

Optimisations techniques et financières d'installations de production et de stockage d'électricité photovoltaïque

Mémoire présenté par
François CHANDELLE

en vue de l'obtention du grade de Master
ingénieur civil mécanicien

Promoteur(s)
Gian-Marco RIGNANESE

Lecteur(s)
Hervé JEANMART, Gauthier LIMPENS

Année académique 2017-2018

Remerciements

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes auxquelles je voudrais témoigner toute ma reconnaissance.

J'adresse d'abord mes remerciements à mon promoteur, M. le Professeur Gian-Marco Rignanese, pour sa disponibilité et la liberté d'action dont j'ai pu bénéficier.

Je remercie également M. Gauthier Limpens pour les conseils qu'il m'a offert, parfois depuis la Suisse.

Enfin, je remercie ma famille et mes amis qui ont été à mes côtés et m'ont encouragé tout au long de la rédaction de ce mémoire.

Table des matières

1	La production photovoltaïque	3
1.1	Introduction	3
1.2	Rôle de la lumière	3
1.2.1	Constante solaire	3
1.2.2	Irradiance	4
1.2.3	Spectre solaire	5
1.3	Principes de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	6
1.3.1	Matériaux semiconducteurs	6
1.3.2	Bande interdite	7
1.3.3	Dopage	10
1.3.4	Jonction P-N	11
1.4	Structure d'une cellule photovoltaïque	12
1.5	Etapes de fabrication	13
1.6	Conditions d'exploitation du PV	15
1.6.1	Conditions STC	15
1.6.2	Conditions NOCT	16
2	Le stockage	17
2.1	Introduction	17
2.2	Principales fonctions du stockage d'énergie	19
2.3	Principales contraintes du stockage d'énergie	19
2.4	Les différents modes de stockage de l'énergie destinés à l'électricité	22
2.4.1	Stockage mécanique	22
2.4.2	Stockage électrochimique	27
2.5	Stockage intersaisonnier et stationnaire de l'électricité : Vue générale des chiffres clés et avantages / inconvénients	37
3	Applications photovoltaïques	41
3.1	Installations connectées au réseau	41
3.1.1	Photovoltaïque résidentiel	42
3.1.2	Photovoltaïque commercial	44
3.2	Origine des pertes	45
3.3	Installations déconnectées du réseau	50
4	Aspects réglementaires et fiscaux des installations PV résidentielles	56
4.1	Le contexte international	56
4.1.1	Incitants et mécanismes de soutien	56
4.1.2	L'évolution du prix des panneaux PV	57
4.2	Le contexte belge	58
4.2.1	La réduction des GES	58
4.2.2	La sortie du nucléaire	59

4.3	Aspects conceptuels et techniques	59
4.3.1	Les acteurs de l'électricité en Belgique	59
4.3.2	Les certificats verts et le système de quotas	61
4.3.3	Le mécanisme de la compensation (<i>net-metering</i>)	62
4.3.4	Les différents types de compteurs	63
4.3.5	L'autoconsommation	63
4.4	Description du parc PV belge	64
4.5	Primes et aides au PV résidentiel dans les 3 Régions	65
4.5.1	La Région de Bruxelles-Capitale	65
4.5.2	Le Région flamande	65
4.5.3	La Région wallonne	66
4.6	L'exemple wallon des primes et aides au PV résidentiel	66
4.6.1	Le Plan Solwatt	66
4.6.2	Le Plan Quali watt	67
4.6.3	Perspectives : vers la fin de la compensation	67
4.7	La Bulle des CV en Région wallonne	68
4.7.1	La proposition de la Task Force présidée par le Professeur Damien Ernst .	69
4.7.2	La proposition de la CWaPE de révision du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte	69
4.8	Rentabilité d'une installation photovoltaïque résidentielle (IPVR)	70
4.8.1	Choix des critères d'évaluation	70
4.8.2	Optimisation financière de l'installation photovoltaïque résidentielle (IPVR)	73
4.8.3	Cas optimal pour chaque situation	78

Table des figures

1.1	Constante solaire ^[1]	4
1.2	Air Mass coefficient	5
1.3	Diagrammes de bandes d'énergie pour un matériaux conducteur, semiconducteur et isolant ^[2]	7
1.4	Energie utilisable dans le spectre solaire ^[3]	9
1.5	Intensité idéale I_i et rendement idéal η_i en fonction de la longueur d'onde de coupure λ_c ou de la bande interdite E_g ^[3]	10
1.6	Caractéristiques chimiques du Silicium ¹	10
1.7	Dopage - du silicium par du phosphore, Dopage + du silicium par du gallium . .	11
1.8	Jonction P-N	12
1.9	Effet photovoltaïque, création de paires "électron-trou" ²	12
1.10	Structure d'une cellule photovoltaïque ^[4]	13
1.11	Lingot de silicium monocristallin obtenu par le procédé de Czochralski ³	15
1.12	Technique de tirage Czochralski ^[5]	15
2.1	Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale (fin 2014) ⁴	17
2.2	Densités énergétiques massique et volumique ⁵	21
2.3	Principe de fonctionnement d'une batterie au plomb ⁶	28
2.4	Principe de fonctionnement d'une batterie au lithium	28
2.5	Tension (V) vs % de la capacité nominale pour un accumulateur	32
2.6	Courbes caractéristiques de décharge	33
2.7	Densité énergétique de différentes technologies de stockage	34
2.8	Cyclabilité	34
2.9	Capacité mondiale installée pour le stockage d'électricité	40
3.1	Ferme solaire photovoltaïque de Topaz Solar Farm (550 MWc), située en Californie ⁷	41
3.2	Capacité photovoltaïque totale pour certains pays européens (jusqu'à 2017) ^[6] . .	42
3.3	Distribution de la capacité des installations photovoltaïques résidentielles en France ^[7]	43
3.4	Evolution des prix du Wc photovoltaïque (en \$/Wc) ^[8]	44
3.5	Écrêtement et intérêt d'un ratio plus élevé (productivité DC des panneaux / puissance maximale AC de sortie de l'onduleur) ^[4]	46
3.6	Graphes Intensité-Voltage et Puissance-Voltage pour une cellule photovoltaïque ^[9]	47
3.7	Lien entre rapport DC/AC, pertes causées par l'écrêtement et production électrique annuelle ^[10]	48
3.8	Pourcentage d'électricité perdue par MW _{DC} supplémentaire installé, au départ d'un ratio DC/AC de 1,1 ^[10]	48
3.9	Revenu et coût par MW _{DC} installé supplémentaire ^[10]	49
3.10	Revenu et coût par MW _{DC} installé supplémentaire, comparaison en fonction du coût du MW _{DC} ^[10]	49
3.11	Coût total actualisé et Pourcentage d'autonomie énergétique en l'absence de batteries, en faisant varier le nombre d'installations PV	51

3.12	Coût total actualisé et Pourcentage d'autonomie énergétique, courbes iso-capacité de stockage	53
3.13	Coût total actualisé et Pourcentage d'autonomie énergétique, courbes iso-nombre d'IPV	53
3.14	Coûts capitaux et opérationnels pour différents sources d'énergie renouvelable ^[11]	54
3.15	Coût total actualisé et Pourcentage d'autonomie énergétique en faisant varier le nombre d'installations PV et le nombre d'éoliennes. La capacité de stockage est fixe et vaut 1 400 kWh	55
4.1	Mécanisme des CV ⁸	62
4.2	Profils de consommation et de production photovoltaïque pour 2014	63
4.3	Profils de production électrique pour une éolienne H21 (60 kW) pour 2014	63
4.4	Puissance PV, selon les régions ^[12]	64
4.5	Garantie de performance des panneaux photovoltaïques ⁹	74

Abréviations et symboles

BRUGEL	Bruxelles Gaz Electricité (régulateur)
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
CV	Certificat vert
CWaPE	Commission wallonne pour l'énergie (régulateur)
ELIA	Gestionnaire de réseau de transport de l'électricité
GES	Gaz à Effet de Serre
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution de l'électricité
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport de l'électricité
IPV	Installation photovoltaïque
IPVR	Installation photovoltaïque résidentielle
kVA	Kilovoltampère
kWc	Kilowatt crête
kWe	Kilowatt électrique
kWh	Kilowattheure
PPV	Panneaux photovoltaïques
PV	Photovoltaïque
LCOE	Levelized Cost of Energy
PPV	Panneau photovoltaïque
TRI	Taux de Rentabilité interne
VAN	Valeur Actuelle Nette
VREG	Vlaamse Regulator voor de Electriciteits- en Gasmarkt (régulateur)

Introduction

La disponibilité de l'énergie repose sur la production et le stockage de celle-ci. La manière la plus classique de s'assurer de cette disponibilité consiste en l'accumulation et le stockage de combustibles, fossiles ou nucléaires.

Les combustibles fossiles offraient jusqu'à présent la garantie d'être toujours disponibles. Cependant, on pourrait connaître un déclin de l'approvisionnement pour des raisons géopolitiques et, précisément, parce que ce ne sont pas des énergies renouvelables. De plus, la consommation de ce type d'énergie, qui produit des GES, a un impact négatif sur le climat.

Autant que les problèmes environnementaux liés à l'utilisation des énergies fossiles, ce sont les incertitudes d'ordre géostratégiques et le prestige de la maîtrise du nucléaire, qui ont justifié, durant les années 1960 et 1970, le développement de la filière nucléaire.

Présentée à ses débuts par ses partisans comme une énergie compétitive par rapport aux énergies fossiles, écologique et sûre, le bilan apparaît mitigé un demi-siècle plus tard, comme en témoignent les controverses que suscitent la gestion des déchets radioactifs, les difficultés à gérer la fin de vie d'un parc vieillissant et les inquiétudes croissantes de la population.

C'est donc l'épuisement progressif mais inévitable des combustibles fossiles, la complexité et la dangerosité du nucléaire, les risques géostratégiques et le réchauffement climatique qui expliquent la nécessité de la transition énergétique, les énergies renouvelables devant se substituer au plus vite aux énergies fossiles et nucléaires.

La transition énergétique a réellement débuté à la fin du 20^{ème} siècle. Depuis 2010, le solaire photovoltaïque affiche une remarquable percée, qui s'explique, d'une part, en raison des nombreuses politiques de soutien consenties pour booster cette filière et, d'autre part, par la dégringolade des prix de production et d'installation des panneaux photovoltaïques.

Cependant, la plupart des énergies renouvelables (en particulier l'éolien et le photovoltaïque), présentent un profil de production intermittent et aléatoire, ce qui complique leur intégration dans les réseaux d'électricité, où l'équilibre entre la production et la consommation doit être assuré en permanence.

Combiner deux filières d'énergies renouvelables, comme l'éolien et le photovoltaïque, pourrait contribuer à réduire l'ampleur des écarts aléatoires de la production globale, dès lors que chacune de ces deux filières tend à afficher des pics de production à des moments différents de l'autre. Mais cette complémentarité ne suffira pas à répondre aux strictes exigences de gestion des réseaux.

Pour être en mesure de substituer les énergies renouvelables aux conventionnelles (fossiles et nucléaires), il faudra, au préalable, résoudre l'épineux problème de leur stockage, c'est-à-dire développer des solutions assurant une restitution d'électricité différée dans le temps suivant un processus "production – transformation – stockage - restitution" suffisamment performant, tant

du point de vue financier que du rendement énergétique.

Les progrès technologiques des prochaines années devraient jouer un rôle crucial dans la poursuite du développement des énergies renouvelables, en particulier du photovoltaïque industriel, confronté à d'importants décalages "production – consommation", aussi bien de court terme (journalier) que de long terme (saisonnier).

Le photovoltaïque résidentiel échappe en revanche encore à cette contrainte, en raison des choix politiques posés jusqu'à présent qui lui permettent, notamment, d'utiliser le réseau comme une batterie gratuite. C'est l'application du "principe de compensation", qui permet au prosumer (exploitant d'une IPVR), de voir son compteur "tourner à l'envers" aux moments où il produit davantage d'électricité qu'il n'en consomme.

Ce principe est cependant remis en cause car il exonère le prosumer d'une grande partie de la contribution à laquelle il devrait consentir en l'absence d'installation photovoltaïque résidentielle, laquelle est alors reportée sur les autres utilisateurs du réseau. De nouvelles formes de taxation entreront probablement en vigueur, pour éviter de telles situations ou en limiter les conséquences.

La question de la forme et de l'ampleur des mécanismes de soutien à la production d'électricité verte est assurément complexe, comme en atteste l'expérience des plans Solwatt et Quali watt.

La Région wallonne doit à présent gérer le lourd héritage de ces plans successifs (la bulle des certificats verts pèsera encore de longues années sur ses budgets), tout en veillant à ne pas brider le fonctionnement de cette filière, dont la Belgique ne peut se passer si elle veut satisfaire aux exigences de l'Union européenne en matière de promotion des énergies renouvelables et de réduction des gaz à effet de serre.

Nous approfondissons ces différentes thématiques dans notre mémoire au travers de quatre chapitres.

Nous décrivons au premier chapitre les principes fondamentaux de la production d'électricité photovoltaïque, avant d'aborder, au chapitre 2, les enjeux, limites et contraintes du stockage de l'énergie, en particulier des systèmes conçus pour restituer l'énergie accumulée ultérieurement sous forme d'électricité.

Nous considérons au chapitre 3 les cas d'installations photovoltaïques connectées au réseau ou non (microréseaux off-grid) et abordons la question de l'optimisation de leur configuration. Nous y démontrons l'impact favorable de la combinaison de l'éolien et du photovoltaïque.

Le dernier chapitre est consacré à une description des principales dispositions réglementaires et fiscales applicables aux installations photovoltaïques résidentielles, ainsi qu'à une quantification de leurs impacts dans le cas particulier de la Wallonie.

Chapitre 1

La production photovoltaïque

1.1 Introduction

L'année 2017 fut historique pour le secteur photovoltaïque. Au niveau mondial, aucune technologie de production d'électricité n'a autant augmenté sa capacité installée que le solaire photovoltaïque. Ce dernier a vu sa capacité installée annuellement dépasser celles du nucléaire et des énergies fossiles combinées, et doubler celle du secteur éolien.

Cette augmentation rapide a permis de dépasser une capacité installée mondiale de 400 GW en 2017, après avoir atteint les jalons de 300 GW en 2016 et 200 GW en 2015 !

Les analystes estiment que la capacité totale pourrait déjà atteindre 1 TW dès 2022.

Ces quelques chiffres^[6] soulignent l'importance croissante qu'aura cette source de production électrique.

Nous résumons ci-après les concepts fondamentaux sur lesquels repose l'effet photovoltaïque, ainsi que les principales étapes de la fabrication des panneaux photovoltaïques.

1.2 Rôle de la lumière

1.2.1 Constante solaire

La constante solaire représente la quantité d'énergie solaire reçue par une surface d'un m^2 perpendiculaire aux rayons du soleil, en dehors de l'atmosphère terrestre et située à une distance du soleil d'une unité-astronomique.

L'unité-astronomique ua correspond approximativement à la distance moyenne entre le soleil et la Terre. Sa valeur est : $ua = 1,496 \times 10^{11} m$.

La valeur de la constante solaire pour la Terre est de $1367 W/m^2$.

Cette valeur correspond donc à l'irradiance au sommet de l'atmosphère terrestre.

Lors de la traversée de l'atmosphère, l'énergie solaire est dissipée en raison de plusieurs facteurs comme la couche d'ozone, la vapeur d'eau, la poussière en suspension,...

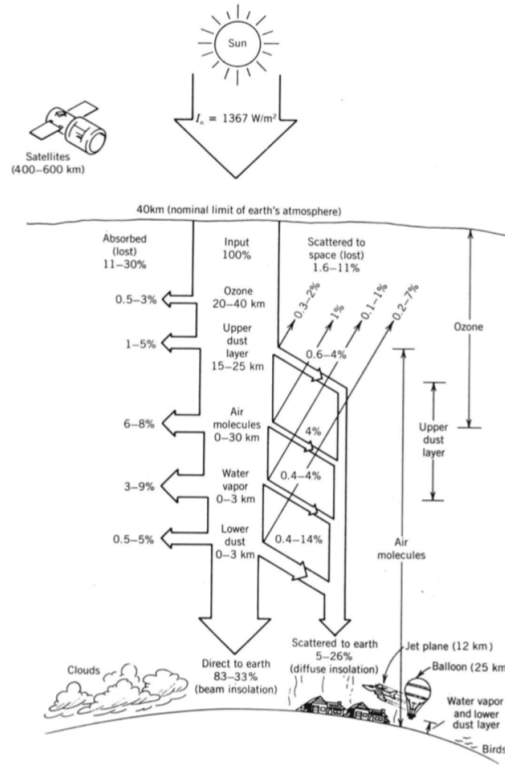


FIGURE 1.1 – Constante solaire^[1]

1.2.2 Irradiance

L'irradiance, ou éclairement énergétique, est définie comme la puissance d'un rayonnement électromagnétique reçue par unité de surface (perpendiculaire à sa direction). Elle est exprimée en $[W/m^2]$. Les photons, particules discrètes associées à la lumière, sont à l'origine de l'irradiance. L'énergie contenue dans un photon est donnée par l'équation :

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (1.1)$$

où h est la constante de Planck ($6,626 \times 10^{-34} J \cdot s$), c est la vitesse de la lumière dans le vide ($299\,792\,458 \text{ m/s}$) et λ est la longueur d'onde (en m).

Puisque cette énergie est relativement faible, on l'exprime habituellement en électron-volt (eV). Un eV est l'énergie gagnée par un électron lorsqu'il est accéléré par une différence de potentiel électrique de 1 volt.

Rappelons que la charge d'un électron est $q = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$ et que donc 1 eV est égal à $1,602 \cdot 10^{-19} \text{ J}$.

Le photon est une particule de charge nulle et dont la masse peut également être considérée comme nulle, qui se déplace à la vitesse de la lumière. Le quantum (au pluriel, des quanta) est la quantité d'énergie transportée par le photon. Cette quantité ne peut prendre toutes les valeurs, on dit qu'elle est quantifiée (ne peut prendre que certaines valeurs bien définies). Cette quantité d'énergie est donnée par la formule $h \cdot \nu$.

L'équation $c = \lambda \cdot \nu$, liant la vitesse de la lumière à la longueur d'onde et à la fréquence, permet de transformer l'équation (1.1) et d'obtenir la relation de Planck-Einstein :

$$E = h \cdot \nu \quad (1.2)$$

De cette équation, on déduit que les photons associés à un rayonnement électromagnétique de haute fréquence (= à faible longueur d'onde), tels que les ultraviolets, possèdent plus d'énergie que les photons associés à de faibles fréquences (= à longueur d'onde élevées) tels que les infrarouges.

1.2.3 Spectre solaire

L'irradiance varie en fonction de l'endroit où elle est mesurée. La figure 1.1 illustre les différentes pertes de l'irradiance lorsqu'elle traverse l'atmosphère terrestre.

Pour cette raison, différents standards d'irradiance ont été définis comme par exemple AM0 qui correspond à l'irradiance à l'interface entre l'espace et l'atmosphère terrestre. AM signifie "Air Mass" et correspond au coefficient air-masse.

En effet, comme l'explique l'Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement,

lors de sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire direct est affaibli par absorption et diffusion sur les molécules gazeuses et les particules atmosphériques. Cet affaiblissement du rayonnement (extinction) est fonction du nombre de ces particules et molécules et également de la longueur du trajet parcouru par les photons avant de parvenir sur la cellule PV.^[13]

Le coefficient d'air-masse est défini comme :

$$AM = \frac{L_\theta}{L} \approx \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (1.3)$$

où L est la distance parcourue par la lumière à travers l'atmosphère lorsque le soleil est au zénith, L_θ la distance parcourue par la lumière à travers l'atmosphère pour une certaine position du soleil et θ est l'angle relatif à la normale à la surface terrestre.

Le coefficient d'air-masse peut être visualisé à la figure 1.2.

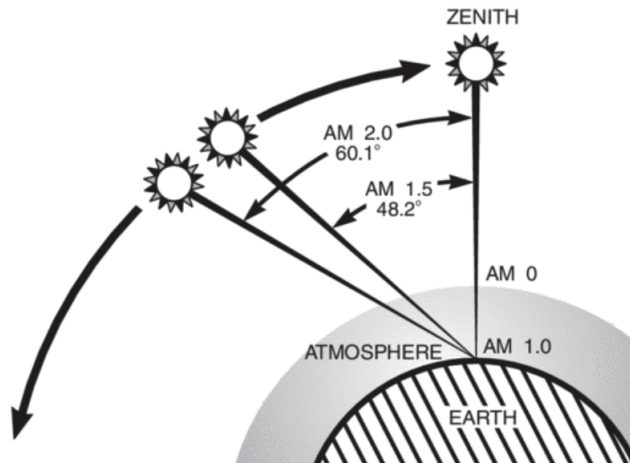


FIGURE 1.2 – Air Mass coefficient

Plusieurs phénomènes sont également liés à la lumière, tels que la réflexion, la transmission et la réfraction. Dans le vide, la vitesse de la lumière est 299 792 458 [m/s]. En revanche, lorsque la lumière se propage à travers un milieu, sa vitesse est réduite à v et dépend de l'indice de réfraction n de ce milieu selon la formule $n = \frac{c}{v}$.

Ainsi, à l'interface entre deux milieux isotropiques différents, la lumière est soit accélérée

soit ralentie lors du passage, ce qui résulte en une réfraction à l'interface suivant la loi de Snell-Descartes :

$$\frac{\sin(\theta_1)}{\sin(\theta_2)} = \frac{n_2}{n_1}$$

De cette équation, on peut remarquer que lorsque la lumière se propage d'un milieu plus réfractif à un milieu moins réfractif ($n_1 > n_2$), le phénomène de réflexion totale a lieu si l'angle d'incidence est supérieur ou égal à un angle critique, $\theta_{crit} = \arcsin(\frac{n_2}{n_1})$.

Comme nous le verrons par après, dans le domaine du photovoltaïque, la réflexion de la lumière est un phénomène que l'on souhaite éviter autant que possible puisque les rayons lumineux réfléchis ne sont forcément pas convertis en électricité.

1.3 Principes de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La technologie photovoltaïque repose sur l'utilisation de matériaux semiconducteurs, en raison de leurs propriétés particulières en matière de conductivité électrique.

Les matériaux semiconducteurs les plus communs sont des solides cristallins, mais des semiconducteurs liquides ou amorphes existent également.

1.3.1 Matériaux semiconducteurs

Chaque matériau possède une conductivité électrique σ , en $[S/m]$, qui permet de différencier les conducteurs, les semiconducteurs et les isolants.

La conductivité électrique σ est intrinsèquement liée à la résistivité électrique ρ puisqu'il s'agit de l'inverse. En effet, σ s'exprime en $[S/m]$ ou dans une unité équivalente, en $[(\Omega \cdot m)^{-1}]$ alors que la résistivité électrique s'exprime en $[\Omega \cdot m]$.

La conductivité électrique d'un matériau semiconducteur est sensible à plusieurs paramètres, tels que la température du matériau, la concentration d'impuretés souhaitées (= dopage) ou non-désirées dans le matériau, la mise sous tension, la présence d'un champ électrique ainsi que la lumière reçue par le matériau.

Les matériaux conducteurs, tels que le cuivre, l'or et plus généralement les métaux, sont habituellement définis comme ceux ayant une conductivité supérieure à 10^3 S/m.

En revanche, les matériaux isolants, comme les plastiques ou le verre, possèdent quant à eux une conductivité électrique inférieure à 10^{-8} S/m. Entre ces deux valeurs extrêmes, les matériaux semiconducteurs peuvent prendre une large gamme de valeurs de conductivité.

Il existe deux groupes de semiconducteurs, les matériaux semiconducteurs élémentaires et les composés.

Deux exemples de matériaux élémentaires sont le silicium (Si) et le germanium (Ge). On appelle également les matériaux semiconducteurs élémentaires "matériaux du groupe IV" car ils font partie de la quatrième colonne du tableau périodique.

Un premier exemple de matériaux semiconducteurs composés est l'arséniure de gallium (GaAs), qui est formé de gallium (appartient à la troisième colonne du tableau périodique) et d'arsenic (appartient à la cinquième colonne) . Ce matériau est dit composé III-V pour cette raison. Un

second exemple est le tellure de cadmium (CdTe) qui lui est un matériau composé II-VI pour les mêmes raisons.

1.3.2 Bande interdite

D'après la théorie des bandes, des bandes énergétiques sont formées au sein du semiconducteur et indiquent les états énergétiques possibles des électrons. Ceux-ci peuvent soit faire partie de la bande de valence (on les appelle alors électrons de valence) soit faire partie de la bande de conduction (on les appelle alors électrons de conduction).

La bande de valence est définie comme la dernière bande partiellement ou totalement occupée à 0 [K]. La bande de conduction est, quant à elle, définie comme la première bande d'énergie permise qui suit la bande de valence.

A 0 Kelvin, les électrons du matériau semiconducteur sont tous liés aux atomes dans leurs états énergétiques les plus bas et le matériau agit comme un isolant. Ils remplissent uniquement la bande de valence et n'atteignent pas la bande de conduction.

Le principe d'exclusion de Pauli stipule que deux électrons d'un même système ne peuvent avoir les mêmes nombres quantiques (nombre quantique principal n , nombre quantique secondaire ou azimutal l , nombre quantique magnétique m_l et nombre quantique de spin m_s).

L'énergie de l'électron qui occupe l'état quantique le plus énergétique du système à 0 Kelvin est appelée **énergie de Fermi**. Ainsi, à 0 Kelvin et pour un matériau semiconducteur, le niveau de Fermi se trouve dans la bande interdite.

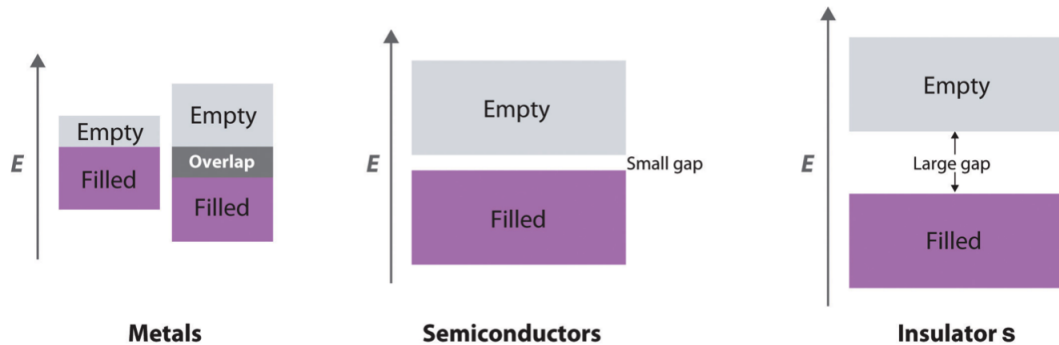


FIGURE 1.3 – Diagrammes de bandes d'énergie pour un matériaux conducteur, semiconducteur et isolant^[2]

En gagnant une certaine quantité d'énergie, un électron peut voir son état énergétique associé changer, passant ainsi du maximum de la bande de valence, E_v , au minimum de la bande de conduction, E_c , où l'électron est libre de se déplacer vers d'autres états sous l'influence d'un champ électrique ou par diffusion.

Cette quantité d'énergie doit donc être supérieure à $E_c - E_v$. Cette différence est appelée la bande interdite et est notée E_g , l'indice "g" correspondant à "gap", "écart" en anglais.

Quelques valeurs de la bande interdite, exprimées en eV, pour différents semi-conducteurs sont reprises dans le tableau 1.1 ci-dessous.

Matériau	E_g [eV]
Si	1,11
Ge	0,67
GaAs	1,35
CdS	2,40

TABLE 1.1 – Valeurs de la bande interdite pour différents semi-conducteurs^[4]

Lorsqu'un photon incident interagit avec les électrons du matériau, il transmet son énergie $E = h \cdot \nu$ à l'électron. Si cette quantité d'énergie cédée est suffisante, c'est-à-dire supérieure à E_g (= supérieure à l'énergie nécessaire pour faire le "saut" depuis la bande de valence vers la bande de conduction), l'électron est libéré de sa bande de valence et se retrouve dans la bande de conduction, où il est libre de se déplacer dans le matériau. Il peut générer ainsi un courant électrique.

Lorsqu'un électron quitte la bande de valence, il crée un vide appelé "trou". Ce trou correspond en fait à un électron manquant et, pour les besoins d'explications de l'effet photovoltaïque, peut être considéré comme un électron avec une charge positive.

La création de ce qu'on appelle des paires électron-trou dans des matériaux semiconducteurs intrinsèques (= semiconducteurs purs, sans imperfections dans la structure, non-dopés) a lieu par excitation thermique. Par conséquent, la densité de paires électron-trou dans les matériaux semiconducteurs intrinsèques est fortement influencée par la température.

Revenons au concept de bande interdite. La représentation de la bande interdite des matériaux offre une explication de la différence entre matériaux conducteurs et isolants. Pour un matériau conducteur, il n'y a pas de bande interdite entre les bandes de valence et de conduction. Celles-ci se superposent, de sorte que la bande de valence est remplie et que la bande de conduction est partiellement remplie.

Dans le cas des matériaux conducteurs, les électrons peuvent se déplacer quasi librement, et ce même à basses températures. Comme il n'y a pas de bande interdite entre la bande de valence et la bande de conduction (voir figure 1.3), même un faible apport d'énergie à un électron est suffisant pour lui permettre d'atteindre un état énergétique permis plus élevé. Cela explique leur bonne propriété de conduction électrique.

En revanche, dans les matériaux isolants, la quantité d'énergie requise (= la largeur de la bande interdite E_g) pour qu'un électron passe d'un état énergétique de valence à un état énergétique de conduction est trop élevée, de l'ordre de quelques eV. Cela fait que cette transition n'a presque jamais lieu et que ces matériaux n'ont pas une bonne conductivité électrique.

Un matériau semiconducteur possède quant à lui une faible largeur de bande interdite, de l'ordre de 1 eV, mais les chances qu'un électron puisse la traverser sont trop faibles que pour atteindre de bonnes propriétés de conduction sans apport d'énergie. Les matériaux semiconducteurs possèdent donc une résistivité électrique importante.

Ceci étant dit, l'énergie de la bande interdite d'un semiconducteur est suffisamment basse pour qu'un apport de chaleur soit capable d'exciter quelques électrons depuis la bande de valence vers la bande de conduction, permettant ainsi d'atteindre de bonnes propriétés de conduction.

Ainsi, augmenter la température d'un matériau semiconducteur permet d'augmenter sa conductivité électrique puisque l'apport de chaleur permet à plus d'électrons d'acquérir une énergie

cinétique suffisante pour traverser la bande interdite.

Sur base du concept de bande interdite, on introduit à présent le concept de longueur d'onde de coupure.

Lorsqu'un photon de longueur d'onde λ et possédant une énergie $E(\lambda)$ rencontre un électron, si cette énergie est inférieure à E_g , il ne produit pas de paires électron-trou et traverse le matériau sans effet photovoltaïque.

On peut donc définir la longueur de coupure comme la longueur d'onde maximale à partir de laquelle il n'y a plus production de paire électron-trou.

$$\lambda_c = \frac{h \cdot c}{E_g} \quad (1.4)$$

Prenons l'exemple du silicium, sa longueur d'onde de coupure est déterminée par :

$$\lambda_c = \frac{h \cdot c}{E_g} = \frac{6,626 \cdot 10^{-34} \times 299\,792\,458}{1,11 \times 1,6 \cdot 10^{-19}} = 1,1185 \mu m$$

Cette longueur d'onde correspond à l'infrarouge proche (PIR), ce qui implique qu'une grande partie du rayonnement infrarouge ne participe pas à la production de paires électron-trou.

En revanche, si cette énergie est supérieure ou égale à E_g , il produit une paire électron-trou et le surplus d'énergie ($E_g - E(\lambda)$) est transformé en chaleur. L'image suivante illustre la quantité d'énergie utilisable dans le spectre solaire.

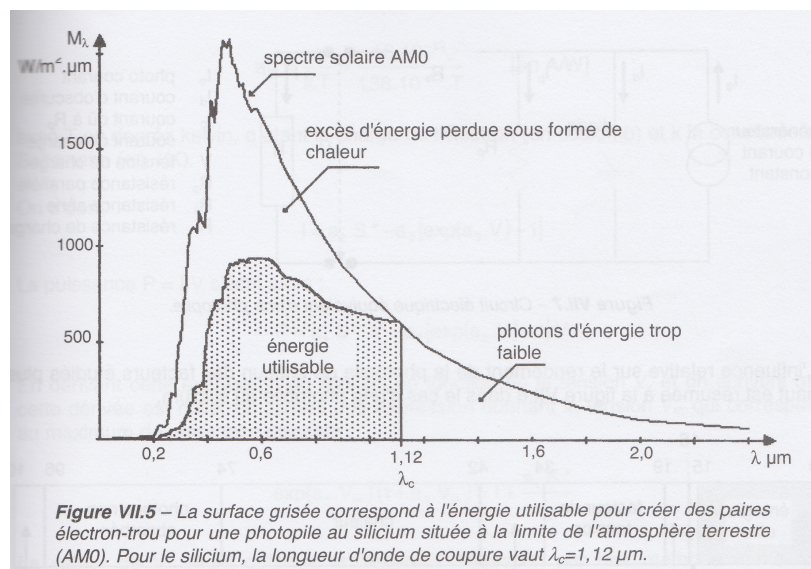


FIGURE 1.4 – Energie utilisable dans le spectre solaire^[3]

Mais pour qu'un électron libéré (passé dans la bande de conduction) puisse être utilisé, il est nécessaire de le canaliser, de le collecter. Ceci est possible grâce au champ électrique régnant à la jonction P-N des semiconducteurs dopés.

