; (ii) la demande annuelle est en moyenne inférieure à la production primaire annuelle, et le risque de voir des compétitions apparaître est défini comme « élevé ». Cette comparaison entre demande et production primaire est aussi conduite si la réponse à la deuxième question, comparant demande cumulée et réserves, est négative. Si la réponse aux trois premières questions est négative, alors il est estimé que le risque de compétition est « très limité ». Si, au contraire, les deux premières réponses sont négatives mais que la troisième est positive, une dernière question est définie, permettant d'affiner l'analyse. Celle-ci consiste à comparer le taux de recyclage médian requis pour compenser l'écart entre demande et production primaire annuelles, calculé sur la période 2020-2050, au taux de recyclage de 2019. Si le premier est supérieur au second, alors le risque que des compétitions se déclenchent est défini comme « modéré ». Sinon, il est évalué comme « limité ». Les résultats de cette caractérisation du risque de compétition sont résumés à la Table 5.5.

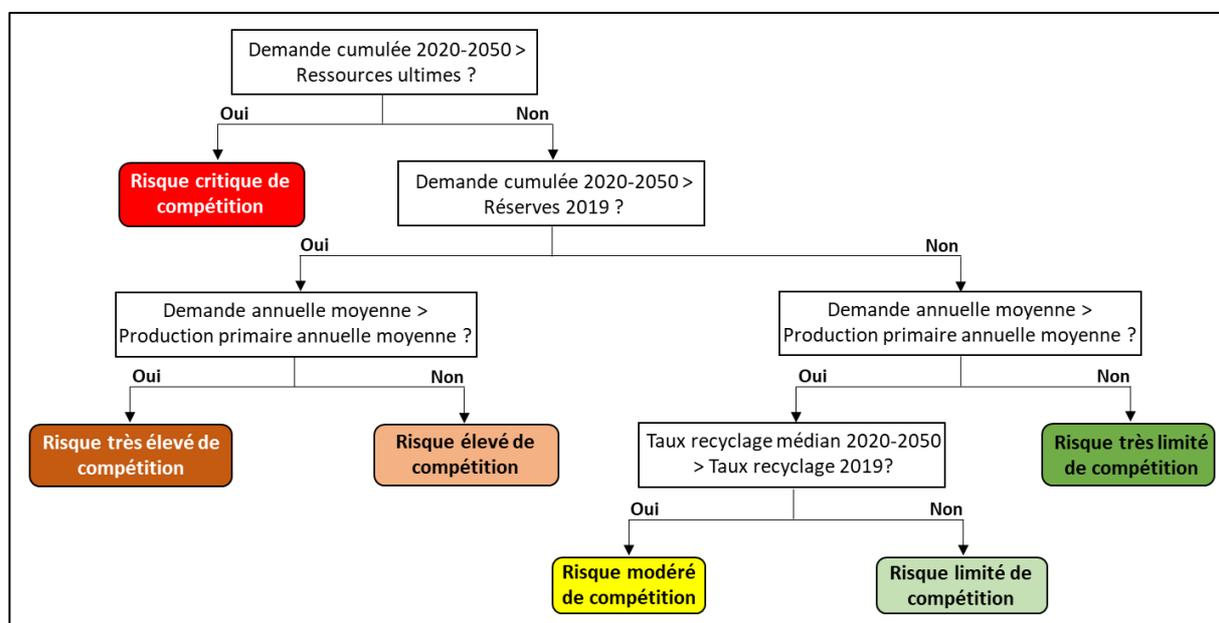


Figure 16 Critères utilisés pour définir les niveaux estimés de compétition à l'horizon 2050 (élaboration par l'auteur)

Plus de la moitié des ressources minérales présentent un risque « très élevé » de voir des compétitions apparaître au cours de la période 2020-2050. Ce constat est valable pour les trois scénarios de marché, les résultats de ces caractérisations ne variant que marginalement de l'un à l'autre. Parmi ces ressources minérales au risque « très élevé » de compétition, citons l'argent, l'indium et le tellure, matériaux cruciaux entrant dans la fabrication des cellules PV c-Si et CdTe. Les autres ressources minérales ayant le même niveau de risque estimé, c'est-à-dire le chrome, le cuivre, le manganèse, le nickel, le plomb, l'étain et le zinc sont des matériaux n'entrant pas ou peu dans la composition des cellules et panneaux PV mais qui sont cruciaux pour les autres composants des systèmes (onduleurs, structure de montage, câbles et connecteurs). L'évolution de leur situation doit donc également être suivie de près car des pénuries ou des concurrences trop fortes pourraient impacter le déploiement des systèmes PV.

Table 5.5 Caractérisation des risques de compétition possibles pour les ressources minérales sélectionnées, selon les trois scénarios de marché PV

Ressource minérale	Transition minimale					Transition ambitieuse					Transition totale				
	Q1	Q2	Q3	Q4 ^a	Risque	Q1	Q2	Q3	Q4 ^a	Risque	Q1	Q2	Q3	Q4 ^a	Risque
Ag	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé
Cd	Non	Oui	Non	Non	Élevé	Non	Oui	Non	Non	Élevé	Non	Oui	Non	Non	Élevé
Cr	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé
Cu	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé
Ga	Non	Non	Non	Non	Très limité	Non	Non	Non	Non	Très limité	Non	Non	Non	Non	Très limité
In	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé
Mg	Non	Non	Oui	Non	Limité	Non	Non	Oui	Oui	Modéré	Non	Non	Oui	Oui	Modéré
Mn	Non	Oui	Oui	Non	Très élevé	Non	Oui	Oui	Non	Très élevé	Non	Oui	Oui	Non	Très élevé
Mo	Non	Non	Oui	Non	Limité	Non	Non	Oui	Non	Limité	Non	Non	Oui	Non	Limité
Ni	Non	Oui	Oui	Non	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé
Pb	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé
Se	Non	Oui	Non	Non	Élevée	Non	Oui	Non	Non	Élevée	Non	Oui	Oui	Non	Très élevé
Si	Non	N/A ^b	Non	Non	Très limité	Non	N/A ^b	Non	Non	Très limité	Non	N/A ^b	Oui	Oui	Modéré
Sn	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé
Te	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Oui	Oui	Oui	Oui	Critique
Zn	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé	Non	Oui	Oui	Oui	Très élevé

^a La quatrième question n'intervient dans la caractérisation des risques de compétition que dans le cas où la réponse à la deuxième question est « Non » et la réponse à la troisième question est « Oui ». Malgré tout, l'information fournie par cette question étant évaluée comme pertinente, la réponse est reprise dans tous les cas.

^b Pour rappel, dans le cas du silicium, le niveau de réserves est inconnu, ce qui explique le « N/A ». Par défaut, la réponse à la deuxième question est donc considérée comme négative et un passage à la question 3 est directement opéré.

Le cadmium et le selenium présentent un risque « élevé », la demande cumulée pour ces ressources minérales égalant et dépassant le niveau des réserves de 2019 aux alentours de 2040, dans les trois scénarios. Rappelons que ces deux ressources minérales sont des sous-produits de la production d'autres ressources minérales métalliques, comme le zinc ou le cuivre, dont le niveau de risque est plus haut.

Il peut donc y avoir un effet de renforcement négatif dû au risque plus élevé de compétition identifié pour ces métaux principaux. D'autant plus que dans le cas du zinc, il est estimé que la demande cumulée dépassera les réserves 2019 aux alentours de 2035, donc avant les dates de dépassement identifiées pour les deux sous-produits précités. Dans les catégories de niveau de risque plus faible, citons tout d'abord le magnésium, au risque de compétition « limité » dans le scénario « Transition minimale » et « modéré » dans les autres scénarios, en raison d'un écart croissant entre demande et production primaire annuelles. Dans le cas du magnésium, il est clair que le déploiement du solaire PV à grande échelle peut être un élément déclencheur de compétition. Le molybdène présente un risque estimé de compétition de niveau « limité », la demande cumulée de 2020 à 2050 ne dépassant pas les ressources ultimes ni les réserves estimées en 2019. De plus, bien que la production primaire annuelle soit en moyenne inférieure à la demande annuelle, dans les trois scénarios le taux de recyclage requis est inférieur à celui de 2019.

Dans le bas du classement, seuls le gallium et le silicium affichent un niveau de risque de compétition « très limité ». Le cas du gallium est clair, avec une demande cumulée largement inférieure au niveau des réserves et ressources ultimes estimés en 2019, pour tous les scénarios de marché. Toutefois, il faut garder à l'esprit qu'il s'agit d'un sous-produit de la production d'aluminium. Il s'agit donc d'une évaluation théorique et il reste malgré tout nécessaire que les sites de traitement de bauxite soient équipés pour récupérer le gallium. Ce qui pourrait éventuellement se faire avec un temps de retard par rapport à la croissance de la demande, déclenchant ainsi des compétitions non identifiées. Bien que peu probable, il s'agit d'une possibilité réelle, étant donné l'usage croissant de gallium en électronique. Le silicium est, de son côté, dans une position moins évidente. Dans le scénario « Transition totale », le niveau de risque de compétition est même estimé à « modéré ». Néanmoins, alors que le niveau de réserves 2019 pour cette ressource minérale est inconnu, ce qui impacte l'évaluation du risque de compétition, le niveau de risque ayant été identifié paraît cohérent. En effet, le silicium semble globalement moins soumis à concurrence que les autres ressources minérales, au regard des autres critères (comparaison demande et production, taux de recyclage), à l'exception du scénario « Transition totale ».

Une comparaison de ces conclusions avec celles d'autres travaux ayant étudié la « criticité » ou les risques de pénuries de diverses ressources minérales nécessaires au développement du PV est présentée en Annexe 6. On peut y voir que les résultats obtenus par les différents chercheurs sont assez hétérogènes. Cela peut s'expliquer par les différences méthodologiques, comme pointé dans la section dédiée à la revue de littérature, s'expliquant elles-mêmes par des objectifs qui varient d'une étude à l'autre. Citons par exemple comme différence méthodologique la mesure du risque économique, qui peut varier en fonction des secteurs sélectionnés, les hypothèses de croissance et l'intensité matérielle

prises, ainsi que le périmètre géographique considéré par les chercheurs. Rappelons également que les horizons temporels peuvent varier. Ainsi, la présente étude, de par sa vision prospective à 2050, ne peut être directement comparée aux études ayant une vision à plus court terme. Toutefois, quelques éléments peuvent être soulignés. En comparaison de la récente étude du BRGM, qui tient compte de plusieurs secteurs économique mais à plus court terme, il est clair que la présente évaluation semble bien plus alarmiste, et que certains résultats sont en totale opposition. Comme dans les cas du cuivre ou du plomb, par exemple. Cela peut être vu comme une preuve de l'intérêt des exercices prospectifs avec divers scénarios, car sans ceux-ci, certains risques pourraient ne pas être anticipés. Dans l'ensemble, il semble tout de même y avoir un relatif consensus et des similarités entre cette étude et celles faisant partie de la comparaison, concernant l'indium, le manganèse, le nickel, le sélénium, l'étain, le tellure ou le zinc. Le gallium, qui a été caractérisé ici comme présentant un risque « très limité » de compétition, est au contraire unanimement pointé comme à haut risque par les autres études. Cela peut peut-être s'expliquer par une sous-estimation de la demande due aux secteurs autres que le PV dans la présente évaluation. Soulignons que des similarités apparaissent avec l'étude de Valero et al., qui se focalise également sur diverses technologies nécessaires à la transition énergétique, à 2050. Ce qui peut laisser penser que la révolution énergétique, nécessaire en vue de remplir les objectifs climatiques de l'Accord de Paris, est un (sérieux) déclencheur probable de pénurie et compétition pour les ressources minérales, dont l'ampleur potentielle n'est pas encore saisie par tous. Notons aussi que les différences avec l'étude de 2017 commanditée par la Commission européenne sont frappantes, et il sera intéressant de voir ce que donneront les résultats de la mise à jour de cette liste des ressources « critiques », prévue cette année.

