

Etude de dimensionnement d'une politique de soutien de la Région Grand-Est au développement du photovoltaïque.

HESPUL, Marc JEDLICZKA, directeur général - novembre 2015

1. Synthèse de l'étude

La présente étude a consisté à analyser à la demande de Greenpeace la possibilité pour la nouvelle Région GRAND-EST, constituée des anciennes régions Alsace, Champagne-Ardenne et Lorraine, de mettre en œuvre un programme d'action en faveur du développement de la production d'électricité du photovoltaïque sur l'ensemble du territoire dans le contexte actuel de la politique nationale dans ce domaine.

Partant du constat que le différentiel d'ensoleillement, qui peut atteindre 30% entre les régions les plus méridionales et celle du Nord de la France, n'était pas pris en compte dans la structure actuelle des systèmes nationaux de soutien à l'électricité photovoltaïque (tarifs d'achat garantis et appels d'offres de la CRE) et consistait à cet égard un handicap, l'étude s'est attachée, à partir de l'analyse des résultats des différentes sessions d'appels d'offre, à identifier les mécanismes de soutien les plus pertinents et les plus efficaces susceptibles d'être mis en œuvre par le Conseil Régional dans le cadre de ses compétences.

Dans cette perspective, une stratégie consistant à intervenir de manière différenciée en fonction des catégories de puissance telles qu'elles existent dans la réglementation actuelle a été définie. Elle est centrée sur deux éléments distincts :

- ⇒ d'une part sur une aide directe à l'investissement visant à compenser le différentiel d'ensoleillement pour les systèmes de faible puissance bénéficiant de tarifs d'achat garantis (de 9 kWc à 100 kWc),
- ⇒ d'autre part sur la création, sur le modèle déjà adopté par plusieurs régions métropolitaines, d'un fonds régional dédié à la prise de participation au capital des sociétés de projets pour les systèmes de puissance moyenne soumis à la procédure des appels d'offres dits "simplifiés" (100 à 250 kWc).

Le financement des mesures d'accompagnement indispensables telles que les études préalables (inventaire des sites, cadastre solaire, dimensionnement,...) et l'animation des réseaux d'acteurs (chambres consulaires, tissu associatif, ...) a également été évalué et chiffré.

À partir d'un certain nombre d'hypothèses explicites, la simulation d'une politique fondée sur cette



stratégie permettant de réaliser un objectif de 105 MWh de puissance installée chaque année correspondant à la moyenne annuelle cohérente avec les objectifs à l'horizon 2020 cumulés des trois Schémas Régionaux Climat-Air-Énergie adoptés en 2012 a permis d'en quantifier le coût pour l'institution régionale ainsi que les bénéfices pour l'ensemble des acteurs régionaux dans une logique de "retour sur investissement".

Cette simulation montre qu'une **mise de fonds initiale de 23,3 millions d'Euros** de la part du Conseil Régional permettrait d'atteindre cet objectif en générant un **montant total d'investissement de 208 millions d'Euros**, dont **120 millions d'Euros (soit 57%)** représenterait un **chiffre d'affaires de travaux directement accessibles aux entreprises locales ou régionales**, en générant un recette annuelle de vente d'électricité de 16,1 millions d'Euros au profit des exploitants des systèmes PV, en faisant revenir dans la région **plus de 11 millions d'Euros** cumulés sur 20 ans, soit 24% de la part de la CSPE consacrée aux énergies renouvelable acquittée chaque année par les foyers de la Région sur leur facture et en **générant 0,9 million d'Euros de recettes fiscales locales**.

HESPUL est une association dont l'objectif est de contribuer à l'avènement d'une société sobre et efficace, reposant sur les énergies renouvelables, tout en défendant les valeurs d'équité et d'intérêt général. Son équipe de 30 salariés et experts est dirigée par Marc JEDLICZKA.

Pionnière du solaire photovoltaïque dans lequel elle cumule plus de vingt ans d'expérience après avoir réalisé dès 1992 le premier raccordement au réseau d'une installation, HESPUL est impliquée dans tous les domaines de l'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables, y compris l'accompagnement des territoires ou l'éducation et la sensibilisation du grand public.

Le photovoltaïque reste l'un des cœurs de métier d'HESPUL, avec notamment l'animation du Centre de ressources national autour du site de référence www.photovoltaique.info, le développement, l'exploitation et la supervision des projets, l'expertise technique sur l'intégration des renouvelables dans les réseaux et le suivi des politiques publiques.

<http://www.hespul.org>

2. Contexte du photovoltaïque en France

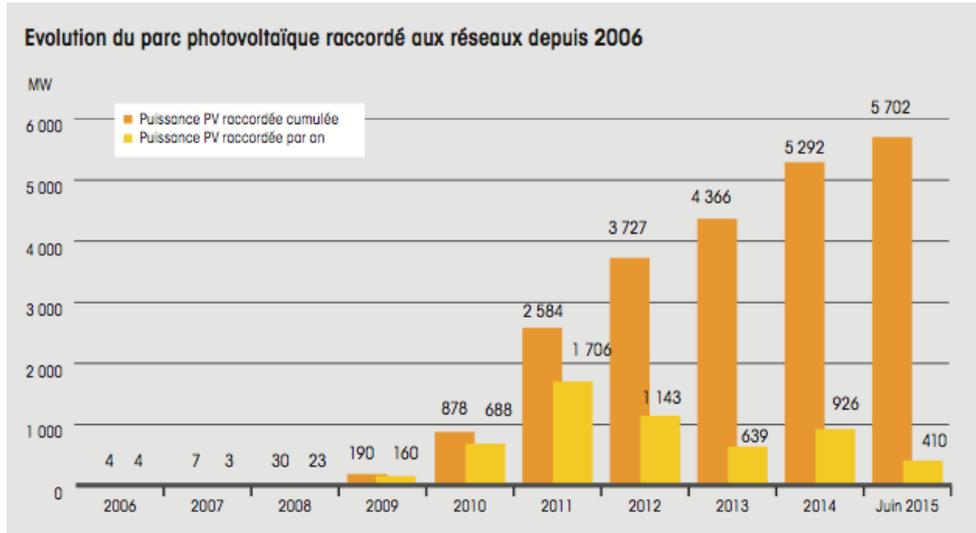
Après avoir connu entre 2009 et 2011 une amorce de développement relativement rapide porté par un système à guichet ouvert de tarifs d'achat trop élevés ayant conduit à la création d'une "bulle spéculative", la filière photovoltaïque a subi de plein fouet le moratoire imposé en décembre 2010. Il fut suivi en mars 2011 par la mise en place d'un nouveau système très contraignant basé sur l'instauration d'un plafond annuel de puissance installée, actuellement de 1 000 MW.

