

Le marché photovoltaïque en Tunisie

Situation actuelle et perspectives



Juillet 2013

Christopher Gross

Projet « Promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en Tunisie »
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Contenu

Liste des abréviations	3
1 Introduction	4
2 Description de la technologie	6
2.1 Les domaines d'application	8
2.2 Intégration dans un système d'énergie plus large	9
2.3 La relevance de la PV pour gérer la courbe de charge.....	9
3 Le marché international	11
4 Le marché photovoltaïque en Tunisie	14
4.1 Instruments du soutien actuels.....	14
4.1.1 Le programme PROSOL-Elec	14
4.1.2 Le schéma autoproduction	15
4.2 Développement jusqu'à présent - Capacité et type des installations en place	16
4.2.1 Installations rurales	16
4.2.2 Installations à travers du schéma auto-production.....	16
4.2.3 Installations à travers du programme PROSOL-Elec.....	16
4.3 La côté de l'offre du marché photovoltaïque	18
4.3.1 Entreprises actives dans le secteur.....	18
4.3.2 Les couts d'investissements.....	20
4.3.3 La rentabilité pour les investisseurs résidentiels.....	22
4.4 Le plan solaire tunisien (PST)	25
5 Les marchés prometteurs	28
5.1 Marché Résidentiel	29
5.1.1 Disponibilité de surface au niveau résidentiel	29
5.1.2 Potentiel économique	31
5.2 Marché Commercial BT	33
5.3 Marché Industriel MT	35
5.4 Les centrales photovoltaïques.....	37
5.5 Récapitulation des aspects économiques du photovoltaïque en Tunisie.....	38
5.6 Volume des marchés définis dans le scenario du Plan Solaire Tunisien	39
6 Résumé et recommandations.....	42
Références	46

Liste des abréviations

ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie
BT	Basse tension
CSN-ER	Chambre Syndicale Nationale des Énergies Renouvelables
HT	Haute tension
kW	Kilowatt
MI	Ministère de l'Industrie
MT	Moyenne tension
MW	Mégawatt
PST	Plan Solaire Tunisien
PV	Photovoltaïque
STEG	Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz

1 Introduction

Au début de 2013 la capacité mondiale installée en solaire photovoltaïque (PV) a dépassé les 100 GW [1]. La demande en 2012 était similaire qu'en 2011, de l'ordre de 30 GW. Le marché est en grande partie dominé par certains pays, à savoir l'Allemagne, l'Italie, la Chine et les Etats-Unis qui, ensemble, représentent 60 pour cent de la demande mondiale [2]. Dans une année, l'Allemagne seul a réussi à installer 7,6 GW [3].

Comme observé dans ces dernières années, 2012 a connu une forte baisse des prix du silicium, plaquettes, cellules et des modules. La comparaison des coûts d'investissement il y a un an avec les prix actuels, révèle des réductions de prix de systèmes totaux d'environ 50 pour cent [4]. Les subventions très élevées dans le passé, qui voient maintenant des ajustements à la baisse continues et parfois très volatiles, ont conduit à une saturation du marché, qui est en train de devenir de plus en plus défavorable. Contrairement à la demande, la capacité mondiale de production des cellules et des modules compte pour environ 55 GW, donc on s'attend à ce que cette offre excédentaire continuera dans le futur [2]. Ce type de développement a provoqué la faillite de nombreuses usines, et les survivants de marché espèrent combler les lacunes laissées et à développer de nouveaux marchés qui sont en train de s'ouvrir. Cela pourrait impliquer une opportunité stratégique unique pour les pays d'Afrique du Nord, offrant de bonnes conditions d'ensoleillement et une forte volonté de diversifier leur mix énergétique.

Avec 28 pour cent de la baisse des coûts moyens actualisés de l'électricité (LCOEs) pour le PV cristallin par rapport à 2012, les projets photovoltaïques deviennent de plus en plus réalisable dans ces parties du monde¹. Cependant, bien que les prix moyens sont environ \$ 0,80 / W pour les modules de silicium multicristallin et 0,89 \$ / W pour les modules en silicium monocristallin, le marché affiche toujours un large éventail de prix des modules. Pendant que certains grossistes sont en mesure d'accéder à 0,70 \$ / W achats, quelques vendeurs vendent de petits volumes de plus de 1 \$ / W pour les marchés locaux [2].

Actuellement étant en phase de décollage, le marché nord-africain est désormais dépendant du progrès envers des divers objectifs de la politique énergétique souvent très ambitieux. Cibler les potentiels significatifs pour le développement des marchés photovoltaïques, va faire baisser les coûts et permettra à l'Afrique du Nord de bénéficier de l'électricité solaire photovoltaïque pas chère dans une future proche.

Depuis quelque temps, les ressources en énergies renouvelables dans les pays d'Afrique du Nord, jusqu'ici largement inexploitées, ont également suscité l'intérêt des initiatives internationales, à savoir le Plan Solaire Méditerranéen (PSM) et la Desertec Industrial Initiative (DII)². Originaires d'une perspective axée sur l'exportation, les deux initiatives ont maintenant réalisé la nécessité d'inclure les attentes de la population locale, ce qui signifie une demande de création d'emplois et de l'électricité à des prix abordables. En raison de son caractère

¹ Bloomberg New Energy Finance prévoit que les LCOEs soient d'environ \$ 90/MWh dans leur scénario « bas » pour la Chine et de l'ordre \$ 135/MWh dans leur scénario « central » pour l'Europe ouest pour le premier trimestre de 2013. Pour l'Afrique du Nord des LCOEs, similaires à celles de la Chine, semblent plausibles à long terme.

² Lancé en 2008, dans le cadre de l'Union pour la Méditerranée (UpM), le MSP envisage d'ajouter 20 GW à travers des énergies renouvelables dans la région du sud de la Méditerranée jusqu'à 2020 [5].

fluctuant, l'énergie solaire photovoltaïque n'est pas très appropriée pour l'exportation, mais représente une option viable pour fournir de l'électricité verte à prix abordable pour la consommation locale.

Avec une part de 98 pour cent du gaz naturel dans le mix d'électricité, la Tunisie est fortement dépendante d'un approvisionnement constant en combustibles fossiles. Avec seulement 0,1 GW de capacité d'énergie renouvelable installée, le pays se situe très loin de son potentiel [6]. Bien que les conditions de rayonnement solaire favorables offrent théoriquement de grandes opportunités, à cause du manque d'un cadre réglementaire favorable, seulement 3 MW de solaire PV ont été réalisés au cours des trois dernières années. A cela s'ajoutent des nombreux défis pour le secteur de l'énergie en Tunisie.

Premièrement, les subventions élevées pour le prix de l'électricité, inférieures que les coûts de génération, posent une lourde charge sur l'opérateur des centrales électriques et du réseau « Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz » (STEG) et donc indirectement sur l'état tunisien qui est obligé de compenser les pertes financières. En 2012, ces pertes représentaient à environ 1,5 milliards d'euros [7].

Deuxièmement, la reprise économique de la Tunisie après la révolution et la hausse du niveau de vie conduisent à une forte demande d'électricité, qui devrait doubler dans les 20 prochaines années. Déjà au cours de l'été 2012, les capacités insuffisantes des centrales électriques ont entraîné des pannes d'électricité dans plusieurs régions de la Tunisie, incapables de satisfaire la demande de pointe causée par l'utilisation croissante de climatiseurs. Pendant les périodes de pointe, la STEG repose actuellement sur l'exploitation coûteuse des turbines à gaz à cycle ouvert³.

C'est là que l'énergie solaire photovoltaïque offre de grands avantages économiques nationaux. En effet la production d'électricité des systèmes photovoltaïques est en corrélation avec le peak de charge journalière pendant les mois d'été. L'énergie solaire photovoltaïque fournit donc une option économiquement viable pour combler l'écart croissant entre l'offre et la demande.

³ Dans une stratégie à court terme la STEG a envisagé 200 MW additionnel de turbines à gaz à cycle ouvert, prêt à fonctionner avant l'été 2013.

2 Description de la technologie

Les panneaux solaires photovoltaïques, parfois appelés photoélectriques, transforment la lumière en électricité. Grâce à des matériaux dits "semi-conducteurs", les panneaux photovoltaïques produisent de l'électricité lorsqu'ils sont éclairés par le soleil. Le courant produit est un courant continu qui pourrait être stocké dans les batteries pour le cas des sites isolés (non-connectés au réseau). Pour les sites raccordés il est transformé en courant alternatif par un onduleur, pour l'alimentation et pour une consommation directe ou la revente au réseau. Un module solaire photovoltaïque (ou panneau solaire photovoltaïque) est un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement. Sa puissance (en Wc, watt-crête) mesure sa capacité de production d'électricité. C'est une caractéristique technique qui ne dépend que du panneau en lui-même, et pas de l'endroit où il est posé.

Les technologies photovoltaïques sont différenciées en fonction de la première, deuxième et troisième génération. Techniques de la première génération sont basés sur le silicium cristallin, la deuxième génération inclut des technologies de couches minces tandis que la troisième génération décrit la concentration photovoltaïque (CPV), la photovoltaïque organique et d'autres nouvelles technologies. En général, ces technologies n'ont pas encore été commercialisées à large échelle.

Silicium cristallin (c-Si)

Aujourd'hui, les systèmes siliciums représentent la technologie PV la plus mature. Les technologies à base de silicium dominant presque 90 pour cent du marché international. Ces systèmes ont largement prouvé leur fiabilité et devraient rester la technologie PV dominante sur le marché; du moins sur le moyen-terme [8].

La plupart des modules est fabriquée à partir de cellules soit monocristallines, soit multi cristallines. Le type d'une cellule de silicium cristallin est défini par le procédé de production des wafers. Les wafers sont des fines tranches de silicium monocristallins ou poly cristallins et forment le matériau de départ dans la fabrication de cellules solaires⁴. En vertu des modules standards les cellules cristallines atteignent les rendements les plus élevés (12-19 pour cent). Cependant, les rendements des cellules cristallines diminuent avec des températures élevées. Cet effet doit être particulièrement considéré dans les régions chaudes comme la zone MENA (Moyen-Orient et Afrique du Nord) [8]. Normalement des modules ont une puissance nominale de l'ordre de 120 à 300 Wp, selon la taille et l'efficacité. Les tailles des modules typiques vont de 1,4 à 1,7 m².

Technologies à couches fines (TF)

Des modules à couche mince représentent environ 10 pour cent du marché mondial. Les cellules sont produites en déposant des couches extrêmement fines de matériau semi-

⁴ Plus d'informations sur le processus de production sont disponibles dans l'Analyse de la chaîne de valeur des technologies relatives à l'énergie solaire en Tunisie, GIZ, 2013 [8].

conducteur sur un matériau de support à faible coût [8]. Comme ça, des modules à couches minces se caractérisent par leur souplesse (par exemple, l'application du matériau absorbant sur les films en matière plastique ou en verre). Par rapport à des cellules solaires cristallines, les cellules à couches minces sont d'environ 100 fois plus minces. Les technologies TF peuvent être classées en cinq sous-catégories générales [8]:

- silicium amorphe (a-Si)
- couches fines de silicium à jonctions multiples (a-Si/ μ c-Si)
- Telluride de cadmium (CdTe),
- cuivre-indium-diséléniure (CIS) et cuivre-indium-gallium-diséléniure (CIGS)
- couches fines de silicium à jonctions multiples consistant en la combinaison d'une cellule a-Si et de couches additionnelles de silicium a-Si avec du silicium microcristallin (μ c-Si)

Des gammes de puissance typiques allant de 60 à 350 Wp, en fonction de la taille du substrat et d'efficacité. Il n'y a pas de consultation courante dans l'industrie de la taille optimale du module. Les tailles des modules CIGS et CdTe varient entre 0,6 et 1,0 m², lesquelles des modules couches minces à base de silicium entre 1,4 et 5.7 m². Cela est lié à l'efficacité des systèmes différents, actuellement, de 6 à 9% pour les a-Si et les a-Si/ μ c-Si, de 9 à 11% pour les CdTe, et de 10 à 12% pour les CIS et CIGS [8]. Car des rendements sont plus faibles par rapport aux systèmes cristallins, les modules TF ont besoin de plus de surface pour produire la même quantité d'électricité. Cependant, des coûts de productions moins chères peuvent compenser ce fait. Finalement l'efficacité des cellules à couches minces est moins encline à diminuer en raison de fortes températures ; ce qui est important spécialement dans la région MENA.

Alors que les modules CdTe ont une part de marché en croissance très rapide, les modules CIGS sont encore aux premiers stades de leur potentiel de prolifération. En général, on s'attend à ce que les technologies de couches minces joueront un segment de plus en plus important du marché dans l'avenir.

Concentration Photovoltaïque

La concentration photovoltaïque (CPV) est basée sur des lentilles ou des miroirs, qui concentrent la lumière solaire directe sur les cellules solaires. Les cellules se composent d'un matériau semi-conducteur très efficace qui habituellement utilise des composants à base de silicium ou d'un composé de la troisième et la cinquième groupe principal (généralement arséniure de gallium, GaAs). L'intensité de la concentration varie d'un facteur de 2 à 100 soleils (faible concentration) jusqu'à 1000 soleils (haute concentration). Une efficacité des modules commerciaux de l'ordre de 20 à 25 pour cent a été obtenue pour les cellules de silicium. Pour GaAs des rendements de 25 à 30 pour cent ont été atteints [9].

Installés sur les châssis à deux essieux, les modules CPV suivent le soleil. Dans le cas du PV à faible concentration, des systèmes de suivi mono axes et des lentilles moins complexes peuvent être utilisées.

Le tableau 1 résume les résultats précédents.

Tableau 1: Rendements des modules commercialement disponibles et l'utilisation de surface [8], [9]

	Couche mince					Silicium cristallin		CPV
	a-Si	CdTe	CI(G)S	a-/μc-Si	organique	Mono	Poly	III-V Multi-junction
Rendement du module	4-8%	9-11%	10-12%	7-9%	2-4%	13-19%	11-15%	~15 %
Surface nécessaire par kW	~15m ²	~10m ²	~10m ²	~12m ²		~7m ²	~8m ²	En fonction de la concentration

2.1 Les domaines d'application

Généralement ils existent quatre principaux domaines d'application pour l'utilisation du photovoltaïque:

- Off-grid domestic – système autonome domestique
- Off-grid non-domestic – système autonome non-domestique
- Grid-connected distributed – système raccordé au réseau de distribution
- Grid-connected centralized – système raccordé au réseau centralisé

Un système photovoltaïque autonome, c'est-à-dire non raccordé au réseau ("off-grid"), est destiné à un usage domestique ou non-domestique tel que les télécommunications ou les pompes à eau. Dans un système photovoltaïque autonome, il est intéressant de stocker l'énergie lorsque la production dépasse la consommation. Ainsi lors des pics de consommation, il n'y a pas de rupture d'alimentation.

Le coût d'un système photovoltaïque autonome est supérieur à celui d'un système raccordé au réseau, notamment en raison des batteries. Pour cette raison, les systèmes autonomes sont en général réservés aux sites isolés, c'est-à-dire ne disposant pas d'accès au réseau public d'électricité (haute montagne, site rural ...).

Par système photovoltaïque connecté au réseau, on entend un système couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un onduleur. Ce type de système offre beaucoup de facilité pour le producteur/consommateur puisque c'est le réseau qui est chargé de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Dans le cas de systèmes connectés au réseau, il est impératif de convertir le courant continu produit par le système photovoltaïque en un courant alternatif synchronisé avec le réseau. Pour effectuer cette conversion, on utilise un onduleur.

La capacité des modules photovoltaïques varie de quelques watts (typiquement de 20 à 60 Wc) jusqu'à à 300-350 Wc, en fonction de la taille du module et de la technologie [9]. La capacité requise est déterminée par domaine d'application et les consommateurs. Le tableau 2 fournit des lignes directrices.

Tableau 2: Méthode typique d'installation et performance des modules PV sur le segment de marché, selon [9]

Méthode de l'attache	Segment de marché			
	Résidentiel < 10 kWp	Commercial 10 kWp -100 kWp	Industrie 100 kWp -1 MWp	Utility > 1MWp
Monté au sol			x	x
Terrasse sur le toit	x	x	x	
Intégré dans la façade/toit	x	x		

En 2010, le marché mondial du PV est dominé par plus de 40 pour cent des systèmes résidentiels [10].

2.2 Intégration dans un système d'énergie plus large

La production électrique d'un module photovoltaïque est proportionnelle au rayonnement solaire, ce qui représentera une intermittence en termes de production d'électricité et c'est le défi principal pour l'intégration dans le système énergétique. Cet inconvénient peut être remédié par différentes solutions telles que le stockage de l'énergie, ou l'augmentation de la surface de ces installations aussi bien que la dispersion géographique entre plusieurs sites. Les petites et moyennes puissances PV sont généralement installées près des utilisateurs finaux car l'intégration dans l'infrastructure électrique est simplifiée. Mais c'est plus le cas pour les grandes puissances PV qui peuvent être installées loin du point de consommation. Cependant, ces sites nécessitent, en règle générale une infrastructure de réseau supplémentaire. Avec l'augmentation de la capacité PV installée, l'intégration nécessite une gestion de réseau sophistiquée.

Ainsi, les technologies PV nécessitent un nouveau contrôle et de nouvelles applications de communications pour contribuer activement à la gestion du réseau.