Enfin, rappelons que même parmi les ressources minérales ayant un niveau de risque équivalent, des différences notables existent. Comme illustré dans la section 5.2, en fonction des cas, les compétitions pourraient se déclencher plus ou moins tôt au cours de la période 2020-2050. Il est impératif de se référer à ces résultats plus détaillés afin d'affiner l'analyse. Aussi, bien que la situation puisse paraître alarmiste étant donné les niveaux de compétition identifiés, rappelons deux éléments. Premièrement, le critère sur les réserves est basé sur les estimations de 2019, or il est certain que l'équilibre offre-demande s'adaptera au cours de la période 2020-2050, faisant varier les prix et l'estimation des réserves. De nouveaux gisements pourraient également être découverts. Deuxièmement, il y a eu une pré-sélection des ressources minérales, induisant un biais. Certaines d'entre elles ont été exclues à priori de l'analyse, alors qu'elles auraient pu contribuer à dresser un tableau plus nuancé de la situation (Al, Fe...).

5.4 Discussion sur le rôle du PV

Dans le but d'étudier plus en détails le lien existant entre déploiement de systèmes solaires PV et risque de compétition pour les ressources minérales, la Figure 17 a été définie. Sur l'axe Y est présenté le risque de compétition tel que défini dans la sous-section précédente, un score de 1 correspondant au niveau « très limité » et un score de 6 au niveau « critique ». Sur l'axe X est indiquée la part de la demande cumulée sur la période 2020-2050 due au déploiement des systèmes PV, telle que présentée à

la section 5.2.1. La taille des bulles représente quant à elle l'intensité matérielle moyenne du secteur en t/GWc, sur la période 2020-2050, obtenue en divisant la demande cumulée due au PV pour chaque ressource minérale sur cette période, par la capacité totale installée pour le scénario, égale à 63.533GWc. Le scénario de marché utilisé pour ce graphique est le scénario « Transition totale ». Les graphiques relatifs aux deux autres scénarios de marché sont disponibles en annexe à la section 8.4.

Nous pouvons voir sur ce graphique que le molybdène et le gallium, au niveau de risque de compétition « limité » et « très limité », combinent à la fois une intensité matérielle moyenne très faible (inférieure à 0,5 t/GWc) et une part de la demande due au PV négligeable. Présentant des caractéristiques similaires au niveau de ces deux paramètres, le cadmium présente toutefois un risque « élevé » de compétition. Cela principalement à cause du niveau de réserves faible estimé en 2019. Entre les deux, le silicium et le magnésium ont un niveau de risque de compétition « modéré », bien que l'intensité matérielle moyenne (800 à 1.100 t/GWc) en ces ressources minérales soit significative, et que la part de la demande cumulée 2020-2050 due au PV soit importante.

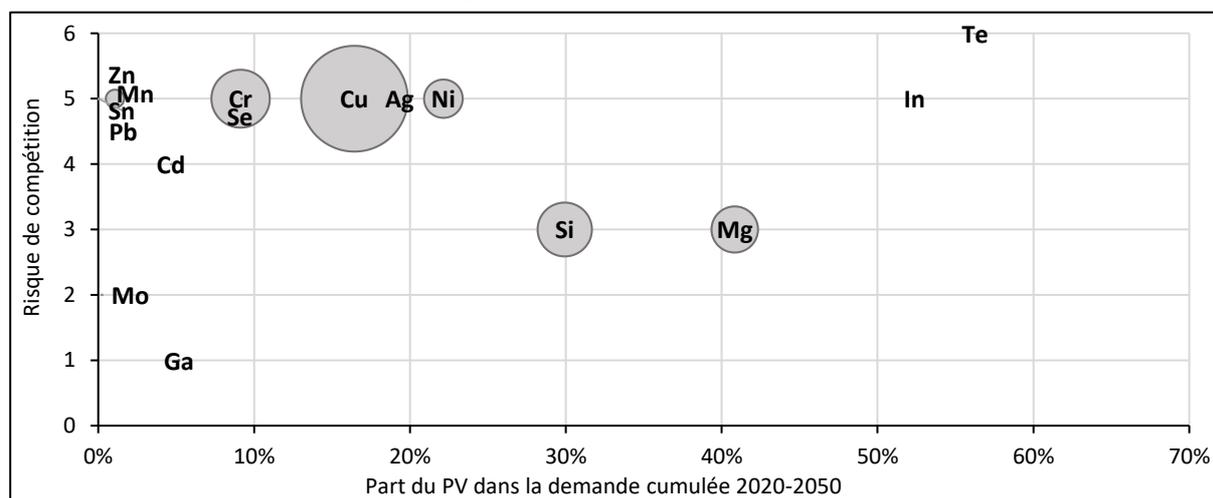


Figure 17 Lien entre demande cumulée due au PV sur la période 2020-2050 (axe X), intensité matérielle moyenne du secteur (taille des bulles) et risque de compétition estimé (axe Y), dans le scénario « Transition totale ».

À nouveau, le plomb, l'étain, le manganèse et le zinc peuvent être mis en avant. Ceux-ci présentent en effet un niveau de risque « très élevé » de compétition qui semble tout à fait indépendant du possible déploiement massif de systèmes PV. Le sélénium présente un profil assez similaire, dans une moindre mesure toutefois. Toujours dans cette catégorie de risque, le chrome, de part sa présence importante dans les alliages d'acier, présente une intensité matérielle moyenne élevée, de l'ordre de 1.200 tonnes par GWc. La part relative du PV dans la demande cumulée de cette ressource minérale reste cependant raisonnable (<10%). Ensuite, le cuivre, l'argent et le nickel, pour lesquels le déploiement des systèmes PV est responsable d'environ 20% de la demande cumulée, ont tous un niveau de risque de compétition « très élevé » malgré des intensités matérielles moyennes très différentes. Celles-ci étant respectivement égales à 5 t/GWc pour l'argent, 578 t/GWc pour le nickel et plus de 4.100 t/GWc pour le cuivre. Cela met en évidence que parmi les seize ressources minérales, le cuivre apparaît comme le cas le plus critique. Il semble en effet difficilement substituable dans les connexions entre cellules PV, les câbles et connecteurs, ou encore dans le matériel électrique et électronique de puissance. Et le déploiement

massif des systèmes PV, s'il devait se concrétiser, pourrait porter une responsabilité potentiellement élevée dans le déclenchement de compétitions pour cette ressource minérale.

L'indium et tellure présentent quant à eux une situation assez similaire entre eux, avec un niveau de risque de compétition « très élevé » voire « critique » dans le cas du second, combiné à une part importante du PV dans la demande cumulée et une intensité matérielle moyenne faible, à l'échelle du secteur PV. Cette dernière est égale à environ 2 t/GWc pour l'indium et 0,5 t/GWc pour le tellure, ce qui est principalement dû au fait que les technologies PV en couche mince ont des parts de marché faibles dans les scénarios de marché définis ($\leq 3,5\%$ pour le CdTe, $\leq 1\%$ pour le CIGS). Cela démontre que le potentiel de croissance des technologies CdTe et CIGS sur le marché PV est limité par des contraintes intrinsèques, en particulier pour la première. Rappelons que l'indium est utilisé également pour fabriquer des cellules PV en couche mince. La situation du tellure et, dans une moindre mesure, de l'indium, contrastent donc fortement avec celle du silicium.

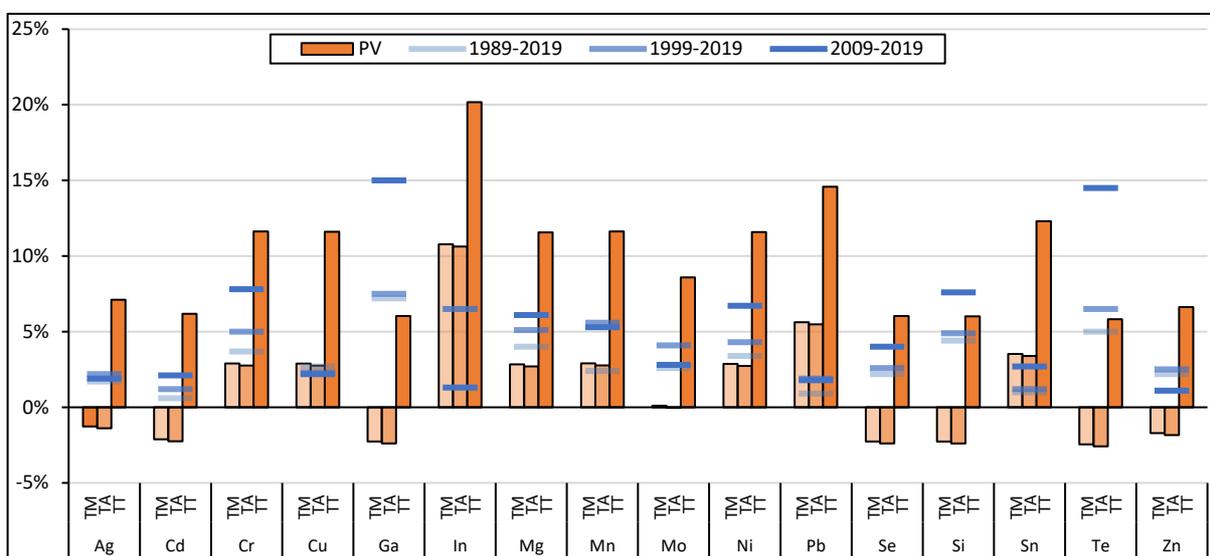


Figure 18 Comparaison des taux de croissance annuels composés de la demande future due au PV (histogrammes oranges) et de la demande globale historique (mesurés sur trois périodes différentes, indiqués par les traits bleues)

Cette analyse peut être complétée par la Figure 18, mettant en regard les taux de croissance annuels composés de la demande future due au PV (sur 2020-2050) et de la demande globale historique, cette dernière étant mesurée sur trois périodes différentes. On y voit que dans la majorité des cas, le taux de croissance annuelle projeté de la demande due au PV est, dans les scénarios de marchés « Transition minimale » et « Transition ambitieuse », inférieur aux taux de croissance historiques de la demande annuelle globale pour ces ressources minérales. Par contre, dans le cas du scénario de marché « Transition totale », cette croissance de la demande due au déploiement de systèmes PV explose et est, presque dans tous les cas, supérieure aux taux de croissance historiques de la demande annuelle globale, quelle que soit la période considérée. En conclusion, à part dans le cas de certaines ressources minérales, comme le cuivre, l'indium, le plomb ou l'étain, et de façon générale dans le cadre d'un scénario de marché « Transition totale », la demande future due au secteur du PV n'imposerait pas une pression sur les ressources minérales supérieure aux tendances ayant pu exister ces dernières décennies.

6. Conclusions

Dans le cadre de ce travail, plusieurs éléments ont été investigués afin d'établir quelle pression la demande en ressources minérales nécessaires au déploiement de systèmes PV, selon trois scénarios de marché, imposerait aux réserves et ressources ultimes correspondantes, et si des compétitions pouvaient survenir avec les autres applications consommatrices de ces mêmes ressources minérales.

Il a pu être déduit de l'analyse que **de nombreuses ressources minérales utilisées pour fabriquer les systèmes solaires PV présentent des risques importants de voir des compétitions apparaître dans les décennies futures**. En effet, parmi les seize ressources minérales sélectionnées, seules quatre ne présentent pas un niveau de risque de compétition égal ou supérieur à « élevé ». Remarquons que pour les douze ressources minérales au risque « élevé » ou plus, des décalages temporels existent et certaines compétitions pourraient se déclencher plus tôt que d'autres, parfois même une ou deux décennies auparavant. Les tendances sur la période 2020-2050 sont en effet loin d'être homogènes. **La première moitié de cette période apparaît comme cruciale et c'est entre 2025 et 2035 que les tensions les plus fortes risquent d'apparaître, avec une hypercroissance dans les trois scénarios de marché**. Une pression qui devrait s'atténuer par après, sauf dans le scénario « Transition totale ». En outre, un niveau de risque de compétition « modéré » ou inférieur ne signifie pas que des chocs ponctuels de la demande ne créeront pas des compétitions sur des fenêtres temporelles réduites.