Deux matériaux semiconducteurs sont dopés, l'un positivement en créant une lacune d'électrons et l'autre négativement, de sorte que certains électrons y restent libres car ils n'ont pu former de liaisons. En les mettant en contact, on obtient à la jonction P-N un champ électrique qui oriente les électrons et les trous, créant ainsi un courant, appelé photocourant.

Les concepts de bande interdite et de longueur d'onde de coupure expliqués précédemment permettent d'aborder l'aspect du rendement d'une cellule photovoltaïque idéale.

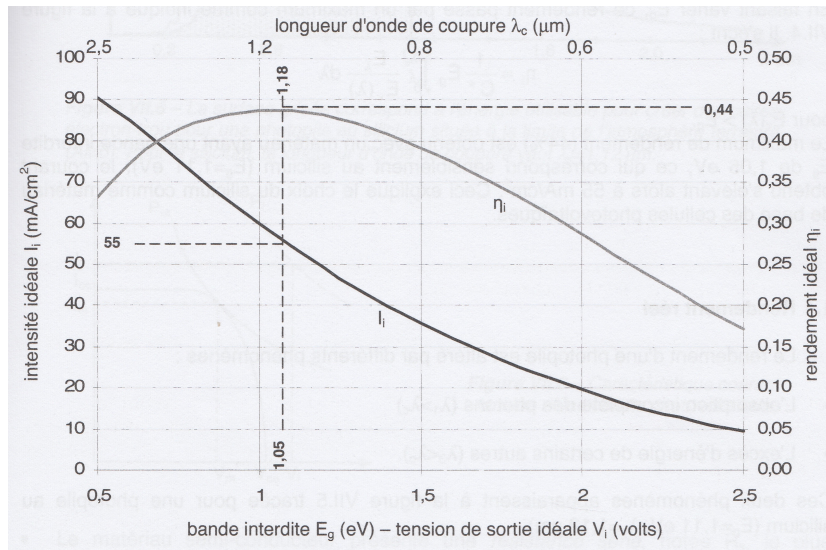


FIGURE 1.5 – Intensité idéale I_i et rendement idéal η_i en fonction de la longueur d'onde de coupure λ_c ou de la bande interdite E_g [3]

Sur la figure 1.5, nous observons que le rendement idéal maximal a lieu pour une longueur d'onde de coupure $\lambda_c = 1,18 \mu m$, ou de manière équivalente, pour une largeur de bande interdite $E_g = 1,05 eV$. Cela permet d'expliquer le choix du silicium comme matériau de base des cellules PV car avec sa largeur de bande interdite de $E_g = 1,11 eV$, son rendement idéal est très proche du point de rendement idéal maximum.

1.3.3 Dopage

Le dopage est un procédé appliqué aux matériaux semiconducteurs et qui permet d'améliorer ou d'ajuster leurs propriétés électriques.

Les cellules photovoltaïques sont composées de deux couches semiconductrices dopées différemment. On peut illustrer ce principe de dopage avec l'exemple du silicium. Pour cela, il est utile de rappeler les caractéristiques chimiques du silicium.

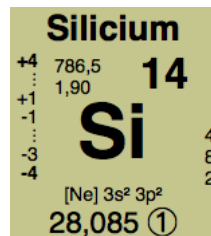


FIGURE 1.6 – Caractéristiques chimiques du Silicium ¹

On s'intéresse particulièrement aux orbitales atomiques du silicium. En effet, il possède deux électrons sur sa première couche électronique ($1s^2$), huit électrons sur la deuxième couche ($2s^2$ et $2p^6$) et enfin quatre électrons sur sa dernière couche ($3s^2$ et $3p^2$).

1. https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/c/c8/Tableau_périodique_des_éléments_%28détailé%29.svg

Dans un cristal semiconducteur, il forme ainsi des liaisons covalentes simples entre les atomes, c'est-à-dire qu'il y a partage des électrons situés dans la couche électronique externe de l'atome (en l'occurrence pour le silicium, les électrons de la couche $3s^2$ et $3p^2$).

Puisque le silicium peut partager quatre électrons, il forme une structure dans laquelle chaque atome de silicium est lié à quatre autres atomes de silicium chacun à même distance de l'atome de silicium central et l'ensemble prend ainsi une forme tétraédrique.

Le principe du dopage consiste justement à remplacer de manière éparse/dispersée quelques atomes de silicium par d'autres atomes. On peut ainsi distinguer le dopage positif (p-type) du dopage négatif (n-type). Dans le cas du silicium, le dopage positif est réalisé en remplaçant des atomes de silicium par, par exemple, du bore ou du gallium trivalents qui ne possèdent que trois électrons sur leur couche électronique externe, créant ainsi une lacune d'électron, un "trou".

Le dopage négatif, quant à lui, est réalisé en utilisant du phosphore pentavalent. Quatre de ses cinq électrons sur sa couche électronique externe se lient aux atomes de silicium, mais un électron reste libre.

Les "trous" et les électrons excédentaires occupent des états électroniques intermédiaires entre le maximum de la bande de valence et le minimum de la bande de conduction. Ainsi, la largeur de la bande interdite est réduite et la conductivité électrique à une température donnée est augmentée.

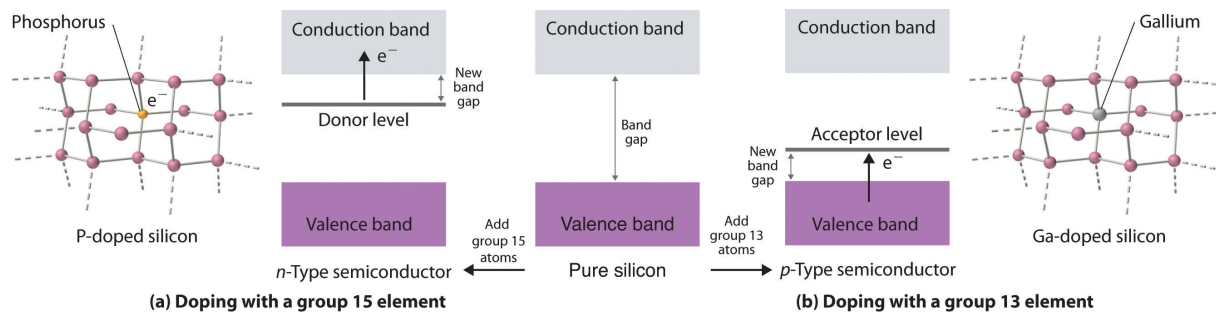


FIGURE 1.7 – Dopage - du silicium par du phosphore, Dopage + du silicium par du gallium

Pour les "trous", les états énergétiques sont beaucoup plus proches de la bande de valence que de celle de conduction. Il est donc relativement aisé d'exciter les électrons de la bande de valence vers ces états énergétiques intermédiaires, créant ainsi des "trous" dans la bande de valence. De même, pour les électrons excédentaires, les états énergétiques sont plus proches de la bande de conduction que de celle de valence et il est donc facile d'exciter ces électrons depuis leur état énergétique intermédiaire vers la bande de conduction, devenant ainsi des électrons libres dans la bande de conduction.

Les atomes de phosphore jouent un rôle de donneurs d'électrons tandis que les atomes de bore jouent un rôle d'accepteurs.

1.3.4 Jonction P-N

La jonction P-N est l'interface entre deux matériaux semiconducteurs dopés, l'un positivement et l'autre négativement.

Lorsque ces deux matériaux sont mis en contact, à proximité de l'interface, les électrons excédentaires des atomes dopant le semiconducteur de type-N se recombinent avec les "trous" du semiconducteur de type-P. Cela crée un champ électrique permanent (et donc une différence de potentiel, appelée phototension) au sein d'une zone de faible épaisseur appelée zone de déplétion,

où la concentration en porteurs libres (électrons et "trous") est presque nulle, puisqu'ils se sont recombines.

Le champ électrique ainsi créé empêche les autres porteurs libres de traverser la zone de déplétion pour se recombinaer et les force donc à emprunter le circuit externe, passant par deux électrodes, leur permettant ainsi de se recombinaer.

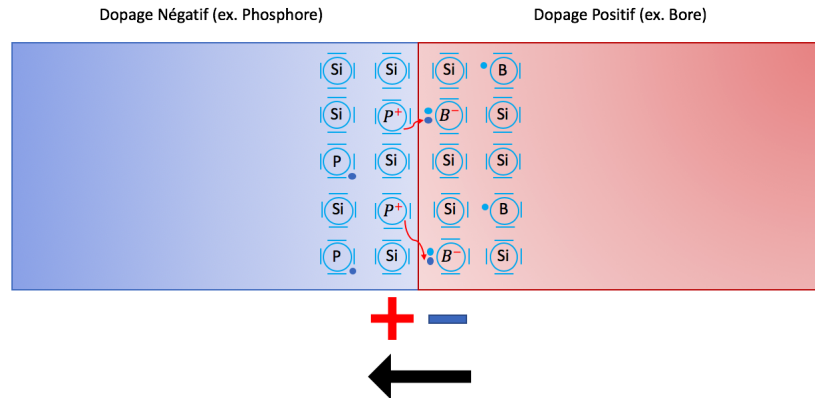


FIGURE 1.8 – Jonction P-N

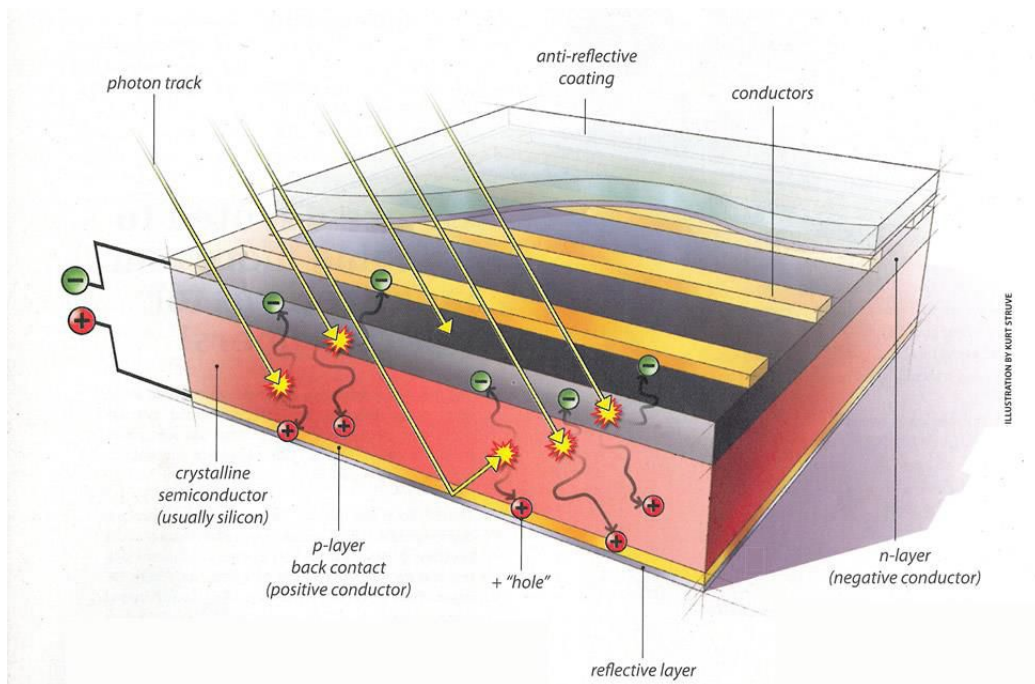


FIGURE 1.9 – Effet photovoltaïque, création de paires "électron-trou" ²

1.4 Structure d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque peut être décomposée en plusieurs parties.

Premièrement, il y a les deux couches de semiconducteur l'une de type-n, très fine, d'une épaisseur de l'ordre de $0,2 \mu m$ et l'autre de type-p, d'une épaisseur de l'ordre de $300 \mu m$. La

2. <https://www.seia.org/initiatives/photovoltaic-solar-electric>

couche de type-n est au-dessus de la couche de type-p. Ensemble, elles forment la jonction P-N à leur interface.

Ensuite, au dessus de la couche de type-n, est appliquée une couche anti-réflexive destinée à minimiser les pertes dues à la réflexion (pour rappel, tout ce qui est réfléchi ne peut participer à la génération d'électricité). Après cela, au dessus de la couche anti-réflexive et en dessous de la couche de semiconducteur de type-p se trouvent les électrodes.

Les électrons et les "trous" cherchant à se recombiner mais ne pouvant traverser la jonction P-N, passent par un circuit extérieur dont les bornes sont les électrodes.

Enfin, une couche de verre est disposée au dessus de l'électrode frontale afin de la protéger de l'environnement dans lequel la cellule photovoltaïque sera installée.

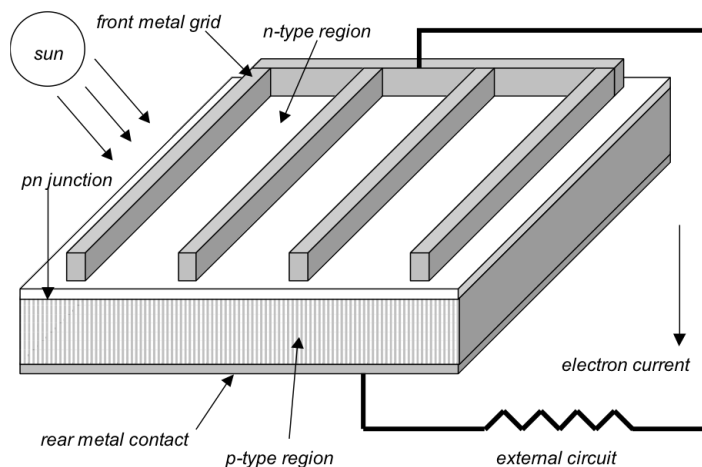


FIGURE 1.10 – Structure d'une cellule photovoltaïque^[4]

1.5 Etapes de fabrication

Le processus de fabrication des panneaux photovoltaïques implique plusieurs étapes importantes.

1. Obtention de silicium de qualité métallurgique à partir de silice ;
2. Purification du silicium de qualité métallurgique ;
3. Fabrication de lingots de silicium ;
4. Découpage des lingots de silicium en très fines plaquettes.

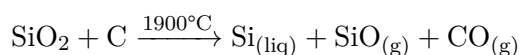
Pour fabriquer des panneaux photovoltaïques, il est nécessaire d'obtenir du silicium très pur. On appelle "silicium de qualité solaire" le niveau de qualité de silicium à atteindre, souvent noté SoG-Si.

Il s'agit en fait de silicium polycristallin spécifique à la filière solaire, d'une qualité légèrement moindre que le silicium polycristallin destiné à la filière électronique, noté EGS.

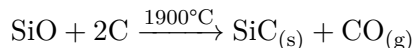
La première étape consiste à obtenir à partir de silice (SiO_2), matière très abondante et facilement accessible dans la croûte terrestre, du silicium de qualité métallurgique.

Pour y arriver, on fait réagir la silice avec du carbone (sous forme de charbon, charbon de bois, houille,...) dans un four à arc à plus de 1 900°C. Cette réaction est très énergivore. On

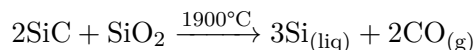
récupère alors au bas du fourneau le silicium pur à 98-99% sous forme liquide.^{[4],[14]}



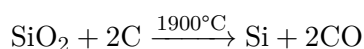
D'autres réactions sont aussi présentes. S'il y a trop de carbone présent dans le fourneau, du carbure de silicium est également formé via la réaction :



Mais un moyen d'éviter une accumulation non-désirée de SiC est de travailler à une concentration élevée de silice. Ainsi l'équation suivante transforme le SiC en silicium :



On peut finalement résumer ces trois réactions en une seule :



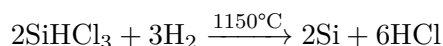
Au terme de cette première étape, on obtient du silicium de qualité métallurgique, qui contient encore des impuretés telles que du Fe, Al, Ti, Mn, C, Ca, Mg, B, P, etc^[14]

Il est à présent nécessaire de le purifier afin d'atteindre une qualité solaire. Ce procédé est réalisé en deux réactions et est appelé procédé Siemens.

Premièrement, du trichlorosilane (SiHCl_3) est formé par hydrochlorination du silicium métallurgique catalysée par le cuivre dans un réacteur à lit fluidisé via la réaction suivante, pour être ensuite purifié par distillation fractionnée.



En second lieu, on applique au trichlorosilane purifié un dépôt chimique de dihydrogène à haute température afin qu'il forme des barres de silicium polycristallin. Cette réaction, particulièrement lente, est reprise ci-dessous :



Les barres de silicium polycristallin sont ensuite brisées en morceaux de plus petite taille servant à la fabrication de lingots de silicium soit monocristallin, soit polycristallin.

Ensuite, l'avant-dernière étape dépend de ce que l'on souhaite obtenir. Si l'objectif est de produire des lingots de silicium monocristallin, alors on a recours à la méthode de tirage Czochralski.

Ce procédé consiste à déposer un germe monocristallin de silicium à la surface d'un bain de silicium fondu et de lentement tirer le monocristal se formant, tout en maintenant une rotation constante et dans des sens opposés entre le creuset contenant le silicium fondu et le lingot croissant.

Ainsi, le silicium solidifié prend l'orientation cristallographique du germe monocristallin initial. Lorsque le diamètre du monocristal formé atteint le diamètre souhaité (habituellement entre 200 et 220 mm), la vitesse de tirage augmente légèrement afin que le cristal croisse avec le diamètre désiré.

Ce procédé est à la fois énergivore et très lent. Il faut compter une soixantaine d'heures pour produire un lingot d'approximativement deux mètres de long et d'un diamètre de 20 cm.^{[4],[5]}



FIGURE 1.11 – Lingot de silicium monocristallin obtenu par le procédé de Czochralski³

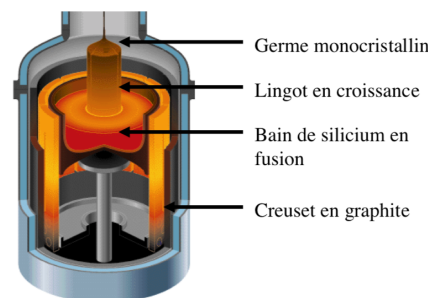


FIGURE 1.12 – Technique de tirage Czochralski^[5]

En revanche, si on souhaite obtenir un lingot de silicium polycristallin, on peut utiliser un procédé moins coûteux, car plus simple et moins énergivore. Les lingots obtenus sont de plus grande taille, jusqu'à 800 kg par lingot là où le monocristallin est limité à 200 kg par lingot. Le temps de fabrication par lingot est cependant similaire, environ une septantaine d'heures.

La production de lingots de silicium polycristallin est réalisée en faisant d'abord fondre dans un creuset le silicium obtenu après le procédé Siemens et à contrôler ensuite le refroidissement via un gradient de température vertical, dans le but de maintenir une interface liquide/solide plate tout au long de la cristallisation du silicium.^[15]

Enfin, la dernière étape consiste à trancher les lingots en fines plaquettes, appelées "wafers". On utilise actuellement des scies à fil et non plus des scies circulaires afin de limiter les pertes lors de l'entaille.

Malgré cela, les scies à fil réalisent encore environ 200 μm de pertes lors de la coupe de plaquettes de 180 μm d'épaisseur. Durant la coupe, la vitesse longitudinale du fil des scies est de 5 à 10 m/s et il sert à répandre un mélange abrasif contenant une fine poudre de carbure de silicium (SiC). La vitesse transversale des scies à fil n'est en revanche que de 0,3 à 0,4 mm par minute, ce qui nécessite une durée de 6 à 8 heures par lingot de dimensions "classiques" comme 156 mm par exemple.^[4]

1.6 Conditions d'exploitation du PV

Des conditions standards d'irradiance ont été définies afin de pouvoir comparer différents types de panneaux photovoltaïques.

Deux standards se sont imposés, chacun reposant sur un ensemble de conditions précises à respecter. Il s'agit des conditions standards de test et des conditions d'utilisation des cellules PV à température nominale.

1.6.1 Conditions STC

Les conditions STC sont des conditions de laboratoires, utilisées lors de test des panneaux photovoltaïques. L'irradiance doit être de 1 000 W/m^2 , la température du module PV de 25°C

3. CCBY-SA3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=314282>

et le coefficient air-masse de 1,5.

La puissance de crête, ou productivité ou encore puissance nominale est la puissance que l'installation photovoltaïque produit dans ces conditions normalisées, appelées STC (Standard Test Conditions).

1.6.2 Conditions NOCT

Les conditions de "température nominale d'utilisation des cellules" ont été ainsi définies car elles représentent mieux les conditions le plus souvent observées dans la réalité.

Elles correspondent à un ensoleillement de 800 W/m^2 , à une température extérieure de 20°C , à un coefficient air-masse de 1,5 et à une vitesse du vent de 1 m/s.

Il faut savoir que, tout autre paramètre restant identique, plus la température des cellules est élevée, moins le rendement est bon. Les conditions NOCT permettent l'utilisation d'une formule liant la température ambiante extérieure à la température des cellules.

$$T_{cell} = T_{air} + \frac{NOCT - 20}{80} \times S$$

Chapitre 2

Le stockage

2.1 Introduction

Les développements technologiques en matière de stockage d'énergie, en particulier pour la restitution différée de l'électricité, jouent un rôle essentiel pour atteindre, normalement dès 2020, le "triple objectif trois fois 20" de l'Union européenne :

- Diminuer les émissions de CO_2 de 20%, par la combinaison des deux objectifs intermédiaires ci-dessous ;
- Améliorer l'efficacité énergétique globale des activités humaines de 20% ;
- Assurer une part de 20% des besoins globaux d'énergie à partir d'énergies renouvelables.

On estime qu'en 2014, près de 80% de la production mondiale d'électricité était réalisée à partir de ressources non renouvelables, c'est-à-dire à partir de combustibles fossiles ou nucléaires.

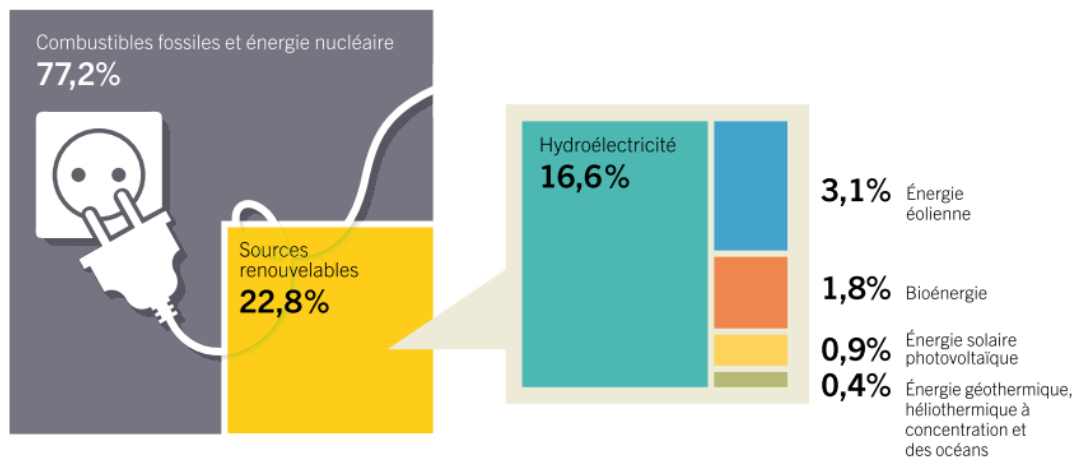


FIGURE 2.1 – Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale (fin 2014)¹

Le reste de la production électrique provient des énergies renouvelables. La biomasse et le solaire thermique, comme les combustibles fossiles, permettent de produire de la chaleur elle-même convertible en électricité.

L'éolien, les énergies hydrauliques, marémotrices transforment quant à elles directement de l'énergie cinétique en électricité.

1. <http://www.renouvelle.be/fr/statistiques/bilan-mondial-des-energies-renouvelables>

Quant au solaire photovoltaïque, il se caractérise par la transformation, non plus d'énergie cinétique, mais bien d'énergie lumineuse véhiculée par la lumière en électricité.

Au contraire des énergies fossiles et nucléaires qui se caractérisent par leur disponibilité continue (sous réserve de l'absence de pénurie) et leur facilité de stockage sous forme de combustible, sans même parler de leurs faibles coûts directs d'utilisation, les énergies renouvelables (à l'exception de la géothermie et de la biomasse) se caractérisent par une disponibilité intermittente et aléatoire.

Couplé à une décentralisation toujours plus poussée de la production, les énergies renouvelables introduisent de nouvelles contraintes dans la gestion des réseaux d'électricité, où l'équilibre entre la production et la consommation doit être assuré en permanence.

En l'absence de stockage, pour éviter les délestages et, pire, les blackouts, les grands réseaux d'électricité doivent être dimensionnés pour être en mesure de pouvoir répondre aux pics de demandes. La production doit être constamment modulée pour répondre à chaque instant à l'évolution de la demande.

Ils sont alors inéluctablement surdimensionnés par rapport à la consommation moyenne, ce qui se traduit par une moindre efficacité, tant au plan financier qu'énergétique.

Généralement, dans la plupart des pays du monde, ce sont les centrales thermiques à combustibles fossiles (gaz, fuel, charbon, lignite, ...) qui assurent la plus grosse partie de la production d'électricité.

Dans certains pays, dont la France et la Belgique, ce sont les centrales nucléaires (qui resteront certainement encore quelques années en activité, en dépit des incertitudes politiques et des risques techniques liés à leur vieillissement) qui occupent une part prépondérante.

Ces centrales doivent, autant que possible, maintenir constant leur régime de production, pour optimiser leurs bilans énergétiques et financiers. Leur production, de toute manière, ne peut être strictement alignée sur l'évolution de la demande.

Il en résulte d'inévitables écarts entre production et consommation, que l'on suppléera au moyen de centrales thermiques plus flexibles, lissant les pics de consommation, ainsi qu'en recourant à des techniques de stockage, ce dernier apparaissant comme un moyen supplémentaire de flexibilité dans la gestion des écarts offre-demande, qu'il a pour objet de combler, permettant ainsi de différer la consommation électrique par rapport au moment de la production.

La mission qui lui est ainsi dévolue apparaît d'autant plus importante que les énergies renouvelables devront assurer une part croissante des besoins en électricité et que l'introduction massive de ces énergies dans le mix énergétique, en raison de leur disponibilité intermittente et aléatoire, ajoute une contrainte supplémentaire dans la gestion de la production et des réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Un des principaux défis associés à l'utilisation rationnelle des énergies renouvelables se rapporte donc bien à leur stockage. Il n'est pas possible de stocker directement l'énergie sous forme d'électricité. Celle-ci n'existe pas dans la nature et doit être produite à partir d'une source d'énergie primaire.

Pour être stockée, l'électricité doit être transformée au préalable en une énergie potentielle

distincte (électrochimique, mécanique, thermique, etc), elle-même stockable et restituable ultérieurement sous sa forme initiale (électricité), avec, naturellement, d'inévitables pertes au cours de ce cycle "Production - Stockage – Restitution".

2.2 Principales fonctions du stockage d'énergie

Le stockage de l'énergie, que ce soit sous forme thermique ou potentielle, ne doit pas être confondu avec le stockage de combustibles.

Si les systèmes de stockage de chaleur concernent presque exclusivement des installations stationnaires, les systèmes de stockage d'électricité sous forme d'énergie potentielle concernent, eux, tant les applications fixes (résidentielles et industrielles) qu'embarquées (véhicules de transport et appareils électroniques principalement).

Les deux principales fonctions du stockage d'énergie, pour les systèmes stationnaires, sont :

- Stockage et récupération compensant les écarts entre les pics de demande et les creux de production ;
- Elaboration de systèmes de secours palliant des ruptures d'approvisionnement en énergie (le plus souvent : électrique).

On retiendra, pour les systèmes embarqués :

- Propulsion de véhicules ;
- Récupération / restitution d'énergie lors des phases de freinage / accélération ;
- Fourniture d'énergie à des appareils / systèmes électroniques.

Une réduction des coûts de stockage permettrait également de réduire le coût de certaines infrastructures des réseaux de distribution et de transport d'électricité et contribuerait au maintien de la "qualité" de l'électricité, à savoir le maintien des caractéristiques du courant électrique en fréquence et tension dans le réseau, sachant que ce dernier doit être en mesure de répondre à de brusques variations aussi bien de la demande (consommation) que de l'offre (production) d'électricité.

Dans le cadre de ce travail, nous nous attacherons essentiellement à la fonction de "stockage / restitution" des applications stationnaires à destination des ménages (et non pas de l'industrie). Les autres applications ne seront donc citées que pour information.

2.3 Principales contraintes du stockage d'énergie

Au plan technique, la nature de ce stockage dépend principalement de :

- la quantité d'énergie à stocker (systèmes de stockage "embarqués", "stationnaire résidentiel" ou "stationnaire industriel") ;
- la durée durant laquelle ce stockage devra être assuré (compenser des déphasages production / consommation "instantanés", "journaliers" ou "saisonniers") ;
- le rythme auquel l'énergie accumulée devra être restituée (puissance disponible à assurer) ;
- d'autres facteurs techniques tels que la densité énergétique massique, la densité énergétique volumique, la durée de vie du système, le nombre et la profondeur possibles de ses cycles "charges/décharges", les taux et rythmes de déperdition, la complexité de la maintenance et l'ampleur de ses coûts, les impératifs de sécurité, ...

Evidemment, les choix opérés dépendront également d'autres contraintes, d'ordre financier, environnemental, architectural, voire "politique". Nous examinerons ainsi, au chapitre 4, dans quelle mesure les aspects financiers et les incitants fiscaux ont pu (et pourraient continuer de) soutenir la croissance du "photovoltaïque résidentiel".

Le poids à associer à chacun de ces critères de sélection dépendra naturellement de l'affectation du système de stockage et de son contexte d'utilisation.

Chaque contrainte pèsera ainsi d'un poids différent selon que l'on considère un système de stockage en mode "embarqué" à usage quotidien ou en mode "stationnaire" dans le but de compenser des déphasages instantanés, journaliers, hebdomadaires ou saisonniers.

Dans le premier cas (ex. : batterie de véhicule électrique), les critères "densité énergétique massique" et "densité énergétique volumique", ainsi que la puissance seront jugés prépondérants, afin que le véhicule dispose d'une autonomie suffisante, tout en maintenant le poids et le volume du système de stockage dans des limites raisonnables.

Dans le second cas (ex. : STEP, Station de Transfert d'Energie par Pompage, Cf. Station de Coö), la quantité d'énergie stockée et la puissance du système seront, avec la sécurité de l'installation pour le voisinage de son installation, parmi les premiers critères entrant en ligne de compte.

Plus généralement, on veillera, pour les applications stationnaires, à disposer de quantités et de puissances instantanées suffisantes, tout en intégrant les contraintes d'ordre économique et environnemental.

A contrario, pour les systèmes mobiles, les besoins en puissance et en capacité se situent évidemment dans des ordres de grandeur nettement inférieurs, mais aux contraintes de coûts et d'environnement s'ajouteront les contraintes liées à leur poids et à leur taille.

La figure 2.2 ci-dessous classe différents types de combustibles selon leur densité énergétique volumique (exprimée en MJ/litre) et leur densité énergétique massique (en MJ/kg).

Un simple aperçu de cette image montre la difficulté de substituer des systèmes "tout électrique" aux moteurs conventionnels et, plus généralement, de recourir à de nouvelles sources d'énergie et de mettre en oeuvre des systèmes alternatifs aux énergies fossiles, en particuliers aux hydrocarbures liquides.

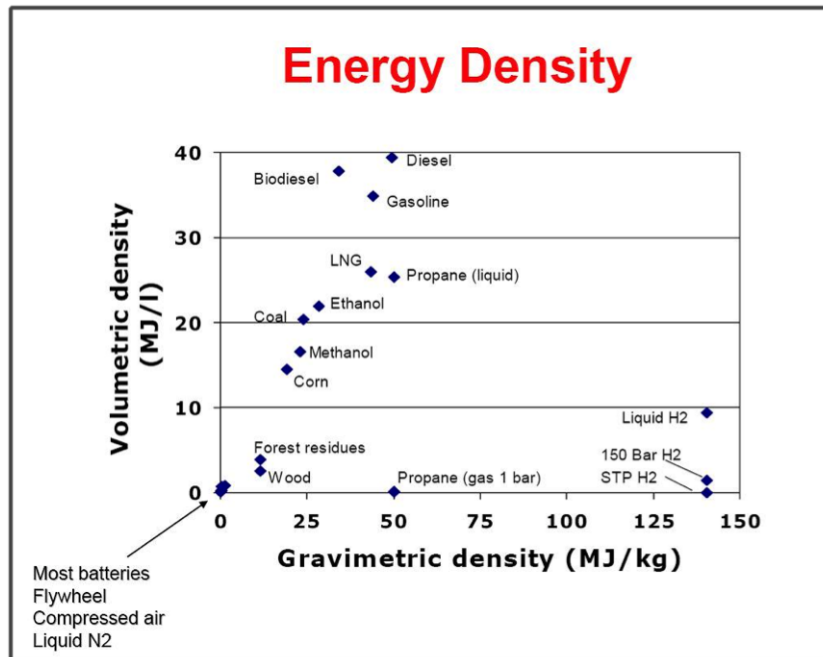


FIGURE 2.2 – Densités énergétiques massique et volumique²

Là où ces carburants conventionnels affichent une densité énergétique massique d'environ 12 kWh/kg (pour une densité énergétique volumique n'excédant pas 10 kWh/litre), l'hydrogène stocké à 700 bars sous forme gazeuse n'affiche une densité énergétique massique que de 1,2 kWh/kg, en tenant compte du poids du réservoir requis pour contenir l'hydrogène à ce niveau de pression.