2.3 La relevance de la PV pour gérer la courbe de charge

Dispatch Centers (centres de gestion du réseau électrique) commandent des centrales électriques d'une manière que la production d'électricité corresponde toujours à la demande. Pour optimiser les coûts de production, les centrales à faibles coûts variables sont utilisées avant les centrales avec des coûts variables plus élevés. Ainsi, la couverture de la charge est plus chère, lorsque la charge est élevée. En Tunisie, la charge est plus élevée en période de pointe de midi et la couverture pendant ces heures est chère. Comme cette période correspond exactement avec les heures où la production photovoltaïque est la plus élevée, l'énergie photovoltaïque est considérée comme ayant un large impact sur l'abaissement des coûts variables de couverture de la pointe.

En outre, il est possible, que le photovoltaïque soit capable de remplacer une partie de la capacité conventionnelle future également. Des parcs de centrales électriques doivent toujours être dimensionné de manière à être capable de couvrir la demande de pointe (et donc d'avoir suffisamment de capacité de secours). En Tunisie, les chances sont élevées que la pointe de midi peut être réduite par la production photovoltaïque. Si c'est le cas, le parc de centrales électriques conventionnelles peut être dimensionné plus petit pour couvrir la

A vertical blue bar on the left side of the page contains white decorative elements, including a stylized archway, a gear, and various geometric patterns.

charge qui en résulte. Donc des opportunités importantes, se posent, en réduisant les coûts d'investissement d'un parc de centrales en expansion, comme l'augmentation de la charge peut partiellement être satisfaite par l'énergie photovoltaïque, plutôt que par le renforcement des capacités conventionnelles qui coutent cher.

3 Le marché international

Au début de 2013 la capacité mondiale installée en solaire photovoltaïque (PV) a dépassé les 100 GW [1]. La demande en 2012 était similaire qu'en 2011, de l'ordre de 30 GW. Le marché est en grande partie dominé par certains pays, à savoir l'Allemagne, l'Italie, la Chine et les Etats-Unis qui, ensemble, représentent 60 pour cent de la demande mondiale [2]. Dans une année, l'Allemagne seul a réussi à installer 7,6 GW [3].

Comme observé dans ces dernières années, 2012 a connu une forte baisse des prix du silicium, plaquettes, cellules et des modules. La comparaison des coûts d'investissement il y a un an avec les prix actuels, révèle des réductions de prix de systèmes totaux d'environ 50 pour cent [4]. Les subventions très élevées dans le passé, qui voient maintenant des ajustements à la baisse continues et parfois très volatiles, ont conduit à une saturation du marché, qui est en train de devenir de plus en plus défavorable. Contrairement à la demande, la capacité mondiale de production des cellules et des modules compte pour environ 55 GW, donc on s'attend à ce que cette offre excédentaire continuera dans le futur [2]. Ce type de développement a provoqué la faillite de nombreuses usines, et les survivants du marché espèrent combler les lacunes laissées et à développer de nouveaux marchés qui sont en train de s'ouvrir. Cela pourrait impliquer une opportunité stratégique unique pour les pays d'Afrique du Nord, offrant de bonnes conditions d'ensoleillement et une forte volonté de diversifier leur mix énergétique.

Avec 28 pour cent de la baisse des coûts moyens actualisés de l'électricité (LCOEs) pour le PV cristallin par rapport à 2012, les projets photovoltaïques deviennent de plus en plus réalisable dans ces parties du monde⁵. Cependant, bien que les prix moyens sont environ 0,80 \$/W pour les modules de silicium multi cristallin et 0,89 \$/W pour les modules en silicium monocristallin, le marché affiche toujours un large éventail de prix des modules. Pendant que certains grossistes sont en mesure d'accéder à \$ 0,70 achats / W, quelques vendeurs vendent de petits volumes de plus de 1 \$/W pour les marchés locaux [2]. Dans l'ensemble, la tendance à la baisse des prix pour les systèmes PV se poursuivra à l'avenir [8].

⁵ Bloomberg New Energy Finance prévoit que les LCOEs soient d'environ \$ 90/MWh dans leur scénario « bas » pour la Chine et de l'ordre \$ 135/MWh dans leur scénario « central » pour l'Europe ouest pour le premier trimestre de 2013. Pour l'Afrique du Nord des LCOEs, similaires à celles de la Chine, semblent plausibles à long terme.

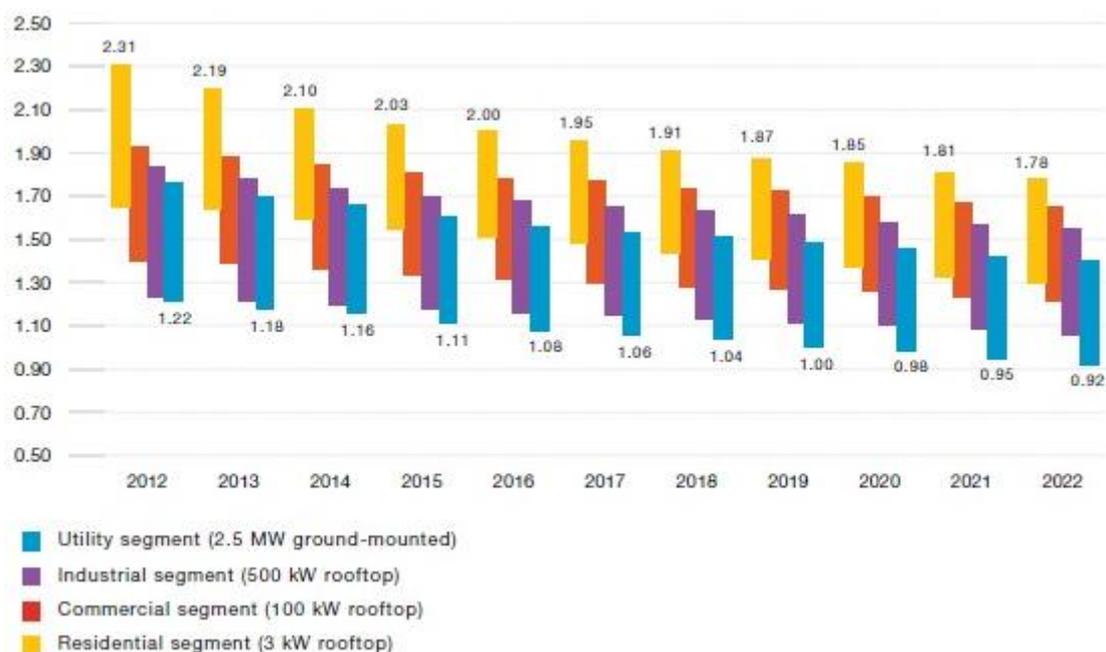


Figure 1: Evolution des prix [€/Wp] pour les systèmes PV, [13]

Avec des coûts de production PV de plus en plus avantageux par rapport aux prix de l'électricité conventionnelle, à l'avenir, la majorité de production sera utilisée directement sur place plutôt que d'être injectée dans le réseau. Cette évolution importante du marché représente un certain nombre de changements fondamentaux dans l'état actuel et futur du marché. McKinsey a identifié cinq segments d'applications qui pourraient être particulièrement attractif au cours des 20 prochaines années⁶: Own Consumption, Peak Capacity, Isolated Grids, Off-Grid, Large-Scale Power plants [11].

⁶ À l'exclusion des segments de la demande qui sont liés à des subventionnées telle que par exemple les tarifs de rachat qui, jusqu'à présent, ont mobilisé la majorité de la capacité installée.

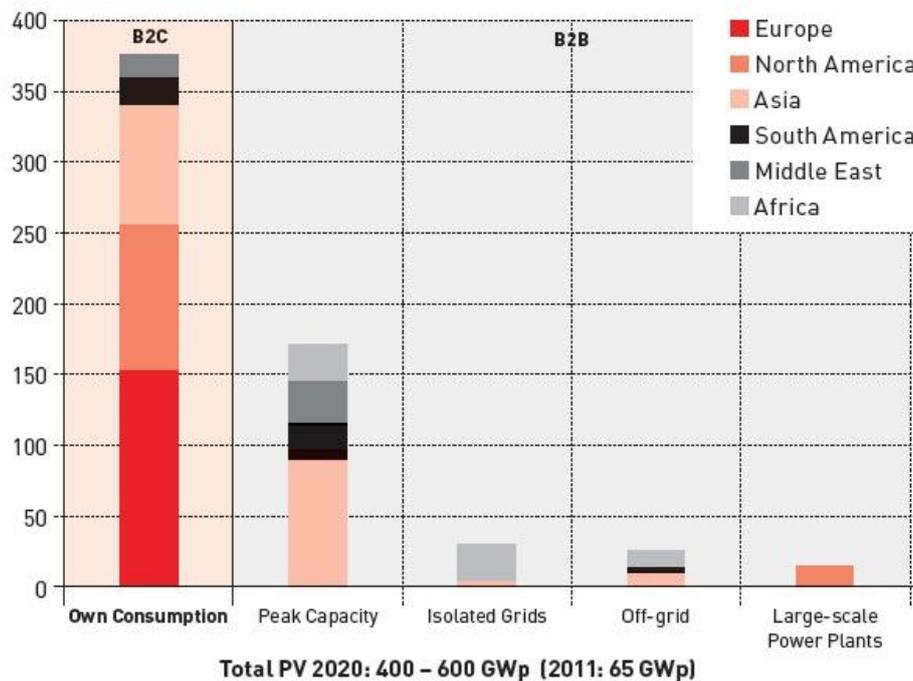


Figure 2: Cumulé des capacités supplémentaires [GWp] dans le monde entier 2012-2020, [12]

Globalement, le segment autoconsommation devrait représenter plus de 50 pour cent du total des installations photovoltaïques sur le marché d'ici 2020 - dont la moitié seront installés en Europe. Ce marché est surtout concentré dans le segment des toits commerciaux, une continuation du trend actuel: les pays ayant les plus hautes pénétrations photovoltaïques, l'Allemagne et l'Italie, montrent un grand déploiement des systèmes sur les toits commerciaux (10 kWp–1 MWp) avec une partie de marché de plus de 60 pour cent [13].

Dans cet environnement de marché B2C (Business-to-Customer), PV est en concurrence avec les prix de l'électricité du consommateur final plutôt que des prix d'achat d'électricité des services publics. Par conséquent, la pression sur les prix dans le segment B2C n'est pas nécessairement aussi élevée comme c'est le cas avec les groupes cibles B2B (Business-to-Business) - avec le marketing, la marque, la qualité et la proximité de la clientèle peuvent être plus importants que le prix [12].

4 Le marché photovoltaïque en Tunisie

Le potentiel exploitable du photovoltaïque en Tunisie est évalué à 340-844 GW [16]. Le rayonnement horizontal global (GHI) moyen est de l'ordre de 1850 kWh/m²a, ce qui résulte dans une production moyenne de 1650 kWh/kWc par an (égale à 1650 heures à pleine puissance) [17]. Comme la ressource solaire est très favorable pour le déploiement d'énergie photovoltaïque, l'état tunisien a initié des premiers instruments du soutien qui peuvent déjà montrer quelques résultats. Néanmoins, le marché de l'énergie solaire en Tunisie est encore peu développé et s'est focalisé seulement sur les systèmes résidentiels à petit-échelle dans le passé. Les centrales photovoltaïques de moyenne (jusqu'à 1 MWc) et grandes (plus que 1 MWc) taille n'ont pas encore été installées en Tunisie. En plus il existe un manque de stabilité et de transparence du marché PV.

A base des premières expériences, le gouvernement est en train d'élaborer une nouvelle stratégie beaucoup plus ambitieuse (notamment dans la forme d'un plan solaire tunisien actualisé, PST) dans le but d'augmenter le taux des installations. Cette stratégie à long terme met particulièrement l'accent sur la diversification des sources d'énergie, y compris une augmentation de la part des énergies renouvelables dans la production nationale d'électricité à 30% jusqu'à 2030. Cette cible représente un tiers des systèmes photovoltaïques, ce qui correspond à 1.510 MW de capacité installée en 2030. Le PST prévoit des investissements de 6 milliards d'euros pour le déploiement des énergies renouvelables (2,3 milliards d'euros pour les projets photovoltaïques) qui doivent être mobilisés par un mélange d'investisseurs publics et privés, et également des moyens de la coopération internationale.

4.1 Instruments du soutien actuels

4.1.1 Le programme PROSOL-Elec

En 2010, l'Etat tunisien a mis en place le programme PROSOL-Elec afin de soutenir le développement du solaire PV raccordé au réseau BT dans le secteur résidentiel. Le mécanisme représente un financement innovant basé sur une combinaison de subvention d'investissement et de crédit ; plus concrètement avec les incitations suivantes⁷:

- Une subvention du Fonds National de la Maîtrise de l'Energie (FNME) représentant 30% du coût de l'investissement de l'installation photovoltaïque et plafonnée à 1800 DT/kWc pour une installation de 1 kWc et 1450 DT/kWc pour des installations avec une capacité supérieure (maximal 15000 DT);
- Un crédit bonifié à taux de TMM+1,2 (soit environ 5%) d'une durée de 7 ans, pouvant atteindre 2000-3500 DT pour une installation de 1 kWc et 2000-6500 DT pour une installation de 2 kWc, remboursable par la facture STEG. Ce crédit est accordé dans le cadre d'une ligne de crédit mise à disposition à la STEG par une banque privée choisie par voie de concurrence (Attijari Bank). La STEG assure de son côté le recouvrement des créances au profit de la banque ainsi que la garantie des paiements

⁷Cité de [15], avec des données actualisées

en déconnectant le client en cas de défaut de paiement. Il n'existe pas un crédit bonifié pour des installations supérieures de 2 kWc.

Les factures sont émises par la STEG sur la base du principe de «net metering», c'est-à-dire:

- Si la quantité d'énergie par mois fournie (STEG) est supérieure à l'énergie délivrée (par le producteur), la différence est payée par le client sur la base du tarif STEG.
- Si la quantité d'énergie fournie est supérieure à l'énergie délivrée, la différence sera reportée sur la facture du producteur pour le prochain cycle de facturation.

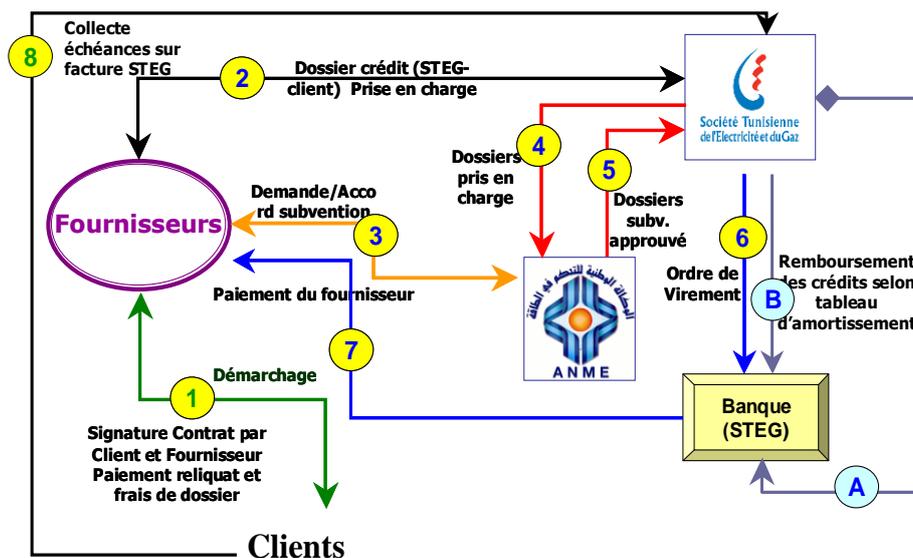


Figure 3: Schéma d'implantation du projet PROSOL-Elec [14]

4.1.2 Le schéma autoproduction

Le schéma autoproduction est dédié aux clients du tertiaire ou de l'industriel qui sont autorisés de développer des projets des énergies renouvelables avec les conditions suivantes [14]:

- Si connecté à la Basse Tension:
 - La puissance photovoltaïque à installer est calculée selon les besoins de l'auto-producteur sans dépasser sa puissance souscrite en basse tension.
- Si connecté à la Moyenne ou Haute Tension:
 - La quantité exportée sur le réseau MT ou HT ne doit pas excéder 30 pour cent de l'électricité produite par l'installation sur une base annuelle.

Selon le décret officiel n° 2009-2773 le « Prix d'achat des excédents d'électricité produite à partir des énergies renouvelables en vertu du décret fixant les conditions de transport de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents :

1. Projets raccordés au réseau en haute et moyenne tension :
 - Prix = prix de l'énergie du tarif général d'électricité en haute tension à quatre postes horaires.
2. Projets raccordés au réseau en basse tension:

- La Société tunisienne d'électricité et du gaz facture la différence entre la l'énergie électrique fournie et celle reçue et ce, par application du tarif général d'électricité en basse tension. Si le solde est négatif, l'excédent est reporté sur la facturation suivante. »

En classifiant le projet comme « bâtiment solaire » des installations dans le schéma autoproduction sont éligible à recevoir des subventions de 20 pour cent sur les couts d'investissements avec un plafond de 30000 DT.