Par ailleurs, il a été identifié que la majorité de ces ressources minérales sont aussi largement utilisées dans d'autres applications, et celles qui sont assez spécifiques au PV ne semblent pas être plus impactées que les autres. Ainsi, aucune tendance générale ne se dégage et **aucun lien évident n'existe entre risque élevé de compétition et pression exercée par le secteur PV**. En d'autres mots, à part dans le cas du tellure, et de l'indium dans le scénario « Transition totale », **il n'y a pas de cas où, à lui seul, le déploiement à grande échelle des systèmes PV semble faire pencher la balance et déclencher des compétitions**. Le secteur du PV apparaît, dans la plupart des cas, comme un secteur parmi d'autres, s'inscrivant dans une tendance générale d'augmentation de la demande. Cela a aussi été souligné par la comparaison des TCAC de la demande globale historique et de la demande future due au PV. Mis à part dans le cas de certaines ressources minérales, et de façon générale dans le cadre d'un scénario de marché « Transition totale », **la demande future due au secteur du PV n'imposerait pas une pression sur les ressources minérales supérieure aux tendances ayant pu exister ces dernières décennies**.

Dans certains cas cependant, comme dans celui de **l'indium et du tellure, il est clair que le secteur PV contribue de façon substantielle à la hausse de la demande globale**. Et ce même si la consommation relative du secteur PV, par GWc, est réduite, grâce notamment à la prise en compte de l'augmentation des performances dans la modélisation. Un travail continu est donc nécessaire pour leur trouver des substituts. Une tâche ardue, car dans certains cas les substituts possibles sont eux-mêmes consommateurs de ressources minérales pour lesquelles un risque de compétition existe. Citons par exemple l'oxyde de zinc qui peut remplacer l'oxyde d'indium-étain comme oxyde conducteur

transparent dans les cellules en couche mince. Le cas du nickel remplaçant en partie le cuivre dans les connexions entre cellules c-Si peut aussi être cité. **Le cuivre qui, en l'occurrence, apparaît comme la ressource minérale présentant une des situations futures les plus critiques.** Il présente en effet un niveau de risque « très élevé » de compétition, dans les trois scénarios de marché. De plus, il a été démontré que le déploiement de systèmes PV à grande échelle est extrêmement dépendant de cette ressource minérale, toutes technologies et applications confondues. Mais encore, le secteur du PV, bien que responsable d'une part réduite de la demande cumulée pour cette ressource minérale sur la période 2020-2050 (de 4% à 16%), imposerait dans les trois scénarios de marché définis une croissance annuelle de la demande bien supérieure à celle constatée ces dernières décennies pour cette ressource minérale (entre 4% et 12%, en fonction du scénario, par rapport à une moyenne historique de 2%).

Un autre facteur pouvant être mis en avant, à l'échelle de la consommation en ressources minérales dans son ensemble, est le fait que **même si dans douze cas sur seize, la demande annuelle est en moyenne supérieure à la production primaire annuelle, la production secondaire pourrait contribuer à combler cet écart**, au moins sur une partie de la période 2020-2050. En effet, dans un tiers de ces douze cas, le taux de recyclage requis médian sur la période 2020-2050 est inférieur au taux de recyclage 2019. En outre, dans les huit cas restant (mis à part dans celui du tellure), la croissance annuelle nécessaire du taux de recyclage à l'horizon 2050 ne semble pas insurmontable, bien qu'ambitieuse. Tous scénarios et ressources minérales confondus, cette croissance requise varie entre 0,4 p.p. et 1,4 p.p. par an. Néanmoins, rien ne serait plus efficace qu'une réduction de la demande.

Au niveau des différentes technologies de cellules PV étudiées, abstraction faite des ressources minérales consommées par les systèmes PV quelle que soit cette technologie, plusieurs conclusions peuvent être tirées de l'analyse. Par exemple, **le déploiement à grande échelle (c'est-à-dire supérieur à 15 GWc par an) de panneaux à base de CdTe semble impossible.** Les tensions sur le cadmium et surtout le tellure sont en effet importantes, pour tous les scénarios de marché, alors que dans les hypothèses définies, les parts de marché de cette technologie sont très faibles ($\leq 3,5\%$). Le déploiement des panneaux à base de CIGS semble moins sous pression, bien que des tensions pourraient apparaître dans le cas du cuivre, de l'indium et, dans une moindre mesure, du sélénium, alors que les parts de marché sont également très faibles ($\leq 1\%$) dans les scénarios. **Cependant, ce qui semble être le plus problématique dans le cas du CIGS est la possible concurrence intra-sectorielle, notamment pour le cuivre et pour l'indium, ce dernier étant aussi utilisé par les cellules pérovskites.** D'autant plus que les perspectives d'augmentation des performances pour ces dernières sont plus optimistes que pour le CIGS. Les panneaux PV utilisant des technologies à base de c-Si semblent être les moins soumis à des risques de pénurie ou de compétition, parmi les technologies PV dites « matures ». **Le silicium cristallin apparaît donc comme le choix technologique le plus cohérent pour mener le déploiement à grandes échelles de systèmes PV. Quant au passage aux technologies pérovskites, il va devoir se faire de manière progressive et prudente.** En effet, en surimposition sur des cellules c-Si, cette

technologie permettrait une augmentation importante de la puissance nominale des modules, ce qui ferait baisser la demande par GWc installé, pour toutes les ressources minérales. De plus, cet accroissement de performance grâce aux pérovskites se ferait moyennant une demande supplémentaire contenue en ressources minérales. À une exception près, toutefois : l'indium. Ce dernier pourrait en effet voir sa demande exploser, avec une demande cumulée d'indium sur 2020-2050 pouvant atteindre plus de 500% du niveau de réserves de 2019, ce qui génèrerait des compétitions et entraverait éventuellement le développement des pérovskites. Une réduction de la consommation ou le développement d'alternatives est donc impératif. Par ailleurs, les technologies pérovskites actuelles, en jonction simple ou en tandem, bien que consommatrices d'étain, utilisent principalement du plomb, en quantité très limitée. Enfin, **soulignons l'importance du progrès technologique continu, qui permet une augmentation de l'efficacité et une réduction de la demande annuelle de certaines ressources minérales par le secteur PV (comme le silicium), bien que les capacités installées augmentent.**

Lorsque l'on passe la situation en revue par scénario, on constate des différences majeures entre, d'une part, les scénarios « Transition minimale » et « Transition ambitieuse » et, d'autre part, le scénario « Transition totale ». **Globalement, malgré les contraintes identifiées, les deux premiers scénarios de développement du marché PV semblent réalisables, certes non sans difficultés. Le passage à une « Transition totale », impératif pour maximiser les chances de rester bien au-dessous de la barre des 2,0°C à l'horizon 2100, apparaît par contre comme un défi d'une toute autre ampleur.** Même s'il ne semble pas de facto irréalisable, il présente un niveau de complexité (non-technologique) extrême de par ses impacts potentiels. Il nécessiterait une redirection massive et coordonnée des flux de ressources minérales vers le secteur du PV (entre autres), ainsi qu'une prise de conscience profonde et globale, dépassant largement le cadre du secteur PV. Il y a donc une responsabilité générale, forcément diluée, ce qui augmente le degré de difficulté de mise en place de ce scénario.

Pour conclure, rappelons qu'une telle analyse ne doit pas occulter le fait que de nombreux autres facteurs entrent en ligne de compte lorsqu'on parle d'offre et de demande de ressources minérales (prix, concentration des gisements, contraintes réglementaires, géopolitiques ou techniques). Divers éléments supplémentaires pourraient être étudiés, afin d'affiner l'évaluation des risques de compétition. Il serait ainsi judicieux, bien que complexe, d'explorer les impacts au niveau des prix, les liens entre produits et sous-produits, ou encore d'inclure d'autres technologies nécessaires à la révolution énergétique. Les boucles de rétroactions pourraient aussi être étudiées, car une augmentation de la demande en ressources minérales ne se ferait vraisemblablement pas sans impact carbone, ce qui pourrait en retour accroître la pression pour mener cette révolution énergétique. En outre, il pourrait être pertinent d'étendre le périmètre et d'inclure les ressources minérales « indirects » nécessaires au déploiement des systèmes PV. **Cela étant dit, il y a un implacable état de fait qui ne devrait pas être impacté par ces éventuelles recherches additionnelles : la fenêtre d'opportunité pour inverser la tendance actuelle d'émission de CO₂ se réduit très rapidement, il n'est donc plus temps pour les demi-mesures.**

7. Bibliographie

- [1] REN21, «Renewables 2020 Global Status Report,» Paris, June 2020.
- [2] G. Masson, A. Detollenaere et J. Van Wetter , «Snapshot of Global PV Markets,» IEA PVPS - Task 1, 2020.
- [3] IRENA, «Renewable capacity highlights,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 31 Mars 2020.
- [4] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), «IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation,» Abu Dhabi, UAE, May 2011.
- [5] D. Bogdanov, J. Farfan, K. Sadovskaia et al., «Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps,» *Nature Communication*, vol. 10, p. 1077, 2019.
- [6] IEA, «Renewables 2019: Market analysis and forecasts to 2024,» Paris, October 2019.
- [7] VDMA, «International Technological Roadmap for Photovoltaics - 10th Edition,» April 2020.
- [8] IRENA, «Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper),» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, November 2019.
- [9] Bloomberg New Energy Finance, «New Energy Outlook 2019».
- [10] Lazard, «LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS - VERSION 13.0,» November 2019.
- [11] E. Vartiainen, G. Masson, C. Breyer, D. Moser et E. Román Medina, «Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, pp. 1-15, 2019.
- [12] IRENA, «THE POWER TO CHANGE: Solar and Wind cost reduction potential to 2025,» June 2016.
- [13] Y. Zhou et A. Gu, «Learning Curve Analysis of Wind Power and Photovoltaics Technology in US: Cost Reduction and the Importance of Research, Development and Demonstration,» *Sustainability*, vol. 11, pp. 2310 - 2346, April 2019.
- [14] I. Tsiropoulos, D. Tarvydas et A. Zucker, «Cost development of low carbon energy technologies - Scenario-based cost trajectories to 2050, 2017 Edition,» Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018.
- [15] Ernst & Young; SolarPower Europe, «Solar PV Jobs and Value Added in Europe,» November 2017.
- [16] M. Ram, A. Aghahosseini et C. Breyer, «Job creation during the global energy transition towards 100% renewable power system by 2050,» *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 151, February 2020.
- [17] Z. Kapetaki, P. Ruiz et al., «Clean energy technologies in coal regions: Opportunities for jobs and growth: Deployment potential and impacts,» Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020.
- [18] R. Frischknecht, R. Itten, F. Wyss, G. Heath, M. Raugei, P. Sinha et A. Wade, «Life cycle assessment of future photovoltaic electricity production from residential scale systems operated in Europe,» Subtask 2 "LCA", IEA PVPS Task 12, 2014.
- [19] S. A. Mann, M. J. de Wild-Scholten, V. M. Fthenakis, W. G. J. H. M. van Sark et W. C. Sinke, «The energy payback time of advanced crystalline silicon PV modules in 2020: a prospective study,» *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 22, pp. 1180-1194, 2014.
- [20] European Commission, «The RoHS Directive,» 6 November 2019. [En ligne]. Available: https://ec.europa.eu/environment/waste/rohs_eee/index_en.htm. [Accès le 2 February 2020].
- [21] THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, «DIRECTIVE 2012/19/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 4 July 2012 on waste electrical and electronic equipment (WEEE),» Official Journal of the European Union, Brussels, Belgium, 2012.
- [22] A. Valero, A. Valero, G. Calvo, A. Ortego, S. Ascaso et J.-L. Palacios, «Global material requirements for the energy transition. An exergy flow analysis of decarbonisation pathways,» *Energy*, vol. 159, pp. 1175-1184, 2018.
- [23] THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, « DIRECTIVE 2009/125/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 21 October 2009