Fortement réduits en montant, les tarifs d'achat ont été en outre limités à une puissance de 100 kWc (soit environ 800 m² de surface de modules) et baissent désormais de manière automatique, dans une proportion décidée à l'avance, en fonction de la puissance cumulée des demandes de raccordement au réseau (et non de la puissance effectivement raccordée) enregistrées le trimestre précédent.

Au-delà de 100 kWc, il est nécessaire pour obtenir un prix de vente garanti de répondre à des appels d'offres lancés périodiquement par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) sur demande du ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie (MEDDE). Dans ces procédures, ce sont les pétitionnaires qui fixent le prix de vente du kWh de leur production qu'ils jugent nécessaire pour atteindre un équilibre économique suffisants : ils se trouvent donc en compétition les uns avec les autres.

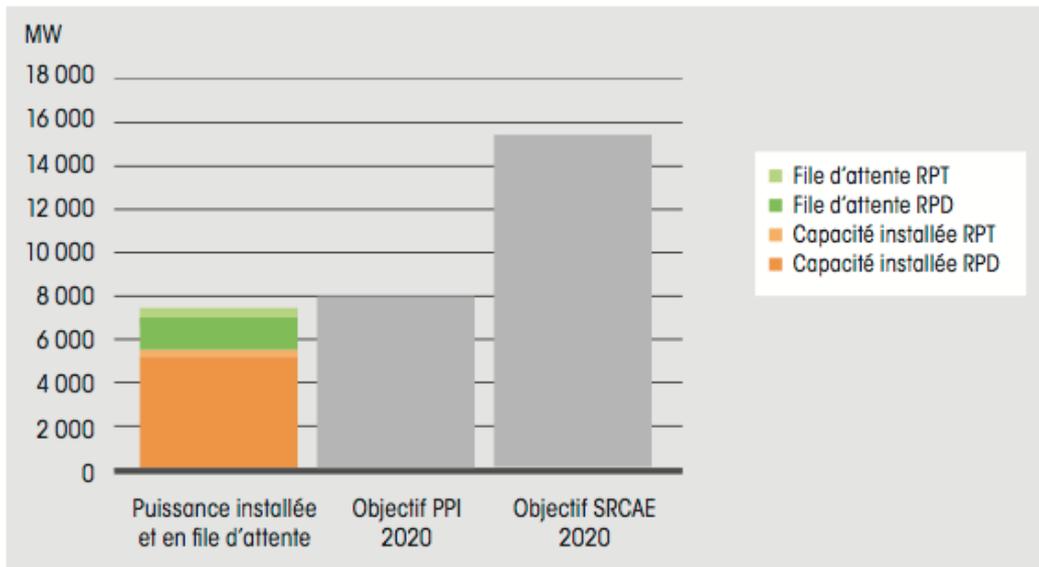
Les appels d'offres dits "simplifiés" concernent les systèmes PV compris entre 100 et 250 kWc. Ils sont lancés de manière plus ou moins régulière pour des périodes successives allant de 4 à 6 mois, généralement pour des quotas de 80 MW, dont la moitié est réservée aux toitures des bâtiments agricoles, l'autre moitié étant accessible aux toitures de tous les autres types de bâtiments et aux ombrières de parking.

Comme le montre le graphique ci-dessous tiré de la documentation disponible en ligne de RTE et ERDF qui font référence aux systèmes effectivement raccordés, l'objectif de 1 000 MW par an n'a plus été atteint depuis que le stock de projets qui avaient sécurisé leur tarif d'achat avant le moratoire ont été raccordés dans le délai impératif de 18 mois, c'est-à-dire mi-2012 au plus tard. Pourtant, près de 2 300 MW ont été proposés au dernier appel d'offres de la CRE, ce qui témoigne du dynamisme des survivants de la filière.



Source : RTE/SER/ERDF/ADEeF (*Panorama de l'électricité renouvelable - juin 2015*)

Malgré cette situation difficile, l'objectif de 5 400 MW pour 2020 issu du Grenelle de l'environnement, jugé à l'époque nettement trop bas tant par les professionnels que par les ONG, a été atteint à la mi-2015. Cela a conduit l'État à publier en urgence en juillet 2015 un arrêté portant cet objectif à 8 000 MW¹, de façon à ne pas être obligé de suspendre à nouveau le dispositif. Mais ce coup de pouce est loin de correspondre aux objectifs cumulés de l'ensemble des 22 SRCAE métropolitains qui atteignent le chiffre record de 15 000 MW.



Source : RTE/SER/ERDF/ADEeF (*Panorama de l'électricité renouvelable - juin 2015*)²

¹ Arrêté du 28 août 2015 modifiant l'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (NOR : DEVR1520025A)

² RPD : Réseau public de distribution ; RPT : Réseau public de transport

3. Leçons tirées de la mise en œuvre des appels d'offres en France

Dans le contexte du moratoire de 2010, les appels d'offres ont été mis en place par l'État pour limiter la puissance installée annuellement et garder la maîtrise de l'impact financier du dispositif. Censés permettre d'accélérer la réduction des coûts de production de l'électricité solaire grâce à la compétition qu'ils introduisent entre les opérateurs, les appels d'offres peinent toutefois à faire la démonstration de leur efficacité sur ce point. Les résultats de la première expérimentation lancée en Allemagne au printemps 2015³ démontrent que les appels d'offres comportent en effet des défauts et peuvent avoir des effets pervers.

Ainsi, s'ils peuvent sembler de prime abord répondre à l'objectif qui leur est assigné de tirer les tarifs de vente vers le bas, c'est au prix d'un taux d'offres non retenues qui peut être très important⁴ et dont le coût pour les entreprises qui ont travaillé à perte se retrouvera dans les appels d'offre suivants si elles parviennent à survivre, ou bien dans les indemnités versées par Pôle-emploi en cas de dépôt de bilan à force d'échecs⁵.

Au-delà des interrogations que l'on peut avoir sur leur efficacité en matière de coûts et de prix, tels qu'ils sont organisés en France, les appels d'offres conduisent à un double phénomène de concentration peu cohérent avec la nature profondément décentralisée de l'énergie solaire et avec la simplicité de mise en œuvre de la technologie qui ne nécessite pas de moyens lourds.

En effet, le taux d'échec (offres non retenues) évoqué ci-dessus, mais aussi les conditions réelles de mise en œuvre des appels d'offres, avec notamment un calendrier aléatoire et des délais serrés qui exigent de mobiliser sur une période courte décidée de manière exogène des ressources humaines et financières importantes que l'entreprise n'est pas certaine de pouvoir financer, reviennent à sélectionner de fait les grandes entreprises, celles qui ont les moyens de payer une telle prise de risque, et à éliminer les PME, les entreprises de taille intermédiaire (ETI) et plus largement les acteurs locaux.