En plus les opérateurs ont le droit d'utiliser le réseau électrique national pour transporter l'électricité produite jusqu'aux points de leur consommation, moyennant le paiement d'un droit de transport, fixé actuellement à 0,005 DT/kWh [17].

4.2 Développement jusqu'à présent - Capacité et type des installations en place

4.2.1 Installations rurales

Dans le passé, le développement du marché du solaire photovoltaïque en Tunisie a mis plutôt un focus sur l'électrification de la population rurale non raccordable au réseau de la STEG pour des raisons économiques (prix de raccordement au réseau national élevé) [14].

L'ANME qui était responsable de cette action, a distribué des kits PV avec des puissances d'environ 100 Watt par foyer, 300 à 400 Watt par école rurale et 2 à 3 kW par station de pompage d'eau. Actuellement environ 13 000 ménages ruraux sont équipés de kits de 100 Watts, utilisés pour l'éclairage et l'audiovisuel. Au total environ 1,4 MWc avec un taux d'évolution moyen sur la période 2000-2010 de 7% ont été installés [14]. En 2012 seulement 70 kWc ont été réalisés. Cela reflète le fait qu'il ne reste pas trop du potentiel pour le développement de ce marché car 99,6% de la population tunisienne est déjà connectée au réseau de la STEG.

4.2.2 Installations à travers du schéma auto-production

Comme le segment « own consumption » (autoconsommation) joue un rôle très important sur le marché international (cf. figure 2), actuellement le cadre réglementaire tunisien pour des installations photovoltaïques de taille moyenne, notamment le cadre d'auto-production, ne donne pas assez des incitations pour le développement des projets de point de vue économique. En plus, le temps investi et la procédure administrative posent une barrière très lourde pour développer des projets, particulièrement dans les segments qui n'ont pas vu beaucoup de déploiement du PV jusqu'à présent. Pour les projets dans le cadre autoproduction la STEG et l'ANME n'ont pas la même conception ce qui rend le processus compliqué.

En conséquence, jusqu'à ce jour, seulement un projet est en train d'être réalisé dans ce cadre.

4.2.3 Installations à travers du programme PROSOL-Elec

Dédié à des clients résidentiels, qui se trouvent également dans le segment du marché autoconsommation, la mise en place du programme PROSOL-Elec en 2010 a mobilisé des investissements pour développer environ de 3,6 MWc photovoltaïque jusqu'à avril 2013.

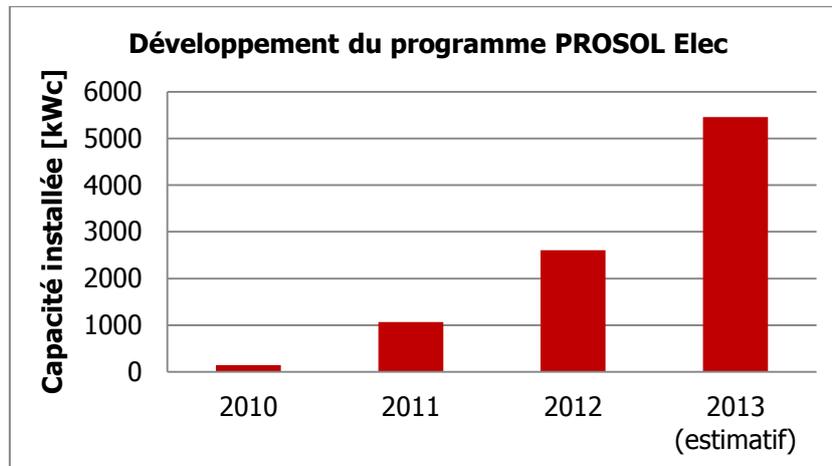


Figure 4: Développement de la capacité réalisé à travers de PROSOL Elec, [7] ; [17]

L'ancien Plan Solaire Tunisien prévoit des installations de 15 MWc d'ici 2016 à travers le programme PROSOL-Elec, un cible qui sera réalisable avec un taux de déploiement de 3 MWc par an (actuel l'estimation pour 2013: environ 2,9 MWc capacité ajoutée).

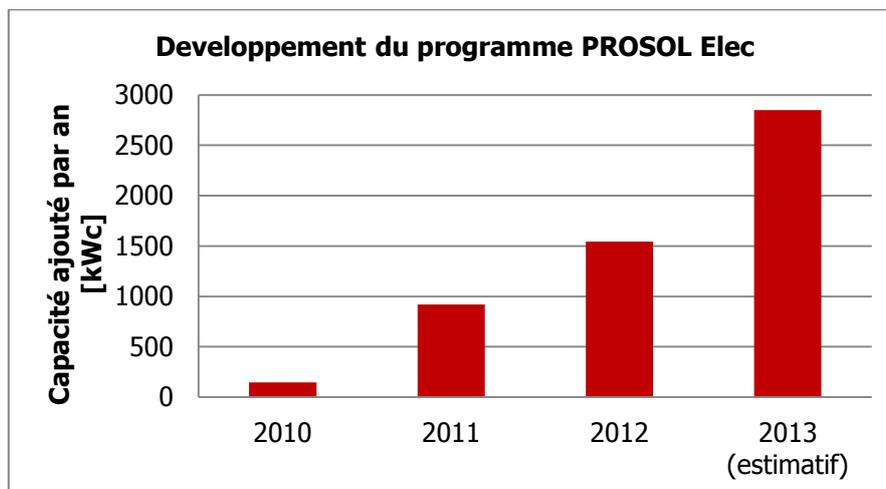


Figure 5: Développement de la capacité ajoutée par an à travers de PROSOL-Elec, [7] ; [17]

La plupart des installations sont les systèmes de la taille de 1-2 kWc, qui ensemble représentent 90 pourcent des systèmes installés.

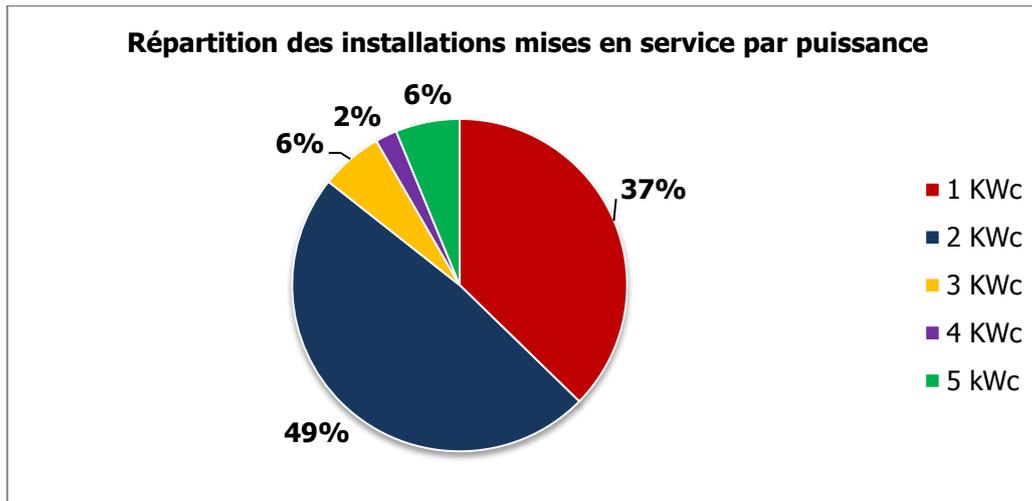


Figure 6: Répartition des installations mises en service par puissance, [17]

En ce qui concerne la capacité totale installée, l'énergie photovoltaïque a produit environ 1500 MWh jusqu'à août 2012, dont 58 pour cent ont été consommés directement sur site.

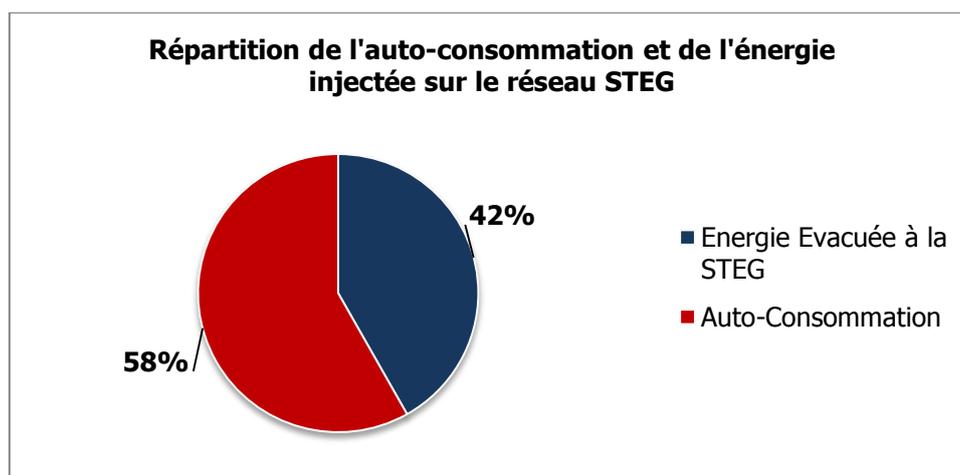


Figure 7: Répartition de l'auto-consommation et de l'énergie injectée sur le réseau STEG, [17]

4.3 La côté de l'offre du marché photovoltaïque

4.3.1 Entreprises actives dans le secteur

Fin 2012, il y avait 117 fournisseurs enregistrés dans le domaine photovoltaïque [18]. Cependant, selon des informations de l'ANME, seulement 41 ont réalisé des installations en 2012 [7]. Ça pourrait être expliqué par le fait que quelques entreprises se focalisent plutôt sur l'installation des systèmes solaire thermique pour le chauffage de l'eau et que le photovoltaïque jusqu'à présent ne joue pas un grand rôle dans leur portefeuille. En plus le marché est encore petit et les dernières années ont montré quelques instabilités au niveau national et international.

La plupart des installateurs se situent à Tunis et les deux grandes villes côtières Sfax et Sousse.

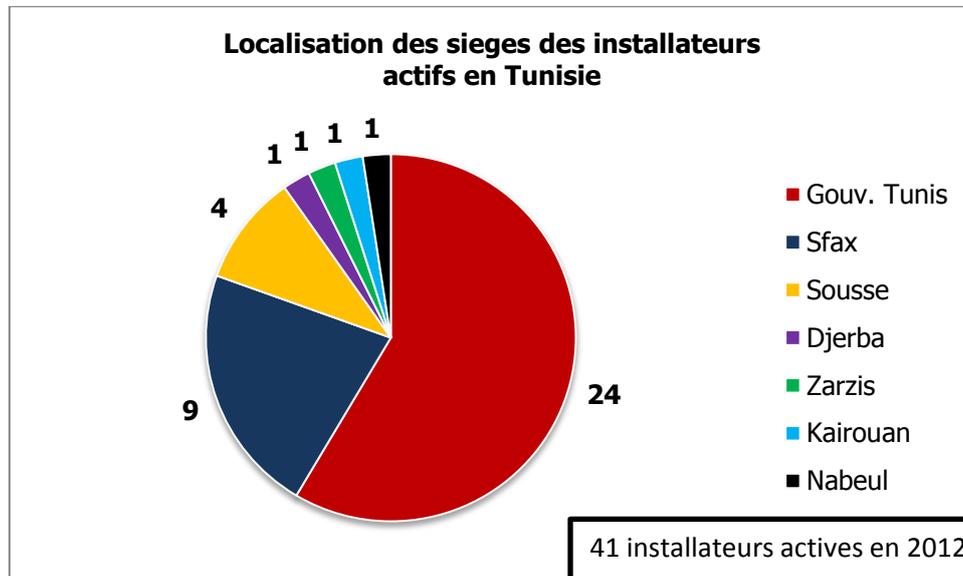


Figure 8: Répartition du siège des entreprises actives en Tunisie [7]

Cette répartition est reflétée par la distribution régionale de la réalisation des installations. Lorsqu'on considère l'engagement des entreprises on constate que la plupart des installations également se trouve dans la région Tunis et des régions côtières. Environ 50 pourcent des systèmes ont été installé à Tunis, bien que la capitale offre un rayonnement solaire plus faible par rapport à d'autres régions. En conséquence il reste beaucoup de potentiel inexploité dans les régions intérieures de la Tunisie. Concernant la région Sud-Ouest avec les villes Kasserine, Sidi Bouzid, Gafsa et Tozeur, on n'y trouve aucune installation sur place.

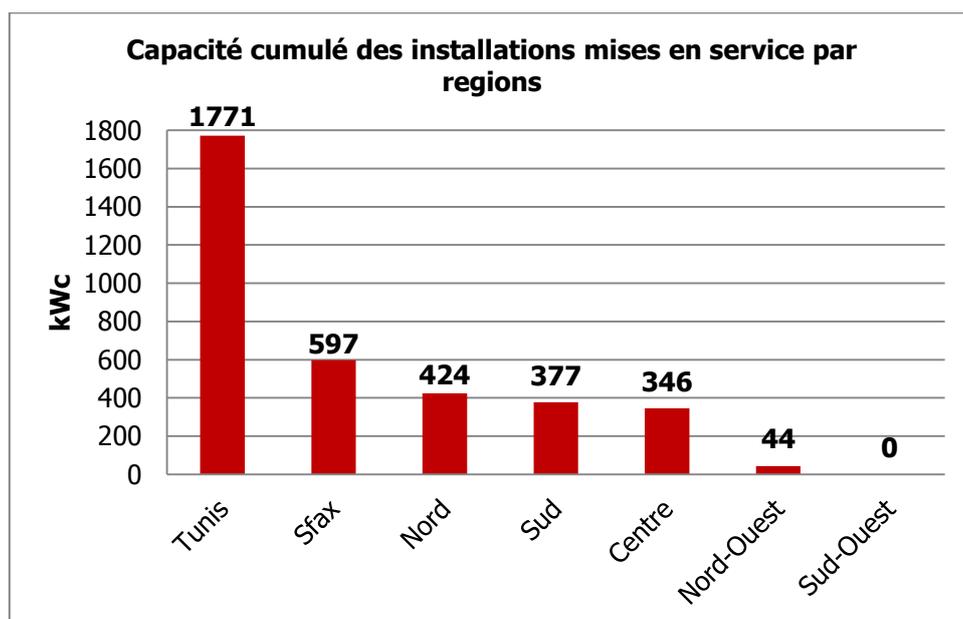


Figure 9: Capacité cumulée des installations mises en service par régions [17]

4.3.2 Les coûts d'investissements

Les prix internationaux pour les systèmes photovoltaïques résidentiels ont vu une chute de 40 pourcent pour la période 2010 – début 2013. Dans la même période les prix d'investissement ont baissés de 27 pourcent en Tunisie. Bien que ça implique une rentabilité des projets plus élevée et conséquemment reflète un développement souhaitable pour l'augmentation du taux du déploiement du PV en Tunisie, le niveau est encore 25 pourcent plus élevé par rapport au niveau international. Comparé aux coûts moyens d'une installation en Allemagne, les prix restent 40 pourcent plus chères. Actuellement les coûts d'investissements sont de l'ordre 2,82 €/Wc (5,89 DT/Wc) en Tunisie, 2,12 €/Wc à l'échelle internationale et de 1,68 €/Wc en Allemagne. Pour les prix moyens au niveau international, Bloomberg New Energy Finance prévoit des prix de l'ordre de 1,45 €/Wc en 2020 – une réduction encore de 30 pourcent [1].

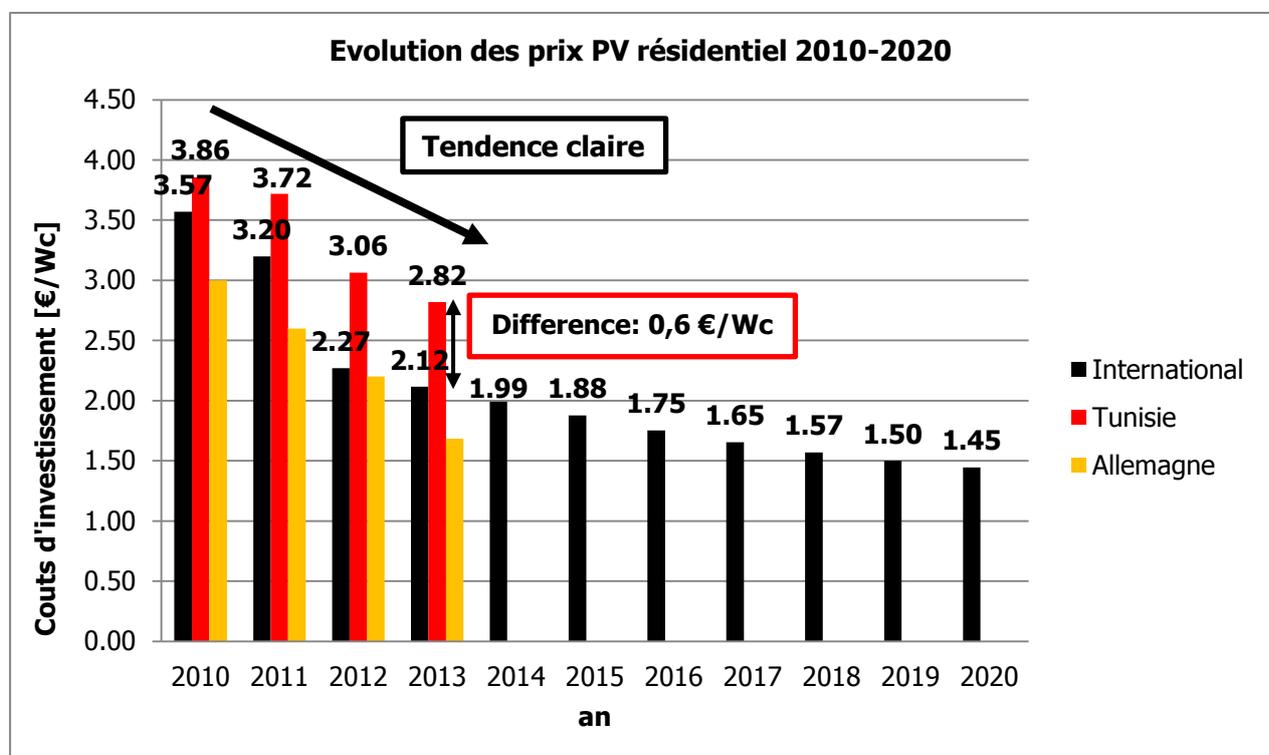


Figure 10: Evolution des prix PV résidentiel 2010-2020⁸, [1]; [7]; [19]

Les coûts moyens en Tunisie au début de l'année 2013 sont de l'ordre de 5892 DT/kWc. En effet l'année 2012 a connu une grande différence entre des coûts d'investissement par kWc, offerts par les fournisseurs. L'offre du fournisseur le moins cher était de 4072 DT/kWc, et le plus cher était de 9000 DT/kWc – plus que le double. Il y avait seulement 4 sur 41 fournisseurs avec des offres proche du niveau international. La majorité des entreprises (environ 50 pourcent) ont installé des systèmes pour un prix de 5000-7000 DT/kWc. La distribution montre qu'il existe une grande différence entre les prix offerts sur le marché ; un indicateur d'absence de compétition et de la transparence pour les clients.