- establishing a framework for the setting of ecodesign requirements for energy-related products,» Official Journal of the European Union, Brussels, Belgium, 31 Octobre 2009.
- [24] THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, «REGULATION (EU) 2017/1369 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 4 July 2017 setting a framework for energy labelling and repealing Directive 2010/30/EU,» Official Journal of the European Union, Brussels, Belgium, 28 July 2017.
- [25] European Commission, «List of energy efficient products Regulations: by product group,» [En ligne]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/energy-efficient-products/list-regulations-product-groups-energy-efficient-products>. [Accès le 3 Mars 2020].
- [26] N. Dodd, N. Espinosa, P. Van Tichelen et al., «Preparatory study for solar photovoltaic modules, inverters and systems - Draft report,» Joint Research Center, Brussels, 2019.
- [27] Commission européenne, «Ecolabel: Product Groups and Criteria,» 26 February 2020. [En ligne]. Available: <https://ec.europa.eu/environment/ecolabel/products-groups-and-criteria.html>. [Accès le 10 March 2020].
- [28] European Commission, «Ecodesign,» [En ligne]. Available: https://ec.europa.eu/growth/industry/sustainability/ecodesign_en. [Accès le 3 Mars 2020].
- [29] Commission Européenne, «COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN, AU COMITÉ DES RÉGIONS ET À LA BANQUE EUROPÉENNE D'INVESTISSEMENT,» 30 November 2016. [En ligne]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/fr/TXT/?uri=CELEX:52016DC0763>. [Accès le 10 March 2020].
- [30] Commission européenne, «Raw Materials Supply Group,» 2020 January 2020. [En ligne]. Available: <https://ec.europa.eu/transparency/regexpert/index.cfm?do=groupDetail.groupDetail&groupID=1353>. [Accès le 10 March 2020].
- [31] Commission européenne, «Policy and strategy for raw materials,» [En ligne]. Available: https://ec.europa.eu/growth/sectors/raw-materials/policy-strategy_en. [Accès le 10 March 2020].
- [32] A. Lovik, C. Hagelüken et P. Wäger, «Improving supply security of critical metals: Current developments and research in the EU,» *Sustainable Materials and Technologies*, vol. 15, pp. 9-18, 2018.
- [33] J. Halloy, «La question de la durabilité de la numérisation de l'économie,» *La Revue Nouvelle*, 2017.
- [34] P. Bihoux et B. de Guillebon, «Présentation détaillée des métaux: l'indium (In),» chez *Quel futur pour les métaux?*, EDP Sciences, 2010, pp. 251-253.
- [35] Bruxelles Environnement, Plan d'étapes pour les grandes installations photovoltaïques, Région Bruxelles Capitale: Bruxelles Environnement, Mars 2013.
- [36] C. Roos et al., «Solar Electric System: Design, Operation and Installatin,» Washington State University, Olympia, Washington (U.S.A.), 2009.
- [37] H. J. Schellnhuber, S. Rahmstorf et R. Winkelmann, «Why the right climate target was agreed in Paris,» *Nature Climate Change*, vol. 5, pp. 649-653, July 2016.
- [38] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), «Summary for Policymakers,» chez *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways*, 2018, pp. 1-24.
- [39] J. Rogeli, D. Shindell, K. Jiang et al., «2018: Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development,» chez *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways*, 2018, pp. 93-174.
- [40] A. Jäger-Waldau, «PV Status Report 2019,» Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019.
- [41] S. Teske, S. Sawyer et O. Schäfer, «Energy [R]Evolution: A sustainable world energy outlook 2015,» Greenpeace International, 2015, 2015.
- [42] Total, «Total Energy Outlook 2040,» February 2019.
- [43] British Petroleum, «BP Energy Outlook,» 2019.
- [44] Shell, «Shell Scenarios: Sky - Meeting the goals of the Paris agreement,» 2018.
- [45] F. Creutzig, P. Agoston, J. C. Goldschmidt, G. Luderer, G. Nemet et R. C. Pietzcker, «The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change,» *Nature Energy*, vol. 2, August 2017.

- [46] M. Metayer, C. Breyer et H.-J. Fell, «The projections for the future and quality in the past of the World Energy Outlook for solar PV and other renewable energy technologies,» chez *31st EU PVSEC*, Hamburg (Germany), September 2015.
- [47] S. Teske, T. Pregger, S. Simon et T. Naegler, «High renewable energy penetration scenarios and their implications for urban energy and transport systems,» *Current Opinion in Environmental Sustainability*, vol. 30, pp. 89-102, 2018.
- [48] IRENA, «Global energy transformation: A roadmap to 2050,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [49] DNV GL, «Energy Transition Outlook 2019: A global and regional forecast to 2050,» DNV GL AS, Hovik (Norway), 2019.
- [50] N. M. Haegel, R. Margolis, T. Buonassisi, D. Feldman, A. Froitzheim et et al., «Terawatt-scale photovoltaics: Trajectories and challenges,» *Science*, vol. 356, n° 16334, pp. 141-143, April 2017.
- [51] E. Pursiheimo, H. Holttinen et T. Koljonen, «Inter-sectoral effects of high renewable energy share in global energy system,» *Renewable Energy*, vol. 136, pp. 1119-1129, September 2018.
- [52] W. Deason, «Comparison of 100% renewable energy system scenarios with a focus on flexibility and cost,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 3168-3178, 2017.
- [53] K. Hanssen, C. Breyer et H. Lund, «Status and perspectives on 100% renewable energy systems,» *Energy*, vol. 175, pp. 471-480, 2019.
- [54] S. Teske et et al., *Achieving the Paris Climate Agreement Goals - Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C*, Springer, 2019.
- [55] T. W. Brown, T. Bischof-Niemz, K. Blok, C. Breyer, H. Lund et B. V. Mathiesen, «Response to ‘Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems’,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 834-847, 2018.
- [56] Y. Deng, K. Blok, K. Van Der Leun et C. Petersdorff, «Transition to a Fully Sustainable Global Energy System,» chez *Transition to Renewable Energy Systems*, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA., 2013, pp. 93-118.
- [57] S. Sgouridis, D. Csala et U. Bardi, «The sower’s way: quantifying the narrowing net-energy pathways to a global energy transition,» *Environmental Research Letters*, vol. 11, 2016.
- [58] M. Z. Jacobson, M. A. Delucchi, Z. A. F. Bauer, S. C. Goodman et et al., «100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World,» *Joule*, vol. 1, pp. 108-121, September 2017.
- [59] M. Z. Jacobson, A. M. Delucchi, M. A. Cameron, I. P. Manogaran, Y. Shu et A.-K. von Krauland, «Impacts of Green New Deal Energy Plans on Grid Stability, Costs, Jobs, Health, and Climate in 143 Countries,» *One Earth*, vol. 1, n° 14, pp. 449-463, December 2019.
- [60] C. Breyer, D. Bogdanov, A. Gulagi et et al., «On the role of solar photovoltaics in global energy transition scenarios,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, n° 18, pp. 727-745, 2017.
- [61] M. Ram., D. Bogdanov, A. Aghahosseini, A. Gulagi, A. Oyewo, M. Child, U. Caldera, K. Sadovskaia, J. Farfan, L. Barbosa, M. Fasihi, S. Khalili, B. Dalheimer, G. Gruber, T. Traber, F. De Caluwe, H.-J. Fell et C. Breyer, «Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Power, Heat, Transport and Desalination,» Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group, Lappeenranta (Finland) and Berlin (Germany), March 2019.
- [62] M. Ram, D. Bogdanov, A. Aghahosseini, A. Oyewo, A. Gulagi, M. Child, H.-J. Fell et C. Breyer, «Global Energy System based on 100% Renewable Energy - Power Sector,» Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group, Lappeenranta (Finland) and Berlin (Germany), November 2017.
- [63] M. Ram, D. Bogdanov, A. Aghahosseini, A. Gulagi, A. S. Oyewo et et al., «Global Energy System Based on 100% Renewable Energy - Energy Transition in Europe Across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors,» Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group, Lappeenranta (Finland) and Berlin (Germany), December 2018.
- [64] International Energy Agency, «Energy Technology Perspectives 2015,» IEA, Paris, 2015.
- [65] B. P. Heard, B. W. Brook, T. M. L. Wigley et C. J. A. Bradshaw, «Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 1122-1133, 2017.
- [66] D. B. Needleman, J. R. Poindexter, R. Kurchin, I. M. Peters, G. Wilson et T. Buonassisi, «Economically sustainable scaling of photovoltaics to meet climate targets,» *Energy & Environmental Science*, vol. 9, pp. 2122-2129, April 2016.

- [67] D. Feldman, E. O'Shaughnessy et R. Margolis, «Q3/Q4 2019 - Solar Industry Update,» NREL, February 2020.
- [68] UNFCCC, «Aggregate effect of the intended nationally determined contributions: an update,» May 2016.
- [69] J. Rogelj, M. den Elzen, N. Höhne, N. Fransen, T. Fekete et al., «Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 °C,» *Nature*, vol. 534, pp. 631-639, June 2016.
- [70] NREL, «Does the world have enough materials for PV to help address climate change?,» U.S. Department of Energy, Washington, D.C. (U.S.A.), June 2005.
- [71] D. I. Bleiwas, «Byproduct mineral commodities used for the production of photovoltaic cells: U.S. Geological Survey Circular 1365,» USGS, 2010.
- [72] C. Candelise, J. F. Speirs et R. J. Gross, «Materials availability for thin film (TF) PV technologies development: A real concern?,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 4972-4981, June 2011.
- [73] C. Helbig, A. M. Bradshaw, C. Kolotzek, A. Thorenz et A. Tuma, «Supply risks associated with CdTe and CIGS thin-film photovoltaics,» *Applied Energy*, vol. 178, pp. 422-433, June 2016.
- [74] N. Nassar, D. Wilburn et T. Goonan, «Byproduct metal requirements for U.S. wind and solar photovoltaic electricity generation up to the year 2040 under various Clean Power Plan scenarios,» *Applied Energy*, vol. 183, pp. 1209-1226, September 2016.
- [75] U.S. Department of Energy, «Critical Materials Strategy,» U.S. Department of Energy, December 2010.
- [76] K. Tokimatsu, H. Wachtmeister et al., «Energy modeling approach to the global energy-mineral nexus: A first look at metal requirements and the 2°C target,» *Applied Energy*, vol. 207, pp. 494-509, 2017.
- [77] A. Valero, A. Valero, G. Calvo et A. Ortego, «Material bottlenecks in the future development of green technologies,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, pp. 178-200, 2018.
- [78] L. Grandell, A. Lethilä, M. Kivinen, T. Koljonen, S. Kihlman et L. Lauri, «Role of critical metals in the future markets of clean energy technologies,» *Renewable Energy*, vol. 95, pp. 53-62, 2016.
- [79] R. Kleijn, E. van der Voet, G. J. Kramer, L. van Oers et C. van der Giesen, «Metal requirements of low-carbon power generation,» *Energy*, vol. 36, pp. 5640-5648, August 2011.
- [80] R. Moss, E. Tzimas, H. Kara, P. Willis et J. Kooroshy, «The potential risks from metals bottlenecks to the deployment of Strategic Energy Technologies,» *Energy Policy*, vol. 55, pp. 556-564, 2013.
- [81] Öko-Institut e.V., «CRITICAL METALS FOR FUTURE SUSTAINABLE TECHNOLOGIES AND THEIR RECYCLING POTENTIAL,» UNEP, July 2009.
- [82] E. Hertwich, J. Aloisi de Larderel, A. Arvesen et al., «Green Energy Choices: The benefits, risks and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production. Report of the International Resource Panel,» UNEP, 2016.
- [83] JRC; Fraunhofer ISI; Oakdene Hollins Ltd., «Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector: Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies,» European Union, 2013.
- [84] R. L. Moss, E. Tzimas, H. Kara, P. Willis et J. Kooroshy, «Critical Metals in Strategic Energy Technologies: Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies,» Joint Research Center, 2011.
- [85] Joint Research Center, «Report on Critical Raw Materials for the EU,» European Union, Luxembourg, May 2014.
- [86] Joint Research Center, «Study on the review of the list of Critical Raw Materials: Criticality Assessments,» European Union, Luxembourg, June 2017.
- [87] F. Mathieux, F. Ardente, S. Bobba et al., «Critical Raw Materials and the Circular Economy – Background report,» Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2017.
- [88] European Commission, «Report on Critical Raw Materials and the Circular Economy,» 2018.
- [89] S. Carrara, P. Alves Dias, B. Plazzotta et C. Pavel, «Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system,» Publication Office of the European Union, Luxembourg, 2020.
- [90] P. van Exter, S. Bosch, B. Schipper, B. Sprecher et R. Kleijn, «Metal Demand for Renewable Electricity Generation in the Netherlands,» Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management, December 2018.
- [91] P. Viebhan, O. Soukup, S. Samadi, J. Teubler, K. Wiesen et M. Ritthof, «Assessing the need for critical minerals to shift the German energy system towards a high proportion of renewables,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 655-671, 2014.