Aux batteries électrochimiques sont associées des densités énergétiques bien plus faibles encore, environ 200 Wh/kg. A noter que les accumulateurs Lithium – ion affichent quant à eux une densité d'énergie volumique approchant les 600 Wh/litre.

Cependant, il ne serait pas correct de comparer les carburants classiques et les batteries électrochimiques uniquement de cette façon.

Les combustibles fossiles (dont l'importante densité énergétique résulte de l'accumulation d'énergie sur une très longue période de temps) ne peuvent être utilisés qu'une seule fois, au contraire des énergies renouvelables, par définition utilisables infiniment et qui permettent une production d'hydrogène limitée seulement par la taille des réservoirs, tout comme un grand nombre de rechargements des batteries.

Ainsi, le volume occupé par la batterie est, dans les limites de sa durée de vie, indépendant du nombre de km parcourus, au contraire du volume de carburant conventionnel, qui est, lui, proportionnel à la distance parcourue.

Il est possible de produire de l'énergie sous forme électrique de multiples façons. Cette caractéristique fait de l'électricité un des vecteurs énergétiques de prédilection substituable aux combustibles fossiles, surtout en tenant compte :

- de la réduction des coûts de sa production à partir des énergies renouvelables ;
- des progrès technologiques enregistrés dans la gestion de sa demande et qui devraient

2. <http://www.energytrendsinsider.com/wp-content/uploads/2013/04/Energy-Density.png?00cfb7>

- jouer un rôle important dans la réduction des écarts entre production et consommation instantanées ;
- de la réduction attendue des coûts du stockage de l'énergie (quelle que soit la forme du stockage envisagée).

En conclusion, l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables est appelée à occuper un rôle croissant dans le mix énergétique mondial.

La rapidité de cette croissance dépendra, notamment, de l'évolution du différentiel des coûts de production entre énergies renouvelables d'une part et non renouvelables d'autre part, ainsi que de l'évolution des rendements et coûts de stockage de l'énergie, principal obstacle encore actuellement à l'essor des énergies renouvelables à la disponibilité intermittente et aléatoire.

2.4 Les différents modes de stockage de l'énergie destinés à l'électricité

Rappelons qu'il n'est pas possible de stocker directement l'énergie sous forme d'électricité. Celle-ci n'existe pas dans la nature et doit être produite à partir d'une source d'énergie primaire. Pour être stockée, l'électricité doit être transformée au préalable en une énergie potentielle distincte (électrochimique, mécanique ou thermique), elle-même stockable et restituable ultérieurement sous sa forme initiale (électricité), avec, naturellement, d'inévitables pertes au cours de ce cycle "Production - Stockage - Restitution".

Les principaux modes de stockage d'énergie actuellement disponibles et applicables aux installations stationnaires, à destination des ménages ou de l'industrie, sont cités puis détaillés ci-dessous :

- **Stockage mécanique**
 - Stockage gravitaire : Pompage-Turbinage
 - Stockage par air comprimé (CAES : Compressed Air Energy Storage) : Compression -> Énergie potentielle (pneumatique) -> Turbinage
 - Stockage inertiel (énergie cinétique)
- **Stockage électrochimique**
 - Stockage sous forme de batteries / accumulateurs : Réaction électrochimique -> Potentiel électrochimique -> Réaction électrochimique inverse
 - Production de carburants de synthèse (Ex : production d'H₂ par électrolyse de l'eau) : Électrolyse de l'eau -> Hydrogène -> Pile à combustible (Fuel Cell)

2.4.1 Stockage mécanique

Stockage gravitaire (STEP, Station de Transfert d'Énergie par Pompage)

Principe

Au plan technique, en phase de stockage (à savoir lorsque l'offre globale d'électricité excède la demande), le système pompe de l'eau vers une retenue située plus haut en altitude et, en phase de déstockage (lorsque la demande excède l'offre), l'énergie hydraulique gravitaire est récupérée sous forme d'électricité grâce au mouvement d'une turbine située en contrebas et couplée à un générateur.

Evidemment, la contrainte économique doit également être prise en considération, à savoir

que le prix global de l'achat d'énergie injectée dans le système durant la phase de stockage doit rester "suffisamment inférieur" au prix global de vente de l'énergie injectée sous forme d'électricité dans le réseau durant la phase de déstockage du système (tenant compte de l'ensemble des frais de construction et de maintenance de ce système).

Rappelons qu'un Joule correspond au travail fourni par une masse de 1 kg tombant de 1 mètre et qu'un kWh correspond à 3,6 millions de Joules ou au travail fourni, par exemple, par la chute de 1000 mètres d'un objet de 3,6 tonnes. Un kWh ne représente environ que le dixième de la consommation moyenne quotidienne d'électricité d'un "ménage type" en Belgique.

Ces quelques nombres illustrent la nécessité pour ces systèmes de disposer de volumes de retenues d'eau, de hauteur de chute et de débit importants, en raison des besoins de puissance et de capacité auxquels ils doivent pouvoir répondre.

Exemple de STEP : Equipement de l'Eau d'Olle (Isère, France)^[16]

Chiffres clés :

- Altitude du barrage supérieur (Grand'Maison) : 1700 m
- Volume : 140 millions m^3
- Altitude du barrage inférieur (Verney) : 770 m => Hauteur de chute : 930 m
- Volume : 15 millions m^3
- Apport annuel moyen au barrage inférieur : 140 millions m^3 (dont 105 millions m^3 provenant du barrage supérieur)
- Puissance maximale de pompage : 1275 MW (débit maximum de pompage : 135 m^3/s)
- Puissance maximale de turbinage : 1690 MW (débit maximum de turbinage : 217 m^3/s)
- Production annuelle d'énergie : 1420 GWh (dont 215 dus aux apports naturels au barrage supérieur)

Applications principales

Ce système de stockage gravitaire, de par l'importance de ses capacités de stockage et sa puissance de restitution, permet de :

- pallier l'intermittence de la production des énergies renouvelables tout comme la "rigidité" du régime de production des centrales nucléaires ;
- compenser des déphasages offre / demande aussi bien journaliers que saisonniers.

Il s'avère particulièrement intéressant pour les pays où une part importante de la production électrique est attribuable au nucléaire. Le régime de production de ce type de centrale doit en effet être maintenu aussi constant que possible (il est évidemment impossible pour une centrale nucléaire de moduler sa production en fonction de la demande jour / nuit d'électricité).

Bilan et perspectives

Ce système repose sur une technologie relativement simple et bien éprouvée. On obtient de bons rendements tant techniques qu'économiques (l'évaporation expliquant une partie des pertes). Cela explique qu'il est très répandu dans le monde.

Comme le souligne P. Odru^[16](p.83),

les STEP représentent de très loin les capacités de stockage stationnaires mondiales

les plus massives tant en énergie stockée qu'en puissance instantanée disponible. Elles sont économiques sur le long terme, développées depuis très longtemps, mais leur extension se heurte à la disponibilité de sites favorables.

Soulignons en effet que leur empreinte environnementale est loin d'être négligeable, tout comme les grands barrages associés à des centrales hydroélectriques.

Toujours d'après P. Odru^[16](p.85-86),

Le rendement global de tels systèmes est de l'ordre de 75%. Toutefois, ceci doit être pondéré par le fait que les sites peuvent être éloignés des zones de production pour le stockage ou de zones de grande consommation pour le déstockage. Il faut alors tenir compte des pertes en ligne et du coût du transport aller-retour de l'électricité ... Les plus grosses installations se trouvent aux Etats-Unis et en Chine, avec des puissances dépassant les 3 GW. En Europe, la Norvège dispose d'une capacité inexploitée de 20 GW qui est convoitée par les pays d'Europe du Nord pour réguler leur future production d'énergie renouvelable et qui nécessitera aussi l'investissement de très grandes infrastructures de transport.

Stockage par air comprimé, classique ou adiabatique (CAES : Compressed Air Energy Storage, AA-CAES : Advanced Adiabatic-CAES)

Principe

La centrale CAES comprime l'air durant la phase de stockage d'énergie, lors des périodes de faible demande en électricité, lorsque l'énergie nécessaire pour alimenter les compresseurs est peu coûteuse.

L'électricité en excès est ainsi transformée en énergie potentielle (pneumatique).

Ultérieurement, lors de la phase de déstockage, cette énergie potentielle est retransformée en électricité, en ramenant l'air comprimé à pression ambiante par turbinage et entraînement d'un générateur, pour aider le gestionnaire de réseau à faire face aux pics de demande.

Evidemment, pour que le système soit économiquement rentable, il faut que l'énergie réinjectée dans le réseau le soit à un prix plus élevé que celui consenti pour comprimer l'air lors de la phase de stockage.

L'air comprimé est injecté et stocké temporairement dans des réservoirs sous-terrain (ex. : cavités rocheuses ou salines), ce qui permet de stocker d'importants volumes.

Le rendement global de ce cycle "Stockage d'énergie – Entreposage de l'air comprimé – Restitution de l'énergie" se situe entre 40% et 50%, ce qui peut être jugé assez faible.

D'une part, on enregistre des pertes de chaleur lors de la compression : comprimer directement l'air à 70 bars l'amènerait à la sortie du compresseur à une température de l'ordre de 700° C, ce que les cavités salines (type de cavité choisie en raison de leur bonne étanchéité) ne pourraient supporter. Il faut donc évacuer une importante quantité de chaleur, ce qui dégrade significativement le rendement global.

D'autre part, détendre à la pression atmosphérique l'air comprimé à 70 bars et stocké à une température proche de la température ambiante entraîne à la sortie des températures extrêmement basses et induit un très mauvais rendement thermodynamique. Il est nécessaire, pour améliorer

ce rendement, de réchauffer au préalable suffisamment l'air comprimé pour qu'après détente, il sorte à température ambiante.

Ce système a donc été amélioré ensuite, permettant un stockage "quasi adiabatique" d'énergie sous forme d'air comprimé (AA-CAES).

La première amélioration porte sur la récupération de la chaleur produite lors de la phase de compression : l'air comprimé et chaud peut céder sa chaleur à un réservoir échangeur, qui joue le rôle de récupérateur thermique, pour être ensuite stocké à température ambiante dans la cavité.

La seconde amélioration concerne la phase de restitution de l'énergie : l'air comprimé et stocké à température ambiante est conduit vers le réservoir échangeur de chaleur pour être chauffé, où sa température est ramenée à une température proche de celle de sa sortie du compresseur.

En installant ce récupérateur de chaleur qui permet de préchauffer suffisamment l'air avant son entrée dans la turbine, le rendement énergétique global atteindrait environ 70%.

Applications principales

Les disponibilités de stockage et de puissance limitent l'usage de ces systèmes à des stockages de type journalier à hebdomadaire.

Bilan et perspectives

R. Clavreul et P. Lefèvre signalent^[16](p.88-89) que

ce concept est apparu en 1970 dans le cadre d'un projet pilote européen avec une installation pilote de 260 MW à Huntorf, en Allemagne du nord. Cette installation, toujours exploitée par la compagnie allemande E.ON a commencé à fonctionner en 1978. Selon eux, le stockage par procédé CAES améliore le rendement par rapport à une turbine à gaz qui fournirait le même service (35%).

Dans le cas de l'installation pilote de Hunthorf, près de Brême en Allemagne du nord, l'air est comprimé (Puissance de compression : 60 MW) à une pression de quelque 70 bars. Il est stocké dans une cavité sous-terrainne saline (Volume : 310 000 m³) située entre 650 et 800 m de profondeur à une température proche de la température ambiante (35° C).

Le système affiche une capacité de production de 290 MW, mais la disponibilité de stockage est limitée à seulement un peu plus de 2 heures. Cette faible durée limite l'usage de ce système à un stockage de type journalier, pour lequel le rendement plafonne à 40%.

Les systèmes AA-CAES susmentionnés devraient permettre d'atteindre un rendement global d'environ 70%, à condition que certains verrous technologiques puissent être levés, notamment au niveau de la puissance des compresseurs (ceux-ci devant permettre d'arriver à des pressions élevées), ainsi que des échangeurs de chaleurs (capacité de stocker de grandes quantités d'énergie à température élevée).

Ces contraintes pèsent naturellement sur le potentiel de croissance de ces installations. Si les contraintes ne sont pas levées, le CAES continuera à jouer un rôle marginal dans le domaine du stockage de l'électricité, au regard de la place prépondérante qu'occupent les STEP.

Leur croissance pourrait néanmoins être soutenue par la commercialisation de systèmes AA-CAES de petites dimensions, qui, avec une puissance disponible de quelques kW, pourraient être couplés

ou se substituer à des batteries électrochimiques.

Stockage inertiel

Principe

J. Bonal^[16](p.57) définit un volant d'inertie comme

un dispositif symétrique tournant autour d'un axe de révolution, ayant le plus souvent une forme cylindrique, capable de stocker et de restituer de l'énergie sous forme cinétique.

Durant la phase de stockage, un moteur alimente le volant d'inertie, sous forme d'énergie cinétique. Durant la phase de restitution (déstockage), le volant d'inertie joue le rôle de moteur et entraîne un générateur électrique. Ce dernier alimente un convertisseur qui peut adapter la tension et l'intensité du courant en fonction des besoins exprimés.

Le volant d'inertie est souvent réalisé avec des matériaux composites tels que des fibres de carbone ou à base de matériaux métalliques sélectionnés en fonction de leurs propriétés mécaniques. Il doit en effet pouvoir tourner à très grande vitesse.

La capacité d'accumulation des systèmes inertiels de stockage d'énergie (SISE) est nettement plus faible que celle des batteries, surtout à usage stationnaire. L'avantage est qu'ils autorisent de restituer l'énergie accumulée en de (très) courts laps de temps. Ils sont ainsi capables de délivrer des puissances instantanées élevées. Ils peuvent également accumuler l'énergie rapidement et délivrer un très grand nombre de cycles sans baisse de rendement.

Applications principales

Le champ d'application des volants d'inertie couvre, d'après Bonal, principalement les domaines suivants^[16](p.58) :

- *Sécurisation d'alimentations électriques d'hôpitaux, de centres de traitement ou de stockage de données informatiques (source d'énergie auxiliaire qui permet de suppléer momentanément le réseau défaillant pendant la phase de basculement vers un réseau de secours capable de fournir le courant requis sur une plus longue période de temps, comme un groupe électrogène) ;*
- *L'alimentation de dispositifs expérimentaux, exigeant la fourniture d'impulsions de puissance de très grande amplitude. Dans ce type d'application, le volant d'inertie supplée le réseau général ;*
- *L'alimentation des réseaux électriques de transport ferroviaire pour réduire les impulsions de puissance au démarrage et au freinage des rames ;*
- *L'aéronautique et l'espace, où ils peuvent stocker l'énergie provenant des panneaux solaires.*
- Auxquels on peut ajouter le chargement rapide de véhicules électriques, puisque les volants d'inertie sont capables de restituer une puissance instantanée élevée pendant une courte durée.

Bilan et perspectives

Les performances des SISE (Système Inertiel de Stockage d'Énergie) sont très différentes de celles des batteries électrochimiques et leurs caractéristiques n'en font pas des candidats valables pour des stockages de grande quantité d'énergie sur longue durée, comme, par exemple, le stockage "saisonnier" (donc pour des durées de plusieurs mois) de l'électricité PV produite en excès durant

les mois d'été.

C'est la raison pour laquelle nous n'en parlerons pas davantage dans le cadre de ce travail.

2.4.2 Stockage électrochimique

Stockage sous forme de batteries / accumulateurs

Principe

Les termes généraux "piles", "accumulateurs" et "batteries" désignent chacun des systèmes ayant pour objet de transformer en énergie électrique l'énergie libérée à la suite de réactions chimiques,

- réversibles dans le cas des batteries et des accumulateurs électrochimiques rechargeables ;
- non réversibles, dans le cas des piles non rechargeables.

Piles et accumulateurs produisent du courant continu, sous une tension faible, 1 à 3 [V] en général. On les associe en batteries :

- en série, pour obtenir une tension plus élevée ;
- en parallèle, pour obtenir plus de puissance.

Le principe de fonctionnement des accumulateurs est décrit ci-dessous. Le premier accumulateur électrochimique, habituellement appelé "accumulateur au plomb", fut breveté par Gaston Planté dès 1859.

Quelle que soit la technologie mise en oeuvre, un accumulateur électrochimique stocke de l'énergie électrique sous forme chimique, qu'il restitue ultérieurement, grâce à la réversibilité des réactions d'oxydo-réduction impliquées.

En phase de stockage (charge), un accumulateur convertit de l'énergie électrique en énergie chimique.

Durant la phase de déstockage (décharge), il convertit cette énergie chimique en énergie électrique, fournie à l'extérieur sous forme d'un courant d'électrons circulant entre deux plaques ou électrodes,

- la négative, capable de céder des électrons ;
- la positive, capable d'attirer des électrons.

Lors de la décharge (voir figure 2.3 ci-dessous), le matériau réducteur de la masse active négative cède spontanément des électrons au circuit extérieur via la borne négative, afin de rétablir l'équilibre des potentiels chimiques (voir ci-dessous).

Ces électrons, après alimentation d'un récepteur, reviennent ensuite vers l'accumulateur, via la borne positive, où ils sont captés par le matériau oxydant de la masse active positive, tandis que des ions positifs (Resp. négatifs) passent directement de la masse active négative (Resp. positive) vers la masse active positive (Resp. négative), au travers d'un séparateur électrolytique.

Pour éviter un court-circuit, un séparateur (ex. : une membrane polymère microporeuse) empêche physiquement le passage direct des électrons de la masse active négative vers la masse active positive, tout en autorisant une conduction ionique (transfert d'ions d'une masse active à l'autre).

J.-F. Fauvarque^[16](p.27) souligne à cet égard que :

L'exigence de double percolation électronique et ionique dans l'ensemble de la masse active est une caractéristique générale souvent méconnue des générateurs électrochimiques.

Elle est très contraignante pour la conception d'une pile ou d'un accumulateur et elle explique pourquoi le nombre de systèmes électrochimiques est relativement limité.

Le maintien de cette double conduction électrique et électronique dans les électrodes volumiques lors du cyclage conditionne la durée de vie d'un accumulateur.

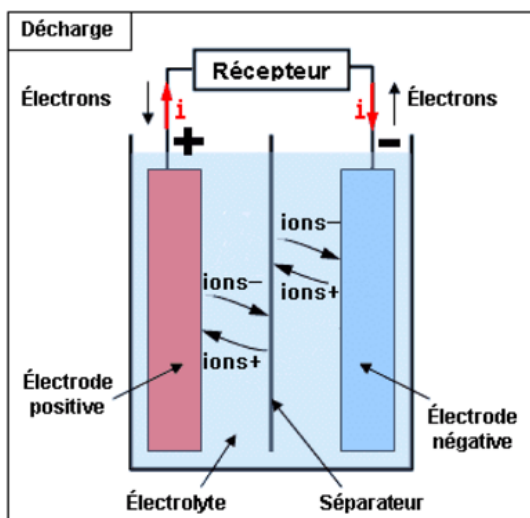


FIGURE 2.3 – Principe de fonctionnement d'une batterie au plomb³

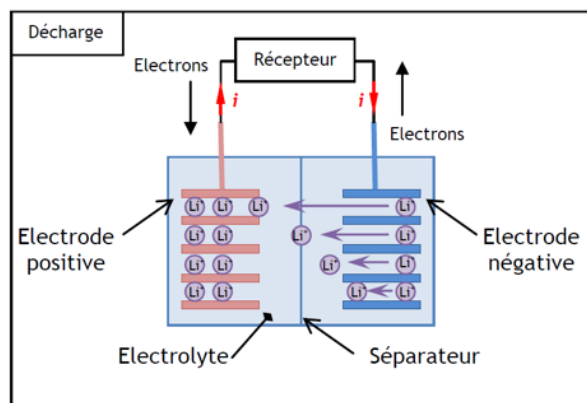


FIGURE 2.4 – Principe de fonctionnement d'une batterie au lithium

L'accumulateur est généralement fabriqué en assemblant en série une batterie d'éléments identiques. Chaque élément de batterie contient deux masses actives (appelées électrodes volumiques), où se produisent les réactions électrochimiques décrites ci-dessous.

Souvent, ces masses actives sont des solides poreux

- sous forme de poudres compactées ;
- dont la taille des grains est de l'ordre du micron,
- imbibées d'un électrolyte liquide (parfois gélifié pour permettre à l'accumulateur de fonctionner dans n'importe quelle orientation), assurant leur conductivité ionique.

Ces deux masses actives sont de composition chimique différente. Chacune d'elle contient un couple RedOx, caractérisé par une ou plusieurs espèces chimiques sous forme réduite (Red), capable de fournir des électrons et d'être transformée en un autre ensemble d'espèces chimiques (Ox), capable, sous forme oxydée, d'accepter ultérieurement des électrons (durant l'autre phase de décharge ou de recharge).

La masse active négative contient le premier matériau réducteur, Red1, qui, lors de son oxydation électrochimique durant la phase de décharge, libérera des électrons en se transformant en un premier matériau oxydant : $Red_1 \rightarrow Ox_1 + ne^-$.

3. <http://tpenano2013.e-monsite.com/pages/seconde-etude-de-cas-la-nanobatterie/le-fonctionnement-d-une-batterie.html>

Symétriquement, la masse active positive contient le second matériau oxydant qui, également durant la phase de décharge, acceptera des électrons lors de sa réduction électrochimique : $Ox_2 + ne^- \rightarrow Red_2$.

Au niveau de l'accumulateur considéré globalement, les réactions électrochimiques, durant la phase de décharge, se résument ainsi à : $Red_1 + Ox_2 \rightarrow Ox_1 + Red_2$.

Durant cette phase de décharge,

- la masse active négative fournit ainsi :
 - un courant d'électrons circulant au travers de la borne négative (souvent métallique, pour sa conductibilité électrique) et du circuit extérieur ;
 - un flux d'ions positifs (cations), percolant au travers de la membrane séparatrice, conducteur exclusivement ionique, en direction de la masse active positive ;
- tandis que la masse active positive :
 - accepte les électrons venant du circuit extérieur, au travers de la borne positive ;
 - fournit un flux d'ions négatifs (anions), en direction de la masse active négative.

Contrairement aux piles, ces opérations sont réversibles, la conversion peut donc s'opérer dans les deux sens. Ainsi, durant la phase de recharge, on aura :

- dans la masse active négative : $Ox_1 + ne^- \rightarrow Red_1$
- dans la masse active positive : $Red_2 \rightarrow Ox_2 + ne^-$

Chaque couple Redox susmentionné se caractérise par son potentiel E (exprimé en Volt), que l'on peut calculer suivant la loi de Nernst :

$$E = E^\circ + \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \cdot \frac{\ln(Ox)}{\ln(Red)}$$

avec E° le potentiel d'équilibre, R la constante universelle des gaz parfait ($= 8,314 \frac{J}{mol \cdot K}$), T la température absolue en Kelvin, n le nombre d'électrons impliqués dans la réaction, F la constante de Faraday (96 500 C/mole), (Ox) et (Red) les concentrations des formes oxydées et réduites du couple Redox.

A courant extérieur nul, les potentiels E_1 et E_2 des bornes négatives et positives permettent de déduire la tension aux bornes d'une cellule de l'accumulateur, celle-ci correspondant à la différence des deux potentiels.

La batterie cesse de débiter du courant lorsque les deux électrodes sont ramenées au même niveau de potentiel.

Pendant la phase de recharge, un générateur de courant est placé aux bornes de la batterie. Ce courant circule en sens inverse que celui fourni lors de la phase de décharge.

A l'intérieur de la batterie, cet apport externe d'énergie assure la réversibilité des réactions électrochimiques spontanées susmentionnées. Les potentiels chimiques de chaque électrode s'éloignent ainsi l'un de l'autre en raison de l'énergie accumulée. Cela augmente la tension entre les bornes et permet à l'accumulateur de restituer à nouveau ultérieurement de l'électricité à un circuit extérieur.

Pendant la décharge, la consommation d'une mole de réactif permet de libérer une énergie électrique égale à n Faraday, soit à : $n \times 96500 \times (E_2 - E_1)$ [J].

C'est un maximum théorique, il faut en effet tenir compte des déperditions dues aux échanges de chaleur avec le milieu extérieur, ainsi que des autres éléments suivants, que souligne J.-F. Fauvarque^[16] (p.31)

Pour être réduite une masse active doit être portée à un potentiel un peu inférieur à son potentiel d'équilibre, elle attire (alors) les cations et devient cathode. Pour être oxydée, elle doit être portée à un potentiel supérieur à son potentiel d'équilibre, elle attire (alors) les anions et devient anode.

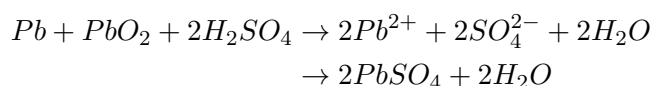
Lors de la décharge, le potentiel de la positive est donc inférieur au potentiel d'équilibre, celui de la négative est supérieur à son potentiel d'équilibre, la tension aux bornes est donc inférieure à la tension en circuit ouvert, en outre cette tension est encore diminuée de la chute chimique dans l'élément, souvent prépondérante à fort courant.

Lors de la recharge, le potentiel de la positive est supérieur à son potentiel d'équilibre, et celui de la négative inférieure, s'y ajoute encore l'effet de la chute ohmique, la tension de recharge est donc supérieure à la tension en circuit ouvert.

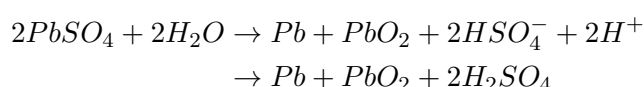
Dans le cas de l'accumulateur au plomb, c'est ce dernier qui assure la conduction électronique dans sa masse active négative et le dioxyde de plomb, dans sa masse active positive. La conduction ionique est quant à elle assurée par un mélange d'eau et d'acide sulfurique.

Ce type d'accumulateur repose sur l'équation chimique réversible suivante :

Durant la phase de décharge :

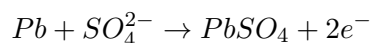


Durant la phase de recharge :



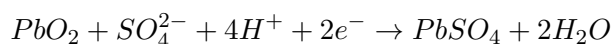
Les réactions électrochimiques et les potentiels de chaque couple RedOx sont repris ci-dessous.

Masse active négative ("anode" durant la décharge) contenant le premier couple RedOx :



$E^\circ = - 0,36$ Volt, l'électrode négative subit une oxydation (perte d'électrons)

Masse active positive ("cathode" durant la décharge) contenant le second couple RedOx :



$E^\circ = + 1,69$ Volt, l'électrode positive subit une réduction (gain d'électrons)

Rechargé, cet accumulateur permet ainsi d'atteindre une différence de potentiel de 2,05 Volt entre ses deux électrodes.

La transformation d'une mole de plomb produit une quantité d'électricité de 2 Faradays et génère une différence de potentiel d'un peu plus de 2 Volts.

La production (maximale théorique) d'énergie correspondante est de 386 000 J ou 106 Wh, vu que la réaction implique un courant de deux électrons.

Remarquons que les concentrations des espèces chimiques dans chacune des deux masses actives varient durant les phases de décharge et de recharge. En accord avec la loi de Nernst, leur potentiel va donc varier en fonction de leur état de conversion chimique, ce qui entraîne une variation de la tension entre les deux bornes.

Le processus de décharge s'arrête lors de la survenance de l'un des deux événements suivants :

- une des masses actives est épuisée ;
- le système cesse d'être conducteur d'électricité, la transformation totale d'une masse active en $PbSO_4$, non conducteur, bloquerait le fonctionnement du système.

Dans l'acide sulfurique, le PbO_2 est réduit en sulfate de plomb, très peu soluble. Cela permet à ce dernier lors de la recharge de revenir au même endroit à l'état de PbO_2 et de ce fait, de maintenir la structure doublement percolante (électronique et ionique) de la masse active.

L'accumulateur peut être rechargé par inversion du courant, ce qui transforme à nouveau l'énergie électrique qui lui est fournie en énergie chimique, qui pourra être restituée ultérieurement, mais naturellement avec un rendement de conversion énergétique inférieur à 100%.

Comme le souligne J.-F. Fauvarque^[16] (p.31)

Le rendement énergétique est nécessairement inférieur à 100%, et dépend fortement des régimes de charge et de décharge, donc de la façon d'utiliser la batterie.

Il est également affecté par l'autodécharge éventuelle de la batterie, variable selon la température, la nature et la conception de l'accumulateur.

L'autodécharge des batteries au plomb est faible à température ordinaire, et celle des batteries lithium-ion est réputée très faible.

Caractéristiques principales des accumulateurs électrochimiques

Tension électrique : tension fixée par le potentiel d'oxydo-réduction du couple redox utilisé, elle est de l'ordre de un à quelques volts par élément.

Tension nominale : tension moyenne aux bornes d'une batterie ou d'un accumulateur observée sur la plus grande partie de sa courbe de décharge.

La courbe ci-contre, donnée à titre indicatif, donne l'évolution de la tension entre les deux bornes d'un élément d'accumulateur, en fonction de son niveau de chargement. La tension nominale par élément est, ici, de 1,2 V.

La tension de la batterie est un multiple de la tension de l'élément de base.

Cette courbe fait apparaître que la mesure de la tension ne donne généralement pas une indication fiable de la charge restant dans l'accumulateur, sauf dans le cas de la technologie Lithium-Ion.

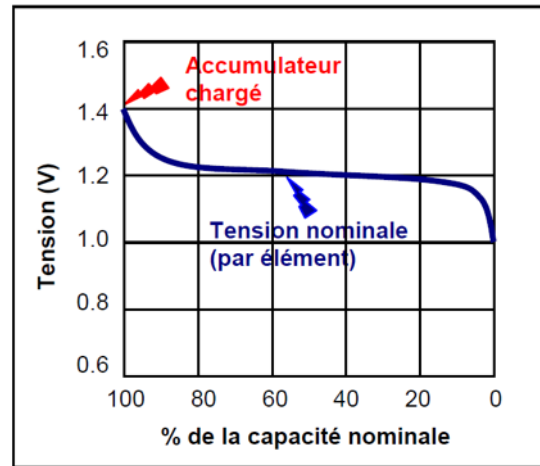


FIGURE 2.5 – Tension (V) vs % de la capacité nominale pour un accumulateur

Capacité de charge électrique

En pratique, elle se mesure en Ah ou mAh, mais l'unité officielle est le coulomb, qui équivaut à un As (ampère pendant une seconde). 1 Ah vaut donc 3600 C.

Cela revient à multiplier un courant constant par le temps de charge ou de décharge. La capacité de charge électrique est la charge électrique que peut fournir l'accumulateur complètement chargé pendant un cycle complet de décharge.

La capacité de charge dépend du niveau de décharge et elle diminue au fur et à mesure de la vie de l'accumulateur.

On définit la capacité nominale C_X qui correspond à une décharge complète à courant constant à 25°C pendant X heures.

Le courant de décharge I (mesuré en Ampère) est alors égal à C/X ($X = 10$ ou 20 pour une batterie plomb - acide). On note ainsi le régime de courant de décharge : 1 C, 2 C, C/2, C/10, ...

La capacité réelle n'est pas une valeur constante. Elle décroît avec l'intensité du courant de décharge, comme l'illustrent les courbes de la figure ci-dessous.

Pour chaque courbe, le produit du débit de courant et de la durée de décharge reste constant (2,5 Ah), sauf pour celle associée à un débit de courant de 5 A (2,0 Ah).

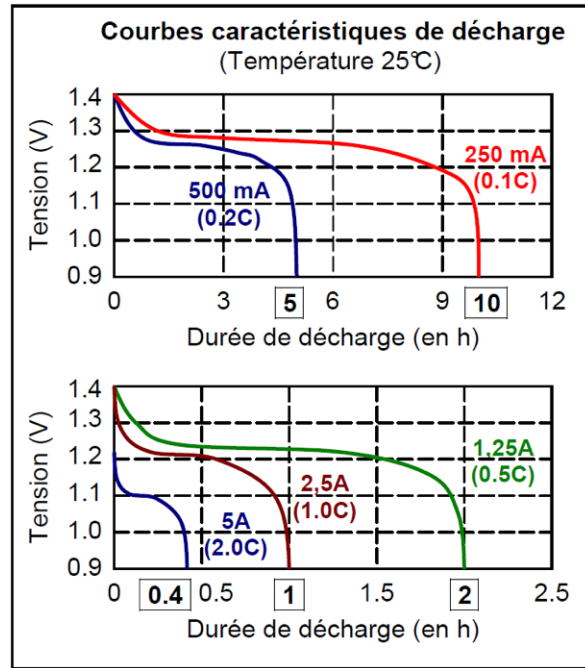


FIGURE 2.6 – Courbes caractéristiques de décharge

La loi de Peukert permet de modéliser la capacité réelle d'une batterie en fonction de l'intensité du courant débité :

$$C_P = I^k \cdot \Delta t$$

avec C_P la capacité de Peukert (en Ah), pour un courant de décharge $I = 1$ A, I le courant de décharge (en A), mesuré par (C_X / X), k la constante de Peukert (supérieure à 1) et Δt la durée de décharge (en heures).