⁸ 1 € = 2,09 DT ; 1 € = 1,3 \$

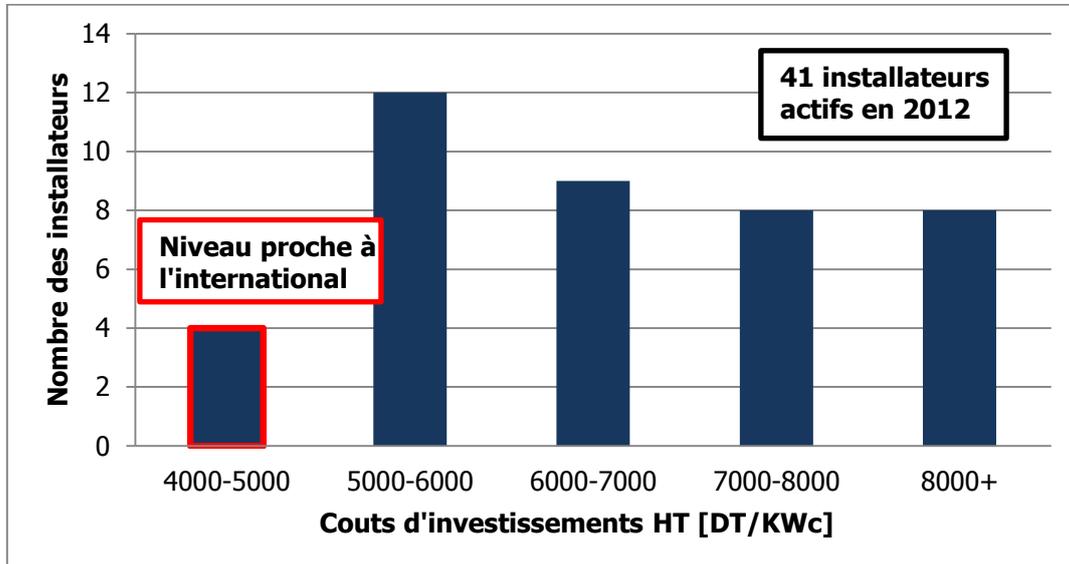


Figure 11: Gamme de prix offerte par les installateurs actifs en Tunisie en 2012 [7]

En termes de capacité, 35 pourcent des installations en 2012 (environ 800 kWc) était ajouté pour des coûts d'environ 5000-6000 DT/kWc. Seulement 61 kWc ont été réalisé avec des coûts équivalents au marché international. Plus de 1 Mwc a été installé pour des coûts d'investissements de plus de 7000 DT/kWc.

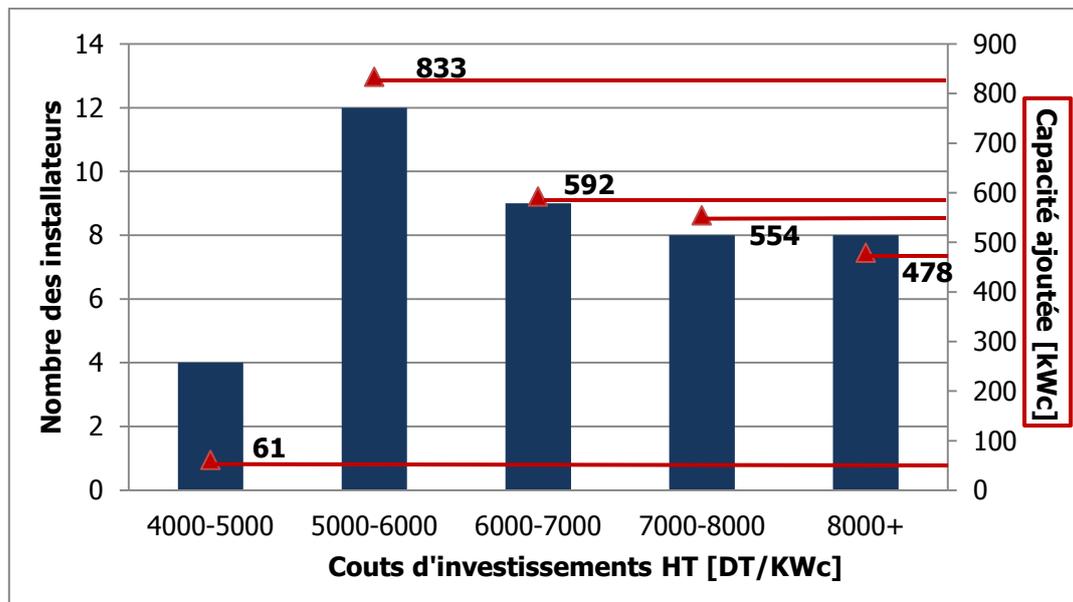


Figure 12: Capacité ajoutée par segment du prix offert par les installateurs [7]

Avec le lancement de la production des modules photovoltaïques en Tunisie (actuellement 3 entreprises actives), pour le nouvel an, le gouvernement tunisien a terminé les réglementations favorables, notamment l'exonération de la TVA et la réduction des frais de douanes,

pour les modules photovoltaïques importés. Il reste encore à évaluer si ce changement aura un impact sur les prix à moyen terme.

4.3.3 La rentabilité pour les investisseurs résidentiels

Afin de développer un marché résidentiel à long-terme il faut évaluer la rentabilité pour les investisseurs, notamment celle des ménages qui pourraient être intéressés à s'investir dans un système photovoltaïque. Ce chapitre va essayer de donner une idée sur la performance économique des systèmes installés dans le cadre PROSOL Elec en Tunisie. La performance dépend du montant des coûts d'investissement, la qualité de la ressource solaire, les coûts de financement et le prix d'achat lorsque le système injecte dans le réseau.

Comme le programme PROSOL Elec principalement représente un cadre de „net-metering” (facturation nette), le prix de référence pour l'évaluation des coûts de production d'électricité photovoltaïque est le prix de l'électricité pour le client/consommateur final. Lorsque les coûts de production de l'électricité sont équivalents ou inférieurs aux prix effectifs d'achat de l'électricité selon la consommation, le système photovoltaïque atteint la « grid parity » (parité réseau). Atteindre la parité réseau est considéré comme un point auquel un système photovoltaïque est considéré intéressant pour un autoproducteur.

Afin d'avoir une idée sur les coûts de production des systèmes installés dans le cadre PROSOL Elec, la ressource solaire est assumé à être constant à fournir 1752 heures à plein puissance par an (facteur de capacité = 20 %). Les coûts de financement suivent également les conditions du programme pour un système de 1 kWc et un crédit de 2000 DT, avec un taux d'intérêt de 5 pourcent d'une durée de 7 ans, est pris en compte. Le rendement des capitaux propres est assumé à être 8 pourcent. Comme les coûts d'investissement diffèrent fortement en Tunisie, le calcul est fait en considérant trois coûts différents à savoir 4000, 6000 et 8000 DT/kWc (cf. figure 13).

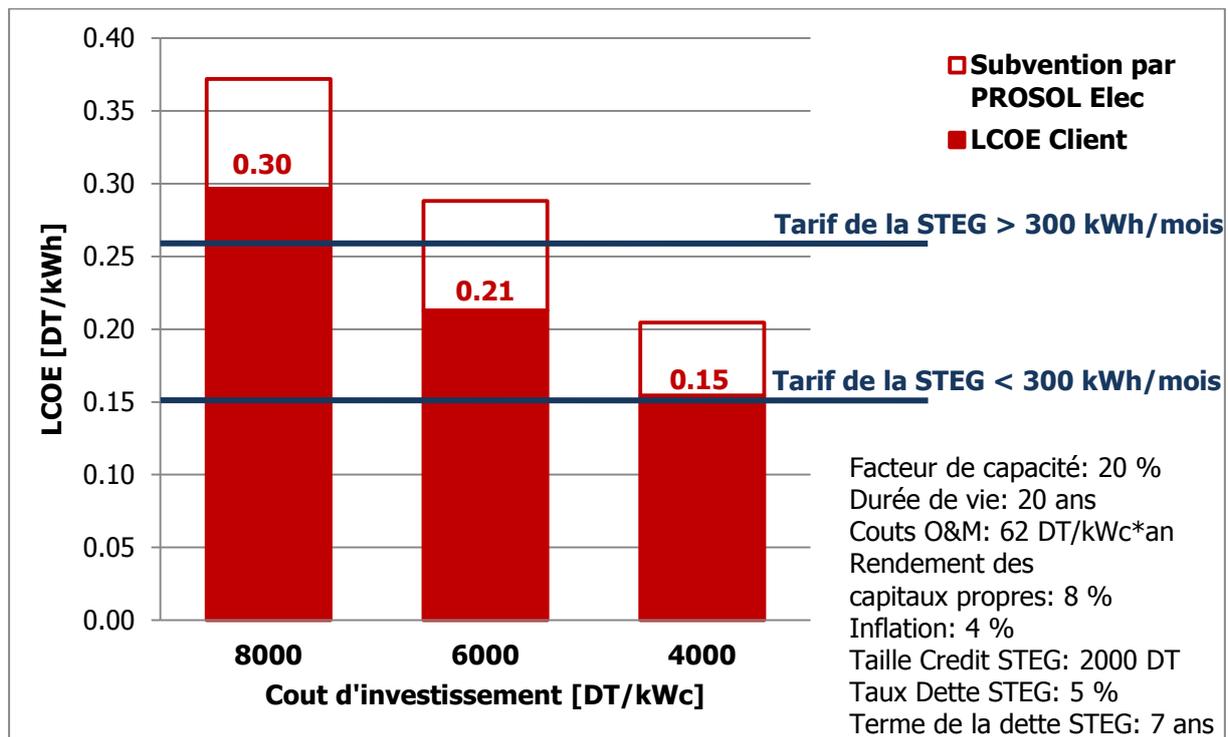


Figure 13: LCOE des systèmes photovoltaïques installés dans le cadre PROSOL Elec

Après avoir reçu les subventions, les LCOEs varient entre 0,15 DT/kWh avec les coûts d'installation de 4000 DT/kWc et 0,30 DT/kWh avec les coûts d'installation de 8000 DT/kWc. La subvention diminue les LCOE par 0,08 DT/kWh en recevant une subvention de 1800 DT et par 0,05 DT/kWh en recevant une subvention de 1200 DT, ce qui est le cas pour un système qui coûte 4000 DT/kWc.

Il est à noter que seulement un système avec des coûts d'investissement moins chers que 4000 DT/kWc est capable d'atteindre la parité réseau en considérant un tarif de 0,15 DT/kWh, ce qui correspond à des ménages avec une consommation de moins de 3600 kWh/an. Les clients qui consomment plus de 3600 kWh/an sont obligés à couvrir une partie ou même tout leurs besoins avec un tarif de 0,26 DT/kWh qui rendent aussi les systèmes avec des coûts d'investissements de 6000 DT/kWc intéressants. On peut assumer que cela concerne seulement une minorité des clients. Un système avec des coûts d'investissement de 8000 DT/kWc n'atteint pas la parité réseau pour n'importe quel schéma de tarification.

L'autre question qui se pose pour l'investisseur résidentiel est le temps de retour. Afin de l'évaluer, il faut encore déterminer quelques hypothèses pour le futur. Basé sur le développement des 10 dernières années une augmentation du prix d'électricité de 8 pourcent par an et une inflation de 4 pourcent par an sont assumés. Pour la performance du module photovoltaïque un taux de dégradation de 0,5 pourcent par an et une durée de vie de 20 ans sont considérés. Le temps de retour est calculé pour un prix d'électricité de base de 0,151 DT/kWh et 0,258 DT/kWh.

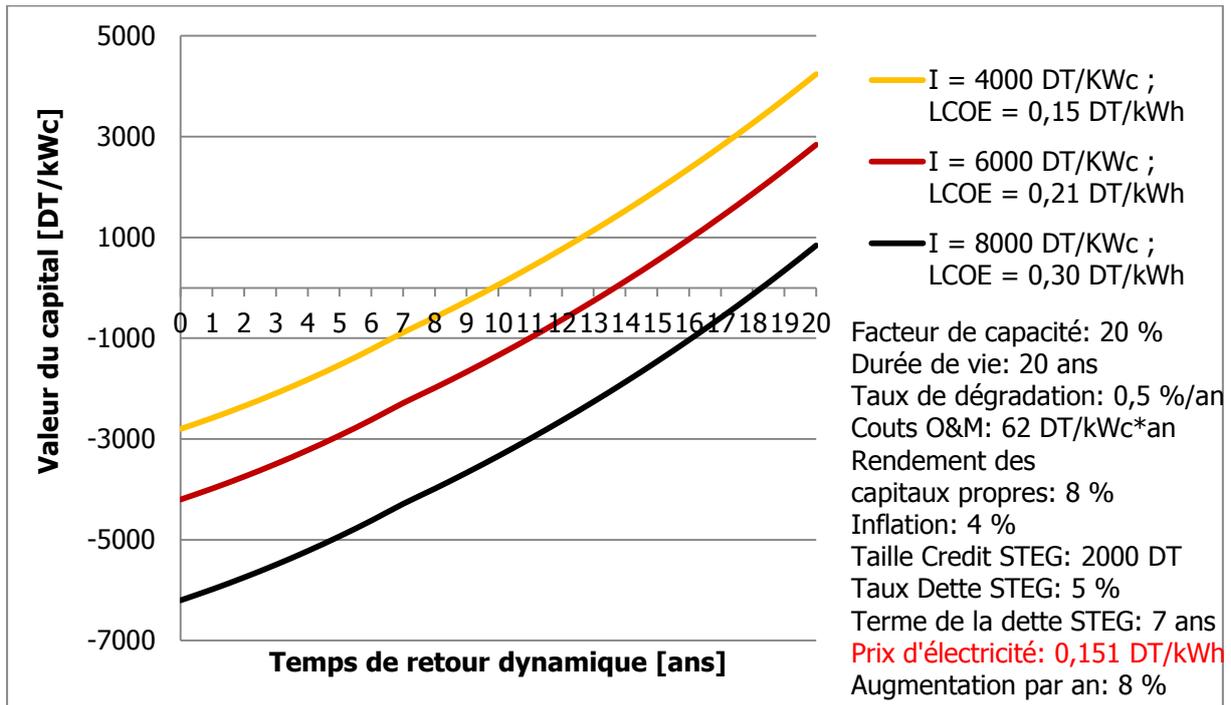


Figure 14: Temps de retour des systèmes photovoltaïques installés dans le cadre PROSOL Elec (Prix d'électricité de base = 0,151 DT/kWh)

De façon similaire, et comme déjà observé par l'évaluation de la parité de réseau, seulement les coûts d'investissement de 4000 DT/kWc résultent dans un temps de retour attractif de l'ordre de 10 ans pour le tarif de base de 0,151 DT/kWh. Un système avec des coûts d'investissements de 8000 DT/kWc a besoin de plus de 18 ans pour qu'il soit amorti économiquement.