De leur côté, les collectivités locales, pourtant détentrices d'un patrimoine bâti et foncier important et de plus en plus souvent mobilisées en faveur de la transition énergétique à travers

³ Le prix moyen proposé pour les 25 projets retenus pour une puissance totale de 157 MWc est supérieur au tarif d'achat existant (9,17 c€/MWh contre 9,02), (*source Mémo de l'Office Franco-Allemand des Énergie Renouvelables, mai 2015*)

⁴ Jusqu'à 80% en nombre et 90% en puissance des offres pour la "sous-famille 2b" (installations au sol de puissance comprise entre 5 et 12 MWc) de l'appel d'offre > 250 kWc de septembre 2013 (*source CRE*)

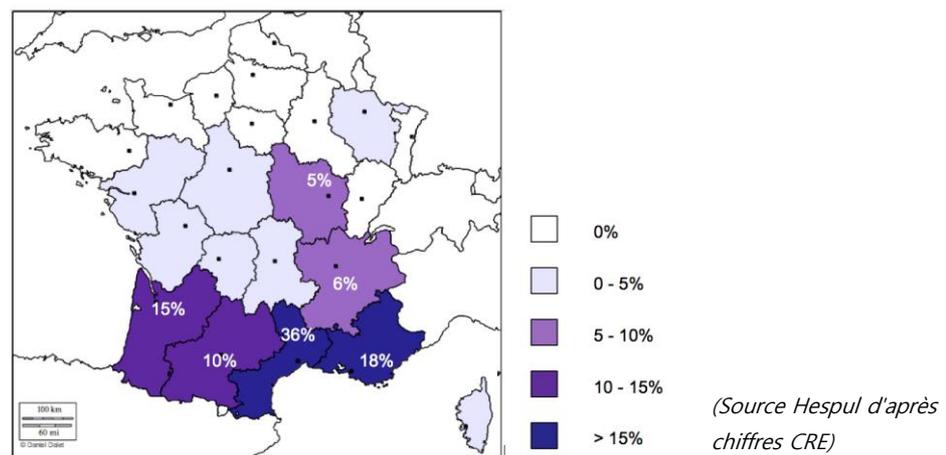
⁵ Le secteur qui employait 29 000 personnes (hors exploitation) en 2011 n'en comptait plus que 10 000 en 2013 (*source Baromètre Euroserv'Er 2014*) et 8 400 en 2014 (*source ADEME, étude Icare, E-Cube – In-numeri avril 2015*)

notamment les démarches de type "Territoires à Énergie Positive" (baptisées "TEPOS" ou "TEPCV"), sont quant à elles exclues de fait des procédures d'appels d'offre pour cause d'incompatibilité avec le code des marchés publics et de trop grande complexité des montages alternatifs envisageables.

Outre cette concentration aux mains d'un nombre de plus en plus réduit d'opérateurs, on constate une très forte concentration géographique des projets déposés et plus encore retenus dans le Sud de la France qui découle de l'absence de la prise en compte du différentiel d'ensoleillement alors même que, cas unique en Europe, la différence entre l'extrême Sud du pays (Perpignan) et l'extrême Nord (Lille) est supérieure à 50% (1270 kWh/m² contre 969).

A cet égard, l'analyse des résultats du dernier appel d'offres pour les systèmes de plus de 250 KWC dont les résultats sont désormais connus (2014) est sans ambiguïté comme le montre la carte ci-dessous. Bien que le prix de vente proposé qui reflète la production annuelle attendue ne compte que pour la moitié dans le classement des offres, c'est de tout évidence l'ensoleillement qui constitue le facteur principal de succès, sachant qu'il s'agit pour l'essentiel de parcs au sol dont la plus grande partie des coûts provient du système photovoltaïque proprement dit (modules, supports, câblage, électronique de connexion).

Cet état de fait, aussi logique qu'il puisse paraître de prime abord, ne manque pas de poser question. **En effet, les régions françaises ont été mises devant l'obligation d'élaborer un Schéma Régional Climat-Air-Énergie (SRCAE) qui comporte notamment des objectifs souvent ambitieux en matière d'électricité renouvelable à l'horizon 2020, validés conjointement par les élus régionaux et par le préfet de Région en tant que représentant de l'État.** Ce dernier ne se devrait-il pas par principe de donner à chacune des Régions les moyens d'atteindre les objectifs communs ?

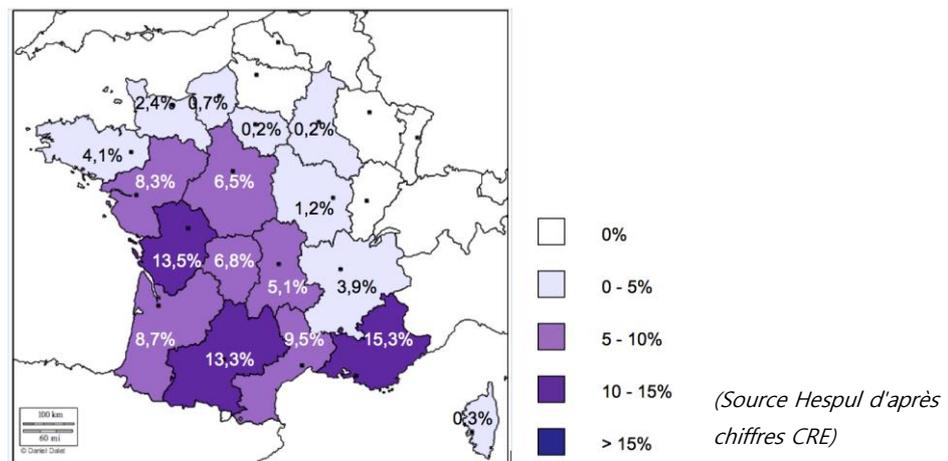


Répartition géographique (en puissance) des lauréats de l'AO CRE > 250 kW – mars 2014

Par ailleurs, cette situation fortement déséquilibrée découlant d'une approche purement financière à courte vue pourrait rapidement poser des problèmes de saturation des réseaux publics de distribution d'électricité et provoque déjà une pression sur le foncier en PACA et en Languedoc-

Roussillon : autant de motifs d'augmentation des coûts qu'il serait judicieux de prévenir en favorisant les projets dans des régions moins ensoleillées mais disposant d'autres atouts. On constate ainsi que la Bavière, dont l'ensoleillement correspond à celui de l'Alsace tout en étant le plus élevé d'Allemagne, est capable d'atteindre un coût de production inférieur au prix moyen de l'appel d'offres de la CRE (8,48 c€/kWh contre 8,9)⁶, ce qui montre bien que d'autres facteurs tels que la taille du marché sont tout aussi déterminants dans la baisse des coûts.