- [92] V. Bach, N. Finogenova, M. Berger, L. Winter et M. Finkbeiner, «Enhancing the assessment of critical resource use at the country level with the SCARCE method - Case study of Germany,» *Resources Policy*, vol. 53, pp. 283-299, 2017.
- [93] M. Goe et G. Gaustad, «Identifying critical materials for photovoltaics in the US: A multi-metric approach,» *Applied Energy*, vol. 123, pp. 387-396, 2014.
- [94] F. Mormont, «Master thesis: L’approvisionnement en métaux, menace pour les énergies renouvelables ? La question des réserves, de l’énergie de production et de la criticité,» ULB - IGEAT, 2016.
- [95] J. Harmsen, A. Roes et M. Patel, «The impact of copper scarcity on the efficiency of 2050 global renewable energy scenarios,» *Energy*, vol. 50, pp. 62-73, January 2013.
- [96] A. Stamp, P. Wäger et S. Hellweg, «Linking energy scenarios with metal demand modeling – The case of indium in CIGS solar cells,» *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 93, pp. 156-167, 2014.
- [97] S. Lo Piano, A. Saltelli et P. J. van der Sluijs, «Silver as a Constraint for a Large-Scale Development of Solar Photovoltaics? Scenario-Making to the Year 2050 Supported by Expert Engagement and Global Sensitivity Analysis,» *Front. Energy Res.*, vol. 7, June 2019.
- [98] S. Davidsson et M. Höök, «Material requirements and availability for multi-terawatt deployment of photovoltaics,» *Energy Policy*, vol. 108, pp. 574-582, 2017.
- [99] J. McNerney, G. Kavlak, R. Jaffe et J. Trancik, «Metals Production Requirements for Rapid Photovoltaics Deployment,» *Energy & Environmental Science*, 2015.
- [100] J. Jean, P. Brown, R. Jaffe, T. Buonassisi et V. Bulovic, «Pathways for solar photovoltaics†,» *Energy & Environmental Science*, vol. 8, pp. 1200-1219, 2015.
- [101] F. Fizaine, «Byproduct production of minor metals: Threat or opportunity for the development of clean technologies? The PV sector as an illustration,» *Resources Policy*, vol. 38, pp. 373-383, 2013.
- [102] A. Elshkaki et T. Graedel, «Solar cell metals and their hosts: A tale of oversupply and undersupply,» *Applied Energy*, vol. 158, pp. 167-177, August 2015.
- [103] F.-W. Wellmer, P. Buchholz, J. Gutzmer et al., *Raw Materials for Future Energy Supply*, Springer, 2019.
- [104] C. Helbig, L. Wietschel, A. Thorenz et A. Tumz, «How to evaluate raw material vulnerability - An overview,» *Resources Policy*, vol. 48, pp. 13-24, 2016.
- [105] Y. Jin, J. Kim et B. Guillaume, «Review of critical material studies,» *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 113, pp. 77-87, June 2016.
- [106] G. Daw, «Security of mineral resources: A new framework for quantitative assessment of criticality,» *Resources Policy*, vol. 53, pp. 173-189, 2017.
- [107] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, «PHOTOVOLTAICS REPORT,» Freiburg, Germany, November 2019.
- [108] S. Chunduri et M. Schmela, «High Efficiency Cell Technologies - 2019 Edition: From PERC to Passivated Contacts and HJT,» 2019.
- [109] N. Taylor et A. Jäger-Waldau, «Low Carbon Energy Observatory Photovoltaics Technology Development Report 2018,» European Commission, Luxembourg, 2019.
- [110] A. Polman, M. Knight, E. Garnett, B. Ehrler et W. Sinke, «Photovoltaic materials: Present efficiencies and future challenges,» *Science*, vol. 352, n° 16283, pp. 307-317, 2016.
- [111] S. Chunduri et M. Schmela, «Advanced Module Technologies - 2019 Edition: Surprising Developments Leading to Significantly Higher Power Ratings of Solar Modules,» 2019.
- [112] Y. Fu, X. Liu et Z. Yuan, «Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 86, pp. 180-190, 2015.
- [113] B. Huang, J. Zhao, J. Chai, B. Xue, F. Zhao et X. Wang, «Environmental influence assessment of China’s multi-crystalline silicon (multi-Si) photovoltaic modules considering recycling process,» *Solar Energy*, vol. 143, pp. 132-141, 2017.
- [114] E. D. Williams, R. U. Ayres et M. Heller, «The 1.7 Kilogram Microchip: Energy and Material Use in the Production of Semiconductor Devices,» *Environmental Science & Technology*, vol. 36, n° 124, pp. 5504-5510, 2002.
- [115] A. Goodrich, P. Hacke, Q. Wang, B. Sopori, R. Margolis, T. L. James et M. Woodhouse, «A wafer-based monocrystalline silicon photovoltaics road map: Utilizing known technology improvement opportunities for further reductions in manufacturing costs,» *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 114, pp. 110-135, 2013.

- [116] M. Woodhouse, B. Smith, A. Ramdas et R. Margolis, «Crystalline Silicon Photovoltaic Module Manufacturing Costs and Sustainable Pricing: 1H 2018 Benchmark and Cost Reduction Roadmap,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado (USA), 2019.
- [117] F. Shimura, «13. Single-Crystal Silicon: Growth and Properties,» chez *Handbook of Electronic and Photonic Materials*, Springer International Publishing AG, 2017, pp. 293-307.
- [118] M. Di Sabatino, E. J. Ovrelid et E. Olsen, «Distribution of Al, B and P in multi-crystalline Si ingots,» chez *EU PVSEC*, 2006.
- [119] H. Rodriguez et et al., «6. Bulk Crystal Growth and Wafering for PV,» chez *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering (2nd edition)*, John Wiley & Sons, 2011, pp. 218-264.
- [120] T. Jiang et G. Z. Chen, «2. Materials Chemistry and Physics for Low-Cost Silicon Photovoltaics,» chez *Emerging Photovoltaic Materials: Silicon & Beyond*, Wiley, 2018, pp. 23-60.
- [121] Z. Yu, W. Ma, K. Xie, G. Lv, Z. Chen, J. Wu et J. Yu, «Life cycle assessment of grid-connected power generation from metallurgical route multi-crystalline silicon photovoltaic system in China,» *Applied Energy*, vol. 185, pp. 68-81, 2017.
- [122] Z. Liu, S. E. Sofia et et al., «Revisiting thin silicon for photovoltaics: a technoeconomic perspective,» *Energy & Environmental Science*, vol. 13, pp. 12-23, 2020.
- [123] A. Kumar et S. N. Melkote, «Diamond Wire Sawing of Solar Silicon Wafers: A Sustainable Manufacturing Alternative to Loose Abrasive Slurry Sawing,» *Procedia Manufacturing*, vol. 21, pp. 549-566, 2018.
- [124] X. Li, Y. Gao, P. Ge, L. Zhang et W. Bi, «The effect of cut depth and distribution for abrasives on wafer surface morphology in diamond wire sawing of PV polycrystalline silicon,» *Materials Science in Semiconductor Processing*, vol. 91, pp. 316-326, 2019.
- [125] K. C. Shraavan et M. Schmela, «High Efficiency Cell Technologies - 2019 Edition,» Taiyang News, 2019.
- [126] A. Louwen, W. van Sark, R. Schropp et A. Faaij, «A cost roadmap for silicon heterojunction solar cells,» *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 147, pp. 295-314, 2016.
- [127] L. Tous et et al., «Efficiency Roadmaps for Industrial Bifacial pPERC and nPERT cells,» chez *SiliconPV 2019, the 9th International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics*, 2019.
- [128] C. Messmer et et al., «Efficiency Roadmap of Evolutionary Upgrades of PERC Solar Cells by TOPCon: Impact of Parasitic Absorption,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 10, n° 12, pp. 335-342, 2020.
- [129] Y.-C. Shih et et al., «Screen-Printable Silver Pastes with Nanosized Glass Frits for Silicon Solar Cells,» *Journal of Electronic Materials*, vol. 42, n° 13, pp. 410-416, 2013.
- [130] V. Unsur et et al., «The Effects of Nano Ag Particles on Gridline Sintering for Silicon Solar CELLS,» chez *IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, New Orleans, USA, 2015.
- [131] L. Oberbeck et al., «IPVF's PV technology vision for 2030,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2020.
- [132] M. Mittag et et al., «Techno-economic analysis of half cells modules: the impact of half cells on modules power and costs,» chez *36th EU PVSEC*, Marseille, France, 2019.
- [133] K. C. Shraavan et M. Schmela, «Advanced Module Technologies - 2019 Edition,» Taiyang News, 2019.
- [134] J.-P. Wang et et al., «Recovery of Copper from Spent Photovoltaic Ribbon in Solar Module,» *Journal of Korean Institute of Resources Recycling*, vol. 22, n° 15, pp. 50-55, 2013.
- [135] K. C. Shraavan et M. Schmela, «Market Survey: Backsheets and Encapsulation,» Taiyang News, 2019.
- [136] M. M. Lunardi et et al., «Life cycle assessment on PERC solar modules,» *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 187, pp. 154-159, 2018.
- [137] K. A. W. Horowitz, R. Fu et M. Woodhouse, «An analysis of glass-glass CIGS manufacturing costs,» *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 154, pp. 1-10, 2016.
- [138] W. Shafarman, «4.4 CIGS Module Design and Manufacturing,» chez *Photovoltaics Solar Energy: From Fundamentals to Applications*, John Wiley & Sons, 2017, pp. 204-212.
- [139] S. Amarakoon et et al., «Life cycle assessment of photovoltaic manufacturing consortium (PVMC) copper indium gallium (di)selenide (CIGS) modules,» *The international journal of life cycle assessment*, vol. 23, n° 14, pp. 851-866, 2017.
- [140] S. Sofia, J. P. Mailoa et et al., «Economic Viability of Thin-Film Tandem Solar Modules in the USA,» *Nature Energy*, vol. 3, pp. 387-294, 2018.
- [141] L. Stamford et A. Azapagic, «Environmental impacts of copper indium gallium-selenide (CIGS) photovoltaics and the elimination of cadmium through atomic layer deposition,» *Science of Total Environment*, vol. 688, pp. 1092-1101, 2019.