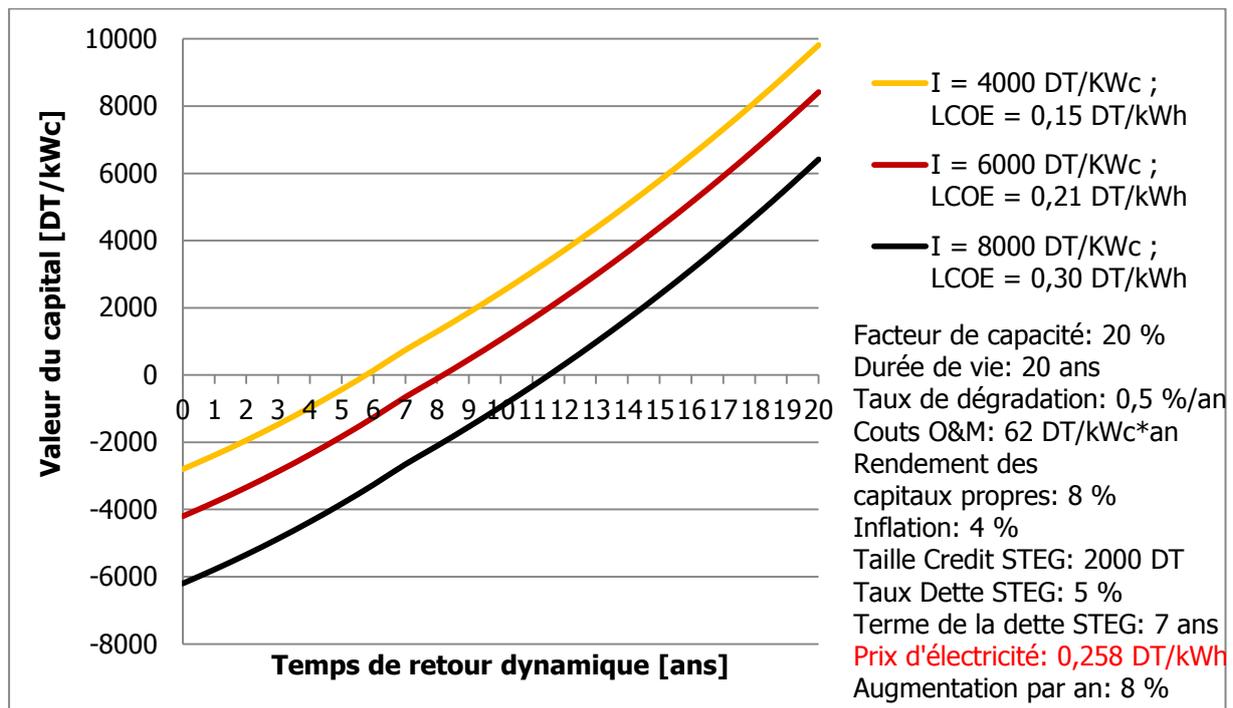


Figure 15: Temps de retour des systèmes photovoltaïques installés dans le cadre PROSOL Elec (Prix d'électricité de base = 0,258 DT/kWh)

Pour un tarif de base de 0,258 DT/kWh le photovoltaïque entre dans un segment très profitable avec un temps de retour de moins de 6 ans pour des coûts d'installation de 4000 DT/kWc. Pour des coûts de 6000 DT/kWc, un temps de retour environ de 8 ans est réalisable.

4.4 Le plan solaire tunisien (PST)

Le Plan Solaire Tunisien (PST) est une stratégie à long-terme qui suit le but de diversifier le mix énergétique, qui est actuellement basé sur 95 pourcent de gaz naturel. Cette stratégie prévoit la réduction de la part du gaz naturel à seulement 50% en 2030 grâce à un déploiement massif des énergies renouvelables et l'entrée dans la production d'électricité à base de charbon. Le PST envisage une contribution des énergies renouvelables de 30 pourcent de la production électrique à l'horizon 2030, dont 15% pour l'éolien, 10% pour le solaire photovoltaïque (PV) et 5% pour le solaire à concentration (CSP).

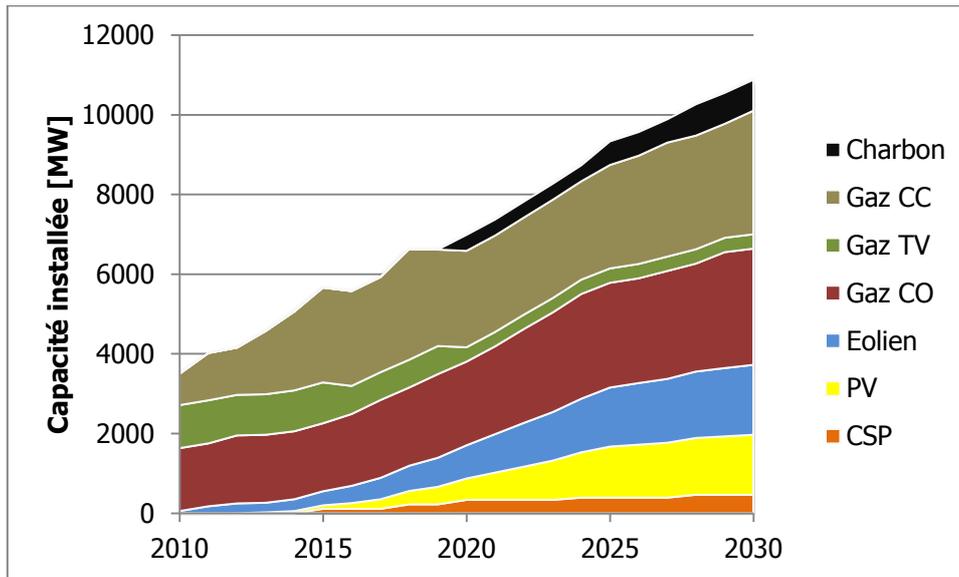


Figure 16: Evolution de la capacité installée comme prévoit dans le PST, [20]

Un tiers de la production renouvelable (2887 GWh) est mis à disposition par le photovoltaïque, ce qui correspond à 1.510 MW de la capacité installée en 2030. Pour l'année 2020, la capacité photovoltaïque atteint 540 MWc et produits 1030 GWh selon le PST. Dans les calculs, le facteur de capacité est estimé à être constant à 22 pourcent pour toutes les installations.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
Capacité PV ajoutée [MW]	20	30	40	50	100	100	100	100		
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacité PV ajoutée [MW]	150	150	150	150	140	50	50	50	40	40

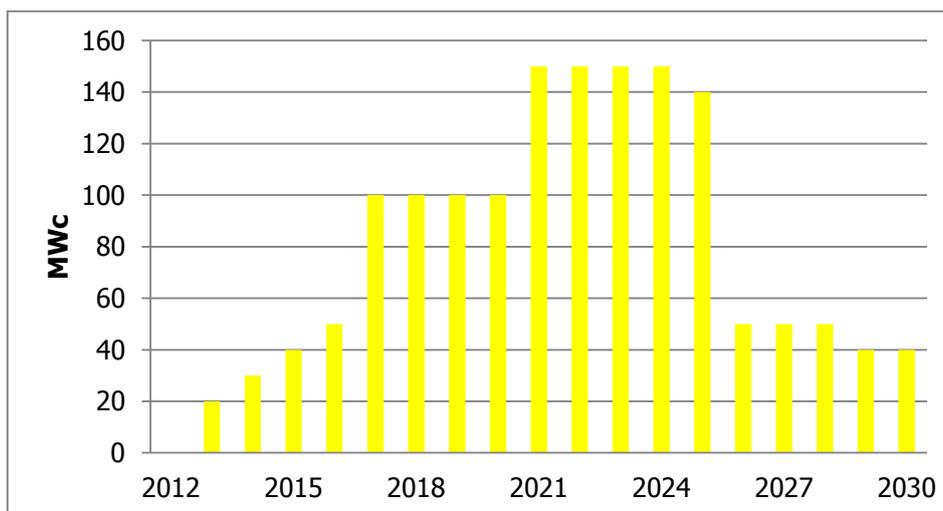


Figure 17: Evolution de la capacité photovoltaïque installée comme prévoit dans le PST, [20]

Le PST prévoit des investissements de 6 milliards d'euros pour le déploiement des énergies renouvelables (2,3 milliards d'euros pour les projets photovoltaïques) qui doivent être mobili-

sés par un mélange d'investisseurs publics et privés, et également des moyens de la coopération internationale. Le calcul du PST assume le cout d'investissement pour des systèmes photovoltaïques en moyenne à 1520 €₂₀₁₀/kWc pour toute la période avec un développement des prix comme suivant.

Tableau 3: Développement des couts d'investissement dans le PST [20]

	2010	2020	2030
Cout d'investissement [€₂₀₁₀/kWc]	2050	1380	1000

En total la capacité du parc électrique en Tunisie est estimé à augmenter à 10881 MW en 2030, dont 7156 MW des capacités fossiles. Pour le calcul du besoin de capacité conventionnelle additionnelle jusqu'à 2030, le PST assume les énergies renouvelables à être capable de remplacer une partie de la capacité conventionnelle à travers une capacité renouvelable qui peut être considéré comme garantie (voir chapitre 2.3). Pour le photovoltaïque, un crédit de capacité de 13 pourcent est assumé.

5 Les marchés prometteurs

Dans la littérature, on classe les marchés photovoltaïques par type d'application et par type de la structure de la demande du client. En suivant la classification dans chapitre 2, l'étude va examiner le potentiel économique de quatre marchés prometteurs en Tunisie:

- Résidentiel ; Basse Tension ; 1 kWc – 10 kWc
- Commercial ; Basse Tension ; 10 kWc – 300 kWc
- Industriel ; Moyenne Tension ; 100 kWc – 1 MWc
- Les centrales photovoltaïques (STEG/IPP) ; Haute Tension ; 1 MWc – plus de 10 MWc

Comme méthodologie, l'étude va suivre une approche adapté aux besoins, qui permet d'évaluer le potentiel économique en supposant la couverture totale des besoins d'un marché défini par des installations photovoltaïques une fois la parité de réseau est atteint [23]. Cette méthodologie est surtout applicable pour le cadre du net-metering. Après, chapitre 5.6 va mettre l'accent sur le volume des marchés définis dans le cadre du Plan Solaire Tunisien pour permettre une comparaison avec les objectifs du gouvernement tunisien.

En 2013 la consommation d'électricité en Tunisie est estimée à 16378 GWh avec une répartition entre les secteurs économiques comme montré dans la figure suivante.

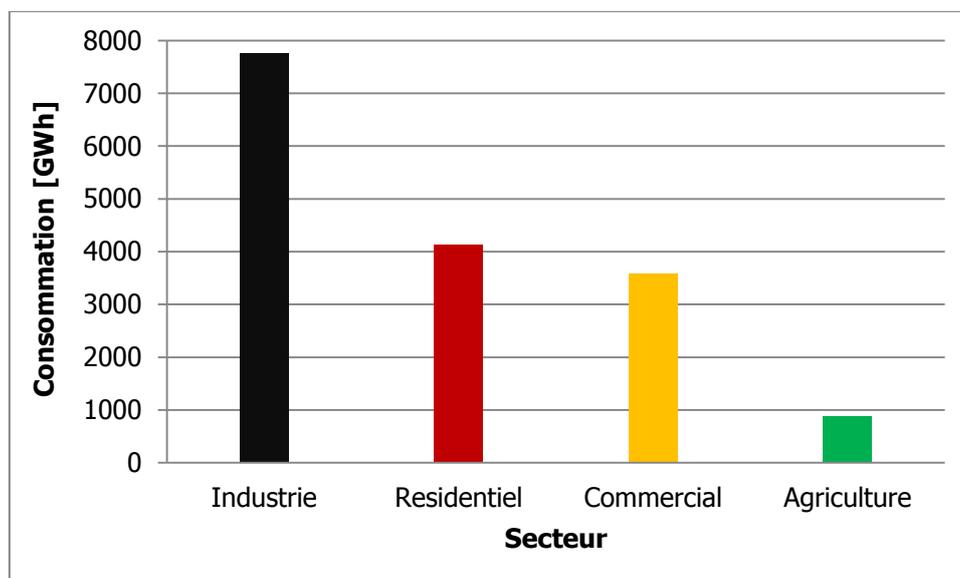


Figure 18: Consommation d'électricité par secteur en 2013⁹

Si l'on considère une expansion des systèmes installées sur les toits, on se demande s'il y a suffisamment de surfaces de toitures à disposition pour couvrir ces besoins complètement. A cause d'un manque des données, seulement la disponibilité des surfaces sur les toits pour le marché résidentiel a pu être étudiée.

⁹ Suite à la répartition des secteurs en 2009 et la consommation totale comme élaboré dans [20].

5.1 Marché Résidentiel

Le fait que l'état tunisien fait face à une croissance significative de la demande d'électricité et le fait que la STEG a des difficultés de développer assez de capacité pour couvrir la demande nationale ouvre l'espace pour les nouveaux modèles d'affaires. L'avantage de développer le marché résidentiel est que les ménages privés ont la possibilité de contribuer financièrement à une transition énergétique à long-terme. Toute la puissance installée sur le marché résidentiel serait financée exclusivement par l'investissement privé des ménages et des petites et moyennes entreprises.

5.1.1 Disponibilité de surface au niveau résidentiel

Afin d'évaluer le potentiel existant pour l'aménagement d'énergie solaire dans le secteur résidentiel, on est obligé à étudier la surface disponible pour l'installation des systèmes photovoltaïques. Pour la Tunisie, on peut assumer que tous les logements sont équipés avec des toits sur les terrasses. En conséquence, les systèmes photovoltaïques auront toujours besoin d'un support incliné. En même temps, presque pour tous les cas, il est possible de trouver l'orientation optimale pour maximiser la production d'électricité.

D'après l'étude du développement des systèmes solaires thermiques collectifs dans le secteur résidentiel, coordonné par la GIZ, le parc national de logements est estimé à 2954 unités dont moins de 1% peuvent être considérés comme rudimentaire [21]. La plupart des logements sont des maisons traditionnelles (avec une partie de 55 pourcent), suivies par les villas qui représentent 36 pourcent du parc total. La partie des appartements est environ 7 pourcent. Le tableau suivant montre la répartition du parc, le nombre typique des étages et la surface par type de logement. La surface de toiture disponible pour le photovoltaïque est estimée à constituer 40 pourcent de la surface de toiture (dépendant du type de logement), ce qui représente une hypothèse conservatrice. Environ 60 pourcent de la surface de toiture reste pour l'utilisation des antennes paraboliques, des cordes à linge et d'autres emplois par les habitants.

Tableau 4: Le parc de logements résidentiel en Tunisie

		Parc en milliers d'unités 2013 ^a	Étages	Surface par type de logement ^c [millions m ²]	Surface de toiture par type de logement [millions m ²]	Surface de toiture disponible pour le PV ^d [millions m ²]
Total	100%	2954		305	235	94
Traditionnel	55%	1637	1	170	170	68
Villa	36%	1063	2	109	55	22
Appartement	7%	220	3	23	8	3
Modeste	1%	34	1	2	2	1

^a comme projeté sur page 66 en [21], en assumant que la répartition du parc reste la même.

^b calculé à base de table 14, page 78 en [21]

^c calculé à base de [22]

^d hypothèse: 40 pourcent de la surface éligible pour les systèmes PV

En total, la surface de toiture disponible pour le photovoltaïque est au moins environ 94 millions m² en 2013. La plupart de cette disponibilité se trouve sur les toits des maisons traditionnelles et sur les toits des maisons de type villa.

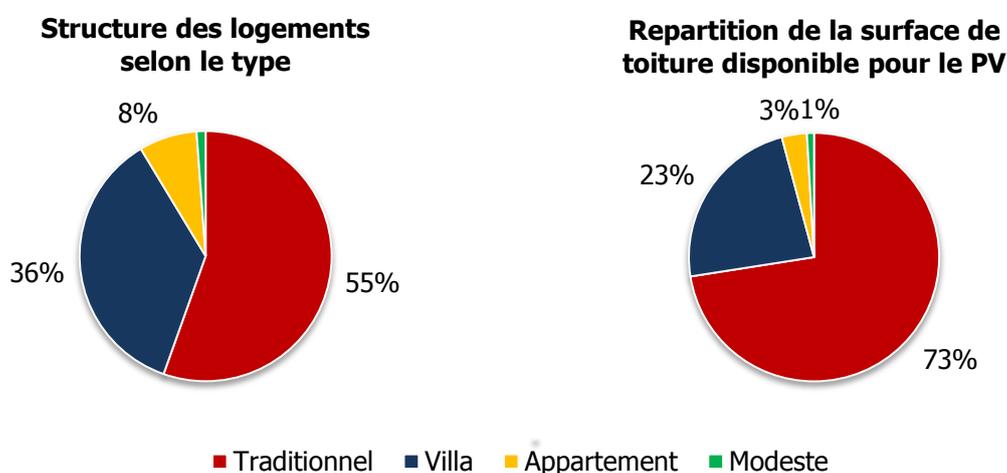


Figure 19: Structure du parc et répartition de la surface de toiture disponible pour le PV, [21], [22]

Ensuite il est intéressant de déterminer la teneur énergétique de cette surface – et d'évaluer s'il est même capable de servir assez d'électricité pour couvrir le besoin du secteur résidentiel. Avec un facteur de capacité de 20 pourcent, comme également assumé dans les chapitres précédents, et un besoin de surface de 10 m² par kWc installé, par kWh la teneur énergétique s'élève à 175.2 kWh par m² par an en Tunisie.