De son côté l'analyse des résultats des appels d'offre pour les puissances comprises entre 100 et 250 kWc, constitués uniquement de systèmes en toiture de bâtiments ou sur ombrières de parking, montre une répartition plus équitable bien que toujours favorable au Sud (cf carte ci-dessous). Ceci s'explique en partie par une part relative plus importante dans la formation du prix de vente demandé des "autres coûts" (ingénierie, transactions, chantiers, assurances, etc.), mais aussi par certaines particularités régionales en termes de dynamique et d'opérateurs, notamment dans les régions du centre-Ouest (Poitou-Charentes, Pays de Loire, Limousin et Centre), que ce soit de la part des Entreprises Locales de Distribution (cas du département de la Vienne), des syndicats départementaux d'énergie (cas de la Vendée avec le SYDEV) ou encore des coopératives d'agriculteurs (cas de des structures Agri-Soleil 87 en Haute-Vienne et Agri-Solelec dans l'Indre).



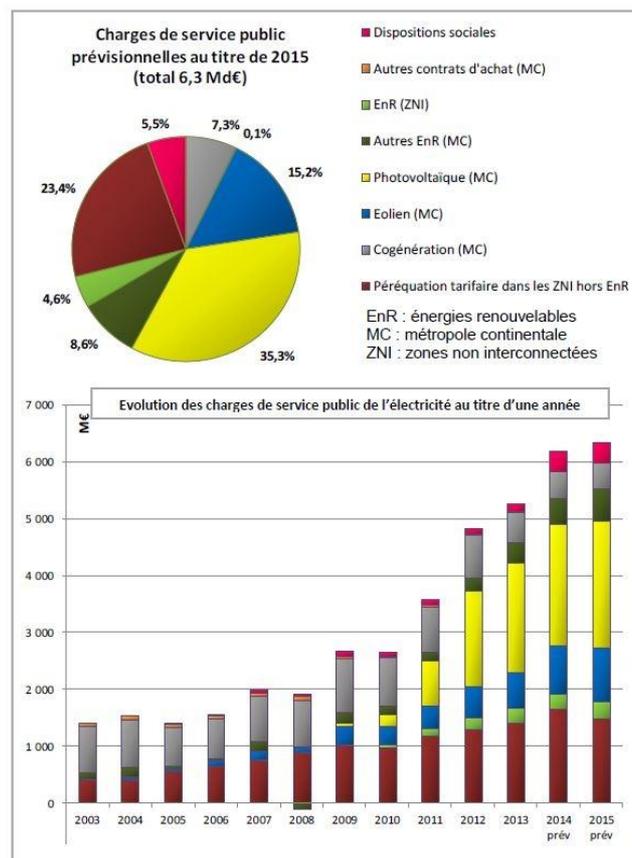
Répartition géographique (en nombre) des lauréats de l'AO CRE 100-250 kWc – mars 2013

⁶ Sources mémo OFANER et rapport CRE, déjà cités

4. Les mécanismes de financement : qui paie quoi ?

Depuis sa création en 2001, le système français de soutien aux énergies renouvelables électriques repose, que ce soit pour les tarifs d'achat ou pour les appels d'offres, sur le principe que le surcoût généré aux "acheteurs obligés" leur est remboursé *via* la "Contribution au service public de l'électricité" (CSPE) acquittée par tous les consommateurs d'électricité en proportion de leur consommation⁷. Ces acheteurs obligés sont EDF pour 95% des Français et les "entreprises locales de distribution" (ELD) pour les 5% restant, qui ont échappé à la nationalisation instaurée par la loi du 8 avril 1946.

La CSPE sert également à financer d'autres obligations de service public comme la péréquation tarifaire avec les "zones non-interconnectées" (les îles de la métropole et de l'Outre-mer) ou les tarifs sociaux. Le photovoltaïque en représente actuellement à lui seul plus du tiers, essentiellement du fait des tarifs d'achat trop généreux accordés avant le moratoire de 2010 dont la charge s'étale sur les 20 ans de la durée des contrats d'achat. On peut le voir sur le deuxième graphique ci-dessous dans lequel la partie jaune a cessé d'augmenter depuis 2013.



Source CRE

⁷ À l'exception des entreprises grosses consommatrices (les "électro-intensifs") puisque le montant de la CSPE est plafonné en valeur absolue à 500 000 € par an, ce qui correspond actuellement à une consommation de 25 GWh/an, l'équivalent de la consommation de 8500 ménages hors chauffage électrique

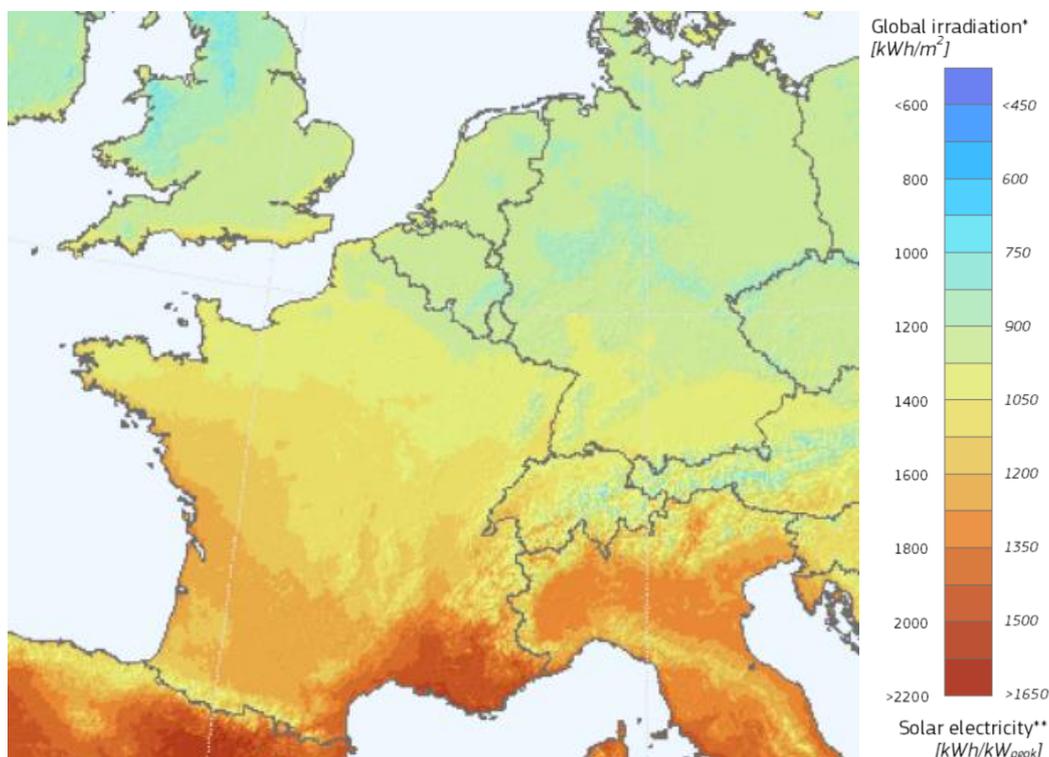
De par sa structure même et de par son fonctionnement, la CSPE fait que les consommateurs d'une région peu ensoleillée du Nord de la France paient chaque année quelques dizaines d'Euros⁸ pour soutenir le développement de l'électricité solaire sans en tirer aucun bénéfice en termes d'activité économique, d'emploi ou de rentrées fiscales payées par les producteurs aux collectivités locales.