- [142] Y. Jung Jang et al., «Quantitative Analysis and Band Gap Determination for CIGS Absorber Layers Using Surface Techniques,» *Journal of Analytical Methods in Chemistry*, 2018.
- [143] K. Hoe Ong et al., «Review on Substrate and Molybdenum Back Contact in CIGS Thin Film Solar Cell,» *International Journal of Photoenergy*, 2018.
- [144] F. Yan et al., «Evaluation of CIGS cell interconnection methods,» chez *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2013.
- [145] M. Marwede, «Cycling critical absorber materials of CdTe- and CIGS-photovoltaics: Material efficiency along the life-cycle,» Doctoral Thesis in Physics, Augsburg University, 2013.
- [146] L. M. Mansfield et al., «Efficiency increased to 15,2% for ultra-thin Cu(In,Ga)Se₂ solar cells,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, pp. 1-6, 2018.
- [147] S. Paetel, «Roadmap CIGS towards 25% Efficiency,» chez *7th International Workshop on CIGS Solar Cell Technology*, 2016.
- [148] A. Kuypers et al., «Thin Film PV Roadmap,» Solliance, 2018.
- [149] M. Woodhouse, A. Goodrich, R. Margolis et al., «Perspectives on the pathways for cadmium telluride photovoltaic module manufacturers to address expected increases in the price for tellurium,» *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 115, pp. 199-212, 2013.
- [150] A. Bosio et al., «The History of Photovoltaics with Emphasis on CdTe Solar Cells and Modules,» *Coatings*, vol. 10, n° 14, pp. 344-373, 2020.
- [151] W. K. Metzger et al., «Exceeding 20% efficiency with in situ group V doping in polycrystalline CdTe solar cells,» *Nature Energy*, vol. 4, pp. 837-845, 2019.
- [152] Y. Chen et al., «From Laboratory to Production: Learning Models of Efficiency and Manufacturing Cost of Industrial Crystalline Silicon and Thin-Film Photovoltaic Technologies,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 8, n° 16, pp. 1532-1538, 2018.
- [153] Z. Li et al., «Cost Analysis of Perovskite Tandem Photovoltaics,» *Joule*, vol. 2, pp. 1559-1572, 2018.
- [154] Y. Hou et al., «Efficient tandem solar cells with solution-processed perovskite on textured crystalline silicon,» *Science*, vol. 367, pp. 1135-1140, 2020.
- [155] Z. Yang et al., «Device Physics of Back-Contact Perovskite Solar Cells,» *Energy & Environmental Science*, 2020.
- [156] I. Mathews et al., «Economically Sustainable Growth of Perovskite Photovoltaics Manufacturing,» *Joule*, vol. 4, n° 14, pp. 822-839, 2020.
- [157] Z. Li et al., «Scalable fabrication of perovskite solar cells,» *Nature Reviews Materials*, vol. 3, 2018.
- [158] P. Billen et al., «Comparative evaluation of lead emissions and toxicity potential in the life cycle of lead halide perovskite photovoltaics,» *Energy*, vol. 166, pp. 1089-1096, 2019.
- [159] N.-G. Park et al., «Scalable fabrication and coating methods for perovskite solar cells and solar modules,» *Nature Reviews Materials*, vol. 5, pp. 333-350, 2020.
- [160] M. M. Lunardi et al., «A life cycle assessment of perovskite/silicon tandem solar cells,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, n° 18, pp. 679-695, 2017.
- [161] S. Albrecht et al., «On top of commercial photovoltaics,» *Nature Energy*, vol. 2, 2017.
- [162] EPKI, «Perovskite-based photovoltaics: A unique chance for European PV-industry,» European Perovskite Initiative, 2019.
- [163] L. Tschümperlin, P. Stolz, F. Wyss et R. Frischknecht, «Life cycle assessment of low power solar inverters (2.5 to 20 kW),» Swiss Federal Office of Energy SFOE, 2016.
- [164] M. Caduff et al., «Power-Law Relationships for Estimating Mass, Fuel Consumption and Costs of Energy Conversion Equipments,» *Environmental Science & Technology*, vol. 45, n° 12, pp. 751-754, 2011.
- [165] V. Pricop et al., «Influence of Alloy Elements on Magnetic Properties of Electrical Steels,» chez *2016 International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, Craiova, Romania, 2016.
- [166] R. Frischknecht, R. Itten et al., «Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems,» International Energy Agency (IEA) PVPS Task 12, 2015.
- [167] L. Stamford et A. Azapagic, «Environmental Impacts of Photovoltaics: The Effects of Technological Improvements and Transfer of Manufacturing from Europe to China,» *Energy Technology*, vol. 6, pp. 1148-1160, 2018.

- [168] S. Chandra Paul et al., «A comprehensive review on mechanical and durability properties of cement-based materials containing waste recycled glass,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 198, pp. 891-906, 2018.
- [169] S. Hasdemir et al., «The effect of natural sand composition on concrete strength,» *Construction and Building Materials*, vol. 112, pp. 940-948, 2016.
- [170] M. Hegedic et al., «Life Cycle Assessment of Power Transformer - Case Study,» chez *MOTSP 2016 International Conference Management of Technology – Step to Sustainable Production*, Porec, Croatia, 2016.
- [171] P. Razdan et P. Garrett, «Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V112-3.45 MW Wind Plant - Version 1.1,» Vestas Wind Systems A/S, Aarhus, Denmark, July 2017.
- [172] F. Engelbeen , «Plastics - Environmental aspects,» Indian Institute of Science - Centre for Ecological Sciences, [En ligne]. Available: <http://ces.iisc.ernet.in/hpg/envis/plasdoc612.html>. [Accès le 12 June 2020].
- [173] B. Cushman-Roisin, «ENGS-171 – INDUSTRIAL ECOLOGY – Some useful numbers,» Dartmouth College, New Hampshire, USA.
- [174] H. Sverdrup et K. V. Ragnarsdóttir, «Natural Resources in a Planetary Perspective,» *Geochemical Perspectives*, vol. 3, n° 12, 2014.
- [175] European Commission, «Communication on the 2017 list of Critical Raw Materials for the EU,» 13 septembre 2017. [En ligne]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52017DC0490>. [Accès le 1 Juillet 2020].
- [176] U.S. Department of the Interior, «Interior Releases 2018’s Final List of Critical Minerals,» USGS, 18 Mai 2018. [En ligne]. Available: <https://www.usgs.gov/news/interior-releases-2018-s-final-list-35-minerals-deemed-critical-us-national-security-and>. [Accès le 1 Juillet 2020].
- [177] S. Suresh , S. Sinhgvi et V. Rustagi, «Managing India’s PV Module Waste,» Bridge To India, 2019.
- [178] R. Deng et al., «A techno-economic review of silicon photovoltaic module recycling,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 109, pp. 532-550, 2019.
- [179] S. Weckend, A. Wade et G. Heath, «End-of-life Management of Solar Photovoltaic Panels,» IRENA & IEA-PVPS, 2016.
- [180] C. Latunussa, L. Mancini et al., «Analysis of material recovery from photovoltaic panels,» JRC - Publications Office of the European Union, Luxembourg (Luxembourg), 2016.
- [181] M. Chauvot, «LesEchos - Veolia crée le premier site de recyclage des panneaux photovoltaïques,» 20 Mars 2017. [En ligne]. Available: <https://www.lesechos.fr/2017/03/veolia-cree-le-premier-site-de-recyclage-des-panneaux-photovoltaïques-164641>. [Accès le 10 Juin 2020].
- [182] F. Cucchiella et al., «End-of-Life of used photovoltaic modules: A financial analysis,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 552-561, 2015.
- [183] A. Dominguez et R. Geyer, «Photovoltaic waste assessment of major photovoltaic installations in the United States of America,» *Renewable Energy*, vol. 133, pp. 1188-1200, 2019.
- [184] P. Christmann, «Towards a More Equitable Use of Mineral Resources,» *Natural Resources Research*, vol. 27, pp. 159-177, 2017.
- [185] L. D. Meinert et al., «Mineral Resources: Reserves, Peak Production and the Future,» *Resources*, vol. 5, n° 114, 2016.
- [186] R. W. Scholz et F.-W. Wellmer, «Approaching a dynamic view on the availability of mineral resources: What we may learn from the case of phosphorus?,» *Global Environmental Change*, vol. 23, pp. 11-27, 2013.
- [187] M. L. C. M. Henckens et al., «Mineral resources: Geological scarcity ,market price trends, and future generations,» *Resources Policy*, vol. 49, pp. 102-111, 2016.
- [188] UNEP & International Resource Panel, «Recycling Rates of Metals - A Status Report,» 2011.
- [189] EUROMETAUX & EUROFER, «Recycling rates of metals,» 2012.
- [190] G. Calvo, A. Valero et A. Valero, «Assessing maximum production peak and resource availability of non-fuel mineral resources: Analyzing the influence of extractable global resources,» *Resources, Conservation & Recycling*, vol. 125, pp. 208-217, 2017.
- [191] H. Sverdrup et al., «Investigating the sustainability of the global silver supply, reserves, stocks in society and market price using different approaches,» *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 83, pp. 121-140, 2014.

- [192] The Silver Institute, «World Silver Survey 2020,» The Silver Institute, 2020.
- [193] U.S. Geological Survey, «Mineral Commodity Survey,» 2020.
- [194] British Geological Survey, «Mineral Statistics Survey,» 2020.
- [195] BRGM, «Fiche de criticité - Cadmium,» Octobre 2019.
- [196] Copper Alliance, «Copper Demand & Long-Term Availability,» [En ligne]. Available: <https://copperalliance.org/about-copper/long-term-availability/>. [Accès le 30 June 2020].
- [197] F. Lu et al., «Resources and extraction of gallium: A review,» *Hydrometallurgy*, vol. 174, pp. 105-115, 2017.
- [198] T. T. Werner et al., «The world's by-product and critical metal resources part III: A global assessment of indium,» *Ore Geology Reviews*, vol. 86, pp. 939-956, 2017.
- [199] T. E. Graedel et al., «Recycling Rates of Metals – A Status Report, A Report of the Working Group on the Global Metal Flows to the International Resource Panel,» UNEP, 2011.
- [200] International Manganese Institute, «Statistics 2019,» International Manganese Institute, 2020.
- [201] International Molybdenum Association, «Uses of new Molybdenum,» International Molybdenum Association, 2019. [En ligne]. Available: <https://www.imoa.info/molybdenum-uses/molybdenum-uses.php>. [Accès le 30 June 2002].
- [202] International Nickel Study Group, «The World Nickel Factbook 2018,» 2019.
- [203] BRGM, «Fiche de criticité - Silicium métal,» Juillet 2019.
- [204] International Tin Association, «Global Resources & Reserves - 2020 Update,» 2020.
- [205] International Tin Association, «Tin users see weaker markets,» 16 October 2019. [En ligne]. Available: <https://www.internationaltin.org/tin-users-see-weaker-markets/>. [Accès le 30 June 2020].
- [206] Ministère autrichien de l'Agriculture, des Régions et du Tourisme, «World Mining Data 2020,» International Organizing Committee of the World Mining Congress, 2020.
- [207] BRGM, «Fiche de criticité - Tellure,» Septembre 2018.
- [208] BRGM, «Panorama 2010 du marché du Tellure - Rapport final,» Septembre 2011.
- [209] Christmann P. et al., «Panorama 2010 du marché du gallium - Rapport final,» Compagnie Européenne d'Intelligence Stratégique - BRGM, Décembre 2011.
- [210] BRGM, CRU & McKinsey, «WMF CRITICALITY ASSESSMENT,» chez *World Materials Forum 2019*, June 2019.
- [211] British Geological Survey, «Risk List 2015,» British Geological Survey, 2015.
- [212] US Department of the Interior, «Final List of Critical Minerals 2018,» *Federal Register*, vol. 83, n° %197, pp. 23295-23296, May 2018.
- [213] B. Minnaert, «Thin film solar cells: an overview,» UGent, 2008.
- [214] U.S. Geological Survey, «GEOLOGICAL SURVEY CIRCULAR 831 - Principles of a Resource/Reserve Classification For Minerals,» United States Department of the Interior, 1980.