Ainsi, considérant :

- une batterie de capacité nominale C_{20} de 100 Ah,
- $k = 1,1$ (Supposé connu, par hypothèse), la capacité "Peukert" pour une décharge en 20 heures est : $C_P = [100/20]^{1,1} \cdot 20 = 117$ Ah

Pour une décharge ramenée à 10 heures, la capacité réelle est ramenée à :

$$C(10 \text{ heures}) = 10 \cdot (C_P/10)^{(1/1,1)} = 94 \text{ Ah}$$

Débit maximum : courant de pointe d'un accumulateur, mesuré en ampère.

Énergie stockée : charge électrique multipliée par la tension moyenne sous laquelle cette charge électrique peut être déchargée.

L'unité officielle (SI) est le joule mais elle se mesure habituellement en watts-heure (1 Wh = 3 600 J = 3,6 kJ ou 1 Joule = 0,278 mWh).

Densités

Densité énergétique massique ou énergie spécifique (J/kg) : quantité d'énergie qu'un accumulateur peut restituer par unité de masse.

Densité énergétique volumique ou densité d'énergie (J/m³ ou J/l) : quantité d'énergie qu'un accumulateur peut restituer par unité de volume.

Densité de puissance en pointe ou puissance spécifique (W/kg) : puissance maximale rap-

portée à la masse de l'accumulateur.

Le tableau ci-dessous atteste des progrès technologiques enregistrés dans le domaine des accumulateurs.

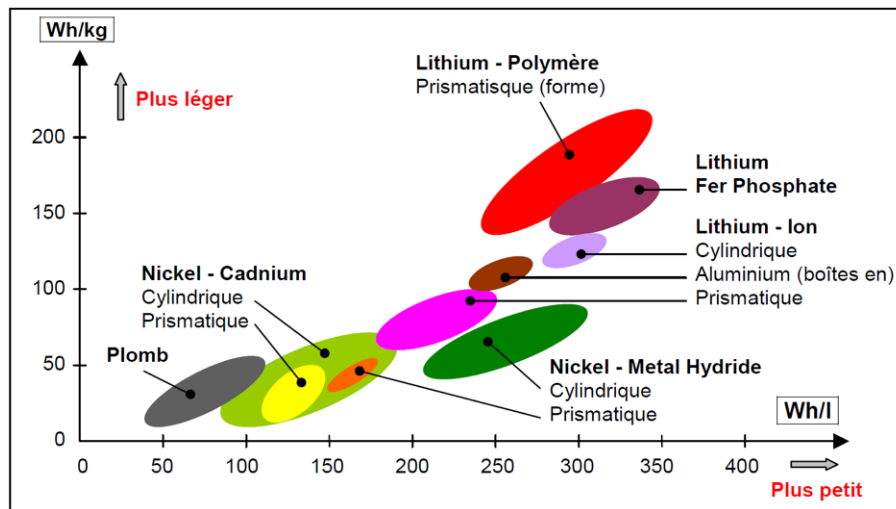


FIGURE 2.7 – Densité énergétique de différentes technologies de stockage

Autodécharge : le plus souvent exprimée en % de perte relative de capacité par mois, elle constitue une limitation technologique au stockage de moyenne ou longue durée de l'énergie électrique au moyen des accumulateurs électrochimiques.

Cyclabilité (durée de vie) : caractérise le nombre de fois que l'accumulateur peut restituer le même niveau d'énergie après chaque nouvelle recharge.

Généralement, plus la profondeur de décharge est importante, plus le nombre de cycles sera réduit.

La figure 2.8 ci-contre illustre ce fait pour une batterie de traction au plomb (12 V et 25 Ah) à électrolyte gélifié.

En déchargeant cette batterie à 60 % de sa capacité nominale, sa cyclabilité sera de 600 cycles.

Ce chiffre sera ramené à 400 si elle est déchargée à 80 %.

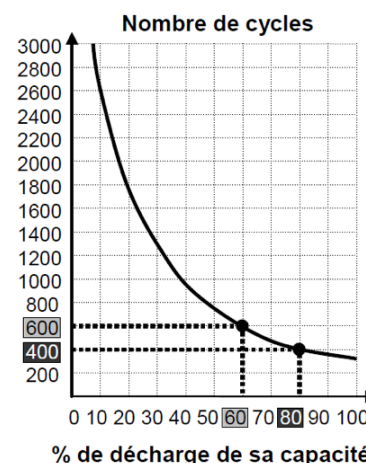


FIGURE 2.8 – Cyclabilité

Effet mémoire

L'effet mémoire se manifeste par la diminution de quantité d'énergie électrique que l'accumulateur peut restituer après une décharge incomplète. Il se traduit par une diminution de sa capacité nominale. L'effet mémoire concerne principalement les technologies Ni-Cd et Ni-MH. Les batteries au plomb et lithium y sont moins sensibles.

Applications principales

Les batteries peuvent stocker efficacement l'énergie électrique sur des périodes allant de la dizaine de minutes à la centaine de jours, ce qui permet de les utiliser aussi bien pour des applications embarquées (transport, appareils électroniques portables essentiellement) que stationnaires (apport à titre d'appoint en cas d'interruption du réseau, stockage de court, moyen et de long terme).

Les attentes formulées à l'égard des batteries stationnaires diffèrent évidemment de celles formulées à l'égard de celles embarquées.

Les critères de capacités et de puissances globales à coût raisonnable, ainsi que de durée de vie, pèsent davantage pour les batteries stationnaires.

A contrario, pour les batteries embarquées, les densités d'énergie et de puissances sont souvent des critères jugés prépondérants, le critère prix pouvant même dans certains cas s'effacer au regard de performances techniques jugées indispensables ou critiques (astronautique, électronique de pointe, applications militaires, ...).

Il n'est donc pas étonnant que les batteries stationnaires fassent l'objet de recherches et de développement spécifiques, comme pour les batteries chaudes "Sodium-Soufre" (le sodium devant être fondu, leur température de fonctionnement est de l'ordre de 300°C) ou les batteries dites "Redox-Flow" (voir ci-dessous).

Ces accumulateurs "Sodium-Soufre", utilisés surtout au Japon, présentent d'incontestables avantages sur les plans techniques (densité énergétique, puissance, rendement, profondeur de décharge, nombre de cycles, ...) et financiers (abondance et faible coût des matériaux).

Malheureusement les matériaux impliqués sont très corrosifs. En outre, le sodium est très inflammable et le risque de son explosion en présence d'eau en cas de rupture ne peut être écarté d'un revers de la main. Cela explique que les cellules élémentaires de cette sorte d'accumulateur nécessitent une architecture toute particulière.

Bilan et perspectives

Les batteries au plomb demeurent encore et toujours une solution de référence pour bon nombre d'applications classiques embarquées (ex. : transport) ou stationnaires. La maturité de la technologie et le faible coût initial en sont les principales explications.

Ces batteries sont pourtant à déconseiller pour les applications stationnaires, notamment en raison de leur faible durée de vie en cas de décharge profonde. On évitera ainsi de recourir à ce type d'accumulateur pour stocker l'électricité excédentaire produite par des panneaux PV et satisfaire des besoins de stockage inter-saisonniers de longue durée.

De nombreux progrès ont été accomplis avec l'apparition des batteries alcalines (Nickel – Métal Hydrure) et, surtout, des batteries au Lithium (Li-ion), qui présentent les meilleures performances et avantages techniques : densités énergétiques élevées, bons rendements de conversion (90% contre 75% pour les batteries au plomb), faibles taux d'autodécharge, possibilité de décharges

profondes, longue durée de vie (jusqu'à 2 000 cycles de décharge profonde), coûts de maintenance faibles ou nuls, prédictibilité et fiabilité, ...

Ces dernières gagnent ainsi des "parts de marché" dans la plupart des applications, aussi bien embarquées que stationnaires, malgré l'importance de l'investissement initial.

Le développement des accumulateurs "Sodium-Soufre" semble plus incertain que celui des accumulateurs Redox-Flow, qui semblent particulièrement bien adaptés pour les applications stationnaires à grande échelle et où la dissociation énergie stockée – puissance disponible constitue un avantage certain aux yeux de leurs exploitants.

Aux considérations techniques et financières doivent s'ajouter également celles d'ordre environnemental. Tout comme les piles, la fabrication et le recyclage des accumulateurs électrochimiques peuvent entraîner d'importants coûts environnementaux, que l'on ne peut ignorer.

En conclusion, le stockage électrochimique, grâce à sa flexibilité de dimensionnement, s'est imposé dans les applications embarquées et tend à s'imposer dans des applications stationnaires, même de grandes dimensions (stockage d'énergies renouvelables et stabilisation du réseau).

Production de carburants de synthèse (Ex. : Hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau)

Principe

L'électricité, que l'on suppose ici produite en excès à partir d'une source intermittente d'énergie électrique comme le solaire photovoltaïque ou l'éolien, sert à réaliser l'électrolyse de l'eau.

Les deux produits de cette opération sont d'une part le dioxygène, libéré dans l'atmosphère, et d'autre part, le dihydrogène que l'on pourra stocker sous pression pour être utilisé ultérieurement, en fonction des besoins.

Cet hydrogène, dans une pile à combustible (fuel cell), produira de l'électricité à travers la réaction inverse de celle de l'électrolyse, en rejetant simplement de la chaleur ainsi que de l'eau ou de la vapeur d'eau. On amène le dihydrogène à l'anode de la pile à combustible et le dioxygène à sa cathode.

La réaction $H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O$ est exothermique. La quantité d'énergie libérée lors de la réaction (enthalpie de réaction) est de -242 kJ/mole_{eau}. Cette valeur est déterminée expérimentalement et dépend de l'état dans lequel l'eau est formée (gazeux ou liquide). Pour une pile à combustible, les températures de fonctionnement élevées font que l'eau se forme à l'état gazeux. L'enthalpie libre de Gibbs de cette réaction vaut -229 kJ/mole_{eau} et peut être liée au voltage d'une cellule de la pile à combustible via l'équation :

$$\epsilon_{cell} = -\frac{\Delta G^\circ}{n \times F}$$

où ΔG° est l'enthalpie libre de Gibbs, n est le nombre d'électrons impliqués dans la réaction et F , la constante de Faraday, vaut 96 500 C/mole.

Les tensions théoriques entre les électrodes de la pile à combustible sont de 1,23 V (eau liquide)

ou 1,187 V (vapeur d'eau). L'obtention de tensions plus élevées passe, comme dans le cas des batteries classiques, par un empilement de cellules élémentaires.

Bilan et perspectives

Le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène présente plusieurs avantages, mais il se heurte encore à différents verrous technologiques.

Parmi les avantages, citons :

- disponibilité garantie de l'hydrogène au moment des besoins de production d'électricité, sans perte de stockage, même pour des périodes de longue durée ;
- densité d'énergie suffisante ;
- absence d'émission de gaz à effet de serre (GES).

Relevons, parmi les contraintes et verrous :

- coût et complexité du stockage de l'hydrogène (malgré une densité énergétique massique plus que deux fois plus élevée que celle du gaz naturel, du fait de sa légèreté, sa densité énergétique volumique est 3,6 fois moins élevée que celle du gaz naturel) ;
- coût du refroidissement et du maintien à - 250° C de l'hydrogène s'il est stocké sous forme liquide ;
- faibles rendements globaux de conversion "Électrolyse – Stockage H_2 – Pile à combustible" (de l'ordre de 30 à 40%) ;
- coût élevé des piles à combustible, notamment à cause de l'utilisation de certains matériaux catalyseurs coûteux (ex. platine).

La chaîne de valeur "Électrolyse – Stockage H_2 – Pile à combustible" doit encore faire l'objet de nombreuses améliorations en vue d'amener son rendement énergétique global à un niveau jugé économiquement suffisant.

Les hydrures métalliques (alliage de nickel, de titane, de magnésium) pourraient être à la base d'une alternative au stockage d'hydrogène sous forme liquide ou gazeuse, mais cela reste à confirmer. Des développements favorables dans ce domaine permettraient d'atteindre une forte densité volumique d'énergie (0,25 litre/kWh dans les conditions normales de température et de pression). Cela se traduirait par de nets progrès dans le stockage inter-saisonnier d'énergie décarbonée.

2.5 Stockage intersaisonnier et stationnaire de l'électricité : Vue générale des chiffres clés et avantages / inconvénients

Nous reprenons ci-dessous quelques "chiffres clés" associés aux principales technologies de stockage de l'électricité, ainsi que leurs principaux avantages et inconvénients.

Stockage gravitaire (STEP)	
Puissance cible	qlqs MW à qlqs GW
Rendement	0,65 - 0,80
Durée de vie (années)	40 - 60
Coût d'investissement (€/kW)	500 - 1500
Coût d'investissement (€/kWh)	70 - 150
Avantages	Technologie mature Bon rendement Durée de vie (+ 40 ans)
Inconvénients	Contrainte d'emplacement Impact environnemental Acceptabilité du public

TABLE 2.1 – Stockage gravitaire

Stockage par air comprimé (CAES)	
Puissance cible	100 - 500 MW
Rendement	0,5
Durée de vie (années)	30 - 40
Coût d'investissement (€/kW)	450 - 650 → 1000 selon la taille du site
Coût d'investissement (€/kWh)	50 - 80
Avantages	Pas d'émission CO_2 (CAES adiabatique) Grandes puissances Très grandes capacités
Inconvénients	Coût d'investissement Contraintes géologiques

TABLE 2.2 – Stockage par air comprimé (CAES)

Batteries/accumulateurs	Li-ion
Puissance cible	qlqs kW à 100 kW
Rendement	0,7 - 0,75
Durée de vie (années)	10 - 15
Coût d'investissement (€/kW)	600 - 1500
Coût d'investissement (€/kWh)	n.d.
Avantages	Haute densité énergétique Bon rendement Durée de vie
Inconvénients	Sécurité Besoin de régulation thermique Coût

TABLE 2.3 – Batteries / accumulateurs Li-ion

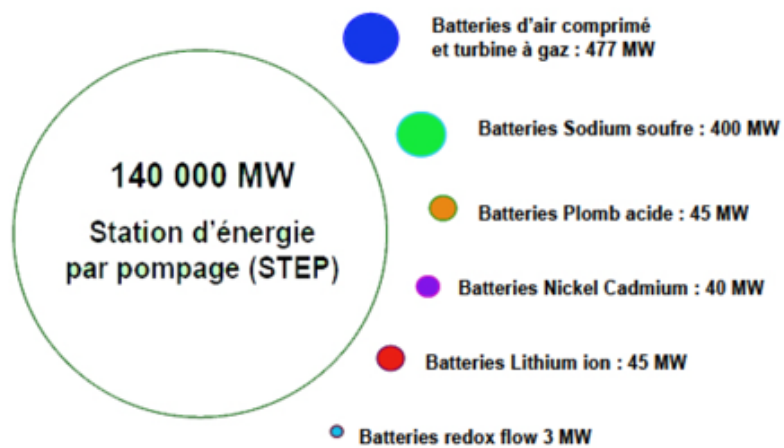
Batteries/accumulateurs	Redox-Flow
Puissance cible	qlqs MW
Rendement	0,65 - 0,75
Durée de vie (années)	10 - 20
Coût d'investissement (€/kW)	1000 - 3000
Coût d'investissement (€/kWh)	100 - 400
Avantages	Haute modularité Large plage des ratios "Puissance/Energie" Durée de vie Faible autodécharge
Inconvénients	Architecture compliquée Risque de fuite de l'électrolyte Coût de maintenance Faible densité énergétique

TABLE 2.4 – Batteries / accumulateurs Redox-Flow

Hydrogène (électrolyse)	
Puissance cible	1 kW à 10 MW
Rendement	0,25 - 0,35
Durée de vie (années)	5 - 10
Coût d'investissement (€/kW)	6 000
Coût d'investissement (€/kWh)	< 500
Avantages	Disponibilité Densité d'énergie Absence d'émissions de GES
Inconvénients	Coût des piles à combustible (matériaux catalyseurs) Complexité du stockage Refroidissement et maintien à -250° C de H_2 Faibles rendements

TABLE 2.5 – Hydrogène (électrolyse)

La figure 2.9 ci-dessous atteste de la toujours nette prépondérance des STEP comme technologie de stockage de l'électricité. En dépit de leur (parfois) forte croissance, les autres technologies de stockage de l'électricité ne jouent encore à ce jour qu'un rôle secondaire, voire franchement marginal.



Source : Fraunhofer Institute, EPRI, EDF R & D

Capacité mondiale installée pour le stockage d'électricité

FIGURE 2.9 – Capacité mondiale installée pour le stockage d'électricité

Chapitre 3

Applications photovoltaïques

3.1 Installations connectées au réseau

Les applications photovoltaïques connectées au réseau gagnent rapidement en importance et deviennent omniprésentes dans de nombreux pays ayant mis en place des mécanismes incitant à l'installation de technologies de production d'électricité renouvelable.

De nos jours, la puissance des installations photovoltaïques connectées au réseau prend des valeurs allant de quelques kWc pour des panneaux posés sur le toit d'un particulier à plusieurs centaines de MWc pour les plus grandes "fermes solaires".

En Wallonie, le mois de juin 2017 a vu l'inauguration à Lessines de la plus grande ferme photovoltaïque de la région. Dotée de plus de 17 000 panneaux pour une capacité de 4,674 MWc, cette ferme photovoltaïque devrait produire 4,825 GWh annuellement.^[17]

De son côté, la Flandre devrait accueillir en 2019 le parc photovoltaïque le plus important du Benelux. Le Kristal Solar Park, situé à Lommel, dont la capacité atteindra 99 MWc pour 300 000 panneaux, devrait produire 83 GWh par an.^[18]



FIGURE 3.1 – Ferme solaire photovoltaïque de Topaz Solar Farm (550 MWc), située en Californie¹

Depuis le début des années 2000, la croissance annuelle de la capacité mondiale des installations connectées au réseau a augmenté de manière fulgurante. On estime qu'en 2020, la capacité photovoltaïque installée en Europe pourrait être doublée par rapport à 2017.^[19]

La proportion de photovoltaïque déconnecté du réseau diminue d'année en année, la plupart des nouvelles installations photovoltaïques étant connectées au réseau.

Parmi ces dernières, certaines mais pas toutes peuvent y injecter de l'électricité.

Si la puissance installée est inférieure, à tout instant, à la puissance requise par l'entité ou si le système possède des batteries lui permettant de toujours stocker l'excédent de production électrique, alors l'installation n'injecte jamais d'électricité sur le réseau.

Néanmoins, la plupart des installations photovoltaïques connectées au réseau injectent de l'électricité sur celui-ci lorsqu'elles produisent plus que ce qu'elles ne consomment.

La croissance spectaculaire du nombre d'installations photovoltaïques devrait se poursuivre, notamment grâce à une baisse continue des coûts, à la nature modulaire et donc facilement adaptable de cette technologie et à la demande et aux besoins accrus de production d'électricité d'origine renouvelable.

3.1.1 Photovoltaïque résidentiel

La proportion de photovoltaïque **résidentiel** varie de manière importante entre les différents pays, comme le montre l'article de SolarPower Europe.^[6]

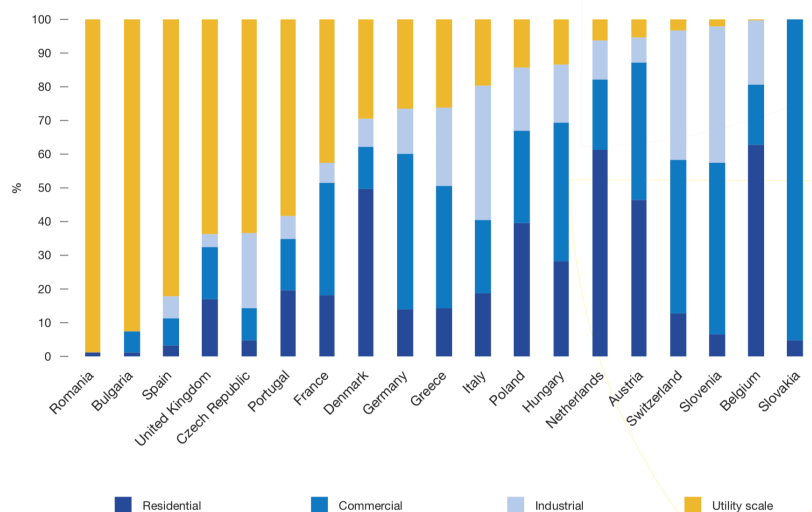


FIGURE 3.2 – Capacité photovoltaïque totale pour certains pays européens (jusqu'à 2017)^[6]

Il est intéressant de remarquer sur la figure 3.2 que la Belgique possède la plus grande proportion de photovoltaïque résidentiel. Ceci pourrait être lié à un changement de mentalités plus important en Belgique que dans d'autres pays européens, couplé à des mécanismes incitatifs particulièrement avantageux pour les prosumers (contraction de *producer* et *consumer*, voir chapitre 4, où sont également décrits ces différents mécanismes).

Il est commun de considérer que la capacité du photovoltaïque résidentiel est inférieure à

1. <https://techxplore.com/news/2014-11-world-largest-solar-farm-california.html>

10 kWc, bien que la plupart des installations soient largement en-dessous de cette limite. Certains pays, comme la France par exemple, ont même créé des lois dont le but est de décourager les particuliers d'installer une capacité supérieure à une certaine limite. Comme on peut le déduire de la figure 3.3, cette limite est de 3 kWc en France. Cela peut être expliqué par deux aspects du cadre réglementaire français.

Premièrement, la déduction fiscale (allant jusqu'à 50%) est refusée aux installations dont la puissance installée est supérieure à 3 kWc et deuxièmement, le taux de TVA appliqué au coût d'installation passe de 5,5% à 19,6% lorsque la capacité dépasse 3 kWc.

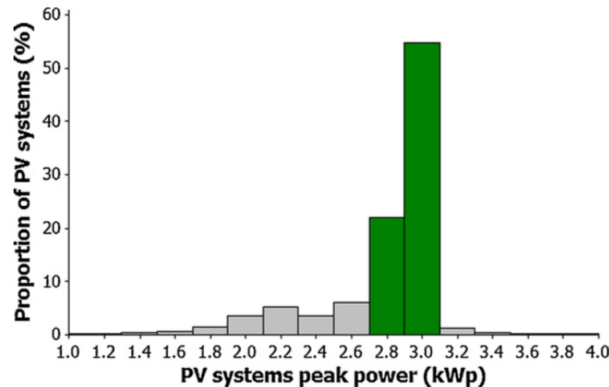


Fig. 1. Histogram of the peak power of PV systems. Nearly 98% of the residential PV systems installed in France have a peak power of 3 kW_p or less, and more than half of the installations have a peak power very close to 3 kW_p.

FIGURE 3.3 – Distribution de la capacité des installations photovoltaïques résidentielles en France^[7]

Lorsque le mécanisme de la compensation (en anglais "*net-metering*") est mis en place pour les prosumers, cela leur permet de réinjecter sur le réseau leur excès de production électrique, pour l'utiliser à un moment où il en auront besoin (lorsque leur installation ne produit pas suffisamment d'électricité pour satisfaire leur consommation). C'est le principe du compteur qui "tourne à l'envers" durant les périodes où le prosumer produit plus d'électricité qu'il n'en consomme.

Le net-metering permet aux prosumers d'utiliser le réseau comme une batterie illimitée et gratuite. De plus, cet avantage fait qu'ils ne contribuent pas aux frais réels d'utilisation du réseau qu'ils engendrent, répercutant de la sorte ces coûts sur l'ensemble des consommateurs.

Une autre possibilité est de coupler l'installation photovoltaïque à une batterie afin de rendre le particulier plus indépendant du réseau, mais cette alternative ne deviendra financièrement attrayante que lorsque les prosumers paieront à hauteur des frais réels qu'ils génèrent sur le réseau.

L'approche la plus fréquente pour les installations photovoltaïques résidentielles consiste à utiliser des panneaux sans système de suivi du soleil (tracking systems) posés avec la même inclinaison que celle du toit pour des raisons de facilité et esthétiques. Les efforts potentiellement créés par le vent et subis par les panneaux sont minimisés, ce qui permet un poids et un volume de matériaux structuraux minimal.

Enfin, en Europe et dans l'hémisphère nord plus généralement, l'orientation optimale des panneaux est face au sud, mais il n'est pas rare de voir des panneaux orientés ouest ou est lorsque l'orientation sud n'est pas disponible.

3.1.2 Photovoltaïque commercial

Des installations photovoltaïques de plus grande capacité peuvent être installées sur les toits des entrepôts, des bâtiments industriels ou commerciaux, de magasins, de bureaux et même sur des auvents ou dans des champs. Typiquement, les toits sont plats ou très légèrement inclinés et la puissance installée varie d'une dizaine de kWc à plusieurs MWc.

Les systèmes photovoltaïques fixés au sol se déclinent en plusieurs types. On les différencie par leur système de suivi du soleil. Il existe des systèmes uniaxiaux (suivant la course du soleil d'Est à Ouest durant la journée) ou des systèmes biaxiaux (avec un axe Est-Ouest et un axe Nord-Sud). L'intérêt de l'orientation Nord-Sud est saisonnier alors que celui Est-Ouest est journalier.

Les installations photovoltaïques commerciales, de par leur plus grande capacité, justifient un contrôle plus strict ainsi que davantage d'investissements optimisant leur production électrique et leur rendement financier.

Historiquement, un objectif principal a été d'augmenter le rendement des panneaux photovoltaïques afin d'augmenter la production totale d'électricité. Ceci était particulièrement vrai tant que le coût unitaire d'un panneau photovoltaïque était beaucoup plus élevé qu'aujourd'hui. Mais la récente dégringolade des prix fait qu'aujourd'hui, pour augmenter la production électrique totale, il est souvent plus intéressant d'un point de vue financier d'ajouter des panneaux photovoltaïques supplémentaires plutôt que d'améliorer le rendement de l'installation via, par exemple, des dispositifs suiveurs uniaxiaux ou biaxiaux.

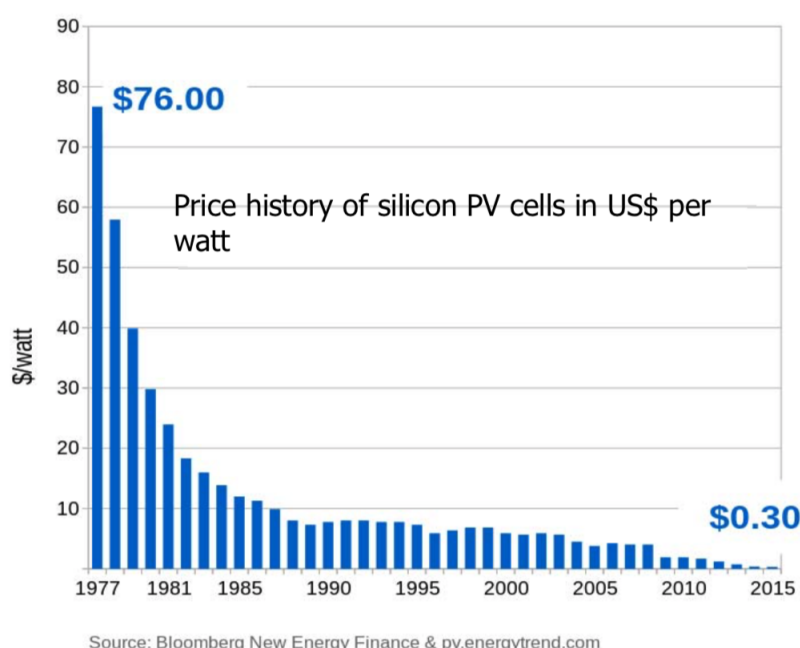


FIGURE 3.4 – Evolution des prix du Wc photovoltaïque (en \$/Wc)^[8]

La chute est d'autant plus brutale que les prix dans la figure 3.4 sont exprimés en \$ courants (nominaux, montants non-actualisés) et non en \$ constants et que les années 70, 80 et 90 se caractérisent par une forte inflation des prix.

3.2 Origine des pertes

Plusieurs facteurs influencent le rendement des panneaux photovoltaïques. Ci-dessous sont reprises les origines de quelques pertes.

Tout d'abord, un dépôt de poussière, de terre ou de saletés peut avoir comme conséquence une perte de production de 1 à 10%. Pour une installation commerciale à capacité installée élevée, cela peut vite représenter énormément d'énergie qui peut ne pas être perdue en nettoyant périodiquement les panneaux.

Ensuite, l'ombrage potentiel des panneaux a un impact non négligeable sur leur rendement. On distingue les pertes causées par l'ombre des objets environnants (arbres, bâtiments, etc), les pertes dues au relief lointain (collines, arbres à l'horizon) qui empêchent la lumière d'atteindre les panneaux et, principalement liées au photovoltaïque commercial et non résidentiel, les pertes dues à l'ombrage entre les rangées.

Dans un parc photovoltaïque, l'espace entre les rangées de panneaux montés sur des dispositifs suiveurs étant limité, à certaines heures, chaque rangée pourrait créer une zone d'ombre sur la rangée suivante (row-to-row shading) si l'espace n'est pas suffisant.

Enfin, l'efficacité de l'onduleur, bien qu'habituellement très élevée, varie de 94% à 98%. En plus des pertes inévitables dues à la transformation du courant continu en alternatif, il peut y avoir des pertes de "clipping" lorsque la capacité de l'onduleur (en kVA) est inférieure à la puissance produite par les panneaux photovoltaïques (en kWc).

Il faut distinguer plusieurs capacités dans une installation photovoltaïque.

Premièrement, il y a la capacité DC installée, qui correspond à la productivité des panneaux, exprimée en $[W_c]$. Deuxièmement, il y a la puissance maximale en DC que l'onduleur peut accepter en entrée en $[W_{DC}]$. Enfin, il y a la puissance maximale en AC que l'onduleur est capable de sortir en $[W_{AC}]$.

L'écrêtement ou "*clipping*", survient lorsque la puissance DC produite par les panneaux photovoltaïques dépasse la puissance maximale que l'onduleur est capable de transformer en courant alternatif AC. La puissance excédentaire est "coupée" et perdue.

Mais d'un point de vue physique, on ne peut pas simplement dire que la puissance est coupée et que l'excédent est "jeté". Les onduleurs ne sont pas connectés à un quelconque appareil ou résistance qui leur permettrait de dissiper cette puissance excédentaire mais en revanche, ils possèdent la capacité de réguler leur tension DC.

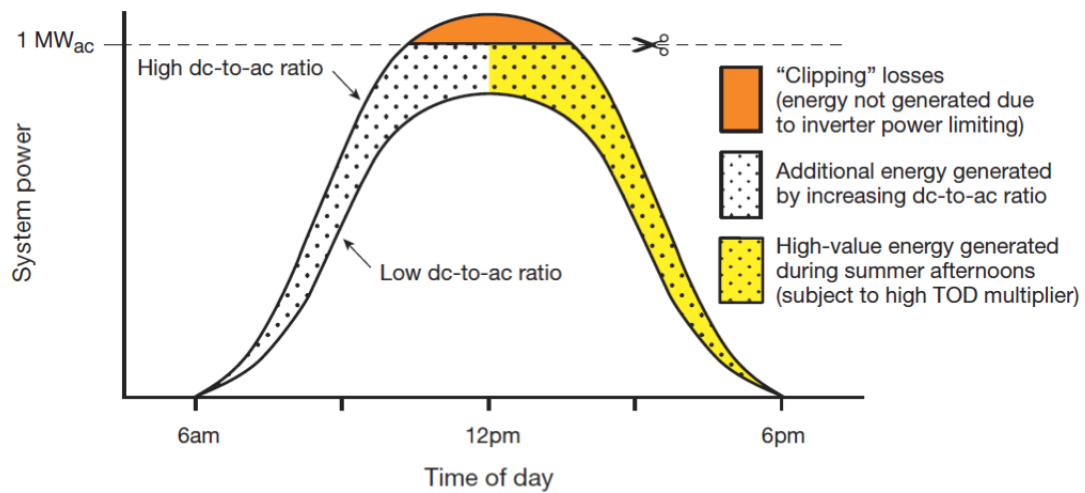


FIGURE 3.5 – Écrêtement et intérêt d'un ratio plus élevé (productivité DC des panneaux / puissance maximale AC de sortie de l'onduleur)^[4]

Si la puissance DC produite par les panneaux dépasse la puissance maximale d'entrée de l'onduleur, l'onduleur réagit en ajustant la différence de potentiel V de sorte à diminuer la puissance DC. Concrètement, cela est réalisé en augmentant le voltage au dessus de V_{MPP} , le voltage correspondant au point de MPP, réduisant donc le courant I .