Tableau 5: Génération potentiel par le PV

	Surface de toiture disponible pour le PV [millions m ²]	Teneur énergétique [kWh/m ² *an]	Génération potentiel par le PV [GWh]
Total	94	175,2	16438
Traditionnel	68	175,2	11918
Villa	22	175,2	3837
Appartement	3	175,2	533
Modeste	1	175,2	150

En conséquence, en total la génération qui résulte d'une surface disponible de 94 millions m² s'élève à 16438 GWh. Ce montant correspond à quatre fois à la demande du secteur résidentiel de 2013 qui est environ 4142 GWh (cf. figure 18). Enfin, pour évaluer si chaque catégorie de logements est capable de couvrir son besoin en électricité, le tableau suivant donne un aperçu sur la consommation d'électricité par type de logement.

Tableau 6: Consommation d'électricité par type de logement

	Parc en milliers d'unités	Facteur de calcul ^a	Consommation d'électricité par logement [kWh*an]	Consommation d'électricité totale par type de logement [kWh*an]
Total	2954		1402	4142
Traditionnel	1637	1	933	1528
Villa	1063	2	1866	1983
Appartement	220	3	2799	617
Modeste	34	0,5	467	16

^a hypothèses: un villa consomme par exemple le double d'un maison traditionnel

Puis, si on compare la consommation par type de logement avec la génération potentielle à travers le photovoltaïque, on constate que cette dernière est toujours supérieure sauf pour le cas des appartements, où la consommation dépasse la génération minimalement.

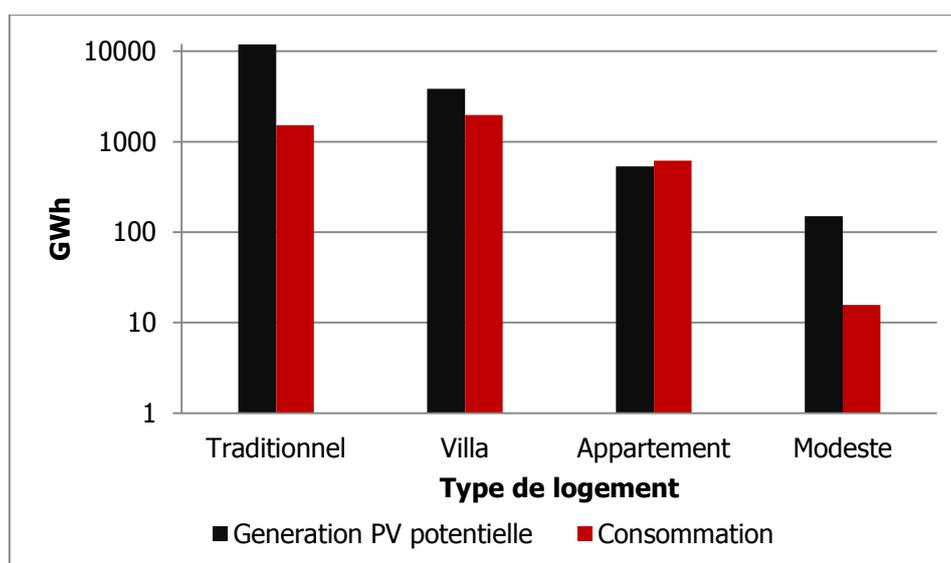


Figure 20: Génération photovoltaïque potentielle par la surface disponible et la demande d'électricité par type de logement

Pour résumer, du point de vue de la moyenne nationale, le secteur résidentiel ne présente pour le moment aucun problème de disponibilité des surfaces de toiture, et ne devrait pas non plus en présenter d'ici dans un futur proche.

5.1.2 Potentiel économique

En suivant la méthodologie adaptée aux besoins, il faut comparer les coûts de génération d'un système photovoltaïque sur site (LCOE) avec le tarif qui doit être payé par le client, qui, dans ce contexte, est toujours un investisseur potentiel. Une fois la parité de réseau est atteinte, il est raisonnable d'investir dans un système d'autoproduction. Puis, les installations photovoltaïques produisent directement de l'électricité utilisée dans ces bâtiments ou à proximité (génération « décentralisée » ou « distribuée » d'électricité) [23].

Comme élaboré dans le chapitre 4.3.3, les LCOE dépendent fortement des couts d'investissement, de la ressource solaire et des couts de financement. Pour les calculs des LCOE jusqu'à 2020, pour le secteur résidentiel, l'étude est basé sur les assumptions de l'étude « Analyse économique de l'introduction d'un système de tarif d'achat de l'énergie renouvelable en Tunisie », aussi élaboré par la GIZ.

Tableau 7: Couts d'investissement au segment résidentiel jusqu'à 2020 en Tunisie [24]

Couts d'investissement [DT/kWc]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiel 1kW-10kW BT	4500	3960	3524	3172	2886	2656	2470	2321

En considérant les couts de financement du cadre PROSOL Elec et un facteur de capacité de 20 pourcent, les LCOE vont évoluer de 0,17 DT/kWh à 0,11 DT/kWh en 2020. Comme la parité de réseau est déjà atteint pour le tarif qui résulte d'une consommation de plus de 300 kWh par mois (comparez chapitre 4.3.3), il faut juste considérer le tarif d'une consommation inférieure. Pour ce tarif une augmentation de 8 pourcent par an est assumée. Le tableau suivant montre le résultat.

Tableau 8: LCOE dans le secteur résidentiel et développement de tarif d'électricité jusqu'à 2020

an	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LCOE [DT/kWh]	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,13	0,12	0,11
Tarif < 300 kWh/mois	0,15	0,16	0,18	0,19	0,21	0,22	0,24	0,26

Il est à noter que la parité de réseau sera atteinte en 2014. Ça veut dire que des installations avec un cout d'investissement d'environ 4000 DT/kWc seront rentables pour presque tous les clients résidentiels.

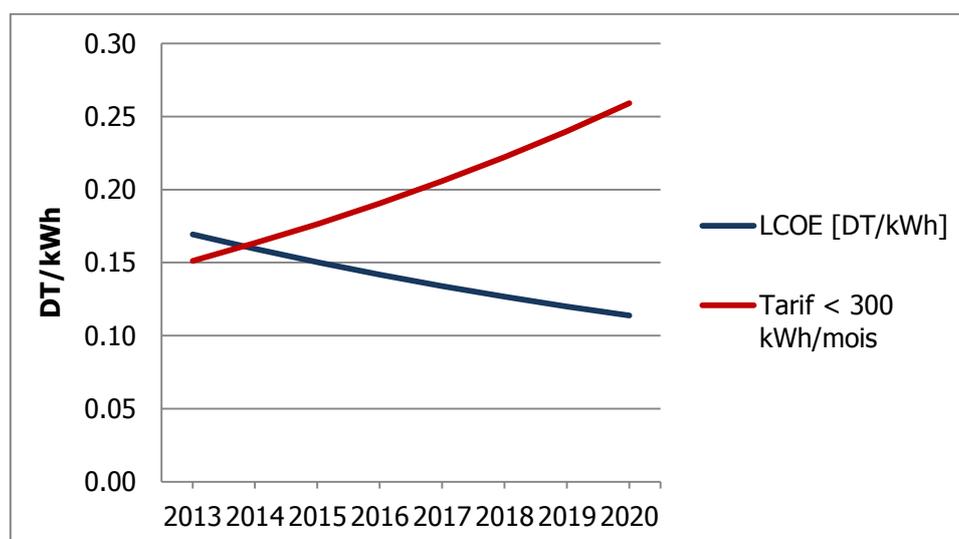


Figure 21: LCOE dans le secteur résidentiel et développement de tarif d'électricité jusqu'à 2020

Comme la parité de réseau est atteinte en 2014, le scénario maximal économique se présente lorsque tout le besoin résidentiel est couvert par le photovoltaïque. Le résultat est illustré dans les deux prochaines figures.

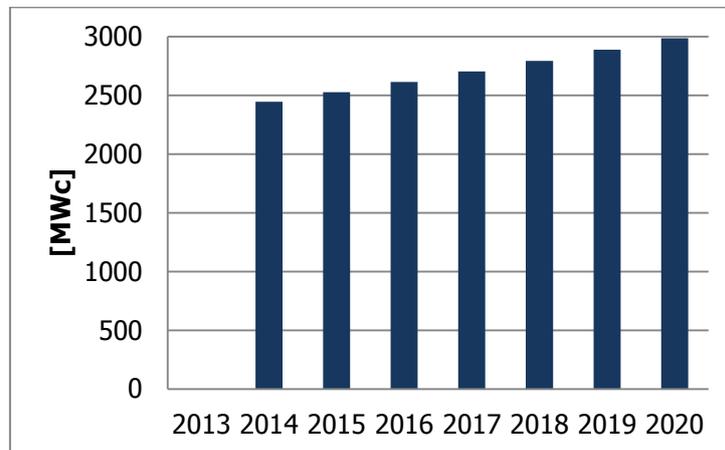


Figure 22: Besoin de capacité PV du secteur résidentiel pour couvrir toute sa demande (scénario maximal économique)

Le segment du marché résidentiel a une taille théorique de 2445 MWc en 2014. Ce montant va augmenter à 2988 MWc en 2020. En conséquence le volume du marché théorique est estimé à 9680 millions DT en 2014 et diminue à 6936 millions DT en 2020.

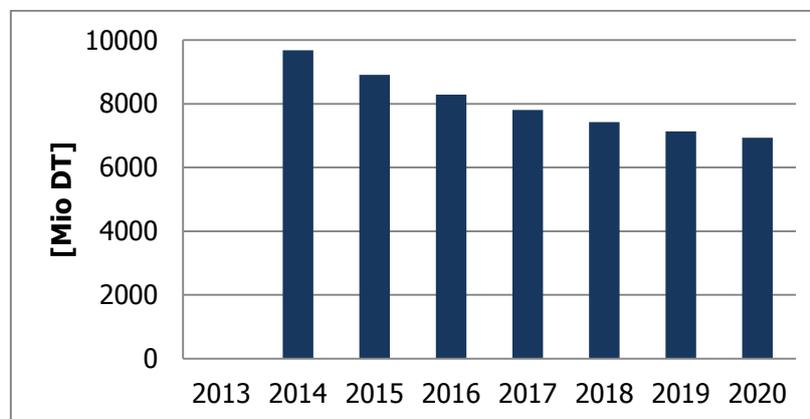


Figure 23: Volume du marché du secteur résidentiel (scénario maximal économique)

Le volume diminue car le besoin en énergie augmente lentement par rapport à la baisse des coûts d'investissement pour le photovoltaïque jusqu'à 2020.

5.2 Marché Commercial BT

Les installations commerciales sont des systèmes PV d'une taille moyenne pour couvrir les besoins en électricité des clients du secteur commercial, y compris les entreprises et le secteur public. Similaire au segment résidentiel, la plupart des applications commerciales sont monté sur le toit. Toutefois, les toitures commerciales normalement sont moins affectées à des limitations en espace que le segment résidentiel. En conséquence, les deux technologies solaires couches minces et le silicium sont déployés dans le segment commercial. Le seg-

ment commercial est actuellement le segment le plus important dans le marché solaire international.

Comme élaboré dans le chapitre 4.3.3, grâce au schéma de tarification présent en Tunisie, le marché commercial offre des très bonnes opportunités pour tous les clients commerciaux qui sont connectés au réseau basse tension. Aujourd'hui, les clients qui consomment plus de 300 kWh par mois sont capables d'économiser 0,26 DT par kWh produit par un système photovoltaïque.

La côté des entreprises

Selon la STEG, en 2011, 19640 entreprises étaient connectées à la Basse Tension. 15994 de ces entreprises ont consommé plus de 3600 kWh par an, ce qui résulte dans une tarification de 0,26 DT/kWh. Ensemble la consommation s'élève à 447 GWh en 2011, qui donne un potentiel économique pour le photovoltaïque de 255 MWc.

En 2011, 7790 des entreprises ont consommé plus de 17520 kWh ce qui résulte dans l'opportunité d'installer un système photovoltaïque avec une taille plus de 10 kWc. A partir de cette taille, l'étude « Analyse économique de l'introduction d'un système de tarif d'achat de l'énergie renouvelable en Tunisie » assume les couts d'investissements moyens à 3700 DT/kWc en 2013 et à 1909 DT/kWc en 2020. Grace à cela les LCOE se développent de 0,19 à 0,12 DT/kWh en 2020¹⁰. Ensemble le potentiel pour les systèmes avec une capacité supérieur de 10 kWc s'élève à 208 MWc en 2011.

Tableau 9: Coûts d'investissement et LCOE pour le segment commercial 10 kWc - 300 kWc

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Coûts d'investissement 10-300 kWc [DT/kWc]	3700	3256	2898	2608	2373	2183	2031	1909
LCOE [DT/kWh]	0,19	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,12

Il est à noter qu'un investissement dans le photovoltaïque est très attractif pour les clients de ce marché. La figure suivante montre l'écart entre les LCOE et le tarif de la STEG qui augmente de plus en plus jusqu'à la fin de la période. Aussi, il ne faut pas oublier que le tarif n'est pas stable et va augmenter également.

¹⁰ Voir figure 24 pour les hypothèses.

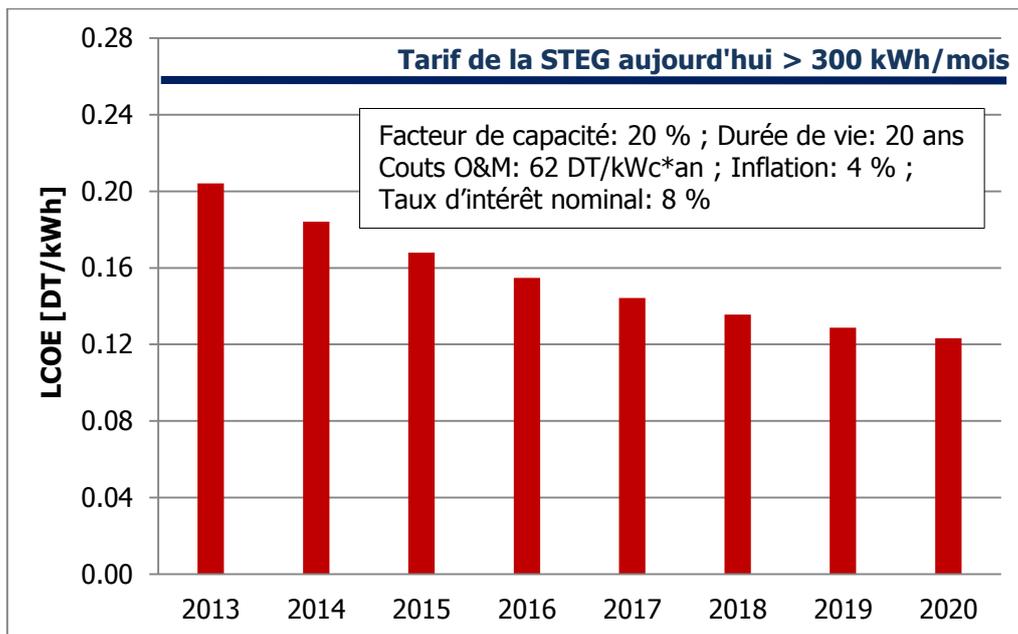


Figure 24: Développement des LCOE du segment commercial 10 kWc-300kWc

Il est clair qu'il y a encore des différences entre les coûts d'investissement pour un système de 10 kWc et un système de 300 kWc. En conséquence, les entreprises qui sont capables d'installer des tailles moyennes (à partir d'environ 50 kWc), peuvent économiser même plus. En 2011, 739 entreprises auraient pu installer des systèmes supérieurs de 50kWc, ce qui donne un potentiel complet de 61 MWc dans ce segment.

Avec une croissance de 3 pourcent (taux moyen du secteur commercial jusqu'à 2020¹¹), le marché commercial des systèmes d'une taille supérieure de 10 kWc augmente d'une capacité de 221 MWc en 2013 à 271 MWc en 2020, ce qui résulte dans un volume de marché de 818 millions DT en 2013 et un volume diminué de 517 millions DT en 2020 (à cause de la baisse des coûts d'investissements pour le photovoltaïque dans le future).

La côté du secteur public

Comme dans le cas des entreprises il y a beaucoup des grands consommateurs dans le secteur public qui sont connectés à la basse tension et qui sont obligés à payer un tarif d'électricité de 0,26 DT/kWh. A cause d'un manque des données, ce potentiel n'a pas pu être calculé mais on peut assumer que le potentiel est au moins aussi grand comme pour les entreprises.

5.3 Marché Industriel MT

Le marché industriel comporte surtout les entreprises qui sont connectés à la moyenne tension, notamment les grands consommateurs en énergie qui distribuent et gèrent leur électricité après l'avoir reçu au niveau de tension moyenne. Les entreprises peuvent choisir entre un tarif « uniforme » et un tarif « 4 postes horaires ». La plupart des entreprises est obligé à payer le tarif « 4 postes horaires » qui se définit par le moment de la demande et du mo-

¹¹ Comme calculé dans [20].

ment de la journée. Le photovoltaïque est en concurrence avec la tarification pendant le « jour » et pendant la « pointe » (en été) car ces temps de tarifs correspondent avec la production d'un système solaire. Comme la structure de la demande du jour entre les entreprises est différente, le point où le photovoltaïque atteint la parité réseau diffère également entre les entreprises individuelles. Pour cette raison, ce chapitre va seulement donner une idée sur l'évolution des LCOE dans ce segment du marché sans calculer un volume du marché monétaire qui risque d'être imprécis. En suivant [24], tableau 10 liste les coûts d'investissements assumés pour la période.