8. Annexes

8.1 Annexe 1

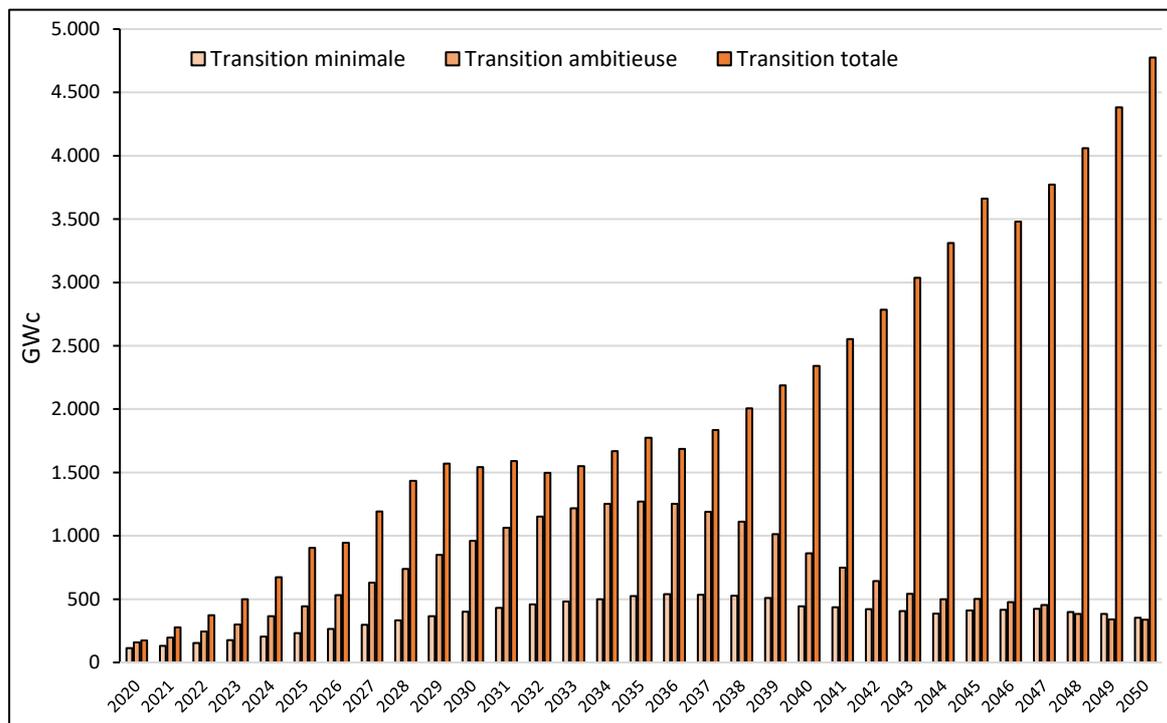


Figure 19 Simulation de la capacité solaire PV installée annuellement dans le monde, selon les trois scénarios de marché définis (élaboration par l'auteur sur base des chiffres cumulés définis à partir de la littérature)

8.2 Annexe 2

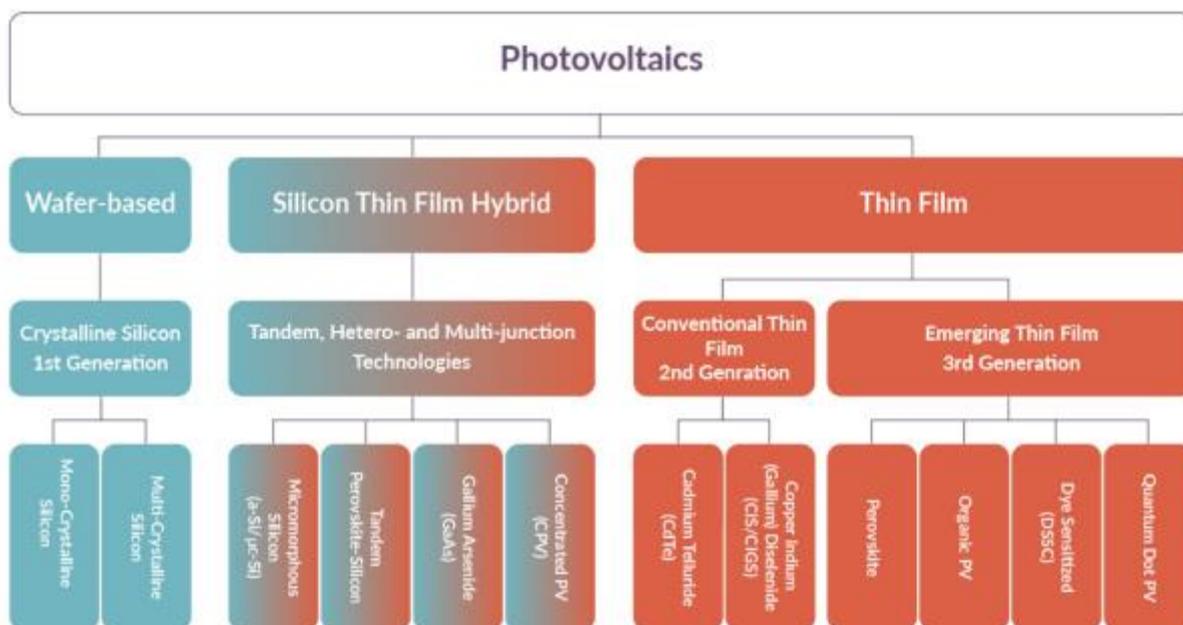


Figure 20 Vue schématique de la sous-segmentation des technologies des technologies PV (Source: PVthin.org)

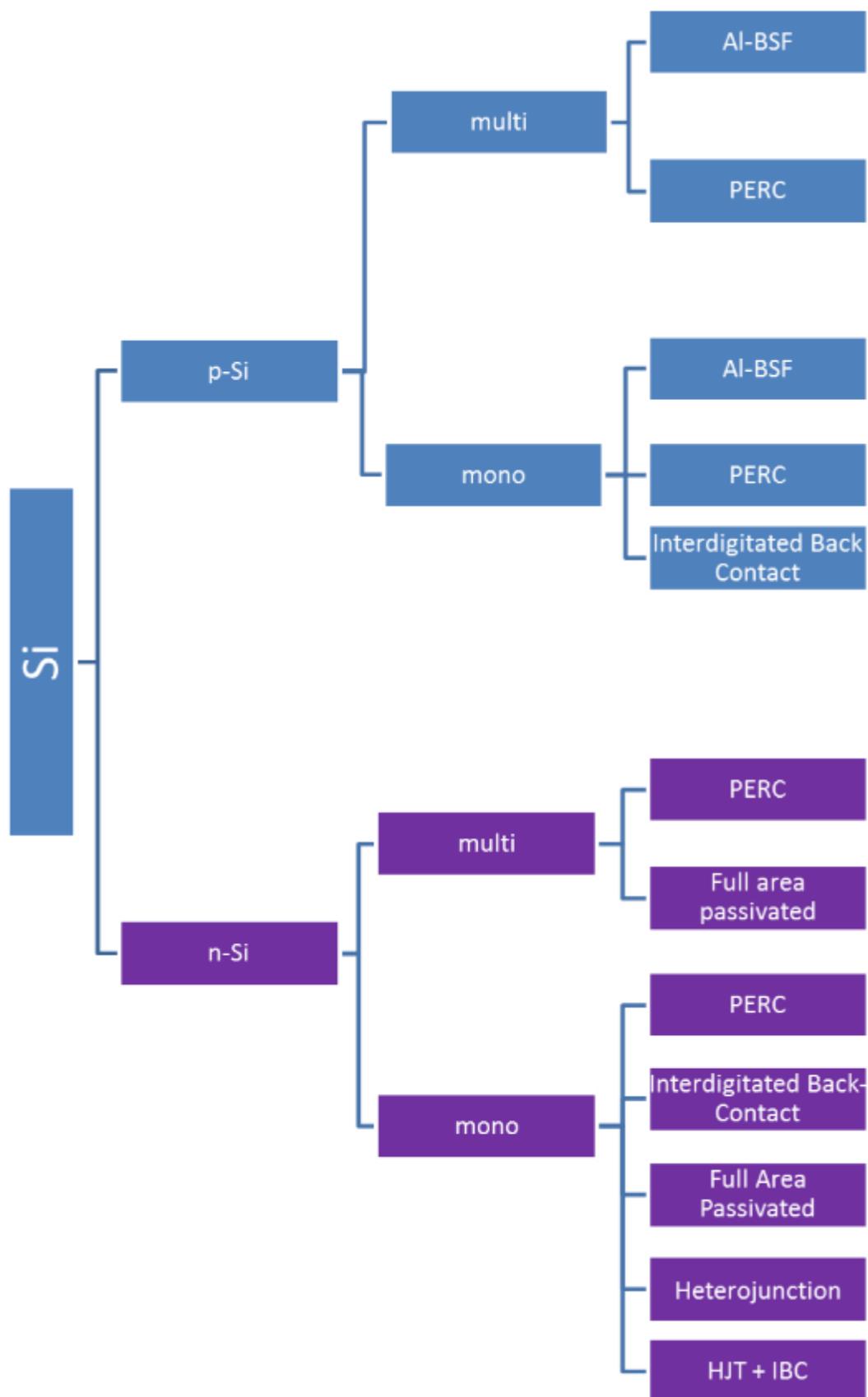


Figure 21 Vue schématique de la segmentation des technologies c-Si disponibles sur le marché en 2020 [109].

8.3 Annexe 3

Paramètres	CdTe		CIGS		Pérovskites		Mono c-Si PERC (grandes cellules)		Mono c-Si PERC (cellules normales)		Mono c-Si HJT		Pérovskite/c-Si tandem		Multi c-Si Al-BSF	
	First Solar Series 6		Solibro S2		/		LONGi Hi-MO4		Jinko Cheetah	Jinko Swan	REC Alpha	Risen Sieger	Oxford PV		Canadian Solar HiKu	
Type de cristal	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Mono	Mono	Mono	Mono	Mono	Mono	Mono	Mono	Multi	Multi
Type de dopage	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	p-type	p-type	p-type	p-type	n-type	n-type	n-type	n-type	p-type	p-type
Taille plaquette	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	M6	M6	G1	G1	G1	G1	G1	G1	G1	G1
Format cellule	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Demi	Demi	Demi	Demi	Demi	Demi	Demi	Demi	Demi	Demi
Arrière module	Verre	Verre	Verre	Verre	Verre	Verre	TPT	Verre	TPT	TPT	TPT	Verre	TPT	Verre	TPT	Verre
Cellules bifaciales	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui
Avec cadre	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Taille module (m ²)	2,48	2,48	0,94	0,94	1,7	1,7	1,82	2,17	1,73	1,97	1,73	1,97	1,73	1,97	1,73	1,97
Puissance (Wc)	446	446	141	141	289	289	372	478	342	439	360	471	380	497	296	355
Application	Toit	Sol	Toit	Sol	Toit	Sol	Toit	Sol	Toit	Sol	Toit	Sol	Toit	Sol	Toit	Sol

Table 8.1 Caractéristiques des modules PV types, en 2020, équipant les systèmes PV dont la demande en ressources minérales est estimée et présentée dans les tableaux récapitulatifs

Table 8.2 Inventaire des ressources minérales nécessaires à la fabrication et l'installation de systèmes PV en 2030 (kg/MWc)

Ressource minérale	CdTe		CIGS		Pérovskite		Mono c-Si PERC (grandes cellules)		Mono c-Si PERC (cellules standards)		Mono c-Si HJT		Pérovskite/c-Si tandem		Multi c-Si Al-BSF	
	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol
Ag	0	0	0	0	0	0	6	5	6	5	11	10	9	8	7	7
Al	11.369	14.115	13.094	16.415	10.471	12.918	10.917	12.517	11.241	12.370	10.833	11.672	9.414	10.094	13.131	15.592
Alumine	771	1.174	1.040	1.510	704	1.072	399	891	413	718	396	829	341	715	489	1.115
B	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	0	0	0	0	3	3
Bi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Br	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cd	29	29	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chaux	6.161	11.467	8.307	14.497	5.626	10.471	3.189	8.957	3.295	7.559	3.163	8.336	2.726	7.189	3.904	11.216
Cu	2.338	5.752	2.676	6.690	2.176	5.276	2.257	5.120	2.318	5.061	2.242	4.781	1.995	4.158	2.670	6.355
Cr	604	1.823	704	2.123	551	1.666	585	1.623	604	1.604	580	1.513	501	1.307	715	2.027
Fe	2.624	8.518	3.028	9.878	2.416	7.812	2.540	7.607	2.614	7.515	2.519	7.107	2.203	6.182	3.056	9.427
Ga	0	0	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
In	0	0	19	19	6	6	0	0	0	0	4	3	6	5	0	0
Li	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mg	426	1.279	515	1.511	389	1.168	359	1.110	371	1.075	356	1.033	307	891	440	1.390
Mn	68	204	79	237	62	186	66	182	68	180	65	169	57	147	80	227
Mo	18	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N	3	10	4	12	3	9	3	9	3	9	3	8	3	7	4	11
Nb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ni	268	810	313	944	247	743	274	735	282	726	271	685	235	593	334	918
P	2	5	2	5	1	4	3	5	3	5	6	8	5	7	3	7
Pb	0	0	0	0	5	5	1	1	1	1	1	1	4	4	1	1
Pétrole brut	3.671	6.185	4.284	7.216	3.353	5.648	7.570	7.275	7.820	8.912	7.507	6.771	6.471	5.839	9.267	9.110
S	2	4	3	5	1	3	1	3	1	3	1	3	1	2	1	3
Sable	0	12.191	0	14.224	0	11.132	0	10.763	0	10.634	0	10.017	0	8.638	0	13.478
Sb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Se	0	0	37	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Si	30	82	34	95	27	76	2.160	2.066	2.160	2.065	1.766	1.663	1.523	1.435	2.811	2.867
Silice	38.798	40.529	52.310	54.330	35.429	37.010	20.084	28.435	20.748	19.970	19.918	26.464	17.169	22.820	24.587	35.605
Sn	8	8	0	0	2	2	1	1	1	1	2	1	2	2	1	1
Te	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zn	0	0	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Table 8.3 Inventaire des ressources minérales nécessaires à la fabrication et l'installation de systèmes PV en 2050 (kg/MWc)