La plupart des onduleurs peuvent gérer une puissance DC des panneaux supérieure à leur puissance AC de sortie mais il y a certaines limites : la tension DC des panneaux photovoltaïques ne peut pas dépasser la tension maximale d'entrée de l'onduleur et le courant maximum de court-circuit des panneaux ne peut être supérieur au courant maximum de court-circuit de l'onduleur.

Les panneaux photovoltaïques fonctionnent selon une courbe caractéristique Intensité du courant I (en Ampères) - Tension V (en Volts) à l'allure non-linéaire reprise en rouge à la figure 3.6. La puissance électrique étant égale au produit de I par V , on obtient le graphe Puissance P en fonction de la tension V en bleu à la figure 3.6 où l'on peut remarquer qu'il existe un maximum.

On appelle ce point le MPP (Maximum Power Point). Le rôle de l'onduleur est de rechercher le meilleur point de fonctionnement du système.

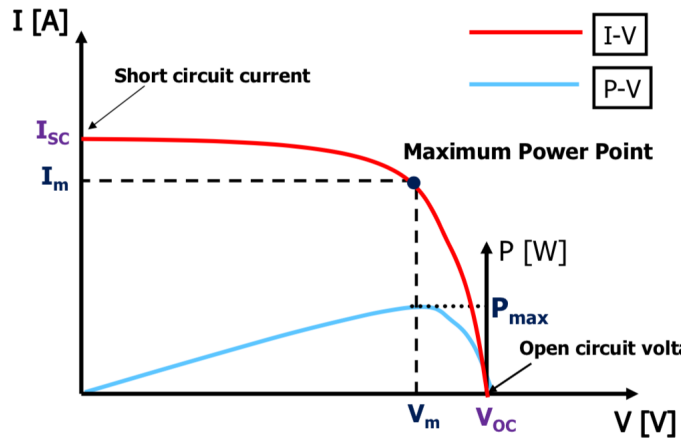


FIGURE 3.6 – Graphes Intensité-Voltage et Puissance-Voltage pour une cellule photovoltaïque^[9]

On pourrait penser qu'il y a toujours intérêt à avoir une puissance de l'onduleur supérieure ou égale à la capacité photovoltaïque installée, de sorte à ne jamais perdre une partie de la production, mais en réalité plusieurs raisons expliquent que ce n'est pas forcément le cas.

En général, il y a un lien net entre puissance maximale de l'onduleur et prix. Au plus l'onduleur est capable de transformer une puissance élevée, au plus il est cher.

Les installations photovoltaïques sont rarement exposées aux conditions standards de test (STC). En pratique, l'irradiance reçue par les panneaux n'atteint que rarement une valeur de $1\,000\text{ W/m}^2$.

De plus, en conditions STC, la température des modules photovoltaïques est maintenue à 25°C alors qu'en réalité, la température des panneaux est souvent bien supérieure à celle-ci.

L'irradiance réelle plus faible combinée à une température de cellule plus élevée que celles des conditions STC ont toutes les deux une influence négative sur la production électrique de l'installation.

Les figures 3.5 et 3.7 montrent l'intérêt qu'il y a de maximiser le rapport production/coût au lieu d'optimiser le rendement de l'installation.

En effet, un système optimisant le rendement choisit un onduleur dont la puissance nominale est supérieure ou égale à la puissance qui peut être produite par l'installation, de sorte que la production ne risque jamais d'être "coupée" lors de périodes d'irradiance élevée.

En revanche, un système optimisant le rapport production/coût produit plus d'électricité (zones pointillées sur la figure 3.5) et seule la quantité supérieure à la puissance nominale de l'onduleur est perdue lors de périodes d'irradiance élevée.

Dans son article "Push it to the limit : Rethinking inverter clipping", Paul Grana donne un exemple pratique clair.^[10]

Lorsqu'on combine un onduleur d'une puissance maximum de 10 MW_{AC} (MVA) avec une installation photovoltaïque dont la capacité maximale passe de 11 à 18 MW_{DC} , la production électrique annuelle augmente de $7\,000\text{ MWh/an}$ (elle passe de $17\,000\text{ MWh/an}$ à $24\,000\text{ MWh/an}$). Le pourcentage de pertes dues à l'écrêtement quant à lui ne passe que de 0% à 10% de la production.

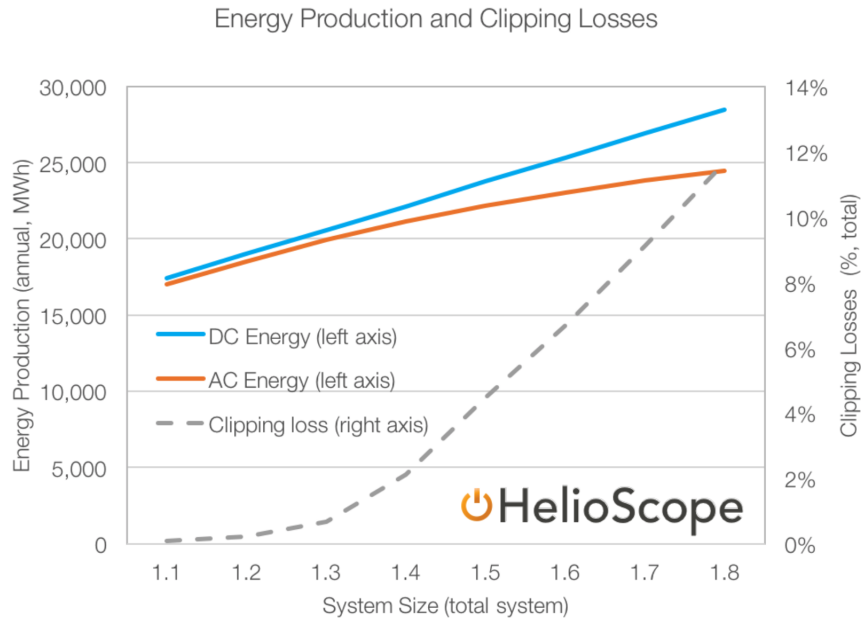


FIGURE 3.7 – Lien entre rapport DC/AC, pertes causées par l'écrêtement et production électrique annuelle^[10]

Pour une installation photovoltaïque de 17 MW_{DC}, le pourcentage de pertes dues à l'écrêtement est de 9%. Cela ne correspond qu'à 9% de la production totale DC. Si l'on s'intéresse aux pertes de clipping par MW_{DC} installé supplémentaire (pertes de clipping marginales), on se rend compte que le MW_{DC} supplémentaire installé entre 17 MW_{DC} et 18 MW_{DC} n'est pas très intéressant puisque 60% de la production de ce MW_{DC} installé supplémentaire est perdu.

Sur la figure 3.8, on observe que pour une installation dotée d'un onduleur de 10 MVA et dont le rapport DC/AC passe de 1,4 à 1,5, 38% de la production du MW_{DC} supplémentaire est perdue. Bien que cela rende l'idée d'installer un total de 15 MW_{DC} déraisonnable au premier abord, le pourcentage d'électricité perdue ne devrait pas être l'indicateur utilisé pour décider de l'intérêt ou désintérêt du projet.

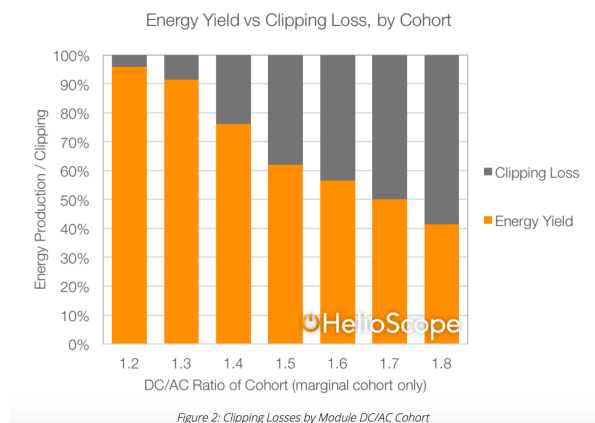


FIGURE 3.8 – Pourcentage d'électricité perdue par MW_{DC} supplémentaire installé, au départ d'un ratio DC/AC de 1,1^[10]

En considérant des valeurs typiques pour le kWh_{AC} produit et pour le prix du Wc installé (ici 0,70\$/Wc), on peut déterminer quelle installation est financièrement optimale. La figure 3.9 juge l'ajout de ce MW_{DC} supplémentaire sur base des revenus qu'il génère. On remarque alors que

l'installation de 15 MW_{DC} est tout à fait raisonnable puisque la valeur actuelle de la production à y associer est supérieure à son coût d'acquisition.

La figure 3.9 montre que la capacité DC installée optimale est en fait 16 MW_{DC}. Au delà, le MW_{DC} installé coûte plus que ce qu'il ne rapporte.

Mais attention, cela correspond uniquement à l'optimum pour un certain prix du kWh_{AC} et un coût du Wc installé de 0,70\$/Wc. Pour un même prix du kWh_{AC} mais un coût du Wc installé de 1,1\$/Wc, la capacité installée optimale chute à 13 MW_{DC}. Cette situation est représentée dans la figure 3.10.

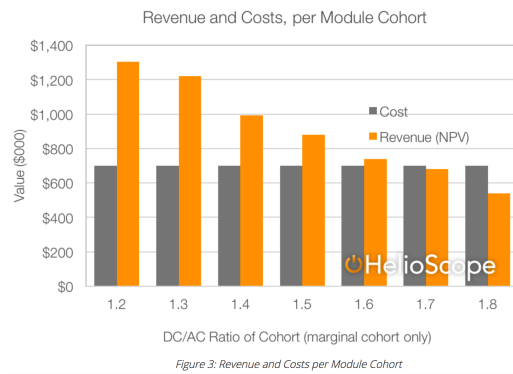


FIGURE 3.9 – Revenu et coût par MW_{DC} installé supplémentaire^[10]

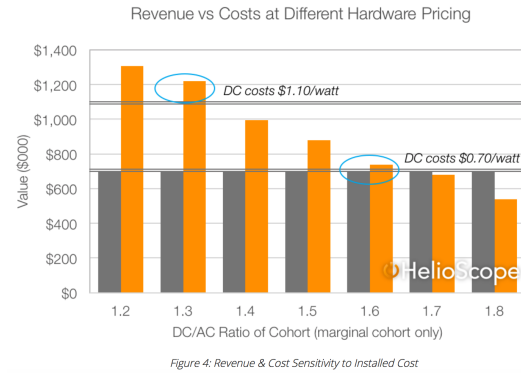


FIGURE 3.10 – Revenu et coût par MW_{DC} installé supplémentaire, comparaison en fonction du coût du MW_{DC}^[10]

3.3 Installations déconnectées du réseau

Autrefois, les installations photovoltaïques *off-grid* représentaient une proportion importante de la production électrique d'origine photovoltaïque. L'avènement récent du photovoltaïque résidentiel et connecté au réseau a quelque peu fait passer le photovoltaïque *off-grid* au second plan.

Dans des endroits habités et difficiles d'accès, le photovoltaïque *off-grid* prend tout son sens lorsqu'il est couplé à un dispositif de stockage d'électricité et, en fonction du niveau d'indépendance énergétique souhaité, à d'autres sources de production d'électricité (générateur diesel, pile à combustible, éolienne, etc).

Imaginons le cas d'un village isolé d'une centaine de ménages (représentant approximativement 400 personnes), sans possibilité d'être raccordé au réseau national. Supposons que ce village bénéficie d'une irradiance annuelle similaire à celle de la Belgique et que la consommation électrique moyenne annuelle d'un ménage soit équivalente à celle d'une maison quatre façades d'une famille belge.

Différentes possibilités de micro-réseau *off-grid* sont envisageables.

En l'absence d'installation photovoltaïque et d'autres sources de production renouvelable, l'intégralité de l'électricité consommée doit être produite via des générateurs, souvent diesel.

Le cas décrit ci-dessus ne représente pas une situation irréaliste ni impossible. Le cas des îles Éoliennes, au nord de la Sicile, peut se rapporter à cette description. Ces îles ne sont pas reliées au réseau électrique continental de l'Italie et disposent de leur propre micro-réseau.

A ce jour, l'électricité y est produite via des générateurs diesel. Le carburant doit y être amené via des bateaux tankers.^[20]

Le coût du transport du carburant ainsi que son prix élevé font que le coût de production du kWh dans ces îles est largement supérieur au coût de production sur le continent.^[20]

Mais, pour ne pas pénaliser les habitants de ces îles par rapport aux continentaux, le surcoût de production est actuellement pris en charge par l'ensemble des Italiens.^[20]

C'est donc, non seulement dans l'optique de baisser leur facture, de gagner en autonomie énergétique (et donc de diminuer la dépendance des îles vis-à-vis du continent) mais également à cause des préoccupations écologiques soulevées par l'utilisation prolongée de carburants fossiles que le gouvernement italien a décidé d'examiner la possibilité d'y installer des sources de production électrique renouvelable.

Couplé à l'installation de sources de production renouvelables, l'ajout d'une capacité de stockage telle que des batteries au micro-réseau *off-grid* détaillé précédemment, permettrait d'augmenter encore le niveau d'autonomie énergétique.

Dans un premier temps, nous considérons un micro-réseau ne comportant que des générateurs diesel, sans batteries ni sources de production renouvelables, avec les paramètres suivants pris en compte.

nombre de foyers	100
durée	25 ans
coût investissement générateurs diesel	400 000 €
LCOE diesel	0,5 €/kWh
taux d'inflation	4%
taux d'actualisation	2%

Cette option conduirait à un coût total actualisé de 8 114 591 €, pour une indépendance énergétique nulle, le diesel devant être amené du continent.

Ensuite, nous considérons ce même micro-réseau, toujours sans batteries, mais comportant cette fois des installations photovoltaïques ainsi que des générateurs diesel.

Afin de déterminer l'impact des installations photovoltaïques dans le micro-réseau, nous regardons les résultats pour :

n_installations_PV	[0, 50, 100,..., 350, 400]
coût d'une installation PV	10 000 €

En tenant compte de la contrainte qui veut que le coût total actualisé soit inférieur à celui de l'option diesel-only, nous arrivons aux conclusions suivantes :

- Le degré d'indépendance énergétique maximal atteignable est de 39,15% et est atteint avec 300 installations PV.
- Le coût total actualisé minimum atteignable est obtenu avec 50 installations PV et est de 6 525 466 €. Cela représente une économie de 1 589 125 € par rapport à la situation diesel-only. En revanche, le degré d'indépendance énergétique atteint n'est ici que de 27,15%.

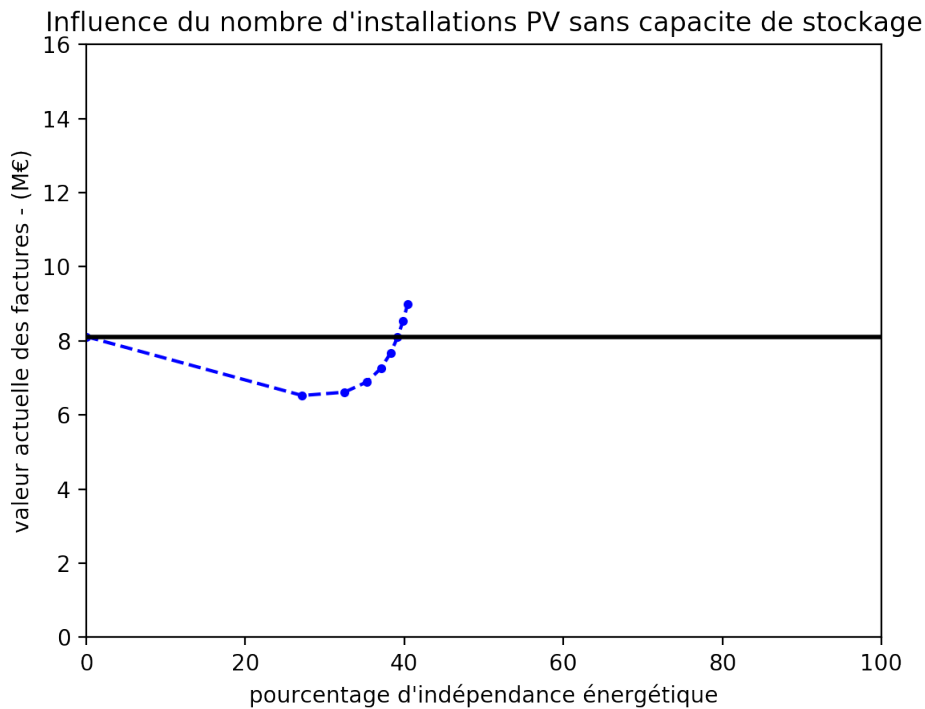


FIGURE 3.11 – Coût total actualisé et Pourcentage d'autonomie énergétique en l'absence de batteries, en faisant varier le nombre d'installations PV

Nos calculs démontrent en outre qu'au-delà d'un certain nombre d'installations PV, le gain en indépendance énergétique peut être considéré comme marginal et n'est obtenu qu'au prix d'un alourdissement considérable de la valeur actuelle des coûts.

C'est la raison pour laquelle nous envisageons d'autres scénarios, impliquant un investissement initial dans une solution de stockage de l'électricité produite excédentaire, typiquement du type batterie électrochimique.

Nos calculs s'appliquent ainsi dorénavant à un micro-réseau composé de sources de production photovoltaïque, de batteries et de générateurs diesel.

L'incorporation de batteries dans le micro-grid modifie considérablement les résultats de nos calculs d'optimisation.

capacité de stockage	[0,700,1400,...,2800,3500,4200] (kWh)
coût du kWh de stockage	1250 €

Pour arriver au montant de 1250 € par kWh de stockage, nous sommes partis de la batterie Tesla Powerwall. Celle-ci est actuellement vendue 7000 € pour une capacité de stockage de 14 kWh, soit un coût de 500 €/kWh. La durée de vie de cette batterie est estimée à 10 ans. Ne pouvant savoir comment la technologie et les prix du stockage électrochimique évolueront au terme d'une aussi longue période, nous considérons un coût du kWh de stockage de $\frac{25}{10} \times 500 \text{ €} = 1250 \text{ €}$.

En tenant à nouveau compte de la contrainte suivant laquelle le coût total actualisé ne peut dépasser celui de l'option diesel-only, nous arrivons aux résultats suivants :

- Le degré d'indépendance énergétique maximal atteignable vaut 94,51% et est atteint avec 350 installations PV et 2 800 kWh de stockage.
- Le coût total actualisé minimum atteignable est de 4 767 491 € et est obtenu avec 100 installations PV et 700 kWh de stockage. Cette combinaison représente une économie de 3 347 100 € par rapport à la situation diesel-only. De plus, le degré d'indépendance énergétique atteint est ici de 67,82%.

Chaque courbe de la figure 3.12 est associée à une même capacité de stockage et chaque point d'une courbe correspond à un nombre donné d'installations PV.

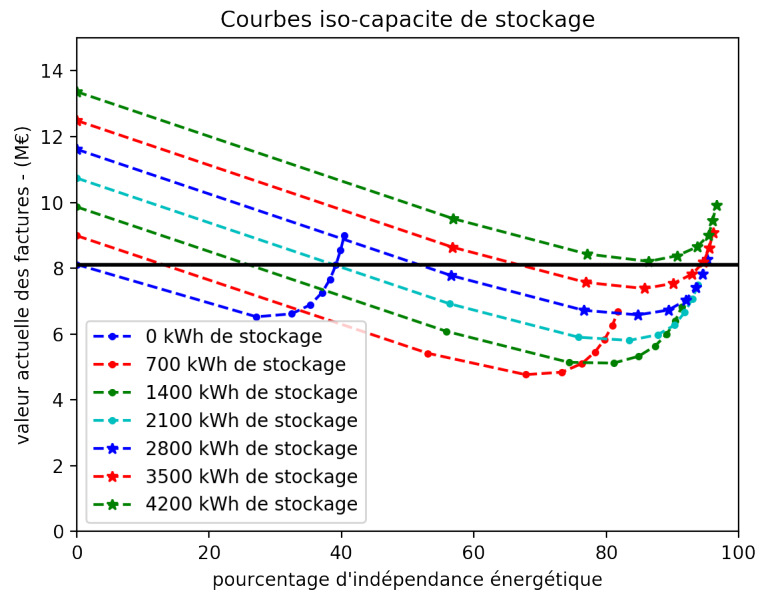


FIGURE 3.12 – Coût total actualisé et Pourcentage d'autonomie énergétique, courbes iso-capacité de stockage

Chaque courbe de la figure 3.13 est associée à un même nombre d'installations photovoltaïques et chaque point d'une courbe correspond à une capacité donnée de stockage. La courbe bleue verticale est triviale. En l'absence d'installations photovoltaïques, le niveau d'indépendance énergétique reste nul quelque soit la capacité de stockage.

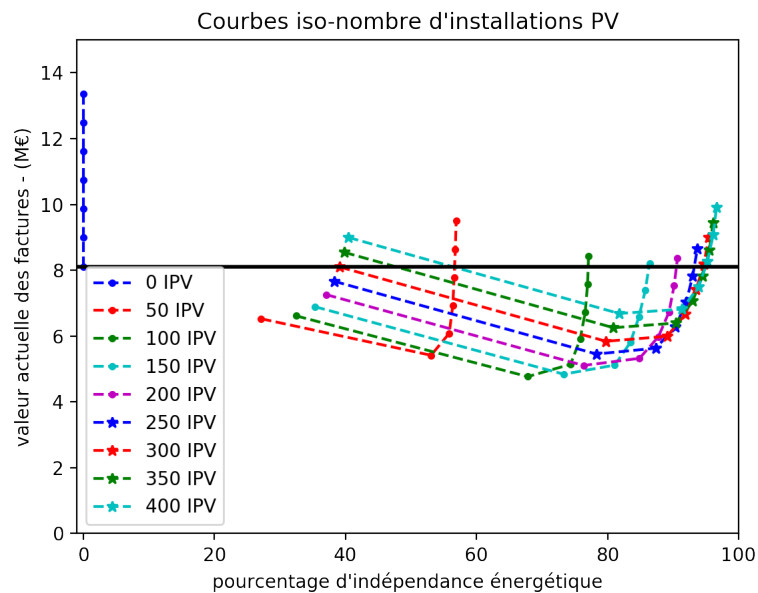


FIGURE 3.13 – Coût total actualisé et Pourcentage d'autonomie énergétique, courbes iso-nombre d'IPV

Enfin, nous considérons le cas où de l'éolien est ajouté au photovoltaïque, aux batteries et aux générateurs diesel.

Cet ajout se justifie pleinement, sachant que le profil de production de l'éolien "colle" sen-

siblement mieux au profil de consommation que ne le fait le photovoltaïque, comme en attestent les figures 4.2 et 4.3.

Pour cela, nous avons utilisé la courbe de puissance électrique que produit une éolienne onshore Hummer H21 (60 kW) et un profil de vent pour Charleroi en 2014. Nous avons uniquement considéré des éoliennes onshore.

Table 7.1 Indicative cost and performance data for renewable energy and conventional plant. (Courtesy of David Milborrow.)

Technology	Capital cost (€/kW)	O&M costs (€ cents/kWh)	Capacity factor (%)	Fuel cost (€ cents/kWh)
Onshore wind	1000–1500	0.9–1.5	20–50 ^a	—
Offshore wind	1500–2000	1.5–3	30–40 ^a	—
Biomass (energy crops)	1500–2700 ^b	0.9–1.5	70–85 ^c	0.5–1.5
Landfill gas	450–1300	1.3–2.7	70–90	—
Municipal waste	2300–6000	4.5–7.5 ^d	70–85	^e
Geothermal	1500–3000	0.75–2.3	75–85	
Photovoltaics	5000–7000	0.15–0.8	8–15	
Gas (CCGT)	450–700	0.3–0.8	85	2.3–3 ^f
Coal	1000–1100	0.8–1.5	75–80	1.5–2.3
Nuclear	1700–2300	0.5–1.2	85–90	0.6–1.1

^aDepends on wind speed.

^bHigh cost plant is more efficient.

^cProduction falls after about 15 years.

^dDepends on the mix of waste.

^eCost negative (~4.5–9 € cents/kWh), but steady supply needed.

^fGas prices are relatively volatile.

FIGURE 3.14 – Coûts capitaux et opérationnels pour différents sources d'énergie renouvelable^[11]

n_éoliennes	[0,2,4,6,8,10]
coût d'une éolienne	150 000 €
coûts O&M	0,01 €/kWh produit ^[11]

Le graphique ci-dessous confirme tant la compétitivité de l'éolien que sa complémentarité avec le photovoltaïque.

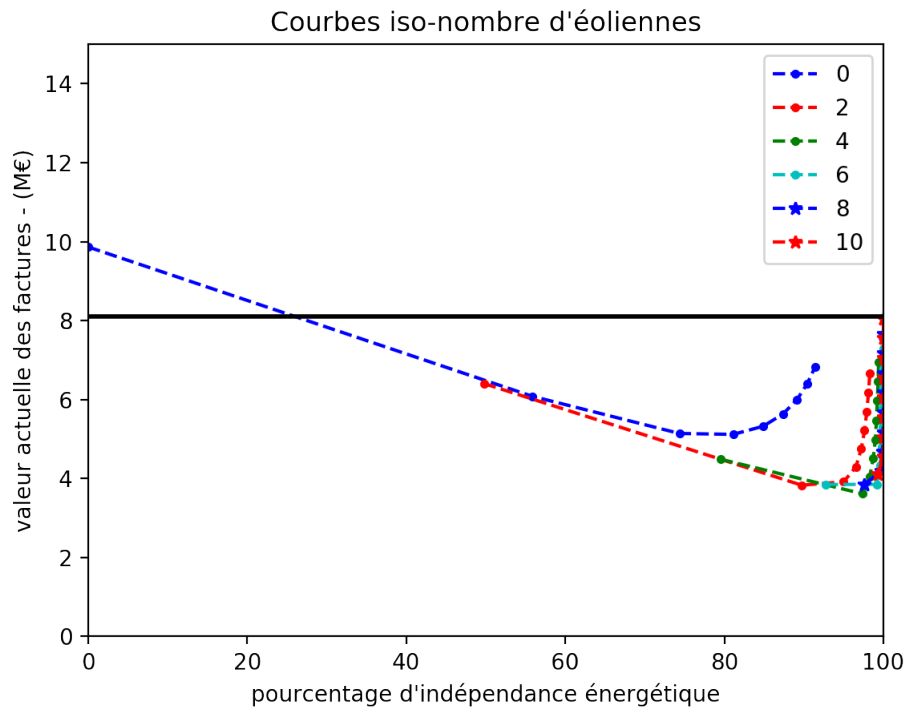


FIGURE 3.15 – Coût total actualisé et Pourcentage d'autonomie énergétique en faisant varier le nombre d'installations PV et le nombre d'éoliennes. La capacité de stockage est fixe et vaut 1 400 kWh

Nos calculs démontrent que combiner l'éolien et le photovoltaïque permet d'augmenter significativement le degré d'indépendance énergétique, tout en maintenant la valeur actuelle des factures en deçà du coût associé au scénario diesel-only.

Plus précisément, nous remarquons que :

- l'ajout d'éoliennes dans le micro-réseau permet d'atteindre une autonomie complète, de 100%, et ce pour un coût total actualisé inférieur à celui du cas full-diesel, de 5 047 548 €. Cela représente donc une économie de 3 067 043 € par rapport au cas diesel-only.
- le coût total minimum atteignable est atteint avec 50 installations PV, 700 kWh de stockage et 4 éoliennes. Il est de 2 873 913 € et l'autonomie énergétique atteinte est de 95,62%.

Comme nous pouvions nous y attendre, les derniers 5% d'autonomie sont les plus difficiles à atteindre et les plus coûteux. Pour passer de 95,62% à 100%, nous passons d'environ 2,8 M € à près de 5 M € !

Bien que très positifs, ces résultats doivent néanmoins être relativisés. Nous avons supposé un village où la population reste stable tout au long de 25 ans. Dans le cas des îles Éoliennes évoquées ci-dessus, la capacité nécessaire durant les mois de juin à septembre augmente considérablement en raison de l'afflux de touristes.

Cette réalité doit être prise en compte, même si fondamentalement, elle ne change pas les conclusions de nos analyses.

Chapitre 4

Aspects réglementaires et fiscaux des installations PV résidentielles

Dans ce dernier chapitre, nous aborderons, dans un premier temps, différents mécanismes de soutien à la production d'électricité verte en général et, dans un second temps, nous examinerons pour quels mécanismes la Région wallonne a opté au cours de ces 15 dernières années pour soutenir la filière du PV résidentiel.

4.1 Le contexte international

Depuis la signature du protocole de Kyoto en 1997, la lutte contre le changement climatique impose une évolution du mix-énergétique (importance croissante des énergies renouvelables, plus grande efficacité énergétique et réduction des GES) pour freiner le réchauffement climatique.

Ainsi, en 2001, l'Union européenne adopte une directive (2001/77/CE) exigeant des états membres qu'ils prennent des mesures visant à promouvoir la production d'électricité renouvelable. Il revient à chaque état membre de décider des incitants et mécanismes de soutien qu'il veut mettre en place pour atteindre les objectifs qui lui sont assignés.

4.1.1 Incitants et mécanismes de soutien

Ces incitants et mécanismes de soutien, à l'investissement ou à la production, peuvent prendre différentes formes, parmi lesquelles^[12] (p. 59 et suivantes) :

- Le "**feed-in-tariff**", qui est un système de soutien direct des prix. Lorsqu'un producteur d'électricité verte injecte l'excédent de sa production sur le réseau, les fournisseurs d'électricité doivent lui acheter celle-ci à un "prix de référence", supérieur à celui du marché. Ces fournisseurs répercutent ensuite le surcoût sur la facture de tous leurs clients. Ce système a été adopté notamment en France, en Allemagne, en Italie, et dans d'autres pays européens, mais pas en Belgique.
- Le "**feed-in-premium**", qui consiste en l'octroi d'une prime, que les producteurs obtiennent après avoir vendu, au prix du marché, leur électricité renouvelable. Ce système a également été adopté en France, en Allemagne, en Italie, en Espagne et aux Pays-Bas.
- Le **mécanisme de quotas d'électricité verte combiné à l'octroi de certificats verts**. Ce système a été adopté notamment en Suède et en Belgique. Les pouvoirs publics imposent, d'une part, aux fournisseurs d'électricité qu'une partie de celle-ci soit de l'électricité d'origine renouvelable et, d'autre part, octroient aux producteurs des titres

virtuels, les CV, négociables sur un marché régi par la loi de l'offre et la demande, assortis le cas échéant de garantie de prix minimum.

- L'application de **taxes environnementales**, par exemple, la "taxe carbone" sur les productions polluantes, notamment en Suède, au Danemark, en Finlande ou en France.
- **Une aide à l'investissement** (placement des installations), par exemple en Région wallonne jusqu'en 2009, dans le cadre du plan Solwatt (voir point 4.6.1).
- **Des mesures fiscales** : exonération, déductions, ...
- **Des procédures d'appel d'offre** (*tendering*), pour l'adjudication de grands projets.
- Le mécanisme de la **compensation** (*net-metering*) : différence entre l'électricité prélevée et injectée sur le réseau. Ce mécanisme permet aux prosumers d'utiliser le réseau comme une batterie de capacité illimitée dans laquelle ils injectent ou prélèvent gratuitement de l'électricité, pendant une période déterminée. Cela leur permet également de ne pas contribuer à hauteur des frais d'utilisation réels qu'ils engendrent sur le réseau.

En novembre 2013¹, la Commission européenne recommande de revoir les mécanismes publics de soutien pour optimiser leur ratio coût - efficacité. Ces mécanismes ne devraient en effet que compenser la différence de coût de production entre l'énergie classique et renouvelable. Accordés trop généreusement, ils dérèglent le marché et leur coût est alors injustement reporté sur l'ensemble des consommateurs.

Ces mécanismes doivent, par ailleurs, être adaptés rapidement en tenant compte des progrès technologiques et de la chute spectaculaire du coût d'investissement, particulièrement dans le domaine du PV.

En 2014, l'Union européenne a défini les lignes directrices des aides aux énergies renouvelables², en préconisant la mise en concurrence via des appels d'offre pour les grosses installations (*tendering*), ainsi que la transition du "*feed-in-tariff*" vers le "*feed-in-premium*".

4.1.2 L'évolution du prix des panneaux PV

En décembre 2013, l'afflux sur le marché européen de panneaux PV chinois bon marché (30% moins chers que les européens), dont la production est, de plus, largement subventionnée, a provoqué de nombreuses faillites de producteurs européens³. L'Europe a alors mis en place des mesures anti-dumping, en instaurant un prix minimum (56 cents) par watt crête fourni. L'année suivante, en décembre 2014, les états membres ont imposé une taxe de 47,7% aux producteurs chinois qui refusaient de pratiquer le prix minimum imposé.

Dans sa proposition du 4 juillet dernier, la CWaPE mentionne que le prix des installations PV a baissé de 30% entre avril 2014 et juillet 2018.^[12] (p. 24)

1. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-1021_fr.htm

2. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-400_fr.htm

3. Fabienne Collard, "Quel avenir pour le photovoltaïque?" Les @nalyses du CRISP en ligne, 6 mai 2014, www.crisp.be

4.2 Le contexte belge

En Belgique, la politique énergétique est le résultat d'une large dispersion de compétences entre, d'une part, le gouvernement fédéral, et, d'autre part, les trois régions.