5. Pistes d'actions pour le développement du photovoltaïque en région GRAND-EST

a) De bonnes raisons pour relancer le PV dans la région GRAND-EST

Bien que la Région GRAND-EST se situe dans la partie la moins ensoleillée de la France métropolitaine, l'irradiation annuelle dont elle bénéficie est, comme le montre la carte ci-dessous, supérieure à celle de la partie méridionale de l'Allemagne qui se trouve à la même latitude.

En particulier, l'irradiation moyenne du département du Haut-Rhin qui apparaît en jaune un peu plus foncé atteint 1 450 kWh/m² (1 100 kWh/kWc) à Mulhouse contre 1320 kWh/m² (1020 kWh/kWc) pour Munich soit un écart positif de près de 10%.



Irradiation annuelle en kWh par m² (source JRC-Ispra, Commission Européenne)

⁸ Environ 25 € TTC pour un ménage moyen consommant 3000 kWh par an

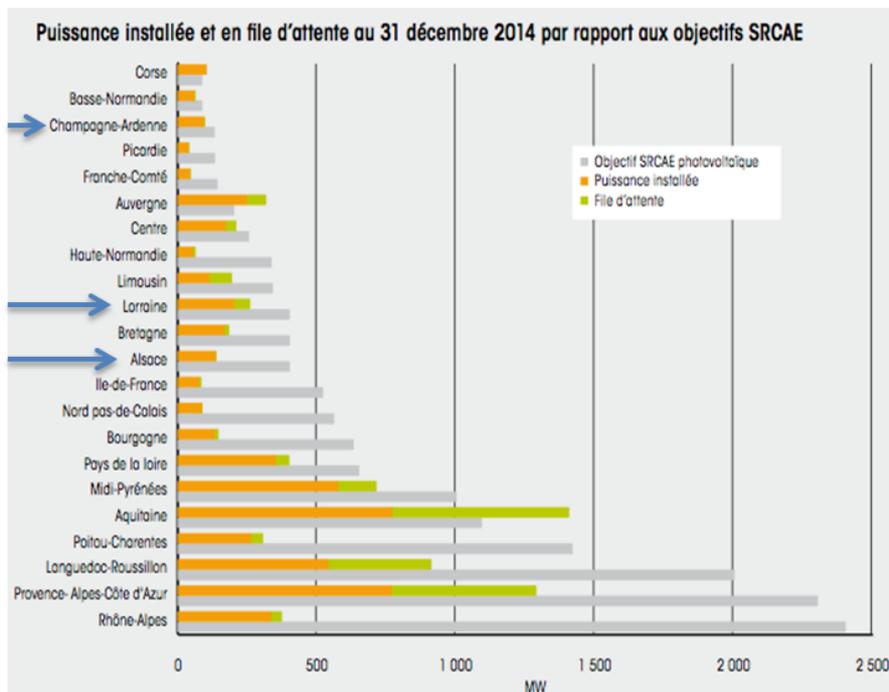
Fin 2014, les deux Länder les plus au Sud de l'Allemagne, le Bade-Wurtemberg et la Bavière, accueillent à eux deux, avec plus de 23 GW, plus de 60% de la puissance photovoltaïque totale installée en Allemagne (38 GW) alors qu'il ne représentent qu'un quart de la population.

Leurs taux d'équipement actuels sont respectivement de 472 Watts par habitant dans le Bade-Wurtemberg et de 841 Watt par habitant en Bavière, ce qui fait de cette dernière de loin la région la plus équipée du monde.

La région GRAND-EST, avec 430 MW installés à la mi-2015, soit 78 watts par habitant, se situe quant à elle nettement en dessous de la moyenne des régions française métropolitaines hors Ile-de-France qui est d'environ 100 Watts par habitant (85 si l'on intègre l'Ile-de-France).

Par ailleurs, l'objectif cumulé des Schémas Régionaux Climat-Air-Énergie (SRCAE) des trois anciennes régions s'élève à 954 MW à l'horizon 2020⁹, ce qui impose de plus que doubler la puissance actuellement installée dans les cinq années à venir, soit en moyenne un peu plus de 100 Mwc supplémentaires chaque année.

Or, comme le montre le graphique ci-dessous indique pour chaque région française le volume en MW des projets en liste d'attente de raccordement au réseau de distribution (ERDF), la dynamique d'installation de nouveaux systèmes PV est quasiment nulle pour l'ensemble de la Région GRAND-EST.



⁹ dont Alsace 400 MW, Lorraine 400 MW et Champagne-Ardenne 154 MW



Dans cette situation, il semble peu probable que la région GRAND-EST soit en mesure d'atteindre ses objectifs si aucune mesure incitative supplémentaire n'intervient rapidement afin de relancer la dynamique d'un secteur atone malgré la proximité de l'Allemagne et de son savoir-faire historique.

Dans une logique d'aménagement équilibré du territoire et de soutien équitable à l'ensemble des Régions française il devrait revenir à l'État qui s'est engagé aux côtés des Régions en cosignant chacun des SRCAE de prendre les dispositions nécessaires pour leur permettre d'atteindre dans de bonnes conditions leurs objectifs.

Pour cela, il conviendrait de compenser au moins partiellement le différentiel d'irradiation entre les régions les plus ensoleillées du Sud de la France et celles qui, comme la région GRAND-EST, le sont moins sans pour autant que leur potentiel puisse être considéré comme négligeable ou inexploitable, comme le prouve l'exemple du voisin allemand, sans parler du Royaume-Uni qui a installé sur son territoire 2,3 GW en 2014 contre 0,9 GW pour la France entière.

Les idées ne manquent pas pour la mise en œuvre de ce principe : modulation des tarifs d'achat, appels d'offres régionalisés ou groupés par régions homogènes du point de vue de l'ensoleillement, pondération des critères dans l'analyse des offres, bonification totale ou partielle du prix demandé, ...