Tableau 10: Coûts d'investissement dans le segment Industriel MT

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Coûts d'investissement 100kWc-1MWc [DT/kWc]	3455	3040	2706	2435	2216	2039	1896	1782

En considérant des coûts de financement de 10 pourcent, une inflation de 4 pourcent et un facteur de capacité de 20 pourcent, les LCOE vont se développer de 0,20 DT/kWh à 0,12 DT/kWh en 2020. Pour les tarifs d'électricité, une augmentation de 8 pourcent par an est assumée. Comme ça la parité de réseau est déjà atteinte pour la tarification pendant la pointe, et un peu plus tard pour la tarification pendant le jour (2015). La parité réseau pour la tarification uniforme est atteinte en 2014. Le tableau suivant montre le résultat.

Tableau 11: LCOE dans le secteur industriel et développement de tarif d'électricité jusqu'à 2020

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LCOE [DT/kWh]	0,20	0,18	0,17	0,15	0,14	0,14	0,13	0,12
Tarif 4 Postes Horaires Pointe	0,23	0,25	0,27	0,29	0,32	0,34	0,37	0,40
Tarif 4 Postes Horaires Jour	0,16	0,17	0,18	0,20	0,21	0,23	0,25	0,27
Tarif Uniforme	0,17	0,18	0,20	0,21	0,23	0,25	0,27	0,29

Comme le moment de la demande en énergie a un grand effet sur la performance économique d'un système photovoltaïque, il sera même intéressant d'offrir des options de Demand Side Management à des clients intéressés pour qu'ils puissent gérer leurs besoins d'un point de vue efficace.

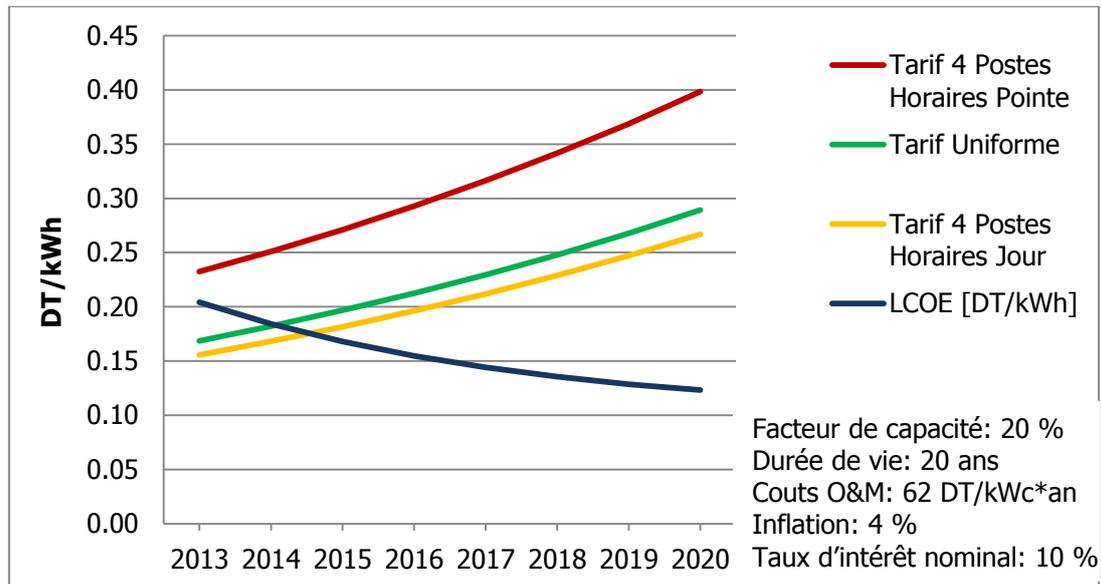


Figure 25: LCOE dans le secteur industriel et développement de tarif d'électricité jusqu'à 2020

En 2013 le secteur industriel MT a consommé environ 7285 GWh¹² ce qui correspond à un potentiel technique de 4158 MWc de photovoltaïque. Jusqu'à 2020, ce potentiel augmente à 5264 MWc.

5.4 Les centrales photovoltaïques

A l'échelle mondiale les centrales solaires (>10 MWc) sont plutôt construits dans les pays émergents qui sont en train de développer leurs infrastructures agressivement, où le coût de l'énergie solaire sera comparé avec le coût de génération à travers d'une nouvelle centrale à charbon ou à gaz naturel. En conséquence, les LCOE doivent être compétitifs, aussi en considérant la fluctuation de la génération et le besoin des centrales de secours éventuelles. Comme ce marché est actuellement limité à la STEG qui en même temps a les informations et données nécessaires (surtout sur des coûts de génération du parc électrique tunisien) afin d'évaluer le potentiel photovoltaïque à grande échelle, l'étude ne va pas s'occuper de ce segment.

Economiquement intéressant sont aussi des nouveaux systèmes solaires distribués d'une taille d'environ de 1 MWc à 10 MWc qui génèrent d'électricité pendant la pointe de la demande. Les LCOE de ces centrales peuvent atteindre un niveau plus élevé parce qu'ils offrent la capacité de remplacer une partie de la capacité conventionnelle par la cohérence de la demande et la production renouvelable (voir chapitre 2.3). En ce moment, la GIZ en coopération avec la STEG est en train d'élaborer l'étude « Analyse de la valeur du photovoltaïque dans le système électrique tunisien » qui évaluera cet effet plus en détail.

¹² 7763 GWh (secteur industriel dans [20]) – 478 GWh (consommation des entreprises connectés à la BT) = 7285 GWh

5.5 Récapitulation des aspects économiques du photovoltaïque en Tunisie

Comme le cadre législatif actuel en Tunisie principalement représente un cadre de „net-metering“ (facturation nette), le prix de référence pour l'évaluation des coûts de production d'électricité photovoltaïque est le prix de l'électricité pour le client/consommateur final. Lorsque les coûts de production de l'électricité (LCOE) sont équivalents ou inférieurs aux prix effectifs d'achat de l'électricité selon la consommation, le système photovoltaïque atteint la « grid parity » (parité réseau). Atteindre la parité réseau est considéré comme un point auquel un système photovoltaïque est considéré intéressant pour un autoproducteur.

L'étude a identifié trois segments du marché (Résidentiel, Commercial, Industriel) ou les investissements dans le photovoltaïque sont déjà rentable ou seront rentable dans un futur proche. La figure suivante montre le résultat cumulé des chapitres précédents. A raison de comparaison la figure présente des résultats de calculs sans considérer le cadre des subventions existant dans le marché résidentiel. Aussi, afin de faciliter, les tarifs d'électricité sont présentés comme stable pour la période.

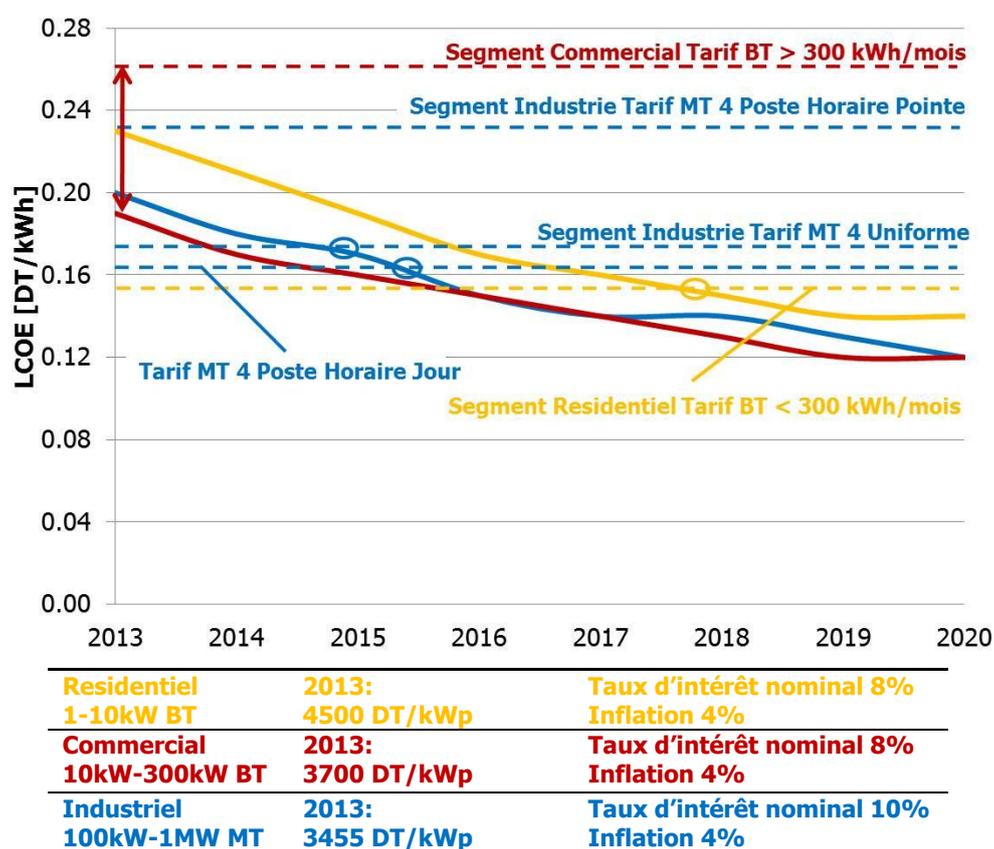


Figure 26: LCOE dans les segments de marché jusqu'à 2020 et tarifs de la STEG en 2013¹³

¹³ Les LCOE dépendent fortement des coûts d'investissement, de la ressource solaire et des coûts de financement. Pour les calculs des LCOE jusqu'à 2020, l'étude est basée sur les hypothèses de l'étude « Analyse économique de l'introduction d'un système de tarif d'achat de l'énergie renouvelable en Tunisie », élaboré par la GIZ. Il est à noter que les coûts de financement pourraient être plus élevés, dépendant des attentes des investisseurs.

La figure met l'accent sur la performance économique des investissements dans les différents segments du marché par rapport aux tarifs de l'électricité payés à la STEG. Sans subventions, le photovoltaïque résidentiel lutte le plus à être compétitif avec des tarifs d'électricité que la plupart des clients est obligé de payer à la STEG (consommation mensuelle inférieure à 300 kWh). Si les prix restent stables, la parité réseau ne peut pas être atteinte avant 2017. La, où les clients résidentiels consomment plus de 300 kWh, le PV semble économiquement fiable - même sans les subventions.

Dans le secteur commercial, qui profite du segment le plus économique, les économies de 6-7 DT/kWh peuvent être réalisées aujourd'hui.

En arrivant au segment industriel, les clients de la STEG généralement bénéficient des tarifs de l'électricité bas. Ce fait rend un investissement photovoltaïque, bien qu'on profite des prix d'investissement les plus bas, moins économique par rapport à un investissement du segment commercial. Également les attentes de revenus plus élevés pourraient entraîner des coûts financiers significatifs ce qui résulte dans l'augmentation des coûts de production d'électricité. Cependant, le photovoltaïque peut représenter un très bon investissement, surtout en produisant l'électricité pendant les périodes de pointe où certains clients industriels sont confrontés à des tarifs élevés.

5.6 Volume des marchés définis dans le scénario du Plan Solaire Tunisien

Le Plan Solaire Tunisien (PST) décrit la planification actuelle du gouvernement tunisien afin de développer le secteur énergétique jusqu'à 2030 (voir chapitre 4.4). Dans ce contexte, il est intéressant d'évaluer le volume des marchés définis dans les chapitres précédents afin de comparer les résultats et pour avoir un point de vue clair et réaliste du futur.

Le PST prévoit une expansion d'énergie photovoltaïque à 1.510 MW de capacité installée en 2030. Pour l'année 2020, la capacité photovoltaïque doit atteindre 540 MWc avec une production annuelle de 1030 GWh. Le taux de déploiement annuel augmente de 20 MWc en 2013 à 100 MWc en 2020.

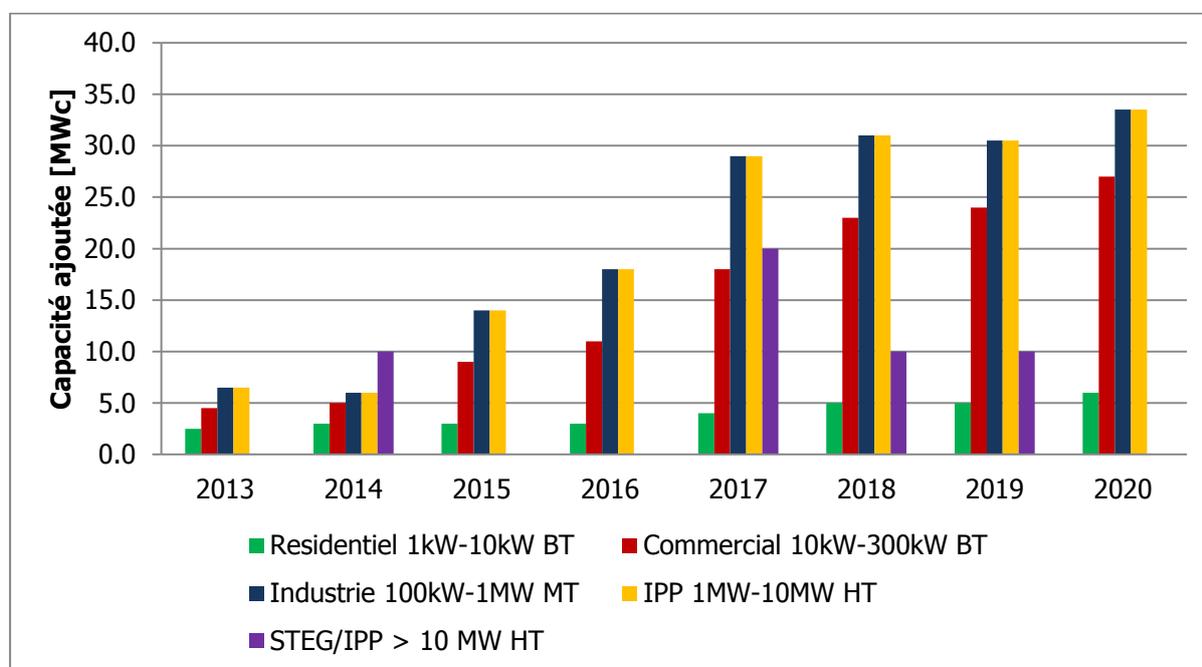
Pour déterminer le volume des marchés définis, il faut prendre des hypothèses qui décrivent la répartition entre les segments du marché en termes de capacité en relation avec la capacité totale ajoutée par an. Pour le résidentiel, un développement assez lent est assumé qui démarre avec un taux de déploiement de 2,5 MWc en 2013 pour arriver à 6 MWc ajoutés en 2020. Cela c'est lié aux expériences du programme Prosol Elec et de la performance prévue pour son développement futur [7]. Comme le segment commercial offre des très bonnes opportunités économiques pour les investisseurs (voir 6.2), une croissance élevée, qui résulte dans 27 MWc capacité ajoutée en 2020, est assumé. Comme ça, en total 121,5 MWc vont être réalisés jusqu'à 2020, ce qui correspond à 45 pourcent du potentiel économique comme calculé pour les entreprises connectés à la basse tension (voir chapitre 6.2).

Puisque le PST prévoit aussi des nouveaux instruments de soutien pour le photovoltaïque, surtout dans les segments industrie (100 kWc – 1 MWc), tarifs d'achat garantis (jusqu'à 10 MW) et IPP (>10MWc), le déploiement dans ces segments est assumé à augmenter le plus rapidement pour arriver à 33,5 MWc ajoutés en 2020. En suivant cette planification, la STEG et les IPP vont développer quelques centrales photovoltaïques avec une taille de plus de 10 MWc.

Tableau 12: Répartition des segments du marché comme assumés dans l'étude

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PST Total [MWc]	20	30	40	50	100	100	100	100
Segment du marché [MWc]								
Résidentiel 1kW-10kW BT	2,5	3,0	3,0	3,0	4,0	5,0	5,0	6,0
Commercial 10kW-300kW BT	4,5	5,0	9,0	11,0	18,0	23,0	24,0	27,0
Industrie 100kW-1MW MT	6,5	6,0	14,0	18,0	29,0	31,0	30,5	33,5
IPP 1MW-10MW HT	6,5	6,0	14,0	18,0	29,0	31,0	30,5	33,5
STEG/IPP > 10MW HT	0,0	10,0	0,0	0,0	20,0	10,0	10,0	0,0

Sauf le segment STEG/IPP, tous les segments suivent un chemin de croissance constant. A partir de 2020, le déploiement total s'élevé à 100 MWc par an, mais il est clair que le marché ne va pas être saturé après.

**Figure 27: Evolution de la capacité ajoutée par an et répartition entre les segments du marché**

Après avoir défini le développement de la structure de la capacité ajoutée par an, il est possible de calculer le volume de marché pour chaque segment. Les coûts d'investissement sont assumés à être égaux aux coûts d'investissements utilisés dans les chapitres précédents.

Tableau 13: Coûts d'investissements des segments du marché différents

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiel 1kW-10kW BT	4500	3960	3524	3172	2886	2656	2470	2321
Commercial 10kW-300kW BT	3700	3256	2898	2608	2373	2183	2031	1909
Industrie 100kW-1MW MT	3455	3040	2706	2435	2216	2039	1896	1782
IPP 1MW-10MW HT	3210	2825	2514	2263	2059	1894	1762	1656
STEG/IPP > 10 MW HT	3054	2688	2392	2153	1959	1802	1676	1576

Ensuite il est possible de calculer le volume de marché de chaque segment en multipliant les coûts d'investissement avec la capacité ajoutée par an. Tableau 14 montre les résultats.