- Les compétences fédérales concernent notamment l'énergie fossile et le nucléaire, l'éolien offshore, ainsi que, via Elia, le transport de l'électricité haute tension et l'achat des CV. Elia est une SA, gestionnaire unique du réseau de transport de l'électricité en Belgique. Elle détient un monopole légal de transport de l'électricité haute tension et est soumise à une OSP (obligation de service public) qui lui impose d'acheter les CV à un prix minimum garanti.
- Les compétences régionales concernent notamment la distribution de l'électricité par les GRD, les énergies renouvelables et la cogénération.

Dans le cadre de l'évolution du mix énergétique belge, les deux facteurs à prendre en compte sont, d'une part le respect des objectifs de diminution des GES et, d'autre part, la sortie du nucléaire.

4.2.1 La réduction des GES

Pour se conformer aux objectifs européens, la Belgique prend dès 2002 un arrêté royal (AR du 16/7/2002) relatif à l'établissement de mécanismes visant à la promotion d'électricité renouvelable. Les trois régions optent pour le soutien via un système de quotas et d'octroi de CV.

En 2009, la Commission européenne a adopté "le paquet sur le climat et l'énergie à l'horizon 2020". Il s'agit notamment de la Directive 2009/28/CE, appelée également Directive 20-20-20, précédemment détaillée dans l'introduction du chapitre 2.

Chaque état membre doit contribuer à la réalisation de ses objectifs. Pour la Belgique, l'objectif est d'assurer la production de 13% d'énergie renouvelable par rapport à la production totale d'énergie. L'Etat fédéral et les trois régions apportent chacune leur contribution à l'effort national.

En octobre 2014, la Commission européenne a adopté "le cadre pour le climat et l'énergie à l'horizon 2030". Celui-ci prévoit une réduction par rapport à 1990 de 40% des GES, une part de 27% d'énergie renouvelable et une amélioration de l'efficacité énergétique de 27%.

Tout récemment, en juin dernier, le Parlement et le Conseil de l'Union européenne ont trouvé un accord contraignant ⁴ qui fixe à minimum 32% la part des énergies renouvelables d'ici 2030. Cet objectif pourrait être revu à la hausse d'ici 2023. Cet accord fixe également une efficacité énergétique de 32,5% d'ici 2030 pour (tenter de) respecter les engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris.

Selon "la feuille de route de la Commission européenne pour une économie sobre en carbone à l'horizon 2050", il faudrait atteindre une réduction des GES de 80% à 95% par rapport à 1990.

Les objectifs de réduction des GES de l'UE pour 2020, 2030, 2050 sont donc respectivement : 20%, 40%, 80% à 95% par rapport à 1990.

L'accord de Paris sur le climat (COP21) ⁵, signé en décembre 2015 et entré en vigueur en

4. <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/9080807/1-17072018-AP-FR.pdf/e7d86b9e-6a6f-4151-9457-7146f8f03524>

5. <http://www.apc-paris.com/cop-21>

2016, est le premier accord universel sur le climat. Son objectif est de réduire les émissions de GES, de manière à limiter le réchauffement climatique en-dessous de 2°C et de tenter de limiter l'élévation à 1,5°C. Malheureusement, en juin 2017, le président D. Trump a déclaré que les Etats-Unis se retiraient de cet accord.

D'après un rapport présenté par Eurostat en juillet 2018, la Belgique ne remplit pas les objectifs climatiques fixés pour 2020.

En effet, pour l'année 2016, les émissions de GES n'ont baissé que de 7,2% par rapport à 1990. De même, la part des énergies renouvelables n'est que de 8,7%. Enfin, en terme d'efficacité énergétique, pratiquement aucun progrès n'a été fait.

4.2.2 La sortie du nucléaire

Une loi votée en 2003 et modifiée en 2013 et en 2015, pour permettre de prolonger de 10 ans l'exploitation de trois centrales nucléaires, fixe l'arrêt de la production d'électricité nucléaire en 2025.

Certains doutent de la faisabilité de l'abandon du nucléaire.

En effet, actuellement, la production d'électricité nucléaire représente encore la moitié de la production totale d'électricité. Les énergies renouvelables représentent quant à elles moins de 20%, dont environ 4% attribuable à l'énergie solaire.

En novembre 2017, Elia publie une étude sur les scénarios à l'horizon 2050.

Les pistes suivantes sont envisagées pour éviter le risque de blackout :

- développer des interconnexions avec les pays voisins ;
- construire de nouvelles centrales au gaz ;
- envisager des pistes de stockage d'électricité à grande échelle (par exemple, la reconversion de la centrale au gaz de Drogenbos).

Le pacte énergétique⁶, conclu fin 2017 entre l'Etat fédéral et les trois régions et approuvé en mars 2018 prévoit, conformément à la loi de 2003, d'atteindre 100% d'électricité renouvelable en 2050. Ce pacte fixe d'abord un objectif de 40% concernant le mix énergétique à l'horizon 2030, compte tenu de la sortie du nucléaire programmée pour 2025.

4.3 Aspects conceptuels et techniques

4.3.1 Les acteurs de l'électricité en Belgique

Dès 1996, l'Union européenne a adopté une directive consacrant l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence, dans le but de favoriser la baisse des prix et d'améliorer la qualité des services.

En Flandre, le marché de l'électricité est libéralisé depuis 2003 et, en Wallonie et à Bruxelles, depuis le 1^{er} janvier 2007.

Avant la libéralisation du marché de l'électricité, les intercommunales assuraient la distribution

6. <http://www.lesoir.be/129203/article/2017-12-13/voici-le-texte-du-pacte-energetique>

et la fourniture de l'électricité, chacune sur leur territoire.

Electrabel produisait l'essentiel de l'électricité, la transportait à travers le pays et la distribuait aux particuliers en collaboration avec les intercommunales.

Suite à la libéralisation du marché de l'énergie, celui-ci a été réorganisé avec les acteurs suivants.

Le GRT

Le GRT (Gestionnaire de Réseau de Transport d'électricité) bénéficie d'un monopole d'état. Il s'agit de la SA Elia, créée en 2001, dans la perspective de la libéralisation du marché de l'énergie et contrôlée par les différents régulateurs. Elia détient un monopole légal de transport de l'électricité haute tension et est soumise à une OSP (obligation de service public) qui lui impose d'acheter des CV à un prix minimum garanti fixé par arrêté royal, en fonction de la technologie de production.

Les GRD

Les GRD (Gestionnaires de Réseau de Distribution) sont imposés aux consommateurs. Les tarifs appliqués par les GRD pour l'usage de leur réseau sont contrôlés par les régulateurs.

Les GRD sont : *AIEG, AIESH, EANDIS, INFRAX, ORES, RESA, REW, SIBELGA*.

Les fournisseurs

Les fournisseurs achètent l'électricité aux producteurs et la vendent à leurs clients. Ils peuvent également être producteurs.

Suivant le principe de libre concurrence appliqué depuis 2007, le consommateur choisit son fournisseur.

Les principaux fournisseurs d'électricité sont : *ENECO, ENERGIE 2000, ENGIE Electrabel, ENI, ESSENT, LAMPIRIS, LUMINUS, MEGA, POWEO, BELPOWER, CONFORT ENERGY, JOIN, KLINKENBERG, OCTA+, WATZ*.

Les régulateurs

Les régulateurs, créés par les autorités publiques, veillent à ce que tous les acteurs respectent les règles de fonctionnement auxquelles ils doivent se conformer. Ils ont un rôle de contrôle et de conseil.

- CREG / Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
- CWaPE / Commission Wallonne Pour l'Energie
- BRUGEL / Bruxelles Gaz Electricité
- VREG / Vlaamse Regulator voor de Electriciteits- en Gasmarkt

Les producteurs

Les producteurs sont les acteurs assurant la production d'électricité. Celle-ci est produite à partir d'énergie fossile (charbon, gaz naturel, fuel) ou de centrales nucléaires. Elle est aussi produite à partir d'énergie renouvelable : PV, centrales hydrauliques, éoliennes, centrales à la biomasse, ...

Les prosumers

Les prosumers sont un type particulier de producteurs. Ce sont des consommateurs d'électricité qui disposent également d'une installation de production décentralisée dont la puissance est inférieure ou égale à 10 kWe (en Région wallonne), pouvant injecter ou prélever de l'électricité sur le réseau.

4.3.2 Les certificats verts et le système de quotas

Un CV est un bien immatériel attestant qu'une quantité déterminée d'électricité verte a été produite, au cours d'un intervalle de temps déterminé.

En Belgique, depuis 2002, les CV constituent l'instrument de soutien public à la production d'énergie renouvelable. Ils sont associés à un système de quotas de production et de fourniture d'électricité verte.

D'une part, les pouvoirs publics imposent un quota d'électricité verte, révisé périodiquement, à chaque fournisseur d'électricité (par exemple, en Région wallonne 34,03% en 2017, 35,65% en 2018, ...). Chacun d'eux doit remettre périodiquement au régulateur un nombre déterminé de CV, qu'il a obtenu via sa propre production ou qu'il a acquis auprès d'un producteur d'électricité verte. Le prix du CV se négocie sur le marché des CV de la région où il a été octroyé, selon la loi de l'offre et de la demande. Le prix oscille entre le prix de rachat minimum imposé à Elia (65 euros) et la pénalité par CV manquant imposée au fournisseur (100 euros).

D'autre part, chaque producteur d'électricité verte est rétribué via l'octroi de CV. On applique un coefficient CO_2 , en fonction des quantités de CO_2 /MWh que l'électricité verte permet d'économiser comparativement à une installation de référence (centrale TGV). Depuis juillet 2014, on applique un coefficient économique, pour garantir un taux de rentabilité de référence. Ce système explique que le taux d'octroi de CV au producteur d'électricité verte dépend de sa ou ses filières de production.

De plus, un prix minimum garanti a été fixé pour le CV et certaines filières ont bénéficié d'un coefficient multiplicateur (par exemple, le PV résidentiel dans le cadre du plan Solwatt).

La figure 4.1 ci-dessous montre l'exemple du système appliqué en Région wallonne, sauf pour les petits producteurs qui bénéficient du mécanisme de la compensation.

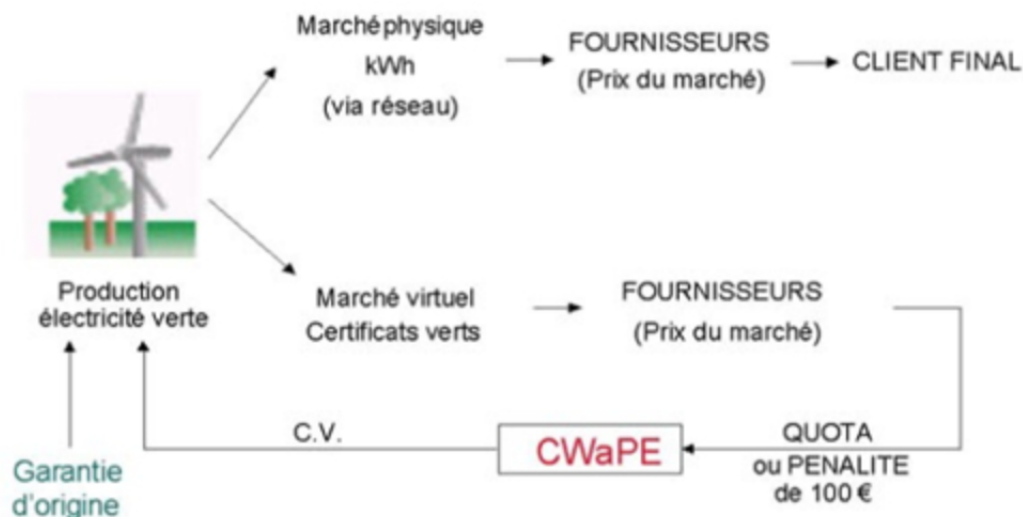


FIGURE 4.1 – Mécanisme des CV⁷

4.3.3 Le mécanisme de la compensation (*net-metering*)

Ce mécanisme est communément désigné par l'expression du "compteur qui tourne à l'envers". Il n'est applicable qu'aux petits producteurs d'électricité PV (≤ 10 kVA en Wallonie, ≤ 5 kVA à Bruxelles).

En fait, la compensation est la différence entre l'électricité injectée et l'électricité prélevée sur le réseau, pendant une période déterminée (concrètement, entre deux relevés d'index successifs), généralement 1 an.

Ce mécanisme offre deux avantages aux prosumers :

- L'utilisation du réseau comme une batterie gratuite et illimitée, dans laquelle ils prélèvent ou injectent de l'électricité. Seule la différence entre l'électricité prélevée et injectée sur le réseau, pendant une période déterminée, doit être payée au fournisseur. Si la quantité d'électricité injectée est plus élevée que la quantité d'électricité prélevée, la différence n'est pas valorisée. Le prosumer n'est en effet pas autorisé à vendre l'électricité qu'il produit. On peut considérer que cette interdiction est la contrepartie de l'avantage qu'il tire de la gratuité du stockage que lui offre le réseau.
- Ce mécanisme présente également comme autre avantage pour les prosumers celui de ne pas payer les frais d'utilisation des réseaux GRD et GRT qui leur seraient normalement imputables. Ils paient des frais de réseau calculés seulement sur base de la différence positive entre leur consommation totale et leur production totale d'électricité et non sur la base de la quantité totale d'électricité prélevée du réseau. Techniquement, le calcul des frais réels n'est possible que si le prosumer dispose d'un compteur bidirectionnel.

La fin de ce régime de compensation pourrait entraîner entre autres conséquences :

- La suppression de l'utilisation du réseau comme une batterie gratuite. En revanche, le prosumer devrait alors pouvoir vendre l'électricité qu'il injecte sur le réseau, mais cela

7. <http://www.ufenm.be/spip.php?rubrique271>

reste à confirmer. Il serait ainsi encouragé à augmenter son taux d'autoconsommation simultanée.

- Une contribution plus équitable aux frais d'utilisation du réseau par les prosumers. Ceci peut être réalisé soit par l'adoption d'une redevance réseau (la taxe prosumer capacitaire), soit par l'installation du compteur spécifique bidirectionnel, qui permet d'enregistrer séparément l'électricité injectée et prélevée (taxe prosumer proportionnelle).

4.3.4 Les différents types de compteurs

La directive européenne 2009/72/CE prévoit que 80% des compteurs devront être communicants d'ici 2020.

Les différents types de compteurs sont les suivants :

- Les compteurs unidirectionnels.
- Les compteurs bidirectionnels ou "double flux".
- Les compteurs intelligents, appelés aussi compteurs communicants ou "*smartmeters*" enregistrent des données de consommation et en permettent la lecture à distance par le fournisseur et/ou le distributeur. Ils donnent une mesure précise de la consommation et des informations sur le moment où l'électricité a été prélevée. Pour les prosumers, ils permettent par exemple que des appareils domestiques (lave-linge, lave-vaisselle, ...) soient programmés pour se mettre en marche lorsque les PV produisent suffisamment d'électricité, ce qui favorise l'autoconsommation.

Les compteurs peuvent être monohoraires ou bihoraires.

4.3.5 L'autoconsommation

Plusieurs stratégies sont possibles pour augmenter le taux d'autoconsommation des prosumers :

- déplacer leur consommation d'électricité en fonction de l'irradiance solaire ;
- acheter des batteries qui permettent de différer et répartir leur consommation globale ;
- envisager une approche complémentaire, PV + éolien, les saisons les moins ensoleillées étant généralement les plus venteuses.

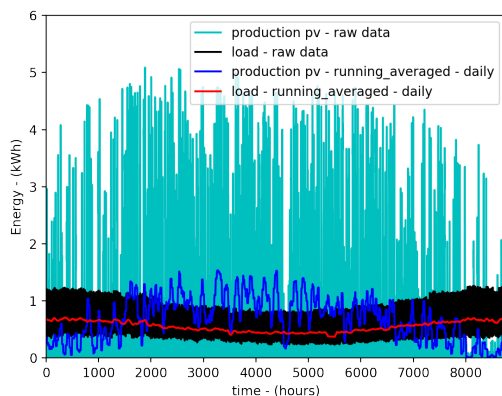


FIGURE 4.2 – Profils de consommation et de production photovoltaïque pour 2014

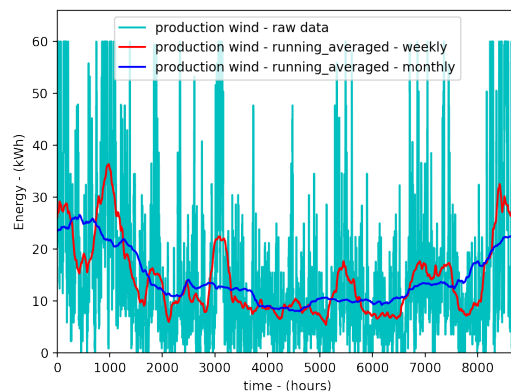


FIGURE 4.3 – Profils de production électrique pour une éolienne H21 (60 kW) pour 2014

- Utilisation de *smartmeters* afin de laisser un programme décider du moment opportun pour effectuer une action (lave-vaisselle, lave-linge,...). (voir annexe PowerMatching City)

Le gestionnaire du réseau doit éviter que ce dernier soit surchargé lorsque la production d'électricité PV est très abondante (risque de congestion, surtensions). Ce gestionnaire de réseau a donc également intérêt à ce que le prosumer autoconsomme autant que possible l'électricité qu'il produit.

La CWaPE estime que la part d'énergie autoconsommée est de 37,6% en Région wallonne en 2016⁸, il faudrait viser 50%, ou même 70% avec un stockage sur batterie.

4.4 Description du parc PV belge

La figure 4.4 ci-dessous, un graphique de l'APERe, montre la variation annuelle de la puissance installée en MWc/an sur le parc PV belge de 2007 à 2017.

L'année 2011 a connu la plus forte installation de puissance PV. Nous verrons au point suivant (4.5) que les différences en terme de volume d'installations sont énormes en fonction des régions et en fonction des mécanismes de soutien/d'incitants mis en place.

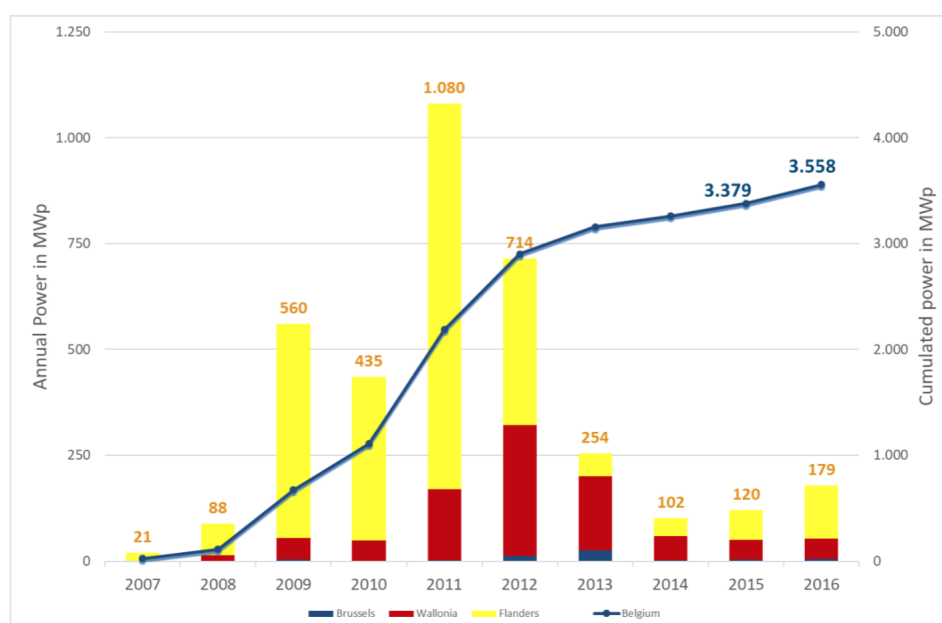


FIGURE 4.4 – Puissance PV, selon les régions^[12]

Selon les chiffres donnés pour fin 2017 par l'Apere/Renouvelle^[12] le parc PV belge comprenait 460 000 installations, dont 98% résidentielles. On peut donc estimer qu'un ménage sur 10 est équipé de PV.

Le parc PV belge atteignait une puissance de 3 816 MWc, (soit 336 Wc par habitant) répartie ainsi selon les régions : Flandre 73%, Wallonie 25% et Bruxelles 2%.

Les installations résidentielles représentaient 63% (voir figure 3.2) de la puissance totale installée

8. Rapport de consultation de la CWaPE du 17 juillet 2017 sur la méthodologie tarifaire 2019-2023, pages 208-209

en Belgique, réparties de la manière suivante selon les régions : Flandre 57%, Wallonie 83% et Bruxelles 17%.

Fin 2017, les énergies renouvelables fournissaient 18% de la consommation d'électricité totale et le PV 4%.

4.5 Primes et aides au PV résidentiel dans les 3 Régions

La figure 4.4 montre l'impact des primes et des aides sur la puissance installée par région, de 2007 à 2016.

La Région flamande a connu une forte progression du parc PV de 2009 à 2012 et la Région wallonne de 2011 à 2013.

4.5.1 La Région de Bruxelles-Capitale

Cette région ne représente que 2% de la puissance PV installée en Belgique. Elle a connu un faible développement des petites installations PV. Ce sont essentiellement les grandes installations placées sur les toits des entreprises qui ont permis le développement du parc PV bruxellois.

Avant juillet 2011, les prosumers recevaient 1,818 CV par MWh produit. A ce nombre de CV était appliqué un coefficient multiplicatif dépendant de la surface des panneaux photovoltaïques installés.^[21] Ainsi, une petite installation (de 0 à 20 m²) bénéficiait d'un coefficient égal à 4 alors qu'une installation de plus de 60 m² ne bénéficiait que d'un coefficient égal à 2.

Depuis juillet 2011, l'octroi de CV se fait de manière à obtenir un retour sur investissement de 7 ans pour le PV et, depuis 2016, on tient compte de la fin attendue de la compensation⁹.

Depuis le 1^{er} février 2016, une installation d'une puissance PV inférieure ou égale à 5 kWc reçoit 3 CV/MWh produit (et une installation supérieure à 5 kWc reçoit 2,4 CV/MWh). Les CV sont octroyés pendant une période de 10 ans¹⁰.

4.5.2 Le Région flamande

En 2008, 2012 et en 2017, cette région représentait respectivement 95, 85 et 73% de la puissance PV totale belge.

La Flandre a initié en 2002 un soutien massif au PV par le biais de CV. Comme ce sera le cas en Région wallonne quelques années plus tard, une bulle s'est créée sur le marché des CV flamands.

En 2012, des mesures ont dû être prises pour revoir à la baisse la valeur des CV et pour diminuer la durée d'octroi de ceux-ci de 20 à 10 ans. Depuis février 2014, la Région flamande n'octroie plus de CV aux petits producteurs d'électricité.

Depuis 2014, l'énergie renouvelable doit obligatoirement être intégrée aux nouvelles constructions. Cela peut prendre la forme d'intégration du photovoltaïque, de chauffe-eau solaire, de biomasse, de pompe à chaleur, etc

En avril 2016, la ministre flamande de l'Energie Annemie Turtelboom (open VLD) a démissionné

9. <https://www.brugel.brussels/actualites/information-sur-la-fin-de-la-compensation-a-bruxelles-267>

10. https://www.brugel.brussels/acces_rapide/energie-verte-11/mecanisme-des-certificats-verts-35

suite à la polémique liée à l'introduction d'une taxe, ironiquement baptisée "Turteltaks" par la presse flamande.

Cette taxe est entrée en vigueur le 1^{er} mars 2016 pour absorber la bulle financière sur le marché flamand des CV. Elle impose une contribution annuelle comprise entre 25 et 120 euros selon les revenus du ménage et en fonction du raccordement au réseau électrique (On peut comparer cette taxe à celle proposée par le Task Force présidée par D. Ernst, voir point 4.7.1).

Elle a été annulée, sans effet rétroactif, en juin 2017 par la cour constitutionnelle, elle a donc été maintenue pour les exercices 2016 et 2017. Cette taxe est anti-constitutionnelle car elle constitue une double imposition. En effet, elle varie selon la consommation, or le fédéral impose déjà selon la consommation.

4.5.3 La Région wallonne

Fin 2017, la Région wallonne ne représentait encore que 25% de la puissance PV installée en Belgique. Pas moins de 95% des installations PV résidentielles l'ont été dans le cadre du plan Solwatt! (voir point 4.6.1 ci-dessous)

Dans une interview accordée au journal Le Soir, le 27 juillet 2018, Jean-Luc Crucke, déclare que les objectifs wallons en termes d'énergies renouvelables sont :

Investir dans le photovoltaïque, l'éolien et la biomasse, par ordre décroissant. La Wallonie va tripler le nombre de panneaux photovoltaïques d'ici 2030 pour atteindre la même capacité que la Flandre.

4.6 L'exemple wallon des primes et aides au PV résidentiel

Le soutien au PV résidentiel a été initié en 2003 par le biais de CV.

4.6.1 Le Plan Solwatt

Le plan Solwatt¹¹ a été mis en place le 1^{er} janvier 2008, à l'initiative du ministre wallon de l'énergie de l'époque, André Antoine (CDH).

A ce moment, la Région wallonne voulait rattraper son retard sur la Région flamande qui comptabilisait à elle seule 95% des installations PV résidentielles belges.

Deux mesures ont été prises :

- l'introduction d'un facteur multiplicateur du taux d'octroi de CV,
- la garantie d'un prix minimum aux prosumers, via l'obligation d'achat des CV par Elia.

La première phase de ce plan, qui s'est terminée le 30 novembre 2011 était particulièrement (certains diront exagérément) avantageuse pour les prosumers. Les 5 premiers kWc donnant droit à 7 CV par MWh produit. Les éventuels 5 kWc suivants donnant droit à 5 CV par MWh produit et cela pendant une période de 15 ans.

D'autres avantages ont également été octroyés : une prime à l'installation de 20%, avec un montant maximum de 3500 euros, qui s'ajoute à une déduction fiscale au niveau fédéral.

11. <https://www.cwape.be/?dir=0.5&faqid=124>

Enfin, le mécanisme de la compensation a été mis en place en 2008.

Le plan Solwatt a abouti à la mise sur le marché d'un trop grand nombre de CV, ce qui a paralysé le système pour les autres filières (biomasse, cogénération, hydraulique, PV > 10 kWc).

Jean-Marc Nollet (Ecolo) qui a succédé à André Antoine en 2009, a plusieurs fois tenté de corriger le tir en rendant le système moins avantageux pour les prosumers.

Les autorités wallonnes ont alors mis en place quatre autres phases successives, moins favorables. A partir de décembre 2011, la période d'octroi des CV est passée à 10 ans et, à partir du 1^{er} avril 2012, des mécanismes d'octroi dégressifs ont été mis en place.

La prime à l'installation de PV a été supprimée en 2009 et la déduction fiscale (au niveau fédéral), en 2011. Le plan Solwatt a été définitivement abandonné le 28 février 2014.

On compte actuellement 121 000 "installations Solwatt" en Région wallonne.

4.6.2 Le Plan Quali watt

Le plan Quali watt ¹² entre en vigueur le 1^{er} mars 2014, le développement du PV wallon devant poursuivre son rattrapage par rapport à la Flandre, et prend fin le 30 juin 2018.

Sa principale caractéristique est la suppression des CV pour les petits producteurs d'électricité, au profit du versement pendant 5 ans d'une prime dont le montant est révisé semestriellement et qui dépend de plusieurs facteurs : la taille de l'installation, le GRD concerné...

Le montant de la prime est calculé de façon à obtenir, pour une installation de 3 kWc, un taux de rentabilité (TRI) de l'ordre de 5% (en réalité de 7 à 8%), ainsi qu'un temps de retour sur investissement de maximum 8 ans.

Dans le cadre du plan Quali watt, le mécanisme de la compensation reste d'application.

4.6.3 Perspectives : vers la fin de la compensation

Depuis le 1^{er} juillet 2018, le seul incitant financier à l'installation de PV pour les petits producteurs d'électricité en Région wallonne est le principe de la compensation, auquel la CWaPE suggère de mettre fin, d'abord dans un document du 17 juillet 2017 ¹³, ensuite dans un document du 4 juillet 2018.^[12]

Dans le document de 2017, la CWaPE suggère de faire contribuer le prosumer aux frais d'utilisation des réseaux, mais ne remet pas en cause la disponibilité du réseau pour le stockage de l'électricité injectée et ne prévoit pas pour le prosumer la possibilité de vendre l'électricité produite.

La CWaPE propose donc soit l'adoption, en 2020, d'une redevance réseau affectant les prosumers (tarif capacitaire), soit l'installation d'un type de compteur spécifique (tarif proportionnel).

- Le tarif capacitaire est un forfait à payer, en fonction de la puissance électrique nette développable de l'installation et du GRD. Ce type de taxation pourrait être désavantageuse pour les prosumers qui auraient placé une installation surdimensionnée par rapport à leur consommation, pour ceux qui possèdent une batterie domestique ou pour ceux dont les

12. <https://www.cwape.be/?lg=1&dir=6.2.01>

13. communication de la CWaPE du 17 juillet 2017, FAQ-TARIF PROSUMER

panneaux PV ne sont pas optimalement orientés. La CWaPE estime que le tarif capacitaire devrait environ se situer entre 60 et 120 EUR/kWe TVAC.

- Le tarif proportionnel peut être appliqué si le prosumer dispose d'un compteur spécifique, bidirectionnel, qui enregistre séparément l'électricité consommée et l'électricité produite. Selon la CWaPE, ce tarif sera identique au tarif d'utilisation du réseau appliqué à tout utilisateur du réseau basse tension pour le prélèvement d'électricité. Il s'agit bien d'un tarif de prélèvement et non d'injection d'électricité.
Le tarif proportionnel sera toujours plus avantageux pour le prosumer, puisque la CWaPE garantit aux prosumers qui choisiraient le tarif proportionnel que celui-ci sera au moins aussi favorable que le tarif capacitaire. Cette garantie a pour objet d'inciter le prosumer à choisir un compteur bidirectionnel.

Dans le document de 2018 (voir point 4.7.2), la CWaPE note les risques juridiques liés aux aides d'Etat qui sont en contradiction avec le principe de la libre concurrence. Elle préconise un soutien via le "*feed-in-premium*" qui implique la vente directe de l'électricité verte produite, avant d'avoir droit à la prime. Elle estime que la filière PV n'a plus besoin de soutien, grâce à la part d'électricité autoconsommée supérieure aux autres filières et aux faibles coûts de maintenance.

Ce dernier document va dans le sens d'un accord au niveau européen, pris le 14 juin dernier, qui encourage l'autoconsommation individuelle. Cet accord doit encore être adopté sous forme de directive et transposé dans le droit national d'ici juin 2021. Le prosumer pourra notamment stocker et vendre sa production excédentaire, recevoir une rémunération pour l'électricité autoproduite injectée dans le réseau. Il ne sera pas soumis à des frais sur l'énergie autoconsommée jusqu'en 2026.

4.7 La Bulle des CV en Région wallonne

Le système des CV a été mis en place pour promouvoir la production d'électricité provenant de sources renouvelables, décentralisées, plus difficiles à relier au réseau et dont la technologie est plus coûteuse.

Suite à l'essor du PV de petite capacité wallon, soutenu par l'octroi trop généreux de CV, le marché des CV s'est trouvé complètement paralysé. Les autres filières renouvelables n'étaient plus rentables à cause du petit PV. A titre d'exemple, en 2012, le soutien moyen par MWh produit était respectivement dans le photovoltaïque de faible capacité et dans les autres filières vertes de 455 euros et de 99 euros¹⁴.

La Région wallonne a donc dû abandonner le système qu'elle avait mis en place. Certains lui reprochent d'avoir fait marche arrière, mais cette décision était inévitable. Des changements de politique semblables sont intervenus également en Flandre et d'autres pays d'Europe.

Pour gérer le coût des CV PV, plusieurs idées ont été proposées, notamment :

- Dès 2008, le Gouvernement wallon a instauré une surcharge régionale pour financer l'obligation de rachat par Elia.
- Pour "geler" le nombre de CV présents sur le marché, le Gouvernement wallon a acheté, dès 2015, des CV à Elia, qu'elle conserve en espérant une hausse des prix (opération de

14. Fabienne Collard, "A qui profitent les certificats verts?", Les analyses du CRISP en ligne, 15 novembre 2013, www.crisp.be

portage et de temporisation).

- La période d’octroi des CV a été ramenée de 15 à 10 ans, pour la phase 1 du plan Solwatt, en octobre 2014, ce que conteste l’asbl "Touche pas à mes CV".
- La proposition de la Task Force, présidée par le Professeur D. Ernst, en avril 2018 (voir point 4.7.1)
- La proposition de la CWaPE du 4 juillet 2018 (voir point 4.7.2).

4.7.1 La proposition de la Task Force présidée par le Professeur Damien Ernst

La Task Force mise en place par le Ministre wallon de l’Energie, Jean-Luc Crucke, et présidée par le professeur Damien Ernst propose de créer une nouvelle taxe forfaitaire "la taxe Ernst" de 45 euros par ménage et d’étaler le paiement des 5 dernières années, initialement garanties aux bénéficiaires de la première phase du plan Solwatt, sur 10 ans¹⁵.