L'évolution annoncée pour le 1^{er} janvier 2016 du système de soutien aux énergies renouvelables électriques, avec notamment le passage au mécanisme dit du "complément de rémunération" et la refonte de la grille des tarifs d'achat spécifiques au PV, aurait pu être l'occasion d'introduire une forme ou une autre de modulation, mais force est de constater que ni les services centraux de l'État, ni le gouvernement actuel ne souhaitent aller dans ce sens.

Pourtant, outre les raisons évoquées ci-dessus, un certain nombre d'avantages connexes pourraient être tirés à plus ou moins long terme au niveau national de cette orientation : on peut citer à court terme l'utilisation optimale des capacités d'accueil des réseaux de façon à réduire le coût global du développement de la filière ou le relâchement de la pression foncière pour installer de grands parcs au sol dans l'arrière-pays des régions méditerranéennes, ou encore à moyen terme une amélioration de la sécurité d'approvisionnement grâce à un meilleur foisonnement de la production entre les différentes parties du territoire et la réduction des pertes en lignes grâce au raccourcissement des distances entre production et consommation

Face à cette situation, une intervention du Conseil Régional, au titre de la position de "Chef de file de la transition énergétique" qui lui est reconnu par les textes légaux, s'avère indispensable pour que le territoire GRAND-EST ne devienne pas un désert photovoltaïque à l'échelle de la France, mais participe au contraire activement à la poursuite des objectifs nationaux et puisse en tirer tous les bénéfices en termes d'activité économique pour ses entreprises, d'emplois pour ses habitants et recettes fiscales pour ses collectivités locales.



La perspective de la révision du SRCAE qui doit intervenir dans les 5 ans suivant sa promulgation, c'est-à-dire courant 2017 pour ce qui est des trois régions Alsace (adoption le 29 juin 2012), Champagne-Ardenne (29 juin 2012) et Lorraine (20 décembre 2012), offre l'opportunité d'un calendrier se prêtant particulièrement bien à un exercice de prospective qui devra de toute manière, au-delà de l'évolution des objectifs de MW installés à moyen terme, s'intéresser de près aux politiques et mesures que la Région devra nécessairement mettre place dans un contexte général de désengagement de l'État.

b) Éléments d'une stratégie régionale de développement du PV

Pour atteindre les objectifs qui lui sont assignés et avoir du sens dans la perspective d'une authentique transition énergétique, la stratégie régionale doit s'inscrire dans une vision de moyen terme de construction de politiques et d'instruments cohérents, efficaces et facilement compréhensible par ceux à qui ils sont censés s'adresser.

Ceci passe d'abord par l'analyse des cibles (en termes de taille et de type d'opérateurs) devant être visées en priorité, en privilégiant celles qui sont susceptibles de présenter un rapport coûts/bénéfices aussi favorable que possible.

Il est tentant de s'intéresser en premier lieu aux systèmes de grande puissance notamment au sol permettant *a priori* des réductions de coût grâce à la simplification des travaux et aux économies d'échelle qu'ils permettent.

Toutefois, la structure actuelle des appels d'offres (AO) au-delà de 250 kWc fait que la compensation du différentiel d'ensoleillement pour ce type de projets, sous une forme qu'il resterait à trouver dans le cadre extrêmement strictes des aides destinées aux entreprises, aurait dans tous les cas un coût élevé tout en ne réduisant que très partiellement le risque d'échec compte tenu de la "file d'attente" de projets déjà développés en recherche de financement notamment dans le Sud de la France.

Cette option semble donc hors de portée des moyens de la Région, d'autant plus que le caractère risqué de ce type de projet va augmenter avec le passage prévue au 1^{er} janvier 2016 au système du complément de rémunération qui impose au producteur de vendre lui-même sa production sur le marché et de se faire ensuite verser une prime lui permettant théoriquement d'équilibrer ses coûts sur la durée de son contrat.

A l'autre extrémité de l'éventail, le tarif d'achat pour les systèmes intégrés au bâti de moins de 9 kWc destinés principalement aux particuliers, actuellement de 25,78 c€/kWh, alimente le "bruit de fond" d'installations qui se réalisent au fil de l'eau dans la plupart des régions à travers la France. Ce segment de marché ne nécessite a priori pas d'aide additionnelle et son développement,



souhaitable par ailleurs, peut reposer essentiellement sur les stratégies d'approvisionnement et les politiques commerciales des PME locales et régionales.

Les puissances intermédiaires, soit entre 10 et 250 kWc, qui peuvent concerner tous les types de bâtiments (résidentiels, tertiaires, industriels, agricoles, ...) disposant d'une surface en toiture pouvant aller de 80 à un peu plus de 2000 m² sont celles qui offrent le potentiel le plus important de par leur nombre, tant dans les centres villes qu'en périphérie et même à la campagne, et à un coût plus facile à maîtriser grâce à un certain effet de taille : elles pourraient donc constituer le "cœur de cible" d'une stratégie régionale, surtout dans une région où les chiffres montrent que ce segment reste presque totalement inexploité.

Il convient toutefois de bien distinguer bien les deux sous-segments qui le constituent et qui sont soumis chacun à un régime de soutien spécifique qui détermine des modalités d'aide régionale nécessairement différentes :

1) Systèmes entre 9 et 100 kWc

L'existence de tarifs d'achat garantis (eux-mêmes subdivisés en deux catégories, de 9 à 36 kWc et de 36 à 100 kWc), dont tout indique, notamment les nouvelles dispositions en cours d'élaboration¹⁰ en application des "Lignes directrices" de la Commission européenne en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2014¹¹, qu'ils seront maintenus dans la durée, incite à examiner la faisabilité d'une aide directe sous la forme d'une subvention à l'investissement permettant de compenser le différentiel d'ensoleillement.

Une évaluation à dire d'expert croisée avec les éléments fournis par la presse spécialisée¹² montre que, sur la base d'un coût complet moyen d'investissement constaté de 2,20€/ Wc pour un système de 36 kWc et de 2,00 €/Wc pour 100 kWc, un complément à hauteur de 16,7 c€/kWh au tarif d'achat actuellement de 14,7 c€/kWh pour le segment 9 à 36 kWc et à hauteur de 15,7 c€/kWh au tarif de 13,96 c€/kWh pour le segment 36 à 100 kWc, serait suffisante pour atteindre un seuil acceptable de rentabilité compte tenu de l'ensoleillement moyen de la région GRAND-EST, pris à 1050 kWh/kWc pour une irradiation horizontale de 1380 kWh/m². Ceci correspond à une subvention au taux de 19% dans le premier cas et de 18 % dans le second.