Ressource minérale	CdTe		CIGS		Pérovskite		Mono c-Si PERC (grandes cellules)		Mono c-Si PERC (cellules standards)		Mono c-Si HJT		Pérovskite/c-Si tandem		Multi c-Si Al-BSF	
	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol	Toiture	Sol
Ag	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	4	4	4	3		
Al	10.077	12.394	10.899	13.489	9.380	11.465	9.836	11.197	10.127	11.068	9.640	10.307	7.876	8.301		
Alumine	600	953	736	1.121	554	879	285	715	294	575	279	656	223	525		
B	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0		
Bi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Br	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Cd	17	17	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Chaux	4.793	9.437	5.882	10.947	4.424	8.711	2.276	7.354	2.352	6.221	2.226	6.753	1.781	5.402		
Cu	2.098	5.062	2.260	5.510	1.972	4.694	2.058	4.591	2.113	4.539	2.022	4.234	1.704	3.436		
Cr	529	1.583	576	1.726	488	1.461	523	1.435	540	1.418	511	1.318	409	1.056		
Fe	2.323	7.440	2.516	8.089	2.162	6.893	2.288	6.764	2.355	6.683	2.241	6.237	1.840	5.056		
Ga	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
In	0	0	10	10	5	5	0	0	0	0	3	3	4	4		
Li	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Mg	362	1.110	406	1.221	334	1.024	311	979	321	950	304	899	243	719		
Mn	60	177	65	193	55	164	59	161	61	159	58	148	46	119		
Mo	15	15	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
N	3	9	3	10	3	8	3	8	3	8	3	7	2	6		
Nb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Ni	235	704	256	767	219	651	245	649	252	642	239	597	192	479		
P	1	4	1	4	1	4	2	5	2	5	3	5	3	4		
Pb	0	0	0	0	3	3	1	1	1	1	1	1	3	2		
Pétrole brut	2.784	4.984	3.037	5.437	2.570	4.601	5.923	5.763	6.120	7.233	5.793	5.291	4.635	4.233		
S	2	4	2	4	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2		
Sable	0	10.670	0	11.638	0	9.849	0	9.601	0	9.487	0	8.815	0	7.052		
Sb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Se	0	0	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Si	27	72	29	78	25	67	773	764	774	763	731	709	586	568		
Silice	30.185	31.701	37.040	38.693	27.861	29.260	14.334	21.363	14.811	14.522	14.018	19.615	11.217	15.692		
Sn	7	7	0	0	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2		
Te	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Zn	0	0	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

8.4 Annexe 4

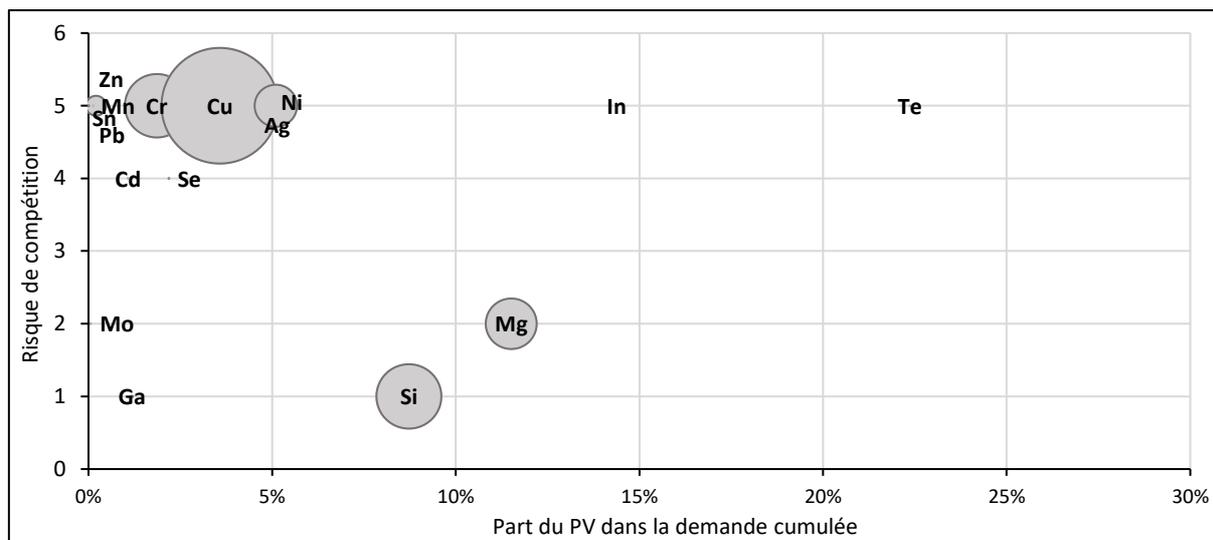


Figure 23 Lien entre demande cumulée due au PV sur la période 2020-2050 (axe X), intensité matérielle moyenne du secteur (taille des bulles) et risque de compétition estimé (axe Y), dans le scénario « Transition minimale ».

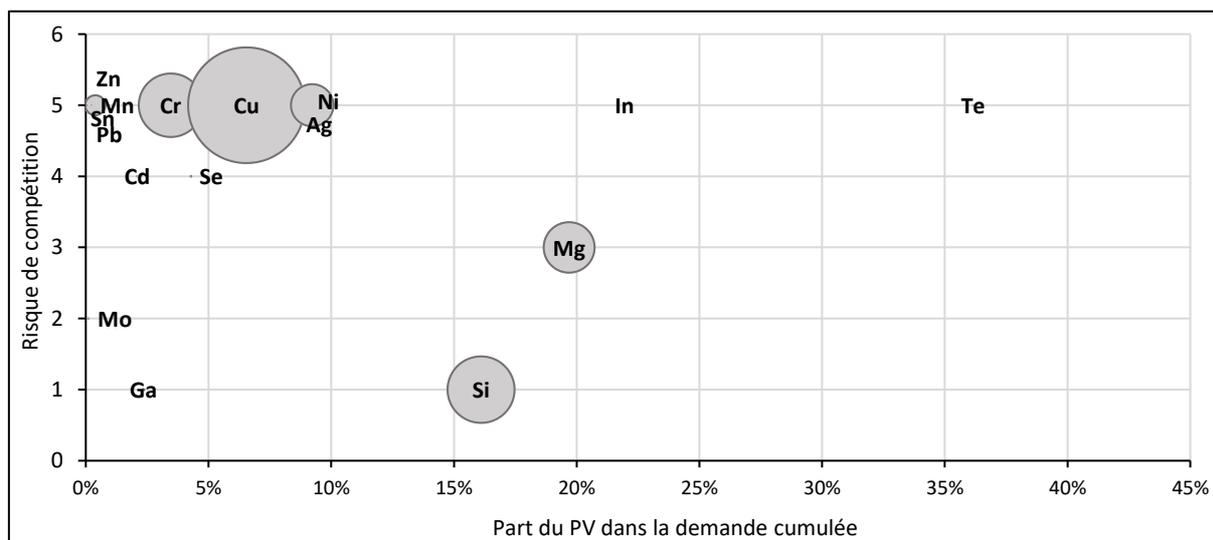


Figure 22 Lien entre demande cumulée due au PV sur la période 2020-2050 (axe X), intensité matérielle moyenne du secteur (taille des bulles) et risque de compétition estimé (axe Y), dans le scénario « Transition ambitieuse ».

8.5 Annexe 5

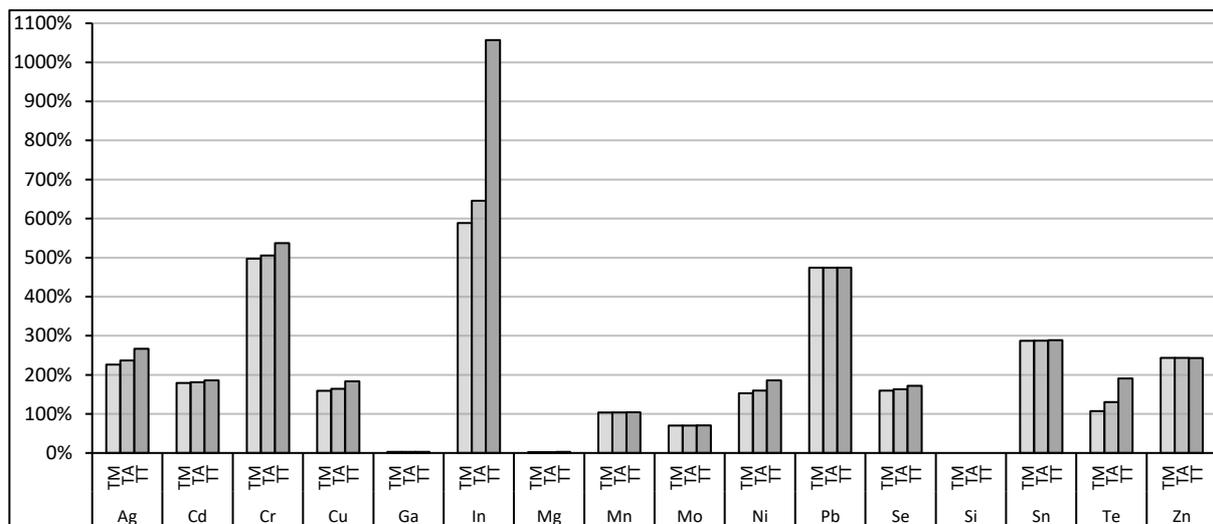


Figure 24 Pourcentage de couverture des réserves (telles qu'estimées en 2019) par la demande globale cumulée sur la période 2020-2050

8.6 Annexe 6

Table 8.4 Comparaison des résultats du présent travail avec ceux obtenus par d'autres chercheurs

Ressource	Cette étude	[210]	[176]	[77]	[175]	[211]	[80]
		2019	2018	2017	2017	2015	2013
		BRGM	US DoI	Valero et al	EU	BGS	Moss et al
Ag	Red	Yellow	N/A	Red	Green	Yellow	Green
Cd	Red	Green	N/A	Red	N/A	Green	Green
Cr	Red	Red	Red	Red	Green	Yellow	Yellow
Cu	Red	Green	N/A	Red	Green	Green	Green
Ga	Green	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red
In	Red	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red
Mg	Yellow	Green	Red	Green	Red	Red	N/A
Mn	Red	Green	Red	Red	Green	Yellow	N/A
Mo	Green	Green	N/A	Yellow	Green	Red	Green
Ni	Red	Yellow	N/A	Red	Green	Yellow	Green
Pb	Red	Green	N/A	N/A	Green	Yellow	Green
Se	Red	Yellow	N/A	Red	Green	Yellow	Green
Si	Yellow	Green	N/A	N/A	Red	N/A	N/A
Sn	Red	Red	Red	Red	Green	Yellow	Yellow
Te	Red	Yellow	Red	Red	Green	N/A	Red
Zn	Red	Yellow	N/A	Red	Green	Green	N/A

Remarques : Les études analysées et reprises dans le tableau ci-dessus utilisent des systèmes de gradation différentes de cette étude, et également différentes entre elles. Pour améliorer la compréhension, l'échelle de gradation du risque a été normalisée et réduite à trois niveaux : risque bas (vert), risque moyen (jaune) et risque haut (rouge). Cette simplification a aussi été appliquée aux résultats de la présente étude. Bien qu'une partie de l'information soit perdue, cela permet une comparaison. Si une ressource minérale n'est pas reprise dans une publication, elle est marquée par un « N/A ».