La Task Force émet plusieurs recommandations :

- Fin de l’octroi de CV (uniquement pour les nouveaux projets).
- Contribution additionnelle sur la facture d’électricité de tous les consommateurs pour financer le soutien à la production d’électricité verte.
- Regroupement de l’ensemble des contributions au financement du soutien aux énergies renouvelables à une seule composante pour une meilleure lisibilité de la facture.
- Retour à une période d’octroi de 15 ans pour la première phase du plan Solwatt, les 5 dernières années étant étalées sur 10 ans.

Jean-Luc Crucke a d’ores et déjà exprimé son désaccord sur l’instauration d’une taxe, injuste selon lui, de 45 euros par ménage.

4.7.2 La proposition de la CWaPE de révision du mécanisme de soutien à la production d’électricité verte

Pour la CWaPE, le soutien de l’électricité verte s’inscrit dans un triple objectif :

- l’optimisation de la production des énergies renouvelables,
- l’incitation à l’investissement, en restaurant la confiance des investisseurs,
- la maîtrise du coût répercuté sur la collectivité.

La CWaPE constate les effets néfastes du plan Solwatt, qui à cause de sa rentabilité excessive a généré un effet d’aubaine.

La CWaPE propose :

- l’abandon progressif du système d’octroi de CV pour l’ensemble des énergies renouvelables et la transition vers un système d’octroi de prime (*feed-in-premium*), qui pourrait être

15. Le Soir du 21 avril 2018

opérationnel dès 2021. Les quotas de CV seraient donc supprimés ainsi que l'achat au prix minimum garanti par Elia ;

- une durée de soutien équivalente à la durée technico-économique de l'installation, soit 25 ans pour le PV ;
- la mise en place d'une taxe carbone appliquée aux énergies fossiles ;
- l'imposition d'un compteur à transmission automatique (intelligent) à toute nouvelle installation, pour éviter l'asymétrie de l'information du côté des pouvoirs publics et favoriser l'autoconsommation.

D'autres mesures sont également envisageables : une obligation d'intégrer un système d'énergie renouvelable pour les nouveaux bâtiments comme c'est déjà le cas en Flandre ou un soutien accordé sur base d'enveloppes fermées.

4.8 Rentabilité d'une installation photovoltaïque résidentielle (IPVR)

4.8.1 Choix des critères d'évaluation

Typiquement, en 2018, un ménage désireux de placer une IPVR couvrant, en moyenne sur l'année, ses besoins d'électricité devra consentir une dépense initiale de l'ordre de 6000 € à 10 000 € en fonction de la capacité de l'installation, de la qualité des panneaux, etc.

Cette somme n'est pas négligeable. Il est donc utile d'examiner à l'aide de critères objectifs si, d'un point de vue financier, la dépense se justifie ou non.

A cette fin, nous avons retenu trois critères d'évaluation : la valeur actuelle nette (VAN ou *Net Present Value*), le taux de rentabilité interne (TRI ou *Internal Rate of Return*) et la Période de Remboursement (*Payback Period*), que nous définissons et calculons ci-après.

Valeur actuelle nette (VAN)

Classiquement, un projet d'investissement dans une IPVR se traduira, pour le candidat prosumer par :

- une mise de fond initiale, d'un montant I_0 ,
- des gains futurs, que l'on notera $G(t)$, et sur lesquels l'investisseur table pour rentabiliser sa mise de départ.

Ces gains correspondent aux économies que le prosumer espère réaliser au niveau de ses futures factures d'électricité grâce à son IPVR, tout au long de sa durée de vie.

Evidemment, une économie d'un montant de x euros réalisée un an après la dépense initiale "vaut plus" aux yeux de l'investisseur qu'une économie de même montant mais réalisée 20 ans après.

Il convient en effet de tenir compte :

- d'une part, de l'érosion monétaire (inflation) : que vaudront encore 1000 € dans 25 ans ?
- d'autre part, de l'incertitude associée à la réalisation effective des gains escomptés : comment évolueront à moyen et long termes la productivité des PV, les cadres réglementaires et fiscaux, le prix de l'électricité, ... ?

Ainsi, les gains futurs espérés doivent être actualisés.

Cette opération consiste à ramener leur valeur nominale (on dit qu'ils sont exprimés en euros courants) à leur valeur actuelle (ils sont alors exprimés en euros constants).

Elle permet de comparer valablement entre eux des montants observés à différents horizons de temps.

On définit la valeur actuelle nette d'un projet d'investissement simplement comme la somme de la valeur actuelle nette de chaque flux de trésorerie qu'il génère dans le futur, diminuée de la mise de fonds initiale.

Dans le cas d'un investissement dans une IPVR, ces flux de trésorerie représentent les économies que l'IPVR permettra de réaliser au niveau des futures factures d'électricité (c'est-à-dire la différence entre la valeur actuelle des futures factures d'électricité **sans** IPVR et la valeur actuelle des futures factures d'électricité **avec** IPVR) au sens large, c'est-à-dire en incluant les éventuelles taxes dont le prosumer devrait s'acquitter en raison de l'IPVR.

Ainsi, en supposant des facturations annuelles (toutes taxes comprises), nous pouvons exprimer la VAN d'une IPVR d'une durée de vie de n années à l'aide de la formule suivante :

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{G(t)}{(1 + DR(t))^t}$$

avec $DR(t)$: le taux d'actualisation (*Discount Rate*) à appliquer au gain $G(t)$ attendu pour l'année t et $(1 + DR(t))^{-t}$ le facteur d'actualisation (inférieur à un) applicable à ce gain.

Idéalement, les valeurs de $DR(t)$ seront choisies, chacune, en fonction de l'horizon temporel associé à l'économie escomptée. En pratique, pour éviter de complexifier inutilement les calculs, nous supposerons que le taux d'inflation attendu au cours des 25 prochaines années se maintiendra dans une fourchette de 2% par an, conformément à l'objectif de la Banque Centrale Européenne.

Par ailleurs, nous envisagerons différentes analyses de sensibilité pour évaluer l'ampleur des impacts, sur la VAN, le TRI et la période de remboursement, de possibles variations de paramètres (ex. : croissance des prix de l'électricité) ou du cadre réglementaire (ex : introduction d'une taxe prosumer).

Cela nous permet d'actualiser tous les flux de trésorerie futurs sur la base de ce taux de 2%.

Taux de rentabilité interne (TRI), en %

Le TRI correspond au taux d'actualisation qui permet de ramener la valeur actuelle de l'ensemble des économies futures $G(t)$ que permet l'investissement dans l'IPVR à son coût initial.

Le TRI est donc tout simplement le taux d'actualisation qui annule la VAN du projet d'investissement. A tout taux d'actualisation inférieur (resp. supérieur) au TRI correspond une VAN positive (resp. négative).

Bien qu'intrinsèquement intéressant, le TRI ne devrait jamais être le seul critère sur lequel il convient de baser sa décision d'investir ou non, comme le montre l'exemple ci-dessous, où nous considérons deux possibilités d'investissement.

	0 DR	1 1%	2 1%	3 1%	4 1%	5 1%	6 1%
Flux nominaux							
Investissement 1	-100	120	0	0	0	0	0
Investissement 2	-100	0	25	25	25	25	25
Flux actualisés							
Investissement 1	-100	118,81	0	0	0	0	0
Investissement 2	-100	0	24,51	24,26	24,02	23,79	23,55
Investissement 1	VAN 18,81	TRI 20%					
Investissement 2	20,13	4,77%					

TABLE 4.1 – Comparaison VAN et TRI pour deux investissements théoriques

Clairement, le second investissement procure un enrichissement plus important que le premier, ce qui n'empêche pas le premier investissement d'afficher un TRI presque quatre fois plus élevé.

En outre, il n'est possible de calculer le TRI que si l'investissement nécessite une mise de départ, ce qui n'est pas le cas si le placement de l'IPVR est financé par emprunt et que l'on cherche à calculer le TRI de l'ensemble de l'opération (IPVR et emprunt).

La VAN, en revanche, peut toujours être calculée, même sans mise de fonds initiale, comme le montre le tableau ci-dessous.

Les chiffres du tableau ci-dessous ont été choisis arbitrairement pour les besoins de l'exemple.

	0 DR	1 1%	2 1%	3 1%	4 1%	5 1%	6 1%
Flux nominaux							
IPVR	-100	25	25	25	25	25	25
Emprunt	100	-24	-24	-24	-24	-24	-24
Investissement net 0	1	1	1	1	1	1	1
Flux actualisés							
IPVR	-100	24,75	24,51	24,26	24,02	23,79	23,55
Emprunt	100	-23,76	-23,53	-23,29	-23,06	-22,84	-22,61
Investissement net	0	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94
Investissement	VAN 5,80	TRI n.d.					

TABLE 4.2 – Calcul de la VAN lors d'un investissement avec emprunt

Le TRI dans le tableau n'est donc pas toujours l'indicateur le plus pertinent. Il reste cependant, dans la plupart des cas, un indicateur intéressant, que l'on utilisera en complément de la VAN.

Période de remboursement, en années

Ce troisième et dernier indicateur donne le nombre d'années nécessaires pour que l'investisseur "récupère sa mise de fonds initiale". On associe à chaque année future la valeur actuelle des économies réalisées au cours de ladite année. On les cumule à l'investissement de départ ($-I_0$) jusqu'à ce qu'on obtienne un montant positif.

En cumulant ces valeurs sur toute la durée de vie du projet, on retombe évidemment sur le montant de sa VAN.

Tout comme le TRI, voire davantage, cet indicateur doit s'utiliser avec précaution. On peut en effet aisément imaginer un investissement affichant une période de remboursement inférieure à celle d'un autre, dont la VAN serait pourtant supérieure à celle du premier investissement.

4.8.2 Optimisation financière de l'installation photovoltaïque résidentielle (IPVR)

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à l'optimisation financière d'une IPVR d'un ménage-type (consommation de 3500 kWh/an) et d'un ménage plus gros consommateur (consommation annuelle de 4841 kWh), appelés respectivement "ménage 1" et "ménage 2".

Ces deux cas sont analysés selon différents scénarios, en fonction de l'année d'installation, de décisions politiques et de critères technologiques (coût et performance des panneaux PV).

Tout d'abord, il nous faut définir un cas de référence. Celui-ci correspond au cas où les ménages 1 et 2 n'installent pas d'IPVR.

Nous supposons une croissance annuelle du prix de l'électricité de 3% et un taux d'actualisation annuel de 2%. L'investissement envisagé couvre une période de 25 ans.

De prime abord, deux cas sont possibles. L'un avec un compteur monohoraire et l'autre avec un compteur bihoraire. Le coût total actualisé des factures d'électricité des 25 prochaines années est repris dans le tableau ci-dessous.

	Ménage 1	Ménage 2
Coût total - Monohoraire	30 511,05 €	41 935,94 €
Coût total - Bihoraire	26 502,35 €	35 699,69 €

TABLE 4.3 – Cas de référence (= bihoraire) - Absence d'IPVR

Dans les faits, pour un ménage ne disposant pas d'une IPVR, le compteur monohoraire sera toujours désavantageux comparé au compteur bihoraire, ce second permettant une économie d'environ 13 à 15%.

Les ménages ne disposant pas d'une IPVR devraient donc toujours se tourner vers un compteur bihoraire.

C'est ce cas qui sera considéré comme cas de référence pour le calcul des indicateurs économiques.

D'abord, nous envisageons l'installation d'une IPVR pour ces deux ménages, dans la situation actuelle (2018-2020) en Wallonie c'est-à-dire en l'absence d'incitants financiers et de tarif prosumer.

Pour chaque ménage, deux dimensionnements sont envisagés, l'un basé sur la production annuelle estimée pour la première année de mise en service, l'autre pour la dernière année de la durée de vie, en tenant ainsi compte de la dégradation attendue de la performance des panneaux.

Pour tous les cas repris ci-dessous, sauf celui du **tarif prosumer proportionnel**, pour lesquels les prosumers bénéficient du principe de la compensation (et peuvent ainsi "stocker" gratuitement leur production excédentaire d'électricité sur le réseau), l'installation d'une batterie n'a pas de sens dans ce cas de figure.

Le cas d'une IPVR couplée à une batterie pour le cas du **tarif prosumer proportionnel** est développé par après.

Nous considérons comme suit le taux de dégradation de la performance des panneaux :

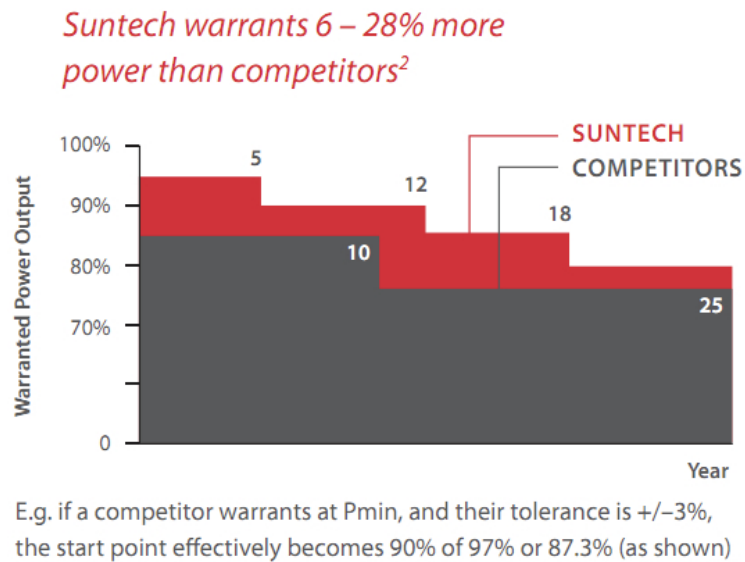


FIGURE 4.5 – Garantie de performance des panneaux photovoltaïques¹⁶

Pour le ménage 1, le premier dimensionnement recommande l'installation de 12 panneaux photovoltaïques d'une puissance unitaire de 305 Wc et d'une valeur unitaire de 440 € TVAC, ce qui représente un investissement de 5280 €.

Cette installation possède donc une capacité de 3660 Wc.

La production annuelle estimée pour la première et la dernière année valent respectivement 3787,95 kWh et 3189,85 kWh.

Le second dimensionnement recommande quant à lui l'installation de 14 panneaux photovoltaïques, pour un coût d'investissement de 6160 € et une capacité installée de 4270 Wc.

La production annuelle estimée pour la première et la dernière année valent respectivement 4419,27 kWh et 3721,49 kWh.

Pour le ménage 2, le premier dimensionnement recommande l'installation de 16 panneaux photovoltaïques d'une puissance unitaire de 305 Wc et d'une valeur unitaire de 440 € TVAC, ce qui représente un investissement de 7040 €. Cette installation possède donc une capacité de 4880 Wc.

La production annuelle estimée pour la première et la dernière année valent respectivement 5050,60 kWh et 4253,14 kWh.

16. <https://www.solarchoice.net.au/blog/suntech-solar-panels-world-leading-efficiency-dependability-and-price/>

Le second dimensionnement recommande quant à lui l'installation de 19 panneaux photovoltaïques, pour un coût d'investissement de 8360 € et une capacité installée de 5795 Wc.

La production annuelle estimée pour la première et la dernière année valent respectivement 5997,59 kWh et 5050,60 kWh.

La valeur actuelle nette, le taux de rentabilité interne ainsi que le temps de retour sur investissement associés à chaque ménage et dimensionnement d'IPVR sont repris dans le tableau ci-dessous.

Il en ressort que les deux dimensionnements mènent à des résultats similaires, le premier, malgré une VAN légèrement plus faible, permettant un TRI supérieur et un temps de retour plus court, ce que l'on peut expliquer par une mise de fonds initiale plus faible.

	Ménage 1		Ménage 2	
	Dim. 1	Dim. 2	Dim. 1	Dim. 2
VAN	19 439,99 €	19 629,4 €	25 545,79 €	26 626,74 €
TRI	20,17%	17,61%	20,3%	17,6%
Payback period	6	7	6	7

TABLE 4.4 – Cas monohoraire **sans** incitants **ni** tarif prosumer (Situation actuelle, 2018 - 2020)

Nous envisageons ensuite l'application d'un tarif prosumer **capacitaire**. Nous posons que le montant de cette taxe sera fixé à 120 euros par kWc. En conservant les mêmes données concernant l'IPVR suivant le cas monohoraire, sans incitants ni tarif prosumer, nous arrivons aux résultats suivants :

	Ménage 1		Ménage 2	
	Dim. 1	Dim. 2	Dim. 1	Dim. 2
VAN	6944,35 €	5051,16 €	8884,95 €	6841,99 €
TRI	10,07%	7,11%	10,03%	7,11%
Payback period	11	15	11	15

TABLE 4.5 – Cas monohoraire, sans incitants, **avec** tarif prosumer **capacitaire**

Clairement, ici le premier dimensionnement est plus intéressant que le second, ce qui s'explique par la nature de la taxe instaurée.

On notera que l'introduction de la taxe prosumer a lourdement affecté la rentabilité de l'installation, puisque le temps de retour sur investissement a doublé, que le TRI a diminué de moitié, voire plus, et que la VAN a chuté de quelque 60 à plus de 70% selon les cas.

Puisque dans la proposition de la CWaPE, le prosumer devrait avoir le choix entre le tarif prosumer **capacitaire** et le tarif prosumer **proportionnel**, nous nous intéressons à présent à ce dernier.

	Ménage 1		Ménage 2	
	Dim. 1	Dim. 2	Dim. 1	Dim. 2
VAN	7367,95 €	7122,09 €	9334,77 €	9291,74 €
TRI	10,22%	8,87%	9,97%	8,65%
Payback period	11	13	11	13

TABLE 4.6 – Cas monohoraire, sans incitants, **avec** tarif prosumer **proportionnel**

La CWaPe, pour inciter les prosumers à choisir le tarif prosumer **proportionnel** plutôt que **capacitaire**, propose d'offrir la garantie aux prosumers optant pour la première solution de ne pas payer plus que ce qu'ils auraient payé s'ils avaient opté pour la taxe **capacitaire**. L'objectif de la CWaPe est d'inciter les ménages à augmenter leur taux d'autoconsommation, par exemple en s'équipant de batteries de type "Tesla Powerwall".

Remarquons que, même sans cette garantie, le tarif prosumer **proportionnel** est censé être plus avantageux que le tarif prosumer **capacitaire**. Les résultats obtenus ci-dessus le corroborent, pour le niveau de taxe proposé par la CWaPe, reposant sur l'hypothèse d'un taux d'autoconsommation d'environ 37,8%.

L'adoption de la taxe proportionnelle plutôt que capacitaire permettrait ainsi aux deux ménages ayant opté pour le second dimensionnement de leur IPVR, de gagner près de 1,5% de TRI et 2 ans sur le temps de retour sur investissement, d'augmenter ainsi sa VAN de plus de 2000 €. Dans le cas du dimensionnement 1, les deux tarifs mènent à des résultats similaires, légèrement favorables au tarif prosumer **proportionnel**.

Ainsi, pour la tarification monohoraire avec tarif prosumer, les deux ménages auront intérêt à choisir le dimensionnement 1 et le tarif **proportionnel**.

Le compteur bihoraire n'a jamais été envisagé pour un ménage équipé d'une IPVR, puisqu'il est toujours plus défavorable au prosumer que le compteur monohoraire (typiquement, surproduction "perdue" le jour et sous-production la nuit).

Cela est peut être illustré en comparant le cas monohoraire, sans incitants ni tarif prosumer (tableau 4.4) avec le cas bihoraire, sans incitants ni tarif prosumer (tableau 4.7) ci-dessous.

Pour cette raison, le cas bihoraire n'a pas été considéré pour d'autres situations dans ce mémoire.

	Ménage 1		Ménage 2	
	Dim. 1	Dim. 2	Dim. 1	Dim. 2
VAN	14 081,89€	14 154,61€	19 484,23€	19 593,32€
TRI	15,74%	14,2%	16,15%	14,39%
Payback period	8	9	8	8

TABLE 4.7 – Cas bihoraire sans incitants ni tarif prosumer

Enfin, afin d'analyser la rentabilité d'autres situations futures envisageables, il est intéressant de les comparer aux cas passés, c'est-à-dire, en Région wallonne, aux plans Quali watt et Sol watt.

Le cas Quali watt est modélisé en considérant le versement de primes d'un montant de 400 € indexées, et cela durant les 5 premières années.

Comme le plan Quali watt couvre la période de 2014 à 2018, le coût de l'investissement initial pour une même installation peut considérablement varier. Puisque l'objectif est de comparer les situations futures avec celles du passé, nous considérons le cas où le ménage aurait installé ses panneaux photovoltaïques en 2014.

Nous modifions donc uniquement le coût unitaire des panneaux photovoltaïques, qui passe ainsi de 440 € à 620 €, la CWaPe ayant mentionné une baisse de 30% du prix des IPVR entre 2014 et 2018. Les résultats de cet investissement consenti en 2014 sont repris dans le tableau 4.8.

	Ménage 1		Ménage 2	
	Dim. 1	Dim. 2	Dim. 1	Dim. 2
VAN	15 394,6 €	15 224,02 €	20 780,41 €	21 321,35 €
TRI	12,08%	10,65%	12,65%	11,12%
Payback period	10	11	10	11

TABLE 4.8 – Cas Quali watt, en supposant l'absence de tarif prosumer

Le cas Sol watt est modélisé sur base de la facture d'une installation de 2011. Nous considérons un coût d'installation de 3.12 €/Wc, une période d'octroi des CV de 15 ans et une valeur de 65 € par CV.

	Ménage 1		Ménage 2	
	Dim. 1	Dim. 2	Dim. 1	Dim. 2
VAN	34 502,42 €	37 202,24 €	45 629,04 €	50 475,60 €
TRI	23,4%	22,04%	23,48%	22,04%
Payback period	5	5	5	5

TABLE 4.9 – Cas Sol watt, en supposant l'absence de tarif prosumer

Il est intéressant de remarquer que l'augmentation du prix unitaire des panneaux pour le cas Quali watt rend l'investissement moins rentable, et ce malgré les primes, que le cas "actuel", avec le coût unitaire 30% moins élevé qu'en 2014 et en l'absence d'incitants financiers (tableau 4.4). C'est sur base de ce constat que la Région wallonne a décidé d'arrêter d'octroyer des primes à l'installation d'IPVR, estimant que la filière du photovoltaïque était "arrivée à maturité" (déclaration du ministre J.-L. Crucke, Juin 2018).

En revanche, le plan Sol watt est, quant à lui, largement le plus rentable. Seulement 5 ans suffisent à rentabiliser l'investissement et la VAN qui peut en être tirée beaucoup plus élevée. Le tableau 4.9 met également en évidence qu'il y a intérêt, pour chaque ménage, à dimensionner l'IPVR selon le second critère, c'est-à-dire combiner l'assurance d'une production supérieure à la consommation tout au long de la durée d'investissement et produire plus d'électricité (et donc plus de certificats verts).

IPVR couplée à une batterie :

Puisque le tarif prosumer proportionnel l'est par rapport à la quantité d'électricité prélevée du réseau (la quantité injectée étant sans influence sur la hauteur de la taxe), il peut être intéressant d'installer une batterie qui pourrait être rechargée via l'excédent de production électrique des panneaux, et permettrait de réduire la quantité des prélèvements.

On suppose qu'on conserve le même nombre de panneaux photovoltaïques, mais qu'on ajoute une batterie d'une capacité de stockage de 5 kWh à chaque ménage.

La batterie "Tesla Powerwall" est prise comme référence. Celle-ci possède une capacité de stockage de 14 kWh, coûte 7000 € et sa durée de vie est estimée à 10 ans.

Cette batterie n'ayant pas une durée de vie égale à celle de l'installation photovoltaïque, nous faisons l'hypothèse qu'il est possible de "louer" une batterie à l'année, à un coût de $[50 \text{ €}/(\text{kWh}_{\text{stockage}} \cdot \text{an})]$. Cette valeur est obtenue à partir des données de la batterie Tesla Powerwall.

Nous arrivons ainsi à :

	Ménage 1		Ménage 2	
	Dim. 1	Dim. 2	Dim. 1	Dim. 2
Nombre de panneaux	12 PV	14 PV	16 PV	19 PV
VAN	8667,26 €	8657,9 €	11 427,09 €	11 707,84 €
TRI	10,48%	9,39%	10,7%	9,54%
Payback period	11	13	11	12

TABLE 4.10 – Cas monohoraire, sans incitants, avec tarif prosumer **proportionnel** et avec batterie

Comme le montre le tableau 4.10, il est financièrement plus intéressant d'installer une batterie en plus de l'IPVR que de ne pas en installer.

4.8.3 Cas optimal pour chaque situation

Nous affichons, dans chacun des tableaux ci-dessous, le couple (Nombre de panneaux photovoltaïques, Capacité de stockage de la batterie) optimal pour chaque situation et chaque ménage, ainsi que la valeur des trois indicateurs de rentabilité correspondante.

Les graphes liant la VAN, le nombre de panneaux photovoltaïques et la capacité de stockage correspondants à chaque situation et ménage sont repris dans l'annexe D.

	Ménage 1	Ménage 2
	Dim. Optimal	Dim. Optimal
Nombre de panneaux	13	18
Capacité de stockage	0 kWh	0 kWh
VAN	19 950,29 €	26 915,62 €
TRI	18,86%	18,5%
Payback period	7	7

TABLE 4.11 – Cas monohoraire sans incitants ni tarif prosumer

	Ménage 1	Ménage 2
	Dim. Optimal	Dim. Optimal
Nombre de panneaux	12	16
Capacité de stockage	0 kWh	0 kWh
VAN	6944,35 €	8884,95 €
TRI	10,07%	10,03%
Payback period	11	11

TABLE 4.12 – Cas monohoraire, sans incitants, avec tarif prosumer capacitaire

	Ménage 1	Ménage 2
	Dim. Optimal	Dim. Optimal
Nombre de panneaux	13	18
Capacité de stockage	4 kWh	5 kWh
VAN	9092,47 €	11 890,03 €
TRI	10,32%	9,99%
Payback period	12	12

TABLE 4.13 – Cas monohoraire, sans incitants, avec tarif prosumer proportionnel

	Ménage 1	Ménage 2
	Dim. Optimal	Dim. Optimal
Nombre de panneaux	20	27
Capacité de stockage	0 kWh	0 kWh
VAN	14 343,21 €	19 884,22 €
TRI	11,24%	11,46%
Payback period	10	10

TABLE 4.14 – Cas bihoraire, sans incitants, ni tarif prosumer

	Ménage 1	Ménage 2
	Dim. Optimal	Dim. Optimal
Nombre de panneaux	13	18
Capacité de stockage	0 kWh	0 kWh
VAN	15 724,91 €	21 790,23 €
TRI	11,41%	11,71%
Payback period	11	11

TABLE 4.15 – Cas Quali watt, sans incitants, ni tarif prosumer

	Ménage 1	Ménage 2
	Dim. Optimal	Dim. Optimal
Nombre de panneaux	30	30
Capacité de stockage	0 kWh	0 kWh
VAN	50 245,5 €	59 442,83 €
TRI	17,17%	18,76%
Payback period	6	6

TABLE 4.16 – Cas Sol watt, sans incitants, ni tarif prosumer

Nous ne pouvons que confirmer, à la lecture de ces indicateurs de rentabilité, le bien-fondé tant de l'arrêt de l'octroi des primes à cette filière, que l'instauration d'une tarification de type prosumer. Ceci, d'autant que les propositions de la CWaPE s'accompagnent de la garantie pour les ménages qui seraient soumis à la taxe proportionnelle, de ne pas payer davantage que s'ils optaient pour la taxe capacitaire, même si les indicateurs de rentabilité auxquels nous arrivons peuvent être jugés surévalués, en raison du caractère théorique de nos calculs et des hypothèses de production des panneaux photovoltaïques.

Malgré l'introduction d'une taxe prosumer, telle qu'elle est prévue pour 2020 en Wallonie, qui devrait peser nettement sur la rentabilité des projets d'IPVR, l'investissement dans une

IPVR nous paraît bien moins risqué qu'un investissement en bourse, où le niveau de rentabilité attendu est généralement compris entre 8% et 10%. L'introduction d'une tarification prosumer nous paraît d'autant plus légitime qu'elle contribuerait à une répartition plus équitable des coûts de transport et de distribution.

Conclusion

Alors que la production industrielle d'électricité remonte à la fin du 19^{ème} siècle, l'effet photovoltaïque n'est étudié et véritablement compris seulement qu'à partir de la première moitié du 20^{ème} siècle. Ce n'est qu'après plus ou moins un demi-siècle de progrès techniques et d'une chute vertigineuse des prix, soit depuis une bonne quinzaine d'années, que l'électricité produite suivant cette filière est réellement devenue compétitive.

Le secteur, bousculé autant par la rapidité de ces progrès que par la concurrence rude qui y règne (notamment en provenance de Chine), a dû s'adapter aux conditions de ce nouvel environnement et peut à présent s'appuyer sur une technologie que l'on peut qualifier de mature. Ses deux principaux points faibles se rapportent aux caractères aléatoires et intermittents de sa production, ainsi qu'au profil saisonnier de cette dernière.

Non seulement le niveau de production quotidienne est incertain mais en outre, les pics de production de cette filière sont atteints le jour et les mois d'été, alors que la plupart des pics de consommation d'électricité surviennent en début et fin de journée et durant la période estivale.

Ces décalages mettent en lumière le besoin de coupler cette technologie à des solutions de stockage, journalier autant que saisonnier. Exploiter pleinement le potentiel de cette filière passe par l'injection dans le réseau de la production d'électricité excédentaire, ce qui n'est possible que pour les installations connectées au réseau.

Les installations et microréseaux off-grid, quant à eux, pourront être optimisés du point de vue énergétique, en les couplant à des solutions performantes de stockage et/ou à d'autres sources d'énergies, verte (comme l'éolien) ou non, présentant des profils de production différents de celui du photovoltaïque.

Du point de vue financier, nos calculs ont démontré l'intérêt de telles combinaisons et ont permis de proposer des configurations optimales en termes de dimensionnement (nombre de PV, nombre d'éoliennes, capacité de stockage).

Le coût actuel du stockage d'énergie demeure très élevé et de nombreux progrès doivent encore être réalisés pour faire baisser les coûts de fabrication et accroître les performances des systèmes actuels. Ce constat explique l'ampleur des efforts de recherche (fondamentale comme appliquée) consentis, notamment dans le domaine des accumulateurs électrochimiques et les espoirs placés dans la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau.

La part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'électricité est encore faible, mais elle ne peut plus être qualifiée de marginale et continue à croître à un rythme soutenu.

Les obligations auxquelles ont souscrit les pouvoirs publics en terme de réduction d'émission de GES les obligent de fait à promouvoir toutes les filières de production dites « vertes ».

Il est donc peu probable, même en période de rigueur budgétaire, qu'ils adoptent des mesures allant à l'encontre de leur développement. Au contraire, on peut s'attendre à une taxation de plus en plus lourde des énergies conventionnelles.

On ne peut certes exclure l'adoption de mesures qui viseraient à corriger certains excès du passé (notamment ceux octroyés en Wallonie dans le cadre du plan Solwatt) ou de mesures, qui, tenant compte des prix actuels et de la maturité technologique de la filière PV, veilleraient à ne plus octroyer d'avantages jugés indus.

La « taxe prosumer », telle que la conçoit la CWaPE s'inscrit dans cette philosophie. Si on peut comprendre les craintes que certains formulent à son égard, nos calculs démontrent que, certes elle affecte significativement tous les indicateurs de rentabilité associés à la pose de PV résidentiel, mais que ces indicateurs demeurent, malgré cette taxe, à des niveaux suffisamment élevés que pour ne pas altérer le caractère alléchant de ce type d'investissement.

En conclusion, si vous en avez la possibilité, que vous soyez motivé par des préoccupations écologiques, économiques, ou les deux, la pose d'une IPVR correctement dimensionnée sur le toit de votre domicile est et reste un placement rentable.