¹⁰ le projet de décret définissant la liste des installations éligibles aux tarifs d'achat a été examiné le 3 novembre 2015 par le Conseil Supérieur de l'Énergie pour publication avant la fin de l'année

¹¹ Téléchargeables à l'adresse : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29&from=EN>

¹² magazine Photon-International, édition de septembre 2015

2) Systèmes de 100 à 250 kWc

Les systèmes de cette gamme de puissance sont soumis à la procédure des appels d'offres dits "simplifiés". L'analyse approfondie des résultats de la troisième période des appels d'offres et leur croisement avec les politiques publiques et les jeux d'acteurs dans certaines régions donne des indications très intéressantes sur les facteurs déterminants d'un développement plus soutenu.

Le cas des deux régions normandes (elles aussi amenées à fusionner) dont l'ensoleillement est le même qu'en GRAND-EST montre que l'aide apportée un temps par la Basse-Normandie (2,5 €/Wc plafonné à 30% HT et à 3kWc) accessibles aux agriculteurs et aux collectivités locales n'a pas eu d'incidence puisque c'est en Haute-Normandie où il n'y a aucune aide que se trouvent 8 des 12 sites agricoles sélectionnés pour une puissance totale de 1,9 MWc, auxquels s'ajoutent 5 sites non-agricoles.

Le département de l'Indre dans la région Centre, qui bénéficie d'un ensoleillement de 5 % supérieur à celui du Haut-Rhin mais d'aucune aide complémentaire, a remporté 32 sites pour une puissance totale de 4,4 MWc, dont plus de la moitié (2,4 MWc) porté par un seul opérateur issu directement d'une coopérative agricole. Même situation en Haute-Vienne dans le Limousin avec 10% de soleil en plus que le Haut-Rhin, où un seul opérateur agricole a remporté 2,2 MW sur les 4,5 MWc pour 31 sites remportés.

On peut déduire de ces éléments, mais aussi d'autres expériences plus anciennes dans des régions plus ensoleillées, notamment celle de la Sicaseli à Figeac dans le Lot, que **le secteur agricole, qui a l'habitude de développer des projets et d'investir parfois lourdement, est capable d'un dynamisme particulier**. Plus largement, on peut penser que l'action collective dans le cadre de regroupements par secteurs d'activité, qui permet à la fois de réduire les coûts (commandes groupées), de capitaliser l'expérience et de lever plus facilement des fonds auprès d'investisseurs ou de prêteurs est une solution qui mérite d'être examinée.

Dans cette perspective, le soutien à l'organisation de réseaux, dans le secteur agricole ou dans d'autres secteurs, par exemple les PME, pourrait constituer une action particulièrement efficace permettant tout à la fois d'identifier des sites potentiels, de financer le développement d'un certain volume de projets, de mobiliser des capacités locales d'investissement peu gourmandes en taux de rentabilité et de négocier des conditions d'emprunt à taux raisonnable auprès des banques.

Parmi les cibles potentielles d'une stratégie de mise en réseau des acteurs figurent les collectivités locales qui disposent d'un patrimoine bâti et aménagé important, d'autant plus qu'une bonne partie d'entre elles se sont déjà engagées dans la voie de la transition énergétique en répondant à l'appel à projet national des "Territoires à énergie positive pour la



croissance verte" (TEPCV). La liste des lauréats publiée par le MEDDE montre en effet que plus de 3 millions d'habitants sur les 5,5 millions que comptent la région GRAND-EST vivent dans un "TEPCV" déjà agréé ou "en devenir".

Le photovoltaïque figurant parmi les filières incontournables de production d'électricité renouvelable dans une démarche de type TEPCV, toutes les collectivités concernées se devront à court terme d'identifier et de quantifier le potentiel photovoltaïque de leur territoire et déterminer une stratégie visant à le mobiliser progressivement pour qu'il puisse effectivement contribuer à l'atteinte des objectifs qui sont, *a minima*, un équilibre au niveau local entre consommation et production renouvelable à l'horizon 2050.

Une telle politique pourrait reposer sur plusieurs actions complémentaires, par exemple :

- financement de l'accompagnement des réseaux (postes dédiés dans les chambres d'agriculture, les CCI ou les associations de collectivités locales)
- réalisation d'un inventaire par secteur des bâtiments exploitables, notamment ceux ayant besoin de rénover leur toiture
- quantification des applications spécifiques à développer (serres agricoles, ombrières de parkings, ...)
- appels à projets pour le financement des études préalables
- aide modérée à l'investissement, de 10 à 15 % sur une puissance limitée

Une étape supplémentaire pourrait être la création d'un Fonds régional dédié, doté de capacités significatives d'investissement par la Région et par ses partenaires institutionnels, comme il s'en est déjà créé plusieurs à travers la France, notamment le Fonds OSER en Rhône-Alpes (<http://enr-oser.fr/>). Plus efficace et plus engageante pour la Région, une telle initiative lui permettrait non seulement de jouer un rôle incitatif auprès des différentes catégories d'acteurs publics et privés, mais surtout de contribuer à ce que l'ensemble des habitants et des acteurs économiques locaux récoltent à terme les fruits du développement de la filière qu'ils financent *via* la CSPE.

Outre la levée de fonds auprès de partenaires publics et privés et le choix d'investissement dans des projets qui lui sont présentés par des porteurs et des développeurs, une telle structure peut jouer un rôle important d'accompagnement des projets émergents et d'animation à travers tout le territoire régional auprès des réseaux d'acteurs visant à identifier des opportunités et à faire émerger de nouveaux projets dans une logique de cercle vertueux.

En complément, un partenariat avec les opérateurs des activités en plein développement que sont l'investissement citoyen et le financement participatif ("crowdfunding") permettrait de renforcer le rôle d'animation et d'avoir accès à du capital, des obligations ou de la dette auprès des particuliers dont les attentes en termes de rentabilité sont modérées, ce qui contribue de fait à combler le différentiel d'ensoleillement.

c) Simulation pour un objectif de 105 MWc par an

La référence à un volume annuel de 105 MWc utilisée pour la simulation dont les résultats sont fournis ci-dessous correspond à la puissance moyenne qu'il est nécessaire d'installer chaque année d'ici 2020 pour atteindre les objectifs cumulés des trois SRCAE à cet horizon de temps.