Tableau 14: Volume du marché par segment en millions Dinars Tunisien

Volume du marché [Mio DT]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Résidentiel 1kW-10kW BT	11	12	11	10	12	13	12	14	94
Commercial 10kW-300kW BT	17	16	26	29	43	50	49	52	281
Industrie 100kW-1MW MT	22	18	38	44	64	63	58	60	367
IPP 1MW-10MW HT	21	17	35	41	60	59	54	55	341
STEG/IPP > 10 MW HT	0	27	0	0	39	18	17	0	101
Total	71	90	110	123	217	203	189	181	1185

En total, le volume du marché photovoltaïque pour tous les segments augmente de 71 millions DT en 2013 à 181 millions en 2020. En considérant toute la période, un investissement de 1185 millions de DT est calculé qui doit être mobilisé dans la mise en œuvre du PST jusqu'à 2020.

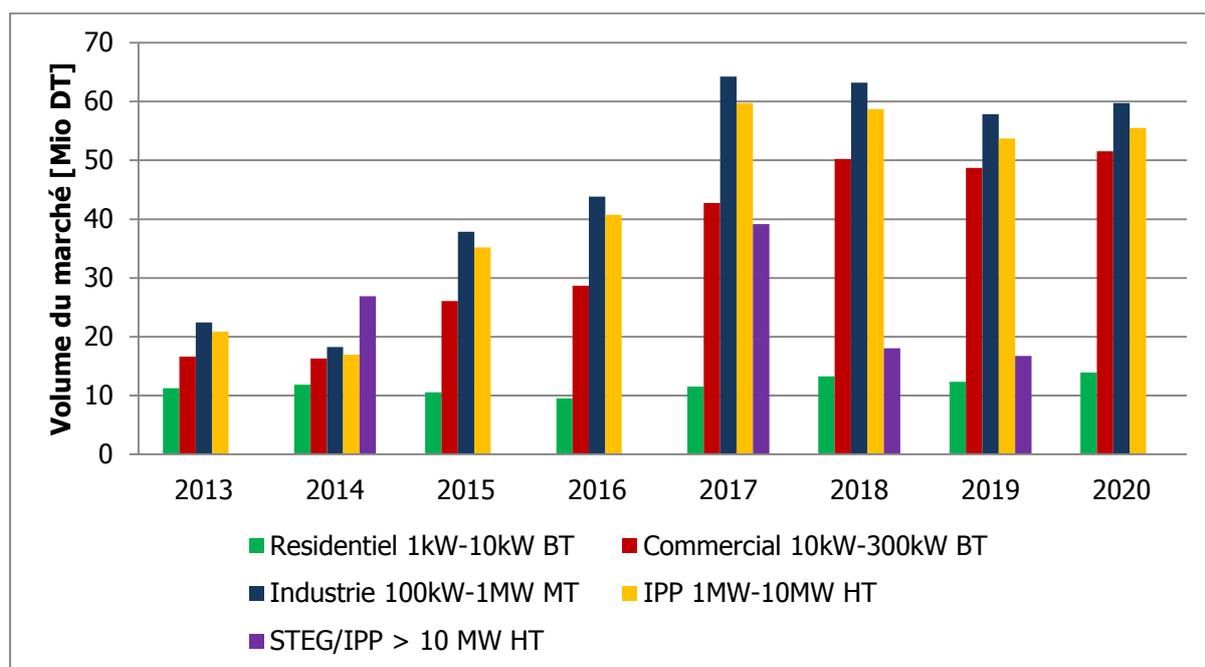


Figure 28: Volume du marché par segment en millions Dinars Tunisien

Selon les hypothèses, la plupart d'investissement sera réalisé dans les segments 100 kWc-1 MWc et 1MWc-10MWc qui ensemble mobilisent des investissements d'environ 700 millions DT jusqu'à 2020. La continuation du programme PROSOL Elec attirera des investissements de l'ordre de 95 millions DT. Le segment commercial, identifié comme le plus économique pour les clients, mobilisera environ 280 millions DT jusqu'à fin de la période.

6 Résumé et recommandations

Les dernières années ont montré des fortes réductions des coûts d'investissements des systèmes photovoltaïques sur le marché international. Juste pendant la période de l'année dernière et début 2013 les coûts sont baissés d'environ 50 pour cent. Egalement, 28 pour cent de la baisse des coûts moyens actualisés de l'électricité (LCOEs) pour le PV cristallin ont observé par rapport à 2012 – un fait qui rend les projets photovoltaïques de plus en plus réalisable dans beaucoup de pays du monde, particulièrement dans les marchés émergents. Cela pourrait impliquer une opportunité stratégique unique pour la Tunisie, offrant de bonnes conditions d'ensoleillement et une forte volonté de diversifier son mix énergétique à prix abordable pour la consommation locale. Cibler les potentiels significatifs pour le développement des marchés photovoltaïques, va faire baisser les coûts et permettra la Tunisie de bénéficier de l'électricité solaire photovoltaïque pas chère dans une future proche.

Comme les conditions sont très favorables pour le déploiement d'énergie photovoltaïque, l'état tunisien a initié des premiers instruments du soutien qui peuvent déjà montrer quelques résultats. Néanmoins, le marché de l'énergie solaire en Tunisie est encore peu développé et s'est focalisé seulement sur les systèmes résidentiels à petit-échelle dans le passé. Les centrales photovoltaïques de moyenne (jusqu'à 1 MWc) et grandes (plus que 1 MWc) taille n'ont pas encore été installées en Tunisie.

Dédié à des clients résidentiels, la mise en place du programme PROSOL-Elec en 2010 a mobilisé des investissements pour développer environ de 3,8 MWc photovoltaïque jusqu'à mars 2013. La plupart des installations sont les systèmes de la taille de 1-2 kWc, qui ensemble représentent 90 pourcent des systèmes installés. En ce qui concerne la capacité totale installée, l'énergie photovoltaïque a produit environ 1500 MWh jusqu'à août 2012. Le schéma autoproduction, dédié aux clients du tertiaire ou de l'industriel, n'as pas réussi à développer des projets.

En 2012 41 fournisseurs, actifs dans le domaine photovoltaïque, ont réalisé des installations des nouveaux systèmes. La plupart des installateurs se situent à Tunis et les deux grandes villes côtières Sfax et Sousse. Cette répartition est reflétée par la distribution régionale de la réalisation des installations. Lorsqu'on considère l'engagement des entreprises on constate que la plupart des installations également se trouve dans la région Tunis et des régions côtières. Environ 50 pourcent des systèmes ont été installé à Tunis, bien que la capitale offre un rayonnement solaire plus faible par rapport à d'autres régions. En conséquence il reste beaucoup de potentiel inexploité dans les régions intérieures de la Tunisie. Concernant la région Sud-Ouest avec les villes Kasserine, Sidi Bouzid, Gafsa et Tozeur, on n'y trouve aucune installation sur place.

Les prix internationaux pour les systèmes photovoltaïques résidentiels ont vu une chute de 40 pourcent pour la période 2010 – début 2013. Dans la même période les prix d'investissement ont baissés de 27 pourcent en Tunisie. Bien que ça implique une rentabilité des projets plus élevé et conséquemment reflète un développement souhaitable pour

l'augmentation du taux du déploiement du PV en Tunisie, le niveau est encore 25 pourcent plus élevé par rapport au niveau international.

En outre l'année 2012 a connu une grande différence entre des coûts d'investissement offerts par les fournisseurs. La gamme entre les prix offerts souvent se diffère de 50 pourcent ; un indicateur d'absence de compétition et de la transparence pour les clients. Il y avait seulement 4 sur 41 fournisseurs avec des offres proche du niveau international. La majorité des entreprises (environ 50 pourcent) ont installé des systèmes pour un prix de 5000-7000 DT/kWc. En termes de capacité, 35 pourcent des installations en 2012 (environ 800 kWc) était ajouté pour des coûts d'environ 5000-6000 DT/kWc. Seulement 61 kWc ont été réalisé avec des coûts équivalents au marché international. Plus de 1 MWc a été installé pour des coûts d'investissements de plus de 7000 DT/kWc.

En considérant le cas de PROSOL-Elec, après avoir reçu les subventions, les LCOEs varient entre 0,15 DT/kWh avec les couts d'installation de 4000 DT/kWc et 0,30 DT/kWh avec les couts d'installation de 8000 DT/kWc. La subvention diminue les LCOE par 0,08 DT/kWh en recevant une subvention de 1800 DT et par 0,05 DT/kWh en recevant une subvention de 1200 DT, ce qui est le cas pour un système qui coute 4000 DT/kWc.

Comme le PROSOL-Elec est basé sur le net-metering (facturation nette), la rentabilité dépend de la tarification du prix de l'électricité du consommateur final. Pour le moment, seulement des systèmes avec des couts d'investissement moins cher que 4000 DT/kWc sont économiquement intéressant pour les clients résidentiel en considérant un tarif de 0,15 DT/kWh, ce qui correspond à des ménages avec une consommation de moins de 3600 kWh/an. Les clients qui consomment plus de 3600 kWh/an sont obligés à couvrir une partie ou même tous leurs besoins avec un tarif de 0,26 DT/kWh qui rendent aussi les systèmes avec des couts d'investissements de 6000 DT/kWc intéressants. On peut assumer que cela concerne seulement une minorité des clients. Un système avec des couts d'investissement de 8000 DT/kWc n'atteint pas la parité réseau pour n'importe quel schéma de tarification.

Le Plan Solaire Tunisienne (PST), qui représente la stratégie à long-terme du gouvernement tunisien, envisage d'installer 1.510 MWc de capacité photovoltaïque jusqu'à 2030. En suivant le PST, l'étude a identifié quatre marchés prometteurs pour le déploiement des systèmes photovoltaïques, notamment le Résidentiel, le Commercial, l'Industriel et les centrales photovoltaïques. Comme ça, le volume du marché des quatre segments prometteurs était calculé. En total, le volume du marché photovoltaïque pour tous les segments augmente de 71 millions DT en 2013 à 181 millions en 2020. En considérant toute la période, un investissement de 1185 millions de DT est calculé qui doit être mobilisé dans la mise en œuvre du PST jusqu'à 2020. Selon les hypothèses, la plupart d'investissement sera réalisé dans les segments 100 kWc-1 MWc et 1MWc-10MWc qui ensemble mobilisent des investissements d'environ 700 millions DT jusqu'à 2020. La continuation du programme PROSOL Elec attirera des investissements de l'ordre de 95 millions DT. Le segment commercial, identifié comme le plus économique pour les clients, mobilisera environ 280 millions DT jusqu'à fin de la période.

Pour un développement durable du marché photovoltaïque dans le futur l'étude a développé des recommandations comme suivant :

1. Les développements récents sur le marché international ont forcé les couts d'investissements des systèmes photovoltaïques à baisser fortement. Cela pose une opportunité stratégique pour la Tunisie (l'état et l'investisseur privé) de profiter de l'électricité solaire photovoltaïque avec des couts de génération compétitifs aux centrales à gaz.
2. Les coûts d'investissement des systèmes en Tunisie sont encore 25 pourcent plus élevés par rapport au niveau international. En plus il existe une variation gamme entre les prix sur le marché résidentiel. Il est assumé que des mesures de soutien de la transparence du marché vont résulter dans plus de compétition entre les fournisseurs. Comme ça, le client final peut comparer des prix et est capable d'évaluer le marché soi-même. L'établissement d'un système d'information et de sensibilisation par des agences nationales ou d'autres institutions comme la chambre syndicale des énergies renouvelables pourrait contribuer à la transparence. Un site web qui suit le développement du marché en ligne, directement connecté à un système de monitoring, serait souhaitable pour une actualité et visibilité plus grande.
3. Enfin d'arriver à des couts d'investissement spécifique plus bas, il serait envisageable d'encourager des projets de moyenne taille, qui ont montré un fort potentiel économique non-exploité. Des mesures de sensibilisations et de formation spécifique pour ce secteur pourraient être bénéfiques, ainsi qu'un guide d'installation pour des systèmes moyens tailles, qui informe sur les défis et bonne pratiques.
4. Jusqu'à présent l'engagement des entreprises est limité à la région Tunis et des régions côtières qui se reflète dans une absence des installations dans les régions intérieures de la Tunisie. En conséquence il reste beaucoup de potentiel inexploité qui offre des opportunités pour les entreprises dans le futur. Néanmoins, il faut prendre en considération une densité de population et solidité financière inférieure. Également, l'état doit prendre en compte les besoins et difficultés financiers spécifiques existants dans les régions défavorisés.
5. Même si les segments prometteurs du marché PV offrent des opportunités très économiques pour certains investisseurs privés, le temps investi dans la préparation des projets et les procédures administratives posent une barrière très lourde pour développer des projets, particulièrement dans les segments qui n'ont pas vu beaucoup de déploiement du PV jusqu'à présent. Pour les projets dans le cadre autoproduction la STEG et l'ANME n'ont pas la même conception ce qui rend le processus compliqué. Il est recommandé de faciliter et de standardiser le processus pour les développeurs et entre les institutions d'état. Pour ça, il serait souhaitable d'établir des procédures et critères transparents et efficaces.

Le tableau suivant essaye de résumer la situation observée, les recommandations et l'effet envisagé de leur implémentation.

Situation observée	Recommandation	Effet
1. Coûts d'investissement en Tunisie > niveau international 2. Variation entre les prix sur le marché résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Soutien de la transparence du marché ▪ Etablir un système d'information (p.ex. un site web qui suit le marché en ligne et qui donne des informations sur la rentabilité pour le client) ▪ Etablir une base de données sur les produits et les chaînes de vente 	<ul style="list-style-type: none"> → Plus de compétition entre les fournisseurs → Client final peut comparer les prix et est capable d'évaluer le marché soi-même. → Actualité et visibilité
3. L'engagement des entreprises est limité à la région Tunis et des régions côtières	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Engager les entreprises dans les régions ▪ Prendre en compte les besoins et difficultés financiers dans les régions 	<ul style="list-style-type: none"> → Création d'un marché qui bénéficie toute la population → Installations dans les régions avec des bonnes conditions de rayonnement
4. Procédures administratives parfois lent/lourde.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Faciliter et standardiser le processus pour les développeurs et entre les institutions d'état ▪ Etablir des procédures et critères transparents et efficaces 	<ul style="list-style-type: none"> → Soutien aux segments qui n'ont pas vu beaucoup de déploiement du PV jusqu'à présent

Références

- [1] Bloomberg New Energy Finance, PV Market Outlook Q1 2013, 2013
- [2] Bloomberg New Energy Finance, PV Market Outlook Q4 2012, 2012
- [3] Bundesnetzagentur, Monatliche Veröffentlichung der PV-Meldezahlen, 2012
- [4] Bloomberg New Energy Finance, Levelised Cost of Electricity Update Q1 2013, 2013
- [5] REN21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Renewables 2012 – MENA Renewables Energy Status Report, 2012
- [6] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Legal Frameworks for Renewable Energy – Policy Analysis for 15 Developing and Emerging Countries, 2012
- [7] Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME), Monitoring ANME interne, 2013
- [8] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Analyse de la chaîne de valeur des technologies relatives à l'énergie solaire en Tunisie, 2013
- [9] European Photovoltaic Industry Association, Solar Generation 6 - Solar photovoltaic electricity empowering the world, 2011
- [10] Razykov, T.M., Ferekides C.S., Morel, D., Stefanakos, E., Ullal, H.S., Upadhyaya, H.M., Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects, 2011
- [11] McKinsey&Company, Solar power: Darkest before dawn, 2012
- [12] German Trade & Invest, The Photovoltaic Market in Germany, 2012
- [13] European Photovoltaic Industry Association, Global market outlook for photovoltaics until 2016, 2012
- [14] Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME), Plan d'action pour le développement des énergies renouvelables en Tunisie, 2013
- [15] Nations Unies - Commission économique pour l'Afrique, Etude sur les mécanismes innovants de financement des projets d'énergies renouvelables en Afrique du Nord, 2012
- [16] Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME), Production d'électricité renouvelable en Tunisie- Perspectives et opportunités à l'horizon 2030, 2010
- [17] Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG), Projet PROSOL Electrique – Rapport mensuelle Août 2012 / Avril 2013, 2012/2013
- [18] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Monitoring ER2E interne, 2013
- [19] Bundesverband Solarwirtschaft (BSW), Preisindex Photovoltaik, 2013
- [20] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Etude Stratégique du Mix Energétique pour la Production d'Electricité en Tunisie, 2012
- [21] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Etude du développement des systèmes solaires thermiques collectifs dans le résidentiel, 2011
- [22] Institut national de la statistique, Caractéristiques des logements, 2007

- 
- A vertical blue bar on the left side of the page, featuring white geometric patterns and a stylized archway at the top.
- [23] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Étude du potentiel de développement de l'énergie photovoltaïque dans les régions de Meknès-Tafilalet, Oriental et Souss-Massa-Drâa, 2012
 - [24] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Analyse économique de l'introduction d'un système de tarif d'achat de l'énergie renouvelable en Tunisie, 2013