Bibliographie

- [1] Jordi Freixa Terradas. Topic 2 : Electric energy production. ETSEIB (UPC), Av. Diagonal, 647 - 08028 Barcelona, 2017.
- [2] Bruce A Averill and Patricia Eldredge. Principles of general chemistry. *Creative Commons*, 2012.
- [3] J. Bernard. *Énergie solaire : Calculs et optimisation*. Technosup (Paris). Ellipses, 2011.
- [4] A. Reinders, P. Verlinden, A. Freundlich, and W. van Sark. *Photovoltaic Solar Energy : From Fundamentals to Applications*. Wiley, 2017.
- [5] Julien Degoulange. *Purification et caractérisations physico-chimiques et électriques de silicium d'origine métallurgique destiné à la conversion photovoltaïque*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2008.
- [6] SolarPower Europe. Global market outlook for solar power / 2018 - 2022. *SolarPower Europe*, 2018.
- [7] Jonathan Leloux, Luis Narvarte, and David Trebosc. Review of the performance of residential pv systems in france. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(2) :1369 – 1376, 2012.
- [8] International Renewable Energy Agency IRENA. Renewable power generation costs in 2017. Technical report, 2017.
- [9] Rafael M. Lamaison. Lecture : Photovoltaic solar energy. Av. Diagonal, 647 - 08028 Barcelona, 2017.
- [10] Paul Grana. Push it to the limit : Rethinking inverter clipping, September 2017. <https://www.solarpowerworldonline.com/2017/09/folsom-rethinking-inverter-clipping/>.
- [11] Leon Freris and David Infield. *Renewable energy in power systems*. John Wiley & Sons, 2008.
- [12] G. Neubourg. National survey report of pv power applications in belgium, 2016.
- [13] IBGE Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement. Le photovoltaïque fonctionnement et technologies. http://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/IF%20ENERGIE%20Mod3%20Fonctionnement%20technologies%20PV%20FR.
- [14] Jafar Safarian, Gabriella Tranell, and Merete Tangstad. Processes for upgrading metallurgical grade silicon to solar grade silicon. *Energy Procedia*, 20 :88 – 97, 2012. Technoport 2012 - Sharing Possibilities and 2nd Renewable Energy Research Conference (RERC2012).
- [15] Thomas Schutz-Kuchly. *Investigation du silicium de qualité solaire de type n pour la fabrication de cellules photovoltaïques*. PhD thesis, Aix-Marseille Université, 2011.
- [16] Pierre Odru. *Le stockage de l'énergie-2e édition*. Dunod, 2013.
- [17] Christophe Haveaux. Les champs solaires poussent en wallonie, Juin 2018. <http://www.renouvelle.be/fr/actualite-belgique/les-champs-solaires-poussent-en-wallonie>.
- [18] Christophe Haveaux and Gregory Neubourg. Le plus grand parc solaire du benelux, Janvier 2018. <http://www.renouvelle.be/fr/actualite-belgique/le-plus-grand-parc-solaire-du-benelux>.

- [19] Sonia Dunlop, Alexandre Roesch, and James Watson. Designing EU policy to encourage new solar business models. *SolarPower Europe*, 2017.
- [20] Fausto Cavallaro and Luigi Ciraolo. A multicriteria approach to evaluate wind energy plants on an italian island. *Energy policy*, 33(2) :235–244, 2005.
- [21] Institut Bruxellois pour la Gestion de l’Environnement IBGE. Le photovoltaïque, mécanismes de soutien, urbanisme centres d’informations, November 2010. http://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/IF%20ENERGIE%20Mod2%20Urbanisme%20prime%20CV%20FR.
- [22] J. Lebidois. *Finance pour les ingénieurs, la valorisation des projets*. Maxima Laurent du Mesnil, 2013.
- [23] Cécile Miquel ss la dir. de Bruno Gaiddon. Systèmes photovoltaïques : fabrication et impact environnemental, 2009. http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/PV_Fab_Envnt_final_26082009.pdf.
- [24] Jan Pieter Wijbenga, Pamela MacDougall, Rene Kamphuis, Tjerk Sanberg, Albert van den Noort, and Elke Klaassen. Multi-goal optimization in powermatching city : A smart living lab. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2014 IEEE PES*, pages 1–5. IEEE, 2014.
- [25] Frits Blik, Albert van den Noort, Bart Roossien, René Kamphuis, Johan de Wit, Jorgen van der Velde, and Marcel Eijgelaar. Powermatching city, a living lab smart grid demonstration. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, pages 1–8. IEEE, 2010.
- [26] Paul Grana. Too much of a good thing : Inverter hyper-clipping, June 2018. <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/06/too-much-of-a-good-thing-inverter-hyper-clipping/>.
- [27] Paul Grana. Solar inverters and clipping : What dc/ac inverter load ratio is ideal?, July 2016. <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/07/solar-inverters-clipping-dcac-inverter-load-ratio-ideal/>.

Annexes

Annexe A :

Installation photovoltaïque de référence

Tout au long de ce mémoire, nous avons utilisé les données de production photovoltaïque d'un particulier résidant dans la commune de Wavre pour l'année 2014.

Celui-ci possède une installation de 25 panneaux photovoltaïques de 235 Wc chacun. La productivité totale est donc de 5,875 kWc.

Les panneaux ont été installés en 2012, pendant la deuxième phase du plan Solwatt. Il a conclu un contrat avec une société qui gère à sa place la vente des certificats verts générés par son installation photovoltaïque, moyennant le paiement d'une commission. Cette société, GreenWatch, a donc installé un compteur intelligent qui enregistre la production quart d'heure par quart d'heure et qui communique ces données à cette dernière.

N'ayant pu obtenir qu'un profil de **consommation** heure par heure, j'ai donc dû modifier le profil de production photovoltaïque de quart d'heure par quart d'heure en un profil horaire.

Sur base des figures ci-dessous, nous pouvons observer la forte dépendance saisonnière de la production photovoltaïque ainsi que les fortes variabilités entre la production à une heure et une date données, d'une année à l'autre.



FIGURE 6 – Comparaison de la production mensuelle entre 2014 et 2018

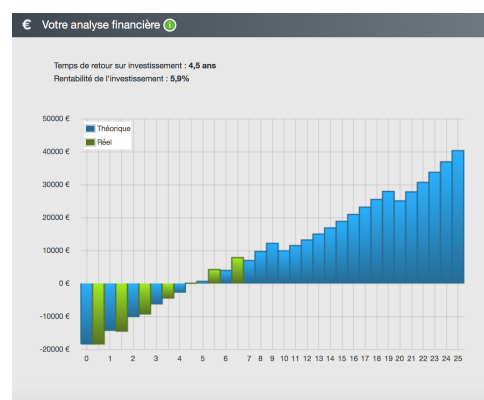


FIGURE 7 – Comparaison entre la rentabilité théorique estimée et la rentabilité réelle

L'investissement réalisé en 2012 s'élevait à 18 369 € TVAC, (installation et onduleurs compris). Cela revenait donc à un coût du Wc installé à peine supérieur à $\frac{3e}{Wc}$.

Actuellement le coût du Wc installé varie de 0,8 à 1,5 €/Wc. Cette large fourchette de coût s'explique par les différences de puissances nominales des panneaux.

En effet, pour une même surface couverte, le PV peut avoir une puissance nominale plus ou moins importante. Un panneau PV dont la puissance de crête est élevée aura tendance à avoir également un prix au Wc plus élevé qu'un panneau PV dont la puissance de crête est faible.

Le seul avantage important des panneaux à puissance nominale élevée est qu'en cas de surface d'installation limitée, ils permettent au particulier d'atteindre une productivité plus importante.

Annexe B :

PowerMatching City

L'intégration massive du photovoltaïque résidentiel soulève des questions d'équité concernant la répartition des coûts de transport et de distribution entre les utilisateurs.

Les prosumers, en injectant leur surplus de production sur le réseau, engendrent des frais de distribution actuellement reportés sur l'ensemble des consommateurs liés au réseau.

Un changement de paradigme est donc nécessaire afin de trouver un nouvel équilibre entre les consommateurs.

Pour réaliser cette transition, de nombreuses possibilités s'offrent à nous. Citons le chauffage par pompe à chaleur, avec son coefficient de performance particulièrement élevé, l'émergence des véhicules électriques ou les appareils "intelligents/communicants" capables de décider eux-mêmes lorsqu'ils doivent se mettre en marche ou s'arrêter et qui pourraient constituer une piste pour le futur. Ceux-ci pourraient agir de manière similaire à une batterie et être rechargés ou se mettre en marche dès que la production dépasse la consommation.

Ces interrogations sont à la base du projet pilote/test néerlandais de PowerMatching City à Groningue. Les caractéristiques du projet sont reprises ci-dessous.

Le projet PowerMatching City à Groningue regroupe 40 foyers équipés d'appareils communicants et est réalisé en coopération avec les fournisseurs d'énergie ainsi qu'avec les gestionnaires de réseau.

Bien que l'objectif soit d'être aussi autonome que possible, le micro-réseau est connecté au réseau national à travers un système d'achat/vente d'électricité régulé par un adjudicateur.

La plupart des foyers sont équipés d'une installation photovoltaïque (qu'ils ont payé eux-mêmes, elles ne sont pas fournies dans le cadre du projet) et la capacité totale installée équivaut à 55 kWc, ce qui ne fait que 1,375 kWc par ménage. Les participants n'ayant pas installé de panneaux photovoltaïques sont connectés à des panneaux installés sur le toit d'un bâtiment d'une entreprise avoisinante.

La première moitié des ménages participants est équipée de pompes à chaleur hybrides (fonctionnant à l'électricité et au gaz) pour chauffer la maison et l'eau "sanitaire". Chaque pompe à chaleur possède un coefficient de performance de 3.

L'autre moitié des ménages a été équipée de microcogénération fonctionnant au gaz. Les microcogénération peuvent produire 1 kW électrique simultanément à 6 kW thermique.

Concernant l'organisation du micro-réseau, les fournisseurs d'énergie et les gestionnaires de réseau déterminent le prix d'équilibre de l'électricité à tout moment et communiquent cette valeur aux appareils intelligents afin qu'ils puissent décider s'ils doivent entreprendre une action ou ne rien faire. (lancer la pompe à chaleur/ l'éteindre, lancer la microcogénération / l'éteindre, lancer le lave-vaisselle,...).

Après la première phase du projet, les participants s'accordent sur le fait que le meilleur moyen d'atteindre des objectifs énergétiques ambitieux est d'utiliser un contrôle automatisé du système de chauffage.

Actuellement, notre modèle est basé sur le fait que l'offre doit s'adapter à la demande. PowerMatching City démontre qu'il est possible de faire en sorte que la demande suive l'offre en utilisant des appareils intelligents.

Les bénéfices que la flexibilité de ce projet appliquée au marché néerlandais de l'énergie ont été estimés entre 1 et 3,5 milliards d'euros.

Annexe C :

Coût actualisé de l'énergie

Pour un déploiement massif et à grande échelle du photovoltaïque, il est nécessaire que le coût de l'électricité d'origine photovoltaïque diminue jusqu'à ce qu'il soit compétitif sans incitants vis-à-vis des autres sources de production électrique. On appelle ce jalon la **parité réseau**.

Ces dernières années, des progrès importants ont été réalisés entraînant des baisses substantielles dans chaque domaine touchant de près le photovoltaïque (coût du panneau PV, coût de l'onduleur, coût de construction, coût de maintenance,...).

Le LCOE, acronyme anglais de "*Levelized Cost of Electricity*", en français "coût actualisé de l'électricité", est un des concepts les plus utilisés pour comparer le coût de l'électricité de sources de production différentes sur une base objective.

Il est défini comme le rapport entre le coût total de l'installation et la production électrique durant toute la durée de vie du système.

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{I_n + M_n + F_n}{(1+t_a)^n}}{\sum_{n=1}^N E_n} \quad (1)$$

où I_n représente l'investissement de la n-ième année, M_n représente les coûts d'opération et de maintenance de la n-ième année, F_n représente les dépenses en combustible de la n-ième année, E_n est l'électricité produite au cours de la n-ième année et t_a est le taux d'actualisation.

Il est important de ne pas confondre le LCOE, qui ne représente que le coût actualisé de l'électricité, avec le prix qui est établi lors de contrats d'achat d'électricité entre le producteur (vendeur) et le consommateur (acheteur), ni avec le tarif de rachat d'électricité qui est le montant que le prosumer recevrait lorsqu'il injecte de l'électricité sur le réseau.

Ces valeurs peuvent être considérablement différentes du LCOE car elles peuvent être influencées par les mécanismes incitants ou les contrats tarifaires entre consommateurs et fournisseurs d'électricité.

Le LCOE d'une installation photovoltaïque est influencé par plusieurs facteurs principaux. On peut les mettre en évidence en analysant l'équation (1).

Premièrement, il est dépendant du coût d'investissement de l'installation. Diminuer ce coût afin de rendre cette technologie compétitive vis-à-vis d'autres sources d'électricité a été l'objectif principal ces trente dernières années et comme nous pouvons le voir sur la figure 3.4, cet objectif a été atteint.

Nous pouvons souligner que le prix des panneaux photovoltaïques n'est pas le seul à avoir diminué. Le coût associé au système accompagnant les panneaux (onduleur, câbles, structure,

fusibles, etc) a lui aussi fortement diminué.

Deuxièmement, une autre façon de diminuer le LCOE consiste à augmenter la production électrique. Celle-ci dépend de nombreux facteurs comme la quantité de lumière reçue annuellement, les conditions météorologiques (température, humidité, présence de vent), l'orientation et l'inclinaison des panneaux, l'espacement entre les panneaux, le rendement des panneaux, les pertes dues à l'onduleur, le taux de dégradation des panneaux au cours du temps, etc

Une même installation située sur deux sites différents peut mener à une différence de LCOE significative. En Belgique, on peut considérer un rapport production sur productivité allant de 850 kWh/kWc à 1 000 kWh/kWc pour l'installation photovoltaïque d'un particulier sans système de suivi, à 2 500 kWh/kWc pour une installation photovoltaïque avec suivi du soleil située dans le désert d'Atacama au Chili.^[4]

La durée de vie de l'installation photovoltaïque habituellement considérée est de 25 ans. Cependant, après 25 ans, les panneaux photovoltaïques pourront encore produire de l'électricité. Certes, à cause de leur dégradation, leur rendement sera inférieur au rendement initial, mais il n'y a pas d'obstacle à la prolongation de la durée de vie des panneaux PV.

Concernant la durée de vie, l'avantage des PV par rapport à d'autres sources de production électrique est qu'ils ne sont pas soumis à des pièces mécaniques compliquées et mobiles, ne sont pas soumis à un environnement d'opération difficile (pollution industrielle, corrosion,...). Ils nécessitent une maintenance minime comparée à d'autres sources.

Une fois la durée de vie initialement définie révolue, et à condition de réaliser les remises à neuf et changements de matériel périodiques nécessaires, l'énergie produite à partir du photovoltaïque pourrait devenir l'une des moins chères car l'investissement serait depuis longtemps rentabilisé et les seuls coûts seraient ceux de maintenance et d'opération.

Enfin, les coûts de maintenance et d'opération représentent le dernier facteur important influençant le LCOE. La durée de vie des panneaux PV s'étendant sur une longue période, une faible diminution des coûts annuels se répercute pour chaque année et peut avoir un impact significatif au terme de la durée de vie.

La part des coûts annuels est relativement faible par rapport à celle de l'investissement initial, il représentait précédemment moins de 5% des coûts, mais avec l'apparition de systèmes automatisés de nettoyage et surtout avec la baisse du prix d'installation des panneaux, cette proportion est à la hausse et atteint 15% aujourd'hui. Cette proportion reste considérablement plus faible que celle associée aux énergies fossiles montant à 75%, à cause de l'achat du combustible et des coûts de maintenance, sans même tenir compte des potentielles taxes sur les polluants.

En conclusion, le LCOE du photovoltaïque diminue depuis longtemps et il est fort probable que cette baisse se poursuive. Le photovoltaïque devient ainsi de plus en plus compétitif vis-à-vis des autres sources de production électrique et pourrait devenir l'une des sources les plus rentables à l'avenir. Aujourd'hui, le LCOE d'une installation photovoltaïque d'une capacité de l'ordre de 10 MWc varie de 0,065 \$/kWh à 0,272 \$/kWh en fonction de l'endroit, du type de technologie, du montant de l'investissement et de l'ensoleillement.

Puisque ce LCOE est inférieur à celui associé à certains types de sources d'électricité d'origine fossile telles que les générateurs diesel ou les générateurs au gaz naturel liquéfié, on peut dire que la parité réseau a été atteinte dans certains marchés.^[4]

PV résidentiel	0,157 \$ - 0,224 \$/kWh
PV commercial	0,107 \$ - 0,163 \$/kWh

TABLE 17 – LCOE du photovoltaïque non-subsidié aux USA en 2015^[4]

Annexe D :

Graphes relatifs aux deux ménages envisagés et pour les différentes situations réglementaires

Pour le ménage 1 :

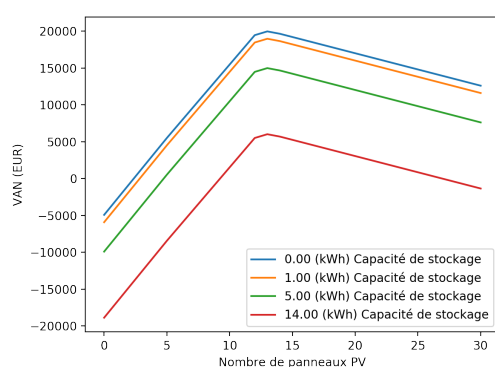


FIGURE 8 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas monohoraire **sans** incitants **ni** tarif prosumer (Situation actuelle, 2018 - 2020)

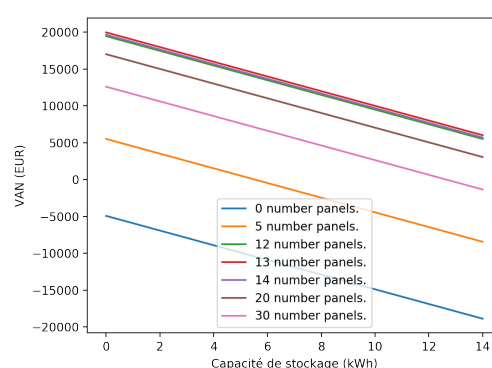


FIGURE 9 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas monohoraire **sans** incitants **ni** tarif prosumer (Situation actuelle, 2018 - 2020)

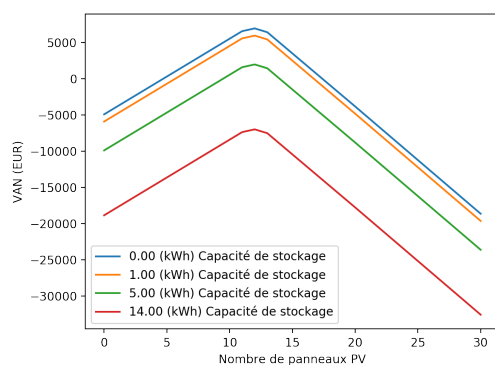


FIGURE 10 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas monohoraire **sans** incitants **avec** tarif prosumer **capacitaire**

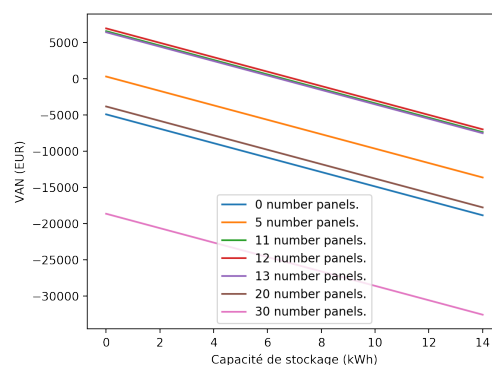


FIGURE 11 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas monohoraire **sans** incitants **avec** tarif prosumer **capacitaire**

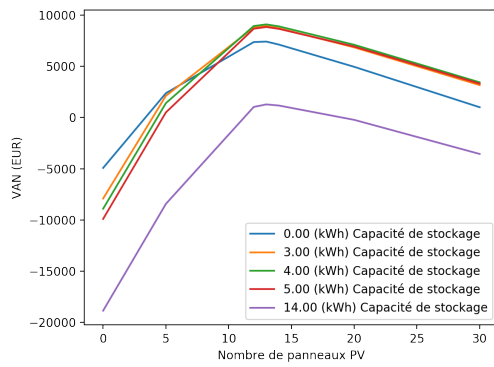


FIGURE 12 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas monohoraire **sans** incitants **avec** tarif prosumer **proportionnel**

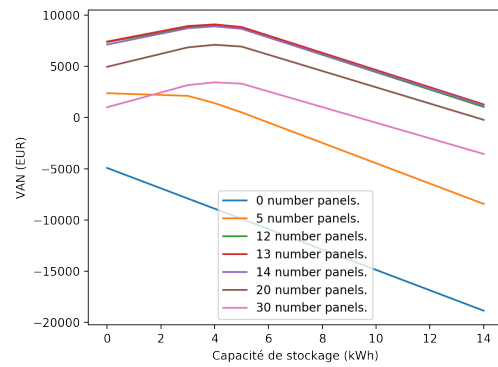


FIGURE 13 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas monohoraire **sans** incitants **avec** tarif prosumer **proportionnel**

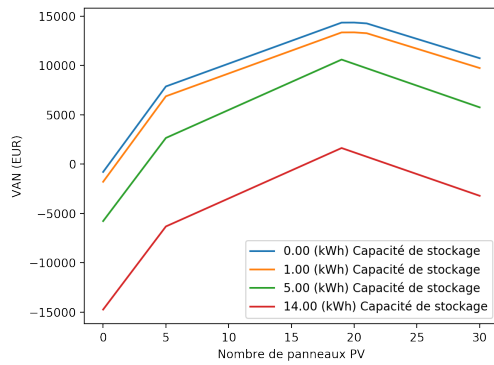


FIGURE 14 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas bihoraire **sans** incitants **ni** tarif prosumer

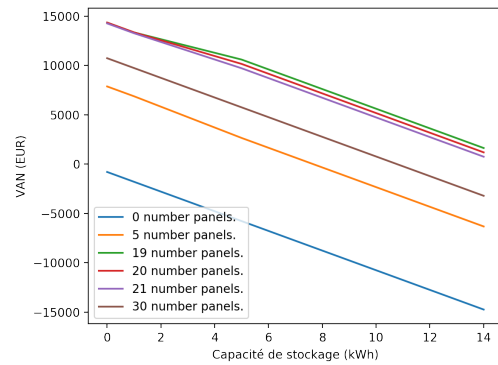


FIGURE 15 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas bihoraire **sans** incitants **ni** tarif prosumer

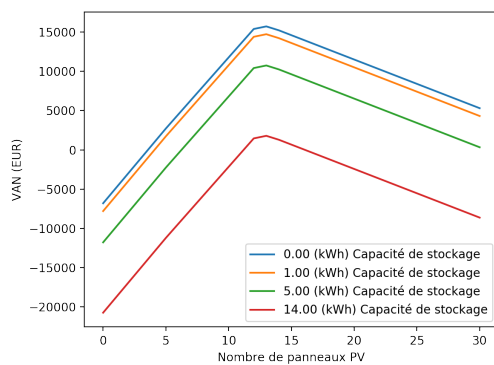


FIGURE 16 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas **Qualiwatt** monohoraire **sans** tarif prosumer

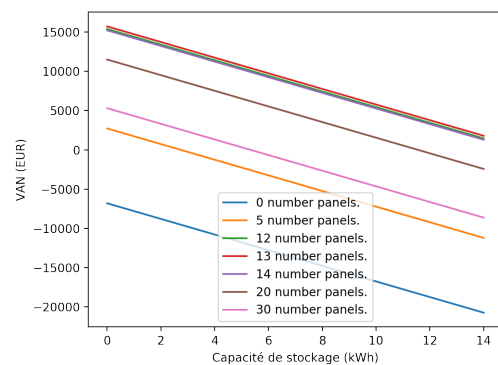


FIGURE 17 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas **Qualiwatt** monohoraire **sans** tarif prosumer

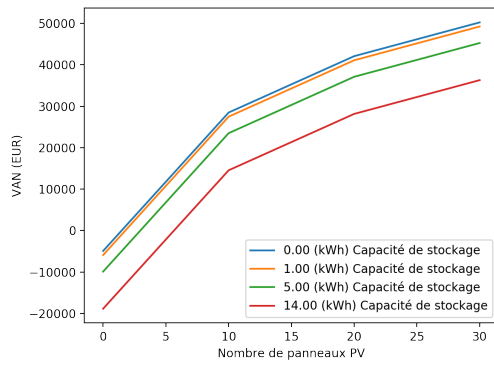


FIGURE 18 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas **Solwatt** monohoraire **sans** tarif prosumer

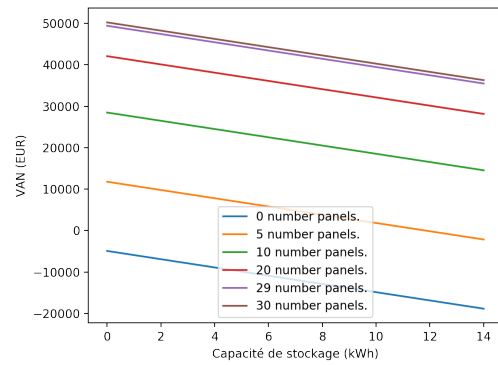


FIGURE 19 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas **Solwatt** monohoraire **sans** tarif prosumer

Pour le ménage 2 :

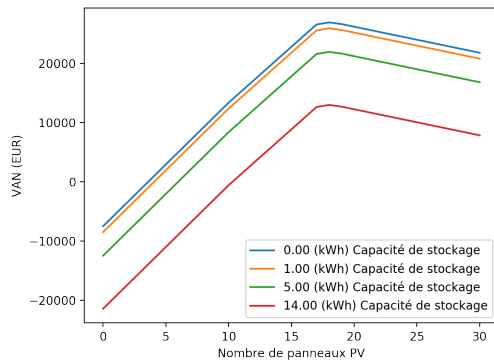


FIGURE 20 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas monohoraire **sans** incitants **ni** tarif prosumer (Situation actuelle, 2018 - 2020)

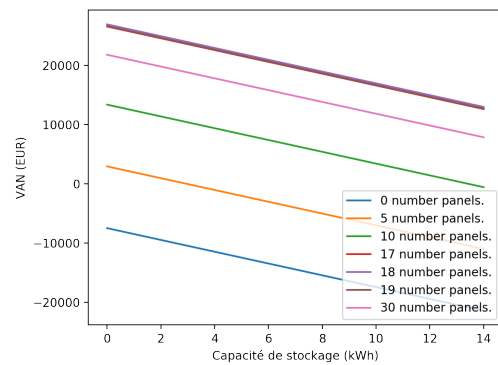


FIGURE 21 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas monohoraire **sans** incitants **ni** tarif prosumer (Situation actuelle, 2018 - 2020)

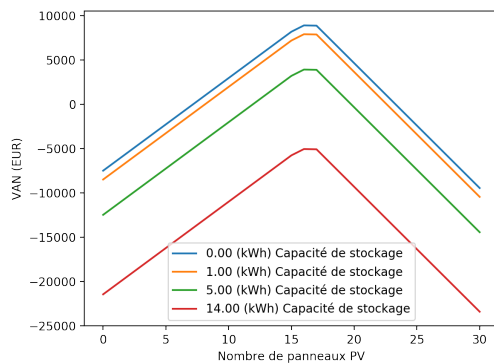


FIGURE 22 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas monohoraire **sans** incitants **avec** tarif prosumer **capacitaire**

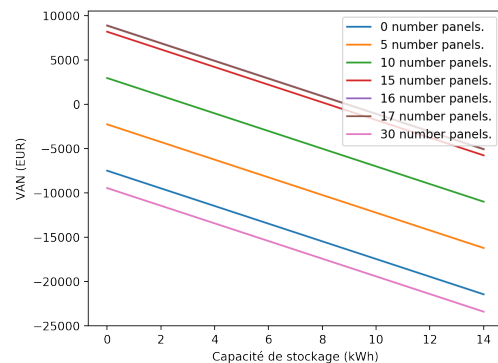


FIGURE 23 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas monohoraire **sans** incitants **avec** tarif prosumer **capacitaire**

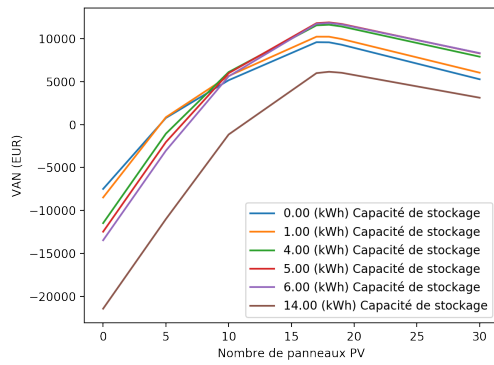


FIGURE 24 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas monohoraire **sans** incitants **avec** tarif prosumer **proportionnel**

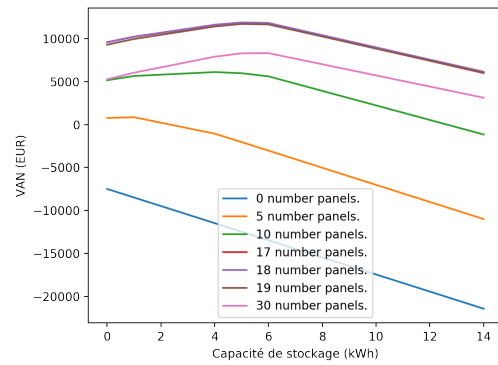


FIGURE 25 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas monohoraire **sans** incitants **avec** tarif prosumer **proportionnel**

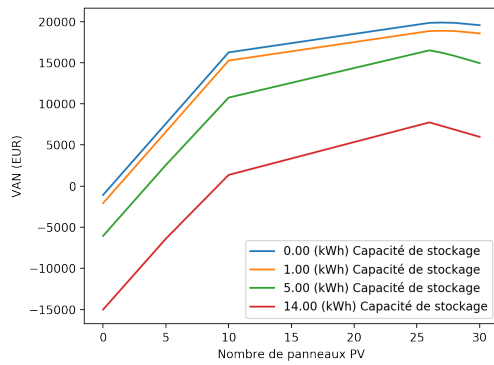


FIGURE 26 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas bihoraire **sans** incitants **ni** tarif prosumer

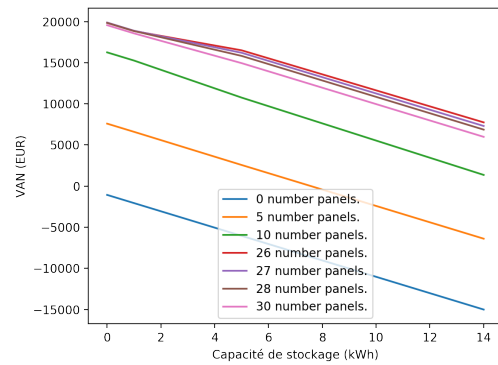


FIGURE 27 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas bihoraire **sans** incitants **ni** tarif prosumer

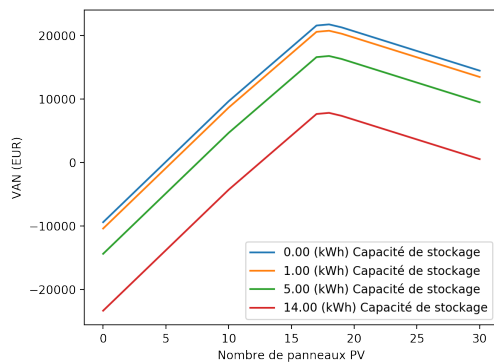


FIGURE 28 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas **Qualiwatt** monohoraire **sans** tarif prosumer

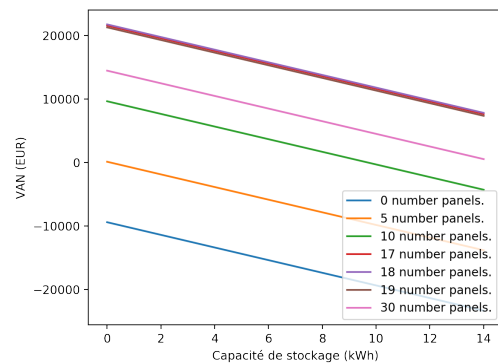


FIGURE 29 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas **Qualiwatt** monohoraire **sans** tarif prosumer

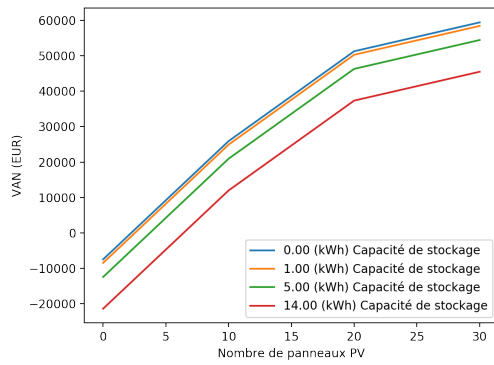


FIGURE 30 – Courbes iso-capacité de stockage pour le cas **Solwatt** monohoraire **sans** tarif prosumer

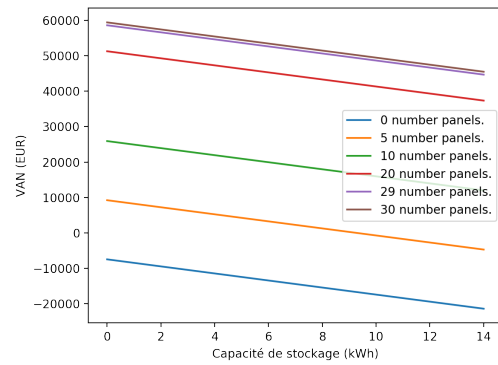


FIGURE 31 – Courbes iso-nombre de panneaux PV pour le cas **Solwatt** monohoraire **sans** tarif prosumer

Sur base de ces graphes, il est trivial de se rendre compte que l'ajout d'une batterie n'a aucun sens sauf pour le cas du tarif prosumer **proportionnel** où l'ajout d'une capacité de stockage de 4 kWh est optimale.

La plupart des graphes montrent une allure croissante, atteignant un maximum (l'optimum) puis décroissante. Ce n'est pas le cas de la courbe correspondant au plan Solwatt. En effet, dans le cadre du plan Solwatt 1, il était plus intéressant de surproduire (en installant plus de panneaux photovoltaïques que ce dont on avait besoin) et de bénéficier ensuite des certificats verts perçus grâce à leur production supplémentaire.