En cohérence avec les éléments développés précédemment, cette simulation se base sur l'hypothèse d'une intervention de la Région modulée en fonction des gammes de puissance :

- ⇒ **systèmes de moins de 9 kWc** : pas d'intervention de la Région
- ⇒ **systèmes de 9 à 100 kWc** : subvention à l'investissement permettant d'atteindre un équilibre économique raisonnable sur la durée d'exploitation, avec un taux différencié selon la puissance :
 - entre 9 et 36 kWc : 19% du coût complet avec un plafond de 2,2 €/Wc
 - entre 36 et 100 kWc : 18% du coût complet avec un plafond de 2 €/Wc
- ⇒ **systèmes de 100 à 250 kWc** :
 - prise de participation au capital des projets via un fonds dédié à hauteur de 10% du montant des investissements, en supposant que la Région fournit la moitié de la dotation d'intervention du fonds, l'autre moitié étant apportée par des partenaires publics et privés (investisseurs institutionnels type CDC, opérateurs énergétiques, structures d'investissement citoyen, ...)
 - financement des études de potentiel (recensement par typologie, cadastres solaires, ...) et des études préalables via des appels à projets périodiques
 - financement de l'animation des réseaux (chambres consulaires, tissus associatif, ...) pour identifier et faire mûrir les projets
- ⇒ **systèmes de plus de 250 kWc** : pas d'intervention de la Région

Le tableau ci-dessous fournit les données de base pour quatre types de systèmes photovoltaïques de puissance égale à la puissance maximale de la catégorie concernée (exemple 36 kWc pour la catégorie 9-36 kWc), en considérant qu'il reflète un optimum économique. Pour les systèmes de moins de 9kWc en revanche, c'est la puissance moyenne constatée des nouvelles installations, soit 5 kWc, qui sert de référence.



HESPUL

L'ensoleillement a été pris au niveau moyen de l'ensemble de la région ALCA, soit 1050 kWh/kWc pour une irradiation horizontale de 1380 kWh/m².

Les données de coûts sont issues de la presse spécialisée, notamment le magazine professionnel de référence Photon-International, et sont croisées avec des informations "à dire d'expert" issues notamment du site de référence www.photovoltaique.info

DONNÉES POUR UN SYSTÈME PV					
Puissance	kWc	5	36	100	250
Coût complet	€/Wc	3,5	2,2	2	1,6
dont Coûts des modules	€/Wc	0,7	0,67	0,65	0,6
Coûts des onduleurs	€/Wc	0,3	0,23	0,2	0,18
Autres coûts	€/Wc	2,5	1,3	1,15	0,82
Coût total système complet	€	17500	79200	200000	400000
Tarif d'achat 2015	€/kWh	21,78	14,7	13,96	-
Tarif cible	€/kWh	-	16,7	15,7	13,5
Différence à combler	€/kWh	-	2,03	1,72	-
Production annuelle	kWh	5250	37800	105000	262500
Production cumulée sur 20 ans	kWh	105000	756000	2100000	5250000
Taux d'intervention régionale	%	-	19%	18%	5%
Montant de l'intervention régionale	€	-	15326	36158	20000
Hypothèse prix élec PEX-SPOT	€/MWh	45	45	45	45
Besoin de CSPE	€/kWh	17,3	10,2	9,5	9,0
Montant CSPE sur un an	€	907	3856	9933	23625
Recette annuelle de la vente de la production	€	1143	5557	14658	35438
Fiscalité locale pour un an	€	36	327	909	2272
dont IFR	€	36	262	727	1818
CFE	€	-	65	182	454

La simulation pour un programme de 105 MWh par an se fonde en outre sur les hypothèses suivantes :

- Il s'agit de la simulation en **année pleine moyenne**, sans prise en compte de la montée en puissance du dispositif qui sera néanmoins nécessaire ;
- Elle intègre un quota de 10 MWh de systèmes de petite puissance chez les particuliers (soit 2 000 systèmes de 5 kWc), qui sont déduits en considérant qu'ils se réalisent "au fil de l'eau" sans besoin d'aide régionale ;
- Elle n'intègre aucun système de plus de 250 kWc, notamment aucun parc au sol, du fait du trop grand écart de compétitivité avec le Sud de la France, en considérant que la poursuite de la baisse des coûts des systèmes PV ne suffira pas à combler cet écart d'ici à 2020;

- Elle repose sur une répartition dégressive entre catégories de puissance (9 à 36, 36 à 100 et 100 à 250) en considérant que le nombre de sites potentiels à équiper se réduit avec l'augmentation de la puissance ;
- Elle détaille le besoin d'intervention de la Région par catégorie : subventions à l'investissement, prise de participation *via* un fonds régional, aides aux études et à l'animation de réseaux. Pour ce dernier point, les montants affichés sont des estimations reflétant les besoins au service d'une dynamique ambitieuse.
- Elle chiffre le "retour sur investissement" pour les acteurs régionaux en termes de CSPE reçue, de fiscalité locale et de chiffre d'affaires accessibles aux PME de la région, c'est-à-dire les coûts d'investissement hors modules et onduleurs.

RÉSULTATS POUR 105 MW	unité	5kWc	36kWc	100kWc	250kWc	Total
Nombre de systèmes installés		2000	420	300	200	2920
Puissance totale installée	MWc	10	15	30	50	105
Investissement total	M€	35	33,3	60,0	80,0	208,3
Total intervention Région	M€	0	6,9	11,3	5,0	23,3
<i>dont Subvention d'investissement</i>	M€	-	6,4	10,8	-	17,3
<i>Prises de participation (fonds régional)</i>	M€	-	-	-	4,0	4,0
<i>Études et animation de réseaux</i>	M€	-	0,5	0,5	1,0	2,0
Chiffre d'affaires des travaux accessibles aux entreprises locales	M€	25,0	19,7	34,5	41,0	120,2
Recette annuelle totale de la production	M€	2,3	2,3	4,4	7,1	16,1
CSPE totale sur un an	M€	1,8	1,6	3,0	4,7	11,1
Fiscalité locale	M€	0,07	0,14	0,27	0,45	0,9

Sur la base des données et des hypothèses explicitées ci-dessus, on constate qu'un programme visant à l'installation de 105 MWc par an dans la région GRAND-EST générerait un **montant total d'investissement de 208 millions d'euros**, dont **120 millions d'Euros** (soit 57%) accessibles aux **PME et ETI locales** au service de la création d'activité et d'emplois.

Pour une mise de fonds initiale de la part de la **Région de 23,3 millions d'Euros** (soit 11,2 % du montant des investissements générés) dont 4 millions sous forme de participation au capital des projets, on constate que cet effort permettrait chaque année le retour dans le territoire régional de **16,1 millions d'Euros** de recette de la vente d'électricité et de **11,1 millions d'Euros de CSPE**, soit 24% des 46 millions d'Euros correspondant à la part "énergies renouvelables" de la CSPE acquittée par les consommateurs de la région GRAND-EST.

Enfin, la **fiscalité locale** générée par la production d'électricité photovoltaïque s'élèverait à **0,9 million d'Euros